امکان‌سنجی فنی و برنامه‌ریزی بهینه فرایند بازگردانی گاز در یک مخزن گاز میعانی

امین محله، مهدی عصاره*+

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

چکیده: بازگردانی گاز روشی رایج برای بهبود تولید از مخازن گاز میعانی است و به دلیل کم‌هزینه بودن در مقایسه با حفر چاه‌های جدید مورد استقبال قرار گرفته است. استفاده از ارزش خالص فعلی که در آن هم عامل زمان و هم هزینه دیده می‌شود، روشی مطمئن در ارزیابی این فرایند است. با توجه به هزینه‌های تاسیسات تزریق و مشکل‌های تولیدی که تزریق گاز با خود به همراه دارد، یافتن روش‌های جدید برای برنامه‌ریزی و بهینه‌سازی تزریق گاز از اهمیت بالایی برخوردار است. در این پژوهش سعی شده است که با تلفیق نرم‌افزارهای بهینه‌ساز و شبیه‌ساز مخازن و با استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی تکاملی، مقدار بهینه بازگردانی گاز و همچنین مقدار بهینه گاز تولیدی مشخص شود. روش مورد استفاده در این پژوهش بر روی یک مطالعه موردی بازگردانی گاز در مخازن گاز میعانی پیاده شده است. حالت‌های گوناگونی از متغیرهای بهینه‌سازی، در این کار مورد تحلیل قرار گرفته است. بررسی‌های انجام شده در این کار نشان می‌دهد، با بازگردانی گاز تولیدی در مخزن مورد مطالعه می‌توان ارزش خالص فعلی را تا حدود ۳۰ درصد، افزایش داد. همچنین تولید و بازگردانی بخشی از گاز در فرم بهینه، عمر مخزن مورد نظر را با توجه به محدودیت‌های اقتصادی در نظر گرفته شده از ۱۰ سال به ۱۸ سال افزایش می‌دهد. علاوه بر این، با بررسی دقیق‌تر، این نتیجه به‌دست آمد که با توجه به بالاتر بودن قیمت گاز تزریقی در فصول سرد نسبت به فصول گرم، می‌توان در این فصول ۶۵ درصد گاز تولیدی را در فصول گرم به مخزن باز گرداند. با انجام حساسیت‌سنجی روی نتیجه‌های بهینه‌سازی مشخص شد، قیمت گاز بازگردانی شده و همچنین مقدار غنای میعانات گازی تأثیر بسزایی در مقدار بهینه گاز بازگردانی شده دارد.

واژگان کلیدی: بازگردانی گاز، بهینه‌سازی، ارزش خالص فعلی، میعانات گازی

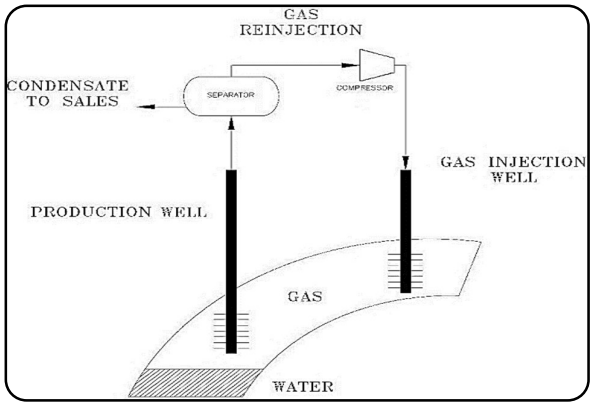
KEYWORDS: *Gas recycling; Optimization, Net present value; Gas condensate*

مقدمه

مخازن گاز غنی یا گاز میعانی از رایج‌ترین انواع مخازن هیدروکربوری هستند. بیش از ۶۱۸۳ تریلیون فوت مکعب از ذخایر گاز جهان در مخازن میعانات گازی یافت می‌شود [۱]. از این رو، مخازن گاز میعانی برای چالش‌های عرضه و تقاضای امروزه بسیار مهم هستند. نشانه کلیدی سود در توسعه یک میدان گاز میعانی، بیشینه‌سازی میعانات در عین پایبند بودن به قرارداد تأمین گاز است.

* عهده‌دار مکاتبات

+Email: assarehm@iust.ac.ir



شکل ۱ - شمای کلی بازگردانی گاز در مخازن گاز میعانی

در دهه‌های اخیر مطالعه بر روی مخازن گاز میعانی جزء حوزه‌های مهم پژوهشی بوده است، به‌خصوص به‌دلیل رفتار منحصر به‌فردی که این مخازن را از دیگر مخازن نفت و گاز جدا می‌سازد. به‌طور معمول بهره‌برداری از مخازن گاز میعانی بدون حفظ فشار باعث افزایش افت فشار و کاهش سطح الارضی میعانات می‌شود. حضور فاز مایع هیدروکربنی طی یک فرایند تخلیه هم‌دما در محیط متخلخل از ویژگی‌های این‌گونه مخازن است که این موضوع باعث ایجاد نگرانی‌هایی در خصوص کاهش درصد این هیدروکربن‌های با ارزش، در تولید گاز می‌شود. پدیده میعان ترکیب‌های سبک در جایی که مقدارهای زیادی از مایع با ارزش به‌دلیل رها شدن قطره‌ها در مخازن از دست می‌رود، باعث کاهش نفوذپذیری موثر گاز و متعاقبا کاهش بهره‌وری مخازن در طول فرایند تخلیه می‌شود. این موضوع همواره به صورت یک نگرانی جدی در تولید از این مخازن وجود دارد [۱]. سامانه‌های میعانات گازی به‌عنوان سیال تک‌فاز (گاز) در شرایط اصلی مخازن وجود دارد. اما برخلاف مخازن گاز خشک و گاز تر، گاز و مایع (میعانات) در فشار زیر فشار اشباع سیال مخزن به دو فاز تقسیم می‌شوند. بنابراین، مشکل اصلی با تشکیل میعانات گازی، اثرهای تخریبی آن است که منجر به کاهش نفوذپذیری گاز به‌دلیل رهایش میعانات و کاهش دائمی مایع با ارزش به‌دلیل اثر موییننگی در مخزن می‌شود. این مشکل، به‌دست آمده از ترکیب عامل‌هایی شامل مشخصه‌های فازی سیال، مشخصه‌های جریان و فشار چاه است که برای توسعه بهینه میدان، تمامی این عامل‌ها در ابتدای توسعه میدان باید به‌خوبی مطالعه شود. روش‌های حل این مشکل شامل شکاف هیدرولیکی به‌منظور بازگرداندن حلقه میعانی[۱]، حفظ فشار با حذف مایع و بازگردانی گاز و همچنین تزریق دی اکسید کربن فوق بحرانی به ناحیه نزدیک چاه را می‌توان نام برد. برای حفظ فشار معمولا تزریق گاز سطحی یا گازهای خنثی صورت می‌گیرد. حفظ فشار با نگه‌داری فشار مخزن بالای نقطه شبنم و تبخیر دوباره میعانات ارزشمند، که ممکن است در محیط متخلخل تشکیل شوند، روشی اقتصادی است [۲]. به صورت رایج، یک مخزن گاز میعانی، ممکن است توسط دو روش تولید شود. در روش اول، تولید و تخلیه طبیعی مخزن صورت می‌گیرد، که باعث کاهش فشار مخزن به زیر نقطه شبنم و در نتیجه باعث رهایش مایع و کاهش توانایی انتقال و تولید می‌شود. در روش دوم، تزریق همه یا بخشی از گاز خشک تولید شده به مخزن صورت می‌گیرد، که باعث حفظ فشار مخزن در فشار بالاتر از فشار نقطه شبنم می‌شود. زمانی‌که فشار مخزن به فشار نقطه شبنم می‌رسد، تخلیه طبیعی معمولاً منجر به افزایش اشباع مایع در منافذ می‌شود. با رسیدن به نقطه شبنم درصد ترکیب‌های سنگین در تولیدها کاهش می‌یابد. در این نقطه این درصد مایع، به‌تدریج افزایش می‌یابد. بنابراین تولید میعانات در سطح، یک رابطه کاهشی با زمان دارد [۳]. حفظ فشار در فشاری بالاتر از فشار نقطه شبنم، باعث افزایش تولید ترکیب‌های سنگین و با ارزش‌تر و در نتیجه افزایش مقدار ارزش خالص فعلی می‌شود. تجهیزات موردنیاز برای بازگردانی گاز به مخازن هیدروکربنی شامل جداکننده[۲]، کمپرسور و تجهیزات جداسازی جز به جز[۳] است که شکل شماره ۱ شمای کلی این فرایند را نشان می‌دهد.

