

## مدل سازی و بررسی عملکرد ژل پلیمر در محیط متخلخل

محسن وفایی سفتی<sup>۱\*</sup>، مهسا باغبان صالحی<sup>۲</sup>، حسن نادری<sup>۳</sup>، محمد سیم جو<sup>۴</sup>

۱-۴ و ۲، گروه مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس

۳- کارشناس ارشد پژوهشگاه صنعت نفت

vafaiesm@modares.ac.ir

(دریافت مقاله: مهر ۱۳۸۷، پذیرش مقاله: آبان ۱۳۸۷)

### چکیده

یکی از روش های جلوگیری از تولید آب اضافی در مخازن نفتی، استفاده از ژل پلیمرها است. برای بررسی اثر این ژل ها در مخازن الزاماً بایستی آزمایش های متفاوتی جهت شناسایی و تعیین خواص ژل صورت پذیرد. سپس به کمک نرم افزارهای شبیه ساز، حرکت ژل در محیط متخلخل و اثر آن بر روی شاخص مخزن بررسی شود. در این تحقیق با مدل سازی ریاضی حرکت ژل پلیمر در حالت دو بعدی، تغییرات تراوایی محیط متخلخل نسبت به آب بررسی می گردد. در این مدل سازی، معادلات دیفرانسیل پاره ای حاکم بر حرکت سیال و حرکت ژل با استفاده از روش تقریب تفاضل مرکزی به معادلات جبری تبدیل و سپس با استفاده از روش های عددی در یک بازه زمانی مشخص حل می شوند. نتایج حل عددی، توزیع غلظت ژل اشباع فازهای آب و نفت و میزان تغییرات تراوایی در محیط متخلخل پس از تزریق ژل به چاه تزریق را در یک بازه زمانی ۵ ساله نشان می دهد. همچنین با استفاده از قانون توانی Civan یک رابطه برای تغییرات تراوایی آب با زمان بر اثر عملکرد ژل، به دست آمده است. به منظور سنجش اعتبار مدل، نتایج حاصل با داده های آزمایشگاهی برای شاخص یکی از مخازن ایران مقایسه شده که نشان دهنده دقت مطلوب مدل برای بررسی اثر ژل پلیمر بر کاهش تراوایی و تولید آب می باشد.

واژگان کلیدی: مدل سازی، ژل پلیمر، تراوایی، مخازن نفتی، محیط متخلخل

## مقدمه

سیالات مخزنی پیش از شروع تولید در حال تعادل هستند. تولید از چاه باعث گرادیان غیر یکنواخت فشار در همه جهات شده و با افزایش سرعت سیال و هدر رفتن انرژی چاه، منجر به تغییر توزیع سطح تماس آب و نفت در آن منطقه می شود به طوری که آب به طرف بازه تولیدی چاه جریان می یابد. توزیع سیالات در اطراف چاه تحت تأثیر سه عامل نیروی موینگی<sup>۱</sup>، نیروی وزنی<sup>۲</sup> و نیروی ویسکوزیته<sup>۳</sup> است. به طور معمول از تأثیر نیروی موینگی بر تولید آب صرف نظر می شود. نیروی وزنی به دلیل وجود اختلاف دانسیته بین سیالات در جهت عمودی وارد می شود و نیروی ویسکوزیته در اثر گرادیان فشار و مربوط به حرکت سیالات می باشد. تا زمانی که نیروی وزنی و ویسکوزیته در تعادل باشند، سطح تماس سیالات تغییر شکل نمی دهد، اما زمانیکه نیروی ویسکوزیته از نیروی وزنی بیشتر شود یک شکل مخروطی در سطح تماس سیالات به وجود می آید. گرادیان فشار ایجاد شده سبب بالا آمدن سطح مخروطی آب می گردد. هر چه نرخ تولید افزایش یابد گرادیان فشار ایجاد شده بیشتر شده و احتمال مخروطی شدن افزایش می یابد. یکی دیگر از عوامل اصلی تولید آب، کانال زدن آب از میان لایه های با تراوایی بالا در مخازن می باشد این امر به علت تحرک پذیری بالای آب نسبت به نفت بوده و باعث حرکت آب در لایه های با تراوایی بالا می شود. باز شدن منطقه آبی<sup>۴</sup> در چاه تولید و عبور آب از کانال های تزریق نیز منجر به افزایش تولید آب می گردد. در شکل ۱ برخی از عوامل تولید آب اضافی در مخزن نشان داده شده است. نرخ زیاد تولید آب مشکلات محیطی متعددی را در خصوص دفع آن ایجاد می کند و سبب بروز مشکلاتی نظیر افزایش عملیات بهره برداری، کاهش بازده تولید، باقی ماندن قسمتی از نفت قابل تولید مخزن در نواحی مورد هجوم آب، تشکیل

رسوب و خوردگی در لوله ها، هزینه مربوط به تاسیسات سطحی جداسازی و تصفیه آب تولیدی به همراه نفت می شود. انتخاب های مختلفی برای کاهش تولید آب از چاه هایی که مقدار زیادی آب تولید می کنند وجود دارد که برخی از آنها شامل تکنیک های جداسازی مکانیکی، تزریق سیمان و عملیات انسداد آب با استفاده از ژل پلیمر می باشد. همه این تکنیک ها برای تمام چاه ها قابل کاربرد نمی باشد؛ اما در شرایط واقعی در صورت استفاده صحیح از عملیات فوق، منافع اقتصادی بزرگی حاصل خواهد شد. از میان روش های فوق، در دهه اخیر عملیات انسداد آب به وسیله ژل پلیمرها به علت مزایای زیاد این روش بیشتر مورد توجه و بررسی قرار گرفته و از جذابیت بالاتری در مهندسی نفت برخوردار می باشد. هدف این عملیات، تزریق ژل پلیمر در ناحیه مورد نظر در سازند است که بتواند تحت شرایط مخزن و درصد نمک موجود، پایداری مناسبی داشته و قابلیت عبور دهی آب را در آن ناحیه کاهش داده و مانع تولید آب اضافی گردد. ژل پلیمرها از مخلوط نمودن دو جزء، پلیمر انحلال پذیر در آب و عامل ایجاد کننده شبکه<sup>۵</sup>، در محیط آبی تشکیل می شود [۱]. عامل شبکه ای کننده زنجیره های پلیمری را به یکدیگر متصل کرده و در نهایت یک شبکه سه بعدی بنام ژلانت ایجاد می کند [۲]. رایج ترین پلیمری که در ساخت ژل پلیمر استفاده می شود، پلیمر مصنوعی پلی آکریل آمید می باشد که به همراه یون های فلزی مانند کروم، منجر به ایجاد ساختمان سه بعدی ژل می شود. ژل ها نسبتاً ارزان قیمت می باشند زیرا ۷۰-۸۰ درصد آن ها را آب تشکیل می دهد. ژل های تشکیل شده آب دوست هستند و به آسانی در آب حل می شوند ولی حلالیت اندکی در نفت دارند در نتیجه ویسکوزیته آب افزایش یافته و به واسطه آن تحرک آب کاهش می یابد در حالی که عملاً ویسکوزیته نفت و تحرک پذیری آن بدون تغییر باقی می ماند. می توان گفت ژل به صورت یک غشای غیر تراوا در مقابل آب عمل می کند. یکی از دلایل موفقیت آمیز بودن عملکرد ژل، توانایی آن در کاهش

1 - Capillary Forces

2 - Gravity Forces

3 - Viscous Forces

4 - Water Zone

شرایط مشابه، مقایسه می‌شود. فرضیات این مدل عبارت است از:

- ۱- از وجود فاز گاز صرف نظر می‌شود.
- ۲- جریان هم دما بوده و فرایند جذب برای اجزای جذب شونده، هم دما فرض می‌شود.
- ۳- مخزن همگن و یکنواخت می‌باشد.
- ۴- جریان سیال در مرز محیط متخلخل وجود ندارد.
- ۵- جریان سیال از قانون دارسی پیروی می‌کند.
- ۶- در هر لایه، همه سطوح تماس یکنواخت و فاصله بین سطوح تماس ثابت می‌باشد.
- ۷- نرخ تزریق ثابت است.
- ۸- تمامی مواد در فاز آبی انتقال می‌یابند.

