

ارائه یک روش تحلیلی جدید به منظور مدیریت تخصیص آب به چاه‌های تزریقی در پروژه‌های سیلاب‌زنی

علی چپرلی و یوسف رفیعی*

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۳/۱۷ تاریخ پذیرش: ۹۶/۷/۲۳

چکیده

یکی از چالش‌های عمده صنایع نفت و گاز، تولید آب می‌باشد که باعث بروز مشکلات زیست‌محیطی، عملیاتی و اقتصادی فراوانی می‌شود. از جمله عوامل تولید آب ناخواسته، آب ناشی از تزریق در فرآیندهای سیلاب‌زنی می‌باشد که میزان آن در اثر برنامه تزریق نامناسب و عدم مدیریت افزایش می‌یابد. بنابراین عملیات سیلاب‌زنی باید به گونه‌ای مدیریت شود تا میزان ضریب بازیافت و کارایی جاروب افزایش یافته و به تبع آن میزان تولید تجمعی آب کاهش یافته و نفت بیشتری در چاه تولید شود. از جمله عوامل مهم در تصمیم‌گیری و مدیریت سیلاب‌زنی مخازن نفتی، مدیریت تخصیص آب می‌باشد. مدیریت تخصیص به این معناست که به هر چاه تزریقی که ارتباط بهتری با چاه تولیدی با تولید نفت بالا و تولید آب کم دارد، آب بیشتری جهت تزریق اختصاص یابد. پیوستگی بین چاه‌های تزریقی و تولیدی پارامتری بسیار مهم می‌باشد که مدیریت تخصیص آب را تحت تأثیر قرار می‌دهد. این پارامتر مشخص می‌کند که چگونه یک چاه تزریقی و تولیدی با یکدیگر ارتباط دارند. روش‌های مختلفی برای محاسبه این پارامتر ارائه شده است که در این بین روش ظرفیت-مقاومت اخیراً مورد توجه مهندسين قرار گرفته است. در این روش، مخزن، مشابه سیستمی فرض می‌شود که محرکی از بیرون دریافت می‌کند (نرخ تزریق) و عکس‌العملی (نرخ تولید) از خود نشان می‌دهد. در معادلات این روش، دو دسته پارامتر اصلی (مجهول) وجود دارند. دسته اول ثوابت زمانی و دیگری ضرایب وزنی می‌باشند. با استفاده از تاریخچه تولید چاه‌ها، پارامترهای مجهول به دست می‌آیند. پس از یافتن مجهولات، میزان تولید سیال پیش‌بینی شده است. سپس با تعریف شاخص جدیدی تحت عنوان شاخص مؤثر تولید نفت الگوریتمی جدید برای محاسبه کسر آب تزریقی اختصاص یافته به هر کدام از چاه‌های تزریقی ارائه شده است و این الگوریتم جدید با بهبود تخصیص آب به چاه‌های تزریقی، باعث افزایش تولید تجمعی نفت و کاهش تولید تجمعی آب شده است.

کلمات کلیدی: سیلاب‌زنی، مدیریت تخصیص آب، پیوستگی چاه‌ها، روش ظرفیت-مقاومت، شاخص مؤثر تولید نفت.

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی Y.rafiiei@aut.ac.ir

شناسه دیجیتال (DOI: 10.22078/pr.2017.2721.2264)

مقدمه

یکی از مشکلات عمده صنایع نفت و گاز تولید آب می‌باشد. تولید آب در چاه‌های نفت و گاز علاوه بر مشکلات عملیاتی، باعث بروز مشکلات قابل توجه اقتصادی و زیست‌محیطی می‌شود [۱]. قسمتی از این آب تولیدی ناشی از تخصیص نامناسب آب به چاه‌های تزریقی و برنامه تزریق نامناسب است. از این رو مدیریت عملیات سیلاب‌زنی و ارائه یک برنامه تزریق مناسب می‌تواند به بهبود تخصیص آب به چاه‌های تزریقی کمک کرده و باعث کاهش تولید آب ناشی از عملیات مدیریت نشده سیلاب‌زنی گردد. یکی از فاکتورهای مهم در مدیریت سیلاب‌زنی مخازن نفت و گاز، آگاهی از پیوستگی و ارتباط بین چاه‌های تزریقی و تولیدی می‌باشد. زیرا با آگاهی از ارتباط بین این چاه‌ها می‌توان فرآیند تخصیص آب به چاه‌های تزریقی را به‌خوبی کنترل نمود. در واقع با در دست داشتن ارتباط بین چاه‌های تزریقی و تولیدی می‌توان طوری آب تزریقی را به هر کدام از چاه‌های تزریقی اختصاص داد که زمان رسیدن آب و شروع تولید آب در چاه تولیدی به تأخیر افتد.

روش‌های مختلفی جهت محاسبه میزان ارتباط بین چاه‌ها ارائه شده است که اکثر این روش‌ها بر پایه آنالیز داده‌های تولید و تزریق می‌باشند. در سال ۲۰۰۲ آلبرتونی و همکاران روشی را تحت عنوان رگرسیون خطی چند متغیره^۱ ارائه نمودند [۲]. در ادامه یوسف و همکارانش از مدل کامل‌تری استفاده کردند که شامل اثر ظرفیت به مفهوم تراکم‌پذیری^۲ و اثر مقاومت به مفهوم انتقال‌پذیری^۳ بود. به این ترتیب برای هر جفت چاه تزریقی و تولیدی دو ضریب تعیین می‌شود، پارامتر ضریب وزنی که میزان ارتباط بین چاه‌ها را مشخص می‌کند و پارامتر دیگر ثابت زمانی می‌باشد که میزان ذخیره شدن سیال بین دو چاه را به‌طور کمی مشخص می‌کند [۳].

سیاریور نیز با در نظر گرفتن سه حجم کنترل متفاوت، معادلات نیمه تحلیلی مربوط به روش ظرفیت-مقاومت را به‌صورت ریاضی بیان کرد [۴]. همچنین مطالعات موردی گسترده‌ای با استفاده از روش ظرفیت-مقاومت بر روی مخازن متعددی صورت گرفت. لیانگ با استفاده از این روش، یک آنالیز حساسیت روی میزان تولید نفت با در نظر گرفتن قیمت نفت و هزینه تزریق آب انجام داد [۵]. همچنین سیاریور چهار مورد مطالعه موردی روی میدان‌های واقعی انجام داد. او در این بررسی نشان داد که این روش برای مخازن واقعی که به مراتب پیچیده‌تر از مخازن مصنوعی بوده و ناهمگن هستند، قادر است تطبیق تاریخچه را با دقت بالا انجام دهد [۶]. دلشاد نیز در سال ۲۰۰۹ نشان داد که این روش می‌تواند برای تشخیص شکاف در مخازن شکاف‌دار طبیعی مورد استفاده قرار گیرد [۷]. لی و همکارانش در سال ۲۰۱۱، کن و کبیر در سال ۲۰۱۲ این روش را جهت محاسبه پیوستگی بین چاه‌های یک مخزن مورد استفاده قرار دادند و نتایج قابل قبولی را به‌دست آوردند [۸ و ۹]. ژانگ و همکارانش روش ظرفیت-مقاومت را با فیلتر کالمن^۴ ترکیب نمودند و پیوستگی بین چاه‌ها را در یک مخزن لایه‌ای محاسبه کردند [۱۰]. اشراقی و همکارانش نیز با استفاده از این روش و ترکیب آن با الگوریتم‌های بهینه‌سازی، عملیات تزریق امتزاجی دی‌اکسیدکربن^۵ را بهینه‌سازی نمودند [۱۱]. مطالعات قبلی نشان می‌دهد که روش ظرفیت-مقاومت نسبت به دیگر روش‌ها از دقت بالاتری برخوردار است [۱۲]. بنابراین در این مقاله روش ظرفیت-مقاومت بر روی داده‌های تزریق و تولید یک مدل استاندارد مخزن نفتی اعمال می‌شود و میزان پیوستگی بین چاه‌های این مخزن محاسبه می‌گردد.

