مروری بر مطالعات روش‌های محاسباتی بهینه‌سازی تزریق گاز در فرازآوری مصنوعی

لیلا زین العابدینی[1]، فروغ عاملی[2*]

۱. استادیار، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

۲. دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: r.pouranfard@yu.ac.ir

مقاله‌ی مروری

صفحه ۴۲ - ۶۰

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۰/۰۸

چکیده

به کمک روش‌های فرازآوری با گاز، توانایی سیال افزایش می‌یابد و تولید به سطح صورت می‌پذیرد. اغلب میزان گاز موجود در روش فرازآوری با گاز محدود است بنابراین تخصیص مناسب گاز در دسترس به چاه‌ها، یک مسأله مهم در روش فرازآوری با گاز به شمار می‌رود. بهینه‌سازی فرازآوری با گاز نقش مهمی در تولید و به حداکثر رساندن ارزش فعلی خالص دارد. به‌طور خلاصه، این مقاله یک بررسی جامع از تکنیک‌های بهینه‌سازی فرازآوری با گاز به کار گرفته شده در محدوده صنعت نفت از روش عددی تا تکنیک‌های فرا ابتکاری را ارائه می‌دهد. درنهایت نتایج مطالعات نشان می‌دهد که درجه پیچیدگی روش‌های عددی با افزایش تعداد پارامترها افزایش می‌یابد؛ اما روش‌های فرا ابتکاری توانایی برخورد با مسائل پیچیده را دارند. از طرفی روش‌های فرا ابتکاری خود، شامل روش‌هایی هستند که برتری هر یک به عواملی مانند همگرایی در بهینه سراسری، تعداد پارامترهای قابل تنظیم، دقت و سرعت بستگی دارد. به‌طور مثال با توجه به روش‌های به‌کار رفته در مطالعات پیشین، الگوریتم چرخه آب و الگوریتم مبتنی بر آموزش و یادگیری همگرایی سریع از خود نشان دادند و الگوریتم ژنتیک در تعداد جمعیت کمتر اغلب در نقاط محلی به دام می‌افتد. الگوریتم کلونی مورچه‌ها و چرخه آب زمان اجرای کمتری نسبت به سایر الگوریتم‌ها دارند. هم‌چنین نحوه تخصیص و بهینه متغیرها در هر یک از الگوریتم‌ها نیز با یکدیگر متفاوت خواهد بود و همین‌طور انتخاب روش با جواب بهینه بهتر تنها با مقایسه نتایج به‌دست آمده بنابر شرایط مسأله موجود، امکان‌پذیر خواهد بود.

کلیدواژه‌ها: جذب گاز دی‌اکسید کربن، مخلوط آبی آمین پیپرازین و مایع یونی، تعادل بخار-مایع، روش مرکب مرکزی

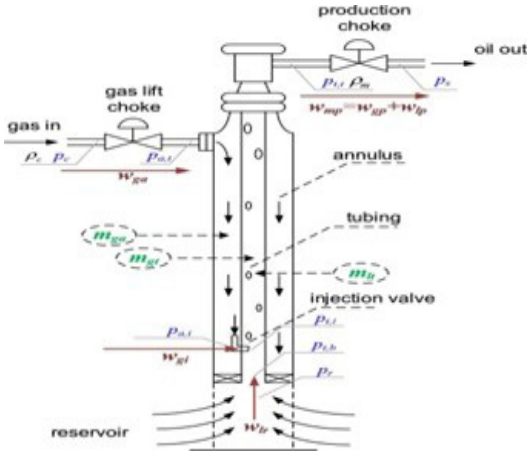
۱. مقدمه

ابتدا مخـازن به‌طور طبیعی تولید می‌کننـد، بعد از مدتی بـه دلیل افت فشـار مخـزن دبی تولیدی کاهـش می‌یابد و با روش‌های طبیعی نیز قادر به تولید نخواهند بود. برای افزایش عمـر تولید می‌تـوان از روش‌هـای مخزن محـور مانند تزریق پلیمـر، ژل، یا سـورفکتانت اسـتفاده کـرد[۱-۱۰]. همچنین می‌تـوان از روش‌هـای چاه محـور مانند فـرازآوری مصنوعی[1] استفاده نمود. شناخته شده‌ترین آن‌ها پمپ‌های میله مکنده، فـرازآوری بـا گاز، پمپ‌هـای حفـره‌ای پیشـرونده، پمپ‌های شناور الکتریکی و پمپ جت هیدرولیک هستند[۱۱].

در فرازآوری با گاز، گاز از طریق فضای خالی بین لوله مغزی

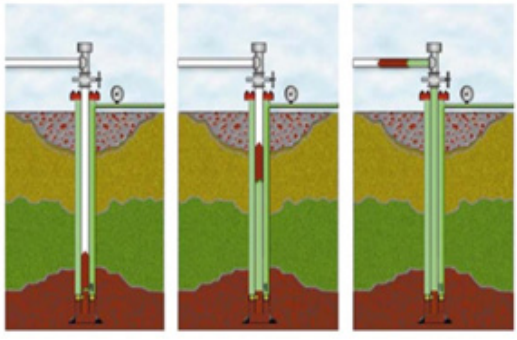
1.Artificial lift

و لوله جداری تزریق می‌شود و افزایش تزریق گاز باعث کاهش فشارجریانی ته چاه می‌شود. درنتیجه این عمل، سیال به همراه گاز به سطح زمین منتقل می‌گردد.[۱۲]. فرازآوری با گاز از نظر اقتصادی به‌ویژه برای یک میدان بزرگ تأثیرگذارترین روش برای افزایش بهره‌وری میدان است[۱۳]. چراکه میادین زیادی برای افزایش تولید از روش فرازآوری با گاز استفاده می‌کنند[۱۴]. (شکل ۱) شماتیکی از فرآیند را نشان می‌دهد.



شکل ۱: شماتیک فرایند فرازآوری با گاز

فرازآوری با گاز به دو دسته پیوسته و ناپیوسته تقسیم می‌شود. تزریق ناپیوسته گاز به داخل چاه در دوره‌های زمانی خاص و تا حد امکان در پایین‌ترین نقطه چاه در زیر ستون مایع انجام می‌شود. بدین ترتیب ستون مایع به سطح آورده می‌شود و مجدداً با تشکیل ستون جدید نفت، تزریق گاز در چاه انجام می‌شود. (شکل ۲) مراحل فرازآوری با گاز به‌صورت متناوب را نشان می‌دهد. [۱۵].



شکل ۲: مراحل فرازآوری با گاز به‌صورت ناپیوسته[۱۵]

شرایط استفاده از روش‌های تزریق گاز به‌صورت پیوسته و ناپیوسته در (جدول ۱) ارائه شده است.

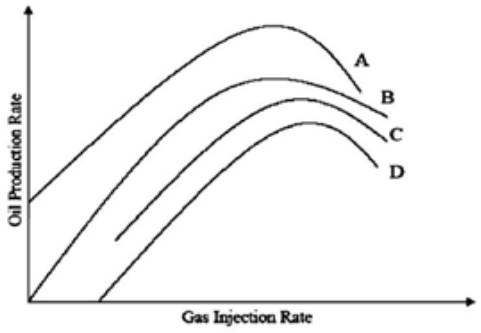
جدول ۱: محدوده‌ی متغیرهای در نظر گرفته‌شده در طراحی آزمایش مرکب مرکزی

Static head(hs/Hw)		Productivity index (PI,m³/day Mpa)	
Medium(5-20)	Low(≤5)	Medium(5-20)	Low(≤5)
CGL/IGL	IGL	CGL/IGL	IGL[1]
CGL/IGL	IGL	CGL/IGL	IGL
IGL	IGL	IGL	IGL

۲. بهینه‌سازی فرازآوری با گاز

در مسائل بهینه‌سازی، هدف بهینه کردن متغیرها برای رسیدن به تابع هدف با درنظر گرفتن محدودیت‌ها است. تابع هدف می‌تواند به حداکثر رساندن و یا به حداقل رساندن بخش مهمی مانند گاز در دسترس باشد[۱۶]. در فرازآوری با گاز به دلیل نبود مقدار کافی گاز در دسترس اغلب، هدف، بهینه‌سازی نرخ گاز برای تزریق گروهی از چاه‌ها به‌منظور رسیدن به حداکثر تولید یا حداکثر سود می‌باشد[۱۷].

در فرازآوری با گاز، با افزایش گاز تزریقی به دلیل کاهش چگالی ونیز سبک شدن نفت، افت فشار هیدروستاتیکی کاهش می‌یابد اما با افزایش زیاد گاز تزریقی، به دلیل افزایش سرعت گاز و نیز اصطکاک بین آن‌ها، افت فشار اصطکاکی نیز افزایش می‌یابد [۱۸]. این پدیده معکوس منجر به ایجاد رابطه گنبدی شکل بین تولید نفت و نرخ تزریق گاز می‌شود که به آن منحنی عملکرد گاز در فرازآوری با گاز می‌گویند. شکل زیر برخی از اشکال معمول منحنی GLPC را نشان می‌دهد.



شکل ۳: انواع معمولی منحنی عملکرد گاز در فرازآوری با گاز[۱۹]

در (شکل ۳)، منحنی A یک چاه با نرخ تولید نفت به‌صورت

1.Intermittent gas lift operation steps

غیراقتصادی را نشان می‌دهد. این چاه تولید طبیعی دارد اما با انجام عملیات فرازآوری با گاز مقدار تولید بیشتر می‌شود و درنتیجه افزایش سود را خواهیم داشت. منحنی B مربوط به چاهی است که تولید آن متوقف شده و بدون سامانه فرازآوری با گاز نمی‌تواند تولید کند. منحنی D و C مانند چاه‌هایی عمل می‌کند که بدون مقدار اولیه گاز تولید نمی‌کنند، اما در این نقطه، چاه C مقداری تولید نفت در نرخ تزریق گاز اولیه دارد[۱۹].

در مسائل تخصیص گاز، به دلیل نصب قبلی معمولاً بسیاری از پارامترها قابل تغییر و بهینه‌سازی نیستند، بنابراین اغلب نرخ تزریق گاز به‌عنوان پارامتر بهینه‌سازی انتخاب می‌شود؛ اما اگر قبل از نصب، بهینه‌سازی صورت گیرد پارامترهای دیگر مانند عمق تزریق، فشار تزریق، تعداد شیرها و... مورد بررسی قرار می‌گیرد[۲۰].

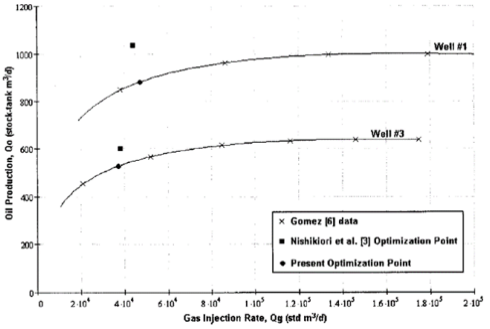
در حین بهینه‌سازی برخی محدودیت‌ها ازجمله گاز در دسترس، فشار تزریق، ظرفیت کمپرسور و ... درنظر گرفته می‌شود که مسأله با این وجود بسیار پیچیده می‌شود. روش‌های مختلفی برای بهینه‌سازی نرخ تزریق گاز در فرازآوری با گاز برای هر چاه با محدودیت‌های تأسیسات خاص به کار گرفته شده است[۱۷].

