



## بررسی ازدیاد برداشت توسط مواد فعال کننده سطحی و فرآیند آشام تحت تأثیر این مواد با استفاده از تکرار و بازبینی آزمایشات هیراساکی و همکاران

۳، مهدی بابایی<sup>۱</sup>، کورش شیردل ایمان نوروژی

دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه nowrouzi65@yahoo.com

### چکیده

هیراساکی و همکاران، دو مغزه از سنگ مخزن را انتخاب کردند و آن ها را C و B نامگذاری کردند. ترشوندگی مغزه C در مدت انجام آزمایش تغییر نکرد، در حالی که قبل از انجام آزمایش آشام، به منظور تغییر ترشوندگی از حالت اولیه آب دوستی به نفت دوستی، مغزه ی B را در نفت خیساندند و سپس آزمایشات مربوط به آن را انجام دادند. در اولین آزمایش آنها، نفت از مغزه ها تولید نشد. البته باید در نظر داشت که مدت زمانی که برای فرآیند آشام در نظر گرفته شده بود برای این سنگ مخزن کم تراوا، نسبتا کم بود. همچنین ایشان گزارش نمودند که اندکی پس از شروع آزمایش با استفاده از مواد فعال کننده سطحی، نفت در قسمت بالای مغزه C مشاهده شد. با قرار دادن مغزه ی از نفت اشباع شده ی C، در ظرف آشام که با آب نمک سازند و مواد فعال کننده سطحی پر شده بود، تولید نفت اندازه گیری شد. این مغزه بیش از ۱۴۰ روز در محلول مواد فعال کننده سطحی به منظور آشام قرار گرفت. آزمایش آشام توسط مواد فعال کننده سطحی برای مغزه مذکور ۱۴ درصد تولید نفت را در بر داشت. سپس آنها همین آزمایشات را با استفاده از مغزه B که ترشوندگی اش تغییر یافته بود انجام دادند و مشاهده کردند که در طی مدت ۱۴۰ روز، ۴۵ درصد نفت از مغزه مذکور تولید شد.

**کلمات کلیدی:** آشام، ترشوندگی، شبکه شکاف، شبیه سازی، مواد فعال سطحی.

۱ و ۳- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی



## مقدمه

آزمایش فرآیند آشام توسط مواد فعال کننده سطحی در دانشگاه رایس (Rice) آمریکا به منظور توسعه مواد فعال کننده سطحی جدید توسط هیراساکی و همکاران در سال ۲۰۰۴ انجام شد [۱]. هدف از انجام این آزمایشات، بررسی ازدیاد برداشت توسط ماده فعال کننده سطحی و فرآیند آشام تحت تأثیر این مواد بود. داده های مورد استفاده در این شبیه سازی، از آشام خوبخودی با استفاده از آب نمک و ماده فعال کننده سطحی تشکیل شده بود. در این آزمایش از نفت خام مرده، آب مخزن و مغزه متعلق به مخزن نفتی یتس در تگزاس استفاده شده است. این میدان نفتی یکی از مخازن کریناته به شدت شکافدار در غرب تگزاس می باشد. تراوایی سنگ مخزن در محدوده ۵۰ تا ۲۵۰ میلی داری و تراوایی متوسط شبکه شکاف ۱۰۰۰ میلی داری می باشد. تخلخل سنگ مخزن نیز در محدوده ۱۵ تا ۲۲ درصد می باشد.

## ۱- تشریح مدل ساخته شده

این مدل به منظور شبیه سازی سیال مغزه و اطراف آن در محفظه آشام، ساخته شده است. مدل بگونه ای ساخته شده است که سنگ مغزه به عنوان ماتریس و اطراف آن شبکه شکاف قرار دارد و مطابق با مدل ارائه شده توسط هیراساکی و همکاران می باشد تا با آن نتایج آزمایشگاهی مقایسه گردد. هدف از ساخت این شبکه، شبیه سازی سیالی است که از درون محفظه آشام به درون سنگ (مغزه) نفوذ کرده و در نتیجه نفت را از آن خارج می کند. ارتفاع محفظه آشام در حدود ۱۲ اینچ و قطر آن ۲ اینچ می باشد، طول مغزه ۳ اینچ و قطر آن ۱.۵ اینچ می باشد. شبکه در این مدل به صورت مربعی می باشد، اندازه کل بلوک های شبکه به نحوی می باشد که حجم فضای خالی و نفت در جای اولیه مغزه را به دست می دهد. سنگ غیرمخزنی مدل ساخته شده (شبکه شکاف) در قسمت بالا و در دو طرف شبکه قرار گرفته است. ضخامت دو لایه بالایی ۳ و ۱ اینچ می باشد که به نفت اجازه تجمع در بالای سنگ مخزن را می دهد، همچنین باعث می شود که حجم قسمت غیرمخزنی مدل به حجم واقعی محفظه آشام که در این فرآیند از آن استفاده شده است نزدیک گردد. ضخامت بقیه لایه ها از اندازه مغزه بدست آمده است که پنج لایه پایینی دارای ضخامت ۰/۶ اینچ می باشد. بنابراین ضخامت کل شبکه ۷ اینچ می باشد که با در نظر گرفتن ارتفاع واقعی محفظه آشام که ۱۲ اینچ می باشد، مدل در عمق ۵ اینچی قرار خواهد گرفت که در این صورت ارتفاع هیدروستاتیکی در بالای مغزه شبیه سازی خواهد شد.

گرادیان فشار در مخزن اغلب کوچکتر از فشار موئینگی است. بنابراین جریان آب این نواحی را دور می زند. قطرگلوگاه حفره تعیین کننده فشار موئینگی می باشد که توسط فاز تر شده، فاز غیر تر شونده می تواند بر این فشار غلبه کند.

