کنترل و بهینه‌سازی تولید نفت با فرازآوری طبیعی گاز

امیر فروغ‌نیا، سید محمود رضا پیشوایی*+
تهران، دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی شیمی و نفت

بابک امین‌شهیدی
تهران، دانشگاه تهران، پردیس دانشکده‌های فنی، انستیتو مهندسی نفت

چکیده: این مقاله روشی برای کنترل و بهینه‌سازی یک سامانه تولید نفت با فرازآوری طبیعی گاز ارایه می‌دهد. فرایند فرازآوری طبیعی با گاز شامل تولید همزمان از یک مخزن نفتی و یک مخزن گازی است. در این فرایند، گاز فرازآور از ناحیه گازی به صورت کنترل‌شده وارد سامانه تولید نفت می‌شود. گسترش روزافزون فناوری چاه‌های هوشمند و در کنار آن به کارگیری گسترده‌ی ابزار اندازه‌گیری و کنترل درون چاهی به همراه روش‌های نوین انتقال و اخذ داده باعث شده است که کنترل سامانه‌های فرازآوری طبیعی با گاز به مراتب مؤثرتر و به‌روزتر انجام گیرد. با این فناوری امکان بازبینی شرایط درون چاهی مانند فشار ناحیه گازی و کارآیی این ناحیه و نیز امکان کنترل درون چاهی مانند کنترل شیرهای جریان درون چاهی در ناحیه گازی فراهم می‌آید. در این بررسی، از یک کنترل‌کننده پسخور از نوع تناسبی- انتگرالی - مشتقی برای کنترل تزریق گاز استفاده شده و بهینه‌سازی این سامانه برای تعیین مقدار مقرر نرخ تزریق گاز، با روش تکامل تفاضلی انجام گرفته است.

واژه‌های کلیدی: خودفرازآوری، فرازآوری طبیعی گاز، فرازآوری درجای گاز، کنترل‌کننده پسخور PID، چاه هوشمند، بهینه‌سازی به‌هنگام، الگوریتم تکامل تفاضلی.

KEY WORDS: *Auto gas lift, Natural gas lift, In-situ gas lift, PID feedback controller, Smart well, Real time optimization, Differential evolution algorithm.*

مقدمه

مفهوم فرازآوری خودکار گاز که به فرازآوری طبیعی و یا در جای گاز نیز شهرت یافته است، اولین بار توسط شرکت اشلمبرژه در سال ۲۰۰۲ میلادی معرفی و استفاده شد [۱]. این شرکت، این فرایند را به عنوان جایگزینی برای فرازآوری مصنوعی گاز معرفی کرد. در فرایند سنتی، نیاز به بسیاری از تجهیزات سرچاهی مانند کمپرسورها، جداکننده‌ها، دهیدراتورها، خطوط توزیع و مانند آنها بوده و مشکلاتی مانند قیدهای فشاری (تشکیل هیدرات و آسفالتین) و محدودیت‌های فضای قابل استفاده، برقرار می‌باشد. بنابراین، با بهره‌گیری از فناوری فرازآوری طبیعی، هزینه‌های مربوط به نصب و همچنین، تعمیر و نگهداری تجهیزات سرچاهی از بین می‌رود و به سود اقتصادی قابل ملاحظه‌ای نسبت به روش سنتی منجر می‌شود. تزریق گاز تولیدی به سامانه تولید نفت می‌تواند از طریق شیرهای کنترلی درون چاهی کنترل شود. باید یادآوری شود که بهره‌گیری از شیرهای کنترلی درون‌چاهی به این معنی است که چاه‌های

*عهده دار مکاتبات
+E-mail: pishvaie@sharif.edu

با فرازآوری طبیعی در گروه چاه‌های هوشمند قرار می‌گیرند. شیوه تأثیرگذاری سامانه فرازآوری طبیعی نیز مانند فرازآوری مصنوعی است. اگر نرخ تزریق گاز از یک مقداری بیشتر شود، به علت افزایش افت فشار اصطکاکی فشار جریانی ته چاهی افزایش یافته و در نتیجه تولید کم می‌شود. از طرفی، با کم شدن نرخ تزریق افت فشار هیدرواستاتیکی افزایش یافته و در نتیجه نرخ تولید نفت کم می‌شود. بنابراین نوعی جاذبه ـ دافعه برای میزان نرخ تزریق گاز وجود دارد و در نتیجه سامانه فرازآوری طبیعی گاز مستعد بهینه سازی می‌باشد [۲]. این مفهوم در قاموس مهندسی کنترل به‌معنی تعیین مقادیر بهینه مقدار مقرر[۱] نرخ تزریق گاز و به زبان مهندسی عمومی همان بهینه‌سازی به‌هنگام[۲] (به‌شرط تعریف تابع هدف اقتصادی) می‌باشد.