از آنجایی که فرازآوری با گاز برای صنعت اهمیت زیادی دارد، توجه بسیاری از محققین را به خود جلب‌کرده است. آن‌ها مطالعات زیادی را بر این اساس انجام داده‌اند و هم‌چنین تعداد تحقیقات در مورد این موضوع با توسعه علم در حال افزایش است. الگوریتم‌های بهینه‌سازی مختلف در مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز مورد استفاده قرار گرفته‌اند که شامل روش‌های عددی و روش‌های فرا ابتکاری هستند. روش‌های عددی بر روی برخی از محاسبات یا نمودارها متمرکز هستند اما با افزایش تعداد پارامترها، درجه پیچیدگی آن‌ها افزایش می‌یابد. روش‌های فرا ابتکاری که از نوع دوم به شمار می‌آیند، تصادفی هستند و توانایی برخورد با مسائل پیچیده نسبت به روش‌های عددی را دارند[۲۱].

۲-۱. روش‌های عددی

نقطه شروع مطالعات بهینه‌سازی فرازآوری با گاز، در سال ۱۹۷۴ و با تحقیقات میهیل روی اثر نرخ تزریق گاز در فرازاوری با گاز بود که به آن منحنی عملکرد فرازآوری با گاز می‌گویند. او اولین رابطه را برای پیش‌بینی عملکرد فرازآوری با گاز ارائه داد[۲۲]. تحقیقات وی در همان سال توسط گومز ادامه یافت که او در این زمینه تابع درجه دومی پیشنهاد کرد [۲۳]. رادن و همکاران [۲۴] یک مطالعه تحلیلی بر روی توزیع گاز به چاه‌ها در یک طرح پیوسته انجام داد بنابراین یک برنامه رایانه‌ای برای تخصیص گاز در مطالعات فرازآوری با گاز برای سی چاه واقع در یک میدان نفتی ونزوئلا ایجاد کرد.کانو و همکارانش (۱۹۸۱) برای اولین بار الگوریتم مدون گرافیکی با عنوان الگوریتم شیب اقتصادی را برای توزیع مناسب نرخ گاز بین چاه‌ها در دو حالت گاز دسترس محدود و نامحدود توسعه داد. شیب اقتصادی، شیبی است که در آن سود حاصل برابر با هزینه است و با تزریق مقدار اضافی گاز، سود حاصل افزایش می‌یابد[۲۵]. نیشیکیوری و همکاران (۱۹۸۹) از فرمول غیرخطی مقید با روش شبه نیوتن برای یافتن راه‌حل‌های بهینه تزریق گاز استفاده کرد، و روش خود را با روش ارائه شده توسط کانو مقایسه کرد و از نتایج به‌دست آمده مشاهده کرد که روش شبه نیوتن در مقایسه با روش کانو، تعداد ارزیابی‌های عملکرد مورد نیاز را کاهش می‌دهد. بنابراین روش شبه نیوتون از سرعت بالایی نسبت به روش کانو و روش قبلی خود (گرادیان) برای رسیدن به حداکثر تولید نفت برخورداراست[۲۶]. پس از آن بوتیراگه و همکاران در سال ۱۹۹۶ از روش Ex-ln برای بهینه‌سازی استفاده کردند. مشکل روش شیب برابر در این بود که نمی‌توانست از چاه‌هایی که پاسخ آنی به گاز وجود ندارد، صرف‌نظر کند. اما روش Ex-ln، یک روش غیرخطی جدید را برای تعیین توزیع بهینه مقدار معین گاز به مجموعه‌ای از چاه‌ها، بدون محدودیت در پاسخ چاه و تعداد چاه‌ها در سامانه، ارائه می‌کند، هم‌چنین این روش نسبت به مطالعات قبلی خود، از توقف الگوریتم در نقاط محلی جلوگیری می‌کند[۲۷]. فانگ و لو در سال ۱۹۹۶ موردی را بررسی کرد که شامل هیدرولیک چاه، عملکرد مخزن، محدودیت‌های سطحی و تخصیص گاز باالابر برای به حداکثر رساندن تولید بود. این سامانه دریک شبیه‌ساز نفت سیاه با استفاده از برنامه‌نویسی جداسازی‌پذیر و الگوریتم سیمپلکس اعمال شد که تولید نفت را تا ۳ الی۹ درصد افزایش داد[۲۸]. در سال ۱۹۹۷دوتاروی و همکارانش به تحلیل آنالیز گره‌ای بر روی چاه‌ها پرداختند. نتایج تجزیه و تحلیل او نشان داد هنگامی‌که دو چاه در حال تولید هستند و یک جریان مشترک دارند، گاز اضافی تزریق شده به هر یک از رشته‌های لوله، فشار برگشتی را افزایش می‌دهد و این باعث می‌شود که تولید از هر دو چاه به‌طور قابل‌توجهی

کمتر از مقدار پیش‌بینی شده در روش‌های تجزیه و تحلیل تک چاهی باشد. همچنین آن‌ها نشان دادند که روش‌های تحلیل آنالیز گره‌ای تک چاهی اعتبار محدودی در تجزیه و تحلیل شبکه‌های تولید با چاه‌های فرازآوری با گاز دارند و این امر با افزایش تعداد چاه‌ها اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. هم‌چنین تأثیر پارامترهای عملیاتی و طراحی را بر روی نمودار عملکرد فرازآوری با گاز بررسی کرد و از روش SQP برای بهینه‌سازی تخصیص گاز به تعدادی از چاه‌ها برای رسیدن به حداکثر تولید نفت، استفاده کرد[۲۹]. وانگ لیتاک در سال ۲۰۰۲ مسئله بهینه‌سازی را با استفاده از برنامه‌نویسی درجه دوم متوالی SQP حل کرد. نتایج مطالعات نشان داد که رویه ایجاد شده توانایی کنترل مشکلات پیچیده تولید را دارد[۳۰]. آلارکون و همکاران در سال ۲۰۰۲، روش ارائه شده توسط نیشیکیوری را به‌وسیله جایگزینی الگوریتم شبه نیوتون با برنامه‌نویسی درجه دوم متوالی، بهبود بخشید و مدل ریاضی جدیدی را برای برازش داده‌های میدانی ارائه کرد. او درنهایت روش خود را با روش‌های پیشین مقایسه کرد و پی برد که مدل ریاضی برای برازش داده‌های میدانی باید نقطه بهینه را روی منحنی عملکرد فرازآوری با گاز ارائه شده، پیش‌بینی کند و مدل جدید از این امر برخوردار بود(شکل ۴)[۳۱].



شکل ۴: مقایسه بین نتایج نیشیکوری و نتایج مدل پیشنهادی با داده‌های گومز[۳۱]

یک رویکرد غیرخطی عدد صحیح مختلط (MINLP) برای درنظر گرفتن هم‌زمان رفتار غیرخطی مخزن، محدودیت‌های امکانات سطحی و جریان چند فازی در چاه توسط کوسمیدیس در سال ۲۰۰۵ ارائه شد[۳۲].

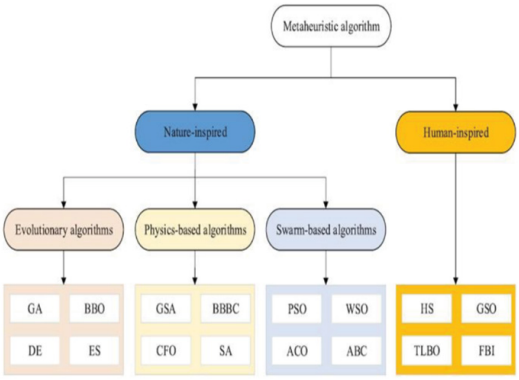
کامپونوگرا و ناکاشیما یک فرمول خطی عدد صحیح مختلط را در سال ۲۰۰۹ پیشنهاد کردند که با خطی کردن توابع غیرخطی تکه‌ای به‌دست می‌آمد و درنتیجه امکان استفاده از الگوریتم‌های برنامه‌نویسی اعداد صحیح را فراهم می‌کرد[۳۳].

در (جدول ۲) شرح مختصری از روش‌های مختلف عددی در سال‌های اخیر در خصوص بهینه‌سازی تزریق گاز آورده شده است که در این مقاله به توضیح آن پرداخته شده است.

جدول ۲ : انواع روش‌های عددی به‌کاربرده شده در سال‌های گذشته

نویسنده و سال	روش‌های بهینه‌سازی
مهیل ۱۹۷۴[۲۲]	ایجاد منحنی عملکرد فرازآوری با گاز
گومز ۱۹۷۴[۲۳]	ارائه تابع درجه دوم از روی برازش منحنی عملکرد فرازآوری با گاز
رادن ۱۹۷۴[۲۴]	استفاده از یک برنامه رایانه‌ای برای انجام محاسبات ریاضی برای تکنیک فرازآوری با گاز.
کانو و همکاران ۱۹۸۱[۲۵]	استفاده از روش شیب برابر برای توزیع مناسب نرخ گاز بین چاه‌ها در دو حالت گاز دسترس محدود و نامحدود برای اولین بار.
نیشیکیوری ۱۹۸۹[۲۶]	استفاده از فرمول غیرخطی مقید با روش شبه نیوتن برای یافتن راه‌حل‌های بهینه تزریق گاز.
ویتراگو و همکاران ۱۹۹۶[۲۷]	ارائه روش Ex-ln، یک روش غیرخطی جدید برای تعیین توزیع بهینه مقدار معین گاز به مجموعه‌ای از چاه‌ها، بدون محدودیت در پاسخ چاه و تعداد چاه‌ها در سامانه
فانگ و لو ۱۹۹۶[۲۸]	تبدیل مسئله به یک مسئله برنامه‌ریزی خطی و پیشنهاد خطی‌سازی تکه‌ای منحنی‌های عملکرد چاه
دوتا-رویو کاتتاپورام ۱۹۹۷[۲۹]	استفاده از روش شبه نیوتون برای بهینه‌سازی تخصیص گاز به تعدادی از چاه‌ها برای رسیدن به حداکثر تولید نفت
ونگ و همکارانش ۲۰۰۲[۳۰]	پیشنهاد روش برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط برای ادغام روش‌های قبلی
آلارکون ۲۰۰۲[۳۱]	بهبود روش ارائه شده توسط نیشیکیوری به‌وسیله جایگزینی الگوریتم شبه نیوتون با برنامه‌نویسی درجه دوم متوالی
کوسمیدیس۲۰۰۵[۳۲]	بررسی شیوه‌های غیرخطی مخزن، جریان چند فازی در چاه‌ها و محدودیت‌های ناشی از تأسیسات سطحی توسط مدل غیرخطی عدد صحیح مختلط
کامپونوگرا و ناکاشیما ۲۰۰۹[۳۳]	ایجاد فرمول خطی عدد صحیح مختلط از طریق خطی کردن توابع غیرخطی تکه‌ای

روش‌های عددی برای چندین سال رایج بودند اما به دلیل پیچیده‌تر شدن مسأله و افزایش تعداد متغیرها استفاده از روش‌های عددی کاهش یافت و نیز این روش‌ها مشکلات بزرگی در بهینه‌سازی مقید داشتند. در این شرایط، استفاده از الگوریتم‌های فرا ابتکاری پیشنهاد شد. این روش‌ها معمولاً می‌توانند به دو دسته اصلی تقسیم شوند. منشأ مورد اول پدیده‌های فیزیکی یا بیولوژیکی هستند. دسته دوم شامل مواردی است که از پدیده‌های انسانی الهام گرفته شده است. هر دو دسته شامل مواردی است که در (شکل ۵) برخی از آن‌ها ارائه شده است[۳۴].



