



## مطالعه عوامل موثر بر تعیین تراوایی نسبی در مغزه های ترکیبی با استفاده از تطابق تاریخچه

<sup>۱</sup>، مصطفی گنجه قزوینی<sup>۱</sup>، محسن مسیحی<sup>۱</sup>، محمد حسین غضنفری<sup>۱</sup> امیرحسین محمدی الموتی

دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی شیمی و نفت

a.m.alamooti@gmail.com

### چکیده

برخی از آزمایشات سیلاب زنی وابسته به شرایط موجود باید در مغزه های طولانی تر یا مغزه کامل انجام شوند. در مواقعی که مغزه های کامل در دسترس نباشند از سیستم مغزه های ترکیبی استفاده می شود. تراوایی نسبی در این گونه از چیدمان ها، تابع پارامترهای مختلفی است که رفتار آن را از رفتار جداگانه هریک از مغزه ها متمایز می کند. در این بین تاثیر عواملی مانند فشار موینگی، تراوایی مطلق و ترشوندگی هر یک از مغزه ها، و همچنین نسبت گرانروی نفت به آب به میزان اندکی بررسی شده اند.

یک نرم افزار تجاری شبیه سازی جریان برای شبیه سازی فرآیند تزریق آب به مغزه های ترکیبی اشباع از نفت به کار رفته و داده های تولیدی و اختلاف فشار ثبت می شوند. نمودارهای تراوایی نسبی با استفاده از روش تطابق تاریخچه و با کمک نرم افزار PE RELPERM<sup>®</sup> به دست می آیند. این نرم افزار همچنین مقادیر تراوایی مطلق میانگین و فشار موینگی برای مجموعه مغزه ها را ارائه می دهد. نتایج بدست آمده نشان می دهند که مهم ترین عامل در تراوایی نهایی میانگین بدست آمده در مغزه های ترکیبی نوع آرایش آن ها است. بر این اساس با در نظر گرفتن فشار موینگی، آرایش هاپلر نزدیک ترین جواب را به تراوایی در نظر گرفته شده در ورودی شبیه سازی بدست می دهد. این نتیجه برای مغزه های آبدوست و نفت دوست یکسان است و نوع ترشوندگی تاثیری بر روی تراوایی نسبی میانگین ندارد.

کلمات کلیدی: مغزه های ترکیبی، تراوایی نسبی، شبیه سازی، خواص سنگ و سیال، تطابق تاریخچه

<sup>۱</sup> دانشگاه صنعتی شریف

<sup>۲</sup> پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز، شرکت ملی نفت ایران



## ۱-مقدمه

آزمایشات تراوایی نسبی عمدتاً در دو دسته روش های پایا و ناپایا انجام می شوند [۱]. با توجه به آنکه پایداری فشار و توزیع اشباع در روش های پایا بسیار زمان بر است، این روش ها کاربرد کمتری دارند. روش های ناپایا با توجه به آن که سیال جابه جا کننده به پشت سیال جابه جا شونده تزریق می شود در واقع به نوعی جریان سیال در مخزن را نیز تداعی می کنند. [۲] محاسبات بدست آوردن تراوایی نسبی در روش های پایا بسیار ساده است و بر خلاف روش های ناپایا یک مزیت محسوب می شود. در روش های ناپایا سه تکنیک مختلف روش های تحلیلی، روش های نیمه تحلیلی و تطابق تاریخچه برای تعیین تراوایی نسبی ذکر شده است. [۳]

مشهورترین تکنیک در روش های تحلیلی معادلات JBN است که از آنالیز باکلی لورت منتج شده است. در این نگرش جبهه سیال تزریقی به صورت پیوستونی جابه جا شده و از نیروهای موئینگی صرف نظر می شود. [۴] به همین منظور برای آنکه مقادیر تراوایی نسبی بدست آمده از این روش به مقادیر حقیقی نزدیک باشند باید طراحی آزمایش به گونه ای باشد که تاثیر فشار موئینگی به حداقل برسد. بنابراین با توجه به معیار Rapoport، باید حاصلضرب سرعت جریان در ویسکوزیته در طول مغزه از مقادیر تعیین شده برای بی تاثیر کردن فشار موئینگی بیشتر باشد [۵] یک روش معمول برای بالا بردن معیار Rapoport استفاده از دبی های بالاست. از آن جا که سرعت جریان سیالات در مخزن بسیار کمتر از این مقدار است، این راه حلدور از واقعیت می نماید. علاوه بر ملاحظات ایمنی آزمایش، استفاده از دبی های فراوان در سنگ های از هم گسیخته ماسه سنگی نیز توصیه نمی شود. [۶] و همکاران روشی را برای لحاظ کردن فشار موئینگی پیشنهاد کردند. در این روش فشار موئینگی تنها در تراوایی نسبی فاز نفتی وارد شده و در فاز آبی با توجه به عدم ایجاد پسماند<sup>۱</sup> در فرایند تخلیه و آشام ناچیز فرض می شود [۲]. روش های دیگری نیز مانند JR [۶] Toth et al. [۷] و با فرض ناچیز بودن فشار موئینگی توسعه یافته اند.

