

بهینه‌سازی تولید نفت در چاه‌های هوشمند با روش طرح آزمایش‌ها

پژوهش‌نفت

سال بیست و دوم
شماره ۷۱

صفحه ۳۸-۵۷، ۱۳۹۱

تاریخ دریافت مقاله: ۹۰/۳/۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۰/۱۲/۱۴

سید علی میرحسینی^{۱*}، مرتضی حسن آبادی^۱، سید مهدیا مطهری^۲ و امیرعباس عسگری^۲

۱- دانشکده ریاضی و علوم کامپیوتر، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

۲- پژوهشکده مطالعات مخازن و توسعه میادین، پژوهشگاه صنعت نفت

a_mirhassani@aut.ac.ir-

مقدمه

طبیعت بسیار ناهمگن مخازن نفتی زیرزمینی منجر به رفتاری متفاوت در تولید نفت در دوره‌های زمانی مختلف می‌شود. برای کنترل بهینه تولید از تکنولوژی چاه هوشمند استفاده می‌شود. شیرهای کنترل هوشمند^۱ از نظر توانمندی در کنترل خروجی سیال به سه دسته باز/ بسته، شیرهای چند حالتی (گسسته) و شیرهایی با بی نهایت حالت (پیوسته) تقسیم می‌شوند. در این مقاله چگونگی تنظیم بهینه شیرهای کنترلی گسسته در یک چاه افقی مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است. استفاده از شیرهای کنترل هوشمند چاه‌های نفتی در مقایسه با روش متداول (غیر کنترلی) مزایای بسیار زیادی دارد که از جمله این مزایا می‌توان به افزایش تولید نفت، کاهش تولید آب، افزایش ضریب بازیافت و کاهش هزینه‌های تولید اشاره کرد [۱-۵]. اولین عملیات کنترل هوشمند در آگوست

چکیده

بهینه‌سازی تولید از میادین هیدروکربوری یکی از دغدغه‌های اصلی مدیریت مخازن نفت و گاز است. در این راستا از تکنولوژی چاه هوشمند که در دهه اخیر توسعه یافته، استفاده می‌شود. از جمله چالش‌های مهم این تکنولوژی، تنظیم بهینه شیرهای کنترلی هوشمند است. در این مقاله با هدف بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی هوشمند، نتایج حاصل با حالت معمولی مقایسه شده است. در این راستا از روش‌های طرح آزمایش‌ها (Taguchi) و سطح پاسخ برای مدل‌سازی و تعیین ارتباط تنظیمات شیرهای کنترلی با مقدار تولید نفت و بهینه‌سازی‌های غیرخطی برای تعیین تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی به منظور پیشینه کردن تولید نفت، کمینه کردن تولید آب و کاهش زمان محاسبات استفاده شده است.

واژه‌های کلیدی: شیرهای کنترل هوشمند، چاه هوشمند، بهینه‌سازی، طرح آزمایش‌ها (Taguchi)، روش سطح پاسخ

1. Intelligent Control Valves (ICV)

مدل ریاضی

برای تعیین عملکرد بهینه شیرهای کنترلی در چاه هوشمند، از یک مدل ریاضی استفاده می‌شود. در این مدل سعی بر این است که با رعایت ضوابط مربوطه، سطح مطلوبیت خروجی هر شیر کنترلی را طوری تعیین کرد که در مجموع تولید نفت بیشینه گردد. در این مدل ریاضی فرض می‌شود که چاه مورد مطالعه دارای N عدد شیر کنترل هوشمند از نوع گسسته با K وضعیت متمایز می‌باشد. هدف، بیشینه کردن تولید نفت تجمعی و کمینه کردن تولید آب تجمعی از طریق تنظیم بهینه شیرهای کنترلی است. منظور از تولید تجمعی، مجموع تولید از زمان شروع تا پایان افق زمانی است. معادله (۱) تابع هدف را در قالب تفاضل تولید نفت و آب تجمعی نشان می‌دهد. میزان نفت و آب تجمعی از تمامی شیرهای کنترلی به ترتیب از معادلات ۲ و ۳ به دست می‌آید. شمارنده i مبین شماره شیر کنترل است. این معادلات نشان می‌دهد که میزان تولید نفت و آب تجمعی تابعی از نرخ تولید سیال (q_{ti} , bbl/day) و برش آب (W_c %) است.

$$Z = \text{MAX} (N_p - W_p) \quad (1)$$

$$N_p = \sum_{i=1}^N q_{ti} (1 - w_{ci}) \quad (2)$$

$$W_p = \sum_{i=1}^N q_{ti} w_{ci} \quad (3)$$

معادله ۴ ارتباط نرخ جریان سیال نفت (q_{oi}) و آب (q_{wi}) با نرخ تولید کل سیال (q_{ti}) را نشان می‌دهد. معادله ۵ درصد برش آب (w_c) را به صورت نسبت نرخ جریان سیال آب (q_{wi}) به نرخ جریان تولید کل سیال (q_{ti}) را بیان می‌کند.

$$q_{ti} = q_{oi} + q_{wi} \quad (4)$$

$$w_c = \sum_{i=1}^N q_{wi} / \sum_{i=1}^N q_{ti} \quad (5)$$

تابع هدف باید با توجه به محدودیت‌های ۶ و ۷ بیشینه شود. معادله ۶ تضمین می‌کند که مجموع نفت تولیدی از شیرهای کنترلی کمتر یا مساوی مقدار ثابت (q_o (bbl/day) باشد. معادله

۱۹۹۷ در دریای شمال انجام شد. تاکنون در بیش از ۳۰۰ مورد از مخازن زیر زمینی نفتی، سیستم کنترل هوشمند نصب شده است. این عملیات زمینه اصلی بهینه‌سازی در چاه‌های هوشمند را فراهم کرده است [۱]. در سال ۲۰۰۲ بهینه‌سازی شیرهای کنترلی برای اولین بار با روش گرادیان مزدوج^۱ مورد بررسی قرار گرفت [۲]. این روش تا سال ۲۰۱۱ برای بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی در اکثر پژوهش‌ها به کار رفته است [۶-۱۱]. در سال ۲۰۰۶ از روش شبکه عصبی برای تنظیم بهینه شیرهای کنترلی استفاده گردید [۱۲]. در سال ۲۰۰۸ الگوریتمی برای بهینه‌سازی تولید نفت مخازن با به کارگیری چاه هوشمند ارائه شد که برای حل مدل ریاضی، با هدف بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی، از روش چند مرحله‌ای شبه نیوتنی^۲ استفاده شده است [۱۳]. در سال ۲۰۰۹ الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی در چاه‌های هوشمند مورد استفاده قرار گرفته است [۱۴ و ۱۵].

بیان مسأله

تولید نفت از مخازن نفتی با عدم قطعیت همراه است که عمدتاً ناشی از عدم شناخت کامل از وضعیت مخزن به دلیل ناهمگونی‌های آن می‌باشد. به همین دلیل 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. به کارگیری الگوریتم‌های بهینه‌سازی برای تعیین تنظیمات این شیرها مستلزم حل معادلات دیفرانسیل با مشتقات جزئی است که ساختاری غیرخطی دارند. حل این معادلات در شرایط مخزن حتی با استفاده از نرم‌افزارهای شبیه‌ساز مخزن، زمان بر و پرهزینه است. از این رو باید به دنبال راه حل‌هایی بود که با خطای کم و رعایت قیود حاکم بر مسأله، از جمله میزان تولید نفت بهینه و محدودیت‌های سطح الارضی فراورش نفت از آب با توجه به پارامتر برش آب، بتوان بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی را در دوره‌های زمانی مختلف تولید انجام داد.

1. Conjugate Gradient

2. Multi-step Quasi-newton (SSMQN) Method

معادله ۱۵ ارتباط نرخ جریان سیال با سطح مقطع شیرهای کنترلی را نشان می‌دهد. سطح مقطع شیرهای کنترلی (A_c) با سرعت سیال (V_c) رابطه عکس و با جریان سیال رابطه مستقیم دارد. سطح مقطع A_c را می‌توان با معادله ۱۶ محاسبه کرد.

$$0 \leq A_c = \frac{A_{choke}}{A_{total}} \leq 1 \quad (16)$$

در معادله ۱۶، A_{total} سطح مقطع شیرهای کنترلی در حالت کاملاً باز و A_{choke} سطح مقطع شیرهای کنترلی است که به عنوان متغیر باید تنظیم شوند [۱۶].

روش‌های طرح آزمایش

طرح آزمایش^۱ به سلسله آزمون‌هایی اطلاق می‌شود که عوامل مؤثر بر یک فرآیند و میزان تأثیر آنها را مشخص می‌کند [۱۷ و ۱۸]. انواع طرح آزمایش را می‌توان به دو روش فاکتوریل کامل^۲ و فاکتوریل جزئی^۳ (کسری) تقسیم کرد. روش تاگوچی^۴ و سطح پاسخ^۵ (RSM)، جزء روش‌های فاکتوریل جزئی هستند که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته‌اند [۱۹].

روش طرح آزمایش تاگوچی

روش طرح آزمایش تاگوچی یک ابزار بسیار مهم برای طراحی‌های استوار^۶ است. تاگوچی، یک روش ساده و سیستماتیک برای بهینه‌سازی عملکرد، کیفیت و هزینه عوامل ارائه داده است [۲۰].