شکل ۵ : طبقه‌بندی الگوریتم‌های فرا ابتکاری[۳۴]

۲-۲. روش‌های فراابتکاری:

در مسأله بهینه‌سازی، روش‌های فرا ابتکاری بسیاری مورد بررسی قرارگرفته که در ادامه به آن پرداخته شده است

مارتینز و همکارانش در سال ۱۹۹۴ کاربرد یک الگوریتم ژنتیک برای مسئله بهینه‌سازی تولید در میادین نفتی که تحت روش فرازآوری با گاز کار می‌کنند را تشریح کردند که مسئله تخصیص نرخ‌های تزریق گاز بهینه به هر چاه را با توجه به کل عرضه گاز برای میدان فراهم می‌کند. این نرخ تزریق گاز با محدودیت عرضه گاز موجود برای میدان سازگار بود و مقدار کل مایع تولید شده را به حداکثر می‌رساند [۳۵]

رای و سرکر [۳۶] در سال ۲۰۰۶، در مطالعات خود یک مسئله عملی تولید نفت از یک میدان نفتی را مورد بحث قرار دادند. آن‌ها مسئله را به‌صورت تابع تک و چند هدفه (حداکثر کردن تولید نفت، حداقل کردن گاز مصرفی) در مدل‌های شش و پنجاه‌وشش چاه تعریف کردند و از الگوریتم تکاملی برای حل مدل‌های ریاضی و همچنین از تابع خطی قطعه‌ای برای ارتباط تولید نفت و نرخ تزریق گاز استفاده کردند.

آن‌ها بر این نظر استوار بودند که این روش به‌طور گسترده برای چنین شرایطی استفاده می‌شود و مدل‌سازی مسئله بهینه‌سازی با این روش آسان است. برای هر دو مسئله چاه (شش و پنجاه‌وشش چاه) روش آن‌ها نتایج بهتری را نسبت به روش‌های قبلی نشان داد.

لیتاک و ونگ در سال ۲۰۰۸ [۳۷]، روشی را برای مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز پیشنهاد دادند و عملکرد آن را در برابر چندین روش موجود بررسی کردند. مطالعات موردی نشان داد که روش جدید قادر به تولید نتایج باکیفیت بالا است، درحالی‌که به زمان CPU[1] کمتری برای بهینه‌سازی نیاز دارد. آن‌ها از مقایسه بین چندین روش به این نتیجه دست یافتند که روش جدید یک روش جستجوی محلی است؛ بنابراین می‌توان از روش SP[2] برای حذف این نقص همراه با روش جدید استفاده کرد. هر دو روش قادر به ایجاد نتایج کیفی برای برخی از مدل‌ها با درنظر گرفتن برهمکنش جریان بین چاه‌ها از طریق خطوط جریان هستند. آن‌ها هم‌چنین از مفهوم بهینه‌سازی چند هدفه برای هموارسازی نوسان نرخ جریان هر چاه استفاده کردند. (جدول ۳) مقایسه عملکرد هریک از روش‌ها با روش جدید را نشان می‌دهد.

جدول ۳ : مقایسه روش‌های مختلف با روش جدید [۳۷]

	SP	GLINC	GA	COMPYLA
Number of time steps	1361	1369	960	904
Number of iteration	4703	4522	5136	4562
Time on well management (min)	196	266	6793	712
Total CPU time (min)	2401	2466	9750	3710

در سال ۲۰۰۹ زرافت و همکاران[۳۸]، مقایسه‌ای از روش‌های مختلف ازجمله روش‌های مبتنی بر گرادیان را برای الگوریتم ژنتیک ارائه کردند و قابلیت‌های الگوریتم را در حل مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز برمبنای تک هدفی با محدودیت‌های نرخ تزریق گاز بررسی کردند. آن‌ها همچنین یک گونه از الگوریتم به نام الگوریتم کلونی مورچگان برای بهینه‌سازی پیشنهادکردند. طبق نتایج بررسی شده، الگوریتم ژنتیک با تکرار و زمان محاسبات کمتر، عملکرد بهتری را

1. Central processing unit
2. Separable programming

نسبت به الگوریتم کلونی مورچگان داشت و روش GRG در شبکه‌های کوچک‌تر، میزان تولید نفت زیاد (با افزایش تکرار) را از خود به نمایش گذاشت. (جدول ۴) مقایسه بین روش‌ها را نشان می‌دهد.

جدول ۴ : مقایسه بین روش‌ها [۳۸]

Well	SQP		GRG		GA		ACO	
	Qg MMSCF/D	Qo STB/D	Qg MMSCF/D	Qo STB/D	Qg MMSCF/D	Qo STB/D	Qg MMSCF/D	Qo STB/D
1	0.2630	440.560	0.2327	439.350	0.1952	425.22	0.1950	425.2
2	0.5574	977.418	0.5901	805.213	0.6140	813.41	0.6140	813.4
3	0.8840	1466.55	0.7288	925.676	0.6605	897.31	0.6600	897.3
4	0.5855	787.390	0.5452	977.986	0.6268	1007.29	0.6260	1007.2
5	0.7100	917.770	0.9032	1500.212	0.9034	1500.30	0.9030	1500.0
Total	3	4589.688	3	4648.400	3	4643.60	3	4643.0

برخی اوقات از یک مخزن نفتی و یک مخزن گازی به‌صورت هم‌زمان تولید می‌شود به‌طوری‌که از گاز تولید شده برای گاز مورد نیاز فرازآوری، به‌صورت خودکار و تحت کنترل استفاده می‌کنند، این نوع فرایند به فرازآوری طبیعی با گاز مرسوم است. در سال ۲۰۱۱ فروغ نیا و پیشوایی[۳۹]، به بهینه‌سازی یک سامانه تولید نفت تحت فرازآوری طبیعی با گاز پرداخت. بنابراین برای کنترل تزریق گاز از یک کنترل کننده پسخور از نوع تناسبی - انتگرالی - مشتقی استفاده شد و با استفاده از روش تکاملی تفاضلی، بهینه‌سازی برای تعیین مقدار نرخ تزریق گاز (محدود و نامحدود) انجام گرفت و آن‌ها درنهایت به برتری فرازآوری طبیعی نسبت به مصنوعی و پیش‌بینی دقیق بهینه‌ساز برای تعیین مقدار نرخ تزریق گاز در فزارآوری طبیعی پی بردند. (جدول ۵) نمونه‌ای از خروجی تولید نفت در هر سه حالت آورده شده است.

جدول ۵ : برداشت‌های نهایی در حالت پایه و حالت بهینه شده[۳۹]

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

در سال ۲۰۱۱، رشیدی و همکارانش[۱۹]، تخصیص مقدار بهینه تزریق گاز را به گروهی از چاه‌ها برای افزایش نرخ تولید نفت مورد بررسی قرار دادند. آن‌ها در کار خود از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای تعیین نرخ تزریق گاز بهینه برای هر چاه استفاده کردند. همچنین آن‌ها برازش منحنی جدید با دقت بالا که می‌تواند زمان و حجم محاسبات را کاهش دهد، پیشنهاد دادند. (جدول ۶) نتایج الگوریتم ازدحام ذرات همراه با دو مدل برازش منحنی ارائه شده است.

جدول ۶ : مقایسه دو برازش منحنی [۱۹]

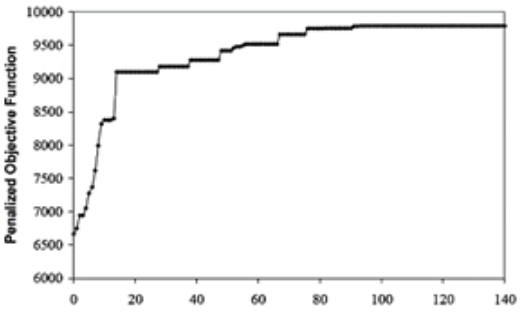
Optimization method	PSO (the proposed model)		Alarcon et al's(2002) model	
	Qg MMSCF/D	Qo STB/D	Qg MMSCF/D	Qo STB/D
Well 1	0.15875	316.557	0.19782	314.56
Well 2	0.57527	578.21	0.59152	585.52
Well 3	0.59045	734.19	0.56672	734.54
Well 4	0.76204	669.44	0.82169	694.24
Well 5	0.91348	1,085.24	0.82225	1,052.24
Total	3	3,383.63	3	3,390.10

در سال ۲۰۱۱ خمسه[۴۰]، از الگوریتم ژنتیک در میدان دریایی خفجی استفاده کرد و توانایی آن را در راستای بهینه‌سازی تولید (با هدف افزایش تولید نفت و بهینه کردن نرخ تزریق گاز بین چاه‌ها با درنظر گرفتن گاز در دسترس محدود) به اثبات رساند. (جدول ۷) نتایج کار او را در میدان خفجی نشان می‌دهد.

جدول ۷ :بهینه‌سازی تولید در میدان خفجی[۴۰]

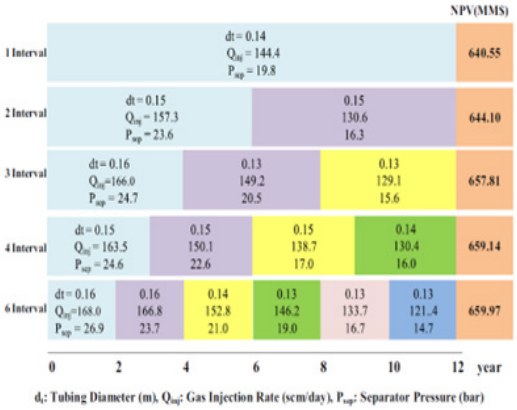
عنوان	قبل از بهینه‌سازی	بعد از بهینه‌سازی
مجموع کل دبی نفت، بشکه در روز	۱۲۹۸۰۰	۱۴۶۱۴۵
مجموع کل گاز تزریقی، میلیون فوت مکعب در روز	۲۵	۲۵
تعداد کل چاه‌هایی که با استفاده از سامانه فرازآوری در حال تولید هستند	۴۲	۵۰
افزایش تولید نفت، بشکه در روز	-	۱۶۳۴۵

در سال ۲۰۱۲ خامه چی و همکارانش[۴۱]، مطالعه قبلی خـود را بهبود دادند. آن‌ها در روش خود علاوه بر میزان تزریق گاز بـه بهینه کـردن عمق تزریـق گاز تعـدادی از چاه‌ها برای رسیدن بـه حداکثر تولید نفت پرداختند و محدودیت ظرفیت کمپرسـور را به‌صـورت تابـع جریمه به تابع هـدف خود اضافه کردند تا تابع هدف مقید به تابع هدف بدون مقید تبدیل شود و از الگوریتـم بهینه‌سـازی ازدحـام ذرات[1](PSO) (شـکل ۶) برای بهینه کردن پارامترهای عملیاتی استفاده کردند.



شکل ۶: همگرایی تابع هدف جریمه شده در مقابل گام‌های PSO [۴۱]

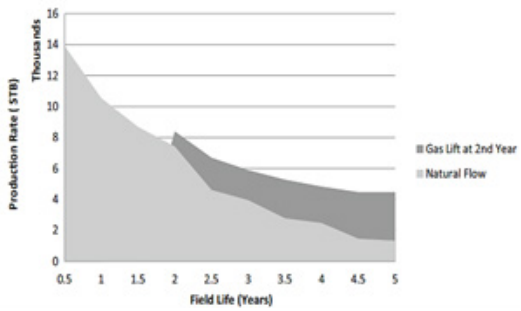
در سال ۲۰۱۳ صادقی و محمودی در مطالعه‌ای، یک مدل ریـاضی یکپارچه را به‌منظـور ردیابی تغییرات مـکانی و زمانی اجـزا در فرآیند بالابر گاز توسـعه دادند، سـپس ایـن مدل را با ترکیـبی از الگوریتـم ژنتیـک و روش بهینه‌سـازی مارکـوارت به‌منظـور تعییـن پارامترهـای عملیـاتی کـه بـازده اقتصـادی بلندمـدت یک میدان نفـتی را بهینـه می‌کرد، همـراه کردند. مشـاهدات آن‌ها برای یک مثال گویا از یک چاه منفرد نشـان داد کـه حداکثر ارزش فعلی خالص زمانی حاصل می‌شـود که طـول عمـر تولید به فواصـل عملیات متـوالی کافی بـا مقادیر مختلف بهینه قطر لوله، نرخ تزریق گاز و فشار جداکننده برای هر بازه تقسیم شود (شکل ۷)[۴۲].



