Journal of **N**ovel **R**esearches on **S**mart **P**ower **S**ystems - Vol. 14 - No. 2 – Summer 2025
P-ISSN: 2322-2468, E-ISSN: 2981-0272, https://jeps.dezful.iau.ir/

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

Farideh Allahverdi[1], *Assistant Professor,* Jawad Kahdim Abduzahra Al-Dirawi[2], *M.Sc*

[1]Department of Electrical Engineering, Andimeshk Branch, Islamic Azad University, Andimeshk, Iran
fa.allahverdi@iau.ac.ir
[1]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).

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]

[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

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

فریده اله‌وردی [1*]، استادیار، جواد کاظم عبدالزهره الدیراوی [2]، کارشناسی ارشد

*۱- گروه برق، واحد اندیمشک، دانشگاه آزاد اسلامی، اندیمشک، ایران fa.allahverdi@iau.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 کنترل‌کننده 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، موردتوجه و استفاده قرار گرفتند. نتایج شبیه سازی شده در نرم افزار Matlab نشان داد شبکه عصبی MLP با تابع آموزش trainbr و تعداد نورون ۱۰ و تعداد لایه ۲۰ دارای دقت ۹۱/۳۶ درصد و شبکه عصبی RBF با SPREAD برابر با ۱، تعداد نورون 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، کنترل‌کننده FOPID

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۳/۳
تاریخ بازنگری: ۱۴۰۴/۵/۲۱
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۵/۲۹
* **نام نویسنده مسئول:** دکتر فربده اله وردی
نشانی نویسنده مسئول: اندیمشک، دانشگاه آزاد اسلامی واحد اندیمشک، گروه برق

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]
[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

۱- مقدمه

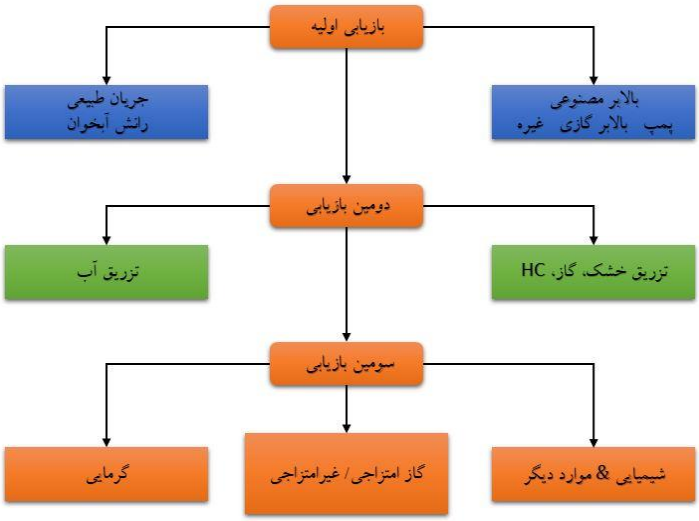
با افزایش تقاضای جهانی برای انرژی و کاهش تدریجی ذخایر نفتی قابل برداشت، بهینه سازی فرایندهای تولید از میادین نفتی به یکی از مهم‌ترین چالش‌های صنعت نفت و گاز تبدیل شده است. در این میان روش‌های ازدیاد برداشت نظیر تزریق گاز نقش به‌سزایی در حفظ فشار مخزن بهبود ضریب بازیافت و افزایش عمر اقتصادی میدان‌های 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 بهینه کردن استراتژی‌های تزریقی CO_2 در میدان ویبرن در کانادا استفاده کردند. مطالعه آن‌ها نشان داد که چاه‌های افقی جهت سیلاب‌زنی CO_2 مفید هستند که هم باعث افزایش نفت تولیدی و هم حجم دی اکسیدکربن 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_2 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_2 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_2 ذخیره شده می‌بایست MMP مناسب حفظ شود. چوکوودم و همکارش [۴] در سال ۲۰۰۹ به تزریق CO_2 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_2 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 حسنوند 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_2 در برابر تخلیه طبیعی و تزریق آب ارزیابی شده است. نتایج نشان داد که علاوه بر ذخیره‌سازی، CO_2 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_2 در سفره‌های زیرزمینی عمیق شور پرداختند. این مطالعه کاربرد شبکه عصبی مصنوعی(ANN) را برای پیش‌بینی کارایی ذخیره‌سازی ترسیب CO_2 در سفره‌های زیرزمینی عمیق شور ارائه می‌کند. برای ایجاد پایگاه داده آموزشی که به‌عنوان نورون‌های 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. تانح و همکاران [۷] در سال ۲۰۲۰ به کاربرد شبکه عصبی مصنوعی (ANN) برای پیش‌بینی بازیابی نفت و ظرفیت ذخیره‌سازی CO_2 در ROZها پرداختند. در این مقاله، کاربرد شبکه عصبی مصنوعی (ANN) برای پیش‌بینی بازیابی نفت و ظرفیت ذخیره‌سازی CO_2 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_2 تجمعی و CO_2 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_2 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 بهینه سازی 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.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]

