

بهینه سازی دبی تزریق گاز در سامانه فرازآوری با گاز به کمک هوش مصنوعی در یکی از مخازن نفتی ایران

جمشید مقدسی • احسان کارگر جهرمی* • دانشکده نفت اهواز |

چکیده

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده:

۹۴/۱۱/۱۷

تاریخ ارسال به داور:

۹۴/۱۱/۱۷

تاریخ پذیرش داور:

۹۴/۱۱/۲۰

واژگان کلیدی:

فرازآوری با گاز، بهینه‌سازی، شبکه‌های عصبی مصنوعی، دبی تزریق گاز

امروزه روش‌های فرازآوری مصنوعی^۱ به عنوان روش‌های کارآمد و مقرون به صرفه نقش ویژه‌ای در نگهداشت و یا افزایش تولید از میادین نفتی دنیا ایفا می‌کنند. در این میان، فرازآوری با گاز به دلیل انعطاف‌پذیری بالا نسبت به شرایط گسترده عملیاتی و سادگی نصب، راهبری و خدمات نگهداشت، همواره یکی از گزینه‌های برتر انتخابی برای روش‌های بهبود برداشت از میادین دنیا ارزیابی می‌گردد. یکی از چالش‌های راهبری سامانه فرازآوری با گاز پس از نصب بر روی چاه، بهینه‌سازی دبی تزریق گاز جهت دستیابی به حداکثر نسبت تولید به تزریق برای چاه‌های میدان است. تاکنون روش‌های متعددی برای بهینه‌سازی دبی تزریق گاز پیشنهاد شده است. استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی^۴ یکی از این روش‌هاست و با توجه به کاربرد گسترده و نتایج قابل قبول آن در علوم مهندسی در این مطالعه مورد بررسی قرار گرفته است.

از نظر تئوری، دبی تزریق گاز^۵ متناظر با بیشینه تولید نفت به عنوان دبی بهینه در نظر گرفته می‌شود اما با توجه به مشکلات عملیاتی، محدودیت منابع گاز و مباحث اقتصادی، این روش در صنعت مورد استفاده قرار نمی‌گیرد. در این مقاله معیار جدیدی برای تعیین دبی بهینه تزریق گاز به کار گرفته شده است که علاوه بر افزایش تولید، معیارهای اقتصادی را نیز در برمی‌گیرد.

بر اساس نتایج به دست آمده از مدل توسعه یافته با استفاده از هوش مصنوعی برای چاه‌های یکی از مخازن نفتی ایران، مشخص گردید که مدل پیشنهادی، سریع و دقیق بوده و می‌تواند کارشناسان را از صرف وقت زیاد برای شبیه‌سازی چاه جهت تعیین دبی بهینه تزریق گاز بی‌نیاز سازد. همچنین دبی تزریق به دست آمده با این مدل، هم‌زمان از نظر اقتصادی نیز بهینه بوده و به کارگیری آن موجب حداکثر شدن سودآوری پروژه‌های فرازآوری با گاز خواهد شد.

مقدمه

روش‌های فرازآوری مصنوعی است [۱]. ایده اولیه فرازآوری با گاز از کار کارل ایمانوئل لوچر گرفته شده است. این مهندس معدن آلمانی نخستین کسی بود که از هوای فشرده جهت پمپ کردن مایعات در آزمایشگاه استفاده کرد. اولین استفاده از هوا جهت فرازآوری در برخی چاه‌های نفتی پنسیلوانیا در سال ۱۸۴۶ انجام گرفت [۲]. در این سامانه گاز به درون چاه تولیدی تزریق می‌شود و از طریق کاهش چگالی^۱ سیال، تولید را تسهیل می‌کند [۳]. فرازآوری با گاز دارای قابلیت پیاده‌سازی آسان و موثر در شرایط عملیاتی گسترده بوده و به نگهداشت کمتری نیازمند است [۴]. همچنین در جاهایی که منابع گاز طبیعی در دسترس باشند، مرسوم می‌باشد [۵]. فرازآوری با گاز به دو روش پیوسته^{۱۱} و ناپیوسته^{۱۲} انجام می‌گیرد [۶].