با غلبه بر این فشار، می توان نفت به دام افتاده را براحتی تولید کرد. فشار موئینگی [2]:

$$P_c = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r}$$

معادله ۱



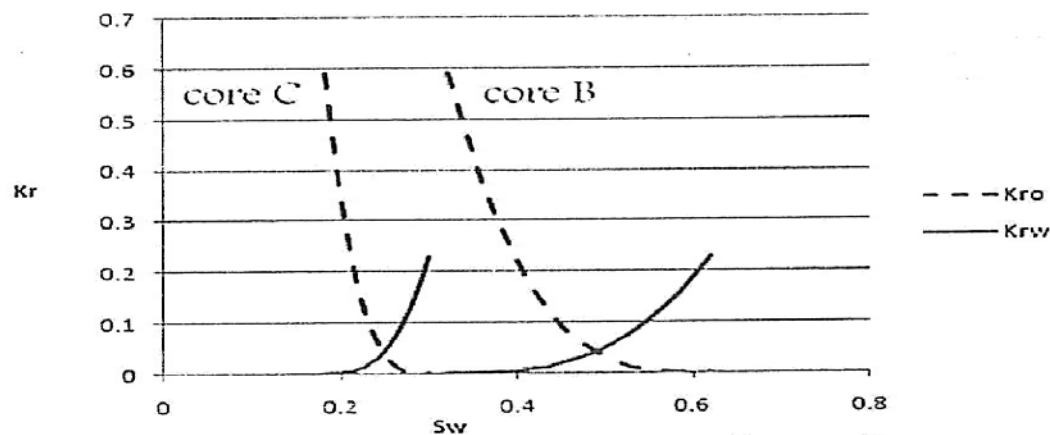
$\sigma$ ، کشش بین سطحی،  $\theta$  زاویه ترشوندگی و  $r$  شعاع حفره می باشد. در این تحقیق با استفاده از ماده کاهش دهنده سطحی،  $\sigma$  را کاهش می دهیم تا فشار موئینه کاهش یابد؛ بدین ترتیب مکانیسم آشام فعال خواهد شد. خواص پتروفیزیکی سنگ غیرمخزنی مورد استفاده در مدل سازی فرآیند آشام در جدول شماره 1 آمده است. در جدول شماره 2 خواص سنگ مخزن آمده است. شکل ۱ و ۲ تراوایی نسبی و فشار موئینگی مغزه را نشان می دهد.

جدول 1. خواص پتروفیزیکی سنگ غیرمخزنی

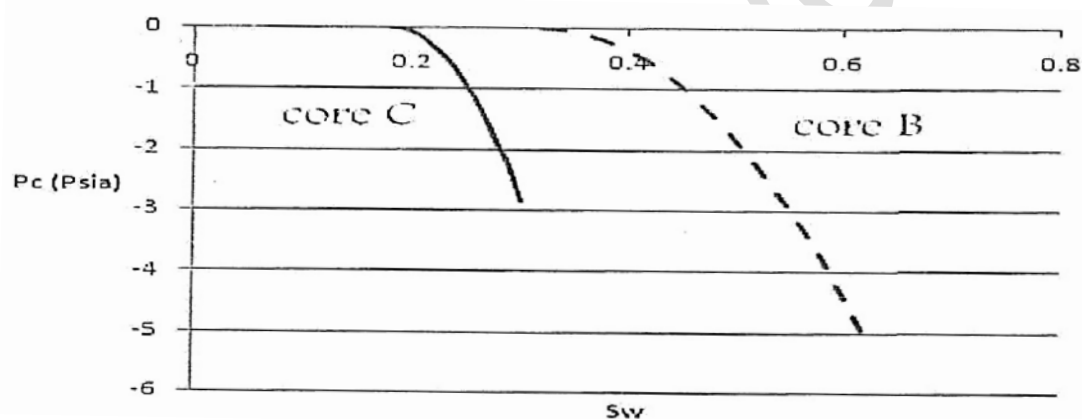
مقدار ۱	خاصیت تخلخل
۱۰۰,۰۰۰	تراوایی (md)
۱	درصد اشباع اولیه آب
۱	نقطه انتهایی تراوایی نسبی
۱	توان تراوایی نسبی

جدول 2. خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن

مغزه B ۰.۲۴	مغزه C ۰.۲۴	خاصیت تخلخل
۱۲۲	۴۰	تراوایی (میلی داری)
۰.۳۲	۰.۱۸	اشباع اولیه آب
۰.۲۳	۰.۲۳	نقطه انتهایی تراوایی نسبی آب
۰.۵۹	۰.۵۹	نقطه انتهایی تراوایی نسبی نفت
۲.۹	۲.۹	توان تراوایی نسبی آب
۳.۳	۳.۳	توان تراوایی نسبی نفت
-۵	-۲.۸۶	نقطه انتهایی فشار موئینگی
۲	۲	توان فشار موئینگی



شکل 1. تراوایی نسبی مغزه



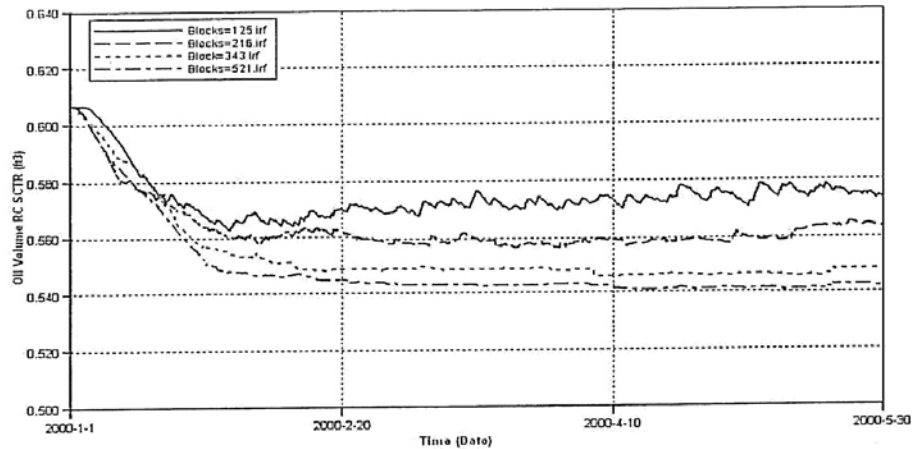
شکل 2. فشار موینگی مغزه

## ۲- شبکه بندی مدل

اگرچه در مقیاس آزمایشگاهی به علت کوچک بودن مدل می توان از آنالیز حساسیت شبکه مدل صرف نظر کرد، اما در این بخش به علت اهمیت خطای موازنه مواد و اثر آن بر بقیه ی پارامترها، آنالیز حساسیت شبکه مدل انجام شد. شبکه مدل در محیط کارترین تعریف شد و در شبکه بندی های مختلف با تعداد بلوک های ۱۲۵، ۲۱۶، ۳۴۳ و ۵۱۲ مورد شبیه سازی قرار گرفت. شکل ۳ نتایج شبیه سازی را نشان می دهد. همانطور که از این شکل پیداست با افزایش تعداد بلوک ها پایداری افزایش یافته و خطای موازنه مواد نیز به مقدار قابل توجهی کاهش می یابد و پس از افزایش مقدار مشخصی از تعداد بلوک ها، خطای موازنه مواد تغییر چندانی نمی کند و فقط باعث طولانی تر شدن زمان انجام شبیه سازی می شود. بر اساس آنچه گفته شد و همچنین با در نظر گرفتن پایداری و همگرایی بهتر برای شبکه ی مدل، شبکه بندی با تعداد بلوک های ۳۴۳ انتخاب شد که دارای ابعاد ۷×۷×۷ می



