

اثر خواص هندسی شکاف بر جریان و حساسیت‌سنجی دینامیک پارامترهای شکاف در مخازن شکاف‌دار

علی سبحانی اوغاز و محمد امامی نیری*

مهندسی مخازن هیدروکربنی، انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکده‌گان فنی دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۵/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۹/۱۳

چکیده

در این تحقیق به مطالعه جامع پارامترهای هندسی شکاف و حساسیت‌سنجی آنها به وسیله مدل گسسته شکاف و روش المان محدود پرداخته شد. هدف این مقاله آنالیز سه‌بعدی شکاف در مخزن است. ما به دنبال اثرگذارترین پارامترهای شکاف بر رفتار جریانی سیال مخزن هستیم. در این مطالعه با طراحی آزمایشاتی اثرگذاری پارامترهای شکاف بر رفتار جریان سیال مخزن در دو حالت شکاف منفرد و شبکه شکاف بررسی گردید. در این شبیه‌سازی‌ها با ثابت نگه داشتن همه پارامترها به جزء یکی و تغییر گام‌به‌گام آن، روند تغییرات جریان سیال با تغییر یک‌به‌یک پارامترهای شکاف اندازه‌گیری و آنالیز شد. نتایج بررسی‌ها بازه حساسیت پارامترهای هندسی شکاف را تعیین و جایگاه نسبی هر کدام را از نظر اثرگذاری بر جریان سیال مخزن مشخص کرد. طبق آنالیزها بازه حساسیت شدت شکاف‌دار شدن بین ۶ تا ۳۰ شکاف است. این بازه برای شیب و جهت‌گیری شکاف به ترتیب بین 0° تا 90° و 0° تا 135° درجه است. همچنین بیشترین تغییرات در جریان سیال را در طول شکاف بین ۰/۱۴ m تا ۰/۸۴ m و بازشدگی شکاف بین ۰/۱ mm تا ۰/۰۱ mm مشاهده شد. آنالیز تغییرات تراوایی دینامیک برحسب پارامترهای شکاف نشان داد که بازشدگی شکاف تنها پارامتری است که با کاهش آن نه تنها اثر مثبت شکاف ناچیز می‌شود بلکه شکاف می‌تواند نقش منفی به‌عنوان مانع را در برابر جریان سیال ایفا کند. آنالیز حساسیت‌سنجی نشان داد که برای یک شکاف بازشدگی و جهت‌گیری مهم‌ترین پارامترها هستند ولی در شبکه شکاف شدت شکاف‌دار شدن و بازشدگی شکاف‌ها اثرگذارترین پارامترها بر جریان سیالات مخزنی هستند.

کلمات کلیدی: مخازن شکاف‌دار، آنالیز حساسیت‌سنجی، رفتار جریانی شبکه شکاف در مخازن شکاف‌دار، حساسیت جریان به پارامترهای شکاف در یک محیط شکاف‌دار، تراوایی دینامیک در یک مخزن شکاف‌دار

مقدمه

است که دارای شکاف (ناپیوستگی‌های صفحه‌ای) است. این شکاف‌ها توسط طبیعت (سازوکارهای طبیعی مثل چین‌خوردگی، گسل، جمع‌شدگی حجم و ...) در سازند ایجاد شده‌اند.

مخزن شکاف‌دار طبیعی، سازند حاوی هیدروکربنی

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی

emami.m@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4893.3188)

درصد بالایی از نفت دنیا، به‌ویژه خاورمیانه در مخازن شکاف‌دار واقع شده است [۱]. حجم زیادی از این هیدروکربن‌ها هرگز تولید نمی‌شوند. دلیل این مسئله هم عدم وجود دانش کافی در روش‌شناسی تولید از این‌گونه مخازن و ناهمگنی بسیار زیاد آنها است [۲]. ریشه این مشکل را می‌توان در عدم شناخت کافی از پارامترهای شکاف به‌صورت منفرد و یا در سیستم شکاف یافت. مدل‌های محیط دوگانه، روش متداول برای شبیه‌سازی سیستم‌های شکاف‌دار هستند و به‌طور گسترده‌ای در صنعت مورد استفاده قرار می‌گیرند [۳]. بارن‌بلات و همکاران [۴] مدل تخلخل دوگانه^۱ را برای جریان تک‌فازی در مخازن شکاف‌دار معرفی کردند. در این مدل، خمیره سنگ نقش ذخیره‌سازی سیالات مخزنی را بر عهده دارد و سیالات از خمیره به شکاف‌ها و از شکاف‌ها به سمت چاه‌ها جریان دارد. با وجود اینکه در بسیاری از شبیه‌سازیهای مخازن شکاف‌دار از مدل‌های تخلخل و تراوایی دوگانه استفاده می‌شود، حضور همگن شکاف‌ها در سراسر مخزن (بر طبق پیش‌فرض مدل‌های مذکور) توسط مشاهدات و بررسی‌های رخنمون‌ها تأیید نمی‌شود [۵ و ۶].

مدل‌های گسسته شکاف^۲ نوع دیگری از مدل‌ها برای شبیه‌سازی سیستم شکاف‌ها هستند. این مدل‌ها با در نظر گرفتن اثر هر شکاف منفرد بر روی جریان سیال در مخزن، نمایش بهتری نسبت به سایر مدل‌ها ارائه می‌دهند. اکثر این مدل‌ها برای مدل‌سازی بهتر هندسه و مکان شکاف‌ها از شبکه‌بندی بدون شکل استفاده می‌کنند [۳]. در واقع روند استفاده از مدل‌های گسسته برای مخازن شکاف‌دار از زمان ارائه روش المان محدود شروع شده است [۷]. مطالعات فراوانی با استفاده از مفاهیم ذکر شده درباره جنبه‌های مختلف مخازن شکاف‌دار طبیعی، مدل‌سازی و شناسایی خواص آنها صورت گرفته است تا اصلی‌ترین عوامل مؤثر بر جریان در این مخازن و عدم قطعیت مرتبط با آنها را بررسی کند. اولین مطالعات انجام شد و در

آن لانگ و ویترسپون [۸] اثبات کردند که هندسه شکاف‌ها، جریان سیال در مخزن را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهد. می و همکاران با استفاده از شبیه‌سازی عددی مدل گسسته شکاف، تأثیر بازشدگی شکاف را بر روی رفتار جریانی سیال در مخزن مورد بررسی قرار دادند [۹]. لیانگ و همکاران [۱۰] اثر پارامترهای مختلف شکاف را به‌صورت کمی بر روی تراوایی مخزن مورد بررسی قرار دادند. در این مطالعه بر اهمیت پارامترهای جهت‌گیری و طول شکاف تأکید شد و بازه حساسیت بازشدگی شکاف مشخص گردید. نامداری و همکاران [۱۱] تأثیر تراوایی خمیره و چگالی شکاف‌دار شدن را بر روی الگوی جریان در مخزن و تراوایی کلی بررسی کردند. در پژوهش آنها اثر الگوی توزیع چگالی شکاف و باز شدگی شکاف بر روی تراوایی نهایی مخزن مطالعه شد. در مطالعه‌ای که اقلی و همکاران [۱۲] انجام دادند تأثیر پارامترهای شکاف بر تراوایی و تخلخل مخزن را به‌وسیله اطلاعات لاگ و مقاطع نازک بررسی کردند. نتایج حاصل نشان داد که مهم‌ترین پارامتر برای تعیین خواص مخزن به‌ویژه تراوایی، بازشدگی شکاف است. در مطالعه‌ای دیگر گنگ و رسن با ساخت یک مدل دو بعدی از یک مخزن شکاف‌دار و استفاده از توزیع‌های مختلف (توانی، لاگ‌نرمال و وابسته به طول شکاف) برای بازشدگی شکاف به بررسی رفتار جریان سیال در مخزن پرداختند [۱۳]. کاراتالو و همکاران نیز مطالعه دیگری در زمینه آنالیز حساسیت پارامترهای شکاف ترتیب دادند. این پژوهش که با ساخت تعدادی مدل زمین‌شناسی شروع شد و با تغییر پارامترهای شکاف در هر مدل ادامه یافت مؤید مطالعات قبلی درباره تأثیر فراوان بازشدگی شکاف و شدت شکاف دار شدن بود [۱۴]. در مطالعه‌ای که انجام شد کانگ و چن [۱۵] تأثیر خواص زبری سطح شکاف را بر روی رسانایی شکاف مورد بررسی قرار دادند.

1. Dual Porosity Model
2. Discrete Fracture Model

پارامترهای هندسی شکاف در نمودار گردباد آنالیز حساسیت‌سنجی انجام شد و اثرگذارترین پارامترهای شکاف در حالت منفرد و شبکه‌ای شناسایی گردید. با بررسی و تحلیل اثر پارامترهای شکاف به اهمیت برخی پارامترهای هندسی شکاف از جمله جهت‌گیری شکاف‌ها پرداخته شد که در پژوهش‌های گذشته کمتر مورد توجه بود. این پارامتر که کنترل‌کننده جهت جریان در مخزن است در انتخاب بهینه محل چاه‌ها در مخزن واقعی نقش تعیین‌کننده‌ای دارد.

روشن‌شناسی پژوهش

همان‌طور که ذکر شد مدل‌سازی گسسته شکاف اثر هر شکاف منفرد را به‌طور جداگانه بر روی جریان سیال در مخزن در نظر می‌گیرد و بدین ترتیب نسبت به سایر روش‌های مدل‌سازی مخازن شکاف‌دار مدل دقیق‌تری از مخزن شکاف‌دار ارائه می‌کند.

