

## مدل سازی تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر با استفاده از تئوری جریان های جزئی

مصطفی ایروانی<sup>۱</sup>، محمد سیم جو<sup>۲\*</sup>

اطلاعات مقاله	چکیده
دریافت مقاله: ۱۳۹۶/۰۹/۰۴	<p>بر اساس نتایج مثبتی که از تأثیر آب با شوری پایین در تولید نفت به دست آمده است، مطالعات مختلفی درباره امکان ترکیب این روش با سایر روش های ازدیاد برداشت انجام گرفته است. ترکیب آب با شوری پایین با محلول پلیمری می تواند یکی از روش های مؤثر در ازدیاد برداشت نفت باشد. با نگاهی به محدودیت ها و مزایای استفاده از هر روش، می توان به این نکته پی برد که ترکیب این دو روش می تواند هم افزایی مطلوبی داشته باشد، به طوری که حضور پلیمر سبب بهبود بازده جاروب زنی نفت شده و در عین حال حضور آب با شوری پایین سبب جذب کمتر پلیمر و نیز افزایش آب دوستی سطح سنگ می گردد. در این مقاله با استفاده از تئوری جریان های جزئی به بررسی عملکرد تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر جهت ازدیاد برداشت نفت در سنگ های ماسه ای پرداخته شده است. همچنین عملکرد روش مذکور در مقایسه با تزریق آب با شوری بالا و نیز تزریق آب با شوری پایین مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج مدل سازی نشان می دهد که بر اساس شرایط مطالعه حاضر، به واسطه تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر، زمان رسوخ آب در چاه تولیدی تا حدود ۰/۷۵ حجم فضای خالی به تعویق افتاده است. همچنین میزان تولید نفت نیز در مقایسه با تزریق آب با شوری بالا از مقدار ۳۸٪ به ۷۷٪ پس از تزریق یک برابر حجم فضای خالی افزایش یافته است. بر اساس نمودارهای جریان جزئی، این افزایش برداشت نفت به دلیل رخداد دو جبهه جریانیه مختلف در طول تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر می باشد.</p>
پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۰۲/۲۶	
<p><b>واژگان کلیدی:</b> ازدیاد برداشت نفت، آب با شوری پایین، پلیمر، تئوری جریان های جزئی.</p>	

### ۱- مقدمه

نفت یکی از منابع مهم تأمین انرژی در جهان می باشد که نحوه عرضه و قیمت آن بر اقتصاد بسیار مؤثر است، لذا لزوم افزایش برداشت نفت از مخازن موجود برای بازارهای جهانی حائز اهمیت می باشد [۱]. یکی از روش های متداول ازدیاد برداشت نفت از مخازن، تزریق آب می باشد [۲]. با این حال مطالعات گذشته نشان داده است که پس از انجام این روش، مقدار زیادی نفت به واسطه اثرات نیروی موینگی و یا بازدهی جاروب زنی پایین در مخزن باقی می ماند [۳]. بدین منظور جهت افزایش عملکرد تزریق آب، تلاش های مختلفی

برای بهینه سازی این روش انجام شده است. مطالعات نشان داده است که تغییر ترکیب آب تزریقی و کمتر نمودن شوری آن می تواند بازده تزریق آب را بهبود بخشد [۴-۶]. این روش که از آن با عنوان تزریق آب با شوری پایین ( $LSW^3$ ) نام برده می شود، بیان می کند که اگر میزان شوری آب تزریقی کمتر از شوری آب سازندی باشد، مقدار بازیافت نفت می تواند افزایش یابد [۷]. در این روش، شوری پایین سیال تزریقی سبب برهم زدن تعادل شیمیایی سنگ - آب - نفت شده و متعاقباً می تواند منجر به تغییر ترشوندگی سنگ گردد [۸-۱۰]. مشاهدات نشان داده است

<sup>3</sup> Low Salinity Waterflooding

\*. پست الکترونیک نویسنده مسئول: simjoo@sut.ac.ir

۱. دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند،

تبریز

۲. استادیار، دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز

تزریق آب دریا همراه با پلیمر از لحاظ اقتصادی به طور محسوسی مقرون به صرفه می‌باشد. شاکر شیران و اسکوگه<sup>۴</sup> نیز با انجام مطالعات سیلاب‌زنی در مغزه‌های ماسه‌ای نشان دادند که عملکرد LSP در حالت تزریق ثانویه منجر به تولید نفت بیشتری در مقایسه با تزریق ثالثیه می‌شود [۳۴].

علیرغم مطالعات مختلفی که درباره توصیف عملکرد LSP در شرایط آزمایشگاهی شده است، ولی به طور مقایسه‌ای مطالعات کمتری درباره مدل‌سازی این روش جدید ازدیاد برداشت نفت انجام گرفته است. در این مقاله عملکرد روش LSP با استفاده از تئوری جریان‌های جزئی مورد بررسی قرار می‌گیرد. این تئوری یکی از روش‌های مناسب جهت توصیف جابه‌جایی سیالات تراکم‌ناپذیر در محیط متخلخل می‌باشد [۳۷-۳۵]. پایه فرمولاسیون ریاضی این تئوری بر اساس روش منحنی مشخصه است که به عنوان روش مشخصه<sup>۵</sup> (MOC) نیز شناخته می‌شود. در این مطالعه، ابتدا مدل‌سازی جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری بالا به عنوان حالت مبنا در حالت شعاعی توصیف شده و سپس مدل‌سازی برای حالت تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر بیان می‌گردد. در ادامه نیز نحوه تغییرات پروفایل اشباع آب در طول سناریوهای مختلف تزریق بررسی شده و در نهایت مقدار افزایش نفت تولیدی مورد بحث قرار می‌گیرد.

