

به کارگیری اطلاعات مدل سازی مخزن بر پایه خطوط جریان به منظور مکان یابی بهینه چاه های نفت

غلامرضا خادمی* و پاکنوش کریم آقای

دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۳/۲/۲۰ تاریخ پذیرش: ۹۳/۶/۱۵

چکیده

یکی از موضوعات کلیدی که در مدیریت مخازن مطرح می شود، مکان یابی بهینه یک یا چند چاه در یک بازه زمانی مشخص به منظور حداکثر کردن میزان تولید و سود حاصل از برداشت با در نظر گرفتن محدودیت های فیزیکی و اقتصادی است. مدل سازی و شبیه سازی مخزن از گام های مهم مکان یابی محسوب می شوند. هر اندازه مدل مخزن به مدل واقعی نزدیک تر باشد، مکان یابی بهینه چاه های مخزن، دقت بالاتری خواهد داشت. در اکثر روش های پیشنهادی، مدل سازی مخزن در محورهای مختصات دکارتی، به مدل پیچیده تری منجر می شود. در این مقاله سعی بر آن است که با ارائه مدل ساده تری برای مخزن بر اساس خطوط جریان و بهره جستن از طبیعت حاکم بر حرکت سیال در مخزن، روندی موثرتر و ساده تر برای مکان یابی بهینه چاه ها به دست آید. در ادامه اطلاعات ارزشمندی که حاصل از مدل سازی مخزن بر پایه خطوط جریان اند، معرفی می شوند. این اطلاعات با روش بهینه سازی ژنتیک ترکیب می شوند و به تغییر جستجوی صرفاً تصادفی الگوریتم ژنتیک به یک جستجوی نیمه تصادفی و مبتنی بر دانش کمک می کنند. نتایج نشان می دهند این امر به کاهش تعداد شبیه سازی ها و افزایش سرعت همگرایی روش ترکیبی پیشنهادی، در مقایسه با الگوریتم ژنتیک معمولی، منجر می شود.

کلمات کلیدی: مکان یابی بهینه چاه های نفت، مدل سازی و شبیه سازی مخزن، خطوط جریان، الگوریتم ژنتیک، چاه تولید و تزریق

مقدمه

است. یکی از توابع هدف مورد استفاده میزان تولید جمعی نفت یا سود حاصل از برداشت آن است. عملیات بهینه سازی بسیار چالش برانگیز است، زیرا تعداد چاه های مورد نیاز و نوع آنها (افقی، عمودی، چندلایه، تولیدکننده یا تزریق کننده) می تواند متفاوت باشد. عدم قطعیت های زمین شناسی که به ایجاد عدم قطعیت در مدل مخزن منجر می شوند، یکی از عوامل مهم تشدیدکننده پیچیدگی مسئله بهینه سازی هستند.

از آن جا که تقاضا برای نفت روز به روز افزایش می یابد و فرآیند تولید نفت نیز بسیار چالش برانگیز و هزینه بر شده است، توسعه بهینه مخازن نفت بسیار ضروری تلقی می شود. توسعه بهینه مخازن نفتی شامل تعیین بهینه تعداد، نوع، موقعیت، میزان نرخ چاه ها و نحوه حفر آنها، به منظور ماکزیمم کردن تابع هدف

محلی وجود دارد. روش‌های مستقل از گرادیان استراتژی‌های متفاوت برای جستجوی نقطه بهینه دارند. این الگوریتم‌ها خود به دو گروه روش‌های تصادفی با جستجوی کلی و روش‌های قطعی با جستجوی محلی دسته‌بندی می‌شوند. روش‌های تصادفی نظیر الگوریتم ژنتیک [۳ و ۱۱] و یا سرد شدن فلزات^۲ [۱۲] مدل محاسباتی الهام‌گرفته از طبیعت یا فرآیندهای فیزیکی هستند. روش‌های تصادفی به محاسبه مشتق نیاز ندارند. همچنین این نوع الگوریتم‌ها دارای مکانیزمی جهت جلوگیری از به دام افتادن در بهینه‌های محلی هستند. در این روش‌ها تابع هدف باید به دفعات ارزیابی شود و عملکرد این روش‌ها وابستگی مستقیمی به نحوه تنظیم پارامترهای موثر دارد؛ در حالی که روش‌های بهینه‌سازی قطعی [۱۳] نقطه بهینه محلی را جستجو می‌کنند و نیاز به ارزیابی کمی تابع هدف نیاز دارند، اما مشابه روش‌های تصادفی، برای جستجو نیازی به محاسبه مشتق تابع هدف ندارند.

همان‌گونه که بیان شد، الگوریتم‌های تصادفی نظیر ژنتیک برای رسیدن به بهینه کلی به تعداد زیادی ارزیابی تابع هدف نیاز دارند. دلیل این امر جستجوی تصادفی این الگوریتم‌ها در فضای جواب است. در این مقاله پس از معرفی اجمالی شبیه‌سازی مخزن بر مبنای خطوط جریان^۳، اطلاعات سودمند حاصل از این نوع مدل‌سازی در حل مسئله مکان‌یابی به روش تصادفی ژنتیک به کار گرفته می‌شود. نتایج نشان می‌دهند که الگوریتم ژنتیک ترکیبی پیشنهادی صرفاً به صورت تصادفی عمل نمی‌کند، لذا این عمل به کاهش تعداد شبیه‌سازی‌ها و همگرایی سریع‌تر الگوریتم به پاسخ بهینه کلی منجر می‌شود.

شبیه‌سازی مخزن بر مبنای خطوط جریان در سال‌های اخیر در صنعت نفت و گاز مورد توجه

همچنین مکان‌یابی بهینه چاه‌ها یک مسئله غیرخطی و عموماً شامل ماکزیمم یا مینیمم‌های محلی زیاد است. از آن جا که مقدار تابع هدف برای سناریوهای مختلف توسعه مخازن نفتی باید محاسبه شود، زمان محاسباتی در مسائل بهینه‌سازی بسیار قابل توجه است. هر مرحله ارزیابی تابع هدف، نیازمند یک بار اجرای مدل مخزن است. لذا برای مخزن‌های بزرگ با مدل پیچیده، زمان اجرای شبیه‌سازی مدل بسیار طولانی خواهد بود. در صنعت، مهم‌ترین تصمیمات مهندسان مخزن این است که در کدام مکان مخزن، چاه حفر شود تا سود حاصل از برداشت و یا توابع هدف دیگر به حداکثر برسد. در واقع در عمل با شبیه‌سازی‌های مختلف مخزن، عملکرد هر کدام از سناریوهای توسعه مخزن بررسی می‌شود. اما با افزایش تعداد چاه‌ها برای مکان‌یابی، تعداد پاسخ‌های ممکن بسیار زیاد می‌گردد؛ در نتیجه به یک الگوریتم بهینه‌سازی محاسباتی نیاز است. روش‌های بهینه‌سازی مختلفی برای تعیین موقعیت مناسب یک چاه در مخزن ارائه شده‌اند.

تاریخچه مکان‌یابی چاه‌ها بسیار گسترده است و تاکنون روش‌های مختلف بهینه‌سازی شامل تکنیک‌های ترکیبی [۱-۳]، پروکسی‌ها [۴-۶] و روش‌های متنوع اعمال قیود غیرخطی [۶-۸] مطرح شده‌اند.