توصیف مدل

در این مطالعه، با ساخت دو مدل گسسته از یک تک شکاف و یک شبکه شکاف با توزیع نسبتاً تصادفی، سعی در مطالعه و بررسی دقیق‌تری از خواص شکاف گردیده است. بدین منظور یک مدل مخزن سنتزی مکعبی با اندازه یال 1 m که 2 چاه در دو طرف قطر وجه بالایی مکعب، با شعاع m 0.1 و به ضخامت 1 m حفر شده است، تولید گردید. فشار اولیه مخزن برابر 1 bar است و شرایط مرزی بدین صورت است که یک چاه تولیدی با فشار 0.5 bar و دیگری تزریقی با فشار 1 bar است و هر دو به‌صورت فشار ثابت در حال فعالیت هستند. سیال مخزن و چاه تزریقی، آب با چگالی kg/m^3 1000 و گرانشی Pa.s 0.001 بوده و جریان تک‌فاز برقرار است. سنگ مخزن مشابه مقاله لیانگ [۱۰] دارای تخلخل و تراوایی به ترتیب 30% و 10 mD است.

این کار به‌وسیله شبیه‌سازی عددی رفتار جریانی سیال در داخل شکاف‌ها صورت گرفت. نتایج نشان داد که در مورد شکاف‌ها با سطوح زیر، قانون مکعبی^۱ رسانایی شکاف را بیش از حد برآورد می‌کند. برخی دیگر از پژوهش‌گران با استفاده از نظریه تراوش^۲ به حساسیت‌سنجی پارامترهای شکاف پرداختند. از جمله این محققین می‌توان به ژانگ و سندرسون و هورکسکنز اشاره کرد [۱۶ و ۱۷]. آن‌ها با استفاده از نظریه تراوش میزان اتصال^۳ و به‌هم پیوستگی سیستم‌های شکاف با خواص هندسی متفاوت را به‌دست آوردند و به حساسیت‌سنجی پارامترهای شکاف پرداختند. در پژوهشی جدیدتر، جعفری و بابادگلی با ترکیب نظریه تراوش و هندسه فرکتالی^۴ برای شکاف‌ها، روشی جدید را برای تخمین تراوایی معادل سیستم شکاف پیشنهاد کردند. نتایج پژوهش آن‌ها نشان داد که طول و شدت شکاف‌ها بیشترین اثرگذاری را بر تراوایی معادل سیستم شکاف دارند [۱۸]. در مطالعات ذکر شده با تمرکز بر پارامترهای شکاف سعی شده بود که اثر هر کدام بر روی رفتار دینامیک سیال موجود در مخزن شکاف‌دار بررسی شود. در تحقیقات مذکور دو یا سه پارامتر شکاف انتخاب و تأثیر هر کدام بر روی تولید از مخزن مطالعه شده بود. همچنین در اکثر این بررسی‌ها طراحی‌های لازم برای تعیین بازه حساسیت هر پارامتر و سپس انجام آنالیز حساسیت‌سنجی صورت نگرفته بود. در بیشتر این مقالات تأکید لازم بر برخی از پارامترهای شکاف مثل جهت‌گیری شکاف نشده بود و اهمیت این پارامترها پنهان مانده بود. در این پژوهش با مطالعه جامع پارامترهای هندسی شکاف‌ها در حالت منفرد و در سیستم شبکه‌ای دید کاملی از اثر هر کدام از این پارامترها بر رفتار جریانی سیال مخزن به‌دست آمد. با دانستن بازه حساسیت^۵ و اندازه‌گیری اثر پارامترهای هندسی شکاف بر جریان سیال در مخزن ضرایب حساسیت پارامترهای شکاف محاسبه شدند. با مقایسه ضرایب حساسیت

1. Cubic Law

2. Percolation Theory

3. Connectivity

4. Fractal Geometry

5. Sensitivity Interval

بسیار تراوا ایجاد کرده‌اند. نحوه توزیع شکاف‌ها مشابه مطالعه لیانگ [۱۰] می‌باشد. در حالت پایه بازشدگی شکاف‌ها را برابر ۱ mm در نظر گرفته شده است. طول شکاف‌ها با هم برابر و مساوی m/۱۵ است و جهت‌گیری شکاف‌ها به صورت کاملاً تصادفی انتخاب شده است. در ساخت مدل مصنوعی و در نظر گرفتن خواص سنگ و سیال آن عمدتاً از داده‌های مقالاتی استفاده شده است که در گذشته در بحث آنالیز حساسیت‌سنجی شکاف پژوهش کرده‌اند [۱۰]. قراردعی شکاف‌ها در این مخزن نیز به صورت تصادفی انجام شده است به طوری که نقطه میانی هر شکاف روی محور x و زاویه آن با محور x توسط یک تابع تصادفی مشخص شده است. نقطه میانی هر شکاف روی محور y توسط توابع ریاضی $y=x^{5/0}$ و $y=x^2$ محاسبه شده است تا بتوان دو دسته شکاف در بین چاه تزریقی و تولیدی داشت. این مسئله بر پیچیدگی مدل سیستم شکاف‌ها افزود و مدل ما را بیش از پیش به مدل واقعی نزدیک کرد.

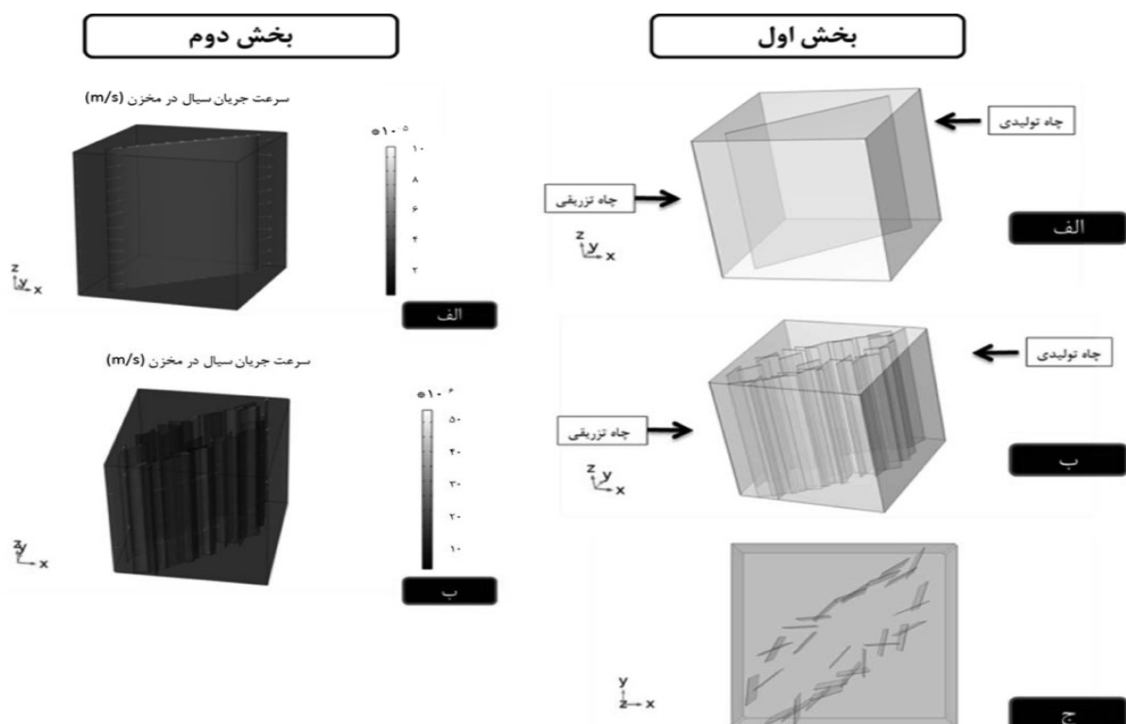
سنگ و سیال هر دو تراکم‌ناپذیرند و جریان سیال در مخزن به صورت جریان دارسی تک‌فازی است.

مدل تک شکاف

در مدل تک شکاف، مخزن سنتزی با ویژگی‌های مذکور فقط حاوی یک صفحه شکاف مربعی شکل با طول ۱ m است که با فاصله یکسان از چاه‌های تولیدی و تزریقی و موازی قطر وجه بالایی مکعب واقع شده است. بازشدگی این شکاف برابر ۱ mm و شیب آن 90° می‌باشد. ساختار مخزن در مدل تک شکاف را می‌توان در بخش اول شکل ۱ قسمت الف مشاهده کرد.

مدل شبکه شکاف

همان‌طور که در بخش اول شکل ۱ قسمت ب مشاهده می‌شود، در مدل شبکه شکاف، شکاف‌هایی با طول کمتر و تعداد بیشتر از مدل تک شکاف را در بین چاه تزریقی و تولیدی شاهد هستیم. طبق بخش اول شکل ۱ قسمت ج شکاف‌ها به صورت دو بخش مجزا بین چاه تزریقی و تولیدی قرار گرفته‌اند و دو مسیر تقریباً موازی و نسبتاً



شکل ۱ بخش اول (ساختار مدل الف) تک‌شکاف و (ب) شبکه شکاف از گوشه و (ج) از بالا) و بخش دوم (مقایسه سرعت سیال در خمیره و شکاف در مدل الف) تک شکاف و (ب) شبکه شکاف)

روابط جریان

جریان سیال در محیط متخلخل یک مخزن معمولی از رابطه دارسی پیروی می‌کند. رابطه ۱ که نشان‌دهنده فرمول دارسی برای چاه است تعیین‌کننده دبی چاه تولیدی با دانستن ضخامت شعاع چاه و خواص سنگ و سیال مخزن می‌باشد. با اطلاع داشتن از دبی خروجی چاه و با جایگذاری رابطه ۲ در رابطه ۱، می‌توان به رابطه ۳ رسید و مقدار تراوایی دینامیک میانگین را محاسبه کرد. در این مقاله از این پارامتر با نام‌های تراوایی دینامیک و تراوایی میانگین و تراوایی برآیند خمیره و شکاف نیز یاد می‌شود. طبق رابطه ۳ با ثابت ماندن خواص سیال و سنگ به‌جزء تراوایی در جریان یکنواخت، می‌توان به این نتیجه رسید که با افزایش دبی چاه، تراوایی دینامیک میانگین نیز افزایش می‌یابد. بنابراین اگر با حضور یک شکاف با خواص مشخص در مخزن دبی چاه تولیدی ۲۰٪ افزایش یابد بدین معنی است که برآیند تراوایی دینامیک بین خمیره و شکاف نسبت به خمیره ۲۰٪ بیشتر شده است.

