

مقایسه و شبیه سازی روش های ازدیاد برداشت نفت پایه آبی در مخازن کربناته ی شکافدار به روش تک بلوکه

علیرضا تاجیک منصوری^۱، فرامرز نصیرزاده^۱، محمد پروازدوانی^{۱*}، شیما ابراهیم زاده^۱، شهاب گرامی^۱

^۱پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده مطالعات مخزن

mohammadparvazdavani@gmail.com

۱- چکیده

در مخازن شکافدار، بخش آبروفته به عنوان ناحیه بین سطح تماس اولیه و جدید آب و نفت معرفی می شود. در این ناحیه شکافها به طور نسبتاً کامل اشباع از آب می باشند و بلوک های سنگ حاوی نفت را احاطه می کنند. با توجه به ایجاد ناحیه آبروفته و باقیماندن حجم زیادی از نفت درون سنگ، ضرورت استفاده از روش های نوین ازدیاد برداشت برای افزایش میزان بازدهی مخزن را افزایش می دهد. با توجه به پیچیدگی ذاتی مخازن شکافدار و ضرورت پایداری تولید از این مخازن، انتخاب روش مناسب ازدیاد برداشت نیازمند مطالعات و شبیه سازی های متعدد می باشد. هدف از انجام پژوهش حاضر، بررسی اثر سه روش ازدیاد برداشت پایه آبی شامل تزریق آب کم شور، سورفکتانت و آب کربناته بر افزایش تولید نفت از بخش آبروفته و آنالیز حساسیت پارامترهای موثر بر مکانیسم تولید با استفاده از مدل تک بلوکه می باشد. برای ساخت مدل تک بلوکه از نرم افزار اکلیپس استفاده شده است. در این مدل بلوک سنگ توسط شکافها احاطه شده و جریان نفت از بلوک سنگ به شکاف و آب از شکاف به سنگ می باشد. نتایج بدست آمده نشان می دهد که زمان های افزایش بازیافت حاصل شده از چند ده سال تا چند صد سال تغییر می نماید که نشانگر سرعت بسیار پایین پدیده آشام و گرانش می باشد. با در نظر گرفتن زمان های بالا که خارج از طول عمر مخزن می باشد، تزریق های آب پایه اقتصادی به نظر نمی رسد. بر اساس نتایج، دامنه میزان افزایش بازیافت در حالت بسیار خوش بینانه تزریق آب کم شور (۱۰۰ برابر رقیق شده آب دریا) در تزریق ثالثیه از ۴/۰۸٪ تا ۴۹/۶٪ می باشد. همچنین دامنه میزان افزایش بازیافت تزریق سورفکتانت در حالت بیشینه (غلظت ۱۰۰۰۰ ppm)، در روش تزریق ثالثیه از صفر تا ۱۳/۸٪ می باشد. در تزریق آب کربناته نیز به صورت ثالثیه میزان افزایش بازیافت نفت از ۰/۴۷٪ تا ۳/۶٪ تغییر می نماید.

واژگان کلیدی

ازدیاد برداشت پایه آبی، مخازن کربناته شکافدار، آب کم شور، سورفکتانت، آب کربناته

۲- مقدمه

نیروهای موثر در بخش آبروفته نیروهای موئینه مثبت، موئینه منفی و گرانشی می باشند که منجر به پدیده های آشام خودبخودی و آشام اجباری می گردند [1]. در صورت وجود فشار موئینگی مثبت و قابل توجه که معمولاً در خلل و فرج ریز به وجود می آید، پدیده آشام خودبخودی باعث تولید میزان قابل توجه نفت می گردد. در پدیده آشام اجباری

(تخلیه ثقلی)، نیروهای گرانشی با قابل توجه شدن ارتفاع بلوک، افزایش یافته و می‌توانند بر نیروی موئینه منفی (نیروی مقاوم موئینگی) غلبه کرده و باعث افزایش تولید نفت گردند [2,3]. سنگ‌های کربناته معمولاً دارای ترشوندگی ترکیبی و یا نفت دوست می‌باشند. در حالت ترشوندگی ترکیبی، در فشارهای موئینگی مثبت (اشباع‌های پایین آب)، نیروهای موئینه از طریق آشام خودبخودی نقش کمک کننده در تولید نفت داشته و باعث افزایش بازیافت و تسریع در تولید می‌گردند. در صورتی که در فشارهای موئینه منفی (اشباع‌های بالای آب)، نیروهای فوق نقش مقاوم در برابر تولید را دارا می‌باشند و در صورت وجود نیروهای محرک (به عنوان مثال گرانشی) کافی، نیروی فوق با غلبه بر نیروهای مقاوم (موئینه منفی) باعث افزایش بازیافت نفت می‌گردد [4]. با افزایش اشباع آب در ماتریس و منفی شدن فشار موئینگی پدیده آشام اجباری (تخلیه ثقلی) تعیین کننده و نقش نیروهای منفی موئینه پر اهمیت می‌گردد. در حالت ترشوندگی نفت دوست نقش نیروی‌های موئینگی مثبت به شدت کاهش می‌یابد و آشام خودبخودی نقش مهمی در تولید نفت نخواهد گذاشت و در نتیجه نیروهای موئینگی منفی و گرانشی اهمیت بیشتری در تولید از این مخازن پیدا می‌کنند [5,6].

جرالد و همکاران، یکی از ساده‌ترین مدل‌ها را برای پیش‌بینی بازیافت نفت با تزریق آب کم شور در مقیاس میدانی بر اساس سیلاب زنی مغزه و آزمایش‌های تک چاه معرفی کردند. مدل پیشنهادی نمک را به عنوان یک جزء تک توده‌ای اضافی در فاز آبی در نظر می‌گیرد. منحنی‌های فاز آبی شامل، نفوذپذیری نسبی و فشار موئینگی همگی به شوری بستگی دارند [7]. الاماری و همکاران، مطالعات سیلاب زنی انجام دادند و آنها را به صورت عددی با استفاده از یک مدل دو فاز ۱ بعدی با کلی لورت مدل‌سازی کردند. کار تجربی با استفاده از مدل عددی آنها با تنظیم توابع نفوذپذیری نسبی برای محاسبه تغییر ترشوندگی با موفقیت مطابقت داشت [8]. بعدها هیورس و همکاران یک مدل ریاضی جدید بر اساس مطالعات آزمایشگاهی پیشنهاد کردند که دو فاز آب-نفت، شیمی آب و برهم‌کنش‌های آب-سنگ، و تغییر ترشوندگی دینامیکی ناشی از فعل و انفعالات آب و سنگ را در نظر می‌گیرد. مدل توسعه داده شده توسط آنها یک مدل هندسی یک بعدی برای جذب خود به خودی بود همچنین در این مدل تغییر ترشوندگی با انحلال کلسیت ارتباط مستقیم داشت [9].

ژوئل و همکاران در سال ۲۰۲۰ بررسی گسترده پیرامون تزریق آب کم شور در مخازن کربناته انجام دادند. آنها نتیجه گرفتند که استفاده از سایر تکنیک‌های ازدیاد برداشت به همراه آب کم شور می‌تواند ضریب بازیافت نفت را به طور قابل توجهی افزایش دهد [10]. در جدول ۱ بخشی از بررسی آنها آورده شده است.

جدول ۱. بخشی از مطالعات پیشین در مورد آب کم شور [10]

مرجع	نوع آب کم شور	میزان شوری (ppm)	ضریب بازیافت ثانویه (%OOIP)	ضریب بازیافت بهبود یافته (%OOIP)
Seyyedi et al 2018	SW	33567	54.3	-
	SW2	14824	-	2.7
	LSW	3356.7	-	2.5
	FW	80676	56.8	-

-	24	239400	FW	Nasralla et al, 2018
2.2	-	43700	SW	
1.2	-	13300	3.3 dil SW	
2.3	-	13100	LS	
1.4	-	1750	25 dil SW	
-	28	179588	FW	Nasralla et al, 2016
3.5	-	43731	SW	
4	-	1749.2	25*SW	

استفاده از سورفکتانت ها برای فرایند ازدیاد برداشت، فناوری است که بیش از چهار دهه استفاده شده است [11,12,13]. سورفکتانت ها روی سطح مشترک نفت/آب جذب می شوند و کشش سطحی (IFT) و نیروهای موئینگی را که مسئول پدیده های به دام افتادن در منافذ هستند را کاهش می دهند [14,15,16]. نتایج تحقیقاتی توسط السلیمانی و همکاران نشان داد که استفاده از سورفکتانت ها در ازدیاد برداشت نفت از مخازن از طریق مکانیسم های مختلف، از جمله کاهش IFT، تغییر ترشوندگی، و امولسیون سازی بسیار چشمگیر است [17]. داوشان و همکاران طی مطالعاتی نشان دادند که استفاده از سورفکتانت ها می تواند اثر هم افزایی قابل توجهی برای بهبود رفتار سطحی نفت-آب و کاهش هزینه های سیلاب زنی های شیمیایی ایجاد کنند [18]. قجاوندی و نور محمد (۲۰۱۳-۲۰۱۴)، ازدیاد برداشت نفت از سنگ های کربناته به وسیله آشام خود به خودی محلول های سورفکتانت را به وسیله دو نوع سورفکتانت آنیونی و کاتیونی (سدیم دودسیل سولفات و هگزا دسیل تری متیل آمونیوم برمید) تحت شرایط مخزنی یکی از مخازن نفتی در حوزه فلات قاره ایران به عنوان مخزن هدف بررسی کردند و نتیجه گرفتند که سرعت آشام آب شور تزریقی به میدان مورد بررسی به درون سنگ کربناته نفت دوست به میزان چشمگیری بالا بوده و منجر به ضریب برداشت بالایی می شود. همچنین مشاهده کردند که افزودن سورفکتانت آنیونی تأثیر زیادی بر افزایش سرعت آشام آب داغ دارای یون های مؤثر بر ترشوندگی ندارد. آن ها نتیجه گرفتند که سورفکتانت کاتیونی در مقایسه با نوع آنیونی از پتانسیل بالاتری جهت خارج نمودن نفت از سنگ کربناته نفت دوست برخوردار است [19].

در تزریق آب کربناته، کربن دی اکسید در آب نمک تزریق شده حل می شود و از طریق سیلاب زنی در مخزن منتقل می شود. تزریق CO₂ همراه با آب، هم از مزایای CO₂ و هم از مزایای سیلاب زنی استفاده می کند [20]. چند مورد کاربرد میدانی تزریق آب کربناته در تگزاس و اوکلاهما در دهه ۱۹۶۰ بیش از ۴۰ درصد بهبود در بازیافت نفت را گزارش کردند. افزایش تزریق آب و عمر سیلاب کوتاه تر از دیگر مزایای اقتصادی گزارش شده کاربردهای میدانی تزریق آب کربناته است [21]. مکانیسم های مختلفی برای تزریق آب کربناته پیشنهاد شده است. مکانیسم های اصلی شامل تورم نفت از نفوذ CO₂ و متعاقب آن کاهش ویسکوزیته نفت است [22].

در این پژوهش، برای ساخت مدل تک بلوکه از نرم افزار تجاری اکلیپس استفاده شده است. اساساً نرم افزار اکلیپس برای شبیه سازی های تک چاهی، سکتور و میدان توسعه یافته است و برای ساخت مدلی تک بلوکه لازم است ملاحظات خاصی در آن لحاظ گردد. برای ساخت مدل تک بلوکه، مدلی تک تخلخل با خصوصیات ماتریس ساخته شد که اطراف

آن را سلول‌های با تخلخل و تراوایی بالا و نیز حجم فضای حفره بسیار بالا احاطه کرده‌اند. دلیل استفاده از حجم بالای حفره در سلول‌های شکاف، افزایش پایداری حل معادلات است. با توجه به اینکه حجم شکاف‌های اطراف بلوک سنگ از لحاظ هندسی کمتر از بلوک سنگ هستند، در هنگام تولید نفت از بلوک سنگ به شکاف، به سرعت شکاف از نفت پر می‌شود که این امر باعث ناپایداری در حل معادلات جریان می‌شود. برای جلوگیری از این ناپایداری در مدل شبیه سازی شده، حجم ناحیه ی شکاف بسیار بیشتر از حجم ناحیه ی سنگ در نظر گرفته شده است. لازم به ذکر است که در واقعیت مخزن نفت تولید شده از بلوک سنگ در شبکه شکاف به سرعت حرکت کرده و تجمع پیدا نمی‌کند. در مدل ساخته شده، دو ناحیه تعادلی مجزا برای ماتریس و شکاف لحاظ گردیده‌است که امکان تعریف آب در شکاف و نفت در ماتریس را فراهم می‌کند. مدل ساخته شده به این صورت است که ماتریس، به طور کامل در آب غوطه‌ور است و بدین ترتیب فرایندهای آشام و تخلیه ثقلی انجام می‌پذیرد. برای مدلسازی جابه‌جایی گرانی در ماتریس، اختلاف فشاری اضافی در بالا و پایین ماتریس ایجاد می‌گردد و افزایش تولید نفت به ازای چنین اختلاف فشاری به‌دست می‌آید. برای انجام مطالعات موردنظر از مدل دو بعدی (X,Z) استفاده گردید.

۳- مدل‌ها و روش‌ها

در این پژوهش با استفاده از نرم‌افزارهای اکلیپس و پترل، مدل تک بلوکه با استفاده از خواص سنگ و سیال مربوط به یکی از مخازن جنوب ایران ساخته شد. لازم به ذکر است که این مدل در ناحیه‌ی آبروفته مخزن واقع شده است. در این مدل به بررسی سه روش ازدیاد برداشت پایه آبی شامل تزریق آب کم شور، سورفکتانت و آب کربناته پرداخته شد.

هدف اصلی از این شبیه‌سازی تعیین مقدار دقیق بازیافت با استفاده از این روش نیست؛ چرا که در این مرحله، داده‌های آزمایشگاهی بازیافت نفت مربوط به این روش برای این مخزن در دسترس نیستند. هدف مهم در این قسمت، شناسایی رفتار و بازه احتمالی مقدار بازیافت با استفاده از روش‌های تزریق است.

در فرایند تزریق آب کم‌شور و یا آب هوشمند، مکانیسم‌های متعددی (تغییر ترشوندگی، حلالیت کانی، اثر افزایش pH، مهاجرت ذرات رس، تبادل چند یونی، لایه دوگانه و اثر نمک، اسمز معکوس، کاهش کشش بین سطحی و پراکندگی ریز^۱) در مقیاس حفره اتفاق می‌افتد. می‌توان مکانیسم اصلی در این فرایند را تغییر ترشوندگی سنگ از حالت نفت دوست به حالت میانه یا آب دوست در نظر گرفت [23]. بر اساس نتایج تحقیقات انجام گرفته، تزریق آب کم‌شور به طور خاص می‌تواند در مخازن کربناته تأثیر قابل توجهی داشته باشد؛ چرا که سنگ‌های کربناته به لحاظ ترشوندگی عموماً نفت دوست و یا ترکیبی متمایل به نفت دوست (ترشوندگی میانه^۲) هستند و آب کم شور می‌تواند با تغییر ترشوندگی منجر به بهبود تولید نفت گردد.

¹ Micro dispersion

² Mixed wet

در انجام مطالعات شبیه‌سازی تزریق آب کم شور، به دلیل تابعیت کمیت های فشار مویینه و تراوایی نسبی به میزان شوری آب و اشباع آب (روابط ۱ و ۲) و همچنین تغییر غلظت نمک در طول فرآیند آشام خودبخودی، لازم است تغییر دینامیکی در نمودارهای تراوایی نسبی و فشار مویینه از نفت دوست به آب دوست لحاظ شود [24]. مقادیر این پارامترها قبل از تغییر ترشوندگی (بر اساس داده های حاصل از تزریق حد بالای شوری) و بعد از تغییر ترشوندگی (تزریق حد پایین شوری) با لحاظ فاکتور وزنی جهت درون یابی صورت می پذیرد. تعیین پارامتر درون یابی نیازمند وجود داده های آزمایشگاهی است. بر اساس مشاهدات موجود در مطالعات گذشته، رابطه پارامتر درون یابی با شوری، روابط ۳ تا ۵ تابعیت نزدیک به خطی دارند [25]. نرم افزار اکلیپس نیز که در این مطالعه استفاده شده است، از تابع درون یاب خطی برای تعیین توابع اشباع جریان حالت کم شور استفاده می نماید.

$$K_{rw}=K_{rw}(X_c, S_w) \quad (1)$$

$$K_{ro}=K_{ro}(X_c, S_w) \quad (2)$$

$$K_{rw}=F \times K_{rw}^{HS} + (1-F) \times K_{rw}^{LS} \quad (3)$$

$$K_{ro}=F \times K_{ro}^{HS} + (1-F) \times K_{ro}^{LS} \quad (4)$$

$$P_{cow}=F \times K_{cow} + (1-F) \times K_{rw}^{LS} \quad (5)$$

K_{ro} و K_{rw} معادل تراوایی نسبی آب و نفت و وابسته به شوری آب تزریقی، F فاکتور وزنی، HS حد بالای شوری، LS حدپایین شوری، P_{cow} معادل فشار مویینه نفت و آب تزریقی می باشد. رابطه ۶ درون یابی خطی تعیین اشباع نفت باقیمانده به صورت تابعی از شوری را نشان می دهد:

$$S_{or}(X) = S_{orl} + \frac{X - X_1}{X_1 - X_2} (S_{orl} - S_{orh}) \quad (6)$$

در این رابطه X نشان دهنده میزان شوری، اعداد ۱ و ۲ نشان دهنده حد پایین و بالا، و پارامترهای l و h نشان دهنده اشباع باقیمانده در شوری پایین و بالا هستند. در ادامه نتایج تزریق آب کم شور در هر یک از نواحی آبروفته ارائه شده است.