## ۲- مدل‌سازی جریان سیال با استفاده از تئوری

### جریان‌های جزئی

در این مطالعه جهت مدل‌سازی جابه‌جایی سیالات در محیط متخلخل و نیز توصیف معادلات مربوط به جریان جزئی از نرم‌افزار متلب<sup>۶</sup> استفاده شد. در فرایند مدل‌سازی فرض شده است که شرایط جریان انتشاری<sup>۷</sup> برقرار بوده و شرایط استفاده از قانون دارسی نیز وجود داشته باشد. بدین ترتیب در هر نقطه از محیط متخلخل مقدار اشباع سیالات نسبت به ضخامت محیط ثابت می‌باشد. همچنین اثرات نیروی موئینگی، نیروی ثقلی و پراکندگی نیز صرف نظر شده است. محیط متخلخل مورد مطالعه نیز به صورت یک بعدی و افقی بوده و معادلات جریان نیز به صورت شعاعی توصیف می‌شوند (شکل (۱)). همچنین فرض شده است که تزریق

که در طول تزریق LSW، مکانسیم غالب در تولید نفت عموماً تغییر ترشوندگی به سمت شرایط آب دوستی بیشتر در سنگ می‌باشد [۴، ۹ و ۱۱-۱۴]. اگرچه روش تزریق LSW دارای پتانسیل مطلوبی در کاهش اشباع نفت باقی‌مانده است و از لحاظ اجرای میدانی نیز در مقایسه با سایر روش‌های ازدیاد برداشت نفت دارای پیچیدگی عملیاتی کمتری می‌باشد [۱۸-۱۵]، ولی با این حال یکی از چالش‌های مهم این روش، عدم کارایی مناسب آن در مخازن نفت سنگین به دلیل نسبت تحرک‌پذیری نامناسب بین آب تزریقی و نفت است [۱۹]. یکی از روش‌های مناسب جهت بهبود عملکرد روش LSW در مخازن نفت سنگین، افزودن پلیمر به آب تزریقی است [۲۰]. در فرایندهای مرتبط با تولید نفت، تزریق محلول پلیمری با اهداف مختلفی نظیر بهبود نسبت تحرک‌پذیری و نیز کنترل تولید آب استفاده می‌شود [۲۴-۲۱]. همچنین مطالعات گذشته نشان داده است که شوری پایین آب بر روی رفتار رئولوژی پلیمر نیز مؤثر است به طوری که ویسکوزیته محلول پلیمری در شوری پایین مقدار بیشتری نسبت به شوری بالا دارد [۱۹، ۲۵ و ۲۶]. از سویی دیگر بر اساس مطالعات قبلی، کاهش شوری آب سبب کاهش جذب سطحی پلیمر بر روی سطح سنگ می‌شود [۲۷]. مطالعات آزمایشگاهی نیز عملکرد مناسب تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر (LSP) را نشان داده‌اند [۳۰-۲۸]. کوزاکی<sup>۱</sup> بر اساس نتایج آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه نشان داد که ترکیب LSW با سیلاب‌زنی پلیمر علاوه بر بهبود میزان بازیافت نفت از طریق کاهش نفت باقی‌مانده، می‌تواند سبب تسریع فرایند بازیافت نفت در اثر تغییر ترشوندگی شود. همچنین وی نشان داد که در صورت استفاده از این روش ترکیبی به غلظت پلیمر کمتری در مقایسه با تزریق آب با شوری بالا نیاز است [۳۱].

محمدی<sup>۲</sup> و همکاران نیز بیان کردند که تزریق LSP می‌تواند علاوه بر افزایش بازیافت نفت، هزینه مواد شیمیایی مورد استفاده را در زمان اضافه کردن پلیمر به آب با شوری پایین کاهش دهد [۳۲]. آیرالا<sup>۳</sup> و همکاران نیز نشان دادند که در تزریق LSP، هم افزایی مطلوبی بین تزریق آب با شوری پایین و پلیمر در تولید نفت بیشتر وجود دارد [۳۳]. آنها همچنین بیان کردند که تزریق LSP در مقایسه با

<sup>5</sup> MOC (Method of Characteristics)

<sup>6</sup> MATLAB

<sup>7</sup> Diffuse flow

<sup>1</sup> Kozaki

<sup>2</sup> Mohammadi

<sup>3</sup> Ayirala

<sup>4</sup> Shaker shiran and Skauge

در روابط فوق  $Q_w$  و  $Q_o$  به ترتیب دبی نفت و آب،  $\emptyset$  تخلخل محیط،  $H_e$  ارتفاع محیط،  $S_o$  و  $S_w$  به ترتیب مقادیر اشباع آب و نفت،  $r$  فاصله شعاعی از مرکز چاه و  $\pi$  نیز عددی پی می‌باشند.

در نهایت با استفاده از رابطه جریان جزئی آب (رابطه (۳)) و روابط (۴) و (۵) که از آنها برای بی‌بعد کردن رابطه (۱) استفاده شده است، می‌توان رابطه بدون بعد حاکم بر جابه‌جایی نفت توسط آب (رابطه (۶)) را به دست آورد:

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (3)$$

$$x_D = \frac{r^2 - r_w^2}{r_e^2 - r_w^2} \cong \frac{r^2}{r_e^2} \quad (4)$$

$$t_D = \frac{Q_t t}{\pi(r_e^2 - r_w^2)H_e \emptyset} \cong \frac{Q_t t}{\pi r_e^2 H_e \emptyset} \quad (5)$$

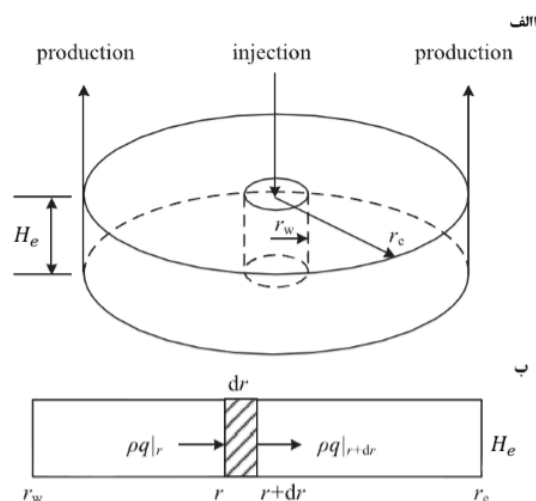
$$\frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0 \quad (6)$$

