

*	/	/
-	-	-
-	-	-
-	-	-
(//	//	//)

چکیده

در این مقاله به بررسی اثر دبی تزریق بر منحنی های نفوذپذیری نسبی در سنگهای کربناته ایران پرداخته شده است. سنگهای مورد نظر از رخنمون سازند آسماری تهیه گردیده اند. آزمایشات به روش جابجایی غیر پایا در دبی های ۲/۵۵، ۳/۵۵، ۴/۵۵ و ۵/۵۵ سانتیمتر مکعب بر ساعت طی دو فرایند سیلابزنی با آب و نفت (کروزین) انجام شده اند. تحلیل داده ها از روش ترسیم Jones و Roszelle صورت گرفته و پس از محاسبه تراوایی های نسبی و رسم نمودارهای مربوطه به بررسی اثر دبی تزریق بر داده ها و منحنی های تراوایی نسبی پرداخته شده است. خاصیت ترشوندگی از محل برخورد منحنی های تراوایی نسبی و نیز نقاط انتهایی آنها بدست آمد و آب دوست بودن مغزه نتیجه گیری شد. همچنین مشاهده گردید که در فرایند سیلابزنی با آب منحنی های نفوذپذیری آب و نقاط انتهایی آزمایش تحت تأثیر دبی قرار نمی گیرند. بر خلاف این حالت نتایج نشان می دهند که در منحنی های نفت با کاهش دبی تزریق نفوذپذیری این فاز در اشباع آب غیر قابل کاهش (S_{wir}) کاهش یافته و در طول آزمایش مقادیر این پارامتر به یکدیگر نزدیک شده و در انتها برابر می گردند. در فرایند سیلابزنی با نفت منحنی های نفوذپذیری نسبی آب همانند قبل تحت تأثیر دبی قرار نمی گیرند. در منحنی های فاز نفت اثر این پارامتر دیده می شود اما روند خاصی در آنها نمی توان یافت. در سنگهای کربناته مورد آزمایش در نمودارهای هر دو فاز آب و نفت اثر تاریخچه اشباع (هیستریزس) مشاهده گردید بطوریکه دو منحنی فاز آب بر خلاف آنچه در سنگهای ماسه سنگی وجود داشته کاملاً از یکدیگر فاصله دارند. در فاز نفت این پدیده با افزایش دبی کاهش می یابد. این مورد در منحنی های تراوایی نسبی آب رفتاری عکس از خود نشان می دهد.

واژه های کلیدی: نفوذپذیری نسبی - کربناته - سیلابزنی - دبی - ناپیوستگی موئینگی - ترشوندگی - هیستریزس - اشباع - محیط متخلخل

مقدمه

از آنجا که تراوایی نسبی هر فاز به اشباع آن فاز و نحوه توزیع آن در محیط متخلخل بستگی داشته و بنابراین تابع مسیر می باشد، این امر موجب گشته تا روشهای مختلف اندازه گیری آزمایشگاهی منجر به نتایج متفاوتی برای تراوایی نسبی شوند. از میان روش های آزمایشگاهی روش های جابجایی پایا و غیر پایا بیشتر کاربرد داشته که هر کدام محاسن و معایب خاص خود را دارا می باشند. در حالت پایا هر دو سیال ترکننده^۱ و غیر ترکننده^۲ به طور همزمان و تحت یک دبی ثابت به درون مغزه تزریق شده و این عمل تا زمانی که نسبت سیالات تولیدی با این نسبت در ورودی مغزه برابر نگردد، ادامه می یابد. از معایب این روش ها می توان از طولانی بودن آزمایش یاد کرد. در جابجایی غیر پایا بر عکس حالت پایا نیازمند رسیدن به تعادل نمی باشیم و به همین علت نمودارهای نفوذپذیری

در هنگام بررسی و مطالعه میداین نفت و گاز برای شناخت و پیش بینی رفتار مخزن نیازمند اطلاعاتی درباره خواص سنگ و سیالات درون آن هستیم. یکی از این پارامترها توانایی محیط در هدایت سیال بوده که در لغت به این قابلیت، نفوذپذیری^۱ (تراوایی) گویند. در اکثر مخازن هیدروکربوری محیط متخلخل توسط دو یا چند سیال مانند نفت، آب و گاز اشغال شده است. در این صورت از عبارت تراوایی نسبی برای بیان قابلیت هدایت محیط استفاده می شود.

به طور کلی روش های تعیین نفوذپذیری نسبی را می توان به دو گروه آزمایشگاهی و غیر آزمایشگاهی تقسیم بندی کرد. در روش های آزمایشگاهی سعی بر آن است که با استفاده از چندین نمونه که نماینده مخزن مورد مطالعه می باشند به مقادیر این پارامتر دست یابیم.

نسبی- اشباع در حالت غیر پایا در مدت زمان کوتاه تری نسبت به حالت پایا بدست می آیند. ولی تحلیل ریاضی پیچیده تری دارند یکی از بارزترین ضعف های روش غیر پایا بدست آمدن منحنی های نفوذپذیری نسبی در بازه محدودتری از اشباع نسبت به روشهای پایا می باشد. همچنین در این حالت نتایج به صورت غیر مستقیم بدست آمده در حالی که در روش های پایا داده های نفوذپذیری نسبی مستقیماً اندازه گیری می شوند [۲,۱].