1. Multivariate Linear Regression
2. Compressibility
3. Transmissibility
4. Kalman Filter
5. Miscible CO₂ Injection

گام k-1 و k است.

ارائه الگوریتمی جدید به منظور بهبود تخصیص آب به چاه‌های تزریقی

جهت بهبود تخصیص آب به چاه‌های تزریقی، باید به هر چاه تزریقی که ارتباط بهتری با چاه تولیدی با تولید نفت بالا و تولید آب کم دارد، آب بیشتری جهت تزریق اختصاص یابد تا حمایت بهتری از چاه‌های تولیدی با تولید نفت بهتر، توسط این چاه‌های تزریقی صورت گیرد [۱۲]. بنابراین با استفاده از پارامتر میزان پیوستگی بین چاه‌ها که نشان دهنده ارتباط بین چاه‌ها است و همچنین پارامتر برش آب که نشان دهنده عملکرد چاه‌های تولیدی می‌باشد، شاخص‌های جدیدی تعریف می‌شود و با استفاده از این شاخص‌ها به اولویت‌بندی چاه‌های تزریقی پرداخته می‌شود. در واقع این شاخص‌ها این امکان را فراهم می‌سازند تا به چاه‌های تزریقی که ارتباط بهتری با چاه‌های تولیدی با عملکرد بهتر دارند، آب بیشتری جهت تزریق اختصاص یابد. این شاخص‌ها به قرار زیر هستند:

۱- شاخص تولید آب برای جفت چاه‌های تزریقی و تولیدی

این شاخص بیانگر میزان تولید آب ناشی از سیلاب‌زنی می‌باشد و به صورت رابطه ۳ بیان می‌گردد.

$$WPI_{ip} = f_{ip} \times WC_p \times q_p \quad (3)$$

که در آن WPI_{ip} بیانگر شاخص تولید آب چاه تولیدی p می‌باشد که تولید آب آن در اثر ارتباط این چاه با چاه تزریقی i هست و f_{ip} بیانگر ضریب وزنی چاه تولیدی p و چاه تزریقی i و عبارت WC_p بیانگر برش آب مربوط به چاه تولیدی p و q_p نیز بیانگر نرخ تولید سیال در چاه تولیدی p می‌باشد. هر چه میزان WPI_{ip} بیشتر باشد، به این معناست که چاه تزریقی i با چاه تولیدی با تولید آب بالا ارتباط بیشتری دارد.

سپس الگوریتمی جدید براساس ضریب پیوستگی بین چاه‌ها و فاکتورهایی از جمله نرخ تولید چاه‌ها و برش آب در چاه‌های تولیدی جهت مدیریت تخصیص آب به چاه‌های تزریقی ارائه می‌شود.

معادلات روش ظرفیت- مقاومت

همان‌طور که بیان شد سیارپور با در نظر گرفتن سه حجم کنترل متفاوت، معادلات تحلیلی مربوط به روش ظرفیت- مقاومت را به صورت ریاضی بیان کرد که در این مقاله از مدل حجم کنترل برابر با شعاع ریزش هر چاه تولیدی استفاده می‌شود. برای یک میدان که شامل N_i چاه تزریقی و N_p چاه تولیدی می‌باشد، معادله موازنه حجم بر روی شعاع ریزش هر چاه تولیدی اعمال می‌شود و نرخ تولید هر چاه براساس نرخ تزریق، به صورت رابطه ۱ بیان می‌شود [۵].

$$q_p(t) = \sum_{i=1}^{N_i} f_{ip} I_i(t) - \tau_p \frac{dq_p(t)}{dt} \quad (1)$$

که در آن $q_p(t)$ بیانگر نرخ تولید چاه تولیدی p در زمان t، f_{ip} بیانگر ضریب وزنی (میزان پیوستگی) چاه تولیدی p و چاه تزریقی i، $I_i(t)$ بیانگر نرخ تزریق چاه تزریقی i، بیانگر ثابت زمانی چاه تولیدی p و عبارت $\frac{dq_p(t)}{dt}$ بیانگر میزان تغییر نرخ تولید چاه تولیدی p برحسب زمان می‌باشد. هرچه مقدار پارامتر f_{ip} بزرگ‌تر باشد، به این معناست که چاه تزریقی i ارتباط و پیوستگی بیشتری با چاه تولیدی p دارد. همچنین رابطه ۱ را می‌توان به صورت گسسته برحسب زمان همانند رابطه ۲ بیان کرد [۵].

$$q_p(t_k) = q_p(t_{k-1}) e^{\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_p}} + (1 - e^{\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_p}}) \left(\sum_{i=1}^N f_{ip} I_i^{(k)} - J_p \tau_p \frac{\Delta P_{wf,p}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) \quad (2)$$

که در آن $q_p(t_{k-1})$ بیانگر نرخ تولید چاه تولیدی قبل از شروع عملیات سیلاب‌زنی، J_p شاخص بهره‌دهی چاه تولیدی p و $\frac{\Delta P_{wf,p}^{(k)}}{\Delta t_k}$ بیانگر تغییرات فشار ته‌چاهی چاه p در بازه زمانی Δt_k است. عبارت t_k و t_{k-1} به ترتیب بیانگر زمان تزریق در

زیر عمل می‌گردد:

۱- محاسبه شاخص مؤثر تولید نفت برای چاه

تزریقی i با استفاده از رابطه ۶.

۲- محاسبه شاخص مؤثر تولید نفت کل چاه‌های

تزریقی که به صورت رابطه ۷ بیان می‌شود.

$$EOPI_T = \sum_{i=1}^{i=N_i} EOPI_i \quad (7)$$

۳- محاسبه کسر آب تزریقی برای هر چاه تزریقی

که مطابق با رابطه ۸ است.

$$WIA_i = \frac{EOPI_i}{EOPI_T} \quad (8)$$

مطالعه موردی

روش ظرفیت- مقاومت بر روی یک مخزن شبیه‌سازی شده توسط نرم‌افزار ریویل از مجموعه نرم‌افزارهای مدل‌سازی یکپارچه تولید اجرا خواهد شد. این مدل شامل چهار چاه تزریقی عمودی و سه چاه تولیدی عمودی می‌باشد که مدلی استاندارد برای مطالعه پروژه‌های تزریق آب و سیلاب‌زنی می‌باشد که توسط شرکت پترولیوم اکسپرت ارائه شده است. مخزن مورد مطالعه در حال تولید نفت از طریق ۳ چاه تولیدی می‌باشد و این چاه‌های تولیدی توسط ۴ چاه تزریقی حمایت می‌شوند و تزریق در این میدان از ابتدای تولید صورت گرفته است و سفره آبی نیز در این مخزن وجود ندارد. شکل ۱ موقعیت چاه‌ها را نشان می‌دهد. خصوصیات سنگ و سیال مخزن نیز مطابق جدول ۱ می‌باشد. شرایط نرخ ثابت تولید سیال (آب و نفت) در سطح بر روی چاه‌های تولیدی اعمال شده است، ولی نرخ تولید در شرایط ته چاهی با نرخ تولید در سطح متفاوت می‌باشد. در واقع بر اثر آزاد شدن گاز حل شده از نفت در سطح، میزان ضریب حجمی تشکیل نفت^۱ در گذشت زمان تغییر کرده و در نتیجه میزان تولید ته‌چاهی در شرایط مخزن و تولید سرچاهی در شرایط استاندارد (سطح) متفاوت خواهد بود و علی‌رغم اینکه تولید در شرایط سطحی ثابت است، تولید در شرایط ته‌چاهی روند نزولی دارد.

