

مدل سازی عددی روش سیلاب زنی دی متیل اتر و امکان سنجی استفاده از این روش برای ازدیاد برداشت در شرایط یک مخزن نفت سنگین

قادر پلارک، محمد چهاردولی* و محمد سیم جو

دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۶/۱۳ تاریخ پذیرش: ۹۷/۱۲/۱۲

چکیده

سیلاب زنی محلول دی متیل اتر در آب یکی از روش های نوین ازدیاد برداشت نفت است. در این روش محلول دی متیل اتر در آب به درون مخزن نفتی تزریق می شود. پس از تماس محلول دی متیل اتر و آب با نفت باقی مانده در مخزن، دی متیل اتر شروع به مهاجرت از فاز آبی به فاز نفتی می کند، این مهاجرت تا زمان رسیدن به تعادل ترمودینامیکی ادامه می یابد. انحلال دی متیل اتر در فاز نفتی سبب افزایش حجم فاز نفتی و کاهش گرانیوی آن می گردد. مجموع این اثرها باعث زیاد برداشت نفت در مقایسه با سیلاب زنی آب می شود. این مقاله برای اولین بار در ایران به مطالعه فرآیند سیلاب زنی محلول دی متیل اتر در آب و بررسی تاثیر آن بر ارتقاء ضریب بازیافت نفت سنگین می پردازد. بدین منظور فرآیند سیلاب زنی یک بعدی و خطی محلول دی متیل اتر و آب به صورت عددی و با استفاده از روش اختلاف محدود مدل سازی شد. براساس نتایج حاصل شده، سیلاب زنی محلول دی متیل اتر و آب در مخزن مخزن باعث افزایش میزان نفت تولیدی و کاهش مدت زمان بازیافت نفت نسبت به سیلاب زنی آب می گردد؛ به طوری که به ازای حجم تزریق برابر، سیلاب زنی دی متیل اتر باعث ازدیاد برداشت بیشتر به میزان ۱۷٪ و تولید سریع تر نسبت به سیلاب زنی آب شده است. از سوی دیگر کاربرد این روش، سبب کنترل تولید آب نیز می گردد که خود عامل موثری در ارتقای عملکرد سیلاب زنی خواهد بود. مجموع این موارد نشان دهنده پتانسیل بالای کاربرد این روش نوین ازدیاد برداشت در مخازن نفت سنگین است.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، دی متیل اتر، مدل سازی، افزایش حجم نفت، کاهش گرانیوی نفت

مقدمه

و میزان تولید این مخازن رو به کاهش است. از طرف دیگر امکان کشف مخازن بزرگ با ذخایر هیدروکربنی بسیار زیاد به منظور جبران افت تولید نفت از این دسته از مخازن کاسته شده است [۱].

در حال حاضر حجم زیادی از نفت تولیدی جهان از مخازنی با عمر تولیدی بالا^۱ استحصال می شوند

*مسئول مکاتبات

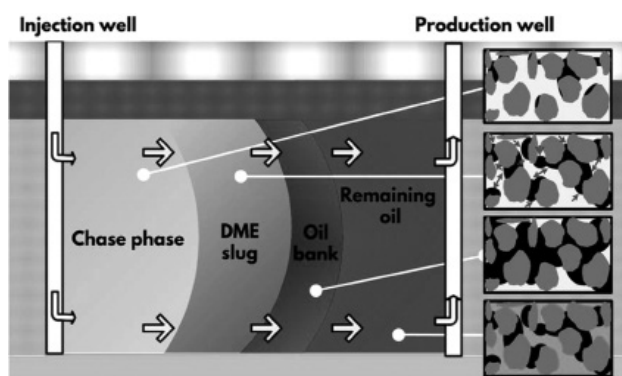
آدرس الکترونیکی: chahardowli@sut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2019.3312.2534)

برقراری تماس آن با نفت مخزن، به دلیل آنکه جزء حلال در دوطرف سطح مشترک فازها فاقد تعادل ترمودینامیکی است، حلال بین دو فاز تقسیم^۳ می‌شود. در این فرآیند انتقال جرم حلال از فاز آبی و نفتی به وسیله پارامتر ضریب تقسیم حلال^۴ که به نوعی ثابت تعادل است، کنترل می‌گردد. ضریب تقسیم حلال به صورت نسبت غلظت حلال موجود در فاز نفتی به غلظت حلال موجود در فاز آبی تعریف می‌شود. بنابراین در فرآیند سیلاب‌زنی حلال و آب، عامل ازدیادبرداشت که حلال است با تاثیر بر نفت باقی مانده در مخزن یک بانک نفتی تشکیل داده و باعث افزایش تولید بیشتر نفت نسبت به سیلاب‌زنی آب می‌شود (شکل ۱) [۳]. از جمله این نوع حلال‌ها که در سال‌های اخیر در مطالعات ازدیادبرداشت نفت مورد توجه زیادی قرار گرفته است، حلال دی متیل اتر^۵ است [۴-۷]. دی متیل اتر، با نام آیوپاک متوکسی متان، ساده‌ترین آلکیل اتر است که به عنوان ایزومر اتانول در نظر گرفته می‌شود. این حلال در شرایط محیطی در فاز بخار وجود دارد. اما در فشارهای بالاتر از ۵ bar و در دمای اتاق به مایع تبدیل می‌شود. دی متیل اتر بی‌رنگ و تقریباً غیرسمی است و دارای خواص حرارتی مشابه گاز مایع تحت فشار از جمله پروپان و بوتان است.

لذا برای جبران افت تولید از مخازن و افزایش تولید نفت از روش‌های مختلفی نظیر تزریق آب، تزریق حلال، تزریق مواد شیمیایی به مخازن استفاده می‌شود. معمولاً در تولید طبیعی از مخازن نفت سبک و سنگین، به دلایل مختلفی ضریب بازده جابه‌جایی میکروسکوپی و ضریب بازده جاروب‌زنی حجمی در حد مطلوب نبوده و این مساله باعث باقی ماندن حجم زیادی از نفت درجا در مخزن می‌شود.

