

بررسی و تعیین مدل مناسب تراوایی نسبی آب- نفت در مخازن کربناته ایران

حامد همت پور^{*}، مصطفی نعمت زاده، محمدرضا اصفهانی و حسام الوکی بختیاری

پژوهشکده مهندسی نفت، پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران ایران

تاریخ دریافت: ۹۲/۸/۲۹ تاریخ پذیرش: ۹۳/۵/۱۹

چکیده

تعیین مدل تراوایی نسبی جهت استفاده در نرم افزارهای شبیه سازی مخزن یکی از بنیادی ترین موضوعات در مطالعات مخزن است. در این مطالعه تراوایی نسبی آب- نفت با انجام آزمایشات در حالت ناپایا و در شرایط مخزن بر روی نمونه سنگ های کربناته سه مخزن A، B و C با استفاده از روش JBN محاسبه شده و سپس با استفاده از این داده ها مدل های مختلف تراوایی نسبی با یکدیگر مقایسه گردیده است. با بررسی نتایج آزمایشات، می توان نتیجه گرفت که مدل LET در مخازن کربناته و ناهمگون (در گروه های مختلف سنگی) جواب های بهتری نسبت به مدل های دیگر می دهد. به طوری که میانگین خطای استاندارد در این مدل برای تراوایی نسبی نفت و آب به ترتیب حدود ۰/۰۰۴۸۸ و ۰/۰۰۱۱۹ است که به میزان قابل توجهی پایین تر از مدل های دیگر می باشد. همچنین این مدل می تواند حالت S-شکل منحنی های تراوایی نسبی که در اکثر مخازن کربناته ایران دیده می شود را بهتر پیش بینی نماید.

کلمات کلیدی: تراوایی نسبی، مخازن کربناته، مدل Corey، مدل LET، مدل Burdine

مقدمه

سنگی به دست آمده است. این مدل بر پایه قانون نمایی استوار است که در آن معمولاً از میزان اشباع نرمالایز شده استفاده می شود و شامل روابط ذیل است:

$$K_{rw} = K_{rw}^0 S^{nw} \quad (1)$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 (1-S)^{no} \quad (2)$$

$$S = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{or} - S_{wi})} \quad (3)$$

و K_{rw}^0 و K_{ro}^0 ضرایب Corey نامیده می شوند. قبل از مدل Corey محققین تلاش های بسیاری جهت یافتن رابطه تراوایی نسبی با توزیع اندازه حفرات که از منحنی های فشار موینگی به دست می آمد، کرده بودند. برای مثال Burdine در سال ۱۹۵۳ مدل خود را بر پایه فشار موینگی بنا نهاد و بر اساس آن تراوایی نسبی را به شکل روابط زیر مدل کرد [۲].

تاکنون مدل های مختلفی جهت محاسبه تراوایی نسبی ارائه شده است که هر کدام دارای ویژگی های مختص به خود می باشد. یکی از معمول ترین و رایج ترین مدل های تراوایی نسبی مدل Corey است که به علت سادگی محاسبات، بیشتر مورد استقبال قرار گرفته است. این مدل بر اساس مخازن ماسه ای و همگن به دست آمده، لذا در این مخازن جواب های بهتری می دهد. این مدل در سال ۱۹۵۴ توسط Corey ارائه شد [۱] و طی سالیان متمادی در اکثر مخازن دنیا مورد استفاده قرار گرفته است. مدل Corey بر اساس آزمایشات تراوایی بر روی نمونه سنگ های همگن و ماسه

L: این پارامتر بر روی قسمت پایینی منحنی تاثیرگذار است که می‌توان آن را با ضریب Corey در مدل Corey مقایسه کرد و از نظر مقدار نزدیک به هم هستند.

E: با اضافه شدن مقدار E، شیب به سمت نقطه انتهایی بالای منحنی حرکت می‌کند و با کم شدن مقدار E، شیب به سمت نقطه انتهایی پایینی منحنی حرکت می‌نماید.

T: این پارامتر قسمت بالایی منحنی را با روشی مشابه L تعیین می‌کند.

این مدل شامل روابط ذیل است:

$$K_{ro} = K_{ro}^0 \frac{(1-S_{wn})^{L_w^0}}{(1-S_{wn})^{L_w^0} + E_w^0 S_{wn}^{T_w^0}} \quad (13)$$

$$K_{rw} = K_{rw}^0 \frac{S_{wn}^{L_w^0}}{S_{wn}^{L_w^0} + E_w^0 (1-S_{wn})^{T_w^0}} \quad (14)$$

$$K_{rw} = K_{rw}^0 \frac{S_{wn}^{L_w^0}}{S_{wn}^{L_w^0} + E_w^0 (1-S_{wn})^{T_w^0}} \quad (15)$$

K_{ro}^0 و K_{rw}^0 : تراوایی نسبی نفت در نقطه اشباع آب اولیه و تراوایی نسبی آب در نقطه اشباع نفت باقی مانده می‌باشند.

در روابط، بالا اندیس‌های W و O در پارامترها به ترتیب نشان‌گر آب و نفت هستند.

مزیتی که این روش دارد این است که می‌توان با آن مقدار نهایی تراوایی نسبی آب و نفت را انطباق داد. همچنین این قابلیت را دارد که رفتار S شکل تراوایی نسبی نرمالیز شده را توجیه کند. بحث رفتار S شکل قبلا در جریانات گاز-نفت و آب-نفت مورد مطالعه قرار گرفته است [6].

