

مطالعه آزمایشگاهی و عددی مسدودسازی انتخابی در ازدیاد برداشت میکروبی نفت در میکرومدل شیشه‌ای

احسان صابونیه^۱، محمدرضا رخ فروز^۲ و سید شهاب الدین آیت‌اللهی^{۲*}

۱- دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

تاریخ پذیرش: ۹۶/۵/۲۸

تاریخ دریافت: ۹۵/۱۱/۱۹

چکیده

یکی از مکانیسم‌های مؤثر ازدیاد برداشت میکروبی با شیمیایی نفت، مسدودسازی انتخابی مسیرها و گلوگاه‌ها می‌باشد. در بخش آزمایشگاهی این پژوهش، ابتدا محلول آبی باکتری صاف شده رگ وان به درون میکرومدل ناهمگن اشباع از نفت تزریق شد. هدف عمده در این بخش، بررسی تأثیر سلول باکتری در بهبود سیلاب‌زنی و مقایسه آن با آب خالص بود. تزریق آب بدون باکتری منجر به بازیافت ۴۱٪ نفت شد، در حالی که تزریق محلول باکتری رگ وان، بازیافت نهایی نفت را به ۴۸٪ افزایش داد. در بخش شبیه‌سازی، از یک هندسه ناهمگن دو بعدی به‌عنوان محیط متخلخل استفاده شد. به منظور به‌دست آوردن توزیع سیالات آب-نفت معادلات نویر و استوکس در حالت ناپایا حل گردیدند. هندسه محاسباتی با استفاده از مش‌های مثلثی گسسته‌سازی گردید و آزمون استقلال از مش نشان داد که نتایج حاصله وابسته به اندازه مش‌ها نیستند. با استفاده از هفت مدل مختلف، اثر مکانیزم مسدودسازی انتخابی در گلوگاه‌ها و مسیرها به‌دقت مورد بررسی قرار گرفت و مشاهده شد که توزیع سیالات در ابعاد حفرات کاملاً وابسته به توزیع این گلوگاه‌ها و موانع می‌باشد. وجود انسدادهای انتخابی در میانه مسیر قطر اصلی ماتریکس مقدار نفت زیادی را در میانه مسیر به تله انداخت که منجر به کاهش بازیافت نهایی در مقایسه با مدل‌های دیگر شد. پس از انسداد مسیر قطری، سیال ترشونده به ناچار از مسیرهای جانبی واقع در بالا و پایین ماتریکس خود را به خروجی رسانده و رخنه رخ می‌دهد. نشان داده شد که در تمام مدل‌ها، مقدار بازیافت نفت بعد از انسداد مسیرها و گلوگاه‌ها با تراوایی بالا در مقایسه با حالت عدم وجود انسداد افزایش یافت. مدل‌های شماره ۲، ۴ و ۶ تقریباً به مقدار بازیافت یکسانی دست یافتند در حالی که توزیع سیالات در این مدل‌ها مختلف بود. نتایج به‌دست‌آمده از این تحقیق نشان داد که روش میدان فازی کاهن-هیلیارد می‌تواند به طور واقع بینانه تری حرکت آب و نفت در ابعاد حفرات را تحت مکانیزم مسدودسازی انتخابی پیش‌بینی کند.

کلمات کلیدی: سلول باکتری، سیلاب‌زنی، مسدودسازی انتخابی، ازدیاد برداشت میکروبی، میکرومدل.

*مسئول مکاتبات

shahab@sharif.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال (DOI: 10.22078/pr.2017.2631.2213)

مقدمه

مسیرها یا بستن مسیرها با تشکیل یک مادکیک^۷ یا دیوار روی گلوگاه‌ها می‌باشند [۷، ۹]. به‌منظور تحقیق و بررسی چگونگی عملکرد مسدودسازی و چگونگی تأثیر این مکانیزم بر روی سیلاب‌زنی، این پژوهش در دو بخش آزمایشگاهی و مدل‌سازی صورت گرفته است که نتایج شبیه‌سازی با داده‌های تجربی تطابق خوبی داشته و بر نقش مثبت مسدودسازی در ازدیاد برداشت ثانویه دلالت دارند.

قسمت شبیه‌سازی به کمک ابزار جریان سیال دوفازی در محیط‌های متخلخل، توسط شبیه‌ساز چند منظوره Comsol نسخه ۵/۱ صورت گرفته است که به تحلیل تأثیر توزیع انسداد در مدل دوبعدی می‌پردازد. چگونگی توزیع انسداد، اثر تعداد و محل توزیع انسدادها به‌دقت مورد بررسی قرار گرفته است. در طول سه دهه گذشته، مدل‌های فیزیکی میکروساخته از محیط متخلخل (به عنوان مثال، میکرومدل‌ها^۸) به طور گسترده‌ای برای درک اثرات مکانیزم‌های مختلف که جریان دو فازی غیرقابل امتزاج را کنترل می‌کنند استفاده شده است [۱۰]. شبیه‌سازی عددی یک روش قابل اعتماد برای ارزیابی نتایج تجربی، بدون داشتن محدودیت قابل توجهی از آزمایشات می‌باشد. شبیه‌سازی عددی می‌تواند نتایج مربوط به حالت پایا را برای موقعیت‌های مختلف فراهم کند. مزیت عمده روش عددی این است که می‌توان آن را در مسائلی پیاده کرد که در آن راه حل تحلیلی وجود ندارد و یا بسیار زمان‌بر است. علاوه بر این، روش‌های عددی عمدتاً در حل مسایل فیزیکی که هندسه مساله پیچیده می‌باشد، مورد استفاده قرار می‌گیرند [۱۱، ۱۲].

برداشت نفت از مخازن متداول^۱ معمولاً در دو فاز صورت می‌گیرد، در فاز اول نفت توسط انرژی اولیه و طبیعی خود مخزن تولید می‌شود که این میزان برداشت معمولاً ۱۰-۱۵٪ از کل نفت درجا را شامل می‌شود؛ در فاز دوم آب و یا گاز به درون مخزن تزریق می‌شود و نفت‌های به دام افتاده در مخزن تولید می‌شود که این میزان تقریباً ۱۵٪ دیگر از نفت درجای مخزن را شامل می‌شود [۱، ۲]. تلاش مستمر برای کاهش هزینه‌های عملیاتی و افزایش میزان برداشت نفت نهایی محققین را بر آن داشته است که عوامل تأثیرگذار در سیلاب‌زنی^۲ را مورد مطالعه قرار دهند [۳-۵]. یکی از اصلی‌ترین عوامل، زمان میان‌شکنی^۳ آب در حین تخلیه نفت مخزن است؛ این پدیده معمولاً در مخازن با تراوایی بالا یا در شکاف‌ها و درزهای موجود در مخازن شکافدار رخ می‌دهد. یکی از مکانیسم‌های مورد استفاده برای بهبود برداشت، مسدود کردن^۴ مسیرها و شکاف‌های با تراوایی بسیار بالا می‌باشد [۶]. استفاده از باکتری مواد شیمیایی به‌ویژه در صنایع بالادستی نفت و به دلیل توانایی آن‌ها در ایجاد تغییرات زیاد در کشش سطحی، ویسکوزیته، در سال‌های اخیر گسترش زیادی پیدا کرده است. باکتری و مواد شیمیایی نظیر پلیمرها دارای ظرفیت تولید بیومس‌ها^۵ و مواد سنگینی هستند که سبب مسدودسازی مسیر و گلوگاه‌های مورد نظر و در نتیجه به تأخیر انداختن زمان میان‌شکنی و افزایش بازدهی مخزن می‌گردد. بررسی‌های اولیه روی از بین رفتن قابلیت تزریق سیلاب‌زنی مخازن نشان داد که باکتری‌ها یا محصولات تولید شده از آنها می‌توانند عامل انسداد باشند [۷]. نتایج تحقیقات بعدی نشان داد که خود سلول باکتری‌ها و رسوب‌های حاصل از تغذیه نفت که معمولاً از جنس پلی ساکاریدها هستند به تنهایی می‌توانند عامل انسدادساز باشند که نقش مهمی را در این پدیده ایفا می‌کنند [۸]. این انسدادها یا به صورت یک بیوفیلم^۶ روی سطح

