

برنامه‌ریزی و بهینه‌سازی تولید و تزریق در سیلاب‌زنی چرخه‌ای آب

سیده مهلا حسینی، مهدی عصاره*

دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران ایران

چکیده: سیلاب‌زنی یکی از پرکاربردترین روش‌های بازیابی ثانویه است. از مشکل‌های سیلاب‌زنی آب، تولید آب و پیروآن میان شکنی سریع می‌باشد. در این شرایط، صرفه اقتصادی تولید پایین می‌آید. تزریق چرخه‌ای آب، نسبت به تزریق پیوسته آب، باعث تولید نفت بیش‌تر و کاهش آب تولیدی می‌شود. تزریق چرخه‌ای آب، با هدف تولید نفت از مناطق با تراوایی کم‌تر، که توانایی جابجا شدن را ندارد، صورت می‌گیرد. بررسی‌ها نشان می‌دهد، تولید نفت بیش‌تر در دوره‌ای اتفاق می‌افتد که تزریق متوقف شده است. به منظور دستیابی به بیشینه تولید نفت از میدان‌های نفتی و آب تولیدی کم‌تر در فرایند سیلاب‌زنی چرخه‌ای، باید زمان‌های باز و بسته شدن چاه‌ها، با در نظر گرفتن نکته‌های اقتصادی بهینه شود. هدف این پژوهش بهینه‌سازی تولید یا ارزش خالص فعلی (NPV) برای این فرایند است. به منظور بهینه‌سازی از الگوریتم ژنتیک که کارآمدی مناسبی دارد، استفاده شد. در این پژوهش، مدل‌های مصنوعی دویبعدی و سه‌بعدی برای شبیه‌سازی این فرایند از متون علمی معتبر به کار گرفته شدند. پس از صحت‌سنجی، حساسیت‌سنجی مدل به مدت زمان باز و بسته بودن چاه تزریقی، در روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای ارایه شده است. سیلاب‌زنی چرخه‌ای در مدل دویبعدی در مخازن آب دوست و نفت دوست به ترتیب ۲/۲۶ درصد و ۳/۹ درصد افزایش NPV در مقایسه با سیلاب‌زنی متداول داشت. در مدل سه‌بعدی در مخازن نفت دوست ۳/۲۸۵٪ افزایش NPV و در مخازن آب دوست ۳/۰۲۸٪ کاهش NPV در مقایسه با سیلاب‌زنی متداول داشت. نتیجه‌های این مطالعه، بازدهی مناسب این فرایند نسبت به سیلاب‌زنی متداول را، در مخازن نفت دوست، نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: تزریق آب، تزریق چرخه‌ای آب، بهینه‌سازی، برنامه‌ریزی تولید، مدیریت مخازن.

KEYWORDS: Water injection, Cyclic water injection, Optimization, Production scheduling, Reservoir management.

مقدمه

است. آب به دلیل ارزان بودن، در دسترس بودن و همچنین افزایش فشار مخزن در اثر تزریق، بسیار مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱]. آب با نگره‌داشتن فشار مخزن بالاتر از نقطه حباب، از آزاد شدن گاز در مخزن جلوگیری کرده و نفوذپذیری نسبی نفت را بالا نگه می‌دارد.

بسیاری از میدان‌های نفتی بزرگ کشور به نیمه دوم عمر تولیدی خود رسیده‌اند و تولید طبیعی از آن‌ها در برابر کاهش قرار گرفته است. بدین منظور می‌توان از روش‌های ازدیاد برداشت ثانویه^۱ و ثالثیه^۲ استفاده کرد. سیلاب‌زنی یکی از کاربردی‌ترین روش‌های بازیابی ثانویه

* عهده‌دار مکاتب

+E-mail: assarehm@iust.ac.ir

(1) Secondary Oil Recovery

(2) Tertiary Oil Recovery

است [۴]. مطالعه‌های گوناگونی در زمینه تزریق چرخه‌ای آب صورت آزمایشگاهی و شبیه‌سازی انجام شده است. پاتر^۷ و اسپکت^۸ (۱۹۹۹ میلادی)، شبیه‌سازی طرح‌های تزریق با نسبت ۲:۲ و ۱:۲ را برای انواع چاه‌های تولیدی و تزریقی (افقی و عمودی) انجام دادند. آن‌ها دریافتند که طرح تزریق چرخه‌ای ۱:۲ برای چاه تولیدی افقی با چاه‌های تزریق عمودی بیش‌ترین بازیافت دارد [۶]. سورگوجو^۹ و همکاران (۲۰۰۲ میلادی)، مطالعه‌ی شبیه‌سازی پتانسیل تزریق چرخه‌ای در سازندهای میدان هیدران^{۱۰} در دریای نروژ انجام دادند. این مطالعه نشان داد که در سیلاب‌زنی چرخه‌ای در کنار تولید آب کم‌تر، بازده جاروبی افزایش می‌یابد و تولید نفت در مقایسه با سیلاب‌زنی متداول، سریع‌تر می‌شود. بر اساس مدل مورد مطالعه آن‌ها، در طول دوره‌ی تزریق چرخه‌ای ۱۰ ساله، بازیابی، ۵ تا ۶ درصد نسبت به سیلاب‌زنی متداول افزایش می‌یابد. بررسی‌ها نشان داده است، بهینه‌ترین طرح تزریق، طرحی است که در مدت زمان کوتاه، با شدت بیش‌تر پالس دوره‌ها انجام شود (نسبت تزریق به بدون تزریق ۱ به ۲ و ۱ به ۳). آن‌ها، شش ویژگی از مخزن، شامل ناهمگنی و لایه‌بندی، ارتباط بین لایه‌ها با تراوایی بالا و پایین، اختلاف فشار مخزن، تراکم‌پذیری سنگ و سیال مخزن، شدت شکاف‌ها و وابستگی فشاری تراوایی در شکاف، که بر نتیجه تزریق چرخه‌ای آب اثر می‌گذارد را شناسایی کردند [۳]. سچیپانو^{۱۱} و همکاران (۲۰۰۸ میلادی)، تأثیر فرایند تزریق چرخه‌ای آب را بررسی کردند. آن‌ها خطاهای عددی را با آنالیز تاریخچه تولید کاهش دادند. در کار آن‌ها، مدلی ۲ بعدی، برای درک بهتر پتانسیل سیلاب‌زنی چرخه‌ای، به منظور آنالیز پارامترهای کلیدی مخزن ساخته شد. در مدل ساخته شده، ویژگی‌های کلیدی مانند ویژگی‌های سنگ - سیال، توزیع اشباع سیال، ناهمگنی، دوره‌ی چرخه و افت فشار ارزیابی شدند. مطالعه‌ها نشان داد که در طول هر چرخه، اثر تراکم‌پذیری، نیروهای گرانشی و موینگی بر جریان بین لایه‌ای^{۱۲} و بازدهی فرایند تأثیرگذارند. اگر طول چرخه کوتاه باشد، تراکم‌پذیری جریان بین لایه‌ای ایجاد شده غالب است و در طول دوره چرخه طولانی، موینگی و گرانش، نیروهای کنترل‌کننده می‌باشند. شبیه‌سازی‌های عددی نشان دادند، ترکیب چرخه‌ی تولید و تزریق اثر چشمگیری بر بهبود بازیافت نفت^{۱۳} (IOR) دارد [۷]. سورگوجو و همکاران (۲۰۰۸ میلادی)، تزریق چرخه‌ای آب را در آزمایش‌های