در استفاده از سامانه فرازآوری طبیعی، اولین مسئله وجود یک منبع گاز مناسب در اطراف لایه نفتی است. در حقیقت مهمترین تفاوت بین فرازآوری طبیعی و مصنوعی، تفاوت در منبع تأمین گاز است. استفاده از فناوری چاه‌های انحرافی و نیز چاه‌های هوشمند این امکان را فراهم می‌آورد که بتوان از گاز موجود در یک لایه گازی چه بسا در فاصله‌های نسبتاً دور از لایه نفتی برای فرازآوری طبیعی استفاده کرد. در این گونه از تکمیل چاه، گاز از ناحیه حلقه‌ای و به شیوه‌ای کنترل‌شده هدایت می‌شود و در نقطه‌ای مناسب به نفت موجود در لوله مغزی تزریق می‌شود. حتی، در برخی موارد از کلاهک گازی موجود به عنوان منبع گاز استفاده می‌شود. در این گونه کاربردها مسئله فرازآوری طبیعی تا هنگامی مطرح است که پدیده مخروط گازی رخ دهد. پس از این زمان نسبت گاز به نفت سازند به مقدار کافی زیاد شده و چاه جریان طبیعی خواهد داشت. این مسئله به ویژه در لایه‌های نازک نفتی که توسط چاه‌های افقی تولید می‌شوند، بسیار مورد مطالعه قرار گرفته است [۳]. نکته مهم در استفاده از کلاهک گازی به عنوان منبع گاز فرازآوری این است که تخلیه گاز موجود در کلاهک ممکن است باعث کم شدن انرژی کلاهک شده و در مجموع باعث کاهش تولید نفت شود. راه حلی که برای این موضوع پیشنهاد می‌شود باز تزریق گاز خارج شده از کلاهک گازی از طریق یک چاه تزریقی است. به طور کلی می‌توان گفت در نقطه ورود گاز به لوله مغزی، فشار مخزن گازی می بایست بزرگتر از فشار هیدرواستاتیکی ستون سیال در لوله مغزی باشد. البته در عمل می‌بایست افت فشار شیر درون چاهی برای تزریق گاز و نیز تغییرات فشار سرچاهی تولید نفت را نیز در نظر گرفت. همچنین، حجم گاز ذخیره شده در مخزن گازی می‌بایست به اندازه‌ای باشد که قابلیت تولید و فشار مناسب را در طول زمان تولید حفظ نماید. در صورت آماده بودن تمام این شرایط، نوع و ترکیب گاز موجود در لایه گازی نیز می‌بایست مد نظر قرار گیرد [۲]. با توجه به پیچیده بودن سامانه فرازآوری طبیعی استفاده از یک مدل مجتمع‌شده که تمام مولفه‌های سامانه تولید را لحاظ کند امری لازم است. مدلی که بخش‌های بالادستی یعنی مخازن نفتی و گازی، بخش‌های میان دستی یعنی لوله‌های انتقال به سطح و در صورت نیاز بخش‌های پایین دستی یعنی تجهیزات و خطوط انتقال سطحی را به صورت مجتمع شده مدل کند. یکی از اهداف این پژوهش، استفاده از این مدل مجتمع و به کارگیری آن برای بهینه‌سازی سامانه فرازآوری طبیعی است.

در ادامه به مسئله فرازآوری نفت به‌کمک گاز و ضرورت استفاده از کنترلر، شیرکنترلی و بهینه‌سازی (فناوری چاه‌های هوشمند) پرداخته و در همان بخش، روش حل مورد استفاده برای بهینه‌سازی یعنی الگوریتم تکامل تفاضلی به‌طور مختصر بحث می‌شود. در بخش بعد، توصیف و تبیین مصداقی مسئله مورد مطالعه این پژوهش انجام می‌شود و مقاله با بحث و بسط نتیجه به پایان می‌رسد.

فرازآوری گاز و فناوری چاه‌های هوشمند

چگونگی عملکرد سامانه‌های فرازآوری گاز طبیعی یا مصنوعی بدین صورت است که با تزریق گاز در لوله چاه بهره‌برداری، دانسیته مخوط دو فاز مایع و گاز کاهش یافته و در نتیجه با یک فشار جریانی ته‌چاهی معین، می‌توان به نرخ تولید بیشتری دست یافت. روشن است که کاهش گاز همراه نفت در چاه‌های تولیدی و در پی آن افزایش میزان آب همراه نفت، موجب افزایش فشار جریانی ته‌چاهی شده و تولید کاهش می‌یابد. در این فرایند، تزریق گاز بهینه گاز نقش اساسی دارد. چنانچه گاز کمتر از حد لازم تزریق شود. نرخ تولید نفت کاهش خواهد یافت و هزینه عملیاتی بالا می‌رود و اگر نرخ تزریق گاز بیش از حد مقتضی باشد به‌دلیل افزایش گرادیان فشار اصطکاکی تولید نفت کاهش خواهد یافت.

هدف از فرازآوری مصنوعی تأمین فشار تولیدی ته‌چاهی کمتر است به‌طوری‌که سازند قادر باشد میزان بیشتری از سیال مخزن را به داخل چاه براند. به‌همین دلیل فراهم‌آوردن فشار جریانی ته‌چاهی مورد نیاز، مبنای طراحی هرنوع سامانه فرازآوری

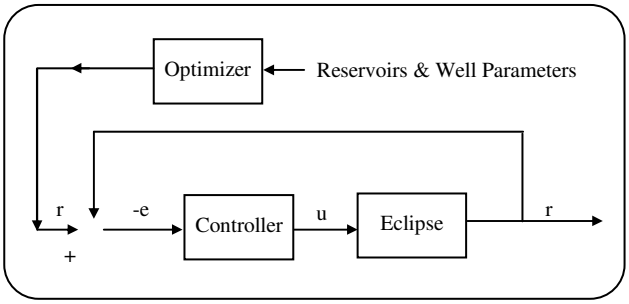
(۱) Setpoint conditiong

(۲) Real Time Optimization (RTO)

