

الگوریتم‌های بهینه‌سازی تخصیص گاز در فرازآوری مصنوعی با گاز

مهدی خوشنود^۱، دانشگاه ایتالی و ایتالی، ایتالی

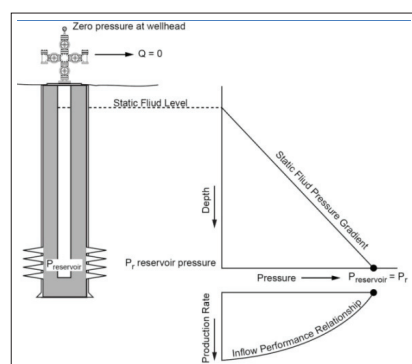
احسان خامه‌چی^۲، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

چکیده

فرازآوری مصنوعی با گاز یکی از مهم‌ترین عملیات برای بهبود برداشت از چاه‌های نفتی دارای تولید کم یا فاقد تولید است. بهینه‌سازی این عملیات هم در طراحی عملیاتی (مثل تعیین عمق و فشار) و هم در حین عملیات (برای تعیین نرخ تزریق بهینه) انجام می‌شود. برای بهینه‌سازی تزریق گاز به عنوان مهم‌ترین مسأله در فرازآوری با گاز از الگوریتم‌های مختلفی استفاده می‌شود. این کار با در نظر گرفتن درآمدهای حاصل از افزایش تولید و هزینه‌های فرازآوری با گاز و به‌ویژه هزینه فشرده‌سازی گاز توسط کمپرسور انجام می‌پذیرد. توابع هدف مختلفی برای بهینه‌سازی فرازآوری مصنوعی با گاز در نظر گرفته می‌شود که مهم‌ترین آنها تابع هزینه‌ها، تابع تولید نفت و تابع سود حاصله است. این مسئله می‌تواند در حالت‌های میزان گاز محدود و نامحدود حل شود.

در این مقاله نگاهی به گام‌های مختلف حل مسئله شامل اثر نرخ تزریق گاز بر میزان سیال تولیدی، تعیین منحنی عملکرد فرازآوری با گاز، تعیین تابع هدف و روش حل خواهیم داشت. مهم‌ترین الگوریتم‌های بهینه‌سازی شامل الگوریتم‌های گرافیکی، الگوریتم‌های بهینه‌سازی عددی، الگوریتم‌های بهینه‌سازی معمولی و الگوریتم‌های بهینه‌سازی ابتکاری است. گرچه هر کدام از این روش‌ها با تعیین تابع هدف مناسب می‌تواند به پاسخ‌های معتبری برسد، اما استفاده از روش‌های معمولی ریاضی یا ابتکاری به سبب سهولت در به کارگیری محدودیت‌ها، انعطاف زیاد، دقت تعیین جواب بهینه و هم‌چنین وجود نرم‌افزارهای متعدد بر سایر روش‌ها ارجحیت دارد.

واژگان کلیدی: واژه‌های کلیدی، بهینه‌سازی، فرازآوری با گاز، تخصیص گاز، نرخ تزریق بهینه



شکل ۱ | عدم توانایی چاه در تولید طبیعی [۱]

جریان می‌یابند. علاوه بر فشار مخزن، عوامل دیگری مانند خواص سنگ مخزن، میزان تخلخل و نیز دمای مخزن در میزان تولید مؤثرند. به تدریج و در طی زمان تولید از یک طرف اشباع هیدروکربن سنگ مخزن کاهش می‌یابد. این تغییرات ممکن است همان‌طور که در شکل-۱ نشان داده شده، منجر به قطع جریان تولید سیال شود. به همین دلیل

مقدمه

با توجه به غنای ایران از نظر ذخایر نفت و گاز و توسعه این منابع به عنوان منبع اصلی درآمد و ارزآوری کشور، لزوم استفاده بیشتر و بهینه‌تر و جلوگیری از هدررفت این منابع جزء اصول اساسی مورد نظر در سیاست‌های کشورمان است.

معمولاً با حفر چاه در یک مخزن، هیدروکربورها به طور طبیعی به سطح زمین

* نویسندهٔ عهده‌دار مکاتبات (khamehchi@aut.ac.ir)

جهت تقویت تولید، از سیستم‌های فراآوری مصنوعی^۲ استفاده می‌شود. در حقیقت سیستم فراآوری مصنوعی به سیال درون چاه انرژی می‌دهد تا دوباره تولید شود یا تولید چاه افزایش یابد.

برای رفع این مشکل و افزایش تولید مخزن می‌توان دو کار انجام داد:

الف) افزایش نیروی رانش سیال به سمت چاه یا کاهش نیروهای مقاوم در مخزن: این کار با عملیات بازیافت ثانویه و ثالثیه و از طریق روش‌هایی نظیر تزریق آب در سفره انجام می‌گیرد.

ب) کاهش نیروی مقاوم در چاه: برای کاهش افت فشار سیال در چاه می‌توان از تغییر قطر لوله مغزی استفاده کرد که این روش همیشه کاربرد ندارد. استفاده از روش‌های فراآوری مصنوعی در چاه یکی دیگر از راه‌های افزایش تولید است.

هم‌اکنون فراآوری مصنوعی در بسیاری از چاه‌های نفت انجام می‌شود. فراآوری مصنوعی شامل روش‌هایی است که هدف آنها کاهش فشار ته‌چاهی لازم برای تولید سیال است. دو روش متعارف برای این منظور فراآوری با گاز^۳ و استفاده از پمپ‌های درون‌چاهی^۴ است که هر کدام مکانیسم خاصی دارند. پمپ‌های درون‌چاهی انتقال مایع را از ته چاه به سرچاه تقویت و فشار برگشتی در اثر جریان سیالات در داخل لوله مغزی را کم می‌کنند. تزریق گاز در رشته تولیدی، نسبت گاز به مایع را افزایش داده و فشار ته‌چاهی را کاهش می‌دهد [۲]. شکل ۲- نشان می‌دهد که چگونه با نصب یک پمپ در فاصله کمی زیر سطح سیال ایستا، چاه با نرخ Q شروع به تولید می‌کند.