در دسته دوم یعنی روش های نیمه تحلیلی مقادیر فشار موئینگی در تعیین تراوایی نسبی لحاظ می شود. این روش ها نیازمند حدس اولیه و مراحل تکراری آزمون و خطاست. به علاوه حجم محاسبات مشتق و انتگرال بالا بوده که این خود خطای کار را بالا می برد. از روش های معمول در این دسته می توان Civan [۸] و یا Udegbunam [۹] را نام برد که کاملاً از لحاظ راه حل مشابه بوده و تنها در نوع انتگرال گیری در بخشی از مساله با هم متفاوت اند.

دسته سوم روش های تطابق تاریخچه هستند که در این مقاله نیز استفاده می شود. در این روش با فرض روابطی برای تراوایی نسبی، پارامترهای مرتبط با آن با توجه به رفتار جریان سیالات در مغزه تنظیم می شوند. تابع های پیش بینی کننده معمولاً توابع توانی همچون تابع Corey و یا توابع اسپیلاین در نظر گرفته می شوند. مقادیر اولیه پارامترها به عنوان ورودی به شبیه ساز داده می شوند؛ به طور مثال در تابع توانی مقادیر توان اشباع آب و نفت و همچنین بیشینه مقدار تراوایی نسبی آب و نفت برای تنظیم شدن در نظر گرفته می شوند که به عنوان ورودی محسوب می شوند. تابع اسپیلاین معمولاً به عنوان داده اولیه از مقادیر تراوایی نسبی بدست آمده از روش های دیگر مانند روش های تحلیلی و یا نیمه تحلیلی استفاده می کند. شبیه ساز پس از شبیه سازی فرایند تزریق سیال به داخل مغزه نتایج اختلاف فشار و دبی تجمعی نفت و آب تولیدی را به عنوان خروجی می دهد. پس از تغذیه این داده ها به عنوان ورودی به سیستم تطابق تاریخچه و اجرای یکی از الگوریتم های بهینه سازی متداول برای حداقل کردن توابع هدف، مقادیر تراوایی نسبی محاسبه می شوند. با توجه به عدم ارائه نتایج یکتا در فرایند بهینه سازی، روش تطابق تاریخچه ممکن است با نظر کاربر تکرار شود.



در شبیه‌سازی مغزه‌های ترکیبی Huppler [۱۰] فرض کرد که فشار موینگی بین مغزه‌ها ناچیز بوده و تنها خاصیت متفاوت سنگ‌های مختلف، مقادیر تراوایی مطلق آن‌ها باشد. با اختصاص یک تابع تراوایی نسبی یکسان به کلیه سنگ‌ها، نتایج شبیه‌سازی در چینش‌های مختلف بررسی و معیار زیر پیشنهاد شد.

$$F = \min \left[ \frac{k_n}{n} \left( \sum_{j=1}^n \frac{1}{k_j} - \frac{1}{k_n} \right) \right] \dots \dots \dots (1)$$

