

شبیه‌سازی سریع مخازن ناهمگن با استفاده از تکنیک گام‌های زمانی چند گانه

علی رفیعی فر*، شرکت ملی نفت ایران - مدیریت برنامه ریزی تلفیقی • محمدرضا رسایی، انستیتو مهندسی نفت • محمد ابراهیمی، مدیریت اکتشاف

چکیده

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۲/۱۰

تاریخ ارسال به داور: ۹۵/۰۲/۱۰

تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۰۶/۰۸

واژگان کلیدی:

شبیه‌سازی سریع، تفاضل محدود، مخازن ناهمگن، روش حل صریح

سرعت عملیات شبیه‌سازی مخازن به دلیل پیچیدگی‌های ساختاری در توصیف مدل استاتیک و زیاد بودن تعداد معادلات در مدل دینامیک، همواره یکی از چالش‌های علم مهندسی مخزن بوده است. شبیه‌سازی سریع، تابع فاکتورهای متعددی از جمله روش حل عددی معادلات، شیوه پیکربندی، توان سخت‌افزاری و غیره می‌باشد. از میان روش‌های حل عددی معادلات حاکم بر مخزن، روش صریح ساده‌تر و به مراتب سریع‌تر از سایر روش‌هاست اما در حالتی که گام زمانی بزرگ برای حل معادلات انتخاب شود، در نواحی ناهمگن مخزن و به‌طور کلی در هر مکانی که تغییرات فشار و یا اشباع نسبتاً زیاد باشد، روش صریح کارایی خود را از دست داده و از نظر عددی ناپایدار می‌شود. هدف از این تحقیق استفاده از سرعت روش صریح و در عین حال از بین بردن ناپایداری عددی آن است. برای بررسی تکنیک شبیه‌سازی سریع، یک مدل ناهمگن سه‌بعدی و دو فازی در نظر گرفته شده و با روش تفاضل محدود کدنویسی گردید. اعتبارسنجی مدل با مدل تحلیلی صورت پذیرفت و پس از اطمینان از صحت عملکرد نرم‌افزار، اثر پارامترهایی همچون تراوایی، گرانروی سیال تزریقی و فشار موینه بر پارامترهای تولیدی همچون نرخ تولید نفت و نسبت تولید آب مورد بررسی قرار گرفت. نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد که با این تکنیک، به‌خصوص در مدل‌هایی که پیچیدگی ساختاری کمتری دارند، سرعت کلی انجام محاسبات افزایش می‌یابد، ولی در مخازنی که ناهمگنی عمده وجود دارد استفاده از گام‌های زمانی بسیار کوچک جهت حفظ پایداری، سرعت کلی محاسبات را بهبود نمی‌دهد.

مقدمه

وجود ناهمگنی مسئله‌ای غیرقابل اجتناب در شبیه‌سازی مخازن هیدروکربوری است. این ناهمگنی و تفاوت در خواص محیط متخلخل، می‌تواند دلایل متعددی داشته باشد که یکی از مهمترین آنها، وجود شبکه شکاف در سنگ است. مخازن شکافدار از پیچیده‌ترین ساختارهای زمین‌شناسی در علم مهندسی نفت و در عین حال یکی از عمده‌ترین منابع تولید هیدروکربن در سراسر جهان و بالاخص کشورمان به حساب می‌آیند. لذا مشخصه‌سازی و مدل‌سازی آنها همواره محل چالش مهندسان نفت بوده است. وجود انبوهی از شبکه شکاف‌ها در این‌گونه از مخازن، نقش به‌سزایی در هدایت سیالات به سمت چاه و در پاره‌ای موارد، مانعت در امر تولید ایفا می‌نماید. شبیه‌سازی عددی این مخازن دشوارتر از مخازن عادی است. این پیچیدگی هم از جهت توصیف مخزن و هم به خاطر دینامیک حاکم بر آنهاست [۱]. به‌دلایل زمین‌شناختی، بیشتر مخازن شکافدار طبیعی دارای تراوایی بسیار اندکی در توده سنگ است و شکاف‌ها نقش