تئوری Buckley & Leverett [۳] و بسط آن توسط Welge [۴] پایه محاسبه نفوذ پذیری نسبی تحت شرایط غیر پایا هستند. کار Welge به وسیله Johnson et al. توسعه داده شد (روش JBN) [۵]. در این روش نفوذ پذیری نسبی مختص هر فاز از داده های تست ناپایا محاسبه می شود. Saraf و McCaffery [۶] روش جدیدی برای محاسبه نفوذ پذیری نسبی ارائه کردند که در آن دو پارامتر با تطبیق داده های فشار و بازیافت نفت تولیدی در هر مرحله، با استفاده از روش کمترین مجذور فاصله تعیین می شود. این روش نسبت به روش JBN برای مغزه های ناهمگون کربناته کاربرد بهتری دارد.

Jones و Roszelle [۷] روش گرافیکی برای محاسبه نفوذ پذیری نسبی مختص هر فاز ارائه دادند که در آن از داده های آزمایش جابجایی که مقیاس خطی داشتند، استفاده می شد. Toth و همکارانش [۸] در سال ۲۰۰۲ یک متد کاربردی برای تحلیل داده های ناشی از آزمایش های غیر پایا ارائه کردند که در آن به جای استفاده از روش های عددی از روش های تحلیلی برای محاسبه نفوذپذیری نسبی استفاده می شود.

عواملی که بر تراوایی نسبی سیالات و نحوه توزیع و حرکت آنها در محیط متخلخل تأثیر می گذارند، بسیار زیاد بوده و علاوه بر این اثر هر یک از آنها به تنهایی ممکن است با رفتار متقابلشان در هنگام حضور همزمان عوامل دیگر متفاوت باشد [۹]. از این جمله می توان به اثر دبی بر منحنی های تراوایی نسبی اشاره داشت. به طور کلی عقیده بر این است که تأثیر دبی بر مقادیر نفوذپذیری نسبی ناشی از اثرات انتهایی موئینگی بوده و اگر بتوان این پدیده را کاهش داده و یا حذف نمود، منحنی های بدست آمده تحت تأثیر دبی قرار نمی گیرند.

در آزمایش های تعیین نفوذپذیری نسبی با عبور دو سیال غیر قابل امتزاج از یک نمونه، یک ناپیوستگی

موئینگی^۴ در انتهای خروجی مغزه پدیدار می شود. این ناپیوستگی هنگامی اتفاق می افتد که سیالات پس از عبور از ناحیه ای با فشار موئینه معین (درون مغزه) به طور ناگهانی باید وارد محیطی دیگر، مثلاً اتمسفر، شده که در آن نیروهای موئینگی ناپدید می شوند. به همین علت محیط متخلخل برای انطباق فشار موئینه داخل سنگ و این فشار در محیط باز بیرون (عملاً صفر می باشد) ناچار به کاهش P_c داخل نمونه می شود. در نتیجه این تغییر نیروهای موئینه موجود در مغزه موجب می گردند که محیط تمایل به نگه داشتن فاز ترکننده و یا به عبارتی 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 می گردد اثر انتهایی موئینگی^۵ (اثر مرزی) می نامند. اثر انتهایی موئینگی یکی از مشکلات موجود در آزمایش های سیلابزنی می باشد، چرا که موجب ایجاد خطا در محاسبات اشباع و تراوایی های نسبی از داده های تولیدی و فشاری می شود. یکی از روشهای کاهش اثرات مرزی سود جستن از شدت جریان های بالا است.

نتایج آزمایشگاهی Richardson و همکارانش [۱۰] نشان داد که برای جریان دو فازی در یک مغزه، توزیع اشباع در نزدیکی صفحه ورودی نمونه نسبتاً یکسان می باشد. با این حال در طرف دیگر نمونه (صفحه خروجی) یک ناحیه وجود داشته که در آن اشباع فاز ترکننده افزایش یافته و در صفحه انتهایی به حداکثر خود می رسد. گستردگی این منطقه با دبی نسبت عکس داشته و برای حذف این پدیده نیاز به دبی بسیار بالا می باشد. اگرچه می توان دبی جریان را آنقدر بزرگ در نظر گرفت که بر اثرات فشار موئینه فائق آمد، اما به علت محدودیت برقراری جریان آرام باید از اعمال شدت جریانهای خیلی بالا اجتناب کرد. این مسئله در سنگهای کربناته که دارای تخلخل و تراوایی پایین تری نسبت به ماسه سنگ ها می باشند نمایان تر شده و عملاً استفاده از دبی های بالا به علت کم بودن ظرفیت تزریق پذیری این نوع سنگ ها امکان پذیر نمی باشد.

Leverett و همکارانش [۱۱] دخالت دبی جریان بر نفوذپذیری نسبی را نشان دادند، اما با این حال بعداً آن را رد کرده و انحرافات مشاهده شده را ناشی از اثرات انتهایی دانسته اند. Geffen و همکارانش [۱۲] نتیجه

آزمایش ها

شرح دستگاه: دستگاه مورد استفاده شامل پمپهای تزریقی، سیلندر نگهدارنده سیال، محفظه نگهدارنده مغزه (مغزه نگهدار)، پمپ تأمین کننده فشار بالاسری، تنظیم کننده فشار خروجی، کمپرسور تجهیزات ابزار دقیق و سیستم گرم کننده می باشد. این سیستم دارای دو پمپ بوده که یکی از آنها برای دبی های پائین، از ۱ cc/hr تا ۵ cc/hr و دیگری دبی های بالا، ۱۰۰ cc/hr تا ۵۰۰ cc/hr استفاده می شود. مغزه نگهدار نیز شامل یک سیلندر از جنس فولاد ضد زنگ به طول تقریبی ۴۰ سانتیمتر بوده که درون این استوانه فولادی فضایی برای قرار دادن نمونه به همراه غلاف لاستیکی آن می باشد.

