

تخمین نمودارهای تراوایی نسبی آب- نفت با استفاده از داده‌های فشار مویینگی در یکی از مخازن کربناته ایران

بابک شعبانی^۱، عزت اله کاظم زاده^{۲*}

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد دانشگاه صنعتی امیرکبیر، ۲- استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

kazemzadehe@ripi.ir

چکیده

تراوایی نسبی را می‌توان با آزمایش مغزه‌های نفتی به صورت مستقیم محاسبه نمود، ولی با توجه به عواملی چون عدم دسترسی به نتایج آزمایشگاهی اندازه‌گیری مستقیم تراوایی نسبی سیالات، از روش‌های غیر مستقیم نیز برای اندازه‌گیری آن استفاده می‌شود. یکی از این روش‌ها، تخمین نمودارهای تراوایی نسبی با استفاده از داده‌های فشار مویینگی می‌باشد و درستی آن برای محاسبه تراوایی نسبی مایع-گاز، در سال‌های گذشته مورد بررسی قرار گرفته است؛ ولی، هنوز اطلاعات کافی برای انتخاب بهترین مدل برای محاسبه تراوایی نسبی آب-نفت موجود نیست. در این مقاله از مدل‌های مختلفی چون Corey، Li-Purcell، Brooks-Corey و Li-Burdine برای محاسبه تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار مویینگی آب-نفت در فرآیند تخلیه در یکی از مخازن کربناته نفت‌تر ایران استفاده شد. نتایج به دست آمده با داده‌های آزمایشگاهی تراوایی نسبی آب-نفت مقایسه شدند. مدل‌های Corey و Brooks-Corey مقادیر تقریباً دقیقی را برای محاسبه تراوایی نسبی نفت تخمین زدند، ولی، مدل‌های Li-Purcell و Li-Burdine مقادیر کمتری را برای فاز تر کننده محاسبه کردند. همچنین، به جز مدل Li-Purcell، نتایج حاصل از سایر مدل‌ها برای تراوایی نسبی آب تقریباً یکسان است و در اکثر موارد مقادیر بیشتری را نسبت به داده‌های آزمایشگاهی تخمین می‌زنند. سپس، طبقه بندی مخزن با استفاده از اطلاعات شعاع منافذ مغزه‌ها در اشباع ۳۵ درصد از جیوه انجام شد و دقت هر یک از مدل‌ها برای هر گونه سنگی مورد بررسی و تفسیر قرار گرفت؛ نتایج حاصل از این کار نشان داد که تخمین نمودارهای تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار مویینگی می‌تواند به عنوان یک روش قابل قبول در محیط‌های کربناته نفت‌تر نیز، مورد استفاده قرار گیرد.

کلمات کلیدی: تراوایی نسبی، فشار مویینگی، فاز ترکنده، فاز غیر ترکنده، اشباع و مغزه

۱- مقدمه

تراوایی و فشار موینگی خواص مخزنی بسیار مهمی هستند. تراوایی میزان توانایی عبور سیال در سنگ مخزن را نشان می‌دهد و یکی از پارامترهای بسیار مهم برای مدیریت و توسعه مخازن می‌باشد. اطلاعات فشار موینگی در تخمین ضخامت ناحیه گذرا، هیدروکربنی یا غیر هیدروکربنی بودن و تراوایی مطلق و نسبی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

تراوایی نسبی را می‌توان با آزمایش مغزه‌های نفتی به صورت مستقیم محاسبه نمود، ولی با توجه به عواملی از جمله تأثیر پارامترهای مختلف آزمایشگاهی روی نتایج اندازه‌گیری تراوایی نسبی و عدم دسترسی به نتایج آزمایشگاهی اندازه‌گیری مستقیم تراوایی نسبی سیالات، از روش‌های غیر مستقیم نیز برای اندازه‌گیری آن استفاده می‌شود. یکی از این روش‌ها، استفاده از روابط تجربی محاسبه تراوایی نسبی با کمک اطلاعات فشار موینگی می‌باشد. روش‌هایی که برای محاسبه تراوایی نسبی با استفاده از اطلاعات فشار موینگی به کار گرفته شده‌اند، به طور کلی برای شرایط تخلیه بسط داده شده‌اند، به طوری که فاز غیرترکننده (گاز)، فاز ترکننده (آب یا نفت) را جا بجا می‌کند. در نتیجه، کاربرد این روش‌ها به طور کلی محدود به سیستم‌های گاز-آب و گاز-نفت می‌باشد که مخزن به روش تخلیه تولید می‌کند. اگر چه محاسبه تراوایی نسبی در سیستم آب-نفت با کمک اطلاعات فشار موینگی امکان پذیر است، دقت این روش‌ها برای آن معلوم نیست. مقاله‌های زیادی در زمینه تخمین تراوایی نسبی آب-نفت با کمک اطلاعات فشار موینگی وجود دارند [۱، ۲، ۳، ۴، ۵، ۷، ۸، ۹، ۱۰، ۱۱]. این مقاله‌ها و داده‌های آزمایشگاهی تراوایی نسبی و فشار موینگی برای اینکه بتوان نتیجه گرفت کدام روش برای تخمین تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از اطلاعات فشار موینگی در یک سیستم نفت تر مناسب است، کافی نیستند. برای تشریح شکل ریاضی مدل‌های به کار گرفته شده، در ابتدا مدل‌های Purcell و Burdine به طور خلاصه داده می‌شوند.

۲- مدل Purcell

اولین مدل برای محاسبه میزان تراوایی و تراوایی نسبی با استفاده از داده‌های فشار موینگی، در سال ۱۹۴۹ توسط Purcell ارائه گردید. Purcell با استفاده از مفهوم توزیع اندازه منافذ و اندازه‌گیری فشار موینگی با روش تزریق جیوه، مدل خود را ارائه داد. این روش می‌تواند برای محاسبه نفوذ پذیری نسبی چند فاز بسط داده شود. در حالت دو فاز تراوایی نسبی فاز ترکننده و غیرترکننده به صورت زیر به دست می‌آیند:

$$k_{rw}(s_w) = \frac{k_w(s_w)}{k_w(s_w=1)} = \frac{\int_0^{s_w} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (۱-الف)$$

$$k_{mw}(s_w) = \frac{\int_{s_w}^1 \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (۱-ب)$$

k_{rw} و S_w تراوایی نسبی و اشباع فاز ترکننده، k_{mw} تراوایی نسبی فاز غیرترکننده و P_c فشار موینگی به عنوان تابعی از S_w می‌باشد [۱۱].

۳- مدل Burdine

Burdine در سال ۱۹۵۳ رابطه‌ای مشابه روش Purcell با معرفی ضریب پیچاپیچی به عنوان تابعی از اشباع فاز ترکنده ارائه داد. تراوایی نسبی فاز ترکنده و غیرترکنده به صورت زیر به دست می‌آیند:

$$k_{nw} = (\lambda_{nw})^2 \frac{\int_0^{s_w} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (۲-الف)$$

$$k_{mw} = (\lambda_{mw})^2 \frac{\int_{s_w}^1 \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (۲-ب)$$

λ_{mw} و λ_{nw} نسبت پیچاپیچی فاز ترکنده و غیرترکنده هستند که به صورت زیر محاسبه می‌گردند:

$$\lambda_{nw} = \frac{\tau_w(1.0)}{\tau_w(s_w)} = S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (۳-الف)$$

$$\lambda_{mw} = \frac{\tau_{nw}(1.0)}{\tau_{nw}(s_w)} = S_{nw}^* = \frac{1 - S_w - S_{nwr}}{1 - S_{wr} - S_{nwr}} \quad (۳-ب)$$

S_{nwr} و S_{wr} حداقل درجه اشباع فاز ترکنده و غیرترکنده، $\tau_w(1.0)$ و $\tau_w(s_w)$ به ترتیب پیچاپیچی فاز ترکنده در اشباع ۱۰۰٪ و s_w و τ_{nw} پیچاپیچی فاز غیرترکنده است [۲].