$$Q = \frac{\pi kh (P_{inj} - P_0)}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (1)$$

$$Q = \frac{Q_m}{\rho} \quad (2)$$

$$k = \frac{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) Q_m}{\rho \pi h (P_{inj} - P_0)} \quad (3)$$

در بخش دوم شکل ۱ افزایش سرعت سیال در درون شکاف‌ها را نسبت به بقیه نقاط مخزن شاهد هستیم. با توجه به تزریق و تولید مداوم از چاه‌ها، آن هم با فشار ثابت، ابعاد کوچک مخزن و در نهایت تراکم ناپذیر بودن سنگ و سیال در مدل ما، جریان در مخزن به سرعت به‌حالت جریان یکنواخت (پایا) تبدیل می‌شود. در این مطالعه برای مدل‌سازی و شبیه‌سازی مدل‌های تک شکاف و شبکه شکاف از نرم‌افزار کامسول استفاده شده است. این نرم‌افزار برای حل روابط جریان در یک سیستم متخلخل

شکاف‌دار فرمول زیر را گسسته‌سازی و حل می‌کند. برای رابطه پیوستگی در خمیره و شکاف به‌ترتیب داریم:

$$\rho S_p = \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u) = Q_m \quad (4)$$

$$d_f = \frac{\partial}{\partial t} (\epsilon_f \rho) + \nabla_T \cdot (d_f \rho u) = d_f Q_m \quad (5)$$

$$k_f = \frac{d_f^2}{12} \quad (6)$$

طراحی آزمایشات حساسیت‌سنجی

آزمایشاتی را مطابق جدول ۱ طراحی کردیم تا اثر پارامترهای طول، بازشدگی، جهت‌گیری و شیب شکاف را برای مدل تک شکاف و پارامترهای مذکور به همراه شدت شکاف خوردگی برای شبکه شکاف را بر دبی چاه تولیدی بررسی کنیم. در طراحی آزمایشات از آنالیز حساسیت‌سنجی تک عاملی بهره گرفته شد. این طراحی بدین شکل است که در هر مرتبه همه عوامل مؤثر بر نتیجه شبیه‌سازی به‌جزء یکی ثابت نگه‌داشته می‌شود و سپس با تغییر آن عامل تغییرات خروجی شبیه‌سازی رصد می‌شود. در نهایت اثر هر کدام از عوامل بر نتیجه شبیه‌سازی با هم مقایسه می‌شوند. با توجه به رابطه ۱، در جریان پایا دبی چاه تولیدی رابطه مستقیم با تراوایی دینامیک میانگین دارد. پس اگر با تغییر یکی از پارامترهای شکاف دبی چاه تولیدی نصف شود به این معناست که تراوایی برآیند خمیره و شکاف ۵۰٪ کاهش یافته است. این مفهوم به‌وسیله تغییر پارامتر تراوایی در مدل متخلخل یگانه و شبیه‌سازی آن مورد تأیید قرار گرفته است. فرآیند اعتبارسنجی بدین صورت بود که با مشاهده بهبود ۲۹٪ تولید پس از حضور شکاف در مدل مخزن تک شکاف، در محیط متخلخل یگانه تراوایی را ۲۹٪ افزایش داده و دبی تولیدی مدل را با دبی تولیدی مدل شکاف‌دار مقایسه کرده و نتیجه یکسانی را شاهد بودیم. از نرم‌افزار Comsol Multiphysics 6.0 برای انجام شبیه‌سازی‌ها استفاده گردید.

جدول ۱ آزمایشات مربوط به مدل تک شکاف_ شبکه‌شکاف

عدد	جهت‌گیری (°)	طول (m)	بازشدگی (mm)	شیب (°)	شدت شکاف	دبی جرمی (kg/s) * 10 ⁵	تراوایی کل (mD)
۱	-	-	-	-	-	۷/۸-۷/۸	۱۰_۱۰
۲	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۷-۱۱/۲۹	۱۲/۶۹_۱۲/۹۸
۳	۰_۰	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۹/۲۵۱-۹/۰۵	۱۰/۶۳_۱۰/۴۱
۴	۹۰_۹۰	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۹/۲۳۲-۹/۰۷	۱۰/۶۱_۱۰/۴۳
۵	۱۳۵_۱۳۵	۱_۱۵/۰	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۸۶۴-۸/۷	۱۰/۱۹_۹/۹۸
۶	۴۵_۴۵	۰/۱۴_۰/۰۵	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۹۸۱-۸/۷۲	۱۰/۳۲_۱۰/۰۳
۷	۴۵_۴۵	۰/۲۸_۰/۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۹/۷۷۸-۸/۸۵	۱۱/۲۴_۱۰/۱۷
۸	۴۵_۴۵	۰/۴۲_۱۵/۰	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۷-۹/۰۵	۱۲/۶۹_۱۰/۴۰
۹	۴۵_۴۵	۰/۵۶_۰/۲	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۲/۳۴۵-۹/۳۲	۱۴/۱۹_۱۰/۷۱
۱۰	۴۵_۴۵	۲۵/۰_۷/۰	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۳/۴۲۲-۹/۷۱	۱۵/۴۳_۱۱/۱۷
۱۱	۴۵_۴۵	۳/۰_۸۴/۰	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۴/۶۰۱-۱۰/۳۱	۱۶/۷۸_۱۱/۸۵
۱۲	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۹۸/۰	۰/۰۰۳-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۴_۱۱/۱۶	۱۲/۶۹_۱۲/۸۳
۱۳	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱۲/۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۷_۱۲/۷۲	۱۲/۶۹_۱۴/۶۳
۱۴	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۲۶/۱	۰/۰۰۰۵-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۶_۱۶/۶۳	۱۲/۶۹_۱۹/۱۳
۱۵	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۴/۱	۰/۰۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۰/۹۸۳_۶۲/۱۱	۱۲/۶۲_۷۱/۴۲
۱۶	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۰۰۵-۰/۰۰۰۳	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۰/۶۸۷_۱۱/۲۹	۱۲/۲۸_۱۲/۹۸
۱۷	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۷۷_۱۱/۲۸۵	۱۰/۰۸_۱۲/۹۷۶
۱۸	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۰۰۰۱-۰/۰۰۰۰۵	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۶۳۳_۱۱/۲۸۴	۹/۹۲_۱۲/۹۷۵
۱۹	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۰۰۰۰۱-۰/۰۰۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۶۳۲۸_۱۱/۰۹	۹/۹۲_۱۲/۷۵
۲۰	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۰۰۵	۹۰-۹۰	۶-۱	۹/۰۸۷_۱۱/۲۸	۱۰/۴۴_۱۱/۸۲
۲۱	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۰۰۱	۹۰-۹۰	۱۲-۱	۹/۴۳۷_۸/۷۳	۱۰/۸۵_۱۰/۰۴
۲۲	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۰۰۰۱	۹۰-۹۰	۱۸-۱	۱۰_۸/۷	۱۱/۴۹_۹/۹۹
۲۳	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۰۰۰۰۱	۹۰-۹۰	۲۴-۱	۱۰/۰۷۹_۸/۷	۱۱/۵۹_۹/۹۹
۲۴	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۷_۹/۹۹	۱۲/۶۹_۱۱/۴۹
۲۵	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۰-۳۰	۳۰-۱	۹/۴۷۵_۱۰/۱۲	۱۰/۸۹_۱۱/۶۳
۲۶	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۴۵-۳۰	۳۰-۱	۹/۴۹۹_۱۰/۳۲	۱۰/۹۲_۱۱/۸۶
۲۷	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۴۵-۶۰	۳۰-۱	۹/۷۶۳_۱۰/۶۳	۱۱/۲۲_۱۲/۲۲
۲۸	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۶۰-۹۰	۳۰-۱	۱۰/۱۸_۱۱/۲۹	۱۱/۷_۱۲/۹۸
۲۹	۴۵_...	۰/۱۵_...	۰/۰۰۱-...	۹۰-...	۳۰-...	۱۱/۰۳۷_...	۱۲/۶۹_...

بحث

یک سیستم سه‌بعدی است. این تحقیق مهم‌ترین پارامترهای شکاف را بررسی می‌کند و بازه حساسیت این پارامترها را تشخیص می‌دهد.