مشخصات مغزه ها: سنگ مورد استفاده در آزمایش ها از رخنمون سازند آسماری واقع در مسجد سلیمان و از کوهی واقع در این منطقه به نام کوه آسماری تهیه گردید. این سازند از مهمترین سازندهای کربناته در زاگرس بوده که بخش اعظم منابع نفت ایران را در خود جای داده است. سازند آسماری مربوط به دوران میوسن و از جنس سنگ های آهکی می باشد. به منظور حذف اثراتی هم چون هوازدگی، قطعات سنگ را برش داده تا از قسمتهای میانی آنها بتوان نمونه تهیه کرد. قسمتهای هوازده در این سنگ ها آجری رنگ بوده اما قسمت های میانی که تحت تأثیر هوا و باران نبوده به رنگ کرم می باشند. مغزه های به دست آمده از این سنگ ها دارای ابعادی به طول ۳۰ سانتیمتر و قطر ۲/۵ اینچ می باشند. تخلخل نمونه مورد آزمایش برابر ۱۱/۵٪ تعیین گردید.

مشخصات سیالات: در آزمایش های انجام شده سیالات انتخابی آب و نفت سفید (کروزین) بوده که ویسکوزیته آنها در دمای ۲۵°C برای آب ۰/۹۵ cP و برای نفت ۲/۲۵ cP می باشد.

روش انجام آزمایش ها: بعد از تهیه نمونه و تمیز کردن آن، مغزه مورد نظر درون یک غلاف لاستیکی جای گرفته و سپس آن را درون مغزه نگهدار قرار می دهیم. این غلاف به عنوان ارتباطی جهت اعمال فشار بالاسری از سوی روغن هیدرولیک به سنگ می باشد. به منظور نزدیکی به شرایط مخزن و نیز اندازه گیری تراوایی مطلق نمونه نیاز داریم تا آن را در ابتدا با آب اشباع نماییم. پس از قرار دادن نمونه درون مغزه نگهدار آن را توسط پمپ

گیری کردند که در شدت جریان های معقول، می توان از اثر دبی سیلاب زنی بر راندمان جابه جایی گاز صرف نظر کرد. اما Wyckoff و Botset [۱۳] دریافتند که تراوایی های نسبی گاز و مایع هنگامی که هر دو فاز تحت گرادیان فشاری یکسان درون نمونه جریان یابند، نسبت به دبی وابستگی نشان می دهند.

Richardson و همکارانش [۱۰] دریافتند که نفوذپذیری نسبی فرآیند تخلیه مادامی که گرادیان اشباعی درون نمونه ایجاد نگردد، مستقل از دبی عمل می کند. Odeh و Dotson [۱۴] مشاهده کردند که مقادیر نفوذپذیری نسبی نفت محاسبه شده به روش جابجایی غیر پایا تابع قوی از دبی می باشند. به علاوه دبی تزریق بحرانی که نیاز است تا بتوان اثر انتهایی موئینگی را کاهش داد، در اکثر موارد غیر قابل دسترسی می باشد. تئوری مورد استفاده جهت تفسیر داده های روش جابجایی دینامیکی بر این فرض استوار است که از اثر فشار موئینگی بر نحوه توزیع اشباع در مغزه (اثر مرزی) صرف نظر گردد.

Huang و Honarpour [۱۵] بر اساس قانون دارسی و روابط نفوذپذیری نسبی-فشار موئینه نشان دادند که چگونه می توان تصحیحات ناشی از پدیده اثر انتهایی را در صورت عدم دسترسی به پروفایل اشباع مغزه در فرآیند سیلابزنی انجام داد. این محققین روشی را جهت پیش بینی همزمان تراوایی نسبی و فشار موئینه از اطلاعات فشاری با در اختیار داشتن پروفایل اشباع نمونه ارائه دادند.

به طور کلی تحقیقات انجام گرفته در زمینه تأثیر دبی بیشتر بر روی نمونه های ماسه سنگی بوده و بررسی های کافی در سنگهای کربناته موجود نمی باشد. همان طور که اشاره گردید به دلیل ظرفیت تزریق پذیری کم این سنگها، استفاده از دبی های بالا ممکن نیست. بنابراین راه حل استفاده از دبی های بالا برای کاهش اثرات انتهایی همیشه جوابگو نبوده و مطالعات جامع تری در سنگهای کربناته مورد نیاز است. در این مقاله به بررسی این مسئله و هم چنین میزان تأثیر دبی تزریق بر منحنی های تراوایی نسبی با تأکید بر مخازن کربناته ایران پرداخته شده است.

