

تحقیقات آزمایشگاهی در تعیین اشباع درجا سیالات در مخازن کربناته شکافدار سازند آسماری

پژوهش نفت

سال نوزدهم
شماره ۶۰
صفحه ۶۶-۵۳، ۱۳۸۸

حسام الوکی بختیاری*، محمدرضا اصفهانی، عزت‌اله کاظم‌زاده، حمید شریفی و جعفر ولی

پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده مهندسی نفت

bakhtiarh@ripi.ir

فرایند سیلاب‌زنی تعیین و منحنی‌های نفوذپذیری نسبی آنها رسم شد. در مرحله بعد با استفاده از دستگاه اندازه‌گیری نفوذپذیری نسبی پرتو ایکس، آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی در شرایط مخزن انجام شد و میزان اشباع درجا و میانگین با اندازه‌گیری شدت پرتو ایکس عبوری از نمونه مغزه، تعیین و نتایج حاصل از دو آزمایش نفوذپذیری نسبی در شرایط محیط و مخزن با یکدیگر مقایسه شدند که در کلیه آزمایش‌ها از نفت خام مربوط به سازند آسماری استفاده شده است.

واژه‌های کلیدی: نفوذپذیری نسبی با اشعه ایکس، سیلاب‌زنی، جبهه پیش‌رونده سیال، اشباع درجا، سی تی اسکن، ترشوندگی

مقدمه

منحنی‌های نفوذپذیری نسبی که خواص دینامیکی جریان سیالات را در مخازن نشان می‌دهند، مهم‌ترین اطلاعات ورودی مدل‌های شبیه‌سازی مخزن هستند که با استفاده از آن‌ها می‌توان برنامه‌ریزی تولید را پیش‌بینی و بهینه کرد. عوامل بسیاری بر نفوذپذیری نسبی تأثیر می‌گذارند که از آن جمله می‌توان به اشباع سیالات، خواص فیزیکی سنگ،

چکیده

نفوذپذیری نسبی در مطالعات مهندسی مخازن و وابستگی آن به عوامل فیزیکی متعدد دارای اهمیت خاصی است و اندازه‌گیری آن از مباحث مهم آزمایش‌های ویژه مغزه می‌باشد. تعادل در جبهه پیش‌رونده سیال تزریقی در فرایند سیلاب‌زنی و شناسایی اثر موئینگی در نقطه انتهایی مغزه در آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. برای این منظور استفاده از روش‌های اندازه‌گیری اشباع درجا سیالات درون مغزه در طول زمان آزمایش سیلاب‌زنی ضروری است. همچنین ایجاد شرایط دما و فشار مخزن و استفاده از نفت مخزن در آزمایش‌های مغزه سبب می‌شود تا اطلاعات واقعی‌تر برای استفاده در مدل‌های مخزن در اختیار مهندسين مخزن قرار بگیرد.

در این تحقیق با هدف تعیین اشباع درجا سیالات در فرایند سیلاب‌زنی در شرایط مخزن، ۴ نمونه پلاگ از سنگ مخزن سازند آسماری انتخاب شد و مقاطع نازک آنها به منظور شناسایی کامل لیتولوژی و بافت سنگ مخزن مورد مطالعه قرار گرفت. سپس با استفاده از دستگاه‌های اندازه‌گیری نفوذپذیری نسبی در شرایط محیط، اشباع میانگین سیالات در طول مغزه با اندازه‌گیری حجم سیالات خروجی در

شناسایی وجود یا عدم وجود همگنی در جبهه پیش‌رونده^۲ سیال و اثر فشار موئینگی در نقطه انتهایی می‌باشد [۲]. برای تعیین اشباع میانگین و اشباع درجا سیالات^۳ موجود در نمونه، روش‌های مختلفی وجود دارد که از آن جمله می‌توان به روش‌های معمول حجمی، اولترا سونیک [۳]، مقاومت الکتریکی، پرتوهای گاما و ایکس اشاره کرد [۷]. روش اندازه‌گیری اشباع درجای سیالات با استفاده از پرتو ایکس یکی از بهترین روش‌های موجود است که خطاهای مربوط به اندازه‌گیری مقادیر حجمی سیالات خروجی را بر طرف کرده و منحنی‌های نفوذپذیری نسبی صحیح و به واقعیت نزدیکتر را منتج می‌شود [۵].

مراحل انجام آزمایش‌ها

مطالعه مقاطع نازک

برای انجام آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی، تعداد ۴ نمونه پلاگ با طول تقریبی ۵ و قطر تقریبی ۳/۸ سانتیمتر از سنگ مخزن سازند آسماری انتخاب شد. قبل از انجام آزمایش‌ها، مقاطع نازک مربوط به این نمونه‌ها مورد مطالعه قرار گرفت که نتایج آن در جدول ۱ درج شده است. شکل‌های ۴-۱، تصاویر مربوط به مقاطع نازک ۴ نمونه انتخابی را نمایش می‌دهند.

مطالعه تصاویر سی‌تی‌اسکن

تصاویر سی‌تی‌اسکن بدون تخریب در سنگ، مطالعه ساختار داخلی آن را در جهت‌های مختلف و در مقاطع عرضی و طولی فراهم می‌کنند. شناسایی شکستگی‌ها، انواع تخلخل، نحوه ارتباط فضای متخلخل و وجود کانی انیدرید در سنگ از جمله مواردی هستند که از بررسی تصاویر سی‌تی‌اسکن به دست می‌آیند. از آنجا که در آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی با روش حالت ناپایدار و محاسبه‌های آن با فرض همگن بودن نمونه سنگ و عدم وجود شکستگی در آن انجام می‌شود، لذا از ۴ نمونه انتخابی در مقاطع عرضی و طولی تصاویر سی‌تی‌اسکن تهیه شد تا از عدم وجود شکستگی و ناهمگنی در نمونه‌ها اطمینان حاصل شود (شکل‌های ۸-۵).

ترشوندگی، تاریخچه اشباع (اثر هیستریسیس)، فشار تدفین، مقدار رس، دما، کشش سطحی، ویسکوزیته، اشباع فاز اولیه و یا اشباع فاز ساکن، دبی تزریق و پدیده فشار موئینه نقطه انتهایی اشاره کرد [۱]. روش‌های اندازه‌گیری نفوذپذیری نسبی متنوع بوده و در دو گروه طبقه‌بندی می‌شوند: ۱- روش حالت پایدار و ۲- روش حالت ناپایدار. روش سانتیفریوژ نیز توسط برخی از محققین پیشنهاد شده است که به دلیل محدودیت‌های این روش در ایجاد شرایط فشار و دمای مخزن و نیز اندازه کوچک نمونه مورد آزمایش، متداول نمی‌باشد [۱]. عامل‌های اصلی در منحنی‌های نفوذپذیری نسبی شامل اشباع آب اولیه (Swi)، اشباع نفت باقیمانده (Sor)، نفوذپذیری نسبی در نقاط انتهایی و عامل بازیافت $(1-Sor-Swi)/(1-Swi)$ می‌باشند [۲]. در تمامی روش‌های اندازه‌گیری نفوذپذیری نسبی، هدف اصلی ارائه منحنی‌هایی است که بتوانند شاخصی برای مخزن هیدروکربنی مورد مطالعه باشند. محققین همواره تلاش می‌کنند تا این آزمایش‌ها در شرایط فشار و دمای مخزن و با استفاده از نفت زنده مخزن بر روی نمونه مغزه سنگ حفظ شده مخزن و یا نمونه مغزه سنگ مخزن بازسازی شده انجام شوند که البته این نوع آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی به لحاظ روش‌های آزمایشگاهی، پیچیده و پرهزینه است [۱].

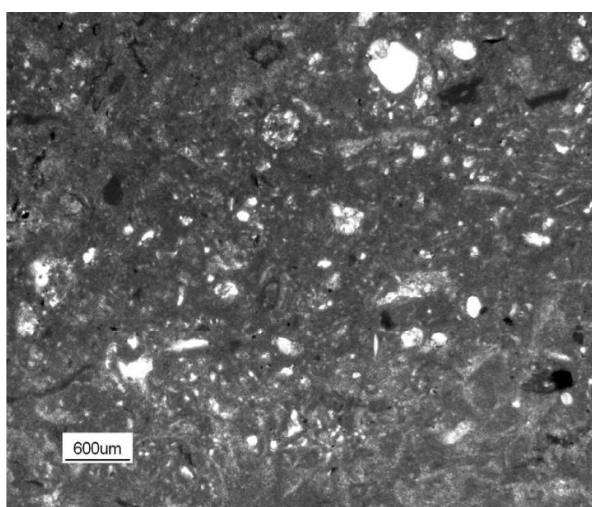
مرحله اول در انجام آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی، انتخاب صحیح نمونه است. منحنی‌های نفوذپذیری نسبی نسبت به ناهمگونی‌های^۱ سنگ، بسیار حساس می‌باشند و لذا شناسایی ساختار داخلی نمونه‌های سنگ مخزن انتخاب شده برای آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی با استفاده از روش‌هایی مانند سی‌تی‌اسکن بسیار مفید بوده و می‌تواند در تفسیر اطلاعات نفوذپذیری نسبی نیز مؤثر باشد [۲]. در بسیاری از مواقع، آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی در شرایط دما و فشار محیط انجام می‌شوند که البته نتایج حاصل ممکن است بسیار دور از واقعیت باشند و لذا برای نتایج دقیق‌تر، انجام آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی با ایجاد شرایط واقعی مخزن، امری ضروری است [۲].