۱- فراآوری مصنوعی با گاز

فراآوری مصنوعی با گاز برای اولین بار در سال ۱۹۰۰ در منطقه Gulf Coast به کار برده شد. این روش در کشور ما که منابع گاز فراوانی دارد می‌تواند روشی مفید باشد. شماتیک فرآیند فراآوری مصنوعی با گاز در شکل ۳- نشان داده شده است. در این فرآیند گاز در حجم و فشار کنترل شده در داخل فضای حلقوی بین لوله مغزی و لوله جداره تولیدی تزریق می‌شود. روی لوله مغزی تعدادی شیر فراآوری گاز در فواصل معینی از یکدیگر نصب شده‌اند.

ابتدا گاز از طریق شیرهای باربرداری^۵ وارد لوله مغزی شده و سیالی که چاه را با آن کشته‌اند^۶ تخلیه می‌کند. سپس گاز از طریق شیر عملیاتی^۷ و تحت اختلاف فشار معین بین فضای حلقوی و لوله مغزی، از شیر عملیاتی گذشته و با نفت، جریانی دو فازی تشکیل داده، چاه را مجدداً به تولید آورده یا تولید فعلی را افزایش می‌دهد [۳].

۲- بهینه‌سازی عملیات فراآوری با گاز

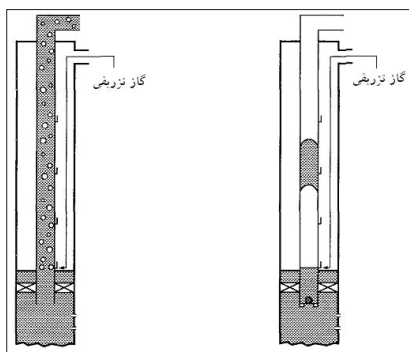
یکی از مهم‌ترین کاربردهای بهینه‌سازی، در عملیات فراآوری با گاز است. در فراآوری با گاز مسئله نخست طراحی مناسب عوامل تزریق گاز شامل انتخاب عمق

و فشار تزریق است. هرچه عمق تزریق بیشتر باشد، ستون سیال سبک‌شده درون چاه بیشتر شده و به گاز بیشتری نیاز خواهیم داشت و در نتیجه هزینه بیشتری صرف گردیده و البته میزان تولید نفت نیز بیشتر می‌شود [۴]. دومین مسئله نرخ تزریق بهینه، هزینه‌های فراآوری با گاز و به‌ویژه هزینه فشرده‌سازی گاز توسط کمپرسور است. در این مسائل تابع هدف، مجموعه تابع هزینه‌ها و تابع تولید نفت و درآمد حاصل از آنست [۵و۶].

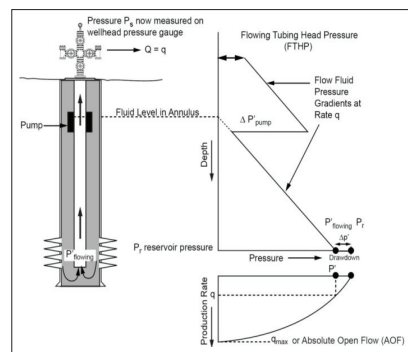
۳- تاریخچه بهینه‌سازی عملیات فراآوری با گاز

نقطه شروع مطالعات بهینه‌سازی فراآوری با گاز، در سال ۱۹۷۴ و با تحقیقات Mayhill روی اثر نرخ تزریق گاز در فراآوری با گاز بود که به آن منحنی عملکرد فراآوری با گاز می‌گویند. او اولین رابطه را برای پیش‌بینی عملکرد فراآوری با گاز ارائه داد [۷]. تحقیقات Mayhill در همان سال توسط Gomez ادامه یافت که او در این زمینه تابع درجه دومی پیشنهاد کرد [۸].

Kanu در سال ۱۹۸۱ از مدل‌های توسعه یافته برای پیش‌بینی عملکرد فراآوری با گاز استفاده کرد. او اولین الگوریتم مدون گرافیکی با عنوان الگوریتم شیب اقتصادی را برای



۳ | فرآیند فراآوری با گاز پیوسته (چپ) و متناوب (راست) [۱۱]



۲ | کاربرد پمپ برای به جریان انداختن سیال [۱]



۴-۲- مدل‌سازی مسئله تخصیص گاز در عملیات فراز آوری با گاز

مسئله تخصیص گاز در عملیات فراز آوری با گاز را به روش‌های مختلفی می‌توان مدل‌سازی کرد که در هر یک از آنها بنا بر سیاست شرکت‌های تولیدکننده نیاز به حداکثر یا حداقل کردن یک تابع خاص داریم. توابعی که معمولاً در بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده می‌شوند (توابع هدف) به ۳ دسته تقسیم می‌شوند:

۴-۲-۱- توابع هزینه تزریق گاز

در این نوع مسائل میزان نرخ تولیدی مطلوب توسط شرکت تعیین می‌شود و باید هزینه‌های صرف‌شده را حداقل کنیم. این هزینه‌ها شامل هزینه‌های تزریق گاز و کنترل آب تولیدی است. با توجه به منحنی‌های عملکرد فراز آوری با گاز، باید تزریق گاز در هر یک از چاه‌ها به نحوی باشد که با حداقل هزینه به تولید مناسب دست یابیم. شکل ساده مسئله به صورت زیر است:

$$\min \sum_{i=1}^n c(Q_{gi}) \quad (1)$$

با محدودیت‌های زیر:

$$\sum_{i=1}^n f(Q_{gi}) \geq LQ_0 \quad \text{و} \quad Q_{gi} \geq 0$$

که در این مسئله:

$C(Q_{gi})$: هزینه‌های فراز آوری با گاز در چاه i که تابع میزان گاز تزریقی است

کرده و به بررسی روش‌های بهینه‌سازی فراز آوری با گاز محدود می‌پردازیم.