خلا به مدت کافی خلا کرده و سپس آب به نمونه تزریق می کنیم. این عمل این امکان را ایجاد می نماید تا علاوه بر کشش آب به درون حفرات توسط خلا، آب توسط نیروی فشاری پمپ تزریق نیز وارد حفرات شود. برای اندازه گیری تراوایی مطلق سنگ پس از تزریق آب به مقدار چند برابر حجم حفرات به مغزه و تثبیت فشارهای دو طرف آن با استفاده از دبی تزریق، اختلاف فشار، مشخصات ابعادی نمونه و ویسکوزیته سیال تک فاز از طریق قانون داریسی می توان تراوایی مطلق نمونه را بدست آورد. به منظور تعیین دقیق نفوذپذیری مطلق مغزه، چندین بار این آزمایش را تکرار کرده که در نهایت تراوایی مطلق نمونه 0.21 میلی داریسی بدست آمد. همان طور که مشاهده می کنیم این نفوذپذیری بسیار کم می باشد.

پس از اشباع مغزه با آب، حال برای رسیدن به اشباع آب غیر قابل کاهش S_{wir}^y به نمونه نفت تزریق می کنیم و با جمع آوری کل آب خروجی و اطلاع از حجم آب اولیه درون سنگ، اشباع آب همزاد بدست می آید. در مرحله بعد آزمایش سیلابزنی با آب انجام می شود. در طول این فرایند اطلاعات میزان تولید نسبت به زمان و فشار در بازه های تولیدی ثبت می گردند تا بتوان از این داده ها مقادیر تراوایی نسبی دو فازی را محاسبه کرد. پس از آزمایش تزریق آب سیلابزنی با نفت را شروع می کنیم. در این قسمت نیز همانند آزمایش قبل همان اطلاعات را جهت رسم نمودارهای نفوذپذیری نسبی یادداشت می نماییم.

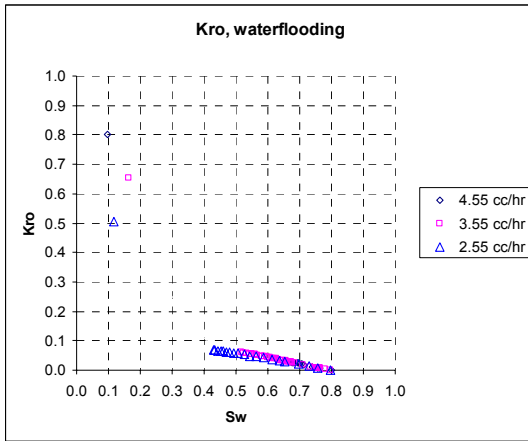
تأثیر دبی بر منحنی های نفوذپذیری نسبی

در آزمایش های شرایط دبی ثابت برقرار بوده که به دلیل تخلخل و تراوایی پایین سنگ های انتخابی، دبی های مورد استفاده نیز کوچک هستند. آزمایش ها در چهار دبی $2/55$ ، $3/55$ ، $4/55$ و $5/55$ سانتی متر مکعب بر ساعت و در دمای ثابت (حدود 25°C) انجام شده اند. مشاهده گردید که دبی $5/55$ سانتی متر مکعب بر ساعت و بالاتر از آن به دلیل کم بودن ظرفیت تزریق پذیری نمونه، قادر به رسم منحنی های تراوایی نسبی نفت و آب نمی باشیم. بنابراین وجود یک دبی بحرانی بین مقادیر $4/55$ و $5/55$ سانتی متر مکعب بر ساعت برای نمونه مورد نظر تأیید می گردد (البته این دبی بحرانی وابسته به پارامتر های مختلف از جمله جنس سنگ و سیال، طول

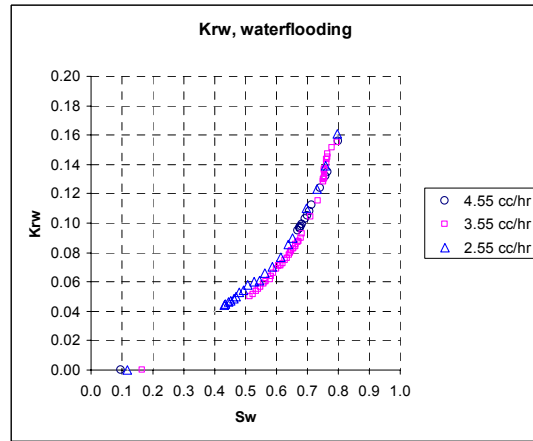
مغزه، ترشوندگی مغزه و برای سنگ های مختلف متفاوت می باشد). در روش غیر پایا به دلیل اینکه قبل از رسیدن جبهه سیال تزریقی به انتهای نمونه^۸ اطلاعی از نفوذپذیری فازها نداریم مجبور هستیم تا در محدوده $S_{wir} < S_{w2} < S_{w,BT}$ منحنی ها را از طریق برون یابی رسم کنیم. این مسئله به نوبه خود می تواند شکل منحنی ها را به مقدار زیادی تحت تأثیر قرار دهد، زیرا که قضاوت هر فرد در برون یابی داده ها و رسم نمودارها متفاوت از فرد دیگر است. در نتیجه تحلیل و تجزیه نمودارها برای شناخت دیگر خصوصیات محیط متخلخل نیز تحت الشعاع قرار می گیرد. این مسئله در روش ترسیمی Jones و Roszelle [۷] که بر داده های فشاری و تولیدی منحنی برازش می کنیم نیز تأثیر گذار می باشد.