استفاده از سورفکتانت ها به منظور ازدیاد برداشت مدت زیادی مورد نظر صنعت نفت و محققان بوده است. یکی از کاربردهای مهم سورفکتانت ها تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از حالت نفت دوست به حالت آب دوست است. نفت به دلیل ترشوندگی و وجود نیروی مویینی در مخازن به دام می افتد. در نتیجه با تغییر ترشوندگی به سمت آب دوست می توان بر نیروهایی که باعث به دام افتادن نفت می شوند، غلبه نمود. هنگامی که ترشوندگی به سمت آب دوست تغییر نماید، به کمک نیروهای مویینه آب از همه جهات وارد سنگ می شود. مکانیسم های متعددی در خصوص چگونگی تغییر ترشوندگی از حالت نفت دوستی به سمت آب دوستی در اثر تزریق سورفکتانت در منابع علمی گزارش گردیده است. از جمله می توان به ایجاد جفت یون و جذب مولکول های سورفکتانت به سطح اشاره نمود [26-31]. در خصوص مخازن شکافدار با توجه به غالب بودن نیروی گرانشی فرآیند فوق می تواند بیش از صد سال طول بکشد و از لحاظ عملیاتی نیز دشوار می باشد [32].

تغییر تر شوندهگی ناشی از هر مکانیزمی که باشد در نهایت برای مدل سازی، اثر آن بر روی نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موئینگی نمایان می شود. مشابه با فرآیند تزریق آب کم شور، تراوایی نسبی و فشار موئینگی سیالات در حضور سورفکتانت ها بین دو نمودار نفت دوست و آب دوست توسط ضریب وزنی درون یابی می گردد. بسیاری از محققان ضریب وزن را به صورت تابعی از مقدار جذب سورفکتانت بر روی سطح سنگ تعریف نموده اند. برخی نیز آن را به صورت پارامتری ثابت در نظر گرفته و آن را از فرآیند تطابق تاریخچه با داده های آزمایشگاهی تعیین نموده اند. به عنوان مثال، دلشاد و همکاران (۲۰۰۹) [33] رابطه بین تراوایی و فشار موئینگی در حضور سورفکتانت ها به عنوان عامل تغییر تر شوندهگی را به صورت زیر تعریف نموده اند:

$$k_{rw} = \omega k_{rw}^{ww} + (1 - \omega) k_{rw}^{ow} \quad (7)$$

$$k_{ro} = \omega k_{ro}^{ww} + (1 - \omega) k_{ro}^{ow} \quad (8)$$

$$p_c = \omega p_c^{ww} + (1 - \omega) p_c^{ow} \quad (9)$$

در این معادله WW نشان دهنده نمودارهای آب دوست و OW نشان دهنده نمودارهای نفت دوست است. ضریب وزنی در معادلات بالا به صورت زیر تعریف می شود:

$$\omega = \frac{A(c)}{A_{max}} \quad (10)$$

در این معادله A مقدار جذب است که به صورت تابعی از غلظت سورفکتانت در آب تعریف میگردد.

سیلاب زنی آب کربناته در واقع تزریق آب اشباع و یا نزدیک اشباع از دی اکسیدکربن به مخزن به عنوان سیال جابجا کننده می باشد. دی اکسیدکربن بدون تشکیل یک فاز مستقل وارد فاز نفت می شود. انتقال جرم دی اکسیدکربن از آب به نفت، به دلیل حلالیت بیشتر آن در فاز نفت نسبت به آب (تقریباً ۳ تا ۷ برابر در دما و فشار یکسان) قابل توجه می باشد. بعد از حل شدن دی اکسیدکربن در نفت، ویسکوزیته نفت کاهش و نفت متورم می شود که هر دوی این اثر سبب بازیافت بیشتر نفت نسبت به سیلاب زنی معمول نفت می شود. همچنین، تزریق آب غنی از دی اکسیدکربن یکی از گزینه های خوب برای بهبود بازدهی سیلاب زنی آب می باشد؛ چراکه با اعمال تغییراتی محدود، می توان از تجهیزات موجود سیلاب زنی با آب برای اجرای سیلاب زنی آب کربناته نیز بهره جست. استفاده از گاز دی اکسیدکربن در ساخت آب کربناته، روشی دوستدار محیط زیست است زیرا هم راستا با تلاش های جهانی برای کاهش انتشار گازهای گلخانه ای می باشد [34].

همانند روش‌های دیگر ازدیاد برداشت، تزریق آب کربناته نیز می‌تواند همراه با معایبی مانند خوردگی، تشکیل آسفالتین و فرونشست مخزن باشد. از مشکلات عملیاتی نیز تهیه آب کربناته در مقیاس بزرگ و مورد نظر در شرایط دما و فشار مخزن همراه با ملاحظات اقتصادی و امنیتی می‌باشد.

شرایط مرزی در تمامی مدل‌های تک‌بلوکه استفاده شده، به این صورت در نظر گرفته شد که مرزهای بیرونی شکاف بسته و هیچ‌گونه جریانی از آن عبور نمی‌کند و مرزی‌های داخلی شکاف با مرزهای بلوک قابلیت عبور جریان را دارند.

۳-۱ ناحیه آب روفته مخزن

ناحیه ی آب‌روفته شامل مناطقی از مخزن می‌باشد که کیفیت شکاف بهتری دارند و غیر متراکم می‌باشند، این ناحیه از لحاظ عمودی شامل ۸ لایه می‌باشد. خصوصیات متوسط مخزنی مدل مفهومی که در شکل ۱ نمایش داده شده است، در جدول ۲ آمده است. لازم به ذکر است که خواص هندسی بلوک و شکاف و همچنین نفت از خواص دسته سنگ غالب و نفت در یکی از مخازن جنوب ایران گرفته شده است. در ادامه نتایج شبیه‌سازی روش‌های ازدیاد برداشت تزریق آب کم‌شور، سورفکتانت و آب کربناته توضیح داده شده است. همچنین جدول ۳ خواص نفت مخزن را نشان می‌دهد.

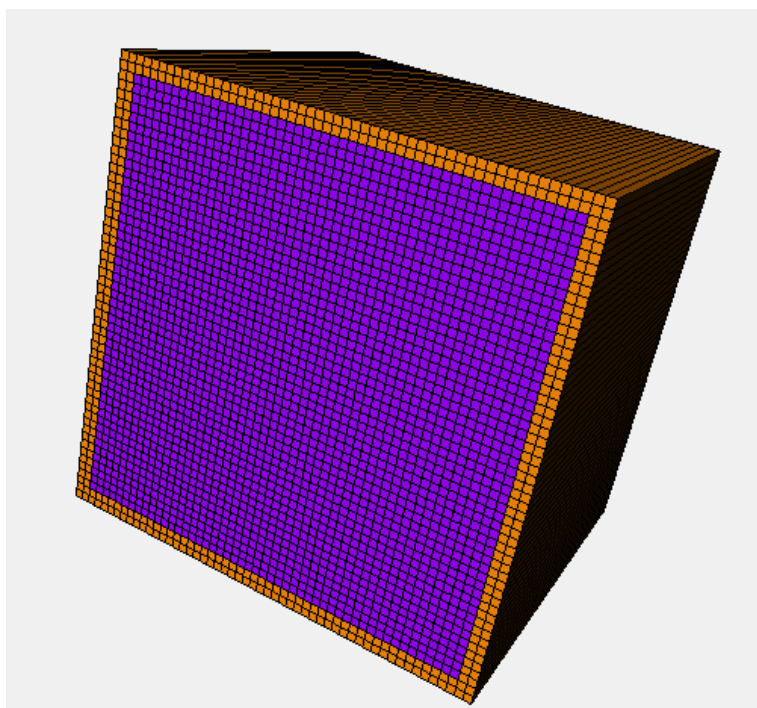
جدول 2. مشخصات مدل مفهومی بخش آب‌روفته

پارامتر	مقدار
تخلخل سنگ (درصد)	۸/۴۷
تخلخل شکاف (درصد)	۰/۸۱
تراوایی افقی ماتریس (md)	۰/۲۶۸
تراوایی عمودی ماتریس (md)	۰/۱۳۴
تراوایی افقی شکاف (md)	۸۷۰/۹
تراوایی عمودی شکاف (md)	۴۶۳/۴
ارتفاع ماتریس (ft)	۳۰
طول مدل (ft)	۳۲
عرض مدل (ft)	۳۲
دمای مخزن (°F)	۱۸۵
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای عمودی	۶۴
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای طول	۶۴
تعداد سلول‌های ماتریس در راستای عرض	۱

جدول 3. خواص آزمایشگاهی نفت مخزن و آب سازندی

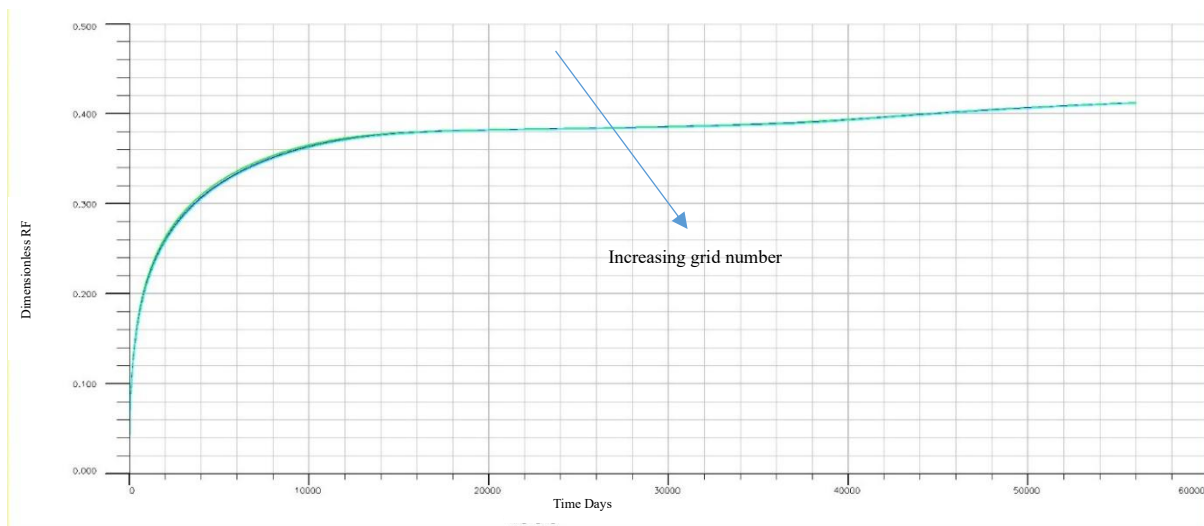
property	Value
Initial pressure(psi)	۴۰۱۶
Temperature (°F)	۱۸۵

TDS of FW (ppm)	۲۰۳۷۶۰
°API	۲۶/۳۹
Bubble point pressure (psi)	۲۷۷۷
Viscosity*(cp) at STC	۱/۱۹
AN*(mg KOH/g)	۰/۲
Asphaltene content*(%) (Method IP143)	۳/۸۶



شکل ۱. مدل تک بلوکه جهت شبیه‌سازی در بخش آبروفته

از آنجایی که در مدل ساخته شده طول شبکه‌ها در تمامی بخش‌ها برابر ۰/۵ فوت در نظر گرفته شده است، به جهت حساسیت سنجی، طول شبکه‌ها و تعداد آنها تغییر داده شد و همانطور که در شکل ۲ پیداست هر سه نمودار بر روی یکدیگر افتاده‌اند. بنابراین، طول شبکه ۰/۵ فوت در هر جهت می‌تواند دقت کافی مورد نظر را فراهم نماید.



شکل ۲. حساسیت سنجی نمودار بازیافت نسبت به تعداد سلول‌ها بر حسب زمان

۴- بحث و نتایج

۴-۱ تزریق آب کم شور

به منظور تطابق تاریخچه داده‌های آزمایشگاهی مربوط به تزریق آب کم شور و مدل سازی این فرآیند، داده‌های تراوایی نسبی و فشار موئینگی در حد پایین و بالای شوری، مورد نیاز می‌باشند. حد پایین شوری به مقداری از شوری اطلاق می‌شود که تزریق آب با میزان شوری کمتر از آن مقدار، تأثیری بر افزایش بازیافت نفت نداشته باشد. حد بالای شوری، عموماً شوری آب سازند در نظر گرفته می‌شود و داده‌های تراوایی نسبی و فشار موئینگی آن نیز همان داده‌های دردسترس هستند که برای مطالعات متعارف مخزن استفاده می‌گردند. برای تعیین میزان حد پایین مؤثر شوری آب، آب با شوری‌های مختلف در سنگ تزریق می‌گردد تا جایی که دیگر کاهش شوری آب تأثیری بر افزایش بازیافت نفت نداشته باشد. شوری ۲۸۸۰ ppm (قسمت در میلیون) به عنوان حد پایین شوری برای سنگ مورد مطالعه آن‌ها محسوب گردیده است [35]. همچنین جدول ۴ خواص آب نمک تزریقی را نشان می‌دهد.

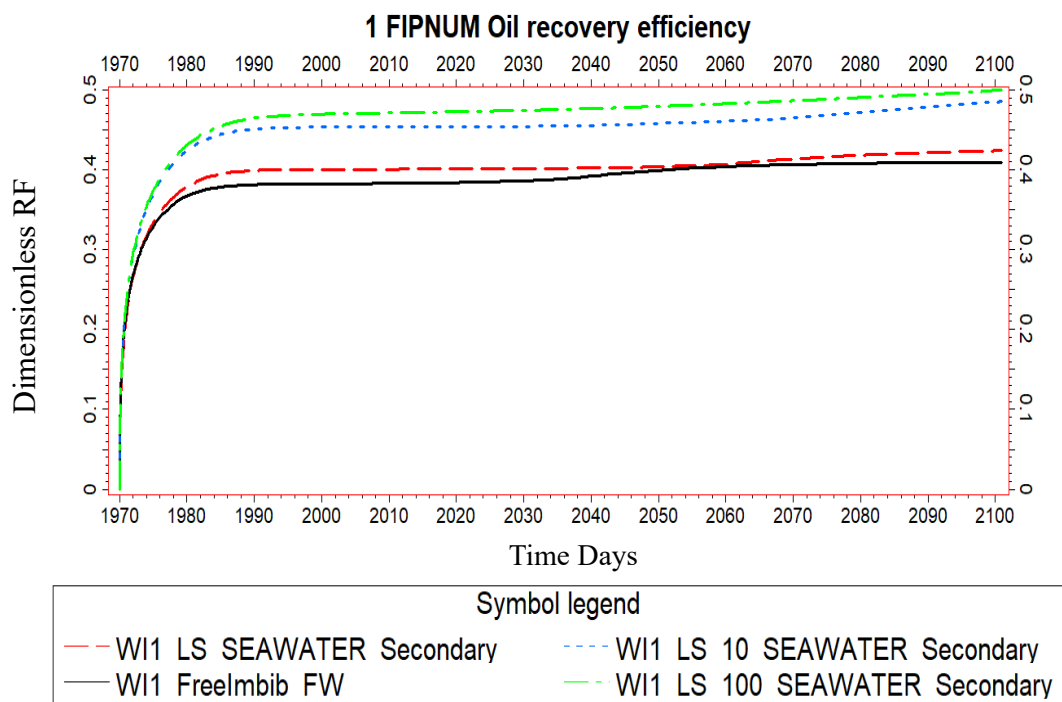
جدول ۴. خواص آب نمک‌ها و آب سازندی

brine	Salinity (ppm)	Density (gr/cc)@Standard cond	Viscosity (cp) @ 26.8°C	Viscosity (cp) @ 75°C	IFT (dyne/cm)
FW(Formation water)	۲۰۴۰۰۰	۱/۱۵۸	۰/۶۵۲	–	–
SW(Seawater)	۴۳۱۲۰	۱/۰۲۷۴	۰/۹۶۹	۰/۴۸	۳۴/۱
10×SW^۳	۴۳۱۲	۰/۹۹۹۴	۰/۹۲۶	۰/۴۶۶	۳۲/۶
20×SW	۲۱۵۶	۰/۹۸۹	۰/۹۰۱	۰/۴۵	۳۲/۲
100×SW	۴۳۱/۲	۰/۹۸۶۷	۰/۸۹۵	۰/۴۱۳	۳۲