در روابط فوق  $f_w$  جریان جزئی آب،  $\mu_o$  و  $\mu_w$  به ترتیب ویسکوزیته آب و نفت،  $k_{ro}$  و  $k_{rw}$  به ترتیب تراوایی نسبی آب و نفت،  $r_e$  و  $r_w$  به ترتیب شعاع خارجی محیط و شعاع چاه،  $t_D$  و  $x_D$  به ترتیب مکان بدون بعد و زمان بدون بعد و  $Q_t$  دبی کل می‌باشند. همچنین در روابط (۴) و (۵) به دلیل اینکه شعاع چاه بسیار کوچکتر از شعاع خارجی در نظر گرفته شده است، می‌توان از آن در برابر شعاع خارجی صرف نظر نمود. در رابطه (۶)،  $f_w$  (جریان جزئی آب) تنها تابعی از مقدار اشباع آب است که اگر برای حرکت صفحه‌ای با اشباع ثابت ( $dS_w=0$ ) بیان شود، خواهیم داشت:

$$\frac{dx_D}{dt_D} = \left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w} \quad (7)$$

رابطه (۷) اصطلاحاً رابطه سرعت بدون بعد حرکت جبهه می‌باشد. حال با داشتن رابطه جریان جزئی آب و اشباع آب و همین‌طور رابطه مکان بدون بعد و زمان بدون بعد، می‌توان در هر زمان پروفایل اشباع سیالات و نیز مقدار بازیافت نفت را تعیین نمود. برای یافتن مقدار نفت بازیافت شده می‌بایست مقدار اشباع میانگین آب را در پشت جبهه پیش‌رونده محاسبه نمود. بدین منظور می‌توان از روش تحلیلی ولج<sup>۱</sup> جهت تعیین اشباع میانگین آب براساس رابطه (۸) استفاده نمود [۳۸]:

آب با شوری پایین تنها بر روابط تراوایی نسبی سیالات موثر بوده و هیچ تاثیری بر روی تخلخل و نفوذپذیری سنگ ندارد. همچنین فرض شده است که رفتار رئولوژی پلیمر به صورت یک سیال نیوتنی قابل توصیف بوده و حضور پلیمر در سیال تزریقی نیز فقط بر ویسکوزیته محلول آبی تاثیر دارد. برای سهولت مدل‌سازی نیز از جذب سطحی پلیمر بر روی سطح سنگ و نیز فضای متخلخل غیرقابل دسترس صرف نظر شده است. در ادامه، ابتدا معادلات جریان جزئی برای تزریق آب با شوری بالا توصیف شده و سپس معادلات مربوط به پلیمر و آب با شوری پایین بیان می‌شود.



شکل ۱: شماتیکی از سیستم شعاعی؛ شکل الف- سیستم جریان استوانه‌ای در یک چاه عمودی، شکل ب- مدل تک بعدی در جهت شعاع

## ۱-۲- مدل‌سازی جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری بالا (HSW)

در این حالت دو فاز (آبی و آلی) و دو جزء (آب با شوری بالا و نفت) در سیستم وجود دارد. لذا بر اساس تئوری جریان‌های جزئی در اثر جابه‌جایی نفت به وسیله آب، یک جبهه جریانی در محیط متخلخل ایجاد خواهد شد که اصطلاحاً از آن به عنوان جبهه جابه‌جایی باکلی - لورت نیز یاد می‌شود. برای توصیف این جبهه از روابط پیوستگی آب و نفت در حالت جریان شعاعی به صورت زیر (روابط (۱) و (۲)) استفاده می‌شود:

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial Q_w}{\partial r} = 2\pi \emptyset H_e \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (1)$$

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial Q_o}{\partial r} = 2\pi \emptyset H_e \frac{\partial S_o}{\partial t} \quad (2)$$

<sup>1</sup> Welge

$$\left(\frac{dx_D}{dt_D}\right)_{C_{pw}} = \frac{f_w}{S_w} \quad (12)$$

برای توصیف جبهه آب - نفت نیز مشابه جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری بالا عمل می‌شود و بدین ترتیب می‌توان از رابطه (۷) جهت توصیف سرعت جبهه آب - نفت استفاده نمود. لازم به ذکر است که برای مدل‌سازی جابه‌جایی آب با شوری بالا همراه با پلیمر (HSP) و آب با شوری پایین همراه با پلیمر (LSP) از روابط تراوایی نسبی مربوطه استفاده می‌گردد.

### ۲-۳- مدل‌سازی جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری پایین (LSW)

روش LSW نیز مشابه تزریق آب همراه با پلیمر باعث ایجاد دو نمودار جریان جزئی و متعاقباً دو جبهه سیال در محیط می‌شود. جبهه اول مربوط به جابه‌جایی نفت توسط آب سازندی (آب با شوری بالا) و جبهه دوم مربوط به جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری پایین است. عموماً معادلات توصیف کننده جریان جزئی LSW و HSP با یکدیگر مشابه هستند با این تفاوت که در LSW بر خلاف HSP، پارامترهای فضای خالی غیرقابل دسترس و جذب بر روی سنگ وجود ندارد [۳۹]. در این صورت معادله جریان جزئی جهت توصیف LSW به صورت زیر (رابطه (۱۳)) بیان می‌شود:

$$\frac{\partial(S_w C_w)}{\partial t_D} + \frac{\partial(f_w C_w)}{\partial x_D} = 0 \quad (13)$$

در رابطه (۱۳)،  $C_w$  غلظت آب با شوری پایین می‌باشد. رابطه سرعت بدون بعد جبهه آب با شوری پایین نیز از رابطه (۱۴) به دست می‌آید:

$$\left(\frac{dx_D}{dt_D}\right)_{C_w} = \frac{f_w}{S_w} \quad (14)$$

جهت توصیف سرعت جبهه آب با شوری بالا نیز از رابطه (۷) استفاده می‌گردد.

