

بهینه‌سازی تزریق آب، گاز و تزریق متناوب آب و گاز توسط الگوریتم سرد شدن پیوسته

حسین روزساز^۱، سعید صادق‌نژاد^{۲*}، مهرداد منطقیان^۳

۱- کارشناس ارشد مهندسی نفت، دانشگاه تربیت مدرس

۲- استادیار گروه مهندسی نفت، دانشگاه تربیت مدرس

۳- استاد گروه مهندسی شیمی، دانشگاه تربیت مدرس

تاریخ دریافت: ۹۵/۰۹/۳۰ تاریخ پذیرش: ۹۶/۰۳/۱۷

پیام‌نگار: sadeghnejad@modares.ac.ir

چکیده

هدف اصلی از تزریق متناوب آب-گاز، افزایش بازده جاروبی گاز، از طریق کنترل تحرک پذیری این جبهه، با تزریق متناوب لخته‌های آب است. خواص سنگ، خواص سیال، ناهمگنی، روش تزریق و پارامترهای آن از جمله عوامل تأثیرگذار بر فرایند به‌شمار می‌آیند. در این مطالعه برای بهینه‌سازی پارامترهای عملیاتی موثر در یک فرایند تزریق، یک شبیه‌ساز به همراه الگوریتم بهینه‌سازی سرد شدن پیوسته^۱ با هم ادغام شده و یکی از مخازن نفتی دریایی ایران بررسی می‌شود. چند سناریوی متفاوت برای تزریق آب و گاز (به صورت مجزا) و همچنین تزریق متناوب آن‌ها بررسی می‌شود. در هر سناریو پارامترهایی که به صورت عملیاتی قابل تغییرند، به عنوان متغیر و بازیافت نهایی نفت به عنوان تابع هدف در نظر گرفته می‌شود. در فرایند بهینه‌سازی تلاش می‌شود که با در نظر گرفتن مقادیر مناسب برای پارامترهای الگوریتم بهینه‌سازی، بازه جستجو برای پاسخ بهینه به صورت مناسبی پوشش داده شود.

کلیدواژه‌ها: مخازن، افزایش بازیافت، تزریق متناوب آب و گاز، بهینه‌سازی، شبیه‌سازی، الگوریتم سرد شدن پیوسته.

۱. مقدمه

اتخاذ راهبرد مناسب برای توسعه صنعت نفت با توجه به الزامات جهانی، بازار نفت، شرایط داخلی و سهم نفت در اقتصاد کشور باید همواره در سرلوحه برنامه‌های اقتصادی قرار داشته باشد. امروزه به دلیل سهم نفت در توسعه و نگرانی‌های موجود درباره تأمین نفت مورد نیاز، نگرش‌های نوینی در تولید نفت را شاهدیم. تزریق آب و

تزریق گاز دو روش بسیار پر کاربرد در افزایش بازیافت از مخازن نفتی محسوب می‌شوند. برای رفع برخی معایب این روش‌ها، پژوهشگران روش جدیدی را به نام تزریق متناوب آب و گاز^۲ ارائه کردند. در این روش تزریق گاز باعث کاهش اشباع نفت در حفره‌های بزرگ شده و تزریق آب باعث کاهش اشباع نفت در حفره‌های ریزتر و دیواره‌ها می‌شود؛ همچنین با ایجاد ناحیه سه فازی در مخزن به دلیل بروز پدیده دوگانگی در نفوذپذیری نسبی از

* تهران، دانشگاه تربیت مدرس، دانشکده مهندسی شیمی

1. Simulated Annealing Optimization Algorithm

2. Water Alternating Gas Injection

افزایش تحرک نسبی گاز جلوگیری می‌شود [۱۰ و ۱۱]. تزریق متناوب آب و گاز، اولین بار در سال ۱۹۵۷ در میدان پمبینا شمالی در آلبرتا^۱ انجام شد. پس از آن و بخصوص در دو دهه اخیر، به دلیل مزایای فراوان این روش نسبت به روش‌های تزریق جداگانه آب و گاز، در میدان‌های مختلفی به کار گرفته شده است [۳]. عملیات تزریق متناوب را می‌توان به روش‌های مختلفی انجام داد. یکی از روش‌های نو در این حوزه، تزریق متناوب آب و کربن دی‌اکسید است [۴ و ۵]. فرایند تخلیه در سازوکار حفره به کمک بررسی لایه جذب شده از کربن دی‌اکسید بر سطح نفت در خلال تزریق متناوب توسط یان^۲ و همکاران در سال ۲۰۱۷ بررسی شد [۶]. همچنین، تزریق متناوب گاز متان و گاز کربن دی‌اکسید نیز در منابع مورد توجه قرار گرفته است [۷]. در این تحقیق نشان داده شد که تزریق متناوب این شاره‌ها می‌تواند به تأخیر در پدیده میان‌شکنی آب در چاه‌های تولیدی منجر شود.

اهمیت شبیه‌سازی فرایندهای نفتی و پیش‌بینی شرایط برای توسعه میدان‌های نفتی بر کسی پوشیده نیست، شبیه‌سازی تنها راهی است که می‌توان از آن طریق جریان چند فاز در یک مخزن با ابعاد واقعی را از نظر کمی توصیف کرد. به بیان دیگر، می‌توان شبیه‌سازی را وسیله‌ای ضروری برای آنالیز جزئیات در یک فرایند تولیدی به شمار آورد [۸]. با وجود این که یافتن شرایط بهینه همواره بزرگ‌ترین دغدغه در صنعت نفت بوده، ولی از بهینه‌سازی و روش‌های مکانیزه یافتن شرایط بهینه در تحقیقات وابسته به نفت زیاد بهره برده نشده و طراحان و شرکت‌های صنعتی برای تعیین حدود و شرایط عمدتاً از تجربیات و بازه‌های تعریف شده برای شرایط خاص استفاده می‌کنند. بررسی‌هایی که برای یافتن شرایط بهینه انجام شده‌اند، بیشتر از روش حساسیت‌سنجی استفاده کرده‌اند و به مقایسه بازخوردهای رخ داده در پی تغییر هر متغیر به صورت مجزا پرداخته‌اند. بهینه‌سازی را می‌توان بهترین راه برای یافتن بهترین نتیجه دانست، بدون این که نیاز باشد تمام حالت‌های ممکن را بررسی کرد [۹]. فرمت و لاگرانژ اولین روش ریاضی برای رسیدن به نقاط بهینه را ارائه کردند، از آن روز تاکنون مطالعات بسیاری برای گسترش روش‌ها و الگوریتم‌های بهینه‌سازی در جریان است. پیشرفت روش‌های بهینه‌سازی در سال‌های اخیر وام‌دار پیشرفت‌های کامپیوتری و تقاضای روزافزون بازار برای دستیابی به روشی مطمئن و سریع برای یافتن

1. North Pembina Field
2. Yan et al.

نقاط بهینه است [۱۰].