تاکنون روش‌های متعددی برای طراحی و بهینه‌سازی فرازآوری با گاز پیشنهاد شده است که در اکثر آنها از آنالیز

اکثر چاه‌های نفتی برای مدتی به صورت طبیعی تولید خواهند داشت و فشار مخزن، انرژی کافی برای رساندن سیال به سطح را تأمین می‌کند. طی تولید از چاه، انرژی مخزن کاهش یافته و نهایتاً در نقطه‌ای این انرژی قادر به رساندن سیال به سطح نخواهد بود و یا اینکه با فشار سرچاهی کافی سیال را به سطح نمی‌رساند. در این حالت برای غلبه بر این مشکلات مرسوم‌ترین راه‌حل، استفاده از یکی از روش‌های فرازآوری مصنوعی جهت تولید نفت با نرخ تولید و فشار سرچاهی لازم می‌باشد.

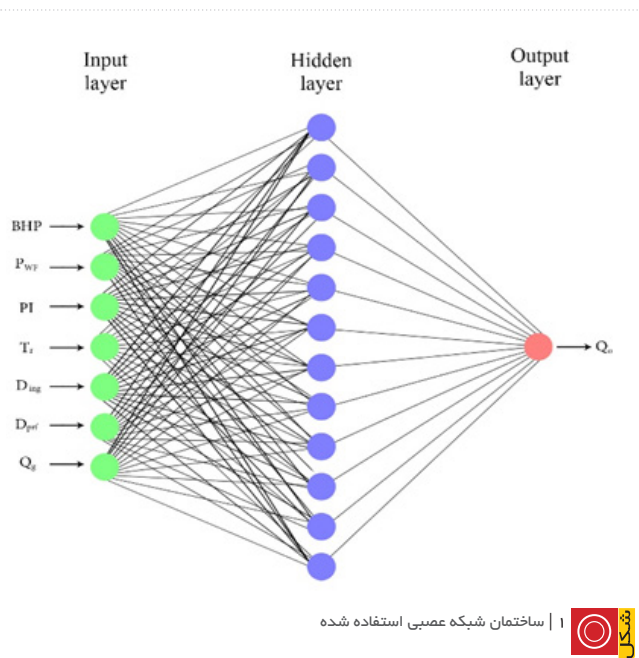
روش‌های مرسوم فرازآوری مصنوعی شامل فرازآوری با گاز، پمپ‌های الکتریکی شناور^۳، پمپ‌های میله‌ای مکشی^۷، پمپ‌های خلاء پیش‌رو^۸ و پمپ‌های هیدرولیک زیرسطحی^۹ هستند. با توجه به شرایط چاه، شرایط مخزن، امکانات سطحی و ارزیابی اقتصادی، بهترین روش فرازآوری مصنوعی انتخاب می‌شود. بر اساس آمارهای موجود، فرازآوری با گاز یکی از متداول‌ترین

* ehsan.kargar.jahromi@gmail.com

جهت افزایش عمومیت شبکه، تصمیم گرفته شد کلیه نقاط نمودار عملکرد فراآوری با گاز برای تمامی چاه‌ها برای کار با شبکه به کار گرفته شود.

شبکه عصبی برای این مسئله بر مبنای الگوریتم Leven-Marquardt و با تابع فعال‌کننده σ ساخته شد. ۷۰ درصد داده‌ها برای آموزش، ۱۵ درصد برای تست و ۱۵ درصد برای اعتبارسنجی در نظر گرفته شد. تعیین کردن تعداد نوروهای لایه مخفی، قسمت مهمی از تعیین معماری شبکه می‌باشد. اگر تعداد نوروها در لایه مخفی کمتر از حد بهینه باشد، خطای شبکه افزایش می‌یابد و اگر بیش از حد باشد، از عمومیت شبکه کاسته شده باعث افزایش زمان آموزش می‌گردد [۱۲]. برای این کار، شبکه با تعداد نوروهای متفاوت در لایه مخفی آموزش داده شد و با توجه به میزان کمترین خطا، تعداد نورو مناسب انتخاب گردید.