یکی از اساسی‌ترین مراحل آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی و تعیین اشباع سیالات در محیط متخلخل سنگ مخزن،

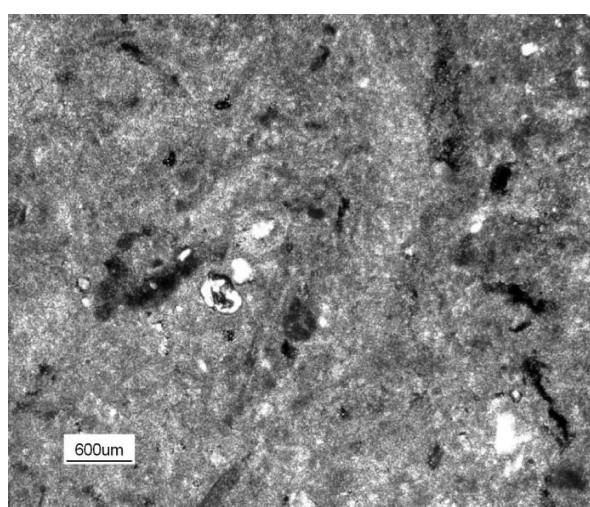
1. Heterogeneities
2. Front
3. In-Situ Saturation

جدول ۱- نتایج حاصل از مطالعه مقاطع نازک نمونه‌های انتخابی

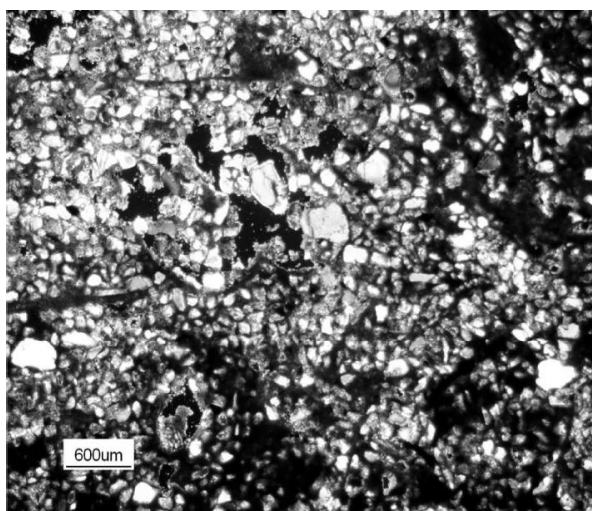
شماره نمونه	سازند	نام سنگ	بافت	نوع تخلخل			سایر موارد
				بین دانه‌ای	حفره‌ای	قالبی	
۱	آسماری	دولوستون ماسه‌ای	پکستون	XXXX	-	X	حدود ۱۰ درصد کوآرتز دارد
۲	آسماری	دولوستون	پکستون	XX	-	XX	-
۳	آسماری	دولوستون	پکستون	X	XX	XX	انیدرید داخل فضاهای خالی را پر کرده است
۴	آسماری	ماسه سنگ با سیمان دولومیتی	ریز دانه	XX	XX	-	جورشدگی ضعیف



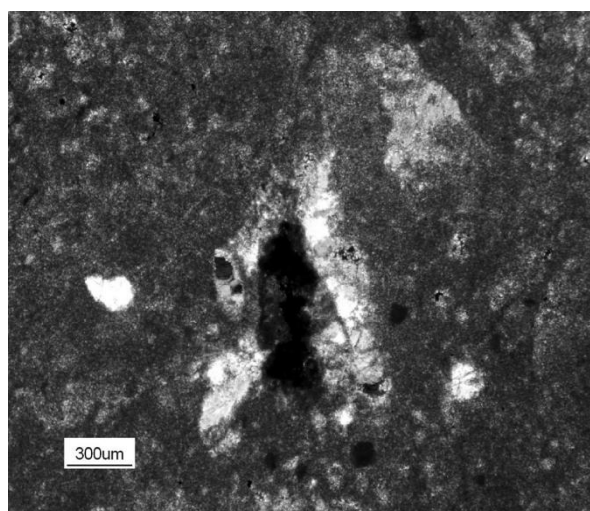
شکل ۲- نمونه شماره ۲، دولوستون ماسه‌ای با تخلخل غالباً قالبی و درصد کمی بین دانه‌ای



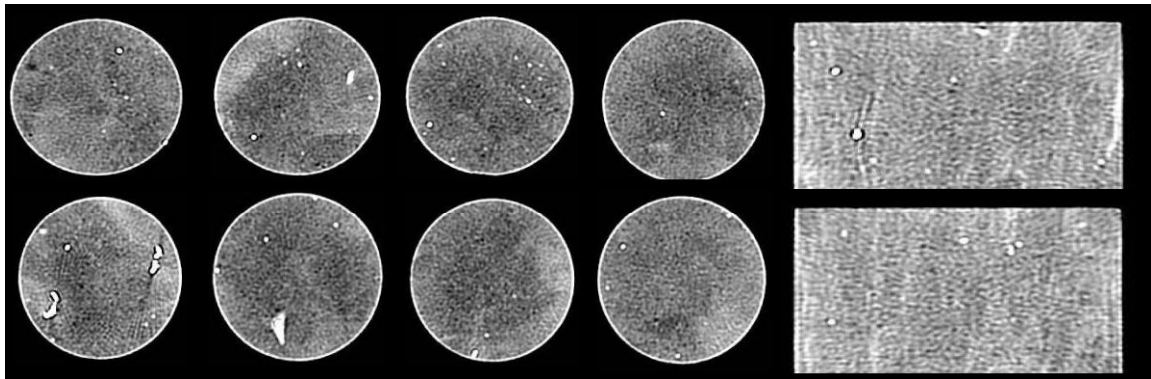
شکل ۱- نمونه شماره ۱، دولوستون ماسه‌ای با تخلخل بین دانه و درصد کمی تخلخل قالبی



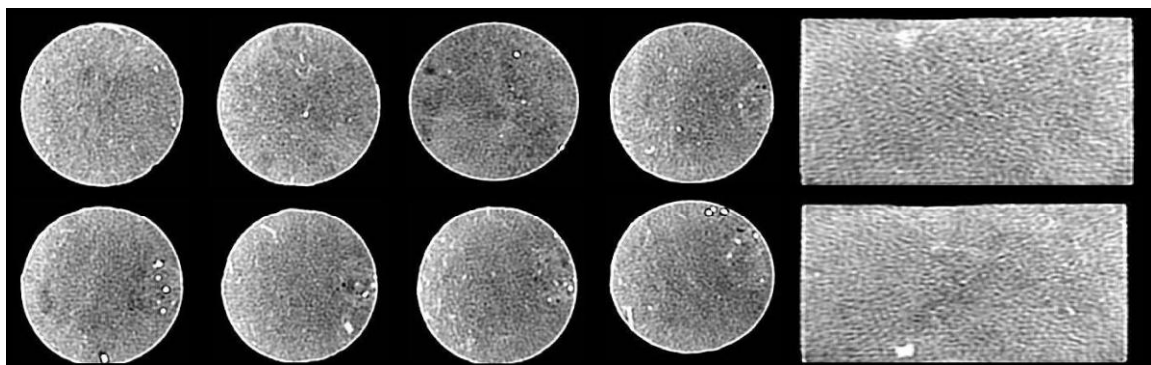
شکل ۴- نمونه شماره ۴، ماسه سنگ با سیمان دولومیتی و جورشدگی ضعیف



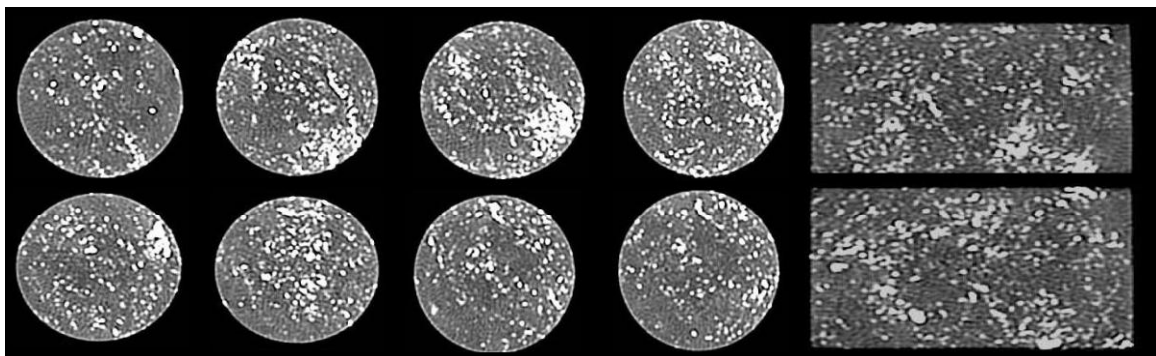
شکل ۳- نمونه شماره ۳، دولوستون با پرشدگی تخلخل حفره‌ای با کانی انیدرید