مصنوعی می‌باشد. اگر سامانه فرازآوری مصنوعی توسط جریان گاز پیاده‌سازی شود آنگاه محاسبات (جریان) فشاری، مشخصه‌سازی شیرهای چوک، انتخاب رویکردهای پیوسته یا متناوب و همچنین سایر موردهای سخت‌افزاری و عملی مربوطه پدیدار می‌شوند. حال اگر قرار باشد این سامانه فرازآوری به‌کمک گاز به‌صورت طبیعی انجام شود، مسئله و محاسبات مربوطه باز هم پیچیده‌تر شده و نیاز به مطالعه و بررسی روی فناوری‌های چاه‌های هوشمند خواهد بود. با استفاده از فناوری چاه‌های هوشمند می‌توان فرایند خودفرازآوری را به‌صورت موثرتری اجرا کرد. با این فناوری امکان بازبینی شرایط درون‌چاهی مانند فشار ناحیه گازی و کارایی این ناحیه و نیز امکان کنترل درون‌چاهی مانند کنترل شیرهای جریان درون‌چاهی در ناحیه گازی فراهم می‌آید. از سوی دیگر با جمع‌آوری داده‌های به‌دست‌آمده می‌توان سامانه فرازآوری طبیعی را بهینه کرد. باید گفت که کنترل و بهینه‌سازی سامانه در دو سطح مجزا صورت می‌پذیرد. در سطح پایین یا رگولاتوری که کنترلر نقش اصلی را دارد، وظیفه‌اش حذف اغتشاش و اولی‌تر تعقیب مقدار مقرر می‌باشد. در یک سطح بالاتر، بهینه‌ساز (اپتیمایزر) عهده‌دار تعیین و تأمین مقدار مقرر برای کنترلر در سطح پایین‌تر می‌باشد.

کنترل‌کننده کسر یا نسبت گاز

استفاده از شیرهای کنترل ورود گاز (به‌صورت مدارباز) به داخل چاه به تنهایی برای مهار مخزن گازی برای استفاده در سامانه فرازآوری کافی نمی‌باشد. در مورد سامانه فرازآوری طبیعی با گاز تغییرات شرایط مخزن گازی اثر مستقیم بر عملکرد سامانه فرازآوری دارد. برای بهبود و تضمین کارایی سامانه فرازآوری می‌توان از یک کنترل‌کننده پسخور[۱] نظیر تناسبی ـ انتگرالی ـ مشتقی[۲] بهره گرفت تا بتوان وضعیت شیر کنترلی را به منظور رگولاسیون یا ثابت نگه داشتن نسبت گاز به نفت در یک مقطع از چاه تغییر داد. ایده‌ای که در اینجا مطرح شده است این است که کنترل کننده با تغییر سطح مقطع عبوری (شیر کنترل درون چاهی) کمیت کسر گاز[۳] را در مقطع چاه کنترل کند. نکته قابل ذکر این است که کسر گاز در مقطع اندازه‌گیری ناشی از گاز موجود در سازند نفتی و نیز گاز اضافه شده



شکل ۱ـ کنترل کننده پسخور در ارتباط با شبیه ساز.

با سامانه فرازآوری طبیعی است. بنابراین به عنوان مثال اگر نسبت گاز به نفت سازند در طول تولید زیاد شود کنترل کننده برای کاهش گاز وارد شده از سامانه فرازآوری طبیعی عمل خواهد کرد و برعکس. اگر امکان اندازه‌گیری و کنترل در جا فراهم نباشد، می‌توان از نسبت گاز به نفت به‌دست آمده در سطح به‌صورت کنترل استنباطی[۴] استفاده کرد و شیر کنترلی درون چاهی را نیز از سطح تغییر داد. البته استفاده از اندازه‌گیری درجا می‌تواند نتیجه‌های بهتری به دست آید. چرا که اولین برتری اندازه گیری و کنترل در جا، حذف تأخیرانتقالی[۵] در حلقه کنترلی و در نتیجه بهبود فرایند کنترل و بهبود نتیجه‌های بهینه‌سازی خواهد بود. به‌طور خلاصه، حلقه مدار بسته شامل جفت‌سازی متغیر کنترل‌شونده فشار (یا کسر گاز) با متغیر کنترل‌کننده نرخ تزریق ، یک کنترل‌کننده پسخور و مقدار مقرر متغیر کنترل‌شونده می‌باشد.

در این پژوهش، کنترل‌کننده در محیط نرم افزار MATLAB طراحی شده است و با ارتباط مکرر با شبیه ساز، کنترل کسر گاز را انجام می‌دهد. شکل ۱ شمای ارتباط کنترل‌کننده و بهینه‌ساز با شبیه ساز را نشان می‌دهد.