شکل ۷ : پارامترهای تصمیم‌گیری بهینه و NPV برای حالت‌های مختلف[۴۲]

قائـدی و همکارانـش در سـال ۲۰۱۴، از یـک الگوریتـم بهینه‌سازی کلونی مورچه‌ها برای تخصیص حجم بهینه گاز به تعدادی چاه برای سـه میدان مختلف با مقدار چاه‌های مختلف اسـتفاده کردند. الگوریتم پیوسته بهینه‌سـازی کلنی مورچه‌ها نتایج برتری را در مقایسـه با مطالعات قبلی با اسـتفاده از سایر تکنیک‌های بهینه‌سازی نشان داد[۴۳].

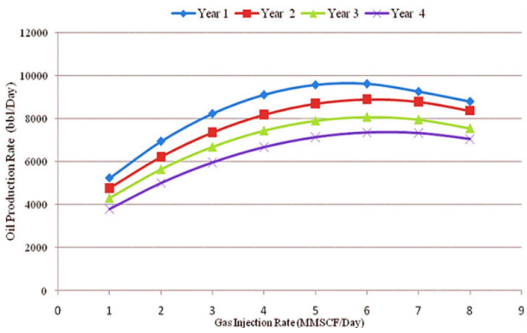
قاسـم‌زاده و پورافشـاری (۲۰۱۵) [۴۴]، در مطالعـه خـود، رویکرد جدیدی را در رابطه با تأثیر زمان شروع فرازآوری با گاز بر فرآیند بهینه‌سـازی بررسی کردند. آن‌ها روشی برای انتخاب بهترین زمان شـروع فـرازآوری ارائه کردند تا به بالاترین سـود برای مخـزنی که به‌طور طبیعی تولید می‌کـرد و در حال اتمام بود، برسد. آن‌ها از تابع تکه‌ای مکعبی هرمیتی برای مدل‌سازی عملکـرد فرازآوری بـا گاز و الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سـازی استفاده کردند. سـپس الگوریتم بهینه‌ساز پیشـنهادی خود را با مدل‌های قبلی مقایسـه و صحـت آن را تائید کردند. با ادغام الگوریتم پیشـنهادی با مدل اقتصادی و محاسـبه ارزش فعلی خالص[2](NPV) مربوط به زمان‌های شروع مختلف، زمان بهینه برای شروع عملیات فرازآوری با گاز پیدا شد (شکل۸).



شکل ۸ : زمان بهینه برای شروع عملیات فرازآوری با گاز[۴۴]

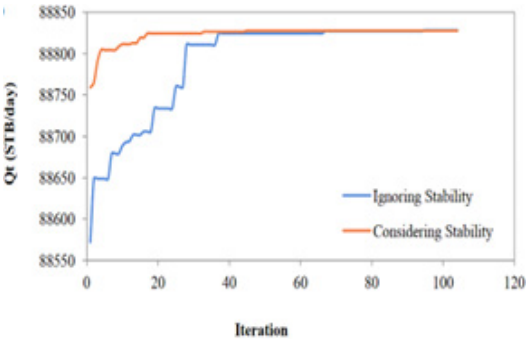
1. Particle Swarm Optimization
2. Net present value

رسـولی و همکارانـش[۴۵]، معتقـد بودنـد کـه روش‌های معمـولی بهینه‌سـازی تخصیص آسانسـور گاز اسـتاتیک برای پروژه‌هـای بلندمـدت فـرازآوری بـا گاز مناسـب نیسـت. یک انتخـاب خـوب بـرای بهینه‌سـازی بلندمـدت بایـد عملکـرد فـرازآوری با گاز را به‌صورت پویا به‌عنـوان تابعی از زمان تولید و سـایر متغیرها پیش‌بینی کند. بنابرایـن آن‌ها متغیر زمان را در مدل‌سـازی خود در نظر گرفتند. آن‌هـا از نرم‌افزار CMG[1] برای شبیه‌سـازی تولید یکپارچه و یک شبکه عصبی مصنوعی بـرای پیش‌بینی عملکرد فرازآوری با گاز بر اسـاس پایگاه داده تولید نفت اسـتفاده کردند و سپس، ترکیبی از شبکه عصبی و الگوریتم ژنتیـک را برای بهینه‌سـازی بلندمدت تخصیص گاز در گروهی از چاه‌ها تحـت محدودیت‌های واقعی به کار بردند. پارامترهـای ورودی در مطالعـه آن‌هـا برای مدل‌سـازی، زمان و میـزان تزریق گاز بـه چاه‌ها و پارامتر خـروجی تولید نفت و تولیـد آب بود که بهینه‌سـاز بـرای حل باید میـزان تزریق گاز را به‌گونـه‌ای تعیین می‌کـرد که جریان نقدی تولیـد روزانه به حداکثر برسـد. (شکل ۹) میزان تولید نفت در ۴ سال را نشان می‌دهد.



شکل ۹ : میزان تولید نفت در ۴ سال برحسب نرخ تزریق گاز[۴۵]

مهدیـانی و خامـه چی در سـال ۲۰۱۵ [۴۶]، یک رویکرد جدیـد به نـام پایـداری در مسـائل بهینه‌سـازی تخصیص گاز را مـورد بـررسی قرار دادند. بـرای جلوگیـری از ناپایداری، آن را به‌عنـوان یک محدودیت برای بهینه‌سـاز در نظـر گرفتند و سـپس بهینه‌سـاز را اجـرا کردنـد. بـرای بهینه‌سـازی ابتدا از الگوریتـم ژنتیک و سـپس ترکیبی از الگوریتم ژنتیک و شـبه نیوتـن اسـتفاده کردنـد و نتایج را بـرای اطمینـان از عملکرد بهینه‌سـاز مقایسـه کردند. پس از آن، تأثیر افزودن محدودیت ناپایداری به مسـئله بر کاهش تولیـد را مورد مطالعه خود قرار دادند. نتایج مطالعات آن‌ها نشان داد که تلفات تولید با افزودن این محدودیت به سـامانه بسیار ناچیز بـوده و با افزایش مقدار گاز در دسـترس، از این مقدار ناچیز هم کاهش یافته و هر دو عملکـرد (با و بدون در نظر گرفتـن محدودیت) به هم نزدیک می‌شوند (شکل ۱۰).



شکل ۱۰ : تولید نفت در ۱۰۰ تکرار با و بدون در نظر گرفتن پایداری[۴۶]

در سـال ۲۰۱۵ میراسـماعیلی و همکارانـش[۴۷]، از بهینه‌سـازی چند هدفه EDA[2] با اهـداف افزایش تولید نفت، کاهـش گاز مصـرفی و کاهـش تولیـد آب اسـتفاده کردنـد و نتایج به‌دسـت‌آمده از مجموع چاه‌هـا را با الگوریتم چند هدفه NSGA2[3] مقایسـه کردنـد (جـدول ۸). ایـن مقایسـه نشـان داد، نتایـج حاصل از الگوریتم بهینه‌سـازی پیشـنهادی به‌طور قابل‌توجـهی بر نتایج گزارش شـده در روش‌هـای قبلی، غلبه می‌کند. به‌طور مثال برای یک مسـئله بـا افزایش تعداد چاه‌ها (۵۶ چـاه)، نتایـج ۱۶,۲۴درصد بهبـود را در کل تولید نفت از خود نشان داد.

جدول ۸ : مقایسه جبهه پارتو EDA با NSGA-II [۴۷]

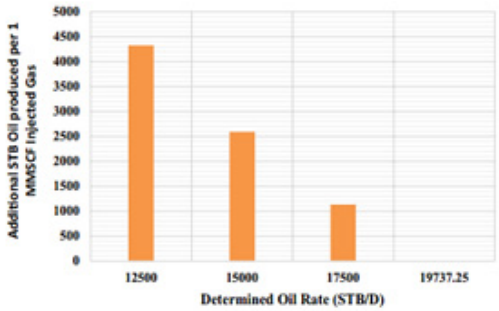
Gas usage by NSGA-2	Gas usage by EDA	Produced oil by NSGA-2	Produced oil by EDA
4550	4446	3657	3646
3139	3120	3445	3436
2613	2628	3294	3324
2351	2326	3214	3227
1893	1900	3026	3048

توکلی و همکارانش در سـال ۲۰۱۷ با اسـتفاده از رویکردی جدیـد کـه از توابـع عصـبی و الگوریتم‌هـای ژنتیکی اسـتفاده می‌کرد، جنبه‌های مختلف حل مسئله تخصیص فرازآوری با گاز

1. Computer Modelling Group
2. Estimation of the distribution algorithm
3. Non-dominated Sorting Genetic Algorithm

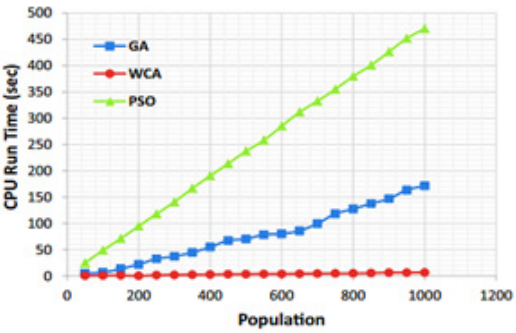
را در ۵ حلقه چاه در یک میدان نفتی ایران بررسی کردند[۴۸]

در سال ۲۰۱۹ نامدار[۴۹] روش جدیدی را برای بهینه‌سازی ارائـه داد. او در کار خود الگوریتم WCA[1] را برای بهینه‌سـازی تخصیـص گاز پیشـنهاد داد. این الگوریتم ازنظـر نرخ همگرایی و عدم جـذب در نقاط بهینه محلی عملکرد بسیـار خوبی دارد. درنهایت، به‌عنوان یک مسئله جدید تخصیص گاز بین چاه‌های یکی از میدان‌های نفت سنگین جنوب غرب ایران با نرخ‌های از پیش تعیین شده تولید نفت، بهینه شد. نتایج به این صورت بود که اهداف با تولید نفت کمتر، بهینه‌سازی اهمیت بیشتری دارد و نفت اضافی بیشتری تولید می‌کند. (شکل ۱۱) نرخ نفت مازاد تولید شده در هر سناریو را نشان می‌دهد.



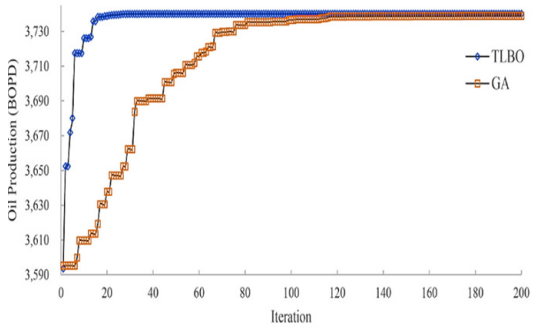
شکل ۱۱ : نرخ نفت مازاد تولید شده در سناریو بهینه (کمترین گاز مورد نیاز) در مقایسه با بدترین سناریو (حداکثر گاز مورد نیاز)[۴۹]

(شـکل ۱۲) زمان اجرای هر سـه الگوریتم را نشان می‌دهد، همان‌طور که مشاهده می‌شود الگوریتم چرخه آب زمان اجرای کمتری در بین الگوریتم‌های دیگر دارد.