تابع مورد استفاده در مدل ریاضی به روش تاگوچی به شکل معادله ۱۷ می‌باشد، که به تابع ضرر و زیان^۷ تاگوچی معروف است.

$$L(Y) = K(Y - Y_0)^2 \quad (17)$$

در این معادله ($Y - Y_0$) نشان دهنده انحراف مشخصه کیفی Y

۷ درصد برش آب در سیال تولید شده از چاه مجهز به شیرهای کنترلی را به مقدار ثابت W_c / محدود می‌کند.

$$\sum_{i=1}^N q_{oi} \leq q_o \quad (6)$$

$$W_c \leq W_{c0} \quad (7)$$

جریان سیال آب و نفت در محیط متخلخل مخزن به شکل معادلات دیفرانسیل با مشتقات جزئی در معادلات ۸ و ۹ ارائه شده است. از حل این معادلات در هر گرید مخزنی و در هر فاصله زمانی، میزان اشباع سیال نفت و آب به دست می‌آید. نرخ جریان سیال نفت و آب تابعی از میزان اشباع نفت و آب در محیط متخلخل مخزن است که در معادلات ۱۰ تا ۱۲ معرفی شده است.

$$\nabla \cdot \left[\left(\frac{\rho_o k k_{ro}}{\mu_o} \right) (\nabla p_o - \rho_o g \nabla e_z) \right] = \phi \frac{\partial (\rho_o S_o)}{\partial t} \quad (8)$$

$$\nabla \cdot \left[\left(\frac{\rho_w k k_{rw}}{\mu_w} \right) (\nabla p_w - \rho_w g \nabla e_z) \right] = \phi \frac{\partial (\rho_w S_w)}{\partial t} \quad (9)$$

$$S_w + S_o = 1 \quad (10)$$

$$q_o = f(s_o) \quad (11)$$

$$q_w = f(s_w) \quad (12)$$

معادلات فوق در شرایطی حاکم است که شیرهای کنترلی کاملاً باز باشند. برای ارزیابی اثر میزان باز و بسته بودن شیرها، از معادلات دیگری 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 می‌شود که در معادله ۱۳ 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 به علاوه 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 محاسبه می‌شود.

$$P_i = \Delta P_c + \Delta P_f \quad (13)$$

$$\Delta P_c = C_u \rho \frac{V_c^2}{2C_v} \quad (14)$$

معادله 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.

$$V_c = \frac{q_t}{A_c} \quad (15)$$

1. Design of Experimental (DOE)
2. General Factorial Design
3. Fractional Factorials Design
4. Taguchi Method
5. Response Surface Method (RSM)
6. Robust Design
7. Loss Function

آزمایش، از جدول تحلیل واریانس^۴ استفاده می‌شود. در این جدول مشخص می‌شود که تأثیر کدام عامل در سطح دقت داده شده (α) معنی‌دار می‌باشد. تجزیه و تحلیل واریانس برای یک طرح دو عاملی در جدول ۱ داده شده است.

$$SSE = \sum_{i=1}^N e_i^2 = \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (19)$$

$$SSR = \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2 = \frac{\left[\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \right]^2}{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} \quad (20)$$

$$\frac{SSR}{SSE} \approx F_{value} \quad (21)$$

در جدول ۱ منظور از درجه آزادی، ضریب وزنی هر فاکتور است که در مدل در نظر گرفته شده است [۲۶].

تحلیل نتایج مشخصات مخزن

میدان مورد مطالعه در این مقاله یک مخزن طاقدیسی متقارن ماسه سنگی ناهمگون با کانال پرتخلخل و تراوایی بالا است. این مخزن دارای ابعاد $4 \times 4 \text{ km}^2$ و ضخامت ۵۰ m است. این مخزن کلاهک گازی ندارد و دارای آبدهی قوی است. خصوصیات مخزن مورد مطالعه در جداول ۲ و ۳ ارائه شده است. شکل ۱ نمای سه بعدی از چاه هوشمند مجهز به شیرهای کنترلی را به صورت گرافیکی نشان می‌دهد.

از مقدار هدف آن Y_0 است [۲۱ و ۲۲].

به منظور رفع این مشکل، روش طرح آزمایش سطح پاسخ را مورد مطالعه و بررسی قرار داده‌ایم.

روش طرح آزمایش سطح پاسخ

روش سطح پاسخ مجموعه‌ای از روش‌های ریاضی و آماری برای مدل‌سازی و آنالیز مسأله است. از این روش زمانی استفاده می‌شود که پاسخ مسأله (هدف) تحت تأثیر چندین عامل مستقل (ورودی) قرار دارد و هدف بهینه‌سازی این پاسخ است. در این روش چگونگی روابط بین یک یا چند پاسخ با استفاده از تأثیر عوامل مستقل اندازه‌گیری می‌شود. با توجه به ماهیت غیرخطی مدل ریاضی حاکم بر مسأله، برای بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی از مدل درجه دوم روش سطح پاسخ استفاده می‌شود [۲۳ و ۲۴]. معادله ۱۸ یک مدل عمومی درجه دوم را نشان می‌دهد.

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_{11} x_1^2 + \beta_{22} x_2^2 + \beta_{12} x_1 x_2 + \varepsilon \quad (18)$$

سه طرح کاربردی مرکب مرکزی^۱، باکس بنکن^۲ و دهلرت^۳ در برآزش مدل مرتبه دوم در روش سطح پاسخ به کار می‌رود. هر سه روش فوق بر پایه ترکیبی از طرح‌های فاکتوریل کامل و فاکتوریل جزئی ساخته شده‌اند [۲۵].

اعتبار سنجی مدل در روش‌های طرح آزمایش

برای آنالیز پارامترها در مدل حاصل از روش طراحی

جدول ۱- تحلیل واریانس برای یک طرح دو عاملی

منبع تغییرات	مجموع مربعات	درجه آزادی	مربع حسابی	F_0
A	SS_A	a-1	$MS_A = \frac{SS_A}{a-1}$	$F_0 = \frac{MS_{Factor}}{MS_E}$
B	SS_B	b-1	$MS_B = \frac{SS_B}{b-1}$	
تداخل	SS_{AB}	(a-1)(b-1)	$MS_{AB} = \frac{SS_{AB}}{(a-1)(b-1)}$	
خطا	SS_E	ab(n-1)	$MS_E = \frac{SS_E}{ab(n-1)}$	
مجموع	SS_T	abn-1		

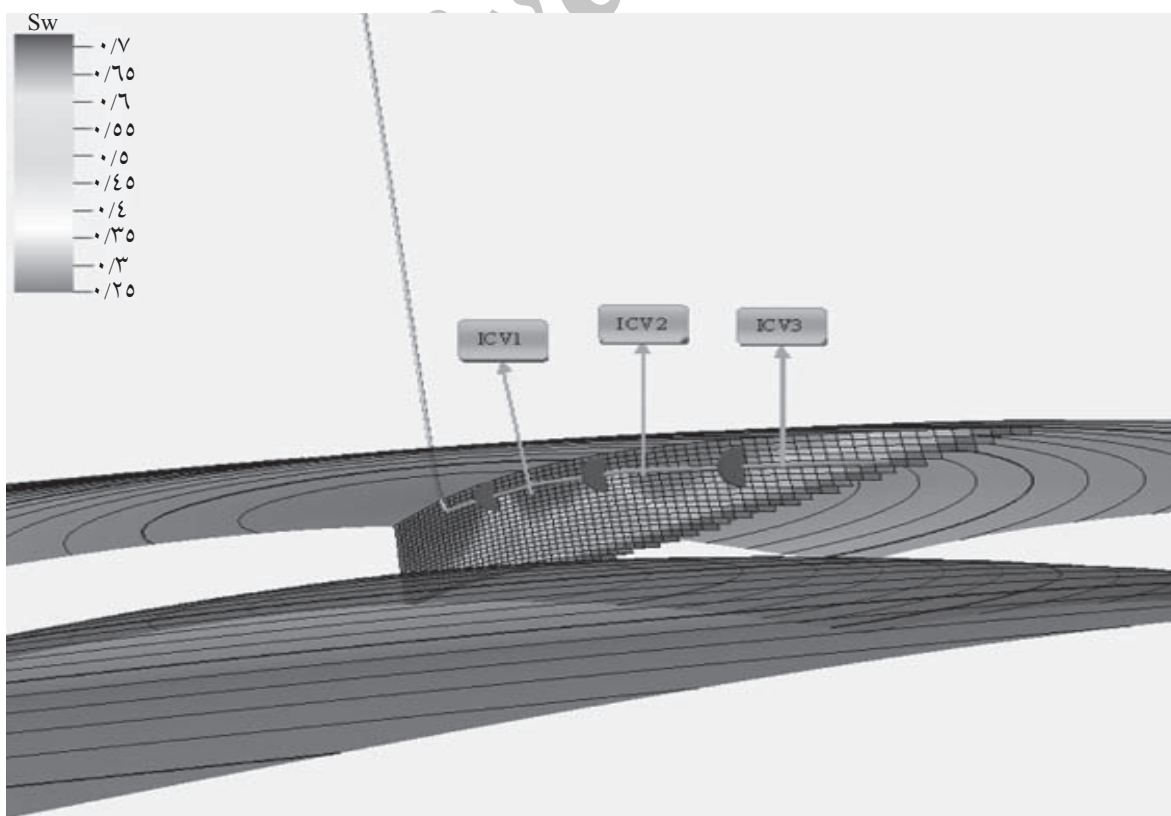
1. Central Composite Design (CCD)
2. Box-Behnken Design (BBD)
3. Doehlert Design
4. Analysis of Variance (ANOVA)
5. Significant