کسر گاز متغیر در زمان y(t) به عنوان سیگنال بازخوردی مورد استفاده قرار می‌گیرد. سیگنال خطا بر اساس مقایسه بین y(t) و میزان مطلوب r (مقدار مقرر) به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$e(t) = y(t) - r \qquad (۱)$$

سیگنال خطای فیدبک که یک محاسبه‌ی مستقیم از میزان دوری کسر گاز از میزان مطلوب است، به عنوان ورودی به کنترل‌کننده داده می‌شود. برای کنترل کننده PID می‌توان معادله (۲) را بین ورودی و خروجی کنترل کننده بیان کرد:

(۱) Feedback controller
(۲) Proportional-integral-differential
(۳) Gas fraction
(۴) Inferential control
(۵) Time delay

$$U(t) = K_p e(t) + K_I \int_0^t e(\tau)d\tau + K_D \frac{de}{et} + bias \qquad (۲)$$

نکته مهم، طراحی پارامترهای کنترل‌کننده یعنی K_P ، K_I و K_D است. طراحی باید به گونه‌ای باشد که سبستم مداربسته (فرایند همراه کنترل کننده) پایدار باشد و همچنین بتواند در زمان به نسبت کمی سیگنال خطا را به صفر نزدیک کند. برای تنظیم پارامترهای کنترل کننده روشی سنتی به نام زیگلر ـ نیکولز وجود دارد. این روش اگر چه می‌تواند شروع خوبی برای طراحی باشد ولی به‌طور معمول برای مسئله مورد بررسی عملی نمی‌باشد و طراحی کنترل کننده را باید به صورت سعی و خطا انجام داد [۳].

در این پژوهش، بهینه‌ساز به صورت روزانه خروجی شبیه ساز را دریافت کرده و مقدارمقرر بهینه مورد نیاز کنترل کننده را تولید می‌کند. برای پیاده سازی چنین ایده‌ای از امکانات Restart در شبیه ساز Eclipse استفاده شده است. شبیه‌ساز Eclipse دارای این قابلیت است که شبیه سازی را تا یک زمان معین پیش ببرد و اطلاعات این شبیه سازی را در فایلی با پسوند RST حفظ نماید. این فایل RST توسط فایل ورودی دیگری قابل فراخوانی است و امکان ادامه دادن شبیه‌سازی را بدون نیاز به شبیه‌سازی دوباره از زمان صفر فراهم می‌آورد. با این قابلیت می‌توان شبیه سازی را یک روز به پیش برد، سپس شبیه‌سازی را متوقف کرد، میزان کسر گاز مطلوب را به عنوان ورودی برای کنترل کننده محاسبه کرد، و آنگاه با توجه به خروجی کنترل‌کننده وضعیت شیرها را به منظور کنترل کسر گاز تغییر داد و سپس دوباره شبیه‌سازی را از همان زمان متوقف شده یک روز دیگر پیش برد و فرایند یاد شده را تکرار کرد.

الگوریتم بهینه ساز

برای بهینه‌سازی موقعیت شیرها کنترل از الگوریتم تکامل تفاضلی استفاده شده است. علت انتخاب این روش به نوعی تضمین گرفتن جواب جامع (بهینه مطلق) برای یک چنین سیستم بسیار پیچیده، ضمنی و توزیع‌شده می‌باشد. به طور کلی تابع f که باید بهینه شود، به شکل زیر است:

$$f(X): R^n \to R \qquad (۳)$$

هدف بهینه سازی، کمینه / بیشینه کردن مقدار این تابع هدف f(x) با بهینه کردن مقدارهای پارامترهای آن است.

$$X = (x_1, \ldots, x_n) \qquad x \in R \qquad (۴)$$

که x نماینده یک بردار بوده و از تعداد n متغیر بهینه‌ساز یا تصمیم‌گیری تشکیل شده است. الگوریتم DE با جمعیتی از جواب‌های گوناگون کار می‌کند. جمعیت P از نسل G شامل NP بردار جواب است که افراد جمعیت نامیده می‌شوند. هر بردار یک جواب ممکن را برای مسئله بهینه سازی نشان می‌دهد. بنابراین، جمعیت P از نسل G شامل NP عضو است که هر کدام n متغیر دارد:

$$i = 1,\ldots,NP \qquad j = 1,\ldots,n \qquad (۵)$$
$$P^G = X_i^G = x_{i,j}^G$$

برای شروع به‌کار الگوریتم، باد جمعیت اولیه مشخص شود. در اینجا برای تعیین مقدار اولیه جمعیت $P^{(0)}$ از روش تولید مقدارهای تصادفی در بازه‌ی شرایط مرزی استفاده شده است.

$$i = 1,\ldots,NP \qquad j = 1,\ldots,n \qquad (۵)$$
$$P^0 = x_{i,j}^0 = r_{i,j}\left(x_j^U - x_j^L\right) + x_j^L$$

که در آن r، یک متغیر تصادفی با توزیع یکنواخت در بازه $[0,1]$ است.

پس از اولین نسل، جمعیت نسل بعدی $P^{(G+1)}$ به روش زیر از روی جمعیت فعلی $P^{(G)}$ تولید می‌شود. ابتدا یک جمعیت موقت $P'^{(G+1)}$ از روی نسل قبلی تولید می‌شود:

$$\text{if} \quad r_{i,j} \le R \ \vee \ j = D_i \qquad (۷)$$
$$\text{otherwise}$$
$$x_{i,j}'^{G+1} = \begin{cases} x_{C_i,j}^G + F(x_{A_i,j}^G - x_{B_i,j}^G) \\ x_{i,j}^G \end{cases}$$
$$i = 1,\ldots,NP \quad j = 1,\ldots,n \quad D = 1,\ldots,n$$
$$B = 1,\ldots,NP \quad C = 1,\ldots,NP \quad A = 1,\ldots,NP$$
$$CR \in [0,1] \quad r \in [0,1]$$

A، B و C سه شاخص هستند که به صورت تصادفی انتخاب می‌شوند و نمایانگر سه عضو جمعیت هستند. این سه عنصر متفاوت از یکدیگر و متفاوت از شاخص مربوط به عضو فعلی جمعیت است. برای هر شاخص i (برای هر عضو جمعیت) مقدارهای جدیدی به صورت تصادفی برای A، B و C انتخاب می‌شوند. یک مقدار جدید برای عدد تصادفی r به ازای هر شاخص j (هر کروموزوم) نسبت داده می‌شود.