۴- مدل Corey

بر اساس مدل‌های Purcell و Burdine و با داشتن عبارت ریاضی برای فشار موینگی، منحنی‌های نفوذ پذیری نسبی قابل محاسبه می‌باشند. در سال ۱۹۵۴، Corey دریافت که منحنی فشار موینگی گاز-نفت می‌تواند به صورت یک رابطه خطی به صورت زیر بیان شود:

$$\frac{1}{P_c^2} = C \cdot S_w^* \quad (۴)$$

که C ضریب ثابت و S_w^* اشباع نرمالیزه فاز ترکنده می‌باشد و طبق رابطه زیر بیان می‌شود:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (۵-الف)$$

که S_{wr} درجه اشباع باقی مانده فاز ترکنده می‌باشد.

در صورت استفاده از این روش برای محاسبه نفوذ پذیری سیستم آب-نفت، میزان S_w^* را می‌توان با استفاده از رابطه زیر به دست آورد:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{nwr}} \quad (۵-ب)$$

که S_{nwr} درجه اشباع باقی مانده فاز غیرترکنده می‌باشد [۳].

Corey، با جایگزینی رابطه خطی فشار موینگی در رابطه Burdine، رابطه‌های زیر را برای محاسبه تراوایی نسبی در حالت تخلیه به دست آورد:

$$k_{nw} = (S_w^*)^4 \quad (۶-الف)$$

$$k_{mw} = (1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*2}) \quad (۶-ب)$$

محدودیت اصلی مدل Corey در رابطه خطی مجذور فشار موینگی با درجه اشباع نرمالیزه می باشد، زیرا این رابطه تنها در حالت های خاصی صادق است.

۵- مدل Brooks-Corey

با توجه به محدودیت های مدل Corey، این مدل توسط Brooks و Corey در سال ۱۹۶۶ بهبود داده شد. در مدل Brooks-Corey رابطه فشار موینگی به صورت زیر تعریف گردید:

$$P_c = \frac{P_e}{(S_w^*)^{1/\lambda}} \quad (۷)$$

که P_e فشار موینگی ورود و λ شاخص توزیع اندازه منافذ می باشد و هرچه λ بزرگتر باشد نشانگر این است که ناهمگونی مغزه پایین است؛ میزان λ معمولاً بین ۱ و ۴ می باشد.

با قرار دادن رابطه فشار موینگی در مدل Burdine رابطه های محاسبه تراوایی فازهای ترکنده و غیرترکنده به صورت زیر به دست آمد:

$$k_{nw} = (S_w^*)^{2/\lambda+3} \quad (۸-الف)$$

$$k_{mw} = (1 - S_w^*)^2 \left[1 - (S_w^*)^{2/\lambda+1} \right] \quad (۸-ب)$$

در حالت خاصی که λ برابر ۲ باشد، رابطه Brooks-Corey به شکل رابطه Corey در می آید [۱].

۶- مدل Li-Purcell

این مدل با استفاده از مدل جامع فشار موینگی Li و مدل تراوایی نسبی Purcell استخراج شده است که به صورت زیر بیان می شود:

$$k_{nw} = \frac{1 - (S_{we})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}}{1 - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}} \quad (۹-الف)$$

$$k_{mw} = \frac{(S_{we})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}}{1 - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}} \quad (۹-ب)$$

که k_{nw} و k_{mw} به ترتیب تراوایی نسبی فاز ترکنده و فاز غیرترکنده می باشند؛ S_{we} به صورت زیر تعریف می شود:

$$S_{we} = 1 - b S_w^* \quad (۱۰)$$

یک ضریب ثابت است و به صورت زیر تعریف می گردد:

$$b = 1 - \left(\frac{P_e}{P_{\max}} \right)^{-\lambda} \quad (۱۱)$$

و α نیز به صورت زیر تعریف می گردد:

$$\alpha = \left(\frac{P_e}{P_{max}} \right)^{-\lambda} \quad (12)$$

که P_{max} فشار موینگی بیشینه می‌باشد، P_e فشار موینگی ورودی و λ اندیس توزیع اندازه حفره‌ها می‌باشد [۹].

۷- مدل Li-Burdine

این مدل با استفاده از مدل جامع فشار موینگی Li و مدل تراوایی نسبی Burdine استخراج شده است که به صورت زیر بیان می‌شود:

$$k_{nw} = \frac{1 - (S_{we})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}}{1 - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}} (S_w^*)^2 \quad (13-الف)$$

$$k_{mw} = \frac{(S_{we})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}}{1 - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}} (1 - S_w^*)^2 \quad (13-ب)$$

S_{we} و α نیز با رابطه‌های (۱۰) و (۱۲) تعریف می‌گردند [۹].

مدل‌های مختلفی شامل مدل‌های Corey، Li-Purcell، Brooks-Corey و Li-Burdine را برای محاسبه تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار موینگی آب-نفت در حالت تخلیه در یکی از مخازن کربناته ایران به کار گرفتیم. با وجود رواج زیاد مدل‌های Purcell و Burdine، ما از مدل‌های جدید Li-Purcell و Li-Burdine استفاده کردیم. برای تعیین گونه سنگی از روش Winland استفاده شد. در معادله Winland داریم:

$$\log(R_{35}) = 0.732 + 0.588 \log(k) - 0.864 \log(\phi) \quad (14)$$

که R_{35} شعاع منافذ مغزه بر حسب میکرون در اشباع ۳۵ درصد از جیوه در آزمایش فشار موینگی تزریق جیوه، k تراوایی بر حسب میلی داریسی، و ϕ تخلخل بر حسب درصد می‌باشد. مغزه‌های گونه سنگی یکسان، مقادیر مشابه R_{35} دارند [۶]. میزان R_{35} یک گونه سنگی، منعکس کننده بافت رسوبی و دیاژنتیکی است و بر روی عبور سیال و بازدهی مخزن تأثیر می‌گذارد؛ همچنین، R_{35} مشخص کننده نوع حفره‌های موثر کنترل کننده عبور سیال در سنگ می‌باشد. مقادیر R_{35} به صورت زیر برای تعریف واحدهای پتروفیزیکی به کار می‌روند:

مگاپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها بزرگ‌تر از ۱۰ میکرون می‌باشد.

ماکروپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها بین ۲ و ۱۰ میکرون می‌باشد.

مزوپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها بین ۰.۵ و ۲ میکرون می‌باشد.

میکروپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها بین ۰.۱ و ۰.۵ میکرون می‌باشد.

نانوپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها کوچک‌تر از ۰.۱ میکرون می‌باشد [۶].

در انتها نتایج محاسبه شده برای مغزه‌ها و گونه‌های سنگی با داده‌های آزمایشگاهی تراوایی نسبی مقایسه می‌شوند.