باشد. قسمت اصلی مدل که شبکه سنگ مخزن می باشد در میانه و زیر این مدل قرار گرفته است. این شبکه دارای ابعاد  $5 \times 5 \times 5$  می باشد که دارای خواص پتروفیزیکی مغزه می باشد. ابعاد شبکه بلوک سنگ مخزن  $0.2664$  اینچ درازا و عرض  $0.2664$  اینچ و ارتفاع  $0.16$  اینچ که حجم آن معادل  $5/3328$  اینچ مکعب می باشد. این مقدار در مقایسه با حجم واقعی مغزه آزمایشگاهی که  $5.301$  اینچ مکعب می باشد خطای کمی را ایجاد می کند.



شکل 3. آنالیز حساسیت نسبت به شبکه بندی مدل

شماتیک مدل شبیه سازی شده در شکل ۴ و ۵ آمده است. قابل ذکر است که مدل ساخته شده نیازی به چاه تزریقی ندارد زیرا فرآیند آشام از طریق سیال اطراف مغزه صورت می گیرد، به دلیل ضرورت وجود چاه برای نرم افزار، ۴ چاه تزریقی با دبی تزریقی صفر به صورت متقارن برای مدل تعریف شد. تغییرات شدید خواص سنگ غیرمخزنی به سنگ مغزه نیز از دیگر پیچیدگی های این مدل شبیه سازی شده می باشد. این تغییرات باعث بوجود آمدن مشکلات عددی و محاسباتی در شبیه سازی می شود.

● Well 1						● Well 3
● Well 2						● Well 4

شکل 4. مدل ساخته شده به منظور شبیه سازی فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی



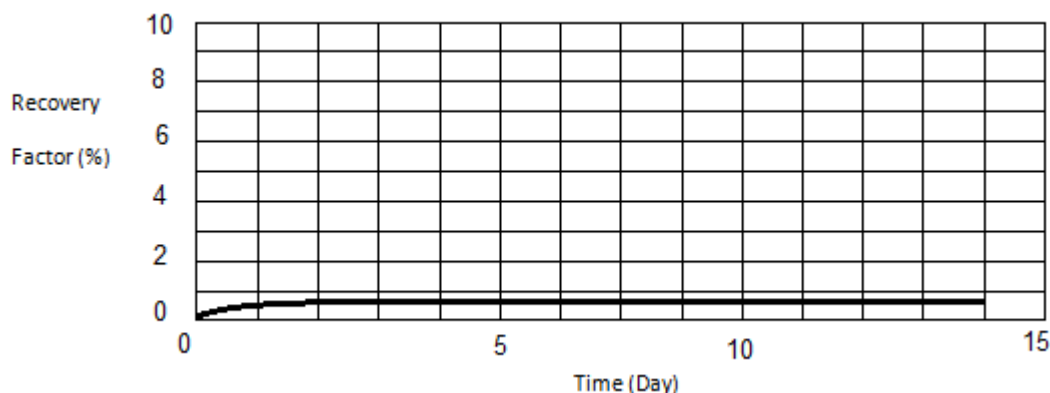

شکل 5. مدل ساخته شده به منظور شبیه سازی فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی (جانبی)

### ۳- خواص شیمیایی و پتروفیزیکی

خواص فیزیکی و شیمیایی شبیه سازی فوق از داده های آزمایشگاهی که توسط هیراساکی و همکاران ارائه شده، استفاده شده است [۱]. این داده ها شامل تخلخل، تراوایی، درصد اشباع اولیه آب و ترکیبات آب نمک می باشد. فرض بر این است که مغزه به صورت همگن و ایزوتروپیک می باشد، همچنین قسمت مخزنی و غیرمخزنی سنگ دارای شوری یکسان می باشند. در نهایت درصد نفت باقیمانده در پایان آشام خوبخودی توسط مواد فعال کننده سطحی نیز داده شده است. قابل ذکر است که در داده های ارائه شده ضریب نفوذ ملکولی، غلظت بحرانی مایسل مواد فعال کننده سطحی و عدد موئینگی داده نشده است در حالی که برای شبیه سازی به آن ها نیاز می باشد، بنابراین یکی از اهداف شبیه سازی فوق بدست آوردن پارامترهای نامعلوم اما کلیدی ذکر شده است. نفت استفاده شده سبک بوده و دارای API ۳۰ (چگالی ۰/۸۸ g/cc) و گرانروی cp ۱۹/۱ در دمای ۶۰ درجه فارنهایت می باشد. مواد فعال کننده سطحی این آزمایش مخلوطی از ۲۵ درصد وزنی (C<sub>12</sub>-3EO-Sulfate) CS-۳۳۰ و ۲۵ درصد وزنی (C<sub>13</sub>-4PO-Sulfate) TDA-4PO-Sulfate می باشد. مغزه مورد استفاده از جنس سنگ کربناته و دارای تراوایی بسیار پایین است. محلول ۰/۳ کربنات سدیم به محلول موجود به منظور کاهش جذب مواد فعال کننده سطحی بر سطح سنگ مخزن اضافه شد. کربنات سدیم با اسیدهای نفتیک موجود در نفت خام میدان نفتی یتس واکنش داده و صابون درجا تولید می نماید.

### ۴- روند انجام شبیه سازی

بعد از ساختن مدل شبیه سازی شده، نخستین مرحله شبیه سازی اطمینان از صحت مدل می باشد، بدین منظور آشام خوبخودی آب نمک بدون حضور مواد فعال کننده سطحی شبیه سازی شد، این شبیه سازی به مدت ۱۴ روز انجام گرفت که نتایج بدست آمده از آن نشان دهنده تولید بسیار اندک نفت بوده که ناشی از ارتفاع سیال موجود در شبکه شکاف و اطراف بلوک می باشد. لازم به ذکر است که نتایج آزمایشگاهی فرآیند آشام با آب نمک نیز عدم تولید نفت را نشان می دهد که این می تواند نشانگر صحت مدل ساخته شده می باشد. شکل ۶ فرآیند آشام آب نمک بدون حضور مواد فعال کننده سطحی را نشان می دهد. فرض بر این است که ترشوندگی مغزه C تغییر نیافته و کاهش کشش سطحی عامل اصلی تولید نفت می باشد. بنابراین مدلسازی به نحوی انجام گرفت که درونیایی اصلی میان دو حالت با تراوایی نسبی ثابت و فشار موئینگی متفاوت انجام شود.