1. Conventional
2. Waterflooding
3. Breakthrough
4. Selective Plugging
5. Biomass
6. Biofilm
7. Mudcake
8. Micromodels

میکروسکوپی در حین جابه جایی دو فاز آب و نفت در محیط‌های متخلخل می‌باشد. آنها نشان دادند که ترشوندگی محیط متخلخل بر عملکرد فرآیند آشام ناهمسو تاثیر بسیاری می‌گذارد [۲۸].

کار آزمایشگاهی

در بخش آزمایشگاهی این تحقیق، هسته باکتری رگ وان^۴ از سویه اسینتو باکتر^۵ استفاده شد؛ دلیل استفاده این باکتری، آگریز بودن آن است. این خاصیت منجر به چسبیدن بهتر باکتری به نفت و ایجاد انسداد بهتر می‌شود [۲۹]. با توجه به نتایج تحقیق آرمسترنگ و همکاران که اثر مکانیسم‌های مختلف در ازدیاد برداشت میکروبی در میکرومدل را مطالعه کرده است؛ مشخص شد که تزریق سلول باکتری در محلول آب نمک و بدون خوراک، بازدهی تولید نفت را تغییر نمی‌دهد [۹]. در این پژوهش تزریق سلول باکتری به صورت مشابه با محلول بدون خوراک به منظور مشاهده اثر سلول باکتری این بار هنگام سیلاب زنی و تزریق باکتری به همراه آب به صورت ازدیاد برداشت ثانویه، صورت گرفت. برای این هدف، ابتدا هسته باکتری در محیط کشت جامد لوریا برتانی^۶ رشد و سپس به محیط مایع ال بی^۷ اضافه گردید. بعد از باروری کامل باکتری در این محیط، توسط سانتریفیوژ از محلول مایع جدا شده و سپس به آب مقطر به منظور تزریق در میکرومدل اضافه گشت. دانسیته نوری اندازه‌گیری شده این محلول برابر ۱ O.D^۸ است. برای تهیه میکرومدل اشباع از نفت سرنگ ۵۰ cc را از نفت مورد نظر اشباع می‌کنیم سپس شیرتویی پنوماتیک^۹ را درمیان مسیر قرار داده و آن را در حالت بسته قرار می‌دهیم.

عددی به تازگی برای نشان دادن جابه‌جایی سیال در محیط متخلخل انجام شده است. روش‌های متفاوتی از مدل‌سازی در مقیاس میکرو وجود دارند که به طور گسترده‌ای مورد استفاده محققان واقع شده است، مانند روش بولتزمن [۱۳، ۱۴] روش مدل‌سازی شبکه‌ای منفذی [۱۵-۱۷]، روش‌های محاسباتی دینامیک سیالات^۱ [۱۸-۲۱] و مدل‌های آماری [۲۲، ۲۳]. بررسی مفصل مزیت و محدودیت‌های این مدل‌ها را می‌توان در جای دیگر یافت [۲۴]. امیری و هامودا روش سطح مجموعه^۲ و روش میدان فازی کاهن هیلارد^۳ را با استفاده از شبیه‌ساز چند منظوره کامسول مقایسه کرده‌اند تا مدل مناسب برای شبیه‌سازی جریان سیالات نفت-آب را در محیط متخلخل پیدا کنند [۲۵]. آنها زمان اجرا، دقت و توانایی ضبط پدیده‌های فیزیکی جریان را در هر دو روش مورد بررسی قرار دادند و نشان دادند که پیش‌بینی‌های مدل توافق خوبی با نتایج تجربی و تحلیلی دارند. علاوه بر این، آنها نشان دادند که روش‌های میدان فازی در اکثر موارد در زمان کمتری نتیجه می‌دهد و قادر است واقع بینانه‌تر پدیده‌های تغییر یافته را بررسی کند. امیری و هامودا از Comsol برای حل معادله کاهن هیلارد میدان فازی و معادلات انتقال حرارت استفاده کردند تا فرآیندهای مختلف غیر همدمای جابجایی نفت-آب در محیط متخلخل را برای فرآیند ازدیاد برداشت شبیه‌سازی کنند [۲۶]. آنها از یک محیط دو بعدی و واسطه متخلخل دانه دایره‌ای استفاده کردند و اثرات زاویه تماس، ویسکوزیته، موینگی و ناهمگنی (نفوذپذیری دوگانه) در جابجایی کارآمد نفت-آب در مقیاس حفرات را بررسی کردند. بر اساس این مطالعات، به نظر می‌رسد که شبیه‌سازی‌های عددی می‌توانند جابه جایی در مقیاس منفذی را با دقت قابل قبولی در مقایسه با نتایج تجربی نشان دهند [۲۷]. رخ فروز و اخلاقی امیری اخیراً فرآیند آشام ناهمسو را با استفاده از روش میدان فازی مطالعه نمودند. آنها نشان دادند که روش میدان فازی قادر به گرفتن پدیده‌های

1. CFD

2. LSM

3. PFM

4. Rag One

5. Acinetobacter

6. Loria Bertani

7. Lysogeny Broth (LB)

8. Optical Density

9. Penomatic

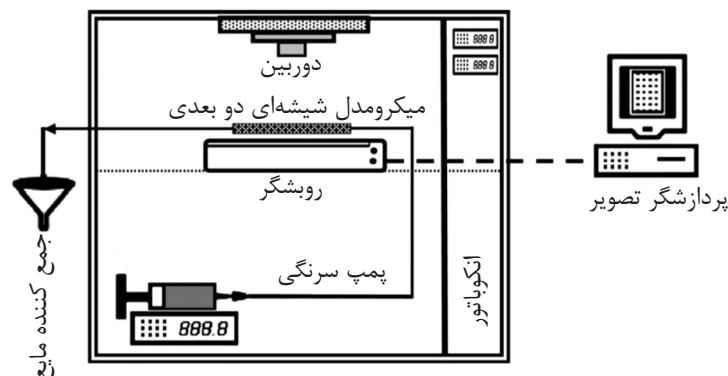
باکتری و نبود خوراک اولیه همراه محلول، مکانیسم دوم ناچیز است. روش و مراحل تزریق و مشاهده نتایج با توجه به مطالعات سودمند اصلی و همکاران انجام شد که شماتیک آن در شکل ۱ ارائه شده است [۳۰]. همان‌طور که از شکل ۱ مشخص است محلول آبی از گوشه پایین سمت چپ تزریق گردیده و فاز نفت از گوشه بالا سمت راست تولید می‌شود. پارامترهای مورد استفاده در بخش آزمایشگاهی در جدول ۱ ارائه شده است.