### موازنه جرم

ابتدا موازنه جرم برای یک المان از مخزن نوشته می‌شود:

$$(1) \quad \underbrace{[(J_x)_x \Delta y \Delta z + (J_y)_y \Delta x \Delta z + (J_z)_z \Delta x \Delta y] \Delta t}_{\text{Mass in}} - \underbrace{[(J_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (J_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (J_z)_{z+\Delta z} \Delta x \Delta y] \Delta t - Q \Delta y \Delta z \Delta x \Delta t}_{\text{Mass out}} = \underbrace{[(C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t] \Delta x \Delta y \Delta z}_{\text{Accumulation}}$$

ریان سیال در  $(J_x)_x$  وارد و در  $(J_x)_{x+\Delta x}$  خارج می‌شود.  $J$  فلاکس جرمی سیال (جرم سیال در واحد زمان و واحد سطح عمود بر جریان) می‌باشد.  $Q$  دبی جرمی بر واحد حجم المان است که در چاه تولیدی این عبارت مثبت و در چاه تزریقی منفی می‌باشد. عبارت تجمع نیز تغییرات غلظت فاز نفت یا آب داخل المان است. زیرنویس  $P$  معرف فاز مورد نظر است. با تقسیم طرفین بر حجم المان و اعمال حد  $\Delta x$ ،  $\Delta y$ ،  $\Delta z$  و  $\Delta t$  به صفر، معادله پیوستگی حاصل می‌شود:

$$(2) \quad -\frac{\partial J_x}{\partial x} - \frac{\partial J_y}{\partial y} - \frac{\partial J_z}{\partial z} - Q = \frac{\partial C_p}{\partial t}$$

### معادلات جریان برای جریان دو فازی

معادلات جریان برای فازهای نفت و آب با توصیف شار جرمی و غلظت (در معادله پیوستگی) محاسبه می‌شود. موازنه جرم در المان بالا در سه بعد صورت گرفت

زیاد تراوایی آب نسبت به تراوایی نفت است که این پدیده کاهش نامتجانس تراوایی نامیده می‌شود [۳].

امروزه تکنیک تزریق ژل به عنوان یک روش بهینه و اقتصادی برای افزایش بازده تولید در مخازن پیشنهاد می‌شود. با توجه به اهمیت اقتصادی طرح، در این تحقیق با مدل سازی ریاضی حرکت ژل در محیط متخلخل، اثر تزریق آن بر تغییرات تراوایی و نسبت تولید آب به نفت در شاخص مخزن مورد بررسی قرار گرفته و نتایج حاصله با نتایج آزمایش‌های انجام شده [۴] در شرایط مخزن بر روی نمونه سنگ و سیال یکی از مخازن نفتی کشور مقایسه شده است.

### مدل ریاضی حرکت ژل پلیمر در محیط متخلخل

در این مدل معادلات حرکت سیال با فرض دو فاز مستقل آب و نفت و با تکیه بر معادلات پیوستگی، انتقال جرم، سیالات (معادلات جریان)، استخراج و معادلات انتقال شیمیایی (توزیع غلظت ترکیبات) از طریق معادلات دیفرانسیل پاره ای دو بعدی و با احتساب اثرات تخلخل، دانسیته فازها و نرخ تشکیل ژل در قسمت مدل ریاضی حاکم بر حرکت ژل ارائه می‌شود. علاوه بر این، معادلات حاکم بر خواص فیزیکی ژل نظیر ویسکوزیته، جذب و کاهش تراوایی با تلفیق روش‌های تئوری و تجربی آورده شده است. معادلات حاصل، دستگاه معادلات دیفرانسیل پاره ای را تشکیل می‌دهند که با استفاده از روش تقریب تفاضل مرکزی برای مکان و تقریب تفاضل پیشرو برای زمان، به معادلات جبری تبدیل و سپس با استفاده از روش‌های عددی در یک بازه زمانی مشخص حل می‌شود. معادلات حاصل یک مجموعه معادلات دیفرانسیل پاره ای غیر خطی و وابسته را ایجاد می‌کنند که باید با شرایط اولیه و مرزی مختلف حل شوند. در بیشتر موارد، حل تحلیلی این معادلات بسیار محدود است و با اعمال شرایط مرزی این محدودیت‌ها بیشتر هم می‌شود. شرایط مرزی این مدل از نوع نیومن است در نتیجه مقادیر گرادیان عمودی متغیرهای وابسته، در مرزها مشخص است. در نهایت به منظور بررسی صحت مدل، جواب حاصل از حل عددی با نتایج تجربی در

### مدل ریاضی حاکم بر حرکت ژل

در این قسمت به بررسی فرایند تشکیل ژل، جذب و خواص فیزیکی ژل و پلیمر پرداخته شده است که بدین منظور مدل ریاضی حاکم بر حرکت ژل به سه بخش الف) معادلات انتقال شیمیایی ب) معادلات سرعت واکنش انعقاد ژل ج) خصوصیات فیزیکی پلیمر و ژل، تقسیم می شود.

### معادلات انتقال شیمیایی

پس از تزریق پلیمر و یون  $Cr^{+3}$  به مخزن، فرایند تشکیل ژل آغاز می شود. برای نشان دادن فرایند تشکیل ژل و یا تغییر غلظت مواد تشکیل دهنده آن با فرض آن که تمامی مواد در فاز آبی انتقال می یابند از معادلات انتقال شیمیایی<sup>۵</sup> استفاده می گردد. این معادلات بسته به نوع زیرنویس انتخاب شده تغییرات غلظت ژل، پلیمر و یا  $Cr^{+3}$  در مخزن را ارائه می دهد [۵].

(۱۰)

$$\underbrace{\frac{\partial(\phi\rho SC_i)}{\partial t}}_{\text{Accumulation}} + \underbrace{\frac{\partial[\rho_R(1-\phi)C_{ir}]}{\partial t}}_{\text{Adsorption}} = \underbrace{D\nabla(\phi\rho S\nabla C_i)}_{\text{Diffusion}} - \underbrace{\nabla(\rho C_i\vec{v})}_{\text{Convection}} + \underbrace{\phi\rho SR_i}_{\text{Reaction}} - \underbrace{Q_i C_i}_{\text{Flow rate}} \quad i = 1, 2, 3$$

در رابطه فوق  $C_i$  غلظت جرمی ترکیبات،  $\rho_R$  دانسیته سنگ، و  $D$  ضریب نفوذ،  $\vec{v}$  سرعت داری،  $\rho$  دانسیته فاز آبی،  $Q_i$  نرخ چاه و  $V$  حجم مخزن،  $R_i$  سرعت واکنش انعقاد ژل در واحد حجم محیط متخلخل می باشد.  $C_{ir}$  غلظت جرمی ماده ای است که بر روی سطح سنگ جذب شده و تابعی از  $C_i$  می باشد. در این جا فرایند جذب، هم دما و میزان غلظت جرمی جذب شده با استفاده از قانون هنری برای هر ترکیب محاسبه می گردد [۶].

$$C_{ir} = \Gamma_i C_i \quad (11)$$

پارامتر  $\Gamma_i$  ثابت هنری برای فرایند جذب می باشد که در این مدل برای پلی آکریل آمید هیدرولیز شده

ولی در این مدل سازی مخزن دو بعدی در نظر گرفته شده است و تمامی معادلات در دو بعد نوشته می شود. شار جرمی را می توان به صورت ضرب دانسیته فاز در سرعت فاز (با توجه به جهت مورد نظر) نوشت:

$$(\vec{J})_p = \frac{\rho_{psc}}{B_p} \vec{v}_p \quad (3)$$

زیرنویس  $SC$  بیانگر شرایط استاندارد،  $\rho$  دانسیته سیال مورد نظر،  $B$  فاکتور حجمی و  $\vec{v}$  سرعت داری بوده که برای فاز نفت و آب در جهت  $x$ ، به صورت زیر نوشته می شود:

$$v_{xp} = -K_x M_p \frac{\partial}{\partial x} \left[ P_p - \frac{\rho_p g z}{144 g_c} \right] \quad (4)$$

علامت منفی در معادله نشان دهنده این است که فشار در طول حجم کنترل افت می کند. لازم به ذکر است که حجم کنترل باید در یک محیط متخلخل فرض شود و المانی که در نظر گرفته می شود باید نسبت به اندازه حفره ها بزرگ و نسبت به کل حجم کنترل کوچک باشد.  $M_p$  تحرک پذیری فاز (آب یا نفت) بوده و به صورت نسبت تراوایی نسبی فاز به ویسکوزیته آن تعریف می شود.

$$M_p = \frac{K_{rp}}{\mu_p} \quad (5)$$

$$\rho_p = \frac{\rho_{psc}}{B_p} \quad (6)$$

(۷)

$$C_p = \phi \rho_{psc} S_p / B_p$$

درجه اشباع یک فاز، نسبت حجم آن فاز به حجم قسمت خالی است که توسط آن فاز پر شده است. در صورتی که از فاز گاز صرف نظر کنیم دو فاز کل حجم را اشغال کرده اند.

$$S_o + S_w = 1 \quad (8)$$

با ترکیب معادلات ۲، ۳ و ۷ معادله بقای جرم برای فاز مورد نظر در دو جهت  $x$  و  $y$  به دست می آید.

$$-\left[ \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{v_{xp}}{B_p} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{v_{yp}}{B_p} \right) \right] - \frac{Q_p}{\rho_{psc}} = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_p / B_p) \quad (9)$$

معادلات ۴ تا ۶، ۸ و ۹ معادلات پایه ای جریان سیال<sup>۷</sup> می باشند که در مدل سازی به صورت عددی حل می شوند.