شکل 6. فرآیند آشام آب نمک بدون حضور مواد فعال کننده سطحی جهت اطمینان از مدل ساخته شده

#### ۴-۱- شبیه سازی مغزه C

مرحله بعدی شبیه سازی، بررسی پدیده آشام در حضور مواد فعال کننده سطحی می باشد. باید در نظر داشت که این مغزه در نفت خیسانده نشده و ترشوندگی اولیه خود را در طی این فرآیند حفظ کرده است. بر این اساس، بدست آوردن مطابقت اولیه با نتایج آزمایشگاهی می تواند در تصحیح پارامترهای فرض شده در مدل شبیه سازی مانند نفوذ ملکولی، عدد موئینگی و غلظت بحرانی مواد فعال کننده سطحی کمک کند. مدل ساخته شده توسط بخش Builder نرم افزار CMG به مدت ۱۵۰ روز به منظور مقایسه با نتایج آزمایشگاهی توسط شبیه ساز STARS اجرا شد. قبل از آنالیز حساسیت باید به این نکته توجه داشت که نرخ تغییرات فرآیند آشام در مقیاس آزمایشگاهی تفاوت زیادی با تغییرات آن در مقیاس میدانی دارد. مقیاس های مختلفی برای تبدیل نرخ فرآیند آشام از مدل آزمایشگاهی به مقیاس صنعتی ارائه شد، یکی از معروف ترین آنها توسط Ma و همکاران به صورت زیر ارائه شد [۲]:

$$t_D = t \sqrt{\frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w \mu_o} \frac{1}{L_c^2}}$$

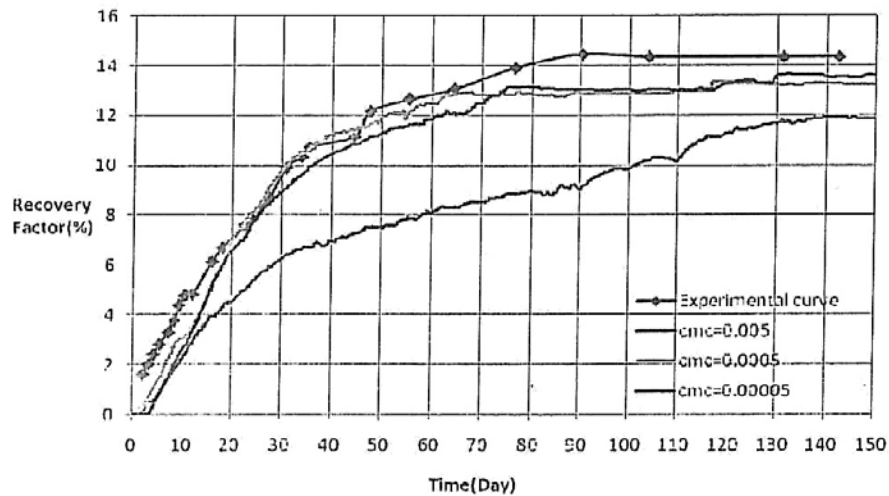
معادله ۲.

که در آن  $t_D$  زمان بی بعد،  $t$  زمان،  $k$  تراوایی،  $\phi$  تخلخل،  $\sigma$  کشش سطحی،  $\mu_w$  و  $\mu_o$  گرانیوی نفت و آب و  $L_c$  طول مشخصه می باشد. اگر چه از این عدد بی بعد در این پژوهش استفاده نشده است اما باید توجه داشت که تغییرات بسیار اندک در مقیاس آزمایشگاهی موجب تغییرات بسیار شدید در مقیاس میدانی خواهد شد. یکی از مشکلات موجود در این شبیه سازی کنترل خطای عددی در محاسبه موازنه مواد بود که باعث ایجاد محدودیت در محدوده ی انتخابی برای آنالیز حساسیت شد، تقریباً در تمامی موارد خطای موازنه مواد بسیار کم و از مرتبه یک هزارم می باشد.

مقدار غلظت بحرانی مایسل مواد فعال کننده سطحی مورد استفاده در این تحقیق نامعلوم بود. با توجه به مواد شیمیایی استفاده شده در آزمایشگاه، مقدار اولیه در مدل سازی فرآیند لحاظ شد و از آنجا که این پارامتر دارای خطای تخمینی بالای می باشد مقادیر متفاوتی از ۰/۰۰۰۰۵ تا ۰/۰۰۵ مورد آنالیز حساسیت قرار گرفت. مقادیر بالای غلظت بحرانی منجر به تولید کند نفت و مقادیر بسیار پایین باعث تولید سریع نفت در این فرآیند می باشد.



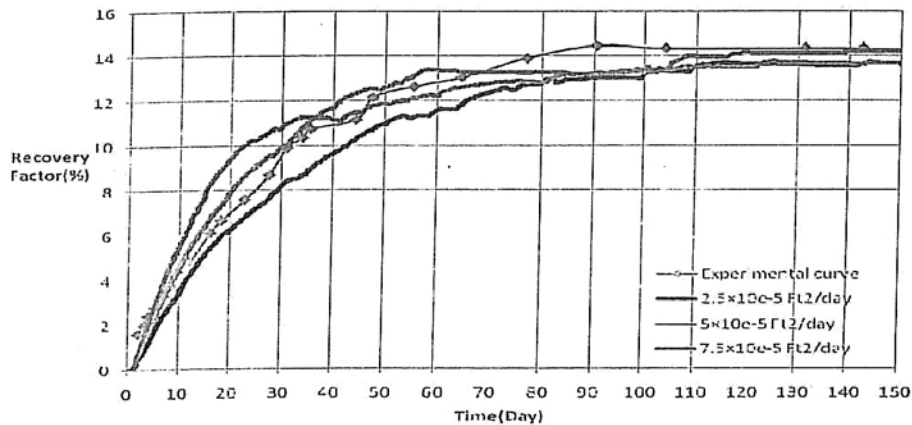
شکل ۷ این تغییرات را نشان می دهد. بر اساس شکل مقدار غلظت بحرانی مایسل ماده فعال کننده سطحی برای این آزمایش، ۰/۰۰۰۵ (درصد حجمی) می باشد.