فرایند سیلابزنی با آب

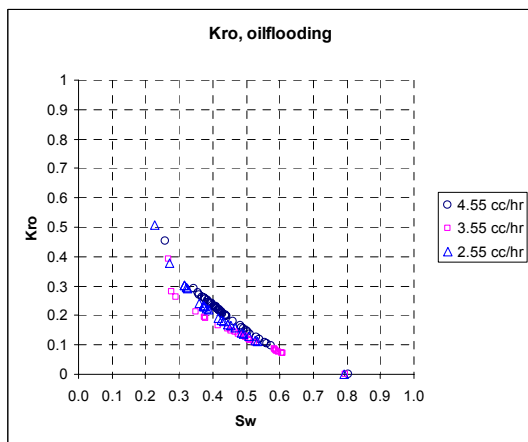
شکل های (۱) و (۲) به ترتیب منحنی های نفوذپذیری نسبی آب و نفت را در این فرایند و در دبی های مورد آزمایش نشان می دهند. همان طور که مشاهده می کنیم در شکل (۱) سه منحنی بر هم منطبق گشته اند. انحراف کمی که منحنی ها در اشباع های میانی دارند ناشی از نقاط ابتدایی آزمایش می باشد. به عبارتی چون نقاط ابتدایی منحنی ها در روی محور S_w بر یکدیگر منطبق نمی باشند در نتیجه شاهد انحراف بسیار کمی در منحنی ها از یکدیگر هستیم. این نقاط ابتدایی همان نقاط اشباع آب غیر قابل کاهش هستند که پس از اشباع مغزه توسط سیال تک فاز آب و جابجایی آن از سوی نفت برای رسیدن به اشباع آب همزاد بدست آمده اند. از آنجا که نحوه رسیدن به این اشباع در تمام آزمایش ها یکسان بوده بنابراین انتظار داریم که نقاط ابتدایی منحنی ها بر یکدیگر منطبق شوند. عدم انطباق می تواند به دلیل خطاهای آزمایشگاهی و هم چنین مدت زمان تزریق نفت باشد. بنابراین در صورت منطبق گشتن نقاط شروع منحنی ها (سه نقطه سمت چپ)، منحنی های تراوایی نسبی آب در تمام دبی ها همانند یکدیگر می شوند. توجه شود که در شکل (۱) مسیر حرکت منحنی ها از چپ به راست و در جهت افزایش اشباع آب می باشد. به عبارتی نقطه اشباع نفت باقیمانده، S_{or} ، نقطه اتمام فرایند است. در این شکل مشاهده می کنیم که در هر سه مورد آزمایش، نقاط S_{or} در تمام دبی ها بر یکدیگر منطبق گشته اند.



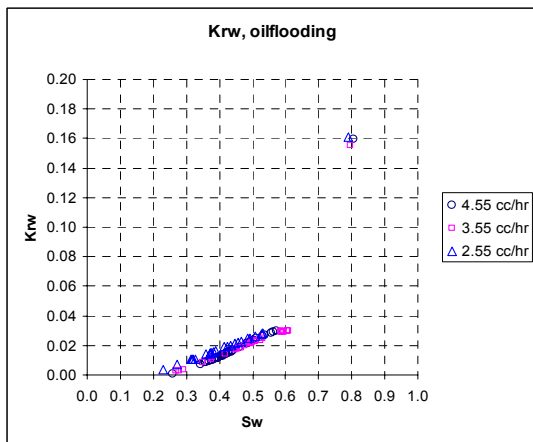
شکل ۲: منحنی های نفوذپذیری نسبی نفت در فرایند سیلابزنی با آب در دبی های مختلف.



شکل ۱: منحنی های نفوذپذیری نسبی آب در فرایند سیلابزنی با آب در دبی های مختلف.



شکل ۴: منحنی های نفوذپذیری نسبی نفت در فرایند سیلابزنی با نفت در دبی های مختلف.



شکل ۳: منحنی های نفوذپذیری نسبی آب در فرایند سیلابزنی با نفت در دبی های مختلف.

در اشباع S_{wir} نیز کاهش پیدا می کند. پس از شروع فرایند سیلابزنی و رسیدن جبهه سیال تزریقی، داده های آزمایشگاهی بدست می آیند که در شکل (۲) بر یکدیگر منطبق گشته و در نهایت هر سه منحنی در S_{or} یکسان به اتمام رسیده اند.

بنابراین در فرایند سیلابزنی با آب داده های آزمایشگاهی انحراف کمی را نشان داده و بیشترین انحراف در قسمت برون یابی شده منحنی ها بوده که در نقاط ابتدایی آزمایش، S_{wir} ، به حداکثر اختلاف می رسند. بنابراین دقت در رسم قسمت برون یابی حیاتی بوده و می تواند تفاوت ها را کاهش و یا افزایش دهد. در این شکل جابجایی نقاط شروع منحنی ها در راستای محور S_w ، به همان دلیل ذکر شده در شکل (۱) می باشد. این جابجایی در هر دو شکل یکسان بوده و نتیجه تفاوت در مقدار اشباع آب غیر قابل کاهش در هر آزمایش می باشد.

علاوه بر این مسئله شکل (۱) نشان می دهد که مقدار k_{rw} در اشباع S_{or} در هر سه دبی یکسان می باشد. بنابراین می توان نتیجه گیری کرد که در فرایند سیلابزنی با آب پارامتر دبی بر شکل منحنی های k_{rw} و نیز نقاط ابتدایی و انتهایی آنها تاثیر نداشته و مقدار k_{rw} در این نقاط در دبی های تزریقی متفاوت، یکسان می باشد.