جدول ۲- خصوصیات مدل مخزن مورد مطالعه

نوع محیط متخلخل مخزن	کانال ماسه‌ای
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 مورد مطالعه

۱۷۰	دمای مخزن ($^{\circ}F$)	۱/۱۱۲	ضریب حجمی سازند (Rbbl/stb)
۳/۸	ویسکوزیته نفت (cp)	۰/۱۷۲	نسبت گاز به نفت (mcf/STB)
۱۲	متوسط تخلخل ماتریس (%)	-۱۱۸۰۸	عمق مینا (ftss)
۶۴	درصد متوسط اشباع نفت (%)	۵۰۰۰	فشار متوسط مخزن در عمق مینا (psi)
5×10^{-6}	تراکم‌پذیری سنگ مخزن (l/psi)	۵۳	دانسیته نفت (lb/ft^3)
۱۷	متوسط تراوایی در محور افقی (md)	-۱۱۸۰۸	عمق تماس آب-نفت (ftss)
۳/۵	متوسط تراوایی در محور عمودی (md)	۳۵	$^{\circ}API$



شکل ۱- نمایش سه بعدی مخزن و چاه افقی هوشمند مجهز به سه شیر کنترلی

و شکل ۲-ج و همچنین میزان تخلخل در شکل ۳ رسم شده است. به علاوه مشخصات مخزن مورد مطالعه در جدول ۳ توصیف شده است.

مهم‌ترین مشخصه مخزن، میزان تراوایی و تخلخل آن است. میزان تراوایی در سه بعد فضای مخزنی بر روی محورهای X، Y و Z به ترتیب در شکل‌های ۲-الف، ۲-ب



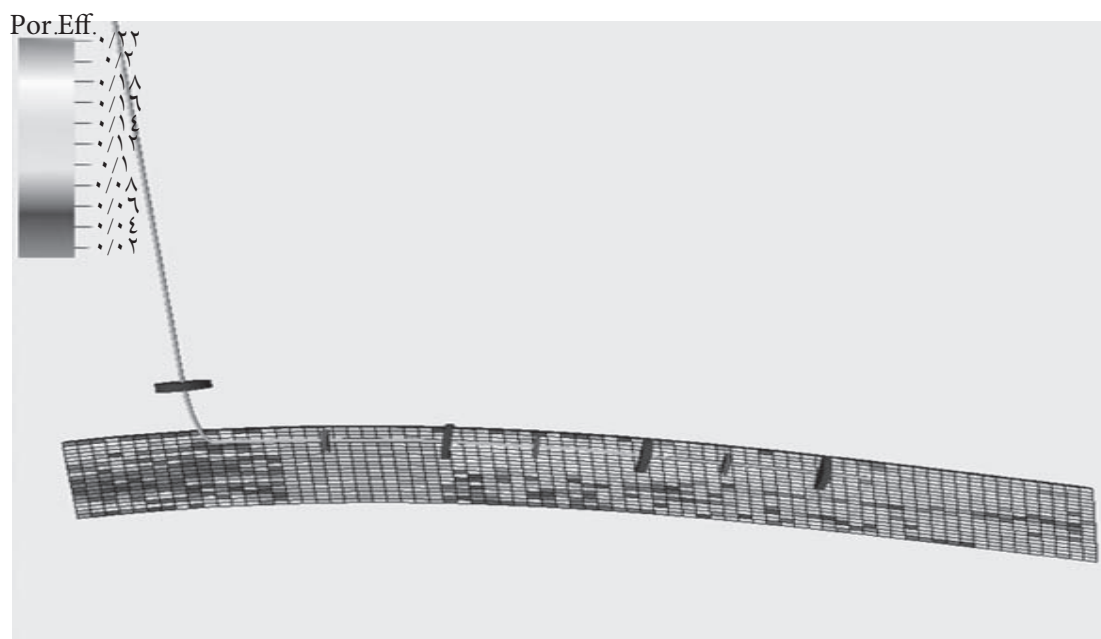
شکل ۲-الف) مقطع عرضی توزیع تراوایی مخزن (روی محور X)



شکل ۲-ب) مقطع عرضی توزیع تراوایی مخزن (روی محور Y)



شکل ۲-ج) مقطع عرضی توزیع تراوایی مخزن (روی محور Z)



شکل ۳- مقطع عرضی توزیع تخلخل مخزن

به روز رسانی می‌شود، مورد مطالعه قرار گرفته است. برای پیاده‌سازی مدل ریاضی چاه هوشمند، قیود ۶ و ۷ با شرایط زیر لحاظ شده است. میزان برش آب مجاز کمتر یا مساوی ۶۰٪ و مجموع کل جریان نفت تولیدی از شیرهای کنترلی حداکثر برابر با ۳۰۰۰ bbl/day است. میزان برش آب با توجه به محدودیت تأسیسات سطح‌الارضی جداسازی آب از نفت و محدودیت تولید روزانه نفت بر اساس مطالعات و تحلیل نفت موجود در مخزن، توسط کارشناسان تعیین شده است.

نحوه انجام آزمایش‌ها

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

با توجه به وجود سه شیر کنترلی پنج حالتی در این چاه هوشمند، روش تاگوچی با کمک آرایه‌های متعامد (L_{25}) مجموع تمام حالت‌های ممکن، یعنی ۱۲۵ آزمایش در حالت فاکتوریل کامل ($5^3=125$) را به ۲۵ آزمایش کاهش داد که نتایج آن در دوره زمانی اول (۰ تا ۲ سال) در جدول ۵ ارائه شده است.

اعتبار سنجی مدل حاصل از روش تاگوچی

جدول تحلیل واریانس روش تاگوچی بر روی میزان نفت و آب جمع‌ی تولیدی از هر شیر کنترلی در دوره زمانی اول در جداول ۶ و ۷ داده شده است.

مخزن فوق، دارای یک چاه نفتی افقی است. بخش افقی این چاه به طول ۱۴۰۰ m، مجهز به سه شیر کنترل هوشمند است که فاصله شیرها از یکدیگر حدود ۴۰۰ m است. شیر کنترلی اول در پاشنه^۱، شیر کنترلی دوم در وسط و شیر کنترلی سوم در پنجه^۲ چاه نصب شده است. برای شیرهای کنترلی که در این جا به صورت گسسته به کار گرفته شده، پنج حالت متفاوت مطابق با جدول ۴ فرض می‌شود. سطح مقطع هر شیر کنترلی در بازه (۰ و ۰/۰۲۲) بر حسب فوت مربع است. یعنی حالت کاملاً باز شیر کنترلی ۰/۰۲۲ ft² و حالت کاملاً بسته آن صفر فوت مربع است (برای راحتی در محاسبات حالت کاملاً باز معادل ۱ و بقیه حالت‌ها نسبت به بازه (۱ و ۰) در نظر گرفته می‌شود).

جدول ۴- وضعیت پنج‌گانه سطح مقطع در شیرهای کنترل هوشمند

حالت سطح مقطع ICV(s)	F ^۲
۱	کاملاً بسته ۰
۲	۰/۳* (۰/۰۲۲)
۳	۰/۵* (۰/۰۲۲)
۴	۰/۸* (۰/۰۲۲)
۵	کاملاً باز ۱* (۰/۰۲۲)

در این مقاله برداشت از مخزن نفت از طریق یک چاه هوشمند در بازه زمانی ده ساله که در هر دوره دو ساله

1. Heel
2. Toe

جدول ۵- آزمایش‌های تاگوچی (دوره زمانی اول)

اجرا	موقعیت ICV1	موقعیت ICV2	موقعیت ICV3	تجمع نفت (MMbbbl)	تجمع آب (MMbbbl)
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	۴/۴۲	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

جدول ۶- جدول تحلیل واریانس برای مدل نفت تجمعی در روش تاگوچی (دوره زمانی اول)

منبع	مجموع مربعات	درجه آزادی	مربع حسابی (متوسط)	F Value	P-Value Prob>F	-
Model	۲/۵۶۶ E +۰۲۸	۱۲	۲/۱۳۹ E +۰۲۷	۳۲/۰۶	۰/۰۰۰۱>	معنی‌دار
A-A	۱/۵۳۵ E +۰۲۸	۴	۳/۸۳۷ E +۰۲۷	۵۷/۵۲	۰/۰۰۰۱>	-
B-B	۲/۱۵۳ E +۰۲۷	۴	۵/۳۸۱ E +۰۲۶	۸/۰۷	۰/۰۰۲۱	-
C-C	۸/۱۶۴ E +۰۲۶	۴	۲/۰۴۱ E +۰۲۷	۳۰/۶۰	۰/۰۰۰۱>	-
Residual	۸/۰۰۵ E +۰۲۶	۱۲	۶/۶۷۱ E +۰۲۵۷	-	-	-
Cor Total	۲/۶۴۷ E +۰۲۸	۲۴	-	-	-	-