با توجه به اینکه اکثر مخازن جهان دارای سازندهای ماسه‌ای هستند، مطالعات انجام شده بیشتر بر روی این‌گونه مخازن تمرکز دارد. به این دلیل مقایسه جامعی از مدل‌های تراوایی نسبی و صحت پیش‌بینی آنها بر روی مخازن کربناته انجام نگرفته است. هدف از این مطالعه بررسی و تعیین مدل مناسب جهت محاسبه تراوایی نسبی آب و نفت است که در مخازن کربناته و ناهمگون جواب‌های بهتری بدهد.

روش آزمایش

در مطالعه حاضر، آزمایشات با استفاده از تجهیزات و تجارب واحد پژوهش مغزه‌های نفتی در پژوهشگاه صنعت نفت انجام گرفته است. هدف اصلی این مطالعه، مقایسه

$$K_{rw} = K_{rw}^0 (S)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (4)$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 (1-S)^2 (1 - (1-S)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}) \quad (5)$$

$$S = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{or} - S_{wi})} \quad (6)$$

K_{ro}^0 و K_{rw}^0 ضرایب نقطه انتهایی تراوایی نسبی هستند که در آنجا فاز مقابل در مقدار باقی مانده قرار دارد. λ پارامتر وابسته به خصوصیات فیزیکی سنگ است که در هنگام تطابق منحنی تعیین می‌شود. در روابط بالا مقدار S همان میزان اشباع نرمالیز شده است. پس از مدل Corey مدل‌های مختلفی ارائه شد. به عنوان مثال Sigmund و McCaffery در سال ۱۹۷۹ مدل بهبود یافته Corey را با افزودن یک عبارت خطی با ضریب تجربی به صورت معادلات زیر معرفی کردند [۳].

$$K_{rw} = K_{rw}^0 \frac{(S)^{N_w + AS}}{1 + A} \quad (7)$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 \frac{(1-S)^{N_o + B(1-S)}}{1 + B} \quad (8)$$

$$S = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{or} - S_{wi})} \quad (9)$$

در روابط بالا N_w ، N_o ، A و B پارامترهای برازش می‌باشند که پس از انطباق تعیین می‌شوند.

Chierci در سال ۱۹۸۴ یک رابطه دو پارامتری بر پایه تابع نمایی را معرفی نمود که از روابط قبلی برازش مناسب‌تری ارائه می‌داد [۴].

$$K_{rw} = K_{rw}^0 e^{-BR_w^M} \quad (10)$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 e^{-AR_w^L} \quad (11)$$

$$R_w(S_w) = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{or} - S_w)} \quad (12)$$

همان‌طور که از این رابطه معلوم است، پارامتر R_w با پارامتر اشباع نرمال شده، فرق دارد، چون در مخرج کسر از عبارت S_w استفاده شده است. همچنین L، M، A و B پارامترهای برازش می‌باشند که پس از انطباق تعیین می‌شوند.

یکی از مدل‌های جدید LET می‌باشد که توسط Ebeltoft, Thomas و Lomeland در سال ۲۰۰۵ ارائه شد [۵]. در این مدل ۳ پارامتر به‌عنوان متغیر در نظر گرفته شده است که باعث می‌شود مدل انعطاف‌پذیری بیشتری در محدوده میزان اشباع از خود نشان دهد. این ۳ پارامتر عبارتند از:

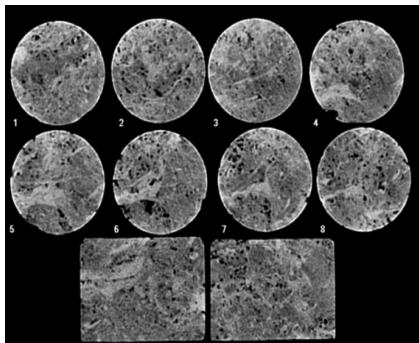
استوانه‌ای به قطر ۱/۵ اینچ تهیه شده‌اند که با روش دین استارک توسط حلال‌هایی مانند تولوئن و متانول مورد شستشو قرار می‌گیرند. سپس مشخصات پتروفیزیکی آنها تعیین می‌گردد. مشخصات نمونه‌های مورد آزمایش در جدول ۱ ذکر شده است. همچنین شاخص میانگین شعاع هیدرلیکی ($\sqrt{K/\phi}$)، در این جدول محاسبه شده است که طبق این داده‌ها نمونه‌ها به سه دسته گروه‌بندی شده‌اند: گروه I (کمتر از ۰/۵)، گروه II (بین ۰/۵ و ۱) و گروه III (بزرگ‌تر از ۱).

به منظور انجام آزمایش، نمونه‌های انتخاب شده ابتدا به شرایط ترشوندگی مخزن بازگردانده می‌شوند. جهت بازسازی خاصیت ترشوندگی سنگ، نمونه‌ها به طور کامل با آب نمک اشباع می‌شوند و به منظور ایجاد اشباع آب اولیه، نفت به نمونه سنگ تزریق شده و در شرایط دما و فشار به مدت یک ماه نگه داشته می‌شود.

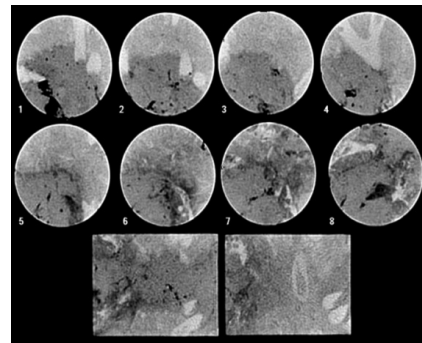
مدل‌های مختلف تراوایی نسبی بر اساس آزمایشات انجام شده می‌باشد. بنابراین سعی گردیده آزمایشات تا حد امکان به شرایط واقعی مخزن نزدیک‌تر باشد.