[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

۲-عوامل موثر 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 همگن‌بودن مخزن و خواص پتروفیزیکی می‌باشد. در هنگام طراحی یک پروژه ازدیاد برداشت مهم‌ترین پارامترها از میان خواص سیال مخزن، گرانروی آن می‌باشد. چنان‌چه گرانروی سیال مخزن بالاتر باشد و نفت سنگین باشد، سیال به‌راحتی جابه‌جانشده 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 ثابت‌بودن سایر شرایط در مقایسه با سیالی که گرانروی پایین‌تری دارد، بیش‌تر خواهد بود و زمان میان‌شکنی دیر اتفاق می‌افتد.

اثر امتزاجی، کم‌شدن گرانروی، 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_2C_6 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 به‌تدریج پیش می‌آید و این حالت را امتزاج توسعه‌ای گویند[۱۰].

لازم به‌ذکر است که برای ارزیابی اثر امتزاجی تزریق گاز دی‌اکسیدکربن برای هر نوع نفت مخصوص، اندازه‌گیری حداقل فشار امتزاج در ازمایشگاه ضروریست. به‌طورکلی، MMP فشاری است که در آن فشار گاز CO_2 با نفت در دمای مخزن به‌حالت 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 حل‌شدن

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]
[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

گاز CO_2 در نفت مخزن گرانروی آن به‌صورت قابل توجهی کم می‌شود. مقدار کاهش بستگی به فشار درجه حرارت و گرانروی اولیه نفت مخزن دارد. هر چه گرانروی اولیه نفت بیش‌تر باشد درصد کاهش گرانروی 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 مورداستفاده در این پژوهش در قالب جدول (۱) معرفی می‌شوند.

Table (1): Parameters used

جدول(۱): پارامترهای مورداستفاده

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

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

$$V_{shGR} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2} \quad (۱)$$

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

تخلخل مؤثر (φ_e) با استفاده از نمودار چگالی ($RhoB$) با ورودی V_{sh} محاسبه می‌شود. تراکم دانه و آب نمک به‌ترتیب 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 (φ_e) برآورد شده از $RhoB\ log$ است.

نفوذپذیری با استفاده از φ_e (به‌صورت کسری از آن) از لاگ‌های مربوط با استفاده از فرم لگاریتمی خطی معادله زیر محاسبه می‌شود:

$$\log_{10} k = C \log_{10} \varphi_e + D \quad (۲)$$

که در آن k نفوذپذیری مطلق در میلیدارسی است، ضرایب C و D به ترتیب به ۸/۴ و ۷/۶ تنظیم می‌شوند تا نفوذپذیری قابل مقایسه با هسته به‌دست 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 $(k) > 20mD$ به‌دست آمده است. میانگین حسابی برای هر پارامتر مخزن برای هر چاه ارائه شده است. رابطه بین سرعت

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]

[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

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 امپدانس آکوستیک می‌باشد[۱۶].

$$V_{sh}=\frac{\left\{\rho_{ma}-\frac{AI}{V_{P_{ma}}}-\left[1-\frac{V_S}{V_P G\propto}\right)^{\frac{1}{n}}\right][AI\left(\frac{1}{V_{P\omega}}-\frac{1}{V_{P_{ma}}}\right)-(\rho_\omega-\rho_{ma})]\}}{[(\rho_{sh}-\rho_{ma})-AI\left(\frac{1}{V_{P_{sh}}}-\frac{1}{V_{Pma}}\right)]} \quad (۳)$$

که در آن V_{sh} حجم کسری شیل، Phi کسرتخلخل، AI امپدانس صوتی بر حسب گرم بر سانتی‌مترمکعب 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، α نسبت V_s/V_p ماتریس کانی/سنگ، n ضریب تنش/سیمان شدن، V_{Pma}، V_{Psh} و $V_{P\omega}$ سرعت‌های موج P (بر حسب متر بر ثانیه) ماتریس کانی (به‌عنوان مثال، کوارتز)، شیل و آب می‌باشد. هم‌چنین ρ_{ma} چگالی دانه‌های معدنی، ρ_{sh} چگالی شیل، ρ_ω چگالی آب است (همه بر حسب گرم بر سانتی‌مترمکعب) می‌باشند. با توجه به توضیحات ارائه شده، می‌توان مقادیر مختلف پایگاه داده مورداستفاده 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- کنترل‌کننده FOPID