اصلی در هدایت سیال را بر عهده دارند. به‌طور معمول هیدروکربن‌ها در محیط متخلخل سنگ انباشته و از طریق شکاف‌های تراوا به چاه‌های تولیدی منتقل می‌شوند [۲]. به‌طور کلی در این روش سعی شده است که شبکه شکاف به‌صورت ناحیه‌ای با تراوایی بسیار بالا شبیه‌سازی شود. این روش به تخمین دقیق‌تر ذخایر و نمودار پیش‌بینی تولید و در نتیجه بهینه‌سازی میزان باز یافت منجر خواهد شد. مطالعات بر روی شبیه‌سازی مخازن و تمرکز بر شبکه شکاف به اوایل سال‌های ۱۹۸۰ میلادی بازمی‌گردد. پژوهشگرانی مانند نوریشاد و همکاران برای اولین بار در سال ۱۹۸۲ این روش را برای یافتن توزیع فشار در طول یک شکاف در شبکه با استفاده از روش المان محدود^۱ به کار بردند [۳]. اما توسعه این روش در مهندسی نفت توسط کریمی‌فرد و فیروزآبادی در سال ۲۰۰۱ میلادی صورت پذیرفت. آنها از روش المان محدود برای جلوگیری از بروز مشکلات ناشی از شکاف‌های با حجم کم در مقایسه با ماتریکس کمک گرفتند [۴]. سپس عزیز

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (a.rafeefar@nioc.ir)

بنیادی حاکم بر جریان از جمله قانون بقای جرم، معادله حالت و معادله مومنتم است. با توجه به قانون بقای جرم، تفاضل میزان جرم ورودی و جرم خروجی از یک المان حجمی در مخزن باید برابر با تغییر جرم داخل آن المان در واحد زمان باشد. معادله پیوستگی در حالت دو فاز آب و نفت به صورت زیر بیان می شود:

$$-\nabla(\rho_l u_l) = \frac{\partial}{\partial t}(\rho_l \phi S_l) \quad l = o, w \quad (1)$$

چنانچه در معادله پیوستگی به جای سرعت های فاز آب و نفت (معادله-۲) از رابطه دارسی استفاده نماییم، در نهایت یک معادله دیفرانسیل با مشتق های جزئی خواهیم داشت که معادله انتشار سیال در محیط متخلخل نامیده می شود. با در نظر گرفتن اثر نیروهای وزن و موینگی، معادله نهایی برای فاز آب و نفت (معادله-۳) به صورت زیر خواهد بود.

$$u_l = -\frac{KK_{rl}}{\mu_l}(\nabla P_l - \gamma_l \nabla z) \quad l = o, w \quad (2)$$

$$\nabla \left(\rho_l \frac{KK_{rl}}{\mu_l} (\nabla P_l - \gamma_l \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_l S_l) \quad (3)$$

با در نظر گرفتن رابطه اشباع سیال (معادله-۴) و تعریف فشار موینگی (معادله-۵) برای سیستم دوفازی آب و نفت در سیستم آب دوست می توان معادلات بالا را ساده سازی نمود.

$$S_o + S_w = 1 \quad (4)$$

$$P_{cow} = P_o - P_w = f(S_w) \quad (5)$$

معادله های بالا با روش تفاضل محدود به صورت صریح گسسته سازی و حل گردیدند. شبیه ساز توسعه داده شده بر مبنای روش تنظیم گام های زمانی استوار است که در آن، در نواحی دور از ناهمگنی که نرخ تغییرات فشار زیاد نیست، از روش صریح استفاده می شود، ولی در مناطقی که نرخ تغییرات فشار زیاد است، به دلیل ناپایداری ایجاد شده، گام های زمانی به صورت پلکانی کوچک می شود تا به همگرایی برسیم. برای این کار از پارامتر ضریب کاهش^۴ برای تغییر گام های زمانی استفاده شده است. با اعمال این تکنیک می توان در عین اطمینان از پایداری مدل، به سرعت حل بالا نیز دست یافت. در آخرین مرحله، اعتبارسنجی شبیه ساز به صورت مقایسه نتایج مدل یک بعدی