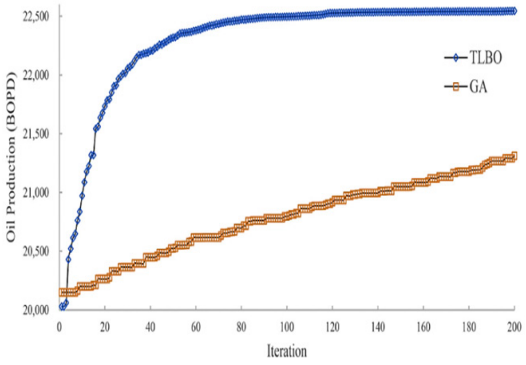
شکل ۱۲ : زمان اجرای CPU در جمعیت‌های مختلف[۴۹]

لوپـز در سـال ۲۰۱۹ و همکارانـش، رویکـرد بهینه‌سـازی ازدحام ذرات PSO را برای اولین بار برای مسـئله بهینه‌سازی توزیـع گاز اسـتفاده کردند. آن‌هـا هم‌چنین برای مدل‌سـازی نمودارهـای عملکـرد، یادگیـری شـبکه عصـبی مصنـوعی را پیشـنهاد دادند. راهبرد پیشنهادی بر روی یک مسئله با تعداد چـاه (۵۶ چـاه) و (۶ چـاه) اجرا شـد. نتایـج مشـاهدات آن‌ها بدین‌صـورت بود کـه: عملکرد بهتر روش بهینه‌سـازی تکاملی ژنتیک و ازدحام ذرات نسـبت بـه رویکردهای کلاسیک زمانی قابل تشـخیص اسـت که مسـئله ابعـاد بالاتری داشـته باشـد (مانند مسـئله ۵۶ چـاه). PSO و GA عملکردهای مشـابهی را نشـان دادنـد. با ایـن حـال، PSO بسیار سـریع‌تر (۱۳ برابر سـریع‌تر) عمل کـرد و به تعـداد تکرارهای کمتری نسـبت به GA نیـاز داشـت. آن‌ها بـر این عقیـده بودند کـه فرآیندهای به‌روز رسـانی پارامتر در PSO سرعت همگرایی در الگوریتم را افزایش می‌دهد[۵۰]. میراسـماعیلی و همکاران[۵۱] در سال ۲۰۱۹ از شـبکه‌های عصـبی مصنـوعی (الگوریتم‌های LM[2]، BR[3]) بـرای مدل‌سـازی عملیات فـرازآوری با گاز و سـپس از الگوریتم بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش - یادگیری (TLBO) برای بهینه‌سـازی تخصیص گاز اسـتفاده کردند: این الگوریتم بهینه‌سـازی مشابه سـایر روش‌های بهینه‌سـازی موجود، یک الگوریتـم برگرفتـه از طبیعـت و مبتـنی بر جمعیت اسـت. با توجه به نتایج، دقت پیش‌بینی تولید شـده توسط BR و LM بـه ترتیب ۹۹,۹درصـد و ۹۹,۵درصد بود. نتایج نشـان می‌داد کـه دو مدل دارای قابلیـت پیش‌بینی خوبی هسـتند اما مدل BR قوی‌تـر و کارآمدتـر از مـدل LM به نظـر می‌رسید و در خصوص بهینه‌سازی، با مشـاهدات خود پی بردند که عملکرد یک الگوریتم بسـتگی به ماهیت مسـئله دارد الگوریتم مبتنی بر آموزش یادگیری از همگرایی سریع در عملیات بهینه‌سازی برخوردار است. (شکل‌های ۱۳ و ۱۴) همگرایی سریع الگوریتم مبتنی بر آموزش یادگیری را در مقایسه با الگوریتم ژنتیک در تعداد چاه‌های کم و زیاد نشان می‌دهد.



شکل ۱۳ : همگرایی الگوریتم GA و TLBO (۵ چاه)[۵۱]

1. Water cycle optimization
2. Levenberg-Marquardt
3. Bayesian regularization



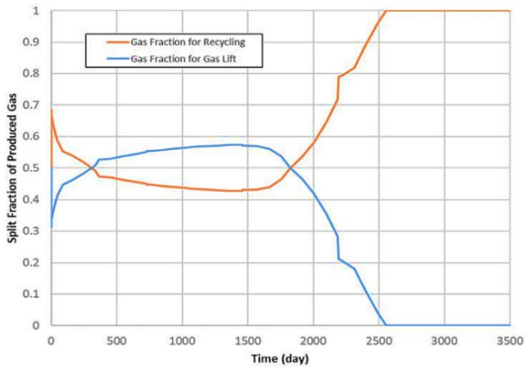
شکل ۱۴ : همگرایی الگوریتم GA و TLBO (۵۶ چاه) [۵۱]

در سال ۲۰۲۰ خوش‌خبرچی با همکاران[۵۲]، در مطالعه خود، کاربرد و توانایی‌های الگوریتم MADS را برای بهینه‌سازی تخصیص گاز در محیطی یکپارچه از مخازن، چاه‌ها و تأسیسات، تولید و تزریق، پیاده‌سازی و ارائه کرده‌اند. الگوریتم جستجوی مستقیم شبکه تطبیقی یک روش بهینه‌سازی برای مسائل برنامه‌ریزی غیرخطی می‌باشد. این الگوریتم از الگوریتم‌های بدون نیاز به توابع مشتق است. خوش‌خبرچی و همکارانش سه مورد مختلف تحت مجموعه‌های مختلف محدودیت‌های عملیاتی را برای دستیابی به تولید بهینه با تخصیص عرضه محدود گاز بین فرازآوری با گاز و بازیافت گاز به مخزن مورد مطالعه قراردادند. مدل کلی دارای یک چاه تولید کننده و یک چاه تزریقی بود که سیال تولید شده تحت دمای متوسط و فشار کم، به سه فاز گاز و آب و نفت جدا شد و گاز جدا شده به چند بخش زیر تقسیم شد(هدف هر سه افزایش تولید نفت بود)

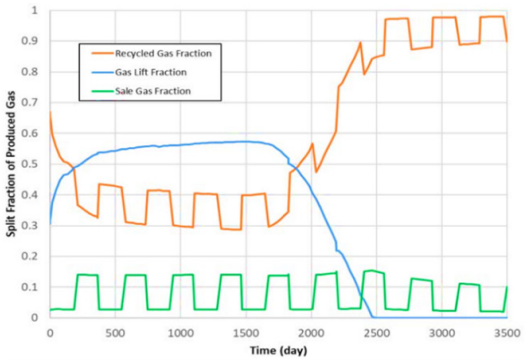
مورد ۱: تزریق گاز از طریق چاه تزریقی برای حفظ فشار مخزن، فرازآوری با گاز برای سبک کردن نفت چاه تولیدی (شکل ۱۵)

مورد ۲: تزریق گاز از طریق چاه تزریقی برای حفظ فشار مخزن، فرازآوری با گاز برای سبک کردن نفت چاه تولیدی، فروش گاز در فصول سرما (شکل ۱۶)

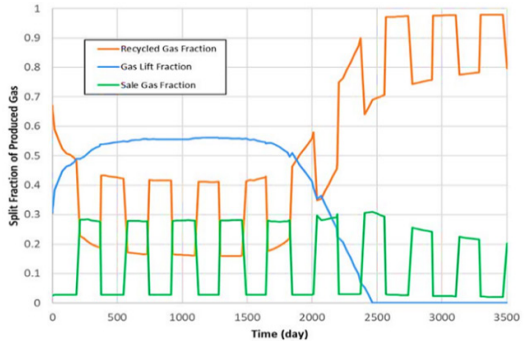
مورد ۳: تزریق گاز از طریق چاه تزریقی برای حفظ فشار مخزن، فرازآوری با گاز برای سبک کردن نفت چاه تولیدی، فروش دو برابری گاز در فصول سرما (شکل ۱۷)



شکل ۱۵ : تقسیم‌بندی گاز تولید شده برای مورد ۱[۵۲]

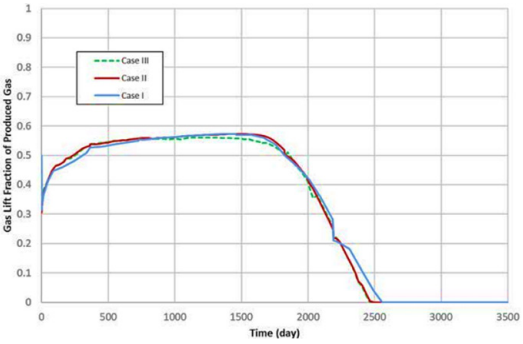


شکل ۱۶ : تقسیم‌بندی گاز تولیدی برای مورد ۲[۵۲]



شکل ۱۷ : تقسیم‌بندی گاز تولید شده برای مورد ۳[۵۲]

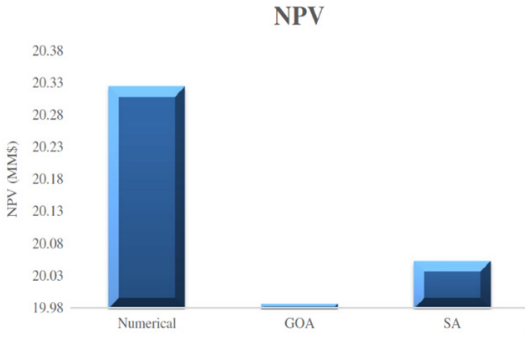
سرانجام با مطالعه خود پی بردند که عملیات فرازآوری با گاز باید وزن بیشتری در مراحل اولیه عمر تولید مخزن داشته باشد و بهینه‌ساز تمایل دارد تا همان مقدار گاز را به فرآیند فرازآوری با گاز در هر سه مورد اختصاص دهد (شکل ۱۸). می‌توان چنین استنباط کرد که عملیاتی که در کوتاه مدت، تولید چاه را بهبود می‌بخشند، باید اولویت بالاتری نسبت به عملیاتی داشته باشد که بر سامانه یکپارچه تأثیر می‌گذارد و تأثیرات آن‌ها در مدت طولانی محسوس خواهد بود.



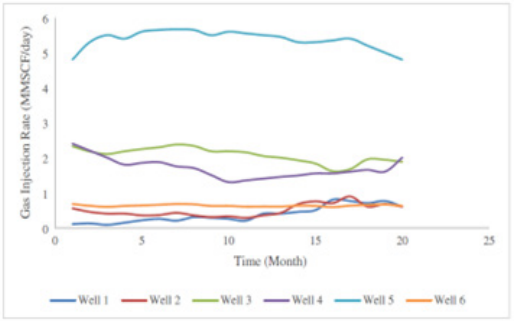
شکل۱۸ : مقایسه تقسیم‌بندی گاز به‌صورت فرازآوری با گاز در هر سه مورد[۵۲]

در سال ۲۰۲۰ مصطفی الجوبری با همکارانش[۵۳]، از نرم‌افزار پایپ‌سیم برای شبیه‌سازی و از الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی نرخ تزریق گاز باهدف افزایش تولید نفت برای تعداد زیاد چاه استفاده کردند. تجزیه و تحلیل سود خالص به‌منظور درک بیشتر مزایای بالقوه اجرای تکنیک‌های فرازآوری با گاز انجام شد. آن‌ها هم‌چنین مطالعات مربوط به حساسیت فشار مخزن و برش میانبر آب برای بررسی تأثیرات احتمالی این پارامترها بر عملکرد تولید چاه و چرخه عمر تولید میدان انجام دادند. سرانجام مشاهده کردند که تکنیک‌های فرازآوری با گاز برای چاه‌هایی با برش میانبر آب نسبتاً بیشتر مفیدتر است و در صورت کاهش فشار مخزن، به نظر رسید که فرازآوری با گاز نه‌تنها برای بهبود عملکرد تولید چاه بلکه برای افزایش چرخه عمر میدان مفید می‌باشد، زیرا به چاه اجازه می‌دهد تولید خود را حتی در فشار بسیار پایین حفره چاه ادامه دهد. تجزیه و تحلیل اقتصادی نمونه نشان داد که تکنیک فرازآوری با گاز می‌تواند به‌طور قابل‌توجهی میزان تولید روزانه نفت هر چاه در میدان را افزایش دهد و بنابراین، سود خالص در مقایسه با چاه‌های تولیدکننده طبیعی به‌طور چشم‌گیری بالا رود.