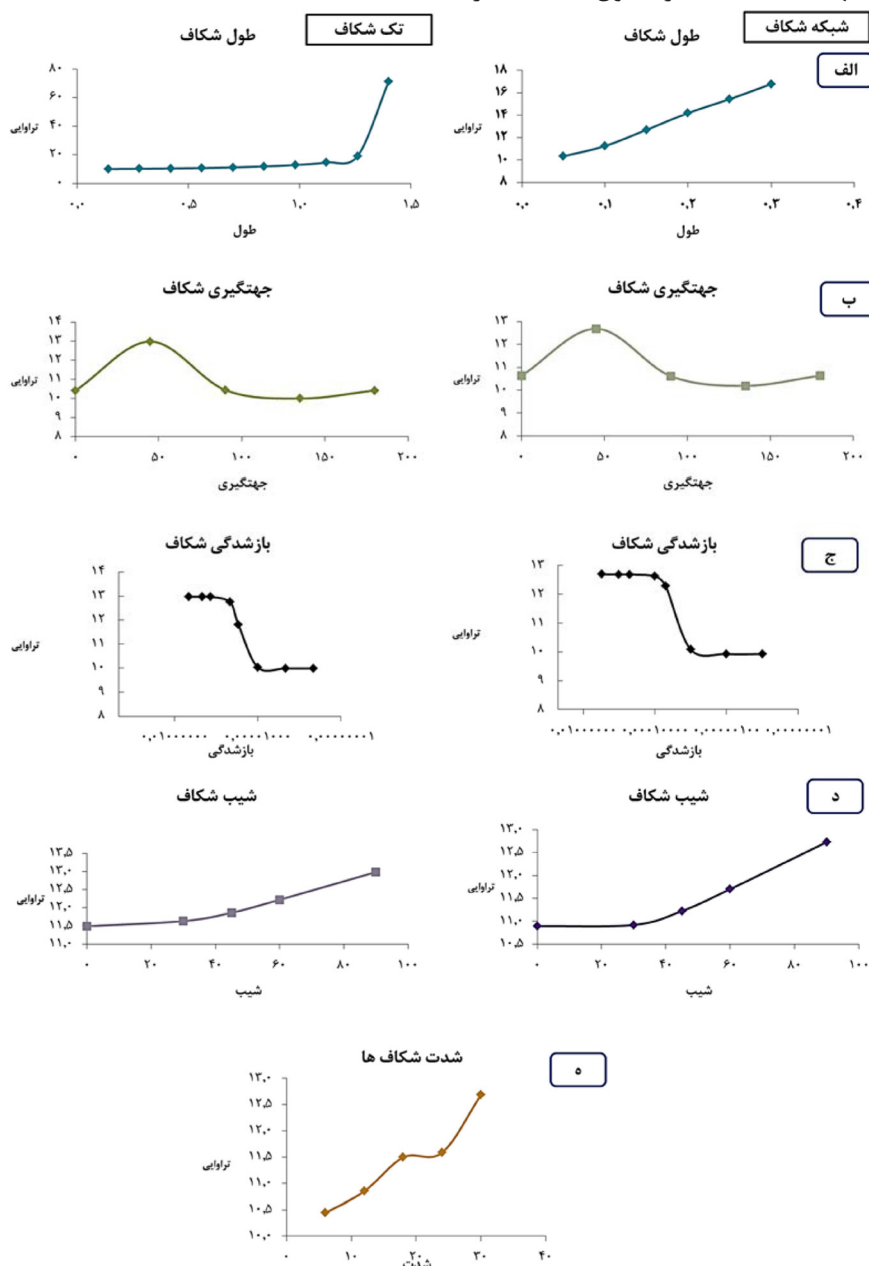
طبق آنچه در بخش‌های قبل توضیح داده شد هدف ما در این مقاله مطالعه پارامترهای شکاف در

رسانایی کل مخزن طراحی و انجام شده است. در هر مرحله از آزمایش پس از تغییر طول شکاف دبی جرمی چاه تولیدی اندازه‌گیری گردید طبق رابطه ۳ دبی جرمی را به تراوایی میانگین ربط داده و برای هر مرحله تراوایی میانگین محاسبه شد. نتایج تغییرات تراوایی میانگین مخزن با تغییر طول شکاف را برای حالت‌های تک‌شکاف و شبکه‌شکاف در شکل ۲ الف مشاهده می‌کنید.

سپس با دانستن بازه حساسیت این پارامترها و اثر آنها بر روی تراوایی جامع کل مخزن آنالیز حساسیت‌سنجی انجام می‌دهد

طول شکاف

طبق تعریف ارائه شده در [۱۹]، طول شکاف برابر است با مجموع طول کل شکاف‌ها به ازای واحد مساحت دیواره شکاف. طبق جدول ۱، آزمایشات ۶ تا ۱۵ و ۶ تا ۱۱ به ترتیب برای تک‌شکاف و شبکه‌شکاف‌ها جهت مطالعه اثر طول شکاف بر



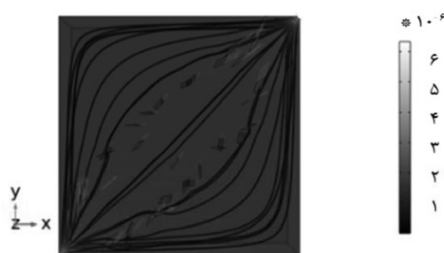
شکل ۲ تغییرات تراوایی دینامیک مخزن برحسب (الف) طول و (ب) جهت‌گیری و (ج) بازشدگی و (د) شیب و (ه) شدت شکاف‌دار شدن شکاف‌ها در مدل تک‌شکاف و شبکه شکاف

طول شکاف را در بازه $0/14$ m تا 1 m و یا در حالت مطمئن تر تا حداکثر $0/84$ m در نظر بگیریم. در مورد شبکه شکاف‌ها، بازه‌ی طول شکاف را بین $0/05$ m تا $0/30$ m در نظر گرفتیم. طبق انتظار با افزایش طول شکاف‌ها طول مسیر ترجیحی برای عبور سیالات افزایش یافته و به تبع آن دبی چاه‌های تولیدی و تراوایی میانگین مخزن افزایش یافت که در **شکل ۲-الف** مشاهده می‌کنید. در مقادیر بالای طول شکاف به‌علت افزایش نسبت ابعاد شکاف‌ها به ابعاد مخزن و دور شدن از فضای واقعی یک شبکه شکاف در مخزن شکاف‌دار شاهد مقادیر بیش از حد تولید سیال و در نتیجه آن‌ها مقادیر غیرمنطقی تراوایی میانگین مخزن هستیم. بنابراین با در نظر گرفتن بازه حساسیت بین $0/05$ m تا $0/1$ m و یا حتی $0/15$ m از نتایج منطقی آزمایشات برای حساسیت‌سنجی پارامترهای شکاف استفاده گردید. **شکل ۳** که نقشه سرعت و خطوط جریان را برای این پارامتر در مدل شبکه شکاف نشان می‌دهد توصیفات ما را تأیید می‌کند.

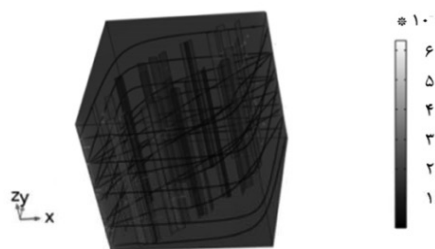
طبق این شکل روند افزایشی است چون با افزایش طول شکاف طول مسیر پر تراوا و ترجیحی برای سیالات مخزن طولانی تر می‌شود. در آزمایشاتی که طول تک‌شکاف بیشتر از $0/84$ m یا 1 m است تراوایی برآیند مخزن به‌طور ناگهانی افزایش شدیدی می‌یابد. دلیل این رخداد این است که با افزایش طول شکاف به مقادیر بیشتر از مقادیر مذکور، بخش‌های انتهایی شکاف به چاه‌های تولیدی و تزریقی بسیار نزدیک می‌شود و سیال تزریقی به مخزن با عبور از فاصله بسیار کمی از خمیره به‌علت جذابیت زیاد مسیر ترجیحی شکاف وارد شکاف شده و با سرعت بسیار زیاد خود را از آن طرف شکاف به چاه تولیدی می‌رساند و بخش بزرگی از جریان سیال از طریق شکاف انجام می‌شود. پس با حذف شدن بخش قابل توجهی از خمیره، از مسیر جریانی سیال مخزن برآیند تراوایی مخزن به‌شدت افزایش می‌یابد. این رخداد باعث می‌شود که نتایج ما در مقادیر طول شکاف بیشتر از $0/84$ m تا 1 m غیرمنطقی باشد و بازه حساسیت

الف

خطوط جریان و سرعت جریان سیال (m/s)

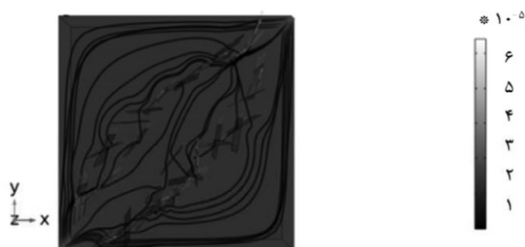


خطوط جریان و سرعت جریان سیال (m/s)

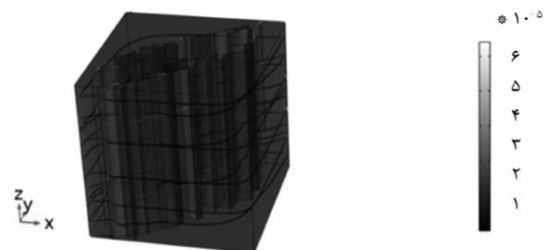


ب

خطوط جریان و سرعت جریان سیال (m/s)



خطوط جریان و سرعت جریان سیال (m/s)



شکل ۳ نقشه سرعت سیال در مخزن و خطوط جریان برای پارامتر طول شکاف در مدل شبکه شکاف برای اندازه طول شکاف الف) $0/05$ m و ب) $0/15$ m

