

## 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، دانشکده ریاضی و علوم کامپیوتر

مهدی ندری‌پری، تورج بهروز؛

پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده 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 دهه 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 پیشینه 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 بهینه 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 دوره زمانی تولید را با توجه به خصوصیات مخزنی تنظیم می‌کنند. شیرهای کنترلی هوشمند<sup>۱</sup> از نظر توان‌مندی در کنترل خروجی سیال به سه دسته، باز/ بسته، شیرهای چند حالت (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 کنترلی هوشمند در مقایسه با روش متداول<sup>۲</sup> (غیرکنترلی) بسیار زیاد است در این زمینه می‌توان به افزایش تولید نفت، کاهش تولید آب، افزایش ضریب بازیافت<sup>۳</sup> 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

پذیرش ۹۱/۸/۲۹

دریافت ۹۰/۳/۲۲

m\_hassanabadi@aut.ac.ir

\*نویسنده مسئول

۱. Intelligent Control Valves (ICV(s)

۲. Conventional

۳. Recovery Factor

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 زمینه 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<sup>۱</sup> 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 به کار گرفته شده در این مقاله با هدف بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی از تکنیک چند مرحله‌ای شبه نیوتنی<sup>۲</sup> 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 همه روش‌های به کار گرفته شده 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<sup>۳</sup> نیز می‌شود.

## بیان مسئله

تولید نفت از مخازن با عدم قطعیت همراه است که عمدتاً ناشی از عدم شناخت کامل از وضعیت مخزن به دلیل 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. به کارگیری الگوریتم‌های بهینه‌سازی برای تعیین تنظیمات این شیرها مستلزم حل معادلات دیفرانسیل با مشتقات جزئی<sup>۴</sup> است که ساختاری غیرخطی دارند. حل این معادلات در شرایط مخزنی حتی با استفاده از نرم افزارهای شبیه‌ساز مخزن (پترل<sup>۵</sup> و اسلیپس<sup>۶</sup>)، زمان‌بر و پرهزینه است. از این‌رو باید به دنبال راه‌حلی بود که با خطای کم و رعایت 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

### مدل ریاضی

برای تعیین و تنظیم بهینه چهگونگی شیرهای کنترلی در چاه هوشمند از یک مدل ریاضی استفاده می شود. در این مدل سعی می کنیم با رعایت ضوابط مربوطه، سطح مطلوبیت خروجی هر شیر کنترلی را تعیین می کنیم در مجموع تولید بیشینه<sup>۱</sup> نفت به دست 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<sup>۲</sup> 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.

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

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

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

معادله (۱) تابع هدف ( $Z$ ) در قالب تفاضل نفت و آب تجمعی تولیدی را نشان می دهد. میزان نفت و آب تجمعی از تمامی شیرهای کنترلی به ترتیب از معادله (۲) و معادله (۳) به دست می آید. شمارنده  $i$  مبین تعداد شیرهای کنترلی است. معادلات (۲) و (۳) نشان می دهند 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.

$$q_{t_i} = q_{o_i} + q_{w_i} \quad (4)$$

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

معادله (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 می دهد. معادله (۵) درصد برش آب ( $w_c$ ) را به صورت نسبت میزان جریان سیال آب ( $q_{w_i}$ ) به میزان جریان تولید کل سیال ( $q_{t_i}$ ) را بیان می کند.

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

$$W_c \leq W_{c_0} \quad (7)$$

تابع هدف باید با توجه به محدودیت هایی که در معادلات (۶) و (۷) نشان داده شده، بیشینه می شود. معادله (۶) تضمین می کند که مجموع نفت تولیدی از شیرهای کنترلی کمتر یا مساوی مقدار ثابت  $q_o$  (بشکه در روز) باشد. معادله (۷) تضمین می کند که درصد برش آب در سیال تولید شده از چاه مجهز به شیرهای کنترلی از مقدار ثابت  $W_{c_0}$  (درصد) بیش تر نباشد.

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

۱. Maximum

۲. Minimum

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

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

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

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

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 گزید مخزنی و در هر فاصله زمانی چگونگی میزان اشباع سیال نفت و آب به دست می آید. 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 می کند. این تغییر سطح مقطع منجر به ایجاد افت فشار اضافی بر سیال می شود که در معادله (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 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) به دست می آید.

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

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

معادله (۱۴) نشان می دهد که تغییرات افت فشار سیال، ناشی از عبور از سطح مقطع شیر کنترلی ( $\Delta P_c$ ) فقط به سرعت سیال ( $V_c$ ) بستگی دارد.

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

معادله (۱۵) ارتباط میزان جریان سیال با سطح مقطع شیرهای کنترلی را نشان می دهد. سطح مقطع شیرهای کنترلی ( $A_c$ ) با سرعت سیال ( $V_c$ ) رابطه عکس و با جریان سیال رابطه مستقیمی دارد. سطح مقطع  $A_c$  را می توان 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 است و  $A_{choke}$  سطح مقطع شیرهای کنترلی است که به عنوان متغیر باید تنظیم و بهینه شوند [۱۶].