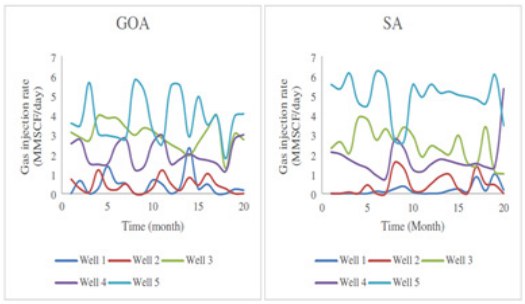
در سال ۲۰۲۱ مهدیانی و خامه چی، از روش عددی LQR برای بهینه‌سازی تخصیص گاز استفاده کردند. آن‌ها مدل خود را پویا فرض کرده و تخصیص گاز را برحسب افت فشار در هر زمان بهینه‌سازی کردند. بر اساس مشاهدات آن‌ها استفاده از روش‌های عددی LQR منجر به NPV بالاتر در مقایسه با استفاده از روش اکتشافی شد (شکل ۱۹). در مطالعه آن‌ها، میزان تزریق گاز در الگوریتم‌های بهینه‌سازی اکتشافی، در مراحل زمانی مختلف، تغییر کرد که منجر به ایجاد ناپایداری شد و مسیر بهینه‌سازی عددی در هر زمان بسیار پایدارتر نشان داده شد (شکل ۲۰-۲۱)؛ بنابراین آن‌ها روش عددی ارائه شده را برای افزایش NPV و جلوگیری از مشکل ناپایداری، نسبت به روش‌های اکتشافی برتر دانستند[۵۴]



شکل ۱۹ : NPV یک میدان با استفاده از دو روش بهینه‌سازی عددی و اکتشافی[۵۴]



شکل ۲۰ : نرخ بهینه گاز تزریقی مدل پیشنهادی[۵۴]



شکل ۲۱ : نرخ بهینه گاز تزریقی مدل SA و GOA [۵۴]

در سال ۲۰۲۳ عاملی و زین‌العابدینی از مدل‌های پراکسی قوی از جمله پرسپترون چند لایه و رگرسیون کلی برای مدل‌سازی و ساخت تابع هدف استفاده کردند. علاوه بر این آن‌ها الگوریتمی جدید به نام الگوریتم بهینه‌سازی گرگ خاکستری را برای بهینه کردن پارامترهای عملیاتی، موردمطالعه خود قرار دادند. آن‌ها نتایج الگوریتم گرگ خاکستری را با الگوریتم ازدحام ذرات مقایسه کردند. درنهایت آن‌ها از شبکه عصبی پرسپترون چند لایه به دلیل دقت بالا در مقابل رگرسیون کلی برای مدل‌سازی بهره بردند و به برتری الگوریتم گرگ خاکستری به دلیل نداشتن پارامتر قابل تنظیم و همگرایی سریع پی بردند. همچنین، الگوریتم گرگ خاکستری بیشترین

مقدار سود خالص فعلی را به ارمغان آورد. آن‌ها با نتایج به‌دست آمـده از هر دو الگوریتم، نشـان دادند که ویژگی‌های چاه مانند ضریـب بهـره‌دهی می‌توانند بـر روی تخصیـص گاز بین چاه‌ها اثرگذار باشـند. (جدول ۸) پارامترهای بهینه شـده توسـط دو الگوریتم را نشان می‌دهد.[۵۵].

جدول ۸ : پارامترهای بهینه با استفاده از الگوریتم گرگ خاکستری و ازدحام ذرات با گاز در دسترس 3 mmscf/day [۵۵]

parameter	units	GWO	PSO
Tubing diameter1	inch	5.5	5
Tubing diameter2	inch	5.8	5.5
Tubing diameter3	inch	5.6	5.1
Tubing diameter4	inch	7	6.8
Gas injection rate1	MMSCF/day	0	0
Gas injection rate2	MMSCF/day	0.019	0.5
Gas injection rate4	MMSCF/day	2.978	2.5
Separator pressure	psig	110	110

به‌طـورکلی مراحـل بهینه‌سـازی را می‌تـوان بـه ۳ گروه مجـزا دسـته‌بندی کـرد. ۱. شبیه‌سـازی ۲. مدل‌سـازی ۳. بهینه‌سـازی. امـروزه بـرای مدل‌سـازی بیشـتر از مدل‌های پراکسـی پرقـدرت و جدیـد از جملـه شـبکه‌های عصـبی مصنوعی اسـتفاده می‌کنند. ایـن امر نه‌تنها در بهینه‌سـازی فـرازآوری مصنوعی بـا گاز بلکـه در بهینه‌سـازی موضوعات دیگـر حوزه‌هـای نفـتی دیـده می‌شـود. [۵۶-۵۸] چـرا که روش‌های سـنتی و تجربی بـه دلیل داشـتن ضرایب ثابت و تعییـن آن با توجه به شـرایط مسـأله، زمان‌بر بوده و از دقت کافی برخوردار نمی‌باشـند. علاوه بر این مدل‌سـازی ضعیف، منجر به بهینه‌سـازی ضعیف خواهد شـد چراکه بهینهسازی برای ایجاد تابع هدف به‌شـدت به مدلسـازی وابسـته اسـت و زمـانی می‌تـوان بـه نتایـج بهینه‌سـازی اعتمـاد کـرد کـه مدل‌سازی به‌درسـتی و با دقت صورت گیرد. بنابراین شبکه عصبی مصنوعی جایگزین خیلی خوبی با روش‌های سنتی و برازش منحنی می‌باشند.

تکنیک‌هـای مختلـف بـه کار گرفتـه شـده بهینه‌سـازی تزریق گاز در سال‌های اخیر به روش فرا ابتکاری در (جدول ۹) به‌طور مختصر ارائه شده است:

جدول ۹ : انواع روش‌های بهینه‌سازی فرا ابتکاری به‌کاربرده شده در سال‌های گذشته

نویسنده و سال	روش‌های بهینه‌سازی
مارتینز و همکاران۱۹۹۴ [۳۵]	الگوریتم ژنتیک برای مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز
ری وسارکر ۲۰۰۶[۳۶]	الگوریتم تکاملی برای به حداکثر رساندن تولید نفت و به حداقل رساندن مصرف گاز
لیتاک و ونگ۲۰۰۸[۳۷]	ترکیب روش‌های COMBIA و SP برای مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز
زرافت و آیت اللهی ۲۰۰۹[۳۸]	الگوریتم ژنتیک وکلونی مورچگان برای بهینه‌سازی
فروغ نیا و پیشوایی۲۰۱۱[۳۹]	روش تکاملی تفاضلی برای بهینه‌سازی مقدار نرخ تزریق گاز (محدود و نامحدود) در فرازآوری طبیعی
حامدی و رشیدی۲۰۱۱ [۱۹]	الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای تعیین نرخ تزریق گاز بهینه برای هر چاه
خمسه۲۰۱۱[۴۰]	الگوریتم ژنتیک باهدف افزایش تولید نفت و بهینه کردن نرخ تزریق گاز بین چاه‌ها با درنظر گرفتن گاز در دسترس محدود
حامدی و خامه چی۲۰۱۲ [۴۱]	استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات و روش تابع جریمه برای حل رویکرد جدید مسئله بهینه‌سازی
محمودی و صادقی ۲۰۱۳ [۴۲]	توسعه یک مدل ریاضی یکپارچه با ترکیبی از الگوریتم ژنتیک و روش بهینه‌سازی مارکوارت به‌منظور تعیین پارامترهای فرآیندی
قائدی و همکاران۲۰۱۴[۴۳]	الگوریتم بهینه‌سازی کلونی مورچه‌ها برای تخصیص مقدار بهینه گاز به گروهی از چاه‌ها برای سه میدان با تعداد چاه‌های مختلف
قاسم‌زاده و پورافشاری۲۰۱۵[۴۴]	استفاده از تابع تکه‌ای مکعبی هرمیتی برای مدل‌سازی عملکرد فرازآوری با گاز و الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی
رسولی و همکاران ۲۰۱۵[۴۵]	ترکیبی از شبکه عصبی و الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی بلندمدت تخصیص گاز در گروهی از چاه‌ها تحت محدودیت‌های واقعی

مهدیانی و خامه‌چی۲۰۱۵[۴۶]	الگوریتم ژنتیک و نیوتن رافسون
میرسماعیلی و همکارانش۲۰۱۵[۴۷]	بهینه‌سازی چند هدفه EDA و الگوریتم چند هدفه NSGA2 با اهداف افزایش تولید نفت، کاهش گاز مصرفی و کاهش تولید آب
توکلی و همکارانش ۲۰۱۷[۴۸]	شبکه‌های عصبی مصنوعی برای مدل‌سازی فرازآوری با گاز و بهینه‌سازی تخصیص گاز را با استفاده از الگوریتم ژنتیک
نامدار و همکارانش ۲۰۱۹[۴۹]	استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی چرخه آب برای به دست آوردن حداقل مقدار گاز موردنیاز برای تولید نرخ نفت از پیش تعیین شده به شکل محدودیت
لوپز و همکاران ۲۰۱۹[۵۰]	الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، الگوریتم تکاملی و الگوریتم ژنتیک برای حل مشکل بهینه‌سازی فرازآوری با گاز در صنعت تولید نفت خام
میرسماعیلی و همکاران۲۰۱۹[۵۱]	استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی (الگوریتم‌های LM،BR) برای مدل‌سازی عملیات فرازآوری با گاز و سپس از الگوریتم بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش - یادگیری برای بهینه‌سازی تخصیص گاز
خوشخبرچی و همکاران۲۰۲۰[۵۲]	الگوریتم جستجوی مستقیم شبکه تطبیقی برای بهینه‌سازی تخصیص گاز در محیطی یکپارچه از مخازن، چاه‌ها و تأسیسات، تولید و تزریق
الجبوری و همکاران ۲۰۲۰[۵۳]	استفاده از پایپ سیم برای شبیه‌سازی و الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی نرخ تزریق گاز باهدف افزایش تولید نفت برای تعداد زیاد چاه
مهدیانی و همکاران ۲۰۲۱[۵۴]	بهینه‌سازی تخصیص گاز با استفاده از روش عددی LQR و مقایسه با دو الگوریتم SA و GOA
عاملی و زین‌العابدینی۲۰۲۳[۵۵]	مدل‌سازی با پرسپترون چند لایه و رگرسیون کلی، بهینه‌سازی با استفاده از الگوریتم جدید به نام گرگ خاکستری و مقایسه با الگوریتم ازدحام ذرات
همتی، قادری، نقی زاده و همکاران۲۰۲۴[۵۶-۵۸]	استفاده از مدل‌های پراکسی پرقدرت برای مدل‌سازی در مسائل بهینه‌سازی حوزه‌های نفتی

۳. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله هدف اصلی ارائه یک بررسی کلی از توسعه مسئله بهینه‌سازی فرازآوری با گاز و مطالعات و کاربردهای موجود برای حل مسئله بود. انواع روش‌های بهینه‌سازی عددی و فراابتکاری به‌کار رفته در فرازآوری با گاز ازجمله روش شیب برابر، برنامه‌ریزی درجه دوم متوالی، الگوریتم ژنتیک، الگوریتم ازدحام ذرات، الگوریتم چرخه آب، الگوریتم مبتنی بر آموزش و یادگیری، الگوریتم جستجوی مستقیم شبکه تطبیقی و... مورد بررسی قرار گرفت تا محققین دید کلی در خصوص انواع روش‌های بهینه‌سازی در این موضوع را داشته باشند. هدف از بهینه‌سازی رسیدن به جواب قابل‌قبول، با درنظر گرفتن محدودیت‌ها می‌باشد. برای یک مسأله تابعی به نام تابع هدف تعریف می‌شود. انتخاب این تابع به طبیعت مسأله وابسته است که در فرازآوری با گاز تابع هدف می‌تواند افزایش تولید نفت و سود خالص و یا بالعکس کاهش تولید آب یا گاز باشد. امروزه به دلیل محدود بودن میزان در دسترس گاز، محدودیت‌ها می‌تواند نرخ تزریق گاز برای هریک از چاه‌های میادین باشد به‌طوری‌که مجموع نرخ‌ها از میزان گاز در دسترس فراتر نرود؛ بنابراین هدف از بهینه‌سازی تعیین متغیرهای طراحی است، به‌گونه‌ای که تابع هدف کمینه یا بیشینه شود.

