تاریخ چاپ بهار ۱۳۹۲

بهینه‌سازی تولید نفت در چاه‌های هوشمند با روش‌های طرح آزمایش سطح رویه پاسخ (RSM) و تاگوچی- تحلیل و آنالیز مقایسه‌ای این دو روش

مرتضی حسن‌آبادی؛ دانشگاه صنعتی امیرکبیر، دانشکدهٔ ریاضی و علوم کامپیوتر
مهدی ندری‌پری، تورج بهروز؛
پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکدهٔ مطالعات مخازن و توسعه میادین

چکیده

بهینه‌سازی تولید از میادین هیدروکربوری از دغدغه‌های اصلی مدیریت مخازن نفت و گاز است. یکی از این تکنولوژی‌ها، تکنولوژی چاه هوشمند است که در دههٔ اخیر توسعه یافته است. از جمله چالش‌های مهم این تکنولوژی، تنظیم بهینه شیرهای کنترلی هوشمند است. در این مقاله بر مبنای نتایج حاصل از شبیه‌ساز مخزن (Petrel & Eclipse)، رفتار چاه هوشمند بررسی شده است، بدین‌منظور از روش‌های طرح آزمایش تاگوچی و سطح رویه پاسخ برای مدل‌سازی و تعیین ارتباط تنظیمات شیرهای کنترلی هوشمند با سطح تولید استفاده شده است. سپس از الگوریتم‌های بهینه‌سازی برنامه‌ریزی غیرخطی با هدف تعیین تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی به‌منظور بیشینه کردن تولید نفت و کمینه کردن عوامل ناخواسته (آب و گاز) به‌کار گرفته شده است.

مقدمه

طبیعت ناهمگون مخازن نفتی زیرزمینی منجر به رفتارهای متفاوت تولید نفت در دوره‌های زمانی مختلف درون چاهی می‌شود. از این‌رو برای کنترل بهینهٔ تولید، از تکنولوژی چاه هوشمند استفاده می‌شود. چاه هوشمند متشکل از حس‌گرهای درون چاهی برای اندازه‌گیری دما، فشار و میزان تولید است. همچنین شیرهای کنترلی میزان تولید نفت در هر دورهٔ زمانی تولید را با توجه به خصوصیات مخزنی تنظیم می‌کنند. شیرهای کنترل هوشمند[۱] از نظر توان‌مندی در کنترل خروجی سیال به سه دستهٔ، باز/ بسته، شیرهای چند حالته (گسسته) و شیرهایی با بی‌نهایت حالت (پیوسته) تقسیم می‌شوند. در این مقاله چگونگی تنظیم بهینه شیرهای کنترلی گسسته در یک چاه افقی، بررسی شده است. در چاه‌های نفتی مزایای استفاده از شیرهای کنترل هوشمند در مقایسه با روش متداول[۲] (غیرکنترلی) بسیار زیاد است در این زمینه می‌توان به افزایش تولید نفت، کاهش تولید آب، افزایش ضریب بازیافت[۳] و کاهش هزینه‌های تولید اشاره کرد [۱]، [۲]، [۳]، [۴]، [۵].

واژه‌های کلیدی: شیرهای کنترلی هوشمند، چاه هوشمند، بهینه‌سازی، طرح آزمایش تاگوچی، روش سطح رویه پاسخ
دریافت ۹۰/۳/۲۲ پذیرش ۹۱/۸/۲۹
*نویسنده مسئول m_hassanabadi@aut.ac.ir

۱. Intelligent Control Valves (ICV(s)) ۲. Conventional ۳. Recovery Factor

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

اولین عملیات کنترل هوشمند در آگوست ۱۹۹۷ در دریای شمال انجام شد. تا کنون در بیش از ۳۰۰ مورد از مخازن زیرزمینی نفتی سیستم کنترل هوشمند نصب شده است. این عملیات زمینهٔ اصلی برای بهینه‌سازی در چاه‌های هوشمند را فراهم کرده است [۱].

در سال ۲۰۰۲ بهینه‌سازی شیرهای کنترلی برای اولین بار با تکنیک بهینه‌سازی گرادیان مزدوج[۱] بررسی شد [۲]. این تکنیک برای بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی تا سال ۲۰۱۱ در اکثر پژوهش‌ها مورد توجه قرار گرفته است [۶]، [۷]، [۸]، [۹]، [۱۰]، [۱۱].

در سال ۲۰۰۶ از تکنیک شبکه عصبی برای تنظیم بهینه شیرهای کنترلی استفاده شده است [۱۲].

در سال ۲۰۰۸ الگوریتمی برای بهینه‌سازی تولید نفت مخازن با به کارگیری چاه هوشمند ارائه شد، برای حل مدل ریاضی به‌کار گرفته شده در این مقاله با هدف بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی از تکنیک چند مرحله‌ای شبه نیوتنی[۲] استفاده شده است [۱۳].

در سال ۲۰۰۹ از الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی در چاه‌های هوشمند نفتی استفاده شده است [۱۴]، [۱۵].

با وجود این‌که همهٔ روش‌های به‌کار گرفته از سال ۲۰۰۲ تا ۲۰۱۱ روش‌های مناسبی برای بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی در چاه‌های هوشمند است مهم‌ترین نقص آن‌ها، زمان‌بر بودن و پرهزینه بودن آن‌ها است. در این مقاله روشی ارائه می‌کنیم که علاوه بر بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی موجب کاهش زمان محاسباتی[۳] نیز می‌شود.

بیان مسئله

تولید نفت از مخازن با عدم قطعیت همراه است که عمدتاً ناشی از عدم شناخت کامل از وضعیت مخزن به‌دلیل ناهمگونی‌های آن است. از این‌رو برنامه‌ریزی تولید همواره با مشکلات عدیده‌ای مواجه بوده است. یکی از روش‌های مؤثر برای مواجهه با این عدم قطعیت و مدیریت آن استفاده از تکنولوژی چاه هوشمند است. شیرهای کنترلی درون چاهی یکی از عمل‌گرهای این تکنولوژی است که بهینه‌سازی تولید نفت مستلزم تنظیم بهینه این شیرها است. به‌کارگیری الگوریتم‌های بهینه‌سازی برای تعیین تنظیمات این شیرها مستلزم حل معادلات دیفرانسیل با مشتقات جزیی[۴] است که ساختاری غیرخطی دارند. حل این معادلات در شرایط مخزنی حتی با استفاده از نرم افزارهای شبیه‌ساز مخزن (پترل[۵] و اسلیپس[۶])، زمان بر و پرهزینه است. از این‌رو باید به دنبال راه حل‌هایی بود که با خطای کم ورعایت قیود حاکم بر مسئله، از جمله میزان تولید نفت صیانتی و محدودیت‌های سطح الارضی برای فراورش نفت از آب با توجه به پارامتر برش آب، بتوان بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی را در دوره‌های زمانی مختلف تولید انجام داد.

---

۱. Conjugate Gradient ۲. multi-step quasi-Newton (SSMQN) method ۳. CPU Time
۴. Partial differential equation (PDE) ۵. Petrel ۶. Eclipse

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

مدل ریاضی

برای تعیین و تنظیم بهینه چه‌گونگی شیرهای کنترلی در چاه هوشمند از یک مدل ریاضی استفاده می‌شود. در این مدل سعی می کنیم با رعایت ضوابط مربوطه، سطح مطلوبیت خروجی هر شیر کنترلی را تعیین می‌کنیم در مجموع تولید بیشینه[۱] نفت به‌دست آید. در این مدل ریاضی فرض شده است که چاه بررسی شده دارای N عدد شیر کنترل هوشمند از نوع گسسته است که این شیرها هر یک دارای K وضعیت متمایز است. هدف، بیشینه کردن تولید نفت تجمعی و کمینه[۲] کردن تولید آب تجمعی از طریق تنظیم بهینه هر شیر کنترلی است. منظور از تولید تجمعی، مجموع تولید از زمان شروع تا زمان پایان تولید است.

$$Z = MAX \quad (\mathrm{N_p} - W_p) \tag{۱}$$

$$\mathrm{N_p} = \sum_{i=1}^{N} q_{t_i} \left(1 - w_{c_i}\right) \tag{۲}$$

$$W_p = \sum_{i=1}^{N} q_{t_i} w_{c_i} \tag{۳}$$

معادلهٔ (۱) تابع هدف (Z) در قالب تفاضل نفت و آب تجمعی تولیدی را نشان می‌دهد. میزان نفت و آب تجمعی از تمامی شیرهای کنترلی به‌ترتیب از معادلهٔ (۲) و معادلهٔ (۳) به‌دست می‌آید. شمارندهٔ i مبین تعداد شیرهای کنترلی است. معادلات (۲) و (۳) نشان می‌دهند که میزان تولید نفت و آب تجمعی تابعی از میزان تولید سیال یا دبی (q_{t_i} با واحد بشکه در روز) و برش آب (w_c با واحد درصد) است.

$$q_{t_i} = q_{o_i} + q_{w_i} \tag{۴}$$

$$\mathrm{w_c} = \sum_{i=1}^{N} \mathrm{q_{w_i}} \Big/ \sum_{i=1}^{N} \mathrm{q_{t_i}} \tag{۵}$$

معادلهٔ (۴) ارتباط میزان جریان سیال نفت (q_{o_i}) و میزان جریان سیال آب (q_{w_i}) با میزان تولید کل سیال(q_{t_i}) را نشان می‌دهد. معادلهٔ (۵) درصد برش آب (w_c) را به‌صورت نسبت میزان جریان سیال آب (q_{w_i}) به‌میزان جریان تولید کل سیال (q_{t_i}) را بیان می‌کند.

$$\sum_{i=1}^{N} q_{o_i} \le q_o \tag{۶}$$

$$W_c \le W_{c_0} \tag{۷}$$

تابع هدف باید با توجه به محدودیت‌هایی که در معادلات (۶) و (۷) نشان داده شده، بیشینه می‌شود. معادلهٔ (۶) تضمین می‌کند که مجموع نفت تولیدی از شیرهای کنترلی کم‌تر یا مساوی مقدار ثابت q_0 (بشکه در روز) باشد. معادلهٔ (۷) تضمین می‌کند که درصد برش آب در سیال تولید شده از چاه مجهز به شیرهای کنترلی از مقدار ثابت W_{c_0} (درصد) بیش‌تر نباشد.

$$\nabla.\left[\left(\rho_o \kappa k_{ro} \big/ \mu_o\right)\left(\nabla p_o - \rho_o g \nabla e_z\right)\right] = \phi \frac{\partial\left(\rho_o S_o\right)}{\partial t} \tag{۸}$$

۱. Maximum ۲. Minimum

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

$$\nabla.\left[\left(\rho_w \kappa k_{rw} / \mu_w\right)(\nabla p_w - \rho_w g \nabla e_z)\right] = \phi \frac{\partial(\rho_w S_w)}{\partial t} \quad (۹)$$

$$S_w + S_o = 1 \quad (۱۰)$$

$$q_o = f(s_o) \quad (۱۱)$$

$$q_w = f(s_w) \quad (۱۲)$$

جریان سیال آب و نفت در محیط متخلخل مخزن به شکل معادلات دیفرانسیل با مشتقات جزئی در معادلات (۸) و (۹) نشان داده شده است. از حل معادلات (۸) و(۹) در هر گرید مخزنی و در هر فاصله زمانی چگونگی میزان اشباع سیال نفت و آب به‌دست می‌آید. میزان جریان سیال نفت و آب تابعی از میزان اشباع نفت و آب در محیط متخلخل مخزن است که در معادلات (۱۰) و (۱۱) و(۱۲) نشان داده شده است.