الگوریتم‌های مورد استفاده برای مکان‌یابی بهینه چاه‌ها به دو دسته کلی روش‌های مبتنی بر گرادیان و روش‌های مستقل از گرادیان تقسیم می‌شوند. در روش‌های بهینه‌سازی بر مبنای گرادیان، لازم است گرادیان تابع هدف نسبت به متغیرهای تصمیم‌گیری محاسبه شود. گرادیان تابع هدف را می‌تواند به کمک فرآیند مدل کمکی^۱ [۹] یا به صورت عددی [۱۰] محاسبه کرد. روش‌های مبتنی بر گرادیان، با حرکت در جهت جستجوی مناسب، باعث بهبود تابع هدف در هر تکرار می‌شوند. این الگوریتم از نظر محاسباتی بسیار کارآمد است، اما احتمال گیر کردن در بهینه‌های

1. Adjoint Model

2. Simulated Annealing

3. Streamline

تاریخچه مخزن و مکان‌یابی بهینه چاه‌ها تبدیل کرده است.

معرفی شبیه‌سازی مخزن بر مبنای خطوط جریان

خطوط جریان خطوطی هستند که بر بردار سرعت در یک لحظه خاص مماس‌اند. این خطوط خصوصیات سیال در مخزن را توصیف می‌کنند. مثالی از شبیه‌سازی مخزن بر مبنای خطوط جریان در شکل ۱ آورده شده است. به کمک این تصویر می‌توان نحوه جابه‌جایی سیال در بخش‌های مختلف مخزن را مشاهده کرد. به دلیل سادگی و شفافیت در نمایش ویژگی‌های سیال، خطوط جریان در صنعت نفت و گاز کاربرد فراوانی پیدا کرده‌اند. در شبیه‌سازی بر مبنای خطوط جریان، معادلات سه‌بعدی سیال با چندین معادله یک‌بعدی در راستای خطوط جریان تقریب زده می‌شوند. ایده اصلی شبیه‌سازی مبتنی بر خطوط جریان جداسازی تاثیر ناهمگنی زمین‌شناسی از محاسبات حرکت سیال است. از نظر ریاضی این عمل با به‌کارگیری زمان پرواز خطوط جریان، به‌عنوان متغیر مختصات، محقق شده است. در واقع مسئله به یک سیستم مختصاتی جدید منتقل می‌شود که در آن تمامی خطوط جریان مستقیم‌اند و زمان پرواز جایگزین فاصله شده است. تاثیر ناهمگنی در زمان پرواز و منحنی مسیر خطوط جریان لحاظ شده است. از آنجا که محاسبه اشباع در راستای خطوط جریان از گرید مربوط به آن جدا شده است، در انتخاب مرحله زمانی^۳ محدودیتی وجود ندارد.

در شبیه‌سازی مبتنی بر خطوط جریان، سیال به جای حرکت بین دو گرید گسسته، مشابه روش‌های سنتی، به طور طبیعی در راستای خطوط جریان حرکت می‌کند.

فراوانی قرار گرفته است، به نحوی که به عنوان روشی موثر و تکمیل‌کننده روش‌های سنتی مدل‌سازی مخزن نظیر تفاضل محدود^۱ پذیرفته شده است. کاربرد ویژه مدل‌سازی بر مبنای خطوط جریان در شبیه‌سازی مخازن با ابعاد بزرگ، دارای پیچیدگی زمین‌شناسی و ناهمگن است به‌طوری که حرکت سیال تحت تاثیر موقعیت و نرخ تولید چاه‌ها، ویژگی‌های سنگ مخزن (نفوذپذیری، تخلخل و توزیع گسل)، جنبش سیال (نفوذپذیری نسبی فازها و گرانیروی) و جاذبه است. از سوی دیگر تاثیرات فشار مؤینگی به خوبی به کمک خطوط جریان مدل نمی‌شود [۱۴].

از مزایای مهم روش خطوط جریان سرعت محاسبات بالاتر، بهبود دقت (کاهش پراکندگی عددی)، توانایی نمایش مدل زمین‌شناسی با جزئیات بالا، ترسیم کمی جریان سیال و تطبیق سریع تاریخچه مخزن‌اند. سرعت و چندکاربره بودن این روش شبیه‌سازی آن را به ابزاری مناسب در مسائل مرتبط با مخازن تبدیل کرده است. بیان این نکته مهم است که مدل‌های مبتنی بر خطوط جریان، جایگزینی برای سیمولاتورهای مرسوم بر مبنای گرید بلاک نیستند، بلکه نقشی ویژه در پر کردن فضای خالی میان مدل زمین‌شناسی و شبیه‌سازی جریان سیال دارند [۱۵].

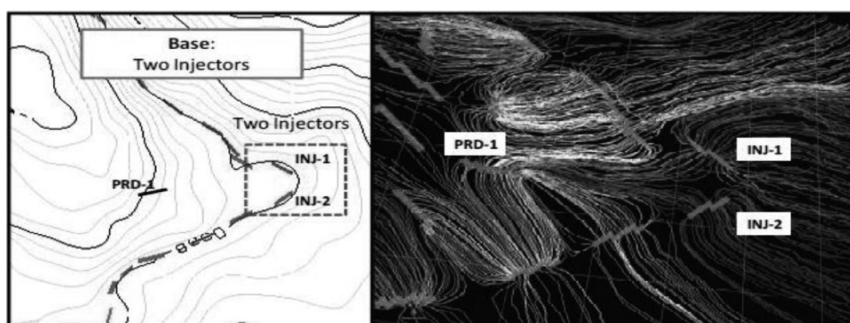
خطوط جریان یک تصویر اجمالی را از الگوی حرکت سیال در مخزن فراهم می‌کند، که باعث تسریع فرآیند تطبیق تاریخچه مخزن می‌شود. همچنین این اطلاعات، امکان آنالیز الگوی حرکت سیال و تخمین ارتباط میان چاه‌های تزریق‌کننده و تولیدکننده را به منظور بهبود استراتژی‌های تزریق و افزایش بازده جاروب مخزن^۲ فراهم می‌کنند.

سرعت و کارایی شبیه‌سازی مخزن براساس خطوط جریان و همچنین وجود اطلاعات جدید در این نوع مدل‌سازی، این روش را به یکی از مهم‌ترین ابزارها جهت حل مسائل پیچیده بهینه‌سازی نظیر تطبیق

1. Finite Difference

2. Sweep Efficiency

3. Time-Steps



شکل ۱ شبیه‌سازی مخزن بر مبنای خطوط جریان [۱۶].

سادگی آن در حل معادلات مخزن که به تسریع شبیه‌سازی منجر می‌شود، اطلاعات ارزشمند دیگری نیز دارد. خطوط جریان قابلیت نمایش نحوه حرکت سیال در مخزن را دارد، که این قابلیت می‌تواند به مهندسان شبیه‌ساز در کوتاه کردن مسیر تطبیق تاریخچه مخزن کمک کند. همچنین آنالیز الگوی حرکت سیال و تعیین روابط میان تزریق‌کننده‌ها و تولیدکننده‌ها می‌تواند نقش موثری در توسعه استراتژی‌های تزریق و بهبود میزان جاروب مخزن ایفا کند.