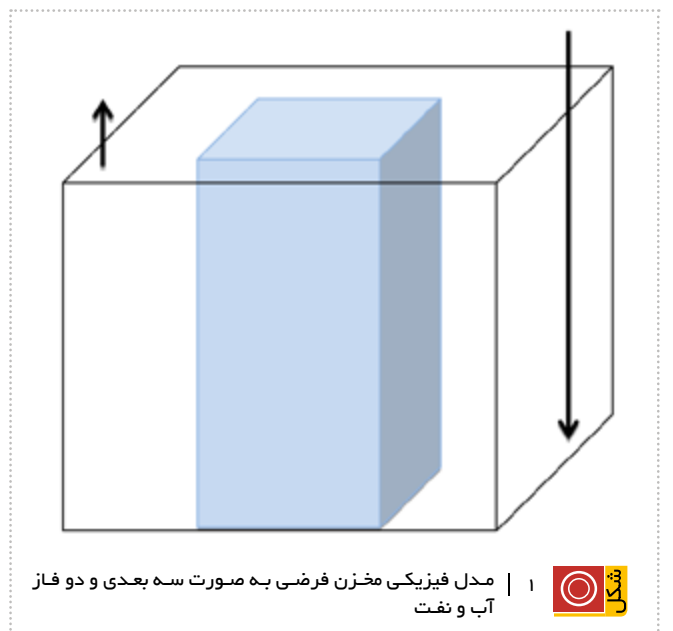
و همکاران در سال ۲۰۰۳ از روش تفاضل محدود ارتقا یافته برای توسعه بیشتر روش شبکه شکاف گسسته استفاده نموده و آن را تفاضل محدود در حجم کنترل^۵ نامیدند [۵]. هرچند این روش چند سال قبل و در سال ۱۹۹۱ میلادی توسط پروس در زمینه زمین گرمایی به کار برده شده بود و با نام روش تفاضل محدود پیوسته^۶ شناخته می شد [۶]. در این پژوهش سعی شده است که از سرعت روش حل صریح استفاده شده و مشکل ناپایداری این روش نیز با کوچک کردن گام های زمانی مرتفع گردد.

۱- مدل سازی و بررسی معادلات حاکم بر مسئله

در این پژوهش سعی شده است در ابتدا مدل فیزیکی مرتبط با هندسه و شرایط حاکم بر مسئله ایجاد شود، سپس معادلات حاکم بر جریان سیال استخراج گردد. در مرحله سوم با استفاده از روش تفاضل محدود معادلات به صورت مکانی و زمانی گسسته سازی شده و در نهایت با زبان برنامه نویسی C# کد نویسی و معادلات حل شده است.

مدل فیزیکی که در این تحقیق مورد مطالعه قرار گرفته است، یک بلوک مکعبی یک متری در سه بُعد، برای جریان دوفازی آب و نفت می باشد که در مرکز آن، ناحیه ناهمگن فرض شده است. در یک گوشه بلوک، چاهی جهت تزریق آب (ورودی سیال) و در مقابل آن، چاه تولیدی (خروجی سیال) فرض شده است (شکل-۱).

استخراج معادله حاکم بر جریان سیال در محیط متخلخل نیازمند فهم دقیق خواص سنگ، سیال و استفاده از مفاهیم



شکل ۱ | مدل فیزیکی مخزن فرضی به صورت سه بعدی و دو فاز آب و نفت

آن مطابق شکل ۱- در نظر گرفته شد. از جهت شبکه بندی نیز، کل مکعب به شکل ۵۰ گرید ۲ سانتی متری در جهت x,y و چهار گرید ۲۵ سانتی متری در جهت z در نظر گرفته شد. به منظور بررسی اثر نیروهای گرانشی، ویسکوز و موینگی، سیال مورد نظر (آب) از پایین ترین قسمت چاه تولیدی (گرید ۴ در جهت z) تزریق و از بالاترین قسمت چاه تولیدی (گرید ۱ در جهت z) تولید می گردد. در شکل ۳- نمودار تولید و نسبت آب به ازای حجم فضای خالی آب تزریقی (Pore Volume of Water Injection) مشاهده می شود. در این مدل اولیه، تراوایی قسمت ناهمگنی که در مرکز قرار گرفته ۵۰۰ میلی داریسی و تراوایی قسمت پیرامونی آن ۵ میلی داریسی منظور گردید. تراوایی در سه جهت یکسان و تخلخل کل مدل نیز یکسان و برابر ۲۰ درصد در نظر گرفته شد.

