

بررسی تاثیر شبکه شکاف گسسته بر رفتار فشارگذرای محیط متخلخل شکافدار

علی شیدائی^۱، محمد شریفی^{۲*}

۱- کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران
۲- دانشیار، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران

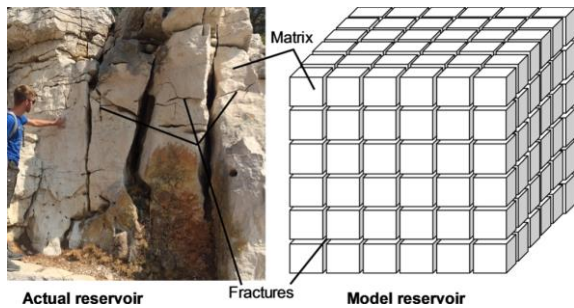
(دریافت ۱۳۹۹/۰۴/۰۶، پذیرش ۱۳۹۹/۰۸/۱۴)

چکیده

تفسیر داده‌های فشار مخازن شکافدار طبیعی به خصوص در ایران اهمیت ویژه‌ای دارد. مهم‌ترین تئوری برای تفسیر داده‌های فشار مخازن شکافدار، تئوری تخلخل دوگانه است که توسط وارن و روت ارایه شد. مطالعات اخیر نشان داده است که این تئوری به دلیل فرضیات محدودکننده‌ای که دارد، برای همی مخازن شکافدار کاربرد ندارد. در این مطالعه با رویکرد شبیه‌سازی عددی، بدون در نظر گرفتن معادلات تحلیلی و نیمه‌تحلیلی و فرضیات آنها به بررسی رفتار فشارگذرای مخازن شکافدار پرداخته شد. بدین منظور، مجموعه‌ای از مدل‌ها شامل شبکه‌شکاف پیوسته و ناپیوسته در نرم‌افزار اکلپس شبیه‌سازی شد. شکل معروف چاه‌آزمایی وارن و روت در همه شبیه‌سازی‌ها مشاهده شد با این تفاوت که برای حالت چاه حفر شده در ماتریکس مشخص و واضح و برای حالت چاه متقاطع با شکاف قابل صرف‌نظر کردن بود، زیرا این حالت برای چاه متقاطع با شکاف به سرعت اتفاق افتاده و عملاً ثبت چنین رخدادی در واقعیت امکان ندارد. نتایج شبیه‌سازی برای حالت چاه متقاطع با شکاف، رژیم جریان خطی دوگانه (شیب یک‌چهارم) را نشان داد که مدت زمان این رژیم جریانی با گسسته شدن شبکه‌شکاف افزایش پیدا کرد. این رژیم جریانی در دو حالت به رژیم جریان خطی (شیب یک‌دوم) تبدیل شد: ۱- افزایش تراوایی شکاف‌ها در شبکه‌شکاف پیوسته ۲- شکاف‌های کوچک ناپیوسته. نتایج آنالیز حساسیت بر روی مکان چاه در حالت چاه حفر شده در ماتریکس نشان داد که با نزدیک شدن چاه به شبکه‌شکاف، زمان ظهور دوره‌گذار کاهش و عمق آن افزایش پیدا می‌کند. همچنین در حالت چاه حفر شده در ماتریکس، کاهش تراوایی شکاف‌ها در شبکه‌شکاف پیوسته و نیز گسسته شدن شبکه‌شکاف موجب کاهش عمق دوره‌گذار شد ولی در زمان ظهور این دوره تأثیری نداشت.

کلمات کلیدی

مخازن شکافدار طبیعی، شبکه‌شکاف گسسته، فشارگذرا.



شکل ۱: مدل آرایه شده توسط وارن و روت (شکل سمت راست نشان‌دهنده مدل ایده‌آل شده مخزن واقعی است [۷]).

چاه‌آزمایی یکی از روش‌های تخمین پارامترهای مخزنی از جمله تراوایی، ضریب پوسته و فشار متوسط مخزن است. صحت نتایج به دست آمده از چاه‌آزمایی به دقت مدل‌های آرایه شده برای توصیف رفتار فشاری مخزن بستگی دارد [۸]. مهم‌ترین تئوری در تفسیر داده‌های فشار مخزن شکافدار طبیعی تئوری تخلخل دوگانه است که توسط وارن و روت آرایه شد. در این تئوری از جریان میان‌تخلخلی شبه‌پایا برای مدلسازی رفتار فشاری مخزن شکافدار استفاده شده است. بر این اساس، وارن و روت دو پارامتر بی‌بعد نسبت قابلیت ذخیره ω و ضریب جریان میان‌تخلخلی (λ) را برای توصیف رفتار مخزن شکافدار طبیعی، در معادلات خود معرفی کردند [۹].

$$\omega = \frac{\varphi_f c_f}{\varphi_f c_f + \varphi_m c_m} \quad (1)$$

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (2)$$

ω و λ میزان تعامل ماتریکس و شکاف را کنترل می‌کنند. ω ، بیان‌کننده نسبت هیدروکربن موجود در شکاف به کل هیدروکربن موجود در مخزن و همچنین معیاری از ناهمگنی سیستم و λ توانایی و سرعت بلوک‌های ماتریکس در انتقال سیال به داخل شکاف است.

رابطه ۱ نشان‌دهنده ω است که در آن:

φ_f : تخلخل شکاف

c_f : تراکم‌پذیری شکاف

φ_m : تخلخل ماتریکس

c_m : تراکم‌پذیری ماتریکس است.

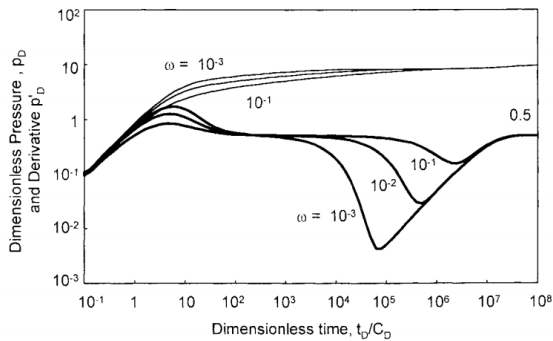
رابطه ۲ نیز λ را تعیین می‌کند که در آن:

r_w : شعاع چاه

۱- مقدمه

مخازن هیدروکربوری شکافدار بیش از ۲۰٪ از ذخایر و تولید نفت جهان را تامین می‌کنند. نمونه‌هایی از مخازن شکافدار شامل مخازن آهکی آسماری در ایران، مخازن کربناته واگی در مکزیک و مخازن چالکی دریای شمال است. از این مخازن هر روز بیش از میلیون‌ها بشکه نفت تولید می‌شود. یکی از ویژگی‌های مشترک این مخازن، عمر آنهاست که ممکن است چندین دهه طول بکشد [۲،۱]. مخازن شکافدار طبیعی از نظر خصوصیات زمین‌شناختی و رفتار جریان سیال جزو پیچیده‌ترین مخازن هیدروکربوری محسوب می‌شوند. شبیه‌سازی مخازن شکافدار طبیعی با استفاده از مفهوم دو محیط شکاف و ماتریکس، اولین بار توسط بارنبلات و زلتف معرفی شد. بر اساس این روش، مخازن شکافدار طبیعی از دو ناحیه تشکیل شده‌اند که شامل شکاف و ماتریکس در داخل سازند هستند. اکثراً تراوایی ماتریکس کم بوده ولی میزان نفت قابل توجهی در آن قرار دارد و در طرف مقابل، شکاف دارای تراوایی زیاد و حاوی نفت نسبتاً کمتری است. فرآیند تولید در این مخازن به گونه‌ای است که ابتدا سیال موجود در شکاف تولید شده و سپس سیال موجود در ماتریکس وارد فرآیند تولید می‌شود و از طریق شکاف به چاه تولیدی می‌رسد. مکانسیم‌های تولید نفت از ماتریکس شامل انبساط نفت به دلیل افت فشار ایجاد شده در سیستم، پدیده آشام در ماتریکس‌های آبدوست، تخلیه گرانشی در نتیجه اختلاف دانسیته سیالات موجود در شکاف و ماتریکس، پدیده نفوذ به دلیل اختلاف غلظت اجزا در شکاف و ماتریکس و جابه‌جایی ویسکوز است. جابه‌جایی ویسکوز زمانی رخ می‌دهد که در سیستم افت فشار چشمگیری وجود داشته باشد. عموماً به دلیل تراوایی بالای شکاف‌ها، گرادبان فشار ایجاد شده در سیستم کوچک و قابل صرف‌نظر کردن است. ولی در مواقعی که در شکاف نیز افت فشار قابل ملاحظه‌ای وجود دارد، مکانسیم جابه‌جایی ویسکوز نیز ممکن است در تولید نفت ماتریکس موثر واقع شود [۳]. وارن و روت برای تسهیل در مدلسازی جریان سیالات بین شکاف و ماتریکس، یک نمایش هندسی ساده از مخزن شکافدار را آرایه دادند. شکل ۱ نشان‌دهنده این مدل هندسی است که بلوک‌های ماتریکس با اندازه یکسان به وسیله مجموعه‌ای از شکاف‌های متعامد محصور شده‌اند. وارن و روت فرض کردند که بین ماتریکس‌ها هیچ‌گونه سیالی مبادله نمی‌شود و از اوایل تولید، ماتریکس‌ها در حالت شبه‌پایدار قرار دارند [۴-۶].

ارایه شده توسط وارن و روت، فرضیات ساده شونده‌ای دارند، پیش‌بینی رفتار فشاری تمام مخازن شکافدار به وسیله این مدل‌ها، امکان‌پذیر نیست.



شکل ۲: تاثیر نسبت قابلیت‌ذخیره بر نمودار مشتق و افت فشار در ضریب جریان میان تخلخلی ثابت $(\lambda = 10^{-7})$ [۱۲]

وی و همکارانش [۱۳] از آنالیز داده‌های فشار به دست آمده از مدلسازی عددی شبکه‌شکاف و ماتریکس با الگوهای متفاوت، شکلی مشابه تئوری وارن و روت را مشاهده نکردند. ییلدیز و ایزدی [۱۴] با استفاده از یک روش نیمه‌تحلیلی برای جریان گذرا^۲ به داخل چندین چاه عمودی که در داخل یک محیط متخلخل که حاوی شکستگی‌های گسسته است، فشار و مشتق فشار را شبیه‌سازی کردند. آنها نشان دادند که مدل تخلخل دوگانه برای پیش‌بینی نسبت قابلیت ذخیره مخازن شکافدار طبیعی قابل اعتماد نیست. همچنین جابه‌جایی بین دو خط راست در نمودار نیمه لگاریتمی، لزوماً نشانگر خوبی برای نسبت قابلیت ذخیره نیست. مورتن و همکارانش [۱۵] دو تکنیک جدید مدل مخزن مبتنی بر وارونگی^۳ و روش اجزای مرزی^۴ را برای تفسیر داده‌های فشار مخازن شکافدار که رفتار مدل تخلخل دوگانه را نشان نمی‌دهند، ارایه کردند. آنها با استفاده از این دو روش، یک روش تفسیر یکپارچه جدید برای مخازن شکافدار تعریف کردند. آنها با استفاده از آزمایش ساق مته (DST)^۵ مربوط به یک مخزن کربناته شکافدار در برزیل، توانمندی این روش را نشان دادند. نتایج آنها نشان‌دهنده وجود شکاف‌های گسسته در سیستم بود. شایان ذکر که آزمایش ساق مته روشی بر پایه ایزوله کردن یک ناحیه از مخزن و آزمایش فشار، تراوایی و ظرفیت تولیدی سازند، حین حفاری است. کوربت و همکارانش [۱۶] برای مخازن کربناته سه نوع سیستم متخلخل شامل تخلخل میکرو با تراوایی کم و تخلخل

k_m : تراوایی ماتریکس

k_f : تراوایی شکاف

α : ضریب شکل است.

ضریب شکل، تابع اندازه و شکل ماتریکس بلوک است که نرخ جریان بین ماتریکس و شکاف را کنترل می‌کند و از رابطه ۳ محاسبه می‌شود:

$$\alpha = \frac{4n(n+2)}{l^2} \quad (3)$$

که در آن:

n : تعداد دسته‌های شکاف‌های عمود بر هم

l : طول مشخصه ماتریکس است که برای یک ماتریکس به

شکل مکعب مستطیل با ابعاد a, b, c به صورت رابطه ۴ تعریف می‌شود:

$$l = \frac{3abc}{ab + ac + bc} \quad (4)$$

با توجه به رابطه ۳، با افزایش تعداد دسته‌های شکاف که مقدار بیشینه آن سه دسته است، مقدار α و متناسب با آن مقدار l در نتیجه کوچک شدن ابعاد ماتریکس‌ها افزایش پیدا خواهند کرد. در نتیجه با افزایش α یا به عبارت دیگر با کوچک شدن ابعاد ماتریکس‌ها، نرخ جریان بین ماتریکس‌ها و شبکه‌شکاف به دلیل افزایش سطح تماس این دو محیط افزایش پیدا خواهد کرد.

نمودار مشتق فشار حاصل از این تئوری در یک مخزن بی‌نهایت (مخزنی که در آن، موج افت فشار به مرزهای مخزن نرسیده است)، نشان‌دهنده دو جریان شعاعی است که به وسیله دوره‌گذار^۱ (ناحیه جریان میان تخلخلی) از هم جدا شده‌اند. جریان شعاعی اولیه نشان‌دهنده جریان در داخل شکاف و جریان شعاعی ثانویه، نشان‌دهنده جریان تعادلی شکاف و ماتریکس است که به وسیله تراوایی شکاف کنترل می‌شود [۹-۱۱]. شکل ۲ نشان‌دهنده این نمودار برای مقادیر مختلف ω و به ازای l ثابت است. همان‌طور که مشاهده می‌شود با کاهش ω گودی نمودار افزایش پیدا می‌کند؛ با توجه به رابطه ۱، کاهش در مقدار ω به معنای کاهش میزان سیال در شبکه‌شکاف و یا به عبارت دیگر افزایش ناهمگنی بین شبکه‌شکاف و ماتریکس است. در نتیجه با افزایش ناهمگنی در سیستم، گودی نمودار بیشتر خواهد شد [۱۲].

