

بررسی و مدل‌سازی پدیده مخروطی شدن آب در مخازن شکاف‌دار

محسن وفايي سفتي*⁺، احمد دادوند کوهي، حسن نادري

تهران، دانشگاه تربیت مدرس، دانشکده فنی و مهندسی، بخش مهندسی شیمی، صندوق پستی ۴۸۳۸-۱۴۱۵۵

چکیده: مخروطی شدن برای توصیف حرکت آب یا گاز به سمت بازه تولیدی چاه به کار می‌رود. مخروطی شدن، یک پدیده نامطلوب به شمار می‌آید که هزینه بهره‌برداری را افزایش می‌دهد و سبب کاهش بازده مکانیسم تخلیه شدن مخزن می‌شود. این پدیده عاملی است که سبب محدود کردن دبی تولید نفت از چاه می‌شود. مطالعه پدیده مخروطی شدن در مطالعات جامع مخزن و مدل‌سازی کل مخزن مورد توجه و بررسی قرار می‌گیرد. در این پژوهش، برای جلوگیری از اتلاف وقت و هزینه بالای مطالعه مخزن، مدل ساده‌ای برای یک چاه بر اساس ویژگی‌های آن و حرکت جریان به سمت چاه ارایه شده است تا بتواند با سرعت بیشتر و هزینه کم‌تر این پدیده را مورد مطالعه قرار دهد. در این مقاله، با مدل‌سازی این پدیده با روش IMPES این نتیجه‌ها حاصل شد که دبی تولید نفت نقش اصلی را در تولید آب دارد. آنالیز حساسیت روی تخلخل شکاف و ماتریکس نشان داد که زمان میان شکنی به تخلخل شکاف و برش آب به تخلخل ماتریکس بیشتر حساس است. همچنین با انجام آنالیز حساسیت روی تراوایی شکاف و ماتریکس، مشخص شد که زمان میان شکنی به تراوایی عمودی و افقی شکاف و برش آب به تراوایی افقی شکاف بیشتر حساس است. نتیجه‌های این مدل‌سازی با نتیجه‌های حاصل از مطالعه جامع مخزن با CMG مقایسه شده است.

واژه‌های کلیدی: مخروطی شدن آب، مخازن شکاف‌دار، مدل‌سازی، برش آب، زمان میان شکنی.

KEY WORDS: Water coning, Fractured reservoirs, Modeling, Water cut, Breakthrough time.

مقدمه

اولیه، سیالات مخزن به شکل تعادل قرار دارند. تولید از چاه باعث ایجاد یک گرادیان فشار در اطراف چاه می‌شود که در صورت غلبه آن بر تعادل وزنی سیالات سطح تماس آب و نفت (WOC) یا گاز و نفت (GOC) به صورت مخروطی و در جهت بازه تولیدی چاه تغییر شکل می‌دهند [۱ و ۲]. این پدیده به طور معمول هنگامی رخ می‌دهد که به چاه‌های تولیدی مخزنی که دارای آبران فعال یا کلاهدک گازی باشد،

حرکت مخروطی، برای توصیف حرکت آب یا گاز به طرف بازه تولیدی چاه به کار می‌رود. این پدیده بیان‌کننده مکانیسم ورود آب موجود در بخش‌های زیرین سازندهای نفتی یا گاز موجود در کلاهدک گازی به چاه‌های تولیدی نفت می‌باشد. حرکت مخروطی در ابتدا نتیجه جابه‌جا شدن سیالات مخزن در جهت کم‌ترین مقاومت در برابر حرکت است که به وسیله تمایل سیالات به باقی ماندن در تعادل وزنی خنثی می‌شود. در شرایط

*E-mail: vafaiesm@modares.ac.ir

*عهدہ دار مکاتبات

بحث نظری

مخزن فرضی شامل یک سیستم شکاف پیوسته است که به وسیله بلوک‌های ماتریکس پر شده است. جریان اولیه در مخزن در داخل شکاف‌ها است که در این بین مایعات بین ماتریکس و شکاف جابه جا می‌شوند. فرض شده است که همه بلوک‌ها دارای ویژگی‌ها و شکل مشخصی باشند. معادله‌های زیر جریان دوبعدی - دوفازی را در یک سیستم شکاف‌دار نشان می‌دهد:

برای فاز نفت در داخل شکاف:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(k_v \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial z} - \rho_o g \right) \right) + \frac{\partial}{r \partial r} \left(r k_h \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial r} \right) \right) + \tau_{maf,o} - \left(\frac{q_o}{\pi \Delta r^2 \Delta z} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{s_o \phi}{B_o} \right) \quad (1)$$

برای فاز نفت در داخل ماتریکس:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(k_v \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial z} - \rho_o g \right) \right) + \frac{\partial}{r \partial r} \left(r k_r \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial r} \right) \right) - \tau_{maf,o} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{s_o \phi}{B_o} \right) \quad (2)$$

جایی که داریم [۶]:

$$\tau_{maf,o} = \left[\frac{k_m k_{r_o}}{\mu_o B_o} \right] [P_{o,f} - P_{o,m}]$$

برای فاز آب در داخل شکاف:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(k_v \frac{k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial z} - \rho_w g \right) \right) + \frac{\partial}{r \partial r} \left(r k_h \frac{k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial r} \right) \right) + \tau_{maf,w} - \left(\frac{q_w}{\pi \Delta r^2 \Delta z} \right) + \left(\frac{q_{w,eq}}{\pi \Delta r^2 \Delta z} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{s_w \phi}{B_w} \right) \quad (3)$$

برای فاز آب در داخل ماتریکس:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(k_v \frac{k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial z} - \rho_w g \right) \right) + \frac{\partial}{r \partial r} \left(r k_r \frac{k_{r_w}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial r} \right) \right) - \tau_{maf,w} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{s_w \phi}{B_w} \right) \quad (4)$$

جایی که داریم [۶]:

$$\tau_{maf,w} = - \left[\frac{k_m k_{r_w}}{\mu_m B_w} \right] \sigma [P_{w,f} - P_{w,m}]$$

فرضیه‌های زیر را در نظر می‌گیریم:

$$k_o = k \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o}, \quad k_w = k \frac{k_{r_w}}{\mu_w B_w}$$

$$\rho_o, \rho_w = cte, \quad k = k_r = k_v, \quad \Delta z, \Delta r = const.$$

$$k_{o1} = \frac{k_o \Delta t}{\Delta z^2}, \quad k_{o2} = \frac{k_o \Delta t}{\Delta r^2}, \quad k_{w1} = \frac{k_w \Delta t}{\Delta z^2}, \quad k_{w2} = \frac{k_w \Delta t}{\Delta r^2}$$

دبی بالایی تحمیل شود. از این رو، این پدیده به عاملی برای محدود کردن دبی تولید نفت از چاه تبدیل می‌شود. در میادین نفتی سعی بر این است که دبی‌های تولید در محدوده‌ای کنترل شوند که مانع از ورود آب یا گاز به چاه تولیدی گردد. اگر بتوان از این پدیده جلوگیری کرد، می‌توان با دبی بیشتری تولید کرد.

شبیه‌سازی‌های چند فازی، چند بعدی از یک مخزن شکاف‌دار در پیش توسط افراد متفاوتی همچون کاظمی و همکارانش [۳] و Rossen [۴] انجام شده است. کاظمی برای حل معادله‌های جریان دو فازی خود، از روش گوس سایدل استفاده کرد. در این روش مقادیر فشار و درجه اشباع بلوک‌ها با استفاده از مقادیر قبلی به دست می‌آمدند و این عمل آنقدر انجام می‌شد تا نتیجه‌ها به هم‌گرایی مطلوبی برسند. در مدل Rossen از نمودارهای بازیابی ورودی که تابعی از فشار، ویژگی‌های بلوک ماتریکس و محیط اطراف مایع در سیستم شکاف بودند، استفاده می‌شد. این نمودارها در فشار و درجه اشباع‌های مختلف تفاوت می‌کردند.