۲- شاخص تولید نفت برای جفت چاه‌های تزریقی و تولیدی

این شاخص بیانگر میزان تولید نفت ناشی از سیلاب‌زنی می‌باشد و به صورت رابطه ۴ بیان می‌گردد.

$$OPI_{ip} = f_{ip} \times (1 - WC_p) \times q_p \quad (4)$$

که در آن OPI_{ip} بیانگر شاخص تولید نفت برای جفت چاه تزریقی و تولیدی می‌باشد و هرچه مقدار OPI_{ip} بیشتر باشد، نشان‌دهنده این است که چاه تزریقی به چاه تولیدی با برش آب کم، ارتباط بیشتری دارد.

۳- شاخص مؤثر تولید نفت برای جفت چاه‌های تزریقی و تولیدی

این شاخص بیانگر تولید مؤثر نفت از چاه‌های تولیدی می‌باشد و به صورت رابطه ۵، از تفریق شاخص تولید نفت و شاخص تولید آب برای جفت چاه‌های تزریقی و تولیدی محاسبه می‌شود.

$$EOPI_{ip} = OPI_{ip} - WPI_{ip} = f_{ip} \times (1 - 2 \times WC_p) \times q_p \quad (5)$$

۴- شاخص مؤثر تولید نفت برای چاه تزریقی

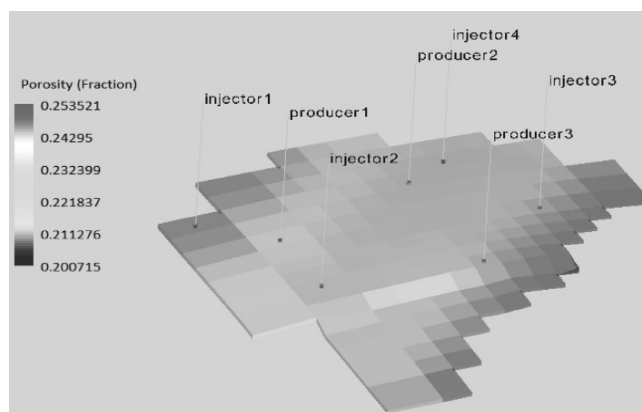
این پارامتر که مطابق با رابطه ۶ بیان می‌شود، بیانگر میزان تولید نسبی نفت در نتیجه تزریق آب از چاه تزریقی i می‌باشد و مقادیر مثبت این پارامتر بیانگر ارتباط بهتر چاه تزریقی i با چاه‌های تولیدی با تولید نفت بالا و تولید آب کم می‌باشد.

$$EOPI_i = \sum_{p=1}^{p=N_p} EOPI_{ip} \quad (6)$$

این شاخص بیانگر میزان اثر چاه تزریقی i بر روی چاه‌های تولیدی می‌باشد و مقادیر بزرگ‌تر این شاخص نشان‌دهنده ارتباط بهتر چاه تزریقی مورد نظر با چاه‌های تولیدی با تولید نفت بالا و تولید آب کم می‌باشد و با استفاده از این پارامتر می‌توان چاه‌های تزریقی را اولویت‌بندی نمود تا به چاه تزریقی که ارتباط بهتری با چاه تولیدی با عملکرد بهتر دارد، آب بیشتری جهت تزریق اختصاص یابد.

الگوریتم محاسبه کسر آب تزریقی بهبود یافته از طریق شاخص مؤثر تولید نفت

برای محاسبه کسر آب تزریقی بهبود یافته به صورت



شکل ۱ مرزهای مخزن و موقعیت چاه‌ها در آن (رنگ‌ها بیانگر توزیع تخلخل در مخزن می‌باشند)

مورد استفاده قرار گرفته‌اند. در طی این ۱۰ سال، موج افت فشار به تمام مرزهای مخزن رسیده است و پدیده میان‌شکن در چاه‌های تولیدی رخ داده است. معادله ۲ جهت محاسبه پیوستگی بین چاه‌های تزریقی و تولیدی مورد استفاده قرار گرفته است. معکوس فاصله بین چاه‌های تزریقی و تولیدی به عنوان مقادیر اولیه ضریب وزنی در نظر گرفته شده‌اند و با حداقل کردن اختلاف بین مقادیر محاسبه شده از طریق قرار دادن این مقادیر اولیه در رابطه ۲ و داده‌های واقعی توسط نرم‌افزار اکسل، مقادیر واقعی این پارامترها محاسبه شده‌اند. شکل ۳ بیانگر ضریب وزنی چاه‌های تزریقی-تولیدی و ثوابت زمانی چاه‌های تولیدی می‌باشد.

پس از تطبیق تاریخچه و به‌دست آوردن پارامترهای روش ظرفیت-مقاومت، نرخ تولید چاه‌های تولیدی برای ۱۰ سال دوم پیش‌بینی شده‌اند و با تاریخچه تولید مربوط به این ۱۰ سال مقایسه شده‌اند. شکل ۴ بیانگر میزان خطای این روش می‌باشد. همان‌طور که مشاهده می‌کنید، این روش با موفقیت توانسته است نرخ تولید چاه‌ها را پیش‌بینی کند و میزان خطای این روش بسیار پایین بوده و روشی قابل قبول جهت محاسبه پیوستگی بین چاه‌ها است.

جدول ۱ خواص سنگ و سیال

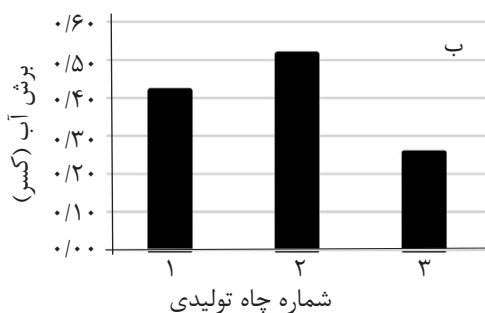
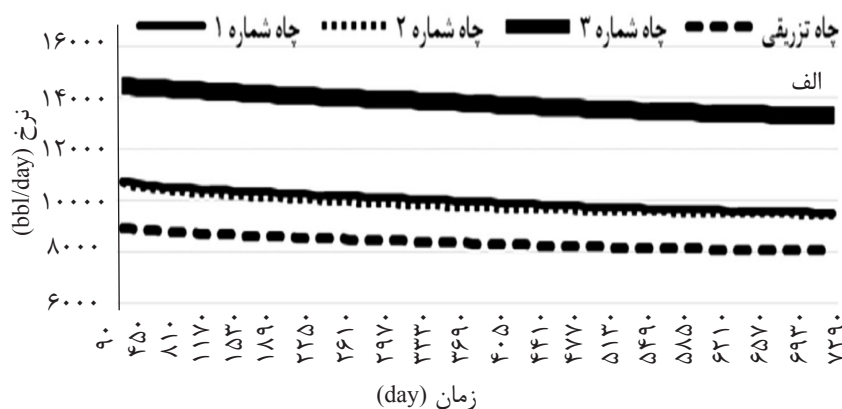
مقدار	خواص
۳۰ API	چگالی نفت
۵۰۰ SCF/STB	نسبت نفت به گاز
۰/۰۰۰۰۰۳ l/psi	تراکم‌پذیری
۰/۲-۰/۲۵	تخلخل
۲۰۵۴ Psia	فشار نقطه حباب
۲۰ × ۱۵ × ۴	تعداد بلوک‌ها در شبیه‌سازی
۴۰۰۰ Psia	فشار اولیه مخزن
۲۲۰-۲۳۰ md	نفوذپذیری

همچنین میزان تولید آب در چاه‌های تولیدی بر اثر تزریق آب می‌باشد و تولید آب همزاد نیز بسیار ناچیز است. میزان کل تزریق سیال در چاه‌های تزریقی نیز برابر با میزان تولید در شرایط ته‌چاهی می‌باشد^۱ و بنابراین میزان تزریق نیز در شرایط ته‌چاهی روبه کاهش خواهد بود. همچنین نرخ تزریق کلیه چاه‌های تزریقی با یکدیگر برابر می‌باشد. شکل ۲ تاریخچه ۲۰ سال تولید و تزریق در شرایط ته‌چاهی برای هریک از چاه‌ها و میزان برش آب در هر چاه تولیدی پس از ۲۰ سال را نشان می‌دهد.

