

بهینه‌سازی فراآوری طبیعی با گاز با ترکیب شبیه‌سازی مخزن و الگوریتم ژنتیک

مهدی خورشوند^۱، دانشکده مهندسی نفت، دانشکاه ایالتی وایومینگ، وایومینگ، ایالات متحده آمریکا

احسان خاه‌چی^۲، حسن زینبی^۳، دانشکده مهندسی نفت، دانشکاه صنعتی امیرکبیر

چکیده

امروزه تولید نفت به علت کاهش ذخایر و فشار مخازن با چالش‌های بسیاری رو به رو شده است و نیاز به استفاده از روش‌های ثانویه و ثالثیه‌ی برداشت نفت روز به روز افزایش می‌یابد. از مهم‌ترین روش‌های عملیاتی برای بهبود برداشت از چاه‌های نفتی و به‌خصوص در مخازن کم‌فشار، استفاده از فراآوری با گاز می‌باشد که به دوروش طبیعی و مصنوعی انجام می‌گیرد. در فراآوری با گاز طبیعی، از گاز موجود در لایه‌های مجاور لایه‌ی نفتی استفاده می‌شود. گاز لایه‌های مجاور به درون لوله مغزی هدایت می‌شود و بدین نحو، نفت، سبک و تولید افزایش می‌یابد. در این تحقیق یک میدان با چند لایه‌ی نفتی تولیدی و دو لایه‌ی گازی برای عملیات فراآوری با گاز به صورت طبیعی انتخاب شده است. دو سناریو برای تولید از مخزن در نظر گرفته شده است: در سناریوی اول، مخزن به طور طبیعی تولید می‌کند و در سناریوی دوم از عملیات فراآوری با گاز طبیعی استفاده شده و بهینه‌سازی انجام می‌گیرد. تولید توسط سناریوی دوم به مراتب بیشتر از سناریوی اول و افزایش هزینه‌ها بسیار ناچیز است. نکته‌ی دوم، بهینه‌سازی برای استفاده از عملیات فراآوری با گاز طبیعی می‌باشد که به کمک الگوریتم ژنتیک انجام می‌پذیرد و برای این کار از کوپل این الگوریتم و شبیه‌ساز مخزن استفاده شده، بهترین جواب برای تنظیم شیرهای عملیات فراآوری با گاز طبیعی انتخاب می‌شود.

واژگان کلیدی

الگوریتم ژنتیک، بهینه‌سازی تولید، تولید تجمعی نفت، فراآوری با گاز

مقدمه

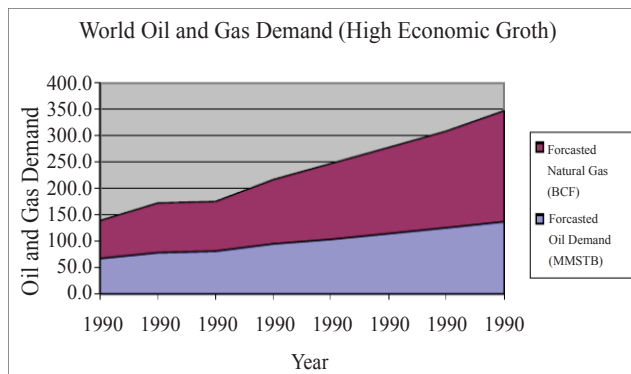
نیاز روزافزون به افزایش تولید از مخازن نفتی و کاهش منابع هیدروکربوری باعث تشدید چالش بین تقاضا و عرضه شده و شرکت‌ها و دولت‌ها پیوسته به دنبال راهکارهایی برای مقابله با این چالش هستند. از یک سو اکثر مخازن فوق‌عظیم و عظیم نفتی دنیا تاکنون شناخته شده و به بهره‌برداری رسیده‌اند و امید به جهش در میزان ذخایر کم است و از دیگر سوی، تولید مخازن قدیمی روز به روز کاهش می‌یابد. طی چند دهه‌ی آینده، با وضع موجود و مطابق با تقاضای نفت خام، این چالش بسیار جدی‌تر خواهد شد (شکل-۱). در این بین، مهم‌ترین راهکارها حرکت به سمت استفاده از انرژی‌های پاک از یک سو و ازدیاد برداشت از مخازن هیدروکربوری از سوی دیگر است.

امروزه با گسترش تکنولوژی و سرمایه‌گذاری بیشتر، استفاده از ایده‌های نوین ازدیاد برداشت، روش‌های حفاری جدید برای چاه‌های چندجانبه و توسعه‌ی چاه‌ها و میدان‌های هوشمند برای تولید از میدان‌های نفتی و گازی افزایش یافته است. از موفق‌ترین راهکارهای بهبود برداشت در دهه‌ی اخیر، توسعه‌ی چاه‌های هوشمند بوده است. چاه‌های هوشمند به چاه‌هایی گفته می‌شود که در آن‌ها تولید به کمک مجموعه‌ای از ابزار کنترلی و پایش‌گر شامل شیرهای کنترل‌شونده از سطح، حس‌گرها، مراکز جمع‌آوری و تفسیر داده و سایر تجهیزات کنترل می‌شود. چاه‌های هوشمند قابلیت کنترل تولید بر روی فشار ته‌چاهی یا دبی تولیدی را دارند و از مهم‌ترین موارد کاربرد آن‌ها، برداشت از مخازن چندلایه‌ای و تکمیل چاه‌های چندجانبه است.