### خصوصیات فیزیکی پلیمر و ژل

در این بخش به بررسی خصوصیات فیزیکی ژل و پلیمر و در نهایت کاهش تراوایی پرداخته می شود. در این تحقیق اثر غلظت پلیمر بر ویسکوزیته محلول توسط یک چند جمله ایی درجه سه بیان می شود [۱۲].

(۱۳)

$$\mu_p = \mu_w + \alpha_1 \times C_p + \alpha_2 \times C_p^2 + \alpha_3 \times C_p^3$$

در این رابطه  $C_p$  غلظت جرمی پلیمر و  $\mu_w$  ویسکوزیته آب است. ثابت  $\alpha$  برای پلی آکریل آمید هیدرولیز شده، به ترتیب برابر

$$\alpha_1 = 3/98 \times 10^{-7} (ft^2 / sec)$$

$$\alpha_2 = 2/29 \times 10^{-6} (ft^5 / sec \cdot lb)$$

$$\alpha_3 = 1/7 \times 10^{-9} (ft^8 / sec \cdot lb^2) \text{ می باشد.}$$

اثر نرخ تنش بر ویسکوزیته ژلانت توسط رابطه  $Meter$ ، محاسبه می گردد [۱۳ و ۱۴].

$$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left( \dot{\gamma} / \dot{\gamma}_1 \right)^{\omega-1}} \quad (14)$$

(۱۵)

$$\dot{\gamma} = 268 |\bar{v}| / (K K_r / \phi S)^{1/5}$$

در رابطه فوق  $\dot{\gamma}$  نرخ برش و  $\mu_0$  و  $\mu_\infty$  ویسکوزیته محلول به ترتیب در  $\dot{\gamma} = 0$  و  $\dot{\gamma} = \infty$  می باشند.  $\dot{\gamma}_{1/2}$  نرخ برش در حالتی که ویسکوزیته نصف  $\mu_0$  است، می باشد. در رابطه فوق  $K_r$  تراوایی نسبی فاز آبی و  $K$  تراوایی مطلق می باشد که از رابطه زیر محاسبه می شود [۱۲].

$$K = \left[ \frac{(v_x / |\bar{v}|)^2}{K_x} + \frac{(v_y / |\bar{v}|)^2}{K_y} \right]^{-1} \quad (16)$$

پارامتر  $\omega$  در رابطه  $Meter$  یک چند جمله ایی درجه سه است که با توجه به نوع پلیمر و عامل شبکه ثابت آن تعیین و محاسبه می شود [۱۳].

(۱۷)

$$\omega = \lambda_1 + \lambda_2 C_p + \lambda_3 C_p^2 + \lambda_4 C_p^3$$

که در آن  $\lambda_1 = 1/47$ ،  $\lambda_2 = 1/96 \times 10^{-6} (ft^3 / lb)$ ،  $\lambda_3 = 0 (ft^3 / lb)^2$  و  $\lambda_4 = 2/882 \times 10^{-8} (ft^3 / lb)^2$

باشد. ویسکوزیته ژل از روش  $Sorbie$  محاسبه می شود [۷].

$$\mu_g = \mu_w + \beta_1 C_g + \beta_2 C_g^2 \quad (18)$$

۰/۰۴۲۷۳ و برای ژل ۰/۰۸۵۴۷ می باشد [۶]. فرض می شود که میزان جذب یون  $Cr^{+3}$  بسیار ناچیز است. در معادله ۱۰ عبارت اول از سمت چپ بیانگر تجمع در مخزن (المان مخزن) و عبارت دوم معرف جذب ترکیبات مورد نظر، یعنی؛ پلی آکریل آمید هیدرولیز شده، یون کروم و ژل حاصل در سطح سنگ می باشد. اولین عبارت از سمت راست مربوط به پدیده نفوذ مولکولی و عبارت دوم بیانگر انتقال بر اساس پدیده جابه جایی است، عبارت سوم اثر واکنش مصرف پلی آکریل آمید هیدرولیز شده و یون کروم و تولید ژل و در پایان نرخ تزریق (+) و تولید (-) محاسبه می شود. برای حل معادله فوق از روش  $MOL$  [۷ و ۸] استفاده می شود. شرایط اولیه برای حل معادله عبارت است از:

$$1) \text{ HPAM} \Rightarrow t = 0 \quad C_i = 12500 \text{ ppm}$$

$$2) \text{ Cr}^{+3} \Rightarrow t = 0 \quad C_i = 312 \text{ ppm}$$

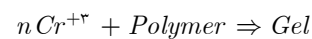
$$3) \text{ Gel} \Rightarrow t = 0 \quad C_i = 0 \text{ ppm}$$

در این مدل فرض شده که در دیواره ها غلظت ترکیبات ثابت است، (شرایط مرزی نیومن). به این ترتیب شرایط مرزی مسئله به صورت زیر تعریف می شود:

$$\frac{\partial C_i}{\partial x} \Big|_{y=0,L} = 0 \quad \text{و} \quad \frac{\partial C_i}{\partial y} \Big|_{x=0,L} = 0$$

### معادله سرعت واکنش انعقاد ژل

در این تحقیق پلی آکریل آمید به عنوان پلیمر و یون  $Cr^{+3}$  به عنوان عامل شبکه در تشکیل ساختار ژل به کار گرفته شده است [۹]. بنابراین یون سه ظرفیتی با پلیمر واکنش داده و ساختار سه بعدی ژل تشکیل می شود. معادلات این مدل به صورت زیر است [۱۰ و ۱۱]:



$$-\frac{d[Polymer]}{dt} = \frac{d[Gel]}{dt} = \quad (12)$$

$$k [Cr^{+3}]^n [Polymer]^m$$

مقدار ثابت سرعت با توجه به دمای مخزن ( $100^\circ C$ ) و داده های آزمایشگاهی برابر  $k = 10^{-5} (ppm \cdot day)^{-1}$  و ثابت  $n$  برابر ۱۰۰۰ [۷] می باشد.

$$p_{cow} = p_o - p_w \quad (25)$$

$$\Phi_w = p_o - p_{cow} - \frac{\rho_w z}{144} \quad (26)$$

فشار موینگی آب در نفت می باشد. با جایگذاری معادله (۲۶) در معادله (۲۴) معادله پیوستگی برای فاز نفت و آب به صورت زیر تبدیل می شود:

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left( \frac{M_o}{B_o} \right) \nabla p_o + \alpha_o - \frac{Q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (27)$$

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left( \frac{M_w}{B_w} \right) \nabla p_o + \alpha_w - \frac{Q_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (28)$$

دو عبارت  $\alpha_o$  و  $\alpha_w$  معرف بخش جاذبه و فشار موینگی در فشار هر فاز بوده و به صورت زیر تعریف می شود.

$$\alpha_o = -\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left( \frac{M_o}{B_o} \right) \nabla \left( \frac{\rho_o z}{144} \right) \quad (29)$$

$$\alpha_w = -\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left( \frac{M_w}{B_w} \right) \nabla \left( \frac{\rho_w z}{144} \right) + p_{cow} \quad (30)$$

هدف حل معادلات (۲۷) و (۲۸) و (۲۹) به منظور به دست آوردن سه عبارت  $p_o$ ،  $S_o$  و  $S_w$  می باشد. باقی عبارات خواص فیزیکی بوده و از طریق داده های آزمایشگاهی به دست می آیند.

$$L_o = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (31)$$

$$L_w = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (32)$$

از تلفیق روابط بالا:

$$L_o = \nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{M \lambda_o}{B_o} \nabla p_o + \alpha_o - \frac{Q_o}{\rho_{osc}} \quad (33)$$

$$L_w = \nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{M_w}{B_w} \nabla p_o + \alpha_w - \frac{Q_w}{\rho_{wsc}} \quad (34)$$

با باز کردن عبارت مشتق در معادلات  $L_o$  و  $L_w$  و ضرب معادله (۳۳) در  $B_o$  و معادله (۳۴) در  $B_w$  و جمع این دو رابطه و استفاده از رابطه (۸)، معادله فشار حاصل می شود که در آن تراکم پذیرگی کل می باشد.

$$B_o \left[ \nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{M_o}{B_o} \nabla p_o + \alpha_o - \frac{Q_o}{\rho_{osc}} \right] + \quad (35)$$

$$B_w \left[ \nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{M_w}{B_w} \nabla p_o + \alpha_w - \frac{Q_w}{\rho_{wsc}} \right] = c_t \frac{\partial p_o}{\partial t}$$

که در آن  $C_g$  غلظت جرمی ژل،  $\mu_w$  ویسکوزیته آب،  $\beta_o = 1/608 \times 10^{-5} (ft^3 / sec \cdot lb)$ ،  $\beta_w = 4/825 \times 10^{-5} (ft^3 / sec)$  می باشد. در نهایت کاهش تراوایی در اثر عملکرد ژل از رابطه زیر محاسبه می شود [۱۵].