در کنترل‌کننده‌های FOPID عملگرهای I و D معمولا از درجه کسری هستند. بنابراین با کنترل‌کردن درجه کسری انتگرال‌گیر و مشتق‌گیر، دو درجه آزادی بیش‌تر، به متغیرهای k_d و k_i اضافه خواهد شد که این دو متغیر، یکی برای مرتبه کسری انتگرال‌گیر λ و دیگری برای مشتق گیر μ می‌باشد. این دو درجه آزادی بیش‌تر طراحی متغیرها؛ کنترل‌کننده FOPID را می‌سازد که عملکرد بهتری نسبت به کنترل‌کننده PID مرتبه صحیح دارد. تابع تبدیل کنترل‌کننده FOPID می‌تواند به‌صورت زیر نوشته شود:

$$C(S)=K_p+\frac{K_i}{S^\lambda}+K_dS^\mu \quad (۴)$$

و سیگنال کنترلی FOPID در حوزه زمان بصورت زیر می‌باشد:

$$u(t)=\left(K_p+K_iD^{-\lambda}+K_dD^\mu\right)e(t) \quad (۵)$$

شکل(۲) کنترل‌کننده FOPID را نمایش می‌دهد و توصیف می‌کند که مرتبه انتگرال‌گیر و مشتق‌گیر چگونه می‌توانند در محورهای عمودی و افقی متغیر باشند. با قرار دادن $(\lambda.\mu)=\{(1.1).(1.0).(0.1).[0.0]\}$ به‌ترتیب کنترل‌کننده‌های کلاسیک $\{PID,PI,PD,P\}$ مشخص می‌شود و در بقیه‌ی نقاط، PID مرتبه کسری محسوب می‌شوند.

با توجه به عملکرد کنترل‌کننده، خلاصه‌ای از نتایج در جدول (۳) آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود فراجهش دبی خروجی سیستم به ازای پهنای باند ۰/۰۱ تا ۱۰۰ رادیان بر ثانیه کنترل‌کننده، 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.

شکل(۲) کنترل‌کننده FOPID را نمایش می‌دهد و توصیف می‌کند که مرتبه انتگرال‌گیر و مشتق‌گیر چگونه می‌توانند در محورهای عمودی و افقی متغیر باشند. با قرار دادن $(\lambda.\mu)=\{(1.1).(1.0).(0.1).[0.0]\}$ به‌ترتیب کنترل‌کننده‌های کلاسیک $\{PID,PI,PD,P\}$ مشخص می‌شود و در بقیه‌ی نقاط، PID مرتبه کسری محسوب می‌شوند.

با توجه به عملکرد کنترل‌کننده، خلاصه‌ای از نتایج در جدول (۳) آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود فراجهش دبی خروجی سیستم به ازای پهنای باند ۰/۰۱ تا ۱۰۰ رادیان بر ثانیه کنترل‌کننده، زیاد است، و این مقدار با افزایش پهنای

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]

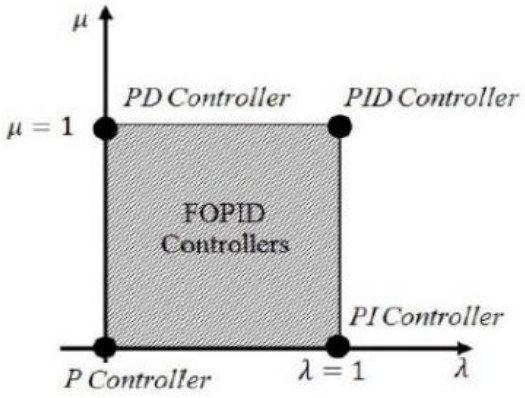
[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

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	2.8×10^{-9}	1.11×10^{-9}	3.16×10^{-9}	3.36×10^{-9}	2.85×10^{-9}	1.58×10^{-9}	3.59×10^{-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	2.93×10^{-9}	1.58×10^{-9}	1.01×10^{-9}	3.81×10^{-9}	2.61×10^{-9}	1.48×10^{-9}	1.27×10^{-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

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]

[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

تنها به ازای پهنای باند ۰/۰۱ تا ۱۰۰ رادیان، کنترل‌کننده بهینه و غیر بهینه FOPID نتایج یکسانی را به‌دست می‌دهند. علت این امر این است که پهنای باند سیستم تأثیر زیادی بر روی جمله مشتقی دارد و در حالتی که پهنای باند سیستم بین ۰/۰۱ تا ۱۰۰ رادیان بر ثانیه است، مدت زمان لازم برای مشتق‌گیری بیش‌تر خواهد بود و بنابراین، فضای بهینه‌سازی 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	λ	δ	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 شبیه‌سازی

به‌منظور تعیین تأثیر هر یک از شاخص‌ها بر کنترل تزریق گاز و دبی تولیدی میدان، به بررسی تحلیل حساسیت پرداخته می‌شود. به‌عبارتی با این کار مشخص می‌شود تا چه میزان، پارامترهای تعیین شده بر تزریق گاز دی‌اکسیدکربن زیرسطحی مؤثر می‌باشند. از بین ۱۴ ویژگی اولیه، تنها ۱۰ ویژگی مرتبط با مجموع حجم منافذ موجود، حداکثر فشار چاه، فشار اولیه، تراکم‌پذیری، نسبت ضخامت خالص به ناخالص، کسر موج برشی، نسبت تخلخل به ارتفاع، نسبت شیل به ارتفاع و نفوذپذیری دارای بیش‌ترین تأثیر می‌باشند. بر این اساس، وزن هر یک از شاخص‌ها که میزان اثرگذاری بر میزان تزریق گاز را نشان می‌دهند 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 می‌باشند.