جدول ۷- جدول تحلیل واریانس برای مدل آب تجمعی در روش تاگوچی (دوره زمانی اول)

منبع	مجموع مربعات	درجه آزادی	مربع حسابی (متوسط)	F Value	P-Value Prob>F	-
مدل	۲/۶۴۸ E +۰۲۵	۱۲	۲/۲۰۷ E +۰۲۴	۲۵/۶۷	< ۰/۰۰۰۱	معنی دار
A-A	۹/۸۷۵ E +۰۲۴	۴	۲/۴۶۹ E +۰۲۴	۲۸/۷۱	< ۰/۰۰۰۱	-
B-B	۳/۰۴۹ E +۰۲۴	۴	۷/۶۲۴ E +۰۲۳	۸/۸۷	۰/۰۰۱۴	-
C-C	۱/۵۶ E +۰۲۵	۴	۳/۳۹۰ E +۰۲۴	۳۹/۴۲	< ۰/۰۰۰۱	-
باقیمانده	۱/۰۳۲ E +۰۲۴	۱۲	۸/۵۹۹ E +۰۲۲	-	-	-
Cor Total	۲/۷۵۲ E +۰۲۵	۲۴	-	-	-	-

این بردار نشان می‌دهد که شیر اول کاملاً بسته، شیر دوم کاملاً باز و شیر سوم فقط ۰/۳ باز است.

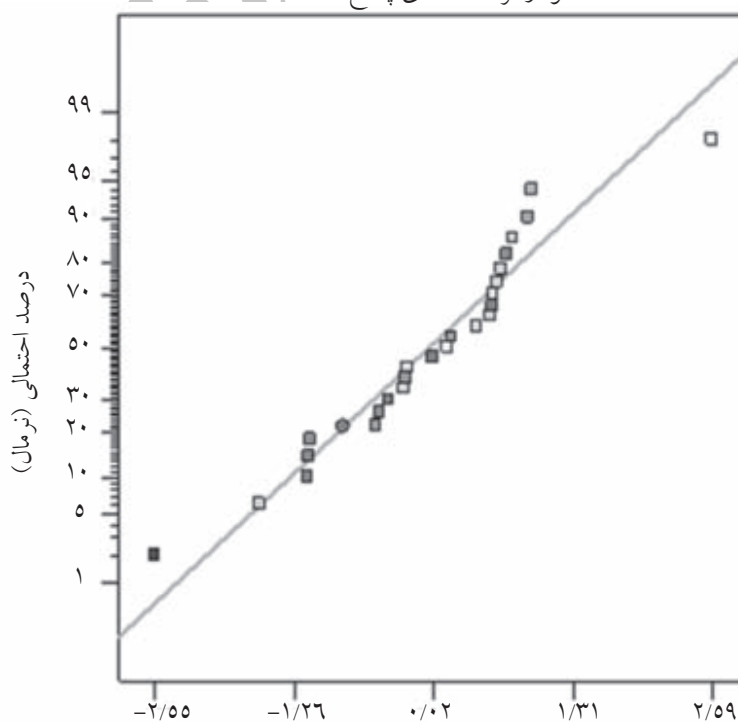
بر این اساس در دوره زمانی اول، برآورد تولید نفت و آب تجمعی از روش تاگوچی به ترتیب معادل ۴/۳۴ و ۴/۵۹ میلیون بشکه به دست آمده که دارای خطای ۲٪ در مقایسه با نتایج به دست آمده از شبیه ساز مخزن با تنظیمات مشابه است. این مقدار خطا نشان دهنده نزدیک بودن مدل پیش‌بینی تاگوچی به جواب بهینه مسأله می‌باشد.

این جداول نشان می‌دهد که با مدل نفت و آب تجمعی مذکور، دقت $\alpha=95\%$ معنی دار می‌باشند.

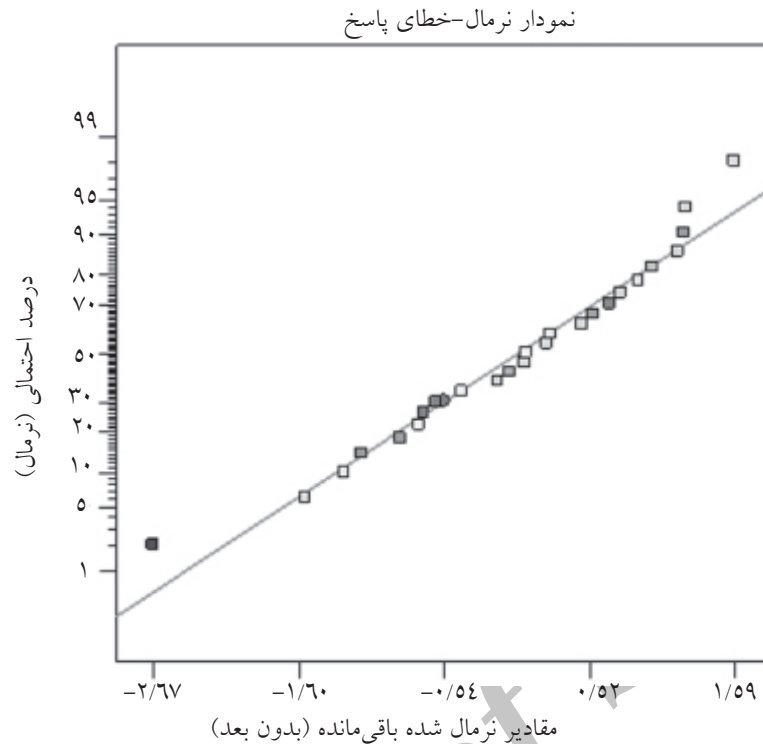
نمودارهای احتمال نرمال-خطای نفت و آب تجمعی در شکل‌های ۴ و ۵ رسم شده است. این دو نمودار دقت بالای مدل‌های نفت و آب تجمعی به روش تاگوچی را نشان می‌دهد. تنظیمات پیشنهادی روش تاگوچی برای تولید مناسب نفت و آب تجمعی در دوره زمانی اول به شرح ذیل می‌باشد:

$$(ICV=1, ICV=5, ICV3=2)$$

نمودار نرمال-خطای پاسخ



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



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

نفت تجمعی در روش متداول ۲۵٪ افزایش یافته است.

نتایج حاصل از حل مدل ریاضی با روش سطح پاسخ

روش سطح پاسخ با به کارگیری طرح مرکب مرکزی (CCD)، تعداد ۱۲۵ آزمایش در حالت فاکتوریل کامل را به ۲۰ آزمایش کاهش داد که این آزمایش‌ها برای دوره زمانی اول در جدول ۹ ارائه شده است.

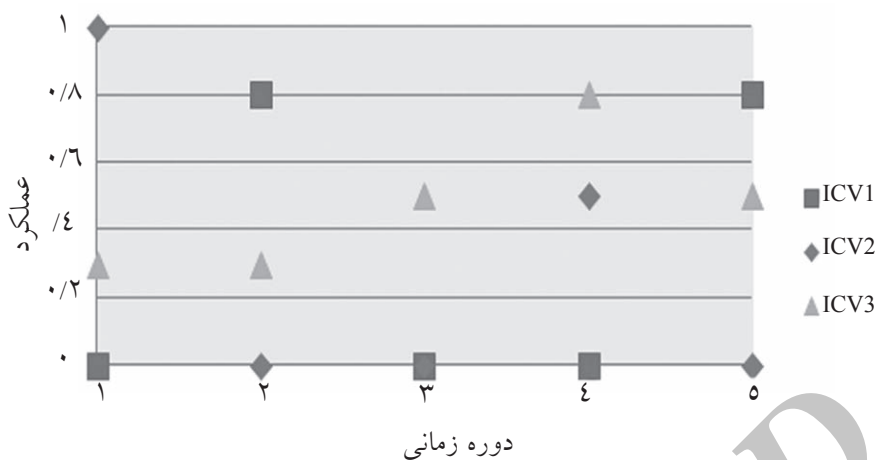
اعتبار سنجی مدل حاصل از روش سطح پاسخ

تحلیل واریانس روش سطح پاسخ بر روی میزان نفت و آب تجمعی تولیدی از هر شیر در دوره زمانی اول در جداول ۱۰ و ۱۱ داده شده است.