معمولاً در شروع دوره افت تولید نفت در مرحله تولید طبیعی، فرآیند سیلاب‌زنی آب^۱ در مخزن اجرا می‌شود. به دلیل به صرفه بودن روش سیلاب‌زنی آب و ریسک بسیار کمتر این روش نسبت به روش‌های ازدیادبرداشت (تزریق حلال، تزریق مواد شیمیایی، روش‌های حرارتی و ...)، در بسیاری از مخازن دنیا سیلاب‌زنی آب انجام شده است. در مخازن نفت سنگین به دلیل اختلاف قابل توجه تحرک پذیری آب تزریقی نسبت به نفت مخزن، عملکرد سیلاب‌زنی آب مطلوب نمی‌باشد [۲]. برای ارتقای عملکرد تزریق آب در مخازن نفت سبک و نفت سنگین می‌توان حلال‌های حل‌شونده در آب و نفت^۲ را به آب تزریقی افزود. پس از تزریق آب حاوی حلال (حل‌شونده در آب و نفت) به مخزن و



شکل ۱ عملکرد سیلاب‌زنی دی متیل اتر در مخزن نفتی

1. Conventional Water Flooding
2. Mutual Soluble Solvent (MSS)
3. Partitioning
4. Solvent Partition Coefficient
5. Dimethyl Ether (DME)

باز یافت نفت باعث افزایش سرعت تولید نفت نیز می‌شود [۵]. همچنین چهاردولی و همکاران، اثر سیلاب‌زنی دی متیل اتر بر آشام خودبه‌خودی در سنگ‌های کربناته و ماسه سنگی را به‌روش‌های آزمایشگاهی مطالعه و نتایج را مدل‌سازی کردند. نتایج ایشان نشان داد که با افزودن دی متیل اتر به آب، برداشت نفت در سنگ ماسه‌ای ۱۱ تا ۱۶٪ در سنگ کربناته ۴۵ تا ۵۷٪ نسبت به آشام خودبخودی آب افزایش یافت. نتایج ایشان نشان داد که فرآیند ازدیاد برداشت تحت تاثیر ضریب تقسیم نفت و ضریب نفوذ مولکولی^۲ دی متیل اتر در نفت تاثیر زیادی بر بهبود ضریب نفوذ موئینگی که آشام خودبه‌خودی را کنترل می‌کند، دارد [۴].

در مقاله حاضر ابتدا روش مدل‌سازی جریان سیال در فرآیند سیلاب‌زنی دی متیل اتر و آب توصیف می‌شود. سپس اثر افزودن دی متیل اتر به آب در ارتقای عملکرد سیلاب‌زنی در شرایط یک مخزن نفت سنگین بررسی گردیده و نتایج حاصل با استفاده از دیدگاه تئوری جریان جزیی تحلیل می‌شود تا عوامل موثر بر افزایش تولید نفت مورد ارزیابی قرار گیرد.

مدل‌سازی عددی جریان سیال

فرآیند سیلاب‌زنی محلول دی متیل اتر در آب به‌صورت یک جریان یک‌بعدی تراکم‌ناپذیر و خطی، شامل دو فاز آبی و نفتی و سه جزء آب، نفت و دی متیل اتر در نظر گرفته شده و حرکت سیال در محیط متخلخل با قانون دارسی توصیف گردیده است. محیط متخلخل همگن و همسان‌گرد^۳، دارای تخلخل \emptyset و تراوایی مطلق k و اشباع آب همزاد S_{wc} در نظر گرفته شد. با نوشتن معادلات بقای جرم اجزا و ترکیب آن با معادله مومنوم (رابطه دارسی)، معادلات جریان سیال در سیلاب‌زنی دی متیل اتر به‌صورت معادلات ۱ تا ۴ توصیف گردید.

دی متیل اتر به‌صورت جزیی قطبی بوده و به همین دلیل در آب به‌صورت جزیی انحلال‌پذیر است و از سوی دیگر به‌صورت تک تماسی نیز در نفت امتزاج می‌یابد [۸].

در فرآیند تزریق محلول دی متیل اتر و آب به مخزن، با انتقال دی متیل اتر به نفت باقی‌مانده در محیط متخلخل، نفت متورم شده و حجم آن افزایش می‌یابد. به‌علاوه انحلال دی متیل اتر در فاز نفتی باعث کاهش گرانیوی فاز نفتی می‌شود. مجموع دو اثر ذکر شده منجر به افزایش تحرک‌پذیری نفت (و کاهش نسبت تحرک‌پذیری) گردیده و در نهایت بازده جاروب‌زنی حجمی و بازده جابه‌جایی میکروسکوپی بهبود می‌یابد. بنابراین سیلاب‌زنی محلول دی متیل اتر و آب می‌تواند باعث ازدیاد برداشت قابل توجه نفت در مقایسه با سیلاب‌زنی آب شود [۴-۷]. در این راستا، چرنتسکی و همکاران، آزمایش‌های سیلاب‌زنی محلول دی متیل اتر و آب را با مغزه‌های مختلف و در حضور نفت و آب نمک انجام دادند. در این مطالعات، ابتدا ۹ برابر حجم منافذ خالی سنگ^۱ سیلاب‌زنی آب و سپس ۹ برابر حجم منافذ خالی سنگ سیلاب‌زنی محلول دی متیل اتر و آب انجام می‌شد. در انتها مجدداً سیلاب‌زنی آب-نفت جهت تولید دی متیل اتر باقی‌مانده در مغزه صورت می‌گرفت. آنها نتایج حاصل از دو آزمایش خود در مغزه‌های کربناته را گزارش نمودند که براساس آن استفاده از دی متیل اتر باعث ازدیاد برداشت حدود ۳۵٪ بیشتر نسبت سیلاب‌زنی آب گردید [۷]. در ادامه چهاردولی و همکاران به بررسی تاثیر حضور پلیمر بر بهبود عملکرد سیلاب‌زنی محلول دی متیل اتر و آب و بهبود بیشتر نسبت تحرک‌پذیری به‌صورت آزمایشگاهی پرداختند. نتایج آزمایشگاهی نشان داد که افزودن پلیمر به فرآیند سیلاب‌زنی دی متیل اتر باعث ازدیاد باز یافت به میزان ۳۳٪ نسبت به سیلاب‌زنی دی متیل اتر و آب شد. نتایج ایشان نشان داد که افزودن پلیمر علاوه بر افزایش

1. Pore Volume

2. Molecular Diffusion Coefficient

3. Isotropic

در معادلات فوق، P_c فشار موینگی، P_{cb} فشار ورودی موینگی^۲، Sor اشباع نفت باقی مانده و λ ضریب مرتبط با دانه بندی سنگ^۵ ($0/5 \leq \lambda \leq 7$) است. پارامترهای P_{cb} و λ بر مبنای داده های گزارش شده در مرجع شماره ۴ انتخاب شده است. جداول ۱ و ۲ نیز به ترتیب مجموعه پارامترهای استفاده شده در فرآیند مدل سازی و نیز شرایط مرزی و اولیه مسئله را توصیف می نماید.