بسیاری از پژوهشگران در زمینه بهینه‌سازی پارامترهای فرایندهای تولید و تزریق فعالیت داشته‌اند. از جمله یانگ^۳ و همکاران در سال ۲۰۰۳ در مطالعه‌ای روی یکی از میدان‌های نفتی چین پارامترهای تزریق و تولید را برای یک برنامه تولید نفت بهینه کردند و الگوریتم عصبی^۴ و سرد شدن پیوسته^۵ را روش‌های مناسب برای بهینه‌سازی این گونه مسائل معرفی کردند [۱۱]. یافتن مکان مناسب حفاری چاه‌ها نیز از دیگر دغدغه‌های محققین است. در سال ۲۰۰۵، بنگرت^۶ و همکاران با استفاده از یک الگوریتم جستجوی تصادفی و تعریف تابعی برای هزینه‌ها، مکان چاه و تعداد این چاه‌ها را بهینه کردند [۱۲]. همچنین، در سال ۲۰۱۲ بلوت^۷ و همکاران مکان چاه‌ها و شرایط کنترلی این چاه‌ها را به صورت هم‌زمان بهینه‌سازی کردند، آن‌ها از یک الگوریتم جستجوی تصادفی برای یافتن مکان چاه‌ها بهره بردند و از یک الگوریتم جستجو بر پایه شیب برای یافتن متغیرهای کنترلی سود جستند [۱۳]. همچنین بار دیگر الگوریتم عصبی طی مطالعاتی که در سال ۲۰۱۳ الگسیر^۸ و همکاران روی ازدیاد برداشت حرارتی انجام دادند، برای بهینه کردن متغیرهای ازدیاد برداشت به کار برده شد [۱۴]. ون^۹ و همکاران در سال ۲۰۱۴ برای مطالعه میدان نفتی براون^{۱۰} پیشنهاد دادند با تقسیم مسئله به یک مرحله اصلی و مجموعه‌ای از مسائل کوچک‌تر در دو مرحله میزان تولید نفت نهایی را با توجه به متغیرهای تأثیرگذار بهینه کنند. در مرحله اول، در بازه‌های زمانی چندماهه مقدار تولید نفت را بهینه کردند و در بخش مسئله اصلی این مقیاس‌های کوچک را در کنار هم بهینه کردند [۱۵]. الگوریتم سرد شدن پیوسته مبتنی بر آنالیز جمعیت برای پیش‌بینی نفت درجا از روی تاریخچه تولید مورد استفاده دانشمندان قرار گرفته است [۱۶]. الگوریتم‌های بهینه‌سازی دیگری نیز در منابع مرتبط با مهندسی نفت استفاده شده است. مثلاً، الگوریتم سرد شدن پیوسته و شبکه عصبی به صورت هم‌زمان برای مکان‌یابی بهینه محل چاه به کار گرفته شده است [۱۷] در سال ۲۰۱۶ صفی^{۱۱} و همکاران طی مطالعه‌ای جامع با استفاده از

3. Yang
4. Genetic Algorithm
5. Simultaneous Annealing
6. Bangerth
7. Bellout
8. Al-Gosayir
9. Wen
10. Brown
11. Safi

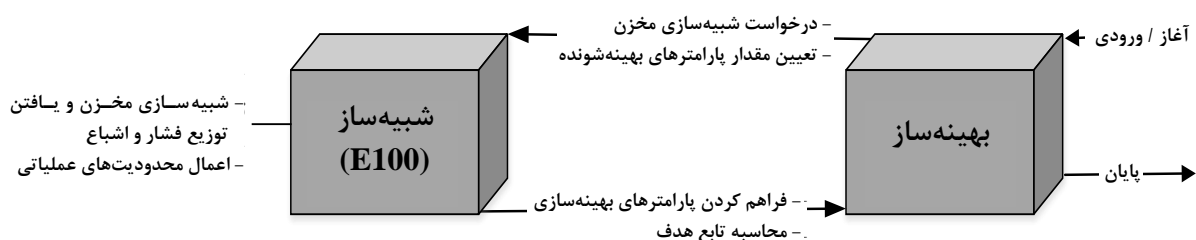
بررسی می‌شود. در نهایت فرایند تزریق متناوب آب و گاز در سه مرحله برای یافتن مقادیر بهینه دبی تزریق آب، دبی تزریق گاز و دوره‌های تزریق بررسی خواهد شد و نتایج حاصل گزارش می‌شود.

۲. نحوه کوپل الگوریتم بهینه‌سازی - شبیه‌سازی مورد استفاده

در شکل (۱) نحوه برقرار شدن ارتباط این دو برنامه (بهینه‌ساز و شبیه‌ساز مخزن) نشان داده شده است. برای شبیه‌سازی تزریق همزمان آب و نفت از نرم‌افزار E100 استفاده می‌شود. پس از انجام مطالعه و بررسی شرایط عملیاتی تولید در میدان مورد مطالعه، مقادیری به عنوان حد بالا و پایین پارامترها در نظر گرفته می‌شود؛ با این کار در هنگام تغییر دادن پارامتر تصمیم‌گیری برای یافتن مقدار بهینه تابع هدف اطمینان حاصل می‌شود که در هنگام فرایند تولید و تزریق پارامترهای دیگر وابسته، از بازه‌های منطقی شرایط عملیاتی خارج نشوند. در این مطالعه، علاوه بر در نظر گرفتن این محدودیت‌ها با توجه به ماهیت بررسی و حجم زیاد شبیه‌سازی‌ها، می‌توان نقش و میزان تأثیر این محدودیت‌های عملیاتی را نیز بررسی کرد. فشارهای ته چاهی برای چاه‌های تولیدی و تزریقی، بیشینه برش آب و بیشینه نسبت گاز به نفت از جمله این محدودیت‌ها به‌شمار می‌آیند. در مدل مورد بررسی این محدودیت‌ها برای مشبک‌های چاه تعریف شده‌اند به گونه‌ای که اگر مشبکی از محدودیت‌های عملیاتی تجاوز کند آن مشبک از مدار تولید یا تزریق خارج می‌شود. با توجه به موارد ذکر شده مطالعه پیش رو می‌تواند با در نظر گرفتن این کاستی‌ها و رفع آن‌ها به سطح بالاتری از اطمینان به نتایج برسد.

شبکه عصبی تزریق گاز برای افزایش برداشت از مخازن نفتی را بررسی کردند و این الگوریتم را برای این نوع مسائل مناسب گزارش کردند [۱۸]. اشراقی و همکاران در سال ۲۰۱۶ به بهینه‌سازی ازدیاد برداشت به روش تزریق گاز کربن دی‌اکسید به کمک روش‌های نوین بهینه‌سازی و ترکیب آن‌ها با روش‌های مبتنی بر خازن- مقاومت پرداختند [۱۹] لیو و همکاران پارامترهای تزریق متناوب گاز کربن دی‌اکسید - آب را در یک مطالعه موردی با تراوایی بسیار کم بررسی کردند [۲۰].

بر اساس آمار تولید میدان‌های نفتی کشور، روند نزولی برخی از آن‌ها نمایانگر این واقعیت است که در سال‌های پیش رو استفاده از روش‌های تولید ثانویه و مرحله سوم ضروری خواهد بود و از این رو بررسی دقیق این روش‌ها نیز ضروری است. از این‌رو در ادامه این مطالعه با استفاده از اطلاعات یکی از مخازن دریایی خلیج فارس به بررسی دقیق فرایندهای تزریق آب، تزریق گاز و تزریق متناوب آب و گاز خواهیم پرداخت. به این منظور شبیه‌ساز با یک الگوریتم بهینه‌سازی به روش سرد شدن پیوسته ادغام می‌شود. باز یافت نهایی تولید نفت به عنوان تابع هدف در نظر گرفته شده و در هر مرحله یکی از عوامل موثر در فرایند که در شرایط عملیاتی قابلیت تغییر آن وجود داشته باشد، به عنوان پارامتر تصمیم‌گیری در نظر گرفته می‌شود. در نهایت با تغییر پارامترهای تصمیم‌گیری، مقادیری که منجر به بیشینه تابع هدف شوند، به عنوان مقادیر بهینه انتخاب خواهند شد. در این راستا ابتدا طبق روال تولید از مخازن نفتی یک مرحله تولید طبیعی بررسی و دبی تولید نفت بهینه محاسبه خواهد شد. سپس فرایندهای تزریق آب و تزریق گاز برای بهینه‌سازی دبی تزریق



شکل ۱. نحوه ارتباط برنامه بهینه‌ساز و برنامه شبیه‌ساز.

