

## Control of gas injection and production oil flow of Rumaila oil field using FOPID controller and neural network

Farideh Allahverdi<sup>1</sup>, Assistant Professor, Jawad Kahdim Abdulzahra Al-Dirawi<sup>2</sup>, M.Sc

<sup>1</sup>Department of Electrical Engineering, Andimeshk Branch, Islamic Azad University, Andimeshk, Iran  
fa.allahverdi@iau.ac.ir

<sup>2</sup>Department of Electrical Engineering, Dezful Branch, Islamic Azad University, Dezful, Iran  
jjjwad.77@gmail.com

### Abstract:

Today, various methods used to increase oil extraction in the world, which differ from each other according to the characteristics of each oil reservoir. In this research, FOPID control approach and neural network used in the direction of gas injection and production flow control of Rumaila oil field. In the neural network, the ten selected features that have the highest influence among the primary features include total volume, maximum well pressure, initial pressure, compressibility, pure to gross depth ratio, shear wave fraction, porosity to height ratio, shale to height ratio and permeability were noticed and used. The results by Matlab software showed that the MLP neural network with the training function trainbr and the number of neurons 10 and the number of layers 20 has an accuracy of 91.36% and the RBF neural network with SPREAD equal to 1, the number of neurons 26, and DF equal to 25 has an accuracy of 94.63% in gas injection control and They are the production discharge of the field. The MLP network with an accuracy of 97.46% and the RBF network with an accuracy of 98.97% optimize the gas injection and production flow rate of the field.

**Keywords:** flow rate control, oil field, neural network, FOPID controller.

**Received:** 24 May 2025

**Revised:** 12 Aug. 2025

**Accepted:** 19 Aug. 2025

**\* Corresponding Author: Farideh Allahverdi**

Citation: F. Allahverdi, J. Abdolkazem, "Control of gas injection and production oil flow of Rumaila oil field using FOPID controller and neural network", Journal of Novel Researches on Smart Power Systems, vol. 14, no. 2, pp. 73-84, August 2025 (in Persian).

## کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان نفتی Rumaila با استفاده از کنترل کننده FOPID و شبکه عصبی

فریده الهوردی<sup>۱\*</sup>، استادیار، جواد کاظم عبدالزهره الديرای<sup>۲</sup>، کارشناسی ارشد

\*۱- گروه برق، واحد اندیمشک، دانشگاه آزاد اسلامی، اندیمشک، ایران fa.allahverdi@iauo.ac.ir

۲- گروه برق، واحد دزفول، دانشگاه آزاد اسلامی، دزفول، ایران jjjwad.77@gmail.com

**چکیده:** امروزه روش‌های مختلفی برای افزایش استخراج نفت در دنیا انجام می‌شود که بنابر ویژگی‌های هر مخزن نفتی، با یکدیگر متفاوت هستند. در این پژوهش از کنترل کننده تناسبی انتگرالی مشتقی مرتبه کسری FOPID و شبکه عصبی جهت تزریق گاز و کنترل دبی تولیدی میدان نفتی Rumaila استفاده شده است. در شبکه عصبی ده ویژگی منتخب که دارای بالاترین تأثیر در میان ویژگی‌های اولیه بوده‌اند شامل حجم کلی، حداکثر فشار چاه، فشار اولیه، تراکم‌پذیری، نسبت عمق خالص به ناخالص، کسر موج برشی، نسبت تخلخل به ارتفاع، نسبت شیل به ارتفاع و نفوذپذیری، مورد توجه و استفاده قرار گرفتند. نتایج شبیه سازی شده در نرم افزار Matlab نشان داد شبکه عصبی MLP با تابع آموزش trainbr و تعداد نرون ۱۰ و تعداد لایه ۲۰ دارای دقت ۹۱/۳۶ درصد و شبکه عصبی RBF با SPREAD برابر با ۱، تعداد نرون ۲۶، و DF برابر با ۲۵ دارای دقت ۹۴/۶۳ درصد در کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان می‌باشند. شبکه MLP با دقت ۹۷/۴۶ درصد و شبکه RBF با دقت ۹۸/۹۷ درصد، تزریق گاز و دبی تولیدی میدان را بهینه می‌کنند.

**کلمات کلیدی:** کنترل دبی، میدان نفتی، شبکه عصبی، کنترل کننده FOPID

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۳/۳

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۴/۵/۲۱

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۵/۲۹

\* نام نویسنده مسئول: دکتر فریده الهوردی

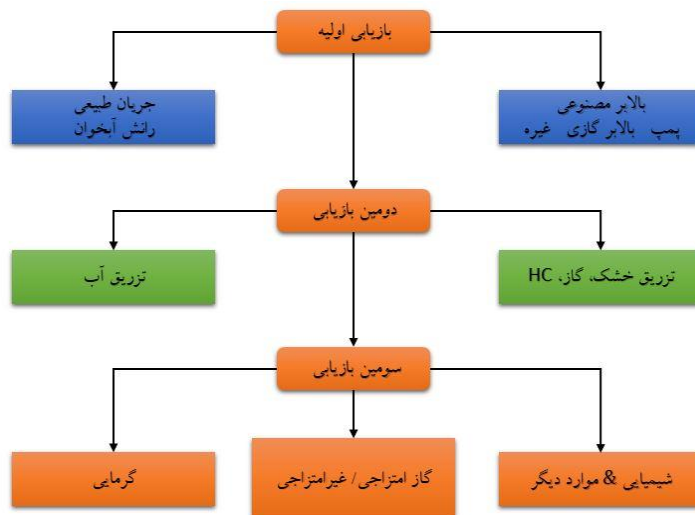
نشانی نویسنده مسئول: اندیمشک، دانشگاه آزاد اسلامی واحد اندیمشک، گروه برق