پارامترهای ورودی و خروجی در شکل ۱- نمایش داده شده است. خواص سیال برای چاه‌های مخزن مورد مطالعه یکسان گزارش گردید و این مسئله تعداد متغیرها را به هشت عدد کاهش داد. ابتدا دبی تزریق گاز به عنوان خروجی شبکه در نظر گرفته شد اما شبکه دارای خطای زیادی بود؛ با نرمالایز کردن و حذف ورودی‌هایی که دبی تولیدی آنها صفر بود نیز بهبود زیادی حاصل نشد؛ به این علت که شبکه به ازای تغییرات زیاد در ورودی، تنها تغییر اندکی در خروجی مشاهده می‌کرد. برای حل این مشکل دبی نفت تولیدی به عنوان خروجی شبکه در نظر گرفته شد.



گره‌های^۳ استفاده می‌شود [۷]. در این مقاله یکی از مخازن نفتی ایران که تعداد زیادی از چاه‌های آن تحت عملیات فراآوری با گاز بوده و تعداد زیادی از چاه‌های دیگر کاندید نصب فراآوری با گاز می‌باشد، مورد مطالعه بهینه‌سازی دبی تزریق گاز به کمک شبکه‌های عصبی مصنوعی قرار گرفته است.

شبکه‌های عصبی مصنوعی مدل‌های ریاضی ساده شده‌ای از مغز انسان هستند و قابلیت انجام اموراتی همچون تشخیص الگو، دسته‌بندی و تقریب توابع را دارند [۸]. مغز انسان از مجموعه‌ای از سلول‌های عصبی به هم پیوسته تشکیل شده است (نورون^۴). نوروها با ارسال سیگنال‌های الکتروشیمیایی از طریق شبکه‌ای از اتصالات (سیناپس^۵) با هم در ارتباطند. یک نورون تنها در صورتی سیگنال می‌فرستد که از یک آستانه^۶ شیمیایی فراتر رود. ارتباطات بین نوروهای فعال تقویت شده و ارتباط بین نوروهای بدون استفاده ضعیف می‌شود [۹].

بنابراین می‌توان یک ساختار مصنوعی به پیروی از این شبکه‌های طبیعی ساخت و با تنظیم مقادیر هر اتصال تحت عنوان وزن اتصال^۷، نحوه ارتباط بین اجزای شبکه را مشخص کرد. پس از آموزش^۸ شبکه، اعمال یک ورودی خاص به آن باعث دریافت پاسخ خاص می‌شود [۱۰]. شبکه‌های عصبی مصنوعی قادر به یادگیری ارتباط غیرخطی بین ورودی‌ها و خروجی‌ها هستند و می‌توانند به عنوان ابزاری برای یافتن الگوی داده‌ها به کار روند [۱۱].

مزیت روش ارائه شده در این مطالعه نسبت به سایر روش‌ها در این است که خروجی آن برنامه‌ای است ساده، سریع، قابل استفاده برای افراد ناآشنا به نرم‌افزارهای تخصصی شبیه‌سازی چاه و از همه مهم‌تر آنکه مدل برای مخزن مذکور بهینه شده است.

۱- روش انجام مطالعه

۱-۱- ساختن مدل

اطلاعات چاه‌های مخزن مورد مطالعه جمع‌آوری و در نرم‌افزار PIPESIM شبیه‌سازی شده و با شرایط واقعی چاه‌ها تنظیم و تطابق‌گیری شده است. سپس نمودار عملکرد فراآوری با گاز^۹ برای کلیه چاه‌ها ترسیم گردیده است (شکل-۳). علت استفاده از نرم‌افزار شبیه‌ساز، بسط داده‌ها در دبی‌های مختلف تزریق می‌باشد.

۲-۱- معماری و آموزش شبکه عصبی مصنوعی

با توجه به کمبود داده‌های حقیقی و به عنوان راهکاری بهینه

(۱)

$$\text{Lean gas price (\$/mmBTU)} = 0.118 \times \text{oil price} - 0.215$$

(۲)