با توجه به اطلاعات فوق، هنگامی که آب از پایین مدل تزریق می گردد، ابتدا پایین ترین ردیف از بلوکها (z=۴) تخلیه شده و نفت آن به سمت چاه تولیدی حرکت می کند. به همین دلیل در ابتدا فقط تولید نفت وجود دارد تا جایی که آب

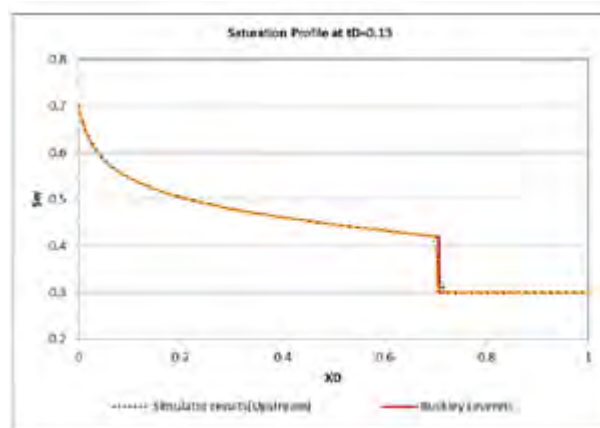
در مسائل مختلف با حل تحلیلی یک بعدی باکلی - لورت^۵ (معادله ۶) انجام گرفت.

$$\frac{dx}{dt} = \frac{q}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \quad (6)$$

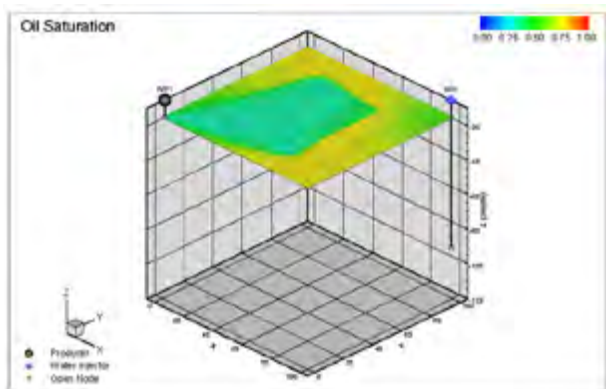
همانطور که در شکل ۲- قابل مشاهده است، نتایج اعتبارسنجی برای مدلی با تخلخل ۲۰ درصد، گراندروی آب و نفت، ۴۰ و ۱ سانتی پویز و همچنین برای یک بلوک ۱×۱×۱ ارائه شده است. همچنین پیشرفت جبهه آب در زمان بی بعد ۰/۱۳ محاسبه شده است.

۲- بررسی مدل شبیه ساز و تحلیل نتایج

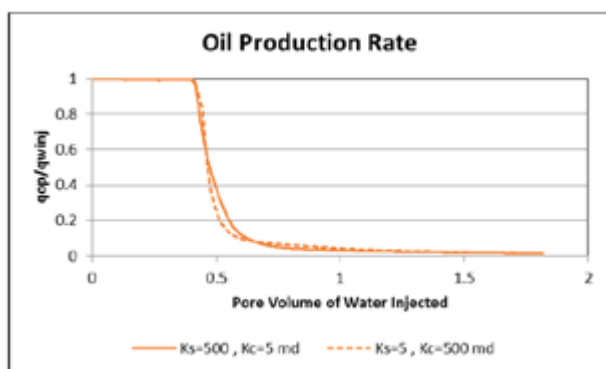
برای شبیه سازی سریع مخازن ناهمگن و بررسی پارامترهای گوناگون، ابتدا مدل مخزن به صورت یک مکعب ۱×۱×۱ متر با سطح ناهمگنی به طول ۳۰ cm و عرض ۲۰ cm در مرکز