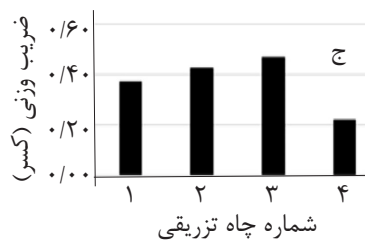
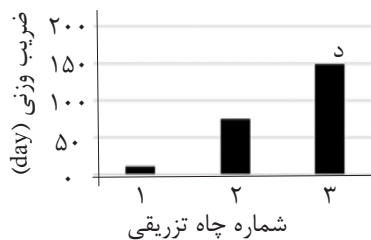
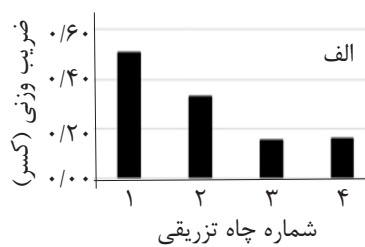
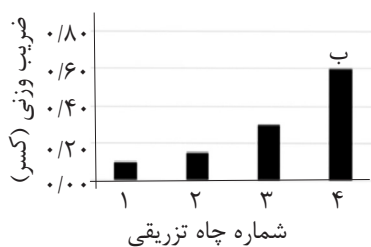
نتایج و بحث

داده‌های ۱۰ سال اول تاریخچه تولید و تزریق، به‌عنوان داده‌های ورودی در روش ظرفیت-مقاومت

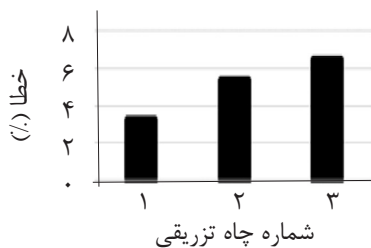
1. Voidage Replacement



شکل ۲ الف) داده‌های ۲۰ سال تولید و تزریق چاه‌ها، ب) مقادیر برش آب چاه‌های تولیدی پس از ۲۰ سال



شکل ۳ الف) ضریب وزنی چاه شماره ۱، ب) ضریب وزنی چاه شماره ۲، ج) ضریب وزنی چاه شماره ۳ (د) ثابت زمانی چاه‌های تولیدی



شکل ۴ خطای روش ظرفیت-مقاومت در مقایسه با ۱۰ سال دوم تاریخچه تولید و تزریق

تزریقی، مقادیر محاسبه شده کسر آب تزریقی (شکل ۵-الف) به مدت ۲۰ سال به هر یک از چاه‌های تزریقی اعمال شده‌اند و با حالتی که در آن نرخ تزریق همه چاه‌های تزریقی برابر می‌باشد، مورد مقایسه قرار گرفته‌اند. نتایج این دو حالت در شکل‌های ۶ و ۷ نشان داده شده است. برای حجم برابر از میزان آب تزریقی در دو حالت بهبودیافته و غیر بهبودیافته، روش ارائه شده در ۲۰ سال آینده منجر به افزایش تولید تجمعی نفت به میزان ۶/۳۲ میلیون بشکه و کاهش برش آب به میزان ۳/۱۶٪ شده است.

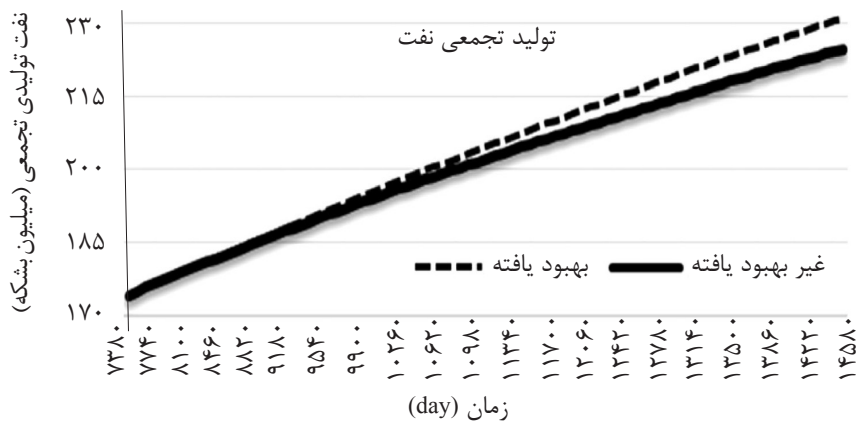
اکنون که پیوستگی بین چاه‌ها محاسبه شده است و اعتبار روش مورد بررسی قرار گرفته است، با استفاده از داده‌های برش آب در شکل ۲، مقادیر مربوط به ضریب پیوستگی بین چاه‌ها در شکل ۳ و الگوریتم جدید ارائه شده، مقادیر شاخص‌های بیان شده در معادلات ۳ تا ۶ محاسبه شده‌اند و این مقادیر برحسب بشکه در روز برای هر یک از چاه‌ها مطابق با جدول ۲ می‌باشد. همچنین میزان آب تزریقی به صورت کسری از کل آب تزریقی و شاخص مؤثر تولید نفت برحسب بشکه در روز برای هر یک از چاه‌های تزریقی در شکل ۵ نمایش داده شده است. جهت بهبود تخصیص آب به چاه‌های