حال برای مقایسه منحنی های نفوذپذیری نسبی نفت، k_{ro} ، از شکل (۲) کمک می گیریم. در این شکل مسیر حرکت منحنی ها همانند قبل در جهت افزایش اشباع آب می باشد. اولین نقاط سمت چپ مربوط به زمانی می باشند که در اشباع آب غیر قابل کاهش در حال تزریق نفت به نمونه هستیم. در این لحظه که شرایط تزریق به حالت پایا رسیده و اختلاف فشار در دو سر مغزه ثابت است تزریق آب را شروع می کنیم. همان گونه که مشاهده می شود با کاهش دبی تزریقی نفوذپذیری نفت

می توان نتیجه گیری کرد که در سنگ های کربناته مورد استفاده، طی فرایند سیلابزنی با آب شاهد تفاوتی در منحنی های نفوذپذیری نسبی آب نمی باشیم. با این حال در نفوذپذیری نفت اختلاف منحنی ها در نقاط شروع آزمایش و در قسمت برون یابی شده منحنی ها بوده که برای نمایان تر شدن این تفاوت نیاز به آزمایش های پایا می باشد، زیرا در این روش منحنی های نفوذپذیری نسبی در محدوده وسیع تری از اشباع بدست آمده و نیازی به برون یابی نمی باشد. همچنین در منحنی نفوذپذیری نسبی آب، مقدار $(k_{rw})_{Sor}$ در هر سه آزمایش برابر بوده اما مقادیر k_{ro} در S_{wir} تفاوت نشان می دهند؛ به نحوی که با کاهش دبی $(k_{ro})_{Swir}$ نیز کاهش می یابد. از این بحث می توان به اهمیت نقاط دو انتهای منحنی های نفوذپذیری نسبی پی برد.

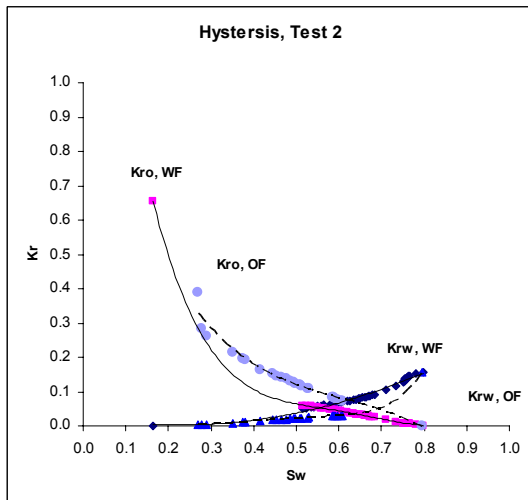
فرایند سیلابزنی با نفت

این فرایند در ادامه سیلابزنی مرحله قبل (تزریق آب) انجام می شود و بنابراین نقاط انتهایی منحنی های نفوذپذیری نسبی آزمایش قبل، نقاط شروع در این مرحله هستند. شکل های (۳) و (۴) به ترتیب منحنی های تراوایی نسبی آب و نفت را در این فرایند و در دبی های مورد آزمایش نشان می دهند. در شکل (۳) نقاط شروع منحنی ها که در S_{or} هستند همانند شکل (۱) در مقداری مساوی از k_{rw} قرار دارند. تفاوت جزئی در مقادیر $(k_{rw})_{Sor}$ می تواند به دو دلیل باشد. به عنوان اولین مورد می توان به میزان تزریق آب برای رسیدن به S_{or} در مرحله قبل اشاره داشت. البته این عامل در جابجایی نقاط در راستای محور S_w تأثیر گذار می باشد. اما همان طور که مشاهده می کنیم سه نقطه ابتدایی از لحاظ مختصات S_w با دقت خوبی برابر بوده و تفاوت بسیار کم ناشی از خطاهای آزمایشگاهی می باشد. دومین مورد نحوه برازش منحنی بر داده های سیلابزنی با آب است. زیرا با کمی تغییر در ضرایب منحنی برازش شده، مقادیر محاسبه شده نیز تغییر خواهند کرد و موجب جابجایی این نقاط در راستای محور k_{rw} می شوند. با توجه به این موارد می توان نتیجه گرفت که نقاط ابتدایی در این شکل با دقت خوبی بر یکدیگر منطبق گشته اند. در شکل (۳) با ادامه آزمایش و رسیدن جبهه سیال تزریقی به انتهای نمونه نقاط بر یکدیگر منطبق شده اند. با افزایش اشباع نفت نقاط به مقدار کمی