نتایج آزمایشگاهی به دست آمده از این محلول رقیق شده به منظور اعتبار سنجی نتایج مدل‌سازی مورد استفاده قرار گرفت، که در شکل ۲ مشاهده می‌کنید. در شکل ۳ مقایسه مقدار نفت برداشت شده نسبت به زمان بدون بعد از تزریق محلول آبی باکتری و آب خالص آورده شده است؛ زمان بدون بعد نسبت زمان به زمان میان‌شکنی می‌باشد. بازدهی محلول آبی باکتری نسبت به آب خالص در این آزمایش ۷٪ بهبود پیدا کرد.

معادلات حاکم و بیان روش‌های عددی

در جریان چند فاز در محیط متخلخل، ترشوندگی دیواره و کشش بین سطحی جریان دینامیک سیال را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهند. جهت مدل‌سازی جریان دو فاز غیر امتزاجی در مقیاس میکرو یا نانو در نرم‌افزار Comsol از ماژول میکرو سیالات می‌توان استفاده نمود.

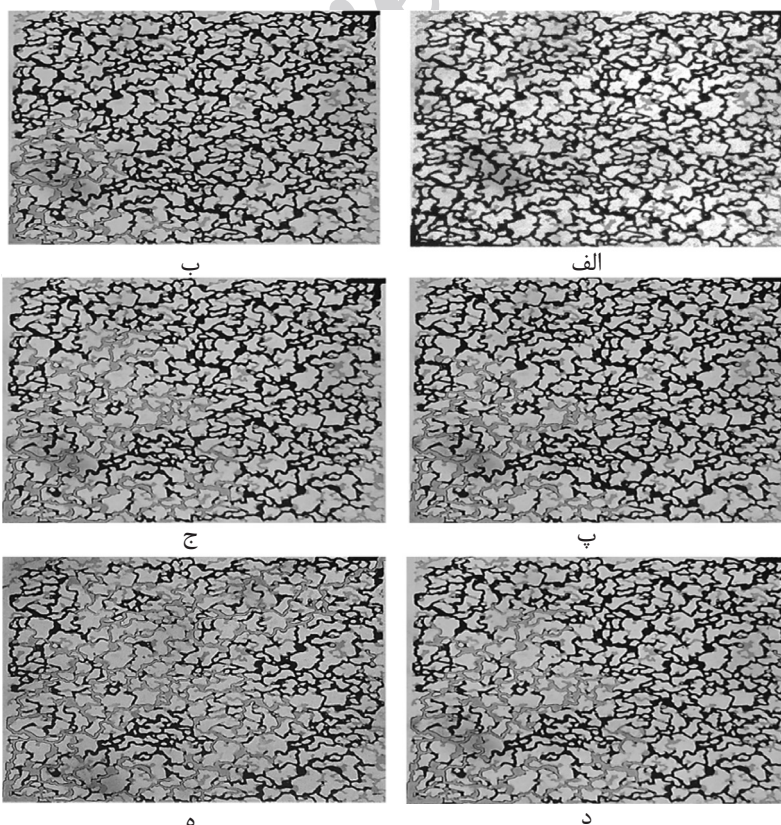
تعداد گسترده‌ای از مطالعات انتهای مسیر را از یک طرف به میکرو مدل و از طرف دیگر به دستگاه اختلاف فشار سنج متصل می‌کنیم؛ طرف دیگر میکرومدل را به پمپ خلا وصل می‌کنیم تا هوای درون آن تخلیه شود و فشار به کمترین مقدار خود برسد (نزدیک صفر). به وسیله پمپ سرنگ نفت را به میزانی در پشت شیر قرار می‌دهیم تا اختلاف فشار ۸ - ۱۲ psi در دو طرف شیر به وجود آید سپس بلافاصله شیر را باز کرده و پمپ را خاموش می‌کنیم تا نفت با استفاده از این اختلاف فشار و عدم وجود هوا تمام خلل و فرج‌های میکرومدل را در بر بگیرد. بعد از عمل اشباع‌سازی مجموعه پنوماتیک مورد استفاده را خارج کرده و مجموعه سیال ثانویه را که همانند مجموعه تزریق نفت شامل لوله‌های پنوماتیک و سرنگ تزریق نفت است به دستگاه اختلاف فشار سنج و میکرومدل متصل می‌کنیم و سپس سیال ثانویه را با دبی cc/hr ۰/۱۲ وارد میکرومدل می‌کنیم. علت انتخاب این عدد نزدیکی به شرایط مخزن طبیعی و شاخص تر شدن نیروی موینگی می‌باشد. از دوربین دیجیتال نیکون D ۳۳۰۰ کیت ۱۸-۵۵ VR AFP برای ثبت تصاویر و فیلم قبل و هنگام تزریق استفاده شد. برای تعیین دقیق میزان باز یافت نفت از قابلیت پردازش تصویر MATLAB استفاده گردید. میکرومدل استفاده شده در این تحقیق میکرومدل ناهمگن دولومیتی با ابعاد $6 \times 6 \text{ cm}^2$ و تخلخل ۴۰٪ است. مکانیسم مؤثر در روش ازدیاد برداشت میکروبی انسدادسازی و تغییر کشش بین سطحی نفت-آب است [۹] که به دلیل تزریق هسته



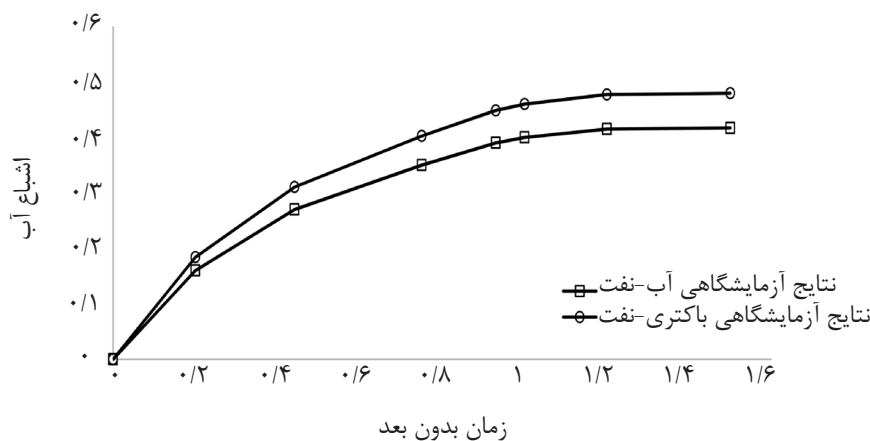
شکل ۱ شماتیک دستگاه‌های آزمایشگاهی استفاده شده برای تزریق باکتری درون میکرومدل [۳۰]