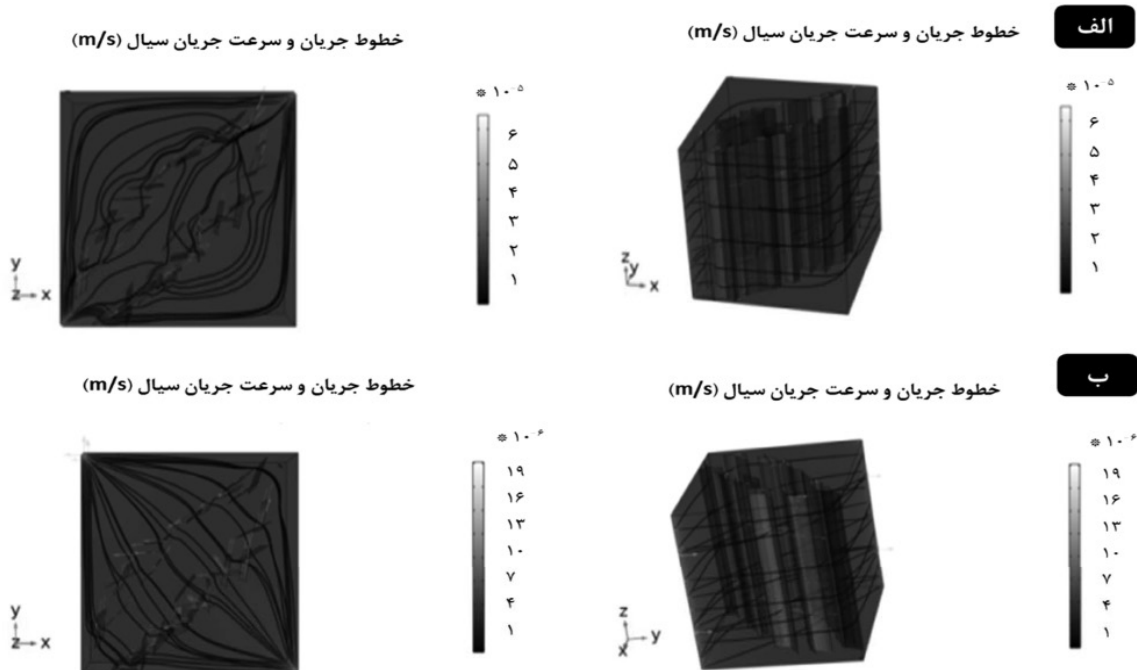
جهت‌گیری شکاف

طبق پژوهش‌های صورت‌گرفته در [۲۰] جهت‌گیری شکاف پارامتری است که یک تک شکاف را به محیط اطراف آن وصل می‌کند. بنا بر توضیحات ذکر شده هر شکاف در مدل گسسته شکاف به صورت صفحه مشخص می‌شود. برای توصیف صفحه شکاف از دو پارامتر زاویه شیب و آزیموت شیب استفاده می‌شود. در این تحقیق از این دو پارامتر با نام‌های شیب شکاف و جهت‌گیری شکاف یاد می‌شود براساس **جدول ۱** آزمایشات ۲ تا ۵ مربوط به تأثیر جهت‌گیری شکاف بر تراوایی میانگین مخزن است. **شکل ۲-ب** به ترتیب از چپ به راست تغییرات تراوایی را نسبت به جهت‌گیری تک‌شکاف و شبکه شکاف‌ها نشان می‌دهد. با توجه به این که شکاف ایجاد کننده یک مسیر پرتراوا برای جریان سیال هستند هر چقدر که زاویه‌ای بین صفحه شکاف و جهت حرکت سیال مخزن کمتر باشد سیالات بیشتری از داخل آن عبور کرده و شکاف اثر بیشتری در بهبود تراوایی خواهد داشت. هنگامی که صفحه شکاف با صفحه XZ زاویه ۴۵ می‌سازد، جهت‌گیری شکاف موازی صفحه مواصلاتی چاه تزریقی و تولیدی می‌شود. پس جهت‌گیری شکاف منطبق بر جهت حرکت سیال شده و برآیند تراوایی دینامیک مخزن حداکثر می‌شود. با انحراف از زاویه ۴۵ تأثیر شکاف در رساندن سیال از چاه تزریقی و تولیدی کاهش یافته به طوری که در جهت‌گیری ۱۳۵، اثر شکاف در بهبود رسانایی در حالت تک شکاف ناچیز و در حالت شبکه شکاف حداقل می‌شود. این نکته درباره اهمیت بالای جهت‌گیری شکاف، نشان از مهم بودن مکان چاه‌ها در مخزن دارد. به طوری که با قرار دادن چاه‌ها در مکان مناسب می‌توان جریان سیال را به شکلی کنترل کرد که زاویه‌ای کمی با جریان دسته شکاف‌های غالب در مخزن داشته باشد و دبی چاه‌های تولیدی افزایش یابد. با توجه به روند صعودی و سپس نزولی تغییرات تراوایی با

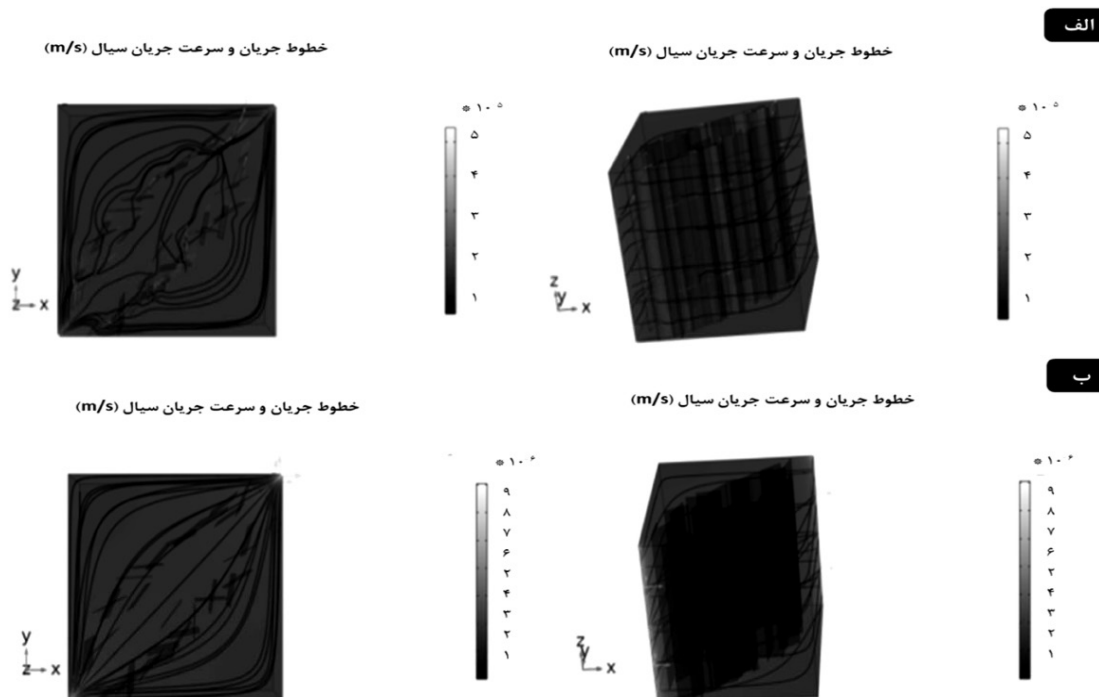
جهت‌گیری شکاف برای اندازه‌گیری بازه حساسیت این پارامتر از اختلاف زاویه جهت‌گیری شکاف با جهت حرکت سیال استفاده شد. به طوری که وقتی جهت شکاف و جهت سیال موازی هستند اختلاف زاویه جهت‌ها حداقل شده (برابر صفر می‌شود) تراوایی حداکثر می‌شود و وقتی جهت شکاف و حرکت سیال عمود برهم هستند تراوایی حداقل می‌شود. **شکل ۴** که سرعت و خطوط جریان را برای شبکه شکاف در دو حالت حدی جهت‌گیری شکاف (یعنی موازی و عمود بر جهت سیال) نشان می‌دهد حاکی از آن است که در حالت جهت‌گیری شکاف موازی جهت حرکت سیال خطوط جریان بیشتر تحت تأثیر شکاف بوده و سرعت سیال در داخل شکاف بیشتر است.

بازشدگی شکاف

طبق تحقیقات قبلی [۲۰] باز شدگی شکاف به عنوان فاصله عمودی بین دیواره‌های شکاف در نظر گرفته می‌شود. براساس **جدول ۱** آزمایشات ۱۶ تا ۲۳ و ۱۲ تا ۱۹ به ترتیب مربوط به بررسی اثر باز شدگی شکاف برای حالت‌های تک شکاف و شبکه شکاف می‌باشند. نتایج این آزمایشات در **شکل ۲-ج** نمایان است. طبق رابطه ۶ انتظار داریم که با افزایش باز شدگی شکاف تراوایی شکاف به طور قابل توجهی افزایش یابد. همان‌طور که در **شکل ۵** می‌بینید با زیاد شدن تراوایی شکاف اثر آن در برآیند تراوایی خمیره و شکاف قابل پیش‌بینی است. این افزایش در بازه ۰/۰۱ mm تا ۰/۱ mm به وضوح دیده می‌شود ولی این تغییرات در مقادیر خارج از این بازه ملموس نیست. علت این است که با توجه به ابعاد و شرایط مخزن شدت جریان سیال آن قدر زیاد نیست که بتواند در شکاف‌هایی با باز شدگی بیشتر از ۰/۱ mm از کل ظرفیت آن استفاده کند و رسانایی سیال عبوری را نسبت به مقادیر کمتر باز شدگی شکاف به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش دهد.



شکل ۴ نقشه سرعت سیال و خطوط جریان در مدل شبکه شکاف برای حالت‌های جهت‌گیری الف (۴۵° و ب) (۱۳۵°)



شکل ۵ نقشه سرعت سیال و خطوط جریان برای مدل شبکه‌شکاف و بازشدگی‌های الف) ۱ m و ب) ۰/۱ μm

که بتواند سیال را از سراسر مخزن به سمت شکاف جذب کند. شکل ۵ که نشان‌دهنده سرعت سیال و خطوط جریان در مدل‌هایی با مقادیر کم و زیاد باز شدگی شکاف است گواهی بر این مسئله است.

همین‌طور در مقادیر باز شدگی شکاف کمتر از ۰/۰۱ mm اختلاف تراوایی شکاف و خمیره نسبت به شکاف‌های مراحل قبل (که دارای باز شدگی بیشتری بودند) بسیار کمتر است و در حدی نیست

شکاف پرشیب یا کم‌شیب باشد به ترتیب روی تراوایی عمودی یا افقی تأثیر بیشتری دارد. اغلب مخازن نفتی مساحت زیادی دارند اما ضخامت آن‌ها نسبت به طول و عرض آنها کوچک‌تر است. پس در یک مخزن واقعی، سیال برای رسیدن به چاه تولیدی باید مسیر افقی بسیار بیشتری را نسبت به مسیر عمودی طی کند. بنابراین وقتی اکثر شکاف‌ها کم‌شیب باشند سیال راحت‌تر حرکت می‌کند. اما در مخزن سنتزی مکعبی ما که طول یال‌های افقی و عمودی آن برابرند این مزیت مطرح نیست. طبق شکل ۶ با توجه به عمودی بودن چاه‌ها در این مطالعه شکاف‌های عمودی سطح مقطع مشترک بیشتری با چاه دارند و بهتر می‌توانند سیالات را به سمت چاه تولیدی گسیل کنند.

