

مطالعه آزمایشگاهی تأثیر گرادیان فشار بر منحنی‌های تراوایی نسبی در نمونه‌های سنگی از مخازن کربناته ایران

شهاب رضوی نیا^۱، بابک مرادپور طیبی^{۲*}، فرشاد جعفری^۳
 محمدرضا دهستانی اردکانی^۴، فاطمه محی‌الدینی^۵، شریفه نیک‌نژاد^۶

*مرکز تحقیقات زمین کاوه، تهران
 babakmoradpourtayyebi@gmail.com

چکیده

تراوایی نسبی یکی از مهم‌ترین پارامترهای دینامیکی مخزن در محاسبات عملکرد مخزن و پروژه‌های ازدیاد برداشت می‌باشد، به‌گونه‌ای که دبی تولید و میزان بازیافت نهایی نفت شدیداً تحت تأثیر این پارامتر می‌باشند. در این مقاله به بررسی اثر گرادیان فشار بر منحنی‌های تراوایی نسبی نمونه سنگ‌های گرفته شده از مخازن کربناته ایران پرداخته شده است. نمونه‌های مورد نظر از سازند آسماری واقع در یکی از میادین نفتی در جنوب غربی ایران جمع‌آوری گردیده‌اند. آزمایشات به روش جابه‌جایی غیریکنواخت در فشارهای مختلف و طی دو فرآیند سیلاب‌زنی با گاز و آب انجام شده‌اند. تحلیل داده‌ها از روش ترسیمی Jones و Roszelle صورت گرفته و پس از محاسبه تراوایی‌های نسبی و رسم نمودارهای مربوطه به بررسی اثر گرادیان فشار بر داده‌ها و منحنی‌های تراوایی نسبی پرداخته شده است. نتایج آزمایشات نشان می‌دهد که در فرآیند سیلاب‌زنی با گاز و آب در فشارهای پایین، به‌علت شدیدتر شدن اثرات انتهایی نیروی موینگی، منحنی‌های تراوایی نسبی به میزان قابل ملاحظه‌ای تحت تأثیر گرادیان فشار قرار می‌گیرند. همچنین مشاهده گردید که در فرآیند سیلاب‌زنی با آب منحنی‌های تراوایی نسبی آب تحت تأثیر گرادیان فشار قرار نمی‌گیرند. در فرآیند تزریق گاز، نقاط ابتدایی منحنی‌های تراوایی نسبی در هر دو نمونه در گرادیان فشارهای مختلف با یکدیگر برابر می‌باشند. این در حالی است که در قسمت میانی در نمونه کم‌تراوا با افزایش فشار، منحنی‌های تراوایی نسبی گاز افزایش می‌یابد، اما در نمونه با تراوایی بالا این انحراف کم‌تر می‌باشد. منحنی تراوایی نسبی نفت طی فرآیند سیلاب‌زنی با گاز نقاط ابتدایی و انتهایی در نمونه کم‌تراوا با افزایش فشار از یکدیگر فاصله گرفته و افزایش می‌یابند. این در حالی است که در نمونه با تراوایی بالا تحت چنین شرایط فشاری، اختلاف فاحشی در نقاط ابتدایی و انتهایی مشاهده نمی‌گردد.

واژه‌های کلیدی: تراوایی نسبی، گرادیان فشار، فشار موینگی انتهایی، مخازن کربناته.

۱- شرکت بهره‌برداری نفت و گاز گچساران (GSOGPC)

۲- مرکز تحقیقات زمین کاوه (ZKRC)

۳- کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعت نفت، دانشکده نفت اهواز

۴- شرکت نفت و گاز پارس (POGC)

۵- کارشناسی مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران، گروه مهندسی نفت

۶- عضو هیئت علمی دانشگاه آزاد اسلامی واحد گچساران

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی
۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما
مجری: اهم اندیشان انرژی کیمیا ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱
www.Reservoir.ir



۱- مقدمه

تراوایی نسبی از جمله خواص ماکروسکوپی می‌باشد که عموماً جهت بسط قانون داری در جریان‌های چند فازی در محیط‌های متخلخل به کار می‌رود. شبیه‌سازی مخازن نفت مستلزم دانستن توزیع واقعی تراوایی نسبی جهت توصیف چگونگی حرکت سیالات و محاسبات مربوط به حداکثر بازیافت مواد هیدروکربوری و بهره‌برداری اقتصادی از مخزن می‌باشد [۱]. اغلب مقادیر تراوایی نسبی از روش‌های آزمایشگاهی نظیر جابه‌جایی یکنواخت، جابه‌جایی غیریکنواخت و روش سانتریفیوژ تعیین می‌شود. از بین روش‌های آزمایشگاهی فوق، روش‌های یکنواخت و غیریکنواخت بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرند. روش‌های فوق هر کدام محدودیت‌های مربوط به خود را داشته و خطاهایی را نیز به همراه دارند، از این رو دانستن معایب و مزایای هر کدام از روش‌های فوق در هر چه بهتر انجام شدن آزمایش و رسیدن به داده‌های قابل اطمینان و با دقت بالا کمک شایانی را به ما می‌کند [۲-۳].

