

# مدل سازی و شبیه سازی عملکرد دستگاه لوله قلمی با شبکه های عصبی جهت تعیین حداقل فشار امتزاجی

پژوهش نفت

سال بیست و دوم

شماره ۷۱

صفحه ۴۲-۲۸، ۱۳۹۱

تاریخ دریافت مقاله: ۹۰/۸/۱۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۱/۲/۱۳

محمد رضا اکبری<sup>۱</sup>، نوراله کنیری<sup>۱\*</sup> و صمد عبدی<sup>۲</sup>

۱- تهران، نارمک، دانشگاه علم و صنعت ایران، دانشکده مهندسی شیمی

۲- آزمایشگاه تحقیقاتی مهندسی فرآیند به کمک کامپیوتر (CAPE)

capepl@ cape.iut.ac.ir

واژه های کلیدی: حداقل فشار امتزاجی، تزریق امتزاجی گاز، شبکه های عصبی، قوانین اختلاط، دستگاه لوله قلمی

## چکیده

تزریق گاز امتزاجی به مخازن نفت، یکی از موثرترین روش های ازدیاد برداشت است. در این فرآیند حداقل فشار امتزاجی، یک پارامتر بسیار مهم و تعیین کننده می باشد. در صنعت نفت حداقل فشار امتزاجی معمولاً به وسیله آزمایش لوله قلمی به دست می آید که یک آزمایش نسبتاً پرهزینه و وقت گیر است. در این مقاله پس از جمع آوری و بررسی نتایج منتشر شده از دستگاه لوله قلمی در داخل و خارج از کشور، یک بانک اطلاعاتی نسبتاً جامعی در این زمینه تشکیل شد. به منظور مدل سازی و شبیه سازی فرآیند، روش شبکه عصبی به کار گرفته شد. با توجه به تعداد قابل توجه ورودی های شبکه و پیچیدگی بین آنها، جهت افزایش راندمان از روش قوانین اختلاط به منظور کاهش تعداد متغیرهای ورودی استفاده شد. در نهایت مدل ارائه شده با توجه به صرفه جویی در زمان و هزینه، نسبت به مدل های قبلی ارائه شده از خطای کمتر و جامعیت قابل قبولی برخوردار است. ضمن اینکه قدرت پیش بینی مدل ارائه شده نیز نسبت به مدل های قابل بهتر است.

## مقدمه

تزریق امتزاجی سیال در مخازن نفت یکی از روش های ثالثیه ازدیاد برداشت است که با توجه به بازده بالای آن در سال های اخیر بسیار مورد توجه قرار گرفته است. در این روش، گاز تزریقی با نفت مخزن مخلوط شده و تشکیل یک سیال تک فاز می دهد. در نتیجه با کاهش ویسکوزیته و دانسیته نفت، حرکت آن درون محیط متخلخل مخزن آسان تر می گردد. همچنین به علت امتزاجی بودن فرآیند، نیروی کشش سطحی، که نیروی مقاوم در برابر حرکت نفت در مخزن است، نیز از بین می رود که از مزایای این روش نسبت به روش های تزریق غیر امتزاجی است. بنابراین، تزریق سیالی که با نفت مخزن امتزاج پذیر باشد از اهمیت ویژه ای برخوردار است. یکی از پارامترهای بسیار مهم قبل از انجام فرآیند تزریق، تعیین حداقل فشار

فشار امتزاجی، دمای مخزن، ترکیب درصد گاز تزریقی و ترکیب درصد نفت مخزن می‌باشد. این عوامل مستقل از نوع و جنس سنگ مخزن می‌باشد [۳-۶]. دمای مخزن به صورت یک پارامتر مستقل قابل بررسی است. بر اساس نتایج منتشر شده مقدار حداقل فشار امتزاجی در تزریق گازهای هیدروکربنی یا دی‌اکسید کربن، با افزایش دما افزایش می‌یابد که می‌توان دلیل آن را به کاهش حلالیت گاز هیدروکربنی و دی‌اکسید کربن در نفت با افزایش دما نسبت داد. ترکیب درصد گاز تزریقی با توجه به نوع گاز و همچنین خالص یا ناخالص بودن اجزای آن در میزان حداقل فشار امتزاجی تأثیر گذار است. در تزریق گازهای هیدروکربنی، میزان ترکیبات سبک و میانی رفتار متفاوتی بر حداقل فشار امتزاجی دارد. افزایش مقدار هر یک از ترکیبات  $C_4$ ،  $C_3$ ،  $C_2$ ،  $H_2S$  و  $CO_2$  در گاز تزریقی، باعث کاهش حداقل فشار امتزاج می‌گردد. افزایش درصد متان در سیال تزریقی، حداقل فشار امتزاجی را بالا می‌برد [۱، ۳، ۵ و ۷].

از طرف دیگر مقدار نسبی اجزاء سنگین موجود در نفت و وزن مولکولی آنها بر روی حداقل فشار امتزاجی تأثیر گذار است. نتایج منتشر شده نشان می‌دهد که افزایش درصد اجزاء سنگین به همراه افزایش وزن مولکولی آنها باعث افزایش حداقل فشار امتزاجی می‌گردد [۳-۶]. همچنین با بررسی نمودارهای مثلثی<sup>۳</sup> می‌توان دریافت که افزایش مقدار ترکیبات میانی نفت، مقدار حداقل فشار امتزاج را کاهش می‌دهد. درصد متان موجود در نفت در میزان حداقل فشار امتزاجی تأثیر مستقیم دارد. به طوری که با افزایش درصد متان در نفت، میزان حداقل فشار امتزاجی نیز افزایش پیدا می‌کند [۱، ۲ و ۴].

بنابراین همان‌گونه که اشاره شد، از دیدگاه ماکروسکوپی، دمای مخزن، ترکیب درصد گاز تزریقی و ترکیب درصد نفت مخزن از پارامترهای تعیین کننده در حداقل فشار امتزاجی هستند. اگرچه تعداد این پارامترها به ظاهر کم است، اما شامل پارامترهای دیگری هستند که باعث افزایش متغیرهای تأثیرگذار در تعیین حداقل فشار امتزاجی می‌گردند.

امتزاجی<sup>۱</sup> می‌باشد. با بررسی این پارامتر امکان‌پذیری انجام فرآیند تزریق امتزاجی ارزیابی می‌گردد. در این فرآیند در صورتی که فشار مخزن کمتر از حداقل فشار امتزاجی تعیین شده باشد، سیال تزریقی با نفت مخزن امتزاج‌پذیر نمی‌باشد. در همین راستا روش‌های مختلفی جهت تعیین حداقل فشار امتزاجی استفاده می‌شود که متداول‌ترین آنها روش استفاده از دستگاه لوله قلمی<sup>۲</sup> می‌باشد [۱]. این دستگاه یک مدل یک بعدی مخزن شامل یک لوله باریک پر شده با شن یا دانه‌های شیشه‌ای، به طول ۵ تا ۴۰ متر می‌باشد. در این دستگاه با تماس سیال تزریقی و نفت مخزن در شرایط دمایی مخزن و بررسی میزان برداشت نفت در خروجی دستگاه در فشارهای مختلف، حداقل فشار امتزاجی تعیین می‌گردد [۲]. این آزمایش بسیار پرهزینه و وقت‌گیر است و تلاش‌های بسیاری جهت شبیه‌سازی این دستگاه به منظور صرفه‌جویی در زمان و هزینه انجام شده است. در این تحقیق ابتدا با جمع‌آوری اطلاعات منتشر شده داخلی و خارجی، بانک اطلاعاتی نسبتاً جامعی جهت تخمین حداقل فشار امتزاجی تشکیل شد. سپس با توجه به تعدد متغیرهای تأثیرگذار در حداقل فشار امتزاجی، از روش قوانین اختلاط جهت کاهش تعداد متغیرها استفاده شد. به منظور مدل‌سازی و شبیه‌سازی از روش شبکه‌های عصبی استفاده گردید. در نهایت نتایج مدل پیشنهادی با مدل‌های ارائه شده پیشین مقایسه شد.

در فرآیند تزریق امتزاجی گاز، حداقل فشار امتزاج‌پذیری یکی از مهم‌ترین عوامل در تعیین شرایط عملیاتی مطلوب است. این پارامتر، معیاری برای ارزیابی امتزاج‌پذیری نفت و گاز است که مقدار آن باید با دقت و اطمینان قابل قبولی تعیین گردد [۱].

در عمل، حداقل فشار امتزاجی عبارتست از فشاری که در آن و یا در فشارهای بالاتر از آن بازده جا به جایی به سمت ۱۰۰٪ میل می‌کند. در حداقل فشار امتزاجی یک ناحیه‌گذرا بین نفت مخزن و سیال تزریقی تشکیل می‌شود که دارای کشش سطحی بسیار پایینی بوده و در نتیجه یک جریان جا به جایی شبه پیستونی را موجب می‌گردد [۱].