شکل 7. اثر غلظت بحرانی بر تولید نفت در فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی (مقیاس آزمایشگاهی)

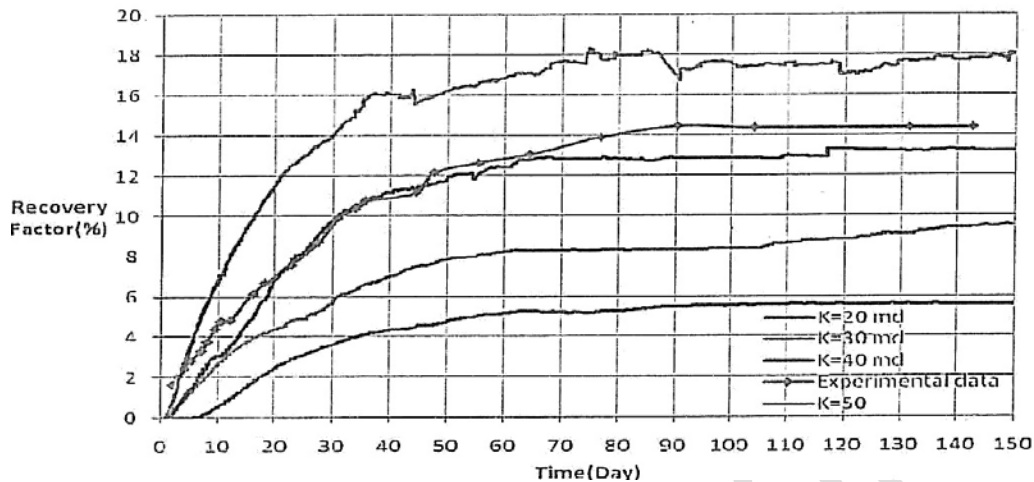
مقدار نفوذ ملکولی برای مواد فعال کننده سطحی در این شبیه سازی حائز اهمیت می باشد، این پارامتر سرعت ورود مواد فعال کننده سطحی را به شبکه بلوک سنگ مغزه کنترل می کند. محدوده ی وسیعی از مقادیر مختلف نفوذ ملکولی از  $10^{-5}$  تا  $10^{-4}$  در این آنالیز حساسیت مورد استفاده قرار گرفت. نتایج این شبیه سازی در شکل ۸ آمده است. این نمودار اهمیت مقدار نفوذ ملکولی مواد فعال کننده سطحی را بر تولید نفت نشان می دهد. هر چه این مقدار بالاتر باشد، ماده فعال کننده سطحی با سرعت بیشتری وارد شبکه بلوک سنگ مغزه شده و سریعتر از غلظت بحرانی مایسل عبور می کند و در نتیجه کشش سطحی را با سرعت بیشتری کاهش می دهد و این باعث می شود که نفت حرکت کرده و از سنگ مغزه خارج شود. براساس شکل ۸ مقدار بهینه ی نفوذ ملکولی  $5 \times 10^{-5}$   $ft^2/day$  می باشد. مقدار نفوذ ملکولی ماده فعال کننده سطحی بر برداشت نهایی نفت اثر ندارد. همانطور که از این شکل پیداست نفوذ ملکولی در ۴۰ روز اول بیشترین تأثیر بر برداشت نفت دارد و پس از آن با ورود ماده فعال کننده سطحی به مغزه و کاهش کشش سطحی این اثر کمتر می شود و این باعث شده است که نمودارهای مختلف در این زمان همدیگر را قطع کنند.





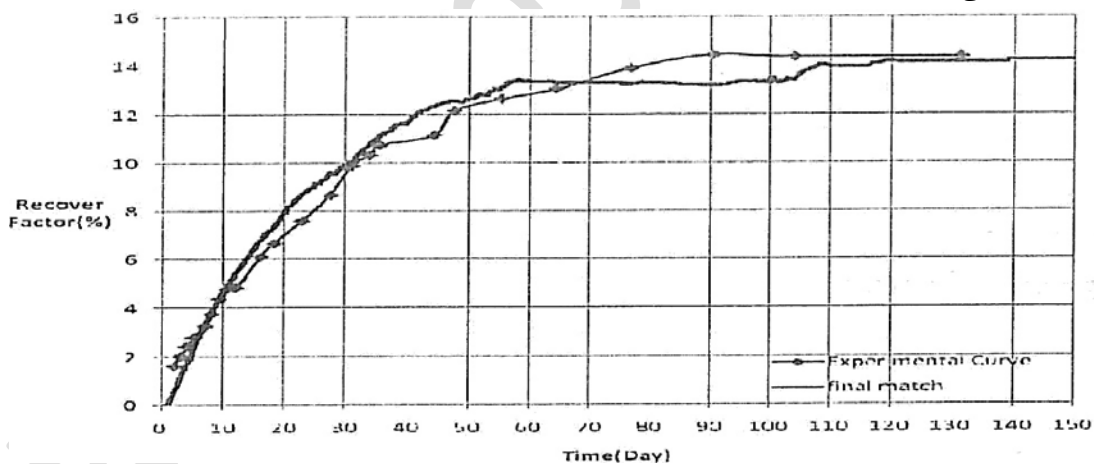
شکل 8. اثر نفوذ ملکولی بر تولید نفت در فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی (مقیاس آزمایشگاهی)

عدد موئینگی یکی از داده های مورد نیاز برای ساختن این مدل می باشد. با توجه به اینکه در این فرآیند میانمایی میان دو حالت متفاوت صورت می گیرد در هر حالت به دو عدد موئینگی نیاز می باشد [۴۳]. فاز ترشونده و فاز غیر ترشونده هر کدام دارای یک عدد موئینگی می باشند که به طور معمول فرض اولیه برای عدد موئینگی، استفاده از مقدار متداول آن برای یک فرآیند آشام ساده می باشد و با تغییرات متداول به منظور رسیدن به بیشترین مطابقت و کمترین خطای موازنه مواد می توان تا حدود زیادی عدد موئینگی هر فاز را شناسایی نمود. عدد موئینگی بدست آمده برای نفت (فاز غیر ترشونده) و آب (فاز ترشونده) در شبیه سازی فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی، به ترتیب  $10^{-10}$  و  $10^{-12}$  می باشد. تراوایی سنگ مخزن یکی از پارامترهای تأثیرگذار بر این فرآیند می باشد. مقدار گزارش شده برای تراوایی سنگ مغزه که در این شبیه سازی مورد استفاده قرار گرفت ۴۰ میلی داریسی است. به منظور تعیین اثر تراوایی بر تولید نفت در فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی، در تراوایی های مختلف ۲۰، ۳۰، ۴۰ و ۵۰ میلی داریسی فرآیند آشام شبیه سازی شد که اختلاف قابل ملاحظه ای در برداشت نفت در حالت های مختلف تراوایی دیده می شود و با افزایش تراوایی، تولید نفت به نسبت تقریباً ثابتی افزایش می یابد. شکل ۹ این اختلاف برداشت را به صراحت نشان می دهد. همچنین از این نمودار پیداست که تراوایی واقعی سنگ مغزه همان ۴۰ میلی داریسی می باشد.