فرض کنید  $T$  طول افق برنامه ریزی در نظر گرفته شده باشد در این صورت می توان آن را به صورت  $r$  دوره زمانی در نظر گرفت که در آن دوره اول  $t = 1$  معادل  $[0, t_0]$ ، دوره دوم  $t = 2$  معادل  $[0, 2t_0]$  و ... و

دوره  $t = r$  ام  $[0, rt_0 = T]$  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 همه حالات ممکن بررسی شود. این امر مستلزم تعیین عمل‌کرد هر ترکیب از شیرهای کنترلی در هر بازه 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<sup>۱</sup>

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<sup>۲</sup> و روش فاکتوریل جزئی<sup>۳</sup> (کسری) تقسیم کرد. روش تاگوچی<sup>۴</sup> و سطح رویه پاسخ<sup>۵</sup> (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 ریاست<sup>۵</sup> 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)

تابع استفاده شده در مدل ریاضی به‌روش تاگوچی به‌فرم معادله (۱۷) است، که به تابع ضرر و زیان<sup>۱</sup> تاگوچی معروف است.

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

در این معادله  $(Y - Y_0)$  نشان دهنده 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 درجه دوم روش RSM استفاده می‌شود [۲۳]، [۲۴]. معادله (۱۸) یک مدل عمومی درجه دوم را نشان داده است.

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

سه طرح کاربردی مرکب مرکزی<sup>۲</sup>، مکعب بنکن<sup>۳</sup> و دهلرت<sup>۴</sup> در برآزش مدل مرتبه دوم در روش RSM به کار می‌رود. هر سه روش فوق بر پایه 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<sup>۵</sup> استفاده می‌شود. در این جدول مشخص می‌شود که تأثیر کدام فاکتورها در سطح دقت داده شده  $(\alpha)$  معنی‌دار<sup>۶</sup> 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 یک طرح دو عاملی در جدول ۱ نمایش داده شده است.

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

۱. Loss Function

۲. Central Composite Design (CCD)

۳. Box-Behnken Design (BBD)

۴. Doehlert Design

۵. Analysis Of Variance (ANOVA)

۶. Significant

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

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

در 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 معادله (۱۹) و مجموع مربعات رگرسیون از معادله (۲۰) محاسبه می‌شوند. هدف محاسبه 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 محاسبه روابط فوق به‌دست آوردن معادله (۲۱) است که این معادله توزیع مقدار  $F$ ، معروف به توزیع فیشر ( $F_{test}$  or  $F_{value}$ ) است که نشان‌دهنده درستی سطح دقت معنی‌داری فاکتورها در مدل ریاضی ارائه شده در جدول تحلیل واریانس است. در جدول ۱ منظور از درجات آزادی<sup>۱</sup>، ضریب وزنی هر فاکتور است که در مدل در نظر گرفته شده است.

جدول ۱. تحلیل واریانس برای یک طرح دو عاملی

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

برای اعتبارسنجی مدل معنی‌دار به‌دست آمده از جدول تحلیل واریانس از تست‌های نمودار احتمال نرمال-خطا (باقیمانده)<sup>۲</sup>، نمودار خطا-پیش‌بینی<sup>۳</sup> و نمودار جعبه-کاکس<sup>۴</sup> 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<sup>۵</sup> 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

## نتایج و بحث

در این قسمت روش های مذکور در بررسی یک مخزن با مشخصات ذیل به کار گرفته شده است. در این مقاله دو روش تاگوجی و RSM بر روی یک چاه افقی در مخزن نفتی پیاده سازی و تحلیل و بررسی شده است. به طوری که نتیجه 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<sup>۱</sup> با تخلخل و تراوایی زیاد است. این مخزن دارای ابعاد ۴×۴ کیلومتر مربع و ضخامت ۵۰ متر است. این مخزن کلاهی گازی ندارد و دارای آبدهی قوی است. خصوصیات مخزن بررسی شده در جدول های ۲ و ۳ ارائه شده است. شکل ۱ نمای سه بعدی از چاه هوشمند مجهز به شیرهای کنترلی را به صورت گرافیکی در مخزن شبیه سازی شده به وسیله (پترل و اسلیپس) را نشان می دهد. مهم ترین 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 هوشمند است، فاصله شیرها از یکدیگر حدود ۴۰۰ متر است.

جدول ۲. خصوصیات مدل مخزن بررسی شده

نوع محیط متخلخل مخزن	ماسه سنگ <sup>۲</sup>
تعداد گریدها در جهت X (N <sub>X</sub> )	۸۳
تعداد گریدها در جهت Y (N <sub>Y</sub> )	۷۳
تعداد گریدها در جهت Z (N <sub>Z</sub> )	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