جدول ۱ خصوصیات مواد و میکرومدل به همراه شرایط مرزی و اولیه اعمال شده

علامت اختصاری	مقدار	خصوصیات
ρ	۸۹۷	چگالی نفت (kg/m^3)
μ	۴۴	ویسکوزیته نفت (cP)
ρ	۱۰۰۰	چگالی آب (kg/m^3)
μ	۱	ویسکوزیته آب (cP)
T	۲۹۳/۱۵	دمای اولیه (K)
ΔP	۰/۲۵	اختلاف فشار ورودی سیال ثانویه (psi)
Q	۰/۱۲	دبی سیال ثانویه ورودی (mL/hr)
θ	$\pi/2$	ترشوندگی (θ)
R	۰/۱۵	متوسط اندازه ی گلوگاه مدل نا همگن (mm)
R	۰/۸	متوسط اندازه ی حفرات مدل نا همگن (mm)
V	۰/۲۵	حجم محیط متخلخل (cc)
D	۴	تراوایی آب (Darcy)
σ	۲۴	کشش سطحی نفت-آب (mN/m)



شکل ۲ توزیع اشباع باکتری رگ وان در زمان های بدون بعد الف- قبل از تزریق- ب-۰/۲۶ پ-۰/۴۲ ج-۰/۶۳ د-۰/۸۳ ه- یک



شکل ۳ مقایسه مقدار نفت باز یافت شده از نتایج آزمایشگاهی آب-نفت و باکتری-نفت

سطح پراکنده شده، ناحیه‌ای تعریف می‌شود که در آن متغیر بدون بعد میدان فازی ϕ از ۱ تا ۰-۱ تغییر کند. این معادله زمانی که در کامسول حل می‌شود به دو معادله مرتبه دوم به شرح زیر شکسته می‌شود.

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + u \nabla \phi = \nabla \cdot \frac{\gamma \lambda}{\varepsilon^2} \nabla \psi \quad (1)$$

$$\psi = -\nabla \cdot \varepsilon^2 \nabla \phi + (\phi^2 - 1)\phi \quad (2)$$

که در این رابطه پارامترهای u (m/s) سرعت سیال، γ (m^3/kg) تحرک‌پذیری، $\lambda(N)$ دانسیته انرژی مخلوط شدن و $\varepsilon(m)$ ضخامت سطح تماس است. متغیر ψ متغیر کمکی میدان فازی است. همچنین ϕ پارامتر میدان فازی می‌باشد. در این روش کسر حجمی هر سیال به صورت زیر تعریف می‌گردد.

$$V_{f1} = \frac{1-\phi}{2} \quad V_{f2} = \frac{1+\phi}{2} \quad (3)$$

در این مدل دانسیته و ویسکوزیته مخلوط به صورت زیر تعریف شده تا به صورت آرام در طول سطح تماس تغییر کند.

$$\rho = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1)V_{f2}, \quad \mu = \mu_1 + (\mu_2 - \mu_1)V_{f2} \quad (4)$$

معادلات نویر و استوکس، انتقال جرم و مومنتوم را برای سیالاتی با دانسیته ی ثابت بیان می‌کنند. به منظور لحاظ کردن اثر موئینگی ترم کشش سطحی در مدل وارد شده است؛ بنابراین معادلات

در این حالت اثرهای فیزیکی مختلفی در مقیاس میکرو نسبت به مقیاس بزرگ‌تر می‌تواند در نظر گرفته شود. جریان معمولاً به صورت آرام بوده و انتقال جرم بیشتر ناشی از عامل نفوذ است. علاوه بر ویژگی‌های کلی جریان، سطح مشترک بین سیالات نیز می‌تواند با حالت‌های مختلف سطح مجموعه^۱، میدان فازی، بلوک متحرک^۲ مدل شود و می‌توان کشش سطحی را دخیل کرده و جریان دوفازی را در مقیاس میکرو مدل‌سازی کرد. در این کار جریان دوفازی آب و نفت در میکرو مدل توسط Comsol مدل‌سازی شده است [۳۱]. بدین منظور می‌توان از دو روش سطح تمیز با جریانات آرام دوفازی و یا میدان فازی با جریان آرام دوفازی استفاده کرد که در اینجا به دلیل کاربردی بودن روش دوم و تطبیق بهتر شرایط آن با شرایط مدل مورد نظر از آن استفاده شده است. روش میدان فازی از معادلات کاهن هیلارد^۳ استفاده کرده که شامل ترم پتانسیل شیمیایی جهت نشان دادن سطح پراکنده که دو فاز را جدا می‌کند، است. هر دو روش از معادلات نویر و استوکس^۴ جهت بیان انتقال مومنتوم به همراه کشش سطحی و بقای جرم استفاده می‌کنند. در روش میدان فازی، معادله حاکم دینامیک جریان دوفازی، معادله کاهن هیلارد می‌باشد. این معادله سطح پخش شده که دو فاز غیر امتزاجی را از هم جدا می‌کند دنبال می‌کند.

1. Level Set
2. Moving Mesh
3. Cahn Hiliard
4. Navior Stokes

سرعت اولیه صفر بوده و فشار اولیه مدل برابر فشار اتمسفریک می‌باشد. فشار قسمت ورودی در هر حالت با توجه به افت فشار اعمالی در شرایط آزمایش‌ها انتخاب گردید. در همه مدل‌ها فشار خروجی برابر با فشار اتمسفریک قرار داده شد که معادل شرایط آزمایشگاهی می‌باشد. شرط مرزی مورد استفاده برای دیواره‌های جامد که در تماس با سطح سیال هستند، دیواره تر شونده^۱ انتخاب گردید. این شرط ترم سرعت عمود بر دیواره را برابر صفر قرار می‌دهد یعنی $u \cdot n_{\text{wall}} = 0$ و یک نیروی اصطکاکی مرزی را به شرح زیر اضافه می‌کند.

$$F_{fr} = -\frac{\mu}{\beta} u \quad (7)$$

که در این رابطه، β طول لغزش است. این شرط مرزی نیز اجازه داده تا زاویه تماس میان دیواره و سطح سیال وارد شود. در این مدل‌سازی، شرط مرزی دیواره‌های میکرو مدل از نوع دیواره تر شونده و با زاویه تماس برابر $\frac{\pi}{2}$ قرار داده شده است.