اولین مرحله در انجام آزمایشات انتخاب نمونه‌ها است. با توجه به اهداف این مطالعه از نمونه‌هایی با ساختارهای درونی متفاوت و همچنین سیالات با گرانش‌های مختلف استفاده شده است. انتخاب نمونه‌ها به کمک اطلاعات پتروفیزیکی و همچنین روش‌هایی مانند سی تی اسکن انجام شده است. شکل شماره ۱ نتایج تصاویر سی تی اسکن نمونه‌ها را نشان می‌دهد که ناهمگونی بافت سنگ و همچنین وجود شکاف‌ها و حفره‌ها^۱ مشاهده می‌شود. عموماً از تصاویر سی تی اسکن به منظور دسته‌بندی کیفی سنگ مخزن استفاده می‌گردد.

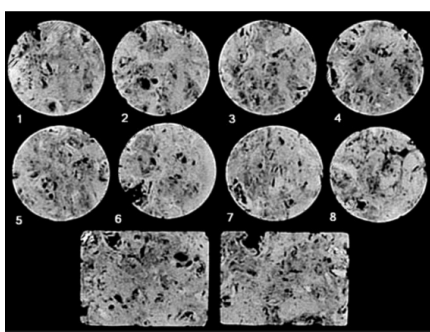
تنها ویژگی که در همه نمونه سنگ‌ها مشترک در نظر گرفته شده این است که همگی از مخازن کربناته جنوب ایران استخراج شده‌اند. این نمونه‌ها به صورت پلاگ‌های



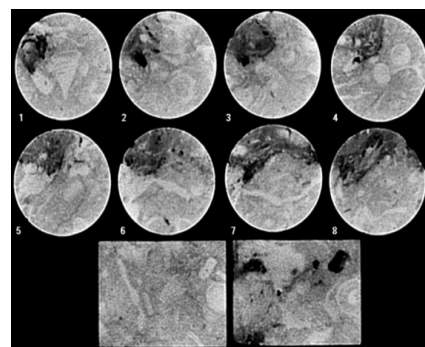
نمونه شماره ۱



نمونه شماره ۲

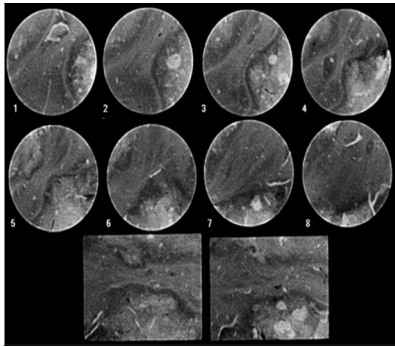


نمونه شماره ۳

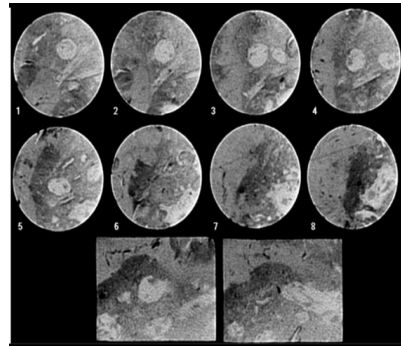


نمونه شماره ۴

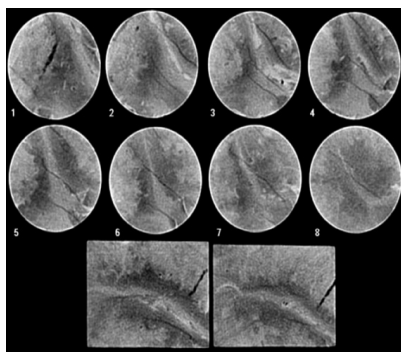
شکل ۱- تصاویر سی تی اسکن از نمونه‌های مورد مطالعه در هشت برش عرضی و دو برش طولی



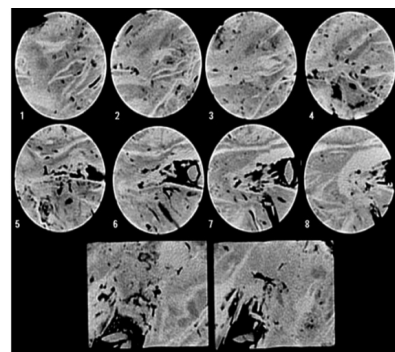
نمونه شماره ۵



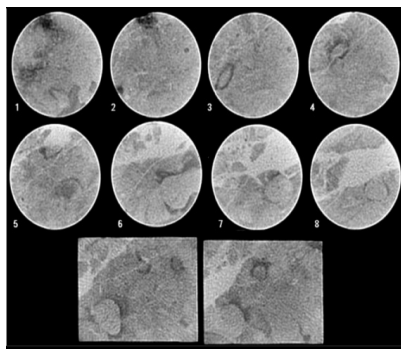
نمونه شماره ۶



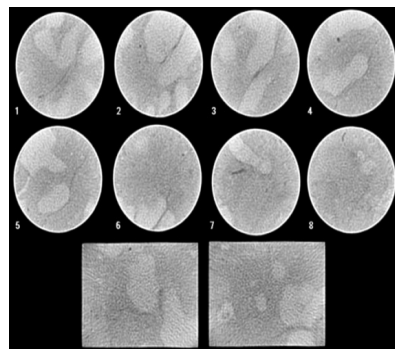
نمونه شماره ۷



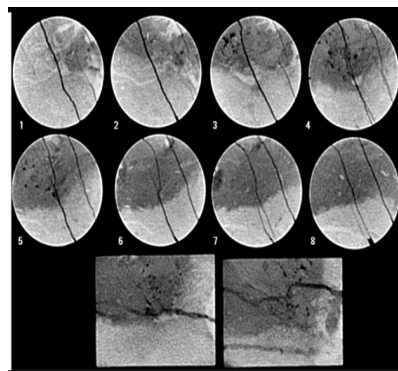
نمونه شماره ۸



نمونه شماره ۹



نمونه شماره ۱۰



نمونه شماره ۱۱

ادامه شکل ۱- تصاویر سی تی اسکن از نمونه‌های مورد مطالعه در هشت برش عرضی و دو برش طولی

