

بهبود روش LET و به کارگیری آن در مدل سازی منحنی های تراوایی نسبی سنگ یکی از مخازن هیدروکربوری کشور

سید مجید هاشمی^{*۱}

^۱پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز

*smhashemi42@yahoo.com

تاریخ دریافت: دی ۹۱، تاریخ پذیرش: مهر ۹۲

چکیده

دو روش برای تخمین خواص سنگ و سیال در جریان چند فازي وجود دارد. یکی تعیین خواص سیال چند فازي توسط داده های آزمایشگاهی و دیگری ارائه توابع تحلیلی برای تعیین فشار موئینگی و تراوایی نسبی می باشد. ضروری است که این توابع از درجه آزادی کافی برخوردار باشند تا بتوانند داده های اندازه گیری شده را در عین راحتی و قابل فهم بودن تعیین نمایند. مدل های مختلفی از جمله مدل کوری، بروکس - کوری، لی - پورسل، لی - بوردین، و برای محاسبه تراوایی نسبی از روی داده های روتین مخزن موجود می باشد. برخی از این مدل ها در محدوده های خاص دارای حساسیت بوده و در برخی از نواحی دیگر جواب های پایداری ارائه نداده و قابل اطمینان نیستند. در تحقیقات اخیر یک رابطه تحلیلی ۳ پارامتری انعطاف پذیر برای تخمین تراوایی نسبی پیشنهاد شده است. مدل سازی نتایج آزمایشات تراوایی نسبی در حالت ناپایدار اغلب توسط روابط مورد استفاده مانند رابطه کوری را سخت می نماید. روابط جدید قسمت های مختلف منحنی های تراوایی نسبی را تحت تاثیر قرار داده و در نتیجه رفتار مختلف در کل محدوده اشباع تعیین می گردد. روابط بهبود یافته با انجام آزمایشات حالت ناپایدار بر روی مغزه های بدست آمده از یکی از میادین جنوب کشور در شرایط مخزن آزموده شده و دقت آن اثبات شده است نتایج مطالعه نشان می دهد که رابطه منطقی بین داده های اساسی سنگ مخزن و پارامترهای تطابق وجود دارد. به منظور مدلسازی منحنی های تراوایی نسبی، منحنی تغییرات پارامترهای تطابق در مقابل داده های اساسی سنگ مخزن از جمله تراوایی و تخلخل رسم و رابطه ای منطقی بین این مقادیر بدست می آید. سپس با دانستن رابطه و مقادیر تخلخل یا تراوایی میتوان منحنی تراوایی نسبی مربوط به آن نمونه را تعیین نمود.

کلمات کلیدی: تراوایی نسبی آب/نفت، مدل LET، مدلسازی، مدل توسعه یافته LET، گروه بندی سنگی.

۱. مقدمه

تراوایی نسبی به طور معمول برای مدل سازی میدانی یک مخزن اندازه گیری می شود. آزمایشات با تزریق متناوب آب یا گاز به درون نمونه های اشباع شده از نفت به همراه آب اولیه انجام می پذیرند. آنالیز این آزمایشات به صورت تحلیلی و یا عددی اطلاعات تراوایی نسبی را تا اشباع باقیمانده نفت می دهد که معمولاً بین ۵ تا ۱۵ درصد کل دامنه اشباع را شامل می شود. با چنین دامنه محدود استفاده از رابطه ای مانند کوری [۱] نسبتاً عادی می باشد. این یک رابطه توانی ساده می باشد که فقط یک پارامتر تجربی دارد که همان مقدار توان است. مقدار اشباع باقیمانده نفت S_{or} ، اشباع آب غیر قابل کاهش S_{wi} و ... هیچکدام نمیتوانند بعنوان پارامترهای تطابق محسوب شوند. اما به هر حال برای دستیابی به یک مدل قابل قبول در کاربردهای میدانی، آزمایشات باید برای کل دامنه اشباع از حداکثر اشباع نفت S_{wi} ، تا پائین ترین اشباع نفت S_{or} [۲، ۳] انجام پذیرد. رابطه کوری و روابط مشابه معمولاً انعطاف پذیری لازم برای محاسبه تراوایی نسبی برای کل دامنه اشباع را ندارند.

سیگموند و مک کافری [۴] یک تغییر ساده در روابط کوری را پیشنهاد نمودند. این تغییر شامل اضافه کردن یک جمله به قسمت خطی رابطه و یک ضریب تجربی به جمله توان استاندارد بود. چیه ریچی [۵] یک رابطه دو-پارامتری بر اساس توابع توانی را پیشنهاد نمود. این رابطه از رابطه قبل انعطاف پذیرتر است. به هر حال، از آنجایی که هر یک از پارامترها منحنی تراوایی را در کل دامنه اشباع تحت تأثیر قرار می دهند، شاید این تغییر به تنهایی کافی نباشد. توابع انعطاف پذیرتری شبیه B-Splines پیشنهاد شده اند و در چندین مقاله نیز تأیید شده اند [۶ و ۷ منابع آن]. اما B-Splines و مشتق Spline باعث بوجود آمدن یک یا چندین شکستگی در منحنی های تراوایی نسبی می گردند [۷، ۸] و به دلیل داشتن پارامترهای زیاد برای بکارگیری در ابعاد میدان مشکل می باشد.

روابط متعدد جایگزینی در حال حاضر مورد استفاده قرار می گیرند، اما رابطه جدید با بیشتر روابط استاندارد صنعتی منتشر شده مقایسه و بحث شده است. یک خاصیت معمول در روابط منتشر شده عدم توانایی آنها در پیش بینی تراوایی نسبی در تمامی دامنه اشباع می باشد. برای مدل سازی مناسب تراوایی نسبی به صورت یکنواخت و انعطاف پذیر در تمامی محدوده اشباع، یک رابطه تحلیلی ۳ پارامتری ارائه شده است.

در این مقاله ابتدا نمونه ها انتخاب و آزمایشات تعیین تخلخل و تراوایی و نیز آزمایشات تراوایی نسبی بر روی آنها انجام می گردد. سپس با استفاده از داده های تخلخل و تراوایی سنگ های مخزن گروه بندی می شوند. با استفاده از داده های تخلخل و تراوایی و نیز با بکارگیری رابطه LET منحنی های تراوایی نسبی بدست آمده و با نتایج آزمایشات مقایسه می گردند. در مرحله بعد رابطه بین ضرایب تطابق در رابطه LET با داده های روتین مخزن بدست آمده و نتایج مدل با ضرایب جدید با نتایج آزمایشات تراوایی نسبی مقایسه می گردند. در انتها پیرامون نتایج بدست آمده و دقت روش بهبود یافته بحث و نتیجه گیری می شود.

۲. رابطه LET برای تخمین منحنی های تراوایی نسبی

یک رابطه سه پارامتری انعطاف پذیر به منظور به دست آوردن منحنی مناسب تغییرات نفوذپذیری در دامنه وسیعی از درصد اشباع ارائه شده است. رابطه مذکور قابلیت نمایش تغییرات نفوذپذیری در درصد های اشباع بسیار بالا و بسیار پایین نفت را دارا می باشد. راه حل عملی برای اینکه بتوان این قابلیت را در قالب یک رابطه ریاضی بیان نمود آن است که به طور همزمان از

درصد اشباع آب و نفت در رابطه استفاده شود. رابطه پیشنهادی از سه پارامتر L ، E و T استفاده می نماید. در سیستمی که دارای فاز آب و نفت باشد، این پارامترها به صورت L_o^w ، E_o^w ، T_o^w و L_w نوشته می شود که زیرنویس پارامترها بیانگر وجود فاز نفت و بالانویس پارامترها بیانگر وجود فاز آب در سیستم می باشد [۹].

با توجه به توضیحات فوق رابطه پیشنهادی برای نفوذپذیری نسبی فاز نفت و آب در حالتی که آب به سیستم تزریق می گردد به صورت ذیل خواهد بود :

$$K_{rw} = K_{ro} \frac{(1 - S_{wn})^{T_o^w}}{(1 - S_{wn})^{L_o^w} + E_o^w S_{wn}^{T_o^w}} \quad (۱)$$

$$K_{rw} = K_{rw}^o \frac{S_{wn}^{L_w}}{S_{wn}^{L_w} + E_w^o (1 - S_{wn})^{T_w^o}} \quad (۲)$$

در این حالت درصد اشباع نرمال شده آب به صورت زیر بیان می گردد:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (۳)$$

در روابط فوق پارامترهای S_{or} ، S_{wi} ، K_{orw} و K_{ro}^x دارای معنای فیزیکی هستند. پارامترهای L ، E و T به صورت تجربی به دست می آیند. پارامتر L بر روی بخش پایین منحنی تغییرات نفوذپذیری نسبت به درصد اشباع آب تاثیرگذار می باشد و می توان این پارامتر را قابل مقایسه با پارامتر رابطه کوری دانست. پارامتر T بر روی بخش بالای منحنی تغییرات نفوذپذیری نسبت به درصد اشباع آب تاثیرگذار بوده و پارامتر E در واقع بیانگر شیب منحنی می باشد. مقدار عددی یک برای پارامتر E باعث عدم تاثیر این پارامتر بر روی شیب منحنی گردیده و در این حالت پارامترهای L و T وضعیت شیب منحنی را مشخص می کنند. با افزایش مقدار پارامتر E ، شیب به سمت بالائی منحنی و با کاهش این مقدار به سمت پایین منحنی متمایل می شود. تجربه نشان داده است که مقادیر $E > 0$ و $T \geq 1$ و $T \geq 0.5$ بطور معمول در رابطه LET بکار می روند.

رابطه LET به منظور استفاده در آنالیز ویژه مغزه و شبیه سازی مخزن توسعه داده شده است. به علاوه توضیحات بیشتری در رابطه با چگونگی استفاده تابع LET در مورد تغییرات نفوذپذیری نسبی فاز آب و نفت در حالتی که فاز آب به سیستم تزریق و فاز نفت تولید می گردد، در ضمیمه وجود دارد.

رابطه پیشنهادی جدید قادر به ارتباط سازی مقادیر پایانی^۱ منحنی های نفوذپذیری نسبی فاز نفت و آب با استفاده از درصد اشباع غیرنرمال شده می باشد. البته این قابلیت به واسطه انعطاف پذیری و توانایی رابطه مذکور در نشان دادن شکل S منحنی نفوذپذیری نسبی نرمال شده می باشد. رفتار S مانند منحنی نفوذپذیری نسبی در مورد سیستم های دارای فاز گاز-نفت در مرجع (۱۱) و در مورد سیستم های دارای فاز آب - نفت در مرجع (۱۰) بحث شده است.