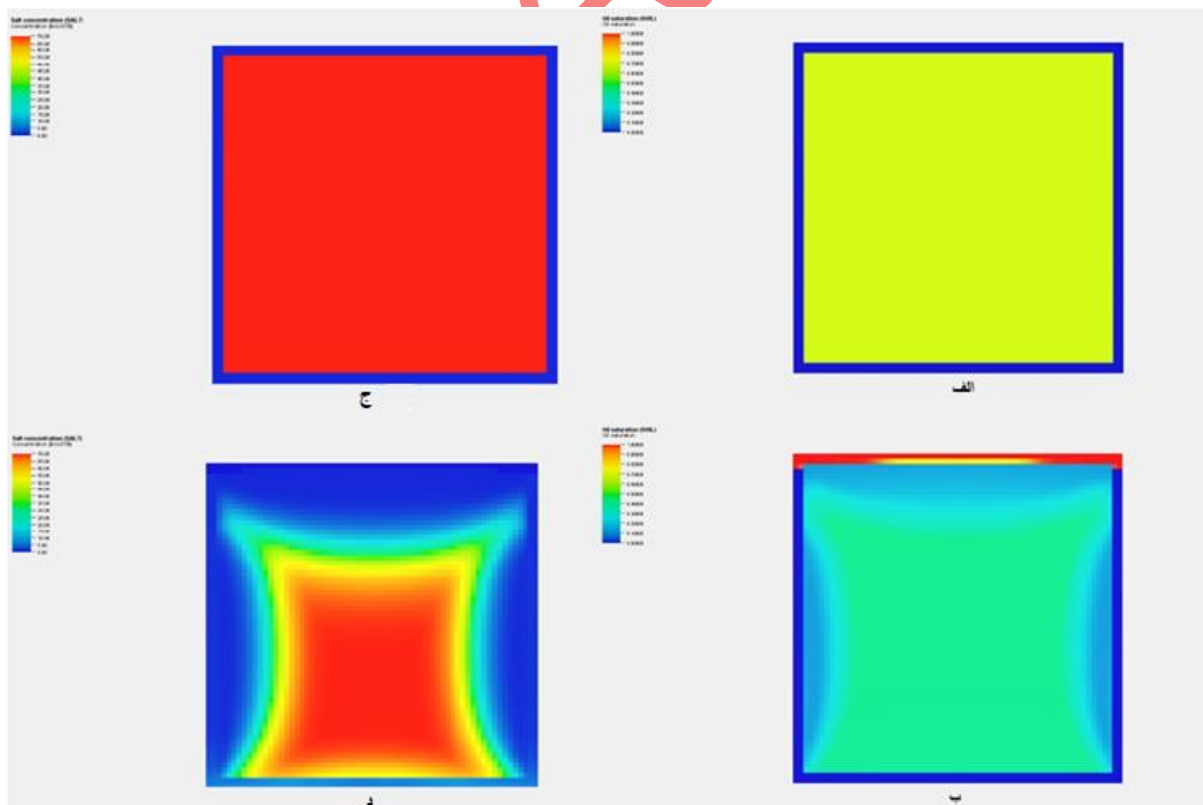
10*SW=10 times dilution of sea water³

به منظور انجام شبیه‌سازی های یاد شده و شناخت مناسب تر از تزریق آب کم شور و مکانیزم های موثر، در ابتدا تزریق به صورت ثانویه و در ادامه به صورت ثالثیه و در آخر آنالیز حساسیت سنجی انجام می گردد. لازم به ذکر است هدف از مطالعه حاضر، تزریق در قسمت آب‌روفته می‌باشد که به صورت ثالثیه می‌باشد، اما نتایج تزریق ثانویه در تفسیر و شناخت تزریق به صورت ثالثیه بسیار موثر می باشند. همچنین در شبیه‌سازی های فوق، بیشینه شوری آب تزریقی معادل آب دریا (۴۳۱۲۰ ppm) و کمینه شوری (۴۳۱/۲ ppm) استفاده شده است. البته اثر شوری آب سازند (۲۰۴۰۰ ppm) در شبیه‌سازی به منظور لحاظ نمودن اختلاط آب ها در مخزن در نظر گرفته شده است. در شبیه‌سازی تزریق آب کم شور در نواحی مختلف به صورت ثانویه، سنگ دارای اشباع کامل نفت و در اشباع آب همزاد می‌باشد. در این مرحله آب با شوری های مختلف در مدل های جداگانه در شکاف اطراف سنگ قرار گرفته و به مدت ۱۳۰ سال اجازه داده شد تا فرآیند آشام صورت پذیرد. پدیده آشام در شبیه‌ساز با استفاده از منحنی‌های نمودار موئینگی و نفوذ پذیری نسبی شبیه‌سازی می‌شود. به این صورت که در اشباع‌هایی که نمودار موئینگی مثبت باشد (اشباع های پایین فاز آب)، آشام خودبه‌خودی و در اشباع‌هایی که نمودار موئینگی منفی باشد (اشباع‌های بالای فاز آب)، آشام اجبرای وجود دارد. همانطور که پیش تر بیان شد، شرایط مرزی مدل های تک بلوک به این صورت است که در مرز های بیرونی شکاف، جریان قابلیت عبور ندارد و در مرز های داخلی شکاف، جریان قابلیت عبور بین شکاف و بلوک را دارد. در انتها، بازیافت و رفتار بلوک با حالت مبنا (آشام معمولی با آب سازند) مقایسه گردیدند.

همانطور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود، طی مدت ۱۳۰ سال میزان بازیافت به حدود ۴۰/۹۵ درصد در زمان نهایی رسیده است. برای تزریق آب صد برابر رقیق شده آب دریا بازیافت نهائی به حدود ۴۹/۹۹٪ و طی مدت ۵ سال حدود ۳۷٪ و نسبت به آشام معمولی پس از ۵ سال ۵٪ افزایش برداشت حاصل شده است. البته با توجه به سرعت بسیار پایین پدیده آشام، میزان بازیافت اشاره شده با افزایش زمان، افزایش می یابد. با توجه به غیر عملیاتی بودن زمان بالا و همچنین دشواری و عدم اطمینان از زمان احاطه شدن سنگ توسط آب کم شور در مخزن، رسیدن به بازیافت یاد شده در شرایط عملیاتی ممکن نمی‌باشد. حتی در صورت مبنا قرار دادن ۵ سال که خود زمان زیادی از لحاظ شرایط عملیاتی می‌باشد، میزان افزایش بازیافت متوسط ۴/۵ درصد می‌باشد که نسبت به میزان افزایش بازیافت لازم جهت اجرا در میدان بسیار کم می‌باشد. در انتها تغییرات میزان اشباع نفت و شوری آب تزریقی در ابتدا و انتهای تزریق در شکل ۳ نشان داده شده است. با توجه به آنکه شکل ۴ (ب)، اشباع نفت در انتهای شبیه سازی را نشان می‌دهد و همانطور که قبلا عنوان شده است، در انتهای دوره، نیروهای ثقلی نیز اثر گذار می‌باشند. در این شکل، نفت تولید شده از بلوک به شکاف رفته و به دلیل نیروی ثقلی در بالای شکاف تجمع کرده است. درحالی که تولید از تمامی مرزهای بلوک انجام گرفته است و در شکل نیز این تغییرات به خوبی مشخص می‌باشد. با توجه به شکل ۴ (د)، اگرچه تغییرات شوری در مرکز بلوک نسبت به دیگر نقاط کمتر می‌باشد اما تغییرات گوشه های مدل بسیار زیاد می‌باشد که افزایش بازیافت نفت نیز به همین دلیل است.



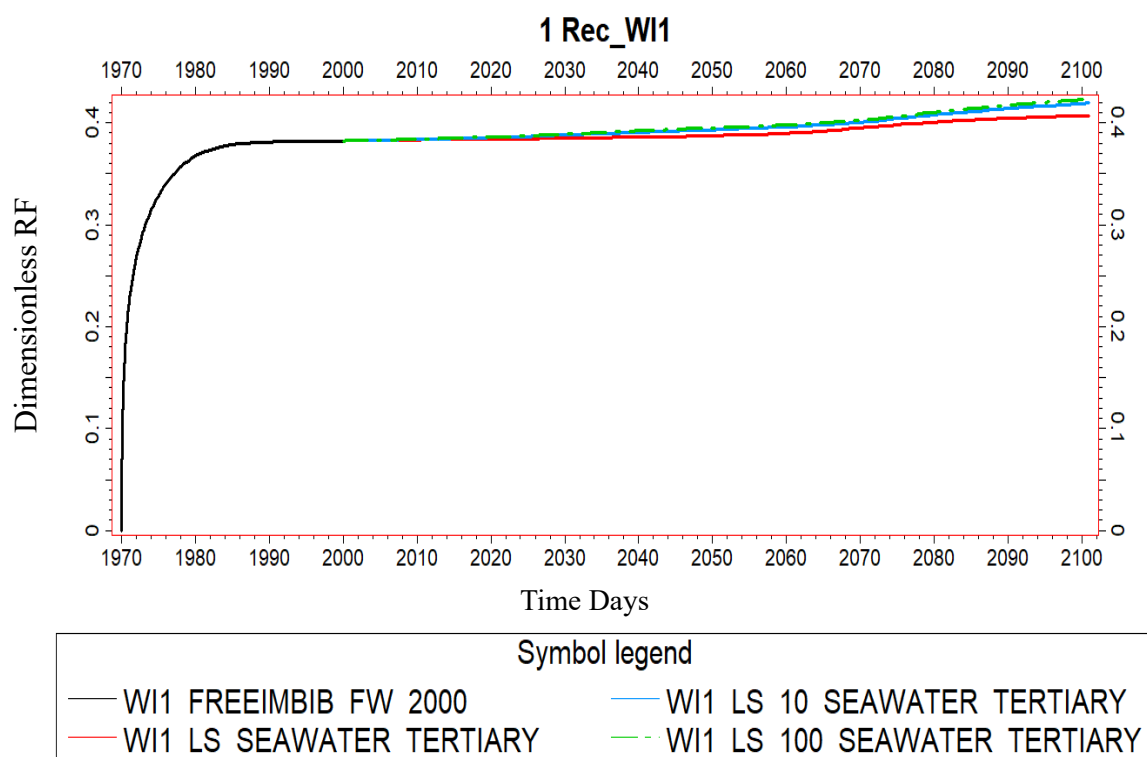
شکل ۳. میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کم شور به صورت ثانویه و مقایسه آن با آشام آب سازندی در بخش آب رفته



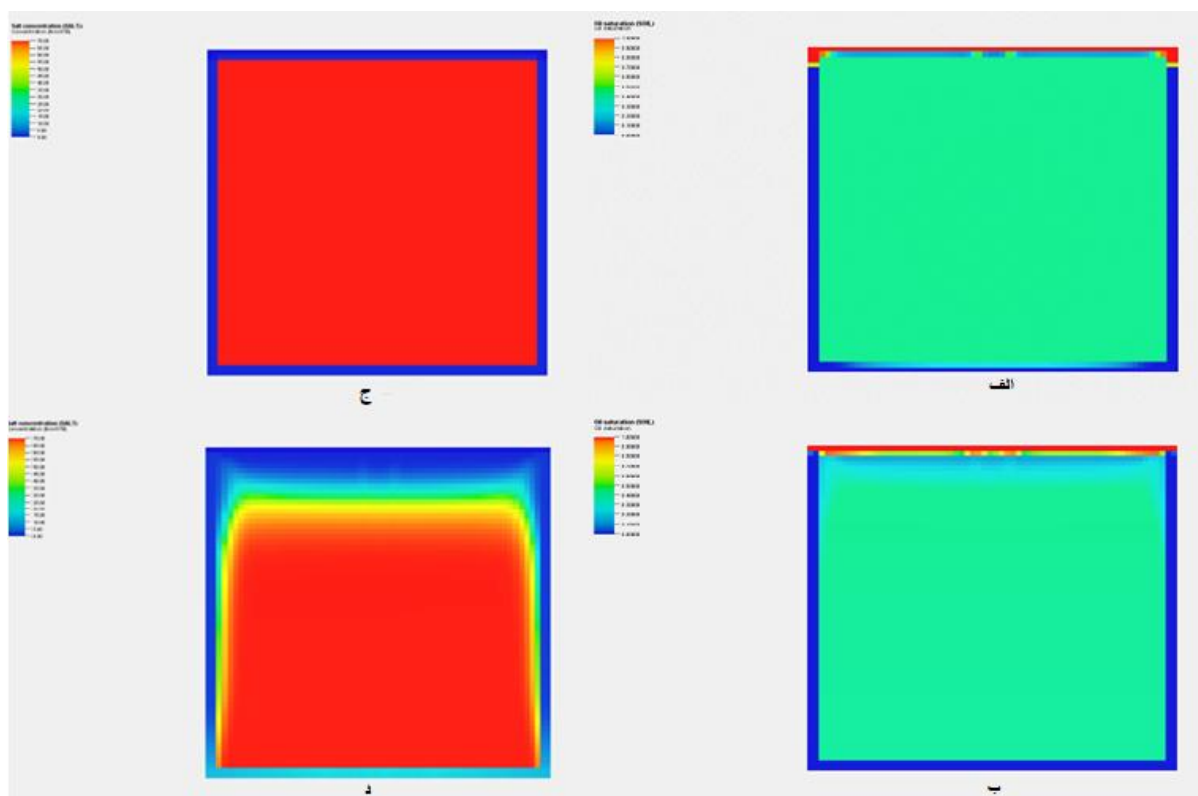
شکل ۴. اشباع نفت در تزریق آب کم شور به صورت ثانویه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در ابتدا (الف) و انتهای تزریق (ب) در ناحیه بخش آب رفته/ میزان شوری آب در تزریق آب کم شور به صورت ثانویه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در ابتدا (ج) و انتهای تزریق (د) در بخش آب رفته

با توجه به نتایج ضریب بازیافت حاصل از شبیه سازی، می توان دریافت که تاثیر نیروهای ثقلی در بازیافت نفت نسبت به نیروهای موئینه بیشتر می باشد اما سرعت عملکرد نیروهای موئینه بیشتر می باشد. همانطور که در شکل ۳ مشخص است، عملکرد نیروهای موئینه تا حدود یک سال اول غالب است و بعد از آن نیروهای گراویته غالب شده و ضریب بازیافت بعد از حدود صد سال به مقدار نهایی خود می رسد.

در مرحله بعد تزریق آب کم شور به صورت ثالثیه به منظور شبیه سازی تزریق آب کم شور در ناحیه آب رفته مخزن مطالعه گردید. در این مرحله پس از آشام کامل سنگ با آب سازند، اطراف آن با آب کم شور با غلظت های مختلف برای مدت ۱۰۰ سال احاطه می گردد. در شکل ۵ نتایج شبیه سازی های فوق نشان داده شده است. همانطور که در این شکل مشاهده می گردد برای تزریق آب صد برابر رقیق شده تا حدود ۳۰ سال افزایش بازیافت صفر بوده و پس از آن با روندی بسیار کند از ۳۹/۱۸ درصد به ۴۲/۳ درصد می رسد. به علت قابل توجه بودن نیروی گرانش در مقایسه با نیروی موئینی، میزان افزایش بازیافت بسیار آهسته می باشد. طی فرآیند بالا، پدیده آشام غیر همسو بوده و اختلاف دانسیته نه چندان زیاد نفت و آب و همچنین تراوایی عمودی پایین سنگ نیز به کندی عملیات کمک می کند. بنابراین، رسیدن جبهه نفت به بالای ماتریس زمان بر است. تغییرات میزان اشباع نفت و شوری آب تزریقی در ابتدا و انتهای تزریق در شکل ۶ نشان داده شده است.