در چاه‌های نفتی که توان مخزن برای تولید رو به کاهش است، تولید نفت رفته‌رفته کم و حتی ممکن است قطع گردد. این کاهش تولید معمولاً ناشی از کاهش نیروی طبیعی مکانیسم‌های طبیعی رانش مخزن و نیز کاهش تراوایی نسبی است. در این هنگام می‌توان از روش‌های مصنوعی تولید برای بهبود بهره‌برداری استفاده کرد. یکی از این

روش‌های بهبود برداشت، فراآوری با گاز طبیعی است. در این فرآیند، گاز لایه‌های مجاور از طریق یک شیر جانبی به داخل لوله مغزی راه یافته و از آنجا نفت را سبک کرده، فشار ته‌چاهی را کاهش و به مخزن اجازه‌ی تولید می‌دهد. طراحی این روش بسیار مرتبط با تکنولوژی چاه‌های هوشمند است. برای اجرای موفقیت‌آمیز این روش، فشار مخزن گازی باید بالاتر از فشار ستون هیدروستاتیک درون لوله مغزی و میزان بهره‌دهی مخزن گازی به حد کافی باشد.

مفهوم چاه هوشمند در ابتدا توسط رابینسون مطرح گردید. او همچنین توضیح مختصری در مورد مؤلفه‌ها و اجزای چاه هوشمند و کاربردهای این چاه‌ها ارائه داد [۲]. بوس‌ورث و همکارانش [۳] و همچنین گرین‌برگ [۴]، کاربردهای چاه‌های هوشمند در طراحی چاه‌های چندجانبه را بررسی کردند تا از طریق کنترل نرخ تولید، میزان بازیافت نفت را افزایش دهند. هولمز و همکارانش مدلی برای چاه‌های چند



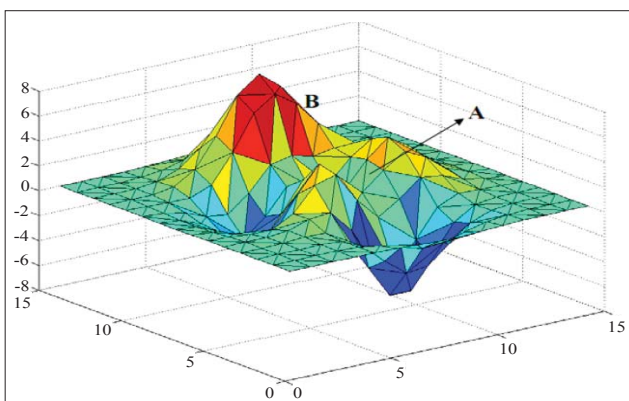
۱ | روند افزایش تقاضای جهانی انرژی [۱]

۱- مفهوم بهینه‌سازی

بهینه‌سازی به دنبال یافتن بهترین مقدار قابل دسترسی از یک تابع هدف تعریف شده در یک دامنه‌ی معین از متغیرهاست. در ساده‌ترین حالت، هدف آن حداقل یا حداکثرسازی یک تابع خطی، با انتخاب مقادیر حقیقی یا صحیح در دامنه‌ی آن تابع است. تعمیم تئوری بهینه‌سازی و مدل‌های فرمول‌بندی مسائل، بخش بزرگی از ریاضیات کاربردی را شکل می‌دهد. برای انجام بهینه‌سازی، ابتدا باید مدل مناسب برای مسأله را به صورت برنامه‌ریزی ریاضی ساخت و سپس، با استفاده از روش‌های مختلف بهینه‌سازی، جواب بهینه یا نزدیک بهینه را تحت محدودیت‌های مسأله پیدا نمود. در واقع، در بهینه‌سازی به دنبال یافتن اکسترمم کلی تابع هدف در R^n هستیم که در محدودیت‌ها صدق کند. در مسائل ممکن است اکسترمم‌های محلی نیز وجود داشته باشند که یافتن جواب بهینه را مشکل می‌کنند. نمونه‌ای از اکسترمم‌های محلی در شکل ۲- نشان داده شده است.