مهم‌ترین کاربرد مدل‌سازی بر مبنای خطوط جریان، که مختص این نوع مدل‌سازی است و روش‌های سنتی تفاضل محدود قادر به ارائه این اطلاعات نیستند، تعیین میزان تاثیر هر چاه تزریق بر روی هر چاه تولید و همچنین میزان هدرفت آب تزریقی به آب‌های زیرزمینی^۳ است. به‌طور خلاصه، خطوط جریان حاوی اطلاعات مهمی است که می‌توان از آنها برای مسئله بهینه‌سازی بهره برد. مهم‌ترین این اطلاعات به شرح زیر هستند:

- ۱- ضرایب اختصاصی؛^۴
- ۲- بازده تزریق‌کننده‌ها؛^۵
- ۳- ناحیه تخلیه برای تولیدکننده‌ها؛^۶
- ۴- زمان پرواز.

حرکت سیال بین گریدهای گسسته در مدل‌سازی مخزن به روش‌های سنتی تفاضل محدود، به دلیل ملاحظات پایداری و همگرایی این روش، به محدودیت در انتخاب مرحله زمانی منجر می‌شود؛ در حالی که با حرکت سیال در راستای خطوط جریان، محدودیت‌های پایداری از بین می‌روند و این روش به ازای هر مرحله زمانی پایدار است. در نتیجه در روش‌های سنتی به دلیل محدودیت‌های مربوط به گریدها و انتخاب مرحله زمانی، مراحل زمانی کوچک انتخاب می‌شوند. این مسئله به محاسبه مکرر معادلات اشباع و فشار منجر می‌شود که از نظر محاسباتی بسیار پرهزینه است. اما در روش خطوط جریان به دلیل انتخاب مرحله زمانی بزرگ، مسیر خطوط جریان به‌طور متناوب به‌روز می‌شود که به سریع‌تر شدن این روش می‌انجامد [۱۷].

شبیه‌سازی بر مبنای خطوط جریان بر شش اصل زیر بنا شده است:

- ۱- تعقیب کردن مسیر خطوط جریان در سه بعد در مختصات زمان پرواز؛
- ۲- تغییر معادله سه‌بعدی اشباع به چندین معادله یک‌بعدی در راستای خطوط جریان؛
- ۳- به‌روزرسانی پرودیک خطوط جریان؛
- ۴- حل عددی معادله یک‌بعدی جابه‌جایی^۱ در راستای خطوط جریان؛
- ۵- لحاظ کردن اثر گرانش؛
- ۶- گسترش روش به سیال‌های متراکم^۲.

معرفی اطلاعات سودمند حاصل از مدل مخزن بر پایه خطوط جریان

مخزن مدل‌شده به روش خطوط جریان، علاوه بر

1. One-Dimensional Transport Equation
2. Compressible Flow
3. Aquifer
4. Allocation Factors
5. Injector Efficiency
6. Producer Drainage Area

$$\sum_{i=0}^m IA_{I,P_j} + IA_{P,QA} = 1 \quad (۴)$$

لازم به ذکر است که در حالت کلی برای یک چاه، مجموع ضرایب اختصاص باید یک شود. اما برای مدل‌های با سیال متراکم این قید همیشه صادق نیست، چرا که نرخ سیال ممکن است در راستای خطوط جریان تغییر کند. برای روشن شدن موضوع برای یک مخزن همگن، ضرایب اختصاص برای چاه‌های تولید و تزریق محاسبه شده‌اند.

شبیه‌سازی مخزن

برای یک مخزن همگن، با چهار چاه تولید در گوشه‌های مخزن و دو چاه تزریق با نرخ‌های تولید ۷۵ Stb/day و تزریق ۲۰۰ Stb/day، ضرایب اختصاص به کمک مخزن مدل‌شده بر مبنای خطوط جریان محاسبه و نتایج در جداول ۱-الف و ۱-ب ارائه شده‌اند.

در جدول ۱-الف ضرایب اختصاص تولید میان چاه‌های تولیدکننده و تزریق‌کننده محاسبه شده است. به‌طور مثال ستون دوم این جدول PA_{P_1,I_i} یا به عبارت دیگر ضریب تولید میان چاه تولیدکننده P_1 و چاه‌های تزریق‌کننده I_1 و I_2 است. همان‌طور که در شکل ۳ دیده می‌شود، خطوط جریان ختم‌شده به تولیدکننده P_1 تنها ناشی از تزریق‌کننده I_1 هستند. در نتیجه نسبت تعداد خطوط جریان میان تولیدکننده P_1 و تزریق‌کننده I_1 به کل خطوط ختم‌شده به تولیدکننده P_1 برابر یک است و از آنجا که هیچ خطوط جریانی میان P_1 و I_2 وجود ندارند، این نسبت برابر با صفر است. بنابراین، $PA_{P_1,I_1} = 1$ و $PA_{P_1,I_2} = 0$ است و طبق رابطه (۳) حاصل جمع این دو مقدار در یک مخزن همگن با سیال غیرمتراکم یک خواهد بود. به همین ترتیب این ضرایب برای چاه‌های تولیدکننده دیگر محاسبه شده‌اند.

از این اطلاعات ارزشمند می‌توان با هدف نگهداری، افزایش یا تضعیف الگوی یک تزریق‌کننده در بازه شبیه‌سازی به منظور بهینه‌سازی سیلاب آب^۱ و افزایش تولید نفت در مخزن بهره‌جست. در ادامه هر کدام از اطلاعات بالا به‌طور مختصر معرفی می‌شود.

ضرایب اختصاص

ضرایب اختصاص تولیدکننده (PA) و تزریق‌کننده (IA) به کمک محاسبه تعداد خطوط جریان متصل‌کننده تزریق‌کننده‌ها، تولیدکننده‌ها و آبده‌ها تعیین می‌شوند. ضریب اختصاص تولید میان تولیدکننده P و تزریق‌کننده I در واقع نسبت تعداد خطوط جریان میان تولیدکننده P و تزریق‌کننده I به کل تعداد خطوط جریان ختم‌شده به تولیدکننده P است و با نماد $PA_{P,I}$ نشان داده می‌شود. به‌طور مشابه، ضریب اختصاص تزریق میان تزریق‌کننده I و تولیدکننده P نسبت تعداد خطوط جریان میان دو چاه P و I به کل تعداد خطوط جریان خارج‌شده از تزریق‌کننده I است. با استدلالی مشابه می‌توان ضرایب اختصاص میان تولیدکننده P و آبده AQ و بین تزریق‌کننده I و آبده AQ را، که به ترتیب با $PA_{P,AQ}$ و $IA_{I,AQ}$ نشان داده می‌شوند، محاسبه کرد. به‌طور خلاصه می‌توان روابط زیر را نوشت [۱۶]:

$$PA_{P,I} = \frac{\text{NO. of SL connecting Prod. (P) and Inj. (I)}}{\text{Total No of Streamline for Prod. (P)}} \quad (۱)$$

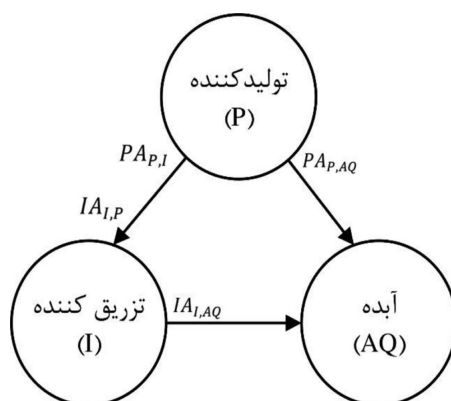
$$= \frac{N_{P,I}}{N_P}$$

$$IA_{I,P} = \frac{\text{NO. of SL connecting Prod. (P) and Inj. (I)}}{\text{Total No. of Streamline for Inj. (I)}} = \frac{N_{P,I}}{N_I} \quad (۲)$$

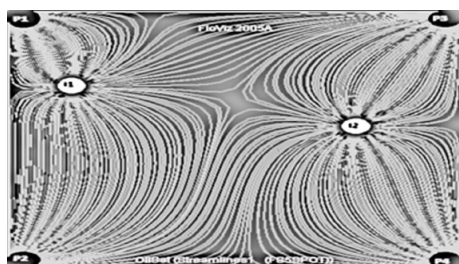
ضرایب اختصاص تولیدکننده و تزریق‌کننده بین یک تولیدکننده P و یک تزریق‌کننده I به‌همراه یک آبده در شکل ۲ نشان داده شده‌اند.

