



بررسی عملیات تزریق ژل پلیمری جهت بهبود پروفایل تولیدی چاه در مخازن کربناته و انجام آنالیز حساسیت با استفاده از مفهوم طراحی آزمایشی

محمد نوروزی^۱، حامد پنجلی زاده^۲، کاوشگاه صنعتی امیرکبیر

چکیده

تولید آب اضافی یکی از دغدغه‌های اصلی در بهره‌برداری از مخازن نفتی است که از دیدگاه اقتصادی نیز معضلی برای تولید نفت به حساب می‌آید. در سال‌های اخیر از شیوه‌های کنترلی متنوعی برای حل این مشکل استفاده شده که این روش‌ها با عدم قطعیت بسیاری مواجهند. عملیات قراردعی ژل‌های پلیمری در مخازن یکی از روش‌های شیمیایی کنترل آب تولیدی است. ریسک انجام این عملیات سبب شد تحقیقات دقیقی روی آن انجام دهیم. بنابراین ضروری است با استفاده از آنالیز حساسیت (غربالگری)، متغیرهای مؤثر بر این فرآیند را شناسایی کرده و تأثیرات متقابل این متغیرها مشخص شوند. در آینده می‌توان از این اطلاعات جهت اهداف مدل‌سازی و بهینه‌سازی استفاده کرد. در این پژوهش، امکان‌سنجی عملیات تزریق ژل‌های پلیمری DPR در مخازن کربناته توسط یک شبیه‌ساز شیمیایی سه‌بعدی و سه‌فازی بررسی شده است. بر اساس نتایج تحقیق حاضر انجام این روش با شرایط مناسب، منجر به کاهش برش آب چاه تولیدی، کاهش تولید تجمعی آب، افزایش طول عمر پروژه و در نهایت افزایش تولید تجمعی نفت می‌گردد. در ادامه با به کارگیری طراحی آزمایشی، از میان متغیرهای موجود، مؤثرترین آنها انتخاب شده و بر اساس اولویت و اهمیت (تأثیر) رده‌بندی شده و سپس اثرات متقابل بین متغیرهای حساس تجزیه و تحلیل گردیده‌اند. نتایج این بررسی نشان می‌دهد که به ترتیب نرخ تزریق پلیمر، غلظت cross-linker، زمان تزریق و غلظت پلیمر تزریقی تأثیرگذارترین متغیرها بر فرآیند تزریق ژل پلیمری هستند.

واژگان کلیدی: عملیات تزریق ژل، آنالیز حساسیت، متغیرهای تأثیرگذار، تأثیرات متقابل^۵

مقدمه

cross-linker نیز به محلول پلیمری اضافه می‌شوند که موجب تشکیل ژل در مخزن خواهند شد. کاربرد این ژل‌ها در نواحی اطراف چاه جهت کاهش تولید آب اضافی بدون کاهش تولید نفت است. در واقع واکنش بین پلیمر و cross-linker موجب تشکیل ماده‌ای نیمه‌جامد و ژله‌ای شده که می‌تواند تراوایی نسبی آب را کاهش داده و تراوایی نفت را تغییر دهد. مزیت این روش آن است که برخلاف روش‌های مکانیکی درون‌چاهی، این روش نیاز به تفکیک زونی نداشته و می‌توان سیال عملیاتی را از سطح تزریق کرد. محققان بسیاری تاکنون در مورد این روش تحقیق کرده‌اند. کاربرد ژل‌های پلیمری برای کنترل سیالات تولیدی برای نخستین بار توسط وایت و همکاران پیشنهاد شد [۱]. بوتومانز و همکاران با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی و داده‌های شبیه‌سازی توانستند منحنی‌های تراوایی نسبی را پس از عملیات به دست آورند [۲].

از این منحنی‌ها در تعیین شرایط کاربردی ژل‌ها استفاده شد. گراتونی و همکاران جهت مشخص کردن مکانیسم اصلی کاهش تولید آب توسط ژل، آزمایش‌هایی روی مدل‌های ساخته شده از شیشه انجام دادند [۳]. نمودارهای فشار موینگی و تراوایی نسبی

تقریباً تمامی مخازن زیرزمینی نفت و گاز، آب هم تولید می‌کنند. با کاهش ذخیره‌ی هیدروکربنی میادین و به دلیل اینکه طبیعت خلأ را ترجیح نمی‌دهد، آب جای نفت را می‌گیرد. در میادین بالغ، بخش اعظم سیال تولیدی را آب تشکیل داده و نفت و گاز، درصد کمی از کل تولید را به خود اختصاص می‌دهند. علاوه بر این تزریق آب در بسیاری از مخازن با هدف حفظ فشار یا افزایش ضریب جاروبی انجام می‌شود. بنابراین در طول عمر یک میدان افزایش پیوسته‌ی تولید آب امری طبیعی است.

مجاری عبور آب در مخزن به‌ویژه در نواحی نزدیک به چاه نامنظم هستند. این مجاری با دورزدن زون‌های اشباع از هیدروکربن، برش‌های آبی بالایی را تحمیل کرده و از نظر فنی و اقتصادی تولید را با مشکل مواجه می‌کنند.