همان‌طور که گفته شد، دقت چاه‌آزمایی به دقت مدل‌های ارایه شده بستگی دارد. از آنجا که مدل‌های تحلیلی مثل مدل

زاید، تخلخل ماکرو با تراوایی و تخلخل زیاد و تخلخل شکاف با تراوایی بالا و تخلخل کم را فرض کردند. آنها با استفاده از شبیه‌سازی عددی، سیستم تخلخل سه‌گانه را شبیه‌سازی کردند، سپس داده‌های فشار شبیه‌سازی شده را مورد تفسیر و بررسی قرار دادند. برخلاف مطالعات انجام شده در این زمینه، آنها شکل معروف وارن و روت را در نمودارهای مشتق خود مشاهده نکردند. در کنار مدل تخلخل دوگانه، مدل‌هایی تحت عنوان تخلخل سه‌گانه نیز وجود دارند. در این مدل‌ها، مخزن از دو نوع سنگ ماتریکس با خواص مختلف در کنار شکاف‌ها تشکیل شده است. در اینگونه سیستم‌ها برخلاف مدل تخلخل دوگانه شاهد دو جریان میان تخلخلی به شکاف خواهیم بود که هر یک متعلق به سنگ ماتریکس خاص خود است و به دلیل خواص متفاوت ماتریکس‌ها، زمان پیدایش و از بین رفتن جریان میان تخلخلی برای آن‌ها متفاوت خواهد بود [۱۷]. کوچک و بیروکوف [۶] برای حل کردن فشارگذرا^۱ برای چاه عمودی در یک مخزن که حاوی شکستگی‌ها و گسل‌ها با هدایت‌پذیری^۲ محدود و نامحدود است، روش نیمه‌تحلیلی بدون مش‌بندی^۳ در مخزن دو بعدی بی‌نهایت را ارائه کردند. آنها [۱۸] با استفاده از این معادله، مجموعه‌ای از شبکه‌شکاف برای حالت‌های مختلف را مدل‌سازی کردند. آنها از تفسیر داده‌های فشار، بسته به اینکه چاه در داخل ماتریکس یا متقاطع با شکاف باشد بیش از ۱۰ رژیم جریانی را مشاهده کردند. هدایت‌پذیری و توزیع‌پذیری موثر شکاف‌ها در مخزن، دو شاخص مهم هستند که تولید سیال از این مخازن را تحت تاثیر قرار می‌دهند. به صورتی که با افزایش هدایت‌پذیری شکاف و همچنین وجود شبکه‌شکاف پیوسته، دبی تولیدی از این مخازن افزایش پیدا می‌کند. هدایت‌پذیری شکاف یک عدد بدون بعد است و از رابطه ۵ محاسبه می‌شود:

$$F_{CD} = \frac{k_f b}{k_m l_w} \quad (5)$$

که در آن:

k_f : تراوایی

b : بازشدگی

l_w : نصف طول شکاف

k_m : تراوایی ماتریکس است.

اگیا و همکاران [۲۰، ۱۹، ۷] با استفاده از جعبه ابزار شبیه‌سازی مخزن که در متلب نوشته شده است^۴ و با استفاده از ماژول شکاف ماتریکس گسسته^۱، مجموعه‌ای از شبکه‌شکاف

۲- روش انجام کار

برای مدل کردن شبکه‌شکاف در مخزن، از اکلپس ۱۰۰ مدل نفت سیاه استفاده شد. برای این منظور یک مدل دوبعدی با $۳۷۳ \times ۳۷۳ \times ۱$ گرید بلوک (مدل بهینه) شامل بلوک‌های ماتریکس و شکاف برای شبیه‌سازی مخزن شکافدار، مورد استفاده قرار گرفت. علت شبیه‌سازی دوبعدی، تحلیل جریان شعاعی در سیستم است. ابعاد در نظر گرفته شده برای ماتریکس

جدول ۱: خواص سنگ و سیال استفاده شده برای مدل مخزن شکافدار

مقدار	خواص سنگ و سیال
۴۰۰۰	فشار اولیه مخزن، P_i (psi)
۴۵	دبی، q (bbl/day)
۰٫۳۷۵	شعاع چاه، r_w (ft)
۰٫۱	تخلخل ماتریکس، ϕ_m (fraction)
۱۰	تراوایی ماتریکس، k_m (mD)
1×10^{-5}	تراکم‌پذیری ماتریکس، c_m (psi^{-1})
5×10^{-3}	تخلخل شکاف، ϕ_f (fraction)
۷۲۳۶٫۳۹	تراوایی شکاف، k_f (mD)
1×10^{-5}	تراکم‌پذیری شکاف، c_f (psi^{-1})
۱	ویسکوزیته نفت، μ_o (cP)
۴۳٫۶۹	دانسیته نفت، ρ_o (lb/ft ³)
۱	ضریب حجمی نفت سازند، B_o (bbl/STB)
1×10^{-5}	تراکم‌پذیری نفت، c_o (psi^{-1})

در جهت x ، y و z به ترتیب برابر ۹۹ فوت، ۹۹ فوت و ۹ فوت و برای شکاف در جهت x ، y و z به ترتیب برابر ۲ فوت، ۲ فوت و ۹ فوت است. برای سادگی، جریان سیال به صورت تک فاز، ماتریکس و شکاف به صورت همگن و همسانگرد در نظر گرفته شد. سایر خواص مدل و خواص سیال در جدول ۱ ذکر شده است. شکل ۳ مدل ساخته شده را نشان می‌دهد که ماتریکس‌ها به وسیله شبکه شکاف (خطوط زرد رنگ) از هم جدا شده‌اند. برای بررسی پاسخ‌های فشارگذرای مخزن شکافدار شبیه‌سازی شده، مکان چاه در دو موقعیت ماتریکس و شکاف در نظر گرفته شد. در ادامه با در نظر گرفتن این دو موقعیت، آنالیز حساسیت بر روی پارامترهای مختلف انجام شد. شایان ذکر است که برای حفر چاه در داخل شکاف، ابعاد شکاف در مقایسه با واقعیت بزرگ فرض شد، به همین دلیل برای کاهش حجم سیال در داخل شکاف، مقدار کمی برای تخلخل شکاف در نظر گرفته شد.

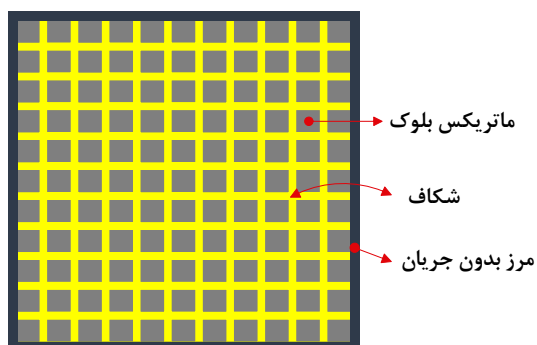
۳- نتایج و بحث

همان‌طور که گفته شد، مجموعه‌ای از شبیه‌سازی در نرم‌افزار اکلپس انجام و سپس با استفاده از نرم‌افزار سفیر چاه‌آزمایی، نتایج تحلیل و بررسی شد.

۳-۱- تاثیر تراوایی ماتریکس و شکاف بر نمودار مشتق در شبکه شکاف پیوسته

شکل ۴ تاثیر تراوایی ماتریکس بر نمودار مشتق را برای حالتی که چاه در داخل شبکه شکاف پیوسته و متقاطع با شکاف است را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود با کاهش تراوایی ماتریکس زمان ظهور دوره گذار (V شکل) افزایش پیدا می‌کند؛ زیرا با کاهش تراوایی ماتریکس با توجه به رابطه ۲، ضریب جریان میان تخلخلی کم شده که در نتیجه آن، سرعت و مقدار سیال تبادل شده بین ماتریکس و شکاف کاهش پیدا می‌کند. همچنین با افزایش تراوایی ماتریکس نمودار مشتق پایین می‌آید؛ زیرا هر مقدار که منبع تغذیه شکاف (ماتریکس)، قوی‌تر شود، افت فشار در سیستم کم شده و نمودار مشتق پایین می‌آید.

با توجه به اینکه برای تولید از ماتریکس با تراوایی بسیار کم، شبیه‌ساز به طور خودکار فشار ته چاهی را در فشار اتمسفری ثابت کرد، آنالیز حساسیت این قسمت برای حالتی که چاه داخل ماتریکس است انجام نشد.