در روش یکنواخت، هر دو سیال ترکنده و غیرترکنده، با یک نسبت ثابت به درون مخزن تزریق می‌شوند و این عمل تا آنجا ادامه می‌یابد که نسبت سیالات تزریقی برابر گردد. از جمله معایب این روش می‌توان زمان‌بر بودن و عدم دقت کافی در تعیین میزان درجه اشباع سیالات یاد کرد. به‌منظور تعیین نفوذپذیری نسبی آب-نفت به روش غیریکنواخت، نمونه را به‌طور ۱۰۰ درصد با آب اشباع کرده و نفت با فشار به درون نمونه تزریق می‌گردد. عمل تزریق تا رسیدن درجه اشباع آب به اشباع آب غیرقابل کاهش ادامه داده می‌شود. از جمله معایب این روش می‌توان به محاسبات ریاضی پیچیده و عدم پوشش محدوده وسیع از اشباع سیال اشاره نمود. یکی از بارزترین مزایای این روش نسبت به روش یکنواخت سریع انجام شدن این روش می‌باشد [۴-۸]. تراوایی نسبی سیالات و نحوه توزیع آن در محیط متخلخل متأثر از عوامل مختلف می‌باشد، که هر یک از عوامل به‌تنهایی و در حضور هم‌زمان عوامل دیگر رفتاری متفاوت از خود نشان می‌دهند. از جمله این عوامل تأثیرگذار بر منحنی‌های تراوایی نسبی می‌توان به گرادیان فشار اشاره نمود. به‌طور کلی عقیده بر این است که تأثیر گرادیان فشار بر منحنی تراوایی نسبی متأثر از اثرات انتهایی نیروی موئینه می‌باشد. چنان‌چه بتوان این پدیده را به حداقل مقدار خود رساند و یا حذف نمود، منحنی‌های به‌دست آمده تحت تأثیر گرادیان فشار قرار نمی‌گیرند. در آزمایشات تعیین نفوذپذیری نسبی با عبور دو سیال غیرقابل امتزاج از یک نمونه، یک ناپیوستگی موئینی در انتهای خروجی مغزه ایجاد می‌شود. این ناپیوستگی هنگامی اتفاق می‌افتد که سیالات پس از عبور از ناحیه‌ای با فشار موئینه معین به‌طور ناگهانی وارد محیطی دیگر، مثلاً اتمسفر شده که در آن نیروهای موئینی ناپایدار می‌شوند. در نتیجه این تغییر نیروهای موئینه موجود در مغزه موجب می‌گردد که محیط تمایل به نگهداشت فاز ترکنده و یا به‌عبارتی افزایش درجه اشباع این فاز را در نزدیکی صفحه خروجی جریان از خود نشان دهد. این پدیده را که باعث ایجاد یک گرادیان اشباع در طول نمونه می‌گردد، اثر انتهایی موئینی می‌نامند. این پدیده یکی از مشکلات آزمایشات سیلاب‌زنی می‌باشد، و سبب ایجاد خطا در محاسبات اشباع و تراوایی نسبی می‌گردد. یکی از روش‌های کاهش اثرات مرزی، استفاده از شدت جریان‌های بالا می‌باشد. در این تحقیق برای به حداقل رساندن اثرات انتهایی فشار موئینه، از دبی تزریق بالا استفاده گردیده است [۹-۱۳].

به‌طور کلی تئوری ارائه شده از سوی Buckley و Leveret [۱۴-۱۵] که پایه ریاضی این روش از ترکیب قانون داری و شکل دیفرانسیلی فشار موئینی به‌دست آمده، روشی برای تفسیر داده‌های آزمایشگاهی و تعیین تراوایی نسبی تحت شرایط غیریکنواخت می‌باشد. Welge و همکارانش [۱۶] به بسط تئوری Leveret پرداختند و پیچیدگی و خطاهای موجود را کاهش دادند. Johnson و همکارانش [۱۷] با بسط روش Welge توانستند تکنیکی را جهت محاسبه تراوایی‌های نسبی هر فاز از اطلاعات آزمایش غیریکنواخت ارائه دهند که اغلب JBN نامیده می‌شود. Jones و Roszelle [۱۸] نیز تکنیکی گرافیکی برای محاسبه نفوذپذیری هر فاز به‌تنهایی از داده‌های آزمایشگاهی جابه‌جایی که قابل تعمیم خطی^۱ است ارائه کردند. Pirson و

¹ Linearly Scalable

همکارانش [۱۹] طی بررسی‌های انجام داده بر روی منحنی‌های نفوذپذیری در یک سیکل آشام، متوجه گردیدند که مقادیر تراوایی نسبی به شدت به گرادیان فشار حساس می‌باشد. Stewart و همکارانش [۲۰] مشاهده کردند که در فرآیند اندازه‌گیری تراوایی نسبی نفت-گاز کاهش فشار تأثیر بسزایی بر میزان منحنی تراوایی نسبی می‌گذارد. Wyckoff و Botset [۲۱] دریافتند که تراوایی نسبی گاز و مایع هنگامی که هر دو فاز تحت دبی یکسان درون نمونه جریان یابند، نسبت به گرادیان فشاری وابستگی نشان می‌دهند. کشاورز و همکاران [۲۲] به بررسی تأثیر گرادیان فشار و پدیده انتهایی مویبندی بر نمودارهای نفوذپذیری نسبی نفت-گاز پرداختند. نتیجه آزمایشات وابستگی نمودارهای نفوذپذیری نسبی نفت-گاز به گرادیان فشار را به خوبی نشان می‌دهد. همچنین مشاهده شد که این وابستگی در فشارهای پایین به علت تأثیر اثرات انتهایی مویبندی شدیدتر می‌باشد. نتایج آزمایشگاهی Richardson و همکارانش [۲۳] نشان داد که نفوذپذیری نسبی در فرآیند تخلیه^۱ تا زمانی که گرادیان اشباع در نتیجه پدیده انتهایی مویبندی رخ ندهد، مستقل از دبی و گرادیان فشار عمل می‌کند. با توجه به موجود نبودن اطلاعات کافی از تأثیر گرادیان فشار بر منحنی‌های تراوایی نسبی در سنگ‌های کربناته از یک سوی، همچنین با توجه به فراوانی و تخصیص بخش اعظمی از مخازن نفت-گاز دنیا به سنگ‌های کربناته از سوی دیگر، از این رو در این مطالعه، به بررسی گرادیان فشار بر منحنی‌های تراوایی نسبی نفت-گاز و آب در دو گروه از نمونه‌های سنگی کربناته با تراوایی بالا و کم تراوا پرداخته شده است.