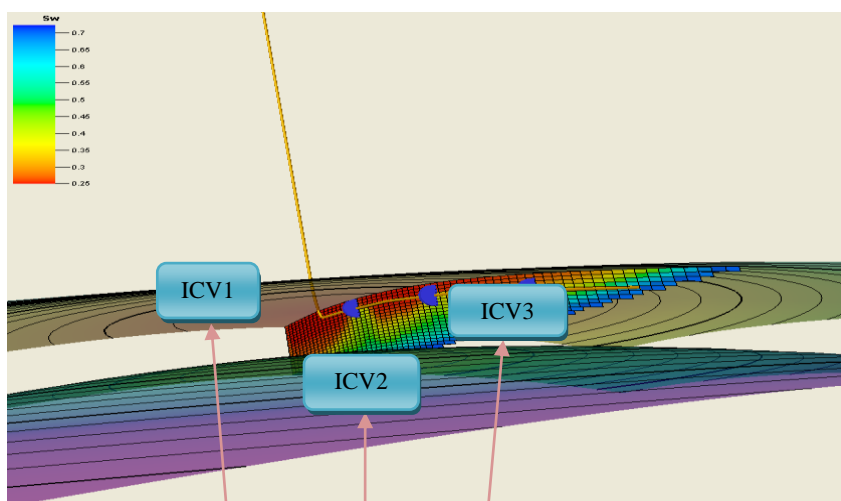
جدول ۳. مشخصات مخزن بررسی شده (در شرایط STB)

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

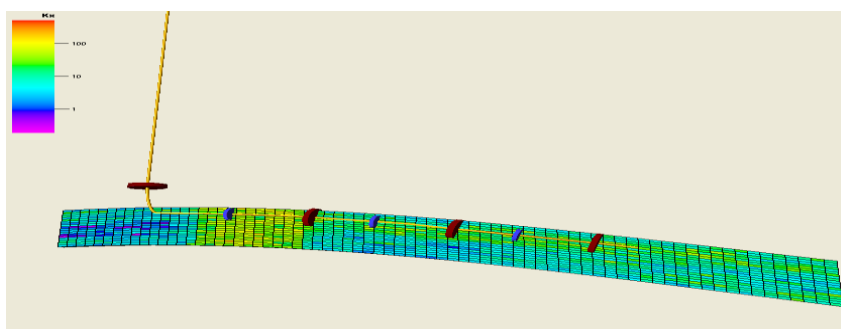
۱. Heterogenous

۲. Sand Stone

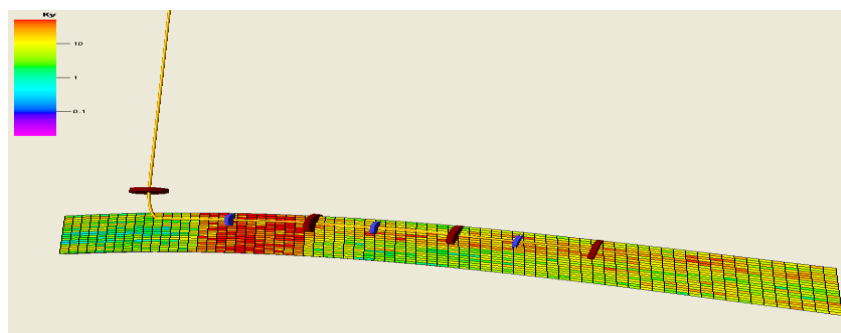




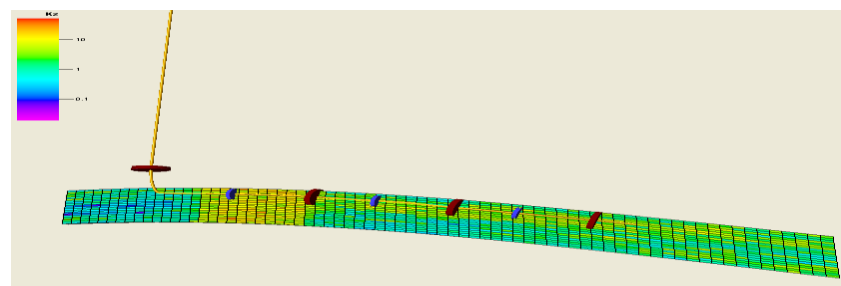
شکل ۱. نمایش سه بعدی مخزن و چاه افقی هوشمند مجهز به سه شیر کنترلی



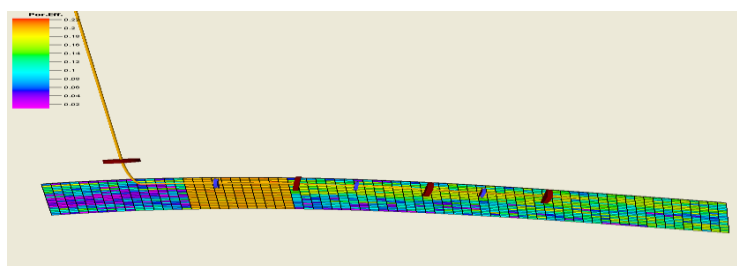
شکل ۲. (a) مقطع عرضی توزیع تراوایی مخزن (روی محور X)



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



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



شکل ۳. مقطع عرضی توزیع تخلخل مخزن

شیر کنترلی اول در پاشنه<sup>۱</sup>، شیر کنترلی دوم در وسط<sup>۲</sup> و شیر کنترلی سوم در پنجه<sup>۳</sup> چاه نصب شده است. برای شیرهای کنترلی که در این جا به صورت گسسته به کار گرفته شده اند، پنج حالت متفاوت مطابق با جدول ۴ در نظر گرفته شده است. سطح مقطع هر شیر کنترلی در بازه (۰ و ۰/۰۲۲) بر حسب فوت مربع است؛ یعنی حالت کاملاً باز شیر کنترلی  $0/022ft^2$  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 حالت ها را نسبت به بازه (۱ و ۰) در نظر گرفته ایم).