در زمینه بازگردانی گاز در مخازن گاز میعانی تحقیقات زیادی صورت گرفته است. از جمله می‌توان به نمونه‌هایی اشاره کرد. در سال ۲۰۰۳ میلادی بر روی یک میدان گاز میعانی در الجزایر که از دو مخزن مجزا تشکیل شده است، یک مطالعه موردی صورت گرفته است. در این مطالعه موردی، برای مقایسهٔ روش‌های تولید طبیعی و بازگردانی گاز، از شبیه‌سازی استفاده شده است. برای مقایسه بهتر این روش‌ها برآورد اقتصادی نیز صورت گرفته است. در این میدان در مخزن اول یک چاه و در مخزن دوم سه چاه در چرخهٔ تولید قرار دارند. این میدان به طور کامل توسعه پیدا نکرده است. از طریق شبیه‌سازی برای توسعه مناسب این میدان، فرآیندی پیشنهاد داده شده که در آن تعداد بهینه چاه‌های مخزن اول برابر ۵ و مخزن دوم برابر ۴ حلقه چاه به‌دست آمده است. با توجه به این که، با گذشت زمان، افت فشار در میدان زیاد شده و مایع در اطراف چاه تشکیل می‌شود، در ادامه فرآیند، بازگردانی گاز در این دو مخزن پیشنهاد شده است.

(۱) Condensate Ring
(۲) Separator
(۳) Fractionation Equipment

در این فرآیند تعداد چاه‌های تولیدی همان ۹ حلقه و تعداد ۴ حلقه چاه تزریقی (برای هر مخزن دو حلقه) درنظر گرفته شده است. سپس چند راهکار تولید مطالعه شده‌اند. این راهکارها عبارتند از تولید با بازگردانی گاز با شدت جریان‌های متفاوت ۵۰، ۷۵ و ۱۰۰ درصد گاز و با مدت زمان‌های متفاوت ۱۰، ۱۵ و ۲۰ سال. تولید تجمعی گاز، تولید تجمعی میعانات گازی و فشار مخزن از جمله پارامترهایی هستند که در هر شبیه‌سازی بررسی شده‌اند. با افزایش شدت جریان تزریق گاز و همچنین افزایش مدت زمان تزریق، تولید میعانات گازی افزایش می‌یابد. با شبیه‌سازی‌ها و با در نظر داشتن پارامترهای فوق، بهترین سناریو تولید با بازگرداندن ۱۰۰ درصد گاز تولیدی به مخزن در طول ۲۰ سال به‌دست آمده است. با فرض کردن قیمت‌های روز، بهینه حالات فوق در مخزن اول بازگرداندن ۱۰۰ درصد گاز در ۱۵ سال و در مخزن دوم بازگرداندن ۱۰۰ درصد گاز در ۲۰ سال گزارش شده است [۳]. مطالعه‌ای که در سال ۲۰۰۶ میلادی توسط *شادی زاده* و *همکاران* بر روی مخازن گاز میعانی شکاف‌دار صورت گرفت نشان داد، تاثیر شدت جریان تزریق بر روی مخازن شکاف‌دار به‌طور کامل متفاوت با مخازن همگن است، به طوری که در مخازن همگن، افزایش نرخ تزریق گاز خشک باعث افزایش تولید میعانات تولیدی به دلیل بهبود مقدارهای تراوایی نسبی می‌شود، در حالی که در مخازن شکاف‌دار به دلیل این که باعث میانشکن شدن سریع گاز می‌شود، سرانجام باعث کاهش ضریب بازیافت میعانات خواهد شد [۴]. در پژوهشی دیگر که در همان سال بر روی مخزن گاز میعانی در الجزایر انجام گرفت، نشان داده شده است که تزریق و بازگردانی گاز برای حفظ فشار و جلوگیری از تجمع میعانات بسیار مفید است. در این کار نیز، مقدار بیشینه بازیافت میعانات در بازگردانی ۱۰۰ درصدی گاز تولیدی به‌دست آمد [۲]. در یک مطالعه موردی که بر روی مخازن شکاف‌دار گاز میعانی ایران در سال ۲۰۱۰ میلادی صورت گرفته است، نشان داده شده است که با افزایش میزان گاز بازگردانی شده، میزان میعانات تولیدی افزایش می‌یابد. در این کار اثر تزریق گازهای دیگر هم بررسی شده و نشان داده شده است که تزریق متان کم‌ترین بازده و تزریق دی اکسید کربن بیش‌ترین بازده را در تولید میعانات دارد [۵]. در یک پژوهش انجام گرفته در سال ۲۰۱۵ میلادی بر روی شیل‌های نفتی و شیل‌های گاز میعانی، نشان داده شد که بازگردانی گاز تولید شده باعث افزایش تولید مایع‌های هیدروکربنی می‌شود. آن‌ها همچنین در این پژوهش نشان دادند، وجود مخزن گاز خشک در نزدیکی این مخازن و تزریق این گاز باعث افزایش هر چه بیش‌تر مایع‌های هیدروکربنی تولید شده در سطح می‌شود [۶]. در مطالعه جدیدتر، از یک مدل یکپارچه که شامل مخزن نفت، چاه‌های تولید و تزریق و تجهیزات سطح الارضی استفاده شده است. این مدل که همراه با امکان‌سنجی جداگانه‌ای برای تزریق و تولید، طراحی شده است، به دنبال تولید یک مدل پروکسی درجه دوم است. در ادامه با استفاده از یک الگوریتم بهینه‌سازی (الگوریتم ژنتیک)، بهینه پارامترهای متغیر برای به بیش‌ترین رساندن تولید تجمعی نفت از چاه تا زمانی خاص از عمر میدان به‌دست آمده است [۷]. *کوبانوغلو*[1] و *همکارانش* در سال ۲۰۱۴ میلادی، به بررسی بهبود برداشت میعانات از مخزن گاز میعانی ترش توسط بازیابی گاز پرداخته‌اند که در آن، بخشی از گاز میدان به‌عنوان منبع گاز جبرانی برای تزریق گاز به مجموعه میدان‌های نفتی جانبی استفاده شده است. بخش دوم گاز تولید شده از میدان میعانات گازی پس از شیرین‌سازی گاز برای فروش استفاده شده است. درحالی‌که گاز باقی‌مانده برای افزایش بازیابی میعانات از میدان، بازگردانده شده است. گزینه‌های مورد بررسی از تخلیه طبیعی تا بازگردانی ۱۰۰ درصد گاز متفاوت بوده است. آن‌ها سرانجام به این نتیجه رسیده‌اند که بازیابی جزئی با استفاده از گاز تولید شده هم از نظر اقتصادی و هم از دیدگاه بازیافت نهایی میعانات، بهینه‌ترین حالت شناخته شده است. علاوه بر این، دیگر گزینه‌های توسعه و بهینه بازیابی گاز، شامل بازیابی کامل گاز، تزریق نیتروژن، کربن‌دی‌اکسید و غیره... به‌دلیل مصرف گاز بالا و به‌صرفه نبودن، رد شده است. در معیارهای غربالگری، گزینه تخلیه کامل میدان با گاز جبرانی برای مجموعه میدان‌های مورد مطالعه بالاترین NPV را دارد. پس از این گزینه، گزینه بازگردانی جزئی گاز با اختلاف کمی در رده دوم بالاترین NPV قرار می‌گیرد که این گزینه به‌دلیل قیمت نفت بالاتر ترجیح داده می‌شود. در صورتی که، بازیابی نهایی میعانات معیار ارزش تلقی شود، بهترین گزینه توسعه، گزینه حفظ فشار معرفی شده است و پس از آن بازگردانی کامل و بازگردانی جزئی و تخلیه قرار گرفته‌اند [۸]. در ادامه پژوهش‌ها برروی بازگردانی گاز در مخازن گاز میعانی، *نصیری* و *همکارانش* در سال ۲۰۱۵ میلادی [۹] تزریق گازهای گوناگون برای افزایش بازیافت میعانات در یکی از مخازن میعانی زاگرس جنوبی را مورد بررسی قرار دادند. این پژوهشگران از نرم‌افزار متلب برای برنامه‌نویسی استفاده نمودند. آن‌ها فقط با تزریق MMSCFD ۱۵/۵ گاز متان توانستند برداشت میعانات گازی را تا میزان ۸۸٪ بهبود ببخشند همچنین نتیجه‌های بررسی‌های