### ۳- بحث و بررسی نتایج

همان‌طور که در بخش مقدمه ذکر شد، شوری آب تزریقی بر روی ترشوندگی سنگ و تابع آن بر روی توابع تراوایی نسبی آب و نفت تاثیر دارد [۸، ۱۱ و ۱۳]. بدین منظور در این مطالعه جهت توصیف روابط تراوایی نسبی در حضور

$$\bar{S}_w = S_{wc} + \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wf}}} \quad (8)$$

در رابطه (۸)،  $S_{wc}$ ،  $\bar{S}_w$  و  $S_{wf}$  به ترتیب مقدار اشباع آب کاهش نیافتنی، مقدار اشباع میانگین آب پشت جبهه و اشباع آب در جبهه هستند. پس از زمان رسوخ<sup>۱</sup> (BT) نیز اشباع میانگین آب از رابطه (۹) به دست می‌آید:

$$\bar{S}_w = S_{ws} + \frac{1 - f_{ws}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{ws}}} \quad (9)$$

در رابطه (۹)،  $S_{ws}$  و  $f_{ws}$  به ترتیب اشباع آب و جریان جزئی آب در بخش مربوط به موج منتشر شونده<sup>۲</sup> هستند. حال با داشتن مقدار اشباع آب میانگین در محیط، می‌توان مقدار بازیافت نفت (RF) را با استفاده از رابطه (۱۰) به دست آورد:

$$RF = \frac{\bar{S}_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \times 100 \quad (10)$$

### ۲-۲- مدل‌سازی جابه‌جایی نفت توسط آب همراه با پلیمر

در صورتی که برای جابه‌جایی نفت از محلول پلیمری استفاده گردد، سه جزء آب با شوری بالا، نفت و پلیمر در سیستم وجود خواهد داشت. این امر سبب ایجاد دو نمودار جریان جزئی (آب - نفت و پلیمر - نفت) و متعاقباً دو جبهه جریانی (جبهه باکلی - لورت و جبهه محلول پلیمری) در محیط متخلخل می‌شود [۳]. حال با احتساب رفتار رئولوژی پلیمر بصورت یک سیال نیوتنی، علاوه بر رابطه پیوستگی حاکم بر آب (رابطه (۶))، رابطه دیفرانسیلی حاکم بر پلیمر به صورت زیر (رابطه (۱۱)) می‌باشد:

$$\frac{\partial(S_w C_{pw})}{\partial t_D} + \frac{\partial(f_w C_{pw})}{\partial x_D} = 0 \quad (11)$$

در رابطه فوق  $C_{pw}$  غلظت پلیمر محلول در آب می‌باشد. لازم به ذکر است که برای سادگی کار از جذب پلیمر بر سطح سنگ و همچنین در نظر گرفتن فضای متخلخل غیر قابل دسترس صرف نظر شده است. در این صورت با استفاده از رابطه (۶) و انجام عملیات مشتق‌گیری در رابطه (۱۱)، می‌توان سرعت بدون بعد جبهه پلیمری را به صورت زیر توصیف نمود:

<sup>2</sup> Spreading wave

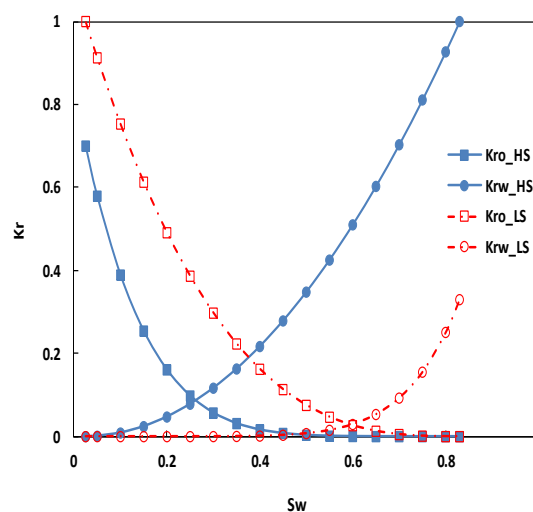
<sup>1</sup> Breakthrough time

محیط غالب است، در حالی که در شرایط LSW، ترشوندگی سنگ به طور چشمگیری به سمت آب دوستی تغییر کرده است. لذا در توصیف فرایند LSW، به دلیل تفاوت روابط تراوایی نسبی بین آب با شوری پایین (آب تزریقی) و آب با شوری بالا (آب اولیه موجود در محیط متخلخل)، دو نمودار جریان جزئی مختلف (LSW/oil و HSW/oil) ایجاد خواهد شد (شکل (۳)). به طور مشابه جهت توصیف سیلاب‌زنی با پلیمر نیز بسته به شرایط شوری آب تزریقی، دو نمودار جریان جزئی مختلف به وجود خواهد آمد: نمودار مربوط به تزریق آب با شوری بالا همراه با پلیمر (HSP-oil) و نمودار تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر (LSP-oil).