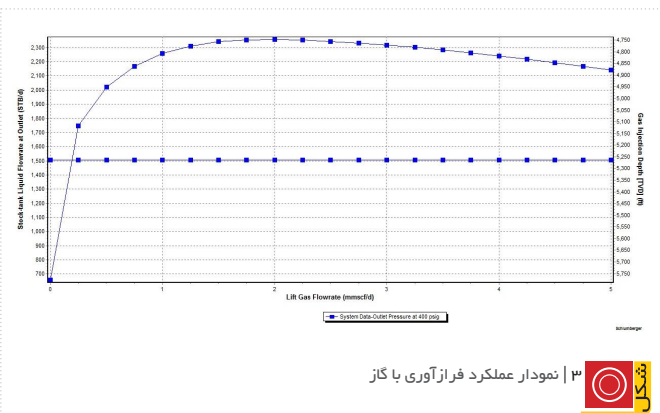
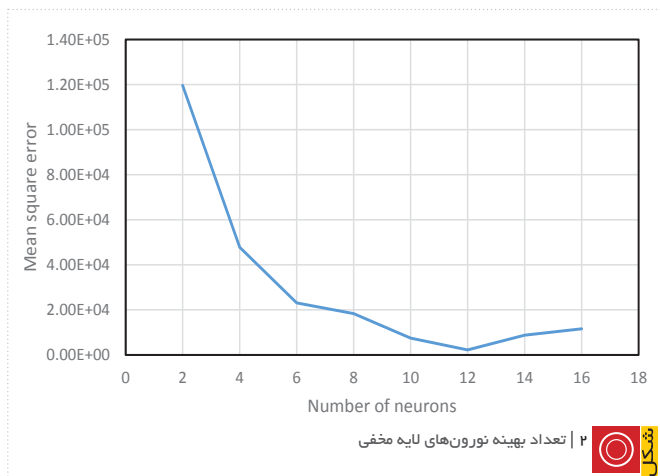
$$\text{bhp (kw)} = 24/23 Qg + 3 Qg^{1/4}$$

(۳)

$$\text{Revenue} = Q_o \times \text{oil \$} - Q_g \times \text{gas \$} - \text{compressor consumption} \times \text{power \$}$$

۲- ارزیابی نتایج خروجی مدل

همان‌طور که در بخش قبل بیان گردید چاه‌ها مدل‌سازی شده و نمودارهای عملکرد فرازآوری با گاز رسم شدند. شبکه‌های عصبی هوشمند آموزش داده شد و شبکه با حداقل خطایی که دارای ۱۲ نورون در لایه مخفی بود انتخاب گردید. سپس به کمک نرم‌افزار متلب ناحیه بهینه مشخص گردید. حال نتایج در این قسمت بررسی خواهد شد (شکل-۲).



۱-۳- روش بهینه‌سازی

الف- نرم‌افزار Matlab

تاکنون روش‌های متعددی برای بهینه‌سازی فرازآوری با گاز پیشنهاد گردیده است؛ برای نمونه Forero [۱۳] می‌گوید حداکثر بهره‌دهی فرازآوری با گاز به کمک ترسیم خطی مماس بر نمودار عملکرد فرازآوری با گاز از مبدأ مشخص می‌شود. البته روش ایشان تنها برای چاه‌هایی قابل استفاده است که تولید آنها متوقف شده باشد.