بحث و بررسی نتایج

شکل ۲- الف و ب پروفایل اشباع آب براساس مکان بدون بعد را به ترتیب در طول سیلاب زنی آب (WF) و سیلاب زنی دی متیل اتر (DEW) پس از تزریق ۰/۲۵ برابر حجم فضای خالی سنگ ($t_d = 0/25$) نشان می دهد. براساس شکل ۲- الف، پروفایل اشباع آب در طول فرآیند WF در یک زمان مشخص بدین صورت قابل توصیف است: (۱) جبهه باکلی- لورت که در آن اشباع آب از مقدار اولیه تا مقدار ۰/۵۰ که معادل اشباع در جبهه پیش رونده آب- نفت است، به صورت ناگهانی افزایش می یابد. (۲) افزایش تدریجی اشباع آب در طول موج انتشاری از محل جبهه با اشباع ۰/۵۰ تا نقطه تزریق با اشباع ۰/۷۲. نکته حائز اهمیت در توصیف پروفایل اشباع آب مربوط به WF، حضور تنها یک جبهه جریان (جبهه باکلی- لورت) در طول محیط متخلخل است که باعث جابه جایی نفت به سمت چاه تولیدی می شود. و لیکن بررسی شکل ۲- ب نشان می دهد که در طول فرآیند DEW، دو جبهه جریانی مختلف در گستره محیط متخلخل در حال شکل گیری است: جبهه اول که عملاً رفتاری مشابه جبهه معمول باکلی- لورت دارد اصطلاحاً با عنوان جبهه آب فاقد حلال نام برده می شود.

$$\phi \frac{\partial(S_o V_{av})}{\partial t} + \frac{\partial(u_o V_{av})}{\partial x} - \frac{\partial(\phi S_a D_{ad} \frac{\partial V_{av}}{\partial x})}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

$$\phi \frac{\partial(S_o V_{oh})}{\partial t} + \frac{\partial(u_o V_{oh})}{\partial x} - \frac{\partial(\phi S_o D_{od} \frac{\partial V_{oh}}{\partial x})}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

$$\phi \frac{\partial(S_d V_{ad})}{\partial t} + \frac{\partial(u_d V_{ad})}{\partial x} - \frac{\partial(\phi S_a D_{ad} \frac{\partial V_{ad}}{\partial x})}{\partial x} = 0 \quad (3)$$

$$\phi \frac{\partial(S_o V_{od})}{\partial t} + \frac{\partial(u_o V_{od})}{\partial x} - \frac{\partial(\phi S_o D_{od} \frac{\partial V_{od}}{\partial x})}{\partial x} = 0 \quad (4)$$

در این دستگاه معادلات، V_{ax} کسر حجمی^۱ جزء x در فاز آبی و در آن x آب (w) یا دی متیل اتر (d) است. همچنین V_{ox} عبارت است از کسر حجمی جزء x در فاز نفتی و در آن x نفت (h) یا دی متیل اتر (d) است. S_a و S_o به ترتیب اشباع فاز نفتی و آبی بوده و سرعت دارسی فاز نفت و آب به ترتیب با u_o و u_a نمایش داده می شود. در سیلاب زنی محلول دی متیل اتر و آب، فاز آبی شامل غلظت ثابت دی متیل اتر و آب، با دبی ثابت از محل چاه تزریقی واقع در گرید بلوک شماره ۱ به مخزن تزریق می گردد. ضمناً تولید نیز از محل چاه تولیدی واقع در گرید بلوک شماره ۸۰ انجام می شود. گر انرژی فاز آبی ثابت و برابر گر انرژی آب در نظر گرفته شده است. همچنین گر انرژی فاز نفتی در اثر ترکیب دی متیل اتر با نفت براساس معادله ۵ محاسبه می شود:

$$\mu_o = \left(\frac{V_{oh}}{\mu_H^{0.25}} + \frac{V_{od}}{\mu_{DME}^{0.25}} \right)^{-4} \quad (5)$$

در این معادله μ_H گر انرژی نفت بدون دی متیل اتر و μ_{DME} گر انرژی دی متیل اتر خالص است [۹]. تراوایی نسبی فازهای آبی و نفتی نیز با استفاده از معادلات کوری^۳ (۱۹۵۴) محاسبه گردید.

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4 \quad (6)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^4 \quad (7)$$

برای محاسبه فشار موینگی نیز از مدل بروکس- کوری^۳ به صورت زیر استفاده شد:

$$P_c = P_{cb} S_e^{(-1/\lambda)} \quad (8)$$

در رابطه فوق S_e عبارت است از اشباع موثر که از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$S_e = \frac{S_a - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \quad (9)$$

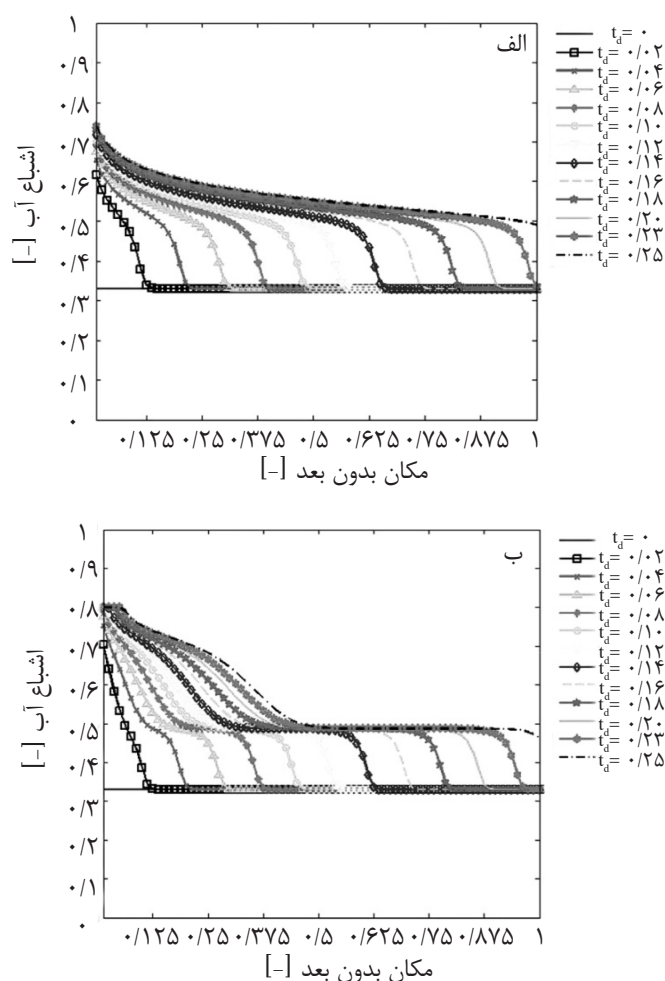
1. Pore Volume
2. Corey
3. Brooks-Corey
4. Entry Capillary Pressure
5. Sorting Factor

