

بهینه‌سازی روابط تجربی و تحلیلی تراوایی نسبی در سیستم‌های نفت-آب

زهرا سخایی، رضا آذین* و شهریار عصفوری

دانشکده مهندسی نفت، گاز و پتروشیمی، دانشگاه خلیج فارس، بوشهر، ایران

تاریخ دریافت: ۹۴/۱۰/۲۴ تاریخ پذیرش: ۹۵/۳/۱۰

چکیده

در این تحقیق کلیه روابط تجربی و تحلیلی ارائه شده جهت تخمین مقادیر تراوایی نسبی در سیستم‌های دو فاز نفت-آب بررسی می‌شود. ۱۱ رابطه متداول و پرکاربرد در مدل‌سازی جریان‌های دو فاز نفت-آب در محیط متخلخل شامل روابط تجربی هنریپور و همکاران، ابراهیم و کودریتز و الفتاح و همچنین روابط دارای پارامترهای قابل تنظیم که شامل رابطه تعمیم یافته کوری، رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری، سیگموند و مک کافری، چیرسای، ون جینوچتن-مولم، LET و لی و همکاران مورد استفاده قرار گرفته است. دقت روابط فوق با استفاده از ۶۴۴ داده آزمایشگاهی مرتبط با سیستم‌های نفت-آب بررسی و ارزیابی شدند. در تعیین پارامترهای قابل تنظیم روابط، از روش بهینه‌سازی غیرخطی گرادیان کاهشی تعمیم یافته به صورت محلی و کلی بهره گرفته شده است. نتایج حاصل نشان می‌دهند که در مجموع دو رابطه سیگموند و مک کافری و LET به ترتیب دارای نزدیک‌ترین پیش‌بینی از مقادیر آزمایشگاهی تراوایی نسبی فاز نفت و آب می‌باشند. درخت تصمیم برای بهترین رابطه جهت تخمین مقادیر تراوایی نسبی در دو نوع سنگ کربناته و ماسه سنگ و نیز برای سه حالت ترشوندگی آب دوست، میانه و نفت دوست ارائه شده است. همچنین با توجه به ضعف روابط دارای پارامتر قابل تنظیم در وابسته بودن به داده‌های تجربی تراوایی نسبی در تعیین مقادیر پارامترهای آن‌ها، از طریق بهینه‌سازی کلی بر روی گستره وسیعی از داده‌های تجربی، بهترین مقادیر پارامترهای روابط دارای پارامتر قابل تنظیم تعیین و نتایج برای ۴ رابطه دارای بالاترین دقت گزارش شده‌اند.

کلمات کلیدی: تراوایی نسبی، روابط تجربی و تحلیلی، سیستم نفت-آب، بهینه‌سازی غیرخطی

مقدمه

عددی و مهندسی مخزن می‌باشد. عامل اصلی که باعث عدم قطعیت در پیش‌بینی عملکرد مخزن توسط شبیه‌سازهای عددی می‌شود، دقت در تخمین مقادیر خواص سنگ و سیال مخزن، به‌عنوان داده‌های ورودی شبیه‌ساز می‌باشد [۱].

از شبیه‌سازی مخزن معمولاً جهت پیش‌بینی عملکرد مخزن تحت سناریوهای مختلف استفاده می‌شود. عدم قطعیت یک چالش در شبیه‌سازی

دادند که رابطه LET^۱ در مخازن کربناته و ناهمگون نتایج بهتری نسبت به روابط دیگر ارائه می‌دهد [۵]. لی و هورن نیز در مطالعات خود به مقایسه سه رابطه جهت تخمین مقادیر تراوایی نسبی با استفاده از داده‌های فشار موپینگی برای محیط‌های متخلخل آب دوست و مستحکم پرداختند [۳].