جدول ۱: داده‌های استفاده شده جهت مدل‌سازی [۳۲]

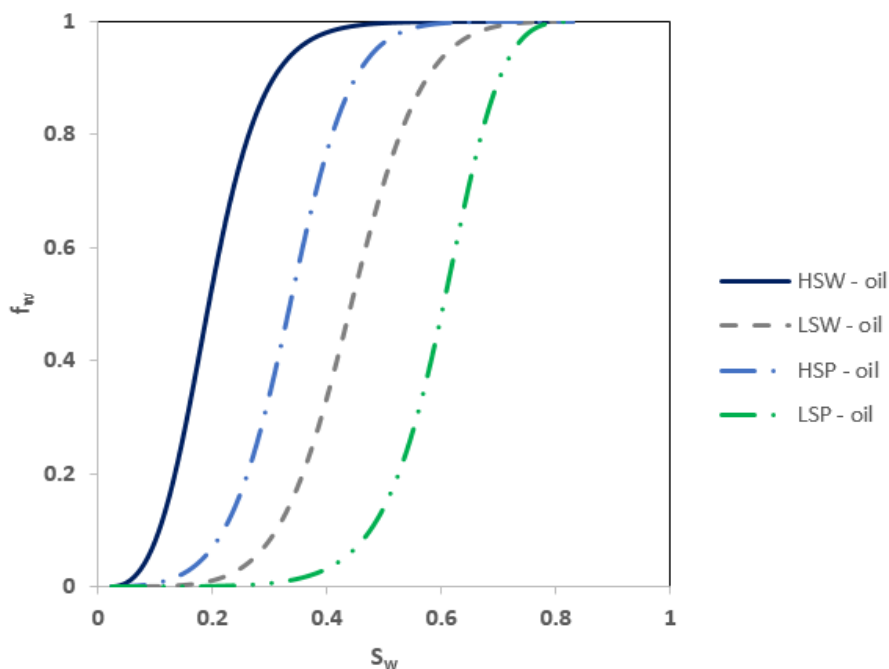
ماسه سنگی	نوع سنگ مخزن
۱۰۰۰	تراوایی مخزن، mD
۱۳	تخلخل مخزن، %
۱/۵	ویسکوزیته نفت در دمای مخزن، cp
۰/۳۹	ویسکوزیته آب در دمای مخزن، cp
۲۰۰۰۰۰	شوری در شرایط تزریق آب با شوری بالا، ppm
۵۰۰	شوری در شرایط تزریق آب با شوری پایین، ppm

آب با شوری بالا و پایین از داده‌های ماهانی و همکاران [۴۰] (شکل (۲)) استفاده شد. سایر داده‌های استفاده شده در مدل‌سازی نیز در جدول ۱ بیان شده است. همچنین ویسکوزیته محلول پلیمری در دمای مخزن نیز  $\beta_{cp}$  در نظر گرفته شد.

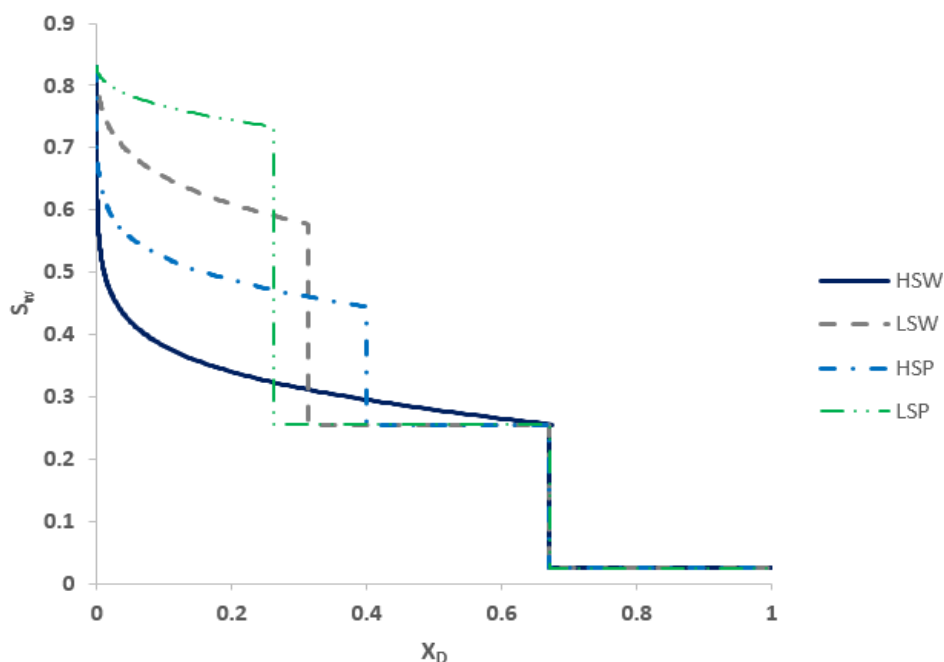


شکل ۲: نمودار تراوایی‌های نسبی آب و نفت در حضور آب با شوری بالا (HS) و پایین (LS) [32]

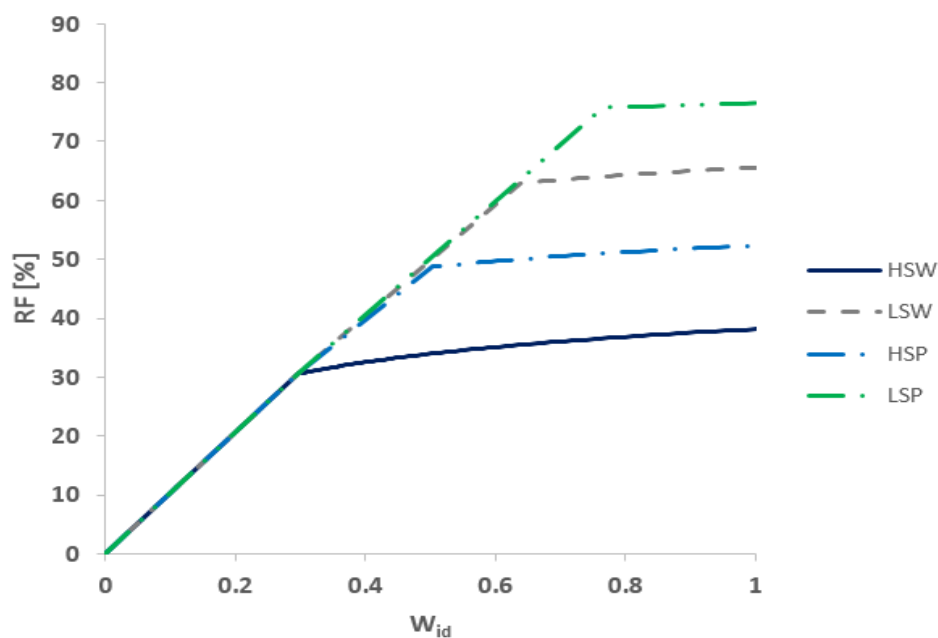
با توجه به روابط تراوایی نسبی آب و نفت در شکل (۲) می‌توان دریافت که در شرایط HSW حالت نفت دوستی در