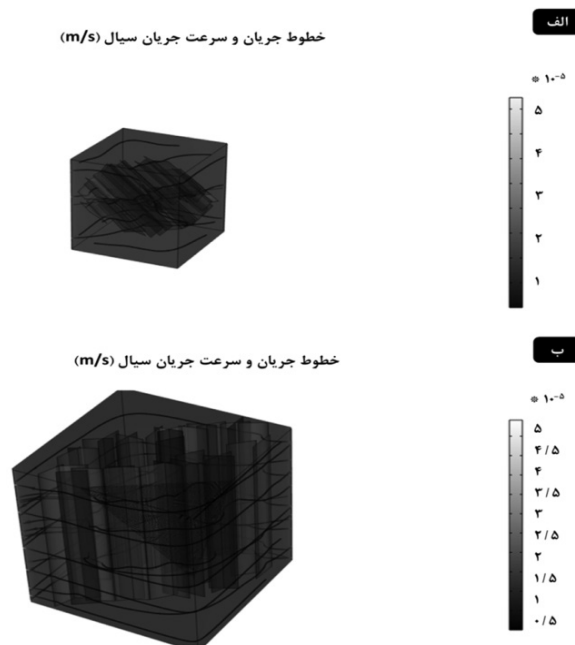
شدت شکاف‌دار شدن و تقاطع بین شکاف‌ها

به میزان شکاف‌دار شدن یا تعداد شکاف‌ها در جرم مشخص سنگ، شدت یا چگالی شکاف‌دار شدن می‌گویند [۲۱]. با توجه به شکل ۲-ه، که آزمایش‌های ۲۰ تا ۲۴ جدول ۱ برای شبکه شکاف‌ها را نشان می‌دهد.

به همین دلیل تأثیر شکاف در بهبود حرکت سیال قابل توجه نیست. کاهش باز شدگی شکاف در آزمایشات تا جایی ادامه پیدا می‌کند که تراوایی شکاف از تراوایی خمیره اطراف آن کمتر شده و به عنوان یک مانع در برابر جریان سیال عمل می‌کند. با توجه به توضیحات مذکور بازه حساسیت باز شدگی شکاف در مدل ساخته شده بین ۰/۰۱ mm تا ۰/۱ mm است.

شیب شکاف

طبق تعریف بیان شده در [۲۰] شیب شکاف همان زاویه صفحه شکاف با سطح افق است. در جدول ۱ آزمایشات ۲۴ تا ۲۸ و ۲۵ تا ۲۹ به ترتیب برای تک‌شکاف و شبکه شکاف‌ها طراحی شده‌اند. در این آزمایشات شیب شکاف در بازه ۰° تا ۹۰° درجه تغییر می‌کند و به تبع آن تراوایی میانگین مخزن در بازه ۱۱/۴ mD تا ۱۲/۹۷ mD متغیر است. همان طوری که در شکل ۲-د می‌بینید، با افزایش شیب شکاف دبی جرمی چاه تولیدی و تراوایی دینامیک مخزن افزایش می‌یابد. می‌دانیم شکاف باعث بهبود برآیند تراوایی مخزن می‌شود، حال اگر این



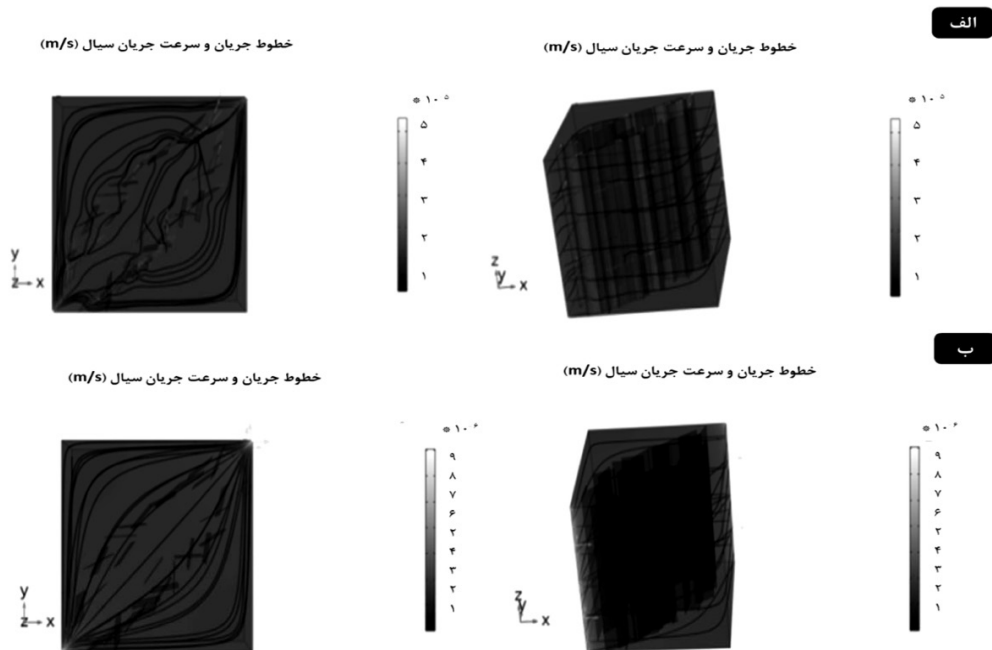
شکل ۶ نقشه سرعت سیال برای مدل شبکه شکاف و شیب‌های الف) ۰° و ب) ۹۰°

دلیل این مسئله را باید در پیوستگی سیستم شبکه شکاف جستجو کرد به گونه‌ای که هرچه تقاطع بین شکاف‌ها بیشتر باشد و مسیر پر تراوایی که شبکه شکاف ایجاد می‌کند پیوستگی بیشتری داشته باشد اثر شبکه شکاف بر برآیند جریان سیال در مخزن بیشتر می‌شود. اما اگر ما تعداد زیاد شکاف داشته باشیم ولی تقاطع شکاف‌ها کافی نباشد و پیوستگی لازم به این شکاف‌ها فراهم نشود مسیر پر تراوایی که تأثیر زیادی بر جریان سیالات داشته باشد به وجود نمی‌آید. همان‌طور که در شکل ۸ قابل مشاهده می‌باشد.

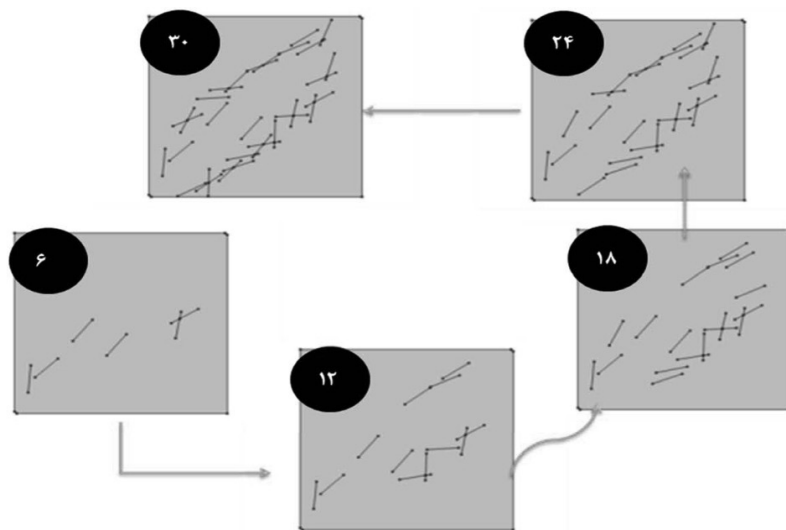
آنالیز حساسیت‌سنجی و نمودار گردباد^۱

با توجه به آنالیزهای صورت‌گرفته بر مهم‌ترین پارامترهای هندسی شکاف و به دست آوردن بازه حساسیت آن‌ها می‌توان اثرگذارترین پارامترها را یافت. این امر به وسیله آنالیز حساسیت‌سنجی انجام شده و به شکل نمودار گردباد نمایش داده می‌شود. در این پژوهش از ضرایب حساسیت‌سنجی برای مقایسه‌ای حساسیت تولید از مخزن نسبت به پارامترهای شکاف استفاده شد.

شدت شکاف‌دار شدن با تراوایی دینامیک مخزن رابطه مستقیم دارد. دلیل این مسئله اینست که با افزایش شدت شکاف‌دار شدن، تعداد شکاف‌ها بیشتر شده و مسیر پر تراوای طولانی‌تر و پیوسته‌تری ایجاد می‌شود. در این تحقیق به دلیل اندازه و مساحت یکسان شکاف‌ها، پارامتر تعداد شکاف می‌تواند نماینده خوبی برای پارامتر شدت شکاف‌دار شدن باشد. برای جلوگیری از بایس حاصل از تصمیم محقق تغییر پارامتر شدت شکاف‌دار شدن، به صورت تصادفی انجام شده است. در کمترین و بیشترین حالت تعداد شکاف‌ها، تنها ۶ و ۳۰ شکاف در مخزن داریم و تراوایی به ترتیب برابر $10/8$ mD و $12/68$ mD است شکل ۷ شاهد افزایش تمرکز خطوط جریان و سرعت سیال در مدل با شدت شکاف‌دار شدن بیشتر هستیم. آن چه نظر ما را در مورد شکل ۲ جلب می‌کند این است که در بازه ۶ تا ۱۸ شکاف و همین‌طور ۲۴ تا ۳۰ شکاف روند صعودی نمودار تراوایی بر حسب شدت شکاف‌دار شدن بسیار مشهود است اما در بازه ۱۸ تا ۲۴ شکاف ما شاهد روند تیز صعودی نیستیم.