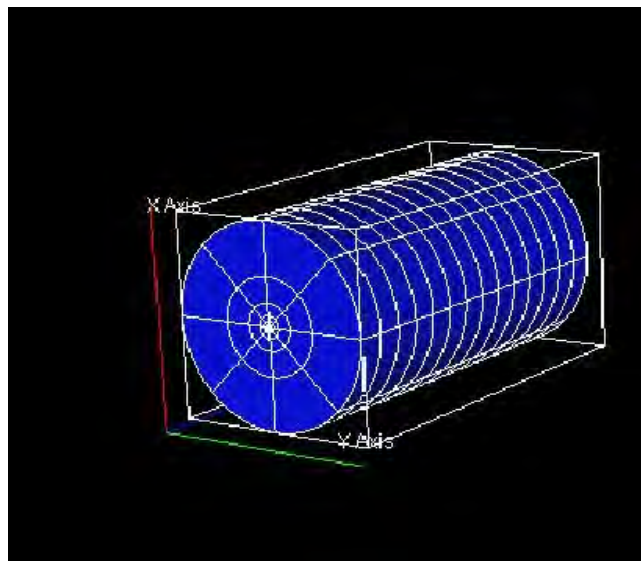
اگر مقادیر بدست آمده از شبیه‌سازی در هر چینش در این معیار کمتر از ۰/۲ باشد مقدار تراوایی نسبی کل بدست آمده برای مجموعه مغزه‌ها به تراوایی یکسان فرض شده نزدیک تر است. با توجه به نتایج بدست آمده زمانی این مقدار کمتر از ۰/۲ خواهد بود که نوع آرایش به صورتی باشد که تراوایی مطلق میانگین در هر بخش به تراوایی مطلق میانگین کل نزدیک باشد [۱۰]. کار دیگری که در این زمینه و برای ارائه یک ضابطه برای تعیین نوع چینش مغزه‌ها در کنار یکدیگر صورت گرفته است توسط Langaas et al. صورت گرفته است. ایشان با توجه به مقایسه مقدار اشباع نفت باقیمانده تخمین زده شده (بدست آمده) و مقدار حقیقی آن بهترین چیدمان مورد نظر را ارائه داده اند. بر اساس نتایج بدست آمده از این کار، اگر مقادیر فشار موینگی لحاظ نشود بهترین نوع چینش، همان روش Huppler است. ولی اگر مقادیر فشار موینگی را لحاظ کنیم آرایش مغزه‌ها به صورت کاهش تراوایی در کنار یکدیگر (مغزه با بیشترین مقدار تراوایی اول و با کمترین تراوایی آخر) بهترین پاسخ را در رابطه با اشباع نفت باقی مانده تخمین زده شده می‌دهد [۱۱].

Zekriet.al یک مطالعه آزمایشگاهی بر روی مغزه‌های ترکیبی انجام داده اند. ایشان با در نظر گرفتن بیشینه بازیافت بهترین نوع چینش را انتخاب کرده اند. بر این اساس اگر چینش به صورت کاهش تراوایی صورت بگیرد بیشینه بازیافت را می‌دهد. در چینش افزایشی تراوایی کمترین مقدار بازیافت و در چینش Huppler مقداری میانه بدست آمده است. از لحاظ زمانی کمترین زمان آزمایش در چینش افزایشی و بیشترین زمان در چینش کاهش‌دهنده دیده شده است [۱۲].

Mosavat et al. در یک بررسی آزمایشگاهی نوع چیدمان را از دیدگاه تراوایی نسبی و تراوایی مطلق میانگین کل بررسی کرده اند و برای تراوایی نسبی نهایی میانگین یک روش میانگین‌گیری پیشنهاد کرده اند و تراوایی‌های نسبی بدست آمده از آزمایش را با این تراوایی نسبی میانگین‌گیری شده مقایسه کرده اند. بر این اساس در آرایش کاهش‌دهنده تراوایی نسبی بدست آمده به مقدار میانگین تراوایی نسبی پیشینی شده نزدیکتر است [۱۳].

## ۲- شبیه‌سازی سیلاب‌زنی مغزه‌های ترکیبی با آب

شبیه‌سازی فرایند سیلاب‌زنی با نرم‌افزار اکلپس صورت گرفته است. برای این منظور یک سیستم جریان یک بعدی طراحی شد که در آن ناهمگنی لازم لحاظ شده است، به این صورت که چون در آزمایشگاه معمولاً از سه مغزه‌ی متفاوت کنار هم استفاده می‌شود در این جا نیز سه ناحیه‌ی متفاوت با خواص متفاوت سنگ در نظر گرفته شده است. هر یک از این نواحی می‌توانند تراوایی مطلق، تخلخل، تراوایی نسبی، فشار موینگی و... جداگانه‌ای داشته باشند. شکل زیر شمایی کلی از مغزه‌هایی که برای شبیه‌سازی طراحی شده اند را در محیط flowviz نشان می‌دهد. برای اندازه‌گیری با دقت بالاتر، طول هر یک از گرید بلاک‌ها ۰/۰۲ سانتی‌متر در نظر گرفته شده و مقدار گام زمانی متناظر که همگرایی سیستم حل را نیز ارضا کند ۰/۰۰۴ ساعت تعیین شده است.