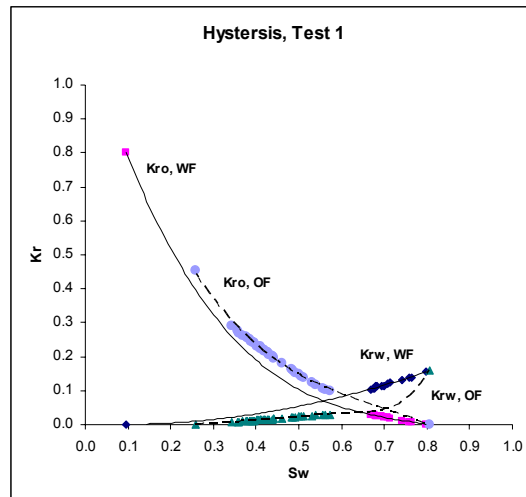
از یکدیگر فاصله گرفته تا در S_{wir} جدید محور افقی را قطع کنند. عملاً اختلاف منحنی ها در نقاط انتهایی قابل صرف نظر کردن می باشد. انحراف بسیار کم منحنی ها را می توان با همان دو دلیل قبل توجیه کرد که در این میان دلیل دوم (نحوه برازش منحنی بر داده ها) از دلیل اول (خطای آزمایشگاهی) تأثیر قابل توجه تری بر مقادیر نفوذپذیری نسبی، خصوصاً بر نقاط انتهایی، خواهد داشت. شکل (۴) منحنی های k_{ro} را در فرایند سیلابزنی با نفت نشان می دهد. نقاط ابتدایی منحنی ها همان نقاط مرحله قبل (تزریق آب) بوده که بر یکدیگر منطبق هستند. با حرکت در جهت کاهش اشباع آب مشاهده می کنیم که منحنی ها در اشباعهای میانی از یکدیگر فاصله گرفته و مجدداً در نقاط انتهایی به سمت یکدیگر میل می کنند. اما در ارتباط با فاصله گرفتن منحنی ها از یکدیگر روند خاصی از جهت تأثیر دبی بر بالا یا پایین رفتن منحنی ها مشاهده نمی شود. همچنین نقاط انتهایی منحنی ها نیز مقادیر متفاوتی از k_{ro} را اختیار می کنند که نمی توان ارتباطی میان دبی مورد استفاده و مقدار $(k_{ro})_{Swir}$ یافت.

اثر تاریخچه اشباع^۹

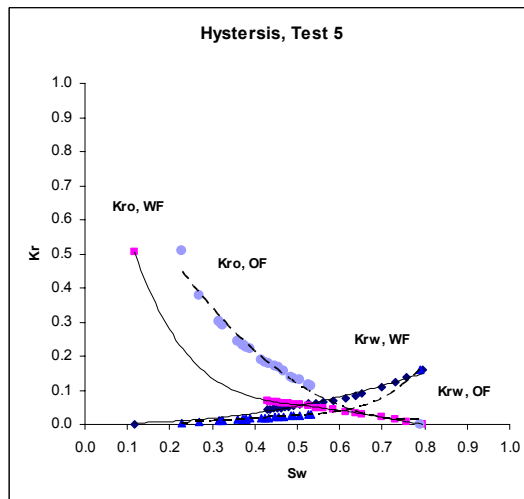
تحقیقات صورت گرفته در ماسه سنگها مؤید این مطلب است که در منحنی های تراوایی نسبی فاز ترکننده هیستریزس کوچک بوده و این پدیده خود را در منحنی های فاز غیر ترکننده بیشتر نشان می دهد. با مقایسه شکل های (۵)، (۶) و (۷) مشاهده می کنیم که در سنگ های کربناته مورد آزمایش علاوه بر وجود هیستریزس در منحنی های فاز نفت، در منحنی های آب نیز این پدیده مشاهده شده و قابل اغماض نمی باشد. همچنین در شکل (۷) (دبی ۲/۵۵ cc/hr) هیستریزس در منحنی های تراوایی نسبی نفت بیشترین مقدار را داشته و با افزایش دبی (شکل های ۵ و ۶) کمتر می شود. این رفتار در منحنی های تراوایی نسبی آب رفتاری عکس از خود نشان می دهد. به عبارتی با کاهش دبی هیستریزس در منحنی های این فاز کمتر می شود. با توجه به ترشوندگی ترجیحاً آب دوست نمونه ها اگر فرایند سیلاب زنی با آب را آشام و سیلاب زنی با نفت را تخلیه بنامیم، در هر سه شکل مذکور مشاهده می کنیم که در سنگهای کربناته مورد آزمایش (با دانه های به هم چسبیده) نفوذپذیری فاز آب در فرآیند آشام بزرگتر از مقدار متناظر



شکل ۶: هیستریزیس در منحنی های نفوذپذیری نسبی دبی تزریق ۳/۵۵ سانتیمتر مکعب بر ساعت.



شکل ۵: هیستریزیس در منحنی های نفوذپذیری نسبی دبی تزریق ۴/۵۵ سانتیمتر مکعب بر ساعت.



شکل ۷: هیستریزیس در منحنی های نفوذپذیری نسبی دبی تزریق ۳/۵۵ سانتیمتر مکعب بر ساعت.

حالت نتایج نشان می دهند که در منحنی های تراوایی نسبی نفت با کاهش دبی تزریقی نفوذپذیری این فاز در اشباع S_{wir} کاهش یافته و این کاهش در طول آزمایش (افزایش اشباع آب) کم شده و در انتها محو می گردد، به نحوی که هر سه منحنی در S_{or} یکسان به یکدیگر می رسند.

• در فرایند سیلابزنی با نفت منحنی های نفوذپذیری نسبی آب و نیز نقاط انتهایی آزمایش همانند تزریق آب تحت تأثیر دبی قرار نمی گیرند. تفاوت بسیار کم منحنی ها که بیشتر در نقاط انتهایی آزمایش رخ می دهد احتمالاً به دلایلی چون تأخیر در زمان دقیق ثبت اطلاعات و در نتیجه تغییر در نوع برازش منحنی

در فرایند تخلیه می باشد. این رفتار در فاز نفت بر عکس بوده و همانند آن چه که در ماسه سنگ ها مشاهده شده می باشد.