از دیدگاه ماکروسکوپی عوامل تأثیرگذار در حداقل

1 M in mm M isci b litP ressu e (MMP)

2 Slim Tb

3 Tern ry Diagrams

هیدروکربنی مانند متان و اتان، اجزای متوسط مانند پروپان تا هپتان و اجزای سنگینی مانند  $C_7^+$  تشکیل شده است. همچنین گاز تزریقی می‌تواند شامل هر یک از گازهای  $CO_2$ ،  $C_1$ ،  $H_2S$  و  $N_2$  به صورت خالص و یا ترکیبی از آنها با ترکیبات میانی نفت ( $C_2-C_7$ ) باشد. وجود این ترکیبات متنوع هر یک تاثیر متفاوتی در حداقل فشار امتزاجی می‌گذارد. لذا کلیه اجزاء موجود در نفت مخزن و گاز تزریقی به طور مستقیم در حداقل فشار امتزاجی تاثیرگذار هستند. بنابراین با توجه به اطلاعات فشار - حجم - دمای موجود در آنالیز ترکیبات نفتی، کلیه اجزای موجود در ترکیب نفت و گاز در مدل پیشنهادی به عنوان متغیر مستقل در نظر گرفته می‌شوند.

بررسی‌های انجام شده بر روی اطلاعات منتشر شده فشار - حجم و دما نشان می‌دهد که این اطلاعات تا ترکیب  $C_7^+$  برای کلیه نمونه‌های نفتی موجود می‌باشد. همچنین با توجه به اینکه در تزریق گاز، حداکثر تا ترکیب هگزان و هپتان استفاده می‌گردد، اطلاعات گاز تزریقی نیز تا ترکیب هپتان موجود است.

نکته دیگر وجود شبه ترکیب  $C_7^+$  در ترکیب نفت مخزن است. با توجه به اینکه این جزء یک ماده خالص نیست، خصوصیات بیشتری از این ترکیب جهت شناسایی رفتار ترمودینامیکی آن مورد نیاز است. با بررسی‌های انجام شده، دو پارامتر جرم مولکولی و دانسیته برای این جزء در اکثر داده‌های آزمایشگاهی منتشر شده موجود می‌باشد. به وسیله این دو پارامتر می‌توان، سایر خصوصیات ترمودینامیکی این جزء را محاسبه نمود. بنابراین در مجموع تعداد متغیرهای مستقل که به طور مستقیم در حداقل فشار امتزاجی تاثیرگذارند به ۲۷ متغیر می‌رسد که شامل دمای مخزن (۱ متغیر)، ترکیب درصد گاز تزریقی (۱۲ متغیر) و ترکیب درصد نفت مخزن (۱۴ متغیر) است.

#### تهیه بانک اطلاعاتی از متغیرهای مستقل و وابسته

با بررسی اطلاعات منتشر شده خارجی و همچنین مکاتبات انجام شده با واحدهای پژوهشی و شرکت‌های بهره‌بردار،

در دهه‌های اخیر به منظور تعیین سریع و دقیق مقدار حداقل فشار امتزاجی مدل‌های متنوعی ارائه شده است. این مدل‌ها که توسط محققین مختلف ارائه شده دارای محدودیت‌هایی می‌باشد [۸-۲۹]. این مدل‌ها که از ابتدای دهه ۶۰ میلادی منتشر شده و تا سال ۲۰۰۷ ادامه داشته، اگرچه می‌توانند در شرایط معین و محدودی که جهت توسعه آنها استفاده شده، نتایج قابل قبولی ارائه نمایند، اما استفاده از آنها در شرایطی که ترکیب نفت و گاز و شرایط مخزن در محدوده عملکرد این مدل‌ها نباشد، منجر به خطای قابل توجهی خواهد شد. با بررسی مدل‌های تجربی ارائه شده در این زمینه، می‌توان دریافت که هر یک از این مدل‌ها بر اساس داده‌های حاصل از آزمایش‌های امتزاج‌پذیری به دست آمده است. این داده‌ها برای هر یک از مدل‌ها، محدود به شرایط آن آزمایش است. ضمن اینکه متغیرهایی که به عنوان پارامتر مستقل انتخاب شده‌اند، در اکثر موارد به علت محدودیت‌های ارائه رابطه، کلی بوده و اثر تمامی اجزای نفت و گاز را نشان نمی‌دهد. همچنین هر یک از روابط ارائه شده، برای گاز تزریقی خاصی قابل استفاده است که این امر عاملی در محدود شدن این روابط می‌باشد.

با جمع‌بندی موارد مطرح شده در این بخش، با توجه به افزایش داده‌های منتشر شده برای حداقل فشار امتزاجی و امکان استفاده از روش‌های نوین و هوشمند شبیه‌سازی، ارائه مدلی جامع که حتی امکان از کلیه اطلاعات آزمایشگاهی موجود در این زمینه استفاده کند و اثر تمامی پارامترهای مستقل تاثیرگذار در حداقل فشار امتزاجی را در نظر بگیرد، احساس می‌شود.

#### روش تحقیق

همان‌طور که اشاره شد، متغیرهای تاثیرگذار در حداقل فشار امتزاجی، دمای مخزن، ترکیب درصد نفت مخزن و ترکیب درصد گاز تزریقی می‌باشد. این متغیرها به ظاهر ۳ متغیر مستقل هستند، اما به جز دمای مخزن، دو متغیر دیگر شامل پارامترهای متعددی است که تاثیر متفاوتی در حداقل فشار امتزاجی دارد. ترکیب درصد نفت مخزن از اجزای غیرهیدروکربنی مانند  $CO_2$ ،  $H_2S$  و  $N_2$ ، اجزای سبک

و البته پرکاربردترین نوع این قوانین اختلاط می‌باشند. این قوانین به دو صورت قوانین ترکیب درصد مولی و وزنی ارائه شده‌اند. قوانین اختلاط ترکیب درصد مولی برای دمای بحرانی به صورت رابطه ۱ می‌باشد.

$$T_{cm} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad (1)$$

در این رابطه،  $T_{ci}$  دمای بحرانی جزء  $i$ ،  $y_i$  کسر مولی جزء  $i$  و  $n$  تعداد اجزای موجود در مخلوط می‌باشد. همچنین برای فشار بحرانی و ضریب بی مرکزی بحرانی روابط ۲ و ۳ ارائه شده است.

$$P_{cm} = \frac{Z_{cm} R T_{cm}}{V_{cm}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n y_i Z_{ci} \right) R \left( \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \right)}{\left( \sum_{i=1}^n y_i V_{ci} \right)} \quad (2)$$

$$\omega_{cm} = \sum_{i=1}^n y_i \omega_{ci} \quad (3)$$

در این روابط  $\omega_{ci}$ ،  $T_{ci}$ ،  $Z_{ci}$ ،  $V_{ci}$  و  $P_{ci}$  به ترتیب فشار بحرانی، ضریب بی مرکزی بحرانی، دمای بحرانی، ضریب تراکم‌پذیری بحرانی و حجم بحرانی جز خالص و  $y_i$  کسر مولی این جزء در نفت و گاز می‌باشد. در قوانین اختلاط درصد وزنی، کسر وزنی ماده در مخلوط ( $w_i$ ) جایگزین  $y_i$  می‌شود. همچنین در بررسی‌های آزمایشگاهی که توسط رید<sup>۲</sup> و لند<sup>۳</sup> انجام شد، خطای این روابط در مقایسه با نتایج آزمایشگاهی کمتر از ۲٪ گزارش شد که نشان از دقت بالای این روابط دارد [۳۲]. علاوه بر این، در بررسی‌های تکمیلی انجام شده توسط رید و لند مشخص شد که رابطه ارائه شده برای دمای بحرانی مخلوط نسبت به روابط موجود کمترین خطا را دارد [۳۲]. لذا در این تحقیق از این پارامتر ترمودینامیکی جهت کاهش متغیرهای ورودی استفاده می‌گردد. همچنین با توجه به اینکه احتمال دارد در دماهای بحرانی مخلوط یکسان، حداقل فشار امتزاجی متفاوت باشد، ضریب بی مرکزی بحرانی به علت سادگی و وجود کمیت‌های مستقل، به عنوان متغیر کمکی دوم جهت کاهش متغیرهای مستقل انتخاب شد. بنابراین می‌توان به جای استفاده از ترکیب درصد نفت و گاز تزریقی به عنوان متغیرهای ورودی، با بهره‌گیری از این روابط، تعداد متغیرهای ورودی را

جهت اخذ اطلاعات آزمایش لوله قلمی نفت مخازن ایران ۱۶۰ داده آزمایشگاهی، برای تشکیل بانک اطلاعاتی جمع‌آوری شد [۸-۳۰]. این ۱۶۰ داده آزمایشگاهی پس از بررسی‌های تکمیلی و اعتبارسنجی، به ۱۲۸ نمونه (شامل ۲۷ متغیر مستقل تعیین شده) کاهش یافت. هر یک از نمونه‌ها شامل ترکیب درصد نفت مخزن به انضمام اطلاعات تکمیلی جزء  $C_7^+$  (جرم مولکولی و دانسیته)، دمای مخزن و ترکیب درصد گاز تزریقی می‌باشد. همچنین حداقل فشار امتزاجی حاصل از آزمایش نیز به عنوان متغیر وابسته در نظر گرفته شد.