برای یک مخزن با n چاه تزریق و m چاه تولید، ضرایب اختصاص به معادلات زیر محدود می‌شوند:

$$\sum_{i=0}^n PA_{P,I_i} + PA_{P,QA} = 1 \quad (۳)$$



شکل ۲ ضرایب اختصاصی بین یک تولیدکننده P و یک تزریق کننده I به همراه یک آبده.



شکل ۳ میزان اشباع نفت در مخزن همگن مدل شده بر مبنای خطوط جریان.

جدول ۱ الف: ضرایب اختصاص چاه‌های تولیدکننده (PA) برای مخزن همگن با ۲ چاه تزریق و ۴ چاه تولید.

	PA_{P_1, I_j}	PA_{P_2, I_j}	PA_{P_3, I_j}	PA_{P_4, I_j}
I 1	۱	۰/۸۷۹۵	۰/۱۲۳۹	۰
I 2	۰	۰/۱۲۰۵	۰/۸۷۶۱	۱
$\sum_{i=0}^2 PA_{P, I_i}$	۱	۱	۱	۱

جدول ۱ ب: ضرایب اختصاص چاه‌های تزریق کننده (IA).

P_i	IA_{I_1, P_i}	IA_{I_2, P_i}
P_1	۰/۴۱۸۶	۰
P_2	۰/۴۶۹۷	۰/۰۹۷۶
P_3	۰/۱۱۱۷	۰/۴۱۷۸
P_4	۰	۰/۴۸۴۵
$\sum_{j=0}^4 IA_{I, P_j}$	۱	۱

بازده تزریق کننده چاه I در یک مدل با m چاه تولیدکننده طبق رابطه (۶) بیان می‌شود. در این رابطه OPR_{P_j} نرخ نفت تولیدی برای تولیدکننده P_j و WIR_I نرخ آب تزریقی برای تزریق کننده I است.

$$IE_o = \frac{\text{Offset Oil Production}}{\text{Total Water Injection}} \quad (5)$$

$$IE_o = \frac{\sum_{j=0}^m (OPA_{P, I_i} * OPR_{P_j})}{WIR_I} \quad (6)$$

در رابطه بالا OPA_{P, I_i} ضریب اختصاص بین تولیدکننده P و تزریق کننده I_i در تولید نفت است یا به عبارت دیگر:

$$OPA_{P, I_i} = \frac{\text{No. of Injector } I_i \text{ SL's Contributing to Oil Production in } P}{\text{Total SL Contributing to Oil Production in } P} \quad (7)$$

لازم به یادآوری است که در حرکت نفت به سطح زمین، علاوه بر تاثیر تزریق کننده‌ها، عوامل دیگری نظیر وجود آبده‌ها و سنگ مخزن نیز تاثیرگذاراند.

به کارگیری اطلاعات مدل‌سازی بر مبنای خطوط جریان در مسئله مکان‌یابی

در تاریخچه مکان‌یابی بهینه چاه‌های نفت، الگوریتم ژنتیک

در جدول ۱-ب نیز ضریب اختصاص تزریق میان چاه‌های تزریق کننده و تولیدکننده طبق رابطه (۲) به دست آمده است. صادق بودن رابطه (۴) در سطر آخر این جدول نشان داده شده است.

بازده تزریق کننده‌ها

بازده تزریق کننده‌ها طبق رابطه (۵) از نسبت میزان نفت تولیدی ناشی از تزریق کننده به کل آب تزریقی توسط تزریق کننده به دست می‌آید. میزان نفت تولیدی ناشی از یک تزریق کننده اصطلاحاً Offset Oil Production نامیده می‌شود. این کمیت به کمک ضرایب اختصاص و نرخ چاه‌ها محاسبه می‌گردد.

مختلف تقریباً یکسان است. اما در بازه‌های زمانی انتهایی این بازدهی به‌ازای مکان‌های مختلف متفاوت می‌باشد.

نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در صورت حفر چاه در مکان مناسب، بازده چاه‌ها و تاثیر آن‌ها در تولید نفت بیشتر می‌باشد. در نتیجه می‌توان گفت که بازده بیشتر چاه تزریق کننده طبق رابطه ۶ ارتباط مستقیمی با نرخ تولید بیشتر نفت دارد. نرخ تولید نفت نیز با انتخاب مکان‌های مختلف تغییر می‌کند. در نتیجه ارتباطی بین بازدهی چاه‌های تزریق و مکان حفر این چاه‌ها وجود دارد. به طور خلاصه بازده چاه تزریق، منعکس کننده مناسب یا نامناسب بودن مکان حفر چاه می‌باشد.

به نظر می‌رسد تنها در نظر گرفتن میزان تولید نفت کافی نیست و باید تاثیر مخرب یک چاه تزریق در تولید آب نیز در نظر گرفته شود. لذا در این مقاله معادله ۸ به منظور محاسبه میزان بازده چاه‌ها پیشنهاد شده است. با این رویکرد رابطه زیر ارائه می‌شود:

$$IE_0 = \frac{\alpha \times \text{Offset Oil Production} - \beta \times \text{Offset Water Production}}{\text{Total Water Injection}} = \frac{\alpha \times \sum_{j=0}^m OPA_{P,I_i} * OPR_{P_j} - \beta \times \sum_{j=0}^m WPA_{P,I_i} * WPR_{P_j}}{WIR_I} \quad (8)$$

به گونه‌ای که $0 \leq \beta \leq \alpha \leq 1$ می‌باشد. رابطه بالا الهام گرفته از رابطه ارزش حال پروژه^۱ می‌باشد که تاثیر نفت و آب تولیدی را هم‌زمان لحاظ می‌کند. در ادامه به منظور بهبود سرعت همگرایی، تغییراتی در روند جستجوی الگوریتم ژنتیک ایجاد می‌شود.

به‌عنوان یکی از پرکاربردترین روش‌ها معرفی شده است. این روش از نوع الگوریتم‌های بهینه‌سازی مستقل از گرادیان با قابلیت یافتن بهینه کلی می‌باشد. در این روش به دلیل جستجوی تصادفی، لازم است تابع هدف به دفعات ارزیابی گردد. این ویژگی در مسأله مکان‌یابی چاه‌ها به معنای شبیه‌سازی زیاد مخزن و افزایش بار محاسباتی مسأله مکان‌یابی است. در این مقاله سعی می‌شود تا نتایج حاصل از شبیه‌سازی مخزن بر پایه خطوط جریان نظیر ضرایب اختصاص و همچنین بازدهی تزریق کننده‌ها در کنار الگوریتم ژنتیک به منظور کاهش تعداد دفعات شبیه‌سازی و ساده کردن مسأله بهینه‌سازی به کار گرفته شود.