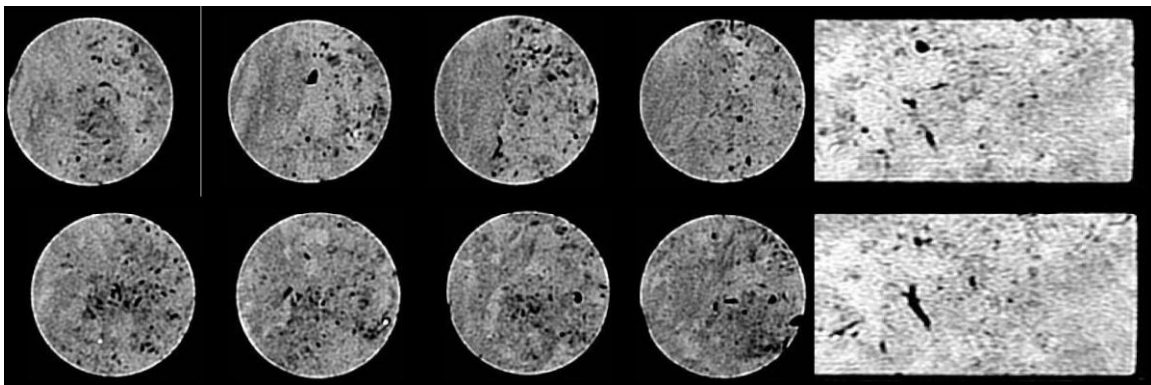
شکل ۵- تصاویر سی تی اسکن در مقاطع عرضی و طولی نمونه شماره ۱



شکل ۶- تصاویر سی تی اسکن در مقاطع عرضی و طولی نمونه شماره ۲



شکل ۷- تصاویر سی تی اسکن در مقاطع عرضی و طولی نمونه شماره ۳



شکل ۸- تصاویر سی تی اسکن در مقاطع عرضی و طولی نمونه شماره ۴

مشخصات سیالات (آب نمک و نفت خام) استفاده شده در آزمایش‌ها

نفت خام استفاده شده در این آزمایش‌ها، متعلق به سازند آسماری و شوری آب نمک مورد استفاده مشابه آب سازند آسماری (۱۸۶۰۰۰ ppm) بوده که در آزمایشگاه با استفاده از نمک NaCl تهیه شد. در جدول ۳ دانسیته و ویسکوزیته این سیالات درج شده است.

تراوایی نسبی به روش حالت ناپایدار در شرایط دمای محیط و تعیین اشباع متوسط سیالات

برای انجام آزمایش‌های تراوایی نسبی، ابتدا مشخصات سیالات مورد استفاده در آزمایش‌ها و خواص پتروفیزیکی نمونه‌های انتخابی تعیین شدند، سپس نمونه‌ها از آب سازندی اشباع و درون مغزه نگهدار قرار گرفتند. از اختلاف وزن تر نمونه با وزن خشک آن و با استفاده از دانسیته آب نمک، میزان حجم فضای خالی در نمونه‌ها تعیین شدند. در مرحله اول آزمایش، نفوذپذیری نسبت به آب تعیین و پس از آن نفت خام به نمونه تزریق شد. تزریق نفت تا زمانی ادامه یافت که در محل خروج سیال از نمونه، دیگر هیچ آبی مشاهده نشود و نمونه به شرایط اشباع آب اولیه رسیده باشد. در اینجا نفوذپذیری نمونه نسبت به نفت

تصاویر سی تی اسکن نشان می‌دهند که نمونه شماره ۱ از بافت همگن برخوردار است، تخلخل غالب سنگ از نوع بین دانه‌ای و مقدار خیلی کمی نیز کانی انیدرید در آن وجود دارد. نمونه شماره ۲ از نظر بافت کاملاً یکنواخت است و هیچ اثری از شکستگی در آن دیده نمی‌شود. مقادیر زیادی تخلخل حفره‌ای در نمونه شماره ۳ وجود دارد که بسیاری از آن‌ها با انیدرید پر شده‌اند. نمونه شماره ۴ از نظر اندازه فضاهای خالی در مقاطع عرضی غیر یکنواخت است و این موضوع در طول نمونه پلاک نیز مشهود است. این نمونه یک ماسه سنگ با جورشدگی بسیار ضعیف است که در بافت این ماسه سنگ‌ها، ناهمگنی وجود دارد.

خواص پتروفیزیکی نمونه‌ها

قبل از انجام آزمایش‌ها، تراوایی نسبی، بایستی مشخصات پتروفیزیکی نمونه‌های انتخابی که شامل تخلخل، دانسیته و نفوذپذیری نسبت به هوا، تعیین شود. برای این منظور با استفاده از دستگاه Ultraporosimeter، تخلخل و دانسیته نمونه‌ها و همچنین به وسیله دستگاه Ultrapermeameter، تراوایی آن‌ها نسبت به هوا اندازه‌گیری شدند. جدول ۲ خواص پتروفیزیکی اندازه‌گیری شده نمونه‌های انتخابی را نشان می‌دهد.

جدول ۲- مشخصات پتروفیزیکی نمونه‌های انتخابی

شماره نمونه	تخلخل (درصد)	تراوایی نسبت به هوا (میلی داری)	دانسیته (گرم بر سانتیمتر مکعب)
۱	۲۵/۱۹	۴/۹۰	۲/۸۱
۲	۱۸/۹۰	۲/۶۵	۲/۸۷
۳	۲۷/۹۸	۹/۲۶	۲/۸۷
۴	۱۳/۷۴	۱۰/۲۰	۲/۷۳

جدول ۳- مشخصات سیالات استفاده شده در آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی

سیال	دما، سانتیگراد	دانسیته، گرم بر سانتیمتر مکعب	ویسکوزیته، میلی نیوتن ثانیه بر متر مربع	تغییرات ویسکوزیته با دما در محدوده ۲۰ الی ۳۰ درجه سانتیگراد
آب نمک	۲۵	۱/۱۳۵	۱/۳۴	$\mu = 2/127 - 0/032 T$
آب نمک	۸۱/۵	۱/۱۰۵	۰/۵۴	-
نفت خام	۲۵	۰/۸۸۸	۲۸/۰۴	$\mu = 61/624 - 1/329 T$
نفت خام	۸۱/۵	۰/۸۵۳	۵/۴۶	-

برای انجام آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی و تعیین اشباع درجا سیالات در طول زمان انجام آزمایش از دستگاه پیشرفته XRP-700 ساخت شرکت VINCI کشور فرانسه استفاده شد. این دستگاه، توانایی انجام آزمایش‌های تعیین نفوذپذیری نسبی دو سیال (مایع-مایع و گاز-مایع) در دو حالت پایدار و ناپایدار، در شرایط محیط و در شرایط فشار و دمای مخزن (حداکثر تا ۷۰۰ bar و ۱۷۰°C) و با استفاده از سیالات مخزن را دارد.

سیستم اسکنر پرتو ایکس شامل تولیدکننده و آشکارساز (دکتور) پرتو ایکس بوده و در طول نمونه به صورت افقی حرکت می‌کند و موقعیت آن با دقت سنجیده می‌شود. طول گام‌های حامل موتور الکتریکی دارای دقت ۰/۱ میلیمتر می‌باشد. منبع پرتو ایکس از یک تولید کننده پرتو ایکس به جای یک منبع ثابت بهره می‌گیرد که مزیت‌های بسیاری دارد [۸ و ۶].

آشکارساز پرتو ایکس، انرژی تضعیف شده اشعه ایکس را که از میان مغزه عبور کرده، اندازه‌گیری می‌کند و اشباع درجا سیال و توزیع آن را در طول مغزه به دست می‌آورد. مولد پرتو ایکس، انرژی دوگانه ۱۵۰ کیلو الکترون ولت و شدت جریان ۲۰۰ میکرو آمپر تولید می‌کند. ضخامت پرتو ایکس تولیدی ۳ میلیمتر و محدوده اسکن ۱ متر می‌باشد. مغزه نگهدار از جنس الیاف کربن متراکم با وزن مخصوص پایین ساخته شده است که بر روی یک استوانه نازک آلومینیومی به ضخامت ۱/۵ میلیمتر پیچیده شده است و نسبت به استیل، پرتو ایکس را بسیار کمتر جذب و تضعیف می‌کند. این ساختار، اندازه‌گیری دقیق‌تر درصد اشباع سیالات را موجب می‌شود. شرایط دمای مخزن برای مغزه توسط یک وسیله گرمایشی تأمین می‌شود که با چرخش روغن سیلیکون که مخصوص فشار محدود کننده است، دمای همگنی اطراف مغزه ایجاد می‌شود.

دستگاه XRP-700 به دو سری پمپ دوگانه مجهز است که هر پمپ توانایی تزریق به صورت فشار ثابت و نرخ تزریق ثابت در شرایط دما و فشار بالا (۱۷۰°C و ۷۰۰ bar) را دارد. آن‌ها می‌توانند جریان را به صورت پیوسته و بدون پالس در محدوده وسیعی از فشار

در شرایط اشباع آب اولیه اندازه‌گیری شد. پس از آن، نمونه‌ها توسط آب در شرایط فشار ثابت، سیلاب‌زنی^۱ شدند تا نفت خام درون نمونه با آب جایگزین شود. در این مرحله ابتدا باید زمان خروج اولین قطره آب از نمونه به دقت تعیین و حجم آب وارد شده به نمونه به طور دقیق اندازه‌گیری شود. با ادامه آزمایش و ثبت داده‌های زمان و حجم سیالات خروجی از نمونه، اطلاعات لازم برای اندازه‌گیری نفوذپذیری نسبی به دست آمد و با استفاده از روش گرافیکی جونز و راسل [۴] در فشار ثابت، نمودارهای نفوذپذیری نسبی به دست آمد.