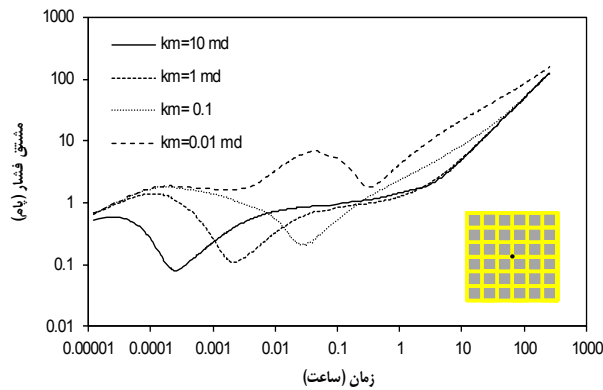


شکل ۳: شبکه شکاف ساخته شده برای شبیه‌سازی داده‌های فشاری

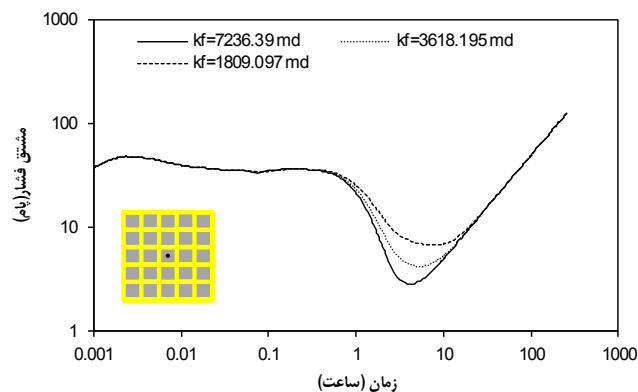
شکل ۵ تاثیر کاهش تراوایی شکاف در شبکه شکاف پیوسته بر نمودار مشتق برای حالتی که چاه داخل ماتریکس است را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود با کاهش تراوایی شکاف به دلیل کم شدن تقابل بین شبکه شکاف و ماتریکس و یا به عبارت دیگر با کاهش ناهمگنی در سیستم، گودی نمودار مشتق کم می‌شود. نکته قابل توجه این است که مشاهده این حالت در مدل تخلخل دوگانه امکان‌پذیر نیست. شکل ۶ تاثیر تراوایی شکاف در شبکه شکاف پیوسته بر نمودار مشتق را برای حالتی که چاه متقاطع با شکاف است را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود شکل معروف مدل وارن و روت در همه حالت‌ها مشاهده شده است. تنها تفاوت این حالت‌ها در رژیم جریانی خطی با شیب ۱٫۲ و خطی دوگانه با شیب

همچنین دوره‌گذار مشاهده شده به نحوی قابل چشم‌پوشی است چرا که به دلیل سریع بودن این حالت، عملاً مشاهده آن در واقعیت امکان‌پذیر نبوده و مفسر تنها می‌تواند رژیم جریان خطی دوگانه و خطی را ببیند.

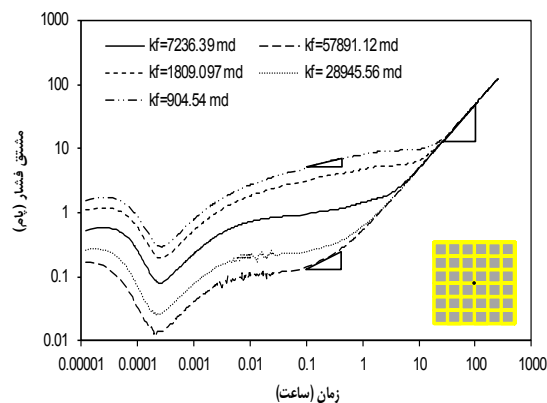
۱/۴ است؛ به صورتی که با افزایش تراوایی شبکه‌شکاف در یک بازه زمانی مشخص، رژیم جریان خطی دوگانه به رژیم جریان خطی تبدیل می‌شود و در انتها با رسیدن افت فشار به مرز بدون جریان، شیب نمودار مشتق برابر یک می‌شود.



شکل ۴: تاثیر تراوایی ماتریکس بر نمودار مشتق (برای حالتی که چاه متقاطع با شکاف است).



شکل ۵: تاثیر تراوایی شکاف بر نمودار مشتق (برای حالتی که چاه داخل ماتریکس حفر شده است).



شکل ۶: تاثیر تراوایی شکاف بر نمودار مشتق (برای حالتی که چاه متقاطع با شکاف است).

۳-۲- تاثیر تخلخل شکاف بر نمودار مشتق در شبکه شکاف

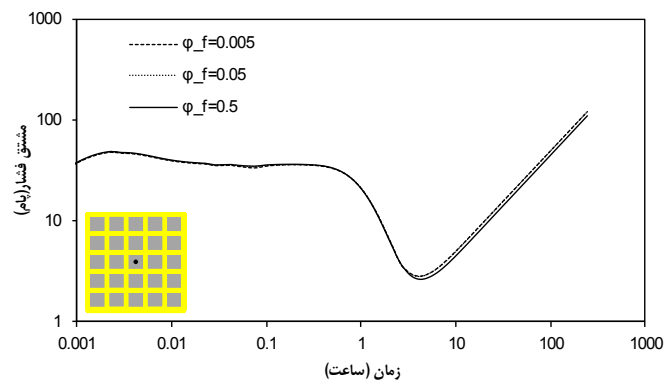
پیوسته

شکل ۷ نمودار مشتق فشار شبیه سازی شده را برای مقادیر مختلف تخلخل شکاف و برای حالتی که چاه داخل ماتریکس و در شبکه شکاف پیوسته است را نشان می دهد. همان طور که مشاهده می شود با افزایش تخلخل شکاف، نمودار مشتق تغییر چندانی نکرده است. به عبارت دیگر برای حالتی که چاه داخل ماتریکس است، نمودار مشتق تابع ضعیفی از تخلخل شکاف است، زیرا به دلیل ابعاد بسیار کوچک شکاف در مقایسه با ماتریکس، افزایش تخلخل شکاف تاثیر زیادی در حجم نفت در جای مخزن نخواهد داشت. شکل ۸ تاثیر تخلخل شکاف بر نمودار مشتق را برای حالتی که چاه در داخل شبکه شکاف پیوسته و متقاطع با شکاف است نشان می دهد. همان طور که مشاهده می شود با افزایش تخلخل شکاف و متناسب با آن، به دلیل افزایش نسبت قابلیت ذخیره، عمق دوره گذار کم شده است؛ یا به عبارت

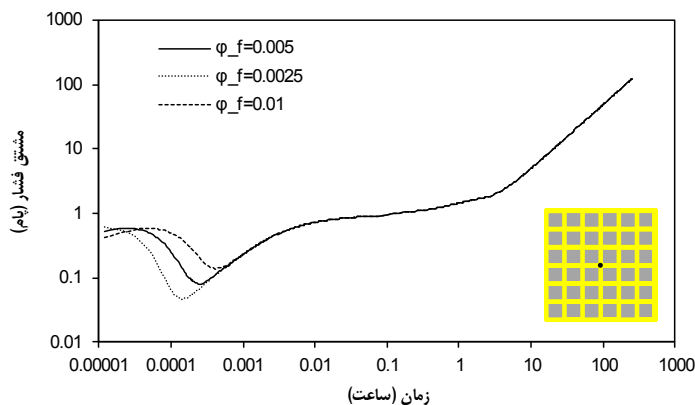
دیگر با کم شدن تقابل بین شکاف و ماتریکس و کاهش ناهمگنی سیستم، گودی نمودار کم می شود. از آنالیز این قسمت می توان نتیجه گرفت در صورتی که چاه شکاف را قطع کرده باشد، تغییر تخلخل شکاف به دلیل تغییر نسبت قابلیت ذخیره باعث تغییر در شکل نمودار مشتق خواهد شد و برای حالتی که چاه داخل ماتریکس حفر شده است، به دلیل ابعاد کوچک شکاف نسبت به ماتریکس، نمودار مشتق چندان تغییر نخواهد کرد.