## ۱- مقدمه

با افزایش تقاضای جهانی برای انرژی و کاهش تدریجی ذخایر نفتی قابل برداشت، بهینه‌سازی فرایندهای تولید از میادین نفتی به یکی از مهم‌ترین چالش‌های صنعت نفت و گاز تبدیل شده است. در این میان روش‌های ازدیاد برداشت نظیر تزریق گاز نقش به‌سزایی در حفظ فشار مخزن بهبود ضریب بازیافت و افزایش عمر اقتصادی میدان‌های نفتی ایفا می‌کند. کنترل مؤثر نرخ تزریق گاز و دبی تولیدی چاه‌ها، تأثیر مستقیمی بر پایداری تولید و کاهش هزینه‌های عملیاتی دارد. مالک و اسلام [۱] در سال ۲۰۰۰ در پژوهشی از یک مدل جهت بهینه‌کردن استراتژی‌های تزریقی CO<sub>2</sub> در میدان ویبرن در کانادا استفاده کردند. مطالعه آن‌ها نشان داد که چاه‌های افقی جهت سیلاب‌زنی CO<sub>2</sub> مفید هستند که هم باعث افزایش نفت تولیدی و هم حجم دی‌اکسیدکربن ذخیره شده می‌شوند. گزالپور و همکارانش [۲] در سال ۲۰۰۵ به بررسی تزریق دی‌اکسیدکربن و ذخیره‌سازی آن پرداختند و نشان دادند که تقریباً ۶۰ درصد از CO<sub>2</sub> تزریق شده می‌تواند ذخیره شود و تزریق دوباره‌ی گاز نیز می‌تواند باعث افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی شود. جسن و همکارانش [۳] در سال ۲۰۰۷ جنبه‌های مختلف تزریق CO<sub>2</sub> را جهت ذخیره آن و افزایش تولید نفت بررسی کردند. در شبیه‌سازی آن‌ها فرض کردند که گاز امتزاج‌پذیر درجا است و جهت افزایش میزان CO<sub>2</sub> ذخیره شده می‌بایست MMP مناسب حفظ شود. چوکوودم و همکارش [۴] در سال ۲۰۰۹ به تزریق CO<sub>2</sub> و سیلاب‌زنی آب جهت ازدیاد برداشت در مخازن نفتی آسفالتین و غیرآسفالتین پرداختند. نتایج تحلیل آن‌ها نشان داد که حداکثر بازیافت نفت با سیل CO<sub>2</sub> قابل اختلاط نفت آسفالتین در دماها و فشارهای ترکیبی ۵۰ درجه سانتی‌گراد/۹۰ بار و ۷۰ درجه سانتی‌گراد/۱۲۰ بار (بدون تفاوت معنی‌داری بین دو مورد، حدود ۱٪) در مقایسه با ۸۰ درجه سانتی‌گراد و ۱۴۰ بار به‌دست می‌آید. زینعلی حسونود و همکارانش [۵] در سال ۲۰۱۳ به ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن توسط آب کربناته شده در یکی از مخازن نفتی ایران پرداختند. در این مقاله، سناریوهای مختلف تولید در یکی از مخازن جنوبی ایران بررسی شده است. CWI بر اساس عملکرد آن در افزایش تولید و توانایی جداسازی ایمن CO<sub>2</sub> در برابر تخلیه طبیعی و تزریق آب ارزیابی شده است. نتایج نشان داد که علاوه بر ذخیره‌سازی، CO<sub>2</sub> باعث افزایش تراوایی مخزن می‌شود و نسبت به تزریق آب خالص و تخلیه طبیعی بازیابی نهایی بیش‌تری دارد و تولید نفت طولانی‌تر خواهد شد. کیم و همکاران [۶] در سال ۲۰۱۷، به کاربرد شبکه عصبی مصنوعی (ANN) در پیش‌بینی کارایی ذخیره‌سازی جداسازی CO<sub>2</sub> در سفره‌های زیرزمینی عمیق شور پرداختند. این مطالعه کاربرد شبکه عصبی مصنوعی (ANN) را برای پیش‌بینی کارایی ذخیره‌سازی ترسیب CO<sub>2</sub> در سفره‌های زیرزمینی عمیق شور ارائه می‌کند. برای ایجاد پایگاه داده آموزشی که به‌عنوان نوروں‌های ورودی و خروجی در شبکه عصبی مصنوعی استفاده می‌شود، تجزیه و تحلیل حساسیت پارامترها با در نظر گرفتن ویژگی‌های آب‌خوان با شبیه‌سازی عددی انجام شده است. تانج و همکاران [۷] در سال ۲۰۲۰ به کاربرد شبکه عصبی مصنوعی (ANN) برای پیش‌بینی بازیابی نفت و ظرفیت ذخیره‌سازی CO<sub>2</sub> در ROZها پرداختند. در این مقاله، کاربرد شبکه عصبی مصنوعی (ANN) برای پیش‌بینی بازیابی نفت و ظرفیت ذخیره‌سازی CO<sub>2</sub> در ROZs معرفی شده است. پارامترهای عدم قطعیت شامل عوامل زمین‌شناسی و عملیات چاه برای تولید پایگاه آموزشی استفاده شده است. سپس در مجموع ۳۵۱ نمونه عددی شبیه‌سازی شده و تولید روغن تجمعی، ذخیره CO<sub>2</sub> تجمعی و CO<sub>2</sub> تجمعی مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج نشان داد که مدل ANN توسعه‌یافته دارای عملکرد پیش‌بینی عالی با ضریب هم‌بستگی بالا در مقایسه با مقادیر هدف، بیش از ۰/۹۸ و مجموع میانگین مجذور خطا کم‌تر از ۲ درصد بوده است. سونگ و همکاران [۸] در سال ۲۰۲۰ به ارائه یک مدل شبکه عصبی مصنوعی به‌منظور جداسازی CO<sub>2</sub> در سفره‌های آب شور (ANN-GCS) پرداختند. برای آموزش و آزمایش مدل ANN-GCS، داده‌های شاخص‌های به دام انداختن باقی‌مانده و حلالیت از یک آب‌خوان مصنوعی تولید شده است. الغهطانی و همکاران [۹] در سال ۲۰۲۳ به تجزیه و تحلیل میزان تزریق و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در سفره‌های آب شور عمیق تحت شرایط عدم قطعیت با استفاده از روش‌های یادگیری ماشین و بهینه‌سازی پرداختند. در این مقاله کنترل هم‌زمان نرخ تزریق گاز و دبی تولیدی میدان نفتی با استفاده از کنترل‌کننده مرتبه کسری تناسبی انتگرالی مشتقی FOPID مورد بررسی قرار می‌گیرد. کنترل‌کننده FOPID به‌عنوان تعمیم یافته‌ی کنترل‌کننده PID کلاسیک با افزودن درجات آزادی کسری در بخش‌های انتگرالی و مشتقی توانایی بالاتری در تطبیق با دینامیک‌های پیچیده و مدل نشده سیستم‌ها فراهم می‌آورد.