۸- بررسی و تفسیر نتایج

داده‌های آزمایشگاهی مورد استفاده با همکاری شرکت نفت فلات قاره ایران تهیه شده است. این داده‌ها شامل ۶ نمونه می‌باشند که در اعماق مختلف چاه گرفته شده‌اند. از هر نمونه ۲ مغزه به قطر ۱/۵ اینچ و طول ۲-۱/۵ اینچ جدا و در دستگاه ساکسلت و با استفاده از تولوئن و متانول داغ تمیز شده‌اند؛ سپس، در آون معمولی با دمای ۱۰۵ درجه سانتیگراد خشک

شده‌اند. حجم و چگالی جامد توسط دستگاه AutoPorosimeter اندازه‌گیری شده است و بعد از آن تخلخل و تراوایی مغزه‌ها در دستگاه CMS-300 و در فشار ۱۷۳۱ psi اندازه‌گیری شده‌اند. تمامی مغزه‌ها کربناته است؛ پس از استراحت دادن مغزه‌ها با نفت به مدت ۴۰ روز و بازسازی شرایط مخزن، آزمایشات تعیین ترشوندگی Amout و USBM انجام شدند و نشان دادند که تمامی مغزه‌ها نفت‌تر یا مایل به نفت‌تر می‌باشند. در این مقاله فرض بر نفت‌تر بودن تمامی مغزه‌ها است، لذا فاز ترکنده نفت و فاز غیرترکنده آب می‌باشد. بر روی یک سری از مغزه‌ها، آزمایش فشارمویبگی به روش سانتیریویژ و آزمایش تراوایی نسبی انجام شد. تراوایی نسبی مغزه‌های ۱ و ۴ به روش ناپایا و تراوایی نسبی مغزه‌های ۲، ۳، ۵ و ۶ به روش پایا اندازه‌گیری شده‌اند. ویژگی‌های سنگ و سیال مورد استفاده در جدول ۱ و مقادیر آزمایشگاهی تراوایی نسبی در جدول ۲ نشان داده شده است.

برای به دست آوردن ضرایب مورد نیاز برای مدل‌های تراوایی نسبی Brooks-Corey و Li-Burdine، ابتدا با استفاده از داده‌های فشار مویبگی و مدل‌های فشار مویبگی Brooks-Corey و Li، منحنی‌ای که بهترین تطابق را با این داده‌ها داشته باشد، به دست می‌آوریم. برای این کار از نرم افزار مطلب (MATLAB)، بسته ابزاری Curve Fitting استفاده شده است. شکل‌های ۱ و ۲ داده‌های فشار مویبگی و مدل‌های مویبگی برای به دست آوردن ضرایب مورد نیاز در مدل‌های تراوایی نسبی می‌باشند. نتایج تراوایی نسبی محاسبه شده و مقایسه آن‌ها با داده‌های آزمایشگاهی در شکل ۳ نشان داده شده است. خطای هر یک از مدل‌ها به روش جذر میانگین مربع‌ها محاسبه گردید که در جداول ۱-۳ و ۲-۳ مقادیر آن‌ها نشان داده شده است. مدل‌های Brooks-Corey و Corey، بهترین تطابق را با داده‌های آزمایشگاهی فاز ترکنده دارند و مدل‌های Li-Purcell و Li-Burdine، مقادیر کمتری نسبت به داده‌های آزمایشگاهی به دست می‌دهند. تراوایی نسبی فاز غیرترکنده محاسبه شده توسط تمامی مدل‌ها به جز مدل Li-Purcell، تقریباً یکسان بوده و در اکثر موارد مقادیر بیشتری را محاسبه می‌کنند. تراوایی نسبی فاز غیرترکنده محاسبه شده با مدل Li-Purcell در هیچ یک از شکل‌ها نشان داده نشده است، زیرا تقعر نمودار در مختصات کارتزین به سمت محور اشباع نرمالیزه است که با داده‌های آزمایشگاهی فاصله زیادی داشته و غیرقابل قبول می‌باشد. از آنجا که در رابطه Brooks-Corey سعی شده تا با وارد کردن پارامتر λ بر محدودیت رابطه Corey در خصوص در نظر گرفتن توزیع خاص از اندازه منافذ غلبه گردد، بنابراین رابطه Brooks-Corey دارای قابلیت بیشتری در محاسبه منحنی‌های تراوایی نسبی برای انواع مختلف سنگ‌های مخزنی می‌باشد. تنها می‌بایست در محاسبه پارامتر λ دقت نمود، زیرا منحنی‌های فشار مویبگی قادر به تخمین دقیق توزیع اندازه منافذ نبوده و علاوه بر این، برخی از منحنی‌ها با استفاده از یک λ قابل توصیف نیستند. به نظر می‌رسد تعریف λ های مختلف در بازه‌های متفاوت اشباع فازها، منجر به توصیف بهتر منحنی فشار مویبگی گردیده و دقت روش را در تخمین تراوایی نسبی افزایش دهد. ذکر این نکته ضروری است که توان ضریب انتگرال به صورت $\tau(s_w^* = 1) / \tau(s_w^*)$ الزاماً برابر ۲ نبوده و Burdine نیز دلیل تئوری برای آن ارائه نداده است. از آنجا که این ضریب بر نتایج مدل‌ها به خصوص میزان انحنای منحنی‌های تراوایی نسبی موثر است، بنابراین، بهتر است ضریب به طور کلی $(s_w^*)^n$ تعریف شده و n بر اساس شکل منحنی فشار مویبگی تعیین شود. در مورد مدل Li-Purcell نیز، خطای کم برای فاز ترکنده و خطای زیاد برای فاز غیرترکنده، نشان از تأثیر ناچیز ضریب پیچاپیچی به عنوان تابعی از اشباع فاز تر، بر تراوایی نسبی فاز ترکنده دارد. بر اساس تعریف ضریب پیچاپیچی در رابطه Burdine، وقتی S_w به S_{wr} میل می‌کند، طول محیط متخلخل، l ، به سمت بی نهایت سوق پیدا می‌کند و فاز ترکنده به صورت ناپیوسته در می‌آید که این امر درست به نظر نمی‌آید، زیرا، همان‌طور که Li و Horne نیز بیان کردند، در این حالت فاز ترکنده به صورت یک فیلم پیوسته بر روی سطح سنگ می‌ماند، در نتیجه، میزان پیچاپیچی در این حالت تقریباً برابر پیچاپیچی در حالت اشباع کامل از فاز ترکنده است که نشان دهنده اثر ناچیز اشباع فاز ترکنده بر روی پیچاپیچی فاز ترکنده است [۱۰]. به طور مشابه، زمانی که S_w به $S_{wr} - 1$ میل

می‌کند، طول محیط متخلخل، l ، به سمت بی نهایت سوق پیدا می‌کند و فاز غیرترکونده به صورت ناپیوسته در می‌آید. این امر درست به نظر می‌آید، زیرا، در این حالت، فاز غیرترکونده ممکن است به صورت قطرات ناپیوسته بر سطح سنگ باقی بماند. به نظر می‌رسد که پیچاپیچی فاز ترکونده و غیر ترکونده، رفتار متفاوتی به عنوان تابعی از اشباع فاز ترکونده از خود نشان می‌دهند. این می‌تواند دلیلی برای معرفی پیچاپیچی برای فاز غیرترکونده باشد.

پس از محاسبه خطا برای هر یک از مغزه‌ها، گونه سنگی با استفاده از روش Winland برای این مخزن انجام شد [۶]. مغزه‌های شماره ۲ و ۳ در بازه مگاپورت ($>10\mu$)، مغزه‌های شماره ۱ و ۵ در بازه ماکروپورت ($10\mu-2$) و مغزه‌های شماره ۴ و ۶ در بازه مزوپورت ($2\mu-0.5$) قرار گرفتند. محدوده مگاپورت را گونه سنگی نوع ۱، محدوده ماکروپورت را گونه سنگی نوع ۲ و محدوده مزوپورت را گونه سنگی نوع ۳ می‌نامیم. با میانگین‌گیری از مقادیر تراوایی نسبی آزمایشگاهی و اندازه‌گیری شده، تراوایی نسبی هر یک از گونه‌های سنگی به دست آمد که در شکل ۴ نشان داده شده است [۱۲]. میزان خطای هر یک از مدل‌ها برای هر گونه سنگی در جداول ۳-۳ و ۳-۴ نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل ۴ دیده می‌شود، مقادیر تخمین زده شده برای فاز تر نسبتاً دقیق بوده و قابل اعتماد می‌باشند. برای حالت غیرتر، به طور کلی، در اشباع‌های پایین آب، مقادیر تخمین زده شده مناسب است، ولی، با افزایش میزان اشباع از دقت مقادیر محاسبه شده کاسته می‌شود؛ نکته قابل توجه تطابق مناسب مدل‌ها با منحنی تراوایی نسبی فاز غیرترکونده گونه سنگی نوع اول است؛ با توجه به λ های به دست آمده از مدل‌های مویینگی، این امر می‌تواند به دلیل ناهمگونی کم نمونه‌های بازه مگاپورت و در نتیجه پاسخ بهتر شبیه سازی محیط متخلخل با لوله‌های مویین باشد.