آب همچین نفت را در جلوی جبهه‌ی آب به سمت چاه‌های تولیدی می‌راند. با توجه به قابلیت تحرک‌پذیری^۱ بالاتر آب نسبت به نفت و در صورت ناهمگن بودن مخزن، پدیده انگشتی شدن^۲ با سرعت بیش‌تری رخ می‌دهد و آب به چاه تولیدی می‌رسد [۲]. در این صورت نسبت آب به نفت در چاه‌های تولیدی زیاد می‌شود و ادامه تولید نفت، صرفه اقتصادی پایینی دارد. یکی از روش‌های بهبود سیلاب‌زنی متداول، تزریق چرخه‌ای آب^۳ است. تزریق چرخه‌ای آب بر اساس دو سازوکار، نرخ‌های تزریق متناوب و الگوهای سیلاب‌زنی متغیر در مخازن لایه‌ای و شکافدار انجام می‌شود. نرخ تزریق به‌طور مستقیم با فشار تزریق متناسب است بنابراین پالس‌های فشاری گذرا بین لایه‌ها با ویژگی‌های متفاوت ایجاد خواهد شد که کاربرد محدودتری دارد و در مخازن شکافدار طبیعی کاربرد دارد. الگوهای سیلاب‌زنی متغیر، روشی برای مقابله با افزایش آب تولیدی است. در این روش چاه‌های تولیدی و تزریقی متفاوتی در طول زمان انتخاب می‌شوند. تزریق چرخه‌ای آب نسبت به تزریق پیوسته آن باعث تولید نفت بیش‌تر و کاهش آب تولیدی می‌شود. برای دستیابی به موفقیت در سیلاب‌زنی چرخه‌ای باید تأثیر هر یک از ویژگی‌های مخزن مانند ترشوندگی، تراکم‌پذیری سنگ و سیال، ناهمگنی مخزن، و شرایط بهینه مربوط به طول دوره‌ی چرخه، فاصله چاه‌ها، الگوهای گوناگون سیلاب‌زنی و غیره بررسی شود. بررسی‌ها نشان داده است افزایش تولید نفت نسبت به تزریق پیوسته، بیش‌تر در دوره‌ای است که تزریق متوقف شده است [۳]. در طول زمان تزریق، آب از لایه‌های با تراوایی بالا به سمت لایه‌های با تراوایی پایین جریان می‌یابد که به نیم سیکل ساخت فشار^۴ اشاره دارد. وقتی تزریق متوقف و یا کاهش می‌یابد، به نیم سیکل کاهش فشار^۵ اشاره دارد که در این صورت نفت از لایه با تراوایی پایین به سمت لایه با تراوایی بالا جریان می‌یابد [۴]. روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای با تغییر در فشار مخزن، باعث تغییر نیروی موینگی، نیروی گرانشی و تراکم‌پذیری می‌شود و باعث می‌شود نتیجه‌های متفاوتی نسبت به روش سیلاب‌زنی پیوسته داشته باشد [۵]. ویژگی‌های کلیدی مخزن که بر نتیجه سیلاب‌زنی موفق تأثیر می‌گذارند، عبارتند از ناهمگن و لایه‌ای بودن مخزن، تراکم‌پذیری سنگ و سیال، توزیع اشباع در مخزن، طول هر دوره‌ی چرخه و اختلافات فشاری در مخزن که توسط لانگدالن^۶ اثر آنها بررسی شده

(۱) Mobility
(۳) Cyclic Water Injection
(۵) Depressurizing Half Cycle
(۷) Putra
(۹) Surguchev
(۱۱) Shchipanov
(۱۳) Improved Oil Recovery

(۲) Viscous Fingering
(۴) Pressurizing Half Cycle
(۶) Langdalen
(۸) Schechter
(۱۰) Heidrun
(۱۲) Cross Flows

در طول توقف تزریق تأمین کند و فشار را برای این که تولید نفت به صورت پایدار باشد حفظ کند. مشاهده‌ها نشان می‌دهد در دوره‌های طولانی توقف تزریق، تولید مایع‌ها به شدت کاهش می‌یابد. اگر سطح فشار بالا باشد، ممکن است زمان توقف تزریق آب طولانی‌تر شود. همچنین اگر زمان توقف تزریق خیلی طولانی شود، منجر به کاهش فشار جریان و در نتیجه کاهش شدید مایع‌های تولیدی می‌شود [۱۱]. نرخ تزریق چرخه‌ای آب بر حسب تعادل بین تولید و تزریق، به وسیله‌ی تولید نفت سالیانه و فشار مخزن تعیین می‌شود. بر طبق داده‌های واقعی برای یک میدان نفتی شوروی سابق، نشان داده شده است، که نرخ تزریق چرخه‌ای، ۷۰ تا ۹۰ درصد نرخ تزریق آب پیوسته است. این نسبت تناسب، در موردهای مطالعاتی گوناگون، بیش‌تر یا کم‌تر می‌شود. در مورد مطالعاتی پژوهش یاد شده، نتیجه‌ها نشان داده است که نرخ تزریق چرخه‌ای مناسب آب ۸۶/۷ درصد تزریق متداول است. آن‌ها بیان کردند که، اگر نرخ تزریق چرخه بعدی کم‌تر باشد، رساندن تولید نفت، به سطح پیش از توقف تزریق، دچار مشکل می‌شود. بنابراین باید تعادل تزریق و تولید در این منطقه حفظ شود [۱۱].

فیوروو^۵ (۲۰۱۲ میلادی)، اظهار داشت نیروهای موینگی، جریان آب و نفت را به سمت ناحیه‌های با تراوایی کم هدایت می‌کند و باعث بهبود تولید و کاهش آب تولیدی می‌شود [۴]. موینگی جریان بین لایه‌ای^۶ یک نوع جریان رایج و مشترک در سیلاب‌زنی چرخه‌ای و سیلاب‌زنی پیوسته است. جریان بین لایه‌ای در مخازن ناهمگن عمودی بین لایه‌ها با تراوایی گوناگون ایجاد می‌شود. تغییر جریان بین لایه‌ای هم جهت با تغییرهای سیلاب‌زنی چرخه‌ای است. در طول نیم‌سیکل توقف یا کاهش تزریق آب، نفت و آب از لایه‌های کم‌تراوا به سمت لایه‌های تراواتر جریان می‌یابند و در طول نیم‌سیکلی که آب دوباره به مخزن تزریق شود، آب و نفت از لایه‌های تراواتر به سمت کم‌تراوا حرکت می‌کند. تنها تغییرهای تحرک ایجاد شده توسط اختلاف اشباع آب بین لایه‌ها با تراوایی گوناگون باعث می‌شود، آب بیش‌تری از منطقه‌های با تراوایی بالا که کسر آب^۷ بیش‌تری دارند، به سمت مناطق با تراوایی پایین که آب کم‌تری دارند، جریان یابد. همچنین نفت بیش‌تری از منطقه‌های کم‌تراوا به سمت تراواتر عمودی می‌یابد. این عامل، توزیع عمودی آب و نفت، در مخزن ناهمگن عمودی را تغییر می‌دهد. در نتیجه تعادل گرانش و موینگی ایجاد می‌شود [۱۲].

اجنجانینیانچس^۸ و همکاران، پی بردند که تولید توسط تزریق چرخه‌ای، وقتی بهبود می‌یابد که تزریق متوقف شده باشد. در این صورت موینگی جریان بین لایه‌ای، نفت بیش‌تری را از لایه‌های کم‌تراوا جابجا می‌کند و

سیلاب مغزه و شبیه‌سازی عددی آن در سنگ‌های کربناته با شکاف مصنوعی بررسی کردند. در کار آن‌ها، تزریق چرخه‌ای در بالا و پایین نقطه حباب در مقایسه با سیلاب‌زنی پیوسته و همچنین برای انواع گوناگون ترشوندگی انجام شد. آن‌ها به این نتیجه رسیدند که بازیافت نفت بالای نقطه حباب ۲/۹٪ بیش‌تر و در پایین نقطه حباب جایی که اشباع گاز آزاد زیر اشباع بحرانی گاز است، بازیافت نفت ۵/۹٪ بیش‌تر می‌شود. در مطالعه آن‌ها، اولین چرخه، بازیافت بیش‌تری داشت و آن‌ها به این نتیجه رسیدند که بیش‌ترین تأثیر بر بازیافت نفت اضافی در زمان شروع تزریق چرخه‌ای است [۸]. الموتائیری^۱ و همکاران (۲۰۰۸ میلادی)، بر کاهش آب تولیدی با تولید چرخه‌ای^۲ (CPS) در میدان‌های نفتی پژوهش‌هایی انجام دادند. آن‌ها به جای کنترل نرخ تزریق با تغییر نرخ تولید (باز و بسته کردن چاه)، بازیافت نفت را بهبود بخشیدند و تولید آب را کاهش دادند. در اولین گام، آن‌ها دوره‌ی تولید ۶ ماه و دوره توقف تولید ۶ ماه در نظر گرفتند. در گام دوم، دوره‌های تولید و توقف تولید، هر کدام ۱۲ ماه و در گام سوم، هر کدام از دوره‌ها را ۲۴ ماه در نظر گرفتند. آن‌ها کاهش چشمگیر آب تولیدی را تا ۵۰ درصد، در مدل‌های شبیه‌سازی، دیدند. بهینه‌سازی تولید چرخه‌ای، به وسیله‌ی تعیین زمان شروع چرخه‌ی ایده‌آل و دوره چرخه مدیریت می‌شود [۹]. آن‌ها این روش را بر روی دو مخزن همگن و ناهمگن انجام دادند. در مخازن ناهمگن مورد مطالعه در این پژوهش، مقدار بازیابی نفت تا ۴٪ افزایش و آب تولیدی تا ۳۵٪ کاهش یافت. کولاتو^۳ و همکاران (۲۰۱۳ میلادی)، به منظور برداشت بیش‌تر نفت از روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای آب نمک استفاده کردند. آن‌ها بر این عقیده بودند که استفاده از آب نمک در روش تزریق چرخه‌ای، بازده خوبی را دارد. شوری کم و تزریق چرخه‌ای در دوره‌های خیلی کوتاه منجر به بازیابی سریع‌تر و اشباع نفت باقی‌مانده‌ی کم‌تر نسبت به سیلاب‌زنی متداول شده است. با کاهش شوری، شرایط تغییر ترشوندگی و شرایط تولید نفت اضافی برای همان حجم آب نمک تزریق شده فراهم می‌شود. همچنین کولاتو و همکاران، بازیابی بیش‌تر نفت در سیلاب‌زنی چرخه‌ای نسبت سیلاب‌زنی پیوسته، را دیدند. آن‌ها به این نتیجه رسیدند که کاهش در اشباع نفت باقی‌مانده، همراه با افزایش ترشددگی نسبت به آب است. در کار آن‌ها، تولید نفت اضافی در دوره‌ای که تزریق متوقف شده، دیده شده است [۱۰، ۴].