## ۲- عوامل مؤثر در استخراج نفت

روش‌های بهبود بازیافت نفت را می‌توان به دو دسته روش‌های حرارتی و غیرحرارتی تقسیم‌بندی نمود. شکل (۱) روش‌های ازدیاد برداشت را نشان می‌دهد [۱۰، ۱۱].



شکل (۱): روش‌های ازدیاد برداشت [۱۰، ۱۱]

Figure (1): Methods for increasing gas recovery

عوامل و فاکتورهای مؤثر در ازدیاد برداشت از مخزن به خصوصیات مخزن، طبیعت سیال جابه‌جاشونده و جابه‌جاکننده و آرایش چاه‌ها بستگی دارد [۱۲]. خصوصیات مخزن شامل، عمق متوسط مخزن، ساختار مخزن از نظر شیب‌دار بودن، میزان همگن بودن مخزن و خواص پتروفیزیکی می‌باشد. در هنگام طراحی یک پروژه ازدیاد برداشت مهم‌ترین پارامترها از میان خواص سیال مخزن، گرانیوی آن می‌باشد. چنانچه گرانیوی سیال مخزن بالاتر باشد و نفت سنگین باشد، سیال به راحتی جابه‌جاشده و تولید به کندی و به سختی انجام می‌پذیرد و ممکن است تولید از این مخزن از شرایط اقتصادی خارج گردد. در این شرایط مقدار نفت باقی‌مانده برای یک حجم سیال تزریقی و با ثابت بودن سایر شرایط در مقایسه با سیالی که گرانیوی پایین‌تری دارد، بیش‌تر خواهد بود و زمان میان‌شکنی دیر اتفاق می‌افتد.

اثر امتزاجی، کم‌شدن گرانیوی، بهبود تزریق‌پذیری و رانش گاز محلول از عوامل مهمی هستند که باعث ازدیاد برداشت نفت مخزن به‌واسطه تزریق گاز  $CO_2$  می‌شوند. گاز دی‌اکسیدکربن یکی از تبخیرکننده‌های قوی هیدروکربن است. هیدروکربن‌های موجود در بنزین و گازوئیل کاملاً در  $CO_2$  تبخیر می‌شوند و حتی اگر در نفت مخزن اجزای  $C_6$  تا  $C_{20}$  کم باشد این گاز باز هم به‌خوبی نفت را تبخیر می‌کند.  $CO_2$  در تماس‌های مکرر با نفت مخزن هیدروکربن‌های  $C_5$  تا  $C_{20}$  را تبخیر می‌نماید ولی در تزریق گازهای هیدروکربنی در مخازن نفت بیش‌تر اجزای  $C$  تا  $C_6$  در فاز گاز تبخیر می‌شوند. گاز  $CO_2$  معمولاً حالت امتزاج در اولین تماس را ندارد ولی در اثر تماس‌های متوالی و مکرر حالت امتزاج به تدریج پیش می‌آید و این حالت را امتزاج توسعه‌ای گویند [۱۰].

لازم به ذکر است که برای ارزیابی اثر امتزاجی تزریق گاز دی‌اکسیدکربن برای هر نوع نفت مخصوص، اندازه‌گیری حداقل فشار امتزاج در آزمایشگاه ضروریست. به‌طور کلی، MMP فشاری است که در آن فشار گاز  $CO_2$  با نفت در دمای مخزن به حالت امتزاج توسعه‌ای در می‌آید و درصد برداشت نهایی به‌حداکثر مقدار ممکن می‌رسد. در فشارهای بالاتر از فشار MMP، برداشت به‌طور قابل ملاحظه‌ای بالا نمی‌رود. روش اندازه‌گیری حداقل فشار امتزاج مشابه گازهای هیدروکربنی است. بهترین و سریع‌ترین روش اندازه‌گیری MMP گاز  $CO_2$  روش لوله قلمی است. به‌وسیله مغزه نگه‌دار و به‌کارگیری سلول PVT نیز اندازه‌گیری ممکن است. اگر انجام آزمایشات مقدور نباشد از روی منابع علمی به‌طور تقریبی و تخمینی مقدار MMP مشخص می‌شود. کوشش‌های زیادی برای به‌دست آوردن معادلات و روابط MMP گاز  $CO_2$  و نفت مخزن شده است [۱۳]. با حل شدن

گاز CO<sub>2</sub> در نفت مخزن گرانبوی آن به صورت قابل توجهی کم می‌شود. مقدار کاهش بستگی به فشار درجه حرارت و گرانبوی اولیه نفت مخزن دارد. هر چه گرانبوی اولیه نفت بیشتر باشد درصد کاهش گرانبوی بیشتر است.

### ۳- تحلیل پارامترهای میدان نفتی

از میدان نفتی Rumaila، داده‌های مختلفی بر اساس فیلدهای متنوع در این میدان منتشر شده است [۱۵-۱۴] پارامترهای مورد استفاده در این پژوهش در قالب جدول (۱) معرفی می‌شوند.