در این تحقیق ابتدا به معرفی کلیه روابط تجربی و تحلیلی ارائه شده جهت تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی سیستم‌های دو فازی پرداخته می‌شود. سپس الگوریتم بهینه‌سازی مورد استفاده جهت تعیین پارامترهای روابط تراوایی نسبی دارای پارامتر قابل تنظیم تشریح داده شده است. روابط پر کاربرد با استفاده از ۶۴۴ داده مربوط به تراوایی نسبی سیستم‌های نفت-آب مقایسه شده است. به این منظور از بین کلیه روابط بررسی شده، از روابط تجربی و تحلیلی پر کاربردی استفاده شده است که تنها با استفاده از داده‌های اشباع، تخلخل و تراوایی مطلق، منحنی‌های تراوایی نسبی حاصل می‌گردند. روابط تجربی و سپس روابط دارای پارامترهای قابل تنظیم برای هر دسته داده مورد استفاده قرار گرفته است. پس از انجام محاسبات مربوطه، خطای هر رابطه به طور مجزا محاسبه شده است. لازم به ذکر است که در مقایسه روابط دارای پارامترهای قابل تنظیم، این پارامترها از طریق تطابق با داده‌های آزمایشگاهی و نیز بهینه‌سازی آن‌ها، هم به صورت بهینه‌سازی محلی^۲ و هم بهینه‌سازی کلی^۳، تعیین می‌شوند.

روابط تجربی و تحلیلی تراوایی نسبی سیستم‌های دو فاز

محققان تاکنون روابط تجربی و تحلیلی مختلفی جهت تخمین تراوایی نسبی سیستم‌های دو فازی ارائه نموده‌اند که هر کدام دارای ویژگی‌های مختص به خود می‌باشد.

یکی از مهم‌ترین خواص پتروفیزیکی، تراوایی نسبی است که اثر قابل توجهی در ارزیابی عملکرد مخزن دارد [۲]. بنابراین، تعیین دقیق منحنی‌های تراوایی نسبی جهت توصیف حرکت چند فاز سیال درون محیط متخلخل ضروری می‌باشد. معمولاً منحنی‌های تراوایی نسبی در آزمایشگاه با استفاده از آنالیز اطلاعات شدت جریان و افت فشار جریان عمدتاً دو فاز سیال درون مغزه تعیین می‌شوند. در حالت کلی روش‌های آزمایشگاهی تعیین تراوایی نسبی را می‌توان به دو گروه پایا و ناپایا تقسیم کرد. از مزیت روش‌های پایا، آسانی تحلیل داده‌ها و نیز پراکندگی کمتر داده‌ها است و از معایب این روش‌ها می‌توان به طولانی بودن آزمایش‌ها اشاره کرد. در روش ناپایا بر خلاف حالت پایا نیازی به رسیدن به حالت تعادل نمی‌باشد. در نتیجه منحنی‌های تراوایی نسبی بر حسب اشباع در مدت زمان کوتاهی به دست می‌آید، اما تحلیل داده‌ها مشکل‌تر است. برای تعیین تراوایی نسبی دو فاز معمولاً از روش‌های ناپایا استفاده می‌گردد. در بسیاری از موارد، به دست آوردن داده‌های تراوایی نسبی با استفاده از آزمایش‌های مغزه امکان پذیر نمی‌باشد. این موارد شامل سنگ‌ها با تراوایی بسیار کم و سیستم‌های خاص سیال می‌باشد که در آن‌ها تبدیل‌های فازی و انتقال جرم بین دو فاز، با تغییرات فشار صورت می‌گیرد [۳]. علاوه بر این، اندازه‌گیری آزمایشگاهی منحنی‌های تراوایی نسبی معمولاً بسیار زمان‌بر و کمی گران می‌باشند [۴]. بنابراین، تخمین این داده‌ها از روش‌های دیگر یک نیاز مهم است.

همت‌پور و همکاران با انجام آزمایش در حالت ناپایا و در شرایط مخزن بر روی نمونه سنگ‌های کربناته تراوایی نسبی سیستم دو فاز نفت - آب را اندازه‌گیری کردند. سپس با استفاده از این داده‌ها و برآزش شش رابطه تراوایی نسبی دارای پارامتر قابل تنظیم بر روی آن‌ها، منحنی‌های تراوایی نسبی را تخمین زدند و با هم مقایسه نمودند. آن‌ها نشان