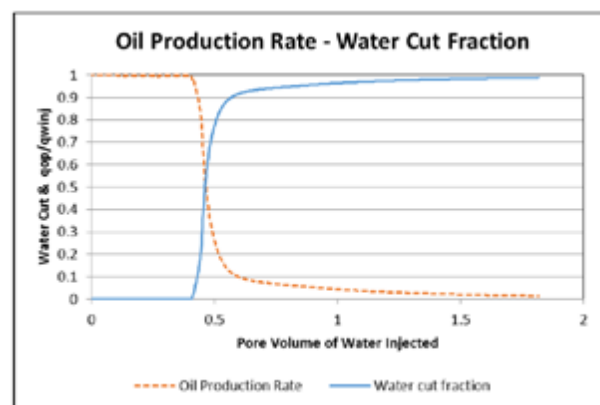
شکل ۲ | مقایسه نتایج روش تحلیلی با روش محاسبه شده توسط نرم افزار برای مدل یک بعدی



شکل ۳ | مدل فیزیکی مخزن فرضی به صورت سه بعدی و دو فاز آب و نفت



شکل ۴ | نمودار تولید نفت بر اساس میزان آب تزریقی برای دو مدل تراوایی



شکل ۵ | مقایسه میزان تولید نفت و نسبت تولید آب بر اساس مقدار آب تزریقی

کاهش و در اطراف آن را افزایش دادیم. با این کار در حالت اولیه یا مدل پایه، تراوایی اطراف ($K_s=5 \text{ md}$) و تراوایی مرکز ($K_c=500 \text{ md}$) بود در حالی که در مدل جدید، تراوایی اطراف ($K_s=500 \text{ md}$) و تراوایی مرکز ($K_c=5 \text{ md}$) بود. همانطور که در شکل ۵- دیده می شود، به دلیل اینکه تراوایی ناحیه اطراف مقدار و سهم بیشتری از کل مدل داشته است، لذا نرخ تولید نفت بیشتر از حالت اولیه بوده و در زمان یکسان، میزان کاهش آن کمتر از آن بوده است. اما هنگامی که میزان تزریق آب افزایش قابل ملاحظه ای یافته است، دو نمودار بر یکدیگر منطبق شده اند زیرا وقتی اکثر گریدها از نفت تخلیه شوند، دیگر تفاوت در تراوایی آنها اثری در تولید نفت نداشته و فقط بر تولید آب موثر است.

۲-۲- بررسی اثر گرانروی آب

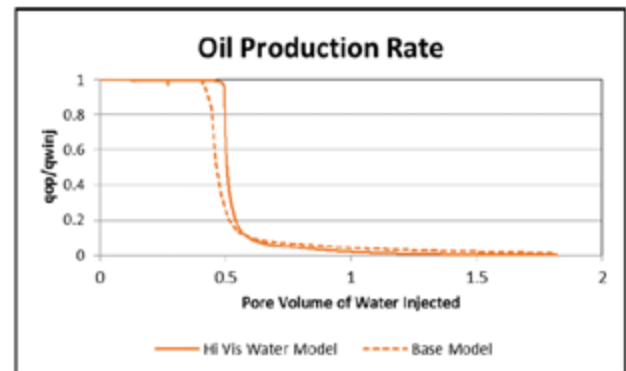
برای بررسی اثر این پارامتر، در مدل اولیه ارائه شده، گرانروی آب را از ۱ سانتی پویز به ۹ سانتی پویز افزایش می دهیم. هرچه گرانروی آب بیشتر باشد، بازدهی جارویی آب افزایش می یابد (Sweep Efficiency). به بیان دیگر، حرکت آب به آرامی صورت خواهد گرفت که این امر موجب می شود که فرصت کافی برای تخلیه گریدهای بیشتری از نفت داشته باشد. از نظر تحلیل نیروهای موثر بر مدل، می دانیم که با افزایش میزان گرانروی آب، افت فشار ویسکوز در مقابل حرکت آب زیاد شده و طبیعتاً نیروی مقاوم نسبت به حرکت نفت کاهش می یابد؛ بنابراین نفت با سرعت بیشتری تخلیه می شود. مطابق شکل ۶-، افزایش گرانروی آب سبب شده است که پس از تزریق آب، میزان دبی نفت به یکباره و با شیب نزدیک به قائم کاهش یابد، زیرا پس از رسیدن اولین قطرات آب به

به چاه تولیدی می رسد و به همراه نفت تولید می شود. همانطور که در شکل ۳- مشهود است، هنگامی که تزریق آب شروع می شود تا میزان تزریق حدود 0.5 PV ، نسبت تولید آب صفر است اما به تدریج افزایش یافته تا اینکه میزان آن به ۱۰۰ درصد نزدیک می شود.