Table (1): Parameters used  
جدول(۱): پارامترهای مورد استفاده

ردیف	پارامتر	مفهوم	واحد
۱	$V_b$	مجموع حجم منافذ موجود <sup>۱</sup>	متر مکعب
۲	$P_{well}$	حداکثر فشار چاه <sup>۲</sup>	بار
۳	$P_{init}$	فشار اولیه <sup>۳</sup>	بار
۴	$A$	پارامتر مقیاس بندی <sup>۴</sup>	-
۵	$C_b$	تراکم پذیری <sup>۵</sup>	$Pa^{-1}$
۶	$F_b$	شرایط مرزی شار <sup>۶</sup>	مترمکعب بر روز
۷	$\Delta P$	تغییرات فشار <sup>۷</sup>	مگاپاسکال
۸	$N/G$	نسبت ضخامت خالص به ناخالص <sup>۸</sup>	-
۹	$\phi$	میزان تخلخل	-
۱۰	$S_w$	کسر موج برشی <sup>۹</sup>	-
۱۱	$V_{sh}$	کسر حجم شیل <sup>۱۰</sup>	-
۱۲	$\phi \times H$	نسبت تخلخل <sup>۱۱</sup> به ارتفاع	متر
۱۳	$V_{sh} \times H$	نسبت شیل به ارتفاع	متر
۱۴	$K$	نفوذپذیری	$mD$
۱۵	$I_c$	شاخص تزریق <sup>۱۲</sup> دی‌اکسیدکربن به مخزن	مترمکعب در روز

حجم شیل ( $V_{sh}$ ) با روش کلاویر با استفاده از لاگ پرتو گاما محاسبه می‌شود:

$$V_{shGR} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2} \quad (1)$$

که در این رابطه،  $I_{GR}$  شاخص پرتو گاما است که منحنی  $GR$  را به ترتیب بر اساس انتخاب خطوط ماسه و شیل از ۰ تا ۱ نرمال می‌کند.

تخلخل مؤثر ( $\phi_e$ ) با استفاده از نمودار چگالی ( $RhoB$ ) با ورودی  $V_{sh}$  محاسبه می‌شود. تراکم دانه و آب نمک به ترتیب ۲/۶۵ گرم بر سانتی‌مترمکعب و ۱/۰۲ گرم بر سانتی‌مترمکعب در نظر گرفته شده است. مقادیر تخلخل حاصل از تجزیه و تحلیل هسته کمی بیش‌تر از تخلخل مؤثر ( $\phi_e$ ) برآورد شده از  $RhoB \log$  است. نفوذپذیری با استفاده از  $\phi_e$  (به صورت کسری از آن) از لاگ‌های مربوط با استفاده از فرم لگاریتمی خطی معادله زیر محاسبه می‌شود:

$$\log_{10} k = C \log_{10} \phi_e + D \quad (2)$$

که در آن  $k$  نفوذپذیری مطلق در میلی‌داریسی است، ضرایب  $C$  و  $D$  به ترتیب به ۸/۴ و ۷/۶ تنظیم می‌شوند تا نفوذپذیری قابل مقایسه با هسته به دست آید [۱۴].

ضخامت خالص مخزن، نسبت ضخامت خالص به ناخالص ( $N/G$ ) با استفاده از برش  $V_{sh} \leq 0.3$  و  $\phi_e \geq 0.1$  و نفوذپذیری  $(k) > 20mD$  به دست آمده است. میانگین حسابی برای هر پارامتر مخزن برای هر چاه ارائه شده است. رابطه بین سرعت

موج  $S_w$  و سرعت موج  $P_w$  در نهایت منجر به محاسبه حجم شیل ( $V_{sh}$ ) بر اساس دامنه نسبت AI، و  $V_p/V_s$  می‌شود. در این رابطه  $V_p$  برابر با سرعت موج  $P_w$  و  $V_s$  برابر با سرعت موج می‌باشد. AI نیز امیدانس آکوستیک می‌باشد [۱۶].

$$V_{sh} = \frac{\left\{ \rho_{ma} - \frac{AI}{V_{Pma}} - \left[ 1 - \frac{V_s}{V_p G \alpha} \right]^{\frac{1}{n}} \right\} \left[ AI \left( \frac{1}{V_{P\omega}} - \frac{1}{V_{Pma}} \right) - (\rho_{\omega} - \rho_{ma}) \right]}{[(\rho_{sh} - \rho_{ma}) - AI \left( \frac{1}{V_{Psh}} - \frac{1}{V_{Pma}} \right)]} \quad (3)$$

که در آن  $V_{sh}$  حجم کسری شیل،  $\Phi$  کسرتخلخل، AI امیدانس صوتی بر حسب گرم بر سانتی مترمکعب در متر بر ثانیه،  $V_p$  سرعت موج P بر حسب متر بر ثانیه،  $V_s$  سرعت موج S بر حسب متر بر ثانیه است. G ضریب کانی شناسی/شلیت،  $\alpha$  نسبت  $V_s/V_p$  ماتریس کانی/سنگ، n ضریب تنش/سیمان شدن،  $V_{P\omega}$ ،  $V_{Psh}$ ،  $V_{Pma}$  (بر حسب متر بر ثانیه) ماتریس کانی (به‌عنوان مثال، کوارتز)، شیل و آب می‌باشد. هم‌چنین  $\rho_{ma}$  چگالی دانه‌های معدنی،  $\rho_{sh}$  چگالی شیل،  $\rho_{\omega}$  چگالی آب است (همه بر حسب گرم بر سانتی مترمکعب) می‌باشند. با توجه به توضیحات ارائه شده، می‌توان مقادیر مختلف پایگاه داده مورد استفاده برای کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان در میدان نفتی Rumaila را تعیین نمود. در جدول (۲) بخشی از این داده‌ها ارائه شده است.