۳-۳- تاثیر ضریب پیوسته شکاف بر نمودار مشتق در شبکه شکاف پیوسته

اتفاقی که در برخی از مواقع در حفاری مخازن شکافدار می افتد هرز روی گل حفاری است؛ که برای جلوگیری از آن از مواد LCM^{۱۴} و حتی در مواردی از سیمان کاری تحت فشار^{۱۴} استفاده می شود. موارد یاد شده ممکن است باعث کاهش تراوایی شکاف در نواحی اطراف چاه شود. البته لازم به ذکر

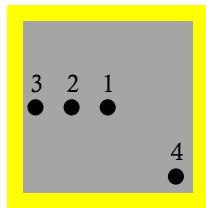


شکل ۷: نمودار مشتق فشار شبیه سازی شده برای نشان دادن اثر تخلخل شکاف در شبکه شکاف پیوسته با موقعیت چاه در ماتریکس

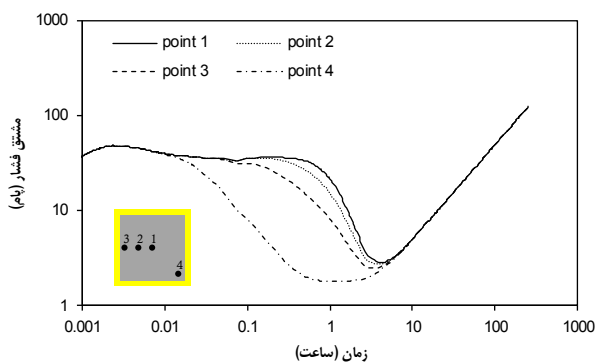


شکل ۸: نمودار مشتق فشار شبیه سازی شده برای نشان دادن اثر تخلخل شکاف در شبکه شکاف پیوسته با موقعیت چاه در شکاف

نسبت به شبکه شکاف ساخته شد. نتایج این شبیه‌سازی در شکل ۱۲ نشان داده شده است. با توجه به این شکل با نزدیک شدن چاه به شبکه شکاف، زمان ظهور دوره گذار و عمق آن به دلیل مشارکت سریع و بالای سایر قسمت‌های مخزن در تولید افزایش پیدا کرده است.



شکل ۱۱: موقعیت چاه در داخل ماتریکس نسبت به شکاف

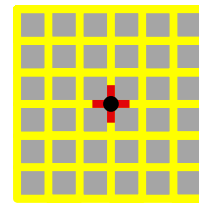


شکل ۱۲: نمودار مشتق فشار شبیه‌سازی شده برای موقعیت‌های مختلف چاه در ماتریکس نسبت به شکاف در شبکه شکاف پیوسته

۳-۵- تاثیر پیوستگی شبکه شکاف بر نمودار مشتق

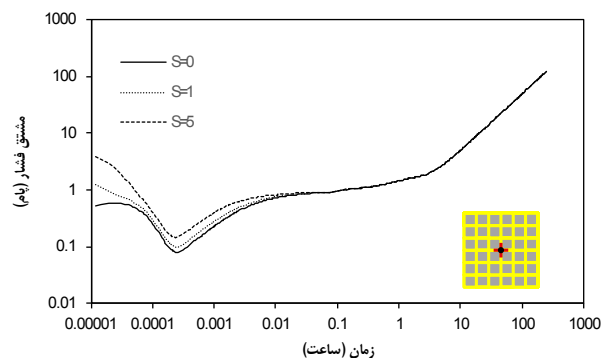
در مخازن شکافدار طبیعی ناهمگنی‌های زیاد و مختلفی وجود دارد. یکی از این ناهمگنی‌ها وجود شکاف‌های ناپیوسته و غیرمرتبط است. در این قسمت برای نشان دادن تاثیر شبکه شکاف ناپیوسته در رفتار و پاسخ فشاری، شبکه شکافی مشابه شکل ۱۳ قسمت الف ساخته شد. شکل ۱۳ قسمت الف شبکه شکاف ناپیوسته را نشان می‌دهد که شکاف‌های ناپیوسته به وسیله خطوط زرد رنگ نشان داده شده‌اند. همان‌طور که مشخص است بین شکاف‌ها هیچ ارتباطی وجود ندارد و تمام شکاف‌ها از ابتدا و انتها به مرز بدون جریان متصل‌اند. همچنین قسمت ب نشان‌دهنده شبکه شکاف پیوسته است. نقاط سیاه رنگ بیان‌گر چاه و موقعیت چاه در ماتریکس و شکاف است.

است که طی فرآیند سیمان کاری، تا آنجا که ممکن است، نباید آسیبی به نواحی مخزنی برسد؛ در صورت به وجود آمدن این مشکل نیز از اسیدکاری استفاده شود. برای ایجاد این شرایط در شبیه‌سازی، به نحوی تراوایی اطراف دهانه چاه را کاهش دادیم. شماتیک ضریب پیوسته ایجاد شده به وسیله چاه در شکاف، در شکل ۹ نشان داده شده است. خطوط قرمز ناحیه آسیب دیده را نشان می‌دهند.



شکل ۹: ضریب پیوسته ایجاد شده به وسیله چاه در شکاف

شکل ۱۰ تاثیر ضریب پیوسته شکاف بر نمودار مشتق را برای حالتی که چاه در داخل شبکه شکاف پیوسته و متقاطع با شکاف است را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش ضریب پیوسته، گودی نمودار بیشتر می‌شود. دلیل این امر را می‌توان افزایش تقابل و ناهمگنی در سیستم تفسیر کرد.

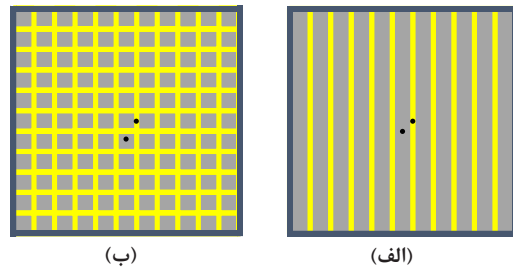


شکل ۱۰: نمودار مشتق فشار شبیه‌سازی شده برای نشان دادن اثر ضریب پیوسته شکاف در شبکه شکاف پیوسته با موقعیت چاه در شکاف

۳-۴- تاثیر موقعیت چاه نسبت به شکاف بر نمودار مشتق در شبکه شکاف پیوسته

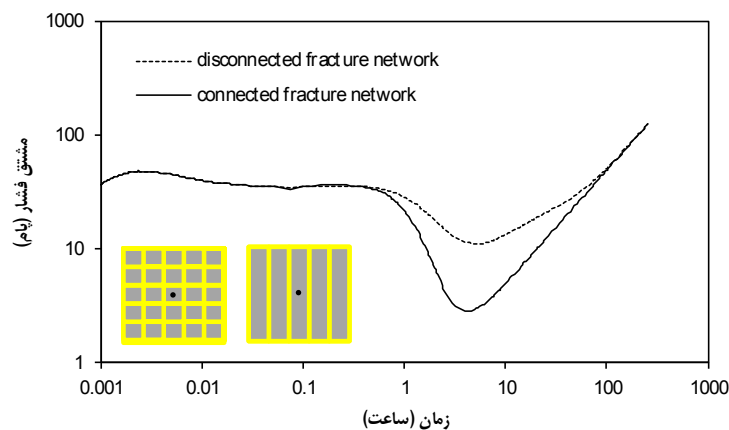
برای نشان دادن تاثیر فاصله چاه از شکاف بر پاسخ فشارگذار، مدلی مشابه شکل ۱۱ با تغییر دادن مکان چاه