تراوایی نسبی به روش حالت ناپایدار در شرایط دما و فشار مخزن و تعیین اشباع درجا سیالات با استفاده از پرتو ایکس
در مطالعه مهندسی مخازن هیدروکربنی، ایجاد شرایط کاملاً واقعی مخزن، شامل: دما، فشار و استفاده از نفت مخزن در آزمایش‌های ویژه مغزه و نفوذپذیری نسبی، بسیار مطلوب است [۲]. مهم‌ترین موضوع در انجام آزمایش نفوذپذیری نسبی در شرایط مخزن، اندازه‌گیری اشباع سیالات در شرایط مخزن است. جمع‌آوری سیالات تولیدی و اندازه‌گیری آن‌ها در شرایط محیط روشی است که علیرغم کمترین دقت با استفاده از فاکتورهای حجمی سازند و شرایط مخزن، تصحیح می‌شود. روش دیگری نیز متداول است که با استفاده از جداکننده‌هایی در مسیر سیالات خروجی از مغزه، در شرایط مخزن قرار می‌گیرند. این جداکننده‌ها یا مجهز به دوربین هستند که با استفاده از آن می‌توان حجم سیالات جدا شده در جدا کننده را قرائت کرد و یا متصل به پمپ‌های دقیقی هستند که می‌توانند حجم سیالات تولیدی را با دقت بالا اندازه‌گیری کنند. استفاده از این روش در حالت تعادل ناپایدار با خطا همراه است زیرا وجود حالت امولسیون در سطح جدایش آب و نفت در جدا کننده‌ها سبب بروز خطا در اندازه‌گیری حجم می‌شود [۲].

بهترین انتخاب، روشی است که بتواند اشباع سیالات درون مغزه و تغییرات آنها را در حین انجام آزمایش نفوذپذیری نسبی به صورت درجا اندازه‌گیری کند. یکی از این روش‌ها استفاده از پرتو ایکس است. در این مطالعه

1. Flooding

جدول ۴- مقادیر فشار و دما استفاده شده در آزمایش‌های تراوایی نسبی

فشار همه جانبه	۱۶۵ (bar)
فشار سیال	۵۱ (bar)
دما	۸۰ (°C)

اشباع آب اولیه به دست می‌آید. هم اکنون نمونه آماده انجام آزمایش سیلاب‌زنی با آب است.

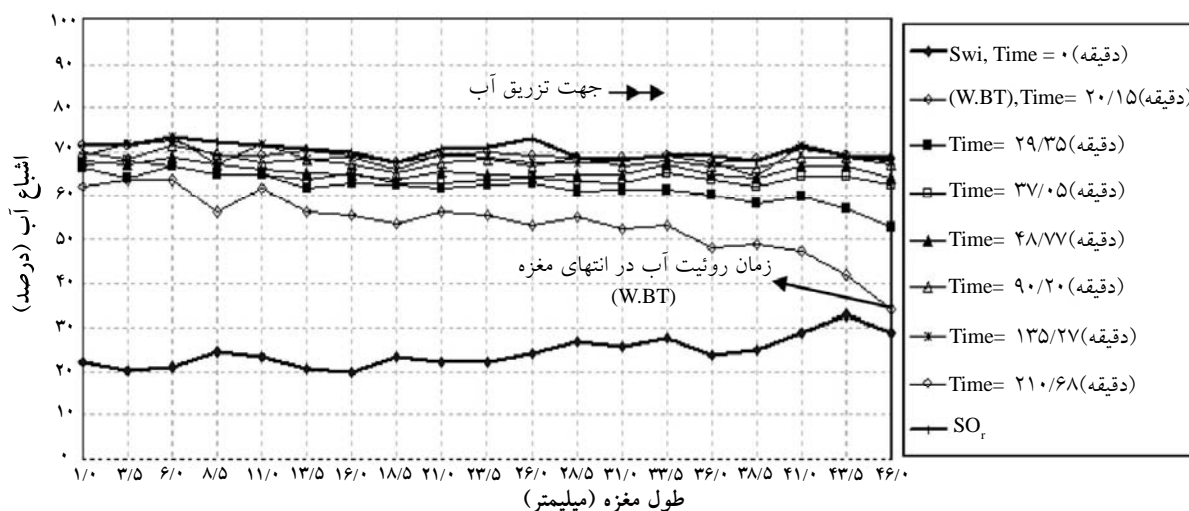
آزمایش سیلاب‌زنی با آب مخزن به دو صورت جریان ثابت و یا فشار ثابت انجام می‌شود [۴ و ۱]. در طول زمانی که تزریق آب به نمونه توسط پمپ دوگانه انجام می‌شود، اسکنر پرتو ایکس در طول نمونه حرکت کرده و موقعیت‌های از پیش تعیین شده را در نمونه اسکن می‌کند. با بهره‌گیری از داده‌های مربوطه، پروفایل اشباع و تغییرات آن در طول فرایند سیلاب‌زنی نمونه و تا رسیدن به شرایط اشباع نفت باقیمانده به دست می‌آید. برای انتخاب مقادیر فشار همه جانبه، دما و فشار سیال از اطلاعات مربوط به سازند آسماری استفاده شده است (جدول ۴).

مقادیر تخلخل و اشباع آب محاسبه شده از داده‌های اسکن پرتو ایکس در طول نمونه شماره ۱ در جدول ۵ به نمایندگی از سه نمونه دیگر و همچنین نمودارهای پروفایل اشباع آب در آزمایش نفوذپذیری نسبی حالت ناپایدار در شرایط مخزن برای نمونه‌های ۴-۱، به ترتیب در شکل‌های ۱۲-۹ نشان داده شده است.

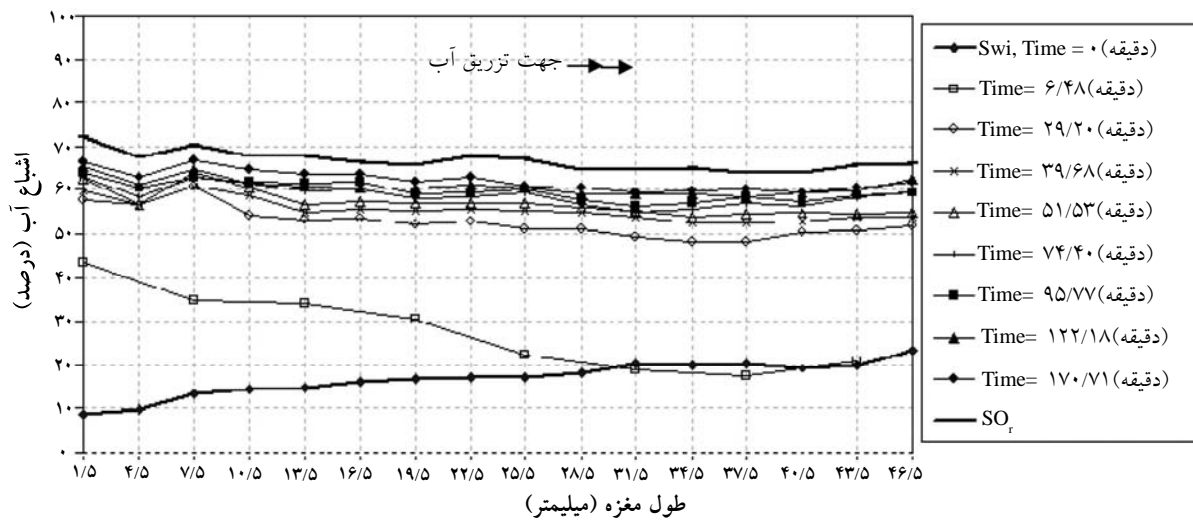
با دقت بسیار بالا ایجاد کنند. سیلندرهای پمپ‌ها در حمام هوا با درجه حرارت قابل کنترل قرار داده شده‌اند تا خطاهای اندازه‌گیری حجم در اثر تغییرات دما و تراکم‌پذیری سیالات به حداقل کاهش یابد. در آزمایش‌های تعیین نفوذپذیری نسبی سیالات در حالت ناپایدار از این پمپ‌ها برای تزریق سیال به زیر اکومولاتورها^۱ و در آزمایش‌های در حالت پایدار، برای تزریق مستقیم سیالات به نمونه استفاده می‌شود. انجام آزمایش‌ها، جمع‌آوری داده‌ها و کنترل دستگاه، توسط نرم‌افزار اختصاصی دستگاه به نام APPLILAB بوده انجام می‌شود که با رایانه قابل کنترل است. این نرم‌افزار همچنین حاوی دستورهای ماکرو برای کنترل سیستم و ثبت داده‌های خروجی می‌باشد [۸].