هنگامی که آب تولیدی بر بهره‌دهی اقتصادی مخزن تأثیر می‌گذارد، باید کنترل آن به‌عنوان هدف اصلی در نظر گرفته شود. جهت کاهش ورود آب به چاه و حفظ تولید نفت، می‌توان از پلیمرهایی با وزن مولکولی زیاد استفاده کرد. موادی به نام

* نویسنده‌عهددار مکاتبات (ashkannrz@yahoo.com)

اهداف مدنظر این پژوهش عبارتند از:

- نشان دادن اهمیت این روش جهت کنترل تولید آب و تضمین اینکه در صورت برقراری شرایط مناسب (شرایط مخزن، عملیات و ...) می تواند به نتایج مطلوبی منجر شود.
- معرفی متغیرهای مؤثر در فرآیند قراردعی ژل^{۱۶} در مخزن
- مشخص کردن متغیرهایی که بیشترین تأثیر را بر کاهش تولید آب دارند با استفاده از آنالیز غربالگری (حساسیت)
- بررسی تأثیرات متقابل^{۱۷} متغیرهای تأثیرگذار

۱- توصیف مدل

شبهه سازی ها روی یک مخزن کرناته five spot ¼ با دو لایه ی تولیدی که تراوایی لایه ی بالایی دو برابر لایه ی پایینی است انجام می شود. همچنین بین این دو لایه یک لایه ی نازک غیر تراوا وجود دارد که تراوایی افقی آن بسیار کم و تراوایی عمودی اش صفر بوده و به منظور جلوگیری از جریان بین لایه های قرار داده شده است. شکل ۱- نمای سه بعدی مخزن را نشان می دهد. شبهه سازی حاضر روی سیستمی در مختصات کارترین با ۸۰۰۰ بلوک اجرا شده که در هر یک از جهات X، Y، Z و ۲۰ بلوک دارد. هر بلوک در هر بُعد ۱۰ فوت امتداد یافته است. دو چاه عمودی در دو گوشه ی این الگوی سه بعدی به صورت قطری روبروی یکدیگر قرار دارند. یکی از آنها تولیدی به مختصات (۱، ۱، ۱) و دیگری تزریقی به مختصات (۱، ۲۰، ۲۰) است. جدول ۱- سایر شرایط استفاده شده برای شبهه سازی ها را نشان می دهد.

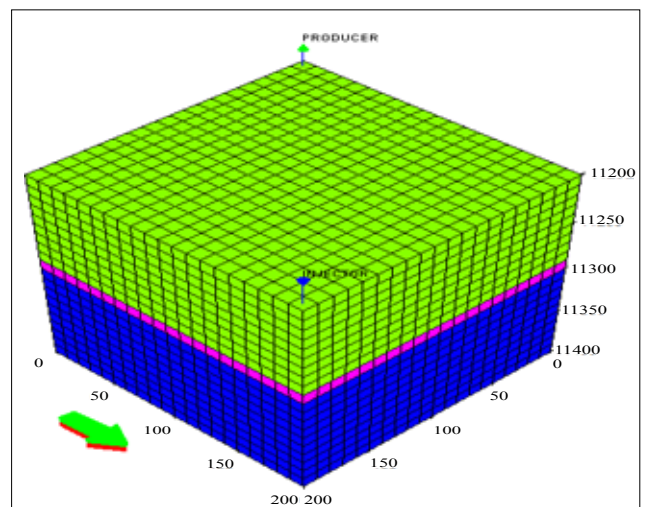
۲- برنامه ی تولید و تزریق (برنامه ی چاه)

شبهه سازی با تولید ۲۰۰ بشکه در روز نفت از چاه تولیدی و تزریق ۲۰۰ بشکه در روز آب در چاه تزریقی به طور هم زمان آغاز می شود. به دلیل اینکه تجهیزات سطح الارضی توانایی کنترل و انجام فرآیند روی میزان مشخصی از آب تولیدی را دارند هنگامی که برش آبی به حد معینی برسد تولید از چاه تولیدی متوقف می شود (در اینجا

مقدار	کمیت
2×10^{-6}	C_r (psia ⁻¹)
۵۲۰۰	P_{ref} (psia)
۰/۲۵	Φ
۱۱۲۰۰	D_{top} (ft)
۵۲۰۰	P_i (psia)
۱۱۲۰۰	D_i (ft)
۰/۲	Swi

حاصل از این مدل خاصیت کاهش نامتوازن تراوایی (DPR)^{۱۸} ژل ها را نشان می دهند. توماس و همکاران در مورد ویژگی های مخازن و چاه هایی که نسبت آب به نفت تولیدی آنها زیاد است بحث کرده اند [۴]. آنها همچنین در خصوص مشخصات یک عملیات تزریق ژل موفق که موجب به حداقل رسیدن تولید آب از مخزن و میدان می شود تحقیق کرده اند. کوزمیچونوک و همکاران تأثیر مثبت ژل را در مخازن کرناته اثبات کرده اند [۵]. علاوه بر این، آنها به بررسی اثر اشباع نفت مانده پرداخته اند و پایداری ژل را در گرادیان های فشاری مختلف سنجیده اند. کوزمیچونوک و اصغری عملکرد ژل را حین تزریق هم زمان آب و نفت ارزیابی کرده اند [۶]. آنها رفتار خود ژل را نیز هنگام جریان دوفازی مطالعه کردند. لیانگ و همکاران تفسیرهای مختلف دلیل کاهش تراوایی آب بیش از تراوایی نفت را آزمایش کردند [۷]. در نتیجه ی این تحقیقات، گرانش^{۱۹}، اثرات صیقلی^{۲۰}، انقباض و تورم ژل^{۲۱} و اثرات ترشوندگی^{۲۲} از مکانیسم های احتمالی حذف شدند.

اما جدایش مجاری عبور آب و نفت^{۲۳} در محیط متخلخل به عنوان مکانیسم تعیین کننده پیشنهاد شد. این موضوع را نیلسون و همکاران نیز در یک مطالعه ی مکانیکی-آزمایشگاهی نشان داده اند [۸]. اما لیانگ و سرایت تعریف احتمالی دیگری را برای مکانیسم اثر ژل ارائه کردند که ترکیبی از اثر دیواره^{۲۴} و مدل قطره ژل^{۲۵} است [۹]. در جایی دیگر، الشرجی بر اساس یک سری آزمایش روی میکرومدل های شیشه ای ادعا کرد که هنگام استفاده از پلیمر (بدون cross-linker)، جذب سطحی^{۲۶} و اثرات صیقلی مکانیسم های مؤثر هستند [۱۰]. کینک و همکاران [۱۱]، سعیدی و همکاران [۱۲] و الزفیری و همکاران [۱۳] کاربردهای میدانی عملیات تزریق ژل و نتایج آنها را نشان داده اند.