۲- بهینه‌سازی توسط الگوریتم ژنتیک

یکی از روش‌های تکاملی برای بهینه‌سازی، روش الگوریتم ژنتیک نام دارد. الگوریتم ژنتیک یک روش جستجو و بهینه‌سازی است که بر مبنای مکانیزم انتخاب و پیدایش طبیعی استوار است. همان‌گونه که در طبیعت موجودات با سازگاری بیشتر، حق حیات داشته و باقی می‌مانند، در روش الگوریتم ژنتیک نیز احتمال وجود جواب‌های با کیفیت در مراحل مختلف و در نهایت حضور آن در جواب‌های بهینه بیشتر می‌باشد. این روش برای بهینه‌سازی مسائل پیچیده بسیار مناسب بوده و اساس آن بر پایه‌ی تعیین نقاط مختلف در محدوده متغیرهای بهینه‌سازی به منظور رسیدن به تابع هدف بهتر استوار می‌باشد. در روش الگوریتم ژنتیک، به جواب یک مسأله به عنوان حدس اولیه، فرد و به مجموعه این جواب‌ها، جمعیت گفته می‌شود. پس از حدس اولیه‌ی جواب بهینه، لازم است مقادیر اولیه پارامترهای بهینه‌سازی، به صورت یک رشته کروموزومی بیان شوند. هر واحد تشکیل دهنده رشته‌های کروموزومی، ژن نامیده می‌شود. مشابه اصل بقا در سیستم‌های موجودات زنده که موجودات با سازگاری بیشتر محیطی، امکان حیات بالاتری دارند، در روش ژنتیک نیز، بر اساس تعریف تابع هدف، میزان سازگاری هر جواب تعیین می‌شود. سپس جواب‌های با سازگاری پائین از بین می‌روند و نقاط با کیفیت بالا، باقی مانده و در مراحل بعدی مورد استفاده قرار می‌گیرند. نسل جدید جواب‌ها در این روش، از طریق اعمال عملگرهای جهش و تلفیق، جایگزین نسل‌های قدیمی شده و این فرآیند تا رسیدن به جواب مطلوب ادامه می‌یابد. بهینه‌سازی با الگوریتم ژنتیک در شکل ۳- نشان داده شده است.



شکل ۲ | نقاط اکسترمم محلی (A) و کلی (B) [۱۵]

قطعه‌ای برای تولید از چند مخزن طراحی کردند و نشان دادند که چگونه می‌توان ابزارهای کنترلی را از طریق یک شبیه‌ساز مخزن، مدل و پیاده‌سازی کرد [۵]. ولواتن و همکارانش، روشی نیمه‌تحلیلی براساس تابع گرین، برای مدل کردن ابرازهای کنترلی در مسائل تک‌فازی ارائه دادند [۶]. هم‌چنین مطالعات دیگری در راستای مدل‌سازی دقیق تر چاه‌های هوشمند انجام شده است.

در فرایند فراز آوری با گاز به صورت طبیعی یا مصنوعی، با افزایش نرخ تزریق گاز تا حد مشخصی، میزان تولید نیز افزایش می‌یابد، اما تزریق مقادیر بیشتر از آن باعث افزایش افت فشار شده و تولید، از این نقطه به بعد کاهش می‌یابد. این نقطه را نقطه‌ی تزریق بهینه‌ی فنی می‌گویند. تحقیقات گسترده‌ای بر روی عملیات فراز آوری با گاز و طراحی و بهینه‌سازی آن انجام شده است و بسیاری از آن‌ها بر بهینه‌سازی اقتصادی این عملیات تمرکز داشته‌اند. برون و همکاران با داشتن خصوصیات چاه مورد مطالعه و استفاده از ضریب بهره‌دهی، با روش ترسیمی بهترین نقطه‌ی تزریق را به دست آوردند [۷]. در سال ۱۹۸۲ کلگک و همکاران با استفاده از روش ترسیمی برون و نمودارهای تجربی که برای پیش‌بینی افت فشار در مسیرهای افقی و عمودی تهیه شده بود، نمودار عملکرد سیستم را در یک چاه نفتی در حین فراز آوری با گاز تحلیل کردند [۸]. در سال ۱۹۹۶ آدیش کومار و راجیو سینگ سیستم فراز آوری با گاز را بر روی میدانی بمبی بررسی کردند. آن‌ها به صورت دستی چاه را تحت آزمایش قرار داده و تمام پارامترهای تولید را بررسی کردند [۹]. در سال ۱۹۹۶ در دانشگاه قاهره، عبدالوالی و عثمان سلامه سیستم فراز آوری با گاز در مخزن نفتی رمضان واقع در میدان نفتی سوئز در کشور عربستان را بهینه‌سازی کردند [۱۰]. این روند ادامه یافت و مطالعات بسیاری بر روی بهینه‌سازی فراز آوری با گاز انجام گرفت اما تمام این مطالعات برای فراز آوری با گاز به صورت تزریق گاز بود. در سال ۲۰۰۲، شرکت شلمبرژر و نورسک هیدرو، فراز آوری طبیعی با گاز را ابداع کردند و در موارد ممکن، این فرایند به عنوان جایگزینی برای فراز آوری مصنوعی با گاز تزریقی به کار گرفته شد [۱۱].

مسائل بهینه‌سازی تولید شامل مدل کردن مخزن در زمان‌های مختلف، اولین بار توسط لی و رتوفکسی مطرح شد. هدف مطالعه‌ی آن‌ها استفاده از روش برنامه‌ریزی خطی در مسائل برنامه‌ریزی تولید نفت بود [۱۲]. واتبرگ و همکاران روش لی و رتوفکسی را با استفاده از مدل‌های شبیه‌سازی مخازن واقعی برای تداخل چاه‌ها، توسعه دادند و روشی برای بهینه‌کردن باز یافت از یک مخزن گاز طبیعی ارائه دادند [۱۳]. علاوه بر کارهای گفته شده، روش‌هایی ایجاد شده‌اند که به صورت صریح از متغیرهای کنترل برای بهینه‌سازی تولید استفاده می‌کنند و در چاه‌های هوشمند کاربرد دارند. برووینسن بهینه‌سازی سیلاب‌زنی را در یک مخزن دوبعدی دارای ناهمگنی‌های ساده و شامل چاه‌های افقی هوشمند مورد مطالعه قرار داد. در این مطالعه از تئوری کنترل بهینه به عنوان یک الگوریتم بهینه‌سازی میزان باز یا بسته بودن شیرها در چاه‌های هوشمند، استفاده شد [۱۴].