معادلات فوق در شرایطی حاکم است که فرض شود، شیرهای کنترلی کاملاً باز باشند. برای ارزیابی اثر میزان باز و بسته بودن شیرها، از معادلات دیگری علاوه بر معادلات فوق، باید استفاده کرد. با تغییر تنظیمات شیرهای کنترلی عملاً سطح مقطع عبور سیال از مخزن به درون چاه تغییر می‌کند. این تغییر سطح مقطع منجر به ایجاد افت فشار اضافی برسیال می‌شود که در معادلهٔ (۱۳) نشان داده شده است. بر اساس این معادله افت فشار کل، ناشی از عبور سیال از شیرهای کنترلی برابر با افت فشار ناشی از اصطکاک سیال با لوله جداری به‌علاوهٔ افت فشار ناشی از عبور سیال از سطح مقطع شیرهای کنترلی است. میزان افت فشار سیال، ناشی از عبور از سطح مقطع شیر کنترلی از معادله (۱۴) به‌دست می‌آید.

$$\Delta P_t = \Delta P_c + \Delta P_f \quad (۱۳)$$

$$\Delta P_c = C_u \rho \frac{V_C^{\,2}}{2C_v} \quad (۱۴)$$

معادلهٔ (۱۴) نشان می‌دهد که تغییرات افت فشار سیال، ناشی از عبور از سطح مقطع شیر کنترلی(ΔP_c) فقط به سرعت سیال (V_C) بستگی دارد.

$$V_C = \frac{q_t}{A_c} \quad (۱۵)$$

معادلهٔ (۱۵) ارتباط میزان جریان سیال با سطح مقطع شیرهای کنترلی را نشان می‌دهد. سطح مقطع شیرهای کنترلی (A_C) با سرعت سیال (V_C) رابطهٔ عکس و با جریان سیال رابطهٔ مستقیمی دارد. سطح مقطع A_C را می‌توان با معادله (۱۶) محاسبه کرد.

$$0 \le A_C = \frac{A_{choke}}{A_{Total}} \le 1 \quad (۱۶)$$

در معادلهٔ (۱۶) A_{total} سطح مقطع شیرهای کنترلی در حالت کاملاً باز است و A_{choke} سطح مقطع شیرهای کنترلی است که به‌عنوان متغیر باید تنظیم و بهینه شوند [۱۶].

فرض کنید T طول افق برنامه‌ریزی در نظر گرفته شده باشد در این صورت می‌توان آن را به‌صورت r دورهٔ زمانی در نظر گرفت که در آن دورهٔ اول $t = 1$ معادل $[0, t_0]$، دورهٔ دوم $t = 2$ معادل $[0, 2t_0]$ و ... و

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

دورهٔ rام $t = r$ معادل $[0, rt_0 = T]$ است. اگر چاه بررسی شده دارای N شیر کنترلی K وضعیتی باشد (فرض مدل ریاضی) که برای تنظیم تولید در افق زمانی T سال به‌کار گرفته شده باشند لازم است برای r دوره برنامه‌ریزی شود. بدیهی است که در این صورت برای تنظیم خروجی چاه $r \times K^N$ حالت متفاوت برای مدل ریاضی وجود دارد. از همین رو به‌منظور تعیین ترکیب بهینه در مسئله لازم است حالت مطلوب از این حالات ممکن انتخاب گردد. این امر مستلزم حل مدل ریاضی و تعیین جواب بهینه است. برای این منظور سعی شده است تا به روش شمارش ضمنی همهٔ حالات ممکن بررسی شود. این امر مستلزم تعیین عملکرد هر ترکیب از شیرهای کنترلی در هر بازهٔ زمانی است که امری وقت‌گیر و هزینه‌بر است. به همین سبب، در این پژوهش سعی شده است با بررسی کم‌ترین ترکیبات ممکن برآورد مناسبی از تنظیم‌های شیرها و چگونگی ارتباط خروجی چاه‌ها با وضعیت شیرها به‌دست آوریم. بدیهی است که بهینه‌سازی تابع مذکور می‌تواند راه‌کار نهایی تنظیم شیرهای کنترلی را روشن کنند. برای رفع مشکلات فوق و رسیدن به یک مدل ریاضی مبین روابط شیرهای کنترلی با رفتار جریان سیال از روش‌های طرح آزمایش استفاده شده است.

روش‌های طرح آزمایش[۱]

طرح آزمایش به سلسله آزمون‌هایی اطلاق می‌شود که بتوانند متغیرهای مؤثر بر یک فرآیند و میزان تأثیر آن‌ها را مشخص کنند. کاربردهای این روش را می‌توان در تعیین پارامترهای مؤثر بر فرآیند، تعیین شرایط بهینه، اصلاح فرآیند با توجه به نتایج حاصل از شرایط امکان پذیر، تعیین شرایط مقاوم و کاهش تغییر پذیری پاسخ فرآیند بیان کرد [۱۷]، [۱۸]. طرح آزمایش را می‌توان به دو صورت روش فاکتوریل کامل[۲] و روش فاکتوریل جزئی[۳] (کسری) تقسیم کرد. روش تاگوچی[۴] و سطح رویه پاسخ[۵] (RSM)، جزء روش‌های فاکتوریل جزئی هستند که در این پژوهش مورد توجه و استفاده قرار گرفته‌اند [۱۹]. در پایان مقاله خواهیم دید که روش RSM روش پیشنهادی ما برای به‌دست آوردن مدل ریاضی رفتار سیال و بهترین تنظیمات برای شیرهای کنترلی است.

روش طرح آزمایش تاگوچی

روش طرح آزمایش تاگوچی ابزاری مهمی برای طراحی‌های رباست[۵] است. تاگوچی روشی ساده و نظام‌مند برای بهینه‌سازی عملکرد، کیفیت و هزینه فاکتورها ارائه داده است. در این روش دو ابزار اصلی استفاده شده در طراحی استوار عبارتند از: ۱. نسبت عوامل قابل کنترل به عوامل غیرقابل کنترل (نسبت سیگنال به نویز) و ۲. آرایه‌های متعامد که فقط تأکید بر تنوع آزمایش‌های کیفی می‌کنند و از انجام آزمایش‌های غیرضروری جلوگیری به‌عمل می‌آورند [۲۰].

۱. Design Of Experimental(DOE) ۲. General Factorial design
۳. Fractional Factorials design ۴. Taguchi Method ۵. Response Surface Method (RSM)

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

تابع استفاده شده در مدل ریاضی به‌روش تاگوچی به‌فرم معادلهٔ (۱۷) است، که به تابع ضرر و زیان[۱] تاگوچی معروف است.

$$L(Y) = K(Y - Y_0)^2 \qquad (۱۷)$$

در این معادله $(Y - Y_0)$ نشان دهندهٔ انحراف مشخصه کیفی Y از مقدار هدف آن Y_0 است [۲۱]، [۲۲]. به‌منظور حل ایراد روش تاگوچی، روش طرح آزمایش سطح رویه پاسخ را بررسی کرده‌ایم.

روش طرح آزمایش سطح رویه پاسخ

روش RSM مجموعه‌ای از روش‌های ریاضی و آماری برای مدل‌سازی و آنالیز مسئله است. از این روش زمانی استفاده می‌شود که پاسخ مسئله (هدف) تحت تأثیر چندین متغیر مستقل (ورودی) قرار دارد و هدف بهینه‌سازی این پاسخ است. در این روش چگونگی روابط بین یک یا چند پاسخ با استفاده از تأثیر متغیرهای مستقل اندازه‌گیری می‌شود.

با توجه به ماهیت غیرخطی مدل ریاضی حاکم بر مسئله، برای بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی از مدل درجهٔ دوم روش RSM استفاده می‌شود [۲۳]، [۲۴]. معادلهٔ (۱۸) یک مدل عمومی درجهٔ دوم را نشان داده است.

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_{11} x_1^2 + \beta_{22} x_2^2 + \beta_{12} x_1 x_2 + \varepsilon \qquad (۱۸)$$

سه طرح کاربردی مرکب مرکزی[۲] ، مکعب بنکن[۳] و دهلرت[۴] در برازش مدل مرتبهٔ دوم در روش RSM به کار می رود. هر سه روش فوق بر پایهٔ ترکیبی از طرح‌های فاکتوریل کامل و فاکتوریل جزئی ساخته شده‌اند [۲۵]. در این بین، روش طرح مرکب مرکزی بهترین روش بهینه‌سازی بوده و کاربرد بیش‌تری در روش RSM دارد، در این مقاله از این تکنیک برای ارائه مدل ریاضی RSM استفاده شده است.