^۱ End Points

۳. آزمایشات

۱-۳ آماده سازی نمونه ها و انجام آزمایشات معمول مغزه

سنگ مخزن این میدان دولومیتی و کربناته و نمونه ها مربوط به دو لایه مخزنی آسماری و بنگستان میباشند. ابتدا از نمونه سنگ ها پلاگ هایی تهیه شده و سپس با تزریق حلال شستشو شده تا آب و مواد هیدروکربوری موجود در آنها تخلیه شوند. پس از خشک نمودن نمونه ها در آن تحت دمای مناسب، ابعاد نمونه اندازه گیری و ثبت گردیده و اطلاعات لازم برای محاسبه حجم نمونه و میزان تخلخل و تراوایی نمونه بدست می آید. در مرحله بعد تخلخل و تراوایی نمونه ها در شرایط محیط و فشار جانبی اندازه گیری می شوند.

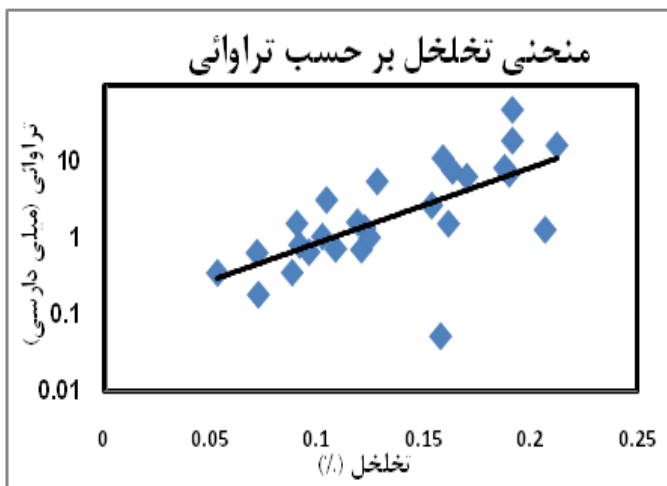
۲-۳ اشباع نمونه ها و انجام آزمایشات تراوایی نسبی بروش ناپایدار

پس از اندازه گیری تخلخل و تراوایی، نمونه ها با سیال مناسب (آب سازند) در دستگاه اشباع کننده تحت فشار و دمای مناسب، اشباع و برای مدت کافی به این حالت رها می شوند. نمونه ها برای انجام آزمایشات تراوایی نسبی درون محفظه نگهدار دستگاه اندازه گیری تراوایی نسبی قرار می گیرند. ابتدا آب سازند به نمونه ها تزریق شده و تراوایی مطلق نمونه نسبت به آب اندازه گیری می شود. سپس به منظور بازسازی تاریخچه مخزن، تحت اختلاف فشار مناسب نفت به نمونه ها تزریق می شود. این فرآیند تا رسیدن به اشباع آب غیر قابل کاهش ادامه می یابد. در این مرحله بار دیگر تراوایی نمونه نسبت به نفت در حضور آب غیر قابل کاهش اندازه گیری می شود. در انتها با تزریق مجدد آب به نمونه ها حجم آب و نفت خارج شده در زمانهای مشخص و تحت اختلاف فشار ثابت تا رسیدن به اشباع نفت باقیمانده ادامه می یابد. با داشتن دبی تزریق و تولید مقدار آب و نفت تولید شده و بکارگیری روابط متداول برای محاسبه تراوایی نسبی بروش ناپایدار، تراوایی نسبی آب/نفت برای نمونه محاسبه می گردد.

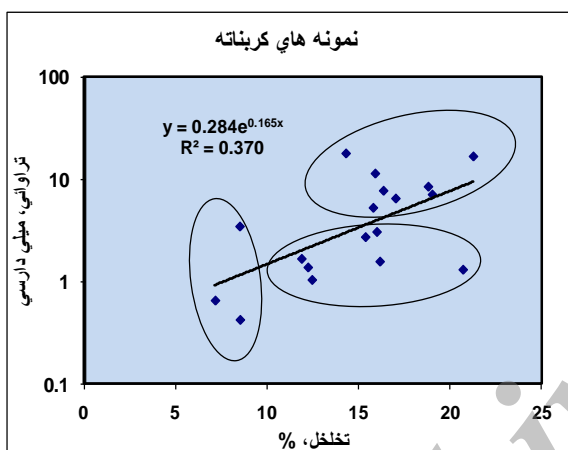
۴. نتایج حاصل از آزمایشات

۱-۴ نتایج آزمایشات معمول مغزه

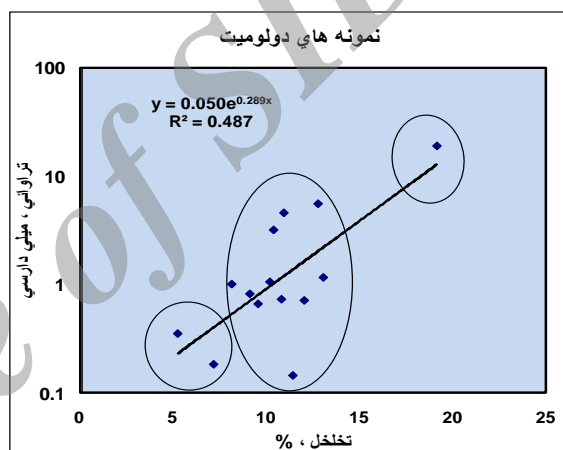
نتایج حاصل از آزمایشات بصورت منحنی تراوایی بر حسب تخلخل نمونه ها در شکل (۱) نشان داده شده است. همانگونه که در شکل پیداست دامنه تغییرات تخلخل و تراوایی در نمونه ها نسبتاً گسترده است ($0.29 \leq \phi \leq 0.21$ و $0.185 \leq k \leq 0.19$). این دامنه تغییرات مربوط به سنگ مخازن دولومیتی و کربناته بوده و نشان دهنده ناهمگونی بافت اینگونه سنگها می باشد. جهت سهولت کار مدل سازی، داده های مربوط به دو گروه سنگ های دولومیت و کربناته بترتیب بطور جداگانه محاسبه و در شکلهای (۲ و ۳) نشان داده شده اند. ضمناً تعدادی از نمونه ها شکافدار بودند که حذف گردیدند. در مطالعات زمین شناسی به منظور سهولت در مدل سازی مخزن، سنگهای مختلف بر اساس ویژگیهای جنس، بافت، دانه بندی، نوع رسوب گذاری، نوع تخلخل و ... گروه بندی می شوند. یکی از روش های سریع و تخمینی در این زمینه گروه بندی بر اساس داده های تخلخل بر حسب تراوایی می باشد. همانگونه که در شکل های (۲) و (۳) مشاهده می شود، این کار برای داده های مربوط به نمونه های دولومیتی و کربناته انجام شده و برای هر یک سه گروه سنگی تعیین شده است. گروه های سنگی و دامنه تغییرات تخلخل و تراوایی آنها در جدول (۱) و (۲) آورده شده است.



شکل ۱: منحنی تغییرات تراوایی بر حسب تخلخل



شکل ۳: منحنی تراوایی بر حسب تخلخل برای نمونه های کربناته



شکل ۲: منحنی تراوایی بر حسب تخلخل برای نمونه های دولومیتی

جدول ۲: گروههای تعیین شده برای سنگهای دولومیتی

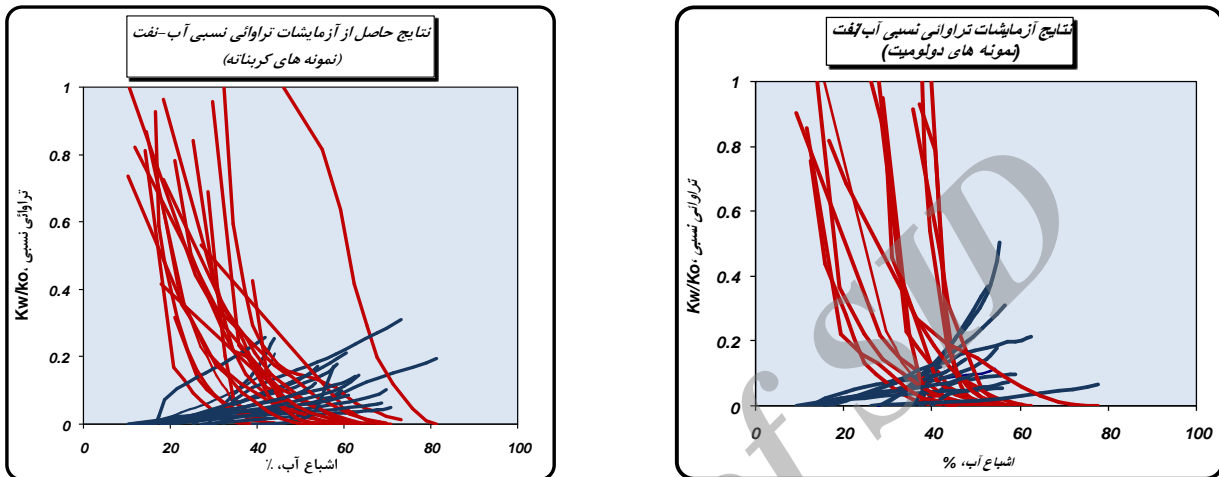
سنگهای دولومیتی				
ردیف	گروه سنگی	تخلخل (%)	تراوایی (میلی داریسی)	ملاحظات
۱	RT-I	$\phi \leq 7$	$K \leq 0.5$	
۲	RT-II	$8 \leq \phi \leq 12$	$0.1 \leq K \leq 9$	
۳	RT-III	$\phi \geq 13$	$K \geq 10$	

جدول ۳: گروههای تعیین شده برای سنگهای کربناته

سنگهای کربناته				
ردیف	گروه سنگی	تخلخل (%)	تراوایی (میلی داریسی)	ملاحظات
۱	RT-I	$\phi \leq 10$	$K \leq 5$	
۲	RT-II	$10 \leq \phi \leq 20$	$1 \leq K \leq 5$	
۳	RT-III	$\phi \geq 10$	$K \geq 5$	

۴-۲ نتایج آزمایشات تعیین تراوایی نسبی آب/نفت

آزمایش تعیین تراوایی نسبی آب/نفت در حالت ناپایدار بر روی تمامی نمونه ها انجام و نتایج بدست آمده برای نمونه سنگ های دولومیت و آهکی بطور جداگانه در شکل های (۴ و ۵) نشان داده شده اند. با توجه به ویژگی های سنگ این دو مخزن، شکل، تفرع منحنی ها، درصد اشباع آب غیرقابل کاهش و درصد اشباع نفت باقیمانده در منحنی های تراوایی آب و نفت نمونه ها یکدیگر متفاوت می باشند.