شکل 9. اثر تراوایی سنگ مخزن در فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی (مقیاس آزمایشگاهی) [۵]

مطابقت نهایی شبیه سازی فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی در شکل ۱۰ آمده است. با در نظر داشتن مقدار پایین خطای موازنه مواد و همچنین با فرض عدم تغییر ترشوندگی سنگ مغزه این مطابقت برای داده های تجربی در مقیاس آزمایشگاهی موفقیت آمیز به نظر می رسد.

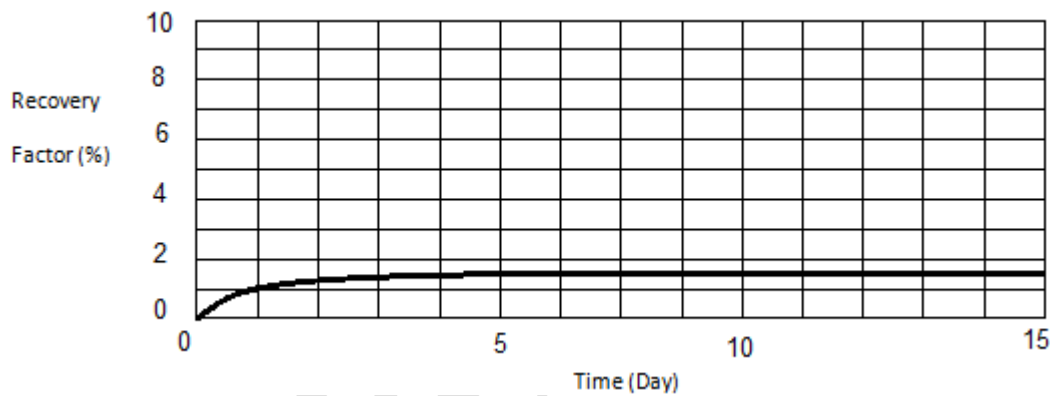


شکل 10. مطابقت نهایی برای مغزه C بدون تغییر ترشوندگی در فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی

#### ۲-۴- شبیه سازی مغزه B



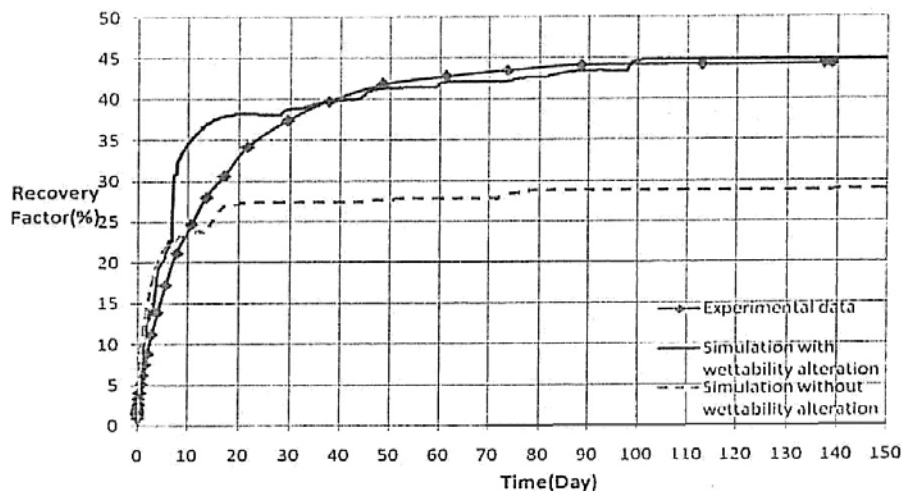
در بخش قبل شبیه سازی آشام مواد فعال کننده سطحی با هدف بدست آوردن پارامترهای پتروفیزیکی و شیمیایی نامعلوم انجام شد. فرض بر این است که مغزه C ترشوندگی اولیه خود را در طی فرآیند آشام حفظ کرده است در حالی که ترشوندگی مغزه B (که ابتدا در نفت خیسانده شده است و ترشوندگی اش از آب دوستی به نفت دوستی تغییر یافته است) در تماس و بر هم کنش با ماده فعال کننده سطحی تغییر یافته است. با استفاده از داده هایی که در شبیه سازی مغزه C بدست آمد، می توان داده های آزمایش آشام مواد فعال کننده سطحی برای مغزه B را که تحت تأثیر این مواد، ترشوندگی اش تغییر یافته است را شبیه سازی نمود. همانند مرحله ی قبل، به منظور اطمینان از صحت مدل ساخته شده، آشام خودبخودتی آب نمک بدون حضور مواد فعال کننده سطحی شبیه سازی شد، فرآیند آشام به مدت ۱۴ روز مورد بررسی قرار گرفت، که نتایج بدست آمده از آن نشان دهنده ی تولید نفت بسیار اندک بوده که ناشی از ارتفاع سیال موجود در اطراف بلوک می باشد. شکل ۱۱ فرآیند آشام آب نمک بدون حضور مواد فعال کننده سطحی را نشان می دهد.



شکل 11. فرآیند آشام آب نمک بدون حضور مواد فعال کننده سطحی جهت اطمینان از مدل ساخته شده (مغزه B)