پس از اندازه‌گیری نفوذپذیری نمونه نسبت به آب و کالیبراسیون آن، چندین برابر حجم فضای متخلخل نمونه، نفت مخزن به نمونه تزریق می‌شود تا آبی از نمونه خارج نشود و به شرایط اشباع آب اولیه برسد. حجم آب خروجی را محاسبه کرده و اشباع متوسط آب غیر قابل کاهش از طریق حجمی محاسبه می‌شود. همچنین با انجام اسکن پرتو ایکس در طول نمونه و در موقعیت‌هایی که اسکن برای کالیبراسیون آب انجام شده است، اطلاعات لازم برای تعیین پروفایل اشباع درجا برای زمانی که نمونه در اشباع آب اولیه قرار دارد به دست می‌آید.

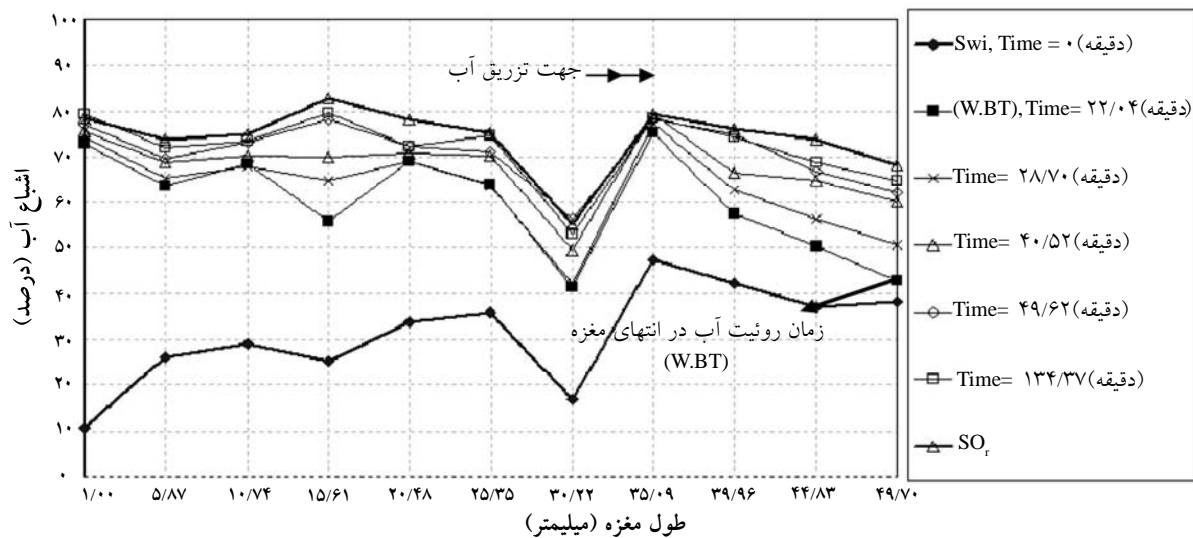
با استفاده از نرخ تزریق و اختلاف فشار دو سر نمونه مغزه، نفوذپذیری نمونه نسبت به نفت مخزن در شرایط



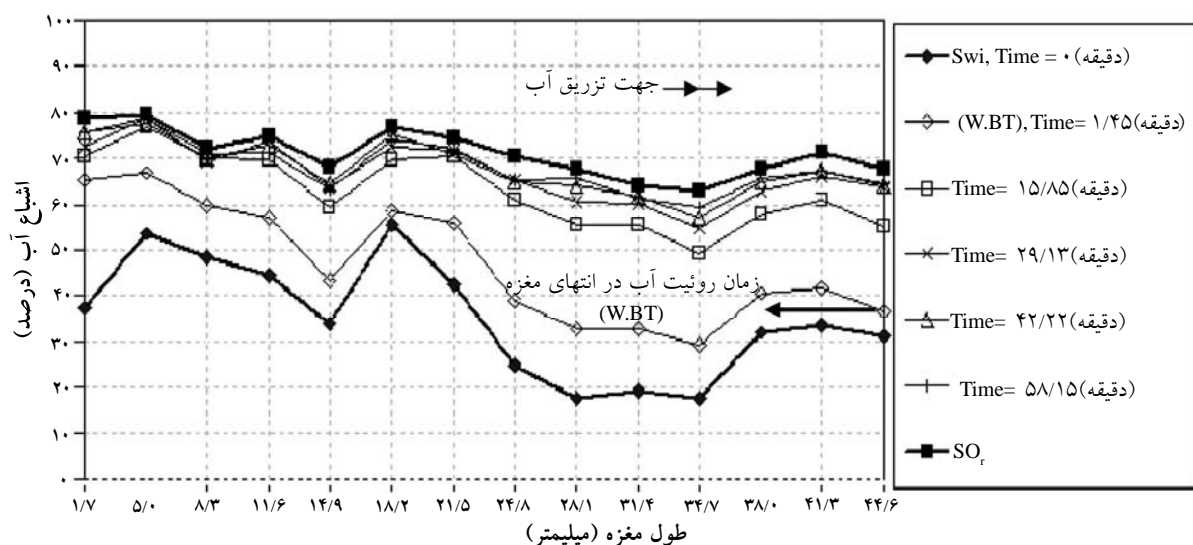
شکل ۹- پروفایل اشباع آب در آزمایش نفوذپذیری نسبی حالت ناپایدار در شرایط مخزن، نمونه شماره ۱



شکل ۱۰- پروفایل اشباع آب در آزمایش نفوذپذیری نسبی حالت ناپایدار در شرایط مخزن، نمونه شماره ۲



شکل ۱۱- پروفایل اشباع آب در آزمایش نفوذپذیری نسبی حالت ناپایدار در شرایط مخزن، نمونه شماره ۳



شکل ۱۲- پروفایل اشباع آب در آزمایش نفوذپذیری نسبی حالت ناپایدار در شرایط مخزن، نمونه شماره ۴

جدول ۵- مقادیر تخلخل و اشباع آب محاسبه شده از داده‌های اسکن پرتو ایکس در طول نمونه پلاگ مغزه شماره ۱