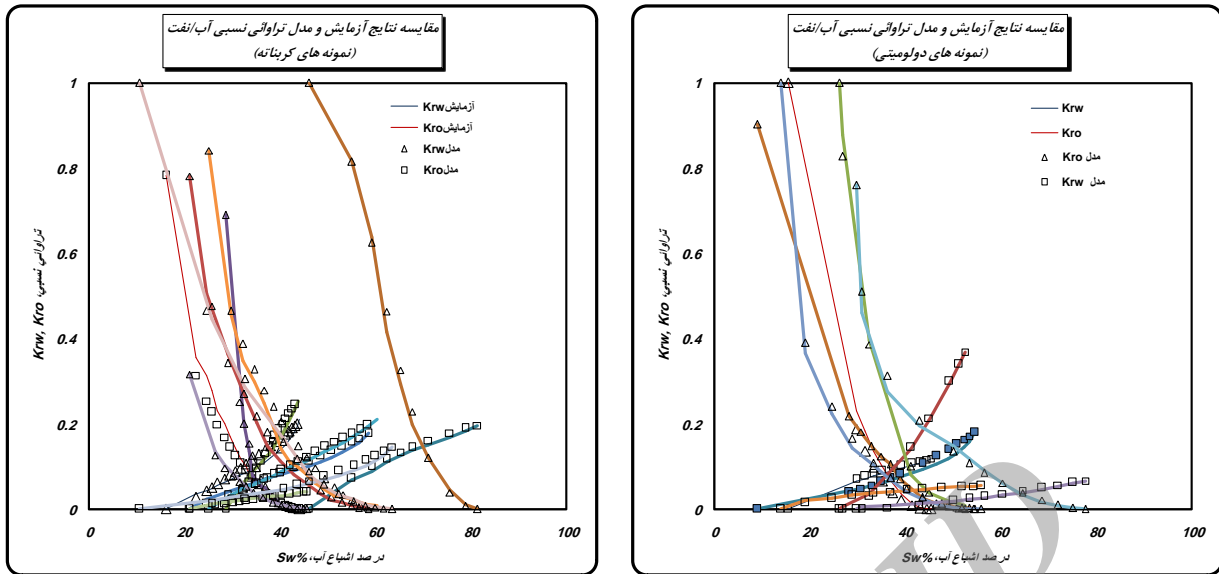
شکل ۴: منحنی های حاصل از آزمایشات تراوایی نسبی آب/نفت بر روی نمونه های دولومیتی
شکل ۵: منحنی های حاصل از آزمایشات تراوایی نسبی آب/نفت بر روی نمونه های کربناته

۴-۳ مدل سازی داده های حاصل از آزمایشات با استفاده از رابطه LET

داده های حاصل از آزمایشات تراوایی نسبی با استفاده از مدل پیشنهادی لوملند و ابل تافت (LET Function) شبیه سازی شدند [۹]. به همین منظور پارامترهای تطابق برای هر منحنی جداگانه تغییر داده شد تا بتوان بهترین تطابق را بدست آورد. نتایج حاصل از برخی از آنها در شکل های (۶) و (۷) نشان داده شده است. همانگونه که در این شکلها دیده می شود، در صورت استفاده از مقادیر مناسب برای پارامترهای تطابق میتوان به نتایج قابل قبولی دست یافت. نتایج نشان میدهد که مقادیر ضریب جذب متوسط مربع^۱ برای منحنی های بدست آمده بسیار مناسب است.

جدولهای (۳) و (۴) به ترتیب مقادیر پارامترهای تطابق رابطه LET حاصل از مدل سازی برای منحنی های تراوایی نسبی حاصل از انجام آزمایشات برای نمونه های دولومیت و کربناته را نشان می دهد.

¹ Root Mean Square (RMS)



شکل ۶: مقایسه نتایج آزمایشات با نتایج مدل در نمونه های دولومیتی
شکل ۷: مقایسه نتایج آزمایشات با نتایج مدل در نمونه های کربناته

در این مرحله ابتدا داده های پرش دار مربوط به نمونه های دارای شکاف یا تخلخل حفره ای حذف و پس از دسته بندی بر حسب گروههای سنگی به منظور یافتن ارتباط پارامترهای تطابق با خواص سنگ، منحنی تغییرات این پارامترها نسبت به داده های مختلف از جمله تراوایی، تخلخل، درصد اشباع آب غیر قابل کاهش، نسبت تراوایی به تخلخل و... رسم شدند. نتایج نشان داد که تغییرات پارامترهای تطابق نسبت به تراوایی سنگ دارای روند منطقی و قابل قبولی می باشد. در شکلهای (۸) الی (۱۱) نتایج این بررسی نشان داده شده است. لازم بذکر است که برخی از گروهها دارای تعداد محدودی نمونه می باشند، مانند گروههای (I) و (III) از سنگهای دولومیتی، لذا رابطه و مقدار تعیین شده پارامترها در این گروهها تخمینی می باشد. جدولهای (۵ و ۶) روابط بدست آمده بین تراوایی و پارامترهای تطابق برای گونه های مختلف را نشان داده است.

جدول ۳: پارامترهای تطابق حاصل از مدلسازی منحنی های تراوایی نسبی آب/نفت نمونه های دولومیت

RT#	شماره نمونه	تراوایی (میلی داری)	تخلخل (%)	$L_w^0=$	$E_w^0=$	$T_w^0=$	$L_0^w=$	$E_0^w=$	$T_0^w=$
I	۴	۰/۱۹	۷/۲۱	۲/۰۰	۲/۲	۰/۶	۳/۵	۱/۲	۰/۶
	۸	۰/۳۵۶	۵/۲۹	۱/۰۰	۲/۰۰	۰/۶	۲/۰۰	۲/۵	۰/۷
II	۱	۱/۱۷۶	۱۳/۰۸	۱/۰۳	۱/۰۰	۰/۶۵	۲/۰۰	۲/۵۰	۱/۰۰
	۲	۰/۱۴۶	۱۱/۴۵	۱/۰۲۵	۰/۹۰	۰/۶۰	۲/۱۰	۲/۶۰	۰/۵۰
	۳	۰/۸۲۹	۹/۱۵	۱/۰۳	۰/۹۵	۰/۵۰	۲/۰۵	۲/۶۰	۰/۵۰
	۵	۳/۲۳	۱۰/۴۲	۱/۰۷	۱/۲۸	۱/۹۰	۲/۵۰	۱/۰۰	۰/۵۰
	۶	۵/۶۴۱	۱۲/۸۰	۱/۱۰	۱/۴۰	۰/۴۰	۱/۸۰	۲/۰۰	۰/۵۰
	۷	۱/۰۱۹	۸/۱۸	۱/۰۴	۱/۰۳	۰/۵۰	۲/۰۰	۲/۴۰	۱/۲۰
	۹	۱/۰۷	۱۰/۲۲	۱/۰۲۵	۱/۰۰	۰/۶۰	۲/۰۰	۲/۵۰	۰/۵۰
	۱۰	۰/۷۳۹	۱۰/۸۴	۱/۰۲	۰/۹۰	۰/۵۰	۲/۰۲	۲/۵۰	۰/۵۰
	۱۱	۰/۷۲	۱۲/۰۶	۱/۰۲	۱/۱۰	۰/۶۰	۱/۹۰	۲/۵۰	۱/۱۰
	۱۲	۰/۶۷	۹/۵۹	۱/۰۲۵	۰/۹۰	۰/۵۰	۲/۰۰	۲/۴۰	۰/۵۰
	۱۳	۴/۶۵	۱۰/۹۷	۱/۱۰	۱/۴۰	۰/۵۰	۱/۹۰	۲/۲۰	۰/۵۰
III	۱۴	۱۹/۳۰۳	۱۹/۱۶	۱/۰۰	۱/۶۰	۰/۷۰	۱/۵۰	۳/۱۰	۰/۵۰

جدول ۴: پارامترهای تطابق حاصل از مدلسازی منحنی های فشار موئینگی نمونه های کربناته

RT#	شماره نمونه	تراوانی (میلی داریسی)	تخلخل (%)	$L_w^0=$	$E_w^0=$	$T_w^0=$	$L_o^w=$	$E_o^w=$	$T_o^w=$
I	۱۷	۰/۴۲۴	۸/۵۱	۱/۱۰	۱/۰۰	۰/۶۰	۲/۰۰	۲/۰۰	۱/۰۰
	۱۸	۳/۴۶۷	۸/۴۹	۱/۷۰	۱/۷۰	۰/۵۵	۲/۳۰	۲/۵۰	۰/۵۰
	۲۴	۰/۶۵۵	۷/۱۵	۱/۱۰	۰/۸۵	۰/۵۹	۲/۰۰	۲/۰۰	۰/۷۰
II	۱۵	۱/۳۱۲	۲۰/۶۹	۰/۸۰	۱/۵۰	۰/۶۸	۱/۷۵	۲/۰۰	۰/۵۰
	۱۶	۱/۶۷۴	۱۱/۸۷	۱/۰۰	۱/۴۵	۰/۶۶	۱/۸۰	۲/۰۰	۰/۶۰
	۲۵	۱/۳۸	۱۲/۲۲	۰/۸۰	۱/۵۰	۰/۶۸	۱/۹۰	۱/۹۰	۰/۵۰
	۲۸	۲/۷۳۲	۱۵/۳۶	۰/۸۰	۱/۹۰	۰/۶۰	۱/۷۰	۱/۷۵	۱/۰۰
	۳۰	۱/۰۴۲	۱۲/۴۴	۰/۸۰	۱/۳۰	۰/۷۰	۱/۷۰	۲/۱۰	۰/۵۰
	۳۲	۳/۰۶۸	۱۵/۹۸	۰/۸۰	۲/۲۰	۰/۶۰	۱/۸۰	۱/۸۵	۱/۰۰
III	۳۳	۱/۵۷۴	۱۶/۱۵	۰/۸۰	۱/۵۰	۰/۶۵	۱/۷۰	۲/۰۰	۰/۷۰
	۱۹	۷/۷۵۶	۱۶/۳۴	۰/۹۰	۱/۲۵	۰/۷۵	۱/۸۰	۱/۸۰	۰/۵۰
	۲۰	۵/۲۸۳	۱۵/۷۸	۰/۹۰	۱/۳۰	۰/۶۰	۱/۹۰	۲/۲۰	۰/۴۰
	۲۱	۱۱/۴۲۳	۱۵/۸۹	۰/۹۵	۱/۱۰	۰/۸۰	۱/۷۰	۱/۸۰	۰/۵۰
	۲۲	۷/۱۱۶	۱۹/۰۱	۰/۸۷	۱/۲۰	۰/۷۰	۱/۸۹	۲/۱۰	۰/۴۰
	۲۳	۶/۵۱۲	۱۷/۰۱	۰/۹۰	۱/۲۰	۰/۶۰	۲/۰۰	۲/۰۰	۰/۵۰
	۲۶	۴۹/۱۰	۱۹/۱۶	۱/۰۰	۱/۶۰	۰/۷۰	۱/۸۰	۱/۳۰	۱/۶۰
	۲۷	۱۶/۷۹۱	۲۱/۲۵	۱/۱۰	۱/۰۰	۱/۰۰	۱/۵۰	۱/۳۵	۰/۶۰
	۲۹	۸/۴۹۷	۱۸/۷۹	۰/۹۵	۱/۲۵	۰/۸۰	۱/۷۵	۱/۸۰	۰/۷۰
۳۱	۰/۷۵	۱۱/۶۱	۰/۸۰	۱/۵۰	۷/۰۰	۲/۳۰	۲/۵۰	۰/۳۰	