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

ICV(s) حالت سطح مقطع	$Ft^2$
۱	بسته ۰
۲	$0/3 \times 0/022$
۳	$0/5 \times 0/022$
۴	$0/8 \times 0/022$
۵	باز $1 \times 0/022$

در این مقاله برداشت نفت از مخزن نفتی از طریق یک چاه هوشمند در بازه زمانی ده ساله که در هر دوره دو ساله به روز رسانی<sup>۴</sup> می شود بررسی شده است. برای پیاده سازی مدل ریاضی چاه هوشمند، قیود تعریف شده معادله (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 محدودیت های تأسیسات سطح الارضی برای جداسازی آب از نفت و میزان تولید روزانه نفت بر اساس بررسی ها و تحلیل حساسیت هایی که بر میزان نفت موجود در مخزن کارشناسان مخزن انجام داده اند به دست آمده است.

#### نحوه انجام آزمایش ها

برای انجام هر آزمایش از شبیه سازهای مخزن (پترل و اسلیپس)، که رفتار مخزن را شبیه سازی می کنند استفاده شده است؛ بدین صورت که در هر آزمایش، بردار نمایش تنظیمات شیرهای کنترلی را به شبیه ساز مخزن داده و برآوردی از عملکرد چاه را از طریق شبیه ساز در قالب نفت و آب جمع می گیریم که همان پاسخ نامیده می شود. انجام هر آزمایش با شبیه ساز حدوداً ۱۰ دقیقه به طول می انجامد. این زمان نشان می دهد که نمی توان تعداد

۱. Heel      ۲. Middle      ۳. Toe      ۴. Update

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<sub>25</sub>

با توجه به وجود سه شیر کنترلی پنج حالتی در این چاه هوشمند، روش تاگوچی با کمک آرایه‌های متعامد (L<sub>25</sub>) تعداد آزمایش طراحی شده با روش تاگوچی است) مجموع تمام حالت‌های ممکن؛ یعنی ۱۲۵ آزمایش در حالت فاکتوریل کامل ( ۱۲۵ = ۵<sup>۳</sup> ) را به ۲۵ آزمایش کاهش داد که نتایج آن در دوره زمانی اول (۲ و ۰ سال) در جدول ۵ داده شده است.

جدول ۵. آزمایش‌های روش تاگوچی (دوره زمانی اول)

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

### اعتبارسنجی مدل حاصل از روش تاگوچی

جدول تحلیل واریانس روش تاگوچی بر روی میزان نفت و آب تجمعی تولیدی از هر شیر کنترلی در دوره زمانی اول در جدول های ۶ و ۷ داده شده است. این جداول نشان می دهند که با دقت  $\alpha=95\%$  مدل نفت و آب تجمعی مذکور معنی دار هستند.

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

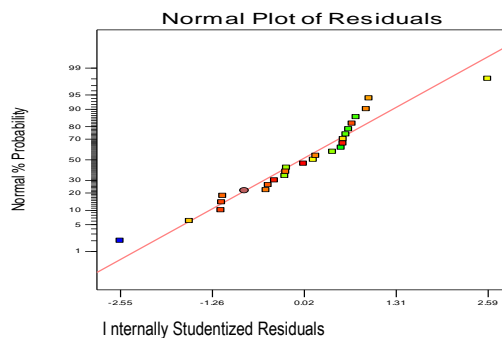
Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F Value	P-Value Prob>F	-
Model	۲/۵۶۶E+۰۲۸	۱۲	۲/۱۳۹E+۰۲۷	۳۲/۰۶	<۰/۰۰۰۱	Significant
A-A	۱/۵۳۵E+۰۲۸	۴	۳/۸۳۷E+۰۲۷	۵۷/۵۲	<۰/۰۰۰۱	-
B-B	۲/۱۵۳E+۰۲۷	۴	۵/۳۸۱E+۰۲۶	۸/۰۷	۰/۰۰۲۱	-
C-C	۸/۱۶۴E+۰۲۶	۴	۲/۰۴۱E+۰۲۷	۳۰/۶۰	<۰/۰۰۰۱	-
Residual	۸/۰۰۵E+۰۲۶	۱۲	۶/۶۷۱E+۰۲۵	-	-	-
Cor Total	۲/۶۴۷E+۰۲۸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

جدول ۷. جدول تحلیل واریانس برای مدل آب تجمعی در روش تاگوچی (دوره 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	-	-	-	-

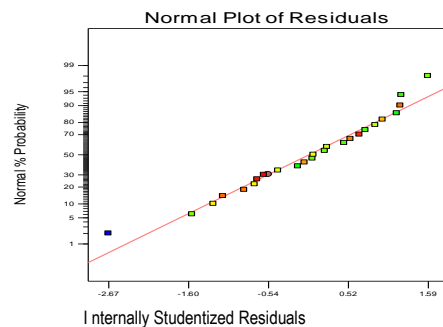
نمودارهای احتمال نرمال-خطای نفت و آب تجمعی در شکل های ۴ و ۵ داده شده است. این دو نمودار نشان دهنده دقت آماری زیاد مدل های نفت و آب تجمعی به روش تاگوچی هستند.