تأثیر تزریق آب به شدت وابسته به چرخه‌های متناوب^۴ تزریق آب می‌باشد. چرخه متناوب مناسب باید زمان جابجایی نفت توسط آب را

(۱) Al-Mutairi

(۳) Kulathu

(۵) Fedorov

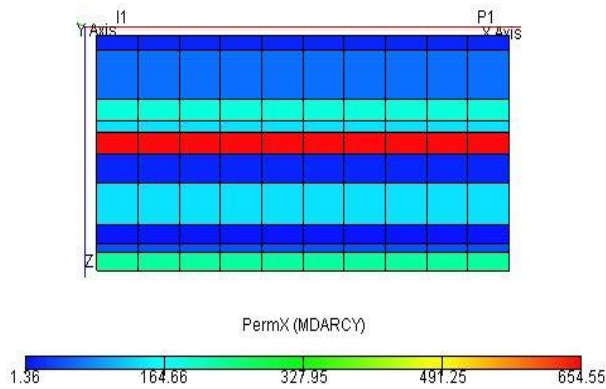
(۷) Water Cut

(۲) Cyclic Production Scheme

(۴) Intermittent

(۶) Capillary Cross Flow

(۸) W.g.ogengianiyanches



شکل ۱ توزیع تراوایی لایه‌های گوناگون

چرخه‌ای است، برای یک مدل دو بعدی و یک مدل سه بعدی، استفاده شده است. نخست، شبیه‌سازی مدل‌های دو بعدی و سه بعدی و حساسیت‌سنجی به پارامترهای موثر تولید انجام می‌شود. سپس الگوریتم بهینه‌سازی ژنتیک و نحوه اتصال نرم افزار شبیه‌ساز مخزن و متلب، شرح داده می‌شود و بهینه‌سازی سیلاب‌زنی چرخه‌ای انجام و نتیجه‌ها با سیلاب‌زنی متداول مقایسه می‌شود.

بخش نظری

مدل‌های شبیه‌سازی فرایند سیلاب‌زنی چرخه‌ای

در این پژوهش، نخست، مدل مصنوعی دو بعدی و سه بعدی ساخته می‌شود. سپس، شبیه‌سازی سیلاب‌زنی متداول و چرخه‌ای بر روی آن انجام می‌شود.

سیلاب‌زنی پیوسته

مدل مصنوعی دو بعدی که در نظر گرفته شده است، دارای اندازه‌های $10 \times 10 \times 10$ و دارای یک چاه تولیدی و یک چاه تزریقی که به ترتیب در گرید (۱ و ۱۰) و (۱ و ۱) قرار دارند می‌باشد. مدل شبکه‌بندی (گسسته‌سازی)، در شکل ۱ نشان داده شده است. ضخامت، تراوایی لایه‌ها، ویژگی‌های سنگ و سیال مدل، در پژوهش لانگدالن آمده است [۴، ۱۴].

شبیه‌سازی سیلاب‌زنی متداول، با گام‌های زمانی ۱۰ روز و به مدت ۲۷ سال، در پژوهش لانگدالن اجرا شده است. پارامترهای کنترلی چاه شامل نرخ تولید [STB/DAY] ۹۱۰ و نرخ تزریق [STB/DAY] ۱۰۰۰ است. فشار مخزن ثابت و بالای فشار حباب (5600 [psi]) حفظ شده است.

اشباع آب در لایه‌های تراواتر کاهش می‌یابد [۴]. ژیاوفی^۱ و همکاران (۲۰۱۸ میلادی) به منظور بهینه کردن تزریق چرخه‌ای آب در مخازن کم تراوا، نخست به شناسایی کانال‌های آب، با روش ترکیبی شبیه‌سازی خط‌های جریان پرداختند. شبیه‌سازی خط‌های جریان درک جامعی از الگوی جریانی، توزیع سیال و ارتباط بین چاه تولید و تزریق را به پژوهشگر می‌دهد. آن‌ها برای بهینه‌سازی از الگوریتم هیبریدی ژنتیک-تبرید (SAGA) که با نرم افزار CMG^2 تلفیق شده بود، استفاده کردند [۱۳]. زیرا الگوریتم‌های ژنتیک، به‌طور معمول سرعت همگرایی آهسته‌ای دارند و به راه حل‌های دلخواه محلی حساس هستند. در مقایسه با ژنتیک، تبرید شبیه‌سازی شده دارای احتمال زیاد فرار از بهینه^۳ محلی است و بنابراین فرایند جستجو را می‌توان با تبرید شبیه‌سازی شده، کنترل کرد [۱۴]. با این حال، تبرید شبیه‌سازی شده تنها یک راه حل را در یک زمان نگه می‌دارد، که بیش‌تر منجر به کارایی کم جستجو می‌شود [۱۵]. در این کار، هدف بهینه‌سازی، دستیابی به بیش‌ترین مقدار بازیابی نفت بود. متغیرهای بهینه‌سازی در این مقاله، شامل نرخ تزریق، فشار تزریق، مدت زمان تزریق، مدت زمان تزریق یکسان بود ولی در طرح دوم، زمان دوره تزریق و توقف تزریق، متفاوت بود. نتیجه‌های بهینه‌سازی نشان داد، در طرح دوم مقدار بازیابی نفت تا $6/8$ درصد در مقایسه با سیلاب‌زنی متداول افزایش می‌یابد.

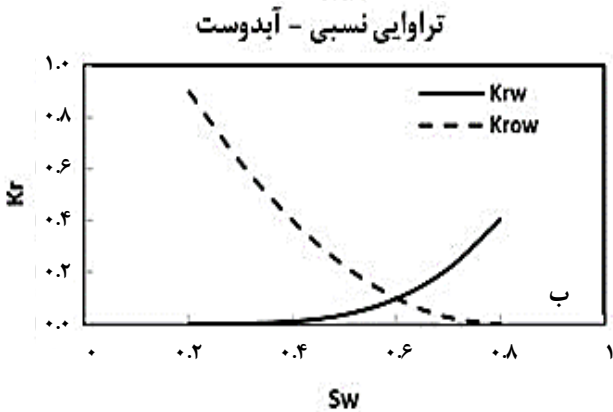
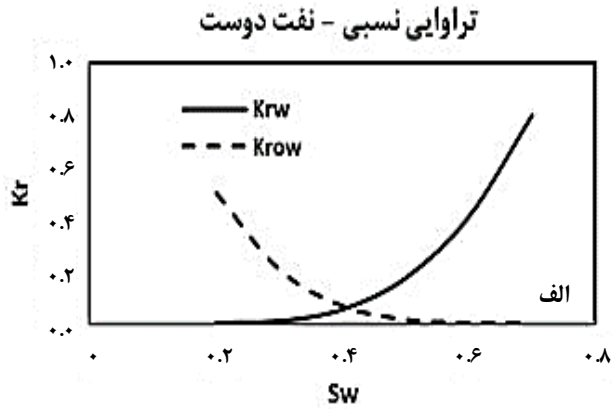
پژوهش‌های گوناگونی به بررسی روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای و حساسیت‌سنجی پارامترهای مخزن و اثر آنها بر میزان بازیافت نفت پرداخته‌اند. همچنین، بهینه‌سازی روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای، به‌طور محدود و با بررسی پارامترهای کم‌تر انجام شده است. در این پژوهش، اثر پارامترهای تولید مانند مدت زمان تزریق و تزریق نکردن و به تبع آنها نرخ تزریق در مسأله بهینه‌سازی سیلاب‌زنی چرخه‌ای مدنظر است تا بیش‌ترین سودآوری و بیشترین مقدار ارزش خالص فعلی^۴ (NPV) نتیجه شود. به علت پیچیدگی موضوع و نیاز به داشته یک بینش نسبت به مسئله سیلاب‌زنی چرخه‌ای در این پژوهش، زمان باز و بسته بودن، به عنوان دو متغیر بهینه‌سازی در نظر گرفته می‌شوند و نرخ‌های تولید و تزریق، با یک رابطه تحلیلی به هم‌دیگر مرتبط می‌شوند، تا فشار در مخزن، به‌تقریب حفظ شود. به منظور ارزیابی فرایند سیلاب‌زنی چرخه‌ای و شبیه‌سازی آن نیاز به داده‌های واقعی احساس می‌شود. به همین دلیل از داده‌های رساله دکتری لانگدالن که در زمینه سیلاب‌زنی