همان‌طور که توضیح داده شد، گرچه مطالعات زیادی بر روی بهینه‌سازی فراز آوری با گاز و نیز کنترل تولید انجام شده اما فراز آوری طبیعی با گاز در چاه‌های هوشمند که ترکیبی از دو مسأله‌ی بالاست، تاکنون مورد مطالعه قرار نگرفته است و موضوع اصلی این تحقیق، استفاده از تکنولوژی چاه هوشمند برای بهینه‌سازی سیستم فراز آوری طبیعی است؛ ابتدا، مخزن به کمک یک شبیه‌ساز، تعریف و به صورت یک چاه هوشمند تکمیل می‌شود. چاه در حالت معمول در مدار تولید قرار می‌گیرد و تولید از آن بهینه می‌شود. سپس، این مخزن به کمک فراز آوری طبیعی با گاز تحت تولید قرار گرفته و تولید از آن بهینه و بهترین سطح مقطع شیرها انتخاب می‌شود.

۳- روش تحقیق

۳-۱- ساختار تحقیق

هدف در این مطالعه بهینه کردن تولید در یک سیستم فرازوری طبیعی با گاز به کمک شیرهای کنترلی است. در این تحقیق ابتدا برای اندازه گیری میزان تولید در حالت تولید طبیعی و تولید تحت فرازوری با گاز طبیعی، از حل مسأله با استفاده از شبیه ساز مخزن استفاده می شود. با تعریف چاه به صورت مدلی چندلایه ای برای شبیه ساز، شیرهای کنترل چاه هوشمند در مدل، پیاده سازی می شود. برای تولید تحت فرازوری با گاز طبیعی، پس از تعریف مخزن و طراحی چاه، ارتباط میان مخزن گازی و چاه به گونه ای مناسب تعریف شده و نتایج برای حالت عادی به دست می آید. سپس، الگوریتم ژنتیک با شبیه ساز مخزن ترکیب شده و میزان سطح مقطع باز شیرها برای تولید بهینه در هر دو حالت تولید طبیعی و تولید تحت فرازوری با گاز طبیعی تعیین می شوند. در ادامه، روال کار توضیح داده می شود.

۳-۲- ساخت مدل مخزن و چاه

اولین گام، ساخت مدل مخزن در شبیه ساز است. این مدل تک چاهه، به صورت 10×5 شبکه، ایجاد شده است. در این میان، دو لایه فوقانی حاوی گاز و هفت لایه پایینی حاوی نفت تعریف شده و لایه سوم که ارتفاع بیشتری نسبت به سایر لایه ها دارد، غیر تراوا تعریف شده است تا لایه گازی از لایه نفتی مستقل باشد. طول هر واحد در جهات X و Y با یکدیگر برابر بوده و ۱۰۰ فوت تعریف شده است. به جز لایه سوم، اندازه هر خانه در جهت Z، ۲۰ فوت می باشد. عمق لایه گازی برابر ۷۰۰۰ فوت و عمق لایه نفتی که در زیر لایه غیر تراوای ۱۰۰ فوتی قرار دارد، ۷۱۴۰ فوت منظور گردیده است. در شکل ۴- نمای از مخزن شبیه سازی شده نشان داده شده است.