Design-Expert® Software  
(rate OIL)^2.1  
Color points by value of  
(rate OIL)^2.1:  
1.52092E+014  
3.98107E-009



شکل ۴. نمودار نرمال-خطای پاسخ ها در مدل نفت تجمعی به روش تاگوچی (دوره زمانی اول)

Design-Expert® Software  
(Water Cut)^1.86  
Color points by value of  
(Water Cut)^1.86:  
5.04638E+012  
3.63078E-008



شکل ۵. نمودار نرمال-خطای پاسخ ها در مدل آب تجمعی به روش تاگوچی (دوره زمانی اول)

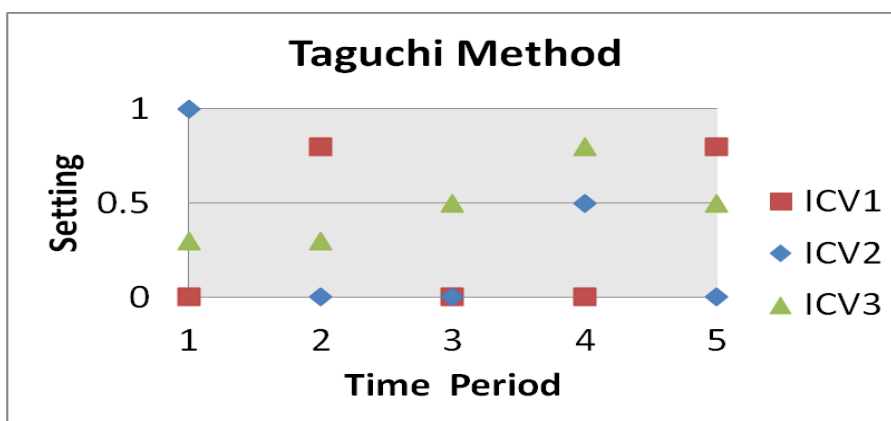
تنظیمات پیشنهادی روش تاگوچی برای تولید مناسب نفت و آب تجمعی در دوره زمانی اول بدین شرح است: (ICV1=1, ICV2=5, ICV3=2) که شیر اول کاملاً بسته، شیر دوم کاملاً باز و شیر سوم فقط ۰.۳ باز است.

بر این اساس در دوره زمانی اول برآورد تولید نفت و آب تجمعی از روش تاگوچی به ترتیب معادل ۴.۵۹ و ۴.۳۴ میلیون بشکه به دست آمده که دارای خطای ۲ درصدی در مقایسه با نتایج به دست آمده از شبیه ساز مخزن با تنظیمات مشابه است. این مقدار خطا نشان دهنده نزدیک بودن مدل پیش بینی شده تاگوچی به جواب بهینه مسئله است.

تنظیمات بهینه به دست آمده با روش تاگوچی در دوره زمانی اول تا پنجم در جدول ۸ و شکل ۶ داده شده است.

جدول ۸. تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در ۵ دوره متفاوت به روش 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 دوره زمانی متوالی به روش تاگوچی

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 رسیده اند. با توجه به محدودیت های در نظر گرفته شده برای مدل مخزن، در انتهای افق زمانی ۱۰ ساله در حالت متداول (به کار نگرستن شیرهای کنترلی) میزان نفت تجمعی ۳/۷ و آب تجمعی ۳/۲ میلیون بشکه به دست آمده است. که میزان نفت تجمعی در

روش تاگوجی در پایان دوره زمانی پنجم (در سال دهم) در مقایسه با میزان نفت جمععی 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 آزمایش ها برای دوره زمانی اول در جدول ۹ داده شده است.

جدول ۹. آزمایش های سطح رویه پاسخ با طرح (CCD) (دوره 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 جمععی تولیدی از هر شیر در دوره زمانی اول در جدول های ۱۰ و ۱۱ داده شده است. این جدول ها نشان می دهند که با دقت  $\alpha=0\%95$  مدل نفت و آب جمععی مذکور معنی دارند. 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 جمععی در روش RSM (دوره 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	

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F Value	P-Value Prob>F
AC	1/709E+007	1	1/709E+010	3/131E-003	0/9565
BC	8/291E+008	1	8/291E+010	0/15	0/7049
A <sup>2</sup>	9/002E+010	1	9/002E+010	16/49	0/0023
B <sup>2</sup>	8/953E+010	1	8/953E+010	16/40	0/0023
C <sup>2</sup>	6/563E+010	1	6/563E+010	12/02	0/0060
Residual	5/549E+010	10	5/459E+010	-	-
Lack Of Fit	5/459E+010	5	1/092E+010	-	-
Pure Error	0/000	5	0/000	-	-
Cor Total	4/861E+011	19	-	-	-