شکل ۱- مغزه های ترکیبی در محیط floviz

برای تزریق آب به داخل سیستم تک بعدی در نظر گرفته شده، یک بلوک مجازی قبل از اولین مغزه فرض شده است که دارای تراوایی مطلق بسیار بالا و تخلخل بسیار پایین است که یک چاه تزریقی نیز در این جا قرار داده می شود. این بلوک مجازی برای این است که بتواند آب را به خوبی وارد سیستم کند و همچنین بر روی مجموع حجم حفره ها تاثیر گذار نباشد به طوری که به مثابه یک پخش کننده<sup>۱</sup> در آزمایشگاه عمل می کند. این بلوک فرضی در انتهای سیستم یعنی جایی که تولید صورت می گیرد نیز قرار داده شده است. در قسمت چاه تزریقی شرایط تزریق در حالت نرخ ثابت تزریق و در قسمت چاه تولیدی شرایط تولید در حالت فشار ثابت فرض شده است که شرایط آزمایشگاهی را تداعی می کند چون معمولاً تست های تراوایی نسبی در شرایط دبی تزریق ثابت انجام می شوند. خواص روتین سنگ به صورت همسانگرد در طول کل مغزه در نظر گرفته شده است. تراکم پذیری سیالات (نفت و آب) صفر و فشار اولیه سیستم فشار اتمسفری است. خروجی خواسته شده از شبیه ساز نمودار مجموع نفت تولیدی، آب تولیدی و فشار ته چاهی (فشار تزریق و تولید) است. این داده ها برای انجام آنالیز تراوایی نسبی کافی است.

### ۳- تطابق تاریخچه با استفاده از نرم افزار [PE Relprm]<sup>[۱۴]</sup>

یکی از روش های بدست آوردن تراوایی نسبی استفاده از سیستم حل تطابق تاریخچه است. بر این اساس معادلات جریان در شبیه سازی حل می شوند و مقادیر نهایی خروجی نیز در دسترس است ولی برخی از داده های ورودی نا مشخص هستند که در این جا تابع تراوایی نسبی و تابع فشار موینگی از این دسته هستند. معادلاتی که در شبیه سازی برای جریان یک بعدی آب و نفت استفاده می شوند:

$$\nabla \left( k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \nabla p_o \right) = \emptyset \frac{ds_o}{dp_c} \left( \frac{\partial p_o}{\partial t} - \frac{\partial p_w}{\partial t} \right) \dots \dots \dots (۲)$$

$$\nabla \left( k \frac{k_{rw}}{\mu_w} \nabla p_w \right) = \emptyset \frac{ds_w}{dp_c} \left( \frac{\partial p_o}{\partial t} - \frac{\partial p_w}{\partial t} \right) \dots \dots \dots (۳)$$

بعد از هر بار حل این معادلات و مقایسه نتایج خروجی بدست آمده با آنچه که از مقادیر حقیقی بدست آمده اند بر اساس روش بهینه سازی مقادیر جدید ورودی مجدداً به معادلات شبیه سازی وارد خواهد شد تا آنجا که مقدار خطا از حد مورد نظر کمتر شود. این نرم افزار با استفاده از الگوریتم بهینه سازی PSO مقادیر تراوایی نسبی، فشار موینگی و همچنین مقادیر تراوایی مطلق