جدول ۱- مشخصات پتروفیزیکی نمونه‌های انتخاب شده

مخزن	نمونه	تخلخل (%)	تراوایی (mD)	$\sqrt{K/\phi}$	گروه هیدرولیکی	μ_w/μ_o
A	۱	۱۵/۶۳	۹/۲۶۰	۰/۷۶۹۷۰۸	II	۰/۵۰۶
	۲	۹/۰۷	۱/۸۵۹	۰/۴۵۲۷۲۷	I	۰/۲۰۵
	۳	۱۸/۵۵	۰۳۷/۳۷	۱/۴۱۳۰۱۲	III	۰/۵۰۶
B	۴	۱۴/۶۲	۴/۵۹۵	۰/۵۶۰۶۲۱	II	۰/۷۹۳
	۵	۲۱/۳۶	۱۰/۰۹۸	۰/۶۸۷۵۷	II	۰/۷۹۳
	۶	۱۴/۴۹	۱/۰۰۲	۰/۲۶۲۹۶۶	I	۰/۹۷۷
	۷	۱۵/۶۴	۲۹/۲۹۰	۱/۳۶۸۴۸۹	III	۰/۹۷۷
C	۸	۱۵/۹۹	۰/۶۵۲	۰/۲۰۱۹۲۹	I	۰/۵۳۶
	۹	۹/۷۱	۴/۱۳۰	۰/۶۵۲۱۷۷	II	۰/۵۵۶
	۱۰	۷/۳۹	۱/۳۶۴	۰/۴۲۹۶۲	I	۰/۵۵۶
	۱۱	۸/۶۹	۳/۰۸۵	۰/۵۹۵۸۲۴	II	۰/۵۵۶

از نمونه، اطلاعات لازم جهت اندازه‌گیری تراوایی نسبی حاصل می‌شود و آزمایش با رسیدن نمونه به شرایط نفت باقی مانده خاتمه می‌یابد. با استفاده از روابط ریاضی حاصل شده از تئوری کلاسیک باکلی و لوررت و اطلاعات به‌دست آمده در طول آزمایش، تراوایی نسبی محاسبه می‌شود. در این مطالعه روش JBN که یکی از معتبرترین روش‌ها برای محاسبه تراوایی نسبی است، مورد استفاده قرار گرفته است [۱۰]. این روش اندازه‌گیری تراوایی نسبی روش حالت ناپایدار است و بیشتر شبیه فرآیندهایی است که در مخزن انجام می‌شود.

نتایج آزمایشات

پس از انجام آزمایشات و ثبت کردن داده‌ها، تراوایی نسبی آب و نفت محاسبه می‌شود. سپس نمودارهای تراوایی نسبی بر حسب میزان اشباع آب برای تمامی نمونه‌ها رسم می‌گردد و با استفاده از نرم‌افزارهای برازش منحنی، مدل‌های Corey، LET، Chierce، Burdine و Sigmund و McCaffery بر روی داده‌های آزمایشگاهی برازش می‌شوند. با این روش پارامترهای هر مدل و میزان خطای استاندارد آنها تعیین می‌گردد.

نتایج و بحث

نتایج خطای استاندارد حاصل از برازش منحنی مدل‌های مختلف تراوایی نسبی برای تراوایی نسبی آب و تراوایی نسبی نفت هر یک از نمونه‌ها در جداول ۲ و ۳ به‌صورت جداگانه ارائه شده است.

این فرآیند باعث می‌گردد یون‌های نفتی و آب در مجاورت سطح سنگ به تعادل رسیده و ترشوندگی طبیعی سنگ مخزن ایجاد گردد.

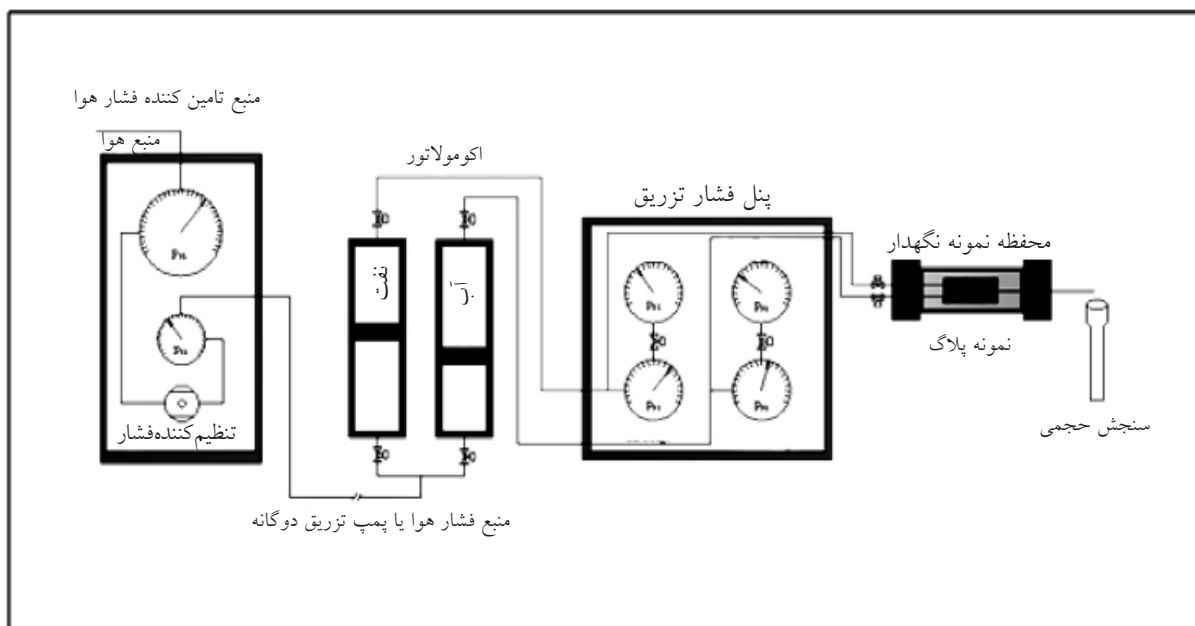
پس از مرحله بازسازی ترشوندگی، دکالین به نمونه‌ها تزریق می‌شود. در واقع دکالین به‌عنوان یک بافر بین نفت خام و نفت سفید عمل می‌کند. هدف از این کار جلوگیری از رسوب آسفالتین است. این روش توسط نرم‌افزار مورو ارائه شده است [۷-۹].