در مخازن شکاف‌دار به دلیل توزیع غیر یکنواخت شکاف‌ها، نحوه توسعه مخروط به سمت بازه تولیدی چاه غیر منظم است و تخمین دبی بحرانی و زمان میان شکنی مخروط نیاز به مدل کردن مخزن همراه با دانستن نحوه توزیع شکاف‌ها در اطراف چاه تولیدی و بررسی اشباع در شکاف و ماتریکس دارد.

زمان میان شکنی آب در سیستم‌های شکاف‌دار کوتاه‌تر و دبی بحرانی در آنها کم‌تر است. از سوی دیگر، در قسمت‌هایی که تراوایی بالا است، صعود و پیشروی سیال در آن منطقه بالاتر بوده و احتمال مخروطی شدن از آن ناحیه بالا می‌رود.

در این مقاله یک مدل دوبعدی - دوفازی برای شبیه‌سازی مخزن شکاف‌دار ارائه شده است. در این مدل معادله‌های مربوط به فشار به وسیله‌ی Implicit و معادله‌های مربوط به درجه اشباع به وسیله‌ی Explicit حل می‌شوند که به آن روش IMPES^(۱) گفته می‌شود. در این مقاله، مطالعات روی یک شبکه‌ای از بلوک‌ها که به وسیله‌ی شکاف‌ها محاط شده‌اند، انجام شده است. این مدل برای مدل‌سازی پدیده مخروطی شدن و محاسبه برش آب (WC) در شرایط دبی تولید ثابت و ... در یک مخزن شکاف‌دار مورد استفاده قرار گرفته است [۵].

(۱) Implicit pressure-explicit saturation

معادله‌ها را پیش از این که ضریب‌ها و فشار موینگی را به دست آوریم حل کنیم و از طرف دیگر ضریب‌ها و فشار موینگی به وسیله‌ی این معادله‌ها به دست می‌آیند (با به دست آمدن درجه اشباع و فشار در نقاط متفاوت). بنابراین، نیاز به روشی است که ضریب‌ها و فشار موینگی را با استفاده از روش تکرار حل کند و یا این که روشی که ضریب‌ها و فشار موینگی را تخمین بزند. IMPES روش ساده‌ای است که امروزه برای حل این گونه از مسایل مورد توجه قرار گرفته است. در این روش، فشار به وسیله‌ی روش Implicit و درجه اشباع به وسیله‌ی روش Explicit حل می‌شود. اصل مهم در این روش این است که تقریبی از ضریب‌ها و فشار موینگی مورد استفاده قرار می‌گیرد و به سادگی می‌توان آنها را در زمان قبلی ($t-1$) به دست آورد و در نتیجه ما می‌توانیم فشار و درجه اشباع را بدون استفاده از روش تکرار به دست آوریم. با توجه به نکات گفته شده زمانی که درجه اشباع فقط به صورت $(s_w)^n, (s_o)^n$ (شکاف و ماتریکس) در سمت راست معادله‌ها ظاهر شوند، در نتیجه می‌توان این معادله‌ها را با هم ترکیب کرد بدون این که درجه اشباع نامشخصی در آن ظاهر شود. با توجه به روش بالا معادله‌ها را حل کرده و مقدار برش آب را در شرایط متفاوت به دست می‌آوریم.

شبکه بندی چاه

در این مطالعه، به منظور بررسی دقیق مخروطی شدن در اطراف چاه از مدل شعاعی (r, θ, z) استفاده شده است و تعداد شبکه‌ها در جهت‌های متفاوت در جدول ۳ آورده شده است. شرایط اولیه زیر را می‌توان به کار برد:

$$q_{o,f} = -2\pi r_w k_r h_p \frac{k_{r_o}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial r} \right) = \text{const.} \quad (9)$$

شرایط مرزی را به صورت زیر تعریف می‌کنیم:

$$q_{of,(i,j)} = \frac{\gamma \pi k h}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left[\frac{k_{r_o,f}}{\mu_o B_o} (P_{of,(i,j)} - P_{bh,(i,j)}) \right] \quad (10)$$

$$q_{wf,(i,j)} = \frac{\gamma \pi k h}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left[\frac{k_{r_w,f}}{\mu_w B_w} (P_{wf,(i,j)} - P_{bh,(i,j)}) \right] \quad (11)$$

$$q_{w,eq} = -2\pi \Delta r k_{v,f} \Delta z \frac{k_{r_w}}{\mu_w B_w} = \left(\frac{\partial P_{w,f}}{\partial z} \right) \Big|_{z_r} \quad (12)$$

با ترکیب معادله‌های بالا برای ماتریکس و شکاف داریم:

حال اگر ساده سازی‌های ذکر شده را انجام دهیم، داریم:
برای فاز نفت در داخل شکاف:

$$\begin{aligned} \frac{\phi}{B_o} (s_o)_{i,j}^{n+1} &= \frac{\phi}{B_o} (s_o)_{i,j}^n + k_{o,v} \left((P_o)_{i,j+1}^{n+1} - 2(P_o)_{i,j}^{n+1} + (P_o)_{i,j-1}^{n+1} \right) + \quad (5) \\ &\frac{\lambda}{r_i} k_{o,h} \left(r_{i+1/2} (P_o)_{i+1,j}^{n+1} - 2r_i (P_o)_{i,j}^{n+1} + r_{i-1/2} (P_o)_{i-1,j}^{n+1} \right) - \\ &\left[\frac{k_m k_{r_o}}{\mu_o B_o} \sigma \right] [P_{o,f} - P_{o,m}] \Delta t - \left(\frac{q_o}{\pi \Delta r^2 \Delta z} \right) \Delta t \end{aligned}$$

برای فاز آب در داخل شکاف:

$$\begin{aligned} \frac{\phi}{B_w} (s_w)_{i,j}^{n+1} &= \frac{\phi}{B_w} (s_w)_{i,j}^n + k_{w,v} \left((P_w)_{i,j+1}^{n+1} - 2(P_w)_{i,j}^{n+1} + (P_w)_{i,j-1}^{n+1} \right) + \quad (6) \\ &\frac{\lambda}{r_i} k_{w,h} \left(r_{i+1/2} (P_w)_{i+1,j}^{n+1} - 2r_i (P_w)_{i,j}^{n+1} + r_{i-1/2} (P_w)_{i-1,j}^{n+1} \right) - \\ &q_w \Delta t + q_{w,inj} \Delta t - \left[\frac{k_m k_{r_w}}{\mu_w B_w} \sigma \right] [P_{w,f} - P_{w,m}] \Delta t \end{aligned}$$

برای فاز نفت در داخل ماتریکس:

$$\begin{aligned} \frac{\phi}{B_o} (s_o)_{i,j}^{n+1} &= \frac{\phi}{B_o} (s_o)_{i,j}^n + k_{o,v} \left((P_o)_{i,j+1}^{n+1} - 2(P_o)_{i,j}^{n+1} + (P_o)_{i,j-1}^{n+1} \right) + \quad (7) \\ &\frac{\lambda}{r_i} k_{o,r} \left(r_{i+1/2} (P_o)_{i+1,j}^{n+1} - 2r_i (P_o)_{i,j}^{n+1} + r_{i-1/2} (P_o)_{i-1,j}^{n+1} \right) + \\ &\left[\frac{k_m k_{r_o}}{\mu_o B_o} \sigma \right] [P_{o,f} - P_{o,m}] \Delta t \end{aligned}$$

برای فاز آب در داخل ماتریکس:

$$\begin{aligned} \frac{\phi}{B_w} (s_w)_{i,j}^{n+1} &= \frac{\phi}{B_w} (s_w)_{i,j}^n + k_{w,v} \left((P_w)_{i,j+1}^{n+1} - 2(P_w)_{i,j}^{n+1} + (P_w)_{i,j-1}^{n+1} \right) + \quad (8) \\ &\frac{\lambda}{r_i} k_{w,h} \left(r_{i+1/2} (P_w)_{i+1,j}^{n+1} - 2r_i (P_w)_{i,j}^{n+1} + r_{i-1/2} (P_w)_{i-1,j}^{n+1} \right) - \\ &\left[\frac{k_m k_{r_w}}{\mu_w B_w} \sigma \right] [P_{w,f} - P_{w,m}] \Delta t - \left(\frac{q_w}{\pi \Delta r^2 \Delta z} \right) \Delta t + \left(\frac{q_{w,eq}}{\pi \Delta r^2 \Delta z} \right) \Delta t \end{aligned}$$

البته باید به این نکته توجه کرد که در این معادله‌ها فرض بر این است که فشار در داخل مخزن زیر نقطه حباب نمی‌آید و در نتیجه B_w, B_o و ثابت هستند.