### استفاده از قوانین اختلاط جهت کاهش تعداد متغیرهای مستقل

با بررسی‌های انجام شده تعداد متغیرهای مستقل ورودی ۲۷ متغیر می‌باشد. این تعداد متغیر به عنوان ورودی برای هر نوع سیستم مدل‌سازی فارغ از نوع روش استفاده شده در آن زیاد و منجر به پیچیده شدن مدل می‌شود. خصوصاً در ساختار مدل‌سازی سیستم‌های هوشمند، افزایش متغیرهای ورودی رابطه‌ای نمایی با حجم محاسبات و به تبع آن زمان محاسبات دارد [۳۱]. ضمن اینکه افزایش حجم محاسبات باعث افزایش خطای گرد کردن نیز می‌شود. لذا تا جایی که امکان دارد و باعث خطای قابل توجه در مدل‌سازی نمی‌شود، از تعداد متغیرهای ورودی که تأثیر کمتری دارند، کاسته می‌شود. توجه به این نکته ضروری است که حذف متغیرهای ورودی با توجه به تأثیر آنها در مقدار حداقل فشار امتزاجی باعث از دست دادن بخشی از خصوصیات مدل می‌شود. لذا استفاده از روشی که علاوه بر در نظر گرفتن تأثیر کلیه متغیرهای مستقل ورودی، تعداد آنها را کاهش دهد، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

به علت ماهیت متغیرها و اینکه میزان و نوع هر یک از متغیرهای مستقل بر روی حداقل فشار امتزاجی مؤثر است، از قوانین اختلاط جهت کاهش تعداد متغیرها در این تحقیق استفاده می‌شود. بدین ترتیب با توجه به اینکه خواص بحرانی، معرف نوع ماده خالص و نشان‌دهنده ماهیت آن است، با استفاده از این روابط هم ترکیب درصد مواد موجود در نفت و گاز در نظر گرفته می‌شود و هم نوع و ماهیت اجزا موجود لحاظ می‌شود. قوانین کی<sup>۱</sup> ساده‌ترین

آلستون در حین مراحل شبیه‌سازی متوجه شد استفاده از دمای بحرانی ظاهری برای اجزاء  $H_2S$  و  $C_2$  ( $51/67^\circ C$ ) باعث تطابق بیشتر نتایج شبیه‌سازی با نتایج آزمایشگاهی می‌شود [5]. سباستین در سال ۱۹۸۵ رابطه خود را با استفاده از قوانین اختلاط مولی برای اثر ناخالصی‌های گاز تزریقی  $CO_2$  و در نظر گرفتن دمای بحرانی ظاهری برای اجزاء  $H_2S$  و  $C_2$  ارائه کرده و نشان داد که نتایج آزمایشگاهی با این روش تطابق بیشتری دارد [۱۷]. لذا بررسی تحقیقات انجام شده در استفاده از قوانین اختلاط جهت کاهش متغیرهای مستقل نشان می‌دهد که برخی محققین تنها جهت نشان دادن اثر ناخالصی‌های موجود در فرآیند تزریق امتزاجی دی اکسید کربن از این روش استفاده کرده‌اند. ضمن اینکه در این روش، هم از قوانین اختلاط مولی و هم از قوانین اختلاط وزنی استفاده شده و اتفاق نظری در برتری یک روش خاص در خصوص این بخش وجود ندارد.

بنابراین در این تحقیق از قوانین اختلاط مولی و وزنی جهت کاهش متغیرهای ورودی برای کلیه اجزای موجود در نفت و گاز تزریقی استفاده شده و در ادامه با بررسی نتایج، از مدلی که کمترین خطا را دارد، استفاده می‌گردد. همچنین جهت پیش‌بینی خواص جزء  $C_7^+$  روابط ریاضی - دوبرت و تیو به طور مجزا مورد استفاده قرار می‌گیرد. بدین ترتیب ۸ مدل جهت کاهش متغیرها پیشنهاد می‌شود که شامل قوانین اختلاط مولی یا وزنی همراه با روابط ریاضی - دوبرت و تیو جهت پیش‌بینی خواص بحرانی جزء  $C_7^+$  و دمای بحرانی واقعی و ظاهری برای اجزای  $H_2S$  و  $C_2$  است. همچنین با توجه به انتخاب پارامتر ترمودینامیکی دمای بحرانی مخلوط و دمای مخزن به عنوان متغیرهای ورودی و هم جنس بودن این دو متغیر، پس از اعمال قوانین اختلاط و تولید متغیر ترکیبی جدید، از نسبت این متغیرها به دمای مخزن در شبیه‌سازی‌ها استفاده می‌گردد.

به میزان قابل توجهی کاهش داد. با توجه به وجود شبه ترکیب  $C_7^+$  و مشخص نبودن خواص بحرانی این ماده، از روابط موجود در تعیین خواص شبه اجزاء هیدروکربنی استفاده می‌شود. این روابط که توسط انسیتو نفت آمریکا<sup>۱</sup> منتشر شده است، با تعیین دو خاصیت ماده شبه جزء، خواص بحرانی آن با تخمینی نسبتاً قابل قبول به دست می‌آید. لذا با توجه به موجود بودن اطلاعات مربوط به دانسیته و جرم مولکولی  $C_7^+$ ، می‌توان خواص بحرانی این ماده را تخمین زد [۳۳].

بوذر جمهری و همکارانش در سال ۲۰۰۵ نشان دادند در میان روابط موجود برای محاسبه دمای بحرانی شبه جزءهای هیدروکربنی، دو معادله ریاضی - دوبرت<sup>۲</sup> و تیو<sup>۳</sup> خطای کمتری نسبت به سایر روابط تجربی ارائه شده داشته و تطابق بیشتری با نتایج آزمایشگاهی دارد. همچنین رابطه لی - کسلر کمترین خطا را جهت پیش‌بینی ضریب بی مرکزی اجزای هیدروکربنی دارد [۳۴]. لذا با توجه به تجربی بودن نتایج و اختلاف ناچیز خطای دو رابطه ریاضی - دوبرت و تیو، در این تحقیق از هر دو رابطه جهت تخمین دمای بحرانی و از رابطه لی - کسلر جهت تخمین ضریب بی مرکزی بحرانی شبه جزء  $C_7^+$  استفاده می‌گردد. همچنین به دلیل وجود احتمال خطا (هر چند ناچیز) به علت ماهیت این روابط، به منظور کاهش خطای جمعی، جرم مولکولی جزء  $C_7^+$  به عنوان یک متغیر مستقل در نظر گرفته می‌شود [۳۴]. بنابراین با در نظر گرفتن دمای بحرانی و ضریب بی مرکزی بحرانی مخلوط برای نفت و گاز و همچنین جرم مولکولی جزء  $C_7^+$  و دمای مخزن، تعداد متغیرهای مستقل از ۲۷ متغیر به ۶ متغیر کاهش می‌یابد. در واقع با این روش ضمن حفظ خصوصیات نفت مخزن و گاز تزریقی، زمان محاسبات به میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد.

آلستون<sup>۴</sup> در سال ۱۹۸۵ با بررسی نتایج به دست آمده از دستگاه لوله قلمی و ارتباط آن با حداقل فشار امتزاجی، نتیجه گرفت که استفاده از قوانین اختلاط درصد وزنی برای اثر ناخالصی‌های گاز تزریقی  $CO_2$  نتایج بهتری نسبت به قوانین اختلاط درصد مولی دارد. کواریک نیز با انجام آزمایش‌های لوله قلمی نشان داد که نتایج به دست آمده برای هر دو حالت نزدیک به هم می‌باشد [۵]. همچنین

1 API

2 IASZI-DB RT

3 TWU

4 ALSTO

پیچیده دارند. از این ویژگی‌های شبکه‌های عصبی می‌توان به انجام محاسبات موازی در یک ساختار توزیع شده، قابلیت سازگاری و انطباق، حل مسائل غیرخطی، توانایی بالا در پردازش اطلاعات نویزی و ناسازگار و قابلیت آموزش و تعمیم آن به شرایط جدید اشاره کرد [۳۱]. لذا با توجه به پیچیدگی روابط میان متغیرهای ورودی و حداقل فشار امتزاجی و همچنین عدم وجود اطلاعات کافی از نوع مکانیسم‌های موجود در فرآیند تزریق گاز، از روش شبکه‌های عصبی استفاده می‌شود. در این روش شبیه‌سازی با توجه به پیچیدگی مکانیسم فرآیند، با در نظر گرفتن دستگاه لوله قلمی به صورت یک جعبه سیاه و تعیین متغیرهای ورودی و خروجی، دستگاه مورد نظر شبیه‌سازی می‌شود.

این پارامتر برای دمای بحرانی نفت و گاز به صورت معادلات ۴ و ۵ تعریف می‌شود که به جای دمای بحرانی به عنوان متغیر ورودی در ۸ مدل دیگر استفاده می‌گردد.

$$T_{\text{relo}} = T_{\text{cmix\_Oil}} / T_R \quad (4)$$

$$T_{\text{relg}} = T_{\text{cmix\_Gas}} / T_R \quad (5)$$

بدین ترتیب تعداد مدل‌های پیشنهادی جهت کاهش متغیرهای ورودی به ۱۶ مدل افزایش می‌یابد که در جدول ۱ روش تشکیل آنها از داده‌های اولیه نشان داده شده است. بدین ترتیب می‌توان داده‌های بانک اطلاعات را با استفاده از هر یک از مدل‌های پیشنهادی کاهش داد و از مدلی که کمترین خطا را دارد، استفاده نمود.