۴. محاسبه تابع هدف در نقطه پاسخ جدید و تصمیم‌گیری بر جایگزینی پاسخ گذشته با پاسخ جدید بر اساس یک تابع "احتمال پذیرش"

۵. کاهش دما بر اساس "نحوه سرد شدن" و تکرار مراحل ۱ الی ۴
۶. تکرار مراحل ۱ الی ۵ تا زمانی که شرط اختتام الگوریتم فرا برسد.

برای فراخوانی شبیه‌ساز از درون بهینه‌ساز در محیط نرم‌افزار متلب، از یک فایل Batch با پسوند .bat استفاده شود. این فایل با ماهیت متنی است که دستورهای نوشته شده در آن به ترتیب و پشت‌سرهم به اجرا در می‌آیند. کافی است در محیط متلب برای اجرای شبیه‌ساز مسیر فایل اجرایی شبیه‌ساز را در این فایل معرفی کرد. انتقال اطلاعات بین شبیه‌ساز و بهینه‌ساز در حین فراخوانی‌های مختلف، از طریق سازوکار ورودی- خروجی متنی^۴ صورت می‌پذیرد. بدین صورت که فایل داده^۵ ورودی شبیه‌ساز توسط دستورات ورودی- خروجی نرم‌افزار متلب اصلاح و در ادامه شبیه‌ساز اجرا می‌شود. سرانجام، برای محاسبه ضریب بازیافت، فایل گزارش شبیه‌ساز (FSM). به کمک دستورهای خواندن فایل‌های متنی از متلب بازخوانی می‌شود. این فرایند برای تمامی فراخوانی‌های تابع در خلال بهینه‌سازی تکرار می‌شود.

۳. مشخصات مخزن مورد مطالعه

مخزن مورد مطالعه مربوط به یکی از میادین دریایی ایران است که در بخش شمالی خلیج فارس واقع شده است. عمده میدان‌ها نفتی ایران در شمال خلیج فارس مربوط به دوره کرتاسه آند که با رسوب مواد کربناته بر روی پلتفرم رمپی^۷ کربناته که در برخی موارد توسط آواره‌های توده‌ای^۸ پوشانده شده‌اند مشخص می‌شوند (مانند شیل راتاوی^۹، زبیر^{۱۰}، آواری شعیب بالایی^{۱۱}، بورگان^{۱۲}، شیل نار^{۱۳}، در میدان‌های نوروز، سروش، اسفندیار، و فروزان). ساختار مخزن مورد

هدف از بهینه‌سازی در این مطالعه دستیابی به مقادیر بهینه برای متغیرها و در نهایت تعیین بهترین سناریوی تزریق- تولید است. برای بررسی میزان کارایی و انتخاب الگوریتم مناسب، می‌توان از الگوریتم‌های بهینه‌سازی متفاوت سود جست. الگوریتم جستجو براساس شیب از جمله متداول‌ترین الگوریتم‌های بهینه‌سازی به‌شمار می‌آیند. با توجه به ماهیت پیچیده مسئله و این واقعیت که تغییر متغیرها به صورت هم‌زمان در حضور محدودیت‌های عملیاتی تأثیر بسیار زیادی در نتایج دارند، می‌توان پیش‌بینی کرد که الگوریتم جستجو بر پایه شیب توانایی لازم برای بهینه‌سازی این مسئله را ندارد. به همین دلیل از الگوریتم بهینه‌سازی سرد شدن پیوسته، برای بهینه‌سازی این مسئله استفاده شد که عملکرد نسبتاً مناسبی داشته است. این روش در دسته روش‌های ابتکاری دسته‌بندی می‌شود که برای انتخاب نقطه بعدی ترکیبی از انتخاب اتفاقی و الگوریتم سرد شدن و تشکیل یک بلور را به کار می‌برد، به این ترتیب که بر اساس فرایند فیزیکی سرد شدن بلور که در نهایت با سرد شدن ساختار آن بی‌حرکت می‌شود و انرژی آن به حداقل می‌رسد، تابع احتمالی تعریف می‌شود و با توجه به احتمال به‌دست‌آمده، یک همسایه از نقطه قبلی را انتخاب می‌کند. با توجه به این مفهوم الگوریتم برای یافتن حوضه بعدی با توجه به احتمال بررسی شده به جهتی پیشروی می‌کند که کمترین انرژی را داشته باشد [۱۳].

الگوریتم سرد شدن پیوسته دارای یک رشته متغیرهاست که با توجه به آن‌ها توابعی برای سرد شدن تعریف می‌شود (دمای اولیه^۱، نحوه کاهش دما^۲ و تابع احتمال پذیرش^۳). با استفاده از این متغیرها، انعطاف الگوریتم بسیار زیادتر می‌شود و با تغییر آن‌ها می‌توان الگوریتم را برای مسئله مورد بررسی خصوصی‌سازی کرد تا از این طریق بازدهی الگوریتم افزایش یابد. مراحل انجام بهینه‌سازی به روش الگوریتم سرد شدن پیوسته در مراحل زیر آورده شده است:

۱. انتخاب دمای اولیه و تولید یک پاسخ تصادفی در دامنه تغییرات پارامترها
۲. محاسبه تابع هدف (تابع هزینه) در نقطه پاسخ تصادفی تولید شده

۳. تولید یک پاسخ تصادفی در همسایگی نقطه تولید شده در مرحله اول، با اعمال تغییر کوچک در پاسخ فعلی

1. Initial Temperature
2. Annealing Schedule Temperature
3. Acceptance Probability

4. ASCII
5. Data File
6. Cretaceous
7. Ramp
8. Massive Clastics
9. Ratawi Shale
10. Zubair
11. Upper Shuaiba
12. Burgan
13. Nahr Shale

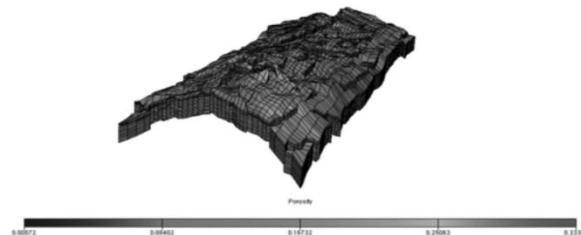
جدول ۱. اطلاعات سیال مخزن مورد بررسی.

مقدار	خاصیت
۵۸/۴۰	چگالی نفت (lb/ft ³)
۰/۰۸۱	چگالی گاز (lb/ft ³)
۷۱/۱۷	چگالی آب (lb/ft ³)
۳/۶۵	گرانروی نفت (cp)
۰/۰۲	گرانروی گاز (cp)
۰/۵۵	گرانروی آب (cp)
۲۹۰۰	فشار اولیه مخزن (psi)
۲۷۰۰	فشار حباب (psi)

جدول ۲. اطلاعات سنگ مخزن مورد بررسی.