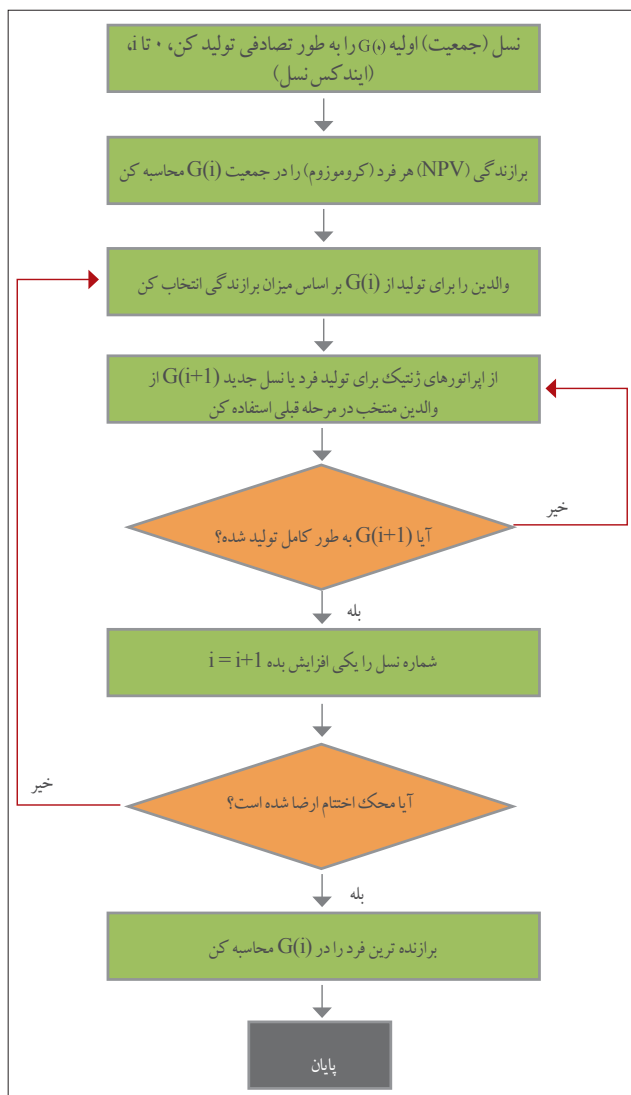
با استفاده از کلید واژه های FIPNUM و EQLNUM در قسمت REGINS مربوط به فایل ورودی شبیه ساز، دو لایه نفتی و گازی از لحاظ سیالات و ارتباط فشاری از هم جدا شده اند. در حقیقت می توان هر دو مخزن را به طور مستقل تعریف و مدل کرد. نکته قابل توجه این است که در عمل، ممکن است مخزن گازی درست در بالای مخزن نفتی نباشد ولی می توان گاز موجود را از طریق فضای حلقوی به محل مورد نیاز انتقال داد و از آنجا به سیستم تزریق کرد.

مخزن گازی تنها با مکانیسم انبساط گاز، تولید می کند. در مورد مخزن نفتی نیز هیچ گازی به صورت آزاد وجود ندارد و سطح آب و نفت نیز به صورت مجازی در ناحیه ای دورتر از محل چاه تعریف شده است. تخلخل هر دو ناحیه ۰/۲ در نظر گرفته شده است. تراوایی مخزن در جهات X و Y برابر با ۵۰ میلی داریسی و در جهت Z برابر با ۵

میلی داریسی منظور گردیده است.

فشار اولیه مخزن گازی و نفتی به ترتیب ۴۰۰۰ و ۳۷۰۰ پام و دمای مخزن برابر با ۱۸۰ درجه فارنهایت در نظر گرفته شده است. در مخزن نفتی، گاز به صورت آزاد وجود ندارد و نفت در فشار ۴۰۰۰ پام دارای گرانیروی ۰/۹۴cp است. ضریب حجمی سازند نفت در فشار مرجع ۱۱/۲ می باشد. سایر خصوصیات مخزنی نظیر تراوایی در جهات مختلف و نیز خصوصیات چاه و شیوهی تکمیل را وارد می کنیم تا مدل مخزن کامل شود.

نکته دیگری که در مدل کردن چاه باید مدنظر باشد این است که چاه نمی تواند به صورت سنتی تکمیل شود، زیرا باید اولاً تولید، هم زمان از دو سازند نفتی و گازی انجام گیرد و ثانیاً ورود گاز از مخزن گازی به داخل چاه به صورت کنترل شده و هوشمند صورت پذیرد. بنابراین، برای کنترل این نوع تولید، علاوه بر شبیه سازی دقیق افت فشار در طول چاه، باید آن را به ابزارهای هوشمند کنترلی نیز مجهز کرد. شبیه ساز، این امکان را فراهم می آورد که چاه به صورت چندقطعه ای و چندشاخه ای تعریف شود و در قطعه های مورد نیاز از شیرهای کنترلی درون چاهی استفاده شود. در این مطالعه از طریق کلیدواژه WCONPROD در بخش SCHEDULE در فایل ورودی شبیه ساز،



شکل ۳ | بهینه سازی با الگوریتم ژنتیک [۱۶]

پارامترهای به کار رفته برای الگوریتم ژنتیک در مسأله	مقدار
اندازه ی جمعیت	۸
تعداد نسل	۱۰۰
ساختار داده ها	اعداد حقیقی
میزان تولید نسل جدید	۰/۹
تابع انتخاب	نمونه گیری یکنواخت
عملگر تلفیق	تلفیق یک نقطه ای
عملگر جهش	جهش گسسته
احتمال تلفیق	۰/۷
احتمال جهش	۰/۷

شیوه‌ی کنترل چاه به صورت کنترل روی نرخ تولید نفت قرارداد شده و نرخ تولید نیز برابر با ۱۰۰۰ بشکه در روز تنظیم شده است. مشبک کاری در لایه‌های نفتی ششم تا دهم انجام می‌شود و در دولا یه‌ی فوقانی برای جلوگیری از تولید زود هنگام گاز، مشبک کاری انجام نمی‌شود.

۳-۳- ترکیب بهینه‌ساز و شیبه‌ساز

ابتدا بدون استفاده از شیر کنترل، مدل مخزن را اجرا می‌کنیم و میزان تولید را برای دو حالت ذکر شده اندازه می‌گیریم. حال با استفاده از تکنولوژی چاه هوشمند، امکان استفاده از شیرهای کنترل درون چاهی فراهم می‌آید. به این ترتیب، می‌توان ورود سیال به داخل چاه را کنترل و پایش کرد.