۴-۱- اثر نرخ تزریق گاز بر میزان سیال تولیدی

منحنی ارائه شده در شکل ۴-۳ را منحنی عملکرد فراز آوری با گاز^{۱۱} می‌نامند. افزایش نرخ تزریق گاز از طریق شیرهای فراز آوری تعبیه شده در عمق مشخص، باعث کاهش چگالی سیال تولیدی شده و نرخ تولید سیال را تارسیدن به مقدار حداکثر افزایش می‌دهد. در این نقطه اثر کاهش چگالی میانگین سیال موجود در لوله مغزی در اثر افزایش نرخ تزریق دقیقاً در جهت عکس اثر افزایش افت فشار اصطکاکی در لوله مغزی عمل می‌کند. افزایش بیشتر نرخ تزریق باعث می‌شود افزایش اصطکاک نسبتاً سریع‌تر از کاهش فشار هیدروستاتیکی رخ دهد. این نقطه در واقع نرخ تزریق بهینه فنی^{۱۲} است [۴۱].

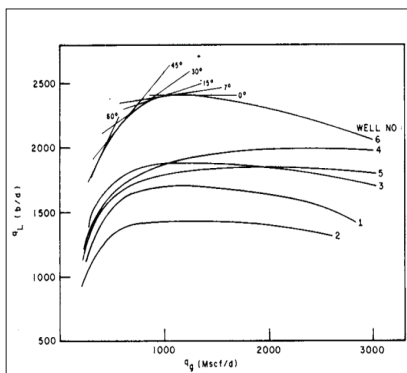
رسم این منحنی‌ها از ضروریات بررسی فراز آوری با گاز و بهینه‌سازی آنست. این منحنی‌ها را می‌توان با روش تجربی و به وسیله شبیه‌سازی به دست آورد. هم‌چنین تابعی که بر این منحنی‌ها برازش می‌شود برای مدل‌سازی تخصیص گاز در فراز آوری با گاز استفاده می‌شود.

بهینه‌سازی فراز آوری با گاز توسعه داد [۹]. Nishikiori و همکارانش در سال ۱۹۸۹ یکی از کامل‌ترین مدل‌ها را برای بهینه‌سازی فراز آوری با گاز ارائه کردند. در عملیات فراز آوری با گاز محدودیت‌های زیادی وجود دارد. این محدودیت‌ها شامل میزان گاز تزریقی، تجهیزات سطح الارضی و عوامل عملیاتی مختلف است [۱۰].

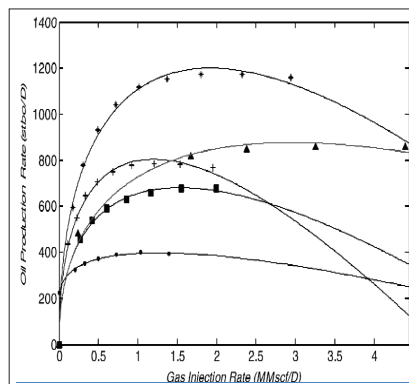
Lee در سال ۱۹۹۳، مطالعات بهینه‌سازی فراز آوری با گاز را برای کاربرد در میدان‌های بزرگ توسعه داد [۱۱]. Camponogara و Nakashima محدودیت‌های موجود در فراز آوری با گاز را به دقت بررسی و تحلیل کرده و مبحث محدودیت‌های خطوط لوله را وارد این مسائل نمودند [۲۱]. Djikpesse و همکارانش در سال ۲۰۱۰، مبحث مدل‌های غیرهموار را مطرح و روشی مناسب برای حل آنها ارائه کردند [۳۱]. علاوه بر موارد ذکر شده مطالعات متعدد دیگری روی بهینه‌سازی فراز آوری با گاز انجام گرفته است. این تحقیقات روی برنامه‌ریزی خطی، غیرخطی، قطعه‌ای خطی، پویا و با محدودیت‌ها و الگوریتم‌های مختلفی ارائه شده‌اند [۱۱-۳۱]. در ادامه الگوریتم‌های حل مسئله بهینه‌سازی فراز آوری با گاز به تفصیل بسط داده می‌شود.

۴- بهینه‌سازی تخصیص گاز در فراز آوری با گاز

مسئله اصلی در بهینه‌سازی فراز آوری با گاز، تخصیص گاز است. بحث اصلی مطالعات، تخصیص گاز^۸ در شرایط محدود^۹ و نامحدود^{۱۰} و با محدودیت‌های عملیاتی مختلف است. هم‌چنین از آنجا که فراز آوری با گاز در اکثر موارد با محدودیت میزان گاز قابل حل است در اینجا از بررسی حالت نامحدود چشم‌پوشی



شکل ۵ | مماس بر منحنی عملکرد فراز آوری با گاز بر حسب تغییر درجه [۸]



شکل ۴ | منحنی عملکرد فراز آوری با گاز [۱۴]

شیب اقتصادی ساده را به دست آورده و سپس با استفاده از آن اندازه بهینه تزریق گاز در هر یک از چاه‌ها و در نتیجه تزریق کل بهینه و اندازه کمپرسورها به دست می‌آید.