در معادله‌های بالا فشار نفت، فشار آب، درجه اشباع آب و درجه اشباع نفت مجهولات معادله هستند. ضریب‌های معادله‌ها و همچنین تابع‌های انتقال نیز تابع‌هایی از این مجهولات هستند. افزون بر این، فشار موینگی که در معادله‌های مربوط به ماتریکس ظاهر می‌شود، تابعی از درجه اشباع آب است (فشار موینگی داخل شکاف صفر در نظر گرفته شده است). بنابراین، ما نمی‌توانیم این

جدول ۱- ویژگی‌های سیالات مخزن.

۶۲٫۴	چگالی آب، (lb/cuft)
۴۶٫۶	چگالی نفت، (lb/cuft)
۰٫۵	ویسکوزیته آب، (cp)
۱٫۷۵	ویسکوزیته نفت، (cp)
۱٫۲۵	ضریب حجمی نفت، (bbl/STB)

جدول ۲- داده‌های ساختاری و تشکیل مخزن.

۲۴۰۰	ضخامت مخزن، (فوت)
۰٫۲۵	شعاع چاه، (فوت)
۱۵۰۰	طول بازه تولیدی، (فوت)
۲۸۰۰	شعاع مخزن، (فوت)
۰٫۰۰۵	تخلخل شکاف
۱۰۰	تراوایی عمودی شکاف، (میلی داریسی)
۳۰۰	تراوایی افقی شکاف، (میلی داریسی)
۰٫۰۷۵	تخلخل ماتریکس
۱٫۲۵	تراوایی ماتریکس، (میلی داریسی)
۰٫۱۲	ضریب شکلی ماتریکس، (۱/ft ^۲)
ناچیز	اثر پوسته
۴٫۱۱×۱۰ ^{-۶}	Matrix Compressibility
۴۳۹۱	فشار اولیه فاز نفت در عمق مینا ۵۰۰۰ فوتی، (Psi)
۵۶۱۰	فشار اولیه فاز آب در عمق مینا ۸۰۰۰ فوتی، (Psi)
۵۰۰۰	ضخامت لایه آبران، (فوت)
۰٫۰۴۵	تخلخل لایه آبران
۰٫۴۵	تراوایی لایه آبران، (میلی داریسی)
۹۹۰۰	سطح تماس آب و نفت اولیه در عمق مینا، (فوت)

جدول ۳- ویژگی‌های شبکه بندی مخزن در جهت‌های (r, θ, z).

m, R	تعداد شبکه‌ها در جهت	۱×۲۸۰۰
θ	تعداد شبکه‌ها در جهت	۱×۳۶۰
m, Z	تعداد شبکه‌ها در جهت	۱×۲۴۰۰

$$\frac{k_{ro,f}}{\mu_o B_o} = \lambda_{of,(i,j)}, \quad \frac{k_{rw,f}}{\mu_w B_w} = \lambda_{wf,(i,j)}$$

$$q_{wf,(i,j)} = \left(\frac{\lambda_{wf,(i,j)}}{\lambda_{of,(i,j)}} \right) q_{of,(i,j)} \quad (13)$$

حال با استفاده از معادله‌های ساده شده بالا فشار را در نقاط متفاوت به دست می‌آوریم و سپس با استفاده از معادله‌های (۵) و (۷) (با استفاده از روش Explicit) درجه اشباع آب و نفت را در شکاف و با استفاده از معادله‌های زیر درجه اشباع آب و نفت را در ماتریکس به دست می‌آوریم:

$$S_{w,f} + S_{o,f} = 1 \quad (14)$$

$$S_{w,m} + S_{o,m} = 1 \quad (15)$$

در جدول‌های ۱ تا ۴ داده‌های مورد نیاز برای مدل‌سازی مخزن داده شده است. این داده‌ها به عنوان داده‌های مینا در نظر گرفته شده است و در ادامه نیز با تغییر پارامترهای مخزن شکاف‌دار تأثیر پارامترهای متفاوت روی برش آب مورد بررسی قرار گرفته است.

در ابتدا در جدول‌های ۵ تا ۱۱ زمان میان شکنی، شیب خط برش آب و میزان متوسط خطای نسبی بین نتیجه‌های مدل‌سازی و شبیه سازی آورده شده است. را برحسب زمان آورده شده و در ادامه در شکل‌های ۸ الی ۱۴ اثر پارامترهای متفاوت مخزنی روی زمان آب‌زدگی و مقدار برش آب نشان داده شده است. میزان خطای نسبی به صورت زیر تعریف شده است:

$$\text{Relative Error Percent} = \left| \frac{\text{CMG} - \text{Model}}{\text{CMG}} \right| \times 100 \quad (16)$$

نتیجه‌ها و بحث

برای بررسی دقت و درستی مدل نوشته شده نتیجه‌های حاصل از نرم افزار CMG و مدل در میزان دبی خروجی چاه مورد مقایسه قرار گرفت. شکل‌های ۱ تا ۷ نتیجه‌های مورد مقایسه را نشان می‌دهد.

بررسی اثر دبی تولید بر رفتار مخروطی شدن در مخازن شکاف‌دار

نتیجه‌های به دست آمده از مدل‌سازی در شکل ۸ نشان داده شده است. بر اساس این نتیجه‌ها، مشخص شد که افزایش دبی تولید نفت، همانند مخازن معمولی، باعث افزایش میزان افت فشار

جدول ۷- نتیجه‌های به دست آمده بر اساس تخریل ماتریکس متفاوت در شرایط مینا.

ϕ_m	۰/۰۱	۰/۰۲۵	۰/۰۵	۰/۱	۰/۲
t_{BT} (day)	۸۳۰	۱۱۹۰	۱۷۹۰	۳۰۵۰	۷۰۶۰
شیب برش آب نسبت به زمان	۰/۰۰۰۳	۰/۰۰۰۲	۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۰۶	۰/۰۰۰۰۳
متوسط درصد خطای نسبی	۶/۲۸۶۵	۷/۴۰۶۸	۸/۰۸۹۴	۷/۷۹۲۶	۶/۷۴۸۲

جدول ۸- نتیجه‌های به دست آمده بر اساس تراوایی ماتریکس متفاوت در شرایط مینا.

k_m (md)	۲/۵	۰/۵	۰/۲۵	۰/۱	۰/۰۰۵
t_{BT} (day)	۳۷۰	۲۳۲۰	۲۴۶۰	۲۵۱۰	۲۵۵۰
شیب برش آب نسبت به زمان	۹×10^{-۵}	۹×10^{-۵}	۹×10^{-۵}	۹×10^{-۵}	۹×10^{-۵}
متوسط درصد خطای نسبی	۶/۱۸۷۰	۵/۴۸۰۹	۵/۴۳۰۱	۴/۴۳۰۱	۵/۰۰۶۶

جدول ۹- نتیجه‌های به دست آمده بر اساس تراوایی عمودی شکاف متفاوت در شرایط مینا.