شکل ۱۵ نمایانگر تاثیر شبکه شکاف، بر پاسخ فشار گذرای چاه متقاطع با شکاف است. در زمان‌های اولیه دوره گذار برای هر دو شبکه شکاف پیوسته و ناپیوسته مشاهده شد. با تمام شدن این رژیم جریانی، جریان خطی دوگانه با شیب $1/4$ در هر دو سیستم دیده شد با این تفاوت که مدت زمان این رژیم جریانی در شبکه شکاف ناپیوسته، بیشتر بود. در نهایت، نمودار مشتق برای هر دو سیستم، رسیدن افت فشار به مرز را نشان داد. همچنین برای افزایش ناهمگنی، دو مدل متشکل از شکاف‌های کوچک و محدود به صورت پیوسته و ناپیوسته با موقعیت چاه در داخل شکاف شبیه‌سازی شد. شکل ۱۶- الف شکاف‌های کوچک پیوسته و ۱۶- ب شکاف‌های کوچک ناپیوسته را نشان می‌دهند. نقاط سیاه رنگ نشان‌دهنده مکان چاه در داخل شکاف است. مشتق فشار به دست آمده برای این

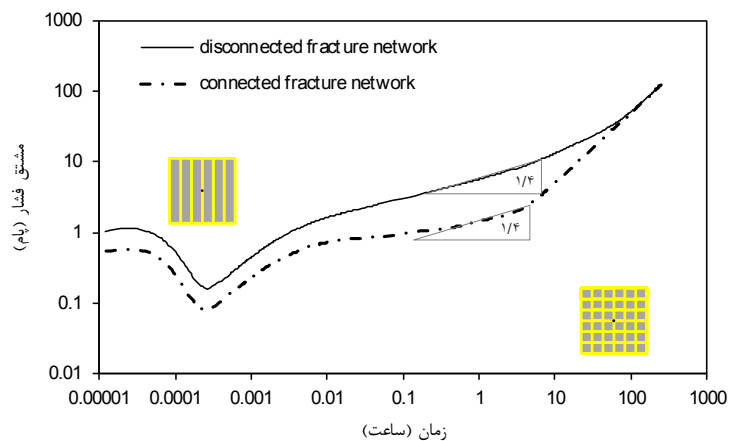


شکل ۱۳: الف) شبکه شکاف ناپیوسته و ب) شبکه شکاف پیوسته (نقاط سیاه رنگ مکان چاه در داخل شکاف و ماتریکس را نشان می‌دهند).

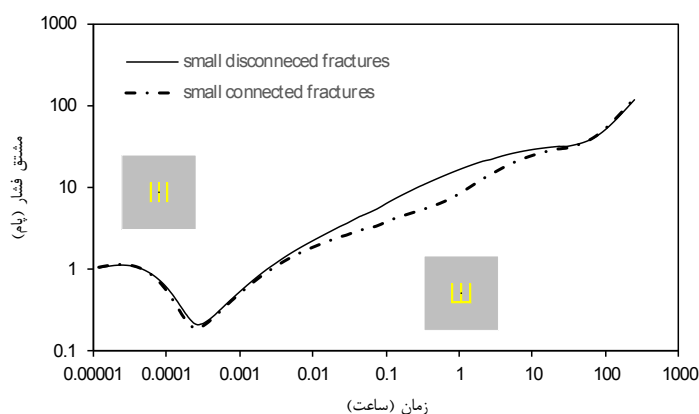
تاثیر شبکه شکاف بر نمودار مشتق برای حالتی که چاه داخل ماتریکس است در شکل ۱۴ نشان داده شده است. همان‌طور که مشخص است در شبکه شکاف ناپیوسته به دلیل تعامل کمتر سایر قسمت‌ها در تولید، عمق دوره گذار کم شده است.



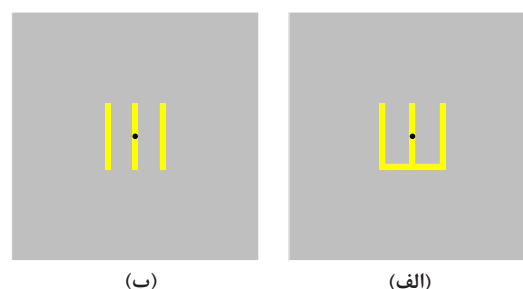
شکل ۱۴: نمودار مشتق فشار شبیه‌سازی شده در شبکه شکاف پیوسته و ناپیوسته (برای حالتی که چاه در داخل ماتریکس حفر شده است).



شکل ۱۵: نمودار مشتق فشار شبیه‌سازی شده در شبکه شکاف پیوسته و ناپیوسته با موقعیت چاه در شکاف



شکل ۱۷: نمودار مشتق فشار شبیه‌سازی شده برای شکاف‌های کوچک پیوسته و ناپیوسته با موقعیت چاه در شکاف



شکل ۱۶: الف) شکاف‌های کوچک پیوسته با موقعیت چاه در شکاف و ب) شکاف‌های کوچک ناپیوسته با موقعیت چاه در شکاف

در شبکه‌شکاف ناپیوسته، بازه زمانی این رژیم بیشتر بود. این رژیم جریانی با افزایش تراوایی شکاف در شبکه‌شکاف پیوسته و همچنین در شبکه‌شکاف کوچک ناپیوسته به رژیم جریانی خطی با شیب یک دوم تبدیل شد. همچنین آنالیز حساسیت انجام شده بر روی تراوایی ماتریکس بلوک‌ها نشان داد که با کاهش تراوایی ماتریکس‌ها، زمان ظهور دوره‌گذار در این حالت افزایش پیدا می‌کند.

موارد یاد شده نشان می‌دهد که مدل‌های تحلیلی مانند مدل وارن و روت به دلیل وجود فرضیات ساده‌ساز (شبکه‌شکاف منظم و قطع چاه توسط شکاف)، الزاما قادر به نشان دادن رفتار مخازن شکافدار طبیعی نیستند، بنابراین در صورت مشاهده رفتار فشاری بر خلاف مدل‌های رایج تحلیلی مخازن شکافدار، تصمیم بر شکافدار نبودن مخزن اشتباه بوده و نیاز است با استفاده از چاه‌آزمایی عددی به بررسی سناریوهای محتمل پرداخت.

۵- مراجع

- [1] Firoozabadi, A. (2000). "Recovery mechanisms in fractured reservoirs and field performance". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 39(11). DOI: <https://doi.org/10.2118/00-11-DAS>.
- [2] Cinco-Ley, H. (1996). "Well-test analysis for naturally fractured reservoirs". *Journal of Petroleum Technology*, 48(01): 51-54.
- [3] Kiani, M., Alamdari, B. B., and Kazemi, H. (2014). "Modeling of Viscous Displacement in Dual-Porosity Naturally Fractured Reservoirs: Application to Surfactant Enhanced Oil Recovery". In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Society of Petroleum

دو مدل در شکل ۱۷ نشان داده شده است. در زمان‌های اولیه مشابه حالت‌های قبل دوره‌گذار برای هر دو سیستم مشاهده شد. با اتمام این دوره، رژیم جریان خطی با شیب $1/2$ و رژیم جریان خطی دوگانه با شیب $1/4$ به ترتیب برای شکاف‌های کوچک ناپیوسته و شکاف‌های کوچک پیوسته مشاهده گردید.