$$K(c) = K / RRF \quad (19)$$

$$RRF = 1 + \frac{C_g (RRF_{max} - 1)}{1 + C_g} \quad (20)$$

در این رابطه  $K$  تراوایی مطلق و  $RRF$  مخفف *Residual Resistance Factor* نسبت تحرک پذیری قبل و بعد از تزریق ژل و  $C_g$  غلظت ژل می باشد.  $RRF_{max}$  از رابطه زیر محاسبه می شود که  $\beta_o$  پارامتر ثابت معادله *Sorbie* در محاسبه ویسکوزیته ژل می باشد.

$$RRF_{max} = \left[ 1 - \beta_o^{1/2} / \left( \frac{\sqrt{k_x k_y}}{\phi} \right)^{1/2} \right]^{-2} \quad (21)$$

### معادلات فشار

به منظور ایجاد عبارت اشباع در یک طرف و عبارت فشار در طرف دیگر تساوی معادله داری، عبارت پتانسیل فاز  $\Phi_p$ ، به صورت زیر تعریف می شود.

$$\Phi_p = p_p - \frac{\rho_p z}{144} \quad (22)$$

$$\vec{v}_p = -\vec{K} \cdot M_p \nabla \Phi_p = -M_p \left[ K_x \frac{\partial \Phi_p}{\partial x} + K_y \frac{\partial \Phi_p}{\partial y} \right] \quad (23)$$

با اعمال این عبارت معادله پایستگی عبارت است از:

$$\frac{\nabla \cdot \vec{K} \cdot M_p \nabla \Phi_p}{B_p} - \frac{Q_p}{\rho_{psc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_p}{B_p} \right) \quad (24)$$

با توجه به کشش سطحی، در سطح تماس دو فاز<sup>۱</sup> فشار در سیال غیرترکننده<sup>۱۱</sup> بیشتر از فشار سیال ترکننده<sup>۱۲</sup> است برای ایجاد عبارت فشار نفت در معادلات بالا فشار موینگی به صورت اختلاف فشار نفت و آب تعریف شده و سپس به جای فشار آب در معادله (۲۲) معادل آن را جایگذاری کرده و معادله (۲۶) حاصل می شود.

### 1 - Interface

### 11 - Non wetting

### 12 - Wetting Phase

در رابطه فوق  $A'_{p,i-1/2}$  ضریب انتقال پذیری داری  $^{13}$  در فاز  $p$  می باشد. اکنون به حل معادله فشار (۳۵) در دو بعد می پردازیم:

$$(43) \quad \frac{\partial}{\partial x} \left( K_x \frac{\lambda_p}{B_p} \frac{\partial p_p}{\partial x} \right)_i \approx \frac{A'_{p,i+1/2} (p_{i+1} - p_i) - A'_{p,i-1/2} (p_i - p_{i-1})}{(\Delta x' + \Delta x'')/2} \equiv \frac{\left( K_x \frac{\lambda_p}{B_p} \right)_{i+1/2} \left( \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x''} \right) - \left( K_x \frac{\lambda_p}{B_p} \right)_{i-1/2} \left( \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x_i} \right)}{(\Delta x' + \Delta x'')/2}$$

به ترتیب انتقال پذیری بین دو بلوک  $i$  و  $i+1$ ،  $i$  و  $i-1$  می باشد. فرض می شود که سطح عمود بر جریان در تمامی بلوک ها ثابت باقی می ماند. با ضرب معادله بالا در سطح بلوک یعنی  $A_B = \Delta x_i \Delta y_i$  خواهیم داشت:

$$(44) \quad A_B \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left( K_x \frac{\lambda_p}{B_p} \frac{\partial p_p}{\partial x} \right)_i \approx \frac{\Delta x_i}{(\Delta x' + \Delta x'')/2}$$

$$\times [A'_{p,i+1/2} (p_{i+1} - p_i) - A'_{p,i-1/2} (p_i - p_{i-1})] \equiv A_{p,i+1/2} (p_{i+1} - p_i) - A_{p,i-1/2} (p_i - p_{i-1})$$

برای خطی سازی از دو رابطه زیر استفاده می شود:

$$(45) \quad \Delta A \Delta P = \Delta_x A_x \Delta P_x + \Delta_y A_y \Delta P_y$$

$$(46) \quad \Delta_x A_x \Delta P_x = A_{i-1/2,i} (P_{i-1,j} - P_{i,j}) + A_{i+1/2,i} (P_{i+1,j} - P_{i,j})$$

با استفاده از معادلات فوق معادله فشار به صورت زیر تبدیل می شود.

$$(47) \quad (B_o^n)_{ij} \left( \Delta A_o^n \Delta p^{n+1} - \Delta A_o^n \Delta \left( \frac{\rho_o z}{144} \right)^n - \frac{q_o V_B}{\rho_{osc}} \right)_{ij} + (B_w^n)_{ij} \left( \Delta A_w^n \Delta p^{n+1} - \Delta A_w^n \Delta \left( \frac{\rho_w z}{144} \right)^n - \frac{q_w V_B}{\rho_{usc}} \right)_{ij} = \left( \frac{V_p^n C_t^n}{\Delta t} \right)_{ij} (p^{n+1} - p^n)_{ij}$$

همان طور که در ابتدا گفته شد فرض می شود که جریان سیال در مرز محیط متخلخل وجود نداشته بنابراین شرط مرزی معادله فوق به صورت زیر تعریف می شود:

$$\frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{x=.,L} = 0 \quad \text{و} \quad \frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{y=.,L} = 0$$

و شرط اولیه معادله فوق عبارت است از:

برای حل معادلات بالا دانستن معادله فشار نفت ضروری است تا به وسیله معادله ای که هیچ مشتقی از عبارت اشباع در آن وجود ندارد با حل عددی،  $p_o$  حاصل شده و با استفاده از آن در معادلات اشباع، فازهای نفت و آب حاصل شود. در این جا فرض می شود که هیچ انتقال جرمی بین نفت و آب اتفاق نیفتاده و آب فاز ترکننده و نفت فاز غیر ترکننده باشد، با توجه به شکل (۳) قانون داری به صورت زیر نوشته می شود:

$$(36) \quad \bar{Q}_p = \bar{K} \bar{A}_c \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p} \frac{p_{i-1} - p_i}{\frac{\Delta x_{i-1} + \Delta x_i}{2}}$$

$\bar{Q}_p$  نرخ متوسط جریان حجمی فاز  $p$ ،  $\bar{A}_c$  سطح عمود بر جریان بین دو بلوک  $i-1$  و  $i$  می باشد. اگر  $p_f$  فشار در بین دو بلوک در نظر گرفته شود، قانون داری برای دو بلوک  $i-1$  و  $f$  و  $f$  و  $i$  عبارت است از:

$$(37) \quad \bar{Q}_p = K_{i-1} A_{c,i-1} \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p} \frac{p_{i-1} - p_f}{\frac{\Delta x_{i-1}}{2}}$$

$$(38) \quad \bar{Q}_p = K_i A_{c,i} \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p} \frac{p_f - p_i}{\frac{\Delta x_i}{2}}$$

با ترکیب دو رابطه بالا و حذف  $p_f$ :

$$(39) \quad p_{i-1} - p_i = \bar{Q} \left[ \frac{\frac{\Delta x_{i-1}}{2} \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p}}{K_{i-1} A_{c,i-1}} + \frac{\frac{\Delta x_i}{2} \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p}}{K_i A_{c,i}} \right]$$

با جایگذاری معادله ۳۹ در معادله ۳۶،  $\bar{K} \bar{A}_c$  برابر است با:

$$(40) \quad \bar{K} \bar{A}_c = \frac{\Delta x_{i-1} + \Delta x_i}{\left( \frac{\Delta x_{i-1}}{K_{i-1} A_{c,i-1}} \right) + \left( \frac{\Delta x_i}{K_i A_{c,i}} \right)}$$

$$(41) \quad \bar{Q}_p = \frac{k_{rp}}{\mu_p B_p} \left[ \frac{2(KA_c)_{i-1} \cdot (KA_c)_i}{\Delta x_{i-1} (KA_c)_i + \Delta x_i (KA_c)_{i-1}} \right] \times (p_{i-1} - p_i)$$

عبارت  $K_{rp} / \mu_p B_p$  به صورت متوسط بین دو فاز نوشته می شود، بنابراین:

$$(42) \quad \bar{Q}_p = A'_{p,i-1/2} \cdot (p_{i-1} - p_i) \equiv$$

$$\frac{2 K_{rp(upstream)} \left[ 2(KA_c)_{i-1} (KA_c)_i (P_{i-1} - p_i) \right]}{(\mu_{p,i-1} + \mu_{p,i}) (B_{p,i-1} + B_{p,i})}$$

گردد. پس از محاسبه میزان ژل منعقد شده با پیش فرض مقداری مناسب برای تراوایی، بار دیگر فشار مخزن محاسبه می گردد. این روند تا پایان بازه زمانی که به مدل داده شده، ادامه دارد البته به منظور عدم واگرایی در حل، یک شرط تعریف شده که در هر مرحله بعد از محاسبه فشار تفاوت مقدار جدید با مقدار قبلی فشار نمی بایست از  $DPMAX$  که به صورت ورودی توسط کاربر به مدل داده می شود، بیشتر شود. اگر اختلاف فشار با مرحله قبل کمتر از  $DPMAX$  بود سیکل تا پایان زمان داده شده به مدل ادامه می یابد در غیر این صورت برنامه با چاپ نتایج به اتمام می رسد. روند مدل سازی در نمودار (۱) و داده های کنترلی، مربوط به چاه و خواص سیال به ترتیب در جداول ۱ و ۲ آورده شده است.