در مرحله بعد نفت مصنوعی به پلاگ‌ها تزریق می‌شود. تزریق تا زمانی که در سیال خروجی فقط نفت مصنوعی دیده شود، ادامه می‌یابد. در این جا تراوایی نسبت به نفت در شرایط اشباع آب اولیه اندازه‌گیری می‌شود.

پس از مراحل ذکر شده در بالا، نمونه‌ها توسط آب در شرایط فشار ثابت سیلاب‌زنی می‌شود تا نفت مصنوعی با آب جایگزین گردد. در این مرحله ابتدا باید زمان خروج اولین قطره آب از نمونه به دقت تعیین و حجم آب وارد شده به نمونه به‌صورت دقیق اندازه‌گیری شود.

در شکل ۲ شماتیک دستگاه تراوایی نسبی به روش ناپایا نشان داده شده است. این دستگاه شامل یک مغزه نگهدار، یک جداکننده دوفازی سیالات، دو فشارسنج، دو سیلندر حاوی سیالات تزریقی و یک منبع تامین فشار می‌باشد. دقت فشارسنج‌های مورد استفاده حدود یک درصد بازه کل دستگاه و دقت جدا کننده دوفازی یک صدم میلی‌لیتر است.

با ادامه آزمایش و ثبت داده‌های زمان و حجم سیالات خروجی



شکل ۲- شماتیک دستگاه تراوایی نسبی به روش ناپایا

جدول ۲- خطای استاندارد مدل‌های تراوایی نسبی آب

نمونه	LET	Corey	Burdine	Chierici	McCaffery & Sigmund
۱	۰/۰۰۱۸۱۴	۰/۰۱۰۱۳	۰/۰۵۵۶۹۸	۰/۰۱۱۹۹۸	۰/۰۰۴۴۹۲
۲	۰/۰۰۰۳۳۵	۰/۰۰۲۰۵	۰/۰۰۷۲۴۶	۰/۰۰۲۶۴۵	۰/۰۱۰۵۱۸
۳	۰/۰۰۲۰۶۴	۰/۰۰۹۲۳۶	۰/۰۴۸۹۵۲	۰/۰۱۱۲۹۱	۰/۰۱۷۳۷۹
۴	۰/۰۰۰۵۴۵	۰/۰۰۴۵۸۷	۰/۰۸۷۱۷۶	۰/۰۰۰۶۶۵	۰/۰۰۱۳۳۱
۵	۰/۰۰۰۱۰۴	۰/۰۰۳۱۹۱	۰/۰۵۷۰۰۹	۰/۰۰۳۶۲۵	۰/۰۰۳۴۴۳
۶	۰/۰۰۰۹۶	۰/۰۰۹۵۸۵	۰/۱۰۰۸۲۱	۰/۰۰۱۷۹۲	۰/۰۳۹۰۳۶
۷	۰/۰۰۱۰۶۸	۰/۰۰۵۰۳۱	۰/۰۴۴۱۴۶	۰/۰۰۵۹۳۶	۰/۰۰۰۶۳۴
۸	۰/۰۰۱۳۶۲	۰/۰۰۵۰۵	۰/۰۴۹۴۷۵	۰/۰۰۵۹۰۷	۰/۰۱۵۸۹۹
۹	۰/۰۰۰۵۵۹	۰/۰۰۸۶۵۲	۰/۰۸۳۹۶۱	۰/۰۰۹۶۷۹	۰/۰۲۶۲۴۷
۱۰	۰/۰۰۰۸۶	۰/۰۱۰۵۹۱	۰/۰۵۳۵	۰/۰۱۲۵۶۲	۰/۰۱۳۴۶۳
۱۱	۰/۰۰۳۴۴۶	۰/۰۱۷۶۲۳	۰/۰۴۶۲۰۲	۰/۰۱۹۹۵۴	۰/۰۰۷۲۳۵
میانگین	۰/۰۰۱۱۹۲	۰/۰۰۷۷۹۳	۰/۰۵۷۶۵۳	۰/۰۰۷۸۲۳	۰/۰۱۲۶۹۷