یک شیوه مناسب برای مدل کردن این ابزارهای کنترلی، تعریف لایه‌های تولیدی به صورت یک شیر در حالت جریان است. فرآیند بهینه‌سازی و کنترل پارامترهای قابل کنترل در محیط MATLAB انجام شده است. الگوریتم در حال اول پنج متغیر یعنی وضعیت پنج شیر شبیه‌سازی شده در لایه‌های نفتی و در حالت فراز آوری با گاز طبیعی، هفت متغیر (وضعیت پنج شیر لایه نفتی و دو شیر شبیه‌سازی شده در لایه گازی) را به عنوان ورودی دریافت می‌کند. جمعیت اولیه توسط الگوریتم ساخته می‌شود. میزان نفت تولید شده متناظر با هر عضو جمعیت از طریق فراخوانی‌های مکرر شبیه‌ساز محاسبه می‌شود و با سنجش مقدار تجمعی نفت تولیدی برای هر جواب، برآندگی آن مشخص می‌شود تا در نهایت، جواب بهینه به دست آید. حالت پایه حالتی است که چاه از سیستم فراز آوری با گاز طبیعی استفاده نمی‌کند و تولید از مخزن بدون استفاده از بهینه‌سازی پنج شیر کنترلی لایه‌ی نفتی انجام می‌شود. سپس با ارائه‌ی نتایج حاصل از اجرای فرایند فراز آوری طبیعی و مقایسه‌ی تابع هدف (مقدار تجمعی نفت تولیدی) برای این دو سناریو، کارایی روش فراز آوری با گاز طبیعی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

۴- بحث و نتایج

ابتدا مدل مخزن برای حالت تولید طبیعی اجرا می‌شود که نتایج حاصل از آن، تولید تجمعی ۲۱۶۰۰۰ بشکه نفت است. توجه داشته باشیم که دو مخزن نفتی و گازی کاملاً از یکدیگر مجزا هستند و تولید نفت هیچ اثری بر مخزن گازی ندارد. سپس، همین مدل را به کمک شیرهای کنترل تکمیل می‌کنیم و سپس با بهینه‌سازی به کمک ترکیب الگوریتم ژنتیک و شبیه‌ساز، بهترین حالت را برای شیرهای کنترل به دست می‌آوریم. پارامترهای به کار رفته برای الگوریتم ژنتیک در جدول ۱- نشان داده شده است. تابع برآندگی، میزان نفت تجمعی تولیدی برای یک دوره سه ساله است.

همان‌طور که پیش‌تر نیز عنوان شد، پنج متغیر یعنی وضعیت پنج شیر تعبیه شده در لایه‌ی ششم تا دهم به عنوان ورودی به بهینه‌ساز وارد شده و الگوریتم ژنتیک با انتخاب مقادیر مختلف در بازه قابل قبول، مقادیر بهینه این پارامتر را تعیین می‌نماید. همچنین، عملیات بهینه‌سازی عیناً برای حالت فراز آوری با گاز طبیعی تکرار می‌شود با این تفاوت که در آن، هفت پارامتر بهینه‌سازی شامل وضعیت پنج شیر کنترلی در لایه‌ی نفتی و دو شیر کنترلی برای تولید از لایه‌های گازی داریم. در جدول ۲- پارامترهای بهینه‌ی به دست آمده (همان سطح مقطع شیرهای کنترلی) نشان داده شده است.

نتایج بهینه‌سازی برای تولید طبیعی در جدول ۳- نشان داده شده است. مقدار تابع هدف بهینه بسیار بیشتر از مقدار شبیه‌ساز بوده که خود گویای فواید استفاده از چاه‌های هوشمند می‌باشد. مطابق جدول ۳-، با بهینه‌سازی تولید، میزان نفت تجمعی حاصل از این مخزن ۱۴۲/۶ درصد افزایش داشته است. همچنین، اجرای فرایند فراز آوری طبیعی با بهینه‌سازی وضعیت شیرهای کنترلی به افزایش ۱۹۰/۸ درصدی تولید نفت نسبت به حالت پایه انجامیده است. با بررسی نتایج فراز آوری با گاز طبیعی بهینه و تولید طبیعی بهینه، مشخص می‌شود که فرایند فراز آوری با گاز طبیعی افزایش قابل توجهی در میزان