$k_{v,f}$ (md)	۲۵	۵۰	۱۲۵	۲۰۰	۵۰۰
t_{BT} (day)	۲۴۸۰	۲۴۲۰	۲۳۳۰	۲۲۷۰	۲۱۵۰
شیب برش آب نسبت به زمان	۹×10^{-۵}	۹×10^{-۵}	۹×10^{-۵}	۹×10^{-۵}	۹×10^{-۵}
متوسط درصد خطای نسبی	۵/۷۴۸۳	۴/۸۷۹۰	۶/۴۴۵۵	۳/۹۱۱۱	۵/۷۱۳۳

جدول ۱۰- نتیجه‌های به دست آمده بر اساس تراوایی افقی شکاف متفاوت در شرایط مینا.

$k_{h,f}$ (md)	۵۰	۱۰۰	۲۵۰	۵۰۰	۱۰۰۰
t_{BT} (day)	۹۴۰	۱۵۳۰	۲۳۳۰	۲۶۲۰	۲۶۸۰
شیب برش آب نسبت به زمان	۶×10^{-۵}	۷×10^{-۵}	۸×10^{-۵}	۹×10^{-۵}	۱×10^{-۴}
متوسط درصد خطای نسبی	۷/۶۵۸۳	۷/۳۵۷۵	۷/۸۴۷۴	۵/۶۲۰۲	۶/۸۲۴۱

جدول ۴- داده‌های مربوط به نفوذ پذیری نسبی و فشار موینگی شکاف و ماتریکس.

شکاف			
S_w	k_{rw}	k_{ro}	P_c
۰/۰	۰/۰	۱	۰/۰
۱	۱	۰/۰	۰/۰
ماتریکس			
۰/۱۵	۰/۰	۱	۱۵
۰/۲	۰/۰۰۰۳۸۸	۰/۸۵۲۰۷۱	۷/۵۵
۰/۲۵	۰/۰۰۱۳۴	۰/۷۱۵۹۷۶	۵/۵۷۷
۰/۳	۰/۰۰۳۴۰۳	۰/۵۹۱۷۱۶	۴/۳۲۷
۰/۴	۰/۰۱۳۸۸۴	۰/۳۷۸۶۹۸	۲/۸۱۷
۰/۵	۰/۰۴۰۱۰۶	۰/۲۱۳۰۱۸	۱/۸۸۴۵
۰/۶	۰/۰۹۴۲۹۸	۰/۰۹۴۶۷۵	۱/۱۴۲۷۵
۰/۷	۰/۱۹۳۱۳۶	۰/۰۲۳۶۶۹	۰/۵۱۹
۰/۷۵	۰/۲۶۵۸۳۴	۰/۰۰۵۹۱۷	۰/۲۵
۰/۸	۰/۳۵۸۱۸۵	۰/۰	۰/۰

جدول ۵- نتیجه‌های به دست آمده بر اساس دبی‌های متفاوت تولید نفت در شرایط مینا.

Q_o (bbl/day)	۵۰۰۰	۱۰۰۰۰	۲۰۰۰۰	۳۰۰۰۰
t_{BT} (day)	۵۲۰۰	۲۴۲۰	۱۰۷۰	۶۵۰
شیب برش آب نسبت به زمان	۳×10^{-۵}	۶×10^{-۵}	۱×10^{-۴}	۲×10^{-۴}
متوسط درصد خطای نسبی	۷/۵۳۶۴	۷/۱۴۶۰	۷/۵۹۲۴	۶/۹۴۴۶

جدول ۶- نتیجه‌های به دست آمده بر اساس تخریل شکاف متفاوت در شرایط مینا.

ϕ_f	۰/۰۰۱	۰/۰۰۲۵	۰/۰۰۵	۰/۰۱	۰/۰۲۵
t_{BT} (day)	۱۸۳۰	۲۰۴۰	۲۴۱۰	۳۱۴۰	۵۳۶۰
شیب برش آب نسبت به زمان	۰/۰۰۱۲	۱×10^{-۴}	۹×10^{-۵}	۰/۰۰۰۰۸	۵×10^{-۵}
متوسط درصد خطای نسبی	۶/۶۱۶۱	۷/۶۷۹۵	۷/۹۲۶۷	۶/۵۲۶۴	۶/۶۴۷۸

در داخل مخزن شده و در نتیجه زمان میان شکنی را تسریع نموده و افزون بر این، شیب برش آب (WC) را نیز افزایش می دهد. میزان متوسط خطای نسبی بین داده‌های شبیه سازی و مدل سازی برابر ۴/۶ شده است.

بررسی اثر تراوایی ماتریکس بر رفتار مخروطی شدن در مخازن شکاف دار

نتیجه‌های به دست آمده از مدل سازی در شکل ۹ نشان داده شده است. بر اساس این نتیجه‌ها مشخص شد که افزایش تراوایی ماتریکس باعث تسریع میان شکنی می شود، ولی در مورد شیب برش آب، افزایش تراوایی ماتریکس تأثیر چندانی بر شیب برش آب ندارد. در حقیقت این امر به دلیل شرکت بیشتر ماتریکس‌ها در تولید سیال است و آب به راحتی کانال زده و خود را به بازه تولیدی می‌رساند. میزان متوسط خطای نسبی بین داده‌های شبیه سازی و مدل سازی برابر ۴/۳ شده است.

بررسی اثر تخلخل شکاف بر رفتار مخروطی شدن در مخازن شکاف دار

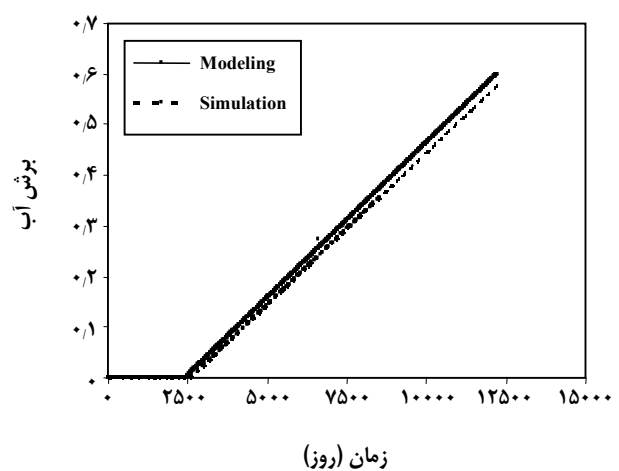
نتیجه‌های به دست آمده از مدل سازی در شکل ۱۰ نشان داده شده است. بر اساس این نتیجه‌ها مشخص شد که افزایش تخلخل شکاف، میان شکنی را به تعویق می‌اندازد. همچنین در مورد شیب برش آب، افزایش تخلخل شکاف، شیب برش آب را کاهش می‌دهد. در حقیقت این امر به دلیل افزایش یافتن سطح مقطع شکاف‌ها باشد و سیال در داخل مخزن پخش شده و دیرتر به بازه تولیدی چاه می‌رسد و همچنین باعث کاهش سرعت حرکت سیال نیز می‌شود. میزان متوسط خطای نسبی بین داده‌های شبیه سازی و مدل سازی برابر ۴/۳ شده است.