(۱) Cobanoglu

نصیری و *همکارانش* نشان داد که تخلیه طبیعی در طی پنج سال وارد مرحله دو فازی می‌شود و تزریق نیتروژن به تنهایی می‌تواند فشار مخزن را بالاتر از فشار نقطه شبنم حفظ کند. *ایژوا*[1] و *همکاران* [۱۰] در سال ۲۰۱۶ میلادی اعلام کردند که بهترین گاز برای تزریق مجدد به درون مخزن، گاز تولیدی از همان مخزن است که میعانات آن گرفته شده باشد. بازگردانی گاز به مخزن، موجب جلوگیری از کاهش فشار یا حداقل، تعدیل شدت کاهش فشار مخزن و از این طریق مانع تجمع میعانات درون مخزن می‌شود. از سوی دیگر، تزریق گاز به مخزن موجب بازیابی فشار مخزن و تبدیل شدن سیال به حالت بحرانی می‌شود و همین امر موجب می‌شود که بخشی از توده میعانی ایجاد شده در اطراف چاه تولیدی، دوباره تبخیر و در گاز تزریقی حل شود. بازگردانی گاز به مخزن، راهبرد مناسبی محسوب می‌شود، اما به دلایل گوناگونی که مهم‌ترین آن‌ها، لزوم عمل به تعهدات تعیین‌شده برای تأمین گاز مورد نیاز در بخش‌های داخلی یا صادراتی در کشور میزبان است، کم‌تر تحقق می‌یابد. در سال ۲۰۱۷ میلادی، *آلفونسو فراگوسو*[2] و *همکارانش* [۱۱]، چاه و تأسیسات سرچاهی آن را با شبیه‌سازی مخازن برای یک مخزن سنگی شامل گاز خشک، میعانات و نفت در فضاهای جداگانه، با هدف بهبود بازگردانی مایع توسط تزریق گاز خشک و بازیابی گاز، مدل‌سازی کردند. این پژوهشگران به این نتیجه رسیدند که بازگردانی مایع با بهره‌برداری پیوسته از مخزن و تزریق منقطع گاز به مخزن بیشینه می‌شود. در کل، تزریق منقطع گاز نتیجه‌های بهتری از نظر اقتصادی و تولید ارایه می‌کند. این پژوهشگران همچنین دریافتند که نفوذ مولکولی نقش اساسی را در عملیات تزریق پیوسته گاز ایفا می‌کند. ولی در عملیات تزریق منقطع گاز نقش نفوذ مولکولی ناچیز است. این بررسی‌ها نشان داد که طراحی مناسب چاه و تأسیسات سرچاهی شامل پمپ‌ها و کمپرسورها موضوع بسیار مهمی است چرا که طراحی مناسب نقش بسیار مهمی در اجرای عملیات تزریق، تولید و بازگردانی میعانات از مخازن سنگی، اجرا می‌کند.

در حال حاضر و با توجه به مقاله‌های ارایه شده تا کنون، تمامی مطالعه‌های انجام شده بر روی بهینه‌سازی بازگردانی گاز به مخازن میعانی بر اساس بهینه‌سازی متغیرهای تاثیرگذار در بازیافت از مخازن نفت انجام گرفته به صورتی که بیش‌ترین بازیافت میعانات را داشته باشیم، به عنوان مثال متغیرهایی مانند مکان چاه و نقطه تزریق و همچنین تعداد چاه‌های تزریقی و ... بهینه‌سازی می‌شوند که سرانجام بهینه‌ترین حالت به‌دست می‌آید. در این پژوهش بنا بر آن است تا با استفاده از داده‌های مخزن گاز میعانی در یک مطالعه موردی و با تلفیق نرم‌افزارهای بهینه‌سازی و شبیه‌سازی مخازن و با استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی تکاملی[3] به مقدار بهینه بازگردانی گاز در مخازن گاز میعانی و همچنین مقدار گاز تولیدی دست پیدا کنیم و با نگاه به هزینه‌ها، حساسیت سود آوری پروژه بازگردانی به پارامترهای فنی موثر تحلیل شود.

روش بهینه‌سازی

در این پژوهش، برای در نظر گرفتن فاکتور زمان در مقدار سود یا زیان به‌دست آمده از باز تزریق گاز تولیدی، از تابع ارزش خالص فعلی به عنوان تابع هدف استفاده شده است. تابع ارزش خالص فعلی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$NPV = Rt/(1+i)^t \qquad (۱)$$

که در این معادله مقدار وجوه در گردش ۴ یا همان Rt برابر است با:

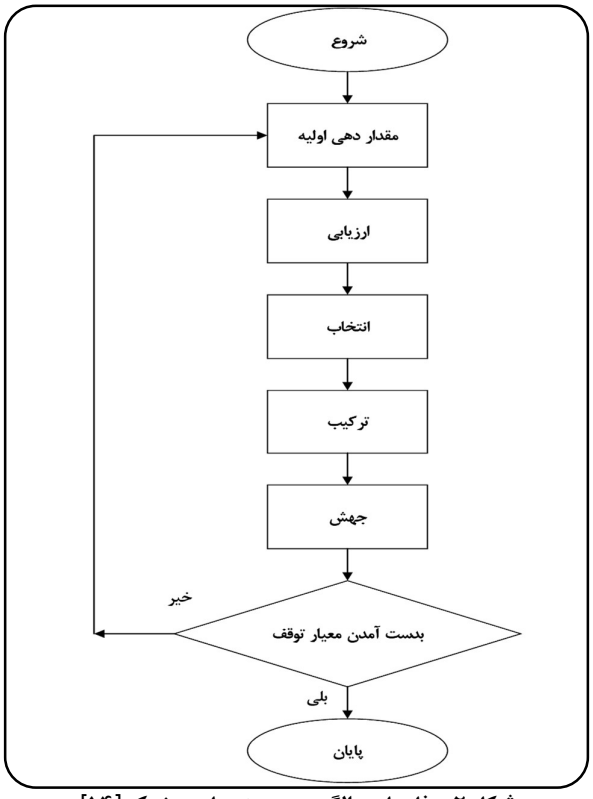
$$Rt = Cin + Gin - Wcost - OPCP - OPCI \qquad (۲)$$

در این معادله، t زمان انجام هزینه یا واقع شدن درآمد و i نرخ بهره (در این پژوهش ۲ درصد) می‌باشند. سپس با تفریق هزینه‌های تبدیل شده (هزینه‌های به علت جداسازی، تجهیزات مربوط به تزریق گاز و هرینه‌های سالیانه مربوط به چاه‌های تزریقی و تولیدی) از درآمدهای تبدیل شده (درآمدهای به علت فروش گاز و میعانات)، عدد خالصی به‌دست خواهد آمد که به آن ارزش خالص فعلی (NPV) گفته می‌شود. اگر این عدد مثبت باشد، طرح سودآور و قابل قبول بوده و اگر منفی باشد، طرح زیان‌ده و از نظر اقتصادی قابل اجرا نخواهد بود. از آن جایی که در این پژوهش، حالت‌های گوناگونی برای بهینه‌سازی در نظر گرفته شده است. به همین دلیل متغیرهای بهینه‌سازی در هر حالت از بهینه‌سازی متفاوت است. اما به طور کلی می‌توان گفت متغیرهای بهینه‌سازی بسته به راهکاری مورد مطالعه، ضریب بازگردانی گاز، شدت جریان تولید اولیه و کلی گاز است. مقدار OPCP یا هزینه کرایه تجهیزات مربوط به تولید به ازای هر سال ۱،۱۵۵،۰۰۰ دلار در نظر گرفته شده است، که شامل ۱۵۵،۰۰۰ دلار هزینه‌های مربوط به جداسازی و ۱،۰۰۰،۰۰۰ دلار تمامی هزینه‌های مربوط به چاه تولیدی است و OPCI یا هزینه کرایه تجهیزات مربوط به تزریق به ازای هر سال ۱،۹۰۰،۰۰۰ دلار در نظر گرفته شده است، که شامل

(۱) Izuwz
(۲) Fragoso
(۳) Evolutionary optimization algorithms
(۴) Cash Flow

۱۵۵،۰۰۰ دلار هزینه‌های مربوط به هزینه کمپرسور و ۱،۷۴۵،۰۰۰ دلار هزینه‌های مربوط به چاه تزریقی می‌شود. Gin و Cin که به ترتیب درآمد به علت فروش گاز و میعانات، که با توجه به نرخ فروش گاز و میعانات برای هر سال متفاوت است و Wcost که مربوط به هزینه‌های جداسازی آب است که به ازای هر بشکه آب تولید شده ۵ دلار در نظر گرفته شده است. سرانجام برای بهینه‌سازی تابع ارزش خالص فعلی، همان طور که در بالا گفته شد از الگوریتم‌های تکاملی و همچنین ترکیب[۱] آن‌ها، برای بهینه‌سازی استفاده شده است. تمامی قیمت‌ها و هزینه‌ها از مرجع [۱۲] ذکر شده است.