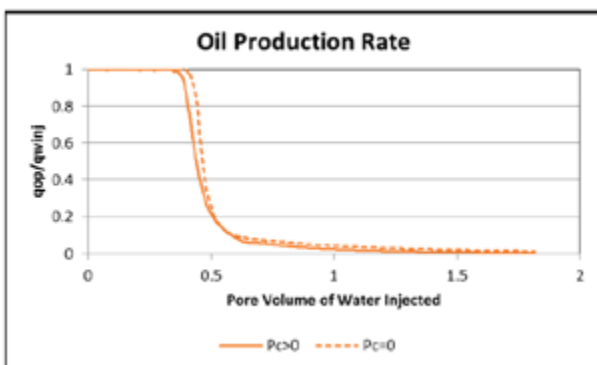
برای بررسی حرکت جبهه اشباع نفت، می توان از شکل ۴- کمک گرفت. با توجه به تزریق آب از قسمت پایینی مدل، آب، فرآیند تخلیه را از پایین ترین بلوک آغاز می کند، اما با توجه به وجود برخی از بلوک ها با تراوایی بیشتر در مرکز بلوک، پیش از تخلیه کل ردیف، قسمتی از آب به ردیف بالایی راه یافته و فرآیند تخلیه را آغاز می کند. به بیان دیگر، آب ابتدا از قسمت میانی بلوک وارد شده و نفت موجود در سایر قسمت ها را به سمت چاه تولیدی تخلیه می نماید.

۲-۱- بررسی اثر تراوایی

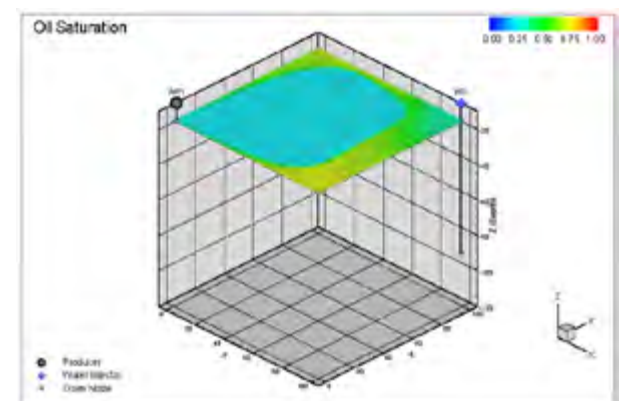
برای بررسی اثر تراوایی، میزان تراوایی در مرکز مکعب را



شکل ۶ | نمودار تولید نفت بر اساس میزان آب تزریقی برای دو مدل با گرانروی آب متفاوت



شکل ۸ | نمودار تولید نفت بر اساس میزان آب تزریقی برای دو مدل با فشار موئینگی متفاوت



شکل ۷ | پروفایل جبهه اشباع نفت در مدل سه بعدی با گرانروی آب بالا

نیروی موینه وجود ندارد کاهش بیشتری نشان می‌دهد. به دلیل افزایش فشار موینه، مقدار نفتی که در حفره‌های کوچک قرار گرفته است، امکان کمتری برای خروج پیدا می‌کند و در نتیجه، آب خود را سریع‌تر به چاه تولیدی می‌رساند. لذا نسبت آب در مقایسه با مدل پایه بیشتر بوده و به ازای آب تزریقی کمتری، آب به چاه تولیدی می‌رسد.

نتیجه‌گیری

پس از بررسی اثر پارامترهای مختلف بر میزان تولید نفت، می‌توان نتیجه گرفت که با افزایش سهم گریدهای با تراوایی بالا در سیستم، میزان نرخ تولید نفت افزایش یافته و آب در زمان کوتاه‌تری خود را به چاه تولیدی می‌رساند. همچنین با افزایش گرانروی نفت، میزان نرخ تولید نفت کاهش و زمان رسیدن آب و میزان آن در چاه تولیدی افزایش می‌یابد. به دلیل وجود نفت سنگین‌تر، تولید تجمعی نفت نیز کاهش می‌یابد.