اعتبارسنجی مدل در روش‌های طرح آزمایش

برای تحلیل و آنالیز فاکتورها در مدل حاصل از روش طراحی آزمایش، از جدول تحلیل واریانس[۵] استفاده می‌شود. در این جدول مشخص می‌شود که تأثیر کدام فاکتورها در سطح دقت داده شده (α) معنی‌دار[۶] است. به‌علاوه نشان می‌دهد کدام فاکتورها بیش‌ترین اثر را بر روی مدل انتخابی دارد و کدام فاکتورها قابل اغماض و حذف از مدل ریاضی هستند. تجزیه و تحلیل واریانس برای یك طرح دو عاملی در جدول ۱ نمایش داده شده است.

$$SSE = \sum_{i=1}^{N} e_i^2 = \sum_{i=1}^{N} (y_i - \hat{y}_i)^2 \qquad (۱۹)$$

۱. Loss Function
۲. Central Composite Design (CCD)
۳. Box-Behnken Design (BBD)
۴. Doehlert Design
۵. Analysis Of Variance (ANOVA)
۶. Significant

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

$$SSR = \sum_{i=1}^{N}\left(y_i - \hat{y}_i\right)^2 = \frac{\left[\sum_{i=1}^{N}\left(x_i - \bar{x}\right)\left(y_i - \bar{y}\right)\right]^2}{\sum_{i=1}^{N}\left(x_i - \bar{x}\right)^2} \qquad (۲۰)$$

$$\frac{SSR}{SSE} \approx F_{vaLue} \qquad (۲۱)$$

در معادلات بالا y نماد متغیر پاسخ و $\hat{y}$ نماد پاسخ پیش‌بینی شده و $\bar{y}$ نماد پاسخ میانگین و x نماد متغیر مستقل و $\bar{x}$ نماد متغیر مستقل میانگین است. مجموع مربعات خطا به‌کمک معادلهٔ (۱۹) و مجموع مربعات رگرسیون از معادلهٔ (۲۰) محاسبه می‌شوند. هدف محاسبهٔ معادلات (۱۹) و (۲۰) کمینه کردن خطای مقدار واقعی نسبت به مقدار پیش‌بینی شده است. در جدول (۱) نمایش داده شده که برای محاسبه مجموع کل مربعات نیز از جمع دو معادله مجموع مربعات رگرسیون و خطا استفاده می‌شود. هدف اصلی از محاسبهٔ روابط فوق به‌دست آوردن معادلهٔ (۲۱) است که این معادله توزیع مقدار F، معروف به توزیع فیشر (F_{test} or F_{value}) است که نشان‌دهندهٔ درستی سطح دقت معنی‌داری فاکتورها در مدل ریاضی ارائه شده در جدول تحلیل واریانس است. در جدول ۱ منظور از درجات آزادی[۱]، ضریب وزنی هر فاکتور است که در مدل در نظر گرفته شده است.

جدول ۱. تحلیل واریانس برای یك طرح دو عاملی

Source of Variation	Sum of Squares	Degrees of Freedom	Mean Square	F.
A	SS_A	a-۱	$MS_A = \frac{SS_A}{a-1}$	$F_0 = \frac{MS_{Factor}}{MS_E}$
B	SS_B	b-۱	$MS_B = \frac{SS_B}{b-1}$	
Interaction	SS_{AB}	(a-۱)(b-۱)	$MS_{AB} = \frac{SS_{AB}}{(a-1)(b-1)}$	
Error	SS_E	ab(n-۱)	$MS_E = \frac{SS_E}{ab(n-1)}$	
Total	SS_T	abn-۱		

برای اعتبارسنجی مدل معنی‌دار به‌دست آمده از جدول تحلیل واریانس از تست‌های نمودار احتمال نرمال-خطا (باقیمانده)[۲]، نمودار خطا-پیش‌بینی[۳] و نمودار جعبه-کاکس[۴] برای ایجاد یک مدل تحولاتی قوی‌تر و معتبرتر استفاده می‌شود. در این مقاله از تست نمودار احتمال نرمال-خطا استفاده شده که اساس آن، بررسی مدل ریاضی با کمک رگرسیون است. یک تخمین خوب از مدل رگرسیونی باید ضریب همبستگی[۵] نزدیک به یک برای متغیرهای پاسخ را در آزمایش‌ها نشان دهد، به‌طوری‌که شرط معتبر بودن مدل، قرار گرفتن پاسخ‌ها به‌صورت خط راست بر روی خط رگرسیونی در نمودار احتمال نرمال-خطا است [۲۶].

۱. Degrees of Freedom(df) ۲. Normal probability plot of the studentized residuals
۳. Studentized residuals versus predicted values ۴. Box-Cox plot ۵. Correlation Coefficient

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

نتایج و بحث

در این قسمت روش‌های مذکور در بررسی یک مخزن با مشخصات ذیل به‌کار گرفته شده است. در این مقاله دو روش تاگوچی و RSM بر روی یک چاه افقی در مخزن نفتی پیاده‌سازی و تحلیل و بررسی شده است. به‌طوری‌که نتیجهٔ استفاده از این دو روش، موجب ارائه مدلی از رفتار مخزن شده است.

مشخصات مخزن

میدان پژوهش در این مقاله یک مخزن طاقدیسی متقارن ماسه سنگی ناهمگون[1] با تخلخل و تراوایی زیاد است. این مخزن دارای ابعاد ۴×۴ کیلومتر مربع و ضخامت ۵۰ متر است. این مخزن کلاهک گازی ندارد و دارای آب‌دهی قوی است. خصوصیات مخزن بررسی شده در جدول‌های ۲ و ۳ ارائه شده است. شکل ۱ نمای سه‌بعدی از چاه هوشمند مجهز به شیرهای کنترلی را به‌صورت گرافیکی در مخزن شبیه‌سازی شده به‌وسیلهٔ (پترل و اسلیپس) را نشان می‌دهد. مهم‌ترین مشخصه هر مخزن میزان تراوایی و تخلخل آن است، که میزان تراوایی در سه بعد فضای مخزنی بر روی محور X در شکل ۲-a، بر روی محور Y در شکل ۲-b و بر روی محور Z در شکل ۲-c و میزان تخلخل مخزن در شکل ۳ نشان داده شده است. همچنین مشخصات عددی آن در جدول ۳ توصیف شده است. مخزن فوق، دارای یک چاه نفتی افقی است. بخش افقی این چاه به طول ۱۴۰۰ متر، مجهز به سه شیر کنترلی هوشمنداست، فاصلهٔ شیرها از یک‌دیگر حدود ۴۰۰ متر است.

جدول ۲. خصوصیات مدل مخزن بررسی شده

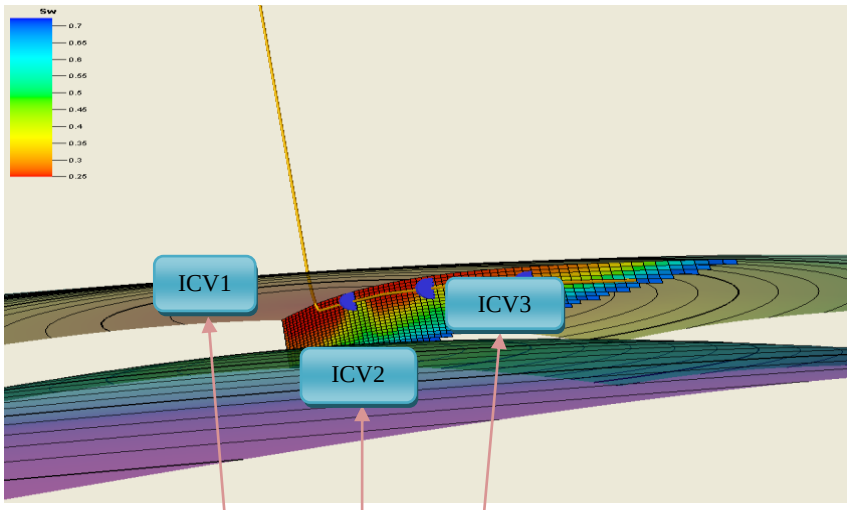
نوع محیط متخلخل مخزن	ماسه سنگ[2]
تعداد گریدها در جهت X (N_X)	۸۳
تعداد گریدها در جهت Y (N_Y)	۷۳
تعداد گریدها در جهت Z (N_Z)	۲۰
تعداد کل گریدهای مخزن	۱۲۱۱۸۰
اندازه گرید در جهت X (ft)	۱۰۰
اندازه گرید در جهت Y (ft)	۱۰۰
اندازه گرید در جهت Z (ft)	۸

جدول ۳. مشخصات مخزن بررسی شده (در شرایط STB)

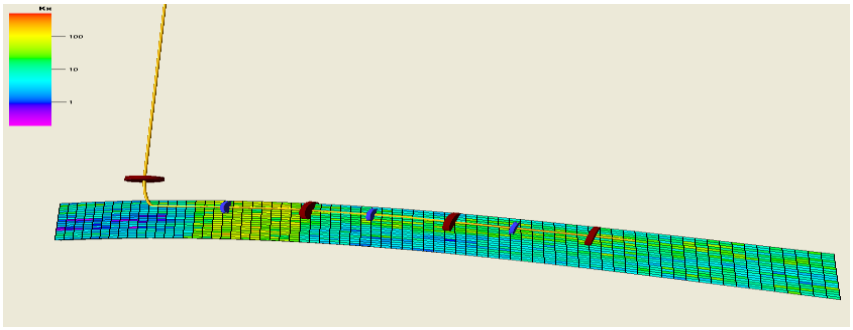
ضریب حجمی سازند (Rbbl/stb)	۱/۱۱۲	دمای مخزن (0F)	۱۷۰
نسبت گاز به نفت (mcf/STB)	۰/۱۷۲	ویسکوزیته نفت (cp)	۳/۸
عمق مبنا (ftss)	-۱۱۸۰۸	متوسط تخلخل ماتریس (%)	۱۲
فشار متوسط مخزن در عمق مبنا (psi)	۵۰۰۰	درصد متوسط اشباع نفت (%)	۶۴
دانسیتهٔ نفت (lb/ft^3)	۵۳	تراکم پذیری سنگ مخزن (l/psi)	۵×۱۰^{-۶}
عمق تماس آب-نفت (ftss)	-۱۱۸۰۸	متوسط تراوایی در افق (md)	۱۷
^0API	۳۵	متوسط تراوایی در قائم (md)	۳/۵