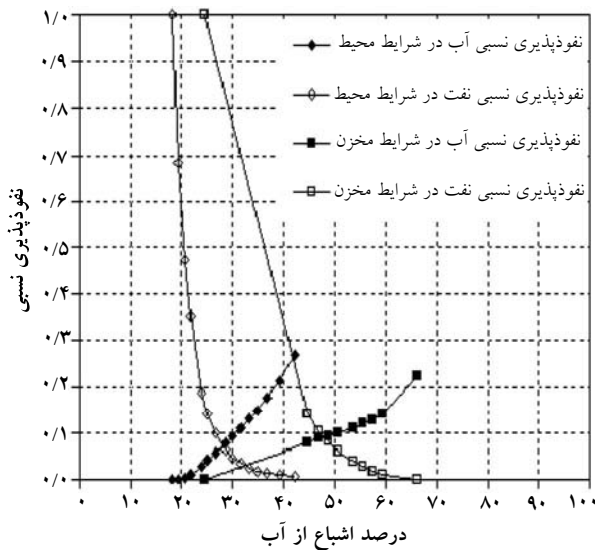
درصد اشباع آب در زمان‌های زیر (بر حسب دقیقه) پس از شروع سیلاب زنی زمان = ۰ ----- < +										تخلخل (درصد)	موقعیت (میلیمتر)
اشباع نفت باقیمانده	۲۱۰/۶۸	۱۳۵/۲۷	۹۰/۲۰	۴۸/۷۷	۳۷/۰۵	۲۹/۳۵	۲۰/۱۵	۸/۴۲	اشباع آب اولیه		
۷۱/۵۱	۷۱/۶۰	۶۹/۲۶	۶۹/۸۵	۶۷/۷۷	۶۷/۰۴	۶۶/۵۲	۶۲/۰۸	۵۷/۶۱	۲۲/۱۰	۲۳/۷۵	۱
۷۱/۴۸	۷۱/۴۳	۷۱/۷۱	۶۸/۴۱	۶۷/۱۰	۶۷/۷۸	۶۴/۲۱	۶۳/۷۸	۵۴/۱۴	۲۰/۴۹	۲۵/۲۵	۳/۵
۷۳/۳۴	۷۲/۵۶	۷۳/۴۱	۷۱/۳۶	۶۸/۷۱	۶۶/۸۰	۶۶/۹۲	۶۳/۶۴	۵۲/۲۰	۲۱/۰۹	۲۵/۷۸	۶
۷۲/۲۰	۶۹/۱۲	۶۷/۳۷	۶۹/۴۴	۶۷/۳۳	۶۵/۰۲	۶۴/۹۷	۵۶/۴۴	۵۱/۶۷	۲۴/۴۵	۲۵/۰۴	۸/۵
۷۱/۳۲	۶۹/۰۱	۷۱/۹۸	۶۷/۷۲	۶۶/۱۹	۶۴/۸۱	۶۴/۶۹	۶۱/۷۰	۵۰/۳۴	۲۳/۵۵	۲۵/۶۵	۱۱
۷۰/۸۹	۷۰/۱۸	۶۸/۵۳	۶۸/۳۷	۶۵/۴۱	۶۳/۵۳	۶۱/۷۴	۵۶/۳۶	۴۷/۸۰	۲۰/۵۷	۲۶/۶۵	۱۳/۵
۶۹/۹۹	۶۹/۱۹	۶۸/۶۶	۶۷/۰۳	۶۴/۹۶	۶۵/۰۶	۶۲/۸۴	۵۵/۳۹	۴۶/۳۹	۱۹/۸۷	۲۵/۲۸	۱۶
۶۷/۶۶	۶۷/۵۹	۶۵/۸۶	۶۵/۴۲	۶۳/۵۸	۶۲/۸۸	۶۲/۴۴	۵۳/۴۳	۴۴/۳۳	۲۳/۳۶	۲۵/۱۱	۱۸/۵
۷۰/۵۶	۶۹/۲۵	۶۹/۳۸	۶۷/۳۹	۶۵/۵۶	۶۲/۹۲	۶۱/۸۱	۵۶/۲۴	۴۲/۸۱	۲۲/۱۱	۲۵/۳۴	۲۱
۷۱/۲۸	۷۰/۰۶	۶۸/۸۵	۶۸/۲۵	۶۴/۷۱	۶۳/۷۷	۶۲/۳۱	۵۵/۴۶	۴۱/۷۳	۲۲/۴۴	۲۴/۹۰	۲۳/۵
۷۳/۱۸	۶۸/۹۸	۶۷/۴۹	۶۶/۹۶	۶۴۷/۴۲	۶۳/۹۷	۶۳/۰۲	۵۳/۲۲	۳۷/۲۰	۲۴/۱۶	۲۴/۸۷	۲۶
۶۸/۶۳	۶۸/۸۳	۶۷/۷۰	۶۸/۶۹	۶۴/۷۹	۶۳/۳۹	۶۰/۷۶	۵۵/۰۴	۳۰/۶۳	۲۷/۰۲	۲۴/۹۷	۲۸/۵
۶۸/۵۳	۶۸/۷۹	۶۸/۰۸	۶۶/۸۸	۶۴/۸۷	۶۲/۹۳	۶۱/۳۱	۵۲/۵۰	۲۶/۹۳	۲۵/۶۹	۲۵/۱۸	۳۱
۶۹/۰۱	۶۸/۹۹	۶۹/۲۸	۶۸/۰۷	۶۷/۰۸	۶۵/۰۵	۶۱/۵۰	۵۳/۳۰	۲۶/۷۹	۲۷/۶۱	۲۵/۳۸	۳۳/۵
۶۸/۹۵	۶۷/۷۴	۶۷/۵۷	۶۶/۸۰	۶۵/۰۰	۶۳/۵۰	۵۹/۹۹	۴۸/۲۳	۲۳/۱۵	۲۳/۹۶	۲۵/۴۶	۳۶
۶۸/۱۶	۶۸/۱۹	۶۴/۳۰	۶۶/۳۶	۶۳/۹۰	۶۱/۹۷	۵۸/۳۴	۴۸/۸۷	۲۴/۲۶	۲۵/۰۸	۲۵/۵۱	۳۸/۵
۷۱/۶۷	۷۰/۵۶	۷۱/۳۱	۶۸/۷۱	۶۶/۸۳	۶۴/۴۸	۵۹/۵۹	۴۷/۳۰	۲۸/۴۵	۲۸/۸۷	۲۵/۰۷	۴۱
۶۹/۱۵	۶۹/۱۰	۶۸/۶۸	۶۸/۷۰	۶۶/۹۳	۶۴/۵۴	۵۷/۲۱	۴۱/۸۹	۳۴/۴۹	۳۲/۷۶	۲۴/۸۵	۴۳/۵
۶۸/۶۷	۶۸/۴۸	۶۷/۸۷	۶۷/۱۲	۶۳/۹۸	۶۲/۳۳	۵۲/۷۰	۳۳/۸۶	۲۹/۷۷	۲۸/۹۰	۲۴/۶۶	۴۶
۷۰/۳۲	۶۹/۴۵	۶۸/۸۱	۶۷/۹۸	۶۵/۷۴	۶۴/۳۰	۶۱/۷۳	۵۳/۶۲	۳۹/۵۱	۲۴/۴۲	اشباع آب میانگین	

به نمونه شماره ۲ بوده و در حدود ۶ درصد است. در نمونه ماسه‌سنگی شماره ۴، افزایش میزان اشباع آب اولیه در شرایط مخزن نسبت به شرایط محیط، افزایش ۹ درصدی را نشان می‌دهد. در هر سه نمونه کربناته، میزان نفت باقیمانده در انتهای فرایند سیلاب زنی در شرایط مخزن کاهش چشمگیری نسبت به شرایط محیط دارد. حداکثر میزان این کاهش مربوط به نمونه شماره ۲ است که حدود ۲۲ درصد است. در نمونه ماسه سنگی شماره ۴ این کاهش چندان زیاد نبوده و حدود ۳ درصد است. این تغییرات در میزان اشباع آب اولیه، اشباع نفت باقیمانده و همچنین شکل منحنی‌های نفوذپذیری و نقطه تقاطع منحنی‌ها، نشان دهنده تغییر رفتار سنگ و سیال از حالت نفت دوست

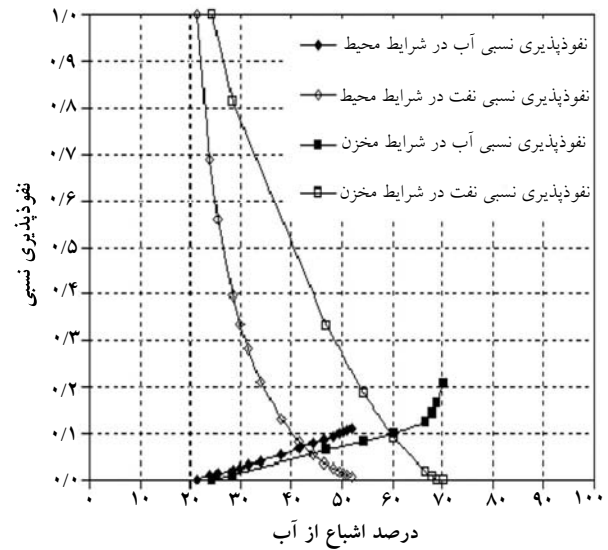
پروفایل اشباع آب نمونه‌ها نشان می‌دهند که در نمونه‌های شماره ۱ و ۲ که از بافت همگن برخوردار هستند، تغییرات اشباع در طول نمونه در مدت زمان سیلاب زنی به صورت یکنواخت است ولی در نمونه‌های شماره ۳ و ۴ به دلیل بافت ناهمگن در سنگ، پروفایل اشباع به صورت غیر یکنواخت می‌باشد.

بحث

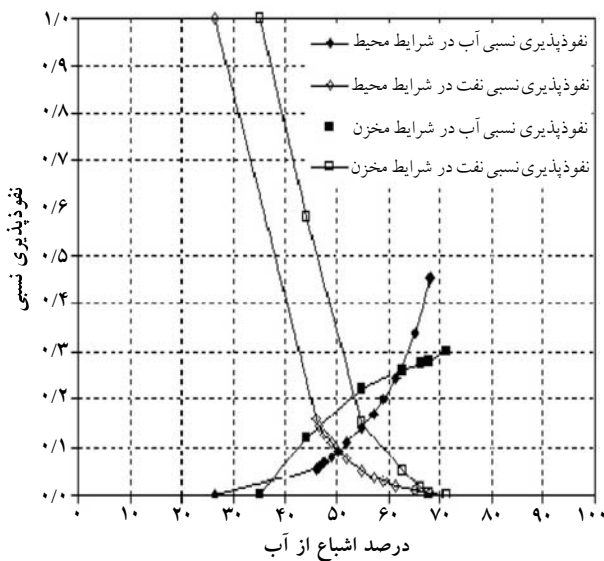
منحنی‌های نفوذپذیری نسبی نمونه‌های ۱-۴، در شرایط محیط و مخزن به ترتیب در شکل‌های ۱۶-۱۳ نشان داده شده‌اند. در نمونه‌های کربناته ۱ الی ۳، مقادیر اشباع آب اولیه در شرایط مخزن نسبت به شرایط محیط افزایش کمی را نشان می‌دهند. حداکثر مقدار این افزایش، مربوط



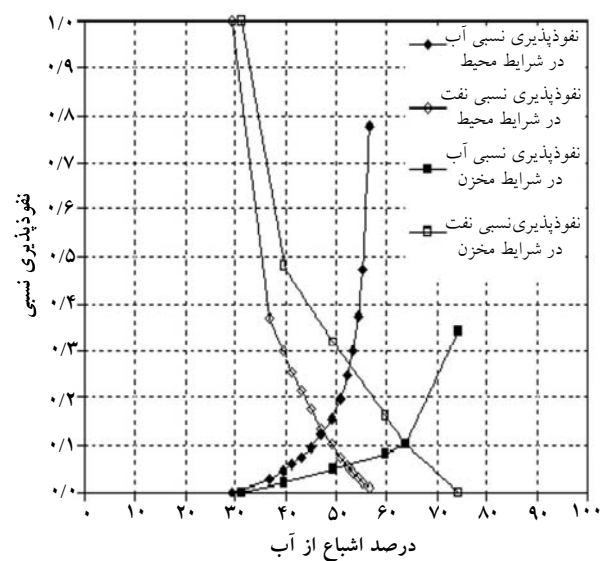
شکل ۱۴- منحنی نفوذپذیری نسبی آب - نفت در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۲