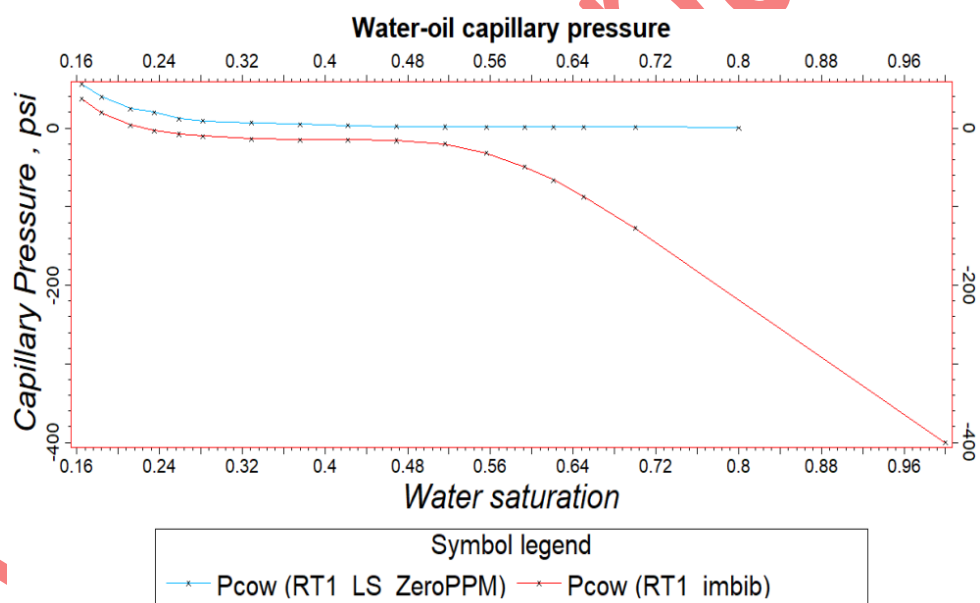
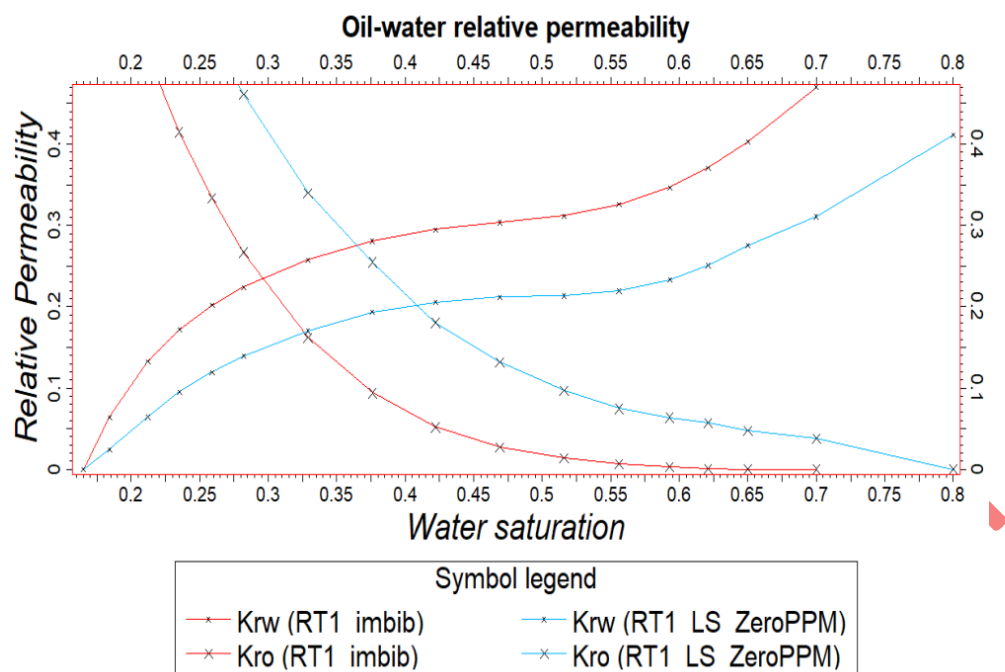


شکل ۵. میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کم شور به صورت ثالثیه و مقایسه آن با آشام آب سازندی



شکل ۶. اشباع نفت در تزریق آب کم شور به صورت ثالثیه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در ابتدا (الف) و انتهای تزریق (ب) در ناحیه ۱ بخش آب رفته / میزان شوری آب در تزریق آب کم شور به صورت ثالثیه (آب دریا ۱۰۰ برابر رقیق شده) در ابتدا (الف) و انتهای تزریق (ب) در بخش آب رفته

در ادامه، اثر پارامترهای مختلف طی تزریق آب کم شور با استفاده از مدل تک بلوکه ساخته شده بخش قبلی بررسی می گردد. به منظور هر چه بهتر نشان دادن تغییرات، از مدل ثانویه صد برابر رقیق شده آب دریا که دارای بیشترین اختلاف از حالت مبنا می باشد استفاده گردید. نمودارهای نفوذپذیری نسبی و فشار موینگی، نفوذپذیری عمودی سنگ و نمودار درون یابی در این بخش حساسیت سنجی گردیدند. شکل ۷ نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفتو فشار موئینه برای حالت های حد شوری بالا و پایین را نشان می دهد.



شکل ۷ نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت (بالا) و فشار موئینه (پایین) برای حالت‌های حد شوری بالا و پایین

۴-۱-۱ نفوذپذیری نسبی

به منظور حساسیت سنجی بر روی نمودار نفوذپذیری، نمودار یادشده از حالت مبنا به بیشترین حالت ممکن (برابر با یک) تغییر داده شد. بدین منظور پارامتر های درون یابی برای مدل های تراوایی نسبی را بدست می آوریم که نتایج آن در شکل ۸ آورده شد است. از تحلیل نمودار های شکل ۹-الف می توان دریافت که اثر تغییرات نفوذپذیری نسبی بر روی میزان بازیافت طی عملیات تزریق آب کم شور قابل صرف نظر می باشد. چراکه با تغییر تراوایی نسبی مقدار ضریب باز یافت نفت چه در زمان های ابتدایی و انتهای فرآیند، تغییر قابل ملاحظه ای نکرده است.

۴-۱-۲ فشار موئینگی:

برای بررسی حساسیت سنجی پارامتر فشار موئینگی، مقدار آن از حالت پایه، به ۲ و ۴ برابر افزایش یافت. شکل ۹ - ب نشان دهنده این است که تاثیر فشار موئینگی بر روی میزان بازیافت طی عملیات تزریق آب کم شور قابل توجه نمی باشد. در این حالت، تفاوت چندانی بین نمودارهای بازیافت نفت برای فشار موئینگی های ۴ برابر شده و ۲ برابر شده نیست. بنابراین اثر آن قابل چشم پوشی است.

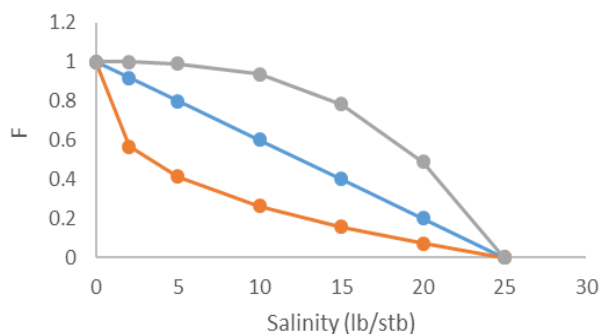
۴-۱-۳ نفوذپذیری عمودی سنگ

میزان نفوذپذیری عمودی از حالت مبنا، 0.134 میلی داری به 10 برابر ($1/34$ میلی داری) و 100 برابر ($13/4$ میلی داری) تغییر داده شد تا اثر تغییرات آن بر روی نمودار ضریب بازیافت به خوبی تمیز داده شود. تاثیر نفوذپذیری عمودی سنگ بر روی میزان بازیافت طی عملیات تزریق آب کم شور بسیار بالا می باشد. این اثر در شکل ۹ - ج قابل بررسی می باشد. در این حالت تفاوت زیادی بین نمودار بازیافت نفت در زمان های ابتدایی بین حالت پایه و حالاتی که تراوایی عمودی چند برابر شده است وجود دارد. علت این امر اثر گذاری بیشتر تراوایی عمودی می باشد. در مدل تک بلوکه دو نیروی موئینه و ثقلی وجود دارد. عملکرد این دو نیرو سرعت های مختلفی دارد. نیروی موئینه بسیار سریع و نیروی ثقلی بسیار کند اثر گذار می باشد. در سال های 1970 تا 1980 ، عملکرد نیروی موئینه (آشام خودبه خودی) اتمام یافته و اما عملکرد نیروی ثقلی تا رسیدن به بازیافت نهایی ادامه دارد. از آنجایی که سرعت اثر گذاری نیروی ثقلی بسیار کند می باشد، برای چند ماه نمودار بازیافت نفت در سال های اشاره شده تقریباً ثابت شده و بعد از آن دوباره افزایش می یابد.

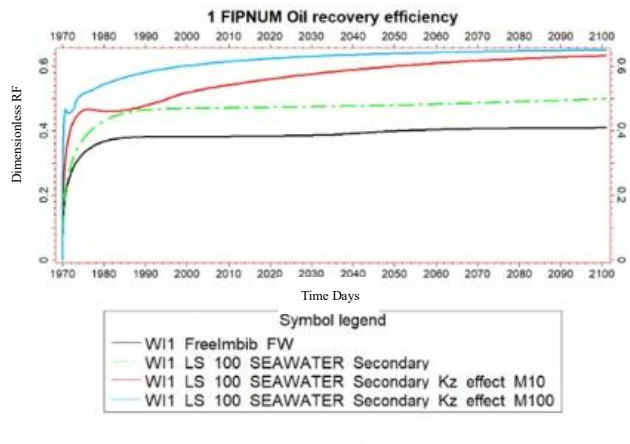
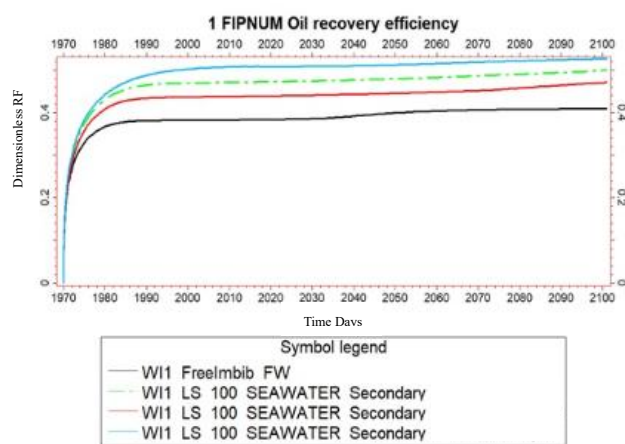
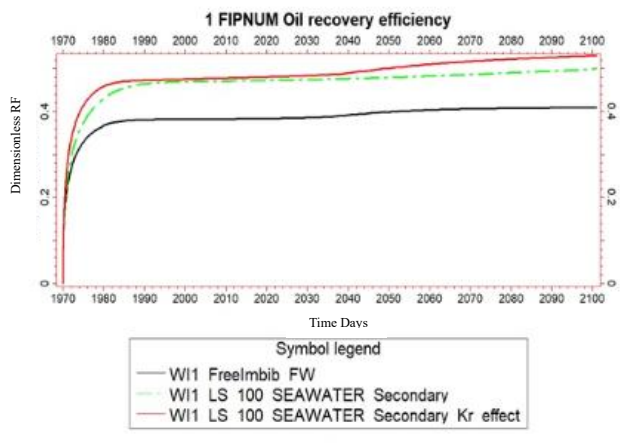
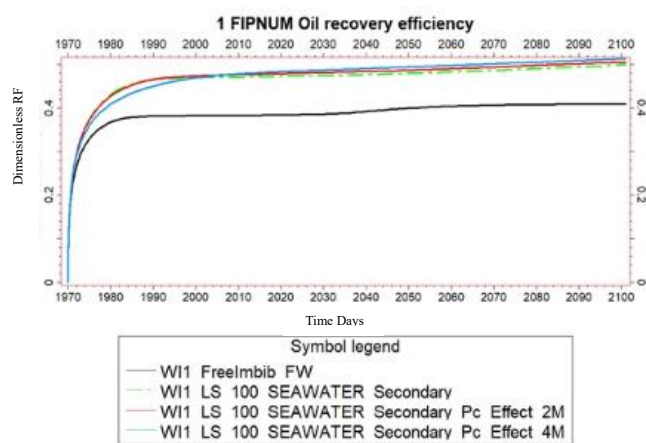
۴-۱-۴ نمودار پارامتر درون یابی بر حسب شوری

رابطه پارامتر درون یابی با میزان شوری، با استفاده از داده های آزمایشگاهی تعیین می گردد. از آنجایی که در این مرحله از مطالعات چنین داده های آزمایشگاهی موجود نبودند، رابطه پارامتر درون یابی با شوری به صورت خطی در نظر گرفته شد. قابل ذکر است که داده های موجود در مقالات نیز، عموماً رابطه ای خطی و یا نزدیک به خطی به دست آورده اند. در شکل ۸ سه حالت برای رابطه بین پارامتر درون یابی و شوری در نظر گرفته شده است. بدیهی است که هر چه نمودار این رابطه بالاتر از خط راست قرار گیرد سهم نمودارهای آب دوست در یک شوری خاص کمتر خواهد بود. بدیهی است که برای بررسی آنالیز حساسیت سنجی، سه حالت مختلف برای نمودار پارامتر درون یابی در نظر گرفته شده

است. در شکل ۹ - د، نمودار بازیافت برای سه حالت در نظر گرفته شده پارامتر درون یابی ترسیم شده است. همان طور که از این نمودار مشخص است، نوع تابعیت این پارامتر تأثیر قابل توجهی بر میزان بازیافت طی عملیات تزریق آب کم شور دارا می باشد.



شکل ۸. نمودار پارامتر درون یابی بر حسب شوری: تابعیت پارامتر درون یابی با میزان شوری به صورت پایین تر از حالت خطی، خطی و بالاتر از حالت خطی



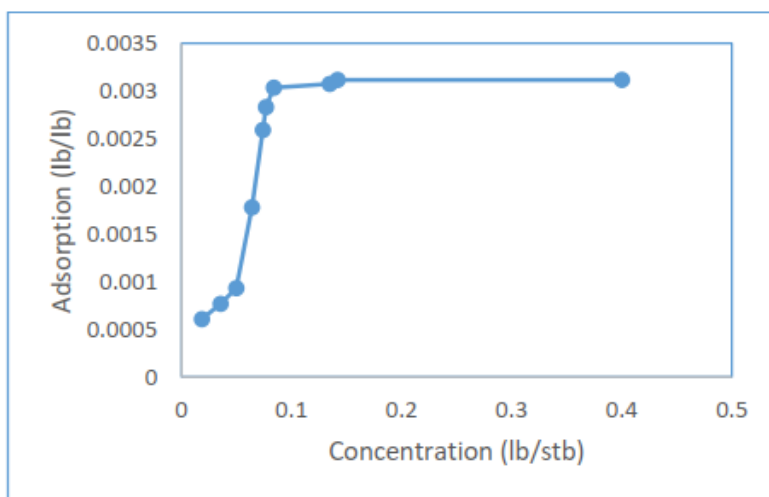
شکل ۹. الف) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار نفوذپذیری در عملیات تزریق آب کم شور در بخش آب رفته (ب) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار فشار موینگی در عملیات تزریق آب کم شور در بخش آب رفته

ج) مقایسه میزان بازیافت نفت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی تراوایی عمودی در بخش آب‌روفته
 د) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار پارامتر درونیابی میزان شوری در عملیات تزریق آب کم شور در بخش آب‌روفته (نمودار سیاه رنگ برای حالت آشام خود به خودی، سبز برای حالت خطی، قرمز برای حالت بالاتر از خطی و آبی رنگ برای حالت بالاتر از خطی می باشد)

۴-۲ تزریق سورفکتانت

در این بخش سعی گردیده تا مکانیزم تغییر ترشوندگی برای یک تک بلوک در قسمت مورد نظر از مخزن با استفاده از مدل های مختص سورفکتانت ها در نرم افزارهای تجاری مطالعه گردد. لازم به ذکر است، داده های آزمایشگاهی مربوطه در این مرحله موجود نیستند، بنابراین سعی گردیده است از داده های موجود در مطالعات گذشته که حتی الامکان شرایط نزدیک به مخزن از نظر خواص سنگ و سیال را دارند استفاده شود. مطالعات صورت گرفته در این بخش صرفاً جهت بررسی کیفی رفتار مکانیزم تزریق سورفکتانت صورت گرفته است. بنابراین انتظار نیست که در حالت واقعی مخزن چنین اتفاقی بیفتد. برای مثال هیچگاه چنین چیزی امکان پذیر نیست که برای ۱۰۰ سال اطراف یک بلوک با سورفکتانت احاطه شده باشد. به همین دلیل هدف این قسمت از مطالعه ارائه عدد دقیق میزان بازیافت با استفاده از این روش نیست بلکه بررسی رفتار، مکانیزم ها و بازه محتمل افزایش بازیافت با این روش است.

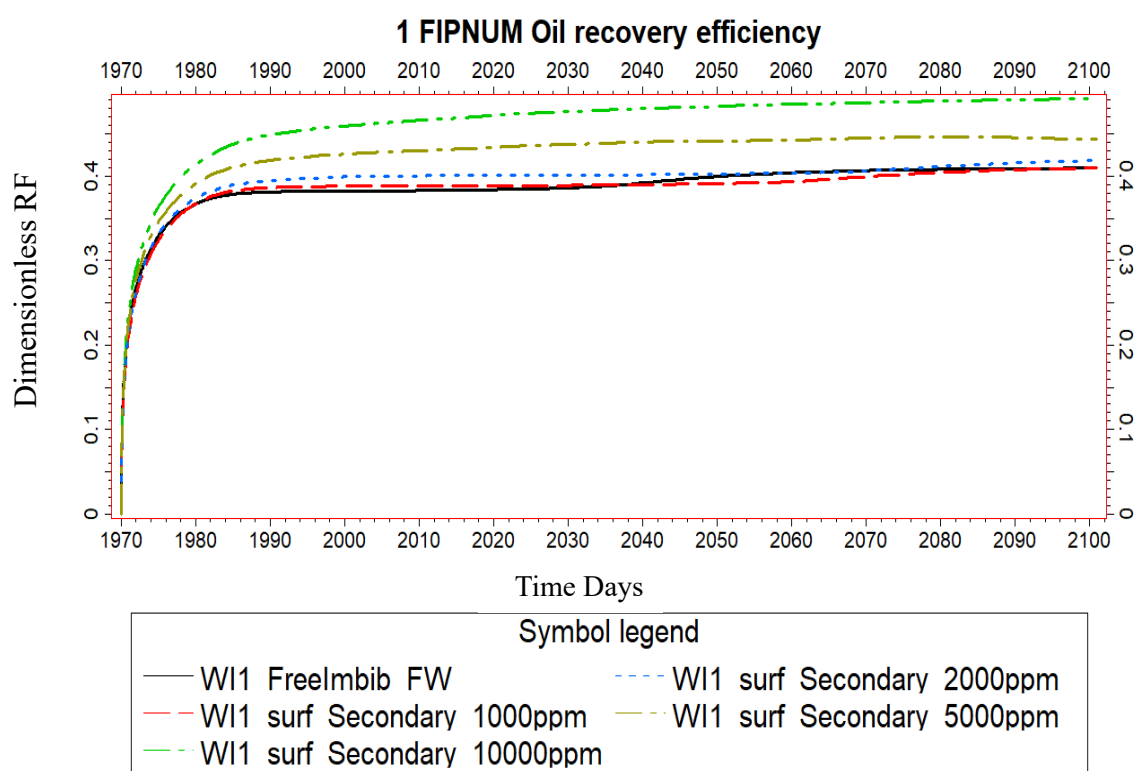
یکی از مهمترین دسته داده هایی که برای مدل سازی تغییر ترشوندگی با سورفکتانت ها لازم است در دسترس باشد، داده های جذب سورفکتانت بر روی سطح سنگ است. در این مطالعه، داده های استفاده شده از مطالعات گذشته مربوط به سنگ های کربناته استفاده شده است که در شکل ۱۰ نشان داده شده است.