مقدار	خاصیت
۳-۳۲	تخلخل (%)
۱-۱۳۷۰۷	نفوذپذیری افقی (md)
۱-۱۳۷۰	نفوذپذیری عمودی (md)
۶×10^{-6}	تراکم‌پذیری سنگ (psi ⁻¹)
۲/۵۸	توان معادله Corey فاز آب
۲/۲۰	توان معادله Corey فاز نفت
۰/۱۶	اشباع اولیه آب (%)
۰/۱۵	اشباع باقی مانده نفت (%)
۰	فشار مویبگی آستانه (psi)
۱/۹۵	توان معادله Brooks & Corey

بررسی بخشی از یک قوس بزرگ است که از یک رشته ماسه‌سنگ ضخیم درهم رفته باکیفیت عالی همراه کمی رسوبات شیلی که به طور موضعی این سکانس‌ها را از هم جدا کرده‌اند تشکیل شده است. با توجه به ماهیت مخزن مورد بررسی، بخشی به ابعاد ۲۰×۷×۷ بلوک انتخاب شد. ابعاد بلوک‌ها در جهت x به طور میانگین ۴۲۰ پا، در جهت y به طور میانگین ۵۸۰ پا و در جهت z، ۱۱/۵ پا است و به این ترتیب، تعداد کل بلوک‌ها ۹۸۰ است. ابعاد مخزن مورد بررسی تقریباً ۲۹۴۰×۴۰۶۰×۲۳۰ پا است، فشار اولیه آن ۲۸۰۰ پام و نفت در جای آن ۴۲،۸۰۸، ۴۰۰ بشکه است. دو چاه در دو طرف مخزن مورد بررسی در نظر گرفته شده که طی تولید طبیعی، از هر دو محصول به دست می‌آید و در مراحل بعدی از یکی از چاه‌ها برای تزریق و از دیگری برای تولید استفاده می‌شود. باید گفت که سنگ مخزن مورد بررسی از لحاظ ترشوندگی خنثی است. در شکل (۲) نمایی از مخزن مورد بررسی را مشاهده می‌کنید؛ همچنین اطلاعات مربوط به سنگ و سیال مخزن به طور خلاصه در جدول‌های (۱) و (۲) درج شده است.



شکل ۲. نمایی از تخلخل مخزن استفاده شده برای شبیه‌سازی.

جدول ۳. خلاصه نتایج، شرایط و مقدار متغیرهای مورد بررسی.

مقدار بهینه باز یافت نهایی	دوره زمانی تزریق گاز (روز)	دوره زمانی تزریق آب (روز)	دبی تزریق گاز روز/MMSCF	دبی تزریق آب روز/STB	دبی تولید روز/STB	سناریو مورد بررسی
٪۲۹	-	-	-	-	۲۴۵۶	تولید طبیعی
٪۳۵/۵	-	-	-	۱۰۳۵	۱۵۰۰	تزریق آب
٪۳۹/۱	-	-	۶۴۰	-	۱۵۰۰	تزریق گاز
٪۴۳/۳	۱۸۰	۸۱،۵	۶۴۰	۱۵۰۰	۱۵۰۰	تزریق متناوب آب و گاز (سناریوی اول)
٪۴۳/۴	۳۴،۹	۱۶،۴	۶۴۰	۱۵۲۶	۱۵۰۰	تزریق متناوب آب و گاز (سناریوی دوم)
٪۴۳/۴	۳۴،۹	۱۶،۴	۶۶۶	۱۵۲۶	۱۵۰۰	تزریق متناوب آب و گاز (سناریوی سوم)

۴. بحث و بررسی نتایج

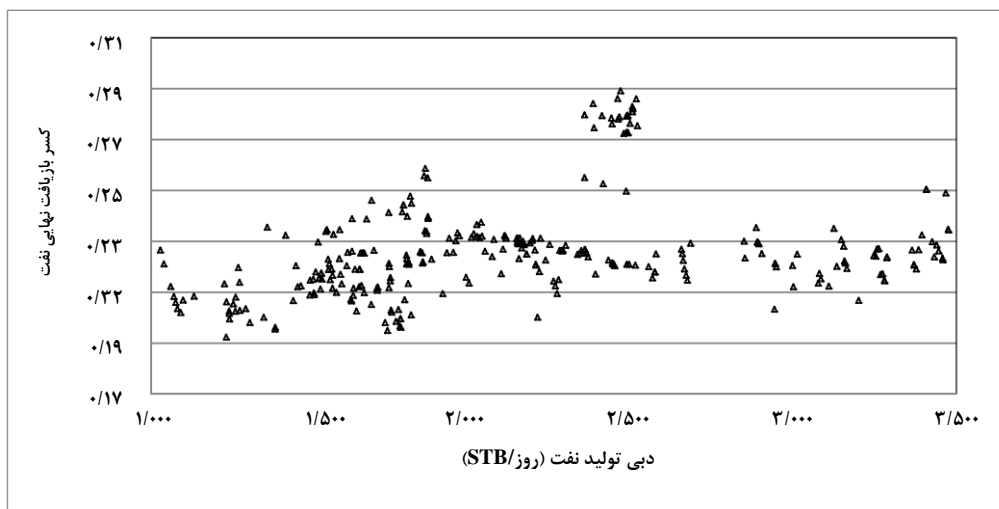
در این مرحله چند سناریو برای بررسی و بهینه‌سازی متغیرهای آنها و یافتن بهترین شرایط تولید و تزریق تعریف می‌شود. ابتدا سناریوی تولید طبیعی بررسی و آهنگ تولید بهینه برای آن مشخص می‌شود. تولید طبیعی به عنوان بخش ثابت در ابتدای تمام سناریوهای بعدی در نظر گرفته شده است، به گونه‌ای که هر یک از سناریوها بلافاصله بعد از تولید طبیعی انجام می‌شوند. به این طریق فرایند ازدیاد برداشت پس از یک وقفه از شروع تولید طبیعی از مخزن صورت می‌گیرد. در مرحله بعد، دو سناریوی تزریق آب و تزریق گاز بررسی و آهنگ تزریق بهینه برای این فرایندها محاسبه خواهد شد. سرانجام، تزریق متناوب آب و گاز طی سه سناریوی مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد و در نهایت تمام نتایج با یکدیگر مقایسه خواهند شد.

۴-۱ بهینه‌سازی تولید طبیعی

ابتدا سناریوی تولید طبیعی از مخزن انجام شده تا قابلیت تولید طبیعی مخزن بررسی شود. به این منظور، با در نظر گرفتن بیشینه آهنگ تولید از چاه‌ها به عنوان متغیر، سعی شده آهنگ بهینه برای تولید به نحوی تعیین شود که بازیافت نفت به حداکثر مقدار ممکن برسد. در شکل (۳) نتایج به دست آمده را در قالب یک نمودار مشاهده می‌کنید. نمودار نمایش داده شده نتیجه بیش از ۴۰۰ شبیه‌سازی مجزای تولید طبیعی با آهنگهای تولید متفاوت است.

مشاهده می‌شود به طور کلی نمودار بازیافت نهایی تولید بر حسب بیشینه دبی تولید تقریباً یک خط مستقیم است که در نزدیکی حد پایین دبی تولید کمی روند افزایشی دارد، افزایش بازیافت به موجب کاهش دبی تولیدی و افزایش زمان تولید از مخزن امری طبیعی است اما ملاحظه می‌شود در دبی تولیدی روز/STB ۲۴۵۶ این نمودار دارای یک تغییر روند دیگر نیز هست؛ با توجه به محدودیت‌های عملیاتی در نظر گرفته شده و ماهیت مخزن مورد بررسی این آهنگ تولید نقطه فرین تأثیر آزاد شدن گاز در مخزن است.