الگوریتم‌های تکاملی به ویژه روش‌های جستجوی ابتکاری[۲] از مهم‌ترین ابزارهای نرم‌افزاری به شمار می‌آیند. روش‌های جستجوی ابتکاری، بر اساس ایجاد تغییر مکرر در طرح و بررسی آن، پایه‌گذاری شده‌اند [۱۳]. متون علمی الگوریتم‌های تکاملی نشان می‌دهد، گونه‌های زیادی از الگوریتم‌های تکاملی وجود دارند. ولی ایده پایه آن‌ها داشتن جمعیتی از گونه‌ها می‌باشد[۳]، فشار محیطی باعث انتخاب برگزیده می‌شود و این افزایش شایستگی[۴] جمعیت را نتیجه می‌دهد. با داشتن یک تابع کیفیتی که بناست تا بیشینه شود، می‌توان مجموعه‌ای از جواب‌های کاندید را به طور تصادفی تولید کرد و تابع کیفیت را به عنوان معیاری برای محاسبه شایستگی (هر چه بیش‌تر، بهتر) به کار برد. بر اساس این شایستگی، بعضی از کاندیدهای بهتر انتخاب می‌شوند، تا به عنوان هسته‌ای برای تولید نسل بعدی به کار روند. الگوریتم‌های تکاملی در مقایسه با سایر الگوریتم‌های بهینه‌سازی برتری‌هایی دارند که موجب شده است به طور گسترده مورد استفاده قرار بگیرند. به عنوان مثال، محدودیتی درمورد تابع شایستگی ندارند و لزومی ندارد که این تابع مثلاً مشتق پذیر باشد. علاوه بر این موارد، چون الگوریتم‌های تکاملی دارای جمعیتی از موجودها هستند و روی بخش‌های گوناگونی از جمعیت به طور موازی کار می‌کنند، احتمال کم‌تری برای قرار گرفتن در بهینه‌های محلی دارند. این قابلیت الگوریتم‌های تکاملی اجازه می‌دهد که کار بهینه‌سازی به طور موازی روی چندین بخش جمعیت انجام شود. الگوریتم‌های تکاملی در بهینه‌های محلی کم‌تر به دام می‌افتند و معمولا می‌توانند به جواب بهینه برسند. با توجه به این که بهینه‌سازی بازگردانی گاز با استفاده از معادله‌های تحلیلی زمان‌بر و پیچیده خواهد بود و دارای تعداد زیادی بهینه‌های محلی است، بهینه‌سازی، از روش



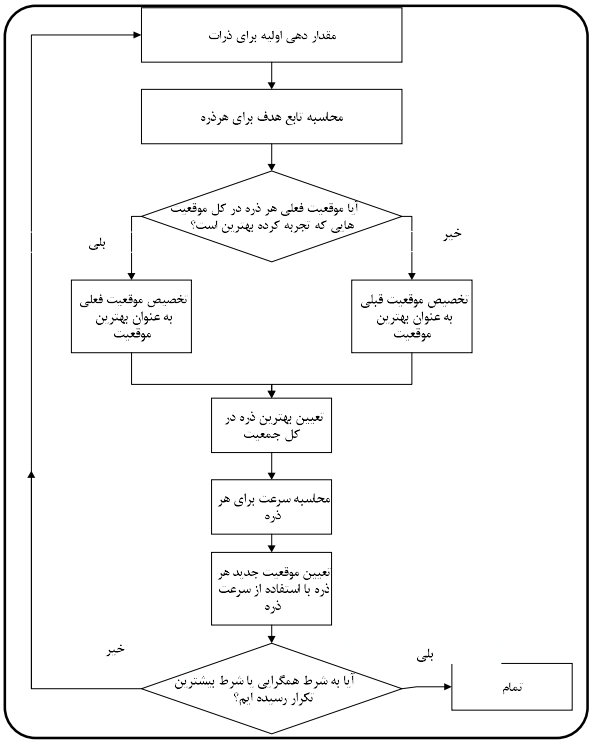
شکل ۲ - فلوچارت الگوریتم بهینه‌سازی ژنتیک [۱۴]

بهینه‌سازی تکاملی در این باره مفید خواهد بود. در این مقاله به طور کلی از سه نوع الگوریتم تکاملی مبتنی بر جمعیت، برای بیشینه‌سازی مقدار ارزش خالص فعلی استفاده شده است که در مورد الگوریتم و چگونگی کار آن به صورت مختصر در ادامه توضیح داده شده است.

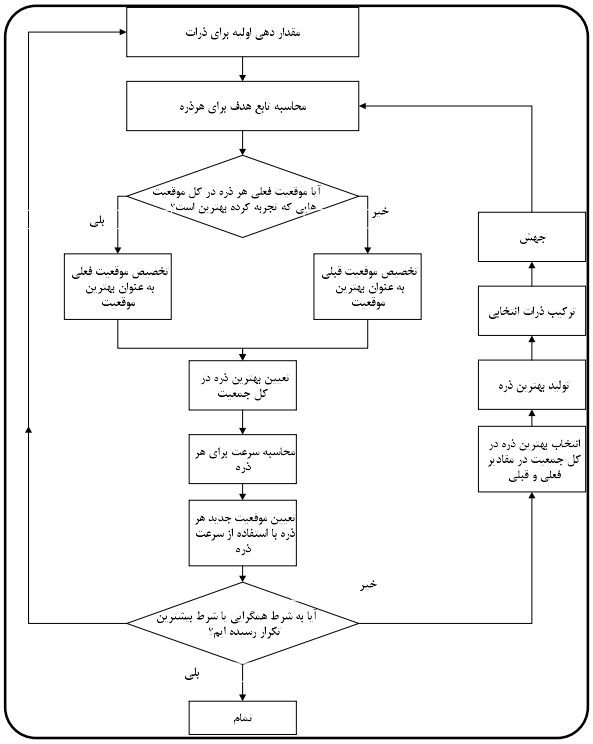
الگوریتم ژنتیک[۵] یا GA، شناخته شده‌ترین روش بهینه‌سازی تکاملی است، که کاربردهای فراوانی در رشته‌های گوناگون علمی و مهندسی دارد. این الگوریتم با یک جمعیت اول از کروموزم‌ها که هر کروموزم یک بردار از متغیرهای بهینه‌سازی است، شروع می‌شود و با محاسبه تابع هدف شایستگی هر کروموزم را در جامعه یک نسل به‌دست می‌آورد و از روش عملکردهای انتخاب، ترکیب و جهش جامعه نسل جدید را می‌سازد [۱۴]. جریان کاری بهینه‌سازی در این الگوریتم در شکل ۲ نشان داده شده است.

الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذره‌ها[۶] یا به اختصار PSO یکی از مهم‌ترین الگوریتم‌های بهینه سازی هوشمند است که در حوزه

(۱) Hybrid
(۲) Heuristic Search Methods (HSM)
(۳) individual
(۴) fitness
(۵) Genetic Algorithm
(۶) Particle Swarm Optimization



شکل ۳ - فلوچارت الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذره‌ها [۱۴]



شکل ۴ - فلوچارت الگوریتم بهینه‌سازی هیبرید ژنتیک – ازدحام ذره‌ها [۱۴]

هوش ازدحامی[1] جای می‌گیرد. این الگوریتم، توسط *جیمز کندی* و *راسل سی ابرهارت* در سال ۱۹۹۵ میلادی معرفی شد، و با الهام از رفتار اجتماعی حیواناتی چون ماهی‌ها و پرندگان که در گروه‌هایی کوچک و بزرگ کنار هم زندگی می‌کنند، طراحی شده است. در الگوریتم PSO، اعضای جمعیت جواب‌ها، به صورت مستقیم با هم ارتباط دارند و از روش تبادل اطلاعات با یکدیگر و یادآوری خاطرات خوب گذشته، به حل مسئله می‌پردازند. الگوریتم PSO برای انواع مسائل پیوسته و گسسته مناسب است و پاسخ‌های بسیار مناسبی برای مسائل بهینه‌سازی گوناگون داده است. جریان کاری بهینه‌سازی در این الگوریتم در شکل ۳ نشان داده شده است.

قطعا هر الگوریتمی با روبه‌رو شدن با مسائل گوناگون، می‌تواند شدت و ضعف داشته باشد. ایده الگوریتم‌های ترکیبی[2]، با توجه به تفاوت‌های عملکردی و ساختاری الگوریتم‌های بهینه‌سازی گوناگون شکل گرفته است. هدف از آن، ایجاد الگوریتم‌های ترکیبی است که بتوانند با استفاده از نقاط قوت الگوریتم‌های ترکیب شونده، عملکرد بهتری را در حل مسائل بهینه‌سازی گوناگون داشته باشند. فلوچارت این الگوریتم ترکیبی که تلفیقی از ژنتیک و ازدحام ذره‌ها است در ادامه نشان داده شده است. جریان کاری الگوریتم هیبریدی مورد استفاده در این کار در شکل ۴ نمایش داده شده است.

باید توجه شود که الگوریتم ژنتیک و الگوریتم ازدحام به صورت سری ترکیب (هیبرید) نشده است. الگوریتم هیبریدی این کار، در بستر اصلی الگوریتم ازدحام رخ می‌دهد و عمگرهای ژنتیک در ترکیب جواب‌ها و جهش ایفای نقش می‌کند. باید توجه شود که نقطه ضعف هر سه الگوریتم به کاربرده شده سرعت همگرایی پایین و نیاز به کامپیوترهای پرقدرت برای اجرا می‌باشد. دلیل این امر این است که هر سه الگوریتم مبتنی بر جمعیت هستند که در نسل‌های متوالی (تکرارهای بهینه‌سازی) تغییر می‌کنند. در هر جمعیت به تعداد افراد (هر فرد حالتی از کل متغیرهای بهینه‌سازی است) نیاز به ارزیابی تابع هدف یا تابع برازندگی می‌باشد. برای محاسبه هر تابع هدف یک بار شبیه‌سازی به اندازه طول عمر مخزن نیاز است.