جدول ۳- خطای استاندارد مدل‌های تراوایی نسبی نفت

نمونه	LET	Corey	Burdine	Chierici	McCaffery & Sigmund
۱	۰/۰۰۲۰۹۵	۰/۰۲۱۲۱۲	۰/۲۳۱۱۹۱	۰/۰۰۵۱۹۴	۰/۱۳۶۰۲۹
۲	۰/۰۰۱۹۳۶	۰/۰۱۴۵۲۵	۰/۰۳۸۹۸۹	۰/۰۰۵۶۹۶	۰/۰۲۵۶۵۹
۳	۰/۰۰۱۵۱۵	۰/۰۲۲۶۱۵	۰/۲۰۰۴۴۶	۰/۰۰۷۴۸۴	۰/۱۴۵۳۱۳
۴	۰/۰۲۱۴۶۷	۰/۰۲۰۲۸۵	۰/۲۱۶۱۶۹	۰/۰۰۶۱۳۳	۰/۱۵۸۱۷۳
۵	۰/۰۱۱۴۹۶	۰/۰۲۸۱۱۲	۰/۳۴۸۷۲۱	۰/۰۰۷۷۳۷	۰/۲۵۵۳۱۴
۶	۰/۰۰۵۳۴۸	۰/۰۴۲۹۰۳	۰/۲۴۶۴۰۴	۰/۰۱۱۷۳۶	۰/۱۸۴۳۳۷
۷	۰/۰۰۰۹۳۶	۰/۰۰۶۶۲۵	۰/۱۵۰۰۰۲	۰/۰۰۲۸۶۲	۰/۰۹۴۵۷۹
۸	۰/۰۰۱۱۱۷	۰/۰۱۸۹۳۴	۰/۱۰۳۸۲۴	۰/۰۱۴۳۷۲	۰/۰۳۸۵۴۳
۹	۰/۰۰۰۷۲۱	۰/۰۳۴۷۱۱	۰/۱۳۹۲۲۹	۰/۰۱۲۵۷۹	۰/۰۷۸۴۶۷
۱۰	۰/۰۰۱۳۴۸	۰/۰۰۴۱۶۱	۰/۰۵۵۹	۰/۰۰۲۰۹۴	۰/۰۲۶۸۲۵
۱۱	۰/۰۰۵۷۴۳	۰/۰۴۲۴۴۳	۰/۲۶۴۱۱۴	۰/۰۱۸۵۳۶	۰/۱۷۷۴۳۶
میانگین	۰/۰۰۴۸۸۴	۰/۰۲۳۳۲۱	۰/۱۸۱۳۶۳	۰/۰۰۸۵۸۴	۰/۱۲۰۰۶۱

مختلف بر روی آنها نشان داده شده است. این نمودارها نیز گویای انطباق بهتر مدل LET در نمونه‌های مختلف سنگ کربناته می‌باشد. با توجه به این انطباق می‌توان نتیجه گرفت که مدل LET به میانگین شعاع هیدرولیکی وابستگی ندارد و در گونه‌های سنگی مختلف از سنگ‌های کربناته جواب‌های قابل قبولی می‌دهد.

تطابق بهتر مدل LET و کاهش میزان خطای استاندارد می‌تواند به دلیل ۳ پارامتری بودن مدل LET باشد که باعث می‌شود این مدل انعطاف بیشتری در رفتار خود نشان دهد. همچنین شایان ذکر است که این مدل بر خلاف مدل‌های Corey، Burdine و McCaffery & Sigmund رفتار S شکل را برای منحنی‌های تراوایی نسبی توجیه می‌کند. ناهمگن بودن سایز حفرات باعث می‌شود که در اشباع‌های بالای فاز غیر ترکنده، شیب منحنی تراوایی نسبی فاز غیر ترکنده کاهش یافته و این منحنی رفتار S شکل از خود نشان دهد. با توجه به ناهمگن بودن نمونه‌های مطالعه شده، رفتار S شکل نتایج آزمایشات نیز می‌تواند دلیلی برای انطباق مدل LET باشد.

رابطه استفاده شده جهت تعیین خطای استاندارد عبارت است از:

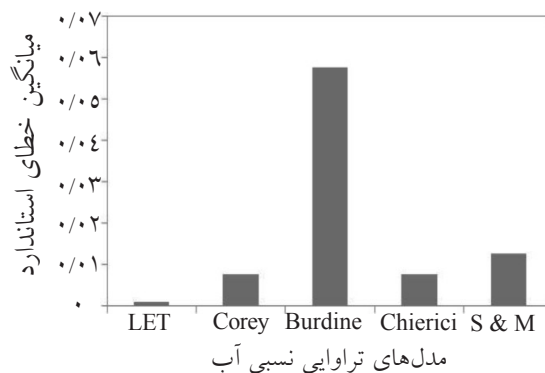
$$Error = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K_{re,i} - K_{rm,i})^2}{n}}$$

در این رابطه K_{re} تراوایی نسبی از طریق آزمایش، K_{rm} تراوایی نسبی از مدل و n تعداد نقاط آزمایش می‌باشد.

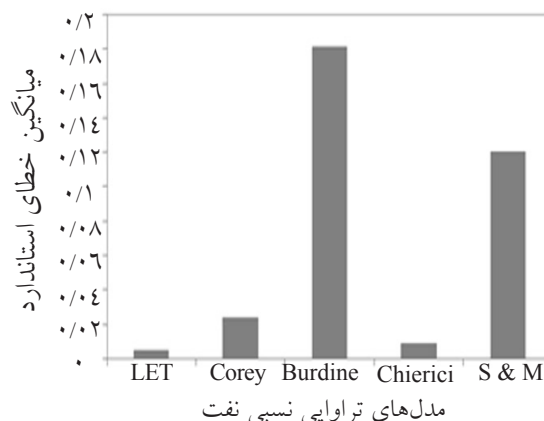
با توجه به این جداول می‌توان دریافت که در سنگ‌های کربناته و ناهمگون، خطای استاندارد مدل LET نسبت به مدل‌های دیگر بسیار کمتر است.