۲- انجام آزمایشات

۲-۱. مشخصات مغزه‌ها

این آزمایش بر روی نمونه مغزه‌های گرفته شده از میدان نفتی واقع در جنوب غربی کشور انجام گردیده است. سنگ مخزن این میدان مربوط به سازند آسماری می‌باشد که از توالی‌های کربناته-تبخیری تشکیل یافته است. نمونه‌ها از حیث تراوایی به دو گروه تقسیم گردیده: گروه اول شامل نمونه با تراوایی مطلق ۵/۸۴۲ میلی داری و گروه دوم شامل نمونه با تراوایی مطلق ۱۵۴/۳۴ میلی داری می‌باشد. نمونه‌های مورد استفاده از لحاظ ابعاد، یکسان و دارای قطر ۳/۷۳ سانتی‌متر و طول ۵/۱۵ سانتی‌متر می‌باشند. مشخصات فیزیکی نمونه مغزه‌های مورد استفاده در آزمایشات، در جدول شماره ۱ آورده شده است:

جدول ۱- مشخصات فیزیکی نمونه مغزه‌ها

سازند	جنس سنگ	S_{wi} (%)	ϕ (%)	k (mD)	شماره نمونه	گروه
آسماری	کربناته	۱۲/۶۱	۱۶/۷۱	۵/۸۴۲	H ۳۸۰	۱
آسماری	کربناته	۱۸/۷	۱۸/۳۲	۱۵۴/۳۴	H ۶۰۰	۲

۲-۲. مشخصات سیالات

در این مطالعه از یک نمونه نفت خام متعلق به میدان نفتی واقع در جنوب غربی ایران به منظور انجام فرآیند پیر کردن^۲ سنگ‌های کربناته و همچنین از محلول دکالین و نرمال دکان با درجه خلوص ۹۹ درصد به ترتیب به عنوان بافر و نفت مدل^۳ استفاده شده است. آب شور مورد استفاده در آزمایش، آب با درجه شوری ppm ۲۵۰۰۰۰ و گاز مورد استفاده، گاز نیتروژن با

^۱ Drainage Process

^۲ Aging

^۳ Synthetic Oil

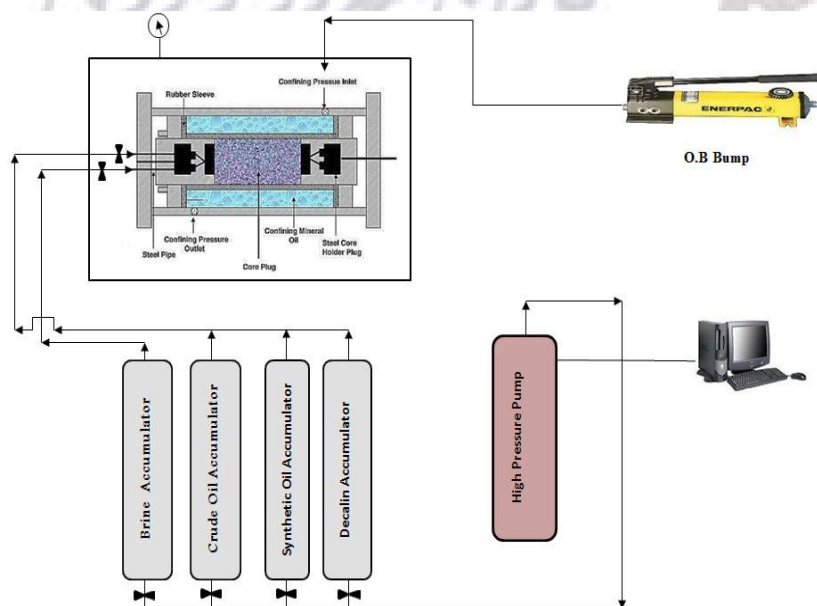
درجه خلوص ۹۹,۹۹۹۵ درصد می باشد. جدول شماره-۲ خواص شیمیایی و فیزیکی سیالات موجود در آزمایش را نشان می‌دهد:

جدول-۲: خواص شیمیایی و فیزیکی سیالات

سیالات	Viscosity (cp)	Density (gr / cc)
آب سازند	۱/۵۳	۱/۶۶
نفت مصنوعی	۲/۵۶	۰/۸۱
نفت خام	۳/۱۹	۰/۸۳
دکالین	۱/۴۳	۰/۹۰
نیترژن	—	۰/۰۱۸۳