مدل شبیه‌سازی مورد مطالعه

یک مطالعه موردی معتبر (مربوط به مسابقه سوم انجمن مهندسان نفت) برای بازگردانی گاز طبیعی خشک تولیدی به مخزن

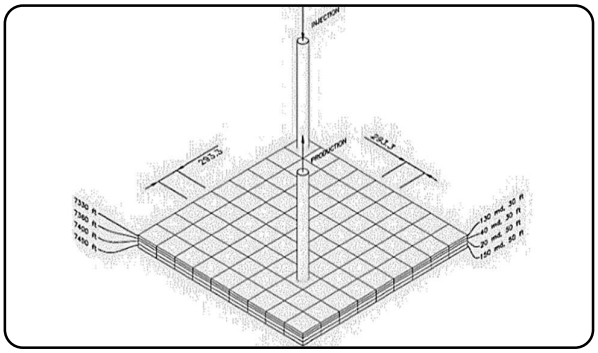
(۱) Swarm Intelligence
(۲) Hybrid Algorithms

جدول ۱ - مشخصه‌های گرید و ویژگی‌های سنگ مخزن [۱۵]

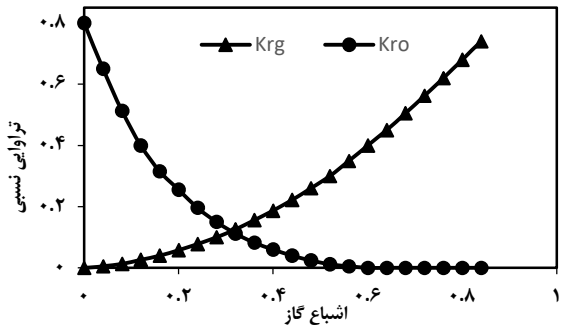
عمق لایه (فوت)	ضخامت (فوت)	تراوایی عمودی (میلی‌دارسی)	تراوایی افقی (میلی‌دارسی)	لایه
۷۳۳۰	۳۰	۱۳	۱۳۰	۱
۷۳۶۰	۳۰	۴	۴۰	۲
۷۴۰۰	۳۰	۲	۲۰	۳
۷۴۵۰	۳۰	۱۵	۱۵۰	۴

جدول ۲ - ویژگی‌های بحرانی، ترکیب درصد و ضریب بی مرکزی [۱۵]

کسر مولی	وزن مولکولی	ضریب بی مرکزی	دمای بحرانی (کلوین)	فشار بحرانی (بار)	اجزاء
۰/۰۱۲	۴۴/۰۱	۰/۲۲۵	۳۰۴/۲	۷۲/۹	CO2
۰/۰۱۹	۲۸/۰۱	۰/۰۴	۱۲۶/۲	۳۳/۵	N2
۰/۶۶	۱۶/۰۴	۰/۰۱۳	۱۸۶/۶	۴۵/۶	C1
۰/۰۸۷	۳۰/۰۷	۰/۰۹۸	۳۰۵/۴	۴۸/۲	C2
۰/۰۵۹	۴۴/۱	۰/۱۵۲	۳۶۹/۹	۴۲	C3
۰/۰۹۷	۶۷/۲۸	۰/۲۳۴	۳۹۶/۲	۳۳/۹	C4-C6
۰/۰۴۷	۱۱۰/۹	۰/۳۳۲	۵۷۲/۵	۲۵/۶	C7P1
۰/۰۱۵	۱۷۰/۹	۰/۴۹۵	۶۳۰/۲	۱۶/۷	C7P2
۰/۰۰۳	۲۸۲/۱	۰/۸۳۳	۸۶۲/۶	۸/۵	C7P3



شکل ۵ - مدل سه بعدی درجه بندی مخزن



شکل ۶ - تابع تراوایی نسبی نفت و گاز استفاده شده در مدل مورد مطالعه [۱۵]

گاز میعانی برای ارزیابی این مطالعه، انتخاب شد. مخزن دارای چهار لایه می‌باشد. تعداد گریدها در جهت X و Y برابر با ۹ و همچنین تعداد آن در جهت Z برابر ۴ می‌باشد. اندازه گریدها در جهت X و Y برابر ۲۹۳/۳ فوت و مقدار تخلخل در فشار اولیه مخزن برابر ۱۳ درصد است و همچنین مقدار فشار موییینگی آب/گاز برابر صفر در نظر گرفته شده است. سایر مشخصه‌های آن به صورت خلاصه در جدول ۱ آمده است. فشار اولیه مخزن ۳۵۵۰ پام در نظر گرفته شده است [۱۵]. ویژگی‌های بحرانی و پارامترهای معادله حالت در جدول ۲ آورده شده‌اند.

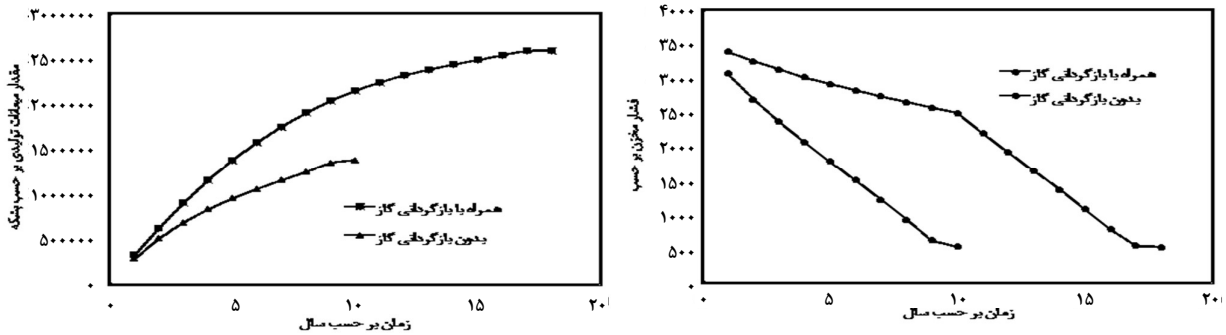
شکل ۵ نشان‌دهنده موقعیت چاه‌ها نسبت به مدل درجه‌بندی می‌باشد. مخزن گاز میعانی مورد نظر همان‌گونه که در شکل ۵ مشخص است شامل یک چاه تولیدی با قید مینیمم فشار ته چاه ۵۰۰ پام و مشبک کاری لایه پایینی مخزن و چاه تزریقی با بیشینه فشار ته چاه ۴۰۰۰ پام و مشبک کاری لایه‌های بالایی مورد بررسی و بهینه‌سازی قرار گرفته است.

قیود اقتصادی در این پژوهش شامل بیشینه مقدار برش آبی برابر با ۰/۹ و مینیمم مقدار گاز تولیدی (MSCF/Day) ۱۴۶۶ و بیشینه مقدار آن (MSCF/Day) ۲۵۰۰۰ در نظر گرفته شد. همچنین برای عملیات تزریق و ضریب بازگردانی گاز هیچ‌گونه محدودیتی در نظر گرفته نشد. در ابتدا دو شبیه‌سازی اولیه برای محاسبه ارزش خالص فعلی برای دو حالت تخلیه به همراه بازگردانی (با کنترل چاه‌ها مطابق با مرجع) و تخلیه کامل انجام شد، تا یک ارزیابی از آورده اقتصادی بازگردانی صورت پذیرد. توجه شود هر دو شبیه‌سازی تا شرایط ترک پیش می‌روند.

نمودار تراوایی نسبی برای جابه جایی گاز و نفت در شکل ۶ نشان داده شده است. همان‌گونه که در نمودار نشان داده شده است، افزایش اشباع میعانات منجر به کاهش نفوذ پذیری نسبی گاز می‌شود

جدول ۳ - مقایسه ارزش خالص فعلی در شرایط بازگردانی گاز و بدون بازگردانی گاز

راهکار	ارزش خالص فعلی ($M)	عمر مخزن (سال)	مقدار گاز برای فروش (MSCF/DAY)	ضریب بازگردانی گاز
همراه با بازگردانی گاز	۱۶۶	۱۸	۱۵۰۰	۱
بدون بازگردانی گاز	۱۲۶	۱۰	کل گاز تولیدی	۰



شکل ۷ - (شکل چپ) مقایسه مقدار تجمعی میعانات تولیدی در حالت بازگردانی گاز و بدون بازگردانی گاز (شکل راست) مقایسه مقدار فشار مخزن در حالت بازگردانی گاز و بدون بازگردانی گاز