نمای سه بعدی مخزن



است. یک eq مقداری از یک ماده است که با یک گرم هیدروژن یا ۸ گرم اکسیژن واکنش می‌دهد.

۲-۲- تزریق سیال عملیاتی: سیال اصلی شامل پلیمر HPAM، cross-linker (Cr^{3+})، یون کلر (Cl^-) و یون هیدروژن (H^+) محلول در آب است که در محیط متخلخل تزریق می‌شود.

۲-۳- مدت زمان بستن چاه: این دوره‌ی زمانی که باید قبل از بازگشایی چاه سپری شود در موفقیت عملیات تزریق ژل بسیار حیاتی است. اگر ژل به استحکام نهایی خود نرسد کارایی آن در بستن نواحی تولیدکننده‌ی آب به شدت کاهش می‌یابد. هر دو چاه پس از عملیات مجدداً باز می‌شوند و با همان نرخ‌های قبل به تولید و تزریق ادامه می‌دهند. پس از آنکه تأثیر ژل از بین رفت، منحنی برش آبی بر حسب زمان برای دو حالت با عملیات و بدون عملیات روی یکدیگر می‌افتند.

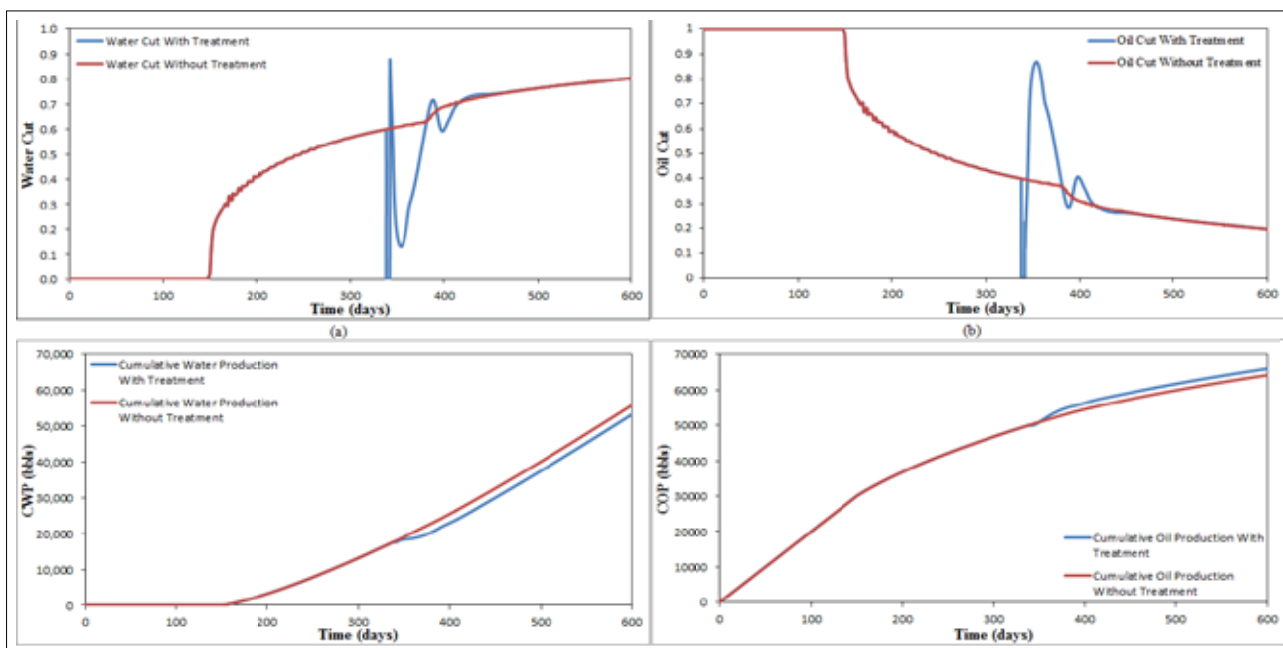
۳- مشاهده‌ی تأثیر ژل بر منحنی‌های تولید

نرم‌افزار UTCHEM یک شبه‌ساز سه‌بعدی، چندجزئی و چندفازی است که در موارد ازدیادبرداشت شیمیایی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این شبه‌ساز معادلات جریان و معادلات انتقال جرم برای هر تعداد جزء که کاربر تعیین کند (آب، آلانده‌های آلی، ماده‌ی فعال سطحی، الکل، پلیمر، یون کلر، یون کلسیم، سایر

۶۰ درصد). در این لحظه مشکل تولید آب اضافه نمایان شده و بهره‌بردار باید تصمیم بگیرد برای حل این موضوع از بین گزینه‌های موجود کدامیک را انتخاب کند تا دوره‌ی تولید نفت طولانی‌تر شده و رسیدن آب به چاه به تأخیر بیفتد. بر اساس شرایط مطرح‌شده‌ی قبلی مبنی بر مخازنی که عملیات تزریق ژل در آنها کاربردی است، می‌توان گفت این عملیات در مدل مخزنی قسمت قبل کاربرد دارد. مراحل اجرایی عملیات تزریق ژل عبارتند از:

۲-۱- پیش‌تزریق: برای تشکیل یک ژل پایدار، واکنشی کامل بین پلیمر HPAM و ماده‌ی cross-linker در خلل و فرج نزدیک چاه مورد نیاز است. اما وجود ناخالصی‌هایی در آب مخزن (Ca^{2+} ، Cl^- و ...) سبب مختل شدن این واکنش شده و به نتایج نامطلوبی می‌انجامد (Cr^{3+} و Cl^- واکنش می‌دهند). همچنین ظرفیت تبادل یونی^{۱۹} مواد رسی مثل clay سبب می‌شود در یک واکنش تبادل جای Cr^{3+} با Na^+ عوض شود. جهت حل این مسئله مقداری H^+ به سیال پیش‌تزریق افزوده می‌شود. بنابراین انجام پیش‌تزریق با آب قبل از عملیات اصلی ضروری است.