1. Lomeland- Ebeltoft- Thomas

2. Local

3. Global

دوم مربوط به روابط دارای پارامترهای قابل تنظیم می‌باشد. این دو دسته به ترتیب در جداول شماره ۱ و ۲ معرفی شده‌اند. همچنین برای هر یک از این روابط نوع سیستم، جنس و نیز نوع ترشوندگی سنگ مخزن در صورت ذکر شدن در مراجع، مشخص شده‌اند. از بین این روابط، رابطه هنریور و همکاران [۶]، ابراهیم و کودریتز [۹]، الفتاح [۴]، رابطه تعمیم یافته کوری [۱۰]، رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری [۱۱]، سیگموند و مک کافری [۱۲]، چیرسای [۱۳]، ون جینوچتن-مولم [۱۴]، LET [۱۵]، که [۱۶] و لی و همکاران [۱۷] پر کاربردترین روابط در تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی سیستم آب-نفت می‌باشند.

به‌طور کلی، این روابط با به کارگیری روش‌های آنالیز رگرسیون خطی و غیرخطی [۴ و ۶] و یا برخی از روش‌های تحلیلی/عددی از قبیل مدل‌های مویینه^۱، مدل‌های آماری^۲ و مدل‌های شبکه^۳، با فرض اینکه محیط متخلخل متشکل از یک دسته لوله مویینه می‌باشد [۷ و ۸]، به‌صورت توابعی از اشباع فاز تر^۴ توسعه داده شده‌اند. در ادامه نمونه‌هایی از روابط تجربی و تحلیلی ارائه شده به اختصار معرفی می‌شوند. این روابط به دو دسته تفکیک شده‌اند. دسته اول مربوط به روابط تجربی و تحلیلی هستند که با استفاده از داده‌های فشار مویینگی، اشباع سیال، تخلخل، تراوایی مطلق و ... منحنی‌های تراوایی نسبی سیستم‌های دو فازی حاصل می‌گردند. دسته

جدول ۱ روابط تراوایی نسبی فاقد پارامتر قابل تنظیم (دسته اول).

سال	روابط تراوایی نسبی	سیستم دو فاز	جنس سنگ مخزن	ترشوندگی سنگ خزن	منبع
۱۹۴۹	پرسل	نفت-آب/گاز-مایع	-	-	[۸]
۱۹۵۱	فات و دایکسترا	نفت-آب	ماسه سنگ	-	[۱۹]
۱۹۵۳	بردین	نفت-آب/گاز-مایع	ماسه سنگ	-	[۷]
۱۹۵۴	کوری	گاز-مایع	ماسه سنگ	-	[۱۰]
۱۹۵۸	وایلی و گاردنر	نفت-آب/گاز-مایع	ماسه سنگ	-	[۲۰]
۱۹۵۸	وال	گاز-مایع	ماسه سنگ	-	[۲۱]
۱۹۵۸	تورکسو و وایلی	گاز-مایع	ماسه سنگ	-	[۲۲]
۱۹۵۸	پیرسن	نفت-آب	ماسه سنگ	آب دوست	[۲۳]
۱۹۶۶	بروکس-کوری	نفت-آب/گاز-مایع	ماسه سنگ	-	[۱۱]
۱۹۸۲	هنریور و همکاران	نفت-آب/گاز-مایع	ماسه سنگ/کربناته	هر نوع ترشوندگی	[۶]
۲۰۰۰	ابراهیم و کودریتز	نفت-آب/گاز-مایع	ماسه سنگ/کربناته	هر نوع ترشوندگی	[۹]
۲۰۰۱	MAK ^۵	گاز-مایع	ماسه سنگ	-	[۲۴]
۲۰۰۳	کام و روزن	گاز-مایع	بستر ماسه‌ای	-	[۲۵]
۲۰۰۳	الفتاح	نفت-آب	ماسه سنگ	-	[۴]
۲۰۰۶	شن و همکاران	نفت-آب	ماسه سنگ	ترشوندگی میانه	[۲۶]
۲۰۱۳	مساوات و همکاران	نفت-آب	ماسه سنگ	-	[۲۷]
۲۰۱۵	زو و همکاران	نفت-آب	ماسه سنگ	آب دوست	[۲۸]

1. Capillary Models
2. Statistical Models
3. Network Models
4. Wetting Phase
5. Mulyadi- Amin- Kennaird

جدول ۲ روابط تراوایی نسبی دارای پارامتر قابل تنظیم (دسته دوم).