شکل ۱۳- منحنی نفوذپذیری نسبی آب - نفت در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۱



شکل ۱۶- منحنی نفوذپذیری نسبی آب - نفت در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۴



شکل ۱۵- منحنی نفوذپذیری نسبی آب - نفت در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۳

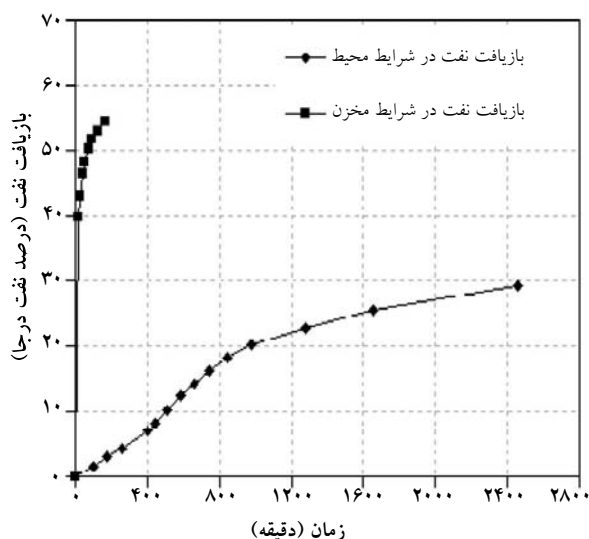
است و نمی‌تواند زمان لازم برای بازسازی کامل شرایط مخزن برای نمونه را فراهم کند ولی تا حدود زیادی بر ماهیت ترشوندگی نمونه مورد آزمایش تأثیر می‌گذارد. نتایج آزمایش‌ها بر روی ۴ نمونه مورد بحث این احتمال را تقویت می‌کند که در شرایط دمای محیط به دلیل ویسکوزیته بیشتر نفت خام، میزان چسبندگی آن بر سطوح منافذ خالی سنگ بیشتر از زمانی است که نفت خام تحت دمای مخزن به نمونه تزریق می‌شود و لذا ماهیت نفت دوست بودن نمونه در شرایط محیط افزایش می‌یابد.

در شرایط محیط به سوی حالت آب دوست در شرایط فشار و دمای مخزن است. از آنجا که پیش از انجام آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی در شرایط محیط و مخزن، نمونه‌ها توسط حلال آلی شسته شده‌اند، لذا این احتمال وجود دارد که در شروع هر دو آزمایش شرایط محیط و شرایط مخزن نمونه‌ها در وضعیت آب دوست باشند. در مرحله تزریق نفت خام به نمونه برای اشباع آب اولیه، سطوح فضای متخلخل سنگ در مجاورت نفت خام قرار می‌گیرد. اگر چه مدت زمان این مرحله حدود ۳ الی ۴ روز

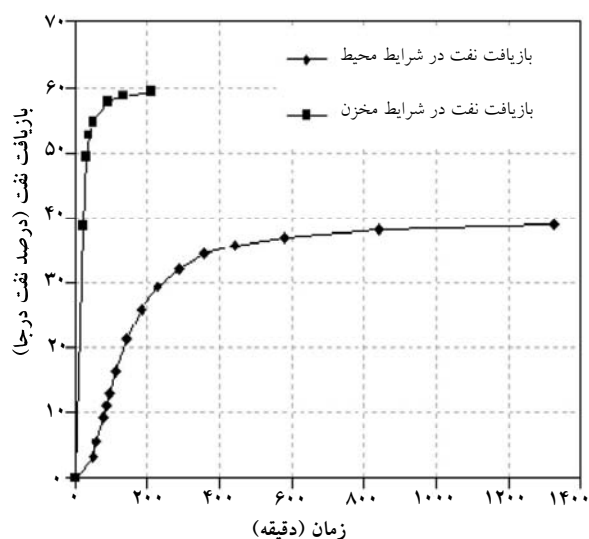
آب در مقطع خروجی نمونه کاهش و زمان لازم برای بازیافت مقادیر بیشتر نفت افزایش می‌یابد. در هر سه نمونه کربناته ۱-۳، میزان نفت بازیافتی در انتهای آزمایش شرایط مخزن، بیشتر از آزمایش شرایط محیط است که این مسئله می‌تواند به دلیل ویسکوزیته کمتر فاز جابه‌جا شونده (نفت) در شرایط دمای مخزن نسبت به دمای محیط باشد. در نمونه ماسه سنگی شماره ۴، احتمالاً ساختار ناهمگن سنگ سبب می‌شود که این نمونه، رفتاری متفاوت از نمونه‌های کربناته از خود نشان دهد.

برای تمامی نمونه‌ها میزان آب تزریق شده در آزمایش

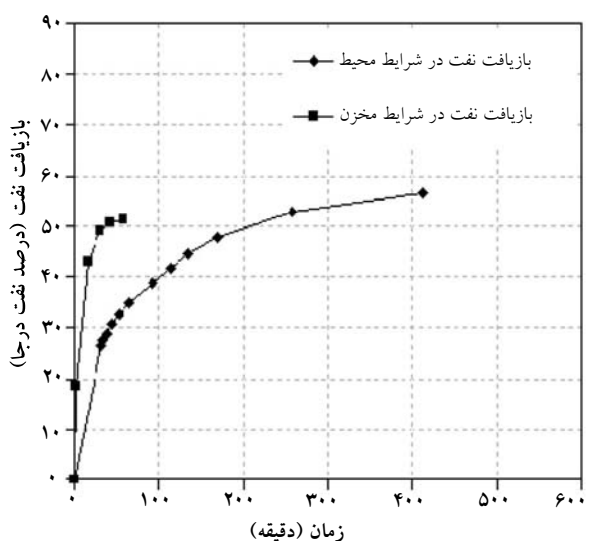
شکل‌های ۲۰-۱۷، منحنی‌های بازیافت نفت در برابر زمان را در شرایط محیط و مخزن به ترتیب برای نمونه‌های ۱-۴ نشان می‌دهند. این منحنی‌ها برای نمونه‌های کربناته ۱-۳ که از بافت همگن تری نسبت به نمونه ۴ برخوردارند، به خوبی تأثیر نسبت ویسکوزیته نفت به آب را در آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی در حالت ناپایدار نمایش می‌دهند. در شرایط محیط این نسبت حدود ۲۱ و در آزمایش‌های شرایط دمای مخزن به ۱۰ تقلیل یافته است. با افزایش نسبت ویسکوزیته نفت به آب در فرایند سیلاب‌زنی آب، میزان بازیافت نفت تا لحظه نمایان شدن



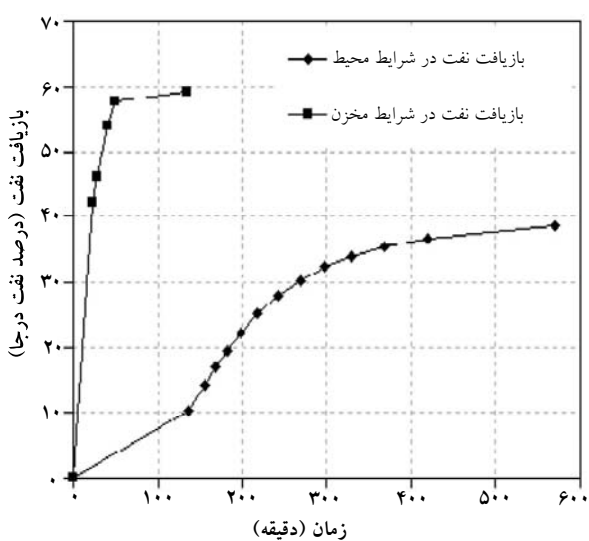
شکل ۱۸- نمودار بازیافت نفت در برابر زمان در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۲



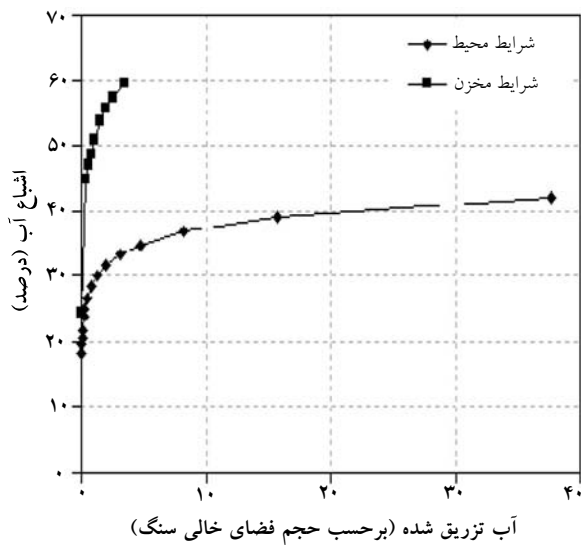
شکل ۱۷- نمودار بازیافت نفت در برابر زمان در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۱