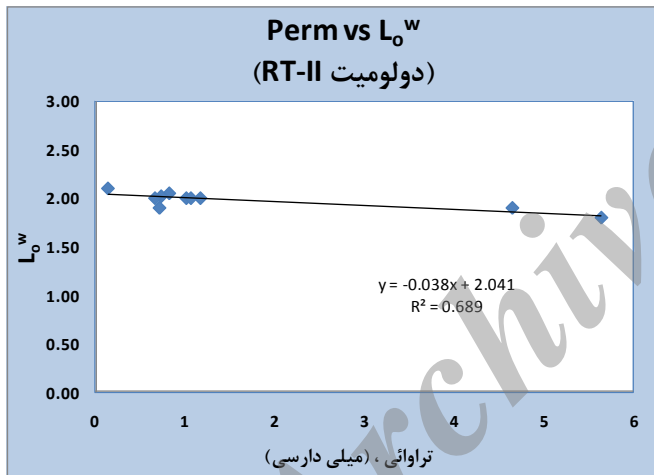
جدول ۵: روابط بدست آمده بین تراوانی و پارامترهای تطابق برای گونه های مختلف سنگ

نمونه سنگهای دولومیتی					
تراوانی نسبی آب، K_{rw}					
ردیف	گروه سنگی	$L_w^0=$	$E_w^0=$	$T_w^0=$	ملاحظات
۱	RT-I	$L_w^0 = 0.16K + 1.014$	$E_w^0 = 0.97K + 0.896$	$T_w^0 = -0.24K + 0.576$	دو نمونه
۲	RT-II	$L_w^0 = -0.24K + 3.144$	$E_w^0 = -1.24K + 2.428$	$T_w^0 = 0.6$	
۳	RT-III	$L_w^0 = 1.00$	$E_w^0 = 1.60$	$T_w^0 = 0.70$	یک نمونه
تراوانی نسبی نفت، K_{ro}					
ردیف	گروه سنگی	$L_o^w=$	$E_o^w=$	$T_o^w=$	ملاحظات
۱	RT-I	$L_o^w = 0.155K + 0.759$	$E_o^w = -0.93K + 2.576$	$T_o^w = -0.38K + 2.041$	
۲	RT-II	$L_o^w = -9.036K + 5.216$	$E_o^w = 7.831K - 0.288$	$T_o^w = 0.602K + 0.485$	
۳	RT-III	$L_o^w = 1.50$	$E_o^w = 3.10$	$T_o^w = 0.50$	

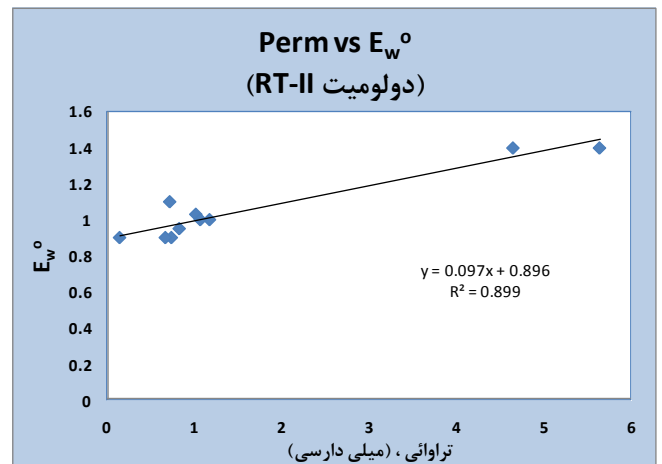
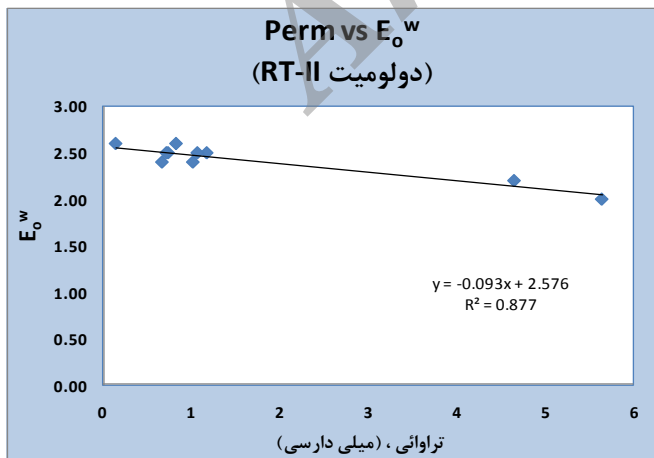
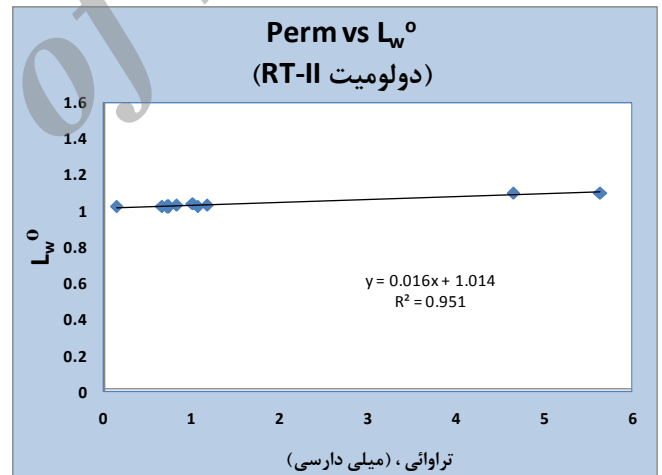
جدول ۶: روابط بدست آمده بین تراوانی و پارامترهای تطابق برای گونه های مختلف سنگ

نمونه سنگهای کربناته					
تراوانی نسبی آب، K_{rw}					
ملاحظات	$T_w^0 =$	$E_w^0 =$	$L_w^0 =$	گروه سنگی	ردیف
	$T_w^0 = 0.015K + 0.603$	$E_w^0 = 0.260K + 0.788$	$L_w^0 = 0.204K + 0.990$	RT-I	۱
	$T_w^0 = 0.050K + 0.744$	$E_w^0 = 0.395K + 0.898$	$L_w^0 = 0.008K + 0.844$	RT-II	۲
	$T_w^0 = 0.033K + 0.447$	$E_w^0 = 0.029K + 1.463$	$L_w^0 = 0.017K + 0.778$	RT-III	۳
تراوانی نسبی نفت، K_{ro}					
ملاحظات	$T_o^w =$	$E_o^w =$	$L_o^w =$	گروه سنگی	ردیف
	$T_o^w = -0.125K + 0.922$	$E_o^w = 0.102K + 1.945$	$L_o^w = 0.17K + 1.909$	RT-I	۱
	$T_o^w = 0.285K + 0.163$	$E_o^w = 0.126K + 2.174$	$L_o^w = -0.001K + 1.767$	RT-II	۲
	$T_o^w = 0.018K + 0.034$	$E_o^w = -0.070K + 2.507$	$L_o^w = -0.047K + 2.238$	RT-III	۳

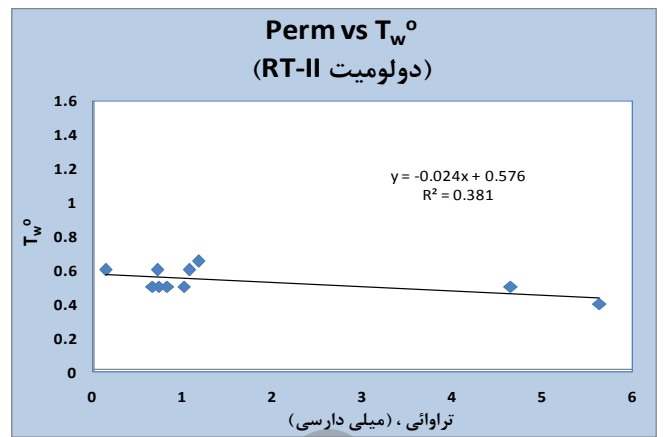
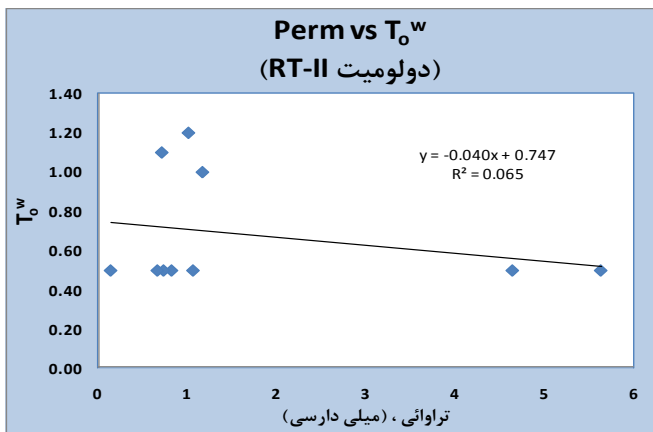
ضرایب تطابق منحنی های تراوانی نسبی نفت K_{ro}