سال	روابط تراوایی نسبی	سیستم دو فاز	جنس سنگ مخزن	ترشوندگی سنگ مخزن	منبع
۱۹۵۴	رابطه تعمیم یافته کوری	نفت-آب/ گاز-مایع	-	-	[۱۰]
۱۹۶۶	بردین (رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری)	نفت-آب/ گاز-مایع	-	-	[۱۱]
۱۹۷۹	سیگموند و مک کافری	نفت-آب/ گاز-مایع	کربناته	-	[۱۲]
۱۹۸۴	چیرسای	نفت-آب/ گاز-مایع	ماسه سنگ	-	[۱۳]
۱۹۹۹	ون جینوچتن-مولم	نفت-آب/ گاز-مایع	-	-	[۱۴]
۲۰۰۵	LET	نفت-آب/ گاز-مایع	سنگ مخزن کامپوزیت	-	[۱۵]
۲۰۰۶	که	نفت-آب	-	-	[۱۶]
۲۰۱۴	لی و همکاران	نفت-آب	-	-	[۱۷]

نیز ارائه شده‌اند. از بین ۸ رابطه دارای پارامتر قابل تنظیم مورد بررسی در این تحقیق، تنها ۸ در رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری تابع توزیع اندازه منافذ می‌باشد و با استفاده از منحنی فشار موینگی حاصل می‌گردد [۱۱]. اما سایر روابط پارامتری براساس یک تابع ریاضی توسعه داده شده‌اند و پارامترهای قابل تنظیم تنها برای پیش‌بینی دقیق رفتار S شکل، انهنای نمودار، نقاط ابتدایی و انتهای منحنی‌های تراوایی نسبی تعریف شده‌اند [۱۲ و ۱۳]. در این تحقیق ۸ در رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری نیز همانند سایر روابط پارامتری به‌عنوان پارامتر قابل تنظیم در نظر گرفته شده است. لازم به ذکر است، معادلات کلیه روابط تجربی به همراه روابط دارای پارامتر قابل تنظیم در پژوهش جامع صورت گرفته [۱۸] آمده است. مهم‌ترین نقطه ضعف روابط دارای پارامتر قابل تنظیم، وابستگی آن‌ها به داده‌های تجربی جهت تعیین مقادیر این پارامترها می‌باشد. به طوری که در نبود داده‌های تجربی این روابط قابل کاربرد نیستند.

روش کار

در این کار، بهینه‌سازی با هدف یافتن بهترین مقدار قابل دستیابی از یک تابع هدف^۱ تعریف شده بر یک دامنه معین از مقادیر صورت می‌گیرد.

در این تحقیق به بررسی و ارزیابی این روابط پرداخته می‌شود. هنرپور و همکاران در سال ۱۹۸۲ با استفاده از تعداد زیادی داده‌های آزمایشگاهی با گستره خواص سنگ و اشباع سیال $0.371 < \phi < 0.65$ ، $0.04 < K_a < 4.00$ ، $0.07 < S_w < 0.36$ و $0.56 < S_{or} < 0.73$ ، یک دسته روابط تجربی برای تراوایی نسبی آب-نفت در فرآیند آشام، از طریق به کارگیری یک روش رگرسیون خطی و براساس جنس سازند و ترشوندگی توسعه دادند [۶]. همچنین روابط تجربی مشابهی توسط ابراهیم و کودریتز در سال ۲۰۰۰، با استفاده از ۴۱۶ دسته داده گزارش شده در متون SPE و گستره $0.632 < \phi < 0.59$ ، $1.06 < K_a < 0.27$ ، $0.675 < S_w < 0.36$ و $0.57 < S_{or} < 0.66$ ارائه شده است [۹]. الفتاح نیز از طریق آنالیز خطی و غیرخطی رگرسیون چندگانه حداقل مربعات، روابط تجربی جهت تخمین تراوایی نسبی آب-نفت در فرآیند آشام و در ماسه سنگ ارائه نمود. گستره خواص سنگ و اشباع سیال مورد استفاده در توسعه روابط الفتاح به صورت $0.338 < \phi < 0.231$ ، $4.79 < K_a < 2.5/3$ ، $0.938 < S_w < 0.117$ و $0.398 < S_{or} < 0.62$ می‌باشد [۴]. همان‌طور که مشخص است، اینگونه روابط تجربی معمولاً براساس بازه مشخصی از خواص سنگ و سیال توسعه داده شده‌اند و انتظار می‌رود که در همان بازه نتایج قابل قبولی از خود نشان دهند که این از مهم‌ترین محدودیت این روابط می‌باشد. علاوه بر این‌گونه روابط تجربی، روابط دارای پارامترهای قابل تنظیم