شاخص D به یک کروموزوم اشاره می‌کند که به صورت تصادفی انتخاب شده و برای این است که اطمینان به دست آید که حداقل یک کروموزوم از هر بردار عضو جمعیت $X^{(G+1)}$

متفاوت از همتای خود در نسل قبلی $X^{(G)}$ است، برای هر عضو جمعیت یک مقدار تصادفی جدید به متغیر D نسبت داده می‌شود.

شرط انتخاب هر عضو از روی جمعیت فعلی $P^{(G)}$ و جمعیت موقت $P'^{(G+1)}$ به شکل زیر تعریف شده است:

$$\text{if} \quad f\left(x_{ij}^{G}\right) \le f\left(x_{ij}'^{G+1}\right) \qquad (۷)$$

otherwise

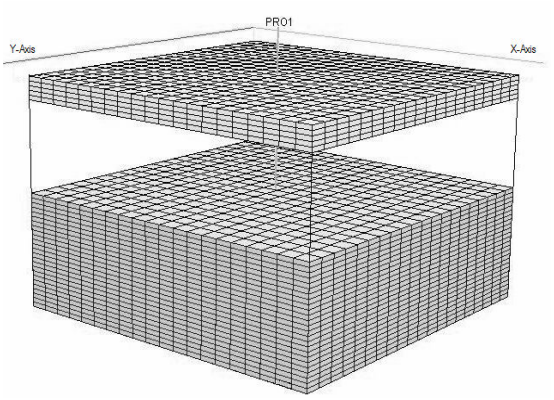
$$x_{i,j}^{G+1} = \begin{cases} x_{i,j}'^{G+1} \\ x_{i,j}^{G} \end{cases}$$

توصیف مسئله

در این پژوهش هدف نهایی بیشینه کردن میزان تولید نفت با استفاده از سامانه فرازآوری طبیعی با گاز است. برای شبیه‌سازی مخزن، از شبیه ساز Eclipse100 (شبیه‌ساز نفت سیاه) استفاده شده است. استفاده از این شبیه‌ساز امکان استفاده از فناوری چاه هوشمند را برای پیاده‌سازی شیرهای کنترلی درون چاهی فراهم می‌آورد. از سوی دیگر این نرم افزار امکان ارتباط با نرم افزارهای شبیه‌ساز افت فشار در چاه، مانند نرم افزار vfpi را فراهم می‌آورد. به این ترتیب می‌توان با استفاده و ارتباط این دو نرم افزار به یک مدل مجتمع‌شده مخزن، چاه و سامانه فرازآوری طبیعی دست یافت. در این پژوهش از چنین ایده‌ای برای مدل کردن کل فرایند فرازآوری طبیعی با گاز استفاده شده‌است. بهینه‌سازی و همچنین انجام عملیات کنترلی در محیط نرم افزار MATLAB و از طریق ارتباط این نرم افزار با شبیه‌ساز Eclipse صورت می‌پذیرد. الگوریتم بهینه‌سازی مورد استفاده در این پروژه الگوریتم تکامل تفاضلی (دیفرانسیلی) است که در محیط نرم‌افزار MATLAB پیاده‌سازی شده است. ایده استفاده از کنترل کننده نسبت گاز به نفت نیز در محیط نرم افزار MATLAB پیاده‌سازی شده و با ارتباط مکرر نرم افزار MATLAB با شبیه‌ساز Eclipse میسر می‌شود.

مدل مخزن

مدل استفاده شده، در شکل ۲ نشان داده شده است. دو مخزن گازی و نفتی از لحاظ سیالات و نیز از لحاظ ارتباط فشاری از هم جدا شده‌اند. در حقیقت هر مخزن را به طور مستقل می‌توان تعریف و مدل کرد. نکته با اهمیت این است که در عمل ممکن است مخزن گازی درست در بالای مخزن نفتی نباشد، ولی می‌توان گاز موجود در مخزن را از طریق فضای حلقوی به محل مورد نیاز انتقال داد و از آنجا به سامانه تزریق کرد. در این پروژه مخزن گازی



شکل ۲ـ شمای مدل استفاده شده در شبیه‌سازی.

در ارتفاع ۱۰۰ فوتی در بالای مخزن نفتی قرار داده شده است. مرزها در دو جهت x و y برای هر دو مخزن نفتی و گازی به صورت عدم جریان[۱] تعریف شده است. مخزن گازی تنها با مکانیسم انبساط، گاز تولید می‌کند. در مورد مخزن نفتی نیز هیچ گازی به صورت آزاد وجود ندارد. تراوایی مخزن نفتی در جهت‌های x و y برای هر دو مدل مورد مطالعه برابر با ۵۰۰ میلی‌دارسی و در جهت z برابر با ۱۰۰ میلی‌دارسی تعریف شده است. رویه بالایی مخزن گازی تا سطح زمین ۵۱۰۰ فوت فاصله دارد. عمق مخزن نفتی نیز ۵۲۲۵ فوت می‌باشد. فشاراولیه مخزن نفتی برابر با ۴۷۰۰ psi و فشار اولیه مخزن گازی ۴۵۰۰ psi قرار داده شده است. در مخزن نفتی گاز به صورت آزاد وجود ندارد ولی نفت دارای گاز محلول با غلظت ۰٫۳۵ MSCF/STB است. فشار نقطه حباب نفت برابر ۱۰۰۰ psi است و در طول زمان تولید، گاز در مخزن آزاد نخواهد شد. درفشار ۳۵۰۰ psi (به عنوان مرجع) نفت دارای ویسکوزیته ۰٫۹۹۷ سانتی پواز و درجه API معادل ۲۵ می‌باشد. ضریب حجمی سازند نفت (B_o) نیز در فشار مرجع ۱٫۰۲۶ می‌باشد. چگالی گاز در فشار مرجع ۰٫۷۵ تعریف شده است. قطر داخلی هر چاه برابر با ۲٫۷ اینچ بوده و زبری آن نیز ۰٫۰۰۸ می‌باشد. فشار سرچاهی هر چاه ثابت و برابر ۲۰۰ psi در نظر گرفته شده است.