بررسی اثر تخلخل ماتریکس بر رفتار مخروطی شدن در مخازن شکاف دار

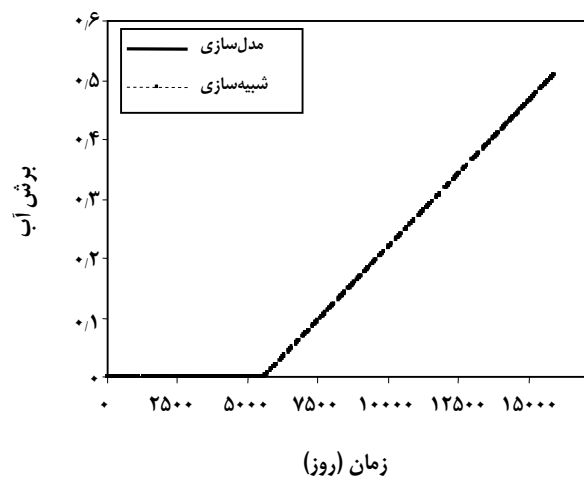
نتیجه‌های به دست آمده از مدل سازی در شکل ۱۱ نشان داده شده است. بر اساس این نتیجه‌ها مشخص شد که افزایش تخلخل ماتریکس، میان شکنی را به تعویق می‌اندازد. همچنین در مورد شیب برش آب، افزایش تخلخل ماتریکس، شیب برش آب را کاهش می‌دهد. در حقیقت این امر به دلیل شرکت بیشتر ماتریکس‌ها در تولید سیال و کاهش تأثیر شکاف‌ها می‌باشد. میزان متوسط خطای نسبی بین داده‌های شبیه سازی و مدل سازی برابر ۴/۷ شده است.

جدول ۱۱- نتیجه‌های به دست آمده بر اساس ویسکوزیته نفت متفاوت در شرایط مبنا.

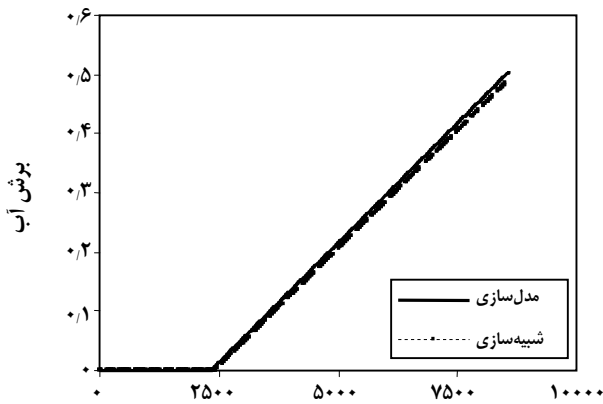
μ_0 (cp)	۱	۱/۲۵	۱/۵	۱/۷۵	۲
t _{BT} (day)	۲۳۰۰	۲۳۴۰	۲۳۹۰	۲۴۲۰	۲۵۱۰
شیب برش آب نسبت به زمان	1×10^{-4}	9×10^{-5}	$8/5 \times 10^{-5}$	8×10^{-5}	7×10^{-5}
متوسط درصد خطای نسبی	۳/۹۷۱۵	۴/۱۵۹۸	۵/۸۹۵۶	۳/۳۴۹۴	۵/۳۱۳۴



شکل ۱- مقایسه‌ی نتیجه‌های مدل سازی با نتیجه‌های حاصل از شبیه‌ساز CMG در شرایط دبی ۱۰۰۰۰ bbl/day.

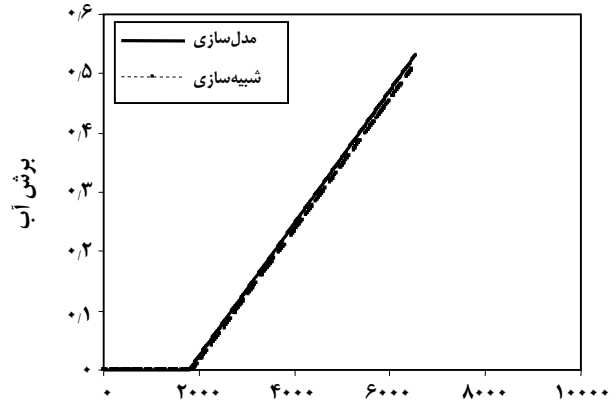


شکل ۲- مقایسه‌ی نتیجه‌های مدل سازی با نتیجه‌های حاصل از شبیه‌ساز CMG در شرایط $\phi_r = 0.025$.



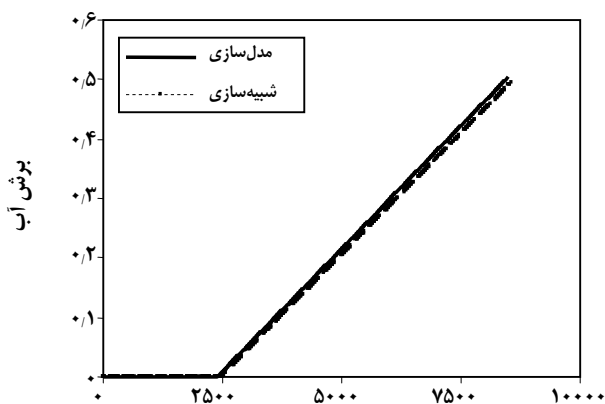
زمان (روز)

شکل ۶- مقایسه‌ی نتیجه‌های مدل‌سازی با نتیجه‌های حاصل از شبیه‌ساز CMG در شرایط $k_{v,f} = 250 \text{ md}$.



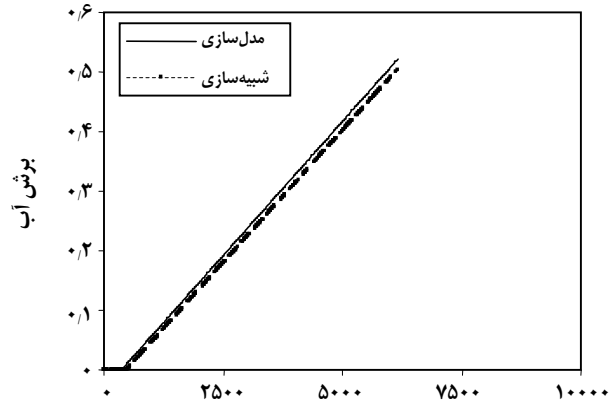
زمان (روز)

شکل ۳- مقایسه‌ی نتیجه‌های مدل‌سازی با نتیجه‌های حاصل از شبیه‌ساز CMG در شرایط $\phi_m = 0.05$.



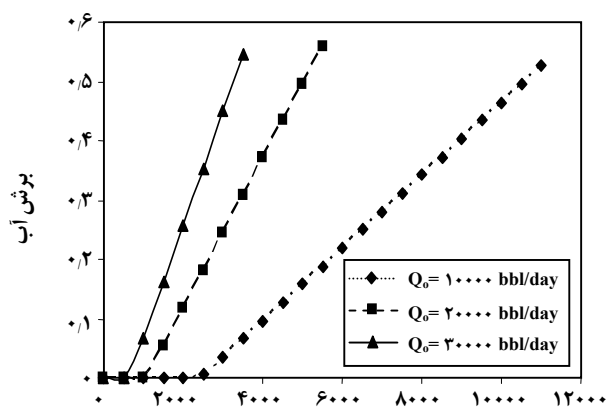
زمان (روز)

شکل ۷- مقایسه‌ی نتیجه‌های مدل‌سازی با نتیجه‌های حاصل از شبیه‌ساز CMG در شرایط $\mu_o = 1.5 \text{ cp}$.



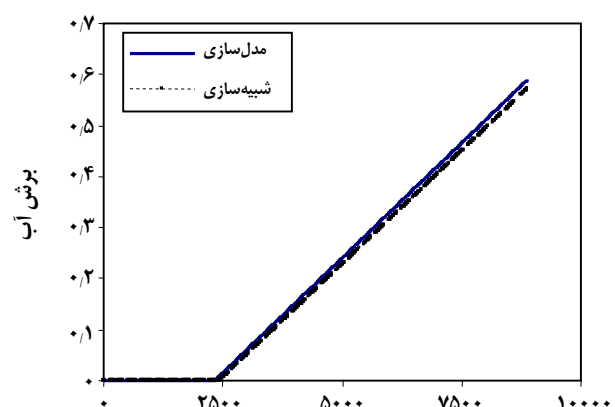
زمان (روز)

شکل ۴- مقایسه‌ی نتیجه‌های مدل‌سازی با نتیجه‌های حاصل از شبیه‌ساز CMG در شرایط $k_m = 0.25 \text{ md}$.