۱. Heterogenous ۲ . Sand Stone

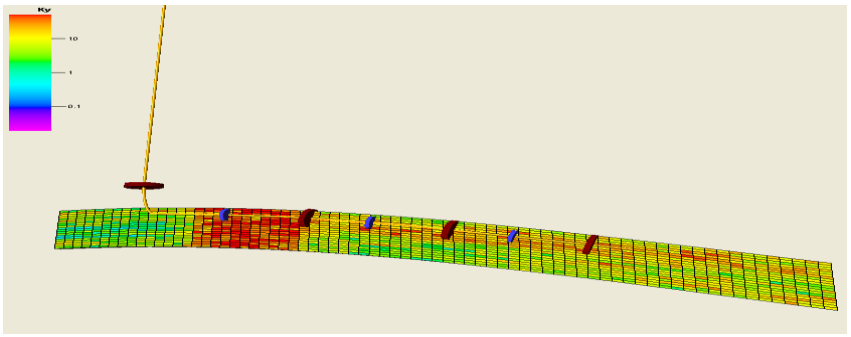
[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]



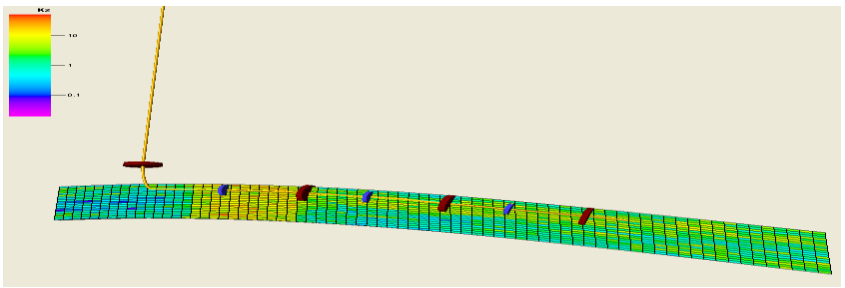
شکل ۱. نمایش سه‌بعدی مخزن و چاه افقی هوشمند مجهز به سه شیر کنترلی



شکل ۲. a) مقطع عرضی توزیع تراوایی مخزن (روی محور X)

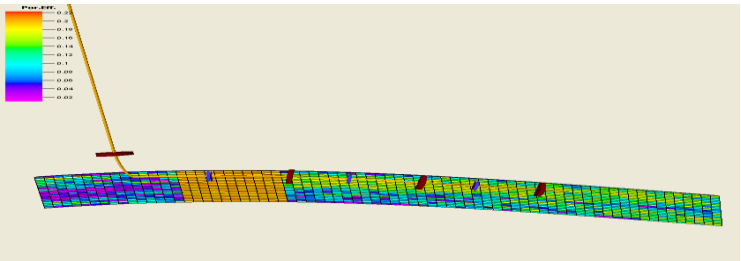


شکل ۲. b) مقطع عرضی توزیع تراوایی مخزن (روی محور Y)



شکل ۲. c) مقطع عرضی توزیع تراوایی مخزن (روی محور Z)

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]



شکل ۳. مقطع عرضی توزیع تخلخل مخزن

شیر کنترلی اول در پاشنه[۱]، شیر کنترلی دوم در وسط[۲] و شیر کنترلی سوم در پنجه[۳] چاه نصب شده است. برای شیرهای کنترلی که در این جا به‌صورت گسسته به کار گرفته شده‌اند، پنج حالت متفاوت مطابق با جدول ۴ در نظر گرفته شده است. سطح مقطع هر شیر کنترلی در بازهٔ (۰/۰۲۲ و ۰) بر حسب فوت مربع است؛ یعنی حالت کاملاً باز شیر کنترلی $۰/۰۲۲ft^2$ و حالت کاملاً بسته آن صفر فوت مربع است (برای راحتی کار در انجام محاسبات حالت کاملاً باز را معادل ۱ قرار داده و بقیه حالت‌ها را نسبت به بازهٔ (۱ و ۰) در نظر گرفته‌ایم.

جدول ۴. وضعیت پنج گانه سطح مقطع در شیرهای کنترل هوشمند

حالت سطح مقطع ICV(s)	Ft^2
۱	بسته ۰
۲	۰/۳×۰/۰۲۲
۳	۰/۵×۰/۰۲۲
۴	۰/۸×۰/۰۲۲
۵	باز ۱×۰/۰۲۲

در این مقاله برداشت نفت از مخزن نفتی از طریق یک چاه هوشمند در بازهٔ زمانی ده ساله که در هر دوره دو ساله به روز رسانی[۴] می‌شود بررسی شده است. برای پیاده‌سازی مدل ریاضی چاه هوشمند، قیود تعریف شده معادلهٔ (۶) و (۷) با شرایط زیر استفاده شده است. میزان برش آب مجاز تولیدی کم‌تر یا مساوی ۶۰ درصد و مجموع کل جریان نفت تولیدی از شیرهای کنترلی حداکثر برابر با ۳۰۰۰ بشکه در روز است. میزان برش آب با توجه به محدودیت‌های تأسیسات سطح‌الارضی برای جداسازی آب از نفت و میزان تولید روزانه نفت بر اساس بررسی‌ها و تحلیل حساسیت‌هایی که بر میزان نفت موجود در مخزن کارشناسان مخزن انجام داده‌اند به‌دست آمده است.

نحوه انجام آزمایش‌ها

برای انجام هر آزمایش از شبیه‌سازهای مخزن (پترل و اسلبیس)، که رفتار مخزن را شبیه‌سازی می‌کنند استفاده شده است؛ بدین‌صورت که در هر آزمایش، بردار نمایش تنظیمات شیرهای کنترلی را به شبیه‌ساز مخزن داده و برآوردی از عمل‌کرد چاه را از طریق شبیه‌ساز در قالب نفت و آب تجمعی می‌گیریم که همان پاسخ نامیده می‌شود. انجام هر آزمایش با شبیه‌ساز حدوداً ۱۰ دقیقه به‌طول می‌انجامد. این زمان نشان می‌دهد که نمی‌توان تعداد

۱. Heel ۲. Middle ۳. Toe ۴. Update

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

زیادی از آزمایش‌ها را با شبیه‌ساز انجام داد. اگر بخواهیم تمام حالات ممکن (۱۲۵× (تعداد دوره در افق زمانی) آزمایش در این مسئله) را برای به‌دست آوردن بهترین جواب از تابع هدف (نفت بیشینه و آب کمینه) در مدل ریاضی را بر روی شبیه‌ساز مخزن اعمال کنیم این فرآیند کاری بسیار وقت گیر و هزینه‌بر خواهد شد.

نتایج حاصل از حل مدل ریاضی با روش تاگوچی - L_{25}

با توجه به‌وجود سه شیر کنترلی پنج حالته در این چاه هوشمند، روش تاگوچی با کمک آرایه‌های متعامد (L_{25} تعداد آزمایش طراحی شده با روش تاگوچی است) مجموع تمام حالت‌های ممکن؛ یعنی ۱۲۵آزمایش در حالت فاکتوریل کامل ($۵^{۳}=۱۲۵$) را به ۲۵ آزمایش کاهش داد که نتایج آن در دورهٔ زمانی اول (۲و۰سال) در جدول ۵ داده شده است.

جدول ۵. آزمایش‌های روش تاگوچی (دورهٔ زمانی اول)

RUN	Position ICV1	Position ICV2	Position ICV3	Cumulative OIL (MMbbl)	Cumulative WATER (MMbbl)
۱	۱	۱	۱	۰	۰
۲	۱	۲	۲	۴/۰۷	۴/۶۷
۳	۱	۳	۳	۴/۲۷	۵/۰۴
۴	۱	۴	۴	۴/۳۱	۵/۰۱
۵	۱	۵	۵	۴/۳۹	۵/۲۸
۶	۲	۱	۲	۴/۹۲	۵/۵
۷	۲	۲	۳	۵/۴۲	۶/۱۶
۸	۲	۳	۴	۵/۵	۶/۳۶
۹	۲	۴	۵	۵/۴۸	۶/۳۱
۱۰	۲	۵	۱	۴/۹	۴/۵۹
۱۱	۳	۱	۳	۵/۰۴	۵/۶
۱۲	۳	۲	۴	۵/۶۱	۶/۶۱
۱۳	۳	۳	۵	۵/۶۶	۶/۷۵
۱۴	۳	۴	۱	۴/۶	۴/۸۸
۱۵	۳	۵	۲	۵/۱	۵/۲۶
۱۶	۴	۱	۴	۵/۲۲	۶/۰۵
۱۷	۴	۲	۵	۵/۶	۶/۶۹
۱۸	۴	۳	۱	۴/۶۵	۵/۱۲
۱۹	۴	۴	۲	۵/۳۱	۵/۶۸
۲۰	۴	۵	۳	۵/۳۴	۵/۷۲
۲۱	۵	۱	۵	۵/۳	۶/۳
۲۲	۵	۲	۱	۴/۶۱	۵/۱۱
۲۳	۵	۳	۲	۵/۴۶	۶/۳۵
۲۴	۵	۴	۳	۵/۳۷	۵/۸۱
۲۵	۵	۵	۴	۵/۳۹	۵/۸۵

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

اعتبارسنجی مدل حاصل از روش تاگوچی

جدول تحلیل واریانس روش تاگوچی بر روی میزان نفت و آب تجمعی تولیدی از هر شیر کنترلی در دورهٔ زمانی اول در جدول‌های ۶ و ۷ داده شده است. این جداول نشان می‌دهند که با دقت α=%۹۵ مدل نفت و آب تجمعی مذکور معنی‌دار هستند.