در شکل‌های ۳ و ۴ نمودار میانگین خطای استاندارد مدل‌های مختلف در ۱۱ نمونه مورد آزمایش، مقایسه شده است که کاملاً برتری مدل LET و ضعف مدل‌های Burdine و McCaffery & Sigmund قابل مشاهده می‌باشد.

جهت مطالعه اثر طبقه‌بندی سنگی، نمونه‌های ۸، ۹ و ۳ به ترتیب از گروه‌های I، II و III شاخص میانگین شعاع هیدرولیکی انتخاب شده‌اند که در شکل ۵ نتایج حاصل از برازش مدل‌های

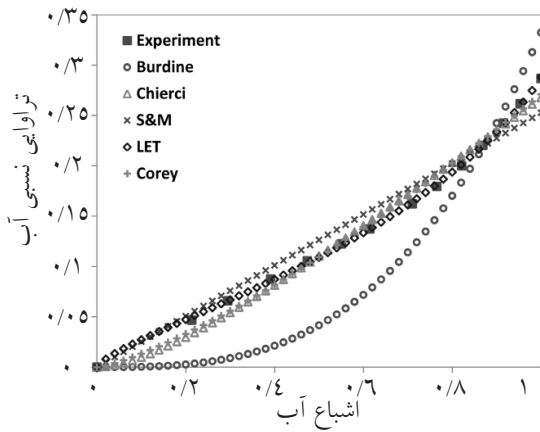


شکل ۳- نمودار میانگین خطای استاندارد مدل‌های تراوایی نسبی آب

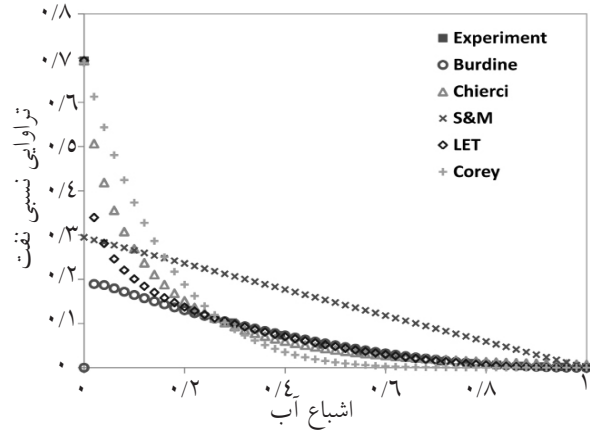


شکل ۴- نمودار میانگین خطای استاندارد مدل‌های تراوایی نسبی نفت

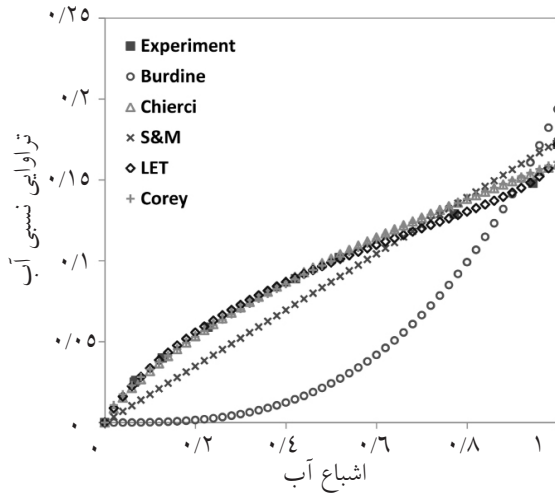
تراوایی نسبی آب نمونه ۳



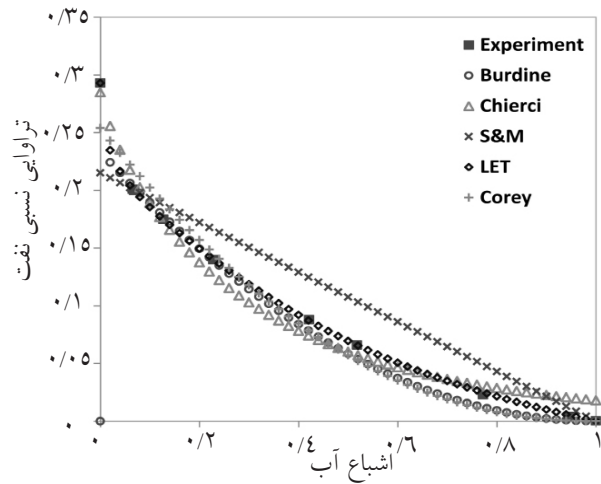
تراوایی نسبی نفت نمونه ۳



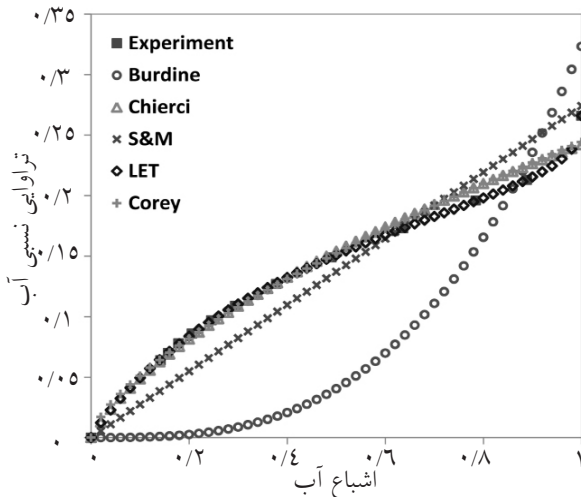
تراوایی نسبی آب نمونه ۸



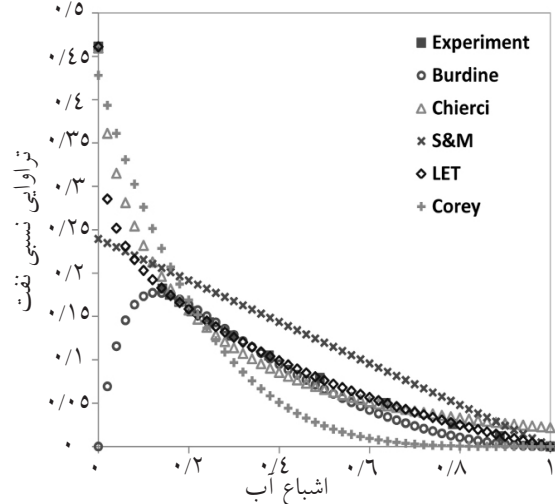
تراوایی نسبی نفت نمونه ۸



تراوایی نسبی آب نمونه ۹



تراوایی نسبی نفت نمونه ۹



شکل ۵- منحنی‌های تراوایی نسبی و برازش مدل‌های مختلف

نتیجه‌گیری

میزان قابل توجهی پایین‌تر از مدل‌های دیگر است.

- به‌طور کلی در مدل‌های ذکر شده تراوایی نسبی به‌دست آمده از طریق مدل برای آب دارای خطای کمتری نسبت به تراوایی نسبی نفت می‌باشد. میانگین خطاهای تراوایی نسبی آب و نفت برای کل مدل‌ها به‌ترتیب برابر $0/0174$ و $0/0677$ است.

- نتایج مطالعه نشان می‌دهد که مدل LET در بازه وسیعی از شاخص میانگین شعاع هیدرولیکی جواب‌های قابل قبولی می‌دهد و نسبت به مدل‌های دیگر تطابق بهتری با داده‌های آزمایشگاهی دارد.

- در نمونه سنگ‌های ناهمگون که اندازه حفره‌ها متفاوت است، در اشباع‌های بالای فاز غیرترکننده، حفرات ریز توسط فاز ترکننده اشغال شده و موجب کاهش شیب منحنی تراوایی نسبی فاز غیر ترکننده می‌شود. در نتیجه منحنی حالت S شکل به خود می‌گیرد. مدل LET قابلیت تطابق با این رفتار منحنی را دارد و حالت S شکل فاز غیرترکننده را به خوبی نشان می‌دهد.

نتایج حاصل از این تحقیقات می‌تواند نقش موثری در برآزش منحنی‌های تراوایی نسبی داشته باشد و باعث بهبود مدل‌های تراوایی می‌شود. همچنین با افزایش دقت شبیه‌سازی منجر به تخمین دقیق‌تر حرکت سیالات مخزن و میزان بازیافت نفت می‌گردد. با توجه به نتایج تحقیقات می‌توان گفت به‌دلیل سادگی مدل Corey، این مدل به‌عنوان یک مدل رایج در شبیه‌سازی مخازن مورد استفاده قرار می‌گیرد. اما با توجه به اینکه این مدل و دیگر مدل‌های مطالعه شده در نمونه سنگ‌های ناهمگون و کربناته ایران با خط همراه است، مدل‌های جدید برای این نمونه‌ها مورد نیاز می‌باشد.