(۱) Xiaofei

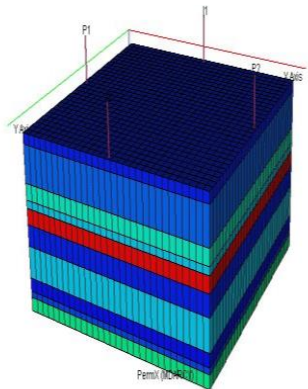
(۳) optimal

(۲) Computer modeling group

(۴) Net Present Value

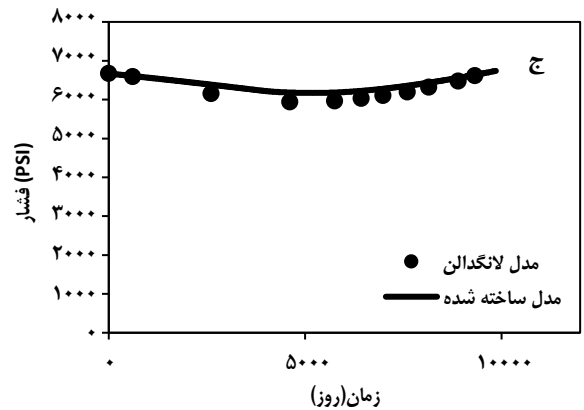
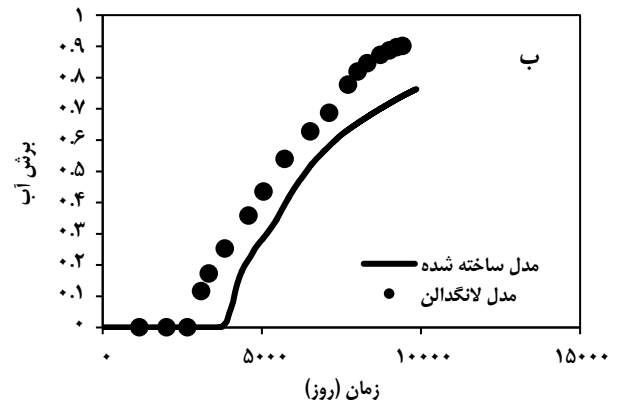
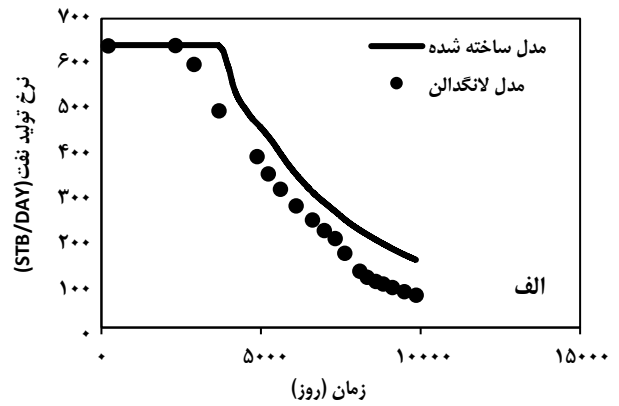


شکل ۳ نمودار تراوایی نسبی در مدل مصنوعی مخزن نفت دوست (الف) و آب دوست (ب) [۴]



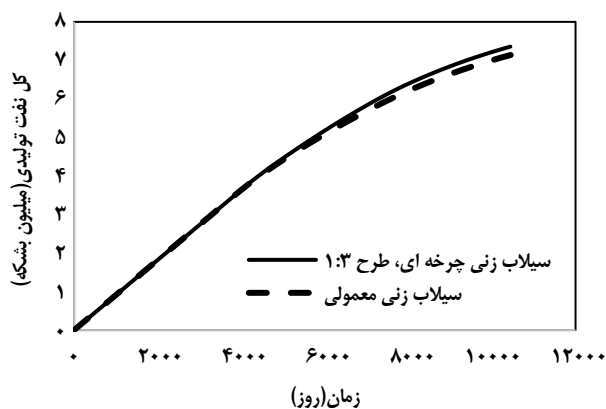
شکل ۴ توزیع تراوایی در راستای X

مدل مصنوعی سه بعدی با اندازه‌های $10 \times 30 \times 30$ در راستای X, Y, Z و دارای ۲ چاه تولیدی و دو چاه تزریقی می‌باشد. در سیلاب‌زنی متداول، نرخ تزریق روزانه، برای هر دو چاه 5000 [STB/DAY] بوده و چاه‌های تولیدی توسط فشار بالای فشار حباب کنترل می‌شوند. توزیع تراوایی و چیدمان چاه‌ها، در شکل ۴ نمایش داده می‌شود.

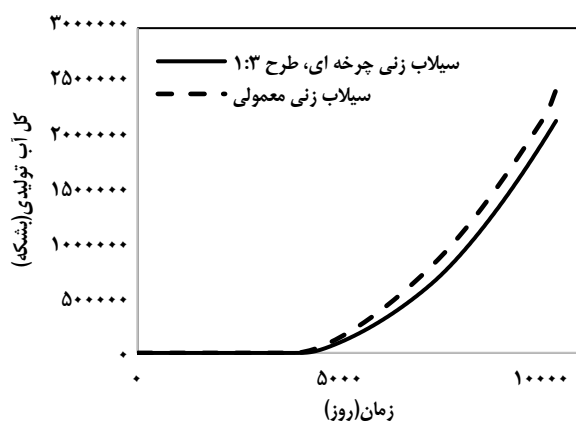


شکل ۲ نمودار نرخ تولید نفت (الف)، برش آب (ب) و فشار مخزن (ج) بر حسب زمان، [۴]

همان‌گونه که شکل ۲ نشان می‌دهد، مدل ساخته شده بر اساس داده‌های رساله لانگدالن و نتیجه‌های خروجی مدل لانگدالن تا حدودی با هم مطابقت دارند. اختلافی که بین دو مدل دیده می‌شود، شاید به شعاع چاه تولیدی و تزریقی و همچنین آگاهی‌نداشتن از گرانیروی آب بر می‌شود. در این مدل فشار چاه به تقریب ثابت و بالای فشار حباب در نظر گرفته شده است. نمودار تراوایی نسبی برای مدل مصنوعی مخزن، در شکل ۳ رسم شده است.



شکل ۶ نمودار کل نفت تولیدی بر حسب زمان در سیلاب‌زنی چرخه‌ای (۳۰:۹۰) و سیلاب‌زنی متداول



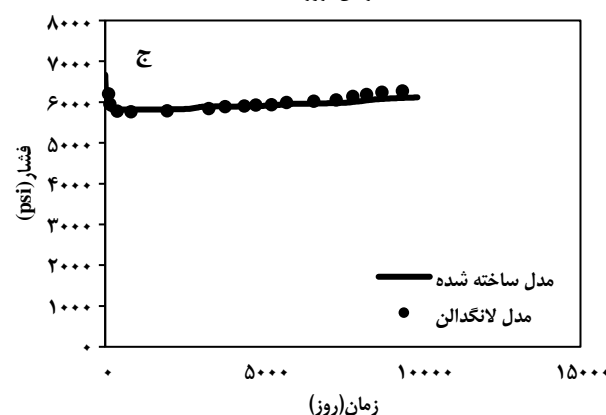
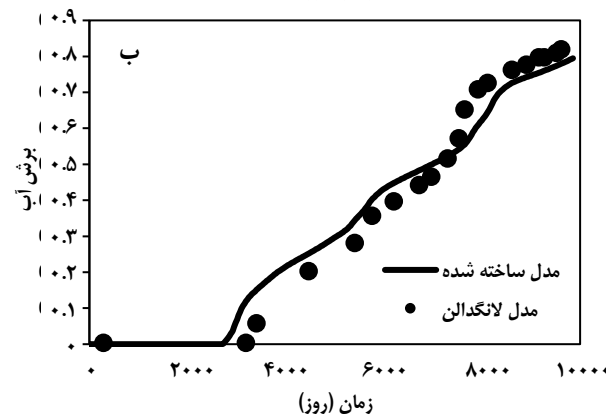
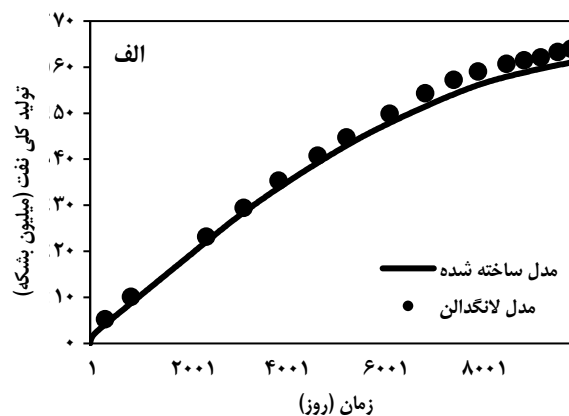
شکل ۷ نمودار کل آب تولیدی بر حسب زمان در سیلاب‌زنی چرخه‌ای (۳۰:۹۰) و سیلاب‌زنی متداول