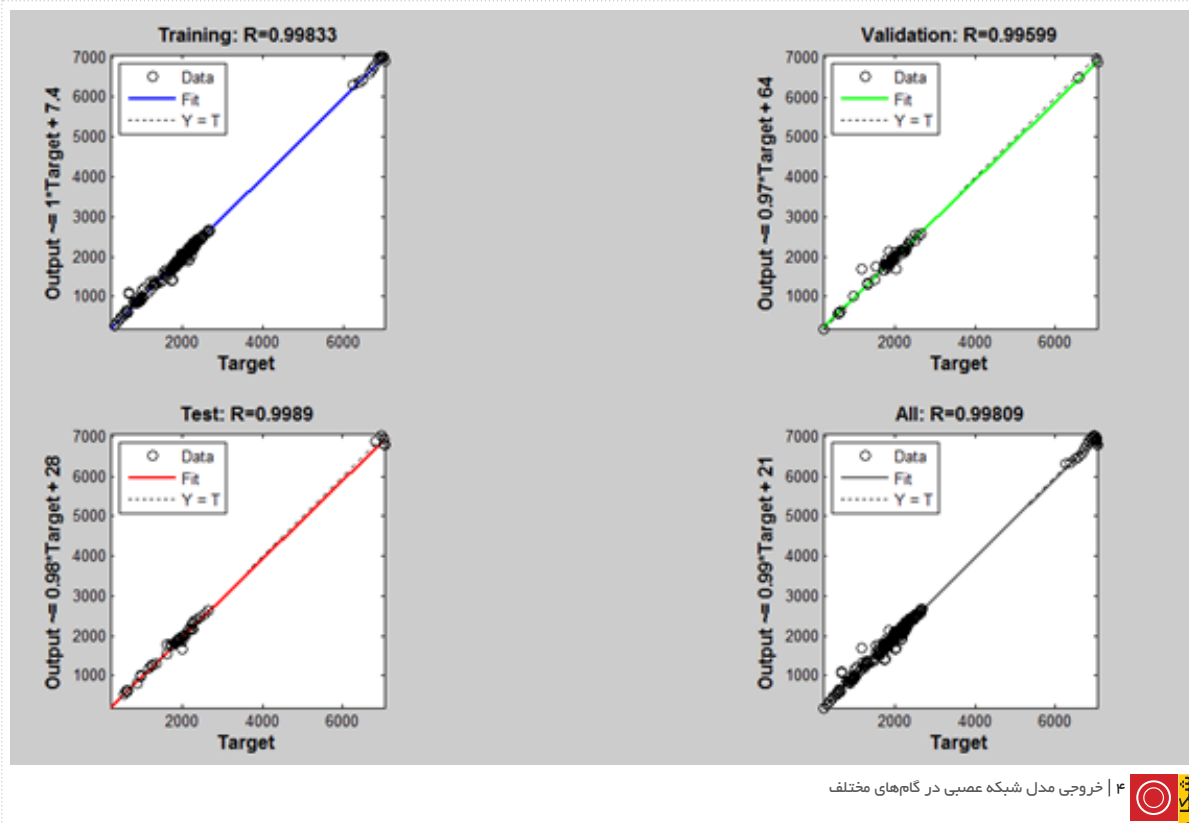
از نظر تئوری، دبی تزریق گاز متناظر با بیشینه تولید نفت را به‌عنوان نقطه بهینه در نظر می‌گیرند، اما با توجه به مشکلات عملیاتی، محدودیت منابع گاز و مباحث اقتصادی، این دبی در صنعت مورد استفاده قرار نمی‌گیرد. براساس روش پیشنهادی دانشگاه Heriot-Watt نقطه بهینه تزریق گاز چیزی در حدود ۳۰ درصد کمتر از دبی گازی است که تولید نفت در آن بیشینه می‌باشد. این دبی تزریق گازی است که پس از آن، هزینه مهیا کردن گاز بیشتر برابر است با میزان سود حاصله از فروش نفت تولیدی [۱۴].

نهایتاً یک کد متلب^{۲۱} نوشته شد که ابتدا مشتق نمودار عملکرد فرازآوری با گاز را محاسبه می‌نماید و سپس نقطه بهینه تزریق را بر اساس روش بالا مشخص می‌کند. هم‌چنین برای راحتی کار کاربر کد دیگری به آن اضافه گردید که اطلاعات چاه را دریافت نموده و ناحیه بهینه تزریق را معین می‌کند.

ب- ارزیابی اقتصادی

روش ساده‌ای برای ارزیابی اقتصادی به‌منظور صحت‌سنجی روش فوق با در نظر گرفتن فرضیات ساده‌سازی زیر به کار گرفته شد:

- کمپرسورها از قبل خریداری شده‌اند و در حال استفاده‌اند؛ لذا نیازی به خرید کمپرسور نیست.
- خطوط لوله موردنیاز از قبل نصب شده‌اند و در حال استفاده‌اند؛ لذا نیازی به خرید و نصب خطوط لوله نیست.
- فشار سطحی تزریق برای کلیه چاه‌ها یکسان است.
- ارزش حرارتی گاز تزریقی با توجه به اجزای گاز، ۱۱۲۰ BTU/scf در نظر گرفته شده است.
- قیمت نفت \$/STB ۵۰ در نظر گرفته شده است.
- هزینه برق مصرفی کمپرسور \$/kw ۱/۶۴ در نظر گرفته شده است.