با این وجود ممکن است خود آب هم حاوی مقادیر کمی یون‌های کلر و کلسیم باشد. پیش‌تزریق به مدت ۰/۴ روز و با نرخ ۲/۳۵۸ بشکه در روز (۲۰۰ فوت مکعب در روز) انجام می‌شود. غلظت Cl^- و H^+ در سیال پیش‌تزریق به ترتیب ۰/۶۷۶ meq/ml و 10^{-4} meq/ml × ۱/۲۵۸ است. واحد meq/ml همان میلی‌اکویولنت (میلی‌نرمال) بر میلی‌لیتر



۴ | منحنی برش آبی بر حسب زمان، منحنی برش نفتی بر حسب زمان، منحنی تولید آب تجمعی بر حسب زمان و منحنی تولید نفت تجمعی بر حسب زمان قبل و بعد از عملیات



آب اضافی با ژل‌های DPR می‌تواند به نتایج مطلوبی منجر شود. نسبت به حالت بدون عملیات، نه تنها برش آبی کاهش می‌یابد بلکه برش نفتی نیز افزایش خواهد یافت. منحنی تولید آب تجمعی با کاهشی ۲۶۰۷ بشکه‌ای، زیر منحنی تولید آب تجمعی در حالت بدون عملیات قرار می‌گیرد. در همین حال، منحنی تولید نفت تجمعی ۱۸۲۹ بشکه افزایش می‌یابد. این ارقام تغییر یافته هر یک نزدیک به یک درصد از حجم تخلخلی^{۲۱} را تشکیل می‌دهند که در مبحث ازدیاد برداشت این میزان بهبود بسیار قابل توجه است. اگر میزان افزایش تولید تجمعی در قیمت هر بشکه نفت و میزان کاهش تولید تجمعی آب در هزینه‌های ناشی از فرآیندهایی نظیر فراآوری و جداسازی آب لحاظ شود، می‌توان تأثیر این عملیات و بهره‌دهی آن را به وضوح مشاهده کرد. علاوه بر این، متغیرهای مؤثر به دلیل اثبات و توجیه عملیات در میانگین خود قرار داشته و باز هم می‌توان تغییرات بهبود یافته تری را شاهد بود.

۴- آنالیز حساسیت (غربالگری)

بر اساس بررسی‌های دقیق پیرامون عملیات تزریق ژل‌های DPR در منابع اطلاعاتی مختلف، هشت متغیر به‌عنوان مهم‌ترین عوامل محتمل انتخاب شدند. این متغیرها به همراه محدوده‌ی کاربردی‌شان و میانگین این محدوده در جدول ۲- نشان داده شده‌اند. سپس با استفاده از آنالیز حساسیت، تأثیر گذارترین متغیرها مشخص شده و به ترتیب اهمیت‌شان رده‌بندی می‌شوند.

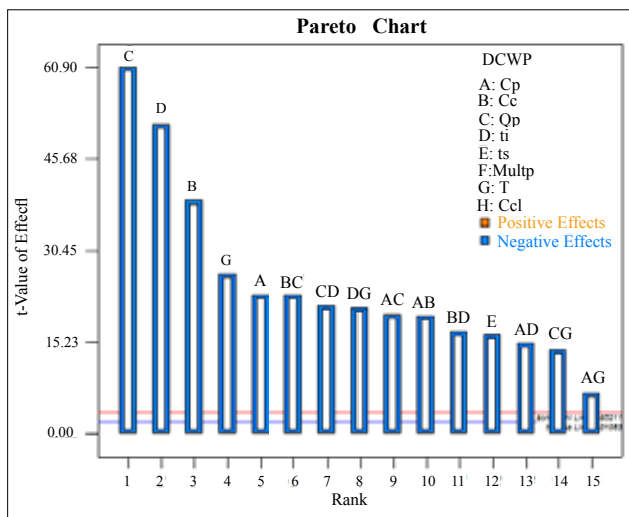
یک طراحی کامل دومرحله‌ای (که بسیار وقت گیر است) با هشت متغیر نیازمند ۲۵۶ اجرای مختلف است. اما یک طراحی کسری دومرحله‌ای با ۶۴ اجرا نیز می‌تواند جایگزین طراحی کامل شود و از

الکترولیت‌ها و ... حل خواهند شد. این اجزاء می‌توانند در چهار فاز گاز، آب، نفت و میکروامولسیون موجود باشند. مجموع این ویژگی‌ها، به خصوص جابجایی و جریان چندفاز به همراه چند جزء و همچنین حضور واکنش‌های شیمیایی، نرم‌افزار UTCHEM را به یک شبیه‌ساز منحصر به فرد تبدیل کرده است.