مدل‌سازی جابجایی نفت توسط آب در میکرو مدل

به منظور اعتبارسنجی مدل شبیه‌سازی شده، در این بخش از آب به عنوان سیال تزریقی استفاده شد، لذا هیچ گونه مسدودسازی وجود ندارد. پروفایل توزیع غلظت به دست آمده از مدل ۱ برحسب زمان بدون بعد در شکل ۵ رسم شده است. نواحی سیاه رنگ معرف آب و نواحی سفید رنگ بیانگر نفت می‌باشد، همچنین گرادیان دمایی مبین سطح تماس مخلوط شونده می‌باشد.

نویر و استوکس به صورت زیر خواهد بود.

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u \cdot \nabla)u = \nabla \cdot [-PI + \mu(\nabla u + (\nabla u)^T)] + F_{st} + \rho gh \quad (5)$$

$$\nabla \cdot u = 0 \quad (6)$$

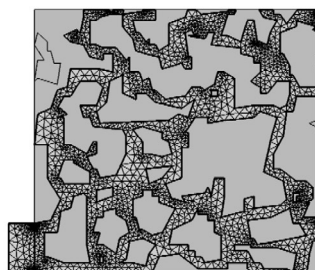
در این معادله ترم‌های ρ (kg/m³) بیانگر چگالی، μ (Ns/m²) ویسکوزیته، u (m/s) نمایانگر سرعت، P (pa) نمایانگر فشار و g (m/s²) شتاب ثقلی است. برای مطالعه بیشتر در مورد روش میدان فازی می‌توان به مقاله دیگری مراجعه نمود [۳۲]. در این مدل‌سازی فرض شده است که سیالات تراکم‌ناپذیر و امتزاج‌ناپذیر می‌باشند و تغییرات فازی رخ نمی‌دهد. همچنین با در نظر گرفتن هندسه دو بعدی افقی از نیروی گرانشی صرف نظر گردید.

پیاده‌سازی مدل و شبیه‌سازی کامپیوتری

هندسه شماتیک مورد استفاده در شکل ۴-الف نشان داده شده است. از شبکه‌های مثلثی به منظور گسسته‌سازی مدل استفاده گردید (شکل ۴-ب). به منظور بررسی استقلال نتایج از اندازه مش، مدل با استفاده از سه شبکه بندی ریز، متوسط و درشت اجرا شد و استقلال نتایج از اندازه شبکه تأیید شد. قبل از معرفی مدل‌های مختلف مورد مطالعه و با توجه به لزوم آشنایی با مسیرها و گلوگاه‌ها برای ارائه تحلیل‌های بعدی ابتدا در (شکل ۴-پ) نگاهی به آن‌ها می‌اندازیم. با توجه به شکل‌های بالا، در ابتدا نفت در محیط متخلخل حضور داشته و آب در قسمت ورودی واقع در پایین چپ قرار دارد.



ج



ب



الف

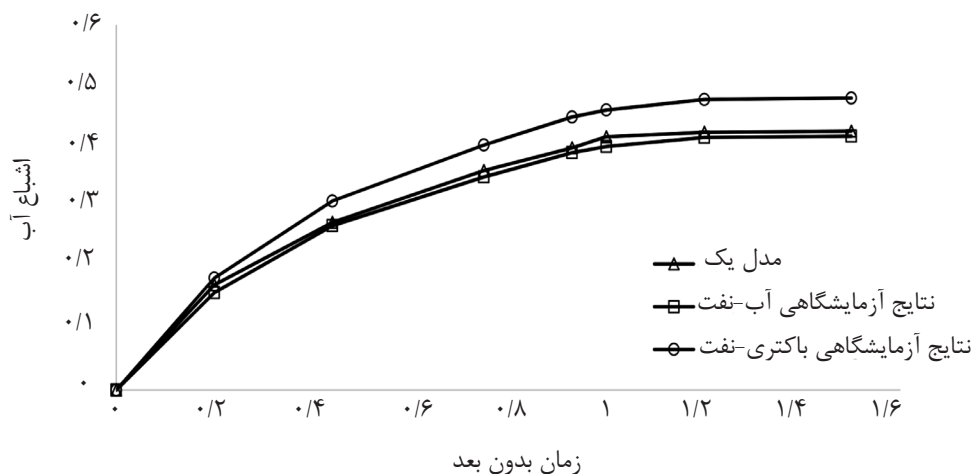
شکل ۴ هندسه اولیه مدل‌سازی و خصوصیات آن (الف) شماتیک سیستم دوبعدی (ب) شبکه بندی (ج) گلوگاه‌ها.

جانبی واقع در قسمت بالا-چپ و پایین-راست مدل خود را به خروجی برساند. در نهایت ۴۲٪ نفت در زمان میانشکنی (1/4 s) بازیافت می‌شود (شکل ۵-ج). نمودار میزان نفت بازیافت شده از مدل ۱ به همراه مقدار نفت بازیافت شده از میکرومدل آزمایشگاهی پس از تزریق آب و محلول باکتری بر حسب زمان بدون بعد در شکل ۶ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود تطابق خوبی میان نتایج به‌دست آمده وجود دارد که مبین صحت نتایج بخش مدل‌سازی می‌باشد.

همان‌طور که از شکل مشخص است، در ابتدا میکرومدل اشباع از نفت بوده و آب فقط در مجرای ورودی می‌باشد (شکل ۵-الف). آب از گوشه چپ پایین تزریق شده و نفت از گوشه راست بالا بازیافت می‌شود (شکل ۵-ب و پ). همان‌طور که در شکل ۵-ت مشاهده می‌شود به دلیل حضور نیروی موینگی، آب ترجیحاً مسیرهایی با موانع کمتر و راحت‌تر را انتخاب نموده است. این مسیر روی قطر اصلی که کوتاه‌ترین مسیر از ورودی تا خروجی است قرار دارد. در شکل ۵-ث مشاهده می‌شود که سیال تر شونده نمی‌تواند از مسیرهای



شکل ۵ توزیع غلظت سیالات آب و نفت در مدل ۱ در زمان بدون بعد الف-۰، ب-۰/۱۱، پ-۰/۳۳، ت-۰/۵۵، ث-۰/۹، ج-یک



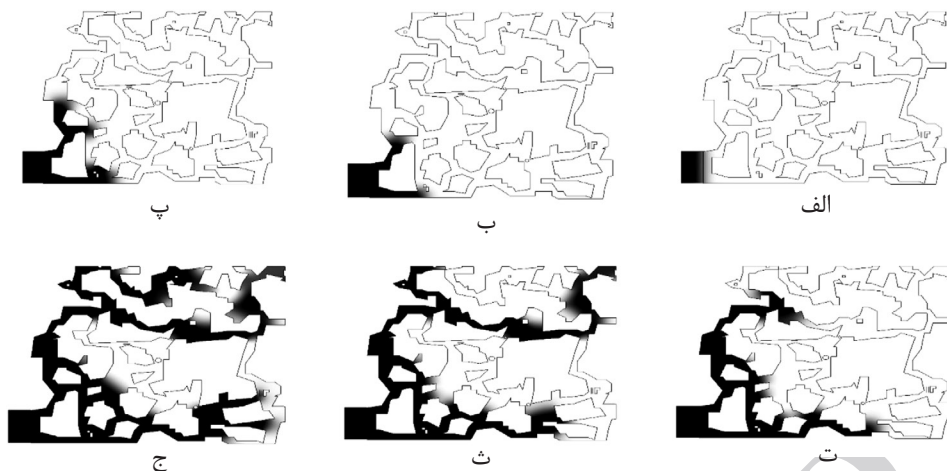
شکل ۶ مقایسه مقدار نفت بازیافت شده از نتایج آزمایشگاهی و مدل ۱ نسبت به زمان بدون بعد