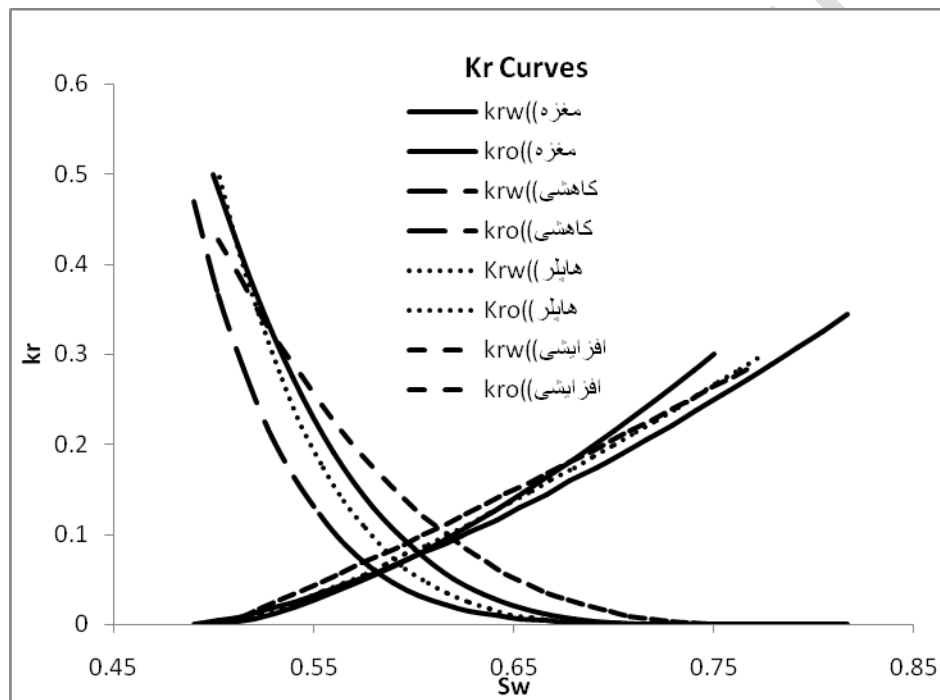


معادل را می دهد. استفاده از این الگوریتم خروجی های با یکتایی بیشتری نسبت به باقی روش های تطابق تاریخچه می دهد. همچنین چون مقادیر فشار موینگی نیز در مساله لحاظ می شوند جواب های صحیح تری را نسبت به روش های دیگری مانند JBN, JR می دهد و دیگر نیاز به تزریق در نرخ های بالا نیست. ضمن آن که در مقایسه با نرم افزارهای مشابه تطابق بسیار بهتری در مقادیر اختلاف فشار، آب تولیدی و نفت تولیدی بین مقادیر حقیقی و مقادیر بدست آمده می دهد.

#### ۴- تاثیر پارامترهای مختلف سنگ، سیال و فیزیک مساله

##### ۴-۱- نوع آرایش مغزه ها

بر اساس آنالیز هاپلر هنگامی که آرایش به گونه ای باشد که میانگین تراوایی مطلق هر بخش به تراوایی مطلق میانگین کل در مجموعه مغزه ها نزدیک باشد آنگاه تراوایی نسبی کل بدست آمده نیز به تراوایی تک تک مغزه ها که ثابت فرض شده اند نزدیک است. آنالیز هاپلر بدون در نظر گرفته شدن فشار موینگی انجام شده است. در اینجا می بینیم که نتایج حاصل با در نظر گرفتن فشار موینگی به چه صورت خواهد بود.



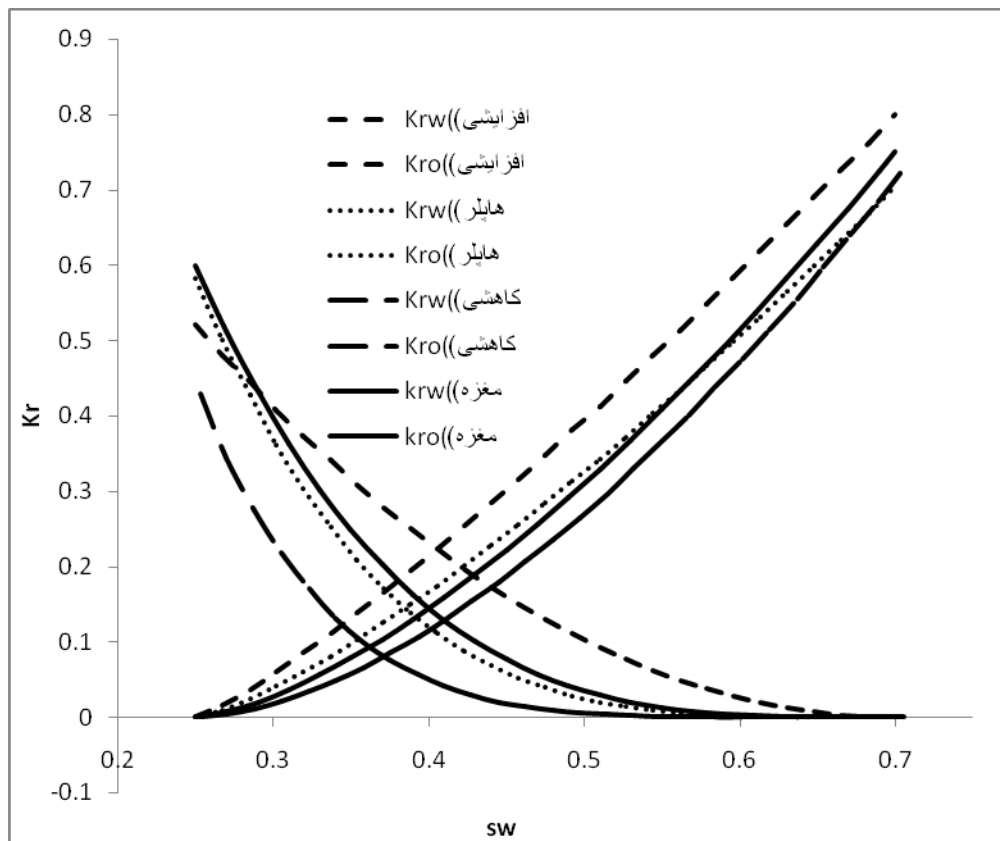
شکل ۲- نمودار تراوایی نسبی برای مغزه‌ی آبدوست در آرایش های متفاوت