۲ | مقادیر بهینه‌مساحت سطح مقطع شیرهای کنترلی تعبیه شده

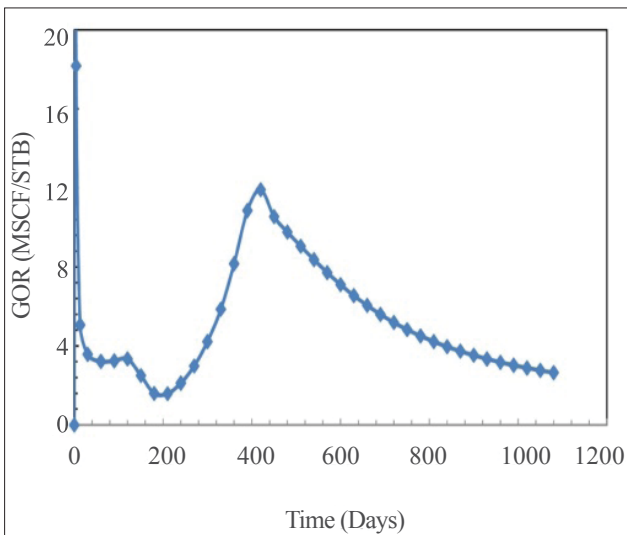
شیر اول	شیر دوم	شیر سوم	شیر چهارم	شیر پنجم	شیر ششم	شیر هفتم
۰/۰۱۳	۰/۰۱۳	۰/۰۱۳	۰/۰۰۲۲۷۹	۰/۰۰۰۳۹۹	-	-
۰/۰۱۳	۰/۰۱۳	۰/۰۰۲۲۷۹	۰/۰۱۳	۰/۰۰۰۳۹۹	۰/۰۰۲۲۷۹	۰/۰۱۳

سطح مقطع شیرهای کنترلی در تولید طبیعی (ft²)

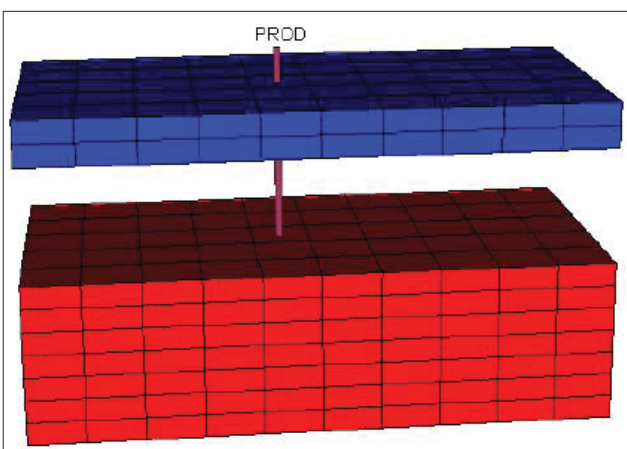
سطح مقطع شیرهای کنترلی در فراز آوری با گاز طبیعی (ft²)

۳ | مقایسه میزان نفت تجمعی تولیدی حاصل از حالت پایه، حالت بهینه تولید طبیعی و فراز آوری با گاز طبیعی

میزان برداشت نهایی نفت (بشکه)		
بهینه سناریوی اول	بهینه فراز آوری با گاز	
۳۲۵۰۰۰	۵۲۴۰۰۰	شبیه‌ساز
۵۲۶۰۹۷	۶۲۸۰۹۰	بهینه ساز



۵ | نسبت گاز به نفت در حالت بهینه



۴ | نمای از مخزن شبیه‌سازی شده

شدید نسبت گاز به نفت در اواسط تولید به علت کاهش میزان نفت مخزن می‌باشد. همچنین، در اواخر تولید به علت کاهش فشار مخزن گازی، میزان تولید گاز رو به کاهش نهاده و نسبت گاز به نفت کم می‌شود. البته تغییرات این نسبت به میزان زیادی به حجم و بهره‌دهی مخازن بستگی دارد.

شکل ۶- نیز نرخ تولید نفت را در حالت بهینه نشان می‌دهد که گویای کاهش میزان تولید نفت به علت کاهش ضریب بهره‌دهی مخازن نفتی شبیه‌سازی شده است. در شکل ۷- نیز منحنی عملکرد الگوریتم ژنتیک برای حالت فراز آوری با گاز طبیعی نشان داده شده است. منحنی عملکرد، نشان‌دهنده تغییرات تابع هدف در حین بهینه‌سازی است و بهترین جواب‌ها در هر نسل را نشان می‌دهد.

نتیجه‌گیری

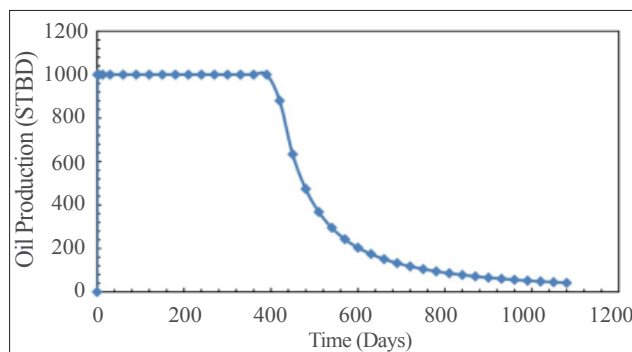
در این مطالعه استفاده از تکنولوژی چاه هوشمند در کنار بهینه‌سازی تولید نفت از طریق یافتن میزان تولید بهینه نفت از هر لایه، به افزایش قابل توجه تولید انجامید. این تکنولوژی با توجه به اینکه در اینجا به صورت بهینه انجام شد، میزان تولید را به بیش از دو برابر رساند.

همچنین فرایند فراز آوری طبیعی با گاز برای تولید از مخزنی با لایه‌های نفتی و گازی کاملاً مجزا مورد بررسی قرار گرفت. نتایج حاصل نشان داد که اجرای این سیستم در مخزنی با چنین خصوصیتی، به افزایش میزان تولید نهایی نفت کمک شایان توجهی می‌کند.