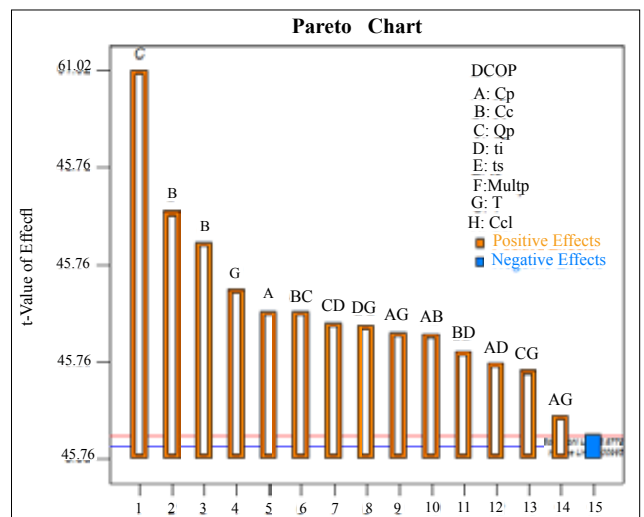
نتایج استفاده از یک ژل DPR برای یک چاه با برش آبی بالا در شکل ۲- آورده شده است. مقادیر قرار داده شده در شبیه‌سازی برای غلظت پلیمر در سیال عملیاتی (C_p)، غلظت cross-linker در سیال عملیاتی (C_c)، غلظت یون کلر در سیال عملیاتی (C_{Cl})، نرخ تزریق سیال عملیاتی (Q_p)، مدت زمان تزریق سیال عملیاتی (t_{inj})، مدت زمان بستن چاه‌ها (t_{shut})، ضریب تراوایی لایه‌ها (multp) و دمای مخزن (T) همگی در میانگین محدوده‌ی اختصاص داده شده‌ی خود هستند.

نمودارهای این شکل به وضوح نشان می‌دهند که کاهش تولید

متغیر	میانگین	بیشینه	کمینه
A: C_p (wt%)	۰/۱۷۵	۰/۲۵	۰/۱
B: C_c (ppm)	۶۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰
C: Q_p (ft ³ /day)	۵۰۰۰	۸۰۰۰	۲۰۰۰
D: t_i (day)	۱/۷۵	۲/۵	۱
E: t_s (day)	۱/۷۵	۲/۵	۱
F: Multp	۱	۱/۵	۰/۵
G: T (°F)	۱۰۰	۱۲۰	۸۰
H: C_{Cl}	۰/۶۵	۰/۸	۰/۵



شکل ۴ | نمودار پرتو برای DCWP



شکل ۳ | نمودار پرتو برای DCOP



نظر اقتصادی نیز به صرفه تر است.

در پایان یک دوره ۶۰۰ روزه، تأثیر هر متغیر بر متغیرهای هدف DCWP^{۲۲} و DCOP^{۲۳} سنجیده می شود. متغیر DCOP میزان اختلاف تولید نفت تجمعی در دو حالت با عملیات و بدون عملیات تزریق ژل پلیمری است.

بدین ترتیب که میزان تولید تجمعی نفت با وجود تزریق ژل از میزان تولید تجمعی نفت در حال عادی کسر می گردد. به همین صورت، متغیر DCWP میزان اختلاف تولید آب تجمعی در دو حالت با عملیات و بدون عملیات تزریق ژل پلیمری است.

۴-۱- غربالگری توسط نمودار پرتو^{۲۴}

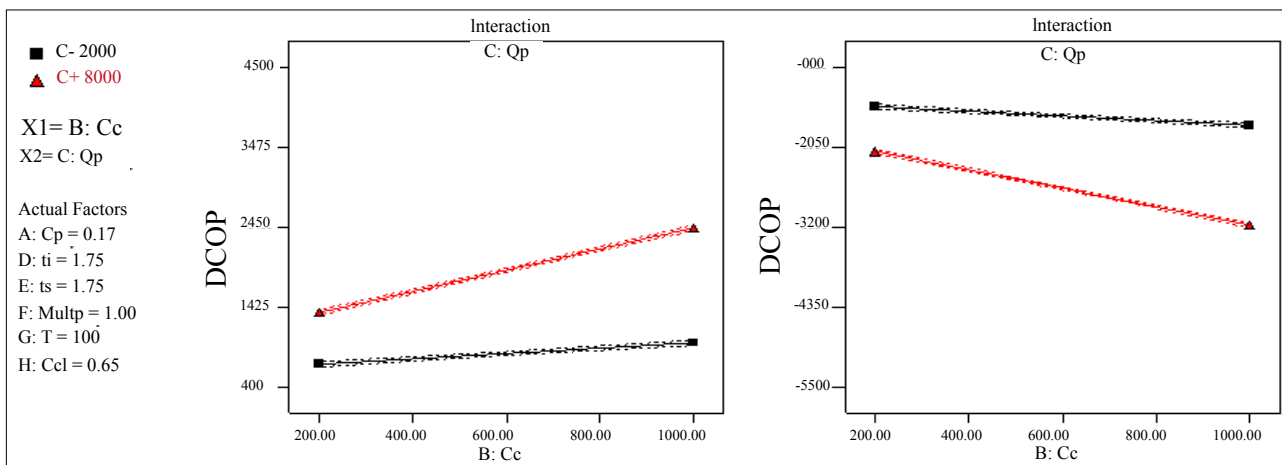
جهت یافتن متغیرهای تأثیر گذار از روشی آماری در نرم افزار Design Expert استفاده شده است. یکی از خروجی های این نرم افزار نمودار پرتو است؛ نموداری که با استفاده از یک مقدار

کمترین $t^{۲۵}$ ، اثر گذارترین متغیرها را انتخاب می کند. نمودار پرتو برای هر دو متغیر DCWP و DCOP در شکل های ۳ و ۴ نشان داده شده است.