#### استفاده از شبکه‌های عصبی در شبیه‌سازی

شبکه‌های عصبی توانایی بالایی در حل مسائل بسیار

جدول ۱- مدل‌های پیشنهادی جهت کاهش متغیرهای ورودی

مدل	قانون اختلاط	رابطه پیش بینی دمای بحرانی $C_7^+$	دمای بحرانی واقعی / ظاهری	$T_{rg}$ و $T_{ro}$ به عنوان متغیر ورودی
۱	جزء مولی	ریاضی - دوپرت	واقعی	نمی باشد
۲	جزء مولی	تیو	واقعی	نمی باشد
۳	جزء وزنی	ریاضی - دوپرت	واقعی	نمی باشد
۴	جزء وزنی	تیو	واقعی	نمی باشد
۵	جزء مولی	ریاضی - دوپرت	واقعی	می باشد
۶	جزء مولی	تیو	واقعی	می باشد
۷	جزء وزنی	ریاضی - دوپرت	واقعی	می باشد
۸	جزء وزنی	تیو	واقعی	می باشد
۹	جزء مولی	ریاضی - دوپرت	ظاهری	نمی باشد
۱۰	جزء مولی	تیو	ظاهری	نمی باشد
۱۱	جزء وزنی	ریاضی - دوپرت	ظاهری	نمی باشد
۱۲	جزء وزنی	تیو	ظاهری	نمی باشد
۱۳	جزء مولی	ریاضی - دوپرت	ظاهری	می باشد
۱۴	جزء مولی	تیو	ظاهری	می باشد
۱۵	جزء وزنی	ریاضی - دوپرت	ظاهری	می باشد
۱۶	جزء وزنی	تیو	ظاهری	می باشد



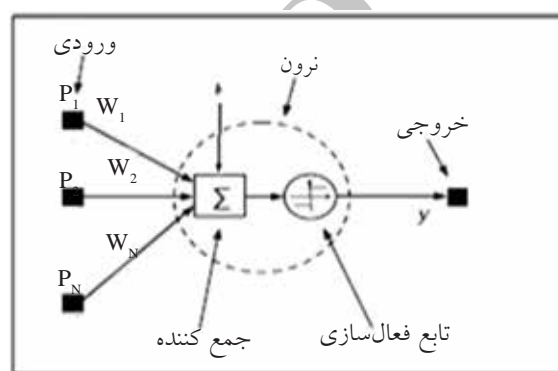
تزییقی و ترکیب درصد نفت مخزن به همراه خصوصیات شبه جزء  $(C_7^+)$  که با استفاده از ۱۶ مدل پیشنهادی در جدول ۱، به مجموعه داده‌هایی با ۶ متغیر ورودی تبدیل می‌گردند. هر یک از ۱۶ مدل پیشنهاد شده توسط برنامه اجرا و با بررسی نتایج حاصل از شبیه‌سازی در نهایت بهترین ساختار شبکه به همراه بهترین مدل پیشنهادی انتخاب می‌گردد.

در این تحقیق از شبکه‌های عصبی چند لایه پرسپترون با الگوی پس انتشار خطا که دارای کاربرد زیادی در مدل‌سازی است، استفاده شد. پس از ساخت شبکه و تقسیم داده‌ها به داده‌های آموزش و تست، آموزش شبکه با داده‌های یادگیری شروع شد. ۸۰٪ داده‌ها جهت آموزش و اعتبار سنجی و ۲۰٪ داده‌ها جهت تست شبکه به کار برده شد. در هر دو مرحله آموزش و تست، درصد قدر مطلق خطای نسبی و ضریب رگرسیون به عنوان معیارهای بررسی نتایج انتخاب گردید.

در حین فرآیند آموزش، مقادیر بهینه شبکه شامل تعداد لایه‌های پنهان، تعداد نرون‌ها در هر لایه، نوع تابع انتقال و الگوریتم آموزش شبکه تعیین شد. به منظور تعیین نوع تابع انتقال و الگوریتم آموزش، روش‌های مختلفی به کار برده شد. جدول ۲ و ۳ میزان خطای هر یک از این روش‌ها را نشان می‌دهد.

همان طور که نشان داده شده است تابع انتقال تانژانت هایپربولیک و الگوریتم آموزش لونیگ-مارکواریت کمترین خطا را در میان سایر گزینه‌ها دارند. بنابراین از آنها در شبکه مورد نظر استفاده می‌گردد. پس از تعیین نوع تابع انتقال و الگوریتم آموزش، نوبت به تعیین تعداد نرون‌ها می‌رسد. جهت بررسی این پارامتر، ۸ ساختار مختلف شامل یک لایه پنهان با تعداد نرون‌های متفاوت ساخته شد و هر ۱۶ مدل پیشنهادی جهت رسیدن به کمترین خطا بررسی شد. جدول ۴ میزان خطا را برای مدل‌های مختلف با ساختارهای متنوع شبکه نشان می‌دهد. همان‌گونه که در جدول ۴ نشان داده شده است، کمترین خطا مربوط به مدل شماره ۴ با ساختار ۳۰ نرونی می‌باشد.

در ساختار شبکه‌های عصبی، نرون کوچک‌ترین واحد یک شبکه عصبی مصنوعی است که ساختار آن را تشکیل می‌دهد. مطابق شکل ۱ بردار ورودی به شبکه با  $P$  نمایش داده می‌شود که اسکالرها  $P_i$  (  $P_i \in \mathbb{R}$  ) عناصر بردار  $P$  هستند. مجموع اوزان  $W_i$ ، عناصر بردار وزنی  $W$  را تشکیل می‌دهند. هر عنصر از بردار  $P$  در عنصر متناظر با آن از بردار  $W$  ضرب می‌شود. هر نرون یک جمله بایاس  $b$  دارد که با حاصل ضرب بردار وزن  $W$  در بردار  $P$  جمع شده و توسط تابع انتقال به خروجی  $y$  تبدیل می‌گردد [۳۱].



شکل ۱- نمایی شماتیک از ساختار یک نرون [۳۱]

آموزش شبکه به معنی تغییر وزن‌ها و بایاس‌ها بر مبنای مجموعه همه بردارهای ورودی می‌باشد [۳۱ و ۳۵]. الگوریتم‌های مختلفی جهت آموزش شبکه عصبی وجود دارد. در این تحقیق با توجه به شرایط مسأله از شبکه‌های پرسپترون چند لایه پیش‌خور با الگوریتم آموزش پس انتشار خطا استفاده می‌شود.

#### الگوریتم برنامه

برنامه کامپیوتری تهیه شده در محیط برنامه نویسی نرم‌افزار MATLAB (R20) بوده و با استفاده از دستورات این محیط، برنامه مورد نظر کد نویسی شده است. الگوریتم استفاده شده دارای ۷ بخش اصلی: ۱- خواندن داده‌ها، ۲- آماده‌سازی داده‌ها، ۳- تقسیم‌بندی داده‌ها، ۴- ساختن شبکه، ۵- آموزش شبکه، ۶- تست شبکه و ۷- نمایش و ذخیره‌سازی نتایج شبیه‌سازی می‌باشد.

#### نتایج مدل‌سازی

هر مجموعه داده موجود در این بانک اطلاعات دارای ۲۷ متغیر مستقل است (شامل دمای مخزن، ترکیب درصد گاز

جدول ۲- میانگین میزان درصد قدر خطای نسبی توابع انتقال مختلف در مدل‌های مختلف

ضریب رگرسیون	میانگین قدر مطلق خطای نسبی (%)	تابع انتقال
۰/۹۶۱۷	۷/۹۹	تانژانت‌هایپربولیک
۰/۹۵۵۴	۸/۷۳	لگاریتمی
۰/۹۳۵۱	۱۲/۶۱	شعاعی
۰/۵۰۲۱	۳۶/۰۳	هاردلیم

جدول ۳- میانگین میزان درصد قدر مطلق خطای نسبی الگوریتم‌های مختلف آموزش در مدل‌های مختلف

ضریب رگرسیون	قدر مطلق خطای نسبی (%)	تابع انتقال
۰/۸۲۶۵	۱۹/۶۴	الگوریتم شیب نزولی
۰/۸۹۳۶	۱۸/۷۳	الگوریتم شیب نزولی با ممنتوم
۰/۹۴۴۷	۱۶/۶۴	الگوریتم سرعت یادگیری متغیر
۰/۹۵۵۵	۱۲/۶۲	الگوریتم تطبیقی پس انتشار
۰/۹۲۹۵	۱۳/۷۸	الگوریتم گرادیان مرکب
۰/۹۴۹۰	۱۱/۱۷	الگوریتم شبه نیوتن
۰/۹۵۵۴	۸/۷۳	الگوریتم لونبرگ-مارکوارت

جدول ۴- میزان قدر مطلق خطای نسبی برای مدل‌های مختلف با ساختارهای متنوع شبکه عصبی برای یک لایه پنهان (%)