مدل شیرهای کنترلی

در این پژوهش برای کنترل تولید نفت و گاز از مخازن نفتی و گازی از شیرهای کنترلی درون چاهی استفاده شده است. کنترل تنها بر روی شیرهای کنترلی در ناحیه گازی صورت می‌گیرد

(۱) No flow

و وضعیت شیرهای کنترلی در مخزن نفتی در طول شبیه‌سازی ثابت در نظر گرفته می‌شود. برای مدل‌کردن شیرها از امکانات موجود در شبیه‌ساز استفاده شده است. برای مدل کردن این ابزارهای کنترلی قطعه متناظر در چاه چند قطعه‌ای به صورت یک شیر در حالت جریان زیر بحرانی[۱] تعریف می‌شود. این امر با استفاده از کلمه کلیدی WSEGVALV در بخش SCHEDULE انجام می‌شود. در حقیقت این کلمه کلیدی، قطعه مورد تعریف را تبدیل به یک شیر کنترلی می‌کند. به این ترتیب یک افت فشار اضافی در قطعه مورد نظر توسط شبیه ساز، در محاسبات افت فشار مربوط به آن قطعه اعمال می‌شود. افت فشار کلی به صورت جمع دو افت فشار یکی افت فشار اصطکاکی و دیگری افت فشار ناشی از شیر کنترلی تعیین می‌گردد:

$$\Delta p_t = \Delta p_c + \Delta p_f \qquad (۹)$$

در اینجا Δp_c افت فشار ناشی از عبور سیال از محدودیت است که به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\Delta p_c = C_u \frac{\rho v_c^2}{2C_v^2} \qquad (۱۰)$$

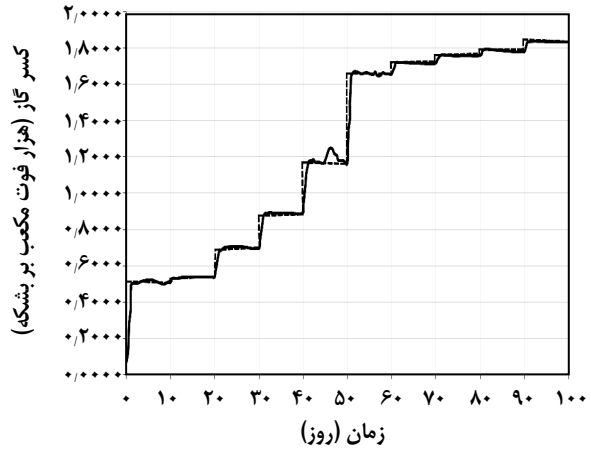
همچنین Δp_f افت فشار اصطکاکی است که با فرض جریان همگن سیال به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$\Delta p_f = 2C_u f \frac{l}{D} \rho_m v_p^2 \qquad (۱۱)$$

در این فرمول ρ_m نشان دهنده چگالی مخلوط در قطعه است. C_u یک ثابت برای تبدیل واحدهاست. C_v نیز ضریب بدون بعد شیر است که توسط کاربر تعیین می‌شود. V_c و V_p نیز سرعت‌های مخلوط هستند. در حقیقت از طریق تقسیم نرخ جریان به سطح مقطع عبوری جریان به‌دست می‌آیند. f ضریب اصطکاک فنینگ است و L و D نیز به ترتیب طول و قطر قطعه هستند. وضعیت شیر (یعنی میزان باز و یا بسته بودن شیر) از طریق تعیین سطح مقطع عبوری شیر کنترلی (A_C) و توسط کاربر تعیین می‌شود. این سطح مقطع روی V_c و در نتیجه Δp_c اثر می‌گذارد. در حقیقت داریم:

$$V_c = \frac{q_c}{A_c} \qquad (۱۲)$$

که q_c نرخ عبور سیال از شیر است. اطلاعات تکمیلی در این موارد را می‌توان از راهنمای خود شبیه‌ساز به‌دست آورد [۴].



شکل ۳ـ مقدارهای مطلوب و بهینه کسر یا نسبت گـاز (نقطـه‌چـین) و پاسخ مداربسته برای حالت گاز نامحدود (خط توپر).