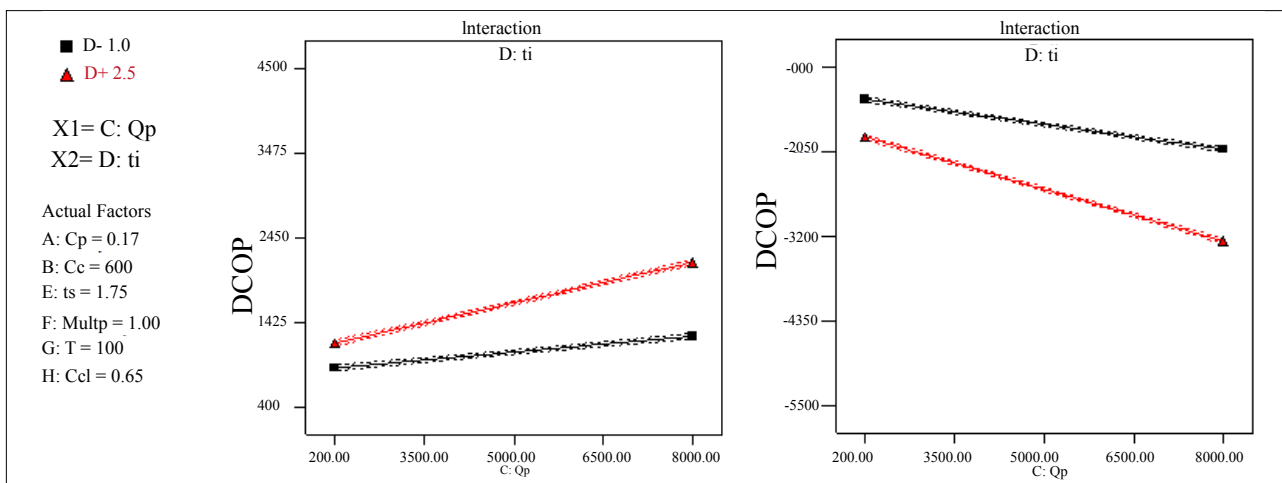
همان گونه که از شکل های ۳ و ۴ استنباط می شود پنج متغیر ابتدایی که به ترتیب بیشترین تأثیر را بر این عملیات دارند عبارتند از: Q_p (نرخ تزریق سیال عملیاتی)، t_p (مدت زمان تزریق سیال عملیاتی)، C_e (غلظت $Cr^{۳+}$ در سیال عملیاتی)، T (دمای مخزن) و C_p (غلظت پلیمر در سیال عملیاتی). افزایش جداگانه هر یک از این متغیرها نتیجه ی بهتری در پایان عملیات به دست می دهد (تولید آب تجمعی کاهش و تولید نفت تجمعی افزایش می یابد).

Q_p در هر دو نمودار در رده ی نخست قرار می گیرد و این متغیر باید به عنوان مؤثرترین متغیر در طراحی عملیات لحاظ شود.

ترتیب تأثیر متغیرهای C_e و t_p در دو شکل با هم عوض شده است. این موضوع نشان دهنده ی آن است که اگر C_e به اندازه ی مشخصی



شکل ۵ | تأثیر متقابل غلظت $Cr^{۳+}$ و نرخ تزریق



شکل ۶ | تأثیر متقابل نرخ تزریق و مدت زمان تزریق

مشخص هستند بررسی خواهند شد (سایر متغیرها در میانگین هستند).
تأثیر متقابل بین C_c و t_i (BD) در بررسی‌ها جای ندارد؛ چراکه نسبت به سایر اثرات متقابل اثر کمتری دارد.

۴-۲-۱- تأثیر متقابل C_c و Q_p

شکل ۵- تأثیر متقابل غلظت cross-linker و نرخ تزریق پلیمر را نشان می‌دهد. در نرخ تزریق کم، زمانی که غلظت Cr^{3+} افزایش می‌یابد تأثیر مثبت آن ناچیز است. اما در نرخ‌های تزریق زیاد شب تأثیر زیاد است. چراکه میزان Cr^{3+} موجود برای واکنش با پلیمر به شدت افزایش یافته و واکنشی کامل شکل می‌گیرد.

۴-۲-۲- تأثیر متقابل Q_p و t_i

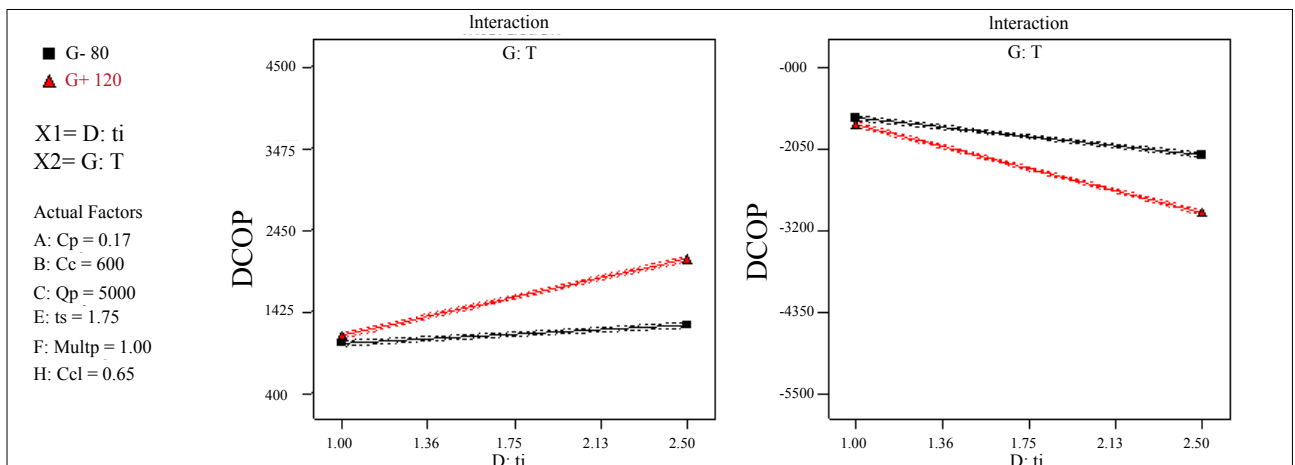
هنگامی که مدت زمان تزریق کمترین مقدار باشد، افزایش نرخ تزریق موجب بهبود نتیجه می‌شود. هرچه این زمان بیشتر شود،

تغییر کند، تأثیر این تغییر بر میزان افزایش تولید نفت تجمعی بیش از تأثیر آن بر میزان کاهش تولید آب تجمعی است. با همین منطق می‌توان گفت که اگر t_i به اندازه‌ی مشخصی تغییر کند تأثیر آن بر کاهش تولید آب تجمعی بیش از تأثیر آن بر میزان افزایش تولید نفت تجمعی است.