همان طور که نمودار بالا نشان می دهد تراوایی نسبی بدست آمده در فاز آبی در هر سه آرایش هاپلر، کاهش، افزایشی به تراوایی نسبی که در مغزه ها در نظر گرفته شده است بسیار نزدیک است اگرچه آرایش هاپلر بیشترین همخوانی را با تراوایی نسبی مغزه دارد. در تراوایی نسبی فاز نفتی اختلافات چشمگیر تر است. بنظر می رسد که فشار موینگی بر روی تراوایی نسبی فاز نفتی اثر مستقیم دارد حال آنکه بر روی فاز آبی اثری ندارد و می توان از آن چشم پوشی کرد [۲]. با این وجود با در نظر گرفتن فشار موینگی آرایش هاپلر در اینجا نیز بیشترین تطابق را با تراوایی نسبی در نظر گرفته شده مغزه دارد.

در شکل ۲ مغزه هایی که در نظر گرفته شده است نفت دوست هستند. این نمودار نشان می دهد که مستقل از نوع ترشوندگی، آرایش هاپلر با در نظر گرفتن فشار موینگی بیشترین تطابق را با تراوایی نسبی خود مغزه دارد. البته تراوایی نسبی فاز آب به عکس



آنچه که در مغزه آبدوست دیده می شد تحت تاثیر نوع چینش مغزه ها قرار گرفته است. تراوایی نسبی فاز نفتی نیز بیش از حالتی که مغزه آبدوست بود تابع نوع آرایش مغزه ها شده است.