اساس معادله شیب اقتصادی بدین صورت است که تولید باید در نقطه‌ای انجام شود که از آنجا به بعد نرخ تولید نفت و درآمد حاصل از این افزایش، برابر با کاهش در درآمد حاصل از تزریق مقدار اضافی گاز باشد. این معادله در زیر نشان داده شده است:

$$\Delta q_l f_o P = X \Delta q_g C_g \quad (۴)$$

که در آن:

q_l : مقدار تولید کل مایع (bbl)

f_o : درصد نفت در مایع

P : سود حاصل از فروش یک بشکه نفت بدون هزینه کمپرسور (\$/bbl)

q_g : نرخ گاز تزریقی (Mscf)

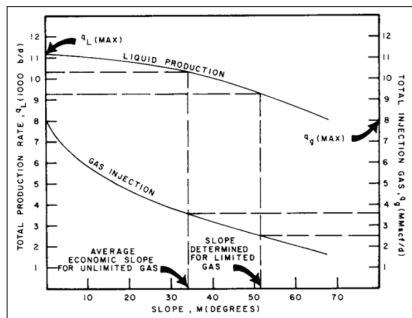
C_g : هزینه گاز تزریقی (\$/Mscf)

و از آنجا می‌توان X (شیب اقتصادی) را به صورت زیر به دست آورد:

$$\frac{\Delta q_l f_o P}{\Delta q_g C_g} = X \quad (۵)$$

شرایط تزریق بهینه زمانی است که $X=1$ که در نتیجه داریم:

$$\frac{\Delta q_l f_o P}{\Delta q_g C_g} = 1 \quad (۶)$$



شکل ۸ | منحنی کلی عملکرد فرازآوری با گاز در میدان [۸]

با محدودیت زیر:

$$Q_{gi} \geq 0$$

که در این مسئله:

C : هزینه‌های فرازآوری با گاز

R : درآمد حاصل از فروش نفت و تابع گاز تزریقی است.

سایر پارامترها شبیه مسئله قبلی است.

۵- الگوریتم‌های حل مسئله تخصیص گاز

در این قسمت با طرح پژوهش‌های انجام شده در این زمینه به بررسی الگوریتم‌های حل مسئله تخصیص گاز در عملیات فرازآوری با گاز با توابع هدف و محدودیت‌های آنها می‌پردازیم. مجموع این الگوریتم‌ها را می‌توان در چهار دسته طبقه‌بندی کرد که عبارتند از:

- الگوریتم‌های بهینه‌سازی گرافیکی
- الگوریتم‌های بهینه‌سازی عددی
- الگوریتم‌های بهینه‌سازی معمولی
- الگوریتم‌های بهینه‌سازی ابتکاری^{۱۳}

۵-۱- الگوریتم‌های بهینه‌سازی گرافیکی

یکی از الگوریتم‌های معروف که بر این اساس کار می‌کند، الگوریتم شیب اقتصادی است که برای نخستین بار توسط Kanu و همکارانش در سال ۱۹۸۱ طراحی شد. صورت مسئله بهینه‌سازی در اینجا یک مدل بهینه‌سازی سود است. در این روش باید منحنی‌های عملکرد فرازآوری با گاز برای چاه‌ها در دسترس باشد. در هر نقطه از منحنی‌ها یک مماس وجود دارد. نقطه‌ای که شیب این مماس برابر حداقل شیب اقتصادی شود نقطه تولید بهینه است. البته باید توجه داشت که این نقطه به ندرت در نقطه‌ای با شیب صفر است. در این الگوریتم ابتدا یک

Q_{gi} : میزان گاز تزریقی در هر چاه

LQ_0 : حداقل میزان نفت تولیدی مورد نیاز

$f(Q_{gi})$: میزان نفت تولیدی از هر چاه که تابع گاز تزریقی در آنست

۴-۲-۲- حداکثرسازی میزان نفت تولیدی

یکی دیگر از توابع مهم در زمینه تولید نفت در چاه‌های تحت فرازآوری با گاز، تولید نفت است که به صورت تابعی از میزان گاز تزریقی در هر یک از چاه‌ها بیان می‌شود. این نوع از بهینه‌سازی بیشتر برای مواردی که کار می‌رود که به علت محدودیت گاز در دسترس یا محدودیت نرخ تزریق گاز به علت توان کمپرسورها، افزایش میزان گاز تزریقی تا حد معینی مجاز است. مدل ساده بهینه‌سازی در این حالت به صورت زیر است:

$$\max \sum_{i=1}^n f(Q_{gi}) \geq LQ_0 \quad (۲)$$

با محدودیت زیر:

$$Q_{gi} \geq 0$$

که در این مسأله پارامترها نظیر مسئله قبلی است [۷].

۴-۲-۳- مدل‌های بهینه‌سازی سود

در مدل‌های جدید بهینه‌سازی ابتدا یک تابع سود برای مسأله تعریف می‌شود. تابع سود می‌تواند شامل چند عبارت هزینه نظیر هزینه گاز تزریقی، بهبود نفت، حذف آب از آن، هزینه‌های بالاسری و ... باشد. تابع درآمد نیز معمولاً درآمد حاصل از فروش نفت است. تفاضل این دو تابع را تابع هدف مسئله بهینه‌سازی سود در نظر می‌گیرند. مدل ساده بهینه‌سازی در این حالت به صورت زیر است:

$$\max \sum_{i=1}^n (R(Q_{gi}) - C(Q_{gi})) \quad (۲)$$



و از آنجا که شیب در هر نقطه روی منحنی GLPC از رابطه زیر به دست می آید:

$$m = \frac{\Delta q_l}{\Delta q_g} \quad (7)$$

بنابراین در نقطه شیب اقتصادی داریم:

$$m = \frac{C_g}{f_o p} \quad (8)$$

که m شیب اقتصادی است. الگوریتم حل در اینجا به دو روش زیر است:

۱-۱-۵- روش شیب اقتصادی انفرادی

- منحنی عملکرد فراز آوری با گاز را رسم می کنیم.
- در هر نقطه بر حسب تغییر درجه، مماسی بر منحنی رسم می کنیم که نمونه ای از آن را در شکل ۵- نشان داده شده است.
- مقدار گاز تزریقی و سیال تولیدی را در نقاط مماس پیدا می کنیم. جدول ۱- نمونه ای از مقادیر به دست آمده است.
- مقدار شیب اقتصادی برای هر چاه محاسبه می شود.
- در آن شیب مقدار بهینه تولید نفت و تزریق گاز از جداول قبلی به دست می آید.
- همان طور که از جدول ۱- مشخص است این نتایج برای تک تک چاه ها با استفاده از جداول مراحل قبل به دست آمده و مجموع آنها میزان تزریق کلی مورد نیاز گاز را به دست می دهد.