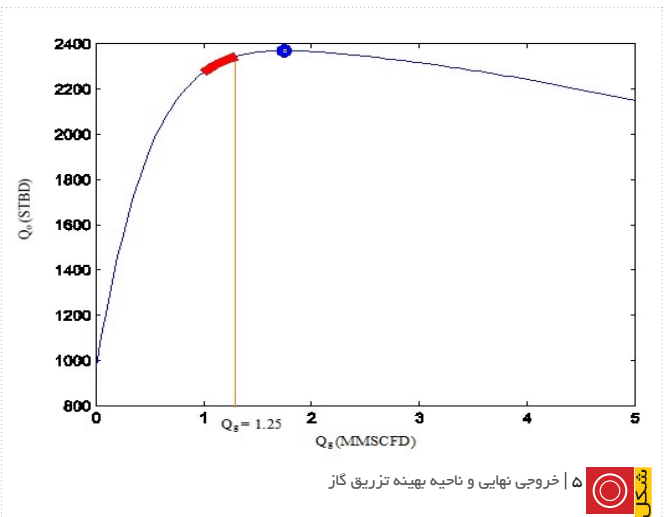
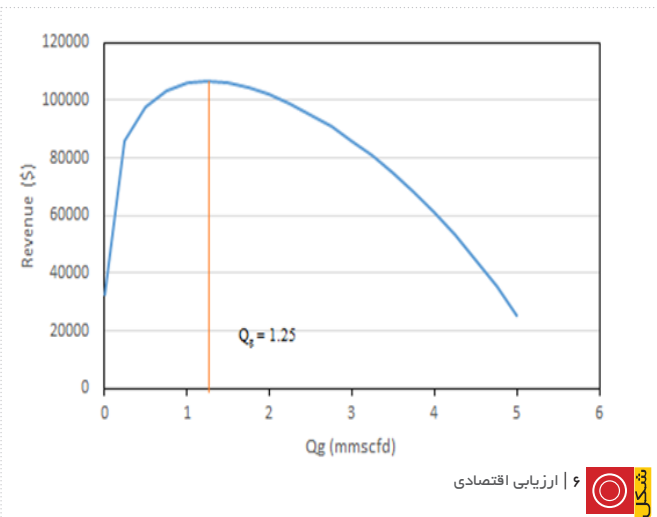


شکل-۳ نمودار عملکرد فراآوری با گاز را نشان می‌دهد که از ۰ تا ۵ م.ف.م.ر و با بازه ۰/۲۵ م.ف.م.ر ترسیم شده است. همان‌گونه که انتظار می‌رفت با افزایش دبی تزریق گاز، دبی تولید نفت افزایش می‌یابد تا نهایتاً به میزان بیشینه‌ای رسیده و مجدداً کاهش یابد. علت این کاهش، افزایش سرعت سیال و بالطبع افزایش افت فشار اصطکاکی است که بر افت فشار ناشی از کاهش چگالی سیال غلبه کرده است.

شکل-۴ نمایشگر مطابقت بسیار خوب خروجی شبکه با خروجی نرم‌افزار شبیه‌ساز است. به کمک کد متلب ناحیه بهینه تزریق (با رنگ قرمز در شکل-۵) مشخص گشته است. نقطه‌ی آبی رنگ نقطه بیشینه تولید نفت می‌باشد. شبکه ارائه شده تقریباً ۱۵ برابر سریع‌تر از نرم‌افزار شبیه‌ساز، نمودار عملکرد فراآوری با گاز را رسم می‌نماید.

نتایج ارزیابی اقتصادی همانگونه که در جدول-۱ و شکل-۶ قابل مشاهده هستند تطابق بسیار خوبی با خروجی برنامه متلب دارد و در هر دو، دبی تزریق گاز ۱/۲۵ م.ف.م.ر. به‌عنوان دبی