۴- نتیجه‌گیری

در این مطالعه برای بررسی پاسخ فشارگذرای مخازن شکافدار طبیعی که امکان مشاهده آنها در تست‌های واقعی وجود دارد، از شبیه‌سازی عددی استفاده شد. نتایج این مطالعه نشان‌دهنده وجود رژیم‌های مختلف جریانی در مخازن شکافدار است که مهم‌ترین آنها به تفکیک مکان چاه در داخل ماتریکس و شکاف به شرح زیر است:

۴-۱- چاه حفر شده در داخل ماتریکس

در این حالت دوره‌گذار مشاهده شد. با نزدیک شدن چاه به شبکه‌شکاف، زمان ظهور این دوره کاهش و عمق آن افزایش پیدا کرد. در نتیجه کاهش تراوایی شکاف در شبکه‌شکاف پیوسته و همچنین به دلیل گسسته شدن شبکه‌شکاف، عمق دوره‌گذار کاهش پیدا کرد ولی در زمان ظهور آن تغییری حاصل نشد. شایان ذکر است که افزایش تخلخل شکاف نیز تأثیری بر زمان ظهور و عمق این دوره نداشت.

۴-۲- چاه متقاطع با شکاف

در این حالت رژیم جریانی خطی دوگانه با شیب یک‌چهارم در شبکه‌شکاف پیوسته و ناپیوسته دیده شد. به صورتی که

- F. J. (2012). "Integrated interpretation for pressure transient tests in discretely fractured reservoirs". In SPE Europec/EAGE Annual Conference, Society of Petroleum Engineers.
- [16] Corbett, P., Geiger, S., Borges, L., Garayev, M., and Valdez, C. (2012). "The third porosity system understanding the role of hidden pore systems in well-test interpretation in carbonates". *Petroleum Geoscience*, 18(1): 73-81.
- [17] Abdassah, D., and Ershaghi, I. (1986). "Triple-porosity systems for representing naturally fractured reservoirs". *SPE Formation Evaluation*, 1(02): 113-127.
- [18] Kuchuk, F., and Biryukov, D. (2015). "Pressure-transient tests and flow regimes in fractured reservoirs". *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 18(02): 187-204.
- [19] Egya, D., Sebastian, G., and Corbett, P. W. (2018). "Effect of Variation in Fractures Conductivity and Well Location on Pressure Transient Response from Fractured Reservoirs". In SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [20] Egya, D., Geiger, S., and Corbett, P. W. (2019). "Pressure-Transient Responses of Fractures With Variable Conductivity and Asymmetric Well Location". *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 22(02): 745-755.
- [21] Mirzaalian Dastjerdi, A., Eyvazi Farab, A., and Sharifi, M. (2019). "Possible pitfalls in pressure transient analysis: Effect of adjacent wells". *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9: 3023-3038. DOI: 10.1007/s13202-019-0701-2.
- [22] Ghalamghash, J., Mousavi, S. Z., Hassanzadeh, J., and Schmitt, A. K. (2016). "Geology, zircon geochronology, and petrogenesis of Sabalan volcano (northwestern Iran)". *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 327: 192-207.
- Engineers.
- [4] Lemonnier, P., and Bourbiaux, B. (2010). "Simulation of naturally fractured reservoirs. state of the art-part 1-physical mechanisms and simulator formulation". *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 65(2): 239-262.
- [5] Lemonnier, P., and Bourbiaux, B. (2010). "Simulation of naturally fractured reservoirs. state of the art-Part 2-matrix-fracture transfers and typical features of numerical studies". *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 65(2): 263-286.
- [6] Biryukov, D., and Kuchuk, F. J. (2012). "Transient pressure behavior of reservoirs with discrete conductive faults and fractures". *Transport in Porous Media*, 95(1): 239-268.
- [7] Egya, D. O., Geiger, S., Corbett, P. W. M., March, R., Bisdom, K., and Bertotti, G. (2019). "Analysing the limitations of the dual-porosity response during well tests in naturally fractured reservoirs". *Petroleum Geoscience*, 25(1): 30-49.
- [8] Pulido, H., Samaniego, F. V., Rivera, J., Diaz, F., and Galicia, G. (2006). "On a well-test pressure theory of analysis for naturally fractured reservoirs, considering transient interporosity matrix, microfractures, vugs, and fractures flow". In International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Society of Petroleum Engineers.
- [9] Warren, J., and Root, P. J. (1963). "The behavior of naturally fractured reservoirs". *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03): 245-255.
- [10] Gringarten, A. C. (1984). "Interpretation of tests in fissured and multilayered reservoirs with double-porosity behavior: theory and practice". *Journal of Petroleum Technology*, 36(04): 549-564.
- [11] Gringarten Alain, C. (1987). "How To Recognize "Double-Porosity" Systems From Well Tests". *Journal of Petroleum Technology*, 39(06): 631-633.
- [12] Bourdet, D. (2002). "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models". Elsevier Science, 1-426.
- [13] Wei, L., Hadwin, J., Chaput, E., Rawnsley, K., and Swaby, P. (1998). "Discriminating fracture patterns in fractured reservoirs by pressure transient tests". In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [14] Izadi, M., and Yildiz, T. (2009). "Transient flow in discretely fractured porous media". *SPE Journal*, 14(02): 362-373.
- [15] Morton, K. L., Nogueira, P. d. B., Booth, R., and Kuchuk,

¹ Transition period

² Transition period

³ Reservoir model-based inversion

⁴ Boundary element method

⁵ Drill stem test

⁶ Pressure transient

⁷ Conductivity

⁸ Mesh-free semianalytical

⁹ Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST)

¹⁰ Discrete Fracture Matrix (DFM)

¹¹ Connected fracture network

¹² Disconnected fracture network

¹³ Lost Circulating Materials

¹⁴ Squeeze Cementing



Investigation of the Effect of Discrete Fracture Network on the Pressure Transient Response of Fractured Porous Media

Sheidaie A.¹, Sharifi M.^{2*}

1- M.Sc, Dept. of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology (Tehran polytechnic), Tehran, Iran
a.sheidaie@aut.ac.ir

2- Associate Professor, Dept. of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology (Tehran polytechnic),
Tehran, Iran
m_sharifi@aut.ac.ir

(Received: 26 Jun. 2020, Accepted: 04 Nov. 2020)

Abstract: The interpretation of the pressure data of naturally fractured reservoirs (NFRs) has particular significance. The most famous theory for analyzing the pressure data of NFRs is the dual-porosity model presented by Warren and Root. Recent studies have shown that the dual-porosity model may not be appropriate for interpreting well test from all NFRs because this model has limits. In this study, the pressure transient response of naturally fractured reservoirs was investigated by using numerical simulation without considering analytical and semi-analytical methods. To this end, a set of models including connected and disconnected fracture networks was simulated in the numerical simulator. The Warren and Root well-testing signature was observed in all simulations but it was highly evident for a well was located in the matrix and was negligible for a well that was intersected by fractures. The results of the simulation for the well that was intersected by fractures showed the bilinear flow regime with the slope of 1/4. The period of this flow regime increased in the unconnected fracture network and changed to the linear flow regime with a slope of 1/2 in two cases: firstly, by increasing fracture permeability in the connected fracture network, secondly, in the small-unconnected fractures. Moreover, the sensitivity analysis was performed on the well location in the connected fracture network. This research showed that by decreasing the distance between well and fracture network, the transition period becomes deeper and appears earlier.

Keywords: Naturally fractured reservoirs, Discrete fracture network, Pressure transient.

INTRODUCTION

Naturally fractured reservoirs (NFRs) provide over 20% of the world's oil reserves and production [1]. Therefore, the identification and characterization of this type of reservoir are extremely important. Well-testing is a well-known and practical tool to achieve this aim and the Warren and Root model (dual-porosity model) is the most famous theory for interpreting the pressure data of NFRs. Several studies have demonstrated that the dual-porosity model may not be applicable for interpreting well test from all NFRs because some simplifications have been made in the developed model[2-6]. While the majority of studies



have focused on the analytical and semi-analytical methods, in this work, we simulated a 2-D Cartesian fractured porous media by utilizing a numerical simulator to assess the effect of different parameters (e.g. fracture network (connected and disconnected fracture networks), well location) on the pressure derivative. One of the most important aims of this study is to show the capability of numerical well-testing compared to the analytical methods in analyzing the pressure data in complex cases which can simulate more realistic geometry of the fracture networks and have less restricting assumptions.