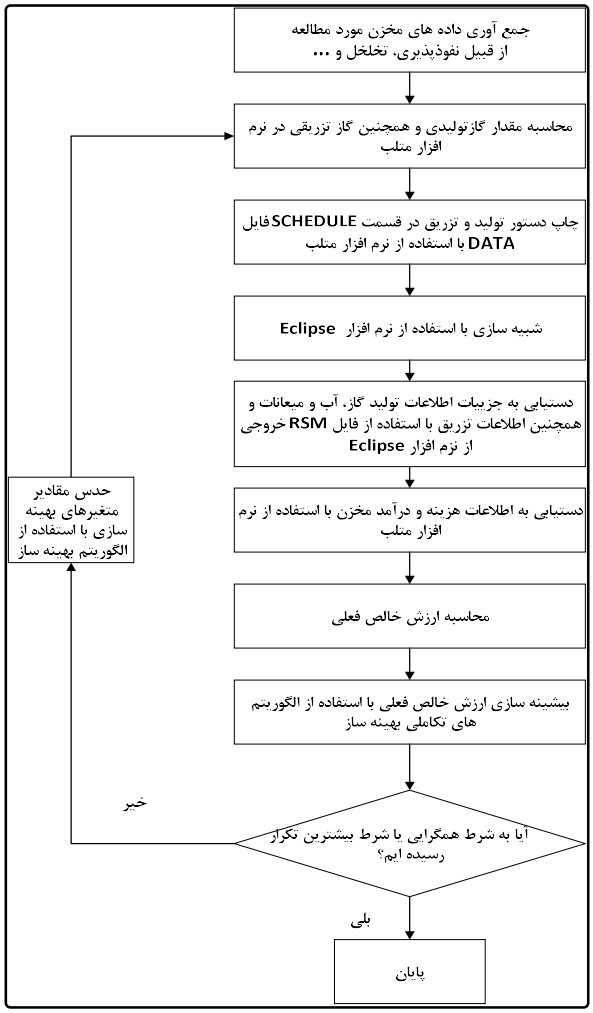
و این به معنی است که در صورت تخلیه طبیعی میزان تولید گاز کاهش می‌یابد همچنین بر اساس نمودار، اشباع بحرانی میعانات ۴۴ درصد است. مقدار بالای اشباع بحرانی میعانات، باعث کاهش منطقه تبخیر و بازیافت میعانات می‌شود، بنابراین برای افزایش تولید گاز و جلوگیری از تجمع میعانات در دهانه چاه، بازگردانی گاز ضروری است. از نمودار فشار مخزن (شکل ۷) بر حسب زمان در حالت بازگردانی گاز مشخص است، تزریق مجدد گاز باعث کاهش افت فشار مخزن و در نتیجه حفظ فشار بالاتر از فشار شبنم می‌شود. این امر خود منجر به عدم انباشته شدن میعانات و تولید آن می‌شود و با توجه به ارزش میعانات، افزایش درآمد و در نتیجه افزایش ارزش خالص فعلی را در پی خواهد داشت. همان‌گونه که در جدول ۳ نیز مشخص است مقدار ارزش خالص فعلی به‌دست آمده از بازگردانی گاز با ضریب بازگردانی ۱ در مخزن به مراتب بیش‌تر از حالت بدون بازگردانی است که این خود نشان‌دهنده سودآور بودن طرح بازگردانی گاز در مخزن است.

همچنین اگر فقط از دیدگاه فنی و بدون در نظر گرفتن مقدر ارزش خالص فعلی مخزن مورد نظر مطالعه شود، در حالت بازگردانی گاز، همان‌گونه که در شکل ۷ مشهود است باعث حفظ فشار مخزن و همچنین افزایش بازیافت میعانات می‌شود.

تلفیق بهینه‌ساز و شبیه‌ساز

امروزه، شبیه‌سازی مخزن به عنوان یک فناوری بالغ به طور گسترده در مدیریت مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرد. تقریباً توسعه تمام مخازن اصلی بر اساس نتیجه‌های شبیه‌سازی است. این شبیه‌سازها بر اساس حل همزمان معادله‌های جریان در محیط متخلخل به دو روش نفت سیاه و مدل ترکیبی دسته‌بندی می‌شوند [۱۶]. در این پژوهش سعی شده است با استفاده از مدل ترکیبی و تلفیق شبیه‌ساز و بهینه‌ساز که نیازمند بهینه‌سازی است به نقطه بهینه دست پیدا کرد. برای بهینه‌سازی تکرارهای متعددی لازم است. در هرگام برای هر عضو از جمعیت، یک تابع برازندگی (همان تابع هدف یا ارزش خالص فعلی مورد نیاز است). برای محاسبه هر تابع هدف متغیر بهینه‌سازی باید در فایل برنامه تولید به صورت اتوماتیک نوشته شود و هسته شبیه‌ساز فراخوان و اجرا شود. پس از جمع‌آوری اطلاعات (وارد کردن داده‌ها به شبیه‌ساز) با استفاده از اجرای شبیه‌ساز به اطلاعات و نرخ‌های تولیدی و همچنین نرخ‌های مورد نیاز بازگردانی تبدیل می‌شود. اطلاعات به‌دست آمده از نرم‌افزار شبیه‌ساز به نرم‌افزار متلب منتقل و با محاسبه هزینه‌ها و درآمدهای پیش‌بینی شده مقدار ارزش خالص فعلی به‌دست می‌آید. سرانجام مقدار محاسبه شده ارزش خالص فعلی به بهینه‌ساز داده می‌شود این کار تا زمانی تکرار می‌شود که به مقدار بیشینه تکرار پیش‌بینی شده برسد. در شکل ۸، چگونگی تلفیق شبیه‌ساز و بهینه‌ساز برای بیشینه‌سازی ارزش خالص فعلی بازگردانی گاز در قالب یک فلوچارت[۱] آمده است.

(۱) Flowchart



شکل ۸ – چگونگی تلفیق شبیه‌ساز و بهینه‌ساز برای بیشینه‌سازی ارزش خالص فعلی بازگردانی گاز

نتیجه‌ها و بحث

مخزن مورد مطالعه، مخزن گاز میعانی SPE3 است که در چهار حالت گوناگون بررسی و بهینه‌سازی شده و نتیجه‌ها و شرایط بهینه‌سازی برای هر چهار حالت به تفصیل در زیر آمده است:

حالت اول: شدت جریان و کسر باز گردانی ثابت

در این حالت هدف یافتن مقدار بهینه ضریب بازگردانی گاز در طول کل عمر مخزن و هم‌چنین شدت جریان تولیدی گاز است. هدف از بهینه‌سازی، بیشینه‌سازی مقدار ارزش خالص فعلی است. مقدار بهینه ارزش خالص فعلی برابر است با ۶۷/۸ میلیون دلار و همچنین مقدار بهینه شدت جریان گاز تولیدی (MSCF/Day) ۷۴۴۳ و سرانجام مقدار بهینه ضریب بازگردانی گاز در کل عمر مخزن برابر با ۰/۶۴ خواهد بود.

حالت دوم: شدت جریان ثابت و کسر باز گردانی متغیر با زمان

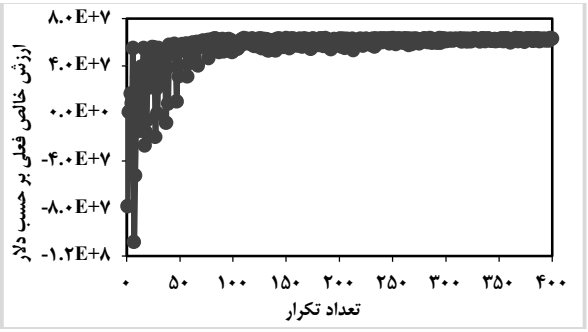
طول عمر مخزن به سه قسمت ۱۰ ساله تقسیم شده است و در هر سال متغیرهای بهینه‌سازی مجزایی برای آن دوره در نظر گرفته شده است. در این حالت هدف از مطالعه، بررسی و یافتن مقدار بهینه ضریب بازگردانی گاز در دهه‌های اول و دوم و سوم و همچنین شدت جریان تولیدی گاز است. تابع هدف بهینه‌سازی نیز بیشینه‌سازی مقدار ارزش خالص فعلی است. در این پژوهش، در تمامی حالت‌های مربوط به بهینه‌سازی با الگوریتم ژنتیک مقدار عددی جمعیت ۷ در نظر گرفته شد. مقدار بهینه ارزش خالص فعلی برابر است با ۷۰ میلیون دلار و همچنین مقدار بهینه شدت جریان گاز تولیدی (MSCF/Day) ۱۴۵۷۸ و سرانجام مقدار بهینه ضریب بازگردانی گاز در دهه اول و دوم و سوم عمر مخزن به ترتیب برابر با ۰/۷۴۴ و ۰/۹۷۱ و ۰/۳۷ خواهد بود. با توجه به این نتیجه‌ها برای کسر بازگردانی، بیش‌ترین گاز در میانه عمر مخزن گاز میعانی مورد نظر باید بازگردانی شود. به طوری که از نتیجه‌ها مشهود است کم‌ترین مقدار گاز باگردانی شده در دهه سوم مخزن و در دهه اول مخزن مقداری متوسط بین این دو مقدار خواهد داشت. در توجیه این وضعیت می‌توان گفت، که اثر اصلی بازگردانی، بالا بردن تولید میعانات با تزریق بخشی از گاز به داخل مخزن است. باز تبخیر میعانات بیش‌تر در میانه عمر مخزن رخ می‌دهد. در ابتدای عمر مخزن فشار هنوز آنقدر نیافتاده است که بالا بودن کسر باز گردانی منجر به بالا رفتن قابل توجه ارزش خالص فعلی شود. در انتهای عمر مخزن با توجه به تخلیه بیش از حد مخزن، و پایین آمدن بیش از حد فشار (کم‌تر از فشار بیشینه در منحنی چگالش میعانات)، افزایش بازگردانی بالاتر و به تبع آن افزایش فشار، منجر به از دست رفتن بیش‌تر میعانات می‌شود و در ارزش خالص فعلی امتیاز منفی می‌گیرد.