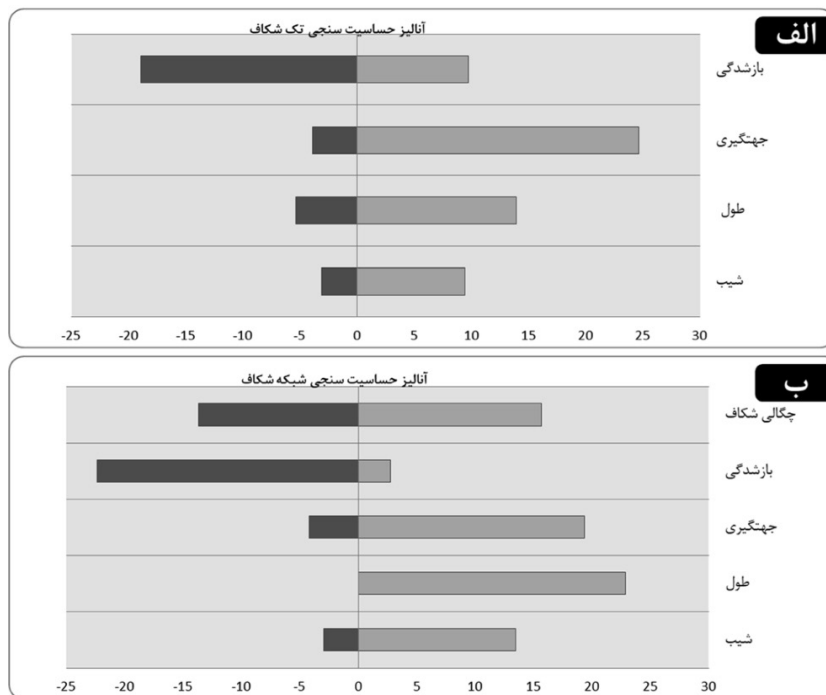
شکل ۷ نقشه سرعت سیال و خطوط جریان برای مدل شبکه شکاف و تعداد شکاف‌های الف) ۳۰ و ب) ۶۰



شکل ۸ نحوه افزایش پیوستگی با افزایش شدت شکاف دار شدن برای مدل گسسته شکاف

ابعاد معادل به ابعاد شکافها اثر آنها بر بهبود جریان به ترتیب کاهش یا افزایش می‌یابد. در مدل ساخته شده دو چاه در دو طرف قطر وجه بالایی مدل مکعبی قرار دارند که بیشترین فاصله‌ی ممکن را از هم دارند و شکافها در بین آن دو قرار دارند. کاهش فاصله چاهها از هم باعث نزدیکی بیشتر آنها به شکافها شده و دبی چاه تولیدی افزایش می‌یابد. در صورت گسترش مدل و افزایش فاصله چاهها، آنها از محدوده شکافدار مخزن دور شده و تولید از مخزن کاهش می‌یابد. در مورد سایر خواص چاهها از جمله جهت آنها، در صورتی که با تغییر این خواص فاصله چاهها از شکافها کاهش یابد تولید افزایش می‌یابد. درباره خمیره، با افزایش خواص مخزنی آن سهم بیشتری در جریان سیال خواهد داشت و در کل باعث تولید بیشتر از مخزن می‌شود. برعکس با کاهش خواص مخزنی خمیره جریان در آن کاهش یافته و نقش و اهمیت شکافها افزایش می‌یابد.

در این روش با بدون بعد کردن پارامتر مورد بررسی و نتایج شبیه‌سازی و سپس تقسیم تغییرات نتایج بر تغییرات پارامترهای شکاف نسبت به حالت پایه ضرایب حساسیت‌سنجی پارامترها محاسبه می‌گردد. با مقایسه ضریب حساسیت‌سنجی پارامترها، اثرگذارترین پارامترها مشخص می‌شوند. طبق شکل ۹ که نمودار گردباد پارامترهای شکاف را برای حالت تک شکاف و شبکه شکاف نشان می‌دهد مهم‌ترین پارامترهای مؤثر بر تراوایی دینامیک یک سیستم تک شکاف بازشدگی و جهت‌گیری شکاف هستند. در مورد شبکه شکافها پارامتر شدت شکافدار شدن هم به مجموعه پارامترهای بسیار مهم شکاف افزوده می‌شود. در مورد سایر خواص تأثیرگذار مخزن می‌توان این چنین گفت که با تغییر اندازه مدل، نسبت ابعاد مدل به ابعاد شکاف تغییر کرده و اثر شکاف بر جریان سیال کاهش یا افزایش می‌یابد به‌طور کلی حضور شکاف باعث بهبود جریان سیال در مدل می‌شود اما با افزایش یا کاهش نسبت



شکل ۹ نمودار گردباد برای پارمترهای مدل الف) تک شکاف و ب) شبکه شکاف

پارامتر بین 0° تا 135° بود. در حالت جهت‌گیری 45° که جهت‌گیری شکاف بر جهت‌گیری جریان سیال منطبق بود عملکرد شکاف حداکثر می‌شد و در جهت‌گیری 135° کارایی شکاف حداقل بود. برای آنالیز حساسیت‌سنجی این پارامتر از اختلاف زاویه جهت‌گیری شکاف و جهت حرکت سیال استفاده کردیم. این پارامتر از 0° تا 90° متغیر بود. در سیستم‌های تک‌شکاف و شبکه‌شکاف به ترتیب این پارامتر دومین و سومین پارامتر هندسی مهم شکاف برای جریان سیال در مخزن است. باز شدگی شکاف: با توجه به رابطه ۶، این پارامتر اثرگذارترین ویژگی شکاف بر روی تراوایی شکاف است و با توجه به این‌که تراوایی شکاف مهم‌ترین اثر آن بر روی مخزن است انتظار می‌رود که این پارامتر حساس‌ترین پارامتر شکاف باشد. مشاهدات نشان داد که شدیدترین تأثیر این پارامتر بر تراوایی میانگین مخزن در بازه 0.1 mm تا 0.1 mm است. شیب شکاف: شیب شکاف تعیین می‌کند که شکاف تأثیر بیشتری روی تراوایی افقی یا تراوایی عمودی داشته باشد. در مخزن مکعبی مورد مطالعه

نتیجه‌گیری

در این پژوهش مطالعه جامعی بر روی پارامترهای هندسی شکاف انجام شد. بازه حساسیت پارامترهای شکاف تعیین و در این بازه حساسیت عملکرد مخزن نسبت به این پارامترها اندازه‌گیری گردید. در انتها مهم‌ترین پارامترهای شکاف در حالت منفرد و در سیستم شبکه شکاف برای مدل مد نظر مشخص شد. مهم‌ترین نتایج این مطالعه عبارت‌اند از: طول شکاف: پارامتر طول شکاف نقش مهمی در تأمین طول مسیر ترجیحی شکاف برای سیال دارد. هر چه طول شکاف بیشتر باشد سیالات طول بیشتری از مسیر خود را از طریق شکاف می‌گذرانند بازه حساسیت طول شکاف برای حالت تک شکاف بین 0.14 m تا 0.84 m و برای شبکه شکاف بین 0.05 m تا 0.1 m است. با آنالیز حساسیت‌سنجی در بازه‌های مذکور برای پارامتر طول شکاف این پارامتر در بین پارامترهای شکاف منفرد و شبکه شکاف به ترتیب در سومین و چهارمین جایگاه قرار گرفت. جهت‌گیری شکاف: بازه مورد بررسی برای این

پژوهشی قرار داده است کمال تشکر را داریم. همچنین از آقای مهندس حسین حدادپور بابت راهنمایی‌های بی‌دریغش سپاس‌گزاریم.

علائم و نشانه‌ها

- d_f : بازشدگی شکاف (m)
 Q : دبی حجمی سیال مخزن در چاه تولیدی (m^3/s)
 ε_p : تخلخل شکاف (%)
 Q_m : دبی جرمی سیال مخزن در چاه تولیدی (kg/s)
 r_e : شعاع بیرونی مخزن (m)
 p : فشار سیال در مخزن (pa)
 h : ضخامت چاه در مخزن (m)
 r_w : شعاع چاه در مخزن (m)
 K : تراوایی کل/دینامیک مخزن (m^2)
 ρ : چگالی سیال مخزن (kg/m^3)
 k_f : تراوایی شکاف (m^2)
 S_p : تراکم‌پذیری کل (pa^{-1})
 μ : ویسکوزیته سیال مخزن (pa.s)
 t : زمان شبیه‌سازی جریان
 u : سرعت سیال در مخزن
 p_{inj} : فشار چاه تزریقی (pa)
 P_0 : فشار اولیه مخزن (pa)

که یال‌های عمودی و افقی برابرنند، افقی بودن شکاف مزیتی ندارد درحالی‌که عمودی بودن شکاف باعث افزایش سطح مشترک چاه و شکاف شده و تولید را افزایش می‌دهد. پس از آنالیز حساسیت‌سنجی، این پارامتر در هر دو حالت تک شکاف و شبکه شکاف کم‌اهمیت‌ترین پارامتر تشخیص داده شد.

شدت شکاف‌دار شدن و تقاطع بین شکاف‌ها: هر چه تعداد شکاف‌ها در داخل مخزن بیشتر باشد، شدت شکاف‌دار شدن بیشتر است. البته که با افزایش تعداد شکاف‌ها مسیره‌های تراوا در مخزن افزایش یافته و جریان سیال بهبود پیدا می‌کند اما نکته مهم دیگر تقاطع بین شکاف‌ها و پیوسته بودن مسیر ترجیحی ایجاد شده توسط آن‌هاست. در صورتی‌که افزایش تعداد شکاف‌ها موجب افزایش پیوستگی سیستم شکاف نشود تغییر قابل ملاحظه‌ای در رفتار جریانی سیال مخزن مشاهده نخواهد شد. بررسی‌ها نشان داد که این پارامتر اثرگذارترین خاصیت سیستم شکاف است.