مدل سازی جابه جایی نفت توسط محلول رقیق شده باکتری با مکانیسم مسدودسازی

در این بخش، پنج مدل مختلف به منظور بررسی مکانیسم مسدودسازی انتخابی مورد استفاده قرار گرفت. در این مدل ها برای مسدودسازی مسیرها و گلوگاه های محیط متخلخل از انسداد های دایره ای و خطی در گلوگاه ها و موانع موازی برای مسیرها (که نشان گر رسوبات حاصل از واکنش باکتری با نفت یا بیوفیلم ها است) استفاده شد. سعی گردید که تمام مسیرهای اصلی به طور کامل در مسدودسازی استفاده شود و توزیع منطقی با توجه به اندازه گلوگاه ها و مسیرهای اصلی با توجه به مدل اول یعنی تزریق آب صورت گیرد که طی آن تمام گلوگاه هایی که شعاعی کمتر از 0.1 mm دارند و پدیده بسته شدن گلوگاه ها محتمل تر است، انتخاب شود [۸].

در مدل ۲ مطابق شکل ۷، گلوگاه های ۱ و ۶ و ۱۰ بسته شدند. موانع موازی روی مسیر قطر اصلی و جانبی قرار گرفت. پروفایل توزیع غلظت به دست آمده از مدل ۲ بر حسب زمان بدون بعد در شکل ۷ رسم شده است. همان طور که مشاهده می شود در زمان بدون بعد معادل 0.2 سیال به طور یکنواخت پیشروی می کند (شکل ۷-ب و پ). به دلیل قرارگیری سه دایره بر روی گلوگاه های ۱، ۶ و ۱۰ و خطوط موازی، مسیر قطری در پایان اجرا کمترین سرعت را دارد. سپس، آب خود را از طریق مسیر جانبی واقع در قسمت بالا-چپ ماتریکس به خروجی می رساند، در حالیکه به دلیل وجود انسداد، نیروهای موینگی قادر به جابه جایی نفت نبوده و سیال در قسمت پایین-راست از حرکت به سمت خروجی باز می ماند. نتیجه به دست آمده از این مدل نشان می دهد که با بسته شدن مسیر قطر اصلی، سیال مسیرهایی با کمترین مانع را انتخاب می کند که مسیرهای جانبی (مخصوصاً مسیر نزدیک به قطر اصلی) با شعاع کمتر و

حاوی حفرات کوچکتر ارجح می باشند که نیروهای موینگی در آنها غالب تر است. بخش قابل توجهی از نفت در قسمت میانی ماتریکس به تله افتاده است که بازیافت آن را به طور چشمگیر کاهش می دهد و بازیافت نهایی 65% حاصل می شود. در مقایسه با مدل شماره ۱ که منتهی به بازیافت نهایی 42% شد، میزان 23% افزایش بازیافت داشته ایم. در شکل ۸ توزیع پایدار شده سیالات در مدل های ۳ تا ۷ نشان داده شده است. در مدل ۳ گلوگاه های ۱، ۲ و ۱۰ بسته شد و موانع موازی روی مسیرهای جانبی و اصلی قرار گرفت. همان طور که مشاهده می شود (شکل ۸-ب)، به دلیل انسداد گلوگاه های واقع در بالای ماتریکس، نیروی موینگی قدرت لازم برای جابه جایی را از دست داده و مسیر جانبی واقع در بخش پایین-راست راحت ترین مسیر برای عبور سیال پس از انسداد مسیرهای دیگر می باشد. همان طور که ذکر شد، سیال تزریق شونده (آب) بعد از بسته شدن گلوگاه های ۱ و ۲ و ۱۰، مسیر بالای قطر اصلی را نیز طی می نماید، اما قادر به عبور از آن نمی باشد. نظر به وجود مانع در مسیرهای قطر اصلی و نزدیک قطر اصلی (حاوی کمترین شعاع) حجم زیادی از نفت در هر دو بخش میانی و بالایی به تله افتاده است، این مدل منجر به کمترین مقدار بازیافت نهایی و کمترین زمان رخنه ($1/5 \text{ s}$) در بین همه مدل ها می شود. در مدل ۴، گلوگاه های ۱، ۲ و ۵ بسته گردید و موانع موازی در مسیر فرعی واقع در پایین-راست قرار داده شد. سیال ترشونده از دو مسیر قطر اصلی و بالای قطر اصلی پیشروی می نماید (شکل ۸-پ) اما فقط از طریق قطر اصلی (به علت تجمع مسیرهایی با شعاع کوچکتر) و حضور نیروی موینگی شدیدتر خود را به خروجی رسانده و رخنه می کند. در این مدل زمان رخنه $1/8 \text{ s}$ به دست آمد. در مدل ۵ (شکل ۸-ت) گلوگاه های ۱، ۳ و ۴ بسته شدند و موانع موازی در مسیر قطر اصلی قرار گرفت.



شکل ۷ توزیع غلظت سیالات آب و نفت در مدل ۲ در زمان بدون بعد الف-۰ - ب-۰/۱۳ - پ-۰/۴ - ت-۰/۶۶ - ث-۰/۹۳ - ج-۱/۲



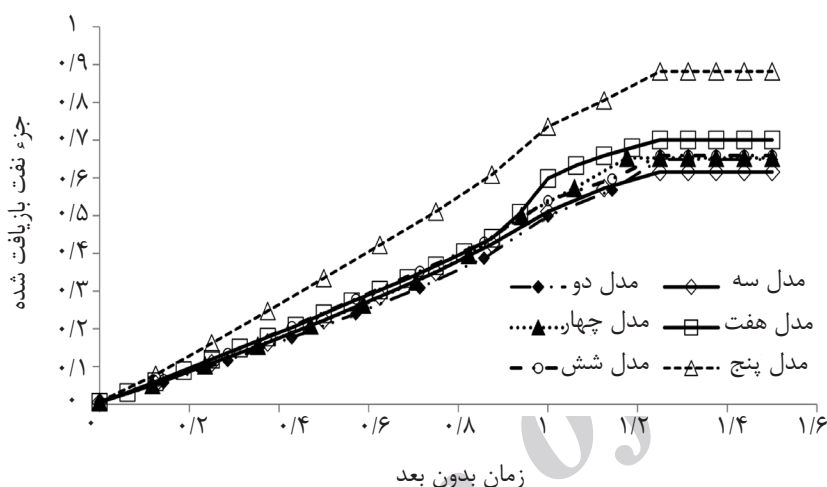
شکل ۸ تصاویر به دست آمده از توزیع پایدار شده سیالات در مدل‌های مختلف تحت اثر مکانیزم مسدودسازی انتخابی (الف) مدل ۲ (ب) مدل ۳ (پ) مدل ۴ (ت) مدل ۵ (ث) مدل ۶ (ج) مدل ۷