۲-۳. شرح دستگاه

این آزمایشات با دستگاه تزریق مغزه^۱، که قابلیت کار در دما و فشار بالا (حداکثر دمای $200^{\circ}C$ و حداکثر فشار ۱۰۰۰۰۰ Psi) را دارد، انجام شده است. شکل-۱ طرح کلی دستگاه را نشان می‌دهد. دستگاه مورد استفاده شامل پمپ تزریق، سیلندرهای نگهدارنده سیالات^۲، محفظه نگهدارنده مغزه^۳، پمپ تأمین فشار بالا سری، تنظیم کننده فشار خروجی، کمپرسور تجهیزات ابزار دقیق و سیستم گرم کننده می‌باشد. محفظه نگهدارنده مغزه نیز شامل یک سیلندر از جنس استیل به طول تقریبی ۵۰ سانتی‌متر بوده که درون این استوانه فلزی فضایی جهت قرار گرفتن نمونه به‌همراه غلاف لاستیکی^۴ وجود دارد.



شکل-۱: شماتیک کلی دستگاه

۲-۴. روش انجام آزمایشات

¹ Core Flood
² Accumulator
³ Core Holder
⁴ Rubber Sleeve

به‌منظور انجام آزمایشات پس از تهیه نمونه و تمیز کردن آن، در ابتدا نمونه‌ها درون دستگاه اشباع کننده جای داده می‌شوند و به مدت ۲ ساعت خلاء شده و سپس با آب نمک سازند اشباع می‌شوند. به نمونه‌ها ۴۸ ساعت استراحت کامل داده می‌شود تا تعادل یونی بین ذرات سنگ و آب سازند برقرار شود. پس از آن، نمونه در محفظه نگهدارنده قرار داده می‌شود و به نمونه حدود ۵ PV (پنج برابر حجم فضای متخلخل نمونه) آب نمک سازند تزریق می‌شود. مقدار K_w با اندازه‌گیری حجم آب خروجی، زمان، اختلاف فشار دو سر نمونه و گرانیوی سیال تزریقی، از رابطه داری محاسبه می‌گردد. به نمونه‌های اشباع شده از آب سازند، در دمای مخزن، نفت مخزن تزریق می‌شود. با ثابت شدن حجم آب خروجی از نمونه، مقدار S_{wi} محاسبه می‌شود. به‌منظور پیر نمودن نمونه، در حالی که اشباع از نفت خام می‌باشد، آن را به مدت ۱۵ روز در شرایط دما و فشار مخزن قرار می‌دهیم. سپس بعد از اتمام دوره پیر شدن نمونه، که به‌منظور اعمال ترشوندگی مخزن به‌کار برده می‌شود، نمونه را تحت تزریق دکالین، به‌منظور شست‌وشوی نمونه از نفت خام، قرار داده می‌شود. باید توجه داشت که دکالین به‌عنوان یک بافر عمل می‌کند و بدون تغییر ترشوندگی نمونه عمل شست‌وشوی نمونه از نفت خام را انجام می‌دهد. دکالین حدود ۱۰ PV (ده برابر حجم فضای متخلخل نمونه) به نمونه تزریق می‌شود. پس از تزریق دکالین، نرمال دکالین به‌عنوان نفت مصنوعی، سیالی که نسبت ویسکوزیته نفت به آب آن به شرایط مخزن نزدیک‌تر است، تزریق می‌کنیم. نفت مصنوعی نیز حدود ۱۰ PV (ده برابر حجم فضای متخلخل نمونه) به نمونه تزریق می‌شود.

پس از شفاف شدن نفت مصنوعی تراوایی مطلق نمونه را نسبت به نفت مصنوعی تحت شرایط فشار ثابت اندازه‌گیری می‌کنیم. در این مرحله به‌منظور اندازه‌گیری تراوایی نسبی آب-نفت، تزریق آب در فشار ثابت آغاز می‌گردد و در زمان‌های خاص، حجم آب خروجی خوانده می‌شود. این عمل تا آن‌جا که خروجی از نفت نداشته باشیم ادامه داده می‌شود. سپس با استفاده از روش ترسیمی Jones و Roszelle تراوایی نسبی آب و نفت را به‌دست می‌آوریم. در ادامه نمونه اشباع شده از آب را به نفت مصنوعی بسته و تا رسیدن به اشباع آب غیرقابل کاهش تزریق ادامه داده می‌شود. پس از آن به‌منظور اندازه‌گیری تراوایی نسبی نفت-گاز، به نمونه اشباع شده از نفت مصنوعی گاز تزریق می‌شود و این عمل را همانند آن‌چه که در مورد تراوایی نسبی آب و نفت ذکر شد، تا آن‌جا که حجم نفت مصنوعی خروجی نسبت به زمان تغییری نداشته باشد، آزمایش را ادامه داده می‌شود.

۳- نتایج و بررسی

۳-۱. تأثیر گرادیان فشار بر منحنی‌های تراوایی نسبی آب و نفت

به‌منظور مقایسه منحنی‌های تراوایی نسبی در شرایط آزمایشگاهی و شبیه‌سازی حرکت سیال درون مغزه در آزمایشگاه با شرایط واقعی می‌توان از پارامترهای بدون بُعد چون عدد موینه^۱ استفاده کرد. بازه عدد موینه برای جریان آرام در شرایط مخزن $N_c < 10^{-7}$ می‌باشد [۲۴]. پس از این رو فشارها باید به‌گونه‌ای انتخاب شود که عدد موینه آن در بازه مذکور قرار گیرد. آزمایشات در شرایط فشار ثابت انجام شد و نمونه‌ها به دو دسته تقسیم شده‌اند؛ گروه اول نمونه‌ها با تراوایی پایین و گروه دوم نمونه‌ها با تراوایی بالا را تشکیل می‌دهد. آزمایشات در پنج گرادیان فشار مختلف ۱۰، ۵۰، ۱۰۰، ۵۰۰ و ۱۵۰۰ (Psi) انجام شد.