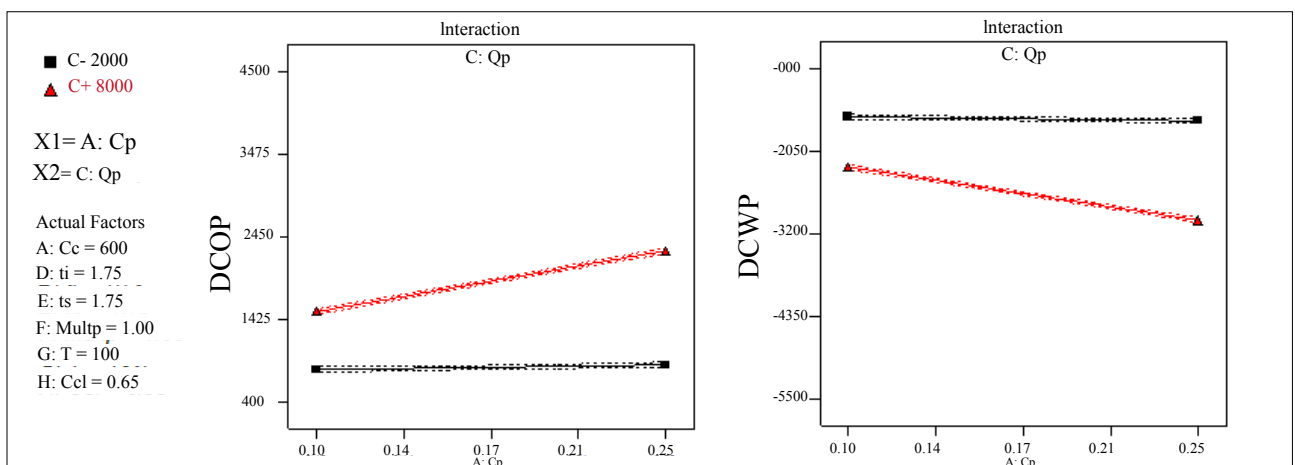
اشاره به این نکته ضروری است که t_i (مدت زمان بستن چاه‌ها) در شکل ۴- خود را مثل یک متغیر تأثیر گذار نشان می‌دهد ولی با این وجود در لیست مؤثرترین متغیرها جای نمی‌گیرد؛ چراکه تأثیری بر میزان افزایش تولید نفت ندارد.

۴-۲-۳- بررسی تأثیرات متقابل بین متغیرها

با توجه به نمودارهای پرتو مشاهده می‌شود که بین پنج متغیر تأثیر گذار اثرات متقابلی هم وجود دارد. در ادامه به بررسی این تأثیرات می‌پردازیم و پنج اثر متقابل دوتایی که در نمودار پرتو



شکل ۷ | تأثیر متقابل دمای مخزن و مدت زمان تزریق



شکل ۸ | تأثیر متقابل نرخ تزریق و غلظت پلیمر



گردیدان (بشکه بر بشکه در روز) بیشتر خواهد شد (شکل-۶).

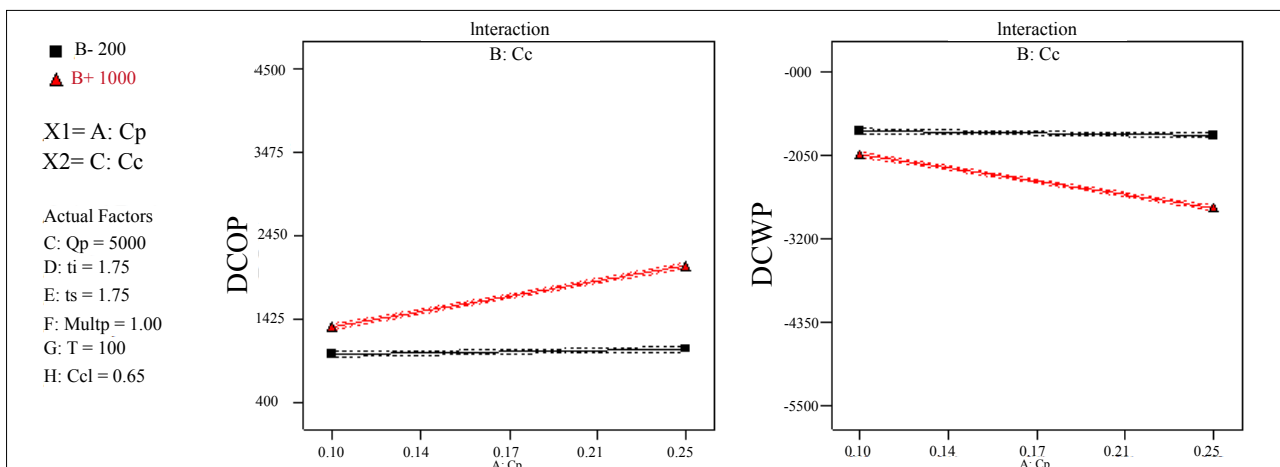
۴-۲-۳- تأثیر متقابل T و t_i

واکنش ژله‌ای شدن نیز از این قانون تبعیت می‌کند. علاوه بر این، به نظر می‌رسد که در این واکنش، cross-linker به عنوان واکنش دهنده‌ی محدود کننده عمل می‌کند. به عبارت دیگر، زمانی که مقدار کمی cross-linker در سیال عملیاتی وجود دارد این میزان منجر به تولید مقدار مشخصی ژل می‌شود و بقیه‌ی پلیمر بدون واکنش باقی می‌ماند. اما افزایش مقدار پلیمر در حضور مقدار قابل توجهی cross-linker نتیجه‌ی خوبی به دست می‌دهد. چرا که پلیمر می‌تواند از میزان cross-linker موجود به طور کامل استفاده کند. این موضوع در شکل-۹ نشان داده شده است. در واقع در غلظت‌های کم cross-linker، افزایش غلظت پلیمر تنها هزینه‌ی اضافی خواهد داشت. برای آنکه واکنش ژله‌ای شدن کامل گردد باید cross-linker به اندازه‌ی کافی موجود باشد.