بحث و نتیجه گیری

- با توجه به منحنی های نفوذپذیری نسبی بدست آمده در هر دو فرایند سیلابزنی با آب و نفت در طول پروژه مشخص گردید که نمونه دارای ترشوندگی ترجیحاً آب دوست می باشد.
- مشاهده گردید که در فرایند سیلابزنی با آب منحنی های نفوذپذیری نسبی آب و نیز نقاط انتهایی آزمایش (S_{or}) تحت تأثیر دبی قرار نمی گیرند. بر خلاف این

دبی کاهش می یابد. این رفتار در منحنی های تراوایی نسبی آب روندی معکوس داشته به نحوی که با کاهش دبی هیستریزیس در منحنی های این فاز کمتر می شود.

- روش تزریق در دبی های بالا برای کاهش اثر انتهایی موئینگی به دلیل کوچک بودن تراوایی سنگ های کربناته مورد آزمایش عملاً قابل استفاده نمی باشد.

فهرست علائم

S_{wir} : اشباع آب غیر قابل کاهش

S_{or} : اشباع نفت باقیمانده

P_c : فشار موئینگی

k_{rw} : نفوذپذیری نسبی آب

k_{ro} : نفوذپذیری نسبی نفت

$(k_{rw})_{Sor}$: نفوذپذیری نسبی آب در اشباع نفت باقیمانده

$(k_{ro})_{Swir}$:

می باشد که شکل منحنی ها و بخصوص مکان نقاط انتهایی را تحت تأثیر قرار می دهد. در منحنی های نفوذپذیری نفت بر خلاف بالا تأثیر دبی مشاهده می شود اما روند خاصی از سوی آن در بالا یا پایین رفتن منحنی ها مشاهده نمی شود. همچنین نقاط انتهایی منحنی ها نیز مقادیر متفاوتی از k_{ro} را اختیار می کنند که نمی توان ارتباطی میان دبی مورد استفاده و مقدار $(k_{ro})_{Swir}$ یافت.

- با توجه به ترشوندگی ترجیحاً آب دوست نمونه کربناته مورد آزمایش (با دانه های به هم چسبیده) نفوذپذیری فاز آب در فرآیند آشام بزرگتر از مقدار متناظر در فرایند تخلیه می باشد. این رفتار در فاز نفت بر عکس بوده و همانند آنچه که در ماسه سنگ ها مشاهده شده می باشد.

- مقایسه منحنی های نفوذپذیری نسبی در دبی های مختلف نشان می دهد که هیستریزیس در منحنی های هر دو فاز وجود دارد. در فاز نفت این پدیده با افزایش

مراجع

- 1 - Honarpour, M. and Mahmood, S. M. (1986). "Relative permeability measurements: An overview." *SPE # 18565*.
- 2 - Ali, J. K. (1997). "Development in measurement and interpretation techniques in coreflood tests to determine relative permeability." *SPE # 39016*.
- 3 - Buckley, S. E. and Leverett, M. C. (1942). "Mechanism of fluid displacement in sands." *Trans. AIME 146* PP. 107- 116
- 4 - Welge, H. J. (1952). "A Simplified method for computing oil recovery by gas or water drive." *Trans. AIME* Vol. 195, PP. 91-98.
- 5 - Johnson, E. F., Bossler, D. P. and Naumann, V. O. (1959). "Calculation of relative permeability from displacement experiments." *Trans. AIME*, Vol. 216, PP. 370-372.
- 6 - Saraf, D. N. and McCaffery, F. G. (1982). "Two and three-phase relative permeabilities: a review." *Petroleum Recovery Institute Report #81-8*, Calgary, Alberta, Canada.
- 7 - Jones, S. C. and Roszelle, W. O. (1978). "Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments." *JPT*, May, PP.807-817.
- 8 - Janos Toth, Tibor Bodi, Peter Szucs and Faruk Civan (2002). "Convenient formulae for determination of relative permeability from unsteady- state fluid displacements in core plugs." *J. Pet. Sci. Eng.* Vol. 36 PP. 33-44 .
- 9 - Anderson, W. G. (1987). "Wettability literature survey-part 5: The effect of wettability on relative permeability." *JPT*, PP.1453-1468.
- 10 - Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A. and Osoba, J. S. (1952). "Laboratory determination of relative permeability." *Trans. AIME*, Vol. 195, PP. 187-196.

-
- 11 - Leverett, M. C. and Lewis, W. B. (1941). "Steady flow of gas-oil-water mixtures through unconsolidated sands." *Trans. AIME*, Vol. 142, PP.107, 1941.
- 12 - Geffen, T. M., Owens, W. W., Parrish, D. R. and Morse, R. A. (1951). "Experimental investigation of factors affecting laboratory relative permeability measurements." *Trans. AIME*, Vol. 192, PP. 99-109.
- 13 - Wyckoff, R. D. and Botset, H. G. (1936). "Flow of gas-liquid mixtures through sands." *Physics*, Vol. 7, PP.325-331.
- 14 - Odeh, A. S. and Dotson, B. J. (1985). "A Method for reducing the rate effect on oil and water relative permeabilities calculated from dynamic displacement data." *SPE # 14417*.
- 15 - Huang, D. D. and Honarpour, M. (1998). "Capillary end effects in coreflood calculations." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 19, PP. 103-117.

واژه های انگلیسی به ترتیب استفاده در متن

- 1 - Permeability
 - 2 - Wetting phase
 - 3 - Non-wetting phase
 - 4 - Capillary discontinuity
 - 5 - Capillary end effect
 - 6 - Drainage
 - 7 - Irreducible water saturation
 - 8 - Breakthrough
 - 9 - Hysteresis
-