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma} \dots\dots\dots \text{فرمول شماره (۱)}$$

که v سرعت، σ کشش سطحی بین سیال تزریقی و سیال مخزن و μ گرانیوی می‌باشند.

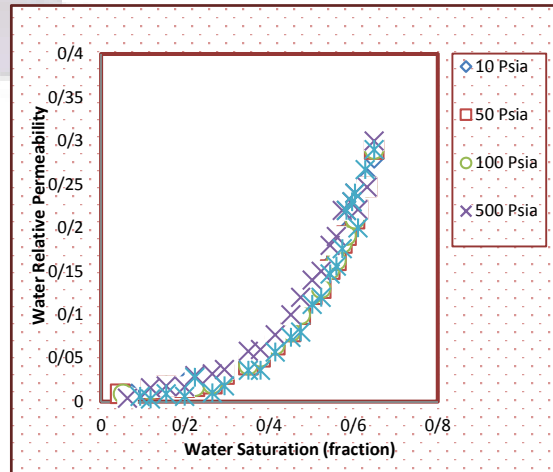
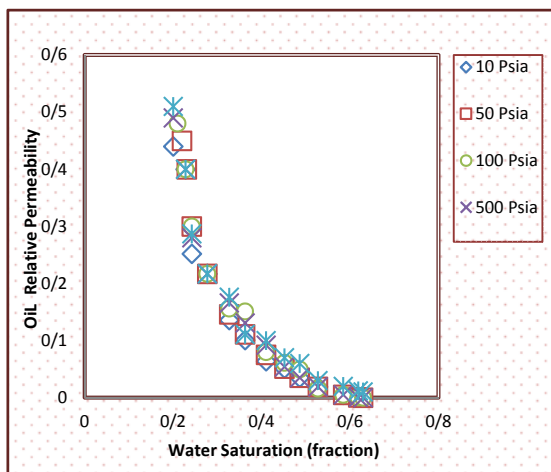
^۱ N_c , Capillary Number

$$N_c = \frac{\Delta PK}{L\sigma} \dots\dots\dots \text{فرمول شماره (۲)}$$

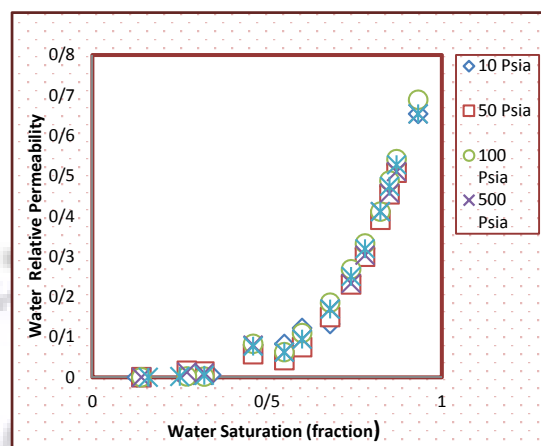
شکل ۲ و ۴ به ترتیب منحنی‌های تراوایی نسبی آب را در سیلاب‌زنی توسط آب در نمونه سنگ‌های کربناته با تراوایی کم و بالا در گرادیان فشارهای مختلف را نشان می‌دهند. همان‌طور که مشاهده می‌کنیم در شکل شماره ۲ و ۴ منحنی‌های تراوایی نسبی آب در گرادیان فشارهای مختلف بر هم منطبق گشته‌اند. اما در منحنی شماره ۲ در نقاط میانی کمی انحراف مشاهده می‌شود که این امر سبب گشته که منحنی‌ها بر یکدیگر منطبق نشوند. این در حالی است که در منحنی شماره ۴ شاهد این موضوع هستیم که منحنی‌ها نسبت به شکل شماره ۲ بدون هرگونه انحرافی کاملاً بر یکدیگر منطبق می‌باشند. همان‌گونه که در شکل شماره ۲ مشاهده می‌کنیم عدم انطباق می‌تواند ناشی از نقاط ابتدایی آزمایش یا همان اشباع آب غیرقابل کاهش باشد، با توجه به این‌که نمونه‌های مورد نظر هر کدام توسط سیال تک فاز آب اشباع شدند و سپس توسط نفت تا رسیدن به اشباع آب همزاد تزریق ادامه می‌یابد، با توجه به یکسان بودن مراحل انجام آزمایش انتظار می‌رفت که نقاط ابتدایی در تمامی مراحل آزمایش بر یکدیگر منطبق بوده و مقدار یکسان داشته باشند. این در حالی است که با انجام چنین آزمایشاتی در نمونه‌ها با تراوایی بالا مشاهده گردید انحرافات میانی کاهش یافت. پس چنین می‌توان گفت که منحنی‌های تراوایی نسبی آب تحت تزریق آب متأثر از تراوایی نیز می‌باشند، به عبارتی با افزایش تراوایی نمونه‌های مورد نظر نقاط ابتدایی و انتهایی را متأثر از خود قرار می‌دهند. به عبارت دیگر با افزایش تراوایی نیروی موئینه، که در دو سر نمونه حداکثر میزان خود را داراست، کاهش می‌یابد.