سیلاب‌زنی چرخه‌ای

یکی از عوامل مهم در سیلاب‌زنی چرخه‌ای نسبت مدت زمان تزریق به عدم تزریق است. لانگدال در پژوهش خود این کار را برای دوره‌های ۱۵ روز، ۳۰ روز، ۹۰ روز و ۱۸۰ روز انجام داد. چهار طرح گوناگون تزریق، شبیه‌سازی شد. ۱:۱، ۱:۲، ۱:۳ و ۲:۱. دلیل این انتخاب، این است که، در این کار بنا است تا بر زمان باز و بسته بودن تمرکز شود. نتیجه‌ها برای طرح تزریق ۱:۳ و دوره تزریق ۳۰ روزه در مدل ۲ بعدی مخزن آب دوست، در شکل ۶ و شکل ۷ نمایش داده شده‌اند. نتیجه‌ها نشان می‌دهد مقدار کل نفت تولیدی در سیلاب‌زنی چرخه‌ای ۳/۰۴۵ درصد نسبت سیلاب‌زنی متداول بیشتر است. همچنین مقدار کل آب تولیدی در سیلاب‌زنی چرخه‌ای ۱۲ درصد کم‌تر از سیلاب‌زنی پیوسته است.

بهینه‌سازی زمان باز و بسته شدن

نخست، تابع هدف که همان نرخ ارزش خالص فعلی است، معرفی می‌شود. متغیرها شامل مدت زمان تزریق و مدت زمان توقف



شکل ۵ نمودار کل نفت تولیدی (الف)، برش آب (ب) و فشار مخزن (ج) بر حسب زمان، (۴۰) [۴]

شبیه‌سازی سیلاب‌زنی متداول با گام‌های زمانی ۱۰ روز و به مدت ۲۷ سال اجرا شد. در سیلاب‌زنی متداول، نرخ تزریق روزانه، برای هر دو چاه [STB/DAY] ۵۰۰۰ بوده و چاه‌های تولیدی، توسط فشار بالای فشار حباب کنترل می‌شدند. همان‌گونه که شکل ۵ نشان می‌دهد، مدل ساخته شده و مدل لانگدال، رفتار همانندی دارند. اختلافی که بین دو مدل دیده می‌شود شاید به شعاع چاه تولیدی و تزریقی و همچنین آگاهی‌نداشتن از گرانیوی آب بر می‌گردد. در این مدل فشار چاه ثابت و بالای فشار حباب در نظر گرفته شده است.

تزریق است.

$$NPV = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{R(t_i)}{(1+d)^t} \quad (1)$$

$$R(t_i) = Q_{op}(t_i) \cdot r_{op} + Q_{gp}(t_i) \cdot r_{gp} - Q_{wp}(t_i) \cdot r_{wp} - Q_{wi}(t_i) \cdot r_{wi} \quad (2)$$

$$Q_{op}(t_i) = FOPT(t_i) - FOPT(t_{i-1}) \quad (3)$$

در این معادله‌ها r_{op} قیمت نفت تولیدی، r_{wp} قیمت آب تولیدی، r_{gp} قیمت گاز تولیدی، r_{wi} قیمت آب تزریقی، Q_{op} نفت تولیدی (STB)، Q_{gp} گاز تولیدی (MSCF)، Q_{wp} آب تولیدی (STB)، Q_{wi} آب تزریقی (STB) است. برای محاسبه NPV از مقادیر جدول (۱) استفاده شده است.

در این پژوهش، از الگوریتم بهینه‌سازی ژنتیک که الهام گرفته از پدیده انتخاب های طبیعی است، استفاده شد و مرحله‌های آن به صورت روند نما^۱ در شکل ۸ (ب) آمده است. قیدهای^۲ در نظر گرفته شده برای متغیرهای الگوریتم ژنتیک، برای مدت زمان باز و بسته بودن چاه تزریقی در تمام مدل‌ها، بین ۵ روز تا ۴۰۰ روز می‌باشد. در مدل دو بعدی و سه بعدی، کمینه نرخ تولید نفت [STB/DAY] ۵۰ و بیشینه برش آب ۰/۷ در نظر گرفته شد. کمینه فشار ته چاهی در نظر گرفته شد [psi] ۵۶۰۰ که فشار حباب مخزن است و همچنین بیشینه فشار چاه تزریقی [psi] ۸۰۰۰ لحاظ شد (هرچند با کنترل نرخ چاه‌ها چندان نیازی به این قیدهای فشاری نخواهد بود). الگوریتم‌های ژنتیک، با پارامترهای گوناگونی کنترل می‌شوند که کیفیت جستجو، به آن‌ها وابسته است. مقدار مناسب پارامترهای الگوریتم ژنتیک، یعنی تعداد جمعیت^۳، نرخ تلفیق^۴ و جهش^۵ و دیگر پارامترها با استفاده از روش سعی و خطا به دست آمده که در جدول ۲ نشان داده شده‌اند.

شایان ذکر است که، پارامتر تعداد جمعیت در الگوریتم ژنتیک برای هر مدل به صورت جداگانه آورده شده است. مقدار NPV به مدت زمان‌های باز و بسته بودن چاه تزریقی، که متغیرهای بهینه‌سازی هستند، بستگی دارد. کنترل نرخ در چاه تولیدی توسط نرخ حجمی ثابت در شرایط مخزن که مربوط به حجم سیال مخزن است، صورت می‌گیرد و به منظور حفظ فشار مخزن، از معادله (۴) برای بدست آوردن مقدار نرخ تزریق استفاده می‌شود.

جدول (۱) قیمت پارامترهای استفاده شده برای محاسبه NPV [۱۷]

نفت تولیدی	آب تولیدی	آب تزریقی	گاز تولیدی
[بشکه/دلار]	[بشکه/دلار]	[بشکه/دلار]	[MSCF/دلار]
۷۵	۳/۰۲	۰/۹۵	۳/۲

جدول (۲) مقادیر پارامترهای الگوریتم ژنتیک

مقادیر	پارامتر GA
۰/۸	احتمال تلفیق ^۶
وابسته به قیود	جهش
تصادفی یکتااخت	عملگر انتخاب ^۷

$$Q_{inj} = \frac{(t_{open} + t_{shut}) * 1000}{t_{open}} \quad (4)$$

که در آن t_{open} مدت زمان باز بودن چاه تزریقی و t_{shut} مدت زمان بسته بودن چاه تزریقی است. اجرای برنامه بر روی یک سیستم ۶۴ بیتی با ۸ پردازنده و ۳/۴ گیگاهرتز و حافظه درونی ۳۲ گیگابایتی انجام شده است. شایان ذکر است که در همه مورد‌ها، اجرای مدل مخزن، به صورت کل عمر مفید (Life Cycle) در نظر گرفته شده و تا آنجایی که از نظر اقتصادی به صرفه باشد و تا شرایط ترک^۸ پیش رود. به عبارت دیگر، پس از برخورد به محدودیت‌های شبیه‌سازی، با توقف تولید اجرای شبیه‌ساز متوقف می‌شود. با توجه به دو متغیر بهینه‌سازی انتخاب شده، برای هر کروموزوم، ساخت فایل برنامه تولید (SCHEDULE) صورت می‌گیرد. با متصل شدن دو نرم افزار شبیه ساز مخزن و متلب، ارزش خالص فعلی هر مرحله یا نسل ژنتیک، برای همه اعضای جمعیت یعنی کروموزوم‌ها (هر کروموزوم دارای دو ژن، یعنی دو متغیر زمان باز و بسته شدن)، به دست می‌آید. پس از اتصال و اجرای شبیه ساز فایل‌های خروجی شبیه ساز (RSM و PRT) به صورت خودکار تحلیل می‌شوند تا موردهای لازم برای تعیین تابع ارزش خالص فعلی مشخص شوند. این روند به ازای تعداد مشخصی نسل که بستگی به تعداد متغیرها دارد و همچنین تعداد تکرار^۹ معین تا زمانی که به شرط توقف الگوریتم ژنتیک برخورد نکند، ادامه می‌یابد. روند نمای چگونگی متصل شدن دو نرم افزار در شکل ۸ (الف) نمایش داده شده است.