اینکه هم سیال از مسیر میانی عبور کند و هم تأثیر رسوب‌گذاری و مسدودسازی در این نواحی و نواحی دور از ورودی دیده شود از یک انسداد خطی برای بستن گلوگاه‌ها استفاده شد، این کار تعداد بلوک اطراف گلوگاه را بالاتر می‌برد ولی به شدت انسداد دایره‌ای تعداد بلوک‌ها اضافه و سطح مؤثر عبور سیال را کم نمی‌کند و باعث می‌شود که سیال از نواحی میانی و با فاصله از ورودی عبور کند. برای بررسی این موضوع، در مدل ۶ از یک مانع انسداد دایره‌ای در گلوگاه ۸، و سه مسدودکننده خطی برای بستن گلوگاه‌های ۱، ۶ و ۱۳ استفاده شد؛ موانع موازی در مسیرهای اصلی و جانبی قرار گرفت.

این انسدادها به دلیل بستن تمامی گلوگاه‌ها و مسیرهای با قطر کوچکتر و به نوعی با از بین بردن اثر نیروی موینگی، زمان رخنه این مدل را به تعویق انداخته (۳/۳ s) و باعث شده که باز یافت نهایی آن بیشینه شود. سیال از تمامی مسیرها عبور کرده و تنها مقدار اندکی از نفت در بخش‌هایی با قطر بزرگتر به تله می‌افتند. با نگاهی اجمالی به مدل‌هایی بررسی شده می‌بینیم که بسته شدن گلوگاه‌های میانی واقع در قطر اصلی موجب می‌شود که سیال از مسیرهای جانبی عبور کند. در واقعیت این پدیده امکان‌پذیر نمی‌باشد زیرا باکتری در هنگام حرکت رسوب‌گذاری می‌کند و قاعدتاً باید از مسیر میانی و قطر اصلی نیز عبور کند؛ برای

گلوگاه‌های ۷، ۸ و ۹ با مانع دایره‌ای بسته شدند. با وجود تفاوت در توزیع موانع و مسدود کننده‌ها باز یافت و توزیع سیالات آب و نفت به دست آمده از این مدل مشابه مدل قبلی می‌باشند. در شکل ۹ مقایسه جزء نفت باز یافت شده نسبت به زمان بدون بعد در مدل‌های ۲ تا ۷ نشان داده شده است.

این مدل توانست غلبه نیروی موینگی در مسیر میانی را حفظ نمایند شبیه‌سازی خوبی برای روند ابتدایی حرکت سیال باشد. از طرفی نفت در دو بخش بالایی و پایینی به تله افتاد که زمان رخنه برابر $1/6 s$ به دست آمد که بیشتر از حالت بدون انسداد است. در مدل ۷، دو مانع دایره‌ای در ابتدای مسیر اضافه شد. گلوگاه‌های ۱ و ۶ با مسدود کننده (خطی) و



شکل ۹ نمودار جزء نفت باز یافت شده نسبت به زمان بدون بعد در مدل‌های دو تا هفت

برداشت می‌شود. به منظور انجام شبیه‌سازی، دستگاه معادلات میدان فازی کاهن-هیلیارد و نویر و استوکس به وسیله روش المان محدود حل گردید. آنالیز استقلال از مش صورت پذیرفت و نشان داده شد که نتایج بخش مدل سازی مستقل از اندازه مش بندی هندسه محاسباتی می‌باشند. در قسمت مدل سازی با استفاده از هفت مدل مختلف، اثر مکانیزم مسدود سازی انتخابی به دقت مورد بررسی قرار گرفت. موانع مختلف دایره‌ای، موازی و خطی در قسمت‌های گوناگون میکرومدل به کار گرفته شد و اثر آن بر توزیع سیالات و باز یافت نهایی نفت نشان داده شد. وجود انسدادهای انتخابی در قطر اصلی ماتریکس مقدار نفت زیادی را در میانه مسیر به تله انداخت که منجر به کاهش باز یافت نهایی در مقایسه با مدل‌های دیگر شد. پس از انسداد مسیر قطری، سیال ترشونده به ناچار از مسیرهای

نتیجه گیری

این پژوهش بررسی حرکت نفت و آب تحت اثر مکانیزم مسدود سازی انتخابی را در یک محیط متخلخل دو بعدی ارائه می‌دهد. محیط متخلخل میکرومدل در ابتدا اشباع از نفت می‌باشد و سپس آب از گوشه پایین چپ تزریق می‌گردد و برداشت نفت از گوشه راست بالا صورت می‌گیرد. با استفاده از تصاویر میکروسکوپی به دست آمده از میکرومدل و محاسبات ریاضی، ترشوندگی محیط نزدیک به نود درجه اندازه گیری شد. همچنین کشش سطحی بین آب و نفت با استفاده از روش آزمایشگاهی قطره معلق 24 mN/m اندازه گیری شد. در هنگام تزریق تمام دیواره‌های جانبی دارای شرط مرزی عدم لغزندگی می‌باشند. در قسمت آزمایشگاهی این تحقیق نشان داده شده که سلول باکتری به تنهایی در ازدیاد برداشت در مرحله ثانویه تاثیر مثبت داشته و باعث بهبود

جانبی در حرکت بهینه آب و نفت ایفا می‌کنند و همچنین انسداد گلوگاه‌ها (خطی، دایره‌ای) نقش بیشتری در تله اندازی و افزایش برداشت نهایی نفت نسبت به انسدادهای روی مسیر (موانع موازی) ایفا می‌نماید. نتایج به‌دست‌آمده از این تحقیق نشان داد که مدل میدان فازی در روش‌های CFD می‌تواند به طور واقع بینانه‌تری حرکت آب و نفت در ابعاد حفرات را تحت مکانیزم مسدودسازی انتخابی پیش‌بینی کند.