میانگین	تعداد نرون								
	۶۰	۵۰	۴۰	۳۰	۲۰	۱۰	۵	۲	مدل
۷/۵۷	۷/۵۷	۶/۲۳	۵/۴۱	۵/۷۵	۶/۰۱	۷/۷۱	۹/۶۳	۱۲/۲۷	۱
۷/۷۱	۶/۷۳	۶/۳۵	۶/۰۴	۶/۱۶	۵/۶۵	۷/۶۱	۹/۴۵	۱۳/۶۸	۲
۶/۵۴	۵/۱۸	۵/۲۳	۵/۶۲	۳/۷۲	۶/۱۳	۶/۸۰	۷/۹۶	۱۱/۶۴	۳
۶/۳۱	۵/۲۷	۵/۹۱	۵/۶۵	۳/۲۵	۵/۸۴	۶/۲۶	۶/۵۶	۱۱/۷۲	۴
۷/۷۲	۸/۶۱	۷/۰۵	۷/۴۵	۶/۶۷	۷/۰۳	۷/۱۲	۷/۹۳	۹/۹۲	۵
۷/۶۶	۷/۶۸	۷/۰۳	۶/۱۷	۵/۹۱	۷/۵۳	۷/۱۴	۸/۹۰	۹/۹۴	۶
۷/۵۰	۷/۸۰	۵/۹۶	۵/۶۸	۶/۷۲	۵/۸۵	۷/۷۸	۷/۲۹	۱۲/۹۳	۷
۷/۶۰	۵/۹۵	۶/۶۱	۴/۹۶	۶/۳۲	۶/۵۲	۷/۶۹	۹/۷۸	۱۲/۹۹	۸
۷/۱۷	۶/۶۹	۴/۹۶	۶/۱۰	۶/۲۵	۶/۶۵	۷/۵۴	۷/۲۴	۱۱/۹۴	۹
۶/۹۷	۶/۱۷	۶/۴۱	۵/۴۲	۵/۵۰	۶/۵۶	۷/۲۷	۷/۷۱	۱۰/۷۰	۱۰
۷/۵۴	۷/۱۴	۵/۶۸	۵/۱۷	۶/۲۹	۵/۶۹	۷/۸۹	۱۰/۰۳	۱۲/۳۹	۱۱
۷/۳۲	۶/۰۴	۶/۸۱	۵/۷۶	۵/۵۸	۵/۷۴	۶/۹۸	۸/۸۶	۱۲/۷۹	۱۲
۶/۹۲	۶/۴۷	۶/۷۵	۵/۴۳	۴/۸۹	۶/۲۷	۷/۰۹	۶/۸۲	۱۱/۶۴	۱۳
۷/۴۰	۶/۸۰	۶/۴۹	۷/۱۲	۵/۷۲	۷/۰۴	۷/۱۶	۸/۵۵	۱۰/۳۵	۱۴
۷/۶۸	۷/۷۸	۶/۰۱	۶/۲۰	۶/۱۰	۵/۹۹	۸/۴۱	۸/۸۹	۱۲/۰۵	۱۵
۷/۹۵	۸/۴۲	۷/۱۵	۶/۰۶	۶/۳۹	۵/۸۸	۷/۷۳	۹/۰۵	۱۲/۸۸	۱۶
۷/۳۵	۶/۹۶	۶/۲۹	۵/۸۹	۵/۷۰	۶/۲۷	۷/۳۹	۸/۴۲	۱۱/۸۶	میانگین



ورودی‌ها و پیچیدگی مسأله صرف نظر کرد. ضمن اینکه با افزایش تعداد متغیرهای ورودی و پیچیده شدن شبکه، حجم محاسبات نیز بالا رفته و افزایش خطای گرد کردن هم در افزایش خطاها مؤثر است. همچنین با افزایش تعداد متغیرهای ورودی، زمان محاسبات نیز به طور قابل توجهی افزایش می‌یابد. شکل ۲ مقایسه زمان محاسبات برای ساختارهای مختلف را در مدل ۴ و ۲۷ برای شبکه‌ای با یک لایه پنهان نشان می‌دهد.

همان گونه که مشاهده می‌شود، زمان محاسبات برای مدل ۲۷ نسبت به مدل ۴ بسیار افزایش یافته است. به طوری که میانگین زمان محاسبات در مدل ۲۷ در حدود ۵ برابر زمان محاسبات در مدل ۴ است. بدین ترتیب با استفاده از مدل ۲۷ علاوه بر افزایش خطا، زمان محاسبات نیز افزایش می‌یابد که این امر باعث عدم مقبولیت این مدل می‌شود. بنابراین با توجه به نتایج به دست آمده، شبکه منتخب یک شبکه ۳۰ نرونی با یک لایه پنهان با استفاده از داده‌های مدل شماره ۴ می‌باشد. در این مدل، جهت کاهش تعداد متغیرهای ورودی از قوانین اختلاط وزنی در محاسبه دما و ضریب بی‌مرکزی شبه بحرانی مخلوط استفاده گردیده است. همچنین خواص شبه جزء  $C_7^+$  توسط رابطه تیو ولی کسلر تخمین زده شد. در ساختار شبکه نیز از الگوریتم آموزش لونیبرگ-مارکواریت و تابع انتقال تانژانت هایپربولیک استفاده گردید. شکل ۴ مقادیر پیش‌بینی شده توسط شبکه عصبی با استفاده از مدل ۴ در برابر مقادیر آزمایشگاهی حداقل فشار امتزاجی را برای هر دو مجموعه داده‌های آموزش و تست نشان می‌دهد.

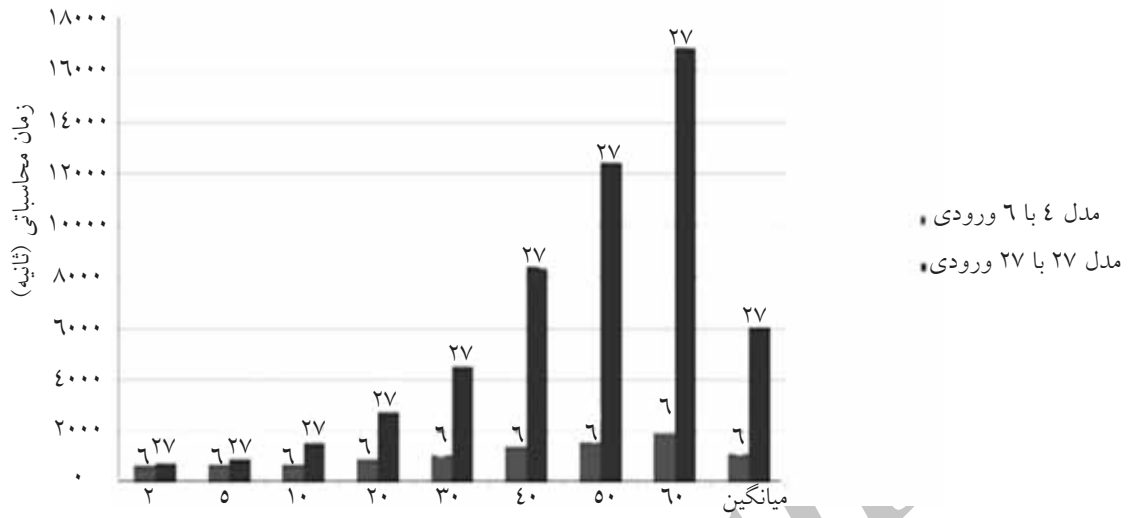
در جدول ۶ قدر مطلق خطای نسبی و ضریب رگرسیون برای برای هر دو مجموعه داده‌های آموزش و تست ارائه شده است.

جدول ۵- مقایسه درصد قدر مطلق خطای نسبی ساختارهای مختلف شبکه برای حالت ۲۷ متغیر و مدل ۴ برای شبکه تک لایه

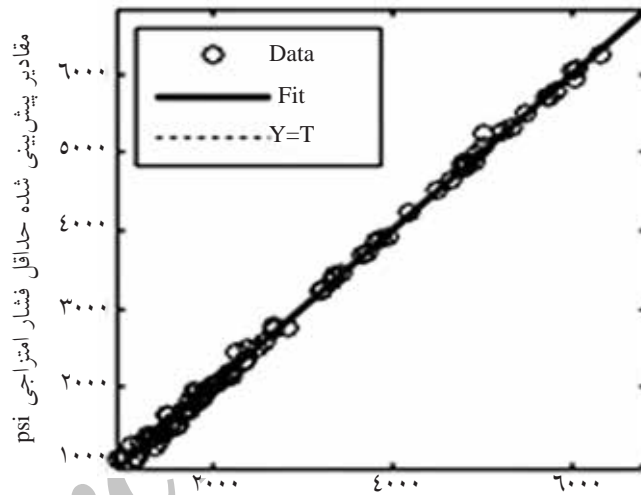
تعداد نرون	۲	۵	۱۰	۲۰	۳۰	۴۰	۵۰	۶۰	میانگین
تعداد متغیرهای ورودی	۱۱/۷۲	۶/۵۶	۶/۲۶	۵/۸۴	۳/۲۵	۵/۶۵	۵/۹۱	۵/۲۷	۶/۳۱
	۱۲/۷۶	۹/۷۶	۸/۴۳	۷/۳۰	۵/۱۱	۵/۰۸	۵/۹۰	۵/۷۰	۷/۵۱

میزان خطای نسبی این شبکه ۳/۲۵٪ است که در میان ساختارهای تست شده کمترین خطا را دارا می‌باشد. مدل شماره ۴ بر اساس قوانین اختلاط وزنی و رابطه تیو برای دمای بحرانی شبه جزء  $C_7^+$  است. البته این حداقل خطا فقط مربوط به ساختار ۳۰ نرونی نمی‌باشد. با بررسی میانگین خطاهای نسبی هر مدل در ساختارهای مختلف می‌توان دریافت مدل شماره ۴ کمترین میانگین قدر مطلق خطا را نیز دارا می‌باشد. میانگین خطای نسبی این مدل ۶/۳۱ می‌باشد که نسبت به سایر مدل‌ها کمترین میانگین خطا به شمار می‌رود. جهت اطمینان از روش قوانین اختلاط، برنامه برای حالتی که متغیرها کاهش نیافته‌اند و به صورت خام (اولیه) می‌باشد، نیز اجرا شد. در این حالت هر ۲۷ متغیر مستقل بدون تغییر و کاهش تعداد، به طور مستقیم به عنوان ورودی به برنامه داده شدند. جدول ۵ مقایسه نتایج به دست آمده در این حالت و نتایج مدل شماره ۴ را نشان می‌دهد.