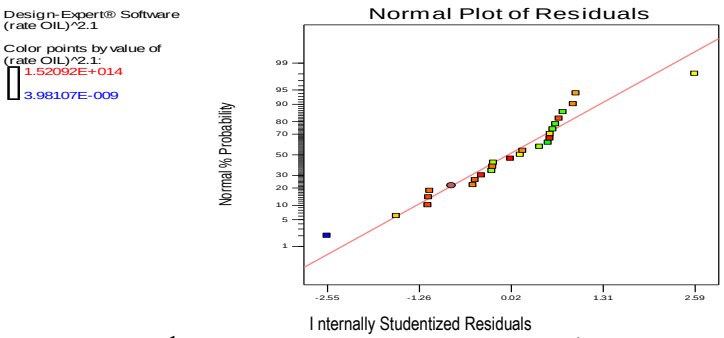
جدول ۶. جدول تحلیل واریانس برای مدل نفت تجمعی در روش تاگوچی (دورهٔ زمانی اول)

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F Value	P-Value Prob>F	-
Model	۲/۵۶۶E+۰۲۸	۱۲	۲/۱۳۹E+۰۲۷	۳۲/۰۶	<۰/۰۰۰۱	Significant
A-A	۱/۵۳۵E+۰۲۸	۴	۳/۸۳۷E+۰۲۷	۵۷/۵۲	<۰/۰۰۰۱	-
B-B	۲/۱۵۳E+۰۲۷	۴	۵/۳۸۱E+۰۲۶	۸/۰۷	۰/۰۰۲۱	-
C-C	۸/۱۶۴E+۰۲۶	۴	۲/۰۴۱E+۰۲۷	۳۰/۶۰	<۰/۰۰۰۱	-
Residual	۸/۰۰۵E+۰۲۶	۱۲	۶/۶۷۱E+۰۲۵	-	-	-
Cor Total	۲/۶۴۷E+۰۲۸	۲۴	-	-	-	-

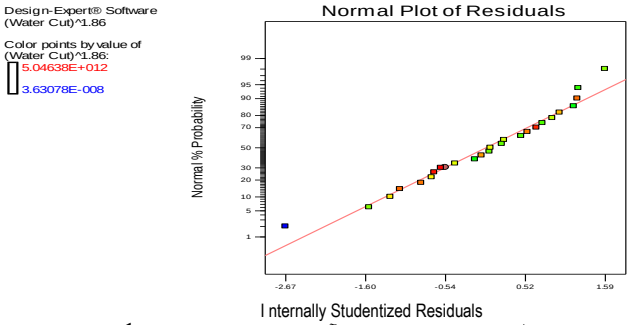
جدول ۷. جدول تحلیل واریانس برای مدل آب تجمعی در روش تاگوچی (دورهٔ زمانی اول)

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F Value	P-Value Prob>F	-
Model	۲/۶۴۸E+۰۲۵	۱۲	۲/۲۰۷E+۰۲۴	۲۵/۶۷	<۰/۰۰۰۱	**Significant**
A-A	۹/۸۷۵E+۰۲۴	۴	۲/۴۶۹E+۰۲۴	۲۸/۷۱	<۰/۰۰۰۱	-
B-B	۳/۰۴۹E+۰۲۴	۴	۷/۶۲۴E+۰۲۳	۸/۸۷	۰/۰۰۱۴	-
C-C	۱/۵۶E+۰۲۵	۴	۳/۳۹۰E+۰۲۴	۳۹/۴۲	<۰/۰۰۰۱	-
Residual	۱/۰۳۲E+۰۲۴	۱۲	۸/۵۹۹E+۰۲۲	-	-	-
Cor Total	۲/۷۵۲E+۰۲۵	۲۴	-	-	-	-

نمودارهای احتمال نرمال-خطای نفت و آب تجمعی در شکل‌های ۴ و ۵ داده شده است. این دو نمودار نشان‌دهندهٔ دقت آماری زیاد مدل‌های نفت و آب تجمعی به روش تاگوچی هستند.



شکل ۴. نمودار نرمال-خطای پاسخ‌ها در مدل نفت تجمعی به روش تاگوچی (دورهٔ زمانی اول)



شکل ۵. نمودار نرمال-خطای پاسخ‌ها در مدل آب تجمعی به روش تاگوچی (دورهٔ زمانی اول)

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

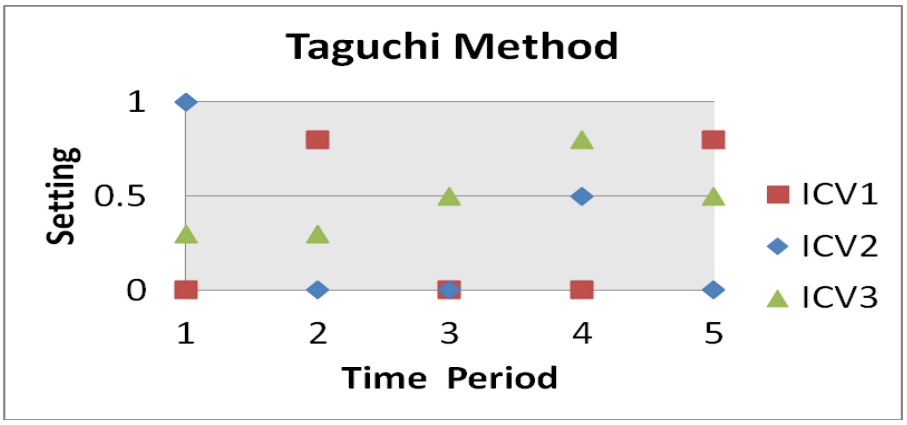
تنظیمات پیشنهادی روش تاگوچی برای تولید مناسب نفت و آب تجمعی در دورهٔ زمانی اول بدین شرح است: ($ICV1=1, ICV2=5, ICV3=2$) که شیر اول کاملاً بسته، شیر دوم کاملاً باز و شیر سوم فقط ۰.۳ باز است.

بر این اساس در دورهٔ زمانی اول برآورد تولید نفت و آب تجمعی از روش تاگوچی به‌ترتیب معادل ۴.۵۹ و ۴.۳۴ میلیون بشکه به‌دست آمده که دارای خطای ۲ درصدی در مقایسه با نتایج به‌دست آمده از شبیه‌ساز مخزن با تنظیمات مشابه است. این مقدار خطا نشان‌دهندهٔ نزدیک بودن مدل پیش‌بینی شده تاگوچی به جواب بهینه مسئله است.

تنظیمات بهینهٔ به‌دست آمده با روش تاگوچی در دورهٔ زمانی اول تا پنجم در جدول ۸ و شکل ۶ داده شده است.

جدول ۸. تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در ۵ دورهٔ متفاوت به‌روش طرح آزمایش تاگوچی

Optimum Position Setting ICV(s)			
Time Period	ICV1	ICV2	ICV3
۱	۱	۵	۲
۲	۴	۱	۲
۳	۱	۱	۳
۴	۱	۳	۴
۵	۴	۱	۳



شکل ۶. نمایش تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در پنج دورهٔ زمانی متوالی به‌روش تاگوچی

در انتهای دورهٔ زمانی ۱۰ ساله و با اعمال مجموعه تنظیمات بهینه برای شیرهای کنترلی در پنج فاصله زمانی، میزان بهینه نفت تجمعی به ۴/۸۵ و آب تجمعی به ۴/۸۲ میلیون بشکه رسیده‌اند. با توجه به محدودیت‌های در نظر گرفته شده برای مدل مخزن، در انتهای افق زمانی ۱۰ ساله در حالت متداول (به‌کار نگرفتن شیرهای کنترلی) میزان نفت تجمعی ۳/۷ و آب تجمعی ۳/۲ میلیون بشکه به‌دست آمده است. که میزان نفت تجمعی در

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

روش تاگوچی در پایان دورهٔ زمانی پنجم (در سال دهم) در مقایسه با میزان نفت تجمعی در روش متداول ۲۵ درصد افزایش پیدا کرده است.

نتایج حاصل از حل مدل ریاضی با روش سطح پاسخ (RSM)

روش RSM با بهکارگیری طرح مرکب مرکزی (CCD)، تعداد ۱۲۵ آزمایش در حالت فاکتوریل کامل را به ۲۰ آزمایش کاهش داد که این آزمایش‌ها برای دورهٔ زمانی اول در جدول ۹ داده شده است.

جدول ۹. آزمایش‌های سطح رویه پاسخ با طرح (CCD) (دورهٔ زمانی اول)

Cumulative WATER (MMbbl)	Cumulative OIL (MMbbl)	Position ICV3	Position ICV2	Position ICV1	RUN
۵/۸۹	۵/۲۹	۲	۲	۲	۱
۶/۶۷	۵/۵۵	۲	۲	۴	۲
۶/۱۶	۵/۴	۲	۴	۲	۳
۵/۶۷	۵/۳	۲	۴	۴	۴
۶/۰۸	۵/۴	۴	۲	۲	۵
۶/۸۵	۵/۶۴	۴	۲	۴	۶
۶/۲۵	۵/۴۶	۴	۴	۲	۷
۵/۷۵	۵/۳۶	۴	۴	۴	۸
۵/۶۸	۵/۱۹	۳	۳	۱	۹
۶/۴۷	۵/۵۳	۳	۳	۵	۱۰
۶/۲۶	۵/۴۴	۳	۱	۳	۱۱
۵/۶	۵/۲۸	۳	۵	۳	۱۲
۵/۹۲	۵/۱۸	۱	۳	۳	۱۳
۶/۶۹	۵/۶۱	۵	۳	۳	۱۴
۶/۷۳	۵/۶۳	۳	۳	۳	۱۵
۶/۷۳	۵/۶۳	۳	۳	۳	۱۶
۶/۷۳	۵/۶۳	۳	۳	۳	۱۷
۶/۷۳	۵/۶۳	۳	۳	۳	۱۸
۶/۷۳	۵/۶۳	۳	۳	۳	۱۹
۶/۷۳	۵/۶۳	۳	۳	۳	۲۰

اعتبار سنجی مدل حاصل از روش RSM

تحلیل واریانس روش RSM بر روی میزان نفت و آب تجمعی تولیدی از هر شیر در دورهٔ زمانی اول در جدول‌های ۱۰ و ۱۱ داده شده است. این جدول‌ها نشان می‌دهند که با دقت α=۹۵% مدل نفت و آب تجمعی مذکور معنی‌دارند. بر اساس مدل ارائه شده در جدول فوق، تعامل عوامل در قالب AC (شیر کنترلی اول و سوم) و BC (شیر کنترلی دوم و سوم) قابل اغماض هستند.