نتیجه‌ها و بحث

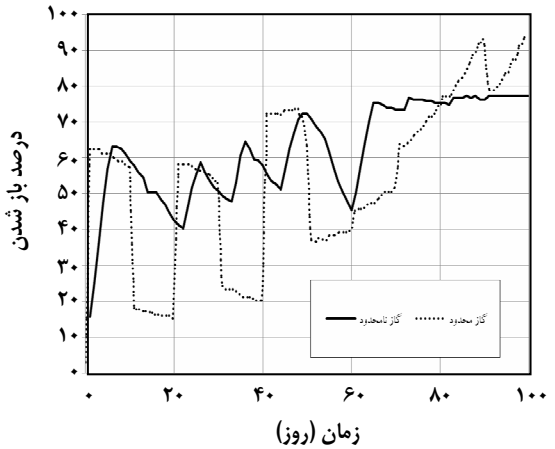
بهینه‌سازی مقدار مقرر نسبت گاز سامانه فرازآوری طبیعی از طریق الگوریتم تکامل دیفرانسیلی برای مدل طرح‌شده با میزان گازهای در دسترس متفاوت برای یک دوره ۱۰۰ روزه انجام شده است. هدف از بهینه‌سازی بیشینه کردن میزان تولید نفت از سامانه مورد مطالعه است. در تمامی موارد حالت پایه، حالتی در نظر گرفته شده است که هیچ یک از چاه‌ها از سامانه فراز آوری طبیعی استفاده نمی‌کنند.

در این قسمت نتیجه‌های بهینه‌سازی برای حالت میزان گاز در دسترس نامحدود، ارایه می‌شود. منظور از گاز نامحدود این است که افت فشار ناحیه گازی در کل زمان برداشت تغییر چندانی نمی‌کند. برای دست یابی به این منظور تخلخل ناحیه گازی را در شبیه ساز به اندازه کافی زیاد می‌کنیم تا میزان گاز در دسترس نامحدود شود. شکل ۳، مقدارهای مطلوب و بهینه کسر یا نسبت گاز را به‌همراه پاسخ مداربسته برای حالت گاز نامحدود نشان می‌دهد. شکل ۴، عملکرد کنترلی شیرکنترل یعنی تغییرات درصد باز و بسته‌شدن شیرکنترل را برای هر دو حالت دسترسی محدود و نامحدود نشان می‌دهد. نکته قابل‌توجه در شکل، ثابت ماندن درصد بازشدن در حالت دسترسی نامحدود می‌باشد. علت این امر همان عدم تغییر فشار مخزن تأمین‌کننده گاز می‌باشد که باعث برقراری شدت جریان جرمی یا حجمی ثابت گاز فرازآورنده می‌شود. شکل ۵، نرخ تولید نفت را در حالات پایه و بهینه شده (در هر دو حالت دسترسی محدود و نامحدود) نشان می‌دهد و جدول ۱

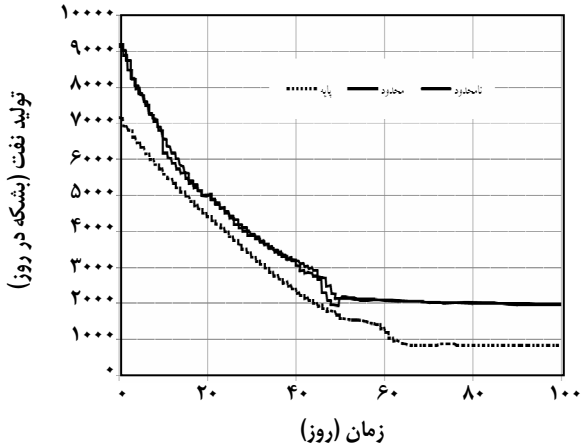
(۱) Subcritical

جدول ۱ـ برداشت‌های نهایی نفت در حالت پایه و حالت بهینه شده(با دسترسی نامحدود و محدود).

حالت بهینه شده (گاز محدود)	حالت بهینه شده (گاز نامحدود)	حالت پایه	
۳۳۹۶۷۵	۳۴۵۲۱۸	۲۵۱۴۵۹	برداشت نهایی [STB]



شکل ٤ـ تغییرات درصد باز و بسته‌شدن شیرکنترل برای هردو حالت دسترسی محدود (نقطه‌چین) و نامحدود (توپر)



شکل ۵ ـ مقایسه نرخ تولید نفت در سه حالت پایه و بهینه شده با میزان گاز محدود و نامحدود

به‌طور کمّی میزان برداشت نهایی را در هر سه حالت بیان می‌کند. این مقدارها از محاسبه سطح زیر منحنی‌های شکل ۵ به‌دست آمده‌اند. شکل‌ها نشان می‌دهند با افزایش زمان تولید و کاهش قابلیت تولید مخزن نفتی، نسبت گاز به نفت مورد نیاز برای بهینه‌کردن میزان نفت افزایش می‌یابد. در هر بازه‌ی کنترلی، الگوریتم سعی دارد با پیدا کردن نسبت گاز به نفت بهینه، بیشترین نفت را در آن بازه تولید نماید. این هدف با استفاده از کنترل کننده و تغییر وضعیت شیر کنترلی (برای ثابت نگه داشتن کسر گاز در مقدار مقررش) امکان‌پذیر شده است. باید گفت که بهینه‌سازی برای این مدل برای میزان گاز محدود نیز داده شده است. منظور از میزان محدود گاز این است، که در طول مدت تولید نفت، فشار ناحیه گازی افت محسوسی خواهد داشت و حتی فشار ممکن است تا حدی پایین بیاید که ورود گاز از ناحیه گازی به داخل چاه دیگر امکان‌پذیر نباشد.