افزایش میزان گرانروی آب، سبب بهبود بازدهی جارویی سطح بیشتری از مدل می‌شود که موجب افزایش نرخ تولید نفت، کاهش نسبت آب و افزایش تولید تجمعی نفت می‌گردد. همچنین، افزایش فشار موینگی در مدل، باعث کاهش تولید، افزایش نسبت آب در چاه تولیدی و کاهش تولید تجمعی نفت می‌گردد. به هر حال، در ساختارهای پیچیده به دلیل نیاز به شکستن گام‌های زمانی به دفعات زیاد، سرعت روش کاهش یافته و هرچه ساختار مدل پیچیده‌تر باشد، زمان محاسبات بیشتر می‌شود و در مواردی نتایج ناپایدار می‌گردد. ■

چاه تولیدی، به دلیل گرانروی بیشتر آب نسبت به نفت، محل تولید نفت سد شده و تراوایی نسبی آن و در نتیجه، نرخ تولید آن به‌طور قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد.

میزان تولید نفت در حالتی که گرانروی آب بیشتر است، بیشتر از حالت مدل اولیه است که این امر به دلیل افزایش بازدهی جارویی آب برای تخلیه مساحت بیشتری از گریدهای مدل مورد مطالعه می‌باشد. در شکل ۷-۷، حرکت جبهه سیال مورد مطالعه قرار گرفته است. مقایسه این شکل با شکل ۴-۴، نشان می‌دهد که در لحظه رسیدن آب به چاه تولیدی، سطح بیشتری از گریدها توسط آب از نفت تخلیه شده‌اند.

۲-۳- بررسی اثر فشار موینه

برای بررسی اثر فشار موینه دو مدل را در نظر می‌گیریم. در مدل اولیه فشار موینه را تقریباً صفر در نظر می‌گیریم و در مدل دوم مقدار آن را ۵ برابر می‌کنیم. افزایش فشار موینه بدان معناست که در مخازن ترشونده با آب، مقداری از نفت در حفره‌های با شعاع کم وجود دارد که برای تخلیه آنها باید بر فشار موینه غلبه نمود. مقدار نیروی موینگی در قیاس با نیروهای گرانش و ویسکوز ناچیز است ولی در مخازن شکافدار به دلیل وجود دو محیط شکاف و ماتریکس اهمیت بیشتری پیدا می‌کند.

نیروی موینه نقش نیروی مقاوم در برابر حرکت نفت را داراست، به همین دلیل در مقابل حرکت نفت به سمت چاه تولیدی مقاومت کرده و میزان دبی تولید نفت نسبت به حالتی که

پانویس‌ها

- | | | |
|--|---|---------------------|
| 1. Finite Element Method (FEM) | 3. Integration of Finite Difference (IFD) | 5. Buckley-Leverett |
| 2. Control Volume Finite Difference (CVFD) | 4. Damping Factor | |

منابع

- | | |
|--|---|
| [1] Reiss, L.H., "The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Reservoirs", Gulf Pub. Co., Houston, 1980. | [4] Karimi-Fard, M. and Firazoobadi, A. Numerical Simulation of Water Injection in 2D Fractured Media Using Discrete-Fracture Model, Paper SPE 71615, October 2001. |
| [2] Tran, N.H., Characterization and Modeling Of Naturally Fractured Reservoirs, PhD dissertation, The University of New South Wales, School of Petroleum Engineering, Sydney, Australia, July 2004. | [5] Karimi-Fahd, M., Durlofsky, L. J., and Aziz, K. An Efficient Discrete Fracture Model Applicable for General Purpose Reservoir Simulators. Paper SPE 79699 February, 2003. |
| [3] Noorishad J. and Mehran M. An Upstream Finite Element Method for Solution of Transient Transport Equation in Fractured Porous Media. Water Resources Research, 18(3): 588-596, 1982. | [6] Pruess, K. TOUGH2: A general numerical simulator for multiphase fluid and heat flow. Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-29400 |