حالت سوم: شدت جریان ثابت و کسر بازگردانی متغیر با فصل

در این حالت برای به‌دست آوردن مقدار ضریب تزریق در فصل‌های گرم و سرد هر سال به دو قسمت ۸ ماه فصول گرم و ۴ ماه فصولسرد طبقه‌بندی شده است. در این حالت با بررسی قیمت گاز در فصول گرم و سرد در ۸ سال اخیر، قیمت گاز در فصول سرد ۱۳٪ بیش‌تر از فصول گرم در نظر گرفته شده است. هدف از مطالعه بررسی و یافتن مقدار بهینه ضریب بازگردانی گاز در فصول سرد و گرم

جدول ۱ - نتیجه‌های به‌دست آمده از بهینه‌سازی و مقایسه نتیجه‌ها در سه الگوریتم بهینه‌سازی مورد مطالعه‌ای در حالت چهارم

زمان (ساعت)	ضریب بازگردانی در فصل سرد	ضریب بازگردانی در فصل گرم	b_o	t_o	Q_o	ارزش خالص فعلی	الگوریتم بهینه‌سازی
۶:۴۰	۰/۶۶۳	۰/۹۹۷	−۰/۰۰۳۲	۷۱۷۸	۲۴۳۵۴	۵/۹۸۵E۷	GA
۴	۰/۵۴	۱	−۰/۰۱۰۸۷	۸۷۴۲	۱۵۲۷۴	۶/۳۴۳E۷	PSO
۲:۴۰	۰/۵۱۲۵۰۳	۱	−۰/۰۳۲۱۱	۸۳۴۴	۱۴۱۹۱	۶/۳۶E۷	PSO-GA



شکل ۹ - نمودار تابع هدف بهینه در هر تکرار برای الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذره‌ها

و نیز شدت جریان گاز تولیدی و همچنین مقدار گاز ذخیره شده، برای سوخت و گرمایش است که در این صورت تعداد متغیرها به صورت کلی ۴ خواهد بود. هدف از بهینه‌سازی، همانند حالت‌های اول و دوم بیشینه‌سازی مقدار ارزش خالص فعلی است. مقدار بهینه ارزش خالص فعلی برابر است با ۵۵ میلیون دلار و همچنین مقدار بهینه شدت جریان گاز تولیدی (MSCF/Day) ۱۱۳۷۵ و سرانجام مقدار بهینه ضریب بازگردانی گاز در فصل گرم و سرد در طول عمر مخزن به ترتیب برابر با ۰/۹۹۴ و ۰/۶۵ خواهد بود.

حالت چهارم: کسر بازگردانی در فصل سرد و گرم و یک تابع برای شدت جریان نسبت به زمان

در این حالت برای به‌دست آوردن نرخ کلی تولید گاز از تابع زیر استفاده شده:

$$\begin{cases} T > t_o \rightarrow Q_{tot} = Q_o \times e^{(b_o(T-t_o))} \\ T \leq t_o \rightarrow \quad Q_{tot} = Q_o \end{cases} \qquad (۳)$$

هدف کلی از این تعریف، کاهش نسبی تولید در هر سال از تولید و در نتیجه افزایش عمر مخزن و تولید است. در این حالت از بررسی مخزن مذکور نیز تمامی مفروضات حالت سوم نیز در نظر گرفته شده است و در کنار آن‌ها مقدارهای t_o و b_o نیز بهینه شده و به جای استفاده و بهینه‌سازی نرخ کلی تولید، نرخ اولیه تولید بهینه شده است. این تابعیت پس از آنی که پارامتر های خود را می‌شناسد به فایل برنامه تولید تبدیل می‌شود. در این حالت سعی شده است علاوه بر استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ژنتیک از الگوریتم‌های بهینه‌سازی دیگر نیز استفاده و مقایسه کلی بین آن‌ها نیز صورت بگیرد که نتیجه‌های آن در قالب جدول ۱ آمده است. شایان ذکر است مشخصه‌های سامانه رایانه برای بهینه‌سازی به شرح زیر است: پردازنده: Intel® Core ™ i3@ 2.40 GHz، حافظه رم[1] ۶ گیگابایت، نوع سامانه: سامانه عامل ۶۴ بیتی.

همان‌گونه که از نتیجه‌ها جدول ۴ مشهود است الگوریتم ترکیبی GA-PSO بهترین و سریع‌ترین نتیجه‌های بهینه‌سازی را ارایه می‌دهد. نتیجه‌های الگوریتم ژنتیک به تنهایی علاوه بر صرف مدت زمان زیاد برای رسیدن به نقطه بهینه، قابل اتکاء به نظر نمی‌رسد در حالی که این الگوریتم در صورت ترکیب به صورت سری با الگوریتم ازدحام ذره‌ها علاوه بر بهبود نتیجه‌ها، به صورت چشمگیری باعث کاهش زمان رسیدن به نقطه بهینه می‌شود.

نمودار تابع هدف بهینه در هر تکرار در شکل ۹ نشان داده شده است.

نمودار ۹ نشان می‌دهد نتیجه‌های الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذره‌ها وابسته به حدس اولیه نیست و با این که نتیجه‌ها در تکرارهای اولیه صحیح نمی‌باشد رفته رفته الگوریتم نتیجه‌ها را تصحیح و در تکرارهای نهایی به نتیجه‌های قابل اعتماد دست می‌یابد. تکرار نسل‌ها در تکرارهای انتهایی بی فایده نیست. با توجه به این که الگوریتم‌های بهینه‌سازی مورد استفاده در این کار تصادفی هستند و در تکرار احتمال جهش و تغییر جواب وجود دارد تکرارها آنقدر ادامه داده شده‌اند تا این اطمینان به‌دست آید که حتی به صورت تصادفی هم بهینه‌سازی همگرا و پایدار می‌ماند.

حدس‌ها و جواب‌های اولیه ارزش خالص فعلی منفی دارند، ولی توجه شود که دامنه جستجوی بهینه‌سازی گسترده انتخاب شده است. در واقع در الگوریتم‌های جمعیت محور، یک حدس اولیه نداریم. بلکه بازه‌ای از متغیرها را داریم که تمامی اعضای جمعیت در هر نسل، به صورت تصادفی از آن انتخاب می‌شود. در واقع اگر بخواهیم

(۱) RAM

جدول ۵ - درصد مولی در فاز مایع و گاز به تفکیک برای هر جزء از سیال مخزن در شبیه‌سازی گاز و میعانات جداشده در شرایط سطحی

اجزا	x_i	y_i
CO2	۰/۰۲۱۹	۱/۲۶۶۱
N2	۰/۰۰۳۶	۲/۰۳۱۴
C1	۰/۳۶۳۶	۶۹/۰۸۹۱
C2	۰/۳۴۹۳	۹/۰۸۳۹
C3	۰/۸۸۹۴	۶/۱۴۷۱
C4-C6	۱۰/۳۱۹۵	۹/۶۳۹۳
C7P1	۴۷/۱۸۴۱	۲/۷۴۰۹
C7P2	۳۳/۵۵۰۴	۰/۰۰۲۲
C7P3	۷/۳۱۸۱	بسیار ناچیز

جدول ۶ - تاثیر غنای میعانات بر روی ارزش خالص فعلی و ضریب بازگردانی گاز

PSO -GA	ارزش خالص فعلی	Q0	ضریب بازگردانی در فصل گرم	ضریب بازگردانی در فصل سرد
+ ٪ ۰X ۱ =	۳/۶۷ E ۷	۱۵۲۷۴	۱	۰/۵۴
+ ٪ ۲X ۱ =	۶/۶۴ E ۷	۱۵۷۳۱	۱	۰/۵۷
+ ٪ ۴X ۱ =	۶/۷۱ E ۷	۱/۷۳ E ۴	۱	۰/۶۲
+ ٪ ۶X ۱ =	۶/۷۸ E ۷	۱/۷۴ E ۴	۱	۰/۶۳
+ ٪ ۸X ۱ =	۶/۸۶ E ۷	۱/۸۴ E ۴	۱	۰/۶۴

حدس اولیه معقول‌تر شود باید بازه متغیرهای بهینه‌سازی را محدود کنیم، که این احتمال ایجاد پاسخ‌های غیر بهینه را افزایش می‌دهد.

بررسی تاثیر غنای میعانات گازی بر پاسخ بهینه

در ادامه به بررسی تاثیر غنای گاز بر پاسخ بهینه پرداخته می‌شود. این بررسی به این دلیل اهمیت دارد که کسر بازگردانی بهینه نسبت به درجه غنای گاز تغییر می‌کند. برای تغییر غنای میعانات ابتدا با استفاده از نرم‌افزار رفتار فازی، یک آزمایش تبخیر آنی شبیه‌سازی شد. این شبیه‌سازی در فشار و دمای استاندارد (۱۴/۷ پام و ۶۰ درجه فارنهایت) انجام شد. دلیل انجام این شبیه‌سازی صرفا به‌دست آوردن ترکیب درصد میعانات و گاز از یکدیگر در شرایط استاندارد است. این ترکیب ها در جدول ۵ نشان داده شده است.