جدول ۲ مقادیر شاخص تولید آب، شاخص تولید نفت و شاخص مؤثر تولید نفت برای چاه‌ها

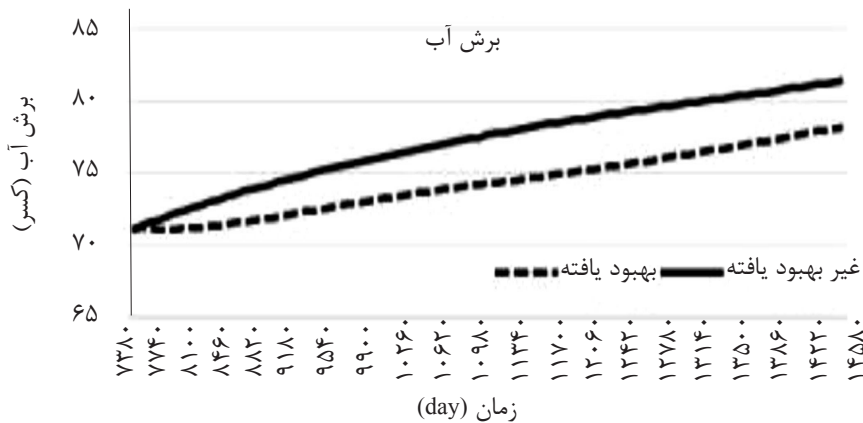
متغیر	چاه تولیدی شماره ۱	چاه تولیدی شماره ۲	چاه تولیدی شماره ۳
WPI_{1p}	۲۰۶۴/۲۱	۵۰۸/۹۰	۱۱۵۸/۷۲
WPI_{2p}	۱۳۳۵/۶۶	۷۶۳/۳	۱۳۴۶/۶۲
WPI_{3p}	۶۰۷/۱۲	۱۵۲۶/۷۲	۱۴۷۱/۸۹
WPI_{4p}	۶۴۷/۵۹	۳۰۵۳/۴۵	۶۸۸/۹۷
OPI_{1p}	۲۵۲۵/۷۶	۳۹۱/۰۹	۳۲۸۱/۲۷
OPI_{2p}	۱۶۳۴/۳۳	۵۸۶/۶۳	۳۸۱۳/۳۷
OPI_{3p}	۷۴۲/۸۷	۱۱۷۳/۲۷	۴۱۶۸/۱۰
OPI_{4p}	۷۹۲/۴۰	۲۳۴۶/۵۴	۱۹۵۱/۰۲
$EOPI_{1p}$	۴۶۱/۵۷	-۱۱۷/۸۱	۲۱۲۲/۵۵
$EOPI_{2p}$	۲۹۸/۶۶	-۱۷۶/۷۲	۲۴۶۶/۷۴
$EOPI_{3p}$	۱۳۵/۷۵	-۳۵۳/۴۵	۲۶۹۶/۲۱
$EOPI_{4p}$	۱۴۴/۸۰	-۷۰۶/۹۱	۱۲۶۲/۰۵



شکل ۵ الف) کسر آب تزریقی اختصاص یافته به هر چاه تزریقی، ب) شاخص موثر تولید نفت برای هر یک از چاه‌های تزریقی



شکل ۶ مقایسه تولید تجمعی نفت در دو حالت بهبود یافته و غیر بهبود یافته



شکل ۷ مقایسه برش آب در دو حالت بهبود یافته و غیر بهبود یافته

نتیجه‌گیری

برش آب کاهش یافته و بازیافت نهایی افزایش می‌یابد.

۳- پارامترهای تأثیرگذار در مدیریت تخصیص آب، برش آب در چاه‌های تولیدی و پیوستگی بین چاه‌ها است.

۴- پارامتر جدید تعریف شده تحت عنوان شاخص مؤثر تولید نفت برای یک چاه تزریقی تابعی از نرخ تولید، ضریب پیوستگی بین چاه‌ها و برش آب

۱- روش ظرفیت-مقاومت روشی سریع و کم هزینه است و تنها با اطلاعات مربوط به تاریخچه تولید و تزریق توانسته است یک ارزیابی اولیه از مخزن در اختیار قرار داده و به خوبی پیوستگی بین چاه‌ها را محاسبه نماید.

۲- با مدیریت تخصیص آب به چاه‌های تزریقی، عملیات سیلاب‌زنی به خوبی مدیریت شده و میزان

I_i : نرخ تزریق چاه تزریقی i برحسب (bbl/day)
 J_p : ضریب بهره‌دهی چاه تولیدی p برحسب (bbl/psi.day)
 $\Delta P_{wf,p}$: تغییرات فشار ته‌چاهی چاه تولیدی p برحسب psi
 f_{ip} : ضریب پیوستگی چاه تزریقی i با چاه تولیدی p
 WPI_{ip} : شاخص تولید آب برحسب (bbl/day) در چاه تولیدی p که در ارتباط با چاه تزریقی i می‌باشد
 WC_p : برش آب در چاه تولیدی p برحسب (کسر)
 OPI_{ip} : شاخص تولید نفت برحسب (bbl/day) در چاه تولیدی p که در ارتباط با چاه تزریقی i می‌باشد
 $EOP I_i$: شاخص مؤثر تولید نفت برای چاه تزریقی i برحسب (bbl/day)
 WLA_j : کسر آب تزریقی اختصاص یافته به چاه تزریقی i .

می‌باشد و این شاخص بیانگر ارتباط بهتر چاه تزریقی مورد نظر با چاه‌های تولیدی با تولید نفت بالا و تولید آب کم است.

۵- الگوریتم ارائه شده جهت بهبود تخصیص آب به چاه‌های تزریقی، باعث افزایش قابل توجه تولید تجمعی نفت و کاهش قابل توجه تولید تجمعی آب شده است که روشی قابل قبول و سریع جهت بهبود عملکرد پروژه‌های سیلاب‌زنی است.

علائم و نشانه‌ها

q_p : نرخ تولید سیال چاه تولیدی p برحسب (bbl/day)
 t : زمان برحسب (day)
 τ_p : ثابت زمانی چاه تولیدی p برحسب (day)

مراجع

- [1]. Hibbeler J. C. and Rae P. J., "The environmental benefits of reducing unwanted water production," SPE Asia Pacific Health, Safety and Environment Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, Malaysia, 2005.
- [2]. Albertoni A. and Lake L. W., "Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuation in waterfloods," SPEREE, Vol. 6, No. 1, pp. 6-16, 2002.
- [3]. Yousef A. A., Gentil P. H., Jensen J. L. and Lake L. W., "A capacitive model to infer interwell connectivity from production and injection-rate fluctuation," SPEREE, Vol. 9, No. 5, pp. 630-646, 2005.
- [4]. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C. S. and Lake L.W., "The use of capacitive resistive model for rapid estimation of waterflood performance," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 2007.
- [5]. Liang X., Weber D. B., Edgar T. F., Lake L. W., Sayarpour M. and Yousef A. A., "Optimization of oil production based on capacitive model of production and injection rates," Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, 2009.
- [6]. Sayarpour M., Kabir C. S. and Lake L. W., "Field application of capacitive-resistive models in waterfloods," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 2009.
- [7]. Delshad M., Bastami A. and Pourafshari P., "The use of capacitive-resistive model for estimating of fracture distribution in the hydrocarbon reservoir," SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium, Khobar, Saudi Arabia, 2009.
- [8]. Lee K. H., Ortega A., Ghareloo A. and Ershaghi I., "An active method for characterization of flow units between injection/production wells by injection-rate design," SPEREE., Vol. 14, No. 4, pp. 433-445.
- [9]. Can B. and Kabir C. S., "Simple tools for forecasting waterflood performance," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 2012.

- [10]. Zhang Z., Li H. and Zhang D., " *Water flooding performance prediction by multilayer capacitance-resistive models combined with the ensemble Kalman filter,*" J. Pet. Sci. Eng., Vol. 127, pp. 1-19, 2015.
- [11]. Eshraghi S. E., Rasael M. R. and Zendejboudi S., " *Optimization of miscible CO₂ EOR and storage using heuristic methods combined with capacitance/resistance and Gentil fractional flow models,*" J. Nat. Gas Sci. Eng., Vol. 32, pp. 304– 318
- [12]. Rafiei Y., " *Improved oil production and wateflood performance by water allocation management,*" Ph.D Thesis, Heriot Watt university, Edinburgh, Scotland, 2014.



Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (June-July), Vol. 28, No. 99. 1-5

DOI: 10.22078/pr.2017.2721.2264

New Analytical Method for Improving Water Allocation Management in Water Flood Projects

Ali Cheperli and Yousef Rafiei*

Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

Y.rafiei@aut.ac.ir

Received: June/07/2017

Accepted: October/15/2017

Abstract

Water production is one of the big challenges of oil and gas recovery. This excessive water production is a significant operational, economic and environmental problem. One of the main causes of water production is an improper water injection plan. Thus, the waterflood projects should be managed in a manner to delay the water breakthrough in producers as much as possible, and as a result improves sweep efficiency and increases the oil recovery. One of the proposed new approaches to an efficient waterflood project is the Water Allocation Management (WAM). Water Allocation Management aims to inject the water in a manner that increases the total oil recovery for a given volume of water. The good injectors are thus those which support the good producers. Inter-Well Connectivity of producers and injectors is an important parameter which affects the efficiency of allocation management in waterflood projects. Inter-well connectivity determines how effectively injection and production wells are connected to each other. One of the methods recently employed by petroleum engineers to measure this parameter is the Capacitance-Resistance Model (CRM). CRM assumes the reservoir as a system which gets an input signal (injection rate) and responses by an output signal (production rate). By analyzing these behaviors, a series of equations are written to correlate the output and input signals. In these equations, there are two main unknown parameters. The first one is the time constants, and the second is the weight factors (well connectivity parameters). These parameters can be determined by history-matching the production/injection rates. After finding the unknown parameters, by employing the weight factors and the water cut from production wells, a new analytical algorithm is presented to calculate the allocated factor for each injection wells to improve waterflooding in order to increase the cumulative oil production and reduce the cumulative water production.

Keywords: Waterflooding, Water Allocation Management, Capacitance-Resistance Model, Inter Well Connectivity, Effective Oil Production Index.

Introduction

Behavior of fluid flow between injectors and producers and quantifying their connection are important parameters for controlling the injection plan and the success of waterflooding [1]. Using numerical reservoir simulators for this purpose seems to be time-consuming and so complex. Therefore, implementation of a model with low data requirements with reliable performance is an important goal for efficient water injection management. Variety of methods have been proposed for inter-well connectivity measurement each having specific limitations. One of the new material balance based approach recently employed by petroleum engineers is capacitance-resistance model (CRM) [2]. However, first study on inferring well pair connectivity only from injection and production data was introduced by Albertoni and Lake [3]. Then the mathematical derivation of CRM by combination of two parameters, known as a connectivity factor and response delay was modified by Yousef et al [4]. After that, semi-analytic formulations based on three different reservoir control volumes were proposed by Sayarpour et al: 1) effective volume of each producer; 2) volume between each injector/producer pairs; 3) total filled control volume [5]. Since then, this reliable method was implemented on different field case studies [6, 7].

In this research, CRM method is conducted on a synthetic reservoir model. Production and injection history of producers and injectors of this model are used to obtain the unknown parameters of CRM equation. After that, a new analytical algorithm is derived that combines the injector-producer connectivity results from CRM with the water cut from production wells to

define a new water allocation factor for injection wells. This new approach is employed to improve waterflood in a manner to increase the oil recovery and reduce water production.

Methodology

CRM, primarily assumes the reservoir as a system which gets an input signal (injection rate) and responses by an output signal (production rate). By analyzing these behaviors, a series of equations are written to correlate the output and input signals. In these equations, there are two main unknown parameters; time constants and the weight factors. These parameters are briefly described below [5]:

Weight factor (well pair connectivity): this parameter represents the fraction of injected water that flows from an injector towards a producer [4]. According to equation 1 the well pair connectivity between injector i and producer j is indicated by f_{ij} and the sum of them for one injector is normally in the range of [0 to 1] [5].

Time constant: observing the time constant demonstrates the delay, which takes for input signal (injection rate) to reach the producer and cane, as output signal (production rate). Figure 1 shows the impact of time constant.

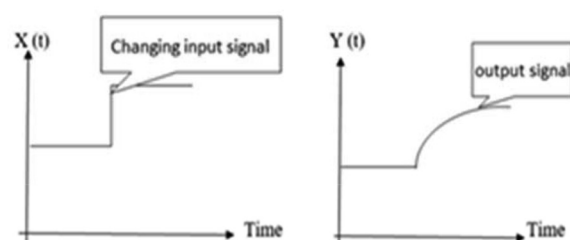


Figure 1: Effect of time constant on output signals.

Mathematical Formulation of CRM

Based on the type of drainage volume, there are three different formulations for CRM. In this study, one time constant for each producer is selected to determine CRM variables, which is called CRMP. In this model, for a pattern of I number of injectors and N number of producers, the in-situ volumetric balance over the pore volume of a producer is applied. Based on the continuity equation, "equation 1" demonstrates the production rate of each producer [5]:

$$q_p(t) = \sum_{i=1}^{N_i} f_{ip} I_i(t) - \tau_p \frac{dq_p(t)}{dt} \quad (1)$$

Analytical solution, which is discretized over the time, can be presented as "equation 2":

$$q_p(t_k) = q_p(t_{k-1}) e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_p}} + (1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_p}}) \left(\sum_{i=1}^N f_{ip} I_i^{(k)} - J_p \tau_p \frac{\Delta p_{wf, p}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) \quad (2)$$

Two CRM main parameters, f_{ij} and τ_p , can be obtained by using the reservoir production and injection history. The objective function is to minimize error between the calculated production rate using CRM and the observed production rate.

New Analytical Technique to Define Improved Water Injection Allocation Factor

In order to improve waterflooding performance, the production well with higher rate and lower water cut should be well supported by its connected injectors. For this reason, the injector which has a better connection with this producer should have higher injection rate. The production well with low oil rate and high water cut is prone to or likely to earlier breakthrough.

Thus, lower injection rate should be allocated for injectors associated to this producer [8].

The improved allocation of water between injectors can be calculated using the following new analytical procedure:

1. Inferring the weight factors of injector-producer by employing CRM.
2. Determining the Water Production Index (WPI) of pair injector/producer. This parameter is defined as "equation 3":

$$WPI_{ip} = f_{ip} \times WC_p \times q_p \quad (3)$$

where WPI_{ip} is Water Production index of producer p that is connected to injector i , f_{ij} is weighting factor of producer p in connection with injector i , WC_p is the water cut of producer p , and q_j is the liquid production rate of producer p .

3. Determining the Oil Production Index (OPI) of pair injector/producer. This new parameter is defined as "equation 4":

$$OPI_{ip} = f_{ip} \times (1 - WC_p) \times q_p \quad (4)$$

where OPI_{ip} is Oil Production index of producer p that is connected to injector i .

4. By Taking OPI and WPI into account, the Effective Oil Production Index (EOPI) of pair injector/producer can be defined as "equation 5":

$$EOPI_{ip} = OPI_{ip} - WPI_{ip} \quad (5)$$

where $EOPI_{ip}$ is Effective Oil Production Index of producer p that is connected to injector i .

5. The improved allocation factor of each injector is calculated as "equation 6":

$$IWIAF_i = \frac{EOPI_i}{EOPI_T} \quad (6)$$

where $IWIAF_i$ is the improved water allocation factor of producer i . $EOPI_i$ is the Effective Oil Production Index of injector i . this parameter is defined as "equation 7" and $EOPI_T$ is the sum of $EOPI_i$ for all injectors:

$$EOPI_i = \sum_{p=1}^{p=N_p} EOPI_{ip} \quad (7)$$

Results and Discussion

A reservoir containing 4 injectors and 3 producers is employed to evaluate and examine the proposed new method for water allocation management.

A 10-year history of injection and production downhole rates are used to determine the interwell connectivity using *CRMP*. According to *CRMP* results, time constants and weight factors of the wells are determined. Table 1 presents these parameters, and the water cut of producers are shown in “table 2”.

Table 1: CRM parameters.