METHODOLOGY

The conventional numerical simulator was employed to simulate the fractured porous media. We evaluated several models with a various number of grid blocks to minimize the numerical error and also to find the best model which has beneficial run time. Figure 1 shows this model in which the matrixes (gray blocks) are separated by the fractures (yellow lines). This model is a 2-D Cartesian system with $373 \times 373 \times 1$ grid blocks in which the dimensions of the matrix and the fracture in x, y, and z-direction are (99,99,9) and (2,2,9) (in ft), respectively. The isotropic and homogeneous petrophysical properties for the matrix and the fracture network were assumed. Moreover, to simulate the well with the same properties (i.e. well radius) in all cases and to simulate the model which is a good representation of real reservoir conditions, large dimensions and low porosity for the fractures compared to the reality were considered. The rock and fluid properties used in this study are given in Table 1.

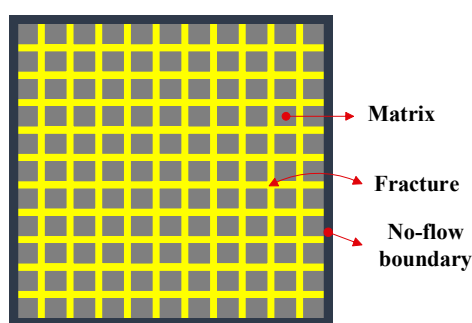


Figure 1. Simulated fracture network

Table 1. Rock and fluid properties

Reservoir initial pressure, P_i (psi)	4000
Flow rate, q (bbl/day)	45
Matrix porosity, φ_m (fraction)	0.1
Matrix permeability, k_m (mD)	10
Matrix compressibility, c_m (psi^{-1})	1E-5
Fracture porosity, φ_f (fraction)	5E-3
Fracture permeability, k_f (mD)	7236.39
Fracture compressibility, c_f (psi^{-1})	1E-5
Oil viscosity, μ_o (cP)	1.0
Oil density, ρ_o (lb/ft^3)	43.69
Oil formation volume factor, B_o (bbl/STB)	1
Oil compressibility, c_o (psi^{-1})	1E-5

RESULTS AND DISCUSSION

Figure 2 shows the connected and disconnected fracture networks with different locations of well in the matrix and the fracture (black points). Figure 3 shows the resulting pressure derivatives for these scenarios. For the situation where the well was located in the matrix, although the dual-porosity signature was observed in both connected and disconnected fracture networks, the disconnected fracture network led to a less deep dual-porosity signature and showed the bilinear flow regime. In the case where the well was intersected by the fractures, the dual-porosity signature was observed early and was followed by the bilinear flow regime with the slope of 1/4 in both connected and disconnected fracture networks. In the case of a disconnected fracture network, the period of this flow regime increased. These results are similar and consistent with the results of Egya et al [3], which indicated the limitation of analytical models for simulating complex cases in fractured reservoirs.

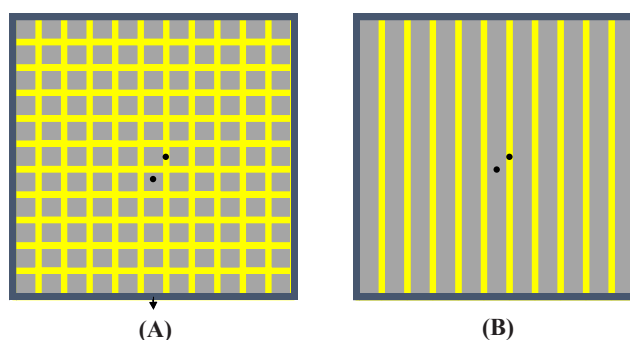


Figure 2. Simulated fracture network; **A:** connected fracture network, **B:** disconnected fracture network (Black points show the location of the well in the matrix and fracture.)

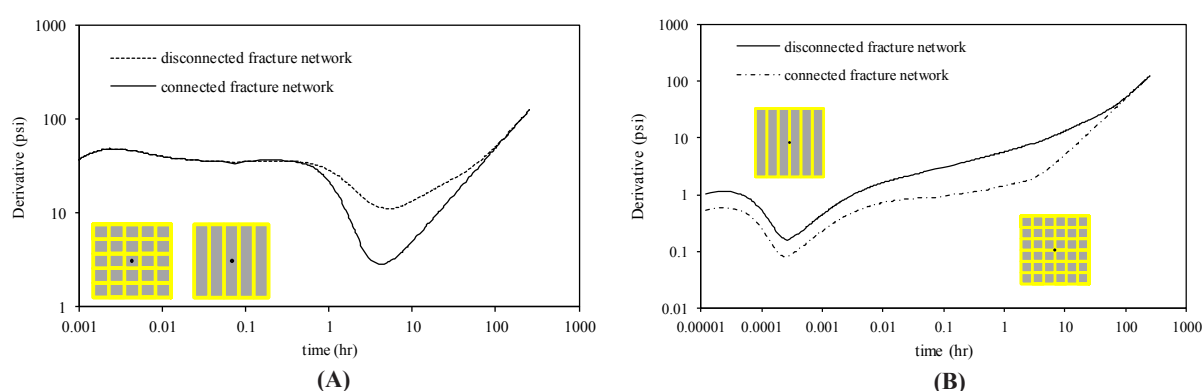


Figure 3. Simulated pressure derivative; **A:** well is located in the matrix network, **B:** well is intersected by fractures

CONCLUSION

In this research, the 2-D cartesian fracture network was simulated to evaluate the effect of different parameters such as connected and disconnected fracture network, well location and distance to the fracture network, fracture and matrix permeability, etc. on pressure derivative. The main results of this study are as follows:

- 1- In the case where the well was located in the matrix, the dual-porosity signature was observed in the connected and disconnected fracture networks and became less deep in the disconnected fracture network.
- 2- In the situation where the well was intersected by the fractures, the dual-porosity signature was observed in both connected and disconnected fracture networks early and was followed by the bilinear flow regime with the slope of 1/4.
- 3- Unlike the dual-porosity model, the dual-porosity signature was observed in both situations where the well was located in the matrix and intersected by the fractures.

REFERENCES

- [1] Firoozabadi, A. (2000). "Recovery mechanisms in fractured reservoirs and field performance". Journal of Canadian Petroleum Technology, 39(11). DOI: <https://doi.org/10.2118/00-11-DAS>.
- [2] Corbett, P., Geiger, S., Borges, L., Garayev, M., and Valdez, C. (2012). "The third porosity system understanding the role of hidden pore systems in well-test interpretation in carbonates". Petroleum Geoscience, 18(1): 73-81.
- [3] Egey, D. O., Geiger, S., Corbett, P. W. M., March, R., Bisdorn, K., and Bertotti, G. (2019). "Analysing the limitations of the dual-porosity response during well tests in naturally fractured reservoirs". Petroleum Geoscience, 25(1): 30-49.
- [4] Izadi, M., and Yildiz, T. (2009). "Transient flow in discretely fractured porous media". SPE Journal, 14(02): 362-373.

- [5] Morton, K. L., Nogueira, P. d. B., Booth, R., and Kuchuk, F. J. (2012). "*Integrated interpretation for pressure transient tests in discretely fractured reservoirs*". In: SPE Europec/EAGE Annual Conference, Society of Petroleum Engineers.
- [6] Wei, L., Hadwin, J., Chaput, E., Rawnsley, K., and Swaby, P. (1998). "*Discriminating fracture patterns in fractured reservoirs by pressure transient tests*". In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.