در آخر می توان نتایج مدل را با قانون توانی  $Civan$  [۱۷] خطی سازی کرد. این قانون در خطی سازی تراوایی به صورت یک رابطه وابسته به زمان، به منظور پیش بینی تغییرات تراوایی، به کار می رود و در صورتی که از تغییرات دما صرف نظر شود نتایج قابل قبولی در خصوص تحلیل رفتار تراوایی می توان بدست آورد. در این رابطه زمان بر حسب تعداد روزهایی که ژل پلیمر در سیستم اعمال شده است، وارد می شود. قانون توانی  $Civan$  عبارت است از:

(۵۰)

$$\frac{K_f}{K_i} = (1 + Bt)^\delta$$

در این معادله  $K_i$  تراوایی اولیه و  $K_f$  تراوایی بعد از تزریق ژل بوده که وابسته به زمان است. برای یافتن ثوابت معادله  $(B, \delta)$ ، کافی است نمودار لگاریتمی  $\log(1 + Bt)$  بر حسب  $\log(K_f / K_i)$  رسم شود. برای یافتن  $B$  از روش حدس و خطا استفاده شده تا جایی که همبستگی مناسبی بین نتایج ایجاد شود و از شیب خط نیز  $\delta$  محاسبه می شود.

### بحث و بررسی

در این مقاله شاخص مخزن به دو لایه، یکی با تراوایی بالا (۴۰  $mD$ ) که معرف ماسه و دیگری با تراوایی پایین (۱  $mD$ ) که کربناته می باشد و هر لایه به ۱۰۰ شبکه مساوی تقسیم شده است. ماکزیمم فشار

$$t = 0 \Rightarrow p = p_{initial}$$

به همین روش برای اشباع نفت و آب خواهیم داشت:

(۴۸)

$$\left( \Delta A_o^n \Delta p^{n+1} - \Delta A_o^n \Delta \left( \frac{\rho_o z}{144} \right)^n - \frac{q_o V_B}{\rho_{osc}} \right)_{ij} \\ = \frac{1}{\Delta t} \left[ \left( \frac{V_p S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left( \frac{V_p S_o}{B_o} \right)^n \right]_{ij}$$

(۴۹)

$$\left( \Delta A_w^n \Delta p^{n+1} - \Delta A_w^n \Delta \left( \frac{\rho_w z}{144} + p_{cow} \right)^n - \frac{q_w V_B}{\rho_{usc}} \right)_{ij} \\ = \frac{1}{\Delta t} \left[ \left( \frac{V_p S_w}{B_w} \right)^{n+1} - \left( \frac{V_p S_w}{B_w} \right)^n \right]_{ij}$$

در روابط بالا  $V_p$  تخلخل بلوک است که از ضرب تخلخل در حجم بلوک  $V_B$  به دست می آید. در این مدل مقادیر اولیه اشباع نفت و آب به عنوان شرایط اولیه به مدل داده می شود. به طور کلی فشار از روش ضمنی و اشباع از روش صریح محاسبه می شوند بدین منظور از روش  $IMPES$ <sup>۱۴</sup> در این مدل سازی استفاده شده است.

### روند مدل سازی

در این بخش هدف ارائه روندی مناسب برای حل معادلات ریاضی مدل می باشد. به منظور نزدیکی هر چه بیشتر به واقعیت های فیزیکی از روش های عددی برای حل معادلات استفاده شده است. در این تحقیق معادلات حاکم بر حرکت جریان سیال درون محیط متخلخل در کنار معادلات حاکم بر جریان ترکیبات شیمیایی در دو گام زمانی حل می شود. برای این منظور ابتدا معادلات حاکم بر جریان سیال، از روش  $IMPES$  حل شده و در نهایت اشباع و فشار به صورت عددی محاسبه می شوند. سپس معادلات انتقال شیمیایی ژل از روش  $MOL$  حل می شود. با اعمال روش فوق معادلات دیفرانسیلی پاره ای حاکم، به دستگاه معادلات دیفرانسیل معمولی غیر خطی و کوپل تبدیل شده و سپس معادلات حاصله با استفاده از روش عددی موسوم به رانگ کوتا<sup>۱۵</sup> مرتبه ۴ [۱۶]، حل می

14- Implicit Pressure-Explicit Saturation (IMPES)

15- Rung Kutta



آب به نفت<sup>۱۶</sup> را بر حسب حجم حفره تزریق در حالت قبل و بعد از تزریق ژل نشان می دهد. بر اثر تزریق ژل پلیمر،  $WOR$  به میزان  $۰/۸$  کاهش یافته است. نکته دیگری که می بایست به آن اشاره کرد سیر صعودی  $WOR$  قبل از تزریق ژل می باشد که بعد از تزریق نه تنها این مقدار کاهش یافته بلکه به مقدار ثابتی رسیده است. به عبارت دیگر بدون تزریق ژل، با گذشت زمان  $WOR$  افزوده شده در نتیجه بعد از مدتی تنها آب تولید می شود.

به منظور اعتبار سنجی مدل ریاضی، در نمودار ۷ کاهش تراوایی نسبی آب بر اثر تزریق ژل پلیمر حاصل از مدل سازی با نتایج تجربی [۴]، بر روی مغزه که در شرایط مخزن صورت گرفته مقایسه شده است. بدین منظور می بایست محور افقی بی بعد شود که در این جا از عبارت حجم حفره تزریق استفاده شده تا بتوان با توجه به یکسان بودن میزان نفوذ ژل، تراوایی را در هر دو حالت محاسبه و مقایسه نمود. همان طور که مشاهده می شود تطابق قابل قبولی بین نتایج کار آزمایشگاهی و نتایج مدل وجود دارد و در نهایت خطایی کمتر از  $۱/۱۶\%$  مشاهده می شود.

با توجه به نتایج مدل و نوع ژل مورد نظر،  $B$  در معادله  $Civan$  برابر  $۰/۱۰۱$  محاسبه شد. در نمودار ۸ نقاط حاصل از نتایج مدل رسم شده و با عبور دادن یک خط راست از این نقاط معادله خط حاصل شده است، شیب نمودار معرف  $\delta$  می باشد و همان طور که ملاحظه می شود عبارت خطا قابل قبول بوده و می توان از آن صرف نظر کرد. با توجه به مقادیر  $(B, \delta)$  معادله  $Civan$  برای ژل مورد استفاده در این مدل به صورت زیر خواهد بود:

(۵۱)

$$\frac{K_f}{K_i} = (1 + 0/101t)^{-0/195}$$

رابطه فوق یک رابطه برای ژل مورد نظر می باشد که از طریق آن می توان در هر زمان کاهش تراوایی آب را محاسبه و عملکرد ژل را در زمان های مختلف بررسی کرد.