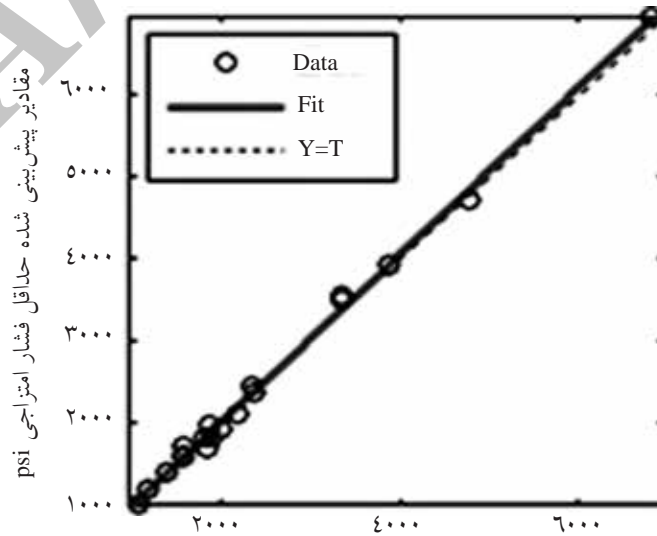
همان‌طور که مشاهده می‌شود میانگین خطا در مدل ۲۷ ورودی بیشتر از میانگین خطا در مدل شماره ۴ (با ۶ ورودی) است. همچنین کمترین خطای مدل ۲۷ ورودی در ساختار ۴۰ نرونی با یک لایه پنهان حاصل می‌شود که برابر با ۵/۰۸٪ است و با بهترین ساختار مدل ۴ که ۳/۲۵٪ است، اختلاف قابل توجهی دارد. ضمن اینکه استفاده از مدل ۲۷ ورودی منجر به افزایش تعداد نرون‌ها جهت یافتن شبکه با کمترین خطا شده است. بنابراین استفاده از داده‌های بانک اطلاعاتی بدون کاهش تعداد متغیرها، باعث افزایش خطا می‌گردد. البته علت این امر را می‌توان در پیچیده شدن مسأله در حالت ۲۷ متغیر ورودی دانست. زیرا در این حالت متغیرهای ورودی به بیش از ۴ برابر افزایش یافته‌اند و شبکه نسبت به حالت قبل، بسیار پیچیده‌تر شده است. هر چند استفاده از قوانین اختلاط باعث ایجاد خطا به مقدار کم در سیستم می‌گردد، ولی نباید از اثر افزایش



شکل ۲- مقایسه زمان محاسبات برای ساختارهای مختلف شبکه در مدل ۶ (ورودی) و ۲۷ (ورودی)



مقادیر آزمایشگاهی حداقل فشار امتزاجی psi (تست)



مقادیر آزمایشگاهی حداقل فشار امتزاجی psi (آزمایش)

شکل ۳- مقادیر پیش بینی شده توسط شبکه عصبی، در مقابل مقادیر آزمایشگاهی برای داده های آموزش و تست

جدول ۶- قدر مطلق خطای نسبی و ضریب رگرسیون مدل پیشنهادی

معیار	داده‌های آموزش	داده‌های تست
قدر مطلق خطای نسبی (%)	۲/۳۷	۳/۲۵
ضریب رگرسیون	۰/۹۹۹	۰/۹۹۸

#### مقایسه نتایج شبیه‌سازی با مدل‌های ارائه شده

با توجه به اینکه کلیه مدل‌سازی‌های صورت گرفته در این زمینه بر اساس نتایج داده‌های آزمایشگاهی حاصل از دستگاه لوله قلمی است، لذا اعتبار و جامعیت مدل‌ها بسیار به تعداد و نوع داده‌های استفاده شده، وابسته است. به عبارت دیگر، برخی از مدل‌های ارائه شده تنها برای تزریق سیال خاصی کاربرد دارد. البته حالت مطلوب این است که مدل ارائه شده بیشترین جامعیت را به همراه تنوع گازهای تزریقی داشته باشد. لیکن در برخی از مدل‌ها به علت محدودیت‌ها و ملاحظات خاص، این امر امکان‌پذیر نبوده است. لذا در این تحقیق تلاش شده تا مدل به دست آمده با مدل‌هایی مقایسه شود که در آنها از تعداد داده‌های نسبتاً بالایی استفاده شده است. البته ذکر این نکته ضروری است که کلیه مدل‌های موجود بر اساس نتایج دستگاه لوله قلمی به دست آمده که استاندارد و دستور العمل مشخصی جهت کار با آن در مراجع تعریف شده است. شکل ۴ میزان خطای مدل‌های قبلی و مدل پیشنهادی (مدل ۴) را نشان می‌دهد.

همان‌طور که مشاهده می‌شود، درصد قدر مطلق خطای نسبی مدل پیشنهادی این تحقیق با توجه به افزایش داده‌های استفاده شده (نسبت به آخرین مدل ارائه شده) از سایر مدل‌ها کمتر است. همچنین این مدل نسبت به مدل‌های پیشین جامع‌تر است، به طوری که می‌توان جهت تزریق دی‌اکسید کربن خالص، دی‌اکسید کربن ناخالص، گازهای هیدروکربنی و گازهای حاصل از احتراق (دودکش) از آن استفاده کرد. ضمن اینکه در کلیه مدل‌های اشاره شده برای گاز دی‌اکسید کربن ناخالص، نیاز به مقدار حداقل فشار امتزاجی گاز دی‌اکسید کربن خالص است، در حالی که مدل شماره ۴ بدون نیاز به آن و تنها با استفاده از پارامترهای موثر ذکر شده، حداقل فشار امتزاجی گاز دی‌اکسید کربن ناخالص را پیش‌بینی می‌کند.

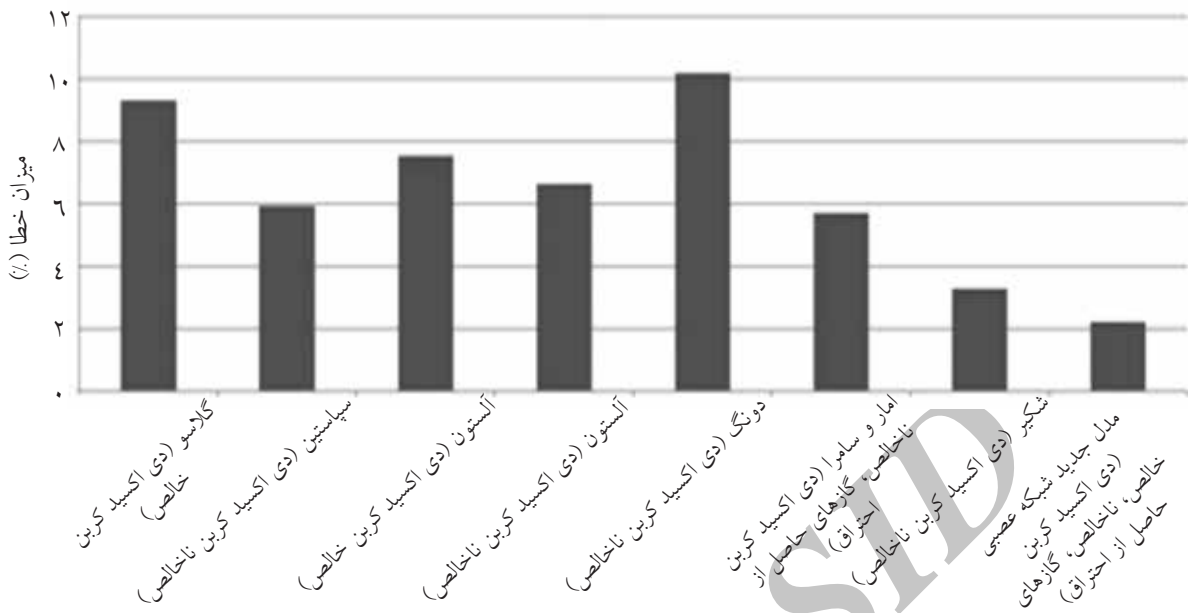
#### بررسی اثر دما بر حداقل فشار امتزاجی با استفاده از مدل پیشنهادی

با بررسی‌های انجام شده، مشخص گردید که در اکثر مدل‌های ارائه شده، دمای مخزن به عنوان یک پارامتر مستقل در نظر گرفته شده است. بنابراین جهت مطالعه اثر این پارامتر، نتایج به دست آمده برای یک نمونه نفتی در دماهای مختلف توسط مدل پیشنهادی بررسی گردید. شکل ۵ مقایسه نتایج به دست آمده توسط مدل پیشنهادی با مدل‌های پیشین را نشان می‌دهد. دمای نمونه نفتی مورد نظر در آزمایش لوله قلمی  $150^{\circ}\text{F}$  می‌باشد که جهت بررسی قدرت پیش‌بینی روش پیشنهادی با سایر روش‌ها، نتایج برای دماهای بالاتر ( $180^{\circ}\text{F}$ ) و پایین‌تر ( $140^{\circ}\text{F}$ ) بررسی شده است.