تشکر و قدردانی

از انستیتو مهندسی نفت دانشگاه تهران بابت همکاری‌ها و امکاناتی که در اختیار این گروه

مراجع

- [1]. Akbari N, Moallemi A, Khoshbakht F (2017) Determination of fractures' properties in an oil field by utilizing estimation methods, Journal of Petroleum Research, 27, 96-1: 16-26.
- [2]. Sobhi G, Alizadeh N, Kiani M, Bashiri G (2007) Investigation and Comparison of Recovery Factors of Water and Gas Injection into One of the Fractured Reservoirs in South of Iran, Journal Petroleum Research (in persian), 17, 56, 94-105.
- [3]. Moifar A, Varavei A, Sepehrnoori K, Johns R T (2013) Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs, in SPE Reservoir Simulation Symposium, 2, 978-994. doi: 10.2118/163647-ms.
- [4]. Barenblatt G I, Zheltov I P, Kochina I N (1960) Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks [strata], Journal of applied mathematics and mechanics, 24, 5, 1286-1303, 1960, doi: 10.1016/0021-8928(60)90107-6.
- [5]. Johns R T, Jalali-Yazdi Y (1989) Comparison of pressure transient response in intensely and sparsely fractured reservoirs, SPE California Regional Meeting, 513-518: 1991, doi: 10.2118/18800-ms.
- [6]. Moifar A, Narr W, Hui M H, Mallison B, Lee S H (2011) Comparison of discrete-fracture and dual-permeability models for multiphase flow in naturally fractured reservoirs, in SPE Reservoir Simulation Symposium, 2: 1410-1426, doi: 10.2118/142295-ms.
- [7]. Wei S, Kao J, Jin Y, Shi C, Xia Y, Liu S (2021) A discontinuous discrete fracture model for coupled flow and geomechanics based on FEM, Journal of Petroleum Science and Engineering, 204: 1-14, 2021, doi: 10.1016/j.petrol.2021.108677.

- [8]. Long J C S, Witherspoon P A (1985) The relationship of the degree of interconnection to permeability in fracture networks, *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 90: 3087–3098, 1985.
- [9]. Mi L, Jiang H, Li J, Li T, Tian Y (2014) The investigation of fracture aperture effect on shale gas transport using discrete fracture model, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21: 631–635, doi: 10.1016/j.jngse.2014.09.029.
- [10]. Liang B, Jiang H, Li J, Gong C (2016) A systematic study of fracture parameters effect on fracture network permeability based on discrete-fracture model employing Finite Element Analyses, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 28: 711–722, doi: 10.1016/j.jngse.2015.12.011.
- [11]. Namdari S, Baghbanan A, Habibi M J (2016) Effects of matrix permeability and fracture density on flow pattern in dual porous rock masses, in *ISRM International Symposium - EUROCK*, 549–552. doi: 10.1201/9781315388502-94.
- [12]. Aghli G, Soleimani B, Tabatabai S S, Zahmatkesh I (2017) Calculation of fracture parameters and their effect on porosity and permeability using image logs and petrophysical data in carbonate Asmari reservoir, SW Iran, *Arab. Arabian Journal of Geosciences*, 10, 12: 1–14, doi: 10.1007/s12517-017-3047-4.
- [13]. Gong J, Rossen W R (2017) Modeling flow in naturally fractured reservoirs: effect of fracture aperture distribution on dominant sub-network for flow, *Petroleum Science*, 14, 1: 138–154, doi: 10.1007/s12182-016-0132-3.
- [14]. Karatalov N, Stefaniak A, Vaughan L (2017) DFN modeling aided reservoir characterization, in *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, 1–13, doi: 10.2118/188641-ms.
- [15]. Kong B, Chen S (2018) Numerical simulation of fluid flow and sensitivity analysis in rough-wall fractures, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 168, 546–561, doi: 10.1016/j.petrol.2018.04.070.
- [16]. Zhang X, Sanderson D J (2002) Numerical modelling and analysis of fluid flow and deformation of fractured rock masses.
- [17]. Hürxkens C C M J (2011) The sensitivity of the 3D connectivity in a multi-scale fracture network to variations in distribution parameters: a case study from petra, Jordan, [Online], Available: <http://repository.tudelft.nl/view/ir/uuid%3A4c621d54-7484-447a-a46a-3d47e8a5bca3>.
- [18]. Jafari A, Babadagli T (2013) Relationship between percolation-fractal properties and permeability of 2-D fracture networks, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 60: 353–362, doi: 10.1016/j.ijrmms.2013.01.007.
- [19]. Ran Q, Wang Y, Sun Y, Yan L, Tong M (2014) Identification and prediction of fractures in volcanic reservoirs, in *volcanic gas reservoir characterization*, Elsevier, 203–271. doi: 10.1016/b978-0-12-417131-2.00006-5.
- [20]. Van Golf-Racht T D (1982) Fracture detection and evaluation,” in *Developments in Petroleum Science*, 12, 51–109. doi: 10.1016/S0376-7361(08)70336-4.
- [21]. Fox A, Forchhammer K, Pettersson A, La Pointe P, Lim D H (2012) Geological discrete fracture network model for the olkiluoto site, Eurajoki, Finland, 31.



Effect of Fracture Geometric Properties on Fluid Flow and Dynamic Characteristics in Fractured Reservoirs

Ali Sobhani Oghaz and Mohammad Emami Niri*

Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Iran

emami.m@ut.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4893.3188

Received: August/20/2022

Accepted: December/04/2022

Introduction

A high percentage of the world's hydrocarbon reserve, especially in the Middle East, is located in fractured reservoirs [1]. A natural fractured reservoir is a hydrocarbon-bearing formation that has fractures (plate discontinuities). These fractures are created by natural mechanisms such as folding, faulting, volume shrinkage, etc. in the formation. Dual continuum model is a common method for simulating fracture systems, and it is widely used in the petroleum industry [2]. Discrete fracture models are other types of models for simulating the fracture systems. Considering the effect of each single fracture on the fluid flow in the reservoir, these models provide a more realistic representation than other models. Many studies have been conducted on various aspects of natural fractured reservoirs such as modeling and estimating fracture properties in order to investigate the main factors affecting the flow in fractured reservoirs and the uncertainty associated with them [3-9]. In most of the published papers, the sensitivity ranges of fracture parameters were not estimated, and the importance of some fracture parameters (e.g., orientation) was neglected. In this research, a comprehensive study was conducted on the geometrical parameters of the fractures in the single and multi-fracture network, and a comprehensive understanding of the effect of fracture parameters on the flow behavior of the studied reservoir was obtained.

Materials and Methods

In this study, by constructing two discrete fracture

models of a single fracture and a fracture network with a relatively random distribution, an attempt has been made to study and examine the fracture properties more precisely. In the single fracture model, the synthetic reservoir (a cube with a length of 1 m) only contains a square shape plate (as a fracture) with a length of 1 m, which is located at the same distance from the production and injection wells, and it is parallel to the diameter of the upper face of the cube. In the multi-fracture network model, there are more fractures but with shorter length between injection and production wells. We designed experiments to investigate the effect of fracture length, opening, orientation and dip for the single fracture model and the mentioned parameters along with the intensity of fractures for the fracture network on the flow rate of production well. Comsol Multiphysics 6.0 software package was employed to run the required simulations.

Results and Discussion

This research examines the most important fracture parameters and identifies their sensitive ranges. Next, by knowing the sensitivity range of these parameters and their effect on the permeability of the reservoir, sensitivity analysis was performed. With the increase in the length of the fractures, the length of the preferred path for the fluid passage increases, and as a result, the flow rate of production wells and the average permeability of the reservoir increase.

Due to the fact that the fractures creates a highly permeable path for fluid flow, the smaller the angle

between the fractures plane and the direction of fluid movement, the more fluids will pass through it and the fractures will have a greater effect on improving permeability. The permeability of the gap has a direct relationship with its opening, and with the increase in fracture opening, the permeability of the gap increases significantly. According to the results, with the increase in the fracture dip, the mass flow rate of the production well and the dynamic permeability of the reservoir increase. The intensity of fractures has a direct relationship with the dynamic permeability of the reservoir. The reason is that with the increase in the fracture intensity, the number of fractures increases, and a longer and more continuous permeable path is created for the fluid flow.

Conclusions

In this research, a comprehensive study was conducted on the geometric parameters of the fractures. The sensitivity range of fracture parameters was determined and then, the sensitivity of the reservoir performance was measured with respect to them. Finally, the most important fracture parameters in single and multi-fracture network models were determined. The most important parameters affecting the dynamic permeability of a single-fracture model are opening and orientation. In the case of the multi-fracture network, fracture intensity is added to the set of most important fracture parameters.

References

1. N Akbari, Moallemi A, Khoshbakht F (2017) Determination of fractures' properties in an oil field by utilizing estimation methods, *Journal of Petroleum Research*, 27, 92: 16–26, doi: 10.22078/pr.2017.1791.1876.
2. Moinfar A, Varavei A, Sepehrnoori K, Johns R T (2013) Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs, in *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 2, 978–994. doi: 10.2118/163647-ms.
3. Long J C S, Witherspoon P A (1985) The relationship of the degree of interconnection to permeability in fracture networks, *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 90, 3087–3098, doi: <https://doi.org/10.1029/JB090iB04p03087>.
4. Mi L, Jiang H, Li J, Li T, Tian Y (2014) The investigation of fracture aperture effect on shale gas transport using discrete fracture model, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21: 631–635, doi: 10.1016/j.jngse.2014.09.029.
5. Liang B, Jiang H, Li J, Gong C (2016) A systematic study of fracture parameters effect on fracture network permeability based on discrete-fracture model employing Finite Element Analyses, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 28: 711–722, doi: 10.1016/j.jngse.2015.12.011.
6. Namdari S, Baghbanan A, Habibi M J (2016) Effects of matrix permeability and fracture density on flow pattern in dual porous rock masses, in *ISRM International Symposium - EUROCK*, 549–552, doi: 10.1201/9781315388502-94.
7. Aghli G, Soleimani B, Tabatabai S S, Zahmatkesh I (2017) Calculation of fracture parameters and their effect on porosity and permeability using image logs and petrophysical data in carbonate Asmari reservoir, SW Iran, *Arabian Journal of Geosciences*, 10, 12: 1–14, doi: 10.1007/s12517-017-3047-4.
8. Gong J, Rossen W R (2017) Modeling flow in naturally fractured reservoirs: effect of fracture aperture distribution on dominant sub-network for flow, *Petroleum Science*, 14, 1: 138–154, doi: 10.1007/s12182-016-0132-3.
9. Karatalov N, Stefaniak A, Vaughan L (2017) DFN modeling aided reservoir characterization, in *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, 1–13, doi: 10.2118/188641-ms.