$۴۱۳۴۶/۴ Kpa$ ، فشار نقطه حباب  $۲۷۶۳۳ Kpa$  و تخلخل  $۲۱\%$  است. عملکرد ژل پلیمر در شاخص مخزن به مدت ۵ سال در این مدل بررسی شده است. نمودارها بر اساس شبکه بندی مدل شده در مخزن رسم شده اند و چون تزریق پلیمر و عامل شبکه در لایه با تراوایی بالا صورت گرفته این لایه برای بررسی نتایج انتخاب شده است. مدل دارای یک چاه تولید به نرخ  $۷۰۰$  بشکه در روز و یک چاه تزریق آب و محلول پلیمری که با توجه به شبکه بندی شاخص مخزن در مختصات  $(۱)$  و  $(۱)$  قرار گرفته است، می باشد. به همین علت غلظت ژل در این ناحیه بالاتر است، همانطور که در نمودار  $(۲)$  نشان داده شده هر چه از این ناحیه دور می شویم به علت افزایش ویسکوزیته ژل، غلظت آن کاهش یافته و نهایتاً به یک مقدار ثابتی می رسد. اشباع فاز آب و نفت به ترتیب در نمودار  $(۳)$  و  $(۴)$  نشان داده شده است در مناطقی که غلظت ژل بالا است اشباع آب بیشتر و در نتیجه اشباع نفت کمتر است، به طور کلی این دو نمودار در جهت عکس هم حرکت می کنند این امر بیانگر تفاوت کیفی فرآیندهای فیزیکی جریان نفت و آب در میان ژل می باشد. آب عنصر اصلی ژل (حلال) بوده که شبکه مولکول های به هم پیوسته ژل را پر می کند. بنابراین آب درون ژل، امتزاج پذیر و قادر به جریان در میان شبکه پلیمر می باشد درحقیقت ژل پلیمر مانع از حرکت آب در نواحی با تراوایی بالا می شود. نمودار  $(۵)$  توزیع تراوایی نسبی آب در شبکه شاخص مخزن می باشد. مقایسه این نمودارها نشان می دهد در بخش هایی از مخزن که غلظت ژل بیشتر بوده نرخ کاهش تراوایی نسبت به آب بالاتر است. به طور کلی در مکانیسم انعقاد ژل، مسیرهای آب تحت تاثیر قرار گرفته اما مسیرهای نفت نسبت به ژل تحت تاثیر قرار نمی گیرند بنابراین پس از تشکیل ژل، نفت در میان مسیرهایی که تحت تاثیر نفت قرار نگرفته اند جریان می یابد. با این توصیف، تزریق ژل تراوایی آب را نسبت به نفت بیشتر کاهش می دهد. به طوریکه کاهش تراوایی آب بر اثر تزریق ژل به میزان  $۸۱\%$  محاسبه شده است که این امر بیانگر عملکرد رضایت بخش ژل است. نمودار ۶ نسبت تولید

### نتیجه گیری

- ۱- نتایج مدل سازی حاکی از آن است که بیشترین اثر تزریق ژل در لایه های با تراوایی بالاتر حاصل شده است.
- ۲- در نواحی که غلظت ژل بالا است اشباع آب حداکثر (۰/۷۸) و اشباع نفت حداقل (۰/۲۲) می باشد.
- ۳- درصد تغییرات تراوایی نسبی آب در اثر تزریق ژل پلیمر ۸۱٪ می باشد.
- ۴- نسبت تولید بشکه آب به بشکه نفت در روز، بر اثر تزریق ژل از ۴۶/۸ به ۲۵ کاهش یافته است.
- ۵- با استفاده از قانون توانی *Civan* و نتایج مدل یک رابطه خطی جدید تراوایی با زمان برای ژل مورد نظر حاصل شد. این رابطه بیانگر کاهش تراوایی نسبی آب با گذشت زمان بر اثر عملکرد ژل می باشد.
- ۶- مقایسه نتایج مدل و آزمایشگاه در مورد کاهش تراوایی آب بر اثر تزریق ژل بیانگر خطایی کمتر از ۱/۶٪ است بنابراین تطابق مورد قبولی بین نتایج کار آزمایشگاهی ومدل وجود دارد.

## مراجع

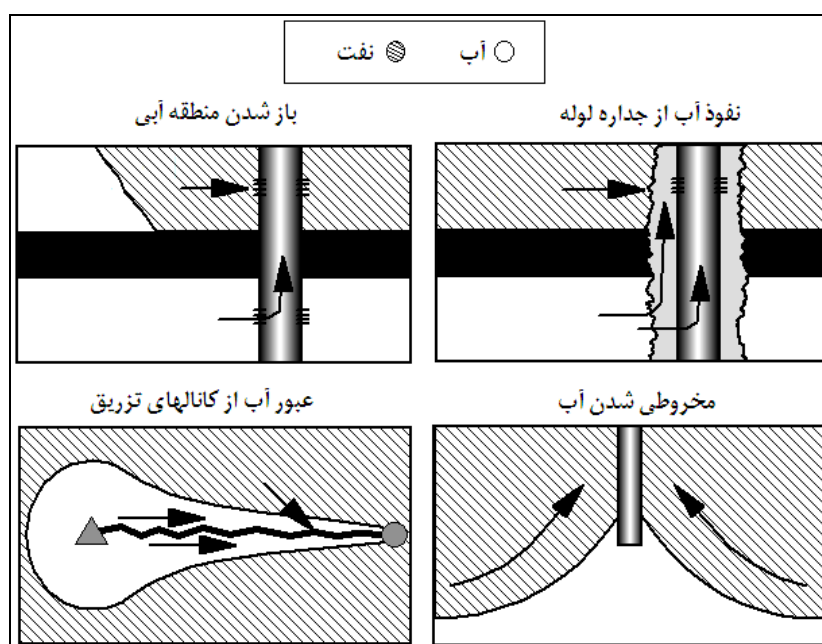
- [1] J.Zitha, "Modification of two-phase flow properties by adsorbed polymers and gels", SPE54737, (1999)
- [2] D. Broseta, A. Zaitoun, " Rheological Screening of Low- Molecular-Weight Polyacrylamide/Chromium (III) Acetate Water Shutoff Gels", SPE 59319, (2000)
- [3] Sydansk, R., D., "A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium(III) Gel Technology", Pres. at the SPE/DOE Sixth Symposium On Enhanced Oil Recovery in Tulsa, SPE/DOE. pp. 17329, (1988).
- [۴] سجادیان، ولی احمد؛ وفایی سفتی، محسن؛ نادری، حسن؛ مطالعه و بررسی آزمایشگاهی عملکرد ژل پلیمرها به منظور جلوگیری از تولید آب در چاههای تولیدی. اولین کنگره مهندسی نفت ایران، (۱۳۸۵).
- [5] Liu He, H. Hongxue, " Granular Gel-Polymer Treatment Successful in Daqing Oilfield", SPE 87071, March 2004.
- [6] Bedrickovetsky, P. Mathematical theory of oil and gas recovery. Petroleum engineering and development studies, Kluwer Academic, Dordrecht, (1993).
- [7] Sorbie, K. S., L. J. Roberts, and P. J. Clifford, "Calculation on the Behavior of Time-Setting Polymer Gels in Porous Media", Pres. at AIChE Mtg (1985).
- [8] Ames, W.F, "Numerical Methods for Partial Differential Equations", 2nd Edition, Academic Press Inc., (1977).
- [9] Huang, C-G, D.W. Green, and G.P. Willhite, "An Experimental Study of the In-Situ Gelation of Chromium (+3)-Polyacrylamide Polymer in Porous Media", Pres. at the SPE/DOE. on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, SPE/DOE pp 1263, (1984).
- [10] Southard, M.Z., D.W. Green, and G.P. Willhite, "Kinetics of the Chromium (VI)/Thiourea Reaction in the Presence of Polyacrylamide" Pres. at the SPE/DOE 12715 4th Symp. on Enhanced Oil Recovery, (1984).
- [11] Prudhomme, R.K., and J.T. Uhl, "Kinetics of Polymer/Metal-Ion Gelation", Pres. at the SPE/DOE. on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, pp 12640, (1984).
- [12] Datta, Gupta "Three-Dimensional Simulation of Chemical Flooding". M.S. Thesis, Univ. of Texas-Austin, May (1985).
- [13] Meter, D.M., and R.B. Bird, "Tube Flow of Non-Newtonian Polymer Solutions: Part I Laminar Flow and Rheological Models", AIChE J., v.10, pp. 1143-1150, (1984).
- [14] K. Sorbie, S. Robert, "A Model for Calculating Polymer Injectivity Including the Effect of Shear Rate", SPE12654, (1984).
- [15] Dawson, R., and R.B. Lantz, "Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding", Soc. Pet. Eng. pp. 448-452, (1972)
- [16] Carnahan, B., "Applied Numerical Methods", John Wiley & Sons, (1969).
- [17] Civan, F., Rasmussen, M.: "Modeling and Validation of Hindered-Matrix-Fracture Transfer for Naturally Fractured Petroleum Reservoirs" SPE80918, (2003).