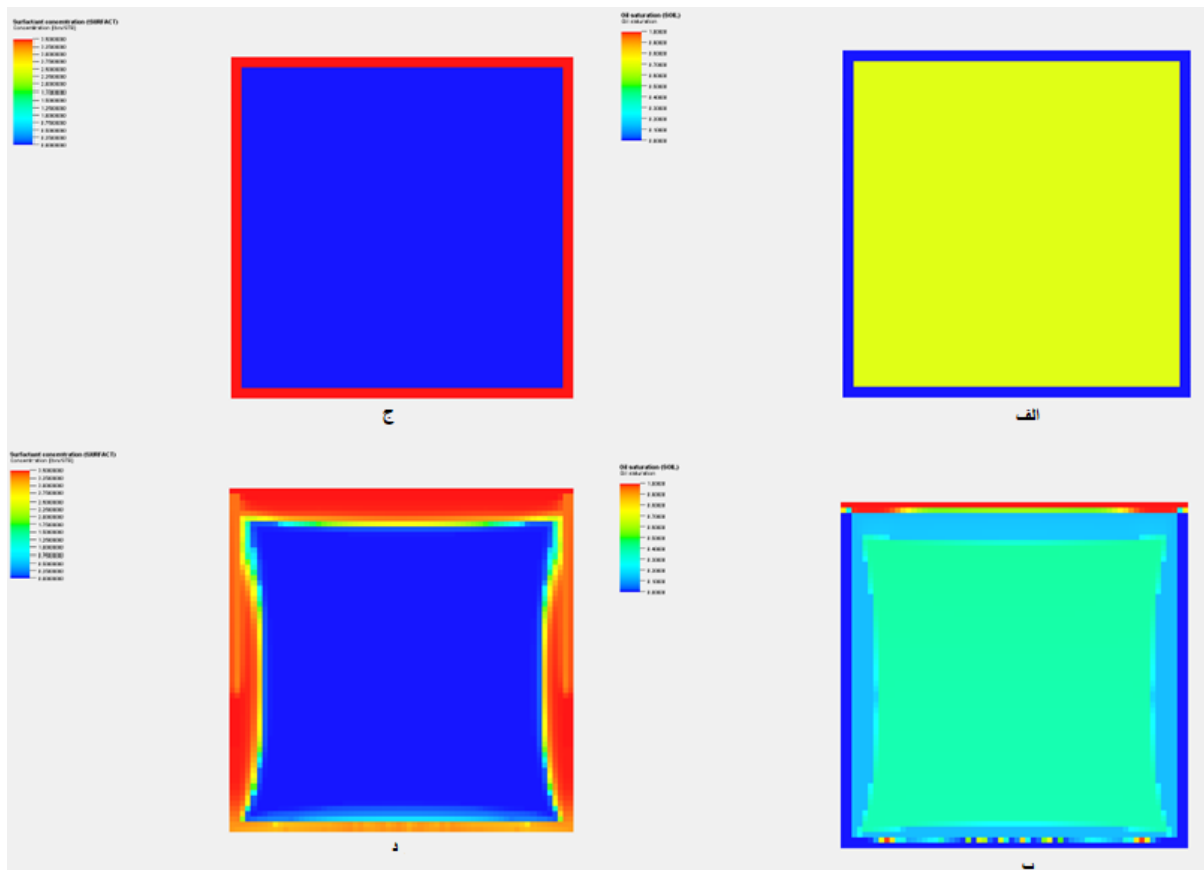
شکل ۱۰. نمودار جذب استاتیک [36]

میزان جذب در حالت استاتیک بیشینه می‌باشد و میزان یادشده در حالت دینامیک معمولاً تا ده برابر کاهش می‌یابد، لذا در مطالعات شبیه‌سازی از داده‌های ده برابر کاهش یافته استفاده گردید [37]. در این مطالعه حد پایین غلظت سورفکتانت ۱۰۰۰ ppm و حد بالای آن ۱۰۰۰۰ ppm در نظر گرفته شده است.

در شبیه‌سازی تزریق سورفکتانت به صورت ثانویه، سنگ دارای اشباع کامل نفت و در اشباع آب همزاد می‌باشد. در این مرحله آب با سورفکتانت تزریقی در مدل‌های جداگانه در شکاف اطراف سنگ قرار گرفته و به مدت ۱۳۰ سال اجازه داده شد تا فرآیند آشام صورت پذیرد. در انتها بازیافت و رفتار بلوک با حالت مبنا (آشام معمولی با آب سازند) مقایسه گردیدند. همانطور که در شکل ۱۱ مشاهده می‌شود در حالت بیشینه غلظت ۱۰۰۰۰ ppm تا سال ۲۱۰۰ میلادی به میزان ۹/۱۶٪ افزایش بازیافت نفت حاصل شده است. با توجه به سرعت بسیار پایین پدیده آشام، میزان بازیافت اشاره شده با افزایش زمان، افزایش می‌یابد. نظر به غیر عملیاتی بودن زمان بالا و همچنین دشواری و عدم اطمینان از زمان احاطه شدن سنگ توسط سورفکتانت در مخزن طی زمان بالا، رسیدن به بازیافت یاد شده در شرایط عملیاتی ممکن نمی‌باشد. در انتها تغییرات میزان اشباع نفت و غلظت سورفکتانت تزریقی در ابتدا و انتهای تزریق در شکل ۹ نشان داده شده است.



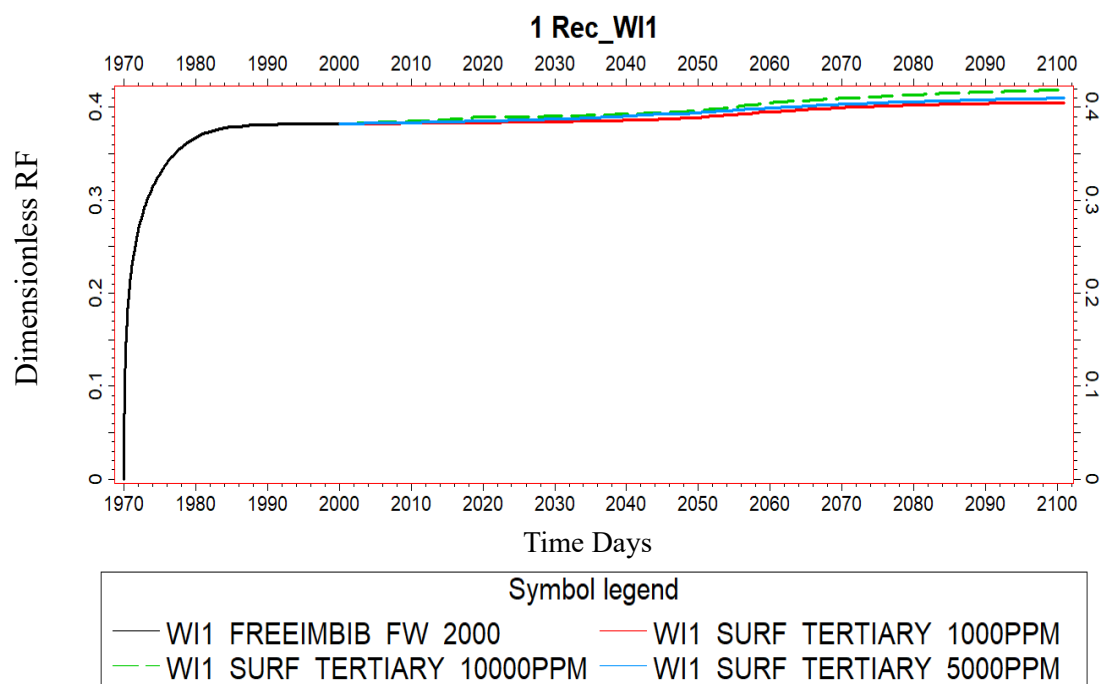
شکل ۱۱. میزان بازیافت حاصل از تزریق سورفکتانت به صورت ثانویه در بخش آب‌روفته



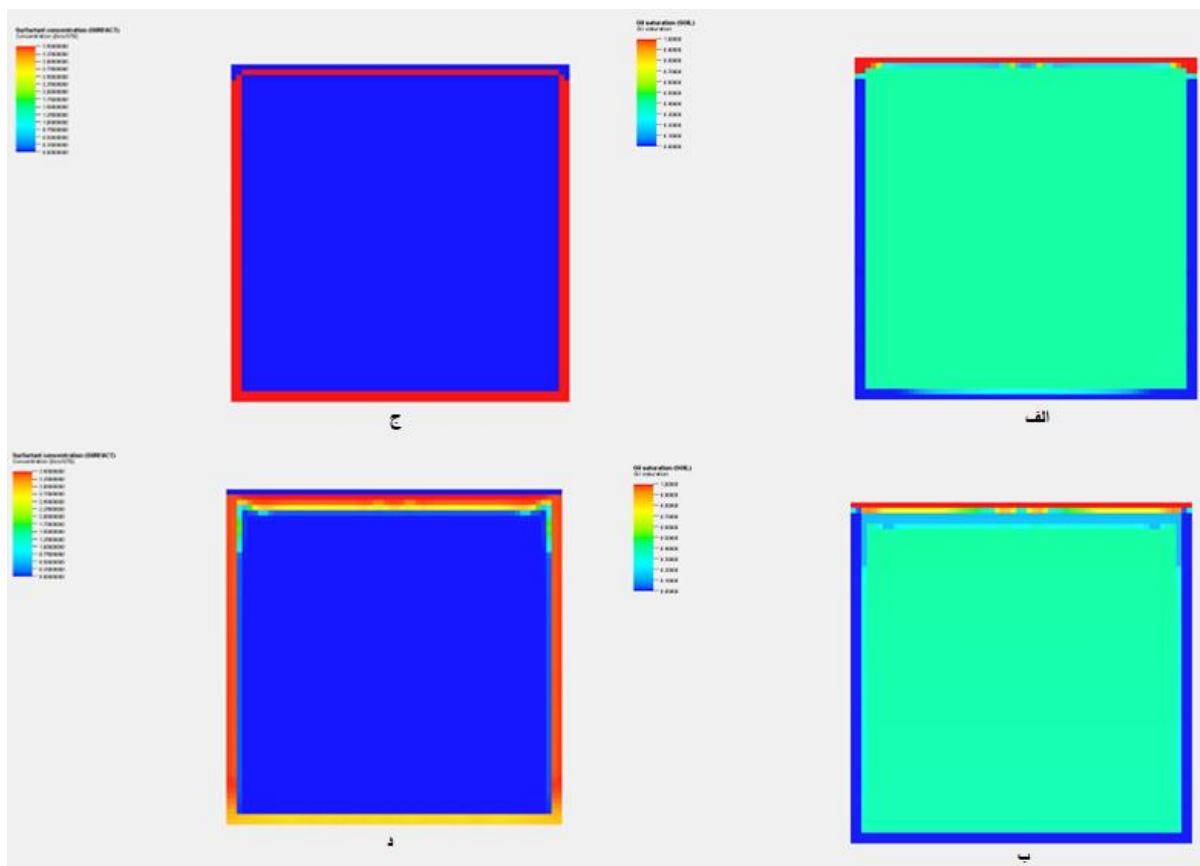
شکل ۱۲. اشباع نفت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثانویه در ابتدا (الف) و انتهای تزریق (ب) در بخش آب رفته / میزان غلظت سورفکتانت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثانویه در ابتدا (ج) و انتهای تزریق (د) بخش آب رفته

با توجه به شکل ۱۲ (ب) اگرچه تغییرات سورفکتانت کم می باشد اما همین تغییرات کم می تواند بروی تولید نفت موثر باشد که منجر به تغییر در اشباع بلوک نسبت به حالت پایه شده است. بلوک های قرمز رنگ محل تجمع و خروج نفت از بلاک سنگ به شکاف می باشند.

در مرحله بعد، تزریق سورفکتانت به صورت ثالثیه به منظور شبیه سازی تزریق سورفکتانت در ناحیه آب رفته مخزن مطالعه گردید. در این مرحله پس از آشام کامل سنگ با آب سازند، اطراف آن با سورفکتانت برای مدت ۱۰۰ سال احاطه می گردد. در شکل ۱۰ نتایج شبیه سازی های فوق نشان داده شده است. همانطور که در شکل مذکور مشاهده می گردد تنها در غلظت تزریقی ۱۰۰۰۰ ppm، تا حدود ۱۸ سال افزایش بازیافت صفر بوده و پس از آن با روندی بسیار کند از ۳۹/۱۸ درصد به ۴۱/۸۶ درصد می رسد. در مابقی غلظت ها افزایش بازیافت کمتر بوده است. تغییرات میزان اشباع نفت و غلظت سورفکتانت تزریقی در ابتدا و انتهای تزریق در شکل ۱۴ نشان داده شده است.



شکل ۱۳. میزان بازیافت حاصل از تزریق سورفکتانت به صورت ثالثیه و مقایسه با آشام آب سازندی در بخش آب روفته



شکل ۱۴. اشباع نفت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثالثیه در ابتدا (الف) و انتهای تزریق (ب) در بخش آب رفته / میزان غلظت سورفکتانت در تزریق سورفکتانت با غلظت ۱۰۰۰۰ ppm به صورت ثالثیه در ابتدا (ج) و انتهای تزریق (د) در ناحیه ۱ بخش آب رفته

همانطور که از شکل ۱۴ (د) مشخص است تغییرات غلظت سورفکتانت در حالت تزریق ثالثیه بسیار کم می باشد بنابراین اشباع نفت نیز به میزان بسیار کمی تغییر کرده است.

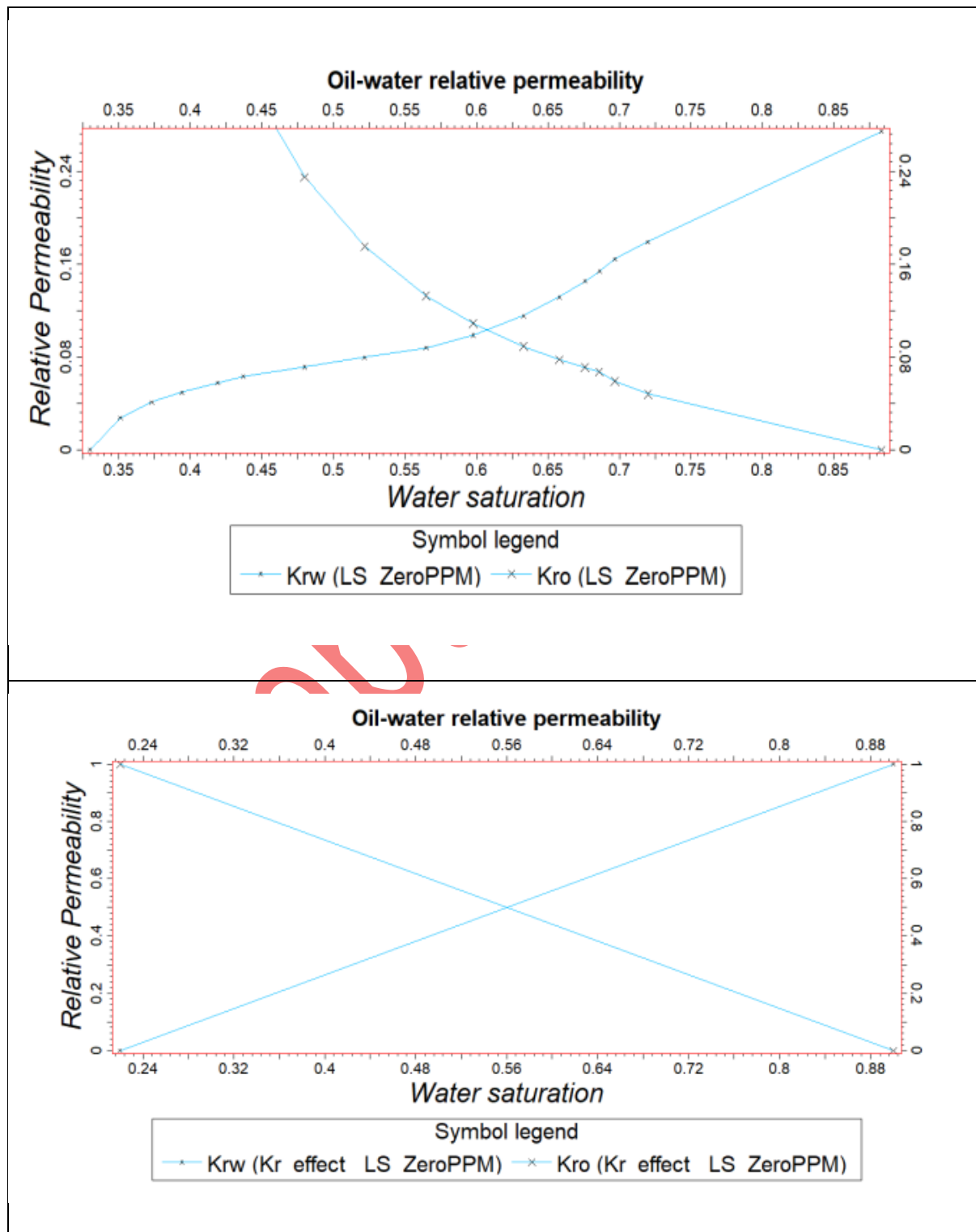
در ادامه، اثر پارامترهای مختلف طی تزریق سورفکتانت با استفاده از مدل تک بلوکه ساخته شده بخش قبلی بررسی می گردد. اثر غلظت سورفکتانت، نمودارهای نفوذپذیری نسبی، فشار موینگی، نفوذپذیری عمودی سنگ و در آخر نمودار درون یابی در این بخش حساسیت سنجی گردیدند.