تنظیمات بهینه به دست آمده با استفاده از روش تاگوچی در دوره زمانی اول تا پنجم در جدول ۸ و شکل ۶ داده شده است. در انتهای دوره 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 می‌رسد. با توجه به محدودیت‌های در نظر گرفته شده برای مدل مخزن، در انتهای افق زمانی ۱۰ ساله در روش معمول (عدم به کارگیری شیرهای کنترلی) میزان نفت تجمعی ۳/۷۰ و آب تجمعی ۳/۲۰ میلیون بشکه به دست آمده است. میزان نفت تجمعی در روش تاگوچی در پایان دوره زمانی پنجم (در سال دهم) در مقایسه با میزان

جدول ۸- تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در ۵ دوره متفاوت روش طرح آزمایش تاگوچی

دوره زمانی	موقعیت‌های بهینه شیرهای کنترلی		
	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 دوره زمانی متوالی به روش تاگوشی

جدول ۹- آزمایش‌های سطح پاسخ با طرح (CCD) (دوره زمانی اول)

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

جدول ۱۰- جدول تحلیل واریانس برای مدل نفت تجمعی در روش سطح پاسخ (دوره زمانی اول)

منبع	مجموع مربعات	درجه آزادی	مربع حسابی (متوسط)	F Value	P-Value Prob>F	-
مدل	۴/۳۱۵ E +۰۱۱	۹	۴/۷۹۴ E +۰۱۰	۸/۷۸	۰/۰۰۱۱	با اهمیت
A-ICV1	۵/۵۰۰ E +۰۱۰	۱	۵/۵۰۰ E +۰۱۰	۱۰/۰۸	۰/۰۰۹۹	
B-ICV2	۲/۹۶۷ E +۰۱۰	۱	۲/۹۶۷ E +۰۱۰	۵/۴۳	۰/۰۴۲۰	
C-ICV3	۷/۸۸۶ E +۰۱۰	۱	۷/۸۸۶ E +۰۱۰	۱۴/۴۵	۰/۰۰۳۵	
AB	۶/۲۲۰ E +۰۱۰	۱	۶/۲۲۰ E +۰۱۰	۱۱/۴۰	۰/۰۰۷۱	
AC	۱/۷۰۹ E +۰۰۷	۱	۱/۷۰۹ E +۰۱۰	۳/۱۳۱ E +۰۰۳	۰/۹۵۶۵	
BC	۸/۲۹۱ E +۰۰۸	۱	۸/۲۹۱ E +۰۱۰	۰/۱۵	۰/۷۰۴۹	
A ²	۹/۰۰۲ E +۰۱۰	۱	۹/۰۰۲ E +۰۱۰	۱۶/۴۹	۰/۰۰۲۳	
B ²	۸/۹۵۳ E +۰۱۰	۱	۸/۹۵۳ E +۰۱۰	۱۶/۴۰	۰/۰۰۲۳	
C ²	۶/۶۵۳ E +۰۱۰	۱	۶/۶۵۳ E +۰۱۰	۱۲/۰۲	۰/۰۰۶۰	
باقیمانده	۵/۵۴۹ E +۰۱۰	۱۰	۵/۴۵۹ E +۰۱۰	-	-	
Lack of Fit	۵/۴۵۹ E +۰۱۰	۵	۱/۰۹۲ E +۰۱۰	-	-	
خطا	۰/۰۰۰	۵	۰/۰۰۰	-	-	
Cor Total	۴/۸۶۱ E +۰۱۱	۱۹	-	-	-	

جدول ۱۱- جدول تحلیل واریانس برای مدل آب تجمعی در روش سطح پاسخ (دوره زمانی اول)

منبع	مجموع مربعات	درجه آزادی	مربع حسابی (متوسط)	F Value	P-Value Prob>F	-
مدل	۳/۴۷۸ E +۰۱۲	۹	۳/۸۶۵۲ E +۰۱۱	۱۸/۶۴	۰/۰۰۰۱	با اهمیت
A-ICV1	۲/۵۸۰ E +۰۱۱	۱	۲/۵۸۰ E +۰۱۱	۱۲/۴۵	۰/۰۰۵۵	
B-ICV2	۵/۶۱۰ E +۰۱۱	۱	۵/۶۱۰ E +۰۱۱	۲۷/۰۷	۰/۰۰۰۴	
C-ICV3	۲/۵۲۲ E +۰۱۱	۱	۲/۵۲۲ E +۰۱۱	۱۲/۱۷	۰/۰۰۵۸	
AB	۸/۱۶۲ E +۰۱۱	۱	۸/۱۰۲ E +۰۱۱	۳۹/۰۸	۰/۰۰۰۱	
AC	۶/۷۹۱ E +۰۰۷	۱	۶/۷۹۱ E +۰۰۷	۳/۲۷۶ E +۰۰۳	۰/۹۵۵۵	
BC	۳/۹۹۸ E +۰۰۹	۱	۳/۹۹۸ E +۰۰۹	۰/۱۹	۰/۶۶۹۹	
A ²	۶/۳۹۶ E +۰۱۱	۱	۶/۳۹۶ E +۰۱۱	۳۰/۸۶	۰/۰۰۰۲	
B ²	۹/۸۵۱ E +۰۱۱	۱	۹/۸۵۱ E +۰۱۱	۴۷/۵۲	۰/۰۰۰۱	
C ²	۲/۴۱۹ E +۰۱۱	۱	۲/۴۱۹ E +۰۱۱	۱۱/۶۷	۰/۰۰۶۶	
باقیمانده	۲/۰۷۳ E +۰۱۱	۱۰	۲/۰۷۳ E +۰۱۰	-	-	
Lack of Fit	۲/۰۷۳ E +۰۱۱	۵	۴/۱۴۶۳ E +۰۱۰	-	-	
خطا	۰/۰۰۰	۵	۰/۰۰۰	-	-	
Cor Total	۳/۶۸۵ E +۰۱۲	۱۹	-	-	-	

$$W_p = F_{Water}(A, B, C) = 6732000 + 137500A - 202700B + 135900C - 318200A \times B - 2913/62 A \times C - 22353/87 \times B \times C - 94210700A^2 - 261500B^2 - 129600C^2 \quad (23)$$

نمودار حاصل از مدل ریاضی تولید نفت تجمعی از روش سطح پاسخ برای شیرهای A و B در شکل ۹-الف و نمودار حاصل از مدل ریاضی تولید آب تجمعی برای شیرهای A و B در شکل ۹-ب رسم شده است. تنظیمات پیشنهادی روش سطح پاسخ برای تولید مناسب نفت و آب تجمعی در دوره زمانی اول که از بیشینه کردن تابع $(F_{oil} - F_{Water})$ به دست آمده، به شرح ذیل می باشد:

$$(ICV1=4, ICV2=4, ICV3=4)$$

این بردار نشان می دهد که شیر اول، شیر دوم و شیر سوم همه در حالت ۰٫۸ باز هستند.

بر این اساس در دوره زمانی اول برآورد تولید نفت و آب تجمعی از روش سطح پاسخ به ترتیب معادل ۵٫۴۴ و ۵٫۹۸ میلیون بشکه به دست آمده که دارای خطای ۱/۷٪ در مقایسه با نتایج حاصله از شبیه ساز مخزن با تنظیمات مشابه است. این مقدار خطا نشان دهنده نزدیک بودن مدل پیش بینی شده سطح پاسخ به جواب بهینه مسأله است.

تنظیمات بهینه در روش سطح پاسخ در دوره زمانی اول تا پنجم در جدول ۱۲ و شکل ۱۰ داده شده است.

مطابق اطلاعات این جداول، مدل نفت و آب تجمعی، با دقت $\alpha=95\%$ معنی دار می باشند. بر اساس مدل ارائه شده، تعامل پارامترها در قالب AC (شیر کنترلی اول و سوم) و BC (شیر کنترلی دوم و سوم) قابل اغماض است.

نمودارهای احتمال نرمال-خطای نفت و آب تجمعی در شکل های ۷ و ۸ رسم شده است. این دو نمودار نشان دهنده دقت بالای آماری مدل های نفت و آب تجمعی به روش سطح پاسخ هستند.

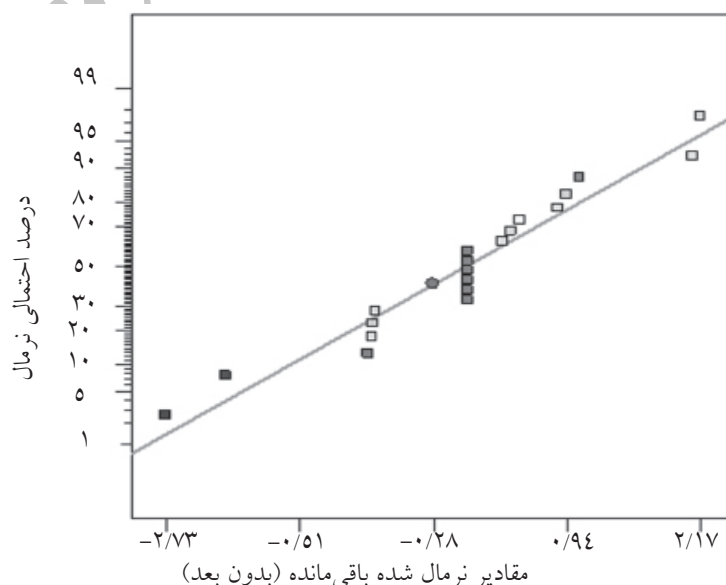
مزیت روش سطح پاسخ به روش تاگوچی در ارائه یک مدل ریاضی از رفتار شیرهای کنترلی می باشد که روش تاگوچی فاقد چنین مدلی است.

برای بهینه سازی مدل ریاضی ارائه شده با روش سطح پاسخ از الگوریتم های بهینه سازی برنامه ریزی غیرخطی مرتبه دوم^۱ (QP) استفاده شده است.