ایده به‌کار رفته در این مقاله استفاده از اطلاعات مربوط به بازدهی تزریق کننده‌ها در مکان‌یابی بهینه چاه‌های تزریق کننده می‌باشد. در مخزن همگن شبیه‌سازی شده به کمک معادله (۶)، بازده تزریق کننده‌ها به‌ازای مکان‌های متفاوت چاه‌های تزریق برای اولین و آخرین گام زمانی محاسبه شده است.

در جدول ۲ به ازای مکان‌های متفاوت، بازده تزریق کننده‌ها از گام زمانی اول تا آخر آورده شده است. بدیهی است که در صورت مناسب بودن موقعیت چاه‌های تزریق، تولید کلی نفت و میزان بازدهی چاه‌ها بیشتر خواهد بود. با توجه به نتایج جدول متوجه می‌شویم که در گام‌های زمانی ابتدایی، به دلیل عدم تولید آب و عدم کاهش تولید نفت، میزان بازدهی چاه‌ها به ازای مکان‌های

جدول ۲- بازدهی چاه‌های تزریق کننده در مخزن

مکان چاه‌های تزریق	(۲۵،۲۵)، (۵،۵)	(۲۱،۱۰) - (۸،۲۰)	(۲۰، ۱۷)، (۱۴، ۱۷)
IE			
$IE_0(I_1)$	۰/۷۴۹ → ۰/۳۸۰	۰/۷۴۴ → ۰/۵۸۴	۰/۷۴۹ → ۰/۷۴۹
$IE_0(I_2)$	۰/۴۵۲ ← ۰/۷۵۱	۰/۷۵۶ → ۰/۵۶۷"	۰/۷۵۱ → ۰/۷۵۱
FOPT ($\times 10^5 m^3$)	۲/۳۴	۳/۲۰۸	۳/۳۴

پیش از وجود مخزن مدل شده بر مبنای خطوط جریان، به دلیل عدم دسترسی به کمیت بازده چاه‌های تزریق، هنگام مکان‌یابی چاه تزریق به کمک الگوریتم ژنتیک چند مکان تصادفی دلخواه انتخاب می‌شد و بر مبنای احتمال و تصادف، نسل‌ها بهبود می‌یافتند. ذات این روش تصادفی به افزایش تعداد شبیه‌سازی‌ها و جستجوی غیرهدفمند منجر می‌شد. اما با وجود میزان بازده برای هر چاه، می‌توان دریافت که محل کدام چاه مناسب است و از این اطلاعات به منظور جایگزینی جستجوی تصادفی با جستجوی مبتنی بر دانش استفاده می‌شود.

به‌طور مثال فرض می‌شود مکان‌یابی دو چاه تزریق در یک مخزن نفتی در نظر است. الگوریتم ژنتیک با یک جمعیت اولیه کار خود را آغاز می‌کند و به ارزیابی تابع هدف می‌پردازد. با توجه به مقدار تابع هدف از بین جمعیت، والدین جهت اعمال اپراتورهای ژنتیک انتخاب می‌شوند. دو حالت ممکن است رخ دهند که نقش منفی در کارایی الگوریتم ژنتیک دارند:

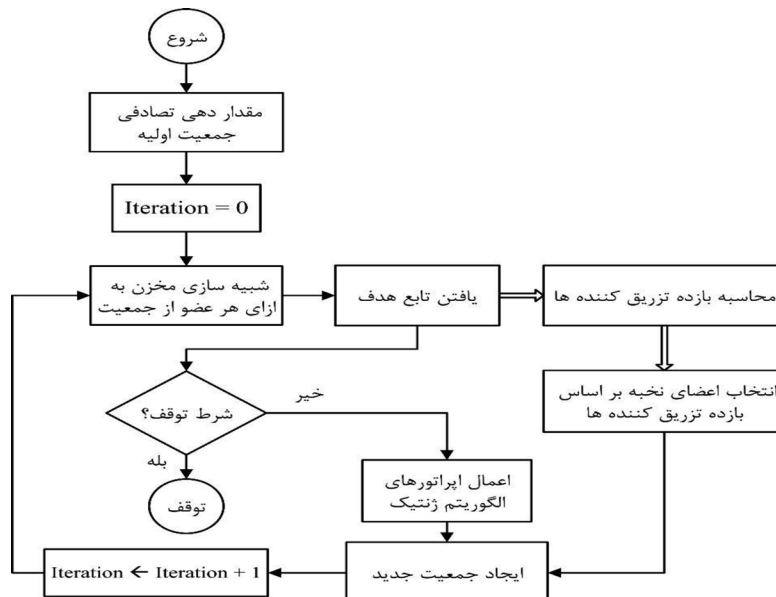
۱. تابع هدف زیاد ناشی از مکان یک چاه مناسب و دیگری نامناسب؛
۲. تابع هدف کم ناشی از مکان یک چاه نامناسب

و دیگری مناسب.

در هر دو مورد الگوریتم ژنتیک قابلیت تشخیص حضور یک مکان نامناسب را ندارد و ممکن است مکان نامناسب چاه در مورد اول به عنوان والد انتخاب شود، یا در مورد دوم از مکان مناسب چاه به دلیل کم بودن تابع هدف صرف‌نظر شود. با به‌کارگیری مقدار بازدهی چاه‌های تزریق، می‌توان تشخیص داد در این دو حالت مکان‌های مناسب کدام هستند و از ترکیب آنها در نسل بعدی استفاده کرد. به نوعی این عمل یادآور یک نوع انتخاب براساس نخبه‌گرایی است که باعث بهبود نسل‌های بعدی و همگرایی سریع‌تر می‌شود. در الگوریتم ترکیبی پیشنهادی ابتدا جمعیت اولیه ارزیابی و سپس، به ازای هر کروموزوم، بازده تزریق‌کننده‌ها محاسبه می‌شود. چاه‌های با بازده بالا انتخاب می‌شوند و ترکیب آنها کروموزوم نسل بعدی را تشکیل می‌دهد. در شکل ۴، فلوجارت این الگوریتم نشان داده شده است.

شبیه‌سازی و نتایج

در این بخش الگوریتم ترکیبی پیشنهادی بر روی دو مخزن همگن و ناهمگن پیاده‌سازی و نتایج حاصل بررسی می‌شود.



شکل ۴ فلوجارت ترکیب الگوریتم ژنتیک و میزان بازده چاه‌ها.

$q_{o,j}^k$ و $q_{w,j}^k$: نرخ تولید نفت و آب چاه تولیدی لام در بازه زمانی k ام

Δt^k : طول بازه زمانی k ام (روز)

t^k : کل زمان شبیه‌سازی (روز)

β : پارامتر تنظیم

b : تخفیف سالانه

C_{inj} : هزینه ناشی از حفر چاه تزریق جدید (\$)

$q_{inj,i}^k$: نرخ تزریق چاه تزریق‌کننده i ام

قابل ذکر است که بازده چاه تزریقی در هر گام زمانی شبیه‌سازی قابل محاسبه است. در این صورت ۱۵ بازه برای چاه در گام‌های زمانی مختلف به دست می‌آیند. همان گونه که پیشتر اشاره شد، به ازای مکان‌های مختلف در مخزن، بازده چاه‌های تزریق در گام‌های زمانی ابتدایی یکسان است. بنابراین، بازده چاه در گام‌های زمانی نهایی، که تولید نفت به دلیل تولید آب کاهش می‌یابد، بسیار حائز اهمیت است. به عنوان یک معیار واحد، در مسئله مکان‌یابی از میانگین بازده چاه در چند گام زمانی انتهایی استفاده می‌شود.