۴-۲-۱ اثر میزان غلظت سورفکتانت

جهت حساسیت سنجی بر روی میزان غلظت سورفکتانت در پدیده تغییر ترشوندگی به واسطه تزریق سورفکتانت برای مقادیر غلظت سورفکتانت ppm ۱۰۰۰۰، ۵۰۰۰، ۲۰۰۰، ۱۰۰۰ و ۵۰۰ در نظر گرفته شد. تغییر میزان غلظت سورفکتانت اثر قابل توجهی بر میزان بازیافت نفت خواهد داشت. میزان بازیافت در غلظت های ppm ۵۰۰ تا ۲۰۰۰، اثر قابل توجهی بر میزان بازیافت نفت ندارد. در تزریق سورفکتانت، میزان نفوذ سورفکتانت در داخل سنگ بسیار تعیین کننده می باشد. در غلظت های پایین سورفکتانت، میزان نفوذ سورفکتانت در داخل سنگ کم بوده و در نتیجه جذب سورفکتانت و در آخر آب دوستی کمتری نیز اتفاق می افتد. باتوجه به دانسیته بالاتر آب سازند نسبت به آب حاوی سورفکتانت، در صورت جذب سورفکتانت کم، میزان افزایش بازیافت آب سازندی بیشتر می گردد.

۲-۲-۴ اثر نفوذپذیری نسبی

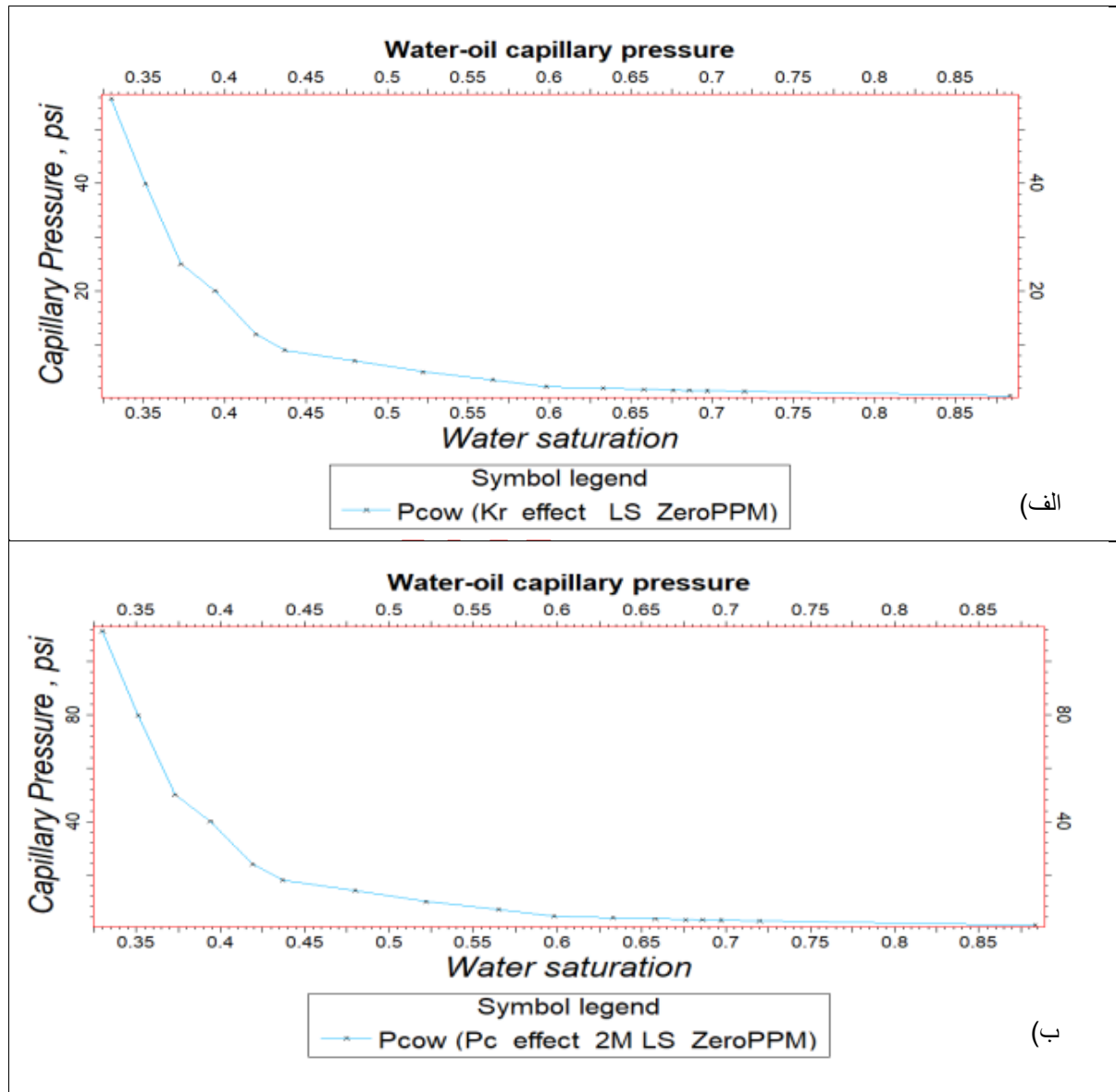
برای بررسی اثر تغییرات نفوذ پذیری بر روی ضریب بازیافت نفت، نمودار نفوذپذیری از حالت مبنا به بیشترین حالت ممکن (برابر با یک) تغییر داده شد. همانطور که در شکل ۱۲-الف مشاهده می‌گردد، اثر تغییرات نمودار نفوذپذیری بر روی میزان بازیافت طی عملیات تزریق سورفکتانت مانند تزریق آب کم‌شور، ناچیز کردن می‌باشد. شکل ۱۵ -

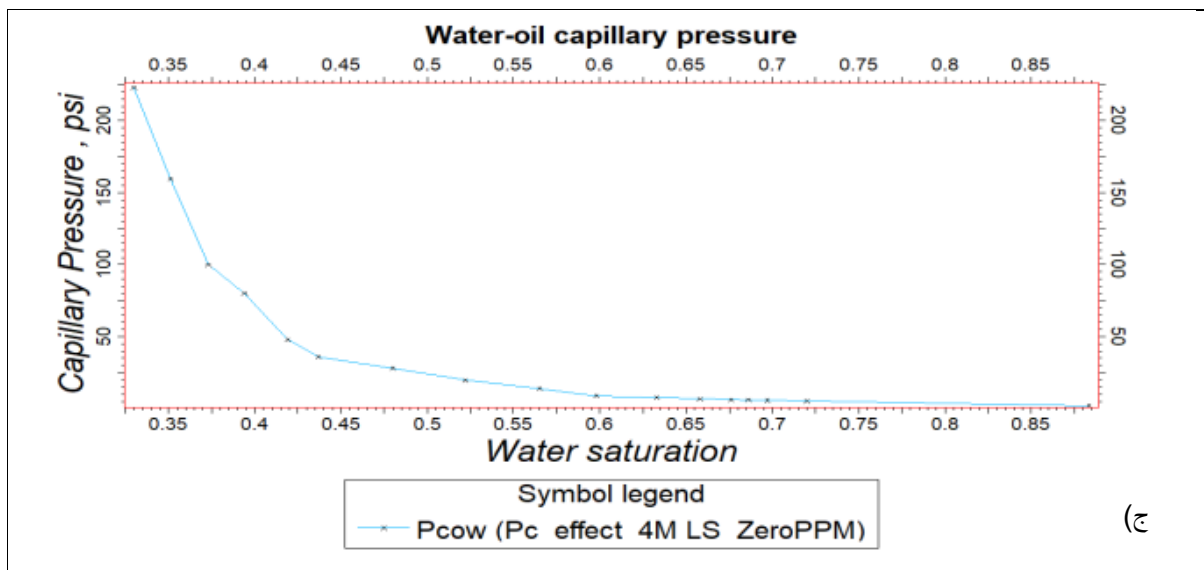


شکل ۱۵. آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار نفوذپذیری نسبی (نمودار مبنا(بالا) و نمودار حساسیت سنجی(پایین))

۳-۲-۴ اثر فشار موئینگی

برای آنالیز حساسیت بر روی نمودار فشار موئینگی، نمودار از حالت مبنا در ضرایب دو و چهار ضرب گردید. با توجه به شکل ۱۸-ب، فشار موئینگی بر روی میزان بازیافت طی عملیات تزریق سورفکتانت تاثیر می گذارد و هر چه مقدار فشار موئینگی افزایش یابد، بازیافت نهایی کاهش می یابد اما این کاهش قابل صرف نظر کردن است. قابل توجه است که اثر فشار موئینگی تابع دسته سنگ ناحیه مورد بررسی است بطوری که در نواحی با ارتفاع بزرگتر بلوک، ریزش ثقلی سنگ سهم بیشتری از آشام را در بازیافت نهایی دارد.





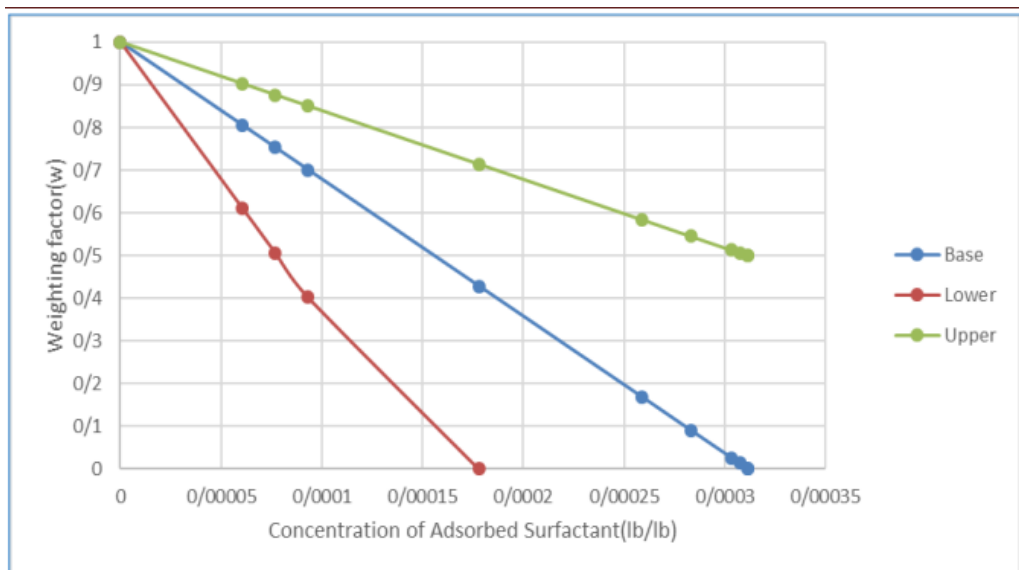
شکل 16. آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار فشارمویبینگی (نمودار مبنا(بالا) و نمودار حساسیت سنجی (وسط و پایین)

۴-۲-۴ نفوذپذیری عمودی سنگ

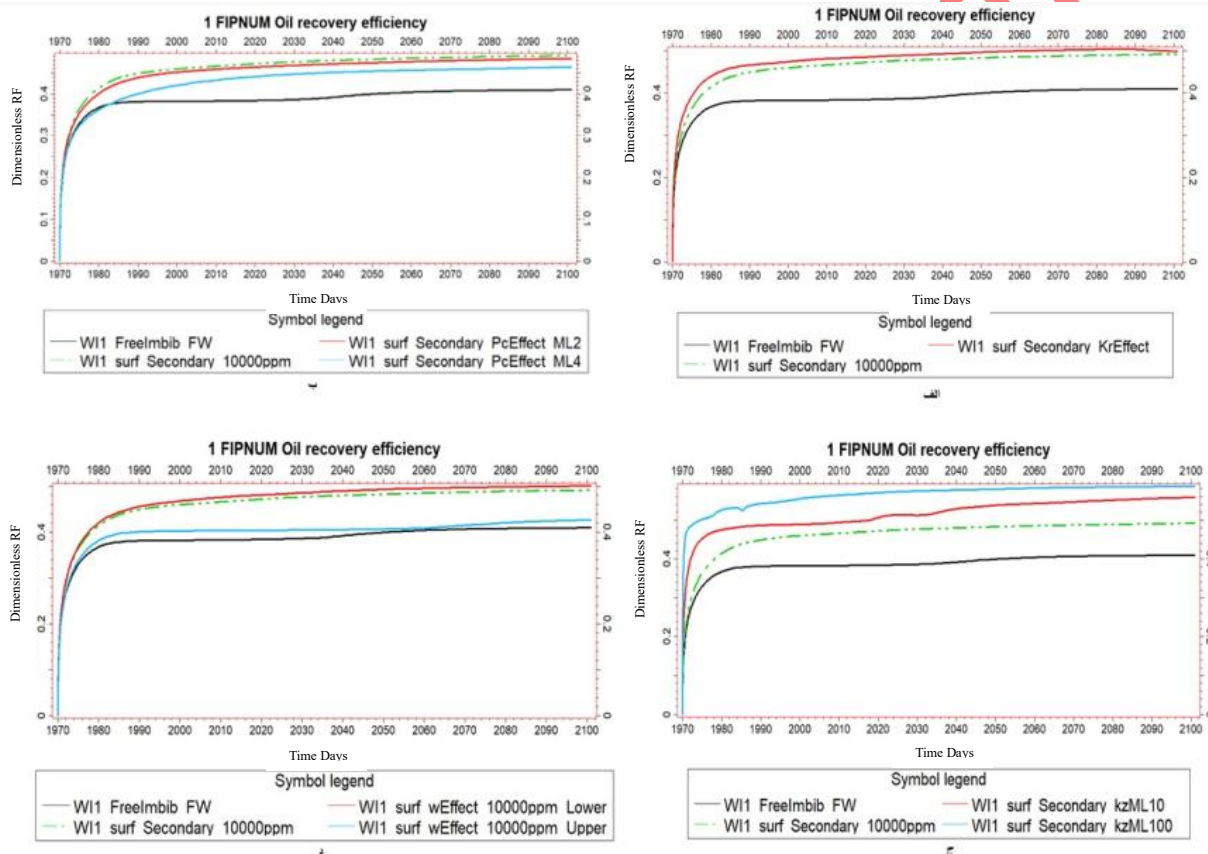
نفوذپذیری عمودی جهت حساسیت سنجی از حالت مبنا، ۰/۱۳۴ میلی داری (متوسط عبوردهی عمودی سنگ بخش آب رفته) به ۱۰ برابر (۱/۳۴ میلی داری) و ۱۰۰ برابر (۱۳/۴ میلی داری) تغییر داده شد. از آنجایی که با تغییرات نفوذپذیری عمودی میزان ضریب بازیافت به صورت قابل توجهی تغییر کرده است، لذا اثر تغییرات نفوذپذیری عمودی بر این فرآیند بسیار قابل توجه می باشد. این مفهوم در شکل ۱۸-ج قابل مشاهده است. علت این امر این است که مسیرهای در دسترس بیشتری برای سیال ترکننده وجود دارد تا از محیط متخلخل عبور کند.

۵-۲-۴ نمودار درون یابی

نمودار درون یابی با دو شیب متفاوت از حالت مبنا برای حساسیت سنجی تغییر داده شد. شکل ۱۸-د نشان دهنده اثر پارامتر درون یابی بر روی بازیافت نفت است. همانطور که مشخص است، اثر این پارامتر بر روی ضریب بازیافت نفت قابل توجه می باشد.