شکل ۳: نمودار جریان‌های جزئی در فرایندهای LSW، HSW، HSP و LSP



شکل ۴: پروفایل اشباع آب برحسب مکان بدون بعد طی فرایندهای HSW، LSW، HSP و LSP در  $t_D = 0.2$



شکل ۵: نمودار بازیافت نفت بر حسب حجم سیال بدون بعد تزریق طی فرایندهای HSW، LSW، HSP و LSP

جدول ۲: مقایسه بازیافت نفت حاصل از تزریق سیال طی سناریوهای مختلف

سناریوی تزریق	مقدار سیال تزریقی در زمان BT (برحسب حجم فضای خالی)	مقدار بازیافت نفت در زمان BT (%)	مقدار بازیافت نفت در هنگام تزریق (یک برابر حجم فضای خالی (%))
HSW	۰/۲۹	۳۱	۳۸
LSW	۰/۶۴	۶۳	۶۶
HSP	۰/۵۰	۴۹	۵۲
LSP	۰/۷۵	۷۶	۷۷

رخ می‌دهد که مقدار جریان جزئی آب تولیدی تا هنگام خروج جبهه پلیمری از محیط ثابت مانده است. مشابه این رفتار در مقایسه پروفایل اشباع آب در طول فرایند LSW و LSP نیز دیده می‌شود با این تفاوت که اثر هم‌افزایی تزریق آب با شوری پایین و پلیمر باعث افزایش چشمگیری در اشباع آب جبهه پلیمری شده است. در واقع شکل (۴) نشان می‌دهد که اگرچه در تزریق LSW، مقدار اشباع آب در جبهه جریانی مربوط به شوری پایین تا حدود ۵۹٪ افزایش یافته است، اما حضور پلیمر همراه با آب با شوری پایین، سبب افزایش بیشتر اشباع آب تا حدود ۷۲٪ در جبهه پلیمری شده است. بدین ترتیب می‌توان انتظار داشت که نفت بیشتری نیز بواسطه تزریق LSP حاصل شود که این افزایش بازیافت نفت در شکل (۵) نشان داده شده است. جدول ۲ خلاصه‌ای از نتایج حاصل از مدل‌سازی فرایندهای مذکور را نشان می‌دهد که در آن مقدار سیال تزریقی و همچنین مقدار بازیافت نفت در زمان رسوخ آخرین جبهه موجود در سیستم (جبهه باکلی - لورت در تزریق HSW، جبهه آب با شوری پایین در تزریق LSW و جبهه پلیمری در تزریق HSP و LSP) بررسی شده است. بر این اساس، تزریق LSW در حالت ثانویه در مقایسه با فرایندهای HSW و HSP به ترتیب باعث بهبود بازیافت نفت تا حدود ۲۸٪ و ۱۴٪ پس از تزریق یک برابر حجم فضای خالی شده است. همچنین با مقایسه فرایندهای LSW و LSP مشاهده می‌شود که به واسطه وجود پلیمر در حضور آب با شوری پایین، بازیافت نفت در حدود ۱۱٪ افزایش یافته است که این نتیجه نشان‌دهنده مؤثر بودن ترکیب روش تزریق آب با شوری پایین و پلیمر می‌باشد.

#### ۴- نتیجه‌گیری

در این مطالعه با استفاده از تئوری جریان‌های جزئی، مدل‌سازی جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری مختلف و نیز ترکیب آن با پلیمر مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که نمودارهای جریان جزئی آب با شوری پایین و نیز آب با شوری پایین همراه با پلیمر با دو جبهه جریانی مختلف قابل توصیف است. در مقایسه با آب با شوری بالا، تزریق آب با شوری پایین از طریق بهبود ترشوندگی سیستم به سمت آب دوستی سبب افزایش برداشت نفت از ۳۸٪ تا ۶۶٪ شد. همچنین در فرایند تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر، به دلیل کنترل تواتماً تحرک‌پذیری و افزایش نفوذپذیری

همان‌طور که در شکل (۳) مشاهده می‌شود، حضور پلیمر در آب تزریقی (اعم از شوری بالا یا پایین) سبب شده است که نمودار جریان جزئی به سمت راست منتقل شود که در نتیجه آن اشباع آب در جبهه پلیمر و همین‌طور مقدار اشباع میانگین آب در سیستم افزایش می‌یابد. جهت بررسی دقیق‌تر این موضوع، پروفایل تغییرات اشباع آب برحسب مکان در طول تزریق سیالات مختلف در یک زمان مشخص ( $t_D = 0.2$ ) در شکل (۴) نشان داده شده است.