۲-۱-۵- شیب اقتصادی میانگین

در این روش برای هر زاویه میزان کل تولید را محاسبه کرده، آنها را در یک منحنی کلی مانند شکل ۶- رسم می کنیم. نقطه ای روی این منحنی با شیب صفر دارای بیشترین تولید نفت است. از سوی دیگر می توان از درصد آب متوسط میدان برای محاسبه شیب اقتصادی میانگین استفاده کرد

و با استفاده از آن از منحنی کلی، میزان کل گاز تزریقی را محاسبه نمود. در شکل ۷- الگوریتم کامل این روش نشان داده شده است.

۳-۱-۵- الگوریتم شیب اقتصادی برای حالت میزان محدود گاز

در این قسمت الگوریتم شباهت بسیاری به حالت قبل دارد. برای این کار همان طور که پیش از این بحث شد تمامی مراحل قبل را برای همه چاه ها انجام می دهیم و منحنی ها و جداول مربوطه را از منحنی عملکرد فراز آوری با گاز استخراج می کنیم. میزان کل گاز تزریقی را با مقدار کل گاز در دسترس مقایسه می کنیم که اگر از مقدار گاز موجود بیشتر باشد به مرحله بعد می رویم و در غیر این صورت الگوریتم خاتمه می یابد. مقدار گاز موجود را در نمودار کلی وارد می کنیم و شیب اقتصادی متناسب با آنرا می خوانیم. با استفاده از شیب به دست آمده از مرحله قبل از روی شکل تک تک چاه ها به آنها میزان گازی اختصاص می دهیم [۹]. شکل ۸- این الگوریتم را نشان می دهد.

۲-۵- الگوریتم های بهینه سازی عددی

۱-۲-۵- الگوریتم Quasi-Newton

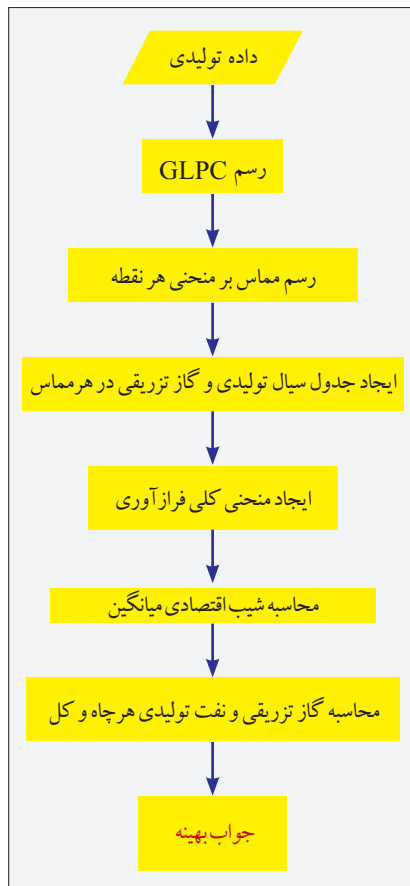
معروف ترین روش حل عددی برای مسئله، روش کوآسی-نیوتن است که برای اولین بار

۱ | مقادیر گاز تزریقی و سیال تولیدی در نقاط مماس [۸]

شیب (درجه)	نرخ سیال تولیدی Q_l (bbl/day)	نرخ گاز تزریقی Q_g (MMScf/day)
۰	۱۷۰۰	۱۰۲۰
۷	۱۶۹۵	۹۶۰
۱۵	۱۶۸۵	۹۴۰
۳۰	۱۶۶۰	۶۶۰
۴۵	۱۵۲۰	۴۸۰
۶۰	۱۳۲۰	۳۴۰

در سال ۹۸۹۱ با هدف بهینه سازی تخصیص گاز توسط Nishikori و همکارانش استفاده شد. این روش مبتنی بر استفاده از بهینه سازی غیرخطی برای یافتن نرخ تزریق بهینه گاز است. این مدل بهینه سازی، برای نرخ تزریق گاز به تخمین اولیه ای نیاز دارد که آنرا با Q_0 نشان می دهند. این مدل هم چنین برای هر مرحله به یک جهت جستجو dn نیاز دارد که اندیس n نشان دهنده مرحله و dn یک ستون n بعدی است. رویه اصلی استفاده شده برای تغییر نرخ تزریق گاز به صورت زیر است:

- با یک جواب اولیه Q_0 مسأله را برای مرحله صفر ($k=0$) شروع می کنیم.
- اگر جواب کنونی نرخ تزریق بهینه باشد