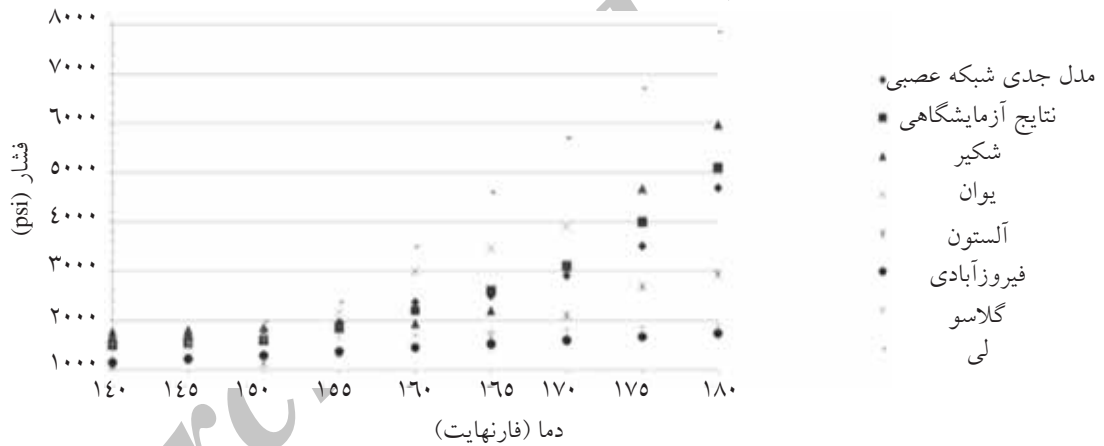
همان‌گونه که در این شکل نشان داده شده است، مدل پیشنهادی نتایج قابل قبولی داشته و کمترین میزان اختلاف با مقادیر آزمایشگاهی را دارد. مدل ۴ با میانگین قدر مطلق خطای نسبی ۰/۸٪ برای کلیه دماها، کمترین میزان خطا را در میان سایر مدل‌ها در پیش‌بینی حداقل فشار امتزاجی در دماهای مختلف دارد.

#### تهیه نرم‌افزار تعیین حداقل فشار امتزاجی

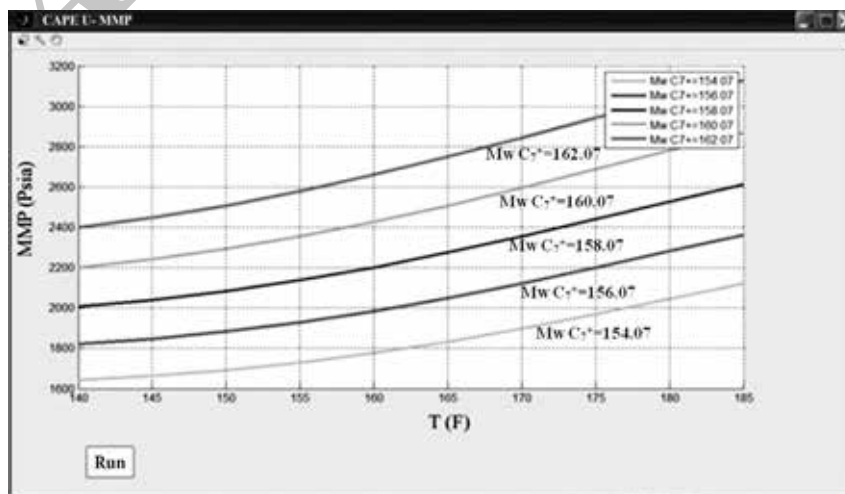
با توجه به جامعیت مدل پیشنهادی، جهت سهولت در استفاده از مدل ارائه شده لازم است برنامه به گونه‌ای باشد که کاربر بدون نیاز به دانستن مبانی شبکه عصبی بتواند از آن استفاده کند. بدین منظور با استفاده از یک رابط گرافیکی، محیطی گرافیکی برای استفاده آسان‌تر از برنامه تهیه شد. این محیط گرافیکی به گونه طراحی شده که کاربر با وارد کردن اطلاعات ورودی شامل ترکیب درصد نفت خام و خواص بحرانی شبه جزء  $\text{C}_7^+$ ، ترکیب درصد گاز تزریقی و دمای مخزن، حداقل فشار امتزاجی را از نرم‌افزار دریافت می‌کند. به منظور بررسی اثر متغیرهای ورودی در مدل ارائه شده، مقدار حداقل فشار امتزاجی برای دماهای مختلف و جرم مولکولی‌های متفاوت، در این نرم‌افزار پیش‌بینی می‌شود. همان‌طور که در شکل ۶ نشان داده شده با افزایش دما و جرم مولکولی جزء  $\text{C}_7^+$ ، حداقل فشار امتزاجی نیز افزایش می‌یابد که این امر با تئوری فرآیند سازگار می‌باشد.



شکل ۴- میزان خطای مدل‌های قبلی و مدل پیشنهادی (مدل ۴)



شکل ۵- مقایسه نتایج به دست آمده توسط مدل پیشنهادی با سایر مدل‌های پیشین در دماهای مختلف



شکل ۶- نمایی از محیط گرافیکی نرم‌افزار جامع تعیین حداقل فشار امتزاجی

رابطه استفاده شد. به علت وجود جزء  $C_7^+$  در ترکیب نفت مخزن و مشخص نبودن خواص بحرانی این جزء به عنوان ماده خالص، از روابط تجربی جهت تعیین خواص بحرانی آن استفاده گردید. بدین ترتیب بانک اطلاعاتی اولیه که شامل ۱۲۸ مجموعه داده ۲۷ متغیری بود توسط ۱۶ مدل ارائه شده به ۱۶ بانک اطلاعاتی با مجموعه داده‌های ۶ متغیری تبدیل گشت. متغیرهای ورودی در مدل جدید، دمای بحرانی مخلوط نفت، ضریب بی مرکزی مخلوط نفت، دمای مخزن، جرم مولکولی جزء  $C_7^+$ ، دمای بحرانی مخلوط گاز و ضریب بی مرکزی مخلوط گاز در نظر گرفته شدند. در طراحی ساختار شبکه از مدل پرسپترون چند لایه پیش خور، با الگوریتم پس انتشار خطا استفاده شد. با بررسی نتایج به دست آمده مدل شماره ۴ که از قوانین اختلاط وزنی و رابطه تپو جهت پیش‌بینی دمای بحرانی جزء  $C_7^+$  استفاده می‌کرد با ساختار شبکه ۳۰ نرونی با یک لایه پنهان به عنوان مدل پیشنهادی با کمترین خطا معرفی گردید. همچنین شبکه‌ای بر اساس داده‌های اولیه بانک اطلاعاتی که شامل ۲۷ ورودی بود و از مدل‌های کاهش متغیر در آن استفاده نشده بود، ساخته شد و نتایج آن با مدل شماره ۴ مقایسه گردید. خطای محاسبات در مدل ۲۷ ورودی بیشتر و زمان محاسبات بسیار زیادتر از مدل شماره ۴ بود. لذا مدل شماره ۴ با ۶ متغیر ورودی و ساختار ۳۰ نرون به عنوان بهترین شبکه با کمترین خطا معرفی شد. در نهایت مدل ارائه شده با توجه به جامعیت بالا، تنوع گازهای تزریقی و تعداد داده‌های ورودی در مقایسه با سایر مدل‌های پیشین، خطای کمتری دارد و می‌تواند به عنوان روشی مناسب جهت پیش‌بینی حداقل فشار امتزاجی به کار گرفته شود. همچنین می‌توان با استفاده از نرم افزار تهیه شده که بر اساس نتایج مدل پیشنهادی است، حداقل غنای لازم گاز تزریقی جهت امتزاج با نفت مخزن را در زمان بسیار کوتاهی تعیین نمود.