#### ۴- کنترل کننده FOPID

در کنترل کننده‌های FOPID عملگرهای I و D معمولاً از درجه کسری هستند. بنابراین با کنترل کردن درجه کسری انتگرال گیر و مشتق گیر، دو درجه آزادی بیشتر، به متغیرهای  $k_i$  و  $k_d$  اضافه خواهد شد که این دو متغیر، یکی برای مرتبه کسری انتگرال گیر  $\lambda$  و دیگری برای مشتق گیر  $\mu$  می‌باشد. این دو درجه آزادی بیش‌تر طراحی متغیرها؛ کنترل کننده FOPID را می‌سازد که عملکرد بهتری نسبت به کنترل کننده PID مرتبه صحیح دارد. تابع تبدیل کنترل کننده FOPID می‌تواند به صورت زیر نوشته شود:

$$C(S) = K_p + \frac{K_i}{S^\lambda} + K_d S^\mu \quad (4)$$

و سیگنال کنترلی FOPID در حوزه زمان بصورت زیر می‌باشد:

$$u(t) = (K_p + K_i D^{-\lambda} + K_d D^\mu) e(t) \quad (5)$$

شکل (۲) کنترل کننده FOPID را نمایش می‌دهد و توصیف می‌کند که مرتبه انتگرال گیر و مشتق گیر چگونه می‌توانند در محورهای عمودی و افقی متغیر باشند. با قرار دادن  $(\lambda, \mu) = \{(1.1), (1.0), (0.1), [0.0]\}$  به ترتیب کنترل کننده‌های کلاسیک  $\{PID, PI, PD, P\}$  مشخص می‌شود و در بقیه‌ی نقاط، PID مرتبه کسری محسوب می‌شوند. با توجه به عملکرد کنترل کننده، خلاصه‌ای از نتایج در جدول (۳) آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود فراجش دبی خروجی سیستم به ازای پهنای باند ۰/۱ تا ۱۰۰ رادیان بر ثانیه کنترل کننده، زیاد است، و این مقدار با افزایش پهنای باند، کاهش می‌یابد. در کنار این کاهش، زمان نشست نیز با افزایش پهنای باند کنترل کننده کاهش پیدا می‌کند. نکته قابل توجه این است که در نتایج حاصل، درجه جمله مشتقی FOPID برابر با ۱ شده است. این مطلب به این معناست که هنگامی که جمله مشتقی کنترل کننده عددی صحیح است، نتایج کنترلی بهتر است. همان‌طور که در جدول (۳) مشاهده می‌شود به ازای پهنای باندهای مختلف، شبکه عصبی توانسته به شکل مطلوبی FOPID را بهینه کند.

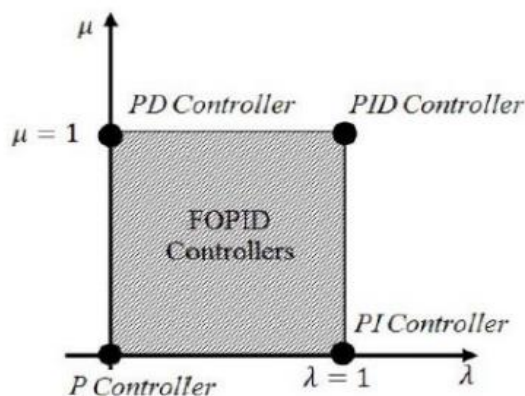
شکل (۲) کنترل کننده FOPID را نمایش می‌دهد و توصیف می‌کند که مرتبه انتگرال گیر و مشتق گیر چگونه می‌توانند در محورهای عمودی و افقی متغیر باشند. با قرار دادن  $(\lambda, \mu) = \{(1.1), (1.0), (0.1), [0.0]\}$  به ترتیب کنترل کننده‌های کلاسیک  $\{PID, PI, PD, P\}$  مشخص می‌شود و در بقیه‌ی نقاط، PID مرتبه کسری محسوب می‌شوند. با توجه به عملکرد کنترل کننده، خلاصه‌ای از نتایج در جدول (۳) آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود فراجش دبی خروجی سیستم به ازای پهنای باند ۰/۱ تا ۱۰۰ رادیان بر ثانیه کنترل کننده، زیاد است، و این مقدار با افزایش پهنای

باند، کاهش می‌یابد. در کنار این کاهش، زمان نشست نیز با افزایش پهنای باند کنترل‌کننده کاهش پیدا می‌کند. نکته قابل توجه این است که در نتایج حاصل، درجه جمله مشتقی FOPID برابر با ۱ شده است. این مطلب به این معناست که هنگامی که جمله مشتقی کنترل‌کننده عددی صحیح است، نتایج کنترلی بهتر است. همان‌طور که در جدول (۳) مشاهده می‌شود به ازای پهنای باندهای مختلف، شبکه عصبی توانسته به شکل مطلوبی FOPID را بهینه کند.