1. Objective Function

بهره گرفته شده است. مراحل کلی موجود در این الگوریتم بهینه‌سازی به صورت فلوجارت در شکل ۱ نشان داده شده است [۳۰]. در این روش ابتدا با انتخاب مقادیر مناسب برای پارامترهای یک مدل ریاضی به عنوان حدس اولیه، تراوایی نسبی در اشباع‌های مختلف محاسبه می‌گردد. سپس با تعریف متوسط خطای مطلق^۳ به عنوان تابع هدف و استفاده از روش بهینه‌سازی غیرخطی گرادیان کاهشی تعمیم یافته، سعی در کمینه‌سازی میزان خطا (تابع هدف) از طریق تغییر مقادیر پارامترها شده است. به عبارت دیگر پارامترهای مدل‌های ریاضی به نحوی محاسبه می‌شوند که کم‌ترین میزان خطا بین نتایج آزمایشگاهی و مقادیر حاصل از روابط وجود داشته باشد. متوسط خطای مطلق مورد استفاده به عنوان تابع هدف با استفاده از تساوی ۷ تعریف شده است.

$$F(x) = MAE = \frac{\sum_{i=1}^N |K_{ni}^{Pred} - K_{ni}^{Exp.}|}{N} \quad (7)$$

که در آن N تعداد داده‌های آزمایشگاهی می‌باشد. این روش بهینه‌سازی به صورت بهینه‌سازی محلی تعریف می‌شود که بر روی هر یک از دسته داده‌های تجربی به صورت مجزا صورت گرفته است و بهترین مقادیر پارامترهای هر رابطه برای هر دسته داده تعیین می‌شود. در بهینه‌سازی کلی پس از انتخاب حدس اولیه مناسب برای پارامترهای یک مدل ریاضی، تراوایی نسبی در اشباع‌های مختلف برای کلیه داده‌های موجود با استفاده از همان مقادیر حدس اولیه پارامترها محاسبه می‌گردد. سپس متوسط خطای مطلق برای هر دسته داده محاسبه می‌شود. در بهینه‌سازی کلی بر خلاف بهینه‌سازی محلی، تابع هدف به صورت مجموع متوسط خطای مطلق هر دسته داده تعریف شده است.

در ساده‌ترین حالت، هدف حداقل یا حداکثرسازی یک تابع حقیقی، با انتخاب نظام‌مند مقادیر حقیقی یا اعداد صحیح از یک مجموعه از مقادیر ممکن می‌باشد. شکل کلی مسئله بهینه‌سازی در روابط ۱ تا ۴ آمده است [۲۹].

$$\max(\min) F(x): \quad (x \in R^n) \quad (1)$$

$$h_k(x) = 0 \quad k=1,2,\dots,L \quad (2)$$

$$g_j(x) \leq 0 \quad j=1,2,\dots,m \quad (3)$$

$$x_i^{min} < x_i < x_i^{max} \quad i=1,2,\dots,P \quad (4)$$

که در آن x بردار تصمیم و رابطه ۲ الی ۴ به ترتیب محدودیت مساوی، نامساوی و محدوده قابل قبول برای متغیرهای تصمیم می‌باشند. اگر تابع هدف (F) یا حداقل یکی از محدودیت‌ها غیرخطی باشند، مسئله بهینه‌سازی غیرخطی خواهد بود [۲۹]. یکی از روش‌های بهینه‌سازی غیرخطی، روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته می‌باشد. این روش بر پایه خطی کردن توابع هدف و محدودیت‌ها با استفاده از بسط تیلور^۱ (روابط ۵ و ۶) و به کار بردن روش‌های بهینه‌سازی خطی استوار است.