شکل شماره ۳ و ۵ به ترتیب منحنی‌های تراوایی نسبی نفت نمونه کم تراوا و با تراوایی بالا را نشان می‌دهد. همان‌گونه که مشاهده می‌کنید در شکل ۳ و ۵ اولین نقاط از سمت چپ مربوط به اشباع آب غیرقابل کاهش می‌باشد. همان‌گونه که دیده می‌شود در نمونه سنگ‌های کربناته با تراوایی کم‌تر با کاهش گرادیان فشار تراوایی نسبی کاهش می‌یابد و این در حالی است که در نمونه سنگ با تراوایی بالا مشاهده می‌کنیم نقاط انتهایی با دقت خوبی برابر بوده و تفاوت بسیار کم ناشی از خطاهای آزمایشگاهی می‌باشد.

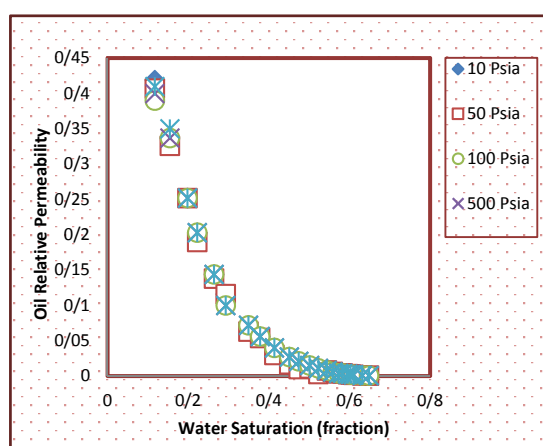
در بیان علت جابه‌جایی نقاط در نقاط شروع منحنی‌ها در راستای محور S_w ، به‌همان دلیل ذکر شده در شکل ۲ و ۳ می‌باشد. می‌توان نتیجه‌گیری کرد که در سنگ‌های کربناته مورد استفاده، طی فرآیند سیلاب‌زنی با آب شاهد تفاوت چندانی در منحنی‌های تراوایی نسبی نمونه با تراوایی بالا در نقاط ابتدایی و انتهایی چه در منحنی تراوایی نسبی آب و نفت مشاهده نمی‌شود و این در حالی است که در منحنی‌های تراوایی نسبی نمونه با تراوایی پایین، به‌دلیل اختلاف در نقاط ابتدایی شاهد انحراف کمی در قسمت میانی هستیم که این خود نقاط ابتدایی در منحنی تراوایی نسبی نفت را نیز تحت تأثیر خود قرار داد.



شکل-۲: منحنی‌های تراوایی نسبی آب نمونه کم تراوا در فرآیند سیلاب‌زنی با آب در گرادیان فشارهای مختلف



شکل-۳: منحنی‌های تراوایی نسبی نفت نمونه کم تراوا در فرآیند سیلاب‌زنی با آب در گرادیان فشارهای مختلف



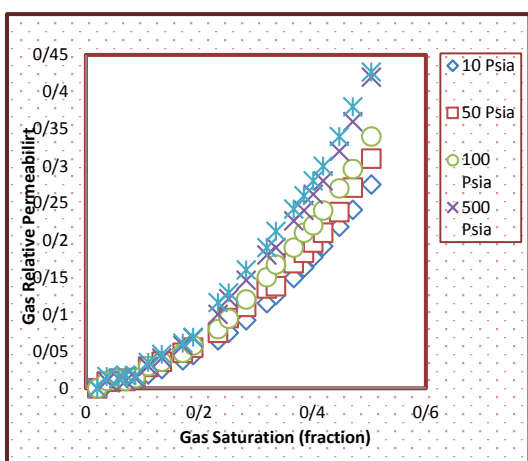
شکل-۴: منحنی‌های تراوایی نسبی آب نمونه با تراوایی بالا در فرآیند سیلاب‌زنی با آب در گرادیان فشارهای مختلف

شکل-۵: منحنی‌های تراوایی نسبی نفت نمونه با تراوایی بالا در فرآیند سیلاب‌زنی با آب در گرادیان فشارهای مختلف

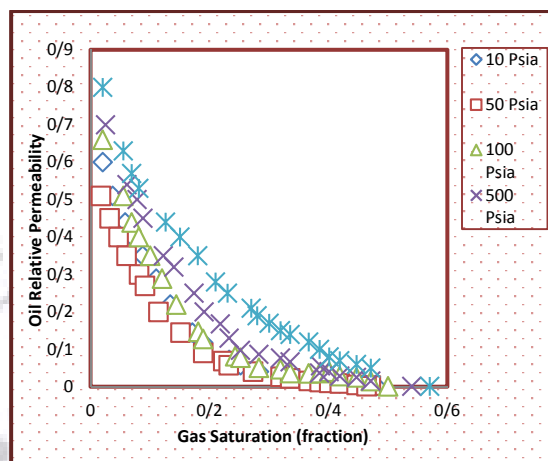
۳-۲- تأثیر گرادیان فشار بر منحنی‌های تراوایی نسبی گاز و نفت