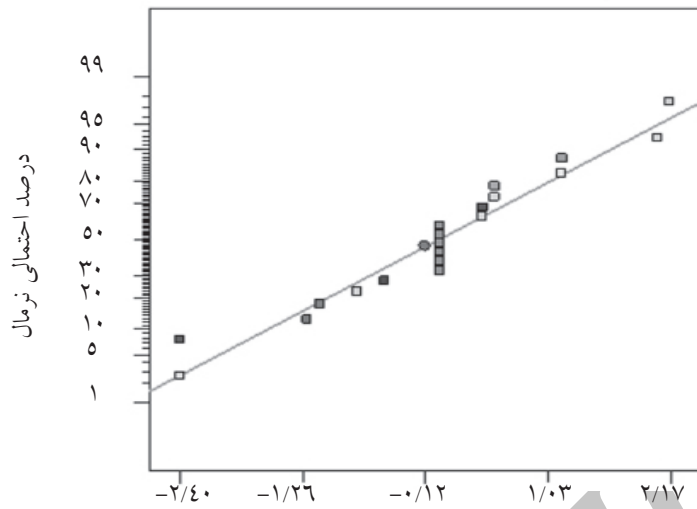
مدل ریاضی نفت تجمعی در روش سطح پاسخ به شرح زیر است:

$$N_p = F_{oil}(A, B, C) = 5629000 + 63461/27 A - 46606/90 B + 75987/75 C - 88179 A \times B - 1461/62 A \times C - 10180/25 \times B \times C - 79035/94 A^2 - 78817/53 B^2 - 67483/93 C^2 \quad (22)$$

مدل ریاضی آب تجمعی در روش سطح پاسخ به صورت رابطه زیر است:



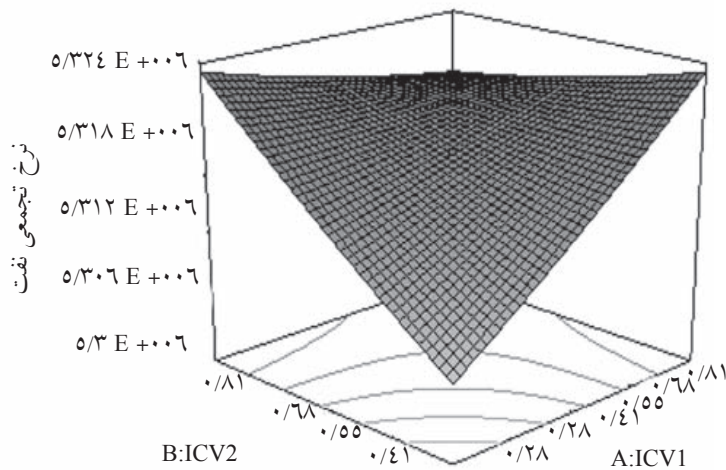
شکل ۷- نمودار نرمال-خطای پاسخها در مدل نفت تجمعی به روش سطح پاسخ (دوره زمانی اول)



مقادیر نرمال شده باقی مانده (بدون بعد)

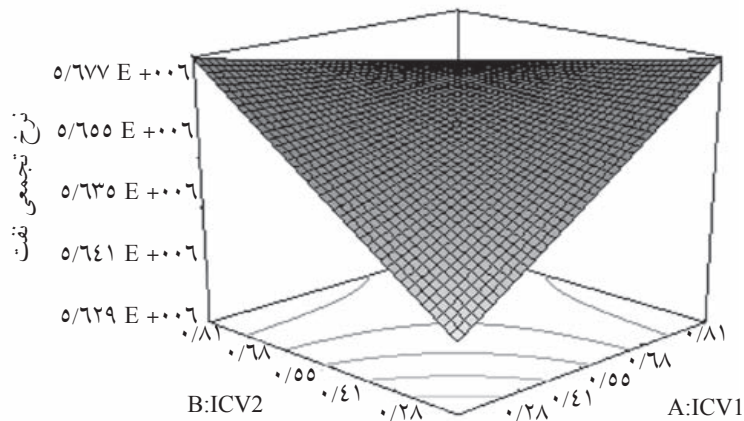
شکل ۸- نمودار نرمال- خطای پاسخ‌ها در مدل آب تجمعی به روش سطح پاسخ (دوره زمانی اول)

نرخ تجمعی نفت
 $5/32214 E + 006$
 $5/19729 E + 006$
 $x1=A:ICV1$
 $x2=B:ICV2$
 Actual Factor
 $C:ICV3=0/55$



شکل ۹-الف- نمودار مدل نفت تجمعی برای ICV1 و ICV2 به روش سطح پاسخ (دوره زمانی اول)

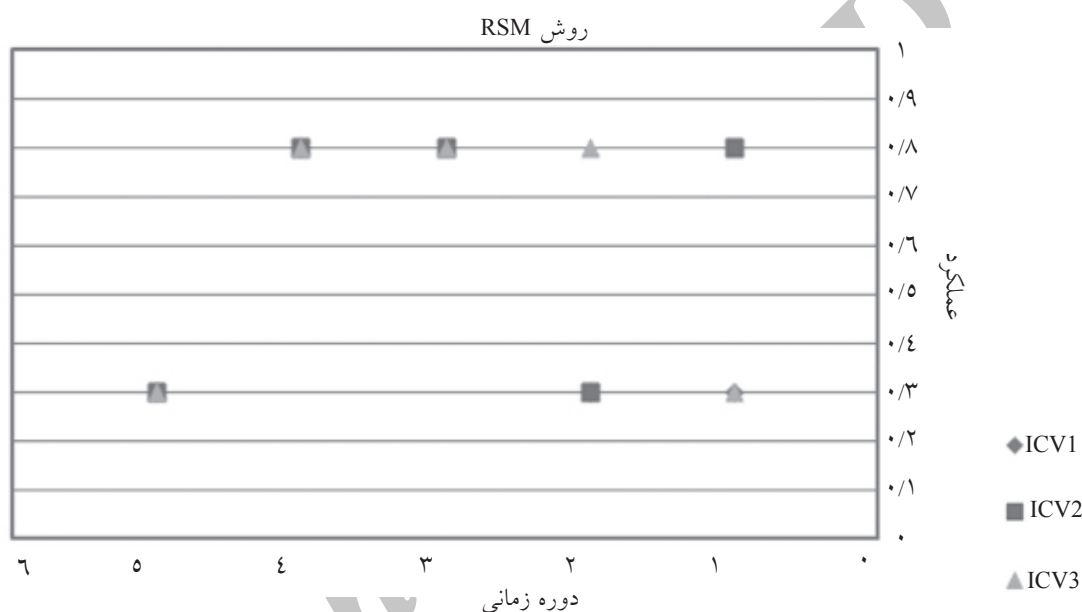
نرخ تجمعی نفت
 $5/63709 E + 006$
 $5/47397 E + 006$
 $x1=A:ICV1$
 $x2=B:ICV2$
 Actual Factor
 $C:ICV3=0/55$



شکل ۹-ب- نمودار مدل آب تجمعی برای ICV1 و ICV2 به روش RSM (دوره زمانی اول)

جدول ۱۲- تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در پنج دوره متفاوت روش RSM با طرح (CCD)

دوره زمانی	موقعیت‌های بهینه شیرهای کنترلی		
	ICV1	ICV2	ICV3
۱	۲	۴	۲
۲	۲	۲	۴
۳	۴	۴	۴
۴	۴	۴	۴
۵	۲	۲	۲



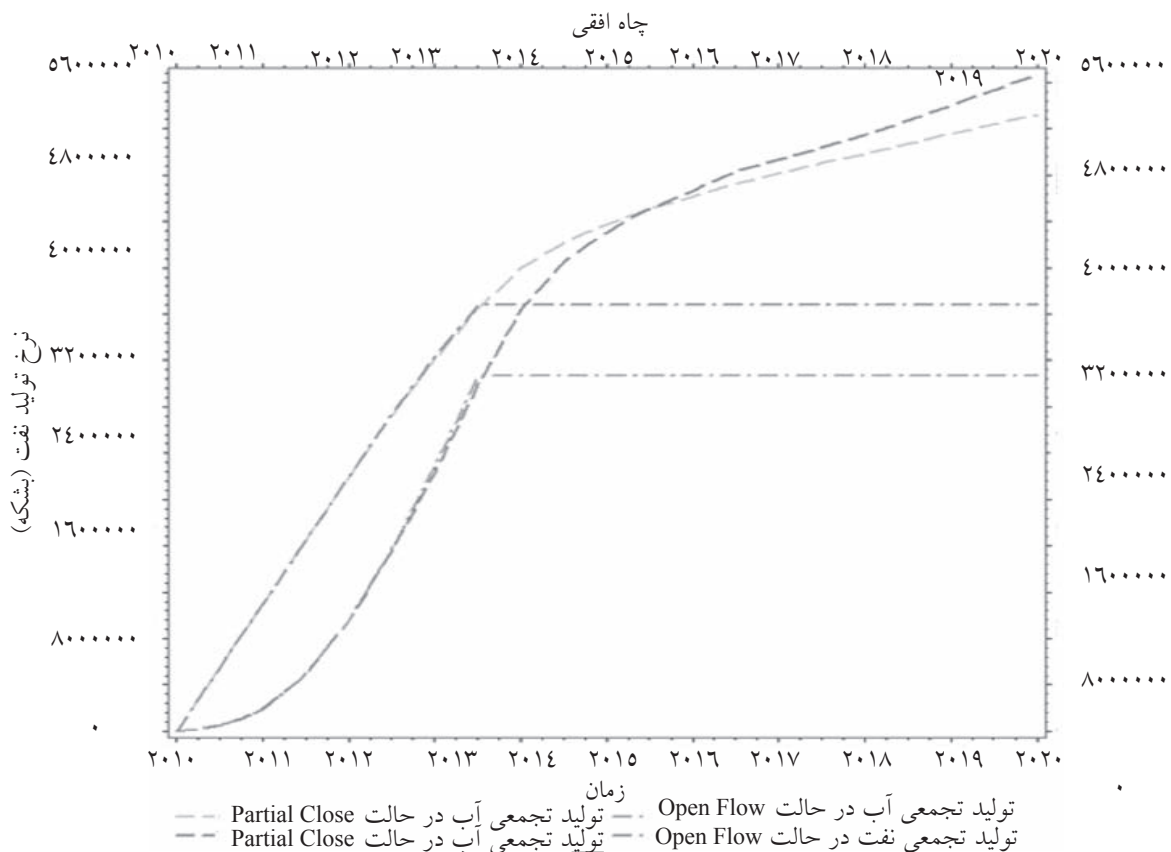
شکل ۱۰- نمایش تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در پنج دوره زمانی متوالی به روش سطح پایین