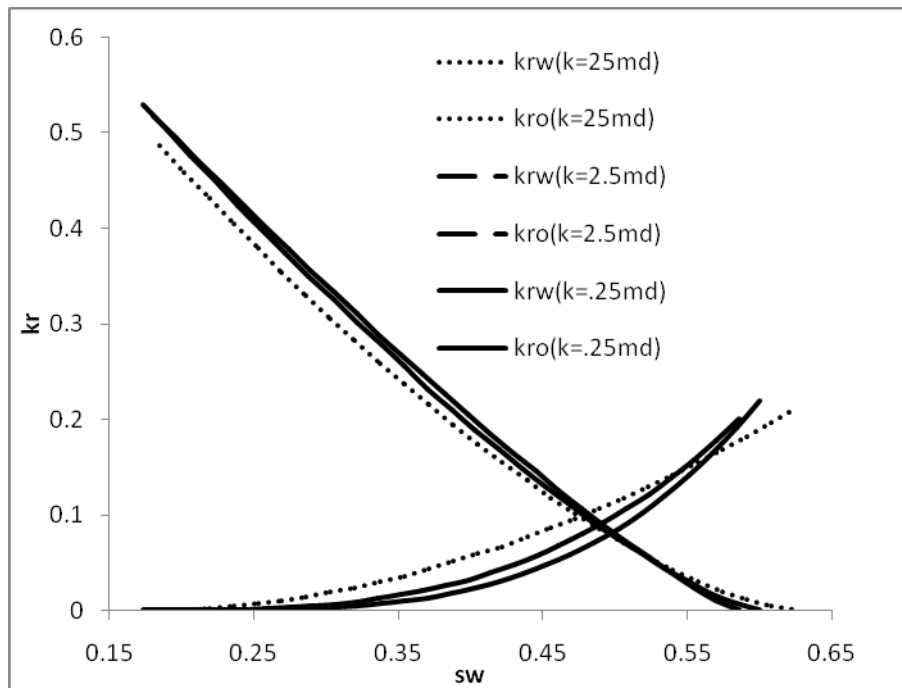


شکل ۳- نمودار تراوایی نسبی برای مغزه‌ی نفت دوست در آرایش های متفاوت

## ۲-۴- مقدار تراوایی مطلق میانگین

در اینجا تاثیر تراوایی مطلق میانگین بر روی تراوایی نسبی نهایی میانگین بررسی شده است. در واقع سه مغزه که هر یک دارای توابع تراوایی نسبی جداگانه هستند در کنار یکدیگر قرار داده شده اند و در طول فرایند شبیه سازی مقادیر تراوایی مطلق میانگین تغییر داده شده است، آرایش مغزه ها در کنار یکدیگر در طول این تغییر تراوایی ثابت بوده و از آرایش هایلر استفاده شده است.

آنطور که از شکل مشخص است مقادیر تراوایی مطلق میانگین تاثیر مستقیم بر روی تراوایی نسبی آب دارد و با افزایش تراوایی مطلق میانگین تراوایی نسبی آب زیاد شده است حال آنکه در رابطه با تراوایی نسبی فاز نفتی نمی توان نتیجه گیری خاصی کرد و اندک تغییرات ایجاد شده در اثر تغییر تراوایی مطلق میانگین به دلیل نایکتایی در جواب های سیستم تطابق تاریخچه است.



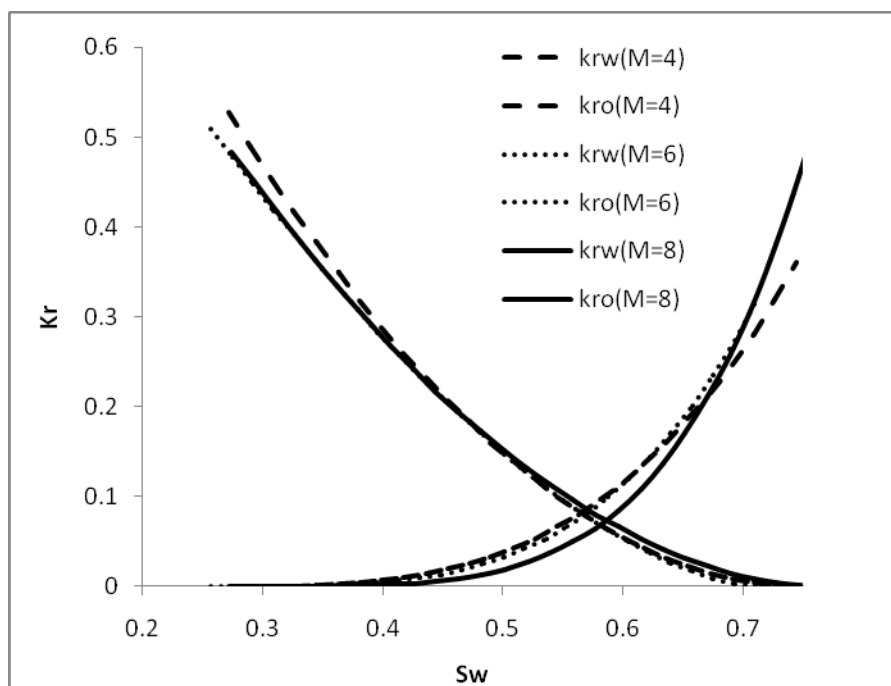
شکل ۴- نمودار تراوایی نسبی برای مغزه های ترکیبی در تراوایی های مطلق میانگین متفاوت

### ۳-۴- نسبت گرانروی آب و نفت

برای اثر گرانروی سیال بر روی تراوایی نسبی در فرایندهای آزمایشگاهی گزارش هایی شده است که با افزایش نسبت گرانروی نفت به آب مقادیر تراوایی نسبی فاز نفتی عوض شده اند. این تفاوت بیشتر در اشباع های نزدیک به اشباع نفت باقی مانده دیده می شود. این پدیده که به آن تزویج گرانرو<sup>۱</sup> گفته می شود به دلیل آن است که در اشباع های نزدیک به اشباع نفت باقی مانده مقادیری از سیال نفتی بر روی سطح خلل و فرج می نشیند سبب ایجاد یک لایه بر روی آن ها می شود که خاصیت روانکاری به آن می دهد و سبب آن می شود که مقدار تراوایی نسبی فاز نفتی حتی از یک بیشتر شود. البته این اثر بر روی فاز آبی اثری ندارد [۱۵]