(۱) Flow Chart

(۳) Population

(۵) Mutation

(۷) Selection function

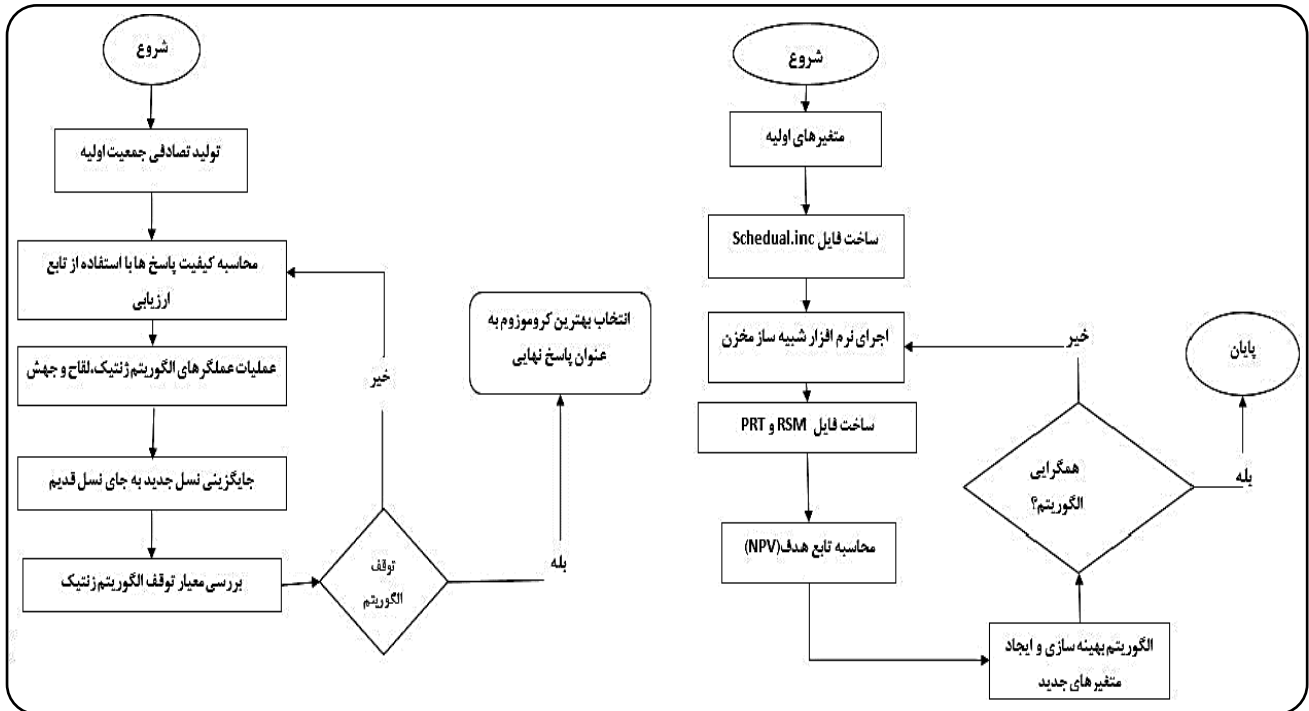
(۹) Iteration

(۲) Constraints

(۴) Crossover

(۶) Crossover probability

(۸) Abandon



شکل ۸ (سمت راست) روند نمای متصل شدن دو نرم افزار شبیه ساز مخزن و متلب و (سمت چپ) الگوریتم ژنتیک

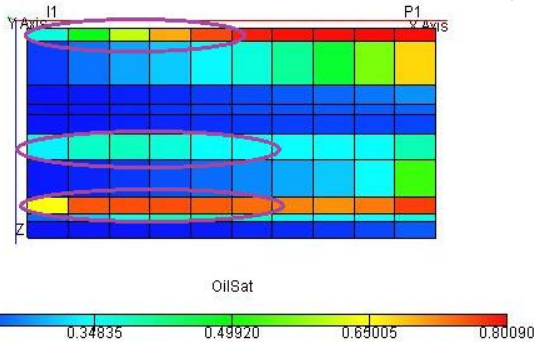
نتیجه ها و بحث

دو بعدی - آب دوست

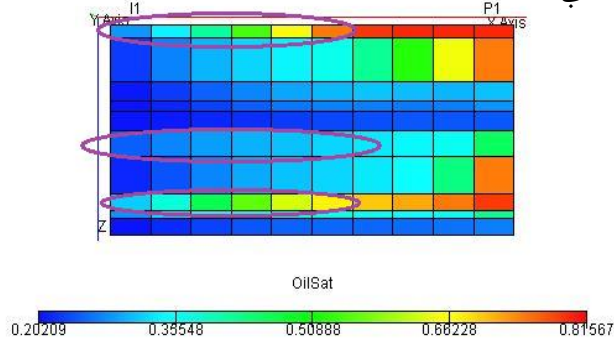
پس از بهینه سازی متغیرهای مدت زمان باز و بسته بودن چاه تزریقی، توزیع اشباع در پایان شبیه سازی، در شکل ۹ نتیجه می شود. قیده های (حد بالا و پایین) در نظر گرفته شده، برای مدت زمان باز و بسته بودن چاه تزریقی، بین ۵ تا ۴۰۰ روز است. جمعیت اولیه برای GA برابر ۳۰ در نظر گرفته شد.

همان گونه که انتظار می رفت، در روش سیلاب زنی چرخه های در منطقه های کم تراوا (لایه های ۱، ۶ و ۸)، جاروب بهتر نفت در مقایسه با سیلاب زنی متداول دیده می شود. در نیم سیکل تزریق آب و افزایش فشار، آب به سمت مناطق کم تراوا هجوم می برد و سپس در نیم سیکل کاهش فشار و تزریق نکردن، جریان نفت از لایه های کم تراوا به سمت لایه های تراوا تر حرکت می کند و تولید می شود. شکل ۱۰ نمودار بهینه شده تابع هدف یا NPV را نشان می دهد. مدت زمان باز و بسته بودن چاه تزریقی با استفاده از روش بهینه سازی به ترتیب ۲۵ روز و ۱۲۸ روز به دست آمده است، که پس از برخورد به قیده های شبیه سازی (یعنی قیده های شبیه سازی طول عمر)، تولید متوقف می شود. نتیجه ها نشان می دهد، در سیلاب زنی چرخه ای، مقدار ارزش خالص فعلی، به اندازه ۲/۲۶۶ درصد نسبت به سیلاب زنی پیوسته افزایش می یابد.

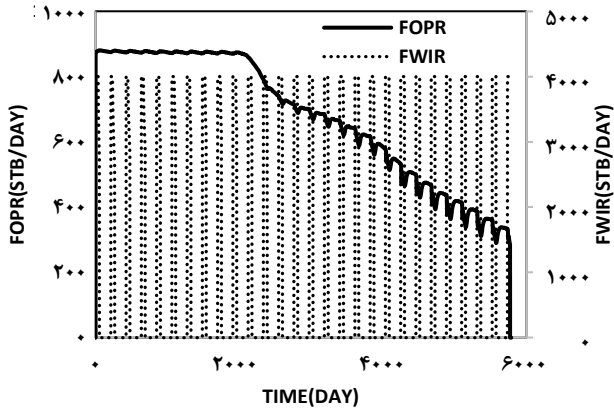
الف



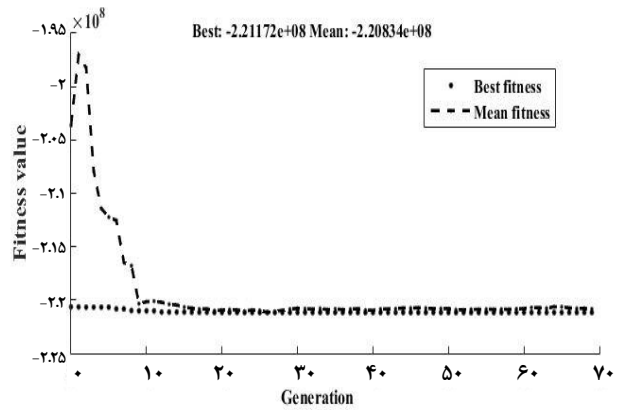
ب



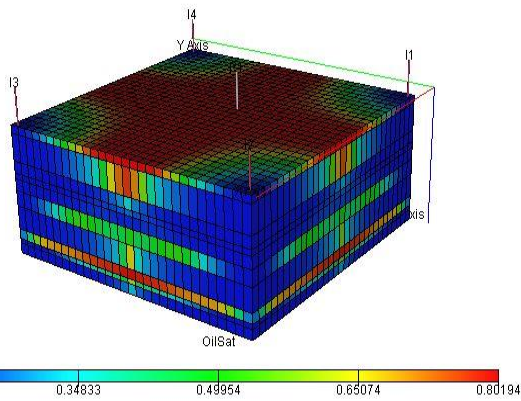
شکل ۹ مدل دو بعدی - آب دوست - تغییرهای اشباع در سیلاب زنی متداول (الف) و سیلاب زنی چرخه ای (ب)