Table (2): Data used in the research

جدول (۲) داده‌های مورد استفاده در پژوهش

Vb	5623545630	5331338805	7648741411	3388726867	3763895304	2364031299	8140718368
Pwell	177	160	198	153	178	175	162
Pinit	108	111	107	116	111	112	116
A	34.9	41.7	12.5	7.3	11.7	17.4	14.6
Cb	$2.8 \times 10^{-9}$	$1.11 \times 10^{-9}$	$3.16 \times 10^{-9}$	$3.36 \times 10^{-9}$	$2.85 \times 10^{-9}$	$1.58 \times 10^{-9}$	$3.59 \times 10^{-9}$
Fb	0	0	0	0	0	0	0
delP	5	5	5	5	3	3	1
N/G	0.17	0.75	0.48	0.65	0.97	0.31	0.08
Phi	0.67	0.30	0.60	0.15	0.44	0.01	0.23
Sw	1	1	1	1	1	1	1
Vsh	0.64	0.29	0.32	0.16	0.39	0.9	0.89
phi*H	44.35	39.40	49.60	34.91	36.13	9.04	15.40
Vsh*H	28.40	20.31	3.65	6.39	4.12	25.98	11.52
K	2672	1633	1253	2675	888	659	2044
Ic	27	33	25	29	30	40	28
Vb	6069162613	4899987982	6025272177	5359333147	6081549286	5353489152	6600604956
Pwell	148	141	164	150	182	161	189
Pinit	108	117	123	111	125	106	115
A	42.9	4.8	28.9	9.9	38.8	9.0	24.0
Cb	$2.93 \times 10^{-9}$	$1.58 \times 10^{-9}$	$1.01 \times 10^{-9}$	$3.81 \times 10^{-9}$	$2.61 \times 10^{-9}$	$1.48 \times 10^{-9}$	$1.27 \times 10^{-9}$
Fb	0	0	0	0	0	0	0
delP	4	5	2	5	1	2	2
N/G	0.79	0.37	0.59	0.18	0.08	0.15	0.83
Phi	0.26	0.51	0.22	0.35	0.75	0.41	0.06
Sw	1	1	1	1	1	1	1
Vsh	0.39	0.68	0.25	0.95	0.62	0.21	0.11
phi*H	5.60	27.92	20.29	18.55	29.78	13.33	52.10
Vsh*H	7.51	22.33	38.20	26.86	28.27	11.54	10.55
K	915	641	974	1036	216	840	2076
Ic	32	32	38	25	37	33	25



شکل (۲): PID مرتبه کسری و کلاسیک

Figure (2): Fractional and classical order PID

تنها به ازای پهنای باند ۰/۱ تا ۱۰۰ رادیان، کنترل کننده بهینه و غیر بهینه FOPID نتایج یکسانی را به دست می دهند. علت این امر این است که پهنای باند سیستم تأثیر زیادی بر روی جمله مشتقی دارد و در حالتی که پهنای باند سیستم بین ۰/۱ تا ۱۰۰ رادیان بر ثانیه است، مدت زمان لازم برای مشتق گیری بیش تر خواهد بود و بنابراین، فضای بهینه سازی ساده شده و در نتیجه پاسخ حاصل نزدیک به یکدیگر خواهد شد.

Table (3): Summary of simulation results

جدول (۳): خلاصه نتایج شبیه سازی

Meeting time	Overshoot	$\lambda$	$\delta$	$K_i$	$K_d$	$K_p$	controller	Bandwidth
۲۳,۶۹	۱۸,۳۵	۰,۰۰۱۲	۰,۹۳۵	۱,۰۱۲	۰,۰۰۸۵	-۱,۲۳	GA&FOPID	$10^{-2} - 10^7$
۲۳,۷۲	۲۳,۹۶	۰,۲۱۳	۰,۹۲۳۴	۰,۳۶۵۲	۰,۰۱۲۵	-۰,۲۳۶	FOPID	
۲۳,۲۴	۱۷,۴۹	۰,۸۷۴	۱	۲۵,۶۳	۰,۰۱۳۴	-۰,۷۱۹۶	GA & FOPID	$10^{-2} - 10^6$
۲۳,۲۵	۱۹,۹۸	۰,۴۲۳۶	۰,۸۶۳۵	۱,۲۳۶	۰,۰۳۹۹	-۱,۲۱۴	FOPID	
۱۹,۰۳	۱۴,۵۴	۰,۳۵۱۲	۱	۲۲,۴۹۶	۰,۰۰۷۹	-۰,۳۲۴	GA & FOPID	$10^{-2} - 10^5$
۱۹,۱۵	۱۸,۶	۰,۱۵۳۶	۰,۹۸۴	۲,۰۲۴	۰,۰۰۹۱	۰,۸۹۳	FOPID	
۱۹,۰۳	۱۴,۵۴	۰,۶۳۵۲	۱	۰,۳۰۲۱	۰,۰۰۲۷	۰,۶۳۴۸	GA & FOPID	$10^{-2} - 10^4$
۱۹,۱	۱۴,۸۷	۰,۸۴۶۹	۰,۰۱۵	۰,۲۲۴۵	۰,۰۳۷۱	۰,۳۴۶۹	FOPID	
۱۹,۰۳	۱۴,۵۴	۰,۴۰۲۵	۰,۰۸۹۶	-۰,۰۳۱	-۰,۰۶۱	۰,۸۰۷۴	GA & FOPID	$10^{-2} - 10^3$
۱۹,۰۹	۱۴,۹۶	۰,۷۰۳۹	۰,۰۳۲۴	۰,۰۹۱۲	۰,۵۳۱	۰,۶۰۲۱	FOPID	

##### ۵- تحلیل حساسیت و نتایج شبیه سازی

به منظور تعیین تأثیر هر یک از شاخص ها بر کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان، به بررسی تحلیل حساسیت پرداخته می شود. به عبارتی با این کار مشخص می شود تا چه میزان، پارامترهای تعیین شده بر تزریق گاز دی اکسید کربن زیرسطحی مؤثر می باشند. از بین ۱۴ ویژگی اولیه، تنها ۱۰ ویژگی مرتبط با مجموع حجم منافذ موجود، حداکثر فشار چاه، فشار اولیه، تراکم پذیری، نسبت ضخامت خالص به ناخالص، کسر موج برشی، نسبت تخلخل به ارتفاع، نسبت شیل به ارتفاع و نفوذپذیری دارای بیش ترین تأثیر می باشند. بر این اساس، وزن هر یک از شاخص ها که میزان اثرگذاری بر میزان تزریق گاز را نشان می دهند در جدول (۴) ارائه شده است. از دو مدل شبکه عصبی  $MLP$  و  $RBF$  در راستای کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان استفاده شد. نتایج نشان داد که شبکه عصبی  $MLP$  با تابع آموزش  $trainbr$  و تعداد نرون برابر با ۱۰ و لایه ۲۰ دارای دقت ۹۱/۳۶ درصد و شبکه عصبی  $RBF$  با  $SPREAD$  برابر با ۱، تعداد نورون برابر با ۲۶، و  $DF$  برابر با ۲۵ دارای دقت برابر با ۹۴/۶۳ درصد در کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان می باشند.