از دیگر قابلیت‌های این نرم‌افزار تعیین حداقل غنای لازم گاز تزریقی جهت امتزاج با نفت مخزن می‌باشد. این پارامتر مهم‌ترین شاخص در تعیین ترکیب درصد گاز تزریقی است. با توجه به اینکه افزایش غنای گاز تزریقی باعث افزایش هزینه‌های تزریق می‌شود، همیشه در فرایند تزریق امتزاجی گاز سعی می‌شود ترکیب درصد گاز تزریقی به گونه‌ای تعیین شود که از حداقل ترکیبات گران‌قیمت استفاده شود. لذا جهت تعیین ترکیب بهینه، باید ترکیب درصد‌های مختلف با نفت مخزن تست شود تا در صورتی که حداقل فشار امتزاجی پایین‌تر از فشار کنونی مخزن باشد، از آن گاز جهت تزریق استفاده گردد. جهت تست کردن می‌توان از دو روش انجام آزمایش‌های امتزاج‌پذیری (آزمایش لوله قلمی یا حباب بالا رونده) و یا شبیه‌سازی فرایند تزریق امتزاجی بهره جست که هر کدام زمان و هزینه خاص خود را دارد. در صورتی که با استفاده از این نرم‌افزار می‌توان ترکیب درصد‌های مختلف را بررسی کرده و حداقل فشار امتزاجی را در کمترین زمان و با دقت قابل قبول به دست آورد. ضمن اینکه هزینه این روش نسبت به روش‌های آزمایشگاهی و حتی روش‌های شبیه‌سازی معمول، بسیار کمتر است.

### نتیجه‌گیری

حداقل فشار امتزاجی یکی از مهم‌ترین پارامترها در فرایند تزریق امتزاجی گاز است. با بررسی‌های انجام شده این متغیر تابعی از دمای مخزن، ترکیب درصد گاز تزریقی و ترکیب درصد نفت مخزن است. در این تحقیق در ابتدا نظر به اهمیت داده‌های آزمایشگاهی، با بررسی کلیه مقالات منتشر شده داخلی و خارجی و همچنین ارتباط با مراکز و شرکت‌های مرتبط، یک بانک اطلاعاتی نسبتاً جامعی در این زمینه تهیه شد. جهت انجام مدل‌سازی و شبیه‌سازی فرایند از روش شبکه‌های عصبی استفاده گردید. با بررسی‌های صورت گرفته، قوانین اختلاط مخلوط‌ها جهت کاهش تعداد متغیرها مورد استفاده قرار گرفت. برای در نظر گرفتن ماهیت اجزاء موجود در ترکیب نفت و گاز از دو پارامتر ترمودینامیکی دمای بحرانی و ضریب بی مرکزی بحرانی به علت خطای کمتر و سادگی

## مراجع

- [1]. Green D. W., and Whillhite G. P., *Enhanced Oil Recovery, Texts*, Richardson Publication Ltd. 1998.
- [2]. Danesh A., *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluid*, Amsterdam, Elsevier Publication Ltd. 1998.
- [3] Glaso O. "Generalized minimum miscibility pressure correlation", SPE Journal, Vol. 25, No. 6, pp. 927-934, 1985.
- [4]. Kovarik F. S. "A minimum miscibility pressure study using impure CO<sub>2</sub> and wet Texas oil fields" SPE Production Technology Symposium, 11-12 Nov., Lubbock, Texas, 1985.
- [5]. Alston R. B. Kokolis G. P. and James C. F. "CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure: a correlation for impure CO<sub>2</sub> streams", SPE Journal, Vol. 25, No. 2, pp. 268-274, 1985.
- [6]. Sebastian H. M., and Lawrence D. D., "Nitrogen minimum miscibility pressure", SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, 22-24 April, Tulsa, Oklahoma, 1992.
- [7]. Emera M.K., and Sarma H.K., "A Reliable Correlation To Predict the Change in Minimum Miscibility Pressure When CO<sub>2</sub> Is Diluted With Other Gases", SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 9, No. 4, pp. 366-373, 2006.
- [8]. Benham A.L., Dowden W.E., and Kunzman W.J., "Miscible Fluid Displacement - Prediction of Miscibility", AIME, Vol. 219, pp. 229-237, 1960.
- [9]. Holm L.W., and Josendal V.A. "Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide", Journal of Petroleum Technology, Vol. 26, No. 12, pp. 1427-1438, 1974.
- [10]. Holm L.W. and Josendal V.A. "Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide", Journal of Petroleum Technology, Vol. 22, No.1, pp. 87-98, 1982.
- [11]. Cronquist C., "Carbon Dioxide Dynamic Displacement with Light Reservoir Oils", Fourth Annual U.S. DOE Symposium, Tulsa, USA, pp.18-23, 1978.
- [12]. Lee J.I., *Effects of a carbon dioxide displacement under miscible and immiscible conditions*' Research Report RR-40, Petroleum Recovery Institute, Calgary, Alberta, 1979.
- [13]. Yellig W.F., and Metcalfe R.S., "Determination and prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure", Journal of Petroleum Technology, Vol. 32, No. 1, pp. 160-168, 1980.
- [14]. Johnson J. P., and Pollin J. S. "MEASUREMENT and CORRELATION of CO<sub>2</sub> MISCIBILITY PRESSURES", SPE-DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, 5-8 Apr., Tulsa, Oklahoma, 1981.
- [15]. Stalkup F.I., "Miscible displacement Monographs series" SPE, Texas, Richardson Publication Ltd., 1998.
- [16]. Orr F.M., and Jensen C.M. "Interpretation of Pressure-Composition Phase Diagrams for CO<sub>2</sub>/Crude-Oil Systems", SPE Journal, Vol. 24, No. 5, pp. 485-497, 1984.
- [17]. Sebastian H.M., Wenger R.S., "Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO<sub>2</sub> streams", Journal of Petroleum Technology, Vol. 37, No. 11, pp. 2076-2082, 1985.
- [18] Kou L. "Prediction of miscibility for enriched gas drive processes" SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, U.S.A, 1985.
- [19]. Firoozabadi A., and Aziz k., "Analysis and correlation of nitrogen and lean gas miscibility pressure", SPE



- Reservoir Engineering, Vol. 1, No. 6, pp. 572-582, 1986.
- [20]. You L. and Chu M., "A study on the minimum miscibility pressure for miscible flooding system", J. Pet. Sci. Eng. Vol.8, pp. 315–328. 1993.
- [21]. Enick R.M., Holder G.D., and Morsi B.I., "A thermodynamic correlation for the minimum miscibility pressure in CO<sub>2</sub> flooding of petroleum reservoir", SPE Reservoir Engineering, Vol. 3, No. 1, pp. 81-92, 1988.
- [22]. Henssen M.R. "Nitrogen as a low cost replacement for natural gas reinjection offshore", SPE Gas Technology Symposium, Texas, U.S.A 1988.
- [22]. Hudgins D.A., Llave F.M., and Chung F.T, "Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study" SPE Reservoir Engineering, Vol. 5, No. 1, pp. 100-106, 1990.
- [23]. Olstein Glaso, O. "Miscible Displacement: recovery tests with nitrogen", SPE Reservoir Engineering, Vol. 5, No. 1, pp. 61-68, 1990.
- [24]. Dong M. Huang S. and Srivastava R. "Effect of Solution Gas in Oil on CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure", Annual Technical Meeting, Jun 14-18, Calgary, Alberta, Canada, 1999.
- [25]. Huang Y. F., Huang G. H., Dong M. Z., and Feng G. M., "Development of an artificial neural network model for predicting minimum miscibility pressure in CO<sub>2</sub> flooding", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 37, 83-95. 2003.
- [26]. Yuan H., Johns R.T., Ekwuenu A.M., and Dindoruk B. "Improves MMP correlation for CO<sub>2</sub> floods using analytical gas flooding", SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 8, No. 5, pp. 418-425, 2004.
- [27] Shokir E.M., and Eissa M. "CO<sub>2</sub>-oil minimum miscibility pressure model for impure and pure CO<sub>2</sub> streams", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 58, No. 1, pp. 173-185, 2007.
- [28]. Emera M. K., and Sarma H. K., "Use of Genetic Algorithm to Estimate CO<sub>2</sub>-Oil Minimum Miscibility Pressure-a Key Parameter in Design of CO<sub>2</sub> Miscible Flood", Journal of Petroleum science and Engineering, Vol. 46, No. 1, pp. 37-52. 2004.
- [29]. Al-Netaifi S. "Experimental Investigation of CO<sub>2</sub> - Miscible Oil Recovery at Different Conditions", M.Sc. Thesis King Saud University, Riyadh, Saudi Arabia, 2008.
- [30]. MMP reports for Iranian α reservoir. N.I.O.C. Report, 2002.
- [31]. Haykin S. *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*, 2<sup>nd</sup> Ed., Prentice Hall, 1998.
- [32] Poling B. E., Prausnitz J. M., O'Connell J. P., *The Properties of Gases and Liquids*, McGraw-Hill, New York, 2004.
- [33]. Ahmed T. *Hydrocarbon Phase Behavior*, Gulf Publishing Company, Houston, 1989.
- [34]. Boozarjomehry R.B, Abdolahi F., and Moosavian M.A. "Characterization of Basic Properties of Pure Substances and Petroleum Fractions by Neural Network", Fluid Phase Equilibria, Vol. 231, No. 2, pp. 188-196, 2005.
- [35]. Neural Network MATLAB R2009b Toolbox User Guide.