Parameter	P_1	P_2	P_3
τ_p	10.21	75.32	150.13
f_{1p}	0.51	0.1	0.37
f_{2p}	0.33	0.15	0.43
f_{3p}	0.15	0.3	0.47
f_{4p}	0.16	0.6	0.22

Table 2: Water cut of each producer.

Parameter	P_1	P_2	P_3
Water cut	0.44	0.56	0.26

IWIAF was calculated and used to manage the injection rate of the injectors for the next 20 years of the production. Results of the base case scenario (allocating 25 percent of total injected water to each injector) is compared with improved water allocation management (WAM) scenario. Figure 2 and figure 3 show the cumulative oil production and total water cut in both scenario respectively.

Conclusions

In this study, by employing CRM and a new index definition, known as Effective Oil Production Index, a new algorithm is presented for water allocation management. With the aid of this algorithm, the allocated injection rates for each of the injectors are determined. Based on the study outcomes or results, the following conclusions can be drawn:

1. For the fixed amount of injection fluid, the new algorithm improves water allocation to put the water front in the right direction resulting in better injection scenarios and sweep efficiency.
2. The injection scenario based on new technique, significantly improves the recovery factor, which in turn considerably raises the oil production and causes a significant drop in water cut.

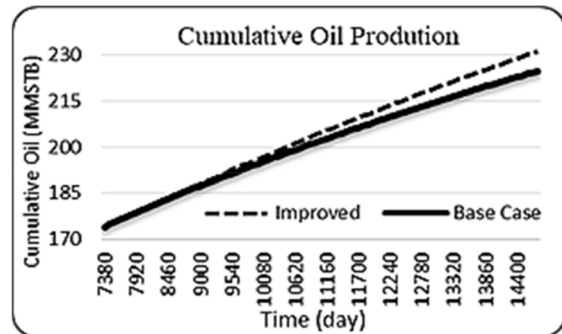


Figure 2: Plot of oil cumulative oil produced versus date for both injection scenarios.

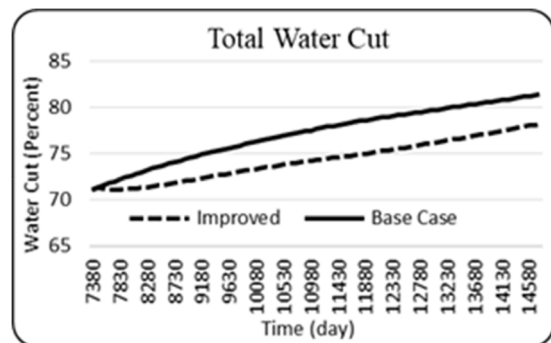


Figure 3: Plot of total water cut versus time for both injection scenarios.

References

- [1]. Rafiei Y., *"Improved oil production and waterflood performance by water allocation management,"* Ph.D Thesis, Heriot Watt university, Edinburgh, Scotland, 2014.
- [2]. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C. S. and Lake L.W., *"The use of capacitive resistive model for rapid estimation of waterflood performance,"* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 2007.
- [3]. Albertoni A. and Lake L. W., *"Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuation in waterfloods,"* SPEREE, Vol .6, No. 1, pp. 6-16, 2002.
- [4]. Yousef A. A., Gentil P. H., Jensen J. L. and Lake L. W., *"A capacitive model to infer interwell connectivity from production and injection-rate fluctuation,"* SPEREE, Vol. 9, No. 5, pp. 630-646, 2005.
- [5]. Sayarpour M., Kabir C. S. and Lake L. W., *"Field application of capacitive-resistive models in waterfloods,"* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 2009.
- [6]. Can B. and Kabir C. S., *"Simple tools for forecasting waterflood performance,"* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 2012.



Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (June-July), Vol. 28, No. 99. 1-5

DOI: 10.22078/pr.2017.2721.2264

New Analytical Method for Improving Water Allocation Management in Water Flood Projects

Ali Cheperli and Yousef Rafiei*

Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

Y.rafiei@aut.ac.ir

Received: June/07/2017

Accepted: October/15/2017

Abstract

Water production is one of the big challenges of oil and gas recovery. This excessive water production is a significant operational, economic and environmental problem. One of the main causes of water production is an improper water injection plan. Thus, the waterflood projects should be managed in a manner to delay the water breakthrough in producers as much as possible, and as a result improves sweep efficiency and increases the oil recovery. One of the proposed new approaches to an efficient waterflood project is the Water Allocation Management (WAM). Water Allocation Management aims to inject the water in a manner that increases the total oil recovery for a given volume of water. The good injectors are thus those which support the good producers. Inter-Well Connectivity of producers and injectors is an important parameter which affects the efficiency of allocation management in waterflood projects. Inter-well connectivity determines how effectively injection and production wells are connected to each other. One of the methods recently employed by petroleum engineers to measure this parameter is the Capacitance-Resistance Model (CRM). CRM assumes the reservoir as a system which gets an input signal (injection rate) and responses by an output signal (production rate). By analyzing these behaviors, a series of equations are written to correlate the output and input signals. In these equations, there are two main unknown parameters. The first one is the time constants, and the second is the weight factors (well connectivity parameters). These parameters can be determined by history-matching the production/injection rates. After finding the unknown parameters, by employing the weight factors and the water cut from production wells, a new analytical algorithm is presented to calculate the allocated factor for each injection wells to improve waterflooding in order to increase the cumulative oil production and reduce the cumulative water production.

Keywords: Waterflooding, Water Allocation Management, Capacitance-Resistance Model, Inter Well Connectivity, Effective Oil Production Index.

Introduction

Behavior of fluid flow between injectors and producers and quantifying their connection are important parameters for controlling the injection plan and the success of waterflooding [1]. Using numerical reservoir simulators for this purpose seems to be time-consuming and so complex. Therefore, implementation of a model with low data requirements with reliable performance is an important goal for efficient water injection management. Variety of methods have been proposed for inter-well connectivity measurement each having specific limitations. One of the new material balance based approach recently employed by petroleum engineers is capacitance-resistance model (CRM) [2]. However, first study on inferring well pair connectivity only from injection and production data was introduced by Albertoni and Lake [3]. Then the mathematical derivation of CRM by combination of two parameters, known as a connectivity factor and response delay was modified by Yousef et al [4]. After that, semi-analytic formulations based on three different reservoir control volumes were proposed by Sayarpour et al: 1) effective volume of each producer; 2) volume between each injector/producer pairs; 3) total filled control volume [5]. Since then, this reliable method was implemented on different field case studies [6, 7].

In this research, CRM method is conducted on a synthetic reservoir model. Production and injection history of producers and injectors of this model are used to obtain the unknown parameters of CRM equation. After that, a new analytical algorithm is derived that combines the injector-producer connectivity results from CRM with the water cut from production wells to

define a new water allocation factor for injection wells. This new approach is employed to improve waterflood in a manner to increase the oil recovery and reduce water production.

Methodology

CRM, primarily assumes the reservoir as a system which gets an input signal (injection rate) and responses by an output signal (production rate). By analyzing these behaviors, a series of equations are written to correlate the output and input signals. In these equations, there are two main unknown parameters; time constants and the weight factors. These parameters are briefly described below [5]:

Weight factor (well pair connectivity): this parameter represents the fraction of injected water that flows from an injector towards a producer [4]. According to equation 1 the well pair connectivity between injector i and producer j is indicated by f_{ij} and the sum of them for one injector is normally in the range of [0 to 1] [5].

Time constant: observing the time constant demonstrates the delay, which takes for input signal (injection rate) to reach the producer and cane, as output signal (production rate). Figure 1 shows the impact of time constant.