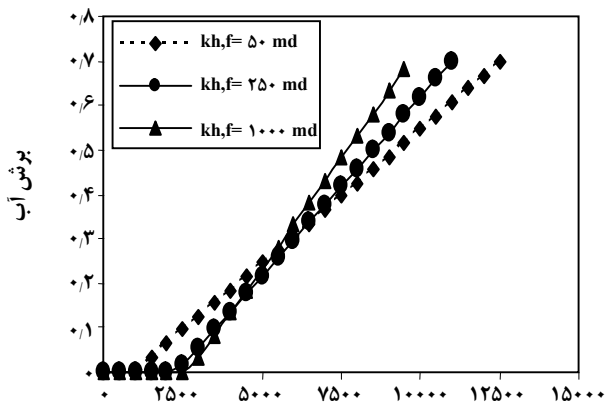
زمان (روز)

شکل ۸- اثر دبی تولید روی برش آب با استفاده از مدل‌سازی.



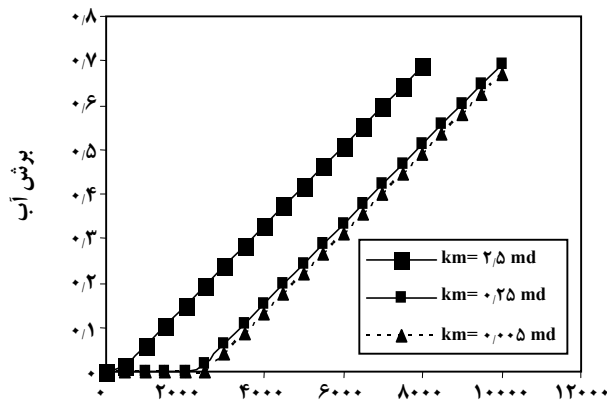
زمان (روز)

شکل ۵- مقایسه‌ی نتیجه‌های مدل‌سازی با نتیجه‌های حاصل از شبیه‌ساز CMG در شرایط $k_{v,f} = 125 \text{ md}$.



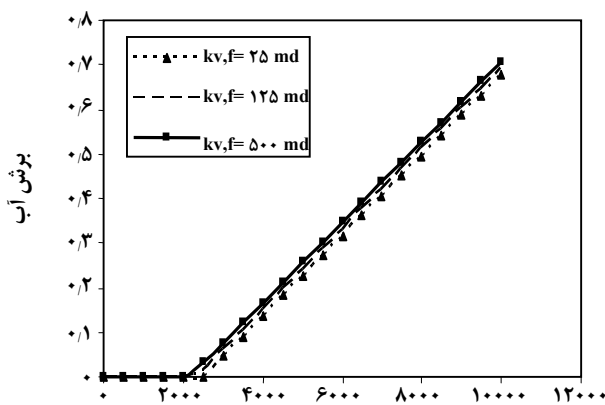
زمان (روز)

شکل ۱۲- تأثیر تراوایی افقی شکاف روی برش آب با استفاده از مدل سازی.



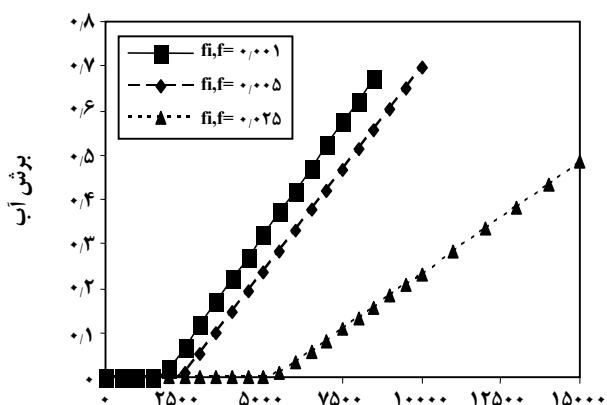
زمان (روز)

شکل ۹- تأثیر تراوایی ماتریکس روی برش آب با استفاده از مدل سازی.



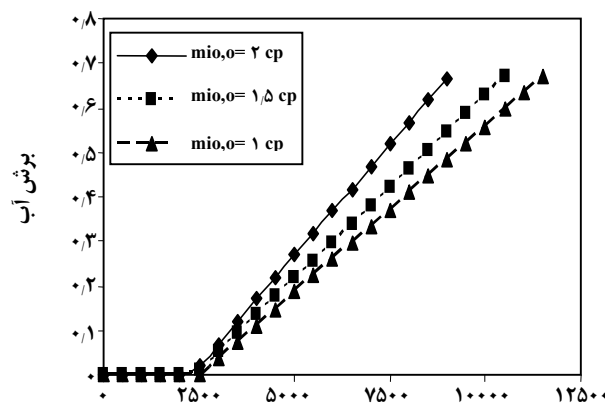
زمان (روز)

شکل ۱۳- تأثیر تراوایی عمودی شکاف روی برش آب با استفاده از مدل سازی.



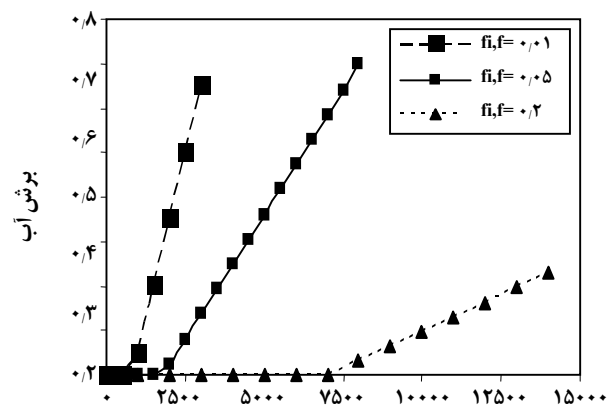
زمان (روز)

شکل ۱۰- تأثیر تخلخل شکاف روی برش آب با استفاده از مدل سازی.



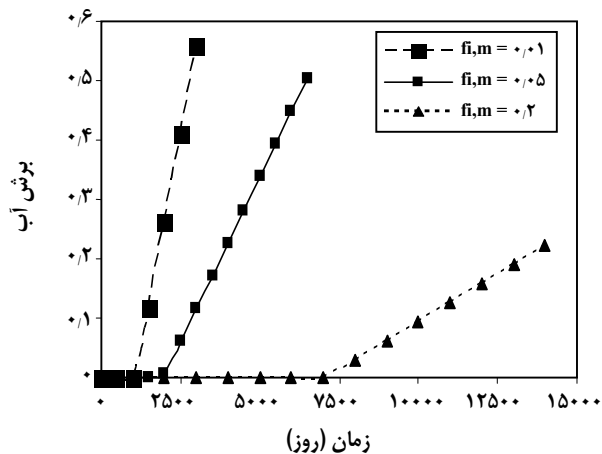
زمان (روز)

شکل ۱۴- تأثیر ویسکوزیته نفت روی برش آب با استفاده از مدل سازی.