ضرایب تطابق منحنی های تراوانی نسبی آب، K_{rw}

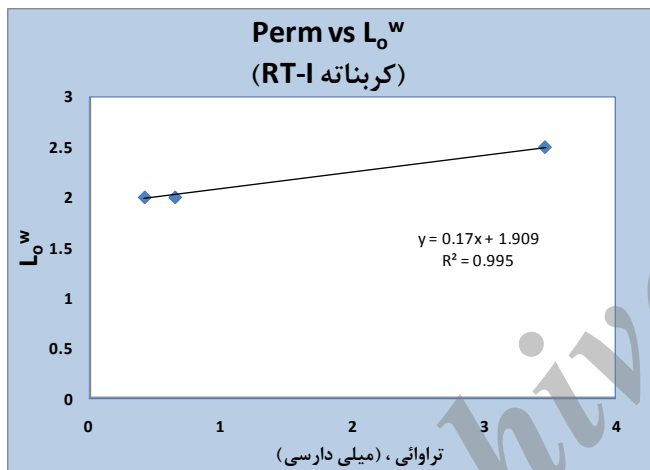


شکل ۸: منحنی تغییرات ضرایب تطابق برای نمونه های دولومیتی -T

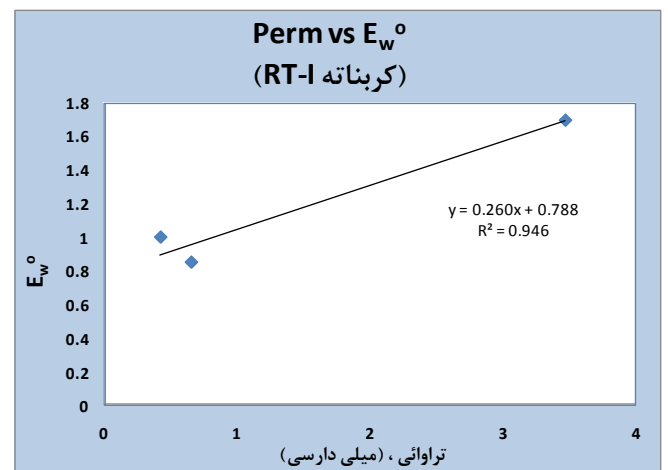
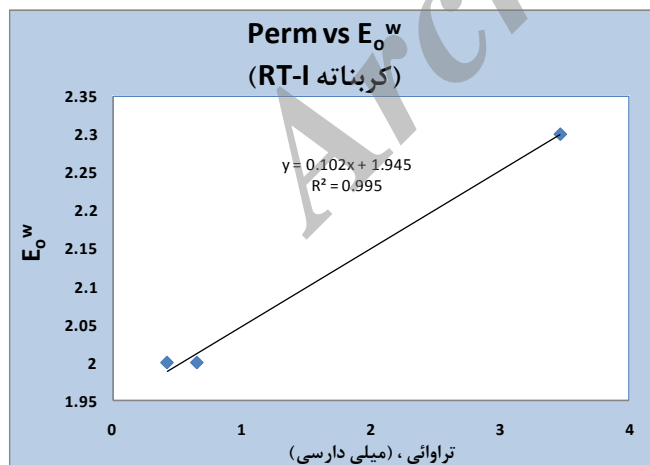
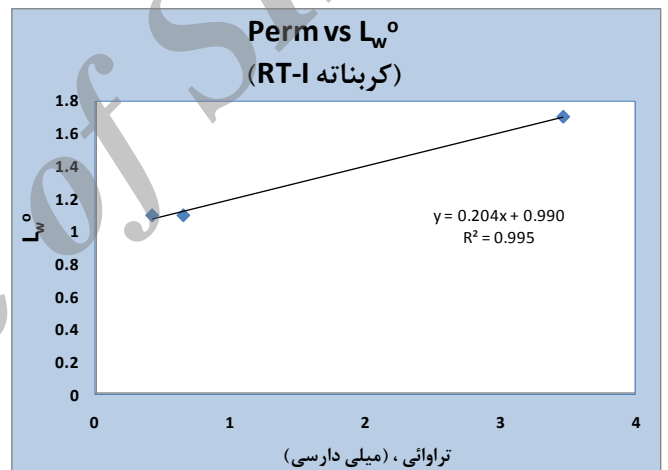


ادامه شکل ۸

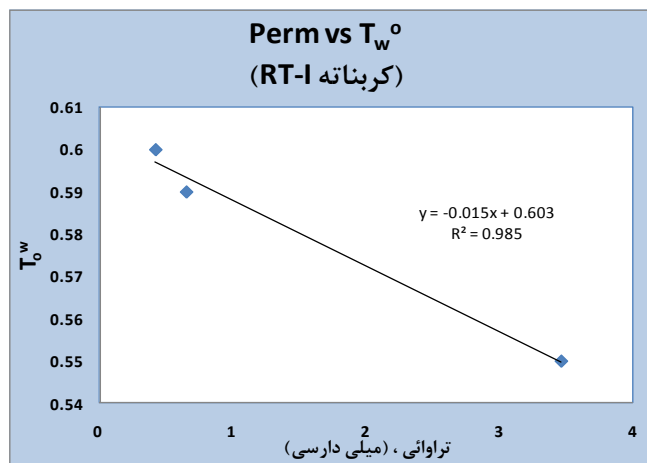
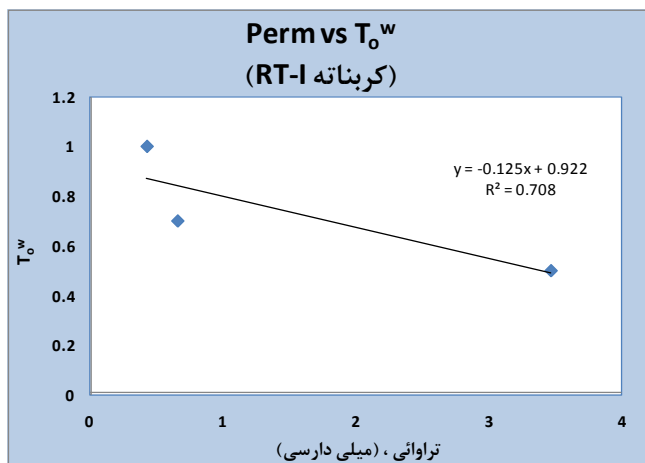
ضرایب تطابق منحنی های تراوائی نسبی نفت K_{ro}



ضرایب تطابق منحنی های تراوائی نسبی آب، K_{rw}

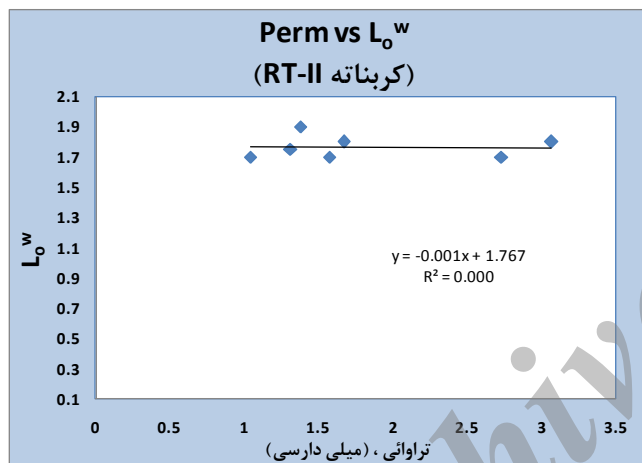


شکل ۹: منحنی تغییرات ضرایب تطابق برای نمونه های کربناته - (RT-I)

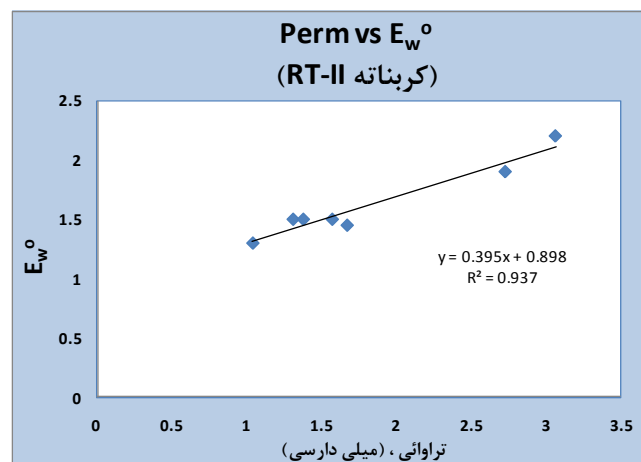
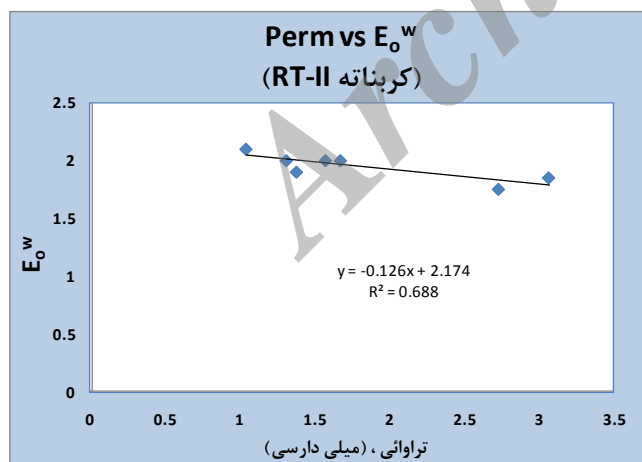
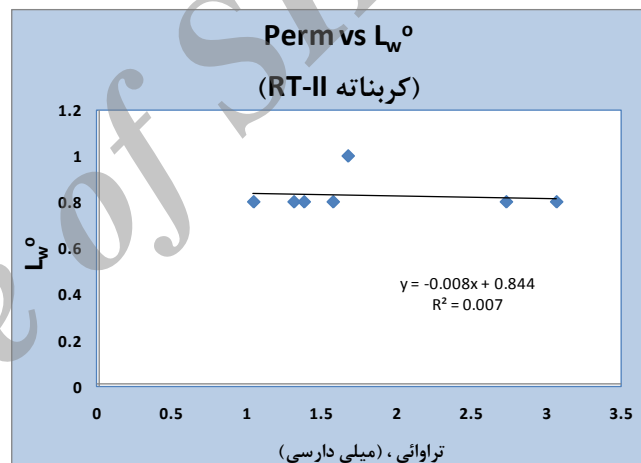


ادامه شکل ۹

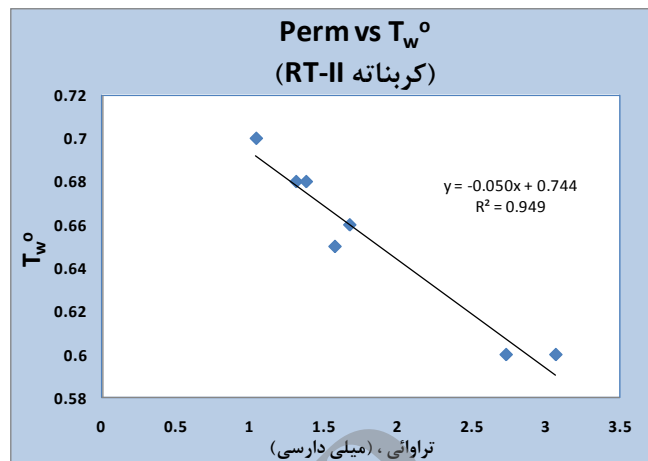
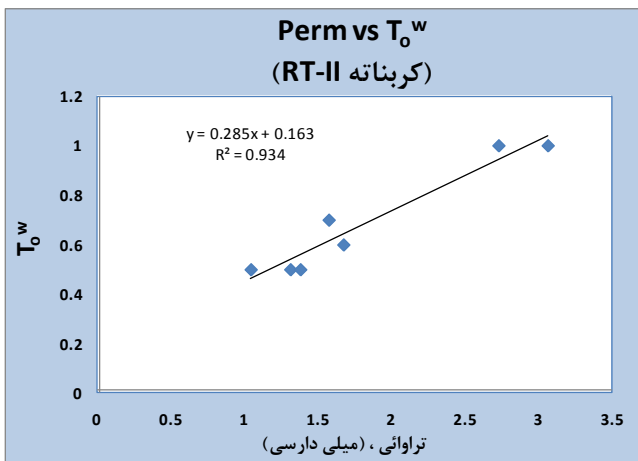
ضرایب تطابق منحنی های تراوانی نسبی نفت K_{T0}