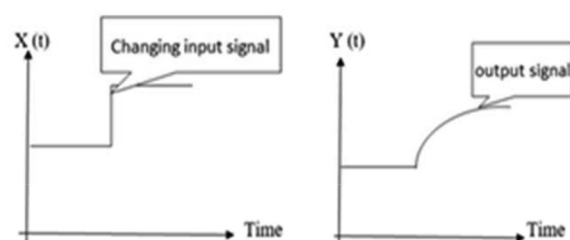


Figure 1: Effect of time constant on output signals.

Mathematical Formulation of CRM

Based on the type of drainage volume, there are three different formulations for CRM. In this study, one time constant for each producer is selected to determine CRM variables, which is called CRMP. In this model, for a pattern of I number of injectors and N number of producers, the in-situ volumetric balance over the pore volume of a producer is applied. Based on the continuity equation, "equation 1" demonstrates the production rate of each producer [5]:

$$q_p(t) = \sum_{i=1}^{N_i} f_{ip} I_i(t) - \tau_p \frac{dq_p(t)}{dt} \quad (1)$$

Analytical solution, which is discretized over the time, can be presented as "equation 2":

$$q_p(t_k) = q_p(t_{k-1}) e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_p}} + (1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_p}}) \left(\sum_{i=1}^N f_{ip} I_i^{(k)} - J_p \tau_p \frac{\Delta p_{wf, p}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) \quad (2)$$

Two CRM main parameters, f_{ij} and τ_p , can be obtained by using the reservoir production and injection history. The objective function is to minimize error between the calculated production rate using CRM and the observed production rate.

New Analytical Technique to Define Improved Water Injection Allocation Factor

In order to improve waterflooding performance, the production well with higher rate and lower water cut should be well supported by its connected injectors. For this reason, the injector which has a better connection with this producer should have higher injection rate. The production well with low oil rate and high water cut is prone to or likely to earlier breakthrough.

Thus, lower injection rate should be allocated for injectors associated to this producer [8].

The improved allocation of water between injectors can be calculated using the following new analytical procedure:

1. Inferring the weight factors of injector-producer by employing CRM.
2. Determining the Water Production Index (WPI) of pair injector/producer. This parameter is defined as "equation 3":

$$WPI_{ip} = f_{ip} \times WC_p \times q_p \quad (3)$$

where WPI_{ip} is Water Production index of producer p that is connected to injector i , f_{ij} is weighting factor of producer p in connection with injector i , WC_p is the water cut of producer p , and q_j is the liquid production rate of producer p .

3. Determining the Oil Production Index (OPI) of pair injector/producer. This new parameter is defined as "equation 4":

$$OPI_{ip} = f_{ip} \times (1 - WC_p) \times q_p \quad (4)$$

where OPI_{ip} is Oil Production index of producer p that is connected to injector i .

4. By Taking OPI and WPI into account, the Effective Oil Production Index (EOPI) of pair injector/producer can be defined as "equation 5":

$$EOPI_{ip} = OPI_{ip} - WPI_{ip} \quad (5)$$

where $EOPI_{ip}$ is Effective Oil Production Index of producer p that is connected to injector i .

5. The improved allocation factor of each injector is calculated as "equation 6":

$$IWIAF_i = \frac{EOPI_i}{EOPI_T} \quad (6)$$

where $IWIAF_i$ is the improved water allocation factor of producer i . $EOPI_i$ is the Effective Oil Production Index of injector i . this parameter is defined as "equation 7" and $EOPI_T$ is the sum of $EOPI_i$ for all injectors:

$$EOPI_i = \sum_{p=1}^{p=N_p} EOPI_{ip} \quad (7)$$

Results and Discussion

A reservoir containing 4 injectors and 3 producers is employed to evaluate and examine the proposed new method for water allocation management.

A 10-year history of injection and production downhole rates are used to determine the interwell connectivity using *CRMP*. According to *CRMP* results, time constants and weight factors of the wells are determined. Table 1 presents these parameters, and the water cut of producers are shown in “table 2”.

Table 1: CRM parameters.

Parameter	P_1	P_2	P_3
τ_p	10.21	75.32	150.13
f_{1p}	0.51	0.1	0.37
f_{2p}	0.33	0.15	0.43
f_{3p}	0.15	0.3	0.47
f_{4p}	0.16	0.6	0.22

Table 2: Water cut of each producer.

Parameter	P_1	P_2	P_3
Water cut	0.44	0.56	0.26

IWIAF was calculated and used to manage the injection rate of the injectors for the next 20 years of the production. Results of the base case scenario (allocating 25 percent of total injected water to each injector) is compared with improved water allocation management (WAM) scenario. Figure 2 and figure 3 show the cumulative oil production and total water cut in both scenario respectively.

Conclusions

In this study, by employing CRM and a new index definition, known as Effective Oil Production Index, a new algorithm is presented for water allocation management. With the aid of this algorithm, the allocated injection rates for each of the injectors are determined. Based on the study outcomes or results, the following conclusions can be drawn:

1. For the fixed amount of injection fluid, the new algorithm improves water allocation to put the water front in the right direction resulting in better injection scenarios and sweep efficiency.
2. The injection scenario based on new technique, significantly improves the recovery factor, which in turn considerably raises the oil production and causes a significant drop in water cut.

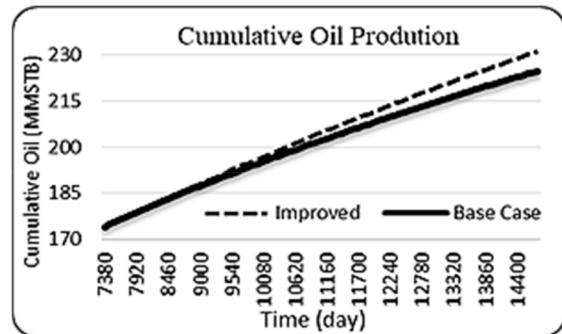


Figure 2: Plot of oil cumulative oil produced versus date for both injection scenarios.

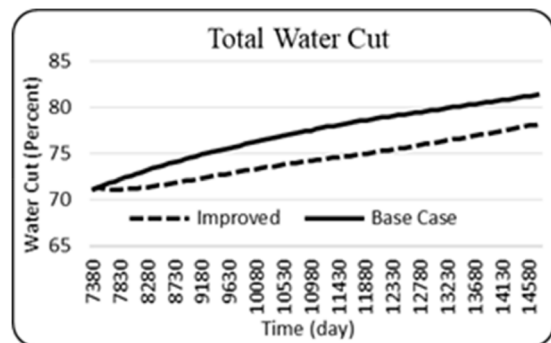


Figure 3: Plot of total water cut versus time for both injection scenarios.

References

- [1]. Rafiei Y., *"Improved oil production and waterflood performance by water allocation management,"* Ph.D Thesis, Heriot Watt university, Edinburgh, Scotland, 2014.
- [2]. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C. S. and Lake L.W., *"The use of capacitive resistive model for rapid estimation of waterflood performance,"* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 2007.
- [3]. Albertoni A. and Lake L. W., *"Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuation in waterfloods,"* SPEREE, Vol .6, No. 1, pp. 6-16, 2002.
- [4]. Yousef A. A., Gentil P. H., Jensen J. L. and Lake L. W., *"A capacitive model to infer interwell connectivity from production and injection-rate fluctuation,"* SPEREE, Vol. 9, No. 5, pp. 630-646, 2005.
- [5]. Sayarpour M., Kabir C. S. and Lake L. W., *"Field application of capacitive-resistive models in waterfloods,"* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 2009.
- [6]. Can B. and Kabir C. S., *"Simple tools for forecasting waterflood performance,"* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 2012.