در جدول ۴، جزئیات عملکرد الگوریتم پیشنهادی در این مقاله یا به عبارت دیگر نحوه ترکیب الگوریتم ژنتیک و اطلاعات حاصل از خطوط جریان و بازده تزریق‌کننده‌ها در مسئله مکان‌یابی بهینه چاه‌ها آورده شده است. در این روش ابتدا مطابق الگوریتم ژنتیک یک جمعیت اولیه تصادفی انتخاب و تابع هدف سود حاصل از برداشت در این مکان‌ها ارزیابی می‌شود. همچنین بازده هر کدام از چاه‌های تزریق‌کننده به ازای این مکان‌ها محاسبه می‌شود. در نسل بعدی الگوریتم ژنتیک برای رسیدن به تابع هدف ماکزیمم، از عملگرهای جهش و تقاطع برای بهبود جمعیت اولیه و رسیدن به مکان بهینه استفاده می‌شود. در روش پیشنهادی، علاوه بر اعمال اپراتورهای جهش و تقاطع و همچنین انتخاب مکان با تابع هدف بیشتر برای تشکیل نسل بعدی، از اطلاعات بازده تزریق‌کننده‌ها نیز بهره گرفته می‌شود.

برای شبیه‌سازی مخزن بر مبنای خطوط جریان از بخش FrontSim نرم‌افزار Eclipse استفاده شده است [۱۸]. پارامترهای الگوریتم ژنتیک استفاده‌شده در این شبیه‌سازی در جدول ۳ ارائه شده‌اند.

جدول ۳ پارامترهای الگوریتم ژنتیک.

تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری	۲
عملگر انتخاب	چرخ رولت
عملگر Crossover	تک‌نقطه‌ای
Mutation Rate	۰/۱۱
N_{pop}	۱۰
X_{rate}	۰/۵
N_{bits}	۱۰
ماکزیمم تکرار	۲۰۰

مخزن همگن

در این قسمت، یک مخزن همگن با ۲ چاه تزریق و ۴ چاه تولید با نرخ‌های تزریق $200 \text{ sm}^3/\text{day}$ و تولید $75 \text{ sm}^3/\text{day}$ برای ۱۵ گام زمانی ۹۰ روزه بررسی شده است. هدف مکان‌یابی بهینه ۲ چاه تزریق است، به نحوی که تابع ارزش حال پروژه به عنوان تابع هدف ماکزیمم شود. رابطه ریاضی تابع هدف مورد نظر، که سود حاصل از تولید نفت زیان ناشی از تولید آب و هزینه مربوط به حفر چاه تزریق را در

نظر می‌گیرد، به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$J = \sum_{k=1}^{N_t} \left\{ \sum_{j=1}^{N_{prod}} \left(\frac{r_o q_{o,j}^k - r_w q_{w,j}^k}{(1+b)^{t^k/365}} \right) \Delta t^k \sum_{i=1}^{N_{inj}} \left[\left(\frac{q_{inj,i}^k}{q_{inj,i}^k + \beta} \right) C_{inj} \right] \right\} \quad (9)$$

در رابطه بالا پارامترها عبارت‌اند از:

I : میزان سود حاصل از برداشت یا همان NPV (\$)

N_t : تعداد بازه‌های شبیه‌سازی مخزن

N_{prod} : تعداد چاه‌های تولیدکننده

N_{inj} : تعداد چاه‌های تزریق‌کننده

r_o : سود حاصل از برداشت نفت به ازای هر بشکه

نفت (\$/STB)

r_w : زیان ناشی از تولید آب از چاه‌های تولیدی

(\$/STB)

جدول ۴ نحوه عملکرد ترکیب الگوریتم ژنتیک و بازده تزریق کننده‌ها.

جمعیت اولیه و تابع برازندگی آنها				جمعیت بعدی با اعمال ایده بازده تزریق کننده‌ها			
I_1	I_2	NPV ($\times 10^6 \$$)	IE_0 (% $\cdot 100$)	I_1	I_2	NPV ($\times 10^6 \$$)	IE_0 (% $\cdot 100$)
$(X_1 Y_1)$	$(X_2 Y_2)$			$(X_1 Y_1)$	$(X_2 Y_2)$		
(۳ ۳)	(۴ ۳۰)	۱/۷۲۰۱	-۴/۹۹	(۱۱ ۲۱)	(۱۹ ۲۸)	۱/۹۲۲۶	۶۲/۲۴ ۲۲/۹۳
(۲ ۱۷)	(۳۱ ۲۰)	۱/۶۵۳۱	۱/۱۳ ۱۱/۸۱	(۱۷ ۲۲)	(۱۸ ۶)	۲/۰۲۳۶	۶۵/۱۸ ۱/۳۷
(۲۶ ۲۹)	(۲۷ ۴)	۱/۰۵۰۹	-۰/۱۷ -۲/۱۷	(۱۷ ۱۲)	(۱۱ ۲۱)	۲/۰۲۹۳	۶۵/۶۵ ۴/۱۸
(۲۶ ۶)	(۱۰ ۲۷)	۱/۴۰۰۹	۲/۰۸ ۱۲/۳۵	اعمال عملگرهای جهش و تقاطع به جمعیت قبل			
(۱۱ ۲۱)	(۱۹ ۲۸)	۱/۹۲۲۶	۶۲/۲۴ ۲۲/۹۳				
(۱۸ ۶)	(۲۷ ۲۰)	۱/۹۱۷۴	۶۴/۸۹ ۱۹/۴۰				
(۱۷ ۱۲)	(۳ ۱۲)	۱/۸۰۵۰	۶۳/۵۸ ۲/۵۹				
(۱۷ ۲۲)	(۲۹ ۳)	۱/۴۰۱۹	۶۵/۵ -۵/۰۲				

جدید و بهبودیافته نسل بعدی را تشکیل می‌دهد. در جدول ۴، در جمعیت اولیه مکان چهار چاه با بازدهی بالا با فونت برجسته نشان داده شده که ترکیب آنها دو عضو جدید در نسل بعدی را تشکیل داده است. مقدار تابع هدف در این دو عضو جدید بیش از مقدار ماکزیمم تابع هدف در نسل قبلی است که به معنای بهبود نسل جدید و همگرایی سریع‌تر الگوریتم است.

الگوریتم ژنتیک معمولی و روش پیشنهادی ترکیب الگوریتم ژنتیک به‌همراه اطلاعات خطوط جریان برای ۳۰ بار اجرا شده است. شکل ۵، میانگین ۳۰ بار اجرای دو الگوریتم و نحوه همگرایی و عملکرد هر کدام از آنها برای رسیدن به تابع هدف ماکزیمم را نشان می‌دهد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، الگوریتم ترکیبی، به دلیل سرعت همگرایی بیشتر در رسیدن به تابع هدف ماکزیمم، به تعداد کمتری شبیه‌سازی مخزن نیاز دارد. برای این منظور در جدول ۵، میانگین تعداد شبیه‌سازی‌های مخزن پس از ۳۰ بار اجرای این دو الگوریتم با یکدیگر مقایسه شده است. مطابق انتظار، الگوریتم پیشنهادی به دفعات کمتری شبیه‌سازی مخزن نیاز دارد. به عبارت دیگر سرعت همگرایی آن به پاسخ بهینه بیشتر است.