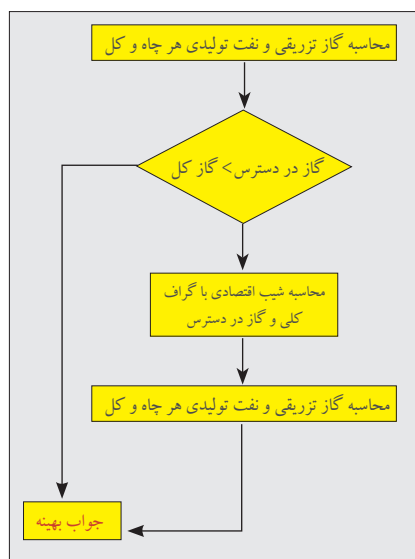


شکل ۷ | الگوریتم شیب اقتصادی میانگین

۳-۵- الگوریتم‌های بهینه‌سازی جبری

مدل‌های مطرح شده برای بهینه‌سازی تخصیص گاز در فرازآوری با گاز در هر حالت یک مدل برنامه‌ریزی ریاضی است. الگوریتم‌هایی که برای مسائل بهینه‌سازی ریاضی تعریف می‌شوند دارای گستره بسیار وسیعی هستند. این الگوریتم‌ها دسته وسیعی از مسائل شامل خطی، غیرخطی، عدد صحیح، مخلوط و... را با روش‌هایی نظیر الگوریتم شاخه و کران^{۱۵}، سیمپلکس، صفحات برش^{۱۶} و... حل می‌کنند. از این الگوریتم‌ها به تناسب زمان و عملکرد مورد نیاز در مسائل مختلف استفاده می‌شود. از معروف‌ترین الگوریتم‌های ریاضی استفاده شده برای مسائل بهینه‌سازی، الگوریتم سیمپلکس (یگان^{۱۷} و دوگان^{۱۸}) است. گرچه کارایی این روش معمولاً در مدل‌های غیرخطی کاهش می‌یابد اما با محدودیت‌های ساده خطی، این روش هم‌چنان به عنوان یکی از ساده‌ترین و پرکاربردترین مدل‌ها شناخته می‌شود [۱۶].

در مدل‌های سیمپلکس ابتدا جهت‌های حدی جواب اولیه به دست می‌آید و پس از آن مسئله



شکل ۸ | الگوریتم شیب اقتصادی برای حالت میزان محدود گاز

جدیدی به دست آمده و سپس با استفاده از روش‌های گرادیان حل می‌شود. شکل اولیه مسئله به صورت زیر است:

$$\max \sum_{i=1}^n f(Q_{gi}) \quad (11)$$

با محدودیت‌های زیر:

$$\sum_{i=1}^n Q_{gi} = UQ_g \quad \text{و} \quad Q_{gi} \geq 0$$

که UQ_g حداکثر گاز موجود برای تزریق است.

داده‌های منحنی عملکرد فرازآوری با گاز به صورت تابع وارد می‌شوند:

$$f(Q_{gi}) = a_i Q_{gi}^2 + b_i Q_{gi} + C_i \quad (12)$$

مجموع نفت تولیدی از میدان به عنوان تابع هدف و به صورت تابعی از گاز تزریقی وارد می‌شود. توجه شود که در اینجا می‌توان از سایر توابع هدف نیز استفاده کرد. محدودیت میزان گاز تزریقی را به عنوان یکی از محدودیت‌های موجود وارد مسئله کرده سپس با استفاده از ضرایب لاگرانژ این محدودیت را وارد تابع هدف می‌کنیم. شکل تابع هدف تغییر یافته به صورت زیر است:

$$\max \sum_{i=1}^n f(Q_{gi}) - \lambda \sum_{i=1}^n Q_{gi} \quad (13)$$

با محدودیت: $Q_{gi} \geq 0$

که λ یک بردار ستونی از ضرایب لاگرانژ است.

در مرحله بعد گرادیان رابطه بالا را مساوی صفر قرار می‌دهیم که با حل این دستگاه n معادله و n مجهول می‌توان به جواب بهینه برای نرخ تزریق گاز در چاه‌ها دست یافت [۵۱].

$$\begin{bmatrix} 2a_1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 2a_1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ & & 1 & 1 & 1 & 1 \\ & & & 1 & 1 & 1 \\ & & & & 2a_n & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_{g1} \\ Q_{g2} \\ \\ \\ Q_{gn} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -b_1 \\ -b_1 \\ \\ \\ -b_n \\ UQ_g \end{bmatrix} \quad (14)$$

الگوریتم را قطع می‌کنیم. در غیر این صورت برای مرحله بعد جهت جستجو را می‌یابیم. طول جستجوی مرحله k ام، (αk) را به نحوی که تابع تولید نفت حداکثر شود می‌یابیم.

■ نرخ تزریق گاز را به‌هنگام می‌کنیم و با قرار دادن $k=k+1$ به مرحله نخست برمی‌گردیم.

این الگوریتم در شکل ۹- نشان داده شده است.

$$Q_g^{k+1} = Q_g^k + \alpha^k d^k \quad (9)$$

$d^k = \nabla(Q_g^k)$ برای پیدا کردن جهت حدی dk روش‌های مختلفی وجود دارد که این روش‌ها بر اساس اطلاعات به دست آمده تا مرحله k ام هستند.

برای حداکثرسازی نرخ تولید کل نفت در هر مرحله باید محدودیت‌ها برقرار باشد. این روش یکی از معمول‌ترین روش‌های جستجوی گرادیان بوده و جهت جستجو به نحوی است که تضمین می‌کند مقدار هدف برای بعضی مقادیر مثبت x حتماً افزایش خواهد یافت؛ مشکل این روش همگرایی بسیار کند آنست. جواب اولیه این الگوریتم باید به روشی با در نظر گرفتن محدودیت‌های مسئله تعیین گردد. معمولاً محدودیت‌های مسئله فرازآوری با گاز، نرم و بسیار ساده هستند و بنابراین یافتن جواب آنها آسان است. معمول‌ترین روش برای جواب اولیه، تقسیم کل گاز موجود بر تعداد چاه‌های موجود است [۱۰].