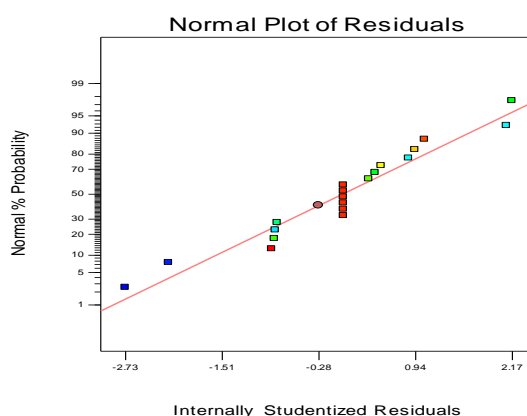
جدول ۱۱. جدول تحلیل واریانس برای مدل آب تجمعی در روش RSM (دوره زمانی اول)

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F Value	P-Value Prob>F	
Model	3/478E+012	9	3/865E+011	18/64	0/0001	<b>Significant</b>
A-ICV1	2/580E+011	1	2/580E+011	12/45	0/0055	
B-ICV2	5/610E+011	1	5/610E+011	27/07	0/0005	
C-ICV3	2/522E+011	1	2/522E+011	12/17	0/0058	
AB	8/162E+011	1	8/102E+011	39/08	0/0001	
AC	6/791E+007	1	6/791E+007	3/276E-003	0/9555	
BC	3/998E+009	1	3/998E+009	0/19	0/6699	
A <sup>2</sup>	6/396E+011	1	6/396E+011	30/86	0/0002	
B <sup>2</sup>	9/851E+011	1	9/851E+011	47/52	0/0001	
C <sup>2</sup>	2/419E+011	1	2/419E+011	11/67	0/0066	
Residual	2/073E+011	10	2/073E+010	-	-	
Lack Of Fit	2/073E+011	5	4/146E+010	-	-	
Pure Error	0/000	5	0/000	-	-	
Cor Total	3/685E+012	19	-	-	-	

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

Design-Expert® Software  
Cumulative OIL

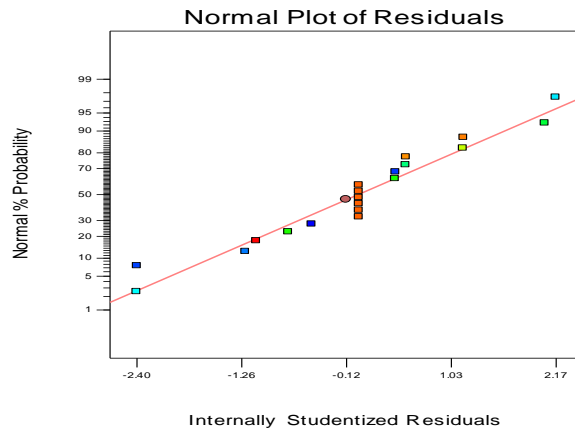
Color points by value of  
Cumulative OIL:  
5.64929E+006  
5.18372E+006



شکل ۷. نمودار نرمال-خطای پاسخ ها در مدل نفت تجمعی به روش RSM (دوره زمانی اول)

Design-Expert® Software  
Cumulative WATER

Color points by value of  
Cumulative WATER:  
6.85328E+006  
5.60715E+006



شکل ۸. نمودار نرمال-خطای پاسخ‌ها در مدل آب تجمعی به روش RSM (دوره 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 مرتبه دوم<sup>۱</sup> (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:

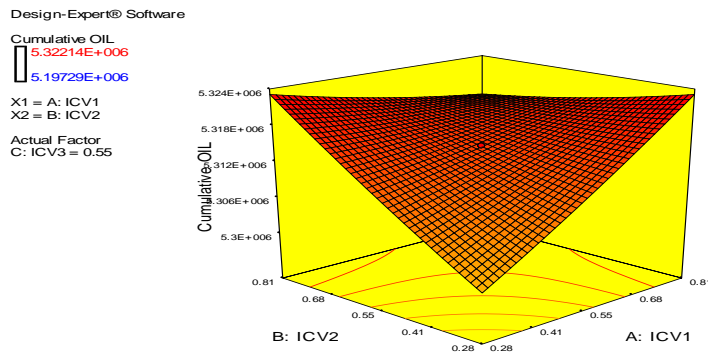
(۲۳)

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

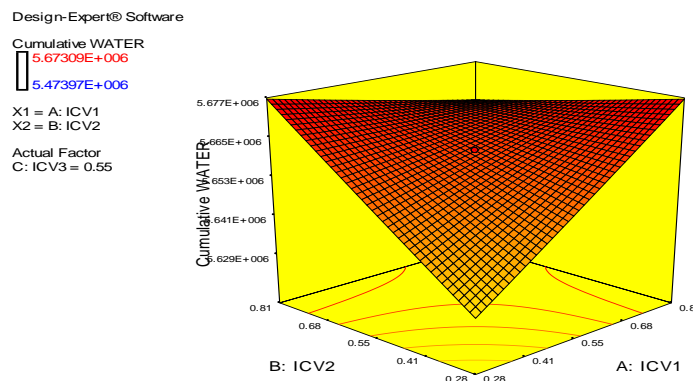
نمودار حاصل از مدل ریاضی تولید نفت تجمعی از روش RSM برای شیرهای A و B در شکل (a-۹) و همچنین نمودار حاصل از مدل ریاضی تولید آب تجمعی برای شیرهای A و B در شکل (b-۹) داده شده است. نمودارهایی مشابه بالا برای شیرهای A و C و همچنین برای B و C برای مدل‌های ریاضی نفت و آب تجمعی وجود دارند.