اما آنچه که در فرایندهای شبیه سازی صورت می گیرد مستقل از این موضوع است و همانطور که از نمودار بعدی مشخص است تغییر نسبت گرانروی دو سیال تأثیری بر روی نمودارهای تراوایی نسبی در مغزه های ترکیبی ندارد. چون فرایند تزویج گرانرو صرفاً در آزمایشگاه قابل مشاهده است البته تغییر اندکی که در روند نمودار مشاهده می شود بدلیل نایکتایی موجود در جواب های تطابق تاریخچه است.

<sup>۱</sup> viscous coupling



## ۵- نتیجه گیری

در شبیه سازی های صورت گرفته بر روی سیستم های مغزه های ترکیبی و نتایج بدست آمده از تطابق تاریخچه نتایج بدست آمده نشان می دهند که مهم ترین عامل در تراوایی نهایی میانگین بدست آمده در مغزه های ترکیبی نوع آرایش آن ها است. بر این اساس با در نظر گرفتن فشار موینگی، آرایش هاپلر نزدیک ترین جواب را به تراوایی در نظر گرفته شده در ورودی شبیه سازی بدست می دهد. این نتیجه برای مغزه های آبدوست و نفت دوست یکسان است و نوع ترشوندگی بر روی تراوایی نسبی میانگین تاثیری ندارد. مقدار تراوایی میانگین بر روی تراوایی میانگین بدست آمده تاثیر خاصی ندارد. نسبت گرانیوی نفت به آب نیز تاثیری بر تراوایی نسبی هر دو فاز را ندارد.

## مراجع

۱. Honarpour, M., F. Koederitz, and A. Herbert, Relative permeability of petroleum reservoirs. 1986.
۲. Li, K., P. Shen, and T. Qing, A New Method for Calculating Oil-Water Relative Permeabilities with Consideration of Capillary Pressure. Mechanics and Practice, 1994. **16**(2): p. 46-52.
۳. Hussain, F., Y. Cinar, and P. Bedrikovetsky. Comparison of methods for drainage relative permeability estimation from displacement tests. in SPE Improved Oil Recovery Symposium. 2010.
۴. Johnson, E., D. Bossler, and V. Naumann, Calculation of relative permeability from displacement experiments. Trans. AIME, 1959. **216**: p. 370-372.
۵. Rapoport, L.A. and W.J. Leas, Properties of Linear Waterfloods.
۶. Jones, S. and W. Roszelle, Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments. Journal of Petroleum Technology, 1978. **30**(05): p. 807-817.
۷. Toth, J., et al., Convenient formulae for determination of relative permeability from unsteady-state fluid displacements in core plugs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2002. **36**(1): p. 33-44.
۸. Civan, F. and E. Donaldson, Relative permeability from unsteady-state displacements with capillary pressure included. SPE Formation Evaluation, 1989. **4**(2): p. 189-193.
۹. Udegbumam, E.O., A FORTRAN program for interpretation of relative permeability from unsteady-state displacements with capillary pressure included. Computers & Geosciences, 1991. **17**(10): p. 1351-1357.
۱۰. Huppler, J., Waterflood relative permeabilities in composite cores. J. Pet. Technol.:(United States), 1969. **21**.





۱۱. Langaas, K., S. Ekrann, and E. Ebeltoft, A criterion for ordering individuals in a composite core. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998. **19**(1): p. 21-32.
۱۲. Zekri, A.Y. and R.A. Almehaideb, Relative permeability measurements of composite cores—an experimental approach. Petroleum science and technology, 2006. **24**(6): p. 717-736.
۱۳. Mosavat, N., M.R. Rasaei, and F. Torabi, EXPERIMENTAL DETERMINATION OF ABSOLUTE AND RELATIVE PERMEABILITY IN COMPOSITE CORES: EFFECT OF ORDERING. Special Topics & Reviews in Porous Media-An International Journal, 2013.  
[www.petroemertat.com](http://www.petroemertat.com)
۱۴. Ehrlich, R., Viscous coupling in two-phase flow in porous media and its effect on relative permeabilities. Transport in Porous Media, 1993. **11**(3)

[www.Reservoir.ir](http://www.Reservoir.ir)