۲-۲-۵- الگوریتم لاگرانژ

یکی دیگر از الگوریتم‌هایی که در بهینه‌سازی تخصیص گاز کارایی زیادی دارد روش لاگرانژ است. این الگوریتم در سال ۱۹۹۳ توسط Lee و همکارانش برای حل مسئله حداکثر تولید نفت محدود ارائه شد. در این الگوریتم با ترکیب محدودیت‌های مسئله و تابع هدف توسط ضرایب لاگرانژ، مسئله

به سمتی پیش می‌رود که با تغییر مقادیر متغیرهای پایه آن، بیشترین تغییر در مقدار هدف رخ دهد. روال به همین سمت پیش می‌رود تا اینکه شرایط قابل بهتر شدن از حد مشخصی نباشد که در این صورت در اصطلاح به جواب بهینه رسیده‌ایم. محدودیت‌های اعمال شده در مسئله به صورت معادلاتی هستند و با اضافه کردن متغیرهای کمبود، مازاد و مصنوعی به صورت معادله ماتریسی $AX=B$ درمی‌آیند. این ماتریس به همراه متغیرهای پایه و غیرپایه وارد جدول سیمپلکس شده و مسئله برای حالت خطی حل می‌شود.

۵-۴-۱- الگوریتم‌های بهینه‌سازی ابتکاری

یکی دیگر از روش‌های موجود برای حل مسائل بهینه‌سازی، الگوریتم‌های ابتکاری هستند. این الگوریتم‌ها عموماً بر اساس ایجاد مجموعه جواب، ارزیابی و تغییر آنها تا رسیدن به یک جواب بهینه ادامه می‌یابد.

۵-۴-۱-۱- الگوریتم ژنتیک

یکی از معروف‌ترین الگوریتم‌های ابتکاری، الگوریتم ژنتیک^{۱۹} است که در ابتدا این الگوریتم یک هسته ورودی می‌باشد. ایجاد جمعیت جدید، بعد از تعداد محدودی تکرار یا تا رسیدن به یک حد مناسب از جواب، ادامه پیدا می‌کند. در الگوریتم ژنتیک، اصل بر جستجوی وسیع و چندبُعدی برای یافتن جواب است و در آن طی فرآیندهایی هسته‌ها تولید می‌شوند. در سال ۲۰۰۹ Al-Khalid و همکارانش این روش را برای بهینه‌سازی فراآوری با گاز در میدان Khafji استفاده کردند [۱۷].

Tapabrata در سال ۲۰۰۷ برای حداقل‌سازی گاز تزریقی و حداکثرسازی نفت تولیدی در میدان به‌وسیله تابع هدف دو منظوره، برای بهینه‌سازی فراآوری با گاز از الگوریتم ژنتیک گاز استفاده کرد. او محدودیت‌های موجود در مسئله را نیز در

قالب فرمول‌ها و کدهایی به الگوریتم ژنتیک داد تا پاسخ‌های مناسب بهینه‌عملی برای مسئله، پیدا شود. الگوریتم ژنتیک به خوبی می‌تواند مسائل بهینه‌سازی بسیار پیچیده را کنترل کند و محدودیت‌های مسئله، الگوریتم را از کار باز نمی‌دارد. Tapabrata اندازه رشته هر کروموزوم را برابر با تعداد چاه‌های تحت عملیات فراآوری با گاز گرفت [۸۱].

۵-۴-۲- الگوریتم دسته‌ای ذرات

یکی دیگر از الگوریتم‌های به کار رفته جهت بهینه‌سازی تخصیص گاز، الگوریتم دسته ذرات است. یکی از نمونه‌های این کاربرد که برای بهینه‌سازی چندچاه نفتی استفاده شد در سال ۲۰۱۱ و توسط Khamehchi & Hamedی اتفاق افتاد. الگوریتم دسته ذرات یکی از الگوریتم‌های جدیدی است که برای اولین بار در سال ۱۹۹۵ بسط داده شد. این الگوریتم بر اساس حرکات پرندگان در یک کلونی بر اثر تعامل با حرکات پرندگان کناری خود پایه‌ریزی شد. اساس الگوریتم بر آنست که ابتدا هر کدام از اعضای جواب با یک مکان و یک سرعت در فضای بُعدی مشخص می‌شوند. اندیس‌های i و j به ترتیب نشان‌دهنده عضو i ام و جهت j ام است. مکان این جواب‌ها در فضای بُعدی به نحوی تغییر می‌کند که به سمت جواب‌های بهتر جاذبه دارند.

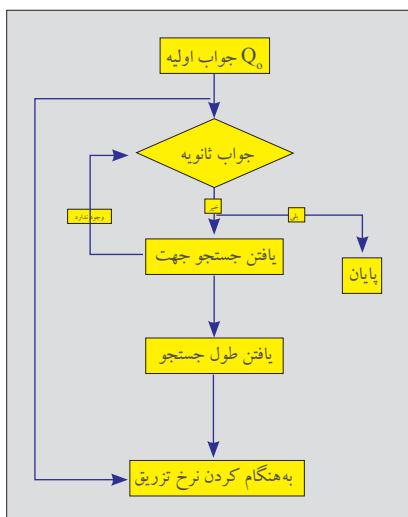
هر ذره بهترین مکانی که حین حرکت در فضا می‌یابد را در حافظه ذخیره می‌کند. از طرف دیگر هر ذره عضوی از یک همسایگی است و بهترین مکانی که اعضای همسایه آن به دست می‌آورند را نیز می‌گیرد [۹۱].

نتیجه‌گیری

در این نوشتار روش‌های مختلفی برای

بهینه‌سازی تخصیص گاز در روش فراآوری مصنوعی بررسی شد. هر یک از این روش‌ها کاربردهای خاصی دارند. در گذشته الگوریتم‌های گرافیکی بسیار قدیمی کاربرد زیادی داشته‌اند؛ اما این الگوریتم‌ها اکنون جای خود را به الگوریتم‌های جبری و ابتکاری داده‌اند. استفاده از الگوریتم‌های جبری برای حل مسائل بهینه‌سازی فراآوری با گاز بسیار پر کاربرد بوده و برای مسائلی با محدودیت‌های زیاد و پیچیده بسیار مناسب هستند.