بدین‌صورت که در هر نسل، چاه‌های با بازده تزریق‌کنندگی بالا، که نشان‌دهنده مکان مناسب این چاه‌ها در مخزن است، انتخاب و از ترکیب آنها عضو جدید و بهبودیافته برای نسل بعدی تولید می‌شود. همان‌گونه که در جدول ۴ مشاهده می‌شود، در جمعیت اولیه، به ازای مکان چاه‌های تزریق در نقاط $I_1=(11\ 21)$ و $I_2=(19\ 28)$ بیشترین تابع هدف حاصل می‌شود؛ پس این مکان مستقیماً به نسل بعدی انتقال می‌یابد. در برخی مواقع مقدار زیاد تابع هدف ناشی از تاثیر چاه I_1 در مکان مناسب است و ممکن است مکان نامناسب چاه I_2 با بازدهی کم در نسل بعدی به‌عنوان والد انتخاب شود. این امر که در الگوریتم ژنتیک معمولی قابل تشخیص نیست، به تولید عضوهای جدید با تابع هدف کم و تأخیر در همگرایی الگوریتم به تابع هدف ماکزیمم منجر می‌شود. همچنین حفر چاه‌های تزریق در مکان‌های $I_1=(17\ 22)$ و $I_2=(29\ 3)$ به تابع هدف با مقدار کم می‌انجامد. در این مورد نیز الگوریتم ژنتیک به دلیل کم بودن تابع هدف در این مکان، ناشی از تاثیر نامناسب چاه I_2 از مکان مناسب چاه I_1 صرف‌نظر می‌کند. در روش پیشنهادی، با کمک بازده تزریق‌کننده‌ها این نقایص الگوریتم ژنتیک تصادفی برطرف می‌شوند. بدین‌صورت که چاه‌های با بازده بالا، که نشان‌دهنده مکان مناسب چاه‌هاست، انتخاب می‌شوند ترکیب آنها عضو

و ۴ چاه تولید بررسی شده است. هدف مکان‌یابی بهینه دو چاه تزریق است، به نحوی که ارزش حال پروژه، به‌عنوان تابع هدف، ماکزیمم شود. پارامترهای مخزن در جدول ۷ ارائه شده‌اند. مشابه بخش قبل، الگوریتم ژنتیک معمولی و الگوریتم پیشنهادی شبیه‌سازی و نتایج حاصل بررسی می‌شود.

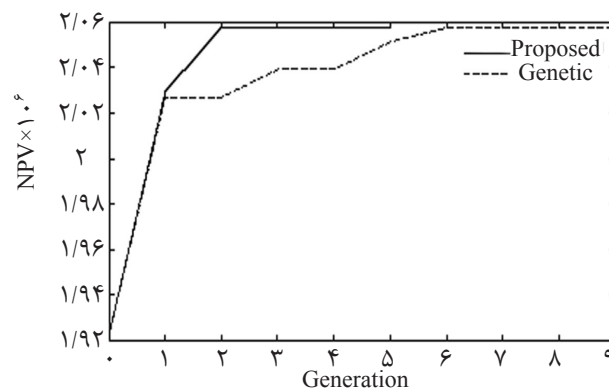
شکل ۶ میانگین ۳۰ بار اجرای دو الگوریتم و نحوه همگرایی و عملکرد هر کدام از آنها را برای رسیدن به تابع هدف ماکزیمم نشان می‌دهد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، الگوریتم ترکیبی سرعت همگرایی بیشتری در رسیدن به تابع هدف ماکزیمم دارد و با دفعات شبیه‌سازی کمتر جواب نهایی به‌دست می‌آید. در جدول ۸، میانگین تعداد شبیه‌سازی‌های مخزن پس از ۳۰ بار اجرای این دو الگوریتم با یکدیگر مقایسه شده است. الگوریتم پیشنهادی به تعداد کمتری شبیه‌سازی مخزن نیاز دارد و به عبارت دیگر سرعت همگرایی آن به پاسخ بهینه بیشتر است.

همچنین در این جدول میزان موفقیت این دو روش برای رسیدن به پاسخ بهینه کلی با یکدیگر مقایسه شده است. الگوریتم ژنتیک با ۳۰ بار اجرا قادر به رسیدن به ۹۵٪ ماکزیمم کلی تابع هدف به‌طور میانگین است، در حالی که در روش پیشنهادی این مقدار ۹۸٪ است.

نقطه بهینه کلی در این مسئله مکان‌یابی مکان $I_1=(17\ 12)$ و $I_2=(17\ 22)$ است. در این مکان تابع هدف بیشینه است. با تغییر متغیرهای تصمیم‌گیری و انجام آنالیز حساسیت، معلوم می‌شود که با جابه‌جایی مکان بهینه، تابع هدف از مقدار بهینه خود دور می‌شود. این مسئله در جدول ۶ بررسی شده است. در این جدول به ازای مکان بهینه، تابع هدف و بازده چاه‌های تزریق ماکزیمم است. در حالی که در مکان‌های اطراف نقطه بهینه، تابع هدف و بازده تزریق‌کننده‌ها کمتر از مقدار بیشینه است.

مخزن ناهمگن

در این قسمت یک مخزن ناهمگن با ۲ چاه تزریق



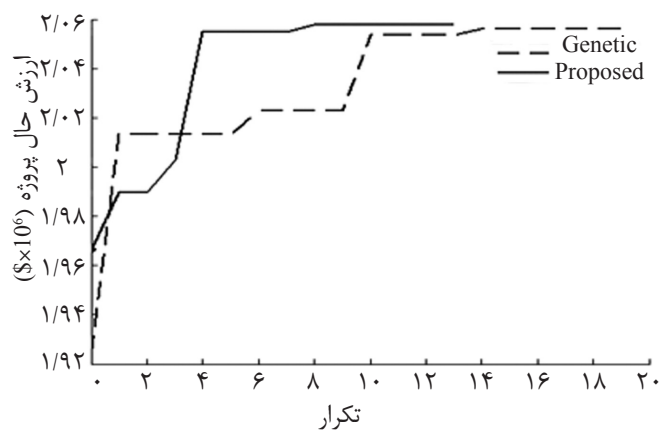
شکل ۵ مقایسه روش پیشنهادی ترکیبی با روش ژنتیک معمولی.

جدول ۵ مقایسه روش پیشنهادی ترکیبی با روش ژنتیک معمولی از لحاظ تعداد شبیه‌سازی.

	الگوریتم پیشنهادی	الگوریتم ژنتیک
میانگین تعداد شبیه‌سازی‌های مخزن	۴۲/۴	۶۷/۹
موفقیت در به دست آوردن بهینه جهانی	٪۹۸	٪۹۵
کاهش ۳۵٪ شبیه‌سازی‌ها		

جدول ۶ آنالیز حساسیت با تغییر متغیر تصمیم‌گیری.

متغیر تصمیم‌گیری $I_1 (X_1 Y_1) I_2 (X_2 Y_2)$	تابع هدف NPV ($10\% \times \$$)	بازده تزریق‌کننده $IE_0 (100\%)$		مکان بهینه
		I_1	I_2	
(۱۷ ۱۲) (۱۷ ۲۲)	۲/۰۵۸۲	۶۵/۹۹	۶۶/۰۲	
(۱۷ ۱۱) (۱۷ ۲۳)	۲/۰۵۸۰	۶۵/۹۸	۶۵/۹۳	
(۱۷ ۱۳) (۱۷ ۲۱)	۲/۰۵۸۱	۶۵/۹۶	۶۶/۰۶	
(۲۰ ۱۳) (۱۰ ۲۳)	۱/۹۴۵۰	۶۵/۰۱	۸/۴۵	
(۲۱ ۲۰) (۱۳ ۱۶)	۲/۰۵۳۳	۶۴/۶۳	۶۵/۱۹	



شکل ۶ مقایسه روش پیشنهادی ترکیبی با روش ژنتیک معمولی.