همان طور که می‌دانیم، آزاد شدن گاز در مخزن دارای دو تأثیر متفاوت است. از یک سو، در صورت تولید شدن گاز باعث بالا رفتن نسبت گاز به نفت و افت فشار می‌شود (عامل منفی) و از سوی دیگر با ایجاد کلاهدک گازی در صورت تولید نشدن گاز، باعث حفظ فشار مخزن و افزایش تولید خواهد شد (عامل مثبت). در آهنگ تولید بهینه با ایجاد سریع کلاهدک گازی و بالا رفتن نسبت گاز به نفت در بخش بالایی مخزن، مشبک‌های بالایی چاه به سرعت بسته می‌شوند و این کلاهدک گازی با حفظ فشار مخزن باعث تولید بیشتر نفت می‌شود. در نهایت شرایط به گونه‌ای رقم می‌خورد که این آهنگ تولید نفت محل برتری تأثیر مثبت آزاد شدن گاز بر تأثیر منفی این پدیده در مخزن است، به گونه‌ای که بازیافت نفت به بیشینه خود یعنی ۲۹٪ می‌رسد.



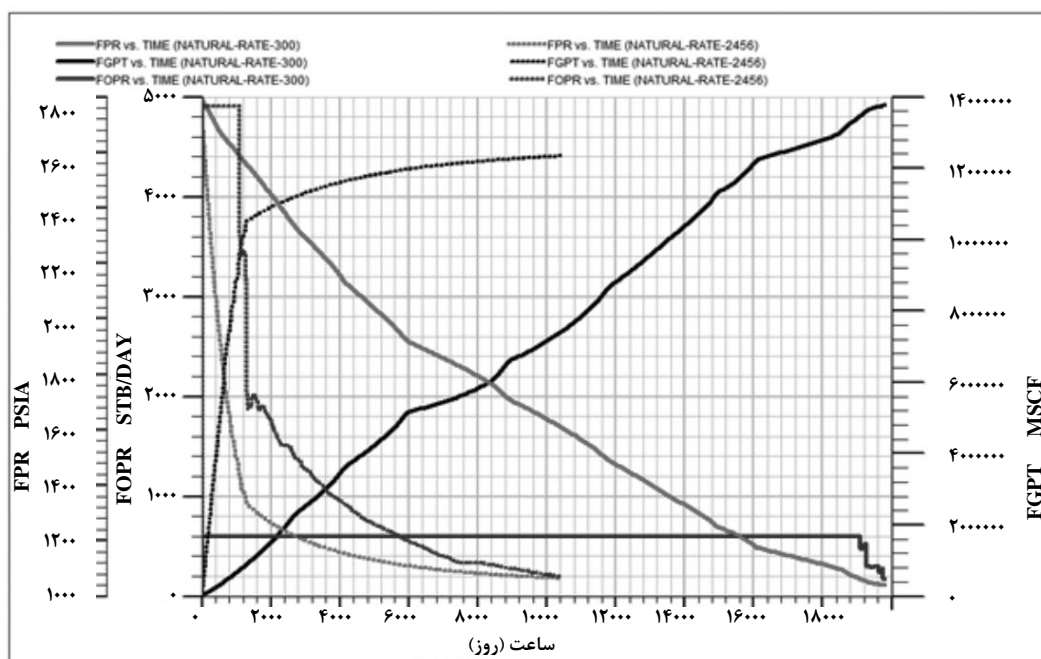
شکل ۳. نمودار بازیافت نفت بر حسب بیشینه دبی تولید.

و دیگر متغیرها به صورت ثابت به بهینه‌سازی دبی تزریقی آب پرداخته شده است. در این بررسی فشار ته‌چاهی تولید و فشار ته‌چاهی تزریق به عنوان مقادیری ثابت در نظر گرفته شده‌اند، زیرا این پارامترها معمولاً در شرایط عملیاتی بیشتر ایجاد محدودیت می‌کنند زیرا فشار تزریق مستقیماً با توجه به محدودیت ایجاد فشار تأسیسات و محدودیت فشار شکاف سنگ مخزن تعیین می‌شود و در نتیجه انتخاب‌های زیادی برای تغییر آن‌ها وجود ندارد. نتایج بیش از ۴۰۰ شبیه‌سازی در شکل (۵) مشاهده می‌شود که بیانگر بیشینه بازیافت نهایی نفت با مقدار ۳۵/۵٪ در دبی تزریق آب معادل روز/STB ۱۰۳۵ است. ملاحظه می‌شود که نمودار در دبی تولید نفت معادل روز/STB ۱۵۰۰، که برابر دبی تزریق آب است، طبق انتظار دارای افزایش است اما در نهایت دبی بهینه با توجه به دیگر سازوکارها و محدودیت‌های تأثیرگذار عملیاتی در نقطه متفاوتی به دست آمد.

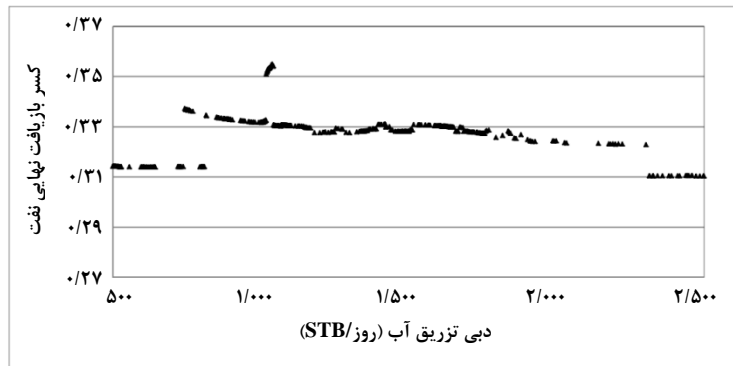
در شکل (۴) با نشان دادن نمودار فشار متوسط مخزن آهنگ تولید نفت و تولید تجمعی گاز در دو آهنگ تولید نفت روز/STB ۳۰۰ و روز/STB ۲۴۵۶ این پدیده را مشاهده می‌کنید. همان طور که ملاحظه می‌شود، در آهنگ روز/STB ۳۰۰ تولید نفت، به دلیل افت فشار آرام و نرسیدن سریع نسبت گاز به نفت به محدودیت در نظر گرفته شده برای آن تولید گاز به صورت پیوسته ادامه می‌یابد و به موجب آن افت فشار مخزن به صورت پیوسته مشاهده می‌شود، ولی در آهنگ تولید روز/STB ۲۴۵۶ با ایجاد سریع کلاهدک گازی در اوایل تولید و توقف تولید از لایه‌های بالایی تولید گاز کاهش یافته و با ایجاد کلاهدک گازی از شدت افت فشار و افت آهنگ تولید نفت کاسته می‌شود.

۴-۲ بهینه‌سازی تزریق آب به مخزن

سناریوی تزریق آب بعد از حالت بهینه سناریوی تولید طبیعی اجرا می‌شود. با در نظر گرفتن بیشینه دبی ثابت برای تولید نفت



شکل ۴. فشار متوسط مخزن، آهنگ تولید نفت و تولید تجمعی گاز بر حسب زمان در دو آهنگ تولید طبیعی روز/STB ۳۰۰ و ۲۴۵۶.