همان‌طور که مشاهده می‌شود، ۱۰ ویژگی اول دارای بیش‌ترین 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 به‌عنوان شاخص‌های نهایی برای ارزیابی تحلیل حساسیت استفاده می‌شوند. لذا به بررسی تأثیر هر یک از این شاخص‌ها پرداخته می‌شود.

برای انجام تحلیل حساسیت، مقدار سطر اول را به‌عنوان مقدار پایه هر یک از پارامترها انتخاب کرده، و سپس هر یک به میزان $\pm 20\%$ تغییر داده می‌شود. با تغییر هر پارامتر و ثابت نگه‌داشتن پارامترهای دیگر، تحلیل حساسیت که درواقع تأثیر مقادیر مختلف هر یک از پارامترهای ورودی منتخب بر میزان تزریق دی‌اکسیدکربن می‌باشد، توسط شبکه عصبی تخمین زده می‌شود. این موضوع در جداول زیر ارائه شده است.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]

[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

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	φ	میزان تخلخل	۰/۳۱۰۷
۱۳	ΔP	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

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

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

جدول (۶): تحلیل حساسیت پارامترحداکثر فشار چاه

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

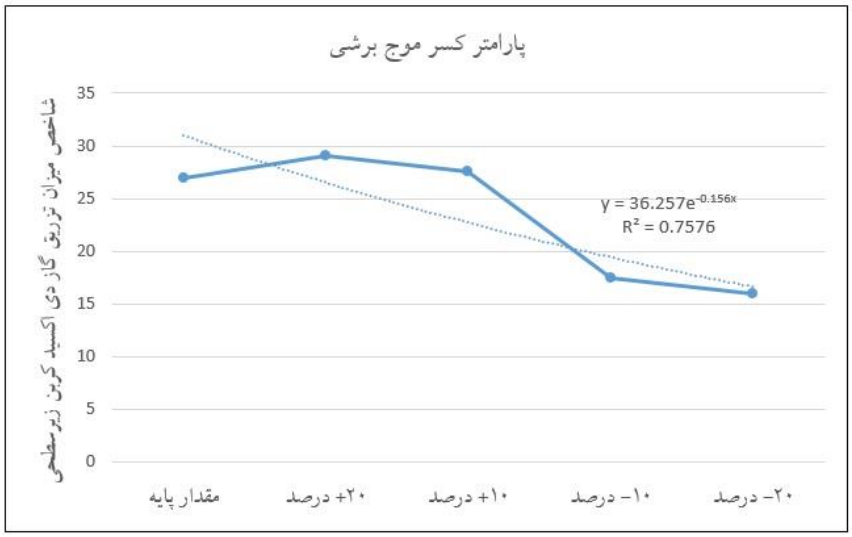
[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]
[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

Table (7): Sensitivity analysis of the total available pore volume parameter

جدول(۷): تحلیل حساسیت پارامتر مجموع حجم منافذ موجود

پارامتر مجموع حجم منافذ موجود	مقدار	تزریق دی‌اکسیدکربن
مقدار پایه	٥٦٢٣٥٤٥٦٣٠	۲۷
۲۰+ درصد	6.7483e+9	۳۴/۱۰
۱۰+ درصد	6.1859e+9	۳۰/۷۷
۱۰- درصد	5.0612e+9	۲۱/۳۲
۲۰- درصد	4.4988e+9	۱۸/۹۳

بر این اساس در شکل های زیر، نمودار تغییرات شاخص های پارامترکسر موج برشی و پارامتر مقیاس‌بندی نشان داده می‌شود.



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): تاثیر 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

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]

[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

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_2 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_2 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_2 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_2 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_2 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_2 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_2 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_2 Storage in Deep Saline Aquifers Using Machine Learning and Bayesian Optimization", Energies, vol. 16, no. 4, 2023.

[10] Bunge AL, Radke CJ., "CO_2 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 .

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]

[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025

[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_2 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_2 injection project and evaluation in Daqing China", Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels, vol. 4, no. 6, pp.113-18, 2013.

زیرنویس‌ها

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

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-14]
[DOI: 10.82362/jeps.2025.2.550]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 14 - No. 2- Summer 2025