همان‌طور که گفته شد بهینه‌سازی برای انجام بهینه نیاز به تابع هدف دارد. روش‌های متعددی برای ساخت تابع هدف وجود دارد ازجمله روابط تجربی، برازش منحنی، شبکه عصبی مصنوعی و... . استفاده از روش‌های برازش منحنی و روابط تجربی در هر مسأله‌ای برای مدل‌سازی نیازمند تعیین ضرایب ثابت می‌باشند؛ بنابراین نمی‌توان آن را با یک مقدار ثابت برای همه چاه‌ها اعمال کرد و افزایش تعیین ضرایب ثابت، باعث افزایش زمان محاسبه بهینه‌سازی می‌شود. علاوه بر این، این روش‌ها از دقت کمی برخوردار هستند و میزان تولید نفت را بیش‌ازحد و یا بالعکس برآورد می‌کنند. امروزه شبکه عصبی مصنوعی اهمیت ویژه در مسائل بهینه‌سازی پیدا کرده است چراکه عملکرد روش‌های بهینه‌سازی به‌دقت مدل‌سازی بستگی دارد. در واقع نتایج مورد اعتماد مستلزم مدل‌سازی با دقت زیاد می‌باشد.

نتایج مطالعات در این مقاله نشان داد که به دلیل پیچیده‌تر شدن مسأله و افزایش تعداد متغیرها نیاز به استفاده از روش‌های عددی کاهش می‌یابد. علاوه بر این روش‌های عددی اغلب از مشتق تابع هدف بهره می‌گیرند چنین عملکردی، حل مسائل را پیچیده کرده و سرعت محاسبات را کاهش می‌دهد،

بخصوص زمانی که متغیرهای مستقل افزایش پیدا می‌کند. لذا در این شرایط، الگوریتم‌های فرا ابتکاری مورداستفاده قرار می‌گیرند. روش‌های جستجوی ابتکاری مسائل خیلی پیچیده را حل می‌کنند. روند کلی الگوریتم‌های فرا ابتکاری به این صورت می‌باشد که در مراحل شروع، پاسخ‌های اولیه را به‌طور تصادفی ایجاد کرده و در مراحل بعدی با داشتن فرآیند طبیعی جواب‌های بهتری را تولید می‌کنند. الگوریتم‌های فرا ابتکاری، تصادفی بوده و از طبیعت الهام گرفته شده‌اند.

بر اساس بررسی‌های صورت گرفته از مطالعات، اکثر الگوریتم‌های بهینه‌سازی شامل پارامترهای قابل‌کنترل می‌باشند که برای بهینه‌سازی باید این مقادیر تنظیم شوند. بیشتر مطالعات از عملکرد آزمون و خطا برای یافتن مقادیر این پارامترها استفاده می‌کنند؛ اما در میان این روش‌ها الگوریتم‌هایی وجود دارد که پارامترهای قابل تنظیم ندارند. با توجه به بهینه‌سازی انجام شده در گذشته توسط محققین، الگوریتم مبتنی بر آموزش و یادگیری و الگوریتم گرگ خاکستری جزء الگوریتم‌هایی می‌باشند که نیازمند به تنظیم پارامتر نمی‌باشند. این مزیت، برتری این روش‌ها را نشان می‌دهد چراکه اگر فرمول‌های موجود در هر نوع الگوریتم دارای پارامترهای قابل تنظیم باشند، باید با تنظیم پارامترها به‌صورت حدس و خطا به هدف نهایی رسید. این امر زمان محاسبه را افزایش داده و دارای خطای زیادی می‌باشد.

همچنین برخی از الگوریتم‌های بهینه‌سازی، به نقطه شروع حساس هستند. به‌طوری‌که نقطه شروع نامناسب منجر به دام افتادن در نقاط بهینه محلی می‌شود. با توجه به مطالعات پیشین، آمار زیادی از محققین به این نتیجه دست یافتند که الگوریتم ژنتیک به‌شدت به جمعیت اولیه وابسته است بنابراین چنین به نظر رسید در جمعیت‌ها و تعداد چاه‌های کمتر در نقاط بهینه محلی به دام می‌افتد، درحالی‌که دیگر الگوریتم‌ها چندان وابسته به جمعیت نیستند و تکرارپذیری خوبی دارند و همچنین ازنظر نرخ همگرایی، الگوریتم گرگ خاکستری، الگوریتم چرخه آب و الگوریتم مبتنی بر آموزش و یادگیری عملکرد بسیار بهتری نسبت به سایر الگوریتم‌های بهینه‌سازی از خود نشان دادند. این برتری را می‌توان به عدم نیاز این الگوریتم‌ها به پارامترهای قابل‌کنترل در فرمول‌های مختص خود، نسبت داد. در اکثر مطالعات دیده شد که در جمعیت‌های بالا، عملکرد الگوریتم‌های ازدحام ذرات و ژنتیک ازنظر سرعت به‌طور قابل‌توجهی کاهش می‌یابد و در الگوریتم‌های کلونی مورچه‌ها و چرخه آب نسبت به الگوریتم‌های دیگر با سرعت بیشتری فرایند بهینه‌سازی به پایان می‌رسد و از زمان محاسبه کمتری برخوردار می‌باشند. همانطور که می‌دانیم هریک از الگوریتم‌ها دارای فرمول ریاضی خاصی برای حل مسائل بهینه‌سازی هستند که پیچیدگی یا سادگی این فرمول‌ها از اهمیت زیادی برخوردار است و هرچه ساختار الگوریتم ساده‌تر باشد ما را در رسیدن سریع به پاسخ نهایی یاری می‌کند؛ بنابراین این امر دلیل برتری این دو الگوریتم را تائید می‌کند.

همان‌طور که گفته شد اکثر مسائل بهینه‌سازی به‌صورت مقید هستند. به‌عبارتی دیگر، برای رسیدن به جواب بهینه باید محدودیت موردنظر رعایت شود. برخی از الگوریتم‌ها برای بهینه‌سازی همراه با این محدودیت‌ها با مشکل مواجه می‌شوند و ممکن است جوابی نامناسب را ارائه داده و یا اصلاً جوابی پیدا نکنند. بهینه‌ساز برای حل مسأله، محاسبات زیادی را انجام می‌دهد. در واقع هر چه داده‌ها و فضای جستجو بیشتر باشد، محاسبه و زمان، زیاد و پیچیده خواهد شد. بهینه‌ساز زمانی پاسخ‌های بهتری را ارائه می‌دهد که بتواند در صرف زمان و هزینه، صرفه‌جویی نماید.

درنهایت، هریک از روش‌های الگوریتم فرا ابتکاری مزایا و معایب خود را دارند و تفاوت آن‌ها می‌تواند در تعداد تکرار، تعداد چاه‌ها، دقت، زمان اجرا و ... باشد. با توجه به عملکرد هریک از روش‌های بهینه‌سازی در ویژگی‌های گفته شده، برتری آن نسبت به دیگر روش‌ها مشخص می‌شود. به‌عبارتی دیگر، برتری هر یک به عواملی مانند همگرایی در بهینه سراسری، تعداد پارامترهای قابل تنظیم، دقت، سرعت و... بستگی دارد و برای انتخاب روش با جواب بهینه بهتر، می‌توان گفت که تنها با مقایسه نتایج به‌دست آمده بنا بر شرایط مسأله موجود می‌توان ادعا کرد کدام الگوریتم روش بهتری را ارائه می‌کند و نمی‌توان گفت کدام الگوریتم بهینه‌سازی به‌طور قطعی برای حل یک مسئله مناسب می‌باشد. همین‌طور نحوه تخصیص و بهینه متغیرها در هریک از الگوریتم‌ها نیز با یکدیگر متفاوت خواهد بود؛ اما همه آن‌ها با توجه به ویژگی‌های چاه و مخزن به‌منظور رسیدن به تابع هدف، پارامترهای موردنظر را بهینه می‌کنند. بعضی از الگوریتم‌ها تاکنون در مسائل بهینه‌سازی فرازآوری مصنوعی با گاز به کار گرفته نشده‌اند از معروف‌ترین آن‌ها می‌توان به الگوریتم بهینه‌سازی گرده‌افشانی گل‌ها، الگوریتم بهینه‌سازی نهنگ یا وال، الگوریتم بهینه‌سازی گرگ خاکستری، الگوریتم بهینه‌سازی کلونی پنگوئن‌های امپراتور و الگوریتم بهینه‌سازی سنجاقک اشاره کرد؛ بنابراین می‌توان در مطالعات بعدی با استفاده از این الگوریتم‌ها به بهینه‌سازی در

خصوص فرازآوری با گاز پرداخت.

مراجع:

[1]. Ameli, F., S. Moghadam, and S. Shahmarvand, Polymer flooding. 2022, Gulf Professional Publishing. p. 33-94.

[2]. Ameli, F., S. Moghaddam, and S. Shahmarvand, Introduction to gas flooding technique: fundamentals and applications, in Gas Injection Methods. 2023, Gulf Professional Publishing. p. 1-43.

[3]. Hayatolgheibi, S.H. and F. Ameli, A mechanistic study on the behavior of injected hydrogels in porous media for enhanced oil recovery. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology, 2020. 7(1): p. 75-87.

[4]. Hayatolgheibi, S.H., F. Ameli, and M.R. Moghbeli, Performance Mechanism of Hydrogel for Enhanced Oil Recovery: A Numerical Simulation Study Based on the Phase-Field Approach. 2021.

[5]. Hayatolgheibi, S.H., F. Ameli, and M.R. Moghbeli, A simulation study on hydrogel performance for enhanced oil recovery using phase-field method. Scientific Reports, 2022. 12(1): p. 2379.

[6]. Hayatolgheilbi, S.H., et al., Investigation on the Polymer Flooding in a Heterogeneous Porous Media-Part II: Simulation Study. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology, 2023. 10(1): p. 70-85.

[7]. Jamali, A., et al., Synthesis and characterization of pH-sensitive poly (acrylamide-co-methylenebisacrylamide-co-acrylic acid) hydrogel microspheres containing silica nanoparticles: Application in enhanced oil recovery processes. Journal of Applied Polymer Science, 2020. 137(12): p. 48491.

[8]. Momenian, M., et al., Experimental study on Polymer Flooding in a Heterogeneous Porous Media-Part I: Effects of Copolymer and Silica Nanoparticles Composition. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology, 2023. 10(2): p. 110-124.