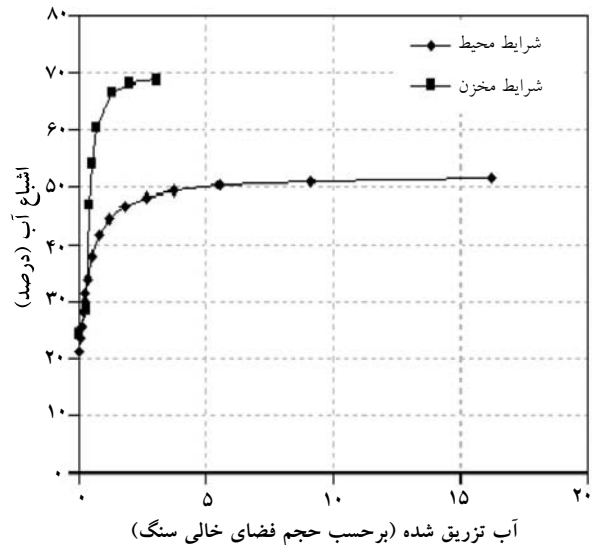
شکل ۲۰- نمودار بازیافت نفت در برابر زمان در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۴



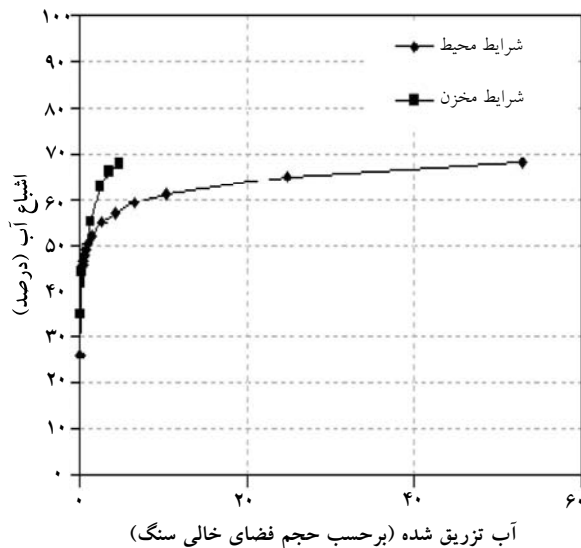
شکل ۱۹- نمودار بازیافت نفت در برابر زمان در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۳



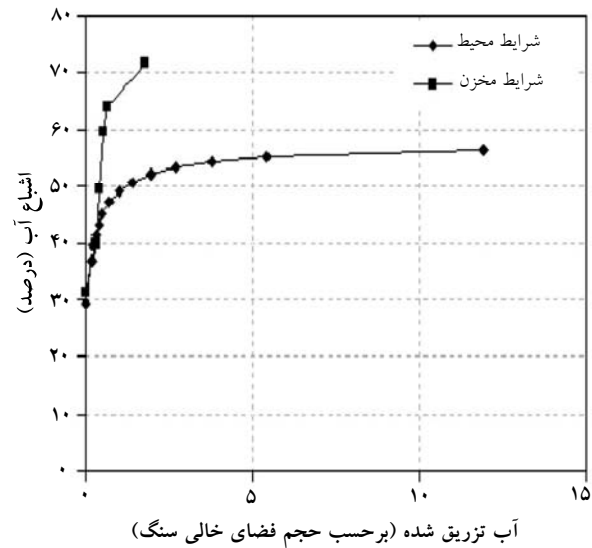
شکل ۲۲- نمودار اشباع آب در برابر آب تزریق شده در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۲



شکل ۲۱- نمودار اشباع آب در برابر آب تزریق شده در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۱



شکل ۲۴- نمودار اشباع آب در برابر آب تزریق شده در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۴



شکل ۲۳- نمودار اشباع آب در برابر آب تزریق شده در شرایط محیط و مخزن، نمونه شماره ۳

پرتو ایکس، در نمونه‌های با بافت همگن کاملاً یکنواخت بوده ولی در نمونه‌های مغزه ناهمگن به صورت غیر یکنواخت می‌باشد.

۲- با انجام آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی بر روی ۳ نمونه کربناته و یک نمونه ماسه سنگی از سنگ مخزن سازند آسماری مشخص شد که مقدار اشباع آب اولیه در شرایط مخزن نسبت به شرایط محیط در نمونه‌های کربناته افزایش کمی یافته است که حداکثر حدود ۶ درصد است. این افزایش در نمونه ماسه سنگی به ۹ درصد می‌رسد.

نفوذپذیری نسبی در شرایط محیط بیشتر از شرایط مخزن بوده است (شکل‌های ۲۱-۲۴). در مقادیر مشابه از آب تزریقی به نمونه در شرایط محیط و مخزن، میزان بازیافت نفت در شرایط مخزن بیشتر از شرایط محیط است که نشان‌دهنده تمایل به آب‌دوستی بالاتر نمونه‌ها در آزمایش‌های شرایط مخزن است.

نتیجه‌گیری

۱- پروفایل اشباع در فرایند سیلاب‌زنی حاصل از تابش

(نفت) در شرایط دمای مخزن نسبت به دمای محیط باشد. در نمونه ماسه سنگی شماره ۴، ساختار ناهمگن سنگ سبب می‌شود که این نمونه رفتاری متفاوت از نمونه‌های کربناته از خود نشان دهد.

پیشنهادها

۱- انتخاب نمونه‌هایی بیشتر با ساختار همگون از سنگ کربناته سازند آسماری برای انجام آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی در شرایط مخزن.

۲- بازسازی شرایط مخزن برای نمونه‌های انتخابی پس از شستشوی نمونه و قبل از انجام آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی، به منظور رعایت وضعیت ترشوندگی در سنگ مخزن.

۳- انتخاب نمونه‌های استوانه‌ای شکل مغزه با طول تقریبی ۱۵ الی ۲۰ سانتیمتر به منظور تأمین زمان لازم برای اسکن پرتو ایکس نمونه در طول زمان سیلاب‌زنی و مشاهده بهتر پروفایل اشباع سیالات در طول مغزه.

۴- انجام آزمایش نفوذپذیری نسبی حالت پایدار به منظور مقایسه نتایج حاصل از آن با روش حالت ناپایدار.

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله از مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران به دلیل حمایت از تحقیقات منتهی به این نتایج، تشکر می‌نمایند.

۳- در هر سه نمونه کربناته میزان نفت باقیمانده در انتهای فرایند سیلاب‌زنی در شرایط مخزن کاهش زیادی نسبت به شرایط محیط دارد. حداکثر میزان این کاهش حدود ۲۲ درصد است. در نمونه ماسه سنگی این کاهش در حدود ۳ درصد است.

۴- شکل منحنی‌های نفوذپذیری و نقطه تقاطع منحنی‌ها در آن‌ها نشان‌دهنده تغییر رفتار سنگ و سیال از حالت نفت دوست در شرایط محیط به سوی حالت آب دوست در شرایط فشار و دمای مخزن است. دلیل احتمالی این تغییر رفتار ترشوندگی، ویسکوزیته کمتر نفت خام در شرایط دمای مخزن است که میزان چسبندگی آن بر سطوح منافذ خالی سنگ را کاهش می‌دهد و ماهیت آب دوست بودن نمونه در شرایط مخزن افزایش می‌یابد.

۵- میزان آب لازم برای تزریق در فرایند سیلاب‌زنی در شرایط محیط نسبت به شرایط مخزن بیشتر و همچنین زمان انجام آزمایش‌ها طولانی‌تر است.

۶- در فرایند سیلاب‌زنی با آب، با کاهش نسبت ویسکوزیته نفت به آب از شرایط محیط به شرایط دمای مخزن، میزان بازیافت نفت تا لحظه مشاهده آب در مقطع خروجی نمونه افزایش و زمان لازم برای بازیافت مقادیر بیشتر نفت کاهش می‌یابد.

۷- در هر سه نمونه کربناته، میزان نفت بازیافتی در انتهای آزمایش شرایط مخزن بیشتر از شرایط محیط است که این مسئله می‌تواند به دلیل ویسکوزیته کمتر فاز جابه‌جا شونده

منابع

- [1] Bennion D.B. & Thomas F.B., "Recent improvements in experimental and analytical technique for determination of relative permeability data from unsteady state flow experiments", SPE 10th Technical Conference and Exposition, Port of Spain, Trinidad, June 26-28, 1991.
- [2] Core Lab Petroleum Services, *A course in the fundamentals of Rock properties and core analysis*, revision: 4, Oct. 2001.
- [3] Ebeltoft E., J.Iversen K., Andersen V.M. & Nordtvedt J., *A novel experimental apparatus for determination of three-phase relative permeability at reservoir conditions*, Paper SCA 9306 presented at the 1993 SCA Annual Technical Conference, Houston, Aug. 1993.
- [4] Jones S.C. & Roszelle W.O., "Graphical Techniques for determination relative permeability from displacement experiments", SPE 6045, May 1978.
- [5] Maloney D.R., *X-ray imaging technique simplifies and improves reservoir – condition unsteady – state relative permeability measurements*, Paper SCA 2002-11.
- [6] Maloney D.R., Wegener D.C. & Zornes D.R., *Significance of absorption coefficients when determining in-situ core saturation by linesr X-ray scans*, Paper SCA 2000-13.
- [7] Naylor P. & Puckett D., *In-situ saturation distributions: the key to understanding core analysis*, Paper SCA 9940 presented in international symposium of society of core analysts, Stavanger, Norway, Sept. 1994.
- [8] XRP-700 Manual, VINCI Technology, France, 2006.