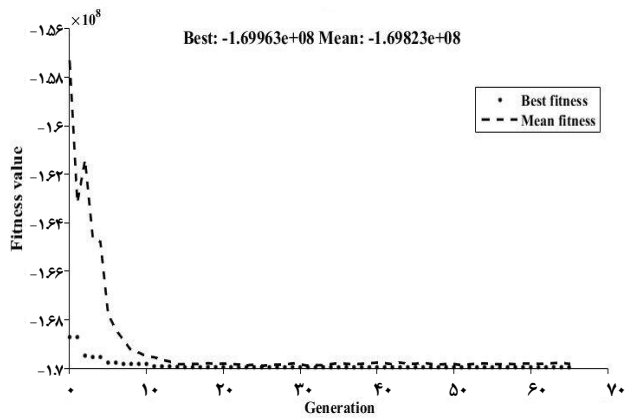
شکل ۱۲ نمودار نرخ تزریق آب (FWIR) و نرخ تولید نفت (FOPR) در مدل دو بعدی مخزن نفت دوست



شکل ۱۰ نمودار بهینه‌سازی مدل دو بعدی - آب دوست



شکل ۱۳ توزیع اشباع نفت در پایان شبیه‌سازی سیلاب‌زنی متداول در مخازن آب دوست



شکل ۱۱ نمودار بهینه‌سازی مدل دوبعدی - نفت دوست

دو بعدی - نفت دوست

قیدهای بهینه‌سازی (یعنی همان حدود بالا و پایین) در نظر گرفته شده برای مدت زمان باز و بسته بودن چاه تزریقی بین ۵ تا ۴۰۰ روز است. جمعیت اولیه برای ژنتیک، برابر ۵۰ در نظر گرفته شده است. نمودار بهینه‌سازی در مخازن نفت دوست مطابق با شکل ۱۱ می‌باشد. آن‌گونه که از نمودار بر می‌آید ادامه تکرارها پس از ۳۰ تا تأثیر چندانی بر ارزش خالص فعلی ندارد، که البته بهینه‌سازی به امید جهش تا تکرارهای فراتر ادامه یافته است. مدت زمان باز و بسته بودن چاه تزریقی با استفاده از روش بهینه‌سازی به ترتیب ۵۴ روز و ۱۶۲ روز به دست آمد. نتیجه‌ها در مقایسه با سیلاب‌زنی متداول نشان می‌دهد، مقدار ارزش خالص فعلی، در سیلاب‌زنی چرخه‌ای به اندازه ۳/۹ درصد افزایش می‌یابد. این نتیجه بیانگر تأثیرگذاری بالاتر تزریق آب چرخه‌ای در مخازن نفت دوست نسبت به آب دوست می‌باشد. همان‌گونه که پیش‌تر ذکر شده بود، تولید نفت بیش‌تر در دوره‌ای است که تزریق متوقف شده باشد، در شکل ۱۲ این موضوع به خوبی نمایش داده می‌شود.

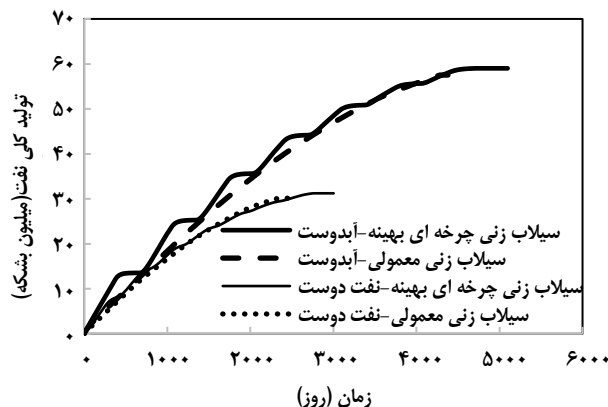
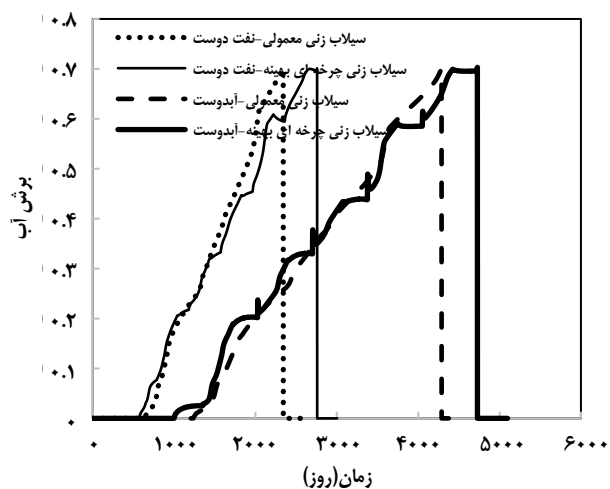
سه بعدی - مخازن آب دوست و نفت دوست

در مدل سه بعدی که توسط لانگدالن ساخته شده بود (شامل دوچاه تولیدی و دوچاه تزریقی)، به دلیل برخورد به محدودیت‌های اعمال شده (با توجه به نزدیک تر بودن فاصله‌های چاه‌های تولید و تزریقی) شبیه‌سازی به سرعت متوقف می‌شد. به همین دلیل در این پژوهش از مدل پنج نقطه‌ای استفاده شد که در ادامه توضیح داده می‌شود. در این مدل ۴ چاه تزریقی و یک چاه تولیدی در مرکز آن قرار دارند. ابعاد گریدها به اندازه‌ی ۱۰×۳۰×۳۰ است. شبیه‌سازی مدل با فرض ثابت بودن فشار چاه و نرخ برابر تولید نفت و تزریق آب، (نسبت به الگوی لانگدالن)، انجام شد. همچنین محدودیت‌های برش آب به مقدار ۰/۷ و کمینه تولید نفت به اندازه ۵۰ [STB/DAY] در نظر گرفته شد.

شکل ۱۳ توزیع اشباع نفت و تصویر سه بعدی از مخزن مصنوعی ۵ چاهی را نمایش می‌دهد.

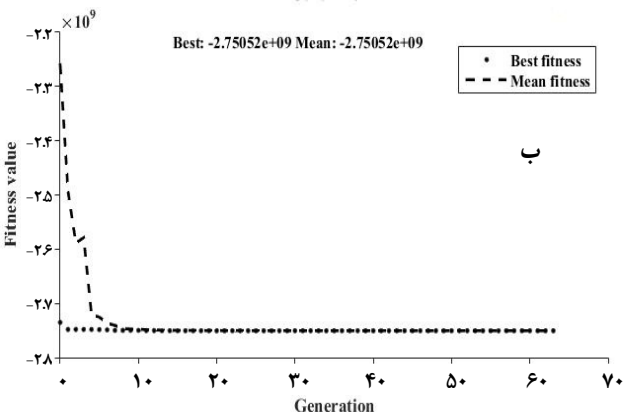
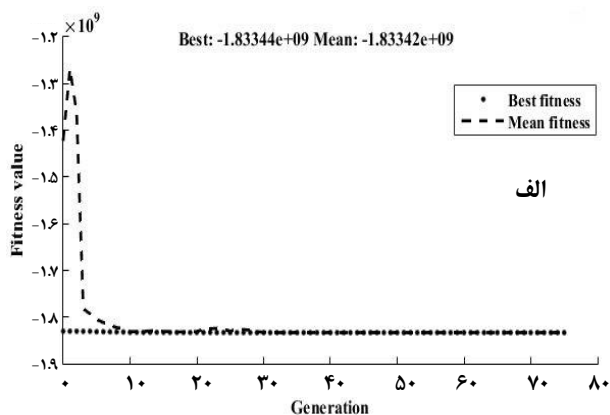
جدول (۳) جواب بهینه شده مسئله در دو حالت آب دوست و نفت دوست

متغیر	زمان باز بودن چاه (روز)	زمان بسته بودن چاه (روز)
آب دوست	۳۷۳	۳۰۲
نفت دوست	۲۵۴	۱۳۸



شکل ۱۴ نمودار کل نفت تولیدی بر حسب زمان برای مخزن نفت دوست و آب دوست

شکل ۱۵ نمودار برش آب بر حسب زمان برای مخزن نفت دوست و آب دوست



شکل ۱۶ نمودار بهینه‌سازی سیلاب‌زنی چرخه‌ای مخزن نفت دوست (الف) و مخزن آب دوست (ب)

شکل ۱۴ مقدار تولید کلی نفت را در هر دو روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای که بهینه شده و سیلاب‌زنی متداول که بهینه نشده است، نشان می‌دهد. در روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای در هر دو مخزن نفت دوست و آب دوست، مدل نسبت به سیلاب‌زنی پیوسته دیرتر به محدودیت‌ها و پارامترهای کنترلی برخورد کرده است. مقدار تولید نفت در مخازن آب دوست به مراتب بیش‌تر از مخازن نفت دوست است. در مخازن نفت دوست روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای کارآمدتر بوده است. دلیل اصلی این است که بازدهی فرایند در مخزن نفت دوست پایین است و جابه‌جایی آب به مناطق کم‌تر جاروب شده در اثر قطع تزریق به نسبت آورده بالاتری خواهد داشت.