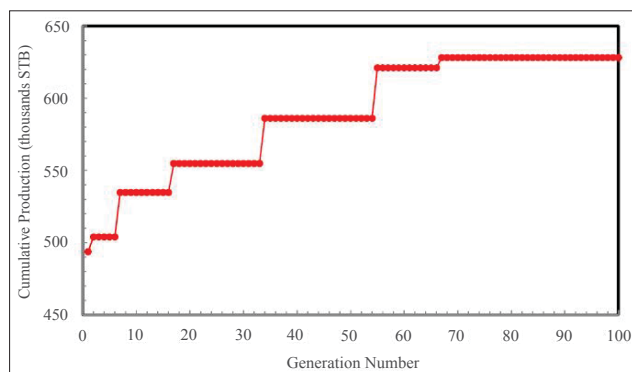
هم در عملیات تولید طبیعی و هم در عملیات فراز آوری طبیعی با گاز، نقش شیرهای کنترلی بسیار مهم است و بهینه‌سازی بر روی آن‌ها انجام می‌گیرد. در عملیات فراز آوری طبیعی با گاز، میزان نسبت گاز به نفت بسته به نوع مخزن، دارای تغییرات متفاوتی است و معمولاً در اواسط تولید به یکباره افزایش و سپس، کاهش شدیدی می‌یابد.

در این بررسی، میزان برداشت نهایی نفت به عنوان تابع هدف در بهینه‌سازی در نظر گرفته شد. می‌توان ارزش خالص کنونی را نیز به عنوان تابع هدف انتخاب کرد. این انتخاب به خصوص در چاه‌های دارای تولید آب بالا، مطلوب‌تر است.

تولید نفت همراه دارد که در واقع، بیانگر کارایی این روش است برای بهبود برداشت از مخازن دارای لایه‌های گازی مجاور است. شکل ۵- کسر گاز با نسبت گاز به نفت در حالت بهینه را به تصویر می‌کشد. افزایش



شکل ۶ | تغییرات نرخ تولید نفت در حالت فراز آوری با گاز طبیعی بهینه



شکل ۷ | منحنی عملکرد الگوریتم ژنتیک برای حالت فراز آوری با گاز طبیعی

منابع

- [1] "Annual Energy Outlook 2006 with Projections to 2030 Overview", DOE/EIA, Office of Integrated Analysis and Forecasting, EIA, Washington DC, 2006.
- [2] Robinson, C. "Overcoming the Challenges Associated with the Life-Cycle Management of Multilateral Wells: Assessing Moves towards the Intelligent Completion", SPE 38497, September 1997.
- [3] Bosworth, S., El-Sayed, H., Ismail, G., Ohmer, H., Stracke, M., West, C. and Retnanto, A. "Key Issues in Multilateral Technology", Schlumberger Oilfield Review, Winter 1998, pp 14-28.
- [4] Greenberg, J. "Intelligent Completions Migrating to Shallow Water, Low Cost Wells", Offshore International, February 1999, pp 63-64.
- [5] Holmes, J. A., Barkve, T. and Lund, O. "Application of a Multi-segment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells", SPE 50646, October 1998.
- [6] Valvatne, P., Durlafsky, L. and Aziz, K.: "Semi-Analytical Modeling of the Performance of Intelligent Well Completions", SPE 66368, February 2002.
- [7] Jalali, Y., Bussear, T. and Sharma, S. "Intelligent Completions Systems- The Reservoir Rationale", SPE 50587, October 1998.
- [8] Hagedorn, A., Brown, K. "Experimental Study of Pressure Gradient Occurring in Continuous Two Phase Flows in Smart Diameter Vertical Conduits", JPT, April 1965.
- [9] Abdel-Wally, D. A. and El-Naggar, T. "Study Optimizes Gas Lift in Gull of Suez Field", OGI, June 1996.
- [10] Clegg, J. "Discussion of Economic Approach to Oil Production and Gas Allocation in Continuous Gas Lift", JPT, February 1982.
- [11] Adesh kumar, Rajiv Singh, De. S. and Malhotra, B. "Flow Automation of Gas Lift Operation in Bombay Offshore Fields", SPE 36180, October 1996.
- [12] Betancourt, S., Dahlberg, K., Hovde, Q. and Jalali, Y. "Natural Gas Lift: Theory and Practice", SPE 74391, February 2002.
- [13] Lee, A. and Aronofsky, J. "A Linear Programming Model for Scheduling Crude Oil Production", JPT, July 1958.
- [14] Wattenbarger, R. "Maximizing Seasonal Withdrawals from Gas Storage Reservoirs", SPE 2406, September 1969.
- [15] Brouwer, D., Jansen, J., Van Der Starre, S., Kruijsdijk, and Berensten, C. "Recovery Increase through Waterflooding with Smart Well Technology", SPE 68979, May 2001.
- [16] Forrest, S., Mitchell, M., "What Makes a Problem Hard for a Genetic Algorithm? Some Anomalous Results and Their Explanation: Mach. Learn", 13, 2-3 (Nov. 1993), 285-319, 1993.
- [17] Mitchell, M., "An Introduction to Genetic Algorithms", The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1996