- مدل LET که مدل نسبتاً جدیدی محسوب می‌شود در سنگ‌های ناهمگون و کربناته نقاط ضعف مدل‌های قبلی را جبران کرده و انطباق خوبی با داده‌های آزمایشگاهی سنگ‌های کربناته نشان می‌دهد. به‌طوری که میانگین خطای استاندارد در این مدل برای تراوایی نسبی نفت و آب به ترتیب حدود $0/00488$ و $0/00119$ می‌باشد که

مراجع

- [1]. Corey A. T., "The interrelation between gas and oil relative permeabilities", Prod. Monthly, Nov. 1954, pp. 38-41.
- [2]. Burdine N. T., "Relative permeability calculation from pore size distribution", Trans., AIME, Oct. 1953, pp. 71-78.
- [3]. Sigmund P. M. and McCaffery F. G., "An improved unsteady-state procedure for determining the relative permeability characteristics of heterogeneous porous media", SPEJ, Feb. 1979, pp. 15-28.
- [4]. Chierici G. L., "Novel relation for drainage and imbibition relative permeabilities", SPEJ, Jun. 1984, pp. 275-276.
- [5]. Lomeland F., Ebeltoft E. and Thomas W. H., "A New versatile relative permeability correlation", International Symposium of the SCA, Toronto, Aug. 2005.
- [6]. Amyx J. W., Bass Jr., D. M., Whiting R. L., "Petroleum reservoir engineering", McGraw-Hill Book Company, London 1960, pp. 133-210.
- [7]. Tie H., and Norman R. Morrow, *Oil recovery by spontaneous imbibitions before and after wettability alteration of three carbonate rocks by a moderately asphaltic crude oil*, International Symposium of the SCA, SCA2005-11.
- [8]. Mungan N., "Certain wettability effects in laboratory waterfloods", JPT, Feb. 1966, pp. 247-252.
- [9]. Tie H., Zhengxin T. and Norman R. Morrow, *The effect of different crude oil/brine/rock combinations on wettability through spontaneous imbibitions*, International Symposium of the SCA, Pau, France SCA2003-02.
- [10]. Johnson E. F., Bossler D. P., and Naumann V. O., "Calculation of relative permeability from displacement experiments", Trans, AIME, 1959, pp. 370-372.