۹- نتیجه گیری

مطالعات انجام شده نشان داد که در صورت اندازه‌گیری صحیح منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار مویینگی، ارتباط مناسبی بین تراوایی نسبی و فشار مویینگی وجود داشته و می‌توان از مدل‌های موجود، با تقریب خوبی، برای پیش بینی منحنی تراوایی نسبی فازها استفاده نمود. بر اساس داده‌های موجود از یکی از مخازن کربناته ایران و مطالعات انجام شده بر روی آن‌ها، نتایج زیر برای تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی آب-نفت از فشار مویینگی در یک مخزن کربناته نفت تر حاصل شد:

۱- مدل‌های Corey و Brooks-Corey بهترین تطابق را با داده‌های آزمایشگاهی فاز ترکونده دارند که با توجه به کامل تر بودن مدل Brooks-Corey، این مدل به عنوان مدل بهینه برای تخمین تراوایی نسبی فاز ترکونده مخازن کربناته نفت تر، پیشنهاد می‌گردد.

۲- مدل‌های Li-Purcell و Li-Burdine نیز، در برخی نمونه‌ها، تخمین خوبی برای تراوایی نسبی فاز تر فراهم می‌آورند.

۳- تراوایی نسبی فاز غیرترکونده محاسبه شده توسط تمامی مدل‌ها به جز مدل Li-Purcell، تقریباً یکسان بوده و در اکثر موارد مقادیر بیشتری را محاسبه می‌کنند.

۴- برای محاسبه تراوایی نسبی فاز ترکونده برای هر گونه سنگی نیز، استفاده از مدل Brooks-Corey به عنوان مدل بهینه پیشنهاد می‌گردد.

۵- برای محاسبه تراوایی نسبی فاز غیرترکونده برای هر گونه سنگی، استفاده از مدل‌ها در بازه مگاپورت مناسب است.

۶- تخمین نمودارهای تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار مویینگی می‌تواند به عنوان یک روش قابل قبول در محیط‌های کربناته نفت تر، مورد استفاده قرار گیرد.

تشکر و قدردانی

این مقاله تحت حمایت مادی واحد پژوهش و توسعه شرکت نفت فلات قاره ایران انجام شده است.

جدول ۱- ویژگی‌های سنگ و سیال

| شماره نمونه | تراوایی نسبت به هوا، میلی داریسی | تخلخل، کسر | چگالی سنگ، گرم بر سی سی | شاخص ترشوندگی آموت- هاروی | تراوایی نسبت به نفت در S_{wr} میلی داریسی | گرانروی آب، سانتی پواز | گرانروی نفت در ۶۳ سانتیگراد، سانتی پواز | چگالی آب، گرم بر سی سی | چگالی نفت، گرم بر سی سی | قطر، سانتی متر | طول، سانتی متر |
|-------------|----------------------------------|------------|-------------------------|---------------------------|---|------------------------|---|------------------------|-------------------------|----------------|----------------|
| 1 | 25.4 | 0.309 | 2.87 | -0.177 | 14.9 | 1.7708 | 1.6786 | 1.1460 | 0.8643 | 3.830 | 4.749 |
| 2 | 977.0 | 0.246 | 2.84 | -0.578 | 154 | 1.8170 | 1.6979 | 1.1464 | 0.8647 | 3.823 | 4.424 |
| 3 | 401.0 | 0.136 | 2.82 | -0.351 | 292 | 1.7708 | 1.6598 | 1.1460 | 0.8639 | 3.823 | 4.199 |
| 4 | 33.2 | 0.276 | 2.85 | -0.211 | 14.4 | 1.8409 | 1.6236 | 1.1466 | 0.8630 | 3.799 | 4.808 |
| 5 | 28.5 | 0.159 | 2.83 | -0.209 | 13.8 | 1.7266 | 1.6236 | 1.1455 | 0.8630 | 3.826 | 4.326 |
| 6 | 16.5 | 0.207 | 2.84 | -0.269 | 8.8 | 1.8170 | 1.6979 | 1.1464 | 0.8647 | 3.828 | 4.268 |