جدول ۱ داده‌های استفاده شده در مدل‌سازی

مقدار	پارامتر
۰/۱۹۷	تراوایی مخزن، (μm^2)
۲۰	تخلخل مخزن، (/.)
۲/۲۷	حجم توده ی مخزن، (m^3)
۰/۴۵	حجم فضای خالی سنگ، (m^3)
۳۳	اشباع اولیه آب، (/.)
۲۰	اشباع نفت باقی‌مانده، (/.)
۲۰	گرانروی نفت در دمای مخزن ($1 \times 10^{-3} \text{ Pa.s}$)
۰/۲۰	گرانروی دی متیل اتر (مایع) در دمای مخزن ($1 \times 10^{-3} \text{ Pa.s}$)
۱	ضریب تقسیم دی متیل اتر
8×10^{-10}	ضریب نفوذ مولکولی دی متیل اتر در آب، (m^2/s)
3×10^{-11}	ضریب نفوذ مولکولی دی متیل اتر در نفت، (m^2/s)
۳۵	غلظت حجمی دی متیل اتر تزریقی، (/.)
۱۰۳۴۲/۱	فشار ورودی مویبگی P_{cb} ، (Pa)
۲	λ
۰/۳۰۴۸	طول گرید بلوک (m)
۰/۳۰۴۸	عرض گرید بلوک (m)
۰/۳۰۴۸	ارتفاع گرید بلوک (m)
۸۰	تعداد گرید بلوک

جدول ۲ شرایط مرزی و اولیه برای پارامترهای استفاده شده در مدل‌سازی

پارامتر	شرط مرزی سمت چپ	شرط مرزی سمت راست	شرط اولیه
فشار فاز آبی برحسب پام، P_a	$\partial P_a / \partial x = q\mu/kA$	$P_a = 2000$	$P_a = 2000$
اشباع فاز آبی	$1 - S_{or}$	$\partial S_a / \partial x = 0$	$S_i = 0/33$
غلظت آب در فاز آبی،	۰/۶۵	$\partial V_{aw} / \partial x = 0$	$V_{aw} = 1$



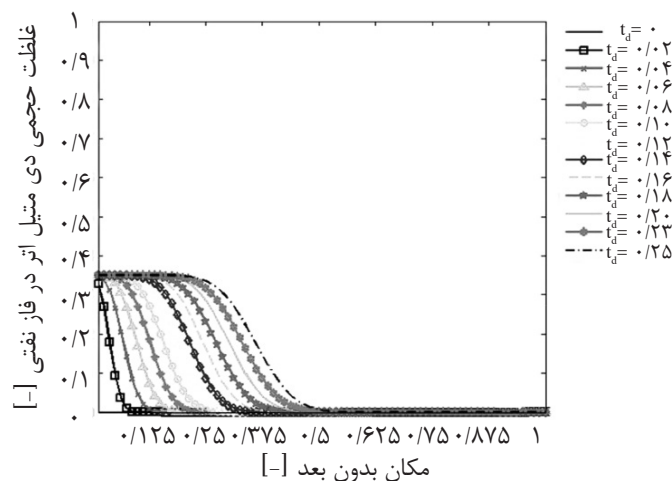
شکل ۲ الف) پروفایل توزیع اشباع آب براساس مکان بدون بعد در طول فرآیند WF تا زمان $t_d=0.25$ (ب) پروفایل توزیع اشباع آب براساس مکان بدون بعد در طول فرآیند DEW تا زمان $t_d=0.25$

کرده و بنابراین هنوز به محل چاه تولیدی نرسیده است. نکته حائز اهمیت دیگر، وجود ناحیه‌ای با اشباع آب ثابت ($S_w=0.50$) بین دو جبهه موجود در فرآیند DEW است. در واقع این ناحیه که با گذر زمان توسط جبهه دوم به سمت چاه تولیدی جابه‌جا می‌شود، به‌عنوان بانک نفتی حاصل از تزریق دی متیل اتر در محیط متخلخل است که می‌تواند سهم قابل توجهی در ازدیاد برداشت نفت فرآیند DEW نسبت به WF دارد.

حال جهت بررسی دقیق‌تر رفتار جریان‌ی DEW شکل ۳ مورد بحث قرار می‌گیرد، این شکل نشان‌دهنده پروفایل غلظت دی متیل اتر در فاز نفتی براساس مکان بدون بعد پس از تزریق 0.25 برابر حجم فضای خالی سنگ است.

اما جبهه جریان‌ی دوم که باعث افزایش بیشتر میزان اشباع آب و متعاقباً کاهش بیشتر اشباع نفت در گستره محیط شده است مربوط به آب غنی از دی متیل اتر است.

مقایسه این دو جبهه نشان می‌دهد که جبهه غنی از حلال به‌واسطه نفوذ دی متیل اتر در فاز نفتی و متعاقباً کاهش تحرک‌پذیری آب، با سرعت کمتری در گستره محیط متخلخل در حال حرکت است. همان‌طور که در شکل ۲-ب ملاحظه می‌شود، جبهه آب در سیلاب‌زنی WF و نیز جبهه آب فاقد حلال در سیلاب‌زنی DEW تقریباً به‌صورت هم‌زمان در زمان بدون بعد ($t_d=0.25$) به چاه تولیدی رسیده‌اند در حالی که در این مدت، جبهه آب غنی از حلال نیمی از محیط متخلخل را طی

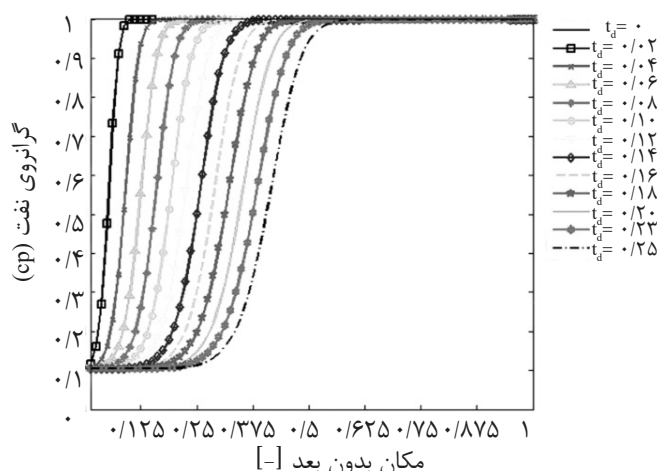


شکل ۳ پروفایل غلظت دی متیل اتر در فاز نفتی براساس مکان بدون بعد در طول فرآیند DEW تا زمان $t_d = 0.25$