براساس شکل (۴)، پروفایل اشباع آب در تزریق HSW شامل یک جبهه پیش‌رونده (جبهه باکلی - لورت) بوده که به دنبال آن اشباع آب به طور تدریجی به سمت نقطه تزریق ( $x_D = 0$ ) در حال افزایش است. از سویی دیگر در فرایند LSW، دو جبهه جریان در پروفایل اشباع آب وجود خواهد داشت: جبهه اول که سرعت بیشتری دارد و طبیعتاً فاصله بیشتری را نسبت به نقطه تزریق طی نموده است، جبهه باکلی - لورت بوده که توصیف‌کننده جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری بالا است و جبهه دوم که با سرعت کمتری در محیط حرکت می‌کند، جبهه مربوط به جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری پایین می‌باشد. به طور مشابه با افزودن پلیمر به آب تزریقی (اعم از شوری بالا یا پایین) نیز دو جبهه جریان در پروفایل اشباع آب وجود خواهد داشت: جبهه باکلی - لورت و جبهه پلیمر. مقایسه پروفایل اشباع آب در تزریق HSW و HSP، گویای این مطلب است که افزایش ویسکوزیته سیال تزریقی سبب افزایش اشباع آب در ناحیه جبهه جریانی شده است به طوری که مقدار اشباع آب از ۲۷٪ در جبهه باکلی - لورت به ۴۵٪ در جبهه پلیمر افزایش یافته است. نتیجه این رخداد، افزایش بازیافت نفت در زمان رسوخ جبهه پلیمری خواهد بود که این موضوع در شکل (۵) نشان داده شده است: افزایش بازیافت نفت از حدود ۳۰٪ در HSW تا ۴۸٪ در HSP. لازم به ذکر است که در شکل (۵) حجم سیال بدون بعد تزریقی ( $W_{id}$ ) به صورت نسبتی از کل حجم سیال تزریقی به حجم فضای خالی تعریف شده است. همچنین با مقایسه پروفایل اشباع آب در طول فرایند HSW و HSP (شکل (۴)) مشاهده می‌شود که جبهه باکلی - لورت در هر دو فرایند در زمان مورد مطالعه ( $t_D = 0.2$ )، فاصله برابری از محل تزریق دارد. با این وجود در تزریق HSP، جبهه پلیمری شکل گرفته دارای اشباع آب بالاتری بوده که منجر به تولید نفت بیشتری از محیط متخلخل می‌شود، این شرایط در حالی

نسبی نفت، بازیافت نفت در مقایسه با تزریق آب با شوری پایین افزایش ۱۱ درصدی را دربرداشت. نتایج این مقاله بیانگر پتانسیل بالای هم‌افزایی تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر خصوصاً جهت استفاده در افزایش تولید نفت در مخازن نفت سنگین می‌باشد.

## ۵- مراجع

- [۱] ا. لطفی، ح. نویدی، "یک مدل جدید جهت تعیین سطح تولید نفت اوپیک بر اساس پیش‌بینی قیمت‌ها و نظریه بازی‌ها"، مجله مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۱، شماره ۳۵، ۱۳۹۲، صفحه ۶۳-۷۶.
- [2] C.T.Q. Dang, N.T.B. Nguyen, Z. Chen, "Practical Concerns and Principle Guidelines for Screening, Implementation, Design, and Optimization of Low Salinity Waterflooding", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 174008-MS presented at SPE Western Regional Meeting, 27-30 April, California, USA, 2015.
- [3] L.W. Lake, Enhanced oil recovery, Prentice Hall Inc., 1989.
- [4] G.G. Bernard, "Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Containing Clays", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 1725-MS presented at 38th Annual California Regional Meeting, 26-27 October, California, USA, 1969.
- [5] G.-Q. Tang, N.R. Morrow, "Oil Recovery by Waterflooding and Imbibition-Involving Brine Cation Valency and Salinity", Paper SCA9911 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Golden, 1-4 Aug, CO, USA, 1999.
- [6] Y. Zhang, N.R. Morrow, "Comparison of Secondary and Tertiary Recovery with Change in Injection Brine Composition for Crude-Oil/Sandstone Combinations", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 99757-MS presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 22-26 April, Oklahoma, USA, 2006.
- [7] J.J. Sheng, "Critical review of low-salinity waterflooding", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol 120, 2014, pp 216-224.
- [8] T.G. Sorop, S.K. Masalmeh, B.M.J.M. Suijkerbuijk, H.A. van der Linde, H. Mahini, N.J. Brussee, F.A.H.M. Marcellis, Ab. Coorn, "Relative Permeability Measurements to Quantify the Low Salinity Flooding Effect at Field Scale", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 177856-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 9-12 November, Abu Dhabi, UAE, 2015.
- [8] R.A. Nasralla, M.A. Bataweel, H.A. Nasr-El-Din, "Investigation of Wettability Alteration by Low Salinity Water", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 146322 presented at the SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 6-8 September, Aberdeen, UK, 2011.
- [10] R.A. Nasralla, H.A. Nasr-El-Din, "Double-Layer Expansion: Is It A Primary Mechanism of Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding?", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 154334 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April, Oklahoma, USA, 2013.
- [11] M.-J. Shojaei, M.H. Ghazanfari, M. Masihi, "Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks", Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 25, 2015, pp. 30-38.
- [12] S. Shaddel, S.A.R. Tabatabeinezhad, "Experimental investigation of enhanced oil recovery by low salinity water flooding", MSc Thesis, Department of chemical engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran, 2011.
- [13] S. Shaddel, S.A.R. Tabatabeinezhad, "Wettability Response to Low Salinity Water Flooding with Insight to Oil/Water Relative Permeability and Oil Recovery", Presented at The 8th International Chemical Engineering Congress & Exhibition (IChEC 2014), Kish, Iran, 2014.
- [14] G.Q. Tang, N.R. Morrow, "Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding", SPE Reservoir Engineering, Paper SPE 36680-PA, Vol 12, Issue 04, 1997.
- [15] K.J. Webb, C.J.J. Black, H. Al-Ajeel, "Low Salinity Oil Recovery - Log-Inject-Log", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 89379 presented at the the 2004 SPE/DOE Fourteenth symposium on Improved Oil Recovery, 17-21 April, Oklahoma, USA, 2004.
- [16] E.P. Robertson, "Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery-Historical Field Evidence", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 109965 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November, California, USA, 2007.