نتیجه‌های شبیه‌سازی رفتار فازی نشان می‌دهد که مقدار درصد مولی فاز گاز در شرایط استاندارد (سیال مخزن) برابر با ۹۵/۴۹٪ می‌باشد. برای انجام حساسیت‌سنجی، مقدار درصد مولی در فاز بخار (nv) را تا ۸۷ درصد کاهش و به تبع آن مقدار درصد مولی میعانات یا همان فاز مایع را تا ۸ درصد بیش‌تر، نسبت به وضعیت فعلی سیال مخزن افزایش داده می‌شود. مقدار کسر مولی اصلاح شده برای هر جزء، طبق معادله (۴) بدست می‌آید:

$$z_i = n_v \times y_i + (1 - nv) \times x_i \quad (۴)$$

که در این فرمول n_v درصد مولی فاز گاز است. بدین ترتیب جزء مولی اصلاح شده برای هر جزء به‌دست می‌آید و با جایگذاری آن در بخش ویژگی‌های سیال شبیه‌سازی عملا یک مخزن با غنای متفاوت ایجاد می‌شود. در ادامه حساسیت پاسخ بهینه‌سازی به این پارامتر مهم بررسی شد. همان‌گونه که جدول ۶ مشاهده می‌شود افزایش غنای میعانات گازی باعث افزایش نرخ تزریق و نرخ تولید اولیه گاز می‌شود.

بر اساس این جدول افزایش ضریب بازگردانی گاز در مرحله‌های اولیه افزایش غنا با شیب تندتر و در مرحله‌های نهایی با شیب بسیار کم‌تری است. به بیان دیگر تاثیر افزایش غنا در غنای بالاتر بر روی شدت جریان تزریق در فصول سرد و همچنین نرخ اولیه تولید بسیار کم‌تر است.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش، بهینه‌سازی شدت جریان و کسر بازگردانی در حالت‌های گوناگونی برای فرایند باز گردانی گاز در یک مخزن گاز میعانی صورت پذیرفته است. این حالت‌های گوناگون برای متغیرها شامل، شدت جریان و کسر باز گردانی ثابت، شدت جریان ثابت و کسر باز گردانی متغیر با زمان، شدت جریان ثابت و کسر بازگردانی متغیر با فصل و کسر بازگردانی در فصل سرد و گرم و در نظر گرفتن یک تابع برای شدت جریان نسبت به زمان می‌باشند. بهینه‌سازی‌ها به سه روش تکاملی صورت پذیرفت.

همان‌گونه که از نتیجه‌های به‌دست آمده مشخص است بیش‌ترین ارزش خالص فعلی زمانی به‌دست آمده است که طول عمر مخزن به سه دهه (یعنی حالت دوم که همان شدت جریان

ثابت و کسر بازگردانی متغیر است) تقسیم‌بندی شده است. از بین الگوریتم‌های بهینه‌سازی بررسی شده و بهترین و سریع‌ترین روش، روش هیبرید الگوریتم ژنتیک و ازدحام ذره‌های PSO است.

با توجه به نتیجه‌های به‌دست آمده در حالت دوم بهینه‌سازی مخزن مورد مطالعه به نظر می‌رسد برای به‌دست آوردن بیش‌ترین مقدار ارزش خالص فعلی، بیش‌ترین گاز (۹۷ درصد گاز تولیدی) در نیمه عمر مخزن گاز میعانی مورد نظر باید بازگردانی شود. به طوری که از نتیجه‌ها مشهود است کم‌ترین مقدار گاز باگردانی شده (۳۷ درصد گاز تولیدی) در دهه سوم مخزن و در دهه اول مخزن مقداری متوسط بین این دو مقدار خواهد داشت (۷۴ درصد گاز تولیدی).

در ادامه مخزن با سیالات مصنوعی مقدار دهی اولیه شد. برای ساختن سیالات مصنوعی، ترکیب گاز و میعانات در یک آزمایش تبخیر آنی شبیه‌سازی شده به‌دست آمد. سپس با نسبت‌های مولی متفاوتی باز ترکیب شد. نتیجه‌ها نشان داد، افزایش غنای میعانات گازی باعث افزایش نرخ تزریق و نرخ تولید اولیه گاز می‌شود ولی این افزایش در مرحله‌های اولیه افزایش غنا با شیب تندتر و در مرحله‌های نهایی با شیب بسیار کم‌تری است. به بیان دیگر تاثیر افزایش غنا در غنای بالاتر بر روی نرخ تزریق در فصول سرد و همچنین نرخ اولیه تولید بسیار کم‌تر است.

نمادها

ارزش خالص فعلی	NPV
مقدار وجوه در گردش	Rt
زمان	t
درآمد به‌دست آمده از فروش میعانات	Cin
درآمد به‌دست آمده از فروش گاز	Gin
هزینه به علت جداسازی آب	Wcost
هزینه کرایه تجهیزات مربوط به تولید	OPCP
هزینه کرایه تجهیزات مربوط به تزریق	OPCI
واحد فشار	psi
زمان اولیه	t_0
زمان کل تولید	T
شدت جریان کل تولیدی	Q_{tot}
شدت جریان اولیه تولید	Q_0
ضریب کاهشی تولید	b_0
ضریب مولی جز i	Z_i
درصد مولی میعانات	n_l
درصد مولی گاز	n_v
جز مولی مایع	x
جز مولی گاز	y
واحد ویسکوزیته مواد	cp
واحد ضریب حجمی نفت	RB/STB

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۲/۲۴ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۶/۲۲

مراجع

[1] Balogun O., Alli A., Ogbuli A., Apampa Y., Bahry A., Fasasi R., "Evaluating Gas Recycling Scheme in a Retrograde Gas Condensate Field under Contractual Supply Obligations: Niger-Delta Case Study", SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, 31 July-2 August (2017).

[2] Adel H., Tiab D., Zhu T., "Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery, Case Study: Hassi R'mel South Field, Algeria", International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancun, Mexico, 31 August-2 September, (2006).

[3] Belaifa E., Tiab D., Dehane A., Jokhio S., "Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery in Toual Field Algeria, a Case Study", SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 23-25 March, (2003).

[4] Shadizadeh S.R., Rashtchian D., Moradi S., "Simulation of Experimental Gas-Recycling Experiments in Fractured Gas/Condensate Reservoirs", SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 15-17 May, (2006).

[5] Moradi B., Tangsiri Fard J., Rasaei M.R., Momeni A., Bagheri M.B., "Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery in an Iranian Fractured Gas/Condensate Reservoir", Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad, 27-30 June, (2010).

[6] Fragoso A., Wang Y., Jing G., Aguilera R., "Improving Recovery of Liquids from Shales through Gas Recycling and Dry Gas Injection", SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito, Ecuador, 18-20 November, (2015).

[7] Mohammad Hasanzadeh N., Rafiei Y., Najafzadeh Asl F., "Gas Recycling Process Using Optimization of Integrated Asset Modeling to Enhance Oil Recovery", *third international conference on new research achievements in chemistry and chemical engineering*, Tehran, Iran, (2016).

[8] Cobanoglu M., Khayrutdinov F., Linthorst S., Iqbal M., "Improving Condensate Recovery of a Rich Sour Gas Condensate Field by Gas Recycling", SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 31 March-2 April, (2014).

[9] Nasiri Ghiri M., Nasriani H.R., Sinaei M., Najibi S.H., Nasriani E., Parchami H., Gas Injection for Enhancement of Condensate Recovery in a Gas Condensate Reservoir, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, **37(8):** 799-806 (2015).

[10] Izuwa N., Ogbunude B.C., Parametric Study of Enhanced Condensate Recovery of Gas Condensate Reservoirs using Design of Experiment, *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, **7(1):** 1000529 (2016).

[11] Fragoso A., Trick M., Harding T., Selvan K., Aguilera R., "Coupling of Wellbore and Surface Facilities Models with Reservoir Simulation to Optimize Recovery of Liquids from Shale Reservoirs", SPE Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, 15-17 February, (2017).

[12] https://www.eia.gov/analysis/.

[۱۳] رضا کاظمی م.، راجی م.، کاربردهای الگوریتم ژنتیک در بهینه‌سازی فرایندهای مرتبط با مهندسی شیمی، *نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران*، **۳۸(۱):** ۲۲۹ تا ۲۴۴ (۱۳۹۸).

[14] Nair N.R.V.D., A Hybrid Pso-Ga Algorithm for Energy Efficient Routing in Ammnet, *International Journal for Innovative Research in Science & Technology,* **3(3):** 17-24 (2016).

[15] Kenyon D., Third Spe Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs, *Journal of Petroleum Technology,* **39(8):** 981-997 (1987).

[16] Shahrabadi A., Dabir B., Sadi, Maryam, Fasih M., Effect of CO_2 Concentration in Injecting Gas on Minimum Miscibility Pressure: Compositional Model and Experimental Study, *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE),* **31(1):** 113-118 (2012).