$$\bar{F}(x, x_1) = F(x_1) + \nabla F(x_1)(x - x_1) \quad (5)$$

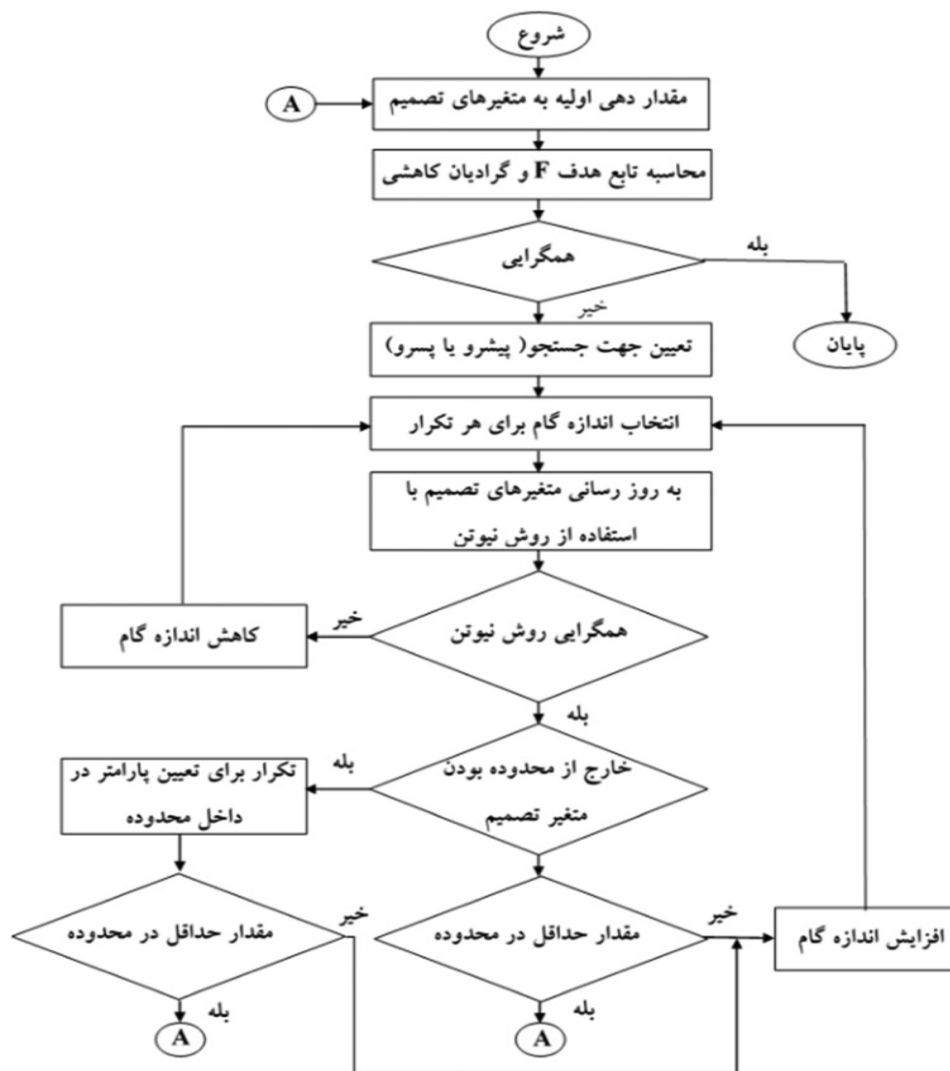
$$\bar{h}_k(x, x_1) = h_k(x_1) + \nabla h_k(x_1)(x - x_1) \quad k=1,2,\dots,L \quad (6)$$

مراحل اعمال این روش به طور خلاصه به شرح زیر است: الف) به دست آوردن مدل با نقاط عملیاتی و خطی کردن تمام محدودیت‌های تابع هدف حول نقاط عملیاتی به گونه‌ای که مسئله به شکل بهینه‌سازی خطی تبدیل شود. سپس استفاده از بهینه‌سازی خطی برای حل مسئله خطی. ب) تکرار روش بهینه‌سازی خطی برای رسیدن به جواب مناسب با خطی کردن توابع محدودیت‌ها و تابع هدف. چنانچه به جواب مناسب نرسید با خطی کردن دوباره محدودیت‌ها و توابع هدف حول نقطه جدید مقدار بهینه مسئله پیدا می‌شود. در این مطالعه جهت تعیین مقادیر پارامترهای روابط تراوایی نسبی دارای پارامتر قابل تنظیم، از روش بهینه‌سازی غیرخطی گرادیان کاهشی تعمیم یافته^۲