۱. Quadratic Programming





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



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

تنظیمات پیشنهادی روش RSM برای تولید مناسب نفت و آب تجمعی در دوره زمانی اول که از بهینه سازی تابع  $MAX (F_{oil} - F_{water})$  به دست آمده است بدین شرح است:

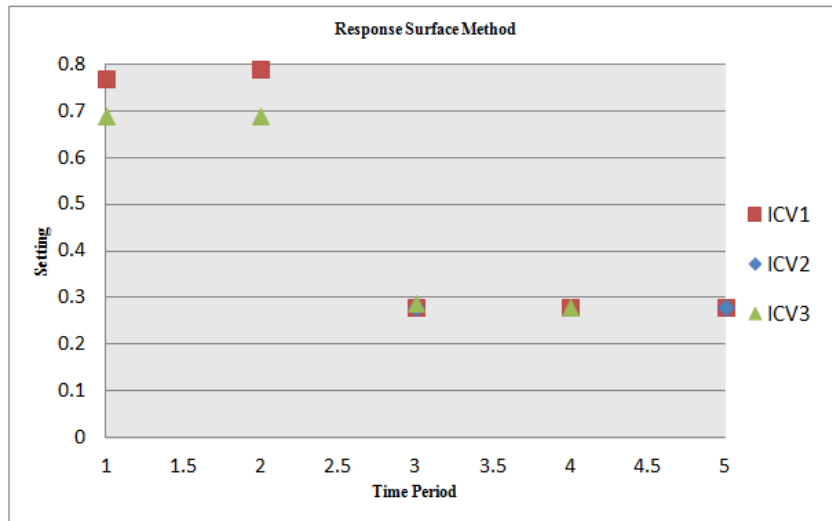
( $ICV1 = 4, ICV2 = 4, ICV3 = 4$ ) که شیر اول، شیر دوم و شیر سوم همه در حالت ۰.۸ باز هستند.

بر این اساس در دوره زمانی اول برآورد تولید نفت و آب تجمعی از روش RSM به ترتیب معادل ۵.۹۸ و ۵.۴۴ میلیون بشکه به دست آمده که دارای خطای ۱.۷ درصدی در مقایسه با نتایج به دست آمده از شبیه ساز مخزن با تنظیمات مشابه است. این مقدار خطا نشان دهنده نزدیک بودن مدل پیش بینی شده RSM به جواب بهینه مسئله است.

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

جدول ۱۲. تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در ۵ دوره 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	۴

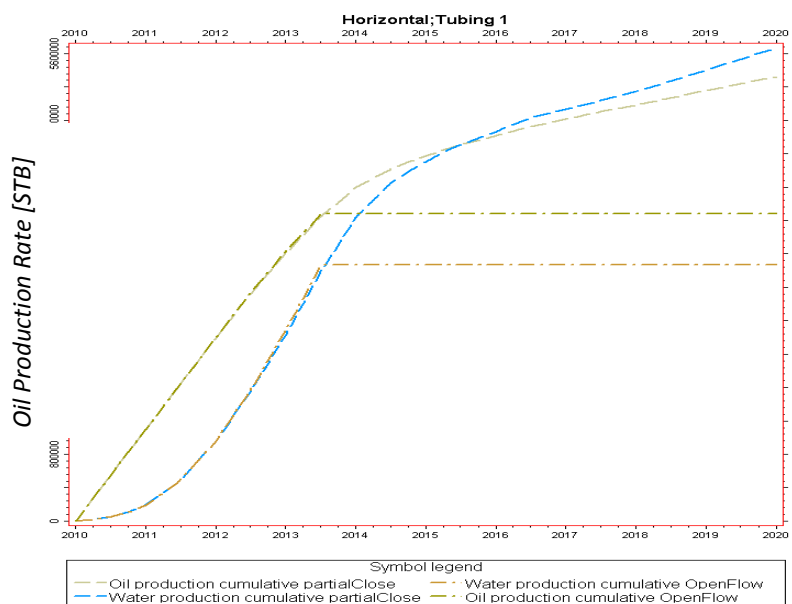


شکل ۱۰. نمایش تنظیمات بهینه شیرهای کنترلی در پنج دوره زمانی متوالی به روش RSM

در انتهای دوره زمانی ۱۰ ساله و با اعمال مجموعه جواب های بهینه برای تنظیم شیرهای کنترلی در پنج دوره زمانی، به روش RSM میزان بهینه نفت تجمعی ۵.۲۸ و آب تجمعی به ۵.۵۹ میلیون بشکه رسیده اند. با مقایسه روش RSM با روش متداول در تولید نفت این نتیجه به دست می آید که میزان نفت تجمعی در روش RSM به اندازه 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