جدول ۲- مقادیر آزمایشگاهی تراوایی نسبی نفت-آب

| نمونه شماره ۱ | | | نمونه شماره ۴ | | | نمونه شماره ۲ | | | نمونه شماره ۳ | | | نمونه شماره ۵ | | | نمونه شماره ۶ | | |
|---------------|----------|----------|---------------|----------|----------|---------------|----------|----------|---------------|----------|----------|---------------|----------|----------|---------------|----------|----------|
| S_w | K_{rw} | K_{ro} | S_w | K_{rw} | K_{ro} | S_w | K_{rw} | K_{ro} | S_w | K_{rw} | K_{ro} | S_w | K_{rw} | K_{ro} | S_w | K_{rw} | K_{ro} |
| 0.165 | 0.000 | 1.0000 | 0.136 | 0 | 1.0000 | 0.095 | 0 | 1 | 0.170 | 0 | 1.000 | 0.161 | 0 | 1 | 0.138 | 0 | 1.000 |
| 0.557 | 0.228 | 0.0294 | 0.609 | 0.237 | 0.0194 | 0.247 | 0.075 | 0.428 | 0.292 | 0.035 | 0.296 | 0.191 | 0.040 | 0.722 | 0.256 | 0.010 | 0.352 |
| 0.565 | 0.241 | 0.0271 | 0.622 | 0.257 | 0.0162 | 0.269 | 0.086 | 0.327 | 0.352 | 0.048 | 0.181 | 0.236 | 0.058 | 0.488 | 0.350 | 0.037 | 0.138 |
| 0.574 | 0.254 | 0.0241 | 0.629 | 0.269 | 0.0145 | 0.287 | 0.164 | 0.230 | 0.378 | 0.063 | 0.088 | 0.264 | 0.113 | 0.423 | 0.426 | 0.051 | 0.072 |
| 0.582 | 0.266 | 0.0217 | 0.638 | 0.285 | 0.0125 | 0.307 | 0.204 | 0.190 | 0.425 | 0.078 | 0.073 | 0.360 | 0.163 | 0.231 | 0.443 | 0.065 | 0.061 |
| 0.589 | 0.276 | 0.0198 | 0.643 | 0.294 | 0.0115 | 0.358 | 0.246 | 0.058 | 0.444 | 0.100 | 0.063 | 0.388 | 0.187 | 0.176 | 0.463 | 0.087 | 0.054 |
| 0.595 | 0.285 | 0.0181 | 0.648 | 0.302 | 0.0106 | 0.408 | 0.297 | 0.031 | 0.485 | 0.143 | 0.034 | 0.417 | 0.195 | 0.122 | 0.520 | 0.129 | 0.030 |
| 0.603 | 0.296 | 0.0163 | 0.652 | 0.309 | 0.0099 | 0.446 | 0.365 | 0.009 | 0.529 | 0.190 | 0.020 | 0.488 | 0.295 | 0.070 | 0.566 | 0.164 | 0.017 |
| 0.610 | 0.307 | 0.0145 | 0.656 | 0.316 | 0.0092 | 0.625 | 0.790 | 0 | 0.593 | 0.291 | 0.007 | 0.539 | 0.399 | 0.042 | 0.760 | 0.502 | 0.000 |
| 0.619 | 0.320 | 0.0128 | 0.660 | 0.322 | 0.0087 | | | | 0.710 | 0.458 | 0.000 | 0.580 | 0.476 | 0.023 | | | |
| 0.626 | 0.332 | 0.0113 | 0.663 | 0.328 | 0.0081 | | | | | | | 0.817 | 0.954 | 0.000 | | | |
| 0.633 | 0.342 | 0.0101 | 0.666 | 0.334 | 0.0077 | | | | | | | | | | | | |
| 0.639 | 0.352 | 0.0091 | 0.676 | 0.352 | 0.0063 | | | | | | | | | | | | |
| 0.644 | 0.360 | 0.0083 | 0.679 | 0.359 | 0.0059 | | | | | | | | | | | | |
| 0.649 | 0.368 | 0.0077 | 0.689 | 0.378 | 0.0048 | | | | | | | | | | | | |
| 0.656 | 0.380 | 0.0067 | 0.692 | 0.384 | 0.0044 | | | | | | | | | | | | |
| 0.663 | 0.391 | 0.0059 | 0.695 | 0.389 | 0.0041 | | | | | | | | | | | | |
| 0.671 | 0.406 | 0.0050 | 0.698 | 0.394 | 0.0039 | | | | | | | | | | | | |
| 0.678 | 0.418 | 0.0043 | 0.700 | 0.399 | 0.0037 | | | | | | | | | | | | |
| 0.684 | 0.428 | 0.0038 | 0.702 | 0.404 | 0.0034 | | | | | | | | | | | | |
| 0.689 | 0.437 | 0.0034 | 0.705 | 0.408 | 0.0033 | | | | | | | | | | | | |
| 0.693 | 0.445 | 0.0031 | 0.708 | 0.414 | 0.0030 | | | | | | | | | | | | |
| 0.697 | 0.452 | 0.0028 | 0.717 | 0.429 | 0.0023 | | | | | | | | | | | | |
| 0.705 | 0.465 | 0.0023 | 0.725 | 0.442 | 0.0019 | | | | | | | | | | | | |
| 0.708 | 0.471 | 0.0021 | 0.735 | 0.459 | 0.0014 | | | | | | | | | | | | |
| 0.717 | 0.488 | 0.0017 | 0.747 | 0.476 | 0.0009 | | | | | | | | | | | | |
| 0.719 | 0.492 | 0.0016 | 0.752 | 0.482 | 0.0007 | | | | | | | | | | | | |
| 0.728 | 0.508 | 0.0012 | 0.761 | 0.492 | 0.0006 | | | | | | | | | | | | |
| 0.733 | 0.517 | 0.0010 | 0.764 | 0.495 | 0.0005 | | | | | | | | | | | | |
| 0.742 | 0.532 | 0.0008 | 0.766 | 0.497 | 0.0004 | | | | | | | | | | | | |
| 0.750 | 0.546 | 0.0006 | 0.770 | 0.500 | 0.0004 | | | | | | | | | | | | |
| 0.755 | 0.554 | 0.0005 | 0.772 | 0.502 | 0.0003 | | | | | | | | | | | | |
| 0.762 | 0.566 | 0.0004 | 0.775 | 0.505 | 0.0003 | | | | | | | | | | | | |
| 0.765 | 0.571 | 0.0003 | 0.778 | 0.507 | 0.0003 | | | | | | | | | | | | |
| 0.795 | 0.654 | 0.0000 | 0.802 | 0.572 | 0.0000 | | | | | | | | | | | | |

جدول ۳-۱- خطای هر یک از مدل‌ها برای فاز تر

| شماره مغزه | خطای مدل Corey | خطای مدل Brooks-Corey | خطای مدل Li-Purcell | خطای مدل Li-Burdine |
|------------|----------------|-----------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 0.0049 | 0.0016 | 0.0115 | 0.0115 |
| 2 | 0.0758 | 0.0606 | 0.2064 | 0.2064 |
| 3 | 0.0369 | 0.0270 | 0.0655 | 0.0236 |
| 4 | 0.0052 | 0.0036 | 0.0072 | 0.0064 |
| 5 | 0.0564 | 0.0744 | 0.2280 | 0.2180 |
| 6 | 0.0513 | 0.0531 | 0.0895 | 0.0650 |

جدول ۳-۲- خطای هر یک از مدل‌ها برای فاز غیر تر

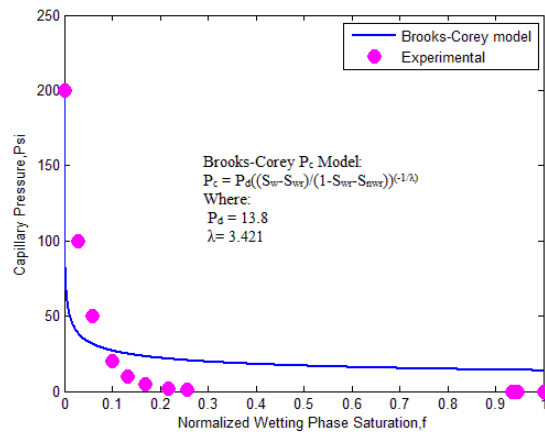
| شماره مغزه | خطای مدل Corey | خطای مدل Brooks-Corey | خطای مدل Li-Burdine |
|------------|----------------|-----------------------|---------------------|
| 1 | 0.2257 | 0.2090 | 0.2459 |
| 2 | 0.0871 | 0.0910 | 0.0787 |
| 3 | 0.2139 | 0.2092 | 0.2336 |
| 4 | 0.3162 | 0.3018 | 0.3312 |
| 5 | 0.0943 | 0.1065 | 0.0575 |
| 6 | 0.2093 | 0.1981 | 0.2361 |

جدول ۳-۳- خطای هر یک از مدل‌ها برای هر گونه سنگی برای فاز تر

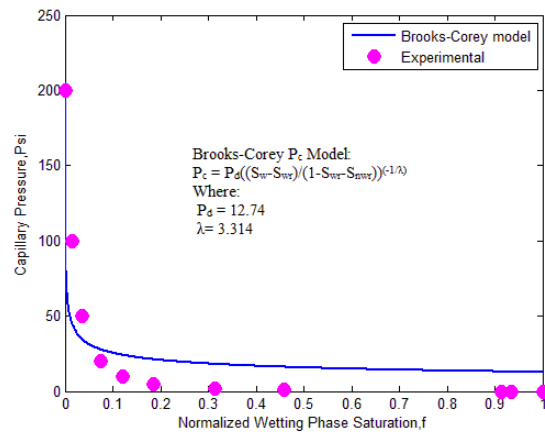
| گونه سنگی | خطای مدل Corey | خطای مدل Brooks-Corey | خطای مدل Li-Burdine |
|-----------|----------------|-----------------------|---------------------|
| 1 | 0.0568 | 0.0601 | 0.1236 |
| 2 | 0.1164 | 0.114 | 0.3728 |
| 3 | 0.0432 | 0.0389 | 0.1169 |