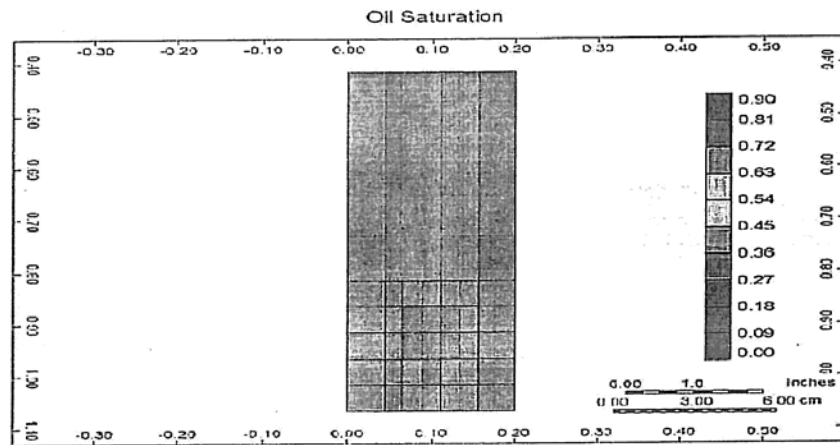
## نتایج

با استفاده از میانبایی میان دو مجموعه از داده های تراوایی نسبی و فشار موینگی، تغییر ترشوندگی و تولید نفت در این فرآیند شبیه سازی شد. نتایج شبیه سازی نشان می دهد که مناسب ترین حالت برای این میانبایی، تغییر ترشوندگی از حالت اولیه نفت دوستی به حالت خنثی می باشد. شبیه سازی مغزه B در دو حالت بدون و با تغییر ترشوندگی مورد بررسی قرار گرفت که در شکل ۱۲ نمودار این دو حالت آمده است. شبیه سازی مغزه B بدون در نظر گرفتن تغییر ترشوندگی نشان می دهد که اختلاف زیادی میان داده های آزمایشگاهی و نتایج شبیه سازی وجود دارد و نمی توان تنها با کاهش کشش سطحی مطابقت خوبی با داده های آزمایشگاهی پیدا نمود.

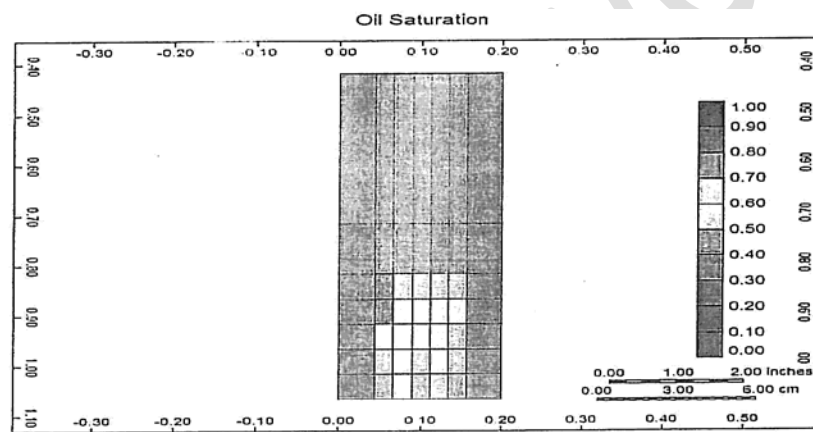


شکل 12. مطابقت نهایی برای مغزه B همراه با تغییر ترشوندگی در فرآیند آشام مواد فعال کننده سطحی

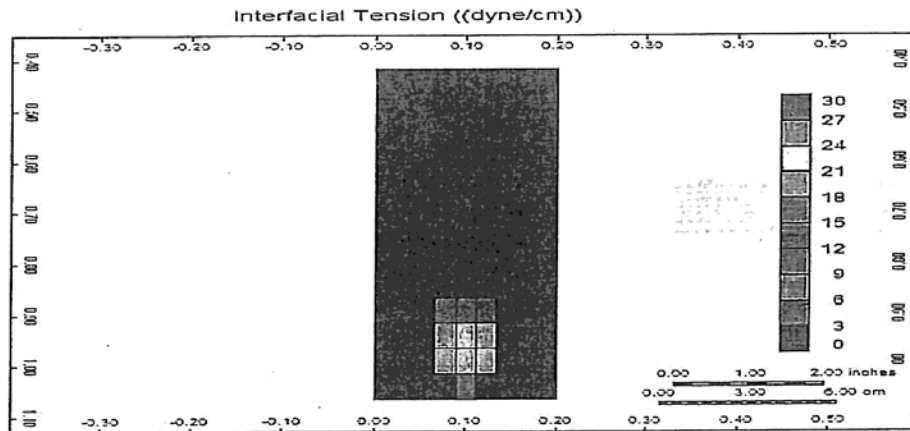
همانطور که از شکل ۱۲ پیداست، شبیه سازی این مغزه بدون تغییر ترشوندگی ناموفق بوده و شبیه سازی با در نظر گرفتن کاهش کشش سطحی ۳۰ درصد از نفت را تولید می کند. با اعمال تغییر ترشوندگی و شبیه سازی دوباره مغزه B مطابقت نهایی برای این فرآیند موفقیت آمیز به نظر می رسد. شکل های ۱۳ و ۱۴ پراکندگی درصد اشباع نفت برای مغزه های C و B را نشان می دهد. شکل ۱۵ تغییرات کشش سطحی را پس از ۶ روز برای مغزه C (۴۰ میلی دارسی) نشان می دهد. شکل ۱۶ میانگین درصد اشباع آب در سنگ مغزه C و B پس از ۱۵۰ روز شبیه سازی فرآیند آشام نشان می دهد. همانطور که از این شکل پیداست اشباع آب برای مغزه C از ۱۸ درصد اولیه به ۲۹ درصد پس از ۱۵۰ روز رسیده است. این نمودار نشان می دهد که در ۵۰ روز اولیه آشام بیشترین برداشت نفت حاصل شده است. شکل ۱۷ میانگین درصد اشباع نفت در سنگ مغزه C و B پس از ۱۵۰ روز را نشان می دهد، همانطور که از این شکل پیداست درصد اشباع نفت برای مغزه C از ۸۲ درصد به ۷۱ درصد و برای مغزه B از ۶۷ به ۳۸ درصد کاهش پیدا کرده است که این نشان از تولید نفت از مغزه ها می باشد. شکل ۱۸ تغییرات حجم نفت در اطراف مغزه برای مغزه C پس از ۱۵۰ روز شبیه سازی فرآیند آشام نشان می دهد که حجم نفت افزایش پیدا کرده است. شکل ۱۹ تغییرات حجم نفت برای مغزه B را پس از ۱۵۰ روز شبیه سازی فرآیند آشام را نشان می دهد.