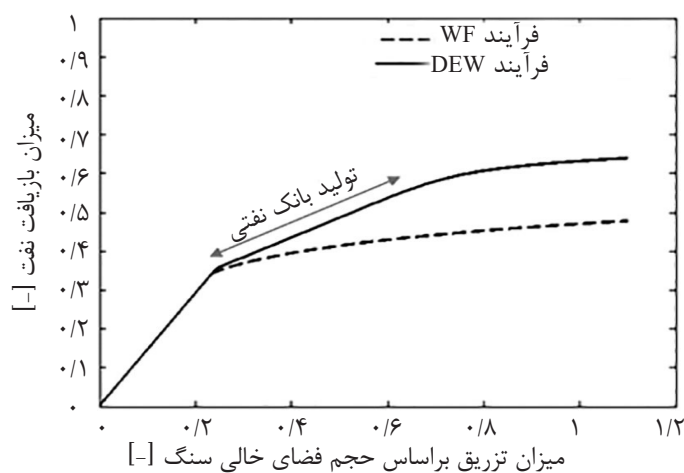
و در نتیجه افزایش بازیافت نفت و افزایش سرعت بازیافت نفت تا زمان رسوخ آب در چاه تولیدی می‌شود [۲]؛ ۲- با کاهش گرانشی، سرعت بازیافت نفت افزایش می‌یابد؛ ۳- با کاهش گرانشی نفت، ضریب نفوذ مولکولی دی متیل اتر در فاز نفتی افزایش می‌یابد که باعث انتقال سریع‌تر دی متیل اتر در فاز نفتی می‌شود [۹]. البته لازم به ذکر است که تغییرات ضریب نفوذ مولکولی در اثر کاهش گرانشی نفت در این مقاله مورد مطالعه قرار نگرفته است. شکل ۵ مقایسه میزان بازیافت نفت در طول فرآیند WF و DEW را نمایش می‌دهد. تا زمان رسیدن جبهه اول به چاه تولیدی (در زمان بدون بعد $t_d = 0.25$) شکل نمودار بازیافت نفت در هر دو فرآیند مشابه است به گونه‌ای که پس از تزریق 0.25 برابر حجم فضای خالی سنگ، میزان بازیافت نفت به حدود 35% رسیده است. پس از این زمان ($t_d > 0.25$)، تزریق آب در فرآیند WF و تزریق محلول آب و دی متیل اتر در فرآیند DEW ادامه یافته است. بنابراین پس از زمان $t_d = 0.25$ ، سرعت تولید نفت در فرآیند WF به‌طور محسوسی کاهش می‌یابد به گونه‌ای که پس از تزریق یک برابر حجم فضای خالی سنگ، تنها در حدود 12% ، نفت اضافی تولید می‌شود.

همان‌طور که مشاهده می‌شود غلظت دی متیل اتر در فاز نفتی از مقدار اولیه صفر (نفت فاقد حلال) تا حداکثر مقدار 0.35 حجمی (نفت حاوی بیشترین مقدار حلال) افزایش می‌یابد. طبیعتاً دلیل این تغییر انتقال دی متیل اتر از فاز آبی به فاز نفتی است. همچنان‌که مشاهده می‌شود با گذشت زمان، موج تغییر غلظت در طول مکان بدون بعد پیشروی می‌کند و جبهه بین بخش فاقد دی متیل اتر و بخش غنی از دی متیل اتر بیشتر حالت انتشاری^۱ به خود می‌گیرد، این امر می‌تواند ناشی از انتقال دی متیل اتر از طریق نفوذ مولکولی دی متیل اتر در فاز نفتی باشد.

شکل ۴ پروفایل تغییرات گرانشی نفت براساس مکان بدون بعد در طول فرآیند DEW تا زمان $t_d = 0.25$ را نشان می‌دهد. همچنان‌که اشاره شد با انتقال دی متیل اتر از فاز آبی به فاز نفتی گرانشی آن کاهش می‌یابد. بنابراین در شکل ۴ مشاهده می‌شود که گرانشی نفت از مقدار اولیه 20 cp در نفت فاقد حلال تا حدود 2 cp در نفت غنی از حلال کاهش می‌یابد. کاهش گرانشی نفت به چند طریق می‌تواند در ازدیاد برداشت نفت نقش داشته باشد: ۱- با کاهش گرانشی نفت، نسبت تحرک‌پذیری مطلوب‌تری به‌دست می‌آید که در جابه‌جایی یک‌بعدی باعث بازده جابه‌جایی بیشتر



شکل ۴ پروفایل تغییرات گرانیوی نفت براساس مکان بدون بعد در طول فرآیند DEW تا زمان $t_d = 0.25$

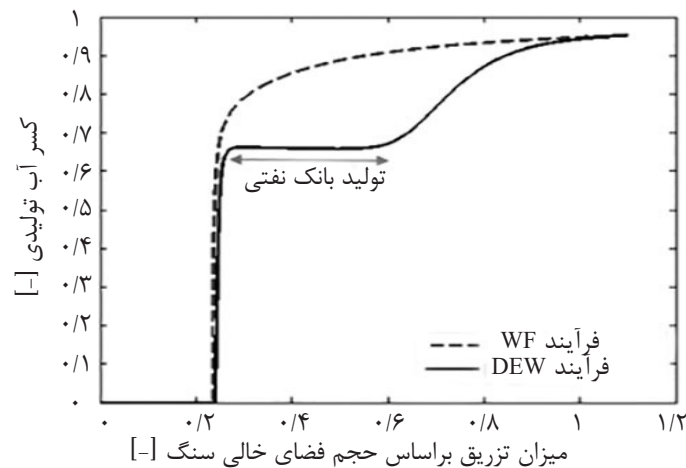


شکل ۵ شکل بازیافت نفت در فرآیندهای WF و DEW

گفت که افزایش تولید نفت ناشی از انتقال جرم دی متیل اتر از فاز آبی به فاز نفتی و افزایش حجم فاز نفتی است. انتقال دی متیل اتر به فاز نفتی باعث افزایش حجم فاز نفتی و در نتیجه افزایش اشباع این فاز در محیط متخلخل شده که باعث تولید حجم بیشتری از نفت باقی مانده در مخزن توسط فرآیند DEW می شود.

شکل ۶، نشان دهنده کسر آب تولیدی در طول فرآیند WF (شکل آبی رنگ) و DEW (شکل مشکی) است. در هر دو شکل، تا زمان رسیدن جبهه باکلی- لورت به چاه تولیدی که برابر $t_d = 0.25$ است، کسر آب تولیدی در هر دو روش WF و DEW تا زمان $t_d = 0.25$ برابر صفر است.