جدول ۳-۴- خطای هر یک از مدل‌ها برای هر گونه سنگی برای فاز غیر تر

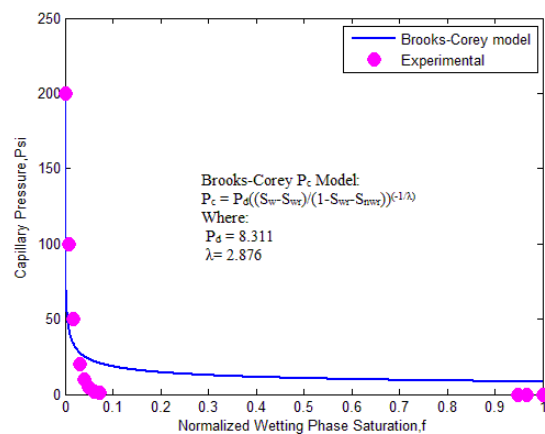
| گونه سنگی | خطای مدل Corey | خطای مدل Brooks-Corey | خطای مدل Li-Burdine |
|-----------|----------------|-----------------------|---------------------|
| 1 | 0.0272 | 0.0514 | 0.0878 |
| 2 | 0.2975 | 0.2529 | 0.2796 |
| 3 | 0.2464 | 0.2416 | 0.2788 |



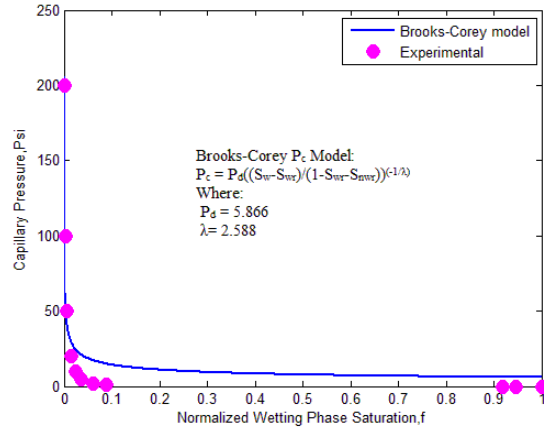
شکل ۱-۱- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۱



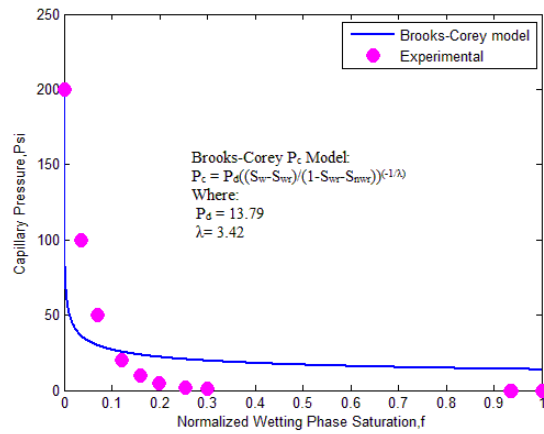
شکل ۲-۱- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۴



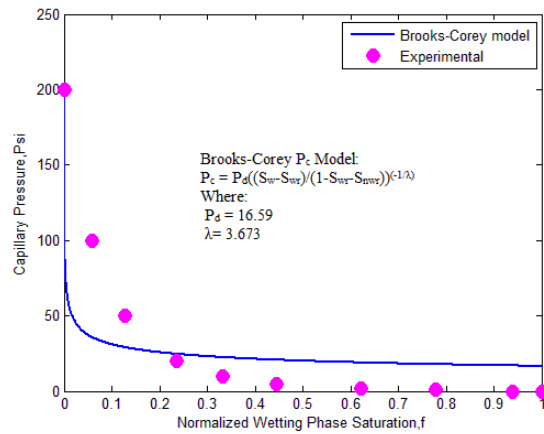
شکل ۳-۱- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۲



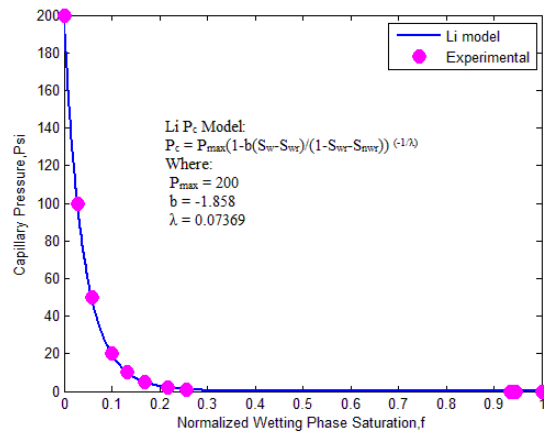
شکل ۱-۴- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۳



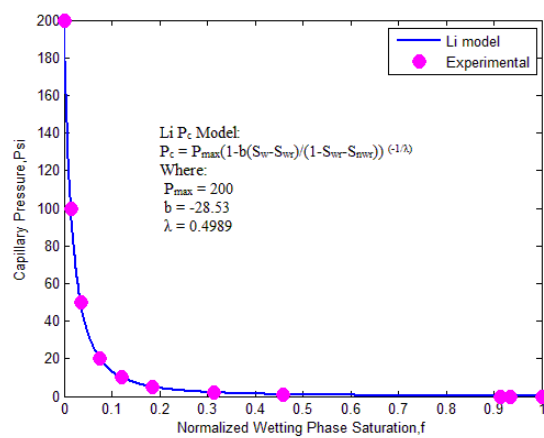
شکل ۱-۵- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۵



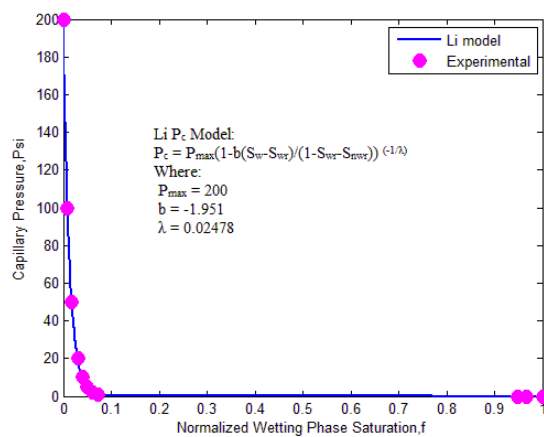
شکل ۱-۶- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۶



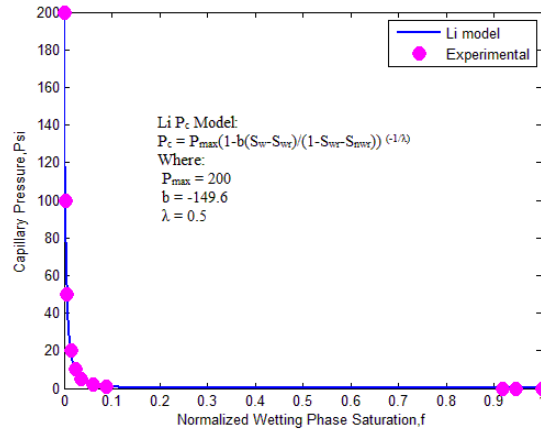
شکل ۲-۱- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۱



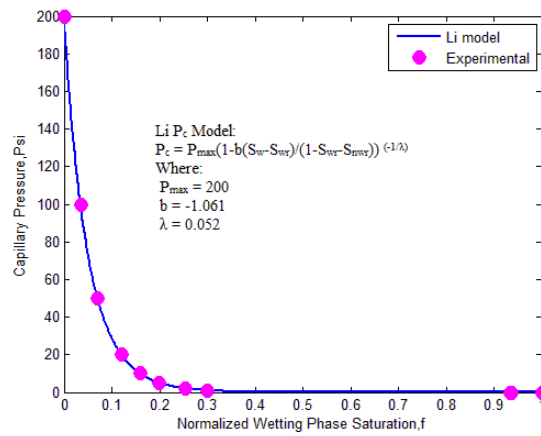
شکل ۲-۲- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۴