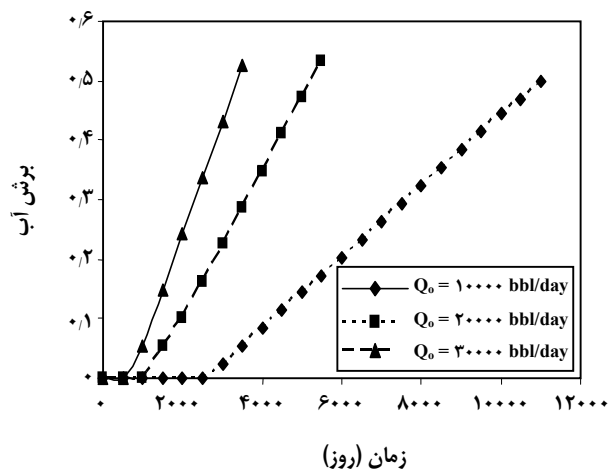


زمان (روز)

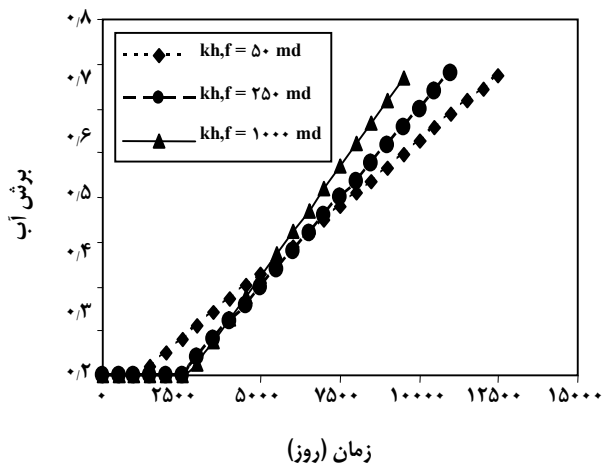
شکل ۱۱- تأثیر تخلخل ماتریکس روی برش آب با استفاده از مدل سازی.



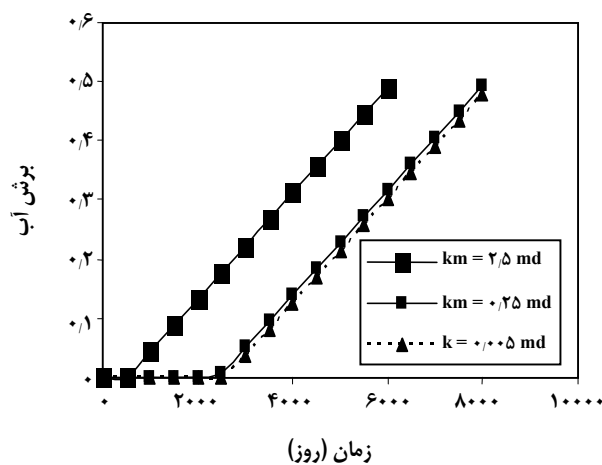
شکل ۱۸- تأثیر تخلخل ماتریکس روی برش آب با استفاده از شبیه‌سازی.



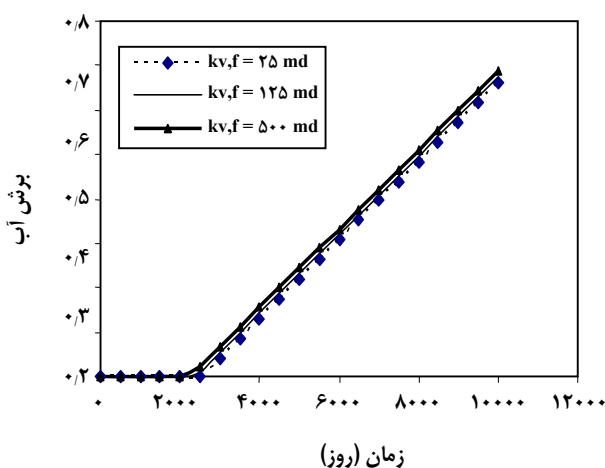
شکل ۱۵- تأثیر دبی روی برش آب با استفاده از شبیه‌سازی.



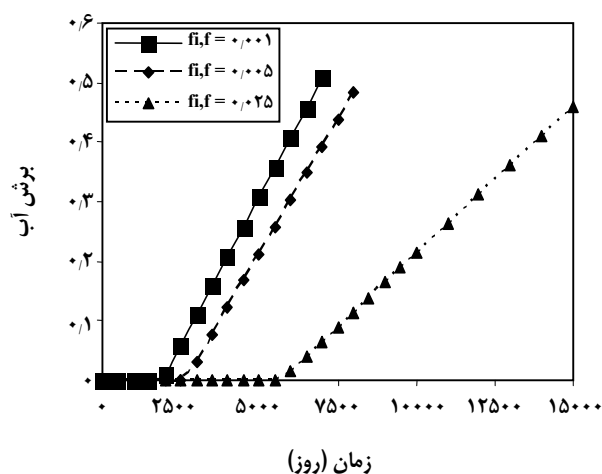
شکل ۱۹- تأثیر تراوایی افقی شکاف روی برش آب با استفاده از شبیه‌سازی.



شکل ۱۶- تأثیر تراوایی ماتریکس روی برش آب با استفاده از شبیه‌سازی.



شکل ۲۰- تأثیر تراوایی عمودی شکاف روی برش آب با استفاده از شبیه‌سازی.



شکل ۱۷- تأثیر تخلخل شکاف روی برش آب با استفاده از شبیه‌سازی.

بررسی اثر تراوایی افقی شکاف بر رفتار مخروطی شدن در مخازن شکافدار

نتیجه‌های به دست آمده از مدل‌سازی در شکل ۱۲ نشان داده شده است. بر اساس این نتیجه‌ها مشخص شد که افزایش تراوایی افقی شکاف، میان‌شکنی را به تعویق می‌اندازد ولی شیب برش آب را افزایش می‌دهد. این امر به این دلیل است که در ابتدا آب در کل مخزن پخش می‌شود (به صورت افقی) و سپس بعد از این که مقدار زیادی از مخزن از آب اشباع شد تولید آب شروع شده و میزان برش آب با شیب بیشتری تولید خواهد شد. میزان متوسط خطای نسبی بین داده‌های شبیه‌سازی و مدل‌سازی برابر ۴/۱ شده است.

بررسی اثر تراوایی عمودی شکاف بر رفتار مخروطی شدن در مخازن شکافدار

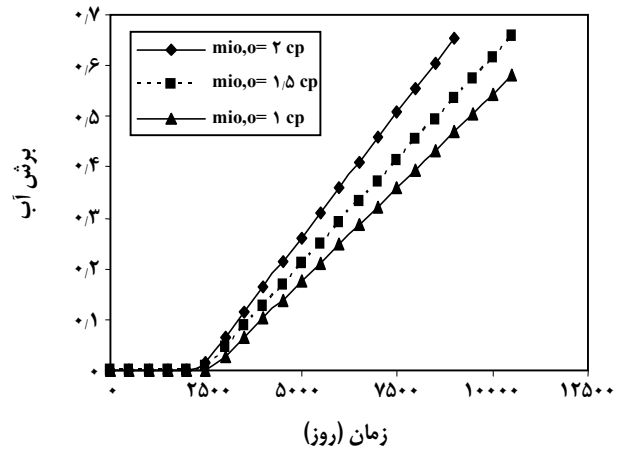
نتیجه‌های به دست آمده از مدل‌سازی در شکل ۱۳ نشان داده شده است. بر اساس این نتیجه‌ها مشخص شد که افزایش تراوایی عمودی شکاف، میان‌شکنی را تسریع کرده ولی تأثیر بسیار کمی بر تغییر شیب برش آب دارد. این موضوع به این دلیل است که در ابتدا آب خیلی سریع به دهانه بازه تولیدی می‌رسد و سپس در کل مخزن پخش می‌شود. میزان متوسط خطای نسبی بین داده‌های شبیه‌سازی و مدل‌سازی برابر ۴/۳ شده است.