همان طور که مشاهده می شود، ۱۰ ویژگی اول دارای بیش ترین تأثیر بر کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان را دارند که در این میان، "نفوذپذیری" دارای بالاترین تأثیر است. بر این اساس، ۱۰ پارامتر انتخاب شده به عنوان شاخص های نهایی برای ارزیابی تحلیل حساسیت استفاده می شوند. لذا به بررسی تأثیر هر یک از این شاخص ها پرداخته می شود. برای انجام تحلیل حساسیت، مقدار سطر اول را به عنوان مقدار پایه هر یک از پارامترها انتخاب کرده، و سپس هر یک به میزان  $\pm 20\%$  تغییر داده می شود. با تغییر هر پارامتر و ثابت نگه داشتن پارامترهای دیگر، تحلیل حساسیت که در واقع تأثیر مقادیر مختلف هر یک از پارامترهای ورودی منتخب بر میزان تزریق دی اکسید کربن می باشد، توسط شبکه عصبی تخمین زده می شود. این موضوع در جداول زیر ارائه شده است.

Table (4): The impact coefficient (priority) of each of the studied indicators on gas injection control and field production flow rate

جدول (۴): ضریب تأثیر (اولویت) هر یک از شاخص‌های مورد مطالعه بر کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان

رتبه	پارامتر	مفهوم	وزن
۱	$K$	نفوذپذیری	۰/۹۸۵۳
۲	$P_{well}$	حداکثر فشار چاه	۰/۹۸۴۹
۳	$V_b$	مجموع حجم منافذ موجود	۰/۹۸۴۳
۴	$C_b$	تراکم پذیری	۰/۹۷۱۸
۵	$\varphi \times H$	نسبت تخلخل به ارتفاع	۰/۹۷۰۴
۶	$P_{init}$	فشار اولیه	۰/۹۶۲۲
۷	$V_{sh} \times H$	نسبت شیل به ارتفاع	۰/۹۰۷۵
۸	$N/G$	نسبت ضخامت خالص به ناخالص	۰/۸۹۷۴
۹	$S_w$	کسر موج برشی	۰/۸۹۱۹
۱۰	$A$	پارامتر مقیاس بندی	۰/۸۸۱۰
۱۱	$V_{sh}$	کسر حجم شیل	۰/۴۲۱۵
۱۲	$\varphi$	میزان تخلخل	۰/۳۱۰۷
۱۳	$\Delta P$	تغییرات فشار	۰/۲۹۷۴
۱۴	$F_b$	شرایط مرزی شار	۰/۲۸۷۷

Table (5): Sensitivity analysis of permeability parameter

جدول (۵): تحلیل حساسیت پارامتر نفوذپذیری

توزین دی‌اکسیدکربن	مقدار	پارامتر نفوذپذیری
۲۷	۲۶۷۲	مقدار پایه
۳۵/۶۳	۳۲۰۶,۴	+۲۰ درصد
۳۲/۴۹	۲۹۳۹,۲	+۱۰ درصد
۲۲/۱۴	۲۴۰۴,۸	-۱۰ درصد
۱۹/۸۵	۲۱۳۷,۶	-۲۰ درصد

Table (6): Sensitivity analysis of the maximum well pressure parameter

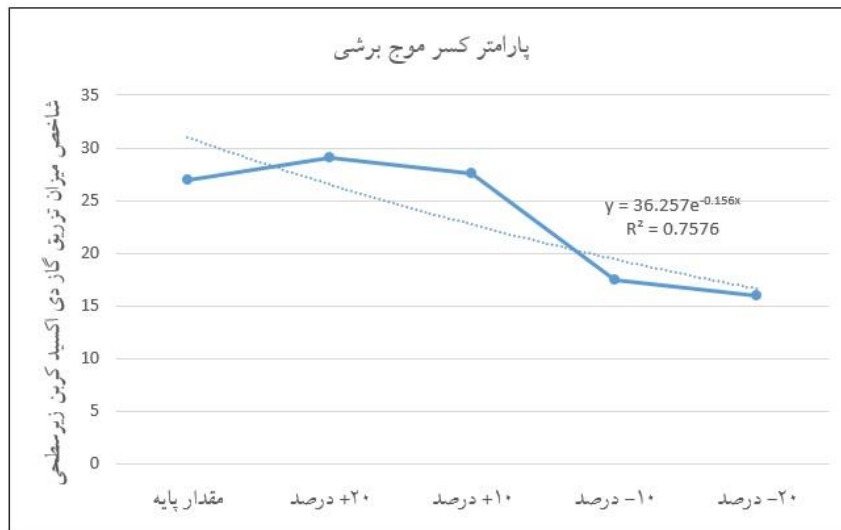
جدول (۶): تحلیل حساسیت پارامتر حداکثر فشار چاه

توزین دی‌اکسیدکربن	مقدار	پارامتر حداکثر فشار چاه
۲۷	۱۷۷	مقدار پایه
۳۴/۵۸	۲۱۲/۴	+۲۰ درصد
۳۱/۰۲	۱۹۴/۷	+۱۰ درصد
۲۱/۹۷	۱۵۹/۳	-۱۰ درصد
۱۹/۴۵	۱۴۱/۶	-۲۰ درصد

Table (7): Sensitivity analysis of the total available pore volume parameter  
جدول (۷): تحلیل حساسیت پارامتر مجموع حجم منافذ موجود

توزیع دی اکسید کربن	مقدار	پارامتر مجموع حجم منافذ موجود
۲۷	۵۶۲۳۵۴۵۶۳۰	مقدار پایه
۳۴/۱۰	6.7483e+9	+۲۰ درصد
۳۰/۷۷	6.1859e+9	+۱۰ درصد
۲۱/۳۲	5.0612e+9	-۱۰ درصد
۱۸/۹۳	4.4988e+9	-۲۰ درصد

بر این اساس در شکل های زیر، نمودار تغییرات شاخص های پارامتر کسر موج برشی و پارامتر مقیاس بندی نشان داده می شود.