شکل 17. نمودار درونیابی در حالت های مبنا، بیشیه و کمینه



شکل 2. الف) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار نفوذپذیری در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آب روفته
 ب) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار فشار موینگی در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آب روفته
 ج) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی میزان تراوانی عمودی سنگ در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آب روفته
 د) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار درونیابی در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آب روفته

در شکل ۱۸- الف، به بررسی تاثیر نمودار نفوذ پذیری در عملیات تزریق سورفکتانت در بخش آب رفته پرداخته شده است.

۳-۴ تزریق آب کربناته

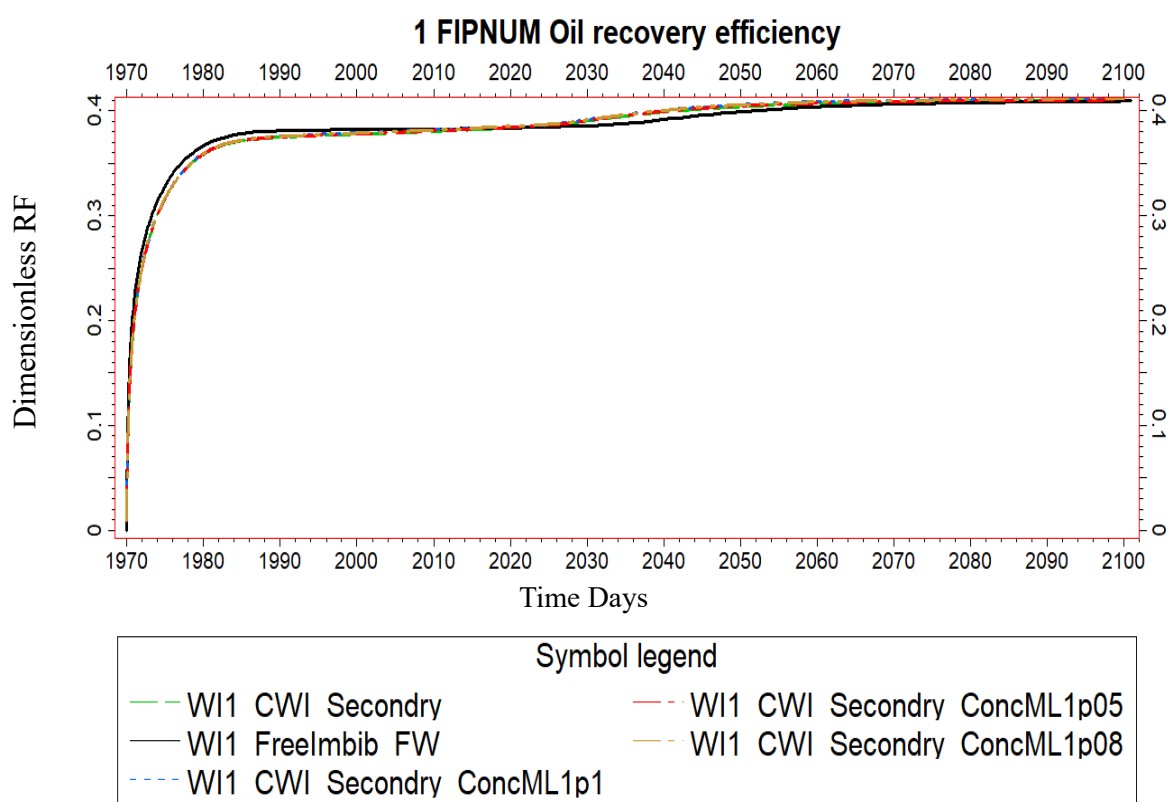
در شبیه سازهای تجاری موجود، ماژول خاص و جداگانه ای جهت شبیه سازی تزریق آب کربناته تعریف نشده است. تنها تورم و کاهش دانسیته و ویسکوزیته حاصل از تزریق را می توان در شبیه سازی در نظر گرفت. لذا تغییر ترشوندگی حاصل از آب کربناته که یکی از مکانیزم های اصلی افزایش بازیافت در سنگ های با تخلخل دوگانه می باشد را نمی توان با شبیه ساز های یاد شده مطالعه نمود. بنابراین افزایش بازیافت های به دست آمده در شبیه سازی های پیش رو بدون در نظر گرفتن اثر تغییر ترشوندگی و به نوعی بدبینانه می باشند. به منظور شبیه سازی تزریق آب کربناته در مقیاس تک بلوکه، اطراف بلوک مربوطه با آب اشباع از دی اکسید کربن احاطه و مدل آغاز سازی می گردد. به دلیل حلالیت بالاتر دی اکسید کربن در نفت نسبت به آب، به تدریج دی اکسید کربن از فاز آب به نفت نفوذ نموده و باعث تورم و کاهش ویسکوزیته آن می گردد. در شبیه سازی پیش رو جهت استنتاج بهتر، در ابتدا تزریق به صورت ثانویه، در مرحله بعد به صورت ثالثیه انجام و در آخر با تزریق آب عاری از دی اکسید کربن مقایسه گردیده است.

در شبیه ساز اکلپس حلالیت دی اکسید کربن در آب به صورت ورودی توسط استفاده کننده شبیه ساز و یا از رابطه چانگ و همکاران محاسبه می گردد [38]. در مدل مبنای حاضر میزان دی اکسید کربن حل شده در آب برابر 0.17 MSCf/STB در فشار ۴۰۱۶ پام و دمای ۱۸۵ درجه فارنهایت می باشد که مطابقت مناسبی با اعداد گزارش شده در منابع علمی دارا می باشد. حلالیت دی اکسید کربن در نفت نیز از مدل رفتار فازی تطابق یافته ترکیبی میدان که در بخش مربوطه توضیح داده شد، محاسبه می گردد. ضرایب نفوذ میان فازهای گاز-نفت، نفت-نفت، گاز، فاز نفت در جدول ۵ قابل ملاحظه می باشد.

جدول ۵. ضریب نفوذ در فاز نفت [39]

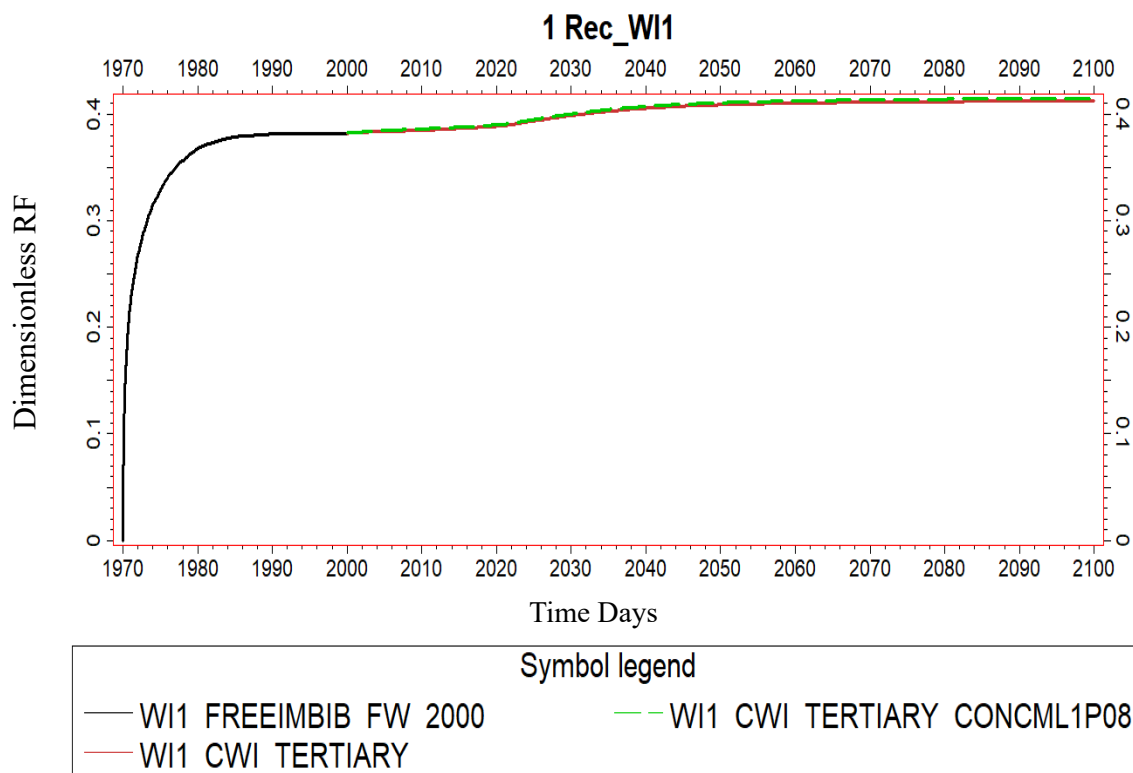
ماده	ضریب نفوذ در فاز نفت (ft^2/day)	ضریب نفوذ در فاز گاز (ft^2/day)
H ₂ S	۰/۰۰۰۴۶۵۹	۰/۰۰۰۰۵۵۶۹
CO ₂	۰/۰۰۰۰۰۱۲۸۶	۰/۰۰۰۰۰۰۳۸۴۶
C ₁	۰/۰۰۰۰۰۸۵۷۹	۰/۰۰۰۰۰۰۹۵۶۸
C ₂	۰/۰۰۰۰۴۴۶۳	۰/۰۰۰۰۰۰۶۵۸
C ₃	۰/۰۰۰۰۴۵۵۸	۰/۰۰۰۰۰۰۳۵۶
C ₄	۰/۰۰۰۰۴۴۳۵	۰/۰۰۰۰۰۰۳۳۶۸
C ₅ +	۰/۰۰۰۰۴۵۰۲	۰/۰۰۰۰۰۰۲۵۸۴
C ₉ +	۰/۰۰۰۰۰۳۸۶۵۸۶	۰/۰۰۰۰۰۰۴۴۲۶
C ₁₇ +	۰/۰۰۰۰۱۸۳۷۲۱	۰/۰۰۰۰۱۶۳۸۵
C ₃₁ +	۰/۰۰۰۰۰۸۲۲۴۳۳	۰/۰۰۱۰۲۷۴۸

در شبیه‌سازی‌های انجام شده، بیشینه و کمینه غلظت دی اکسید کربن در آب به ترتیب صفر و ۰/۱۷ هزارفوت مکعب در بشکه در نظر گرفته شد. در شبیه‌سازی تزریق آب کربناته به صورت ثانویه، سنگ دارای اشباع کامل نفت و در اشباع آب همزاد می‌باشد. در این مرحله آب حاوی دی اکسید کربن در مدل‌های جداگانه در شکاف اطراف سنگ قرار گرفته و به مدت ۱۳۰ سال اجازه داده شد تا فرآیند آشام صورت پذیرد. در انتها بازیافت و رفتار بلوک با حالت مبنا (آشام معمولی با آب سازند) مقایسه گردیدند. همانطور که در شکل ۱۹ مشاهده می‌شود در حالت مبنا، میزان بازیافت پس از ۱۳۰ سال در غلظت‌های ۰/۱۷، ۰/۱۷۸۵، ۰/۱۸۳۶ و ۰/۱۸۷ هزار فوت مکعب در بشکه با حالت مبنا تفاوت چندانی ندارد.



شکل ۳. میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کربناته به صورت ثانویه در ناحیه ۱ بخش آب‌روفته

در مرحله بعد، تزریق به صورت ثالثیه به منظور شبیه‌سازی تزریق آب کربناته در بخش آب‌روفته مخزن بررسی گردید. در این مرحله پس از آشام کامل سنگ با آب سازند، اطراف آن با آب کربناته برای مدت ۱۰۰ سال احاطه می‌گردد. در شکل ۲۵ نتایج شبیه‌سازی نشان داده شده است. همانطور که در شکل ۲۰ مشاهده می‌گردد، در غلظت‌های ۰/۱۷ و ۰/۱۸۷ هزارفوت مکعب در بشکه میزان بازیافت در هر دو حالت به ۴۱/۴۶٪ می‌رسد.



شکل ۲۰. میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کربناته به صورت ثالثیه و مقایسه با آشام آب سازندی در بخش آب روفته

در ادامه، اثر پارامترهای مختلف طی تزریق آب کربناته با استفاده از مدل تک بلوکه ساخته شده بخش قبلی بررسی می گردد. اثر نمودارهای نفوذپذیری نسبی، نفوذپذیری عمودی سنگ و در آخر ضریب نفوذ در این بخش حساسیت سنجی گردیدند.

۳-۴-۱ نفوذپذیری نسبی:

جهت حساسیت سنجی بر روی نفوذپذیری، نمودار آن از حالت مبنا به بیشترین حالت ممکن (برابر با یک) تغییر داده شد تا اثر تغییرات آن در ضریب بازیافت نفت قابل مشاهده باشد. همانگونه که در نمودار شکل ۲۱-الف مشاهده می شود، تغییرات نفوذپذیری نسبی بر روی میزان بازیافت نفت طی عملیات تزریق آب کربناته به میزان خیلی کم اثر گذار می باشد.

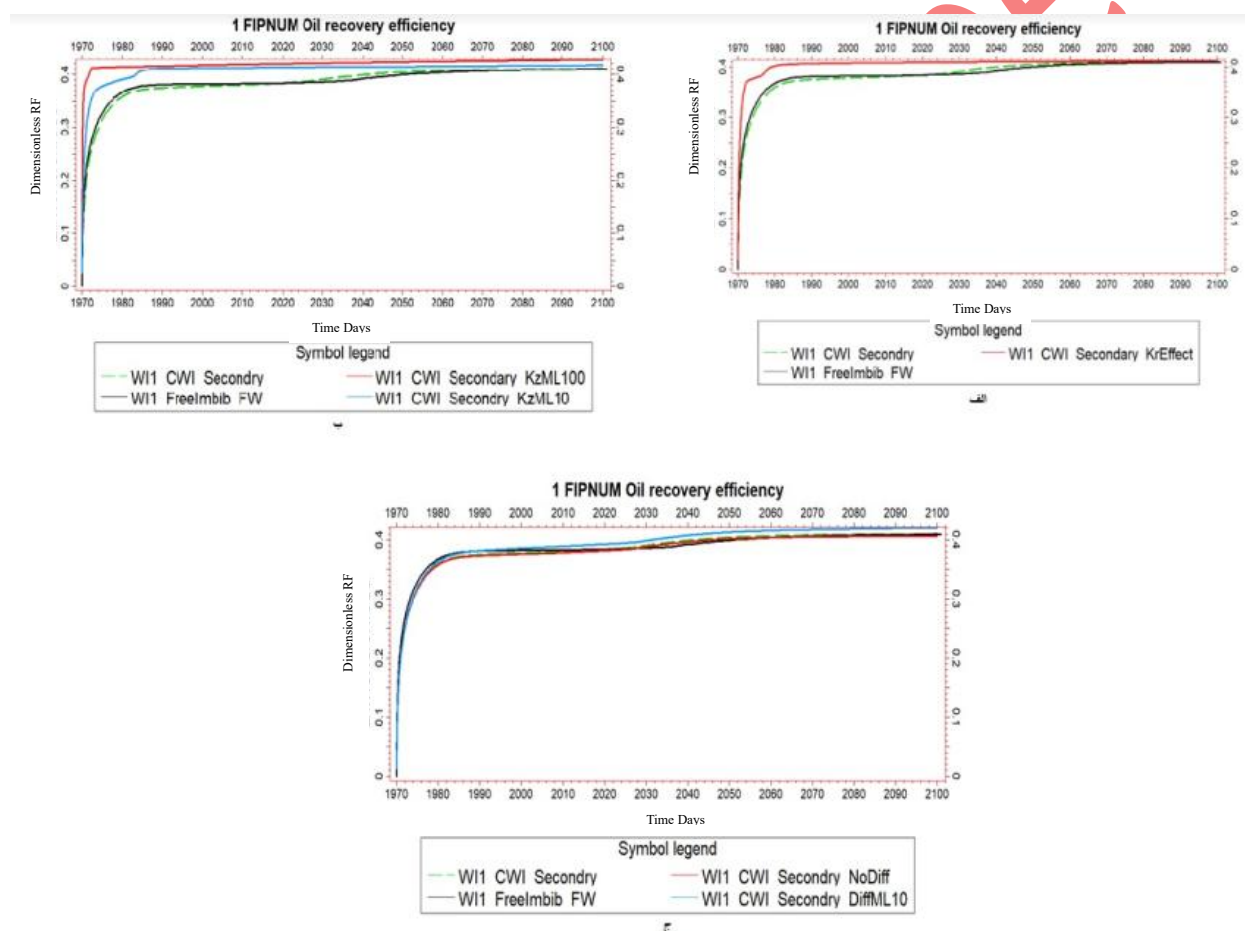
۳-۴-۲ نفوذپذیری عمودی سنگ:

جهت بررسی میزان تاثیرات نفوذپذیری عمودی بر بازیافت نفت، میزان آن از حالت مبنا، ۰/۱۳۴ میلی دارسی (متوسط عبوردهی عمودی سنگ بخش آب روفته) به ۱۰ برابر (۱/۳۴ میلی دارسی) و ۱۰۰ برابر (۱۳/۴ میلی دارسی) تغییر

داده شد. شکل ۲۱-ب نشان دهنده این اثر می‌باشد. همانطور که مشخص است، نفوذ پذیری عمودی بر روی ضریب بازیافت نفت تاثیر اندکی دارد.