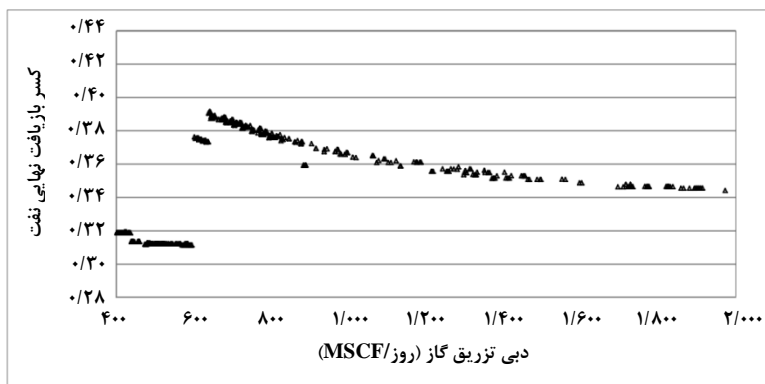


شکل ۵. نمودار بازیافت نهایی تولید نفت بر حسب بیشینه دبی تزریق آب.

شرایط مخزن است. با کاهش دبی تزریق آب، میزان گاز آزاد شده در مخزن افزایش می‌یابد، زیرا میزان تولید از میزان تزریق بیشتر می‌شود و در کل فشار مخزن روندی کاهشی را می‌پیماید. متقابلاً، میزان گاز تولیدی هم افزایش می‌یابد؛ اما در این بازه تزریقی خاص، مقدار، شدت و زمان آزاد شدن گاز به نحوی است که به بسته شدن مشبک‌های بالایی چاه می‌انجامد و تولید گاز را کاهش می‌دهد و با ایجاد کلاهِک گازی و حفظ فشار سازند، موجب تولید بیشتر نفت و به طبع آن افزایش ضریب بازیافت می‌شود.

۴-۳ بهینه‌سازی تزریق گاز به مخزن

سناریوی تزریق گاز هم بعد از حالت بهینه سناریوی تولید طبیعی انجام می‌شود. در شکل (۶) نمودار نتایج بیش از ۴۰۰ شبیه‌سازی مجزا، فرایند تزریق گاز به مخزن است. این نمودار هم نمایشی از نقاط تقاطع و برتری آثار مثبت و منفی تزریق گاز است. در نهایت، مشاهده می‌شود که در دبی تزریق گاز روز/۶۴۰ MMSCF بازیافت نهایی نفت تا ۳۹/۱٪ افزایش یافته است.

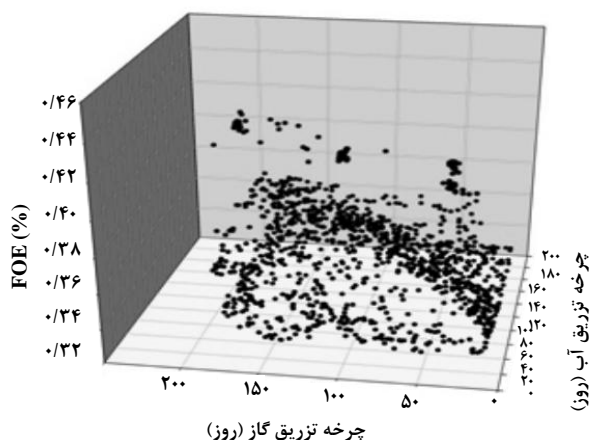


شکل ۶. نمودار بازیافت نهایی تولید نفت بر حسب بیشینه دبی تزریق گاز.

نمودار شکل (۵) از سه بخش متفاوت تشکیل شده است. همان طور که انتظار می‌رود در دبی‌های بالا تزریق آب (بیش از ۲۴۰۰ بشکه در روز) به دلیل میان‌شکن سریع آب و رسیدن به محدودیت‌های عملیاتی، میزان بازیافت نفت اندک است. با کاهش دبی تزریق تا حدود روز/STB ۸۰۰، نمودار بازیافت نفت سیر افزایشی با شیبی ملایم می‌پیماید. دلیل این امر در برقراری تعادل میان دبی تزریق آب و دبی تولید نفت است که موجب افزایش زمان رسیدن آب به چاه تولیدی، کاهش پدیده انگشتی شدن و عملکرد پیستونی جاروب آب است. در ناحیه سوم، با کاهش دبی به کمتر از روز/STB ۸۰۰، بازیافت نفت به شدت کاهش می‌یابد. دلیل این پدیده، عدم تأثیرگذاری مؤثر تزریق آب بر بازیافت نفت است. عملاً در این ناحیه شاهد تقریباً تولید طبیعی مخزن هستیم و از این رو تقریباً نمودار بازیافت نهایی نفت، خطی می‌شود.

در ارتباط با بازه دبی تزریق روز/STB ۱۰۱۵ الی روز/STB ۱۰۴۰، هم، که یک جهش ناگهانی در بازیافت نهایی نفت مشاهده می‌شود، می‌توان گفت دلیل این پدیده تقابل محدودیت‌های عملیاتی و

به دلیل بازه بسیار گسترده مورد بررسی، امکان بررسی این نوع مسائل به روش‌های حساسیت سنجی و با استفاده از تعداد محدود شبیه‌سازی نیست. با توجه به نمودارها واضح است که میل کلی فرایند برای افزایش بازیافت به سمت افزایش زمان تزریق گاز است، به طوری که در دوره‌های بلندمدت تزریق گاز بازیافت‌های بهتری حاصل شده (می‌توان توجیه این امر را در خواص سنگ مخزن جویا شد)، همچنین ملاحظه می‌شود که در چند محدوده بازیافت نهایی بهتر نفت حاصل شده با بررسی دقیق‌تر این نکته آشکار می‌شود که این محدوده‌ها دارای ارتباط معناداری‌اند، به طوری که در نمای بالای نمودار مشخص است این محدوده‌ها تقریباً بر روی یک خط قرار دارند که از نزدیکی مرکز عبور می‌کند؛ این خط بیانگر نسبت تزریق است و این نکته که در بازه گسترده جستجوی نقاطی که روی این خط باشند، حدهای نهایی نمودارند و در نهایت یکی از آن‌ها حد نهایی مطلق خواهد بود. با در نظر گرفتن دبی تزریق آب و دبی تزریق گاز و شیب تقریبی این خط، نسبت تزریق ۱:۱ حاصل می‌شود. در نهایت، در شرایط کنونی مقدار بهینه دوره‌های زمانی تزریق آب ۸۱/۵ روز و دوره تزریق گاز ۱۸۰ روز محاسبه شده است که در این حالت بازیافت نهایی نفت مخزن ۴۳/۳٪ است.



شکل ۷. نمودار بازیافت نهایی تولید نفت بر حسب دوره تزریق آب و دوره تزریق گاز.