- [17] J.C. Secombe, A. Lager, K.J. Webb, G. Jerauld, E. Fueng, "Improving Waterflood Recovery: LoSalTM EOR Field Evaluation", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 113480 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-23 April, Oklahoma, USA, 2008.
- [18] A. Lager, K.J. Webb, I.R. Collins, D.M. Richmond, "LoSal Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 113976 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-23 April, Oklahoma, USA, 2008.
- [19] H. Mohammadi, G. Jerauld, "Mechanistic Modeling of the Benefit of Combining Polymer with Low Salinity Water for Enhanced Oil Recovery", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 153161-MS presented at SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2012.
- [20] E.C.M. Vermolen, M. Pingo Almada, B.M. Wassing, D.J. Ligthelm, S.K. Masalmeh, "Low-Salinity Polymer Flooding: Improving Polymer Flooding Technical Feasibility and Economics by Using Low-Salinity Make-up Brine", International Petroleum Technology Conference, Paper IPTC-17342-MS presented at International Petroleum Technology Conference, 19-22 January, Doha, Qatar, 2014.
- [۲۱] م. وفايي سفتي، م. باغبان صالحی، ح. نادری، م. سیم‌جو، "مدل‌سازی و بررسی عملکرد ژل پلیمر در محیط متخلخل"، مجله مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۲، شماره ۱۶، ۱۳۸۷، صفحه ۷۰-۵۵.
- [۲۲] ع. موسوی مقدم، م. وفايي سفتي، م. باغبان صالحی، ح. نادری، ا. دادوند کوهی، "مدلسازی زمان بندش هیدروژل پلی‌اکریل آمید سولفونه / استات کروم (III) بر پایه غربالگری پارامترهای مؤثر"، مجله مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۳، شماره ۴۱، ۱۳۹۴، صفحه ۱۷۲-۱۵۹.
- [23] J.J. Sheng, B. Leonhardt, N. Azri, "Status of Polymer-Flooding Technology", Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol 54, Issue 02, 2015.
- [24] M. Unomah, S. Thach, S. Shong, J. App, T. Zhang, D.H. Kim, T. Malik, V. Dwarakanath, "Performance of Conformance Gels Under Harsh Conditions", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 190266-MS presented at SPE Improved Oil Recovery Conference, 14-18 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2018.
- [25] K.S. Sorbie, Polymer-improved oil recovery, 1st edition, Springer Netherlands, 1991.
- [26] E.C.M. Vermolen, M.J.T. Van Haasterecht, S.K. Masalmeh, M.J. Faber, D.M. Boersma, M.A. Gruenenfelder, "Pushing the envelope for polymer flooding towards high-temperature and high-salinity reservoirs with polyacrylamide based ter-polymers", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 141497-MS presented at SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 25-28 September, Manama, Bahrain, 2011.
- [27] N. Athawutthisin, "Numerical Simulation of Low Salinity Water Flooding Assisted with Chemical Flooding for Enhanced Oil Recovery", MSc Thesis, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2012.
- [28] A. Alhuraishawy, M. Wei, B. Bai, A. Almansour, "Integrating Microgels and Low Salinity Waterflooding to Improve Conformance Control in Fractured Reservoirs", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 188384-MS presented at Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 13-16 November, Abu Dhabi, UAE, 2017.
- [29] A. Al-Qattan, A. Sanaseeri, Z. Al-Saleh, H. Al-Kaaoud, M. Delshad, R. Hernandez, W. Wioto, S. Badham, C. Bouma, J. Brown, K. Kumar, "Low Salinity Waterflood and Low Salinity Polymer Injection in the Wara Reservoir of the Greater Burgan Field", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 190481-MS presented at SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 26-28 March, Muscat, Oman, 2018.
- [30] S. Khorsandi, C. Qiao, R.T. Johns, "Displacement Efficiency for Low-Salinity Polymer Flooding Including Wettability Alteration", Society of Petroleum Engineers, SPE Journal, Vol 22, Issue 02, 2017.
- [31] C. Kozaki, "Efficiency of Low Salinity Polymer Flooding in Sandstone Cores", Petroleum Geosystems Engineering Department, University of Texas at Austin, USA, 2012.
- [32] H. Mohammadi, G. Jerauld, "Mechanistic Modeling of the Benefit of Combining Polymer with Low Salinity Water for Enhanced Oil Recovery", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 153161 presented at the Eighteenth SPE Improved oil recovery symposium, 14-18 April, Oklahoma, USA, 2012.
- [33] S.C. Ayirala, E. Uehara-Nagamine, A.N. Matzakos, R.W. Chin, P.H. Doe, P.J. van den Hoek, "A Designer Water Process for Offshore Low Salinity and Polymer Flooding Applications", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 129926-MS presented at SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28 April, Oklahoma, USA, 2010.
- [34] B. Shaker Shiran, A. Skauge, "Enhanced Oil Recovery (EOR) by Combined Low Salinity Water/Polymer Flooding", Energy & Fuels, Vol. 27, No. 3, 2013, pp. 1223-1235.
- [35] X. Yi, "Model for Displacement of Herschel-Bulkley Non-Newtonian Fluid by Newtonian Fluid in Porous Media and Its Application in Fracturing Fluid Cleanup", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 86491-MS presented at SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 18-

- 20 February, Lafayette, Louisiana, 2004.
- [36] W.R. Rossen, A. Venkatraman, R.T. Johns, K.R. Kibodeaux, H. Lai, N. Moradi Tehrani, "Fractional Flow Theory Applicable to Non-Newtonian Behavior in EOR Processes", *Transport in Porous Media*, Vol 89, Issue 02, 2011, pp 213–236.
- [37] A. Venkatraman, R.T. Johns, W. Rossen, "Fractional flow theory for non-Newtonian polymer flooding", Presented at 16th European symposium on Improved Oil Recovery, 12-14 April, Cambridge, UK, 2011.
- [38] Y-S. Wu, *Multiphase Fluid Flow in Porous and Fractured Reservoirs*, Chapter 5 - Two-Phase Immiscible Displacement, Gulf Professional Publishing: Boston, 2016, p. 61-87.
- [39] G.R. Jerauld, K.J. Webb, C-Y. Lin, J. Secombe, "Modeling Low-Salinity Waterflooding", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 102239-PA presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September, Texas, USA, 2006.
- [40] H. Mahani, T. Sorop, D.J. Ligthelm, D. Brooks, P. Vledder, F. Mozahem, Y. Ali, "Analysis of field responses to low-salinity waterflooding in secondary and tertiary mode in Syria", Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 142960-MS presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 23-26 May, Vienna, Austria, 2011.