به دست می‌آید که میزان نفت تجمعی در روش سطح پاسخ به اندازه ۴۵٪ نسبت به حالت متداول افزایش داشته است (جدول ۱۳). این مقایسه در تولید نفت و آب در شکل ۱۱ مشاهده می‌شود.

در انتهای دوره زمانی ۱۰ ساله و با اعمال مجموعه جواب‌های بهینه برای تنظیم شیرهای کنترلی در پنج دوره زمانی، به روش سطح پاسخ میزان بهینه نفت تجمعی ۵/۲۸ و آب تجمعی به ۵/۵۹ میلیون بشکه می‌رسد. با مقایسه روش سطح پاسخ با روش متداول در تولید نفت این نتیجه

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 نسبت به روش معمولی (%)	خطای روش کنترل هوشمند نسبت به شبیه‌ساز مخزن (%)
متداول	۳/۷۵	۳/۳	۶	-	-
تاگوچی	۴/۶	۴/۳	۷/۶	۲۵	۲
سطح پاسخ	۵/۵	۵/۹	۹	۴۵	۱/۷



شکل ۱۱- مقایسه تولید نفت و آب تجمعی در حالت کنترل هوشمند (Partial) و حالت متداول (Open Flow)

مقایسه عملکرد روش متداول با روش کنترل هوشمند

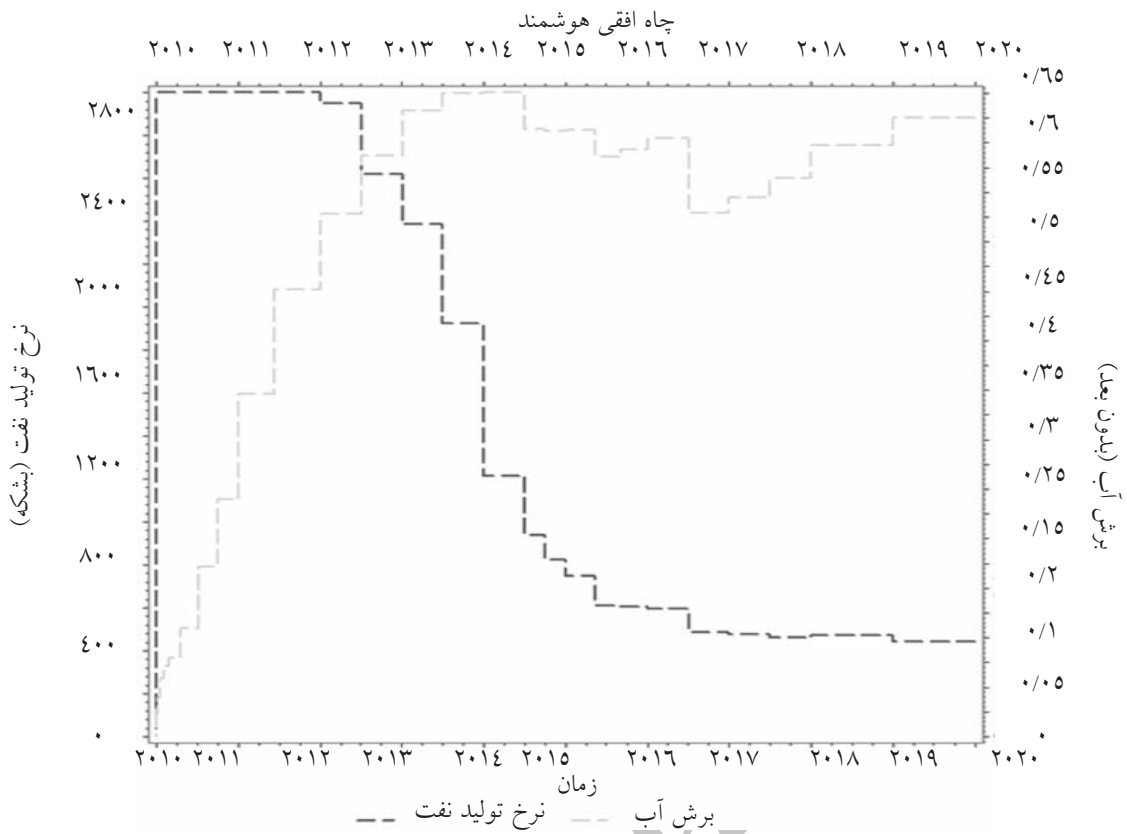
مقایسه نرخ تولید نفت و برش آب مجاز در دو روش متداول و کنترل هوشمند در شکل‌های ۱۲ و ۱۳ نشان می‌دهد که تولید نفت در کنترل هوشمند تا ده سال ادامه داشته و چاه همچنان در حال تولید است. در صورتی که در روش متداول تولید نفت در همان سه سال اول پایان می‌یابد. علت این رخداد، عدم کنترل بر تولید سیال است که منجر به افزایش برش آب فراتر از حد مجاز و در نتیجه بسته شدن چاه می‌شود.

به منظور بررسی خطای ناشی از کاهش تعداد آزمایش‌ها، میزان نفت و آب تجمعی با استفاده از اطلاعات به دست آمده از اجرای کلیه آزمایش‌ها محاسبه شده است. در حالت کلی ۱۲۵ آزمایش برای رسیدن به تنظیم بهینه شیرهای کنترلی است که این کار حدود ۱۲۵۰ دقیقه زمان می‌برد. تعداد آزمایش در روش تاگوچی به یک پنجم که معادل زمانی ۲۵۰ دقیقه است، کاهش می‌یابد. جواب به دست آمده به روش تاگوچی نسبت به جواب حالت کلی دارای خطای

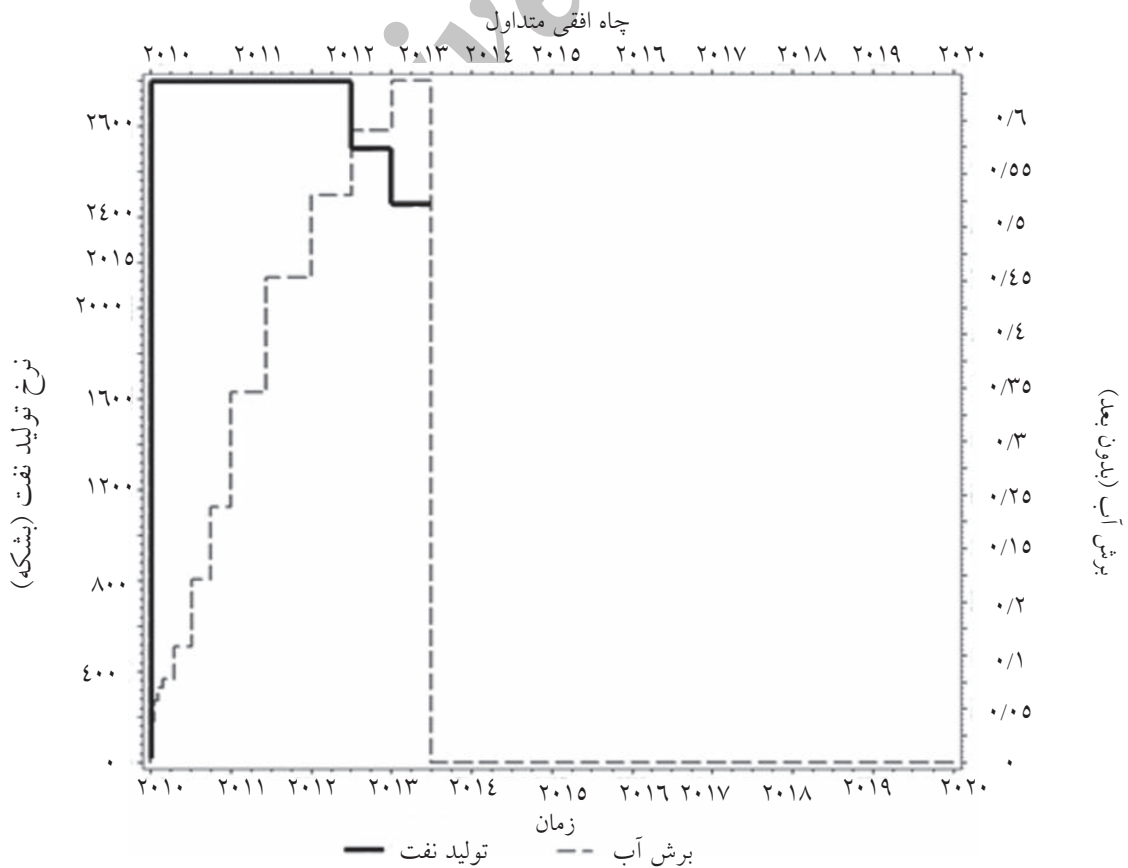
۱۵٪ است.