نتیجه‌گیری

نتیجه‌ها نشان می‌دهد در حالت گاز محدود نسبت گاز به نفت و سیاست تغییر وضعیت شیر کنترلی نسبت به حالت گاز نامحدود تفاوت اساسی دارند. البته طبیعی است که برداشت نهایی در مقایسه با برداشت نهایی با گاز نامحدود مقدار کمتری باشد ولی سیاست بهینه تغییر وضعیت شیرها منجر به بهبود قابل‌ملاحظه‌ای در تولید می‌شود. نکته قابل تأمل دیگر این است که الگوریتم به دلیل محدودیت در میزان گاز (و یا به صورت معادل محدودیت در میزان افت فشار در ناحیه گازی) ترجیح داده است در بعضی از بازه‌های کنترلی میزان نسبت گاز به نفت را کمتر از حالت گاز نامحدود، قرار دهد. به نظر می‌رسد این کاهش به صورت هوشمند صورت گرفته است. چرا که در مواردی دیده می‌شود نسبت گاز به نفت در یک بازه کنترلی به گونه‌ای انتخاب شده است که میزان نفت تولیدی در آن بازه در یک مقدار بیشینه محلی (و نه کلی) قرار گیرد. البته این مورد در تمام بازه‌هایی که نسبت گاز به نفت کاهش یافته‌اند درست نیست ولی به صورت کلی می‌توان گفت الگوریتم در این جهت عمل کرده است.

اگر سامانه فرازآوری مصنوعی باشد و یا در سامانه فراز آوری طبیعی گاز موجود نامحدود باشد، تزریق یا ورود گاز در یک زمان خاص، مستقل از زمان‌های قبل و بعد است. بنابراین مسئله یک مسئله به نسبت ساده‌ای خواهد بود. ولی در حالتی که در سامانه فرازآوری طبیعی میزان گاز محدود است، مصرف گاز موجود می‌بایست هوشمندانه صورت پذیرد.

سامانه فرازآوری طبیعی یک برتری ذاتی نسبت به سامانه مصنوعی دارد و آن این است که هزینه‌های نصب، نگهداری،

تعمیر و ارتقای تجهیزات سر چاهی فراز آوری مصنوعی با گاز را تقریباً حذف می‌کند.

نکته دیگر قابل ذکر این است که فراز آوری طبیعی (در صورتی که شرایط مناسب مهیا باشد) برای تولید از مخازن با نفت به نسبت سنگین، نتیجه‌های خوبی را نشان می‌دهد. دلیل آن هم این است که هزینه‌های مربوط به نصب یا ارتفاع کمپرسورهای تزریق گاز برای تزریق حجم زیاد گاز در مخازن با نفت سنگین به‌طور معمول آن قدر زیاد است که شرکت‌های نفتی به طور عمده ترجیح می‌دهند از روش‌های دیگری برای بهبود تولید استفاده کنند، ولی سامانه فرازآوری طبیعی در صورتی که مخزن گازی فشار و گاز مطلوب و کافی داشته باشد، در زمان‌هایی که مخزن رو به بالغ‌شدن است هم می‌تواند موثر واقع شود. در این بررسی دیده شد که الگوریتم به‌طور کلی ترجیح می‌دهد گاز را از زمان‌ها یا محل‌هایی که قابلیت تولید کمتری دارند به زمان‌ها یا مکان‌هایی که قابلیت تولید بیشتری وجود دارد، منتقل کند.

بررسی امکانات سخت‌افزاری و عملی فرازآوری درجا، آنالیز حساسیت برای تغییر ویژگی‌های مخزن، روش‌های بهینه‌سازی دیگر، مدل‌های دقیق‌تر اجزای گوناگون سامانه نظیر مدل مخزن، چگونگی تکمیل چاه و تأثیر عامل پوسته و همچنین فرایندها یا واحدهای عملیاتی و استفاده از کنترل کننده‌های پیش‌بین در قالب بهینه‌سازی به‌هنگام از جمله مواردی می‌باشند که نگارندگان در برنامه پژوهشی آتی خود دارند.

تاریخ دریافت: ۱۳۸۷/۴/۱۷ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۹/۶/۸

مراجع

[1] Betancourt S., Dahlberg K., Hovde Q., Jalali Y., Natural Gas Lift: Theory and Practice, *SPE 74391*, February (2002).

[2] Vasper A., Auto, Natural or Insitu Gas Lift Systems Explained, *SPE 104202*, December (2006).

[3] Leemhuis A., Belfroid S., Alberts G., Gas Coning Control of Smart Wells, *SPE 110317*, November (2007).

[4] GeoQuest (2004a), "Eclipse Reference Manual", Schlumberger, (2004).

[۵] پیشوایی، سیدمحمودرضا؛ "روش‌های بهینه‌سازی در مهندسی شیمی"، جزوه درسی، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، (۱۳۸۵).

[6] Konopczynski M, Tolan M., Intelligent-Well Technology Used for Oil Reservoir Inflow Control and Auto-Gaslift, Offsfore India, *SPE 105706*, March (2007).

[7] Yeten B., Durlofsky L., Aziz K., Optimization of Nonconventional Well Type Location and Trajectory, *SPE 77565*, October (2002).

[8] Palke R., Horne R., Determining the Value of Reservoir Data by Using Nonlinear Optimization Techniques, *SPE 38047*, April (1997).

[9] Brouwer R., Jansen J., Dynamic Optimization of Water Flooding with Smart Wells Using Optimal Control Theory, *SPE 78278*, October (2002).