با این حال در فرآیند DEW، تولید نفت پس از زمان $t_d = 0.25$ کماکان به صورت صعودی ادامه دارد که این رخداد ناشی از تولید بانک نفت تشکیل شده در جلوی جبهه آب غنی از حلال است. همان طور که مشاهده می شود این نرخ افزایشی تولید تا مدت زمان 0.80 برابر حجم فضای خالی سنگ ادامه دارد به گونه ای که میزان بازیافت نفت به حدود 60% می رسد. پس از این زمان، به دلیل رسیدن جبهه دوم به چاه تولیدی، کاهش محسوسی در میزان افزایش بازیافت نفت رخ می دهد. این رخداد به دلیل تولید نفت غنی از حلال به واسطه جابه جایی موج انتشاری فرآیند DEW است (به شکل ۲- ب مراجعه نمایید). به طور کلی می توان

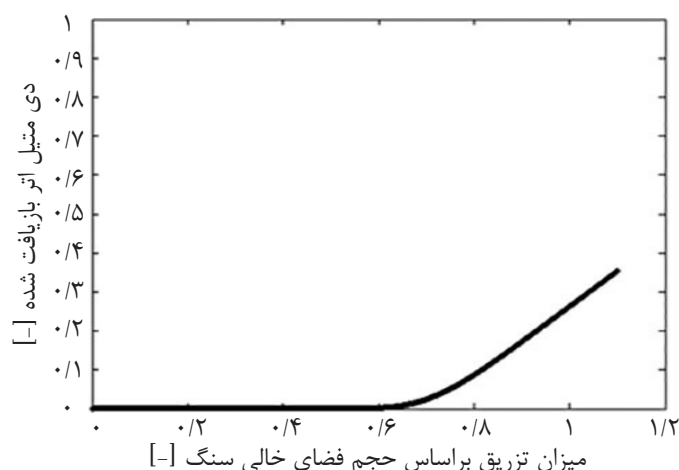


شکل ۶ شکل کسر آب تولیدی در فرآیندهای WF و DEW

به زمان رسیدن رخنه جبهه اول افزایش می‌یابد. این رویداد از رفتار جبهه دوم در شکل توزیع اشباع فاز آبی شکل ۲-ب و رفتار جبهه غلظت شکل ۳ که دارای حالت انتشاری است، نشات می‌گیرد. همان‌گونه که پیش‌تر اشاره شد جبهه دوم آب در سیلاب‌زنی DEW، غنی از دی‌متیل اتر است و در نتیجه هم‌زمان با رخنه جبهه دوم ($t_d = 0.65$)، دی‌متیل اتر نیز شروع به تولید می‌کند.

میزان بازیافت دی‌متیل اتر در طول سیلاب‌زنی DEW در شکل ۷ نشان داده شده است. تا پیش از زمان $t_d = 0.65$ (زمان تولید جبهه دوم)، حلالی تولید نشده است. پس از تولید بانک نفتی و با رخنه جبهه دوم در چاه تولیدی، دی‌متیل اتر نیز شروع به تولید می‌کند. براساس این شکل پس از تزریق ۱/۱ برابر حجم فضای خالی سنگ، حدود ۳۶٪ دی‌متیل اتر تزریق شده در چاه تولیدی قابل بازیافت است. بازیافت دی‌متیل اتر در این فرآیند بسیار مهم است زیرا می‌تواند باعث کاهش قیمت تمام شده پروژه ازدیادبرداشت شود.

بعد از این زمان، در فرآیند WF تزریق آب ادامه یافته و در فرآیند DEW محلول آب و دی‌متیل اتر تزریق شده است. براساس این شکل، با سیلاب‌زنی آب و قبل از رسیدن به زمان رخنه آب ($t_d = 0.25$) افزایش شدیدی در کسر آب تولیدی رخ می‌دهد و در نتیجه میزان تولید نفت نیز با افت قابل توجهی همراه خواهد بود. اما در سیلاب‌زنی DEW پس از رخنه جبهه اول و در زمان تولید بانک نفتی، کسر آب تولیدی ثابت می‌ماند. یکی از دلایل مهمی که باعث شکل‌گیری بانک نفتی و حرکت آن به سمت چاه تولیدی شده و همچنین باعث کاهش تولید آب می‌شود عبارت است از انتقال دی‌متیل اتر از فاز آبی به فاز نفتی و کاهش اشباع آب در محیط متخلخل. این اثر -تورم نفت- باعث ازدیادبرداشت نفت در فرآیند DEW نسبت به WF می‌شود. در فرآیند DEW تا زمان رخنه جبهه دوم ($t_d = 0.65$)، کسر آب تولیدی ثابت باقی می‌ماند. همچنان‌که در شکل مربوط به DEW مشاهده می‌شود، پس از رخنه جبهه دوم ($t_d > 0.65$)، کسر آب تولیدی با شیب بسیار کمتری نسبت



شکل ۷ شکل باز یافت دی متیل اتر در فرآیند DEW

دی متیل اتر سبب کنترل کسر آب تولیدی نیز شده است که نشان دهنده نقش قابل توجه دی متیل اتر در ارتقای عملکرد فرآیند سیلاب زنی دارد. همچنین امکان باز یافت دی متیل اتر در چاه تولید و در نتیجه اقتصادی تر کردن پروسه هم وجود دارد. مجموع نتایج مذکور، بیانگر پتانسیل مطلوب تزریق حلال دی متیل اتر در افزایش برداشت نفت از مخازن نفت سنگین است، با این حال مطالعات تکمیلی جهت ارتقای توصیف مدل رفتار فازی این فرآیند و نیز در نظر گرفتن پیچیدگی‌های مدل مخزنی به همراه ملاحظات اقتصادی در استحصال حلال باقی مانده در محیط مخزن در ادامه روند مطالعات ضروری است.