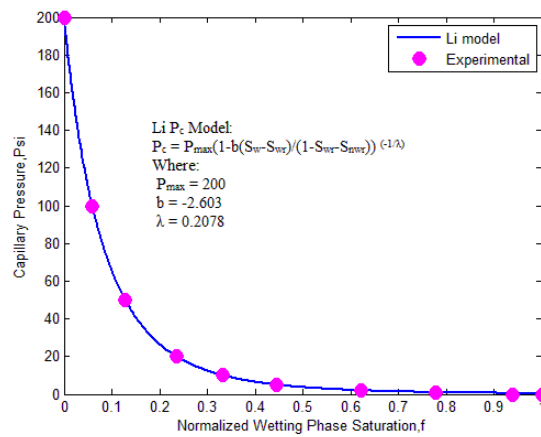
شکل ۲-۳- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۲



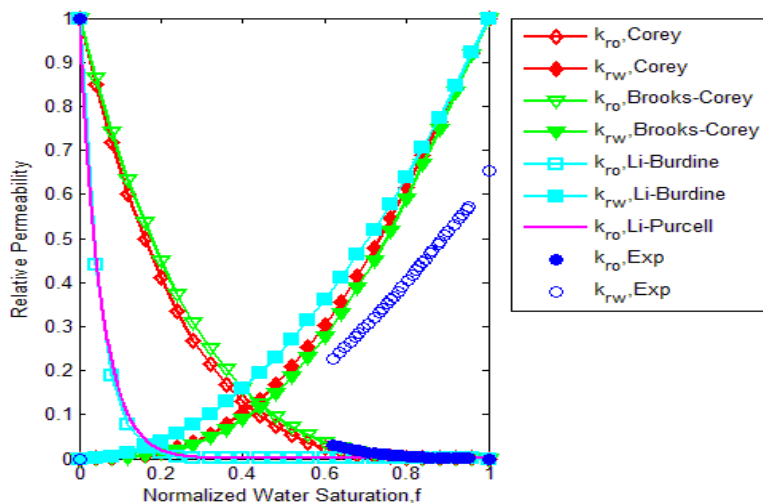
شکل ۲-۴- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۳



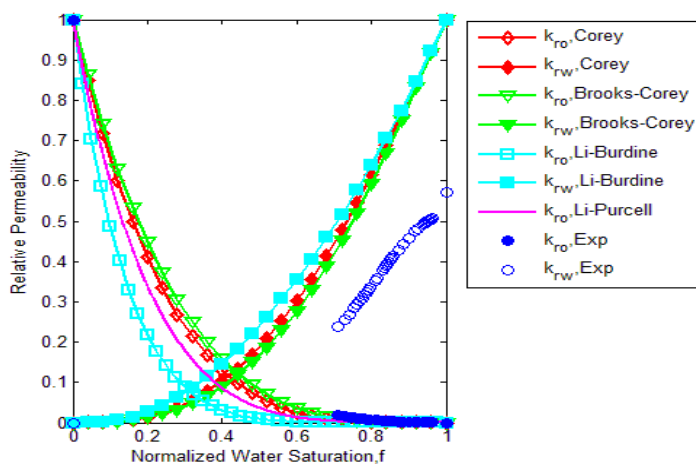
شکل ۲-۵- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۵



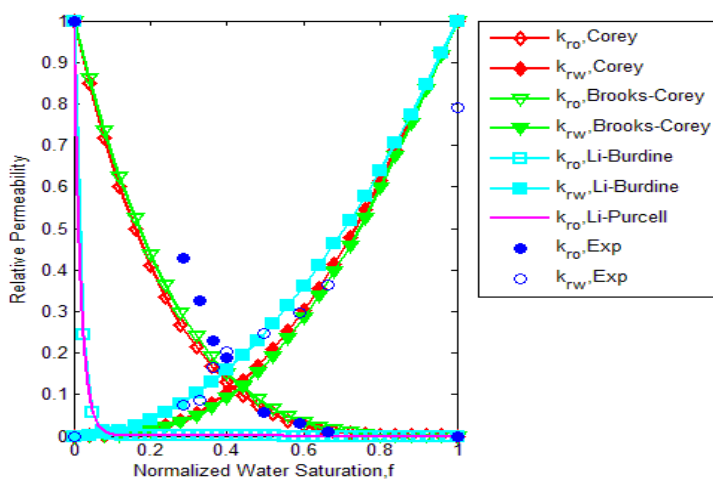
شکل ۲-۶- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۶



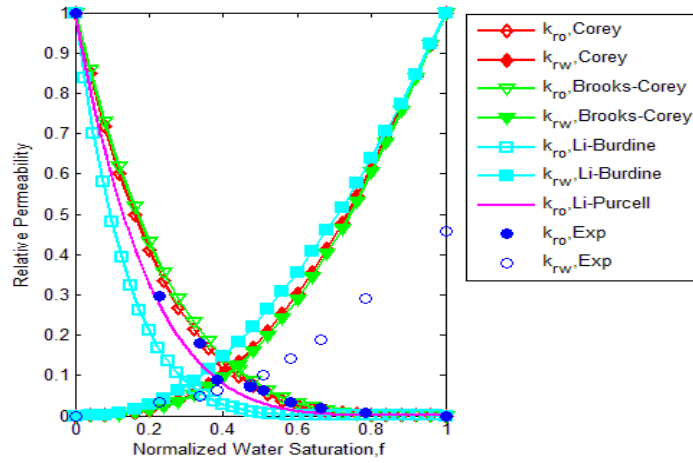
شکل ۳-۱- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۱ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



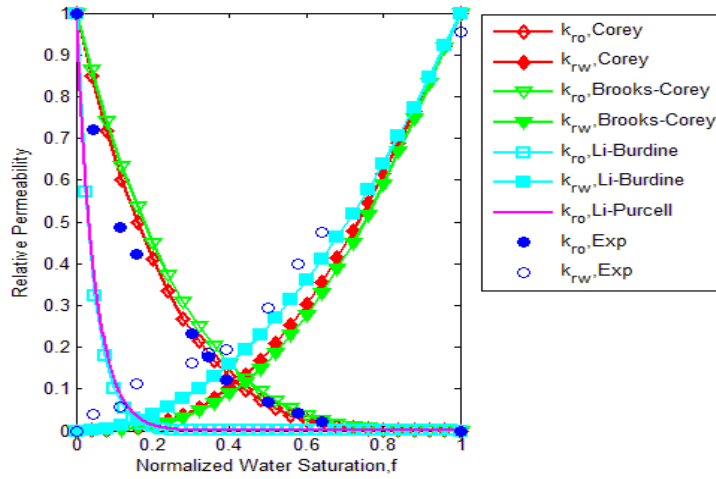
شکل ۳-۲- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۴ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



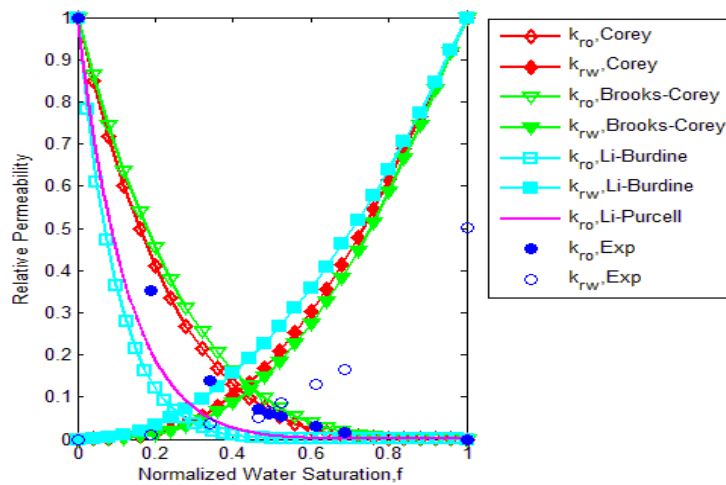
شکل ۳-۳- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۲ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