۴-۴-۲ سناریوی دوم، بهینه‌سازی دبی تزریق آب در فرایند تزریق متناوب

سناریوی دوم بهینه‌سازی دبی تزریق آب در فرایند تزریق متناوب آب و گاز است و دیگر متغیرها با توجه به اطلاعات به دست آمده در

در نگاه اول، در دبی‌های زیاد تزریق گاز، نمودار به سمت خطی شدن میل می‌کند که این امر بیانگر تأثیر پدیده انگشتی شدن و میان‌شکن گاز است، با کاهش دبی تزریق، زمان میان‌شکن شدن گاز طولانی می‌شود تا آنجا که نمودار به میزان بهینه بازیافت نهایی نفت تا ۳۹/۱٪ در دبی روز/MMSCF/۶۴۰ می‌رسد. در دبی‌های پایین‌تر تزریق گاز، یک افزایش ناگهانی مشاهده می‌شود. دلیل به وجود آمدن این ناحیه از نمودار که نسبت به نواحی مجاور دستخوش افتادگی است، کاهش زمان شبیه‌سازی است. با کاهش دبی تزریق عدم توانایی گاز در حفظ فشار مخزن موجب آزاد شدن گاز و رسیدن به محدودیت عملیاتی نسبت گاز به نفت می‌شود. با کاهش بیشتر دبی تزریقی این آزاد شدن گاز به حدی می‌رسد که با برقرار شدن کلاهدگازی موجب افزایش بازده نهایی نفت تولیدی می‌شود. در نهایت هم، با کاهش بیشتر آهنگ تزریق گاز نمودار حالت نزولی خود را تا رسیدن به حالت تولید طبیعی حفظ می‌کند. سرانجام، باید به این نکته توجه کرد که شرایط عملیاتی در نتیجه نهایی بسیار تأثیرگذار است، همچنین تزریق گاز به طور کلی بازیافت نهایی تولید نفت را بیش از تزریق آب افزایش می‌دهد و این پدیده به دلیل خواص سنگ و خواص سیال مخزن می‌باشد.

۴-۴-۳ بهینه‌سازی تزریق متناوب آب و گاز

چهار متغیر دبی‌های تزریق آب و گاز و نیز دوره زمانی تزریق آب و گاز به عنوان متغیر تصمیم‌گیری برای بهینه‌سازی فرایند تزریق متناوب آب و گاز در نظر گرفته می‌شود و بازیافت نهایی نفت به عنوان تابع هدف فرض شده است. متغیرها در سه سناریوی متفاوت بعد از تولید طبیعی بررسی و میزان تأثیر آن‌ها در بهینه‌سازی مطالعه می‌شود.

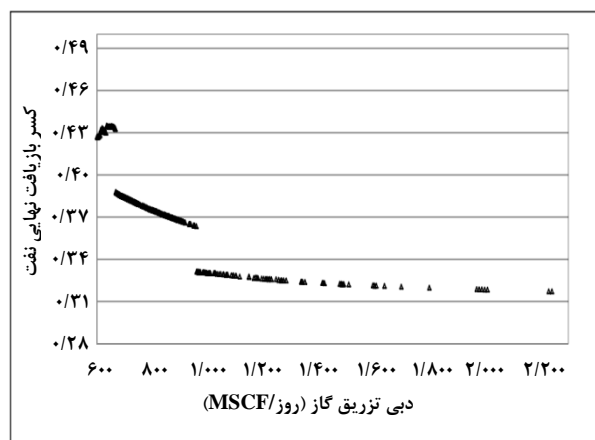
۴-۴-۱ سناریوی اول، بهینه‌سازی دوره زمانی تزریق

اولین سناریوی مورد بررسی بهینه‌سازی دوره زمانی تزریق آب و گاز در تزریق متناوب آب و گاز است، سایر متغیرها به صورت ثابت و با توجه به نتایج مراحل قبلی فرض شده‌اند. نمودار ارائه شده در شکل (۷) نتیجه بیش از ۱۰،۰۰۰ شبیه‌سازی است. در بعد بهینه‌سازی، همان طور که ملاحظه می‌شود، با افزایش تعداد متغیرها از یک به دو متغیر تعداد دفعات فراخوانی تابع هدف شدیداً افزایش می‌یابد و پیچیدگی مسئله مورد بررسی بیشتر می‌شود.

در نهایت محدودیت‌های عملیاتی فرض شده برای این مطالعه به صورت خلاصه در جدول (۳) درج شده و در جدول (۴) خلاصه‌ای از متغیرها، فرضیات و نتایج به دست آمده برای مقایسه بهتر گنجیده است.

جدول ۴. محدودیت‌های عملیاتی فرض شده.

مقدار	واحد	محدودیت چاه‌ها
۲۰۰	روز/STB	کمینه دبی تولید نفت
۹۰۰	psi	کمترین فشار ته چاه تولیدی
۵۰	%	بیشینه برش آب
۲	Mscf/STB	بیشینه نسبت گاز به نفت
۱۵۰۰	روز/STB	بیشینه دبی تولید نفت
۳۰۰۰	psi	بیشینه فشار تزریق آب
۳۰۰۰	psi	بیشینه فشار تزریق گاز

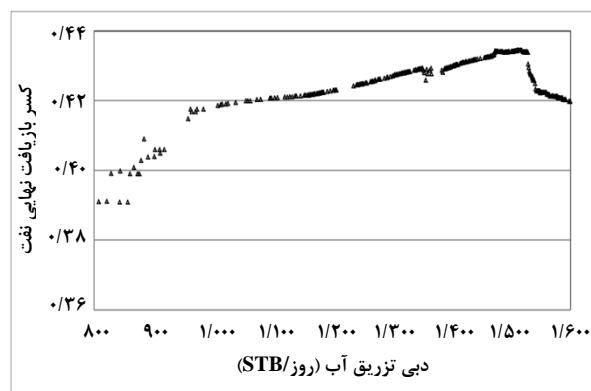


شکل ۹. نمودار بازیافت نهایی تولید نفت بر حسب بیشینه دبی تزریق گاز.

۵. نتیجه‌گیری کلی

در این مطالعه با بهره‌گیری از اطلاعات یک میدان واقعی دریایی و ادغام یک برنامه شبیه‌ساز با یک برنامه بهینه‌ساز از میان سناریوهای ممکن بهترین سناریوی تولید و تزریق مشخص شد. بهینه‌سازی روشی مؤثر در یافتن شرایط بهینه تولید است و الگوریتم بهینه‌سازی سرد شدن پیوسته از جمله روش‌های بهینه‌سازی کارآمد در این زمینه به‌شمار می‌آید. همچنین، محدودیت‌های عملیاتی در تعیین شرایط بهینه بسیار مؤثرند و بدون در نظر گرفتن آن‌ها قطعاً شرایط واقعی شبیه‌سازی نمی‌شود. با استفاده از بهینه‌سازی بازیافت نهایی

مراحل قبل به صورت ثابت فرض شده است. در نمودار شکل (۸) مانند مراحل قبلی به دلایل مشابه در ابتدا و انتهای بازه مورد بررسی بازده کمتری نشان می‌دهد. شرایط مسئله مورد بررسی و تقابل عوامل مختلف موجب شده تا در نهایت در دبی تزریق آب معادل روز/STB ۱۵۲۶، بیشینه بازیافت نهایی نفت با مقدار ۴/۴۳٪ به دست آید و افزایش ۴/۱۴٪ بازیافت نهایی نفت را حاصل شده است. بر خلاف فرایند تزریق آب که نتایجی مغایر با مطالعات قبلی را ارائه داد این بار شرایط عملیاتی به گونه‌ای رقم خورده تا دبی بهینه تزریق طبق انتظار نزدیک به دبی تولید روز/STB ۱۵۰۰ به دست آید. همچنین نسبت تزریق بهینه تقریباً ۱:۱ است.



شکل ۸. نمودار بازیافت نهایی تولید نفت بر حسب بیشینه دبی تزریق آب.