جدول ۷ پارامترهای مخزن ناهمگن.

Symbol	Value	Unit
Grid Cell Dimensions	32×32×1	m ³
Initial Pressure	۴۰۴/۴	barsa
Water Density ρ_w	۱۰۱۳/۹	kg/m ³
Oil Density ρ_o	۸۳۴/۷	kg/m ³
Gas Density ρ_g	۰/۸۷۸	kg/m ³
Water Compressibility c_w	۴/۸۷۵×۱۰ ^{-۵}	1/ bar
Rock Compressibility	۰/۰۰۰۱۱	1/ bar
Water Viscosity μ_w	۰/۳۱	cP
Oil Viscosity μ_o	۰/۳۷	cP
@ Atm Pressure B_w	۱/۰۴	rm ³ / sm ³
@ Atm Pressure B_o	۱/۵۴۵	rm ³ / sm ³
Injector Rate	۲۰۰	sm ³ /day
Producer Reservoir Volume Rates	۴۰، ۷۵، ۵۰، ۷۵	sm ³ /day

جدول ۸ مقایسه روش پیشنهادی ترکیبی با روش ژنتیک معمولی از لحاظ تعداد شبیه‌سازی.

	الگوریتم پیشنهادی	الگوریتم ژنتیک
میانگین تعداد شبیه‌سازی‌ها	۷۵	۱۰۰
موفقیت در به دست آوردن بهینه جهانی	٪۹۸	٪۹۴
	کاهش ٪۲۵ شبیه‌سازی‌ها	

نتیجه‌گیری

بر پایه خطوط جریان، نظیر ضرایب اختصاص و بازده تزریق‌کننده‌ها، در کنار الگوریتم ژنتیک به منظور کاهش تعداد شبیه‌سازی‌ها و ساده‌تر کردن مسئله بهینه‌سازی به کار گرفته شود. برای این منظور دو مخزن همگن و ناهمگن بررسی شد. در مخزن همگن مکان بهینه ۲ چاه تزریق یافت شد به طوری که الگوریتم ژنتیک در ٪۹۵ اوقات قادر به یافتن مکان بهینه جهانی است، در حالی که در روش پیشنهادی این مقدار ٪۹۸ است. در مخزن ناهمگن نیز در ٪۹۴ اوقات الگوریتم ژنتیک قادر به یافتن مکان بهینه جهانی است، در حالی که در روش پیشنهادی این مقدار ٪۹۸ است. در پایان با شبیه‌سازی‌های انجام‌شده، همگرایی سریع‌تر الگوریتم ترکیبی نسبت به الگوریتم ژنتیک نشان داده شد.

هدف این مقاله مکان‌یابی بهینه یک یا چند چاه در یک بازه زمانی مشخص به منظور حداکثر کردن میزان تولید و سود حاصل از برداشت با در نظر گرفتن محدودیت‌های فیزیکی و اقتصادی است. الگوریتم ژنتیک به‌عنوان یکی از پرکاربردترین روش‌ها در حل مسائل بهینه‌سازی مکان‌یابی چاه‌های نفت معرفی شده است. این روش جزء خانواده الگوریتم‌های بهینه‌سازی مستقل از گرادیان با قابلیت یافتن بهینه کلی است. در این روش به دلیل جستجوی تصادفی، تابع هدف باید به دفعات ارزیابی شود که این مسئله در مکان‌یابی چاه‌ها به معنای تعداد دفعات بالای شبیه‌سازی و افزایش بار محاسباتی مسئله مکان‌یابی است. در این مقاله سعی شد نتایج حاصل از شبیه‌سازی مخزن

مراجع

- [1]. Aliyev E., "Use of hybrid approaches and metaoptimization for wellplacement problems," Department of Energy Resources Engineering, Stanford University, Master Dissertation, May 2011.
- [2]. Bittencourt A. C. and R. N. Horne, "Reservoir development and design optimization," Paper SPE 38895 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, Oct. 5-8, 1997.
- [3]. Guyaguler B., "Optimization of well placement and assessment of uncertainty," Ph.D. Thesis, Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 2002.
- [4]. Khademi G. and Karimaghaee P., "Hybrid FDG optimization method and kriging interpolator to optimize well locations," Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, pp. 1-10, DOI: 10.1007/s13202-015-0175-9, 2015.
- [5]. Pan Y. and Horne R. N., "Improved methods for multivariate optimization of field development scheduling and well placement design," Paper SPE 49055 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, U.S.A., 27-30 Sep., 1998.

- [6]. Guyaguler B., Horne R. N., L. Rogers and Rosenzweig J. J., "Optimization of well placement in a Gulf of Mexico waterflooding project," Reservoir Evaluation and Engineering, Vol. 5, No. 3, pp. 229-236, 2002.
- [7]. Volz R., Burn K., Litvak M., Thakur S. and Skvortsov S., "Field development optimization of Siberian giant oil field under uncertainties," Paper SPE 116831 Presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, Oct. 28-30, 2008.
- [8]. Emerick A. A., Silva E., Messer B., Almeida L. F., Szwarcman D., Pacheco M. A. C. and Vellasco M. M. B. R., "Well placement optimization using a genetic algorithm with nonlinear constraints," Paper SPE 118808 Presented at the Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, U.S.A., Feb. 2-4, 2009.
- [9]. Sarma P., Aziz K. and Durlofsky L. J., "Implementation of Adjoint Solution for Optimal Control of Smart Wells," Paper SPE 92864 Presented at the SPE Reservoir Symposium, Houston, Texas, U.S.A, Jan. 2005.
- [10]. Bangerth W., Klie H., Wheeler M. F., Stoffa P. L. and Sen M. K., "On optimization algorithms for the reservoir oil well placement problem," Computational Geosciences, 10:303-319, 2006.
- [11]. Yeten B., Durlofsky L. J. and Aziz K., "Optimization of nonconventional well type, location and trajectory," SPE Journal, 8(13):200-210, 2003.
- [12]. Beckner B. L. and Song X., "Field development planning using simulated annealing - optimal economic well scheduling and placement," Paper SPE 30650 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, U.S.A., Oct. 22-25, 1995.
- [13]. Isebor O. J., "Constrained production optimization with an emphasis on derivative-free methods," M.Sc. Thesis, Department of Energy Resources Engineering, Stanford University, 2009.
- [14]. Marco.R.Thiele, "Streamline Simulation," 6th International Forum on Reservoir Simulation, Sep. 2001.
- [15]. Akhil Datta-Gupta, "Streamline simulation: a technology update," Journal of Petroleum Technology, Vol. 52, Issue 12, SPE, Texas A&M University, Dec. 2000.
- [16]. Al-Zawawi A. S., Ehtesham M., Baddourah M. A., Ghazali M., "Using streamline and reservoir simulation to improve waterflood management", Paper SPE 141794 Presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, Sep. 25-28, 2011.
- [17]. Batycky R. P., "A three-dimensional two-phase field scale streamline simulator," Ph.D. Thesis, Department of Petroleum Engineering, Stanford University, CA, 1997.
- [18]. FrontSim, Reference manual and technical description, Schlumberger GeoQuest, Houston, 2005.