شکل (۳): تأثیر کسر موج برشی بر کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان

Figure (3): The effect of wave fraction on gas injection control and field production flow rate



شکل (۴): تأثیر پارامتر مقیاس بندی بر کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان

Figure (4): The effect of scaling parameter on gas injection control and field production flow rate

## ۶- نتیجه‌گیری

در این پژوهش به کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان نفتی Rumaila که یکی از میدان‌های نفتی مهم در کشور عراق می‌باشد با بهره‌گیری از دو مدل شبکه عصبی MLP و RBF و کنترل‌کننده FOPID پرداخته شد. هدف اصلی این پژوهش، بهبود پایداری تولید و افزایش عملکرد سیستم کنترلی در مواجهه با رفتار غیرخطی و تغییرات دینامیکی شرایط بهره‌برداری است. ۱۰ ویژگی منتخب برای دو مدل شبکه عصبی استفاده شد. نتایج نشان داد شبکه MLP دقت ۹۷/۴۶ درصد و شبکه RBF دارای دقت ۹۸/۹۷ درصد در کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان می‌باشند. با توجه به نتایج شبیه‌سازی استفاده از کنترل‌کننده FOPID به‌تنهایی نسبت به کنترل‌کننده PID عملکرد بهتری از نظر کاهش نوسانات دبی ارائه می‌دهد. همچنین به‌کارگیری شبکه عصبی در کنار کنترل‌کننده FOPID با یادگیری رفتار دینامیکی سیستم و تطبیق پارامترهای کنترلی موجب افزایش مقاومت سیستم در برابر تغییرات پارامتری و اغتشاشات خارجی شد.

## References

### مراجع

- [1] Malik, Q. M., Islam, M. R., "CO<sub>2</sub> Injection in the Weyburn field of Canada: optimization of enhanced oil recovery and greenhouse gas storage with horizontal wells", In SPE/DOE improved oil recovery symposium. OnePetro. April 2000.
- [2] Gozalpour, F., Ren, S. R., Tohidi, B. "CO<sub>2</sub> EOR and storage in oil reservoir", Oil & gas science and technology, vol. 60, no. 3, pp. 537-546, 2005.
- [3] Jessen, K., Stenby, E. H. "Fluid characterization for miscible EOR projects and CO<sub>2</sub> sequestration", SPE Reservoir Evaluation & Engineering, vol. 10, no. 05, pp. 482-488, 2007.
- [4] Chukwudeme, E. A., Hamouda, A. A. "Enhanced oil recovery (EOR) by miscible CO<sub>2</sub> and water flooding of asphaltenic and non-asphaltenic oils", Energies, vol. 2, no. 3, pp.714-737, 2009.
- [5] Zeinali Hasanvand, M., Ahmadi, M. A., Shadizadeh, S. R., Behbahani, R., Feyzi, F., "Geological storage of carbon dioxide by injection of carbonated water in an Iranian oil reservoir: a case study", Journal of Petroleum Science and Engineering, pp. 170-177, 2013.
- [6] Kim Y, Jang H, Kim J, Lee J., "Prediction of storage efficiency on CO<sub>2</sub> sequestration in deep saline aquifers using artificial neural network", Applied energy, vol. 1, no. 185, pp. 916-28, 2017.
- [7] Thanh HV, Sugai Y, Sasaki K., "Application of artificial neural network for predicting the performance of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and storage in residual oil zones", Scientific reports. Vol. 10, no. 1, pp. 1-6, 2020.
- [8] Song Y, Sung W, Jang Y, Jung W., "Application of an artificial neural network in predicting the effectiveness of trapping mechanisms on CO<sub>2</sub> sequestration in saline aquifers", International Journal of Greenhouse Gas Control., vol. 1, no. 98, 2020.
- [9] Alqahtani, Abdulwahab, Xupeng He, Bicheng Yan, Hussein Hoteit. "Uncertainty Analysis of CO<sub>2</sub> Storage in Deep Saline Aquifers Using Machine Learning and Bayesian Optimization", Energies, vol. 16, no. 4, 2023.
- [10] Bunge AL, Radke CJ., "CO<sub>2</sub> flooding strategy in a communicating layered reservoir", Journal of Petroleum Technology, vol. 34, no. 12, pp. , 2746-2756, 1982.
- [11] Massarweh O, Abushaikha AS., "The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances", Energy Reports. 1;6, pp. 3150-3178, 2020.
- [12] Donaldson EC, Chilingarian GV, Yen TF, editors. Enhanced oil recovery, II: Processes and operations. Elsevier; 1989 .

- [13] DesBrisay CL, El Ghussein BF, Holst PH, Misellati A., "Review of Miscible Flood Performance, Intisar D Field, Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya", Journal of Petroleum Technology, vol. 1;34, no. 08, pp. 1651-60, 1982.
- [14] Fawad, M., Rahman, M. J., Mondol, N. H., "Seismic reservoir characterization of potential CO<sub>2</sub> storage reservoir sandstones in Rumaila area, Northern North Sea", Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021.
- [15] Sun, A. Y., "Optimal carbon storage reservoir management through deep reinforcement learning", Applied Energy, 2020.
- [16] Renqing, L., "A miscible CO<sub>2</sub> injection project and evaluation in Daqing China", Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels, vol. 4, no. 6, pp.113-18, 2013.

#### زیر نویس ها

- <sup>1</sup> Total available pore volume  
<sup>2</sup> Maximum well pressure  
<sup>3</sup> Initial pressure  
<sup>4</sup> Scaling parameter  
<sup>5</sup> Compressibility  
<sup>6</sup> Flux boundary condition  
<sup>7</sup> Pressure change  
<sup>8</sup> Net-to-gross thickness ratio  
<sup>9</sup> Shear wave  
<sup>10</sup> Shaliness  
<sup>11</sup> Porosity  
<sup>12</sup> Injectivity Index