جدول ۱: داده های مربوط به چاه و داده های کنترلی

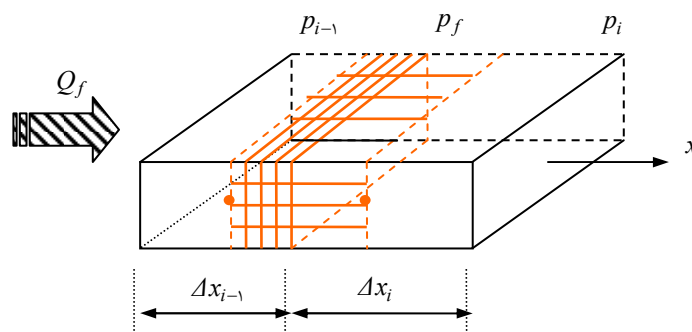
تعداد شبکه ها در جهت $x$ و $y$	طول هر شبکه (ft)	فاصله زمان بندی برای چاپ نتایج (روز)	فاصله بازه تولیدی (ft)	ضریب آسیب دیدگی سازند	DPMAX (psi)
۱۰	۷۵	۴۰	۱۵۰۰	۰	۵۰

جدول ۲: داده های خواص سیال

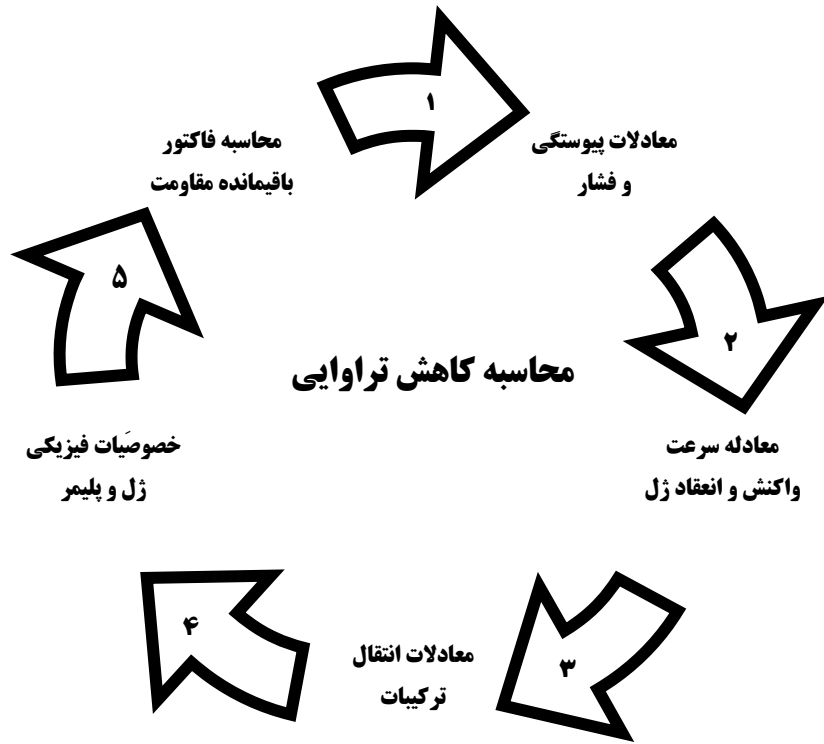
اشباع اولیه آب	اشباع اولیه نفت	ضریب حجمی آب $bbl / STB$	ضریب حجمی نفت $bbl / STB$	دانسیتته نفت $lb / ft^3$	دانسیتته آب $lb / ft^3$	ویسکوزیته آب $cp$	ویسکوزیته نفت $cp$
۰/۷۵	۰/۲۵	۰/۹	۱	۵۳	۶۴/۵	۰/۸	۳