مقدار برش آب در هر دو روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای که بهینه شده و سیلاب‌زنی متداول که بهینه نشده است، در شکل ۱۵ نشان داده شده است. طول عمر مخزن با حفظ فشار مخزن در روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای در هر دو مخازن نفت دوست و آب دوست نسبت به سیلاب‌زنی متداول بیش‌تر است. در مخازن نفت دوست، برش آب با سرعت بیش‌تری افزایش می‌یابد و به مقدار ۰/۷ می‌رسد و شبیه‌سازی متوقف می‌شود.

نمودار تابع هدف بهینه‌سازی روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای در مخازن نفت دوست و آب دوست در شکل ۱۶ آمده است. نتیجه‌ها نشان می‌دهد، سیلاب‌زنی چرخه‌ای، در مخازن نفت دوست ۳/۲۸۵٪ افزایش NPV و در مخازن آب دوست ۳/۰۳۸٪ کاهش NPV در مقایسه با سیلاب‌زنی متداول داشته است.

متغیرهای بهینه شده مسأله در مدل سه بعدی برای دو حالت آب دوست و نفت دوست در جدول ۳ آمده است. برپایه این نمودار بسامد باز و بسته کردن بهینه در مخازن نفت دوست با مخازن آب دوست بسیار متفاوت است.

دیده شد که، روش سیلاب‌زنی چرخه‌ای در مدل دوعدی با دو متغیر در مخازن آب دوست و نفت دوست به ترتیب ۲/۲۶ درصد و ۳/۹ درصد افزایش NPV در مقایسه با سیلاب‌زنی متداول داشته است. در مدل سه بعدی، در مخازن نفت دوست ۳/۲۸۵٪ افزایش NPV و در مخازن آب دوست ۳/۰۳۸٪ کاهش NPV در مقایسه با سیلاب‌زنی متداول داشته است. برای اطمینان از عدم حساسیت نتیجه‌ها به تعداد گرید بالاتر، تحلیلی صورت گرفت که در آن نشان داده شد، افزایش تعداد بلوک‌ها نسبت به تعداد اولیه، تأثیر چندانی بر ارزش خالص فعلی بهینه‌سازی در مدل‌های مطالعاتی این کار، نداشته است.

فهرست نمادها

NPV	ارزش خالص فعلی
P	فشار
q	شدت تولید/تزریق
d%	نرخ بهره
FGPT	مقدار گاز تولیدی کل
FOPT	مقدار نفت تولیدی کل
FWPT	مقدار آب تولیدی کل
GA	الگوریتم ژنتیک
Γ_{wp}	قیمت آب تولیدی
Γ_{wi}	قیمت آب تزریقی
Γ_{op}	قیمت نفت تولیدی
Γ_{gp}	قیمت گاز تولیدی

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۵/۲۷؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۰۸/۲۷

جدول (۴) حساسیت‌سنجی به تعداد گریدها

مورد مطالعاتی	سامانه گرید بندی انتخابی	NPV – آب دوست	NPV – نفت دوست
چرخه‌ای-D-۳	$60 \times 60 \times 20$	$2.7632E+09$	$1.8465E+09$
	$30 \times 30 \times 10$	$2.07589E+09$	$1.8334E+09$
چرخه‌ای-D-۲	$20 \times 1 \times 20$	$2.02091E+08$	$1.7212E+08$
	$10 \times 1 \times 10$	$2.2117E+08$	$1.6996E+08$

تأثیر تعداد بلوک‌ها

از آنجایی که سامانه گریدبندی مورد‌های مطالعاتی از یک مطالعه مخزن استخراج شده و در پایان‌نامه لانگدالن مورد استفاده قرار گرفته است، و در آن مطالعه مخزن مستقل از گرید انجام داده شده است، مشخصه‌های این گریدها در این کار همان مقدار در نظر گرفته شده است. ولی برای مشخص کردن حساسیت ارزش خالص فعلی محاسبه شده با پارامترهای بهینه شده به سامانه گریدبندی، برای هر دو مورد مطالعاتی دو بعدی و سه بعدی، به صورت مجزا، حساسیت ارزش خالص فعلی به تعداد گرید مورد بررسی قرار گرفت. نتیجه‌ها در جدول ۴ نشان داده شده است. در این جدول افزایش تعداد گرید در جهت‌های گوناگون تأثیر چشمگیری بر مقدار ارزش خالص فعلی محاسبه شده نشان نمی‌دهد.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش، شبیه‌سازی و بهینه‌سازی سیلاب‌زنی چرخه‌ای با استفاده از الگوریتم ژنتیک در مخازن با ترشوندگی‌های گوناگون در مدل‌های دو بعدی و سه بعدی انجام شده است. به طور کلی در مخازن آب دوست، مقدار نفت بیش‌تری نسبت به مخازن نفت دوست تولید می‌شود و در نتیجه NPV بیش‌تر است. در این فرایند، نفت بیش‌تر در دوره‌ای تولید می‌شود که تزریق متوقف شده باشد. سیلاب‌زنی چرخه‌ای در مخازن نفت دوست و آب دوست بررسی و

مراجع

- [1] Civan, F. *Injectivity of the Waterflooding Wells, Reserv. Form. Damage*, 775-813 (2007)
- [2] Al-Shalabi E. W. Ghosh, B. *Flow Visualization of Fingering Phenomenon and Its Impact on Waterflood Oil Recovery, J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, **8(1)**: 217-228 (2018)
- [3] Surguchev L. Koundin A. Melberg O. Rolfsvag T.A. Menard W.P. *Cyclic Water Injection: Improved Oil Recovery at Zero Cost, Pet. Geosci.*, **8(1)**: 89-95 (2002)
- [4] Langdalen, H. "Cyclic Water Injection", *Mater thesis, NTNU, June*, (2014)

- [5] Groenenboom, J. Wong, S. Meling, T. Zschuppe, R. Davidson, B. "Pulsed Water Injection During Waterflooding", SPE, 1-16, (2003)
- [6] Putra E. New I.T.B. Schechter D.S. "SPE 54336 Reservoir Simulation of a Waterflood Pilot in the Naturally Fractured Spraberry Trend" (1999)
- [7] Iris A.A.S. Iris L M.S. Statoilhydro S.R.J. "SPE 116873 Improved Oil Recovery by Cyclic Injection and Production," October, 28-30, (2008)
- [8] Surguchev L. Giske N.H. Kollbotn L. Iris A.S. "SPE 117836 Cyclic Water Injection Improves Oil Production in Carbonate Reservoir", 1-13 (2008)
- [9] Al-Mutairi S. Al-Yousef H. Al-Ajmi F. Al-Hashim H. "Cyclic Production Scheme: Innovative Application in Reducing Water Production and Increasing Ultimate Recovery from Mature Areas," (2008)
- [10] Kulathu S. Dandekar,A.Y., Patil S. Khataniar S. "Low Salinity Cyclic Water Floods for Enhanced Oil Recovery on Alaska North Slope," *Soc. Pet. Eng. - SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. APOGCE 2013 Maximising Matur. Elev. Young, 1:* (2013)
- [11] Zhongrong L., Xianzhi S., Yongsong Q., Xuezhong C., "Methods and Effects of Cyclic Waterflooding in the Southern Oilfields of Daqing Placanticline". *Society of Petroleum Engineers* (1997).
- [12] Qingfeng Y., Bingyu J., Jiping Y. Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs". *Society of Petroleum Engineers* (1997)
- [13] Hu H. Wu J. Xie M. Sun X., Zhang Y. Optimized Cyclic Water Injection Strategy for Oil Recovery in Low-Permeability Reservoirs, *J. Energy Resour. Technol.*, **141(1)**: 12905 (2018)
- [14] Cheng T.C.E. Peng B., Lü Z. A Hybrid Evolutionary Algorithm to Solve the Job Shop Scheduling Problem, *Ann. Oper. Res.*, **242(2)**: 223-237 (2016)
- [15] Tianyi G., Yuping W. Yuanhui, Yangyang Z., Berth H., Allocation Optimization with Priority Based on Simulated Annealing Algorithm, *J. Eng. Sci. Technol. Rev.*, **11(1)**: 74-83, (2018)
- [16] Weinstein H.G. Chappellear J.E. Nolen J.S., Second Comparative Solution Project: A Three-Phase Coning Study, *J. Pet. Technol.*, **38(3)**: 345-353 (2007)
- [17] Azamipour V. Assareh M. "An Injection Rate Optimization in a Water Flooding Case Study with an Adaptive Simulated Annealing Techniques", *J. Pet. Sci. Technol.* **7(4)**: 13-31 (2017).