شکل-۵ نمودار نهایی و ناحیه بهینه تزریق گاز



Qg (MMSCFD)	Qo (STBD)	BHP (kw)	Power price (\$)	Gas price (\$)	Oil price (\$)	Revenue (\$)
۰/۰۰	۶۵۸	۰	۰	۰	۳۲۸۷۹	۳۲۸۷۹
۰/۲۵	۱۷۴۷	۲	۳۴	۱۵۹۲	۸۷۳۵۳	۸۵۷۲۶
۰/۵۰	۲۰۲۱	۵	۸۷	۳۱۸۴	۱۰۱۰۲۹	۹۷۷۵۸
۰/۷۵	۲۱۶۹	۱۳	۲۱۲	۴۷۷۵	۱۰۸۴۳۹	۱۰۳۴۵۲
۱/۰۰	۲۲۵۷	۲۷	۴۴۷	۶۳۶۷	۱۱۲۸۷۰	۱۰۶۰۵۶
۱/۲۵	۲۳۱۱	۵۱	۸۳۰	۷۹۵۹	۱۱۵۵۴۸	۱۰۶۷۵۹
۱/۵۰	۲۳۴۱	۸۵	۱۴۰۰	۹۵۵۱	۱۱۷۰۶۸	۱۰۶۱۱۸
۱/۷۵	۲۳۵۵	۱۳۴	۲۱۹۳	۱۱۱۴۳	۱۱۷۷۶۹	۱۰۴۴۳۴
۲/۰۰	۲۳۵۸	۱۹۸	۳۲۴۶	۱۲۷۳۴	۱۱۷۸۸۰	۱۰۱۸۹۹
۲/۲۵	۲۳۵۳	۲۸۰	۴۵۹۷	۱۴۳۲۶	۱۱۷۶۶۶	۹۸۷۴۳
۲/۵۰	۲۳۴۵	۳۸۳	۶۲۸۴	۱۵۹۱۸	۱۱۷۲۲۹	۹۵۰۲۷
۲/۷۵	۲۳۳۳	۵۰۸	۸۳۴۳	۱۷۵۱۰	۱۱۶۶۳۳	۹۰۷۸۰
۳/۰۰	۲۳۱۸	۶۵۹	۱۰۸۱۲	۱۹۱۰۲	۱۱۵۹۰۷	۸۵۹۹۳
۳/۲۵	۲۳۰۱	۸۳۷	۱۳۷۲۸	۲۰۶۹۳	۱۱۵۰۷۱	۸۰۶۴۹
۳/۵۰	۲۲۸۳	۱۰۴۴	۱۷۱۲۹	۲۲۲۸۵	۱۱۴۱۳۹	۷۴۷۲۵
۳/۷۵	۲۲۶۲	۱۲۸۳	۲۱۰۵۱	۲۳۸۷۷	۱۱۳۱۲۴	۶۸۱۹۵
۴/۰۰	۲۲۴۱	۱۵۵۶	۲۵۵۳۳	۲۵۴۶۹	۱۱۲۰۳۵	۶۱۰۳۳
۴/۲۵	۲۲۱۸	۱۸۶۵	۳۰۶۱۱	۲۷۰۶۱	۱۱۰۸۸۰	۵۳۲۰۹
۴/۵۰	۲۱۹۳	۲۲۱۳	۳۶۳۲۲	۲۸۶۵۲	۱۰۹۶۶۸	۴۴۶۹۳
۴/۷۵	۲۱۶۸	۲۶۰۲	۴۲۷۰۵	۳۰۲۴۴	۱۰۸۴۰۴	۳۵۴۵۵
۵/۰۰	۲۱۴۲	۳۰۳۴	۴۹۷۹۶	۳۱۸۳۶	۱۰۷۰۹۲	۲۵۴۶۰

بهینه به دست آمده است.

۴- شبکه پیشنهادی در مقایسه با سایر نرم افزارهای شبیه ساز تعداد اطلاعات ورودی کمتری را لازم دارد و هیچ یک از نرم افزارهای شبیه ساز، با این اطلاعات اندک، پاسخی با چنین خطای کم را ارائه نمی دهد.

۵- شبکه توسعه داده شده به صورت قابل ملاحظه ای سریع تر از نرم افزار شبیه ساز فراآوری با گاز PIPESIM عمل می کند و می تواند به عنوان ابزار مفیدی در صنعت نفت و گاز و با هدف شبیه سازی به کار گرفته شود.

۶- نتایج مدل پیشنهادی جهت تعیین نرخ بهینه تزریق گاز، با نتایج ارزیابی اقتصادی مطابقت دارد؛ لذا خروجی مدل از نظر اقتصادی نیز بهینه بوده و به کارگیری آن موجب حداکثر شدن سودآوری پروژه های فراآوری با گاز خواهد شد.