۴-۳-۴ سناریوی سوم، بهینه‌سازی دبی تزریق گاز در تزریق متناوب

سرانجام، نتایج بهینه‌سازی دبی تزریق گاز در سناریوی آخر بررسی شده و نتایج این سناریو را در نمودار شکل (۹) مشاهده می‌کنید. نتایج به دست آمده همانند سناریوی تزریق گاز بیانگر مفاهیم مشابهی هستند، حال آنکه این بار شرایط مسئله تغییر کرده و به همین دلیل در نقطه عطف نمودار تغییر محسوسی مشاهده می‌شود که منجر به افزایش بیش از ۴٪ بازیافت نهایی نفت نسبت به سناریوی تزریق گاز شده است. در این سناریو در دبی تزریق گاز روز/STB ۶۶۶ بیشینه بازیافت نهایی نفت با مقدار ۴/۴۳٪ محاسبه شده است که همانند بخش قبلی افزایش ۴/۱۴٪ را نشان می‌دهد. نسبت تزریق به دست آمده در این بخش هم همان طور که انتظار می‌رود مقداری نزدیک به مقدار مراحل قبلی دارد و ۱:۱ است.

جدول ۵. خلاصه نتایج، شرایط و مقدار متغیرهای مورد بررسی.

مقدار بهینه بازیافت نهایی	دوره زمانی تزریق گاز (روز)	دوره زمانی تزریق آب (روز)	دبی تزریق گاز روز/MMSCF	دبی تزریق آب روز/STB	دبی تولید روز/STB	سناریو مورد بررسی
٪۲۹	-	-	-	-	۲۴۵۶	تولید طبیعی
٪۳۵،۵	-	-	-	۱۰۳۵	۱۵۰۰	تزریق آب
٪۳۹،۱	-	-	۶۴۰	-	۱۵۰۰	تزریق گاز
٪۴۳،۳	۱۸۰	۸۱،۵	۶۴۰	۱۵۰۰	۱۵۰۰	تزریق متناوب آب و گاز سناریوی اول
٪۴۳،۴	۳۴،۹	۱۶،۴	۶۴۰	۱۵۲۶	۱۵۰۰	تزریق متناوب آب و گاز سناریوی دوم
٪۴۳،۴	۳۴،۹	۱۶،۴	۶۶۶	۱۵۲۶	۱۵۰۰	تزریق متناوب آب و گاز سناریوی سوم

- Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers, (2011)
- [4] Kamali, F., Cinar, Y., "Co-optimizing enhanced oil recovery and CO₂ storage by simultaneous water and CO₂ injection". Energy Exploration & Exploitation. 32(2): p. 281-300, (2014)
- [5] Kamali, F., Hussain, F., Cinar, Y., "An Experimental and Numerical Analysis of Water-Alternating-Gas and Simultaneous-Water-and-Gas Displacements for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery and Storage". SPE Journal, (2016)
- [6] Yan, Y., Li, C., Dong, Z., Fang, T., Sun, B., Zhang, J., "Enhanced oil recovery mechanism of CO₂ water-alternating-gas injection in silica nanochannel". Fuel. 190: p. 253-259, (2017)
- [7] Liu, P., Zhang, X., "Enhanced oil recovery by CO₂eCH₄ flooding in low permeability and rhythmic hydrocarbon reservoir". international journal of hydrogen energy. 40(12849): p. e12853, (2015)
- [8] Haupt, R. L., Haupt, S. E., "Practical genetic algorithms". 1st ed. New Jersey, USA: John Wiley & Sons. 272, (2004)
- [9] Dréo, J., Petrowski, A., Siarry, P., Taillard, E., "Metaheuristics for hard optimization: methods and case studies". Paris, France: Springer Science & Business Media. 372, (2006)
- [10] Glover, F. W., Kochenberger, G. A., "Handbook of metaheuristics". 2nd ed. Vol. 57, USA: Springer Science & Business Media. 648, (2006)
- [11] Yang, D., Zhang, Q., Gu, Y., "Integrated optimization and control of the production-injection operation systems for hydrocarbon reservoirs". Journal of petroleum science and Engineering. 37(1): p. 69-81, (2003)

تولید نفت ٪۲۹ در پایان تولید طبیعی بهترین نتیجه گزارش شد. همچنین، بازیافت نهایی تولید نفت با تزریق آب و گاز تا ٪۳۵/۵ و ٪۳۹/۱ افزایش یافت. البته پس از بررسی فرایند تزریق متناوب آب و گاز و بهینه‌سازی این فرایند در سه مرحله و در نظر گرفتن دوره‌های تزریق، دبی تزریق آب و دبی تزریق گاز به عنوان متغیرهای تصمیم‌گیری، در نهایت بازیافت نهایی تولید نفت تا ٪۴۳،۴ افزایش یافت. می‌توان نتیجه گرفت که فرایند تزریق متناوب آب و گاز مؤثرتر از فرایند تزریق آب یا تزریق گاز است.

مراجع

- [1] Kharrat, R., Mahdavi, S., Ghorbani, D., "A Comprehensive EOR Study of a Highly Fractured Matured Field-Case Study". in SPE Europec/EAGE Annual Conference. Society of Petroleum Engineers, (2012)
- [2] Roozsaz, H., Sadeghnejad, S., Manteghian, M., "Investigation of operational constrains on improving the recovery of WAG injection in an Iranian offshore field using simulated annealing". in The 17th annual conference of the International Association for Mathematical Geosciences. Freiberg (Saxony) Germany, (2015)
- [3] Mirkalaei, M., Mousa, S., Hoseini, J., Masoudi, R., Ataei, A., Demiral, B., Karkooti, H., "Investigation of Different I-WAG schemes toward Optimization of Displacement Efficiency". in SPE Enhanced Oil

- [12] Bangerth, W., Klie, H., Matossian, V., Parashar, M., Wheeler, M. F., "An autonomic reservoir framework for the stochastic optimization of well placement". *Cluster Computing*. 8(4): p. 255-269, (2005)
- [13] Bellout, M. C., Ciaurri, D. E., Durlofsky, L. J., Foss, B., Kleppe, J., "Joint optimization of oil well placement and controls". *Computational Geosciences*. 16(4): p. 1061-1079, (2012)
- [14] Al-Gosayir, M., Leung, J., Babadagli, T., Al Muatasim, M., "Optimization of Steam-Over-Solvent Injection in Fractured Reservoirs (SOS-FR) method using hybrid techniques: Testing cyclic injection case". *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 110: p. 74-84, (2013)
- [15] Wen, T., Thiele, M. R., Ciaurri, D. E., Aziz, K., Ye, Y., "Waterflood management using two-stage optimization with streamline simulation". *Computational Geosciences*. 18(3-4): p. 483-504, (2014)
- [16] Frausto-Solís, J., Chi-Chim, M., Sheremetov, L., "Forecasting Oil Production Time Series with a Population-Based Simulated Annealing Method". *Arabian Journal for Science and Engineering*. 40(4): p. 1081-1096, (2015)
- [17] Kwak, T. -S., Jung, J. -H., Han, D. -K., Kwon, S. -I., "Development of Well Placement Optimization Model using Artificial Neural Network and Simulated Annealing". *Journal of the Korean Institute of Gas*. 19(1): p. 28-37, (2015)
- [18] Safi, R., Agarwal, R. K., Banerjee, S., "Numerical simulation and optimization of CO₂ utilization for enhanced oil recovery from depleted reservoirs". *Chemical Engineering Science*. 144: p. 30-38, (2016)
- [19] Eshraghi, S. E., Rasaei, M. R., Zendejboudi, S., "Optimization of miscible CO₂ EOR and storage using heuristic methods combined with capacitance/resistance and Gentil fractional flow models". *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 32: p. 304-318, (2016)
- [20] Liu, P., Zhang, X., Hao, M., Liu, J., Yuan, Z., "Parameter optimization of gas alternative water for CO₂ flooding in low permeability hydrocarbon reservoirs". *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 8(3): p. 035901, (2016)