جدول ۱۰. جدول تحلیل واریانس برای مدل نفت تجمعی در روش RSM (دورهٔ زمانی اول)

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F Value	P-Value Prob>F	
Model	۴/۳۱۵E+۰۱۱	۹	۴/۷۹۴E+۰۱۰	۸/۷۸	۰/۰۰۱۱	**Significant**
A-ICV1	۵/۵۰۰E+۰۱۰	۱	۵/۵۰۰E+۰۱۰	۱۰/۰۸	۰/۰۰۹۹	
B-ICV2	۲/۹۶۷E+۰۱۰	۱	۲/۹۶۷E+۰۱۰	۵/۴۳	۰/۰۴۲۰	
C-ICV3	۷/۸۸۶E+۰۱۰	۱	۷/۸۸۶E+۰۱۰	۱۴/۴۵	۰/۰۰۳۵	
AB	۶/۲۲۰E+۰۱۰	۱	۶/۲۲۰E+۰۱۰	۱۱/۴۰	۰/۰۰۷۱	

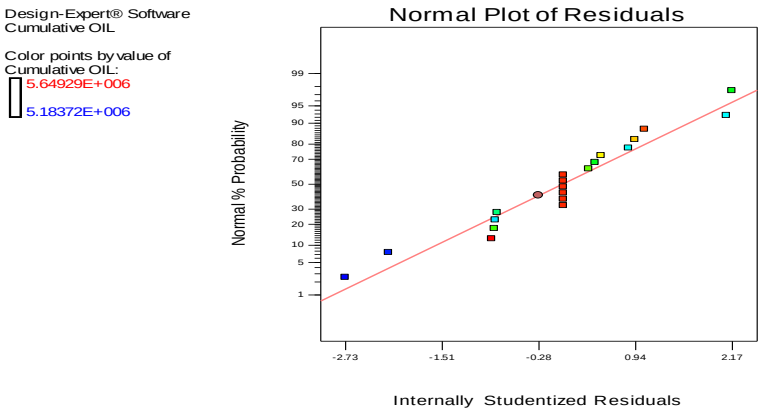
[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F Value	P-Value Prob>F
AC	۱/۷۰۹E+۰۰۷	۱	۱/۷۰۹E+۰۱۰	۳/۱۳1E-۰۰۳	۰/۹۵۶۵
BC	۸/۲۹۱E+۰۰۸	۱	۸/۲۹۱E+۰۱۰	۰/۱۵	۰/۷۰۴۹
A^2	۹/۰۰۲E+۰۱۰	۱	۹/۰۰۲E+۰۱۰	۱۶/۴۹	۰/۰۰۲۳
B^2	۸/۹۵۳E+۰۱۰	۱	۸/۹۵۳E+۰۱۰	۱۶/۴۰	۰/۰۰۲۳
C^2	۶/۵۶۳E+۰۱۰	۱	۶/۵۶۳E+۰۱۰	۱۲/۰۲	۰/۰۰۶۰
Residual	۵/۵۴۹E+۰۱۰	۱۰	۵/۴۵۹E+۰۱۰	-	-
Lack Of Fit	۵/۴۵۹E+۰۱۰	۵	۱/۰۹۲E+۰۱۰	-	-
Pure Error	۰/۰۰۰	۵	۰/۰۰۰	-	-
Cor Total	۴/۸۶۱E+۰۱۱	۱۹	-	-	-

جدول ۱۱. جدول تحلیل واریانس برای مدل آب تجمعی در روش RSM (دورهٔ زمانی اول)

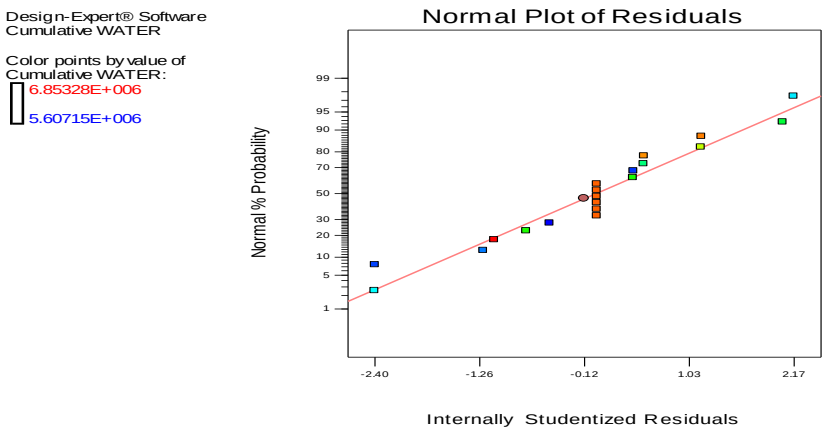
Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F Value	P-Value Prob>F	
Model	۳/۴۷۸E+۰۱۲	۹	۳/۸۶۵E+۰۱۱	۱۸/۶۴	۰/۰۰۰۱	**Significant**
A-ICV1	۲/۵۸۰E+۰۱۱	۱	۲/۵۸۰E+۰۱۱	۱۲/۴۵	۰/۰۰۵۵	
B-ICV2	۵/۶۱۰E+۰۱۱	۱	۵/۶۱۰E+۰۱۱	۲۷/۰۷	۰/۰۰۰۵	
C-ICV3	۲/۵۲۲E+۰۱۱	۱	۲/۵۲۲E+۰۱۱	۱۲/۱۷	۰/۰۰۵۸	
AB	۸/۱۶۲E+۰۱۱	۱	۸/۱۰۲E+۰۱۱	۳۹/۰۸	۰/۰۰۰۱	
AC	۶/۷۹۱E+۰۰۷	۱	۶/۷۹۱E+۰۰۷	۳/۲۷۶E-۰۰۳	۰/۹۵۵۵	
BC	۳/۹۹۸E+۰۰۹	۱	۳/۹۹۸E+۰۰۹	۰/۱۹	۰/۶۶۹۹	
A^2	۶/۳۹۶E+۰۱۱	۱	۶/۳۹۶E+۰۱۱	۳۰/۸۶	۰/۰۰۰۲	
B^2	۹/۸۵۱E+۰۱۱	۱	۹/۸۵۱E+۰۱۱	۴۷/۵۲	۰/۰۰۰۱	
C^2	۲/۴۱۹E+۰۱۱	۱	۲/۴۱۹E+۰۱۱	۱۱/۶۷	۰/۰۰۶۶	
Residual	۲/۰۷۳E+۰۱۱	۱۰	۲/۰۷۳E+۰۱۰	-	-	
Lack Of Fit	۲/۰۷۳E+۰۱۱	۵	۴/۱۴۶E+۰۱۰	-	-	
Pure Error	۰/۰۰۰	۵	۰/۰۰۰	-	-	
Cor Total	۳/۶۸۵E+۰۱۲	۱۹	-	-	-	

نمودارهای احتمال نرمال-خطای نفت و آب تجمعی در شکل‌های ۷ و ۸ داده شده است. این دو نمودار نشان‌دهندهٔ دقت آماری زیاد مدل‌های نفت و آب تجمعی به روش RSM هستند.



شکل ۷. نمودار نرمال-خطای پاسخ‌ها در مدل نفت تجمعی به روش RSM (دورهٔ زمانی اول)

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]



شکل ۸. نمودار نرمال-خطای پاسخ‌ها در مدل آب تجمعی به روش RSM (دورهٔ زمانی اول)

مزیت روش RSM بر روش تاگوچی در ارائه یک مدل ریاضی از رفتار شیرهای کنترلی است که روش تاگوچی فاقد چنین مدلی است.

برای بهینه‌سازی مدل ریاضی ارائه شده با روش RSM از الگوریتم‌های بهینه‌سازی برنامه ریزی غیرخطی از نوع برنامه ریزی مرتبهٔ دوم[۱] (QP) استفاده شده است.

مدل ریاضی آب تجمعی در روش RSM بدین شکل است:

(۲۲)

$$N_p = F_{oil}(A,B,C) = 5629000 + 63461.27\,A - 46606.90\,B + 75987.75\,C$$
$$- 88179\,A\times B - 1461.62\,A\times C - 10180.25\,B\times C$$
$$- 79035.94\,A^2 - 78817.53\,B^2 - 67483.93\,C^2$$

مدل ریاضی نفت تجمعی در روش RSM بدین شکل است:

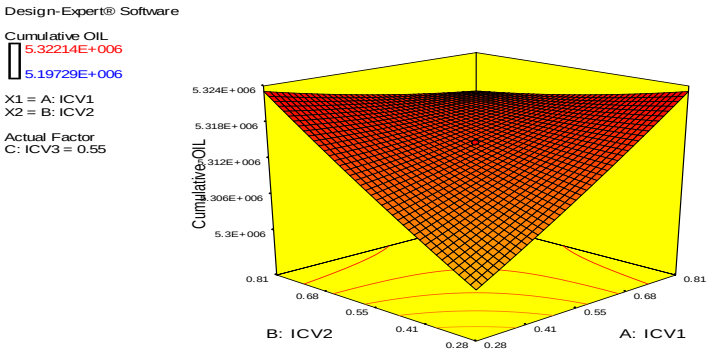
(۲۳)

$$W_p = F_{water}(A,B,C) = 6732000 + 137500\,A - 202700\,B + 135900\,C$$
$$- 318200\,A\times B - 2913.62\,A\times C - 22353.87\,B\times C$$
$$- 210700\,A^2 - 261500\,B^2 - 129600\,C^2$$

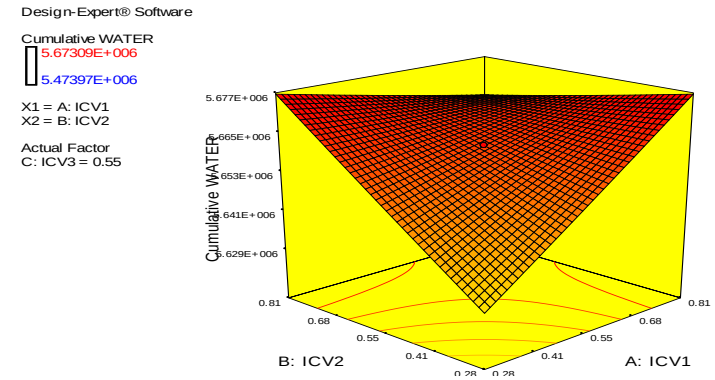
نمودار حاصل از مدل ریاضی تولید نفت تجمعی از روش RSM برای شیرهای A و B در شکل (۹-a) و همچنین نمودار حاصل از مدل ریاضی تولید آب تجمعی برای شیرهای A و B در شکل (۹-b) داده شده است. نمودارهایی مشابه بالا برای شیرهای A و C و همچنین برای B و C برای مدل‌های ریاضی نفت و آب تجمعی وجود دارند.