نتیجه گیری

۱- شبکه عصبی هوشمند به خوبی آموزش داده شد و با کد متلب جهت مشخص کردن دبی بهینه تزریق گاز در یکی از مخازن نفتی ایران همگام شد.

۲- نتایج نرم افزار شبیه ساز فراآوری با گاز PIPESIM با شرایط واقعی چاهها تنظیم و تطابق گیری شده و همچنین نتایج مدل شبکه عصبی همخوانی بسیار خوبی با نتایج نرم افزار PIPESIM نشان داد (R=0.998).

۳- با توجه اطلاعات ورودی، مدل پیشنهادی در دامنه وسیعی از اطلاعات قابل استفاده بوده و لذا شبکه ای فراگیر محسوب می شود.

تکنسین‌های سر چاه می‌باشد و استفاده از آن بدون کاهش دقت، موجب صرفه‌جویی در زمان خواهد شد.

۷- شبکه به‌منظور لحاظ نمودن تغییرات میدانی در طول دوره تولید به‌راحتی قابل بازطراحی است.
۸- برنامه‌ای قابل فهم با کاربری آسان برای کارشناسان و

پانویس‌ها

- | | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| 1.artificial lift | 16.threshold |
| 2.gas lift | 17.weight |
| 3.optimization | 18.train |
| 4.artificial neural network | 19.gas lift performance curve |
| 5.gas injection rate | 20.activation function |
| 6.submersible electric pumping | 21.Matlab |
| 7.sucker rod pumping | |
| 8.progressive Cavity Pumps | |
| 9.subsurface hydraulic pumping | |
| 10.density | |
| 11.continuous | |
| 12.intermittent | |
| 13.nodal analysis | |
| 14.neuron | |
| 15.synapses | |

منابع

- [1] Takacs, G. Ways to obtain optimum power efficiency of artificial lift installations. in SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. 2010. Society of Petroleum Engineers.
- [2] Shaw, S.F., Gas-lift principles and practices. Gulf Publishing Company, 1939.
- [3] Schmidt, Z., Nozzle-venturi gas lift flow control device and method for improving production rate, lift efficiency, and stability of gas lift wells. 1998, Google Patents, PP.214-217
- [4] Vazquez-Roman, R. and P. Palafox-Hernández. A new approach for continuous gas lift simulation and optimization. in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2005. Society of Petroleum Engineers.
- [5] Taheri, A. and A. Hooshmandkoochi. Optimum selection of artificial lift system for Iranian heavy oil fields. in SPE Western Regional/AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting. 2006. Society of Petroleum Engineers.
- [6] Clegg, J., S. Bucaram, and N. Hein, Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092). Journal of Petroleum Technology, 1993. 45(12): p. 1,128-1,167.
- [7] Mach, J., E. Proano, and K.E. Brown, A Nodal approach for applying systems analysis to the flowing and artificial lift oil or gas well. 1979.
- [8] Kumar, A. Artificial Neural Network as a Tool for Reservoir Characterization and its Application in the Petroleum Engineering. in Offshore Technology Conference. 2012. Offshore Technology Conference.
- [9] Nordcaard, M., Neural Network Based System Identification Toolbox. Manual. Technical University of Denmark, Department of Automation, 1997.
- [10] Demuth, H., M. Beale, and M. Hagan, Neural network toolbox™ 6. User's guide, 2008, PP.37-55
- [11] Munakata, T., Fundamentals of the new artificial intelligence: neural, evolutionary, fuzzy and more. 2008: Springer Science & Business Media.
- [12] Aghaei, M., Neural network structure optimization for chemical process modelling based on evolutionary algorithms, in Department of Instrumentation and Automation Engineering. 2014, Petroleum University of Technology.
- [13] Forero, G.e.a., Artificial Lift Manual Part 2A – Gas Lift Design Guide, ed. S.I. (confidential). 1993, The Netherlands, Chapter7, PP.3
- [14] Smith, M., Gas lift technology, Lecture note, Petroleum engineering department, Heriot-Watt University, UK, 2010, Chapter 2, PP.3-4