ضرایب تطابق منحنی های تراوانی نسبی آب، K_{T0}

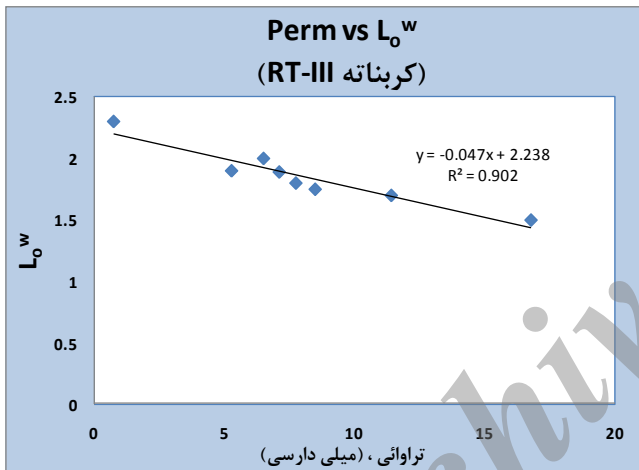


شکل ۱۰: منحنی تغییرات ضرایب تطابق برای نمونه های کربناته (RT-II)

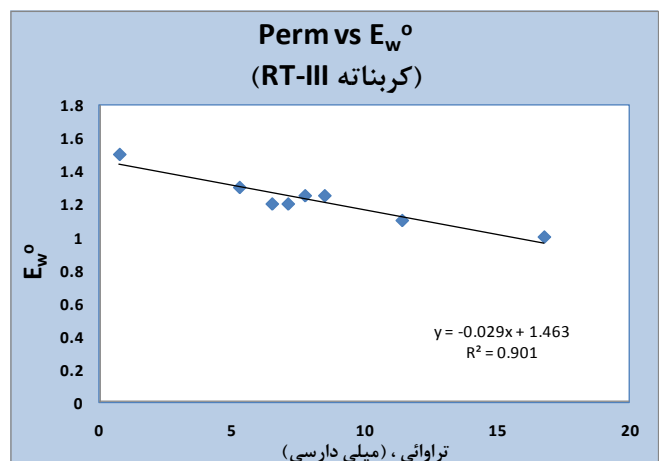
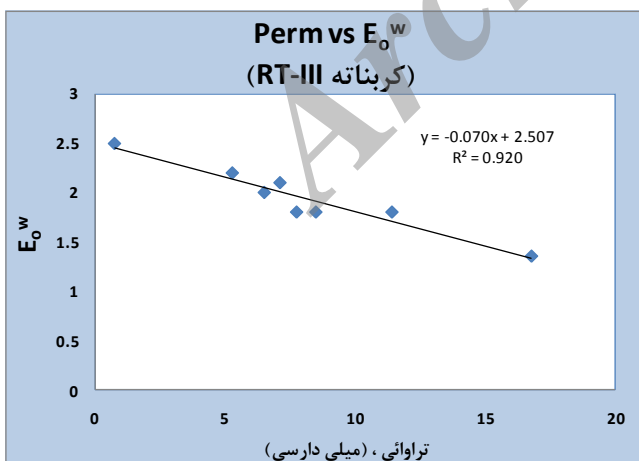
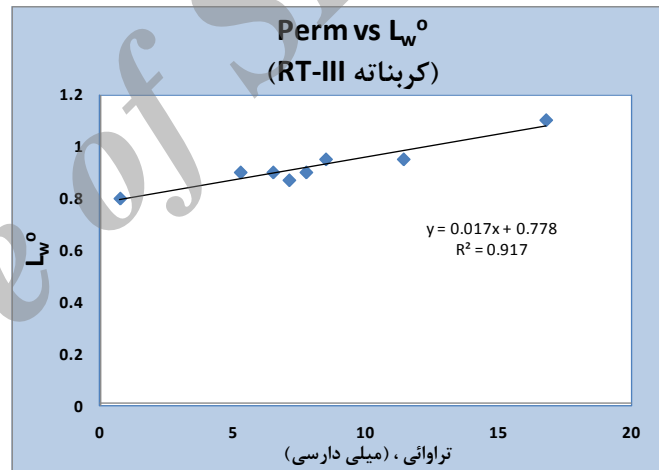


ادامه شکل ۱۰

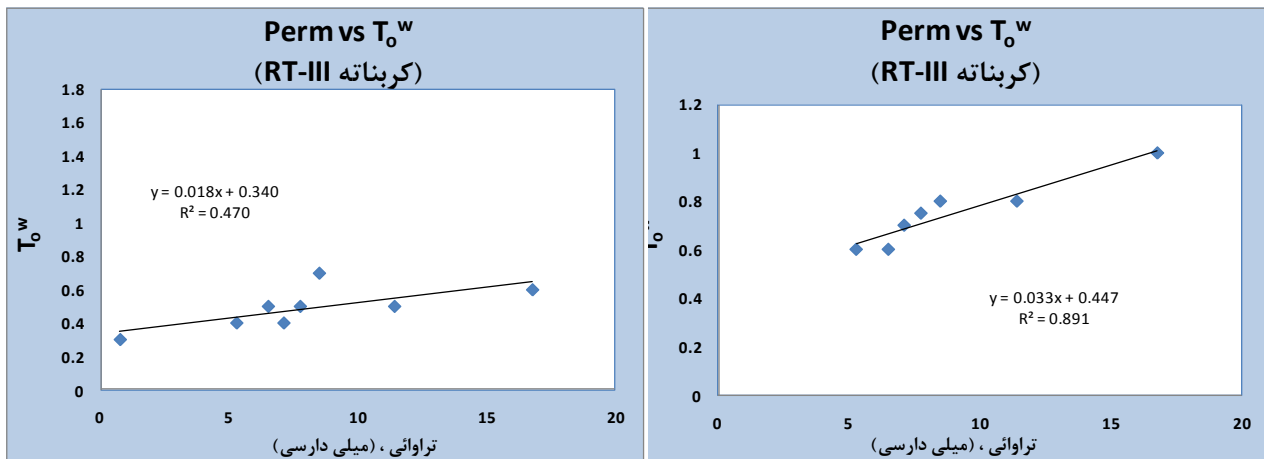
ضرایب تطابق منحنی های تراوانی نسبی نفت K_{T0}



ضرایب تطابق منحنی های تراوانی نسبی آب، K_{TW}



شکل ۱۱: منحنی تغییرات ضرایب تطابق برای نمونه های کربناته (RT-III)



ادامه شکل ۱۱

به منظور تحقیق در خصوص درستی روابط بدست آمده بین تراوایی و پارامترهای تطابق و نیز دقت مدل LET برای مدل سازی منحنی های تراوایی نسبی، ابتدا با حذف برخی نمونه ها از میان نمونه های دولومیتی و کربناته، رابطه بین تراوایی و پارامترهای تطابق را بدست می آوریم. سپس با استفاده از داده های تراوایی و روابط بدست آمده، پارامترهای تطابق را برای نمونه هایی که از لیست داده ها حذف گردیدند محاسبه می نماییم (جدولهای ۷ و ۸). با استفاده از این پارامترها و جایگزینی در مدل LET مقادیر منحنی های تراوایی نسبی نمونه های فوق را بدست می آوریم. با مقایسه منحنی های بدست آمده و منحنی های حاصل از آزمایشات دقت روش توسعه یافته مشخص خواهد شد (شکل ۱۲). در جدول های (۹) تا (۱۲) مقادیر تراوایی نسبی محاسبه شده با مقادیر حاصل از آزمایش مقایسه شده است.

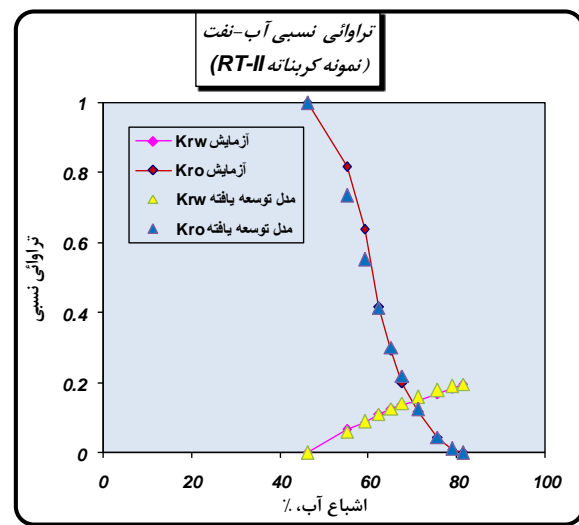
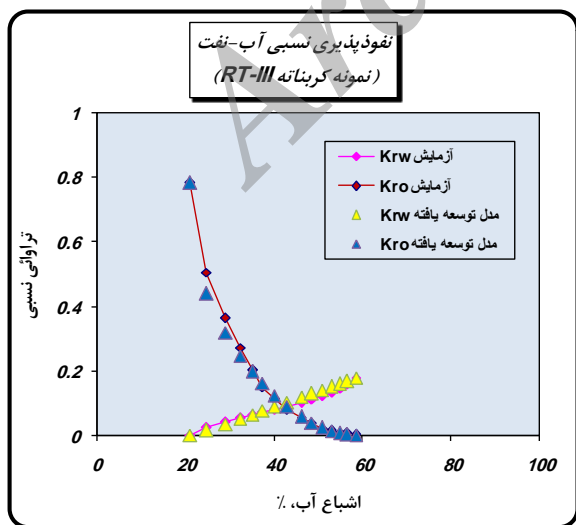
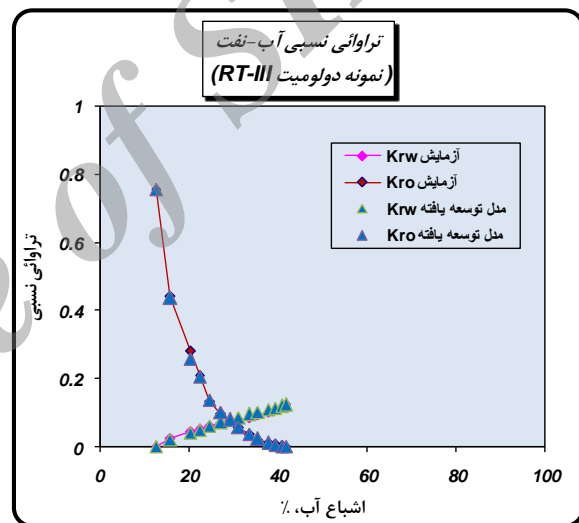
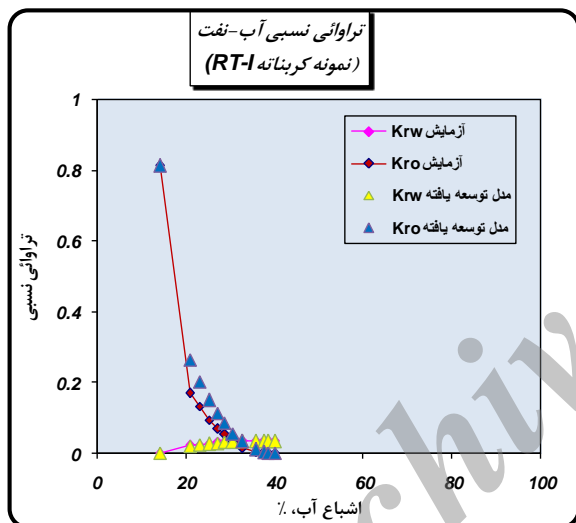
همانگونه که مقادیر محاسبه شده در جدولهای (۷) و (۸) نشان می دهد نتایج حاصل از محاسبه پارامترها با مقادیر واقعی آنها بسیار نزدیک بوده و نشان دهنده دقت پارامترهای بدست آمده می باشند. نتایج حاصل از مدل سازی منحنی های تراوایی نسبی با پارامترهای محاسبه شده نیز نشان می دهد منحنی های حاصل با کمترین خطا بدست آمده اند. در جدول های فوق همچنین میزان خطای (RMS) دو روش LET و روش توسعه یافته با یکدیگر مقایسه شده اند.