[9]. Shahmarvand, S. and F. Ameli, A Review on Recent Studies on the Simulation of Foam Flooding in Porous Media. Iranian Chemical Engineering Journal, 2021. 20(116): p. 64-83.

[10]. Shahmarvand, S., et al., Experimental investigation on the stability of foam using combination of anionic and zwitterionic surfactants: A screening scenario to obtain optimum compound. Journal of Dispersion Science and Technology, 2023: p. 1-12.

[11]. Crnogorac, M., et al., Selection of Artificial Lift Methods: A Brief Review and New Model Based on Fuzzy Logic. Energies, 2020. 13(7): p. 1758.

[12]. 12. Khamehchi, E., et al., Continuous gas lift optimization using genetic algorithm. Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 2009. 3(4): p. 3919-3929.

[13]. Langvik, A.S. and L. Dzubur, Optimization of oil production-applied to the marlim field. 2012, Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse.

[14]. Ghaedi, M., B. Aminshahidy, and C. Ghotbi, Improving Gas Allocation Optimization to a Group of Wells in Gas Lift Using an Efficient Hybrid Genetic Algorithm (HGA). Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2014. 36(21): p. 2361-2375.

[15]. Ayatollahi, S., M. Narimani, and M. Moshfeghian, Intermittent gas lift

in Aghajari oil field, a mathematical study. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004. 42(2-4): p. 245-255.

[16]. Oloro, J. and E. Ogbolu, Gas Lift Optimization: Using Least Square Method and Solver. Greener Journal of Petroleum and Gas Exploration, 2013. 1(1).

[17]. Rashid, K., W. Bailey, and B. Couët, A survey of methods for gas-lift optimization. Modelling and Simulation in Engineering, 2012. 2012: p. 24-24.

[۱۸]. قهنویه، م.ب.م.م.ر.، تعیین رژیم‌های جریان دوفازی و محاسبه افت فشار در یکی از چاه‌های میادین نفتی جنوب کشور تحت فرازآوری مصنوعی با گاز و بررسی اثر نرخ تزریق گاز، قطر لوله مغزی بر رژیم جریان. ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۳۹۹.

[19]. Hamedi, H., F. Rashidi, and E. Khamehchi, A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem. Petroleum Science and Technology, 2011. 29(4): p. 418-427.

[20]. G.Takacs, GAS LIFT manual. 2005.

[21]. Khamehchi, E. and M.R. Mahdiani, Gas allocation optimization methods in artificial gas lift. 2017: Springer.

[22]. Mayhill, T. Simplified method for gas-lift well problem identification and diagnosis. in Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. 1974. OnePetro.

[23]. Gomez, V.R., Optimization of Continuous Flow Gas-Lift Systems. 1974, University of Tulsa.

[24]. [24] Redden, J.D., T. Sherman, and J.R. Blann. Optimizing gas-lift systems. in Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. 1974. OnePetro.

[25]. Kanu, E.P., J. Mach, and K.E. Brown, Economic approach to oil production and gas allocation in continuous gas lift (includes associated papers 10858 and 10865). Journal of Petroleum Technology, 1981. 33(10): p. 1887-1892.

[26]. Nishikiori, N., et al. An improved method for gas lift allocation optimization. in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1989. OnePetro.

[27]. Buitrago, S., E. Rodriguez, and D. Espin. Global optimization techniques in gas allocation for continuous flow gas lift systems. in SPE gas technology symposium. 1996. OnePetro.

[28]. Fang, W. and K. Lo, A generalized well-management scheme for reservoir simulation. SPE Reservoir Engineering, 1996. 11(02): p. 116-120.

[29]. Dutta-Roy, K. and J. Kattapuram. A new approach to gas-lift allocation optimization. in SPE western regional meeting. 1997. OnePetro.

[30]. Wang, P., M. Litvak, and K. Aziz. Optimization of production operations in petroleum fields. in SPE annual technical conference and exhibition. 2002. OnePetro.

[31]. Alarco´ n, G.A., C.F. Torres, and L.E. Go´ mez, Global optimization of gas allocation to a group of wells in artificial lift using nonlinear constrained programming. J. Energy Resour. Technol., 2002. 124(4): p. 262-268.

[32]. Kosmidis, V.D., J.D. Perkins, and E.N. Pistikopoulos, A mixed integer optimization formulation for the well scheduling problem on petroleum fields. Computers & Chemical Engineering, 2005. 29(7): p. 1523-1541.

[33]. Camponogara, E. and A.M. de Conto, Lift-gas allocation under precedence constraints: MILP formulation and computational

analysis. IEEE Transactions on Automation Science and Engineering, 2009. 6(3): p. 544-551.

[34]. Chou, J.-S. and D.-N. Truong, A novel metaheuristic optimizer inspired by behavior of jellyfish in ocean. Applied Mathematics and Computation, 2021. 389: p. 125535.

[35]. Martinez, E., et al. Application of genetic algorithm on the distribution of gas-lift injection. in SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. 1994. SPE.

[36]. Ray, T. and R. Sarker. Multiobjective evolutionary approach to the solution of gas lift optimization problems. in 2006 IEEE International Conference on Evolutionary Computation. 2006. IEEE.

[37]. Wang, P. and M. Litvak, Gas lift optimization for long-term reservoir simulations. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008. 11(01): p. 147-153.

[38]. Zerafat, M.M., S. Ayatollahi, and A.A. Roosta, Genetic algorithms and ant colony approach for gas-lift allocation optimization. Journal of the Japan Petroleum Institute, 2009. 52(3): p. 102-107.

[۳۹]. نیا، ف.، et al.، کنترل و بهینه‌سازی تولید نفت با فرازآوری طبیعی گاز. نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران، ۲۰۱۱. ۳۰(۱): p. ۲۱-۲۸.

[۴۰]. خمسه، ش.ف. and فرخ، افزایش تولید با به‌کارگیری روش‌های پیشرفته بهینه‌سازی سیستم فرازآوری مصنوعی با گاز در میادین فراساحلی. ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز. ۱۳۹۱(۹۰): p. ۴۵-۵۱.

[41]. Hamedi, H. and E. Khamehchi, A nonlinear approach to gas lift allocation optimization with operational constraints using particle swarm optimization and a penalty function. Petroleum science and technology, 2012. 30(8): p. 775-785.

[42]. Mahmudi, M. and M.T. Sadeghi, The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013. 108: p. 321-327.

[43]. Ghaedi, M., C. Ghotbi, and B. Aminshahidy, The optimization of gas allocation to a group of wells in a gas lift using an efficient Ant Colony Algorithm (ACO). Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2014. 36(11): p. 1234-1248.

[44]. Ghassemzadeh, S. and P. Pourafshary, Development of an intelligent economic model to optimize the initiation time of gas lift operation. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2015. 5(3): p. 315-320.

[45]. Rasouli, H., et al., A surrogate integrated production modeling approach to long-term gas-lift allocation optimization. Chemical Engineering Communications, 2015. 202(5): p. 647-654.

[46]. Mahdiani, M.R. and E. Khamehchi, Preventing instability phenomenon in gas-lift optimization. Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology, 2015. 4(1): p. 49-65.

[47]. Miresmaeili, S.O.H., P. Pourafshary, and F.J. Farahani, A novel multi-objective estimation of distribution algorithm for solving gas lift allocation problem. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015. 23: p. 272-280.

[48]. Tavakoli, R., et al., Optimization of gas lift allocation using different models. Recent

Advances in Petrochemical Science, 2017. 1(2).

[49]. Namdar, H., Developing an improved approach to solving a new gas lift optimization problem. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2019. 9(4): p. 2965-2978.

[50]. López, S., et al., Optimization of Lift Gas Allocation using Evolutionary Algorithms. International Journal of Computer Applications Technology and Research (IJCATR), 2019.

[51]. Miresmaeili, S.O.H., et al., An improved optimization method in gas allocation for continuous flow gas-lift system. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019. 172: p. 819-830.

[52]. Khoshkbarchi, M., et al. Application of Mesh Adaptive Derivative-Free Optimization Technique for Gas-Lift Optimization in an Integrated Reservoirs, Wells, and Facilities Modeling Environment. in SPE Canada Heavy Oil Conference. 2020. OnePetro.

[53]. AlJuboori, M., et al. Numerical simulation of gas lift optimization using genetic algorithm for a Middle East oil field: feasibility study. in International Petroleum Technology Conference. 2020. OnePetro.

[54]. Mahdiani, M.R., E. Khamehchi, and A.A. Suratgar, Using linear–quadratic regulator to optimally control the gas lift operation. Arabian Journal of Geosciences, 2021. 14: p. 1-19.

[55]. Zeinolabedini, F.A.L., A Novel Approach to the Gas-Lift Allocation Optimization Problem. مقاله کنفرانسی، مهندسی شیمی ایران، ۲۰۲۳.

[56]. Naghizadeh, A., et al., Multi-objective optimization of water-alternating flue gas process using machine learning and nature-inspired algorithms in a real geological field. Energy, 2024: p. 130413.

[57]. Ghadery-Fahliyany, H., et al., Toward predicting thermal conductivity of hybrid nanofluids: Application of a committee of robust neural networks, theoretical, and empirical models. Powder Technology, 2024: p. 119506.

[58]. Naghizadeh, A., et al., Modeling thermal conductivity of hydrogen-based binary gaseous mixtures using generalized regression neural network. International Journal of Hydrogen Energy, 2024. 59: p. 242-250.

IRANIAN JOURNAL OF GAS ENGINEERING

Volume 10 / Issue 2 / NO. 18 / Winter 2023 / Pages 42-60

Journal Homepage: www.ijge.irangi.org

A Review of Gas Injection Optimization Studies in Artificial Gas Lift

Leila Zeinolabedini[1], **Forough Ameli**[2*]

1. M.Sc., Department of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran
2. Assistant Professor, Department of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW ARTICLE

Article History:
Received: 01 November 2023
Revised: 26 December 2023
Accepted: 29 December 2023

Keywords:
Gas lift
optimization techniques
Available gas
Oil production
Metaheuristic methods

ABSTRACT

With the help of gas lift methods, the ability of the fluid increases and the production takes place at the surface. Often, the amount of gas available in the gas lift method is limited, so the appropriate allocation of the available gas to the wells is an important issue in the gas lift method. Optimizing gas lift plays an important role in generating and maximizing net present value. In summary, this paper provides a comprehensive review of gas lift optimization techniques used in the petroleum industry, from numerical methods to meta-heuristic techniques. Finally, the results of the studies show that the degree of complexity of the numerical methods increases with the increase in the number of parameters. However meta-heuristic methods can deal with complex problems. On the other hand, meta-heuristic methods include methods whose superiority depends on factors such as convergence to the global optimum, the number of adjustable parameters, accuracy, and speed. For example, according to the methods used in previous studies, the water cycle algorithm and the algorithm based on teaching and learning showed fast convergence, and the genetic algorithm is often trapped in local areas in the smaller population. The ant colony algorithm and the water cycle have less execution time than other algorithms. Also, the method of allocating and optimizing the variables in each of the algorithms will be different from each other, and it will be possible to choose the method with the best optimal solution only by comparing the results obtained according to the conditions of the existing problem.

DOR: 20.1001.1.25885251.1402.00.00

How to cite this article

L. Zeinolabedini, F. Ameli, A Review of Gas Injection Optimization Studies in Artificial Gas Lift. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(2): 42 -60. (https://www.ijge.irangi.org/article_712585.html)

* Corresponding Author.
E-mail address: ameli@iust.ac.ir, (F. Ameli).

Available online 31 December 2023
25885-5251/© 2023 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.
This is an open access article under the CC BY license. (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0)