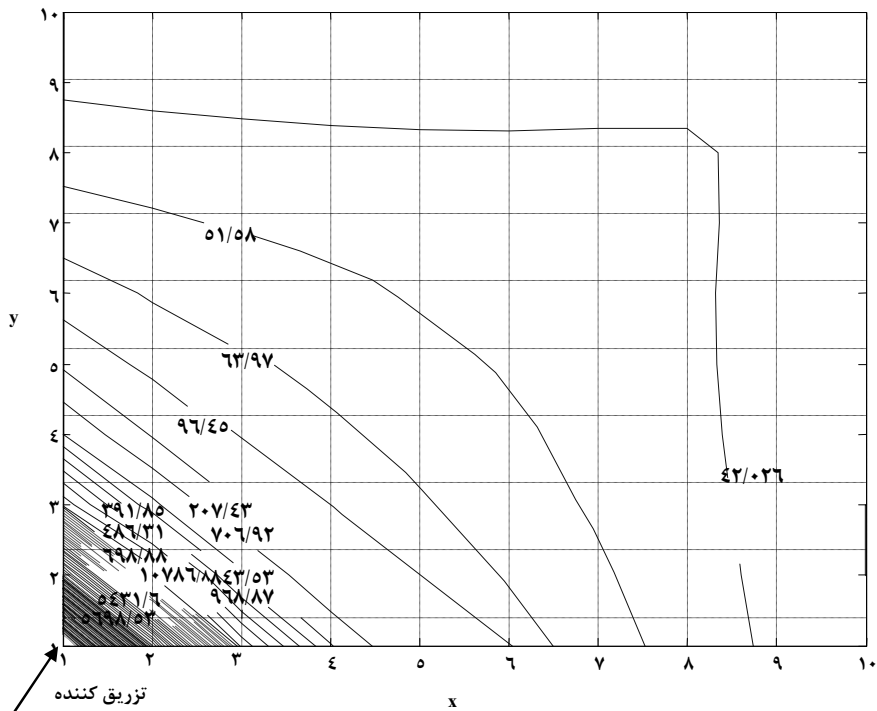
شکل ۱- علل تولید آب اضافی در مخازن

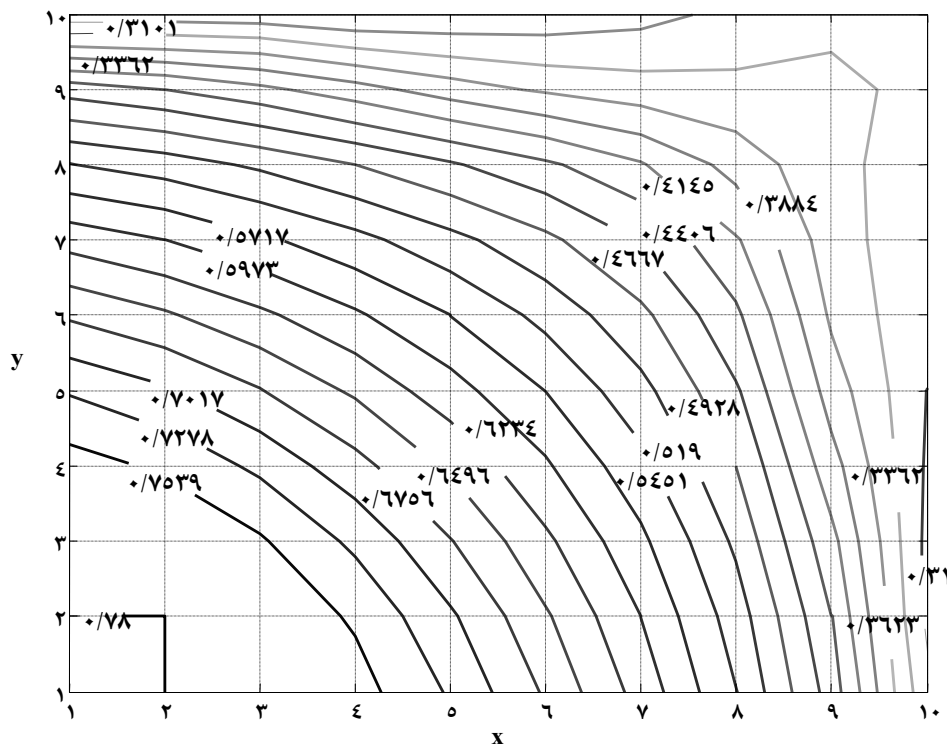


شکل ۲- انتقال سیال بین دو شبکه

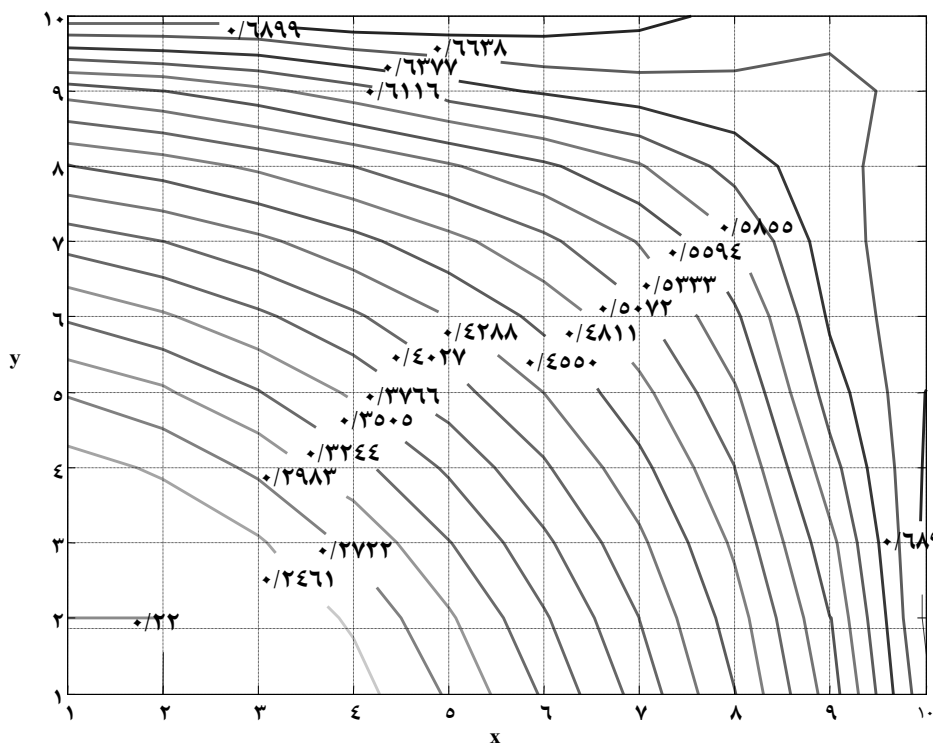


شکل ۱- روند مدل سازی و حل معادلات

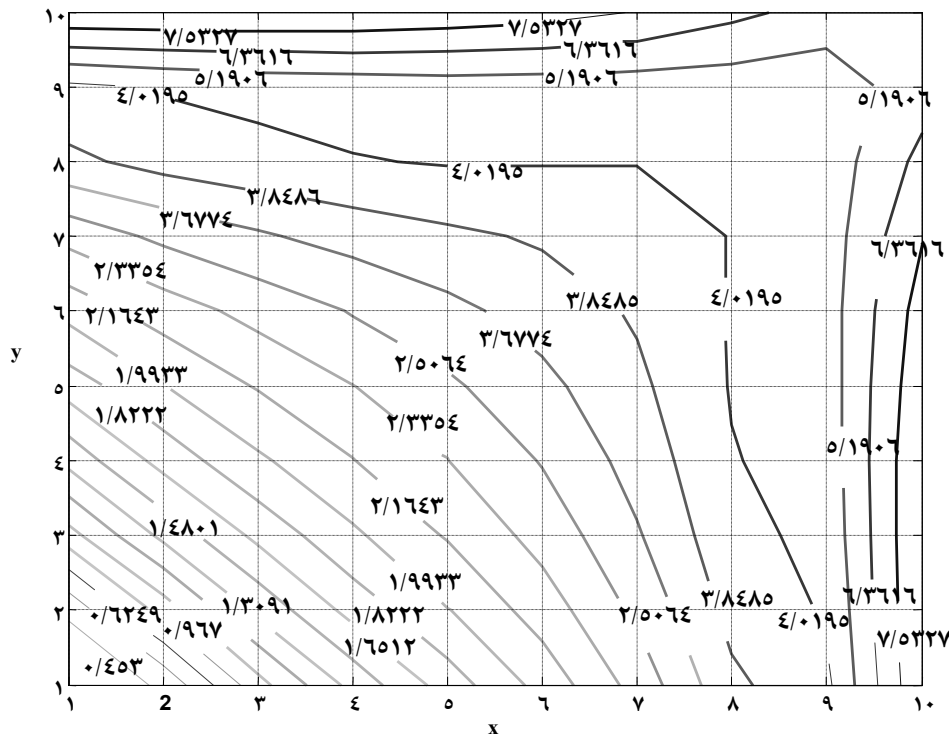




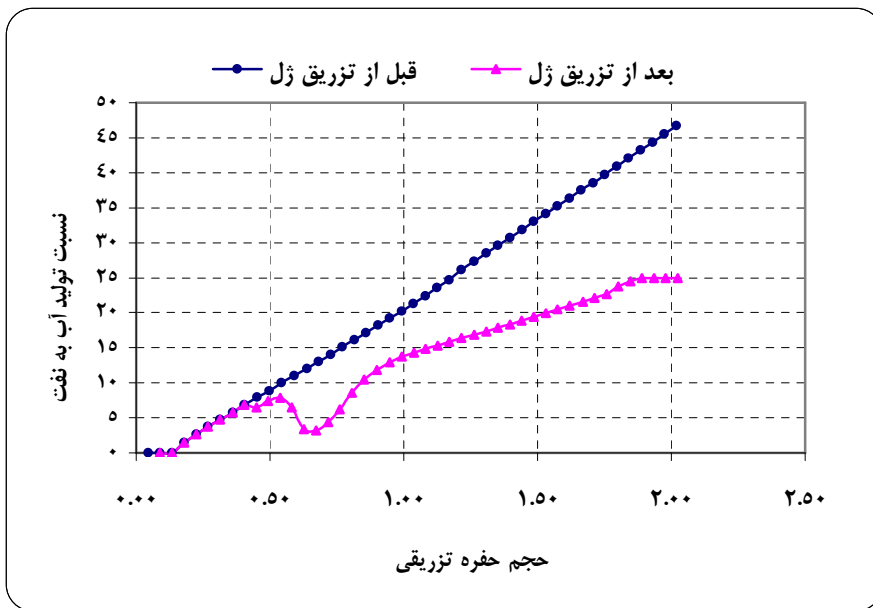
شکل ۳- توزیع اشباع آب در شبکه شاخص مخزن



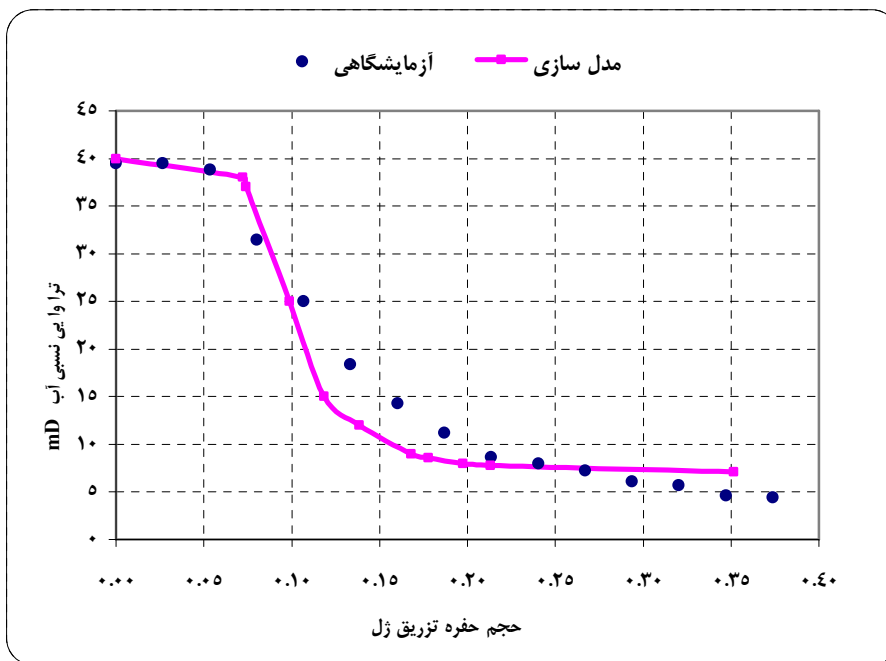
شکل ۴- توزیع اشباع نفت در شبکه شاخص مخزن



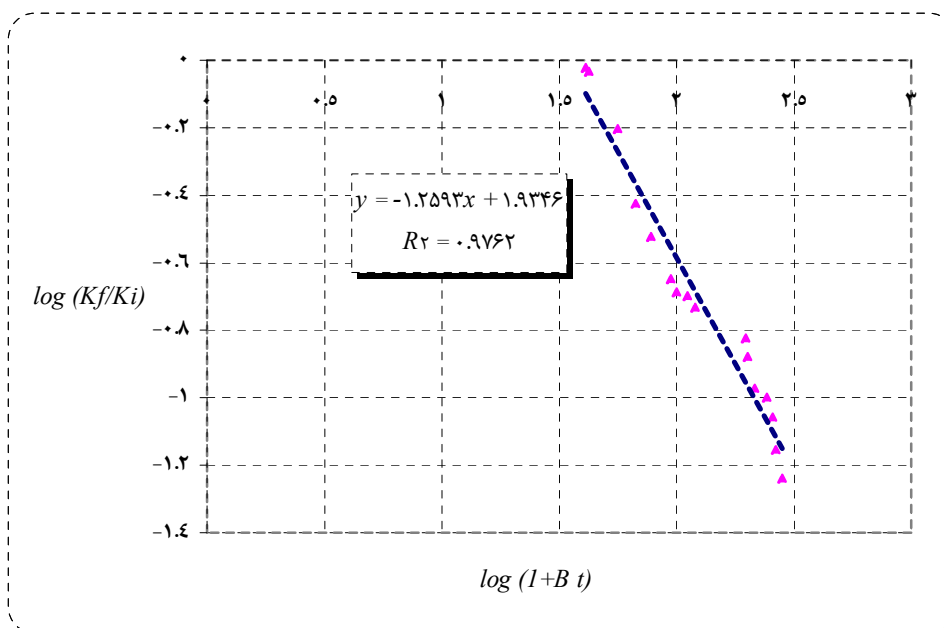
شکل ۵- توزیع تراوایی نسبی آب در شبکه شاخص مخزن



نمودار ۶ - نسبت تولید آب به نفت قبل و بعد از تزریق ژل



شکل ۷- مقایسه نتایج مدل سازی و آزمایشگاهی کاهش تراوایی نسبی آب



شکل ۸- تغییرات لگاریتمی تراوایی نسبت به زمان (قانون Civan)