جدول ۷: مقایسه پارامترهای تطابق، محاسبه شده از روابط با تراوایی و مقادیر واقعی برای تراوایی نسبی آب

RMS		T_w^o		E_w^o		L_w^o		تراوایی (میلی داریسی)	RT#	سازند	نمونه
مدل توسعه یافته	مدل LET	مدل توسعه یافته	واقعی	مدل توسعه یافته	واقعی	مدل توسعه یافته	واقعی				
۰/۰۷۹	۰/۱۶۵۲	۰/۴۴۰۶۲	۰/۴	۱/۴۴۳۱۸	۱/۴	۱/۱۰۴۲۵۶	۱/۱	۵/۶۴۱	III	دولومیت	۶
۰/۰۴۵۸	۰/۴۱۱۷	۰/۶۶۰۳	۰/۶۶	۱/۵۵۹۲۳	۱/۴۵	۰/۸۳۰۶۱	۱	۱/۶۴۷	I	کربناته	۱۶
۰/۰۵۰۶	۰/۰۷۵۲	۰/۶۱۱۱	۰/۶	۱/۱۵۱۱۸	۱/۲۵	۱/۳۳۳۹۳	۱/۴	۱/۵۸۵	II	کربناته	۱۷
۰/۱۵۲۹	۰/۱۵۸۸	۰/۷۰۲۹۵	۰/۷۵	۱/۲۳۸۰۸	۱/۲۵	۰/۹۰۹۵۸	۰/۹	۷/۷۵۶	III	کربناته	۱۹

جدول ۸: مقایسه پارامترهای تطابق، محاسبه شده از روابط با تراوانی و مقادیر واقعی برای تراوانی نسبی نفت

RMS		T_o^w		E_o^w		L_o^w		تراوانی (میلی داریسی)	RT#	سازند	نمونه
مدل توسعه یافته	مدل LET	مدل توسعه یافته	واقعی	مدل توسعه یافته	واقعی	مدل توسعه یافته	واقعی				
۰/۳۵۸۱	۰/۳۸۷۵	۰/۵۲۰۳۶	۰/۵	۲/۰۵۱۳۹	۲	۱/۸۲۶۶۴	۱/۸	۵/۶۴۱	III	دولومیت	۶
۰/۴۴	۱/۰۱۶۶	۰/۶۴۰۰۹	۰/۶	۱/۹۶۳۰۸	۲	۱/۷۶۵۳۳	۱/۸	۱/۶۷۴	I	کربناته	۱۶
۰/۳۱۰۹	۰/۳۲۴۵	۱/۹۰۶۱۱	۲	۲/۰۸۰۳۵	۲/۰۵	۲/۱۷۷۳۸	۲/۲	۱/۵۸۵	II	کربناته	۱۷
۰/۳۵۶۴	۰/۳۵۸۹	۰/۴۷۹۶۱	۰/۵	۱/۹۶۴۰۸	۱/۸	۱/۸۷۳۴۷	۱/۸	۷/۷۵۶	III	کربناته	۱۹



شکل ۲۱۰: نحی مقایسه نتایج مدل توسعه یافته با روابط پیشنهادی برای نمونه های دولومیتی و کربناته

جدول ۹: مقایسه مقادیر تراوانی نسبی حاصل از مدل توسعه یافته و بدست آمده از آزمایش برای یک نمونه دولومیتی از گروه سنگی RT-III

Sw	تراوانی نسبی آب K_{rw}		تراوانی نسبی نفت K_{ro}	
	آزمایش	مدل توسعه یافته	آزمایش	مدل توسعه یافته
۱۲/۶۲	۰/۰۰۰۰	۰/۰۰۰۰	۰/۷۵۵۲	۰/۷۵۵۲
۱۵/۸۸	۰/۰۲۴۸	۰/۰۲۱۹	۰/۴۴۰۵	۰/۴۳۶۷
۳۸/۲۰	۰/۰۴۲۴	۰/۰۴۰۰	۰/۲۷۹۷	۰/۲۵۸۸
۲۲/۴۰	۰/۰۵۰۶	۰/۰۴۹۹	۰/۲۰۸۶	۰/۲۰۵۴
۲۴/۶۹	۰/۰۵۹۷	۰/۰۶۰۲	۰/۱۳۴۵	۰/۱۳۸۵
۲۷/۲۲	۰/۰۶۶۸	۰/۰۷۰۹	۰/۰۹۶۳	۰/۱۰۰۸
۲۹/۲۲	۰/۰۷۱۹	۰/۰۷۸۸	۰/۰۷۷۴	۰/۰۷۹۱
۳۱/۲۲	۰/۰۷۷۸	۰/۰۸۶۳	۰/۰۵۴۵	۰/۰۵۸۲
۳۳/۵۶	۰/۰۸۴۹	۰/۰۹۴۸	۰/۰۳۵۰	۰/۰۳۸۱
۳۵/۵۴	۰/۰۹۱۶	۰/۱۰۱۶	۰/۰۲۲۰	۰/۰۲۲۸
۳۷/۷۲	۰/۰۹۹۹	۰/۱۰۹۰	۰/۰۱۱۶	۰/۰۱۰۳
۳۹/۲۶	۰/۱۰۷۰	۰/۱۱۴۲	۰/۰۰۶۱	۰/۰۰۴۳
۴۰/۸۳	۰/۱۱۶۰	۰/۱۱۹۵	۰/۰۰۲۸	۰/۰۰۰۷
۴۱/۷۸	۰/۱۲۳۱	۰/۱۲۳۱	۰/۰۰۱۳	۰/۰۰۰۰

جدول ۱۰: مقایسه مقادیر تراوانی نسبی حاصل از مدل توسعه یافته و بدست آمده از آزمایش برای یک نمونه کربناته از گروه سنگی RT-I

Sw	تراوانی نسبی آب K_{rw}		تراوانی نسبی نفت K_{ro}	
	آزمایش	مدل توسعه یافته	آزمایش	مدل توسعه یافته
۱۴/۰۹	۰/۰۰۰۰	۰/۰۰۰۰	۰/۸۱۱۸	۰/۸۱۱۸
۲۰/۸۱	۰/۰۲۱۷	۰/۰۱۸۸	۰/۱۶۹۲	۰/۲۶۳۰
۲۳/۰۱	۰/۰۲۴۵	۰/۰۲۳۰	۰/۱۳۲۶	۰/۲۰۱۸
۲۵/۲۱	۰/۰۲۷۶	۰/۰۲۶۵	۰/۰۹۳۹	۰/۱۴۹۹
۲۷/۰۹	۰/۰۲۹۴	۰/۰۲۸۹	۰/۰۷۰۳	۰/۱۱۱۸
۲۸/۶۴	۰/۰۳۰۶	۰/۰۳۰۵	۰/۰۵۴۵	۰/۰۸۴۷
۳۰/۶۴	۰/۰۳۲۵	۰/۰۳۲۱	۰/۰۲۹۶	۰/۰۵۵۵
۳۲/۶۲	۰/۰۳۳۴	۰/۰۳۳۲	۰/۰۱۵۸	۰/۰۳۳۱
۳۵/۶۳	۰/۰۳۴۱	۰/۰۳۴۰	۰/۰۰۳۶	۰/۰۱۰۵
۳۷/۵۸	۰/۰۳۴۰	۰/۰۳۴۱	۰/۰۰۲۳	۰/۰۰۲۹
۳۸/۵۷	۰/۰۳۴۰	۰/۰۳۴۰	۰/۰۰۰۲	۰/۰۰۰۹
۳۹/۹۴	۰/۰۳۳۷	۰/۰۳۳۷	۰/۰۰۰۲	۰/۰۰۰۰

جدول ۱۱: مقایسه مقادیر تراوانی نسبی حاصل از مدل توسعه یافته و بدست آمده از آزمایش برای یک نمونه کربناته از گروه سنگی RT-II

Sw	تراوانی نسبی آب K_{rw}		تراوانی نسبی نفت K_{ro}	
	آزمایش	مدل توسعه یافته	آزمایش	مدل توسعه یافته
۴۶/۰۸	۰/۰۰۰۰	۰/۰۰۰۰	۱/۰۰۰۰	۱/۰۰۰۰
۵۵/۰۷	۰/۰۶۸۰	۰/۰۶۰۹	۰/۸۱۶۷	۰/۸۳۴۹
۵۹/۱۲	۰/۰۸۷۷	۰/۰۸۹۲	۰/۶۳۸۵	۰/۵۵۲۳
۶۲/۲۵	۰/۱۱۰۰	۰/۱۰۹۸	۰/۴۱۶۰	۰/۴۱۵۶
۶۵/۱۶	۰/۱۲۴۷	۰/۱۲۷۸	۰/۲۹۲۶	۰/۳۰۱۹
۶۷/۶۰	۰/۱۳۶۷	۰/۱۴۱۷	۰/۱۹۸۴	۰/۲۲۰۲
۷۱/۱۷	۰/۱۵۰۷	۰/۱۶۰۲	۰/۱۱۹۲	۰/۱۲۴۹
۷۵/۶۲	۰/۱۶۸۵	۰/۱۷۹۴	۰/۰۴۶۰	۰/۰۴۴۸
۷۸/۸۲	۰/۱۸۲۸	۰/۱۹۰۳	۰/۰۱۱۰	۰/۰۱۱۴
۸۱/۳۰	۰/۱۹۶۱	۰/۱۹۶۱	۰/۰۰۰۶	۰/۰۰۰۰

جدول ۱۲: مقایسه مقادیر تراوانی نسبی حاصل از مدل توسعه یافته و بدست آمده از آزمایش برای یک نمونه کربناته از گروه سنگی RT-III