نتیجه‌گیری

مهم‌ترین نتایج پژوهش حاضر به شرح زیر است:

- اجرای عملیات تزریق ژل در مخازن کربناته نه تنها می‌تواند به کاهش تولید آب بیانجامد، بلکه موجب افزایش بازیافت نفت نیز می‌شود.
- با استفاده از یک طراحی فاکتوریل کسری دومرحله‌ای، مؤثرترین متغیرهایی که بیشترین تأثیر را بر فرآیند تزریق ژل در یک مخزن کربناته دارند مشخص شدند که بر اساس اهمیت‌شان به ترتیب T ، C_p ، t_i ، Q_p و C_c هستند.
- افزایش جداگانه‌ی هر یک از متغیرهای ذکر شده سبب بهبود عملکرد فرآیند تزریق ژل پلیمری در مخازن کربناته می‌شود.
- در نتایج غربالگری تعدادی اثر متقابل بین متغیرهای اصلی به عنوان متغیر تأثیرگذار شناخته شدند. این موضوع گویای آن است که در طراحی عملیات تزریق ژل اثر یک متغیر باید در ارتباط با سایر متغیرها لحاظ شود و مشاهده‌ی تأثیر به شکل تک‌متغیره صحیح نیست.



پانویس‌ها

¹ panjalizadeh@aut.ac.ir	¹⁰ Gel shrinking and swelling	¹⁹ Cat-ion exchange capacity
² Gel treatment	¹¹ Wettability	²⁰ Shut-in period
³ Sensitivity analysis	¹² Segregation of oil and water pathways	²¹ Pore Volume
⁴ Effective parameters	¹³ Wall effect	²² Difference Cumulative Oil Produced
⁵ Interactions	¹⁴ Gel-droplet model	²³ Difference Cumulative Oil Produced
⁶ By-pass	¹⁵ Adsorption	²⁴ Pareto chart
⁷ Disproportionate Permeability Reduction	¹⁶ Gel placement	²⁵ t-value
⁸ Gravity	¹⁷ Interaction	²⁶ Shear degradation
⁹ Lubrication effects	¹⁸ Pre-flush	

منابع

- [1]. White, J. L., Goddard, J. E. & Phillips, H. M., 1973. Use Of Polymers To Control Water Production In Oil Wells. Journal Of Petroleum Technology (JPT), Pp. 143-150.
- [2] Botermans, C. W., Van Batenburg, D. W. & Bruining, J., 2001. Relative Permeability Modifiers: Myth Or Reality?. Hague, Netherlands, SPE European Formation Damage Conference, Paper SPE 68973.
- [3] Grattoni, C. A., Jing, X. D. & Zimmerman, R. W., 2001. Disproportionate Permeability Reduction When A Silicate Gel Is Formed In-Situ To Control Water Production. Buenos Aires, Argentina, SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference, Paper SPE 69534.
- [4] Thomas, F. B., Bennion, D. B., Anderson, G. & Meldrum, B., 1998. Water Shutoff Treatments-Reduce Water And Accelerate Oil Production. Calgary, Alberta, Canada, THE PETROLEUM SOCIETY, Paper 98-47.
- [5] Kuzmichonok, L., Asghari, K. & Nakutnyy, P., 2007. Performance Of Polyacrylamide-Chromium (III) Gel In Carbonate Porous Media: Effect Of Source Of Crosslinker On Disproportionate Permeability Reduction And Gel Strength. Calgary, Alberta, Canada, Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Paper 2007-121.
- [6] Kuzmichonok, L. & Asghari, K., 2007. Evaluating Polyacrylamide-Cr (III) Gel Performance For Conformance Control In Carbonate Porous Medium. Calgary, Alberta, Canada, Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Paper 2007-122.
- [7] Liang, J., Sun, H. & Seright, R. S., 1995. Why Do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability?. SPE Reservoir Engineering, Paper SPE 27829, Pp. 282-286.
- [8] Nilsson, S., Stavland, A. & Jonsbraten, H. C., 1998. Mechanistic Study Of Disproportionate Permeability Reduction. Tulsa, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Paper SPE 39635.
- [9] Liang, J. & Seright, R. S., 2000. Wall-Effect/ Gel-Droplet Model Of Disproportionate Permeability Reduction. Tulsa, Oklahoma, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Paper SPE 59344.
- [10] Al-Sharji, H. H., Grattoni, C. A., Dawe, R. A. & Zimmerman, R. W., 2001. Disproportionate Permeability Reduction Due To Polymer Adsorption Entanglement. Hague, Netherlands, SPE European Formation Damage Conference, Paper SPE 68972.
- [11] Qing, Y. Et Al., 2009. Study And Application Of Gelled Foam For In-Depth Water Shutoff In A Fractured Oil Reservoir. Journal Of Canadian Petroleum Technology (JCPT), 48(12), Pp. 51-55.
- [12] Saeedi, A., Camarda, K. V. & Liang, J., 2007. Using Neural Networks For Candidate Selection And Well Performance Prediction In Water-Shutoff Treatments Using Polymer Gels—A Field-Case Study. SPE Production & Operations, Paper SPE 101028, Pp. 417-424.
- [13] Al-Dhafeeri, A. M., Seright, R. S., Nasr-El-Din, H. A. & Sydansk, R. D., 2005. High-Permeability Carbonate Zones (Super-K) In Ghawar Field (Saudi Arabia): Identified, Characterized, And Evaluated For Gel Treatments. Kuala Lumpur, Malaysia, SPE International Improved Oil Recovery Conference, Paper SPE 97542.