نتیجه گیری

در این مقاله امکان پذیری تزریق محلول دی متیل اتر و آب در شرایط یک مخزن نفت سنگین مورد مطالعه قرار گرفت. فرآیند سیلاب زنی دی متیل اتر در یک سیستم خطی یک بعدی به روش اختلاف محدود مدل سازی گردید. نتایج نشان می دهد که افزودن دی متیل اتر به آب و تزریق آن به مخزن می تواند با بهبود نسبت تحرک پذیری و نیز با متورم کردن نفت باعث تشکیل یک بانک نفتی دوم شده و بنابراین باعث افزایش باز یافت قابل ملاحظه نفت (۱۷٪ ازدیاد برداشت پس از تزریق ۱/۱ برابر حجم فضای خالی سنگ) نسبت به سیلاب زنی معمولی آب گردیده و همچنین سرعت باز یافت نفت را هم افزایش می دهد. علاوه بر این روش سیلاب زنی

مراجع

- [1]. Alvarado V. and Manrique E., "Enhanced oil recovery: An update review," Energies, Vol. 3, No. 9, pp. 1529–1575, 2010.
- [2]. Lake L. W., Johns R., Rossen B. and Pope G., "Fundamentals of enhanced oil recovery," Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [3]. Chahardowli M., Zholdybayeva A., Farajzadeh R. and Bruining H., "Solvent-enhanced spontaneous imbibition in fractured reservoirs," in: Proceedings of 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, 2013.
- [4]. Chahardowli M., Farajzadeh R., Masalmeh S. K., Mahani H. and Bruining H., "A Novel enhanced oil recovery technology using dimethyl ether/brine: spontaneous imbibition in sandstone and carbonate rocks," in: SPE Annual

Technical Conference and Exhibition, 2016.

[5]. Chahardowli M., Farajzadeh R. and Bruining H., "Experimental investigation of the use of the dimethyl ether/polymer hybrid as a novel enhanced oil recovery method," J. Ind. Eng. Chem., Vol. 38, pp. 50–60, Jun. 2016.

[6]. Riele P. te, Parsons C., Boerrigter P., Chernetsky A., Boersma D. and Broos R., "Implementing a novel solvent-enhanced oil recovery technology - aspects of field development planning," in: the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, 2016.

[7]. Chernetsky A. et al., "A Novel enhanced oil recovery technique: experimental results and modelling workflow of the DME enhanced waterflood technology," in: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 2015.

[8]. Japan DME Forum, "DME handbook," Japan DME Forum, 2007.

[9]. Wilke C. R. and Chang P., "Correlation of diffusion coefficients in dilute solutions," AIChE J., Vol. 1, No. 2, pp. 264–270, Jun. 1955.



Petroleum Research

Petroleum Research 2019(October-November), Vol. 29, No. 107, 11-14

DOI: 10.22078/pr.2019.3312.2534

Modeling DME-Water Flooding and Feasibility Study of Using this Method for Enhanced Oil Recovery in the Condition of a Heavy Oil Reservoir

Ghader Pelark, Mohammad Chahardowli* and Mohammad Simjoo

Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

chahardowli@sut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3312.2534

Received: September/04/2018

Accepted: March/03/2019

INTRODUCTION

Most of the current world oil production comes from mature reservoirs which faced oil production decline problem. In addition, the rate of replacement of the produced reserves by new discoveries has been declining steadily [1]. Several enhanced oil recovery (EOR) methods including water flooding, solvent injection and chemical injection were applied to compensate oil production decline problem. Generally, large volume of original oil in place (OOIP) is leaving un-swept in the reservoirs after primary recovery period. Conventional water flooding is a common method to produce extra oil which is applied as a secondary recovery method. But because of considerable difference between reservoir oil and injected water mobilities in heavy oil reservoirs, conventional water flooding exhibited

an insufficient performance [2]. Moreover, one of the possible solutions for improving the performance of conventional water flooding is to add the Mutual Soluble Solvents (MSS) into the injected brine [3]. During recent years, application of Dimethyl Ether (DME) as a mutual soluble solvent received more attention in the EOR studies [4]. DME is the simplest alkyl ether, and is considered the isomer of ethanol which exists in the vapor phase at ambient condition. However, it is liquefied at room temperature as the pressure increases. DME is colorless and almost non-toxic [5]. DME was chosen as a solvent agent because of its unique preference for miscibility in the oil, and its ability to be dissolved in water [6]. Through a Dimethyl Ether enhanced water flooding (DEW) process, an aqueous phase involving dissolved DME in brine is injected into the formation.

Upon the injected water contacts with the reservoir oil, the DME partitions to the oil and form an oleic phase. Therefore, the reservoir oil swells and its viscosity decreases [3-4]. The combination of these effects mobilizes the residual oil toward the production wells leading to a higher ultimate oil recovery achieved by DEW than that achieved by conventional water flooding, hence the residual oil saturation decreases through DEW [6-8].

MODELING WORKFLOW

During a DME-brine-oil displacement, there are two phases with three components. To understand the effects of DEW technique on the oil production, a one dimensional, linear, two-phase and three components, incompressible fluid flow model was constructed. The mass balance of all components (DME, brine and oil) existing in DEW leads to a system of four partial differential equations as:

$$\phi \frac{\partial(S_a V_{aw})}{\partial t} + \frac{\partial(u_a V_{aw})}{\partial x} - \frac{\partial(\phi S_a D_{ad} \frac{\partial V_{aw}}{\partial x})}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

$$\phi \frac{\partial(S_o V_{oh})}{\partial t} + \frac{\partial(u_o V_{oh})}{\partial x} - \frac{\partial(\phi S_o D_{od} \frac{\partial V_{oh}}{\partial x})}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

$$\phi \frac{\partial(S_a V_{ad})}{\partial t} + \frac{\partial(u_a V_{ad})}{\partial x} - \frac{\partial(\phi S_a D_{ad} \frac{\partial V_{ad}}{\partial x})}{\partial x} = 0 \quad (3)$$

$$\phi \frac{\partial(S_o V_{od})}{\partial t} + \frac{\partial(u_o V_{od})}{\partial x} - \frac{\partial(\phi S_o D_{od} \frac{\partial V_{od}}{\partial x})}{\partial x} = 0 \quad (4)$$

where S_x refers to the saturation of the phase x , aqueous ($x=a$) and oleic ($x=o$), V_{xz} is the volume fraction of component z , brine ($z=w$), oil ($z=h$), DME ($z=d$), in the phase x , D_{xz} is the molecular-diffusion coefficient of DME in phase x , D_{xz} is the porosity, and u_x is the Darcy velocity of phase x . Also, Table 1 gives a summary of input parameters used in the modeling study.

Table 1: Input parameters used in the base case numerical model.