Sw	تراوانی نسبی آب K_{rw}		تراوانی نسبی نفت K_{ro}	
	آزمایش	مدل توسعه یافته	آزمایش	مدل توسعه یافته
۲۱/۰۴	۰/۰۰۰۰	۰/۰۰۰۰	۰/۷۸۱۴	۰/۷۸۱۴
۲۴/۷۲	۰/۰۲۲۸	۰/۰۱۳۶	۰/۵۰۴۹	۰/۴۳۸۲
۲۹/۰۳	۰/۰۴۰۰	۰/۰۳۳۷	۰/۳۶۳۵	۰/۳۱۶۷
۳۲/۴۱	۰/۰۵۲۶	۰/۰۵۰۲	۰/۲۷۰۹	۰/۲۴۵۴
۳۵/۱۳	۰/۰۶۲۸	۰/۰۶۳۶	۰/۲۰۲۸	۰/۱۹۶۵
۳۷/۴۴	۰/۰۷۱۶	۰/۰۷۴۹	۰/۱۴۷۹	۰/۱۵۹۸
۴۰/۰۴	۰/۰۷۹۹	۰/۰۸۷۶	۰/۱۱۲۸	۰/۱۲۳۱
۴۲/۹۱	۰/۰۸۹۵	۰/۱۰۱۵	۰/۰۷۹۲	۰/۰۸۸۳
۴۶/۱۱	۰/۱۰۰۷	۰/۱۱۶۹	۰/۰۵۴۵	۰/۰۵۶۲
۴۸/۵۴	۰/۱۱۰۵	۰/۱۲۸۵	۰/۰۳۵۳	۰/۰۳۶۷
۵۰/۸۱	۰/۱۲۰۸	۰/۱۳۹۳	۰/۰۲۰۸	۰/۰۲۲۱
۵۲/۹۴	۰/۱۳۱۷	۰/۱۴۹۵	۰/۰۱۵۰	۰/۰۱۱۸
۵۴/۸۹	۰/۱۴۴۱	۰/۱۵۹۰	۰/۰۰۸۶	۰/۰۰۵۱
۵۶/۴۸	۰/۱۵۶۴	۰/۱۶۶۹	۰/۰۰۵۷	۰/۰۰۱۷
۵۸/۴۸	۰/۱۷۷۹	۰/۱۷۷۹	۰/۰۰۱۶	۰/۰۰۰۰

۵. بحث و نتیجه گیری

- رابطه (LET) تخمین مناسبی برای منحنی های تراوانی نسبی است. استفاده از سه پارامتر برای تطابق و مدل سازی داده ها، این رابطه را بطور قابل توجهی انعطاف پذیر کرده است.

- رابطه فوق با نمونه هائی از سنگهای ماسه ای از یکی از مخازن دریای شمال آزموده شده است. نتایج بدست آمده پارامترهای تطابق ثابتی را برای نمونه های مورد استفاده نشان میدهد. با توجه به اینکه نمونه های مورد مطالعه در این مقاله دولومیت و کربناته می باشند، مقادیر متفاوتی برای هر نوع سنگ مخزن بدست آمده است. برای دقت در این نتایج و جهت بهبود روش LET، نمونه ها بر اساس جنس و خصوصیات مخزنی به گروههای مختلف تقسیم و برای هر گروه دسته پارامترهای جداگانه بدست آمده است.
 - نتایج مطالعه نشان می دهد که رابطه منطقی بین داده های اساسی سنگ مخزن و پارامترهای تطابق وجود دارد. به منظور مدلسازی منحنی های تراوانی نسبی، منحنی تغییرات پارامترهای تطابق در مقابل داده های اساسی سنگ مخزن از جمله تراوانی و تخلخل رسم و رابطه ای منطقی بین این مقادیر بدست می آید. سپس با دانستن رابطه و مقادیر تخلخل یا تراوانی میتوان منحنی تراوانی نسبی مربوط به آن نمونه را تعیین نمود.
- الف) برای دقت هر چه بیشتر لازم است تا داده های مربوط به نمونه های دارای شکاف و حفره حذف گردند و حتی المقدور داده های غیر معتبر و پراکنده نیز در مدلسازی شرکت ننمایند.
- ب) مقادیر تراوانی نسبی برای نقاط انتهائی منحنی ها باید محدود و معین باشد، مقادیر نامحدود موجب بروز خطا در مدلسازی می گردد.
- ج) هر پارامتر تطابق نقش ویژه ای در مدلسازی داشته و تأثیر خاصی در تغییر شکل منحنی ها دارد. ضمن انجام فرآیند تطابق باید دقت شود تا تغییر پارامترها در جایگاه ویژه خود بکار رود.
- برای دستیابی به دقت بالاتر در نتایج، انجام مطالعات زمین شناسی و گروه بندی بر مبنای اصول زمین شناسی میتواند نتایج دقیق و منطقی تری برای رابطه پارامترهای تطابق و داده های اساسی سنگ مخزن بدست آورد.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر ریاض خراط و دکتر محمد جزایری که داوری مقاله را بر عهده داشته اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Corey, A. T., 1954, The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities, Prod.Monthly, 19 (1), pp. 38-41.
- [2] Maas, J.G. and A. M. Schulte, 1997, Computer Simulation of Special Core Analysis (SCAL)Flow Experiments Shared on the Internet", Reviewed Proceedings of the 1997International Symposium of the SCA, Calgary, Canada.
- [3] Sylte A., E. Ebeltoft and E. B. Petersen, 2004, Simultaneously Determination of Relativepermeability and Capillary Pressure from Several Types of Experiments, Reviwedpaper at the 2004 International Symposium of the SCA, Abu Dhabi,UAE.
- [4] Sigmund, P. M. and F.G. McCaffery, 1979, An improved Unsteady-state Procedure forDetermining the Relative Permeability Characteristics of Heterogeneous PorousMedia , SPEJ, pp. 15-28.
- [5] Chierici, G.L., 1984, Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities, SPEJ, pp. 275-276.
- [6] Kulkarni, R., A. T. Watson, J. E. Nordtvedt and A. Sylte, , 1998, Two-Phase Flow in PorousMedia: Property Identification and Model Validation, AIChE Journal, Vol. 44, No. 11
- [7] Nordvedt, J.E., G. Mejia, P. Yang, and A. T. Watson, 1993, Estimation of Capillary Pressureand Relative Permeability Functions From Centrifuge Experiments", SPE ReservoirEngineering, Vol. 8, No. 4, pp. 292-298.

- [8] Fincham, A. E. and B. Ferreol, 1998, History Matching of Laboratory Coreflooding Experiments", SPE 50576, The Hague, Netherlands.
- [9] Lomeland, F., E. Ebeltoft, W. H. Tomas, 2005, A New Versatile Relative Permeability Correlation, Int'l. Symposium of SCA, Toronto, Canada.
- [10] Amyx, J.W., Jr. D. M. Bass and R. L. Whiting, 1960, Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill Book Company, London, pp. 133-210.
- [11] Jerauld, G. R., 1997, Prudhoe Bay Gas/Oil Relative Permeability, SPE 35718, pp. 66-73.

فهرست علائم:

$E_{x^y z}$	پارامتر تجربی برای فاز x و فاز همراه y و دیگر اطلاعات z	K_{rw}^y	تراوایی نسبی آب در اشباع باقیمانده فاز y
$K_o(S_{wi})$	تراوایی نفت در حضور آب غیر قابل کاهش (میلی داری)	$L_{x^y z}$	پارامتر تجربی برای فاز x و فاز همراه y و دیگر اطلاعات z
K_{rg}	تراوایی نسبی گاز	S_{gn}	اشباع گاز نرمال شده
K_{rg}^x	تراوایی نسبی گاز در حضور آب غیر قابل کاهش و اشباع نفت	S_{grw}	اشباع گاز باقیمانده پس از هجوم آب
K_{rg}^y	تراوایی نسبی گاز در حضور اشباع باقیمانده فاز y	S_{org}	اشباع نفت باقیمانده پس از هجوم گاز
K_{ro}	تراوایی نسبی نفت	S_{orw}	اشباع نفت باقیمانده پس از هجوم آب
K_{ro}^x	تراوایی نسبی نفت در حضور آب غیر قابل کاهش و اشباع گاز	S_{wi}	اشباع آب غیر قابل کاهش
K_{rog}	تراوایی نسبی نفت در فرآیند تزریق گاز	S_{wn}	اشباع آب نرمال شده
K_{row}	تراوایی نسبی نفت در فرآیند تزریق آب	$T_{x^y z}$	پارامتر تجربی برای فاز x و فاز همراه y و دیگر اطلاعات z
K_{rw}	تراوایی نسبی آب		

ضمیمه

حالت تزریق آب و تولید نفت:

در زیر روابط تراوایی نسبی تابع LET برای تزریق و تولید نفت نشان داده شده است. در ابتدا اشباع آب نرمال شده را تعریف می کنیم:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (\text{الف-1})$$

رابطه تراوایی نسبی نفت با تزریق آب بصورت زیر خواهد بود:

$$K_{row} = K_{ro}^x \frac{(1 - S_{wn})^{L_o^w}}{(1 - S_{wn})^{L_o^w} + E_o^w S_{wn}^{T_o^w}} \quad (\text{الف-2})$$

رابطه تراوایی نسبی آب با تولید نفت عبارتست از:

$$K_{rw} = K_{rw}^o \frac{S_{wn}^{L_w^o}}{S_{wn}^{L_w^o} + E_w^o (1 - S_{wn})^{T_w^o}} \quad (\text{الف-3})$$

رابطه نقطه انتهایی تراوایی نسبی نفت عبارت خواهد بود از:

$$K_{ro}^x = \frac{(1 - S_{wi})^{L_o^k}}{(1 - S_{wi})^{L_o^k} + E_o^k S_{wi}^{T_o^k}} \quad (\text{الف-4})$$

رابطه نقطه انتهایی تراوایی نسبی آب همراه تولید نفت بصورت زیر است:

$$K_{rw}^o = \frac{(1 - S_{orw} - S_{wi})^{T_w^{ok}}}{(1 - S_{orw} - S_{wi})^{T_w^{ok}} + E_w^{ok} S_{orw}^{T_w^{ok}}}$$

(الف-۵)

Archive of SID

Improved LET function and use to modeling relative permeability curves for one of the Iranian carbonate reservoir rock

Hashemi, S. M.

Abstract

There are two key methods of simulating multi-phase flow experiments. One is the actual estimation of multi-phase flow properties from measured data, and the other is the representation of the analytical functions for relative permeability and capillary pressure. It is essential that these functions have sufficient degrees of freedom to model the measured data whilst remaining straightforward and easy to communicate. A new smooth and flexible three-parameter analytical correlation for relative permeability is proposed. Results from e.g. unsteady state relative permeability experiments often exhibit behavior which is difficult to model using e.g. Corey correlation. The new correlation influences different parts of the relative permeability curve and thereby captures variable behavior across the entire saturation range. The validity of new correlation is demonstrated by utilizing unsteady-state experiments performed at ambient conditions on core samples from the Southern Iranian reservoir rocks. Results show that there is a logical relation between the basic rock properties and tuning parameters of new correlation. For the modeling of the relative permeability, the relation of tuning parameters against basic parameters, i.e. permeability and porosity, should be found. Knowing the logical correlation and the basic parameters from routine analysis or logs, the tuning parameters and therefore relative permeability curves will be easily calculated.

Keywords: Water/ oil relative permeability, LET model, Modeling, Extended LET model, Rock classification