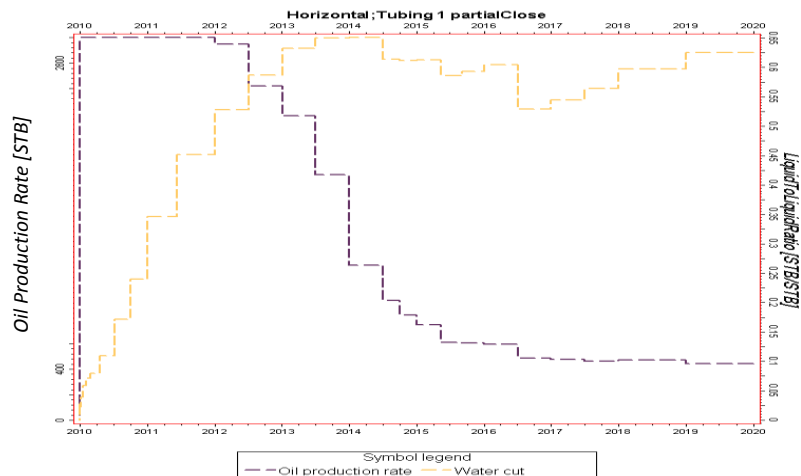
روش آزمایش	میزان نفت تجمعی (MMbbl)	میزان آب تجمعی (MMbbl)	ضریب بازیافت نفت (%)	افزایش تولید نفت نسبت به روش معمولی (%)	خطای روش هوشمند نسبت به شبیه ساز مخزن (%)
متداول	۳/۷۵	۳/۳	۶	-	-
تاگوچی	۴/۶	۴/۳	۷/۶	۲۵	۲
سطح رویه	۵/۵	۵/۹	۹	۴۵	۱/۷



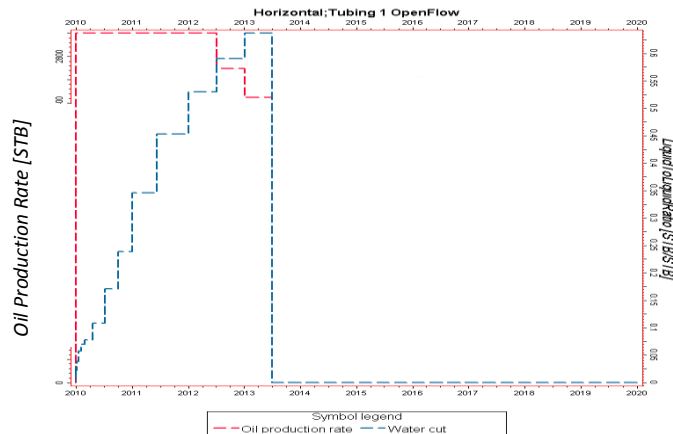
شکل ۱۱. مقایسه تولید نفت و آب تجمعی در حالت کنترل هوشمند (Partial) و حالت معمولی (Open Flow)

### مقایسه عمل کرد روش متداول و کنترل هوشمندی

مقایسه میزان تولید نفت و برش آب مجاز در دو روش متداول و روش کنترل هوشمند، در شکل های ۱۲ و ۱۳ نشان می دهند 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 می یابد. 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 می گردد.



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



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

به منظور بررسی خطای ناشی از کاهش تعداد آزمایش ها، میزان نفت و آب تجمعی با استفاده از اطلاعات ناشی از اجرای همه آزمایش ها 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، ۱۲۵۰ دقیقه است، ولی این تعداد آزمایش در روش تاگوچی به یک پنجم که معادل زمانی ۲۵۰ دقیقه است کاهش می یابد؛ در حالی که جواب به دست آمده به روش تاگوچی نسبت به جواب بهینه حالت کلی دارای خطای ۱۵ درصدی است. همچنین در مقایسه حالت کلی با روش RSM، این روش نشان دهنده کاهش تعداد آزمایش ها به کمتر از یک ششم تعداد حالت کلی است که معادل

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 نشان‌دهنده 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 پاشنه 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 همه مراحل بهینه‌سازی تولید با روش‌های طرح آزمایش تاگوچی و سطح رویه پاسخ این نتایج به‌دست آمد:

- 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 چشمگیر ضریب بازیافت مخزن در حالت کنترل هوشمند نسبت به حالت متداول
- افزایش چشمگیر تولید نفت در روش RSM نسبت به روش تاگوچی که نشان‌دهنده 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 قرار دادن نرم‌افزارهای شبیه‌ساز مخزن تشکر و قدردانی می‌شود.

### علائم و نشانه‌ها

#### پانویس

i : شماره تعداد شیر کنترلی 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

Z: تابع هدف (Objective Function)

### متغیرهای مدل ریاضی

$q_t$ : میزان 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))

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

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

پارامترهای به کار گرفته شده در معادلات جریان سیال در شبیه ساز مخزن بدین صورت تعریف شده است:

۱.  $\Delta P_f$ : 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.  $\rho_m$ : چگالی سیال (نفت و آب)

۶.  $\rho$ : چگالی (lbm/ft<sup>3</sup>)

۷.  $\mu$ : گرانروی -  $\mu_o$ : گرانروی نفت -  $\mu_w$ : 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 نقطه ای 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 تاکوچی

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

$Y_0$ : مشخصه کیفی هدف

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

نمادهای شیرهای کنترلی در جدول های تحلیل واریانس بدین صورت داده شده است:

A=ICV1, B=ICV2, C=ICV3

## 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.

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<sub>c</sub> 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.

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.