Parameter	Description
Rock type	sandstone
Permeability (μm^2)	0.197
Porosity (%)	20
Initial water saturation (%)	33
Residual oil saturation (%)	20
Oil viscosity (cP)	20
DME partition coefficient (-)	1
Molecular diffusion coefficient of DME in water (m^2/s)	8×10^{-10}
Molecular diffusion coefficient of DME in oil (m^2/s)	3×10^{-11}
DME concentration (vol/vol%)	35

RESULTS AND DISCUSSION

In Figure 1, water saturation profile vs. dimensionless length after 0.25 pore volume ($t_D = 0.25$) of DEW injection is illustrated. In addition, water saturation profile is somewhat different in comparison with that of conventional water flooding, for instance, in a DEW process two fronts exist in fractional flow curve. Let us consider fractional flow corresponding to $t_D = 0.25$. At the far right, the saturation profile is similar to that of conventional water flooding, i.e. there is first water front, which is related to the DME-free water. The second front is shown at the left side in the region of high DME concentration, the water saturation is larger than it would have been for a conventional water flooding. The recovered oil from this region flows forward and forms the region of constant water saturation, which can be called oil bank, i.e. the extra oil driven ahead of the second water front. The second shock frontal advancement drives the oil bank toward the production well and causes an additional oil recovery on top of conventional water flooding.

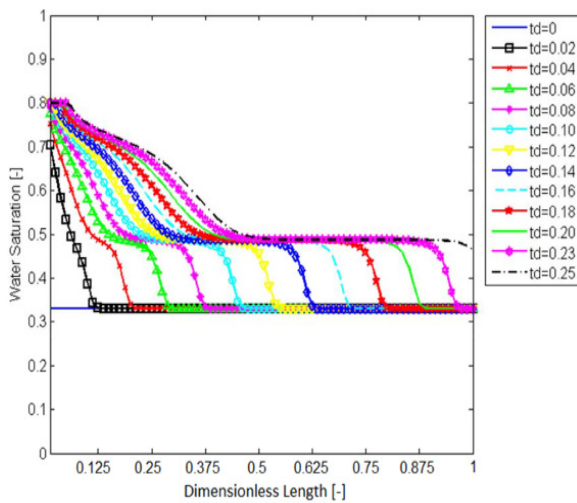


Figure 1: Water saturation profile vs. dimensionless length during DEW displacement after 0.25 PV injection.

Figure 2 illustrates the profile of DME concentration in the oleic phase vs. dimensionless length after 0.25 pore volume of DEW injection. The numerical solution involves a constant concentration state (maximum concentration of 35 v/v%) at upstream, a shock region followed by a zero DME concentration at downstream. Moreover, as time passes, the shock front becomes more diffusive. In addition, this can be attributed to the DME transport from DME-rich oil region to DME-free oil region due to the molecular diffusion. Moreover, an increase in DME concentration in the oleic phase has two effects, e.g. it reduces oil viscosity and increases the volume of the oleic phase.

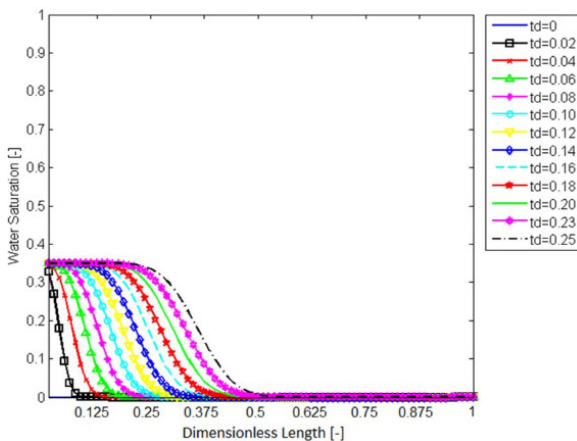


Figure 2: DME concentration profile in the oleic phase vs. dimensionless length during DEW displacement after 0.25 PV injection.

Figure 3 shows oil recovery factor vs. cumulative injected aqueous phase during conventional water flooding (WF) and DEW. Until breakthrough of the first water front, that occurs almost at $t_D=0.25$, both WF and DEW processes obtained the same oil recovery value (35% of the OIIP was recovered). After that ($0.25 < t_D < 0.80$), in DEW process, the presence of DME leads to an oil bank formation and the frontal advancement of the second water front pushes the oil bank toward production well and thus an incremental oil is obtained on top of conventional water flooding (approximately 60% and 43% of oil recovery factor in DEW and WF at $t_D=0.8$ respectively).

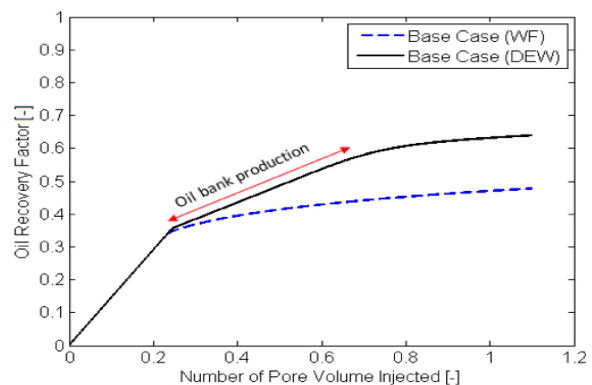


Figure 3: Oil recovery factor vs. cumulative injected aqueous phase during WF and DEW

In this study, we discussed DME/brine-oil displacement in a heavy oil sandstone reservoir to investigate the improvement of oil recovery. Moreover, results showed DME can be transferred from the aqueous into the oleic phase and thus lead to formation of an oil bank. As to oil recovery, it was found that DME-enhanced water (DEW) flooding increases and accelerates oil production as compared to conventional water flooding. Results also showed that the impact of oil viscosity reduction mechanism is more important than the impact of oil swelling in the recovery of heavy oil by the DEW process.

REFERENCES

- [1]. Alvarado V. and Manrique E., "*Enhanced oil recovery: An update review*," *Energies*, Vol. 3, No. 9, pp. 1529–1575, 2010.
- [2]. Lake L. W., Johns R., Rossen B. and Pope G., "*Fundamentals of enhanced oil recovery*," Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [3]. Chahardowli M., Zholdybayeva A., Farajzadeh R. and Bruining H., "*Solvent-enhanced spontaneous imbibition in fractured reservoirs*," in: Proceedings of 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, 2013.
- [4]. Chahardowli M., Farajzadeh R., Masalmeh S. K., Mahani H. and Bruining H., "*A Novel enhanced oil recovery technology using dimethyl ether/brine: spontaneous imbibition in sandstone and carbonate rocks*," in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016.
- [5]. Chahardowli M., Farajzadeh R. and Bruining H., "*Experimental investigation of the use of the dimethyl ether/polymer hybrid as a novel enhanced oil recovery method*," *J. Ind. Eng. Chem.*, Vol. 38, pp. 50–60, Jun. 2016.
- [6]. Japan DME Forum, "*DME handbook*," Japan DME Forum, 2007.
- [7]. Riele P. te, Parsons C., Boerrigter P., Chernetsky A., Boersma D. and Broos R., "*Implementing a novel solvent-enhanced oil recovery technology - aspects of field development planning*," in: the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, 2016.