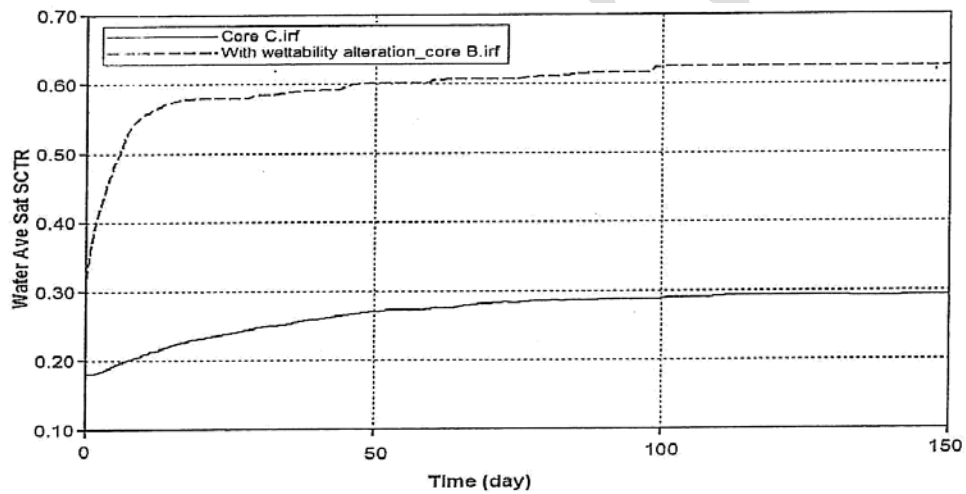
شکل 13. پراکندگی اشباع نفت پس از ۶ روز آشام مواد فعال کننده سطحی (مغزه C)



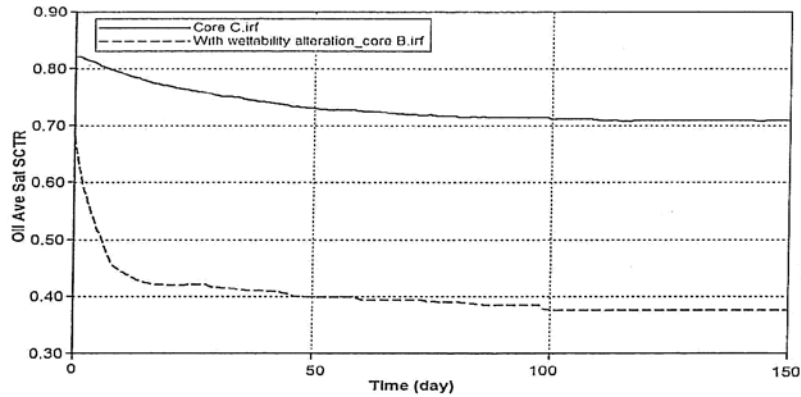
شکل 14. پراکندگی اشباع نفت پس از ۶ روز آشام مواد فعال کننده سطحی (مغزه B)



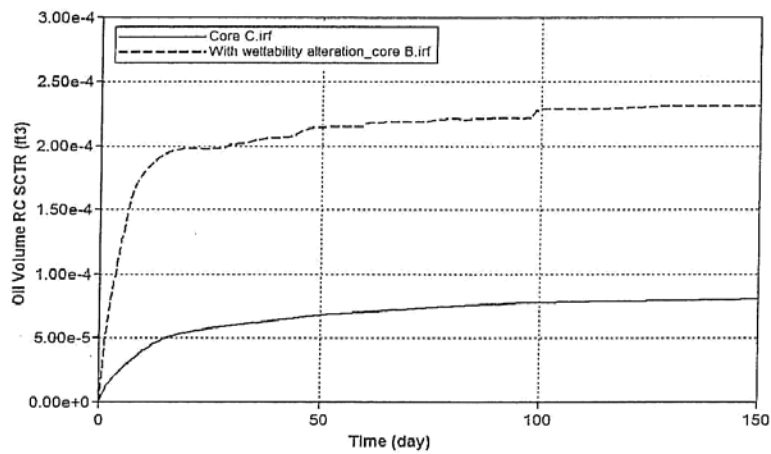
شکل 15. پراکندگی کشش سطحی پس از ۶ روز آشام مواد فعال کننده سطحی (مغزه C)



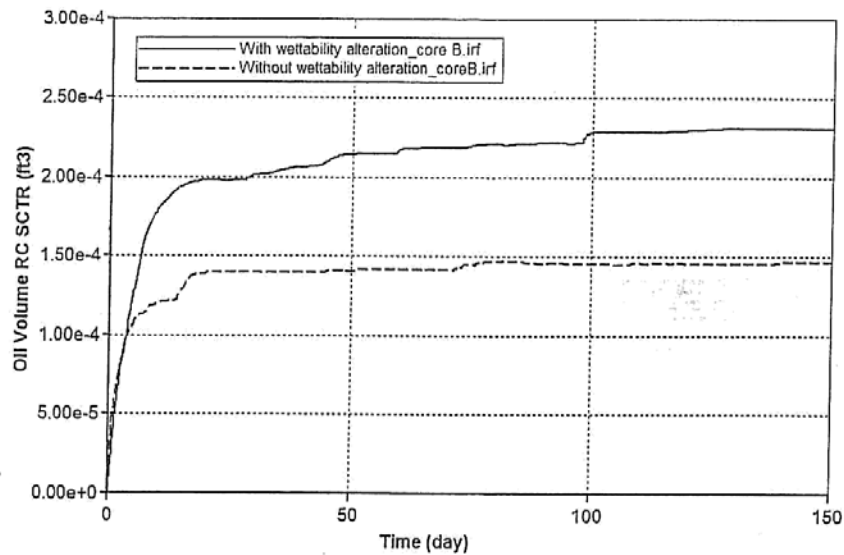
شکل 16. میانگین درصد اشباع آب در سنگ مغزه C و B



شکل 17. میانگین درصد اشباع نفت در سنگ مغزه C و B



شکل 18. تغییرات حجم نفت در اطراف مغزه برای مغزه C و B



شکل 19. تغییرات حجم نفت بدون و با تغییر ترشوندگی برای مغزه B

#### منابع:

- [1] Hirasaki, George J., (July 2004), "Surfactant Based Enhanced Oil Recovery and Foam Mobility Control", DOE Annual Technical Report, DE-FC26-03NT15406
- [2] Ma, S., Morrow, N.R. and Zhang, X., "Generalized scaling of spontaneous imbibitions data for strongly water-wet systems," J. Pet. Sci. & Eng. 18 (1997) 165-178.
- [3] Jin, M.: "A Study of Nonaqueous Phase Liquid Characterization and Surfactant Remediation," Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, 1995.
- [4] "Technical Documentation for UTCHEM-9.0 A three- Dimensional Chemical Flood Simulator," prepared by Reservoir Engineering Research Center for Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, July 2000.
- [5] Delshad, Mojdeh, Delshad, Mohammad, Bhuyan, D., Pope, G. A. and Lake, L.W.: "Effect of Capillary Number on the Residual Saturation of a Three- Phase Micellar Solution," Paper SPE 14911, Proceedings of the SPE/DOE Fifth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, OK, April 20-23, 1986.