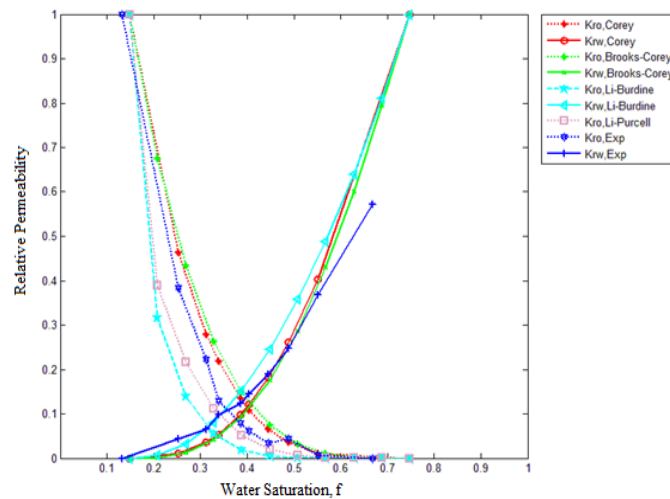
شکل ۳-۴- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۳ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



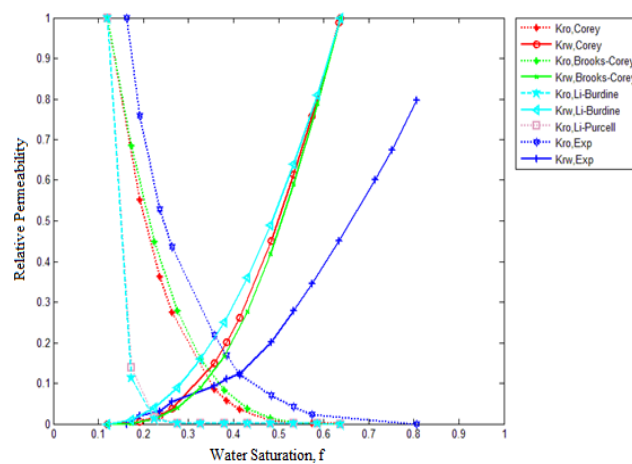
شکل ۳-۵- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۵ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



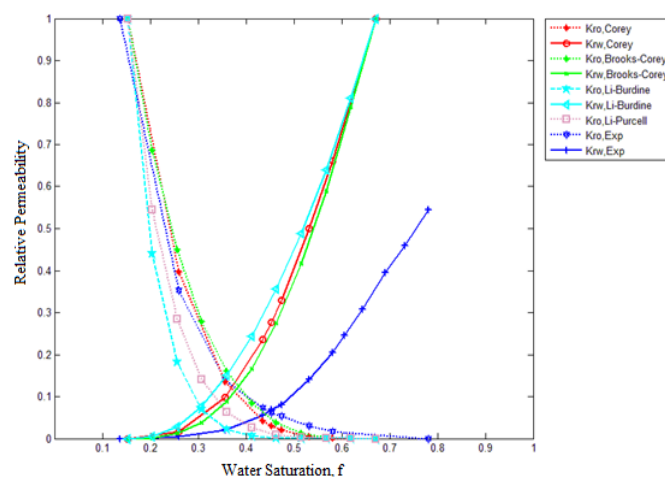
شکل ۳-۶- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۶ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



شکل ۴-۱- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده گونه سنگی نوع اول و مقایسه آن با مقادیر واقعی



شکل ۴-۲- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده گونه سنگی نوع دوم و مقایسه آن با مقادیر واقعی



شکل ۴-۳- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده گونه سنگی نوع سوم و مقایسه آن با مقادیر واقع

منابع

- [1] Brooks, R.H.; Corey, A.T.; (1966); *Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow*, J. Irrigation and Drainage Engineering, vol.92, 61-87.
- [2] Burdine, N.T.; (1953); *Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data*, Trans. AIME, vol.198, 71-78.
- [3] Corey, A.T.; (1954); *The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities*, Producers Monthly, vol. 19, 38-41.
- [4] Honarpour, M.M.; Koederitz, L.; Harvey, A.H.; (1986); *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*, CRC press, Boca Raton, Florida, USA.
- [5] Huang, D.D.; Honarpour, M.M.; Al-Hussainy, R.; (1997); *An Improved Model for Relative Permeability and Capillary Pressure Incorporating Wettability*, Paper SCA 9718, Proceeding of International Symposium of the Society of Core Analysts, Calgary, Canada, September 7-10.
- [6] Kolodzie, S.; Jr.; (1980); *Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smiths Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado*, paper SPE 9382 presented at the 1980 Annual Fall Technical Conference of Society of Petroleum Engineers held in Dallas, Texas, September 21-24.
- [7] Land, C. S.; (1968); *Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow from Rock Properties*, SPEJ, June, 149-156.
- [8] Land, C. S.; (1971); *Comparison of Calculated with Experimental Imbibition Relative Permeability*, Trans. AIME, vol. 251, 419-425.
- [9] Li, K.; (2004); *Generalized Capillary Pressure and Relative Permeability Model Inferred from Fractal Characterization of Porous Media*, Paper SPE 89874, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in, Houston, Texas, September 26-29.
- [10] Li, K.; Horne, R.N.; (2001); *Steam-Water Relative Permeability by the Capillary Pressure Method*, Presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Edinburgh, Scotland, September 17-19.
- [11] Purcell, W.R.; (1949); *Capillary Pressures-their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability*, Trans. AIME, vol. 186, 39-48.
- [12] Ahmad, Tarek; (1997); *Reservoir Engineering Handbook*, 2nd Edition, Gulf professional publishing, 304-307.

Estimation of relative permeability curves from capillary pressure data in one of Iranian carbonate reservoir

Babak Shabani & Ezatallah Kazemzadeh

Abstract

Relative permeability can be measured directly from cores, but due to problems such as unavailability of experimental results of direct relative permeability measurement, indirect techniques also have been used to calculate relative permeability. One of these methods is estimating relative permeability curves from capillary pressure data that the reliability of this method for approximation of liquid-gas relative permeability curves had thoroughly investigated. However, there is not enough information to conclude which method is the standard one for calculating oil-water relative permeability curves. Various capillary pressure techniques such as the Corey, Brooks-Corey, Li-Purcell and Li-Burdine methods were utilized to calculate oil-water relative permeabilities using the measured oil-water capillary pressure data in drainage process in an oil-wet Carbonate reservoir. Despite wide popularity of Purcell and Burdine methods for calculating relative permeability, new Li-Purcell and Li-Burdine methods were used. The calculated results were compared to the experimental data of oil-water relative permeabilities measured in a Carbonate reservoir. The Corey and Brooks-Corey models are shown an acceptable and nearly exact match with the measured oil relative permeability values. However, the Li-Purcell and Li-Burdine models underestimate the values for wetting phase in most cases. It is also worth mentioning that, except Li-Purcell method, the results of all other methods for calculating non-wetting phase relative permeability are almost the same and overestimate the values. Then, rock typing on the basis of pore throat radius at 35% mercury saturation were done and the accuracy of each model were examined for all rock types. Results of this work revealed that calculation of oil-water relative permeability using the capillary pressure data is also a reliable technique in oil-wet carbonate reservoirs.

Key Words:Relative Permeability, Capillary Pressure, Wetting Phase, Nonwetting Phase, Saturation, Core.