الگوریتم‌های ابتکاری (به ویژه الگوریتم ژنتیک) نیز برای مسائل غیرخطی بسیار مناسب هستند. به هر حال برای یک مسئله می‌توان از الگوریتم‌های مختلفی استفاده کرد که ممکن است جواب‌ها تا حدی با هم متفاوت باشند. هم‌چنین مسائل بهینه‌سازی تخصیص گاز را می‌توان پیچیده‌تر کرد. برای بهینه‌سازی فراآوری با گاز می‌توان پارامترهایی را با عدم قطعیت در نظر گرفت. به عنوان مثال می‌توان حداکثر گاز موجود یا درآمد حاصله را دارای عدم قطعیت در نظر گرفت. برای بهینه‌سازی می‌توان محدودیت میزان هزینه را نیز در مدل وارد کرد. ■



پانویس‌ها

- | | | |
|----------------------------|--|---------------------------------|
| 1. mkhishva@uwyo.edu | 8. gas allocation | 15. branch and bound |
| 2. artificial lift systems | 9. limited gas lift | 16. cutting Plain |
| 3. gas lift | 10. unlimited gas lift | 17. primal |
| 4. down-hole Pump | 11. gas lift performance curve | 18. Dual |
| 5. unloading valve | 12. technical optimum gas injection rate | 19. genetic algorithm |
| 6. killing fluid | 13. heuristic algorithms | 20. particle swarm optimization |
| 7. operating valve | 14. Lagrange Relaxation Algorithm | |

منابع

- [1] "Production Technology 1 Handout", Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Scotland.
- [۲] خامه‌چی، احسان. "بررسی فنی اقتصادی به کارگیری روش‌های فراز آوری مصنوعی در چاه‌های میدان نفتی بنگستان اهواز و انتخاب مناسب‌ترین روش". آذر ۱۳۸۵.
- [3] Hagedorn, A. R., and Brown, K.E., "Experimental Study of Pressure Gradient Occurring During Continuous Two Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", J. of Petroleum Technology, Vol. 475, pp. 234, 1965.
- [4] Hong. H. T. Effect of the Variables on Optimization of Continuous Gas Lift System. M.S. Thesis, U. of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, USA, 1975.
- [5] `Khomehchi, E., Rashidi, F. and Karimi B. "Nonlinear Approach for Oil Field Optimization Based on Gas Lift Optimization". Oil & Gas European Magazine, Issue 4, 2009.
- [6] Fang, W. Y., Lo, K. K. "A Generalized Well-Management Scheme for Reservoir Simulation". J. of SPE Reserv. Eng., Vol. 11, 1996, pp. 116-120.
- [7] Mayhill, T. D. "Simplified Method for Gas Lift Well Problem Identification and Diagnosis". SPE 5151, SPE 49th Annual Fall Meeting, Houston, Texas, USA, October 6-9, 1974.
- [8] Gomez. V. "Optimization of Continuous Flow Gas Lift Systems". M.S. Thesis, Petroleum Engineering Department, U. of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, USA, 1974.
- [9] Kanu, E. P., Mach, J. and Brown, K. E. "Economic Approach to Oil Production and Gas Allocation in Continuous Gas Lift". J. of Petroleum Technology, Vol. 3, No. 10, 1981, pp. 1887-1892.
- [10] Nishikiori, N. et al. "An Improved Method for Gas Lift Allocation Optimization". SPE19711, 64th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum engineers, San Antonio, Texas, USA, 1989.
- [11] Lee, H. K. "Computer Design and Field Wide Optimization for Gas Lifted Wells". SPE Middle East Oil Technical Conference & Exhibition, Manama, Bahrain, 1993.
- [12] Camponogara, E. and Nakashima, H. R. P. "Solving a Gas Lift Optimization Problem by Dynamic Programming". European Journal of Operational Research, Vol 174, 2006, pp. 1220-1246.
- [13] Djikpesse, H. A., Couët, B. and Wilkinson, D. "Gas Lift Optimization under Facilities Constraints". SPE 136977, 34th Annual SPE International Conference and Exhibition, Tinapa, Calabar, Nigeria, 31 July-7 August, 2010.
- [14] Hamed, H.; Rashidi, F. and Khomehchi, E. "A Novel Approach to the Gas-Lift Allocation Optimization Problem", J. of Petroleum Science and Technology, Vol. 29, No. 4, 2011, pp. 418-427.
- [15] LO, K. K. "Optimum Lift-Gas Allocations under Multiple Production". SPE 026017, SPE Journal, Vol. 07, December, 1992.
- [16] Khomehchi, E., Khishvand, M. and RasuliNokandeh, N. "Nonlinear Programming Approach to Gas Lift Allocation Optimization". Journal of Energy Source Part A, Accepted, April, 2011.
- [17] Al-Khaldi, M. A., Ghoniem, O.E. and Jama, A. A. "Production Enhancement for Khafij Field Using Advanced Optimization Technique". SPE 120644, SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain, 15-18 march, 2009.
- [18] Tapabrata Ray, A. and RuhulSarker, B. "Genetic Algorithm for Solving a Gas Lift Optimization Problem". Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 59, 2007, pp. 84-89.
- [19] Hamed, H., Rashidi, F. and khomehchi, E. "Nonlinear Approach to Gas-Lift Allocation Optimization with Operational Constraints Using Particle Swarm Optimization and Penalty Function". Petroleum Science and Technology, Accepted, 30-Apr-2010.