بررسی اثر ویسکوزیته نفت بر رفتار مخروطی شدن در مخازن شکافدار

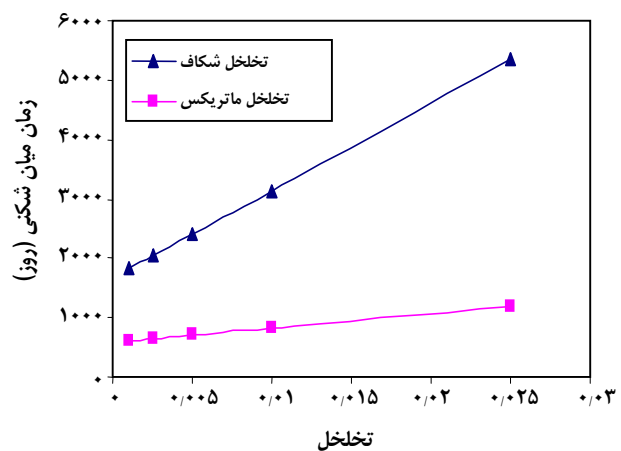
نتیجه‌های به دست آمده از مدل‌سازی در شکل ۱۴ نشان داده شده است. بر اساس این نتیجه‌ها مشخص شد که افزایش ویسکوزیته نفت باعث می‌شود که زمان میان‌شکنی کاهش پیدا کرده و همچنین برش آب نیز افزایش پیدا می‌کند. این امر به این دلیل است که تحرک پذیری آب نسبت به نفت افزایش پیدا کرده و در نتیجه آب خیلی راحت‌تر به سمت بازه تولیدی حرکت خواهد کرد. میزان متوسط خطای نسبی بین داده‌های شبیه‌سازی و شبیه‌سازی برابر ۳/۹ شده است (نتیجه‌های حاصل از شبیه‌سازی در شکل‌های ۱۵ تا ۲۱ آورده شده است).

بررسی آنالیز حساسیت روی نتیجه‌های مدل‌سازی

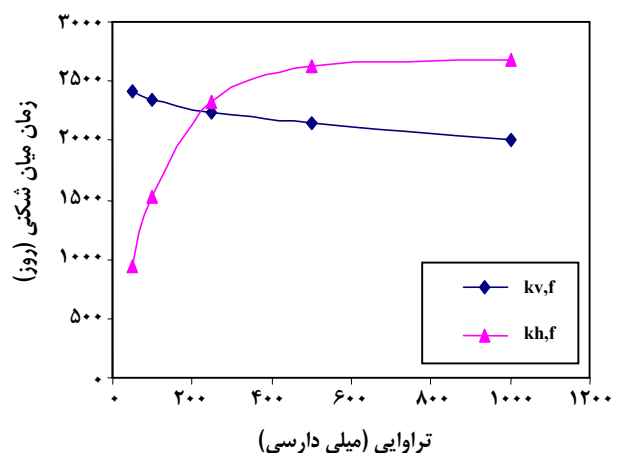
بر اساس نتیجه‌های به دست آمده از تغییرهای تخلخل مشخص شد که میزان حساسیت زمان میان‌شکنی نسبت به تغییرهای تخلخل شکاف‌ها بیشتر از حساسیت نسبت به تخلخل



شکل ۲۱- تأثیر ویسکوزیته نفت روی برش آب با استفاده از شبیه‌سازی.



شکل ۲۲- آنالیز حساسیت تخلخل شکاف و ماتریکس روی زمان میان‌شکنی.



شکل ۲۳- آنالیز حساسیت تراوایی عمودی و افقی شکاف روی زمان میان‌شکنی.

فهرست علائم

k	نفوذ پذیری، (md)
k_r	تراوایی نسبی، (بدون بعد)
ρ	چگالی، (g/cm^3)
B	ضریب حجمی، (rb/STB)
μ	ویسکوزیته، (cp)
r_w	شعاع چاه، (m)
r_e	شعاع مخزن، (m)
P	فشار، (Psi)
q	دبی تولیدی، (m^3/day)
s	درجه اشباع، (بدون بعد)
ϕ	تخلخل، (بدون بعد)
h_p	بازه تولیدی، (m)
t	زمان، (روز)
WOC	سطح تماس آب و نفت، (ft)
WC	برش آب، (بدون بعد)

زیر نویس‌ها

o	نفت
w	آب
f	شکاف
m	ماتریکس
c	موئینگی
eq	آبران
bh	ته چاه
h	افقی
v	عمودی

ماتریکس‌هاست و میزان حساسیت درصد تولید آب بعد از میان‌شکنی مخروط، نسبت به تغییرات تخلخل ماتریکس‌ها بیشتر از تخلخل شکاف‌ها است. بر اساس نتیجه‌های به دست آمده در مورد زمان میان‌شکنی نسبت به تراوایی، مشخص شد که میزان حساسیت زمان میان‌شکنی، بیش از همه نسبت به تغییرات تراوایی افقی شکاف‌ها و بعد از آن نسبت به تراوایی عمودی شکاف‌هاست. همچنین برش آب نسبت به تراوایی مشخص شد که میزان حساسیت برش آب بیش از همه نسبت به تغییرات تراوایی افقی شکاف‌ها و تراوایی عمودی شکاف‌ها بر برش آب تأثیر چندانی ندارد (شکل‌های ۲۲ و ۲۳).

نتیجه‌گیری نهایی

۱- مقایسه بین نتیجه‌های به دست آمده از نرم افزار نوشته شده با مدل جامع مبتنی بر نرم افزار CMG تطابق خوبی را نشان داده است و میانگین درصد خطای نسبی برابر با ۴/۳ شده است.

۲- دبی تولید نفت عامل اصلی در افت فشار دهانه چاه و در نتیجه نقش اصلی در تولید آب را بازی می‌کند به طوری که با دو برابر شدن دبی تولید مقدار برش آب ۳/۲۱۳ و زمان میان‌شکنی ۰/۵۰۵ برابر خواهد شد.

۳- با دو برابر شدن تخلخل شکاف و ماتریکس مقدار برش آب ۰/۸ و ۰/۳۹ برابر و زمان میان‌شکنی ۱/۵۴ و ۱/۴۷ برابر خواهد شد.

۴- با دو برابر شدن تراوایی افقی شکاف و تراوایی عمودی شکاف مقدار برش آب ۱/۰۷۳ و ۱/۰۰۹ برابر و زمان میان‌شکنی ۰/۹۷۵۸ و ۱/۲۵۸ برابر خواهد شد.

۵- با دو برابر شدن مقدار تراوایی ماتریکس و ویسکوزیته نفت مقدار برش آب ۱/۰۳۹ و ۱/۳۸ برابر و زمان میان‌شکنی ۰/۹۴۳۱ و ۰/۹۱۶۳ برابر خواهد شد.

۶- زمان اجرای مدل در مقایسه با مدل کامل مخزن به یک ششم کاهش می‌یابد و در نتیجه زمان کم‌تری برای بررسی این پدیده لازم است.

تاریخ دریافت: ۸۴/۱۱/۸ ؛ تاریخ پذیرش: ۸۵/۴/۲۶

مراجع

- [1] Tarek, Ahmad, "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Publishing Company, Texas, (2001).
- [2] Muskat, M. and Wykoff, R. D., "An Approximate Theory of Water Coning in Oil Production", *Trans. AIME*, **114**, p. 144, (1934).

- [3] Kazemi, H. et al., "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs," *Soc. Pet. Eng. J.*, 317-26, (1976).
- [4] Rossen, R.H., "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs with Semi-Implicit Source Terms," *Soc. Pet. Eng. J.*, 201-10, (1977).
- [5] Kleppe, J., "Simulation of Reservoirs," Lecture Note 5, (June 2001).
- [6] Gilman, J.R. and Kazemi, H., "Improvement in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs," SPEJ 695-707, (1983).
- [7] Birks, J., "Coning Theory and its Use in Predicting Allowable Producing Rates of Wells in a Fissured Limestone Reservoir," Iranian Petroleum Institute Bullrtin, No. 12 & 13, 470-480, (1970).
- [8] El-Din, S., "Water Coning in Fractured Basement Reservoir," SPE 29808, (1995).
- [9] AL-Afaleg, Nabeel, and Ershagi, Iraj, "Coning Phenomena in Naturally Fractured Reservoirs," SPE 26083, (1993).
- [10] Van Golf-Rakht, "Water Coning in a Fractured Reservoir," SPE 28572, (1994).