نمونه‌های مورد نظر در سیلاب‌زنی با آب، پس از آن تحت تزریق نفت مصنوعی قرار می‌گیرند و تا رسیدن به اشباع اولیه آب غیرقابل کاهش تزریق ادامه می‌یابد. سپس نمونه اشباع شده از نفت تحت تزریق گاز قرار گرفته و تراوایی نسبی نفت نسبت به گاز در گرادیان فشار مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد. همان‌گونه که در شکل ۷ و ۹ مشاهده می‌کنید با افزایش فشار در منحنی‌های تراوایی نسبی گاز در هر یک از نمونه‌های کم تراوا و با تراوایی بالا در نقاط ابتدایی بر یکدیگر منطبق هستند. این در حالی است که در قسمت میانی و نقاط انتهایی شاهد انحراف منحنی با افزایش گرادیان فشار هستیم. در واقع با افزایش فشار تراوایی نسبی گاز افزایش می‌یابد. نکته قابل توجه این است که در فشارهای زیر ۵۰۰ Psi با افزایش گرادیان فشار منحنی‌های تراوایی نسبی دچار تغییرات عمده‌ای می‌شوند. این در حالی است که در فشارهای بالای ۵۰۰ Psi، شکل منحنی‌ها تکمیل گشته و اثرات افزایش فشار کاهش می‌یابد و منحنی‌ها با انحراف کمی از یکدیگر قرار می‌گیرند.

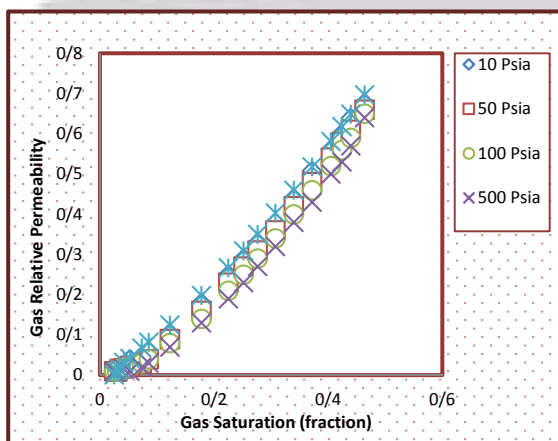
در واقع می‌توان چنین گفت که از این فشار به بعد با کم‌رنگ شدن اثر انتهایی مویبندی بر شکل منحنی تراوایی نسبی کاهش می‌یابد. این در حالی است که در منحنی تراوایی نسبی نفت نقاط ابتدایی و انتهایی در نمونه‌های کم تراوا با افزایش فشار از یکدیگر فاصله می‌گیرند، در حالی که در نمونه‌های با تراوایی بالا تحت چنین شرایط فشاری اختلاف فاحشی در نقاط ابتدایی و انتهایی مشاهده نمی‌گردد. همچنین در قسمت میانی منحنی‌ها انحراف کمی با افزایش گرادیان فشار مشاهده می‌گردد. در واقع در فرآیند سیلاب‌زنی با گاز، از آن‌جا که اختلاف دانسیته بین سیال تزریقی و جابه‌جا شونده زیاد می‌باشد، این امر سبب می‌گردد که اثرات انتهایی فشار مویبندی بر منحنی تراوایی نسبی نفت افزایش یابد.



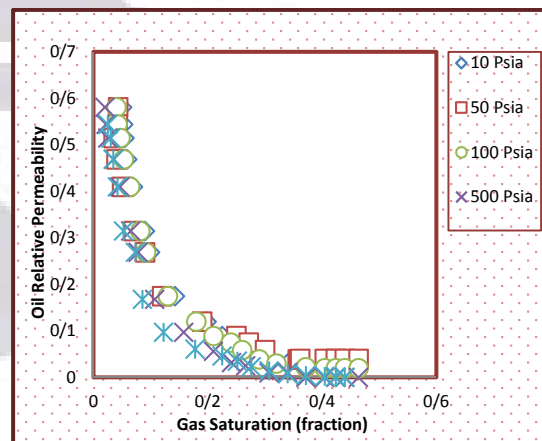
شکل ۷- منحنی‌های تراوایی نسبی نفت نمونه کم‌تراوا در فرآیند سیلاب‌زنی با گاز در گرادیان فشارهای مختلف



شکل ۸- منحنی‌های تراوایی نسبی نفت نمونه کم‌تراوا در فرآیند سیلاب‌زنی با گاز در گرادیان فشارهای مختلف



شکل ۹- منحنی‌های تراوایی نسبی نفت نمونه با تراوایی بالا در فرآیند سیلاب‌زنی با گاز در گرادیان فشارهای مختلف



شکل ۱۰- منحنی‌های تراوایی نسبی نفت نمونه با تراوایی بالا در فرآیند سیلاب‌زنی با گاز در گرادیان فشارهای مختلف

۴- نتیجه‌گیری

نتایجی که از انجام این تحقیق میسر گردید به شرح زیر می‌باشد:

۱. مشاهده گردید، منحنی‌های تراوایی نسبی آب در هر دو نمونه متأثر از گرادیان فشار نمی‌باشد و هم‌چنین میزان تراوایی سنگ بر این منحنی‌ها تأثیر بسزایی نخواهد داشت.
۲. افزایش گرادیان فشار در نمونه کم‌تراوا سبب انحراف در نقاط انتهایی منحنی تراوایی نسبی نفت می‌گردد. به عبارت دیگر افزایش گرادیان فشار منجر به افزایش تراوایی نسبی نفت می‌شود. این در حالی است که در نمونه با تراوایی بالا این میزان انحراف بسیار ناچیز می‌باشد و نقاط با خطای کم بر یکدیگر منطبق می‌شوند.
۳. افزایش تراوایی نسبی نفت با افزایش گرادیان فشار در نمونه‌های کم‌تراوا متأثر از نیروی موینه انتهایی می‌باشد.
۴. نتایج نشان می‌دهد در فرآیند تزریق گاز، نقاط ابتدایی منحنی‌های تراوایی نسبی در هر دو نمونه در گرادیان فشارهای مختلف با یکدیگر برابر می‌باشند ولی در قسمت میانی در نمونه‌های کم‌تراوا با افزایش فشار، منحنی تراوایی نسبی گاز افزایش می‌یابد. این در حالی است که در نمونه با تراوایی بالا این انحراف کم‌تر می‌باشد.
۵. در منحنی تراوایی نسبی نفت طی فرآیند سیلاب‌زنی با گاز نقاط ابتدایی و انتهایی در نمونه‌های کم‌تراوا با افزایش فشار از یکدیگر فاصله می‌گیرند. این در حالی است که در نمونه‌های با تراوایی بالا تحت چنین شرایط فشاری، اختلاف فاحشی در نقاط ابتدایی و انتهایی مشاهده نمی‌گردد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله از کارکنان واحد پژوهش مغزه‌های نفتی و گازی پژوهشکده مهندسی نفت پژوهشگاه صنعت نفت^۱ به دلیل همکاری و فراهم آوردن امکانات جهت انجام این آزمایشات تشکر و قدردانی به عمل می‌آورند.

مراجع

1. Honarpour, M., and Mahmoud, S.M.: "Relative Permeability Measurements: An Overview", SPE-18565, 1986.
2. Ali, J.K.: "Development in Measurement and Interpretation Techniques in Core Flood Tests to Determine Relative Permeabilities", SPE-39016, 1997.
3. Willhite, G.P.: "Water Flooding", Textbook Series, SPE, Richardson, Texas, (1986).
4. Saraf, D.N., and McCaffery, F.G.: "Two- and Three-Phase Relative Permeabilities: a Review", Petroleum Recovery Institute Report #81-8, Calgary, Alberta, Canada, 1982.
5. Morse, R.A., Terwilliger, P.L., and Yuster, S.T.: "Relative Permeability Measurements on Small Samples", Oil and Gas J., 46, 109, 1947.
6. Osoba, J.S., Richardson, J.G., Kerver, J.K., Hafford, J.A., and Blair, P.M.: "Laboratory Relative Permeability Measurements", Trans, AIME, 192, 47, 1951.
7. Henderson, J.H., and Yuster, S.T.: "Relative Permeability Study", World Oil, 3, 139, 1948.
8. Caudle, B.H., Slobod, R.L., and Brownscombe, E.R.W.: "Further Developments in the Laboratory Determination of Relative Permeability", Trans, AIME, 192, 145, 1951.
9. Geffen, T.M., Owens, W.W., Parrish, D.R., and Morse, R.A.: "Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements", Trans, AIME, 192, 99, 1951.
10. Huang, D.D., Honarpour, M.M.: "Capillary End Effects in Core Flood Calculations", 1996.
11. Loomis, A.G., and Crowell, D.C.: "Relative Permeability Studies: Gas-Oil and Water-Oil Systems", U.S. Bureau of Mines Bulletin Bar Heuillr, Okla., 599, 1962.
12. Brownscombe, E.R., Slobod, R.L., and Caudle, B.H.: "Laboratory Determination of Relative Permeability", Oil and Gas J., 48, 98, 1950.
13. Rose, W.: "Some Problems in Applying the Hassler Relative Permeability Method", J. Pet. Technol., 8, 161, 1980.
14. Buckley, S.E. and Leverett, M.C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans, AIME, 146, 107, 1942.
15. Leverett, M.C.: "Capillary Behavior in Porous Solids", Trans, AIME, 142, 152, 1941.
16. Welge, H.J.R.: "A Simplified Method for Computing Recovery by Gas or Water Drive", Trans, AIME, 19, 5, 91, 1952.
17. Johnson, E.F., Bossler, D.P., and Naumann, V.O.: "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments", Trans, AIME, 216, 310, 1959.
18. Jones, S.C., and Roszelle, W.O.: "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments", J. Pet. Technol., 5, 807, 1978.

¹ RIPI, Research Institute of Petroleum Industry

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی
۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما
مجری: اهم اندیشان انرژی کیمیا ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱
www.Reservoir.ir

19. Pirson, S. J.: "*Oil Reservoir Engineering*", McGraw-Hill, New York, 1958.
20. Stewart, C.R., Craig, F.F., and Morse, R.A.: "*Determination of Limestone Performance Characteristics by Model Flow Tests*", Trans, AIME, 198, 93, 1953.
21. Wyckoff, R.D. and Botset, H.G.: "*Flow of Gas Liquid Mixtures through Sands*", Physics, 7, 325 and 1936.
22. Keshavarz, A.R. and Hghighi, M.: "*Experimental Investigation of Pressure Gradient Effect on Relative Permeability Curve*", 3, 234, 2011.
23. Richardson, J.G., Kerver, J.K., Hafford, J.A., and Osoba, J.S.: "*Laboratory Determination of Relative Permeability*", Trans, AIME, 195, 187, 1952.
24. Saidi, A.M.: "*Discussion of Valid Capillary Pressure Data at Low-Wetting Saturation*", SPE Res. Eng., Aug., 1991.