۱. Quadratic Programming

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]



شکل ۹. a) نمودار مدل نفت تجمعی برای ICV1 و ICV2 به روش RSM (دورهٔ زمانی اول)



شکل ۹. b) نمودار مدل آب تجمعی برای ICV1 و ICV2 به روش RSM (دورهٔ زمانی اول)

تنظیمات پیشنهادی روش RSM برای تولید مناسب نفت و آّب تجمعی در دورهٔ زمانی اول که از بهینه‌سازی تابع $MAX \quad (F_{oil} - F_{water})$ به‌دست آمده است بدین شرح است:

($ICV1 = 4, ICV2 = 4, ICV3 = 4$) که شیر اول ، شیر دوم و شیر سوم همه در حالت ۰.۸ باز هستند.

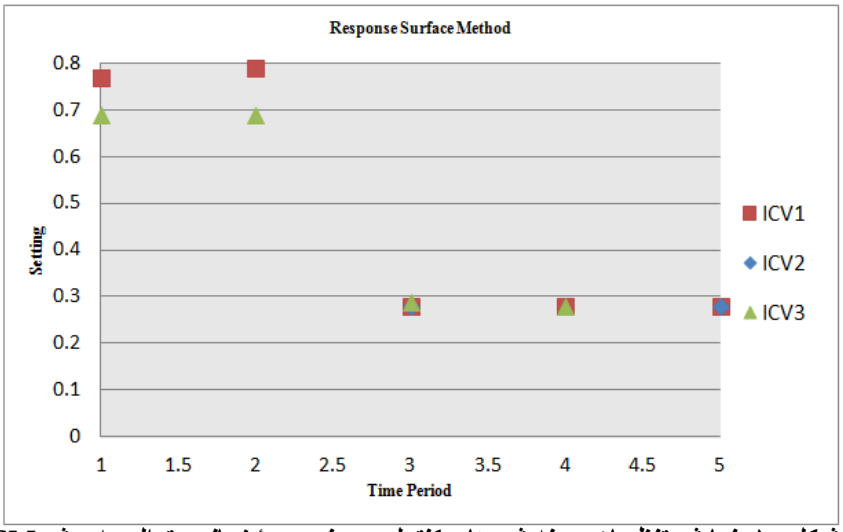
بر این اساس در دورهٔ زمانی اول برآورد تولید نفت و آب تجمعی از روش RSM به‌ترتیب معادل ۵.۴۴ و ۵.۹۸ میلیون بشکه به‌دست آمده که دارای خطای ۱.۷ درصدی در مقایسه با نتایج به‌دست آمده از شبیه‌ساز مخزن با تنظیمات مشابه است. این مقدار خطا نشان‌دهندهٔ نزدیک بودن مدل پیش‌بینی شده RSM به جواب بهینه مسئله است.

تنظیمات بهینه به‌دست آمده با روش RSM در دورهٔ زمانی اول تا پنجم در جدول ۱۲ و شکل ۱۰ داده شده است.

جدول ۱۲. تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در ۵ دورهٔ متفاوت به روش RSM با طرح (CCD)

Optimum Position Setting ICV(s)			
Time Period	ICV1	ICV2	**ICV3**
۱	۴	۴	**۴**
۲	۴	۴	**۴**
۳	۲	۲	**۲**
۴	۲	۴	**۲**
۵	۲	۲	**4**

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

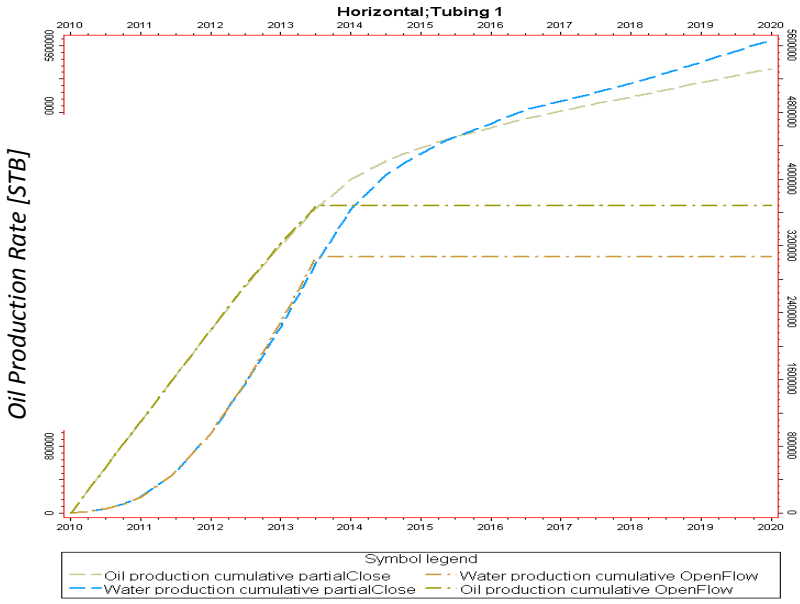


شکل ۱۰. نمایش تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در پنج دورهٔ زمانی متوالی به‌روش RSM

در انتهای دورهٔ زمانی ۱۰ ساله و با اعمال مجموعه جواب‌های بهینه برای تنظیم شیرهای کنترلی در پنج دورهٔ زمانی، به روش RSM میزان بهینهٔ نفت تجمعی ۵.۲۸ و آب تجمعی به ۵.۵۹ میلیون بشکه رسیده‌اند. با مقایسهٔ روش RSM با روش متداول در تولید نفت این نتیجه به‌دست می‌آید که میزان نفت تجمعی در روش RSM به اندازهٔ ۴۵% نسبت به حالت متداول افزایش داشته است (جدول ۱۳). این مقایسه در تولید نفت و آب در شکل ۱۱ داده شده است.

جدول ۱۳. میزان نفت و آب تجمعی با توجه به تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در پایان ده سال

روش آزمایش	میزان نفت تجمعی(MMbbl)	میزان آب تجمعی(MMbbl)	ضریب بازیافت نفت(%)	افزایش تولید نفت نسبت به روش معمولی (%)	خطای روش هوشمند نسبت به شبیه ساز مخزن(%)
متداول	۳/۷۵	۳/۳	۶	-	-
تاگوچی	۴/۶	۴/۳	۷/۶	۲۵	۲
سطح رویه	۵/۵	۵/۹	۹	۴۵	۱/۷

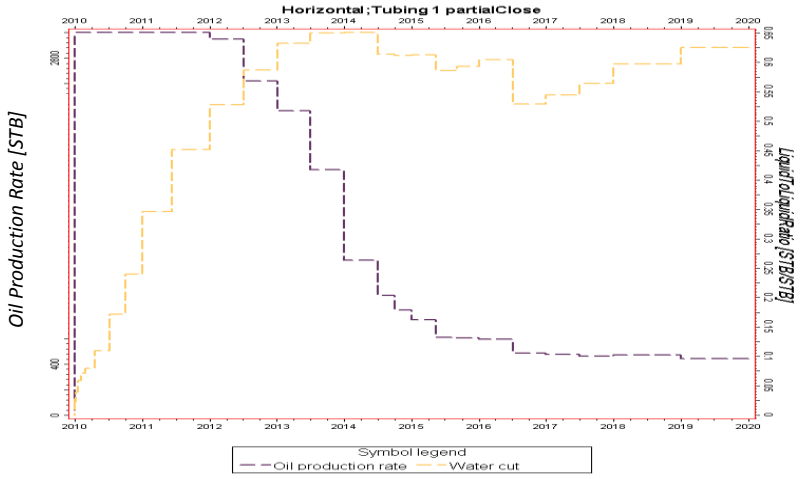


شکل ۱۱. مقایسهٔ تولید نفت و آب تجمعی در حالت کنترل هوشمند (Partial) و حالت معمولی (Open Flow)

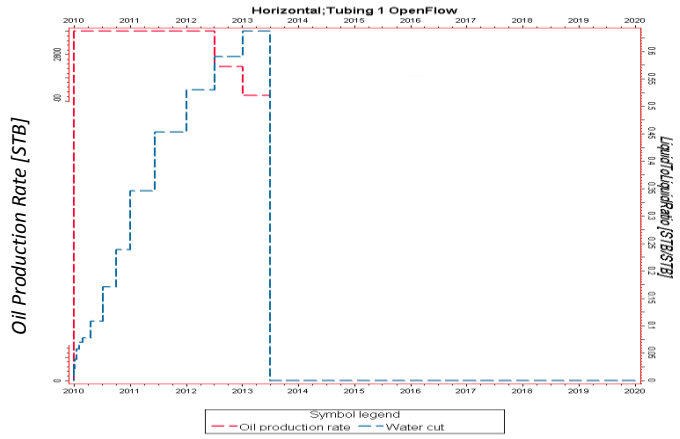
[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

مقایسهٔ عملکرد روش متداول و کنترل هوشمندی

مقایسهٔ میزان تولید نفت و برش آب مجاز در دو روش متداول و روش کنترل هوشمند، در شکل‌های ۱۲ و ۱۳ نشان می‌دهند که تولید نفت در کنترل هوشمند تا ده سال ادامه دارد و چاه همچنان به تولید ادامه داده است در حالی که در روش متداول تولید نفت در همان سه سال اول پایان می‌یابد. علت این رخداد، عدم کنترل بر تولید سیال است که منجر به افزایش برش آب تولیدی فراتر از حد مجاز شده و در نهایت باعث بسته شدن چاه می‌گردد.



شکل ۱۴. نمایش میزان تولید نفت و برش آب در حالت کنترل هوشمند به‌روش RSM



شکل ۱۵. نمایش میزان تولید نفت و برش آب در حالت متداول (غیر کنترلی)

به‌منظور بررسی خطای ناشی از کاهش تعداد آزمایش‌ها، میزان نفت و آب تجمعی با استفاده از اطلاعات ناشی از اجرای همهٔ آزمایش‌ها محاسبه شده است، در حالت کلی در مسئله نیاز به ۱۲۵ آزمایش برای رسیدن به تنظیم بهینه شیرهای کنترلی است که مدت زمان لازم برای این کار، ۱۲۵۰دقیقه است، ولی این تعداد آزمایش در روش تاگوچی به یک پنجم که معادل زمانی ۲۵۰ دقیقه است کاهش می‌یابد؛ در حالی‌که جواب به‌دست آمده به روش تاگوچی نسبت به جواب بهینه حالت کلی دارای خطای ۱۵ درصدی است. همچنین در مقایسهٔ حالت کلی با روش RSM، این روش نشان‌دهندهٔ کاهش تعداد آزمایش‌ها به کمتر از یک ششم تعداد حالت کلی است که معادل

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

زمان ۲۰۰ دقیقه‌ای است. جواب بهینه به‌دست آمده به روش RSM نسبت به جواب بهینه حالت کلی دارای خطای ۵ درصدی است.