همچنین مقایسه نتایج حالت کلی با روش سطح پاسخ، نشان دهنده کاهش تعداد آزمایش‌ها در روش سطح پاسخ به کمتر از یک ششم تعداد حالت کلی است که معادل زمان ۲۰۰ دقیقه است. جواب به دست آمده به روش سطح پاسخ نسبت به جواب حالت کلی ۵٪ خطا دارد.

اهمیت کاهش زمان در انجام محاسبات زمانی مشخص‌تر می‌شود که هوشمندسازی در یک مخزن نفتی با تعداد چاه‌های زیاد و در نتیجه تعداد شیرهای کنترلی زیاد اجرا شود. در این شرایط برای اجرای هر شبیه‌سازی زمان قابل توجهی مورد نیاز است که کاهش هر چه بیشتر تعداد اجرای شبیه‌سازی‌ها، برای بهینه‌سازی عملکرد شیرهای کنترلی مقرون به صرفه‌تر است. ضریب بازیافت تولید نفت که نشان دهنده میزان موفقیت در برداشت از نفت موجود در مخزن است، در روش متداول، طرح آزمایش تاگوچی و روش سطح پایین به ترتیب ۶٪، ۷/۶٪، و ۹٪ می‌باشد.



شکل ۱۲- نمایش نرخ تولید نفت و برش آب در حالت کنترل هوشمند به روش سطح پایین



شکل ۱۳- نمایش نرخ تولید نفت و برش آب در حالت متداول (غیر کنترلی)

نتیجه‌گیری

با توجه به انجام کلیه مراحل بهینه‌سازی تولید با روش‌های طرح آزمایش تاگوچی و سطح پاسخ نتایج زیر به دست آمد که نشان دهنده برتری روش سطح پاسخ نسبت به روش تاگوچی است:

- افزایش قابل توجه تولید نفت در حالت کنترل هوشمند نسبت به حالت متداول
- افزایش دوره زمانی تولید از مخزن در حالت کنترل هوشمند نسبت به حالت متداول
- افزایش قابل توجه ضریب بازیافت مخزن در حالت کنترل هوشمند نسبت به حالت متداول
- افزایش قابل توجه تولید نفت در روش سطح پاسخ نسبت به روش تاگوچی
- کاهش قابل توجه زمان محاسبات با به‌کارگیری روش‌های تاگوچی و سطح پاسخ نسبت به روش متداول
- تناسب عملکرد شیرهای کنترلی با ناهمگونی‌های مخزن

تشکر و قدردانی

بدین وسیله از آقای دکتر ضیاءالدین شفایی بابت کمک و راهنمایی‌های ایشان در آشنایی با نرم‌افزار DX7 و پژوهشگاه صنعت نفت بابت ایجاد محیطی آموزشی و در اختیار قرار دادن نرم‌افزارهای شبیه‌ساز مخزن نهایت تشکر و قدردانی را داریم.

علائم و نشانه‌ها

i : شمارنده تعداد شیر کنترل هوشمند ($i=1,2,3,\dots,N$)

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

متغیرهای مدل ریاضی

q_i : نرخ جریان کل سیال (bbl/day)

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

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

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

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

متغیرهای تابع ضرر و زیان تاگوچی

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

Y_0 : مشخصه کیفی هدف

K : ضریب ثابتی که وابسته به هزینه ساختار فرآیند ساخت می‌باشد.

نمادهای شیرهای کنترلی در جداول تحلیل واریانس به صورت زیر داده شده است:

A=ICV1, B=ICV2, C=ICV3

مراجع

- [1]. Gao C., Rajeswaran T., Curtin U., and Nakagawa E., "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]. Yeten B., Durlofsky L.J., and Khalid A., *Optimization of Smart Well Control*, presented to the SPE.Conf,held in Calgary, Alberta ,Canada, pp. 4-7 November, 2002.
- [3]. Oberwinker C., Stundner M., and Team D., "From real time data to production optimization" presented to the SPE 87008 Asia pacific Conference, pp. 29-30 March, 2004.
- [4]. Naus M.M.J.J, Dolle N., and Jansen J.,-D "Optimization of commingled production using infinitely variable Inflow Control Valves", presented to the SPE 90959 Annual technical Conference and Exhibition , Houston, pp. 26-29 September, 2005 .

- [5]. Yeten B., Brouwer D.R., Durlofsky L.J., and Aziz K. "Decision analysis under uncertainty for smart well deployment", Journal of petroleum Science & Engineering, 43, pp. 183-199, 2004.
- [6]. Aitokhuehi I., and Durlofsky L.J., "Optimization the performance of smart wells in complex reservoirs using continuously updated geological models", Journal of petroleum Science & Engineering, 48, pp. 254-264, 2005.
- [7]. Taware S., Sharpe M., Alhuthali A.H., and Gupta A.D., "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, pp. 19-22, September 2010.
- [8]. Alhuthali A.H., Gupta A.D., Yuen B., and Fontanilla J.P., "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, pp. 2-4, February 2009.
- [9]. Van Essen G.M., Jansen J.D., Brouwer D.R., Douma S.G., Rollett K.I., and Harris D.P., "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, pp. 4-6, August 2009.
- [10]. Alhuthali A.H., Gupta A.D., Yuen B., and Fontanilla J.P., "Optimal rate under Geologic Uncertainty", presented to the SPE/DOE 113628 improved oil recovery symposium held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A, pp. 19-23, April 2008.
- [11]. Shuai Y., White C.D., Zhang H., and Sun T., "Using multiscale regularization to obtain realistic optimal Control Strategies", presented to the SPE 142043 Reservoir Simulation Symposium held in The Woodlands, Texas, USA, pp. 21-23 February 2011.
- [12]. Moreno J.C., Bradley D., Gurpinar O., Richter P., Hussain A., Shammari M., and Garni S., "Optimized workflow for designing complex wells", presented to the SPE 99999 Europec/EAGA conference and Exhibition held in Vienna, Austria, pp. 12-15, June 2006 .
- [13]. Meun P., Tondel P., Godhavn J.M., and Aamo O.M., "Optimization of Smart Well production through nonlinear model predictive control", presented to the SPE.Conf and Exhibition held in Amsterdam , The Netherlands, pp. 25-27, February 2008.
- [14]. Al-Ghareeb Z.M., Horne R.N., Yuen B.B., and Shenawi S.H., "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, pp. 4-7, October 2009.
- [15]. Al-Ghareeb Z.M., *Monitoring and control of Smart Wells*, MSc Dissertation, Stanford University, 2009.
- [16]. Conejeros R., and Lenoach B., "Model-based optimal of dual completion wells", Journal of Petroleum Science and Engineering Vol, 43, pp. 1-14, 2004.
- [17]. Anderson M.J., Whitcomb P.J., "DOE Simplified: practical tools for effective experimentation", by Productivity, DX7 manual, 2000.
- [18]. Beielstein T.B., Chiarandini M., Paquete L., and Preuss M., *Experimental Methods for the Analysis of Optimization Algorithms*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- [19]. Montgomery D.C., *Design and Analysis of Experiments*, John Wiley & Sons, 2001.
- [20]. Roy R.K., *A primer on the TAGUCHI method by van nostrand reinhold*, 1990.

- [21]. Singh H., and Kumar P., "Optimizing multi-machining characteristics through Taguchi's approach and utility concept", J. Manufact. Technol. Manage, 17, pp. 255–274, 2006.
- [22]. Singh H., Kumar P., "Quality optimization of turned parts (En 24 steel) by Taguchi method", Prod. J. 144, pp. 43–49, 2003.
- [23]. Aggarwal A., Singh H., Kumar P., Singh M., "Optimization power consumption for CNC turned parts using response surface methodology and Taguchi technique-A comparative analysis", Materials Processing Technology 200, pp. 373-384, 2008.
- [24]. Myers R.H., and Montgomery D.C., *Response Surface Methodology: Process and Product Optimization Using Designed Experiments*, by John Wiley & Sons, 2002.
- [25]. Carley K.M., Natalia Y., Kamneva N.Y., and Reminga J., *Response Surface Methodology*, CASOS Technical Report, 2004.
- [26]. Mehrabani J.V., Noaparast M., Mousavi S.M., Dehghan R., and Ghorbani A., "Process optimization and modeling of sphalerite flotation from a low-grade Zn-Pb ore using response surface methodology" Sphalerite Purification Technology 72, pp. 242-249, 2010.

Archive of SID