۳-۳-۴ ضریب نفوذ مولکولی:

در آخرین مرحله، برای بررسی میزان حساسیت ضریب نفوذ مولکولی بر میزان بازیافت نفت، این مقادیر در دو حالت عدم وجود نفوذ و ضریب نفوذ ۱۰ برابر حالت مبنا اجرا و بررسی گردید. با توجه به اینکه در نمودار ۲۱-ج، مقادیر بازیافت نفت در حالت‌های مبنا، عدم وجود نفوذ و ضریب نفوذ ۱۰ برابر شده با یکدیگر تفاوت بسیار ناچیزی دارند، لذا می‌توان این نتیجه را گرفت که ضریب نفوذ بر روی میزان بازیافت نفت تاثیر بسیار اندکی دارد.



شکل ۲۱. الف) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی نمودار نفوذپذیری در عملیات تزریق آب کربناته در بخش آب‌روفته
 ب) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی میزان تراوایی عمودی سنگ در عملیات تزریق آب کربناته در بخش آب‌روفته
 ج) مقایسه میزان بازیافت طی انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی ضریب نفوذ در عملیات تزریق آب کربناته در بخش آب‌روفته

۵- نتیجه گیری:

در این پژوهش، سه روش مختلف ازدیاد برداشت در بخش آب‌روفته با استفاده از مدل تک بلوکه مفهومی بررسی و

آنالیز حساسیت بر روی پارامترهای مختلف در مکانیسم‌های موثر در تولید در این روش‌ها انجام شد.

همانگونه که پیش تر اشاره شد، هدف از مطالعه انجام شده نتیجه گیری کمی نبوده و بیشتر شناخت مکانیزم، پارامترهای موثر و در آخر برآورد تقریبی میزان بازیافت و زمان مربوطه می‌باشد. از روشهای تزریق ثانویه برای شناخت بهتر مکانیسم و حساسیت سنجی پارامترهای مطرح استفاده گردید و جهت اثربخشی روش ازدیاد برداشت مورد نظر روش‌های تزریق ثالثیه مبنای مقایسه قرار گرفت.

در تزریق آب کم‌شور میزان افزایش بازیافت بسیار آهسته می‌باشد. طی این فرآیند، پدیده آشام، غیر همسو بوده و اختلاف چگالی نه چندان زیاد نفت و آب و همچنین تراوایی عمودی پایین سنگ نیز به کندی عملیات کمک می‌کند. همچنین آنالیز حساسیت‌سنجی نشان می‌دهد که طی عملیات تزریق آب کم‌شور، تراوایی عمودی و پارامتر درونیایی از اهمیت بالایی برخوردار می‌باشند در صورتی که تغییرات نمودار تراوایی نسبی و فشار موینگی آشام قابل صرف‌نظر کردن است.

در تزریق سورفکتانت زمان‌های افزایش بازیافت حاصل شده از چند ده سال تا چند صد سال تغییر می‌نماید که نشانگر سرعت بسیار پایین پدیده آشام و گرانش می‌باشد. با در نظر گرفتن زمان‌های بالا که خارج از طول عمر مخزن می‌باشد، تزریق سورفکتانت اقتصادی به نظر نمی‌رسد. لازم به ذکر است نتایج اشاره شده همسو با یافته‌های منتشر شده در منابع علمی می‌باشد. همچنین آنالیز حساسیت‌سنجی نشان می‌دهد تاثیر تراوایی نسبی در پدیده آشام قابل صرف‌نظر می‌باشد اما تغییرات فشار موینگی، عبوردهی عمودی سنگ و پارامتر درونیایی مهم می‌باشد.

در سیستم‌های شکافدار طی تزریق آب کربناته، به علت حلالیت بالاتر دی اکسیدکربن در نفت نسبت به آب، دی اکسیدکربن قابل توجهی در نفت حل می‌گردد که باعث تورم و کاهش ویسکوزیته نفت درون سنگ می‌گردد. آب کربناته همچنین می‌تواند باعث تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب دوستی نیز گردد. لازم به ذکر است در خصوص اثر تغییر ترشوندگی، منابع محدودی وجود داشته و به صورت کمی دارای عدم قطعیت بالایی می‌باشد. با توجه به قابلیت شبیه سازهای موجود تنها می‌توان مکانیزم‌های تورم نفت و کاهش ویسکوزیته در اثر حلالیت دی اکسید کربن در نفت را شبیه‌سازی نمود و اثر تغییر ترشوندگی در شبیه سازهای تجاری لحاظ نمی‌گردد. بنابراین میزان بازیافت‌های به دست آمده را می‌توان بدینانه در نظر گرفت. همچنین آنالیز حساسیت سنجی نشان می‌دهد که تاثیر تراوایی نسبی و ضریب نفوذ در پدیده تزریق آب کربناته قابل صرف‌نظر می‌باشد اما عبوردهی عمودی سنگ مهم می‌باشد. بعلاوه تغییرات غلظت می‌تواند مهم باشد هرچند که در ناحیه مورد مطالعه اثرگذاری بالایی مشاهده نشده است. نتایج حاصل از تزریق روشهای سه گانه ذکر شده ازدیاد برداشت در بخش آب‌روفته در جدول ۶ آمده است و عدم اقتصادی بودن هر یک از روشهای مطرح را بیان می‌کند.

افزایش ضریب بازیافت نفت پس از ۱۰۰ سال نسبت به آشام آب سازندی (%)	زمان شروع تولید (با توجه به معیار طول زمان طی شده پس از سال ۲۰۰۰ در تغییر بازیافت)	روش تزریق
۲/۴۸	پس از ۵۶ سال	آب کم‌شور
۳/۶۹	پس از ۳۲ سال	آب کم‌شور ۱۰ برابر رقیق شده
۴/۰۸	پس از ۳۰ سال	آب کم‌شور ۱۰۰ برابر رقیق شده
۳/۶۳	پس از ۱۸ سال	سورفکتانت
۳/۲۳	پس از ۲۰ سال	آب کربناته

با توجه به نتایج حاصل از شبیه سازی، می‌توان دریافت که تاثیر نیروهای ثقلی در بازیافت نفت نسبت به نیروهای موئینه بیشتر می‌باشد اما سرعت عملکرد نیروهای موئینه بیشتر می‌باشد. روش‌های ازدیاد برداشت یاد شده برای بهبود بخشیدن به اثر نیروهای موئینه می‌باشد چراکه نیروهای ثقلی در تمامی حالات یکسان می‌باشند. از آنجایی که نرم افزار شبیه ساز اکلیپس مکانیسم‌های متعدد شامل حلالیت کانی، اثر افزایش pH، مهاجرت ذرات رس، تبادل چند یونی، لایه دوگانه و اثر نمک، اثر تشکیل رسوب ناشی از اختلاط آب تزریقی و آب سازندی، اسمز معکوس و پراکندگی ریز را بررسی نمی‌کنند، پیشنهاد می‌گردد برای بررسی این پدیده‌ها از سایر شبیه سازها مانند PHREEQC، COMSOL Multyphysics و CMG استفاده گردد.

۶- فهرست علائم و اختصار:

Initial pressure(psi)	فشار اولیه
Temperature (°F)	دما
TDS of FW (ppm)	کل مواد جامد حل شده
Bubble point pressure (psi)	فشار نقطه حباب
Viscosity*(cp) at STC	گرانروی در شرایط استاندارد
AN*(mg KOH/g)	عدد اسیدی
Asphaltene content	میزان آسفالتین

1. Aljuboory, F.A., Lee, J.H., Elraies, K.A., Stephen, K.D.: Gravity drainage mechanism in naturally fractured carbonate reservoirs; review and application. *Energies* 12(19), 3699 (2019)
2. Madani, M., Alipour, M., 2022. Gas-oil gravity drainage mechanism in fractured oil reservoirs: surrogate model development and sensitivity analysis. *Comput. Geosci.* 26 (5), 1323e1343.
3. An, S., Erfani, H., Godinez Brizuela, O.E., Niasar, V.: Transition from viscous fingering to capillary fingering: application of gpu-based fully-implicit dynamic pore-network modelling. *Water Resour. Res.* e2020WR028149 (2020a)
4. Erfani, H. et al., 2021. Experimental and Modelling Study of Gravity Drainage in a Three-Block System. *Transport in Porous Media* (2021)
5. Aghabarari, A. et al., 2019. A new simulation approach to investigate reinfiltration phenomenon in fractured porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*
6. Alipour, M., et al., 2023. New empirical scaling equations for oil recovery by free fall gravity drainage in naturally fractured reservoirs. *Energy Geoscience*
7. Jerauld, G.R., Lin, C.Y., Webb, K.J., Secombe, J.C., 2008. Modeling low salinity waterflooding. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 11(6), 1000–1012.
8. Alameri, W., Teklu, T.W., Graves, R.M., Kazemi, H., and AlSumaiti, A.M., 2015. Experimental and Numerical Modeling of Low-Salinity Waterflood in a Low Permeability carbonate Reservoir. Paper SPE 174001, SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, California, USA.
9. Evje, S., Hiorth, A., Madland, M.V., Korsnes, R.I., 2009. A mathematical model relevant for weakening of chalk reservoirs due to chemical reactions. *Netw. Heterog. Media* 4(4), 755–788.
10. Joel, T., et al., 2020. Review of Low Salinity Waterflooding in Carbonate Rocks: 2 Mechanisms, Investigation Techniques, and Future Directions.
11. G.J. Hirasaki, C.A. Miller, M. Puerto, Recent advances in surfactant EOR, *SPE J.* 16 (4) (2011) 889–907, <https://doi.org/10.2118/115386-PA>.
12. J.J. Sheng, Status of surfactant EOR technology, *Petroleum* 1 (2) (2015) 97–105, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>.
13. S. Iglauer, Y. Wu, P. Shuler, Y. Tang, I. Goddard, A. William, New surfactant classes for enhanced oil recovery and their tertiary oil recovery potential, *J. Pet. Sci. Eng.* 71 (1–2) (2010) 23–29, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.009>.
14. R.M. Pashley, M.E. Karaman, *Surfactants and Self-Assembly*, Applied Colloid and Surface Chemistry, John Wiley & Sons, Ltd, 978-0-47001-470-7, 2005, pp. 61–77, <https://doi.org/10.1002/0470014709.ch4>.

15. Negin, S. Ali, Q. Xie, Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery, *Petroleum* 3 (2) (2017) 197–211, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>.
16. T.W. Teklu, W. Alameri, H. Kazemi, R.M. Graves, A.M. AlSumaiti, Low salinity water-Surfactant-CO₂ EOR, *Petroleum* 3 (3) (2017) 309–320, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.03.003>.
17. Al-Sulaimani, H., Y. Al-Wahaibi, S. Al-Bahry, A. Elshafie, A. Al-Bemani, S. Joshi, and S.
18. Ayatollahi. 2012. Residual-oil recovery through injection of biosurfactant, chemical surfactant, and mixtures of both under reservoir temperatures: induced-wettability and interfacial-tension effects. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 15 (02):210–7. doi:10.2118/158022-PA.
۱۹. حسن قجاوندی، علیرضا نورمحمد.. ازدیاد برداشت نفت از سنگ کربناته به وسیله آشام خودبه خودی محلول سورفکتانت، نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران، دوره ۳۲، شماره ۱۳۹۲
20. Daoshan, L., L. Shouliang, L. Yi, and W. Demin. 2004. The effect of biosurfactant on the
21. interfacial tension and adsorption loss of surfactant in ASP flooding. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 244 (1-3):53–60. doi: 10.1016/j.colsurfa.2004.06.017.
22. Dong, Y., Dindoruk, B., Ishizawa, C., Lewis, E.J., Kubicek, T., 2011. An Experimental Investigation of Carbonated Water Flooding, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE paper No. 145380, October.
23. Hickok, C.W., Ramsay, H.J., 1962. Case Histories of Carbonated Waterfloods in Dewey-Bartlesville Field,” *SPE Secondary Recovery Symposium*. SPE paper 333.
24. Derakhshanfar, M., Nasehi, M., Asghari, K., 2012. Simulation Study of CO₂-assisted Waterflooding for Enhanced Heavy Oil Recovery and Geological Storage, *Carbon Management Technology Conference*. SPE Paper No. 151183, February.
25. J.J. Sheng, Critical review of low-salinity waterflooding, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 120, 2014, Pages 216-224, ISSN 0920-4105
26. Yu, L., Evje, S., Kleppe, H., Kårstad, T., Fjelde, I., Skjæveland, S.M., 2009. Spontaneous Imbibition of Seawater Into Preferentially Oil-Wet Chalk Cores—Experiments and Simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Volume 66, Issues 3–4, June 2009, Pages 171-179
27. Jerauld, G.R., Webb, J., Secombe, J.C., 2008. Modeling low salinity water flooding. *SPE Reservoir Engineering*. SPE 102239. Presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September, San Antonio, Texas, USA
28. Andersen, P.Ø., Evje, S., Kleppe, H., Skjæveland, S.M. 2015. A model for wettability alteration in fractured reservoirs. *SPE Journal*, 20 1261-1275.

29. Karimi, M., Al-Maamari, R.S., Ayatollahi, S., Mehranbod, N. 2015. Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet calcite: The effect of magnesium ions in the presence and absence of cationic surfactant. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 482 403-415.
30. Salehi, M., Johnson, S.J., Liang, J.-T. 2008. Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs. *Langmuir*, 24 14099-14107.
31. Standnes, D.C., Austad, T. 2000. Wettability alteration in chalk: 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 28 123-143
32. Strand, S., Standnes, D.C., Austad, T. 2003. Spontaneous imbibition of aqueous surfactant solutions into neutral to oil-wet carbonate cores: Effects of brine salinity and composition. *Energy and Fuels*, 17 1133-1144
33. Gupta, R., Mohanty, K.K. 2010. Temperature effects on surfactant-aided imbibition into fractured carbonates. *SPE Journal*, 15 587-597.
34. Delshad, M., Fathi, N., Anderson, G.A., Pope, G.A., Sepehrnoori, K. 2009. Modeling Wettability Alteration by Surfactants in Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Journal Reservoir Evaluation & Engineering*, 361-370, June 2009, SPE Paper 100081, Tulsa, USA.
35. Yannong Dong, Birol Dindoruk, Claudia Ishizawa, Lewis, Thomas Kubicek, Shell International Exploration and production, "An Experimental Investigation of Carbonated Water Flooding", SPE 145380, 2011
36. Salehi, M. 2009. Enhancing the Spontaneous Imbibition Process in Naturally Fractured Reservoirs through Wettability Alteration Using Surfactants: Mechanistic Study and Feasibility of Using Biosurfactants Produced from Agriculture Waste Streams. PhD Thesis, University of Kansas, pp.
37. Yousef, A.A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A.U., Al-Jawfi, M.S. 2010. Laboratory Investigation of Novel Oil Recovery Method for Carbonate Reservoirs. SPE Paper 137634, Presented at Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October, , Calgary, Alberta, Canada
38. Salehi, M. 2009. Enhancing the Spontaneous Imbibition Process in Naturally Fractured Reservoirs through Wettability Alteration Using Surfactants: Mechanistic Study and Feasibility of Using Biosurfactants Produced from Agriculture Waste Streams. PhD Thesis, University of Kansas, pp.
39. Yih-Bor Chang, Brian K. Coats, James S. Nolen, "A compositional Model for CO₂ floods including CO₂ solubility in water", SPE 35164, 1996.

Comparison and simulation of various methods for increasing oil recovery in fractured carbonate reservoirs using water-based techniques through the single block method

Abstract

More than half of the reservoirs in the world are carbonate reservoirs, most of which are fractured. The main controller of fluid flow and production in this kind of reservoirs is fracture. In fractured reservoirs, the water invaded zone is introduced as the zone between the initial and new contact surface of water and oil. In this zone, the fractures are completely saturated with water and surround the matrix blocks containing oil. Due to the pressure drop in these reservoirs compared to the initial pressure and the creation of a water invaded zone, as well as the remaining large volume of oil in the matrix, the necessity of using new methods of increased extraction to enhance the reservoir's efficiency is evident. Considering the inherent complexity of fractured reservoirs and the need for stable production from these reservoirs, choosing the appropriate method for increased harvesting requires numerous studies and simulations. The purpose of this research is to investigate the effect of different the enhancing the oil recovery methods (three methods of increasing extraction of water-based with higher priority of primary screening) on the increase oil production from the water invaded zone and perform the sensitivity analyze on the parameters affecting the production mechanism using the single block model. The obtained results show that the recovery time varies from several tens of years to several hundreds of years, indicating a very low speed of the gravity phenomenon. Considering the above times that are outside the lifetime of the reservoir, water injections methods do not seem economical. Based on the results, the range of increased recovery in the very optimistic case of low salt water injection (100 times diluted sea water) in tertiary injection is from 4.08% to 6.49%. Additionally, the range of increase in surfactant injection recovery in the maximum state (concentration 10,000 ppm) in the tertiary injection method is from zero to 8.13%. In carbonated water injection, the rate of oil recovery increases from 0.47% to 3.6%.

Keywords: Water Base Enhance Oil Recovery, Fracture carbonate reservoirs, Low salinity water, Surfactant, Carbonated water