جانبی واقع در بالا و پایین ماتریکس خود را به خروجی رسانده و رخنه رخ می‌دهد. ما در تمام مدل‌ها مشاهده نمودیم که مقدار بازیافت نفت در مقایسه با حالت عدم وجود مکانیزم افزایش یافت. نتایج حاصله نشان می‌دهند که هر چقدر موانع از محل ورود سیال تزریقی دورتر باشد بازیافت نهایی نفت بیشتر می‌شود. هم‌چنین نتایج به‌دست‌آمده از شبیه‌سازی‌ها نشان دادند که مسیرهای نزدیک به قطر اصلی نقش مهم‌تری نسبت به مسیرهای

مراجع

- [1]. Suthar H., Hingurao K., Desai A. and Nerurkar A., "Selective plugging strategy-based microbial-enhanced oil recovery using *Bacillus licheniformis* TT33," Journal of Microbiology and Biotechnology, Vol 19. No.10, pp. 1230-12, 2009.
- [2]. Rabiei A., Sharifinik M. Niazi A., Hashemi A. and Ayatollahi Sh., "Core flooding tests to investigate the effects of IFT reduction and wettability alteration on oil recovery during MEOR process in an Iranian oil reservoir," Applied Microbiology and Biotechnology, Vol. 97, No. 13, pp. 5979-5991, 2013.
- [3]. Jack T. R., Stehmeier L. G., Islam M. R. and Ferris F. G., "Ch. F-6 microbial selective plugging to control water channeling, in developments in petroleum science," C.D. Erle, Editor., Elsevier, pp. 433-440, 1991.
- [4]. Karimi M., Mahmoodi M. Niazi A. Al-Wahaibi Y. and Ayatollahi Sh., "Investigating wettability alteration during MEOR process, a micro/macro scale analysis," Colloids and Surfaces B: Biointerface, Vol. 95, pp. 129-136, 2012.
- [5]. Khajepour H., Mahmoodi M., Biria D., and ShahabAyatollahi, "Investigation of wettability alteration through relative permeability measurement during MEOR process a micromodel study," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol.120, pp. 10-17, 2014
- [6]. Garland T. M., "Selective plugging of water injection wells," Journal of Petroleum Technology, Vol. 18, No. 12, pp. 1, 550- 1, 560, 1966.
- [7]. Afrapoli M. S., Alipour S. and Torsaeter O., "Fundamental study of pore scale mechanisms in microbial improved oil recovery processes," Transport in Porous Media, Vol. 90, No. 3, pp. 949-964, 2011.
- [8]. Jack T., Shaw J., Wardlaw N. and Costerton J. W., "Microbial plugging in enhanced oil recovery," Developments in Petroleum Science, Vol. 22, pp. 125-149, 1989.
- [9]. Armstrong R. T. and Wildenschild D., "Investigating the pore-scale mechanisms of microbial enhanced oil recovery," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 94, pp. 155-164, 2012.
- [10]. Karadimitriou N. and Hassanizadeh S., "A review of micromodels and their use in two-phase flow studies," Vadose Zone Journal, Vol. 11, No. 3, 2012.
- [11]. Liu Z. and H. Wu, "Pore-scale modeling of immiscible two-phase flow in complex porous media," Applied Thermal Engineering, Vol. 93, pp. 1394-1402, 2016.

- [12]. Richardson L. F., "The collected papers of lewis Fry richardson," Vol. 1. 1993, CUP Archive.
- [13]. Huang H., Huang J. J. and Lu X. Y., "Study of immiscible displacements in porous media using a color-gradient-based multiphase lattice Boltzmann method," Computers & Fluids, Vol. 93, pp. 164-172, 2014.
- [14]. Zhang J., "Lattice boltzmann method for microfluidics: models and applications," Microfluidics and Nanofluidics, Vol. 10, No.1, pp. 1-28, 2011.
- [15]. Blunt M. and King P., "Relative permeabilities from two-and three-dimensional pore-scale network modelling," Transport in Porous Media, Vol. 6, No.4, pp. 407-433, 1991.
- [16]. Piri M. and Blunt M. J., "Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two-and three-phase flow in porous media. I. Model description," Physical Review E, Vol. 71, No. 2, 2005.
- [17]. Raeini A. Q., Bijeljic B. and Blunt M. J., "Generalized network modelling: capillary-dominated two-phase flow-model description," Doi arXiv preprint arXiv 1707.02788, 2017.
- [18]. Gunde A. C., Bera B. and Mitra S. K., "Investigation of water and CO₂ (carbon dioxide) flooding using micro-CT (micro-computed tomography) images of Berea sandstone core using finite element simulations," Energy, Vol. 35. No. 12, pp. 5209-5216, 2010.
- [19]. Raeini A. Q., Blunt M. J. and Bijeljic B., "Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method," Journal of Computational Physics, Vol. 23, No. 17, pp. 5653-5668, 2012.
- [20]. Maaref S., Rokhforouz M. R. and Ayatollahi S., "Numerical investigation of two phase flow in micromodel porous media: effects of wettability, heterogeneity, and viscosity," The Canadian Journal of Chemical Engineering, DOI: 10.1002/cjce.22762, 2017.
- [21]. Rokhforouz M. R., Rabbani A., Ayatollahi Sh. and Taghikhani V., "Numerical analysis of heat conduction treated with highly conductive copper oxide nanoparticles in porous media," Special Topics & Reviews in Porous Media: An International Journal, Vol. 7, No.2, 2016.
- [22]. Krol M. M., Mumford G., Johnson L. and E.Sleep, "Modeling discrete gas bubble formation and mobilization during subsurface heating of contaminated zones," Advances in Water Resources, Vol. 34, No.4, pp. 537-549, 2011.
- [23]. Lenormand R., "Flow through porous media: limits of fractal patterns," in Proceedings of the Royal Society of London A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, The Royal Society, 1989.
- [24]. Meakin P. and Tartakovsky A. M., "Modeling and simulation of pore-scale multiphase fluid flow and reactive transport in fractured and porous media," Reviews of Geophysics, Vol. 47, No. 3, 2009.
- [25]. Amiri H. A. and Hamouda A., "Evaluation of level set and phase field methods in modeling two phase flow with viscosity contrast through dual-permeability porous medium," International Journal of Multiphase Flow, Vol. 52, pp. 22-34, 2013.
- [26]. Amiri H. A. and Hamouda A., "Pore-scale modeling of non-isothermal two phase flow in 2D porous media: Influences of viscosity, capillarity, wettability and heterogeneity," International Journal of Multiphase Flow, Vol. 61, pp. 14-27, 2014.
- [27]. Riazi M., Jamiolahmady M. and Sohrabi M., "Theoretical investigation of pore-scale mechanisms of carbon-

ated water injection,” Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol.75, No. 3, pp. 312-326, 2011.

[28]. Rokhforouz M. R. and Akhlaghi Amiri H. A., “*Phase-field simulation of counter-current spontaneous imbibition in a fractured heterogeneous porous medium*,” Physics of Fluids, Vol. 29, No. 6, <https://doi.org/10.1063/1.4985290> 2017.

[29]. Phuong, K., Hanazaki Sh., Kakii K. and Nikata T., “*Involvement of Acinetobacter sp. in the floc-formation in activated sludge process*,” Journal of Biotechnology, Vol.4, No.157, pp. 505-511, 2012.

[30]. Soudmand-asli A., Ayatollahi Sh., Mohabatkar H., Zareie M. and Shariatpanahi F., “*The in situ microbial enhanced oil recovery in fractured porous media*,” Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 58, No.1, pp. 161-172, 2007.

[31]. Multiphysics C., “*Comsol multiphysics user guide (version 4.3 a)*,” COMSOL, AB, pp. 39-40, 2012.

[32]. Cahn J. W. and Hilliard J. E., “*Free energy of a nonuniform system. I. Interfacial free energy*,” The Journal of Chemical Physics, Vol. 28, No.2, pp. 258-267, 1958.

Archive of SID