ضریب بازیافت تولید نفت که نشان‌دهندهٔ میزان موفقیت در برداشت نفت از نفت موجود در مخزن است، در روش متداول ۶% و روش طرح آزمایش تاگوچی ۷.۶% و روش RSM ۹% رسیده است.

بررسی رفتار شیرهای کنترلی در طول دوره‌های زمانی

براساس نتایج حاصل از شکل‌های ۶ و ۱۰، با توجه به ناهمگونی بیش‌تر در قسمت پاشنهٔ چاه (شیر اول)، تولید آب از این ناحیه در مقایسه با قسمت‌های دیگر چاه سریع‌تر رخ می‌دهد به‌همین دلیل در طی دوره‌های زمان نوسانات بیش‌تری در وضعیت شیر کنترلی مستقر در پاشنه وجود دارد. به‌دلیل آن‌که با حرکت از پاشنه به سمت پنجه چاه، این ناهمگونی کاهش می‌یابد متناسب با آن نوسانات شیرهای کنترلی وسط و پنجه چاه در طول افق زمانی کاهش می‌یابد.

نتیجه‌گیری

با توجه به انجام همهٔ مراحل بهینه‌سازی تولید با روش‌های طرح آزمایش تاگوچی و سطح رویه پاسخ این نتایج به‌دست آمد:

افزایش قابل توجه تولید نفت درحالت کنترل هوشمند نسبت به حالت متداول

- افزایش دورهٔ زمانی تولید از مخزن در حالت کنترل هوشمند نسبت به حالت متداول
- افزایش چشم‌گیر ضریب بازیافت مخزن در حالت کنترل هوشمند نسبت به حالت متداول
- افزایش چشم‌گیر تولید نفت در روش RSM نسبت به روش تاگوچی که نشان‌دهندهٔ برتری روش RSM در حالت کنترل هوشمند است
- کاهش چشم‌گیر زمان محاسبات با به‌کارگیری روش‌های تاگوچی و RSM نسبت به روش متداول که این فرایند مهم‌ترین بخش مقاله و از جمله اهداف اصلی مقاله است
- تناسب عمل‌کرد شیرهای کنترلی با ناهمگونی‌های مخزنی

تشکر و قدردانی

از آقای دکتر ضیاءالدین شفائی برای کمک و راهنمایی در آشنایی با نرم‌افزار و پژوهشگاه صنعت نفت برای ایجاد محیطی آموزشی و در اختیار قراردادن نرم افزارهای شبیه‌ساز مخزن تشکر و قدردانی می‌شود.

علائم و نشانه‌ها

پاندیس

i : شمارنده تعداد شیر کنترلی هوشمند (i=1,2,3,…,N)

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

پارامترهای مدل ریاضی

W_c: میزان برش آب بر حسب درصد

q_o : حداکثر نفت قابل تولید (bbl/day)

t: مراحل زمانی برای به روز رسانی چاه هوشمند بر حسب سال

Z: تابع هدف (Objective Function)

متغیرهای مدل ریاضی

q_t: میزان جریان کل سیال (bbl/day)

Np : نفت تجمعی (میزان نفت از زمان برداشت تا آخرین تولید (bbl)

Wp: آب تجمعی (میزان آب از زمان برداشت تا آخرین تولید (bbl)

q_{o_i} : میزان جریان نفت خارج شده از هر شیر کنترلی (bbl/day)

W_{c_i}: میزان جریان آب خارج شده از هر شیر کنترلی (bbl/day)

پارامترهای به‌کار گرفته شده در معادلات جریان سیال در شبیه‌ساز مخزن بدین‌صورت تعریف شده است:

۱. ΔP_f : افت فشار ناشی از اصطکاک جریان بر روی لوله (Psi)
۲. L : طول هر قسمت از لوله ما بین شیرهای کنترلی (متر)
۳. D: قطر هر لوله (اینچ)
۴. f : ضریب اصطکاک
۵. ρ_m : چگالی سیال (نفت و آب)
۶. ρ : چگالی Ibm/ft3
۷. μ: گرانروی - μ_o: گرانروی نفت - μ_w : گرانروی آب (cp)
۸. K: تراوایی مطلق - K_w : تراوایی مؤثر آب - K_o: تراوایی مؤثر نفت- K_{rw}: تراوایی نسبی آب (md)
۹. e_z: بردار نقطه‌ای در جهت جاذبه
۱۰. S_w: میزان اشباع آب –S_o : میزان اشباع نفت
۱۱. g: گرانش زمین (۹/۸).

متغیرهای تابع ضرر و زیان تاگوچی

Y: مشخصهٔ کیفی مانند: ابعاد، اندازه،...

Y_0: مشخصهٔ کیفی هدف

K: ضریب ثابتی که وابسته به هزینهٔ ساختار فرآیند ساخت است.

نمادهای شیرهای کنترلی در جدول‌های تحلیل واریانس بدین‌صورت داده شده است:

A=ICV1, B=ICV2, C=ICV3

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

منابع

1. C. Gao, T. Rajeswaran, U. Curtin, E. Nakagawa, "A literature Review on Smart-Well Technology", presented to the SPE 106011 and Operations Symposium held in Oklahoma, U.S.A., 31 March-3 (April 2007).
2. B. Yeten, L. J. Durlofsky, A. Khalid, "Optimization of Smart Well Control", presented to the SPE. Conf,held in Calgary, Alberta ,Canada (November 2002) 4-7.
3. C. Oberwinker, M. Stundner, D. Team, "From real time data to production optimization" presented to the SPE 87008 Asia pacific Conference (March 2004) 29-30.
4. M. M. J. J. Naus, N. Dolle, J.D. Jansen, "Optimization of commingled production using infinitely variable Inflow Control Valves" presented to the SPE 90959 Annual technical Conference and Exhibition, Houston (September 2005) 26-29.
5. B.Yeten, D. R. Brouwer, L. J. Durlofsky, K. Aziz, "Decision analysis under uncertainty for smart well deployment" Journal of petroleum Science & Engineering, 43 (2004) 183-199.
6. I. Aitokhuehi, L. J. Durlofsky, "Optimization the performance of smart wells in complex reservoirs using continuously updated geological models" Journal of petroleum Science & Engineering , 48 (2005) 254-264.
7. S. Taware, M. Sharme, A. H. Alhuthali, A. D. Gupta, "Optimal water flood management under geological uncertainty using accelerated production strategy", presented to the SPE 133882 Annual technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy (September 2010) 19-22.
8. A. H. Alhuthali, A. D. Gupta, B. Yuen, J. P. Fontanilla, "Field applications of waterflood optimization via optimal rate control with smart well" presented to the SPE 118948 Reservoir Simulation Symposium held in The Woodlands, Texas (February 2009) 2-4.
9. G. M. Van Essen, J. D. Jansen, D. R Brouwer, S. G. Douma, K. I. Rollett, D. P. Harris, " Optimization of smart wells in the St. Joseph Field" presented to the SPE 123563 Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia (August 2009) 4-6.
10. A. H. Alhuthali, A. D. Gupta, B. Yuen, J. P. Fontanilla, "Optimal rate under Geologic Uncertainty" presented to the SPE/DOE 113628 improved oil recovery symposium held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A (April 2008) 19-23.

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

11. Y. Shuai, C. D. White, H. Zhang, T. Sun, "Using multiscale regularization to obtain realistic optimal Control Strategies", presented to the SPE 142043 Reservoir Simulation Symposium held in The Woodlands, Texas, USA (February 2011) 21-23.
12. J. C. Moreno, D. Bradley, O. Gurpinar, P. Richter, A. Hussain, M. Shammari, S. Garni, "Optimized workflow for designing complex wells" presented to the SPE 99999 Europec/EAGA conference and Exhibition held in Vienna, Austria (June 2006) 12-15.
13. P. Meun, P. Tondel, J. M. Godhavn, O. M. Aamo, "Optimization of Smart Well production through nonlinear model predictive control" presented to the SPE.Conf and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands (Feb. 2008) 25-27.
14. Z. M. Al-Ghareeb, R. N. Horne, B. B. Yuen, S. H. Shenawi, "Proactive optimization of oil recovery in multilateral wells using real time production data", presented to the SPE 124999 Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, USA (Oct. 2009) 4-7.
15. Z. M. Al-Ghareeb, "Monitoring and control of Smart Wells", MS_c Dissertation, Stanford University (2009) .
16. R. Conejeros, B. Lenoach, "Model-based optimal of dual completion wells" Journal of Petroleum Science and Engineering 43 (2004) 1-14.
17. M. J. Anderson, P. J. Whitcomb, "DOE Simplified: practical tools for effective experimentation", by Productivity, DX7 manual (2000).
18. T. B. Beielstein, M. Chiarandini, L. Paquete, M. Preuss, "Experimental Methods for the Analysis of Optimization Algorithms", Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2010).
19. D. C. Montgomery, "Design and Analysis of Experiments", John Wiley & Sons (2001).
20. R. K. Roy, "A Primer On The TAGUCHI Method", by Van Nostrand Reinhold (1990).
21. H. Singh, P. Kumar, "Optimizing multi-machining characteristics through Taguchi's approach and utility concept", J. Manufact. Technol. Manage. 17 (2006) 255-274.
22. H. Singh, P. Kumar, "Quality optimization of turned parts (En 24 steel) by Taguchi method", Prod. J. 144 (2003) 43-49.
23. A. Aggarwal, H. Singh, P. Kumar, M. Singh, "Optimization power consumption for CNC turned parts using response surface methodology and Taguchi technique-A comparative analysis", Materials Processing Technology 200 (2008) 373-384.

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]

24. R. H. Myers, D. C. Montgomery, "Response Surface Methodology: Process and Product Optimization Using Designed Experiments", by John Wiley & Sons (2002).

25. K. M. Carley, Y. Natalia, N. Y. Kamneva, J. Reminga, "Response Surface Methodology", CASOS Technical Report (2004).

26. J.V. Mehrabani, M.Noaparast, S. M. Mousavi, R. Dehghan, A. Ghorbani, "Process optimization and modeling of sphalerite flotation from a low-grade Zn-Pb ore using response surface methodology", Sphalerite Purification Technology 72 (2010) 242-249.

[Downloaded from ndea10.khu.ac.ir on 2026-11-02]