1. Taylor Expansion

2. Generalized Reduced Gradient Method

3. Mean Absolute Error



شکل ۱ الگوریتم بهینه‌سازی گرادیان کاهش

نتایج و بحث

در این بخش به ارائه نتایج و مقایسه روابط ارائه شده جهت تخمین مقادیر تراوایی نسبی سیستم دو فاز نفت-آب پرداخته می‌شود. به این منظور ۱۱ رابطه تجربی و تحلیلی متداول و پرکاربرد بررسی شده است. این روابط شامل رابطه تجربی هنرپور و همکاران [۶]، ابراهیم و کودریتز [۹] و الفتاح [۴] و همچنین روابط دارای پارامترهای قابل تنظیم شامل رابطه تعمیم یافته کوری [۱۰]، رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری [۱۱]، سیگموند و مک کافری [۱۲]، چیرسای [۱۳]، ون جینوچتن-مولم [۱۴]، LET [۱۵]، که [۱۶] و لی و همکاران [۱۷] می‌باشد.

تابع هدف بهینه‌سازی کلی به صورت معادله ۸ تعریف می‌شود:

$$F(x) = \sum_{j=1}^n MAE_j \quad (8)$$

که در آن n تعداد کل دسته داده‌های آزمایشگاهی مورد بررسی تعریف شده است. سپس با استفاده از روش بهینه‌سازی غیرخطی گرادیان کاهش تعمیم یافته، بهترین مقادیر پارامترهای رابطه مورد نظر از طریق کمینه کردن تابع هدف تعریف شده تعیین می‌شود. بنابراین مقدار پارامترهای محاسبه شده هر رابطه برای داده‌های موجود قابل استفاده می‌باشد و بهترین نتایج را نشان می‌دهد.

مقادیر تراوایی نسبی در نظر گرفته شده است. در این بخش، ابتدا از تطابق روابط با هر یک از دسته داده‌های آزمایشگاهی و بهینه‌سازی محلی جهت تعیین مقادیر پارامترها استفاده شده است. در این تحقیق از ۲۱ دسته داده که در مجموع شامل ۶۴۴ داده آزمایشگاهی مربوط به تراوایی نسبی سیستم‌های دو فاز نفت-آب می‌باشند؛ جهت بررسی روابط تراوایی نسبی بهره گرفته شده است. مشخصات مربوط به داده‌های مورد استفاده در جدول ۳ ارائه شده است. لازم به ذکر است که کلیه داده‌های جمع‌آوری شده مربوط به فرآیند آشام می‌باشند. نتایج حاصل از روابط با مقادیر آزمایشگاهی مقایسه می‌شوند.

سه رابطه تجربی ذکر شده تنها با استفاده از مقادیر اشباع فاز تر(آب) و فاز ناتر(نفت) در فرآیند آشام، تراوایی مطلق و تخلخل، قادر به تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی فاز آب و نفت می‌باشند. در حالی که روابط دارای پارامترهای قابل تنظیم به‌صورت یک سری روابط عمومی مطرح شده‌اند و با توجه به ساختار آن‌ها ابتدا باید برخی از پارامترها تعیین شوند. همان‌طور که در بخش قبل ذکر شد، مقادیر این پارامترها به گونه‌ای تعیین می‌شوند که بهترین تطابق با منحنی‌های مربوط به نتایج آزمایشگاهی حاصل گردد. لازم به ذکر است که کلیه محدودیت‌های ۳ رابطه تجربی ذکر شده در محاسبه

جدول ۳ مشخصات پتروفیزیکی داده‌های مورد استفاده.

منبع	$K_{ro, max}$	$K_{rw, max}$	S_{or}	S_{wi}			ترشوندگی	جنس مغزه	تعداد داده‌ها	دسته داده
[۳۱]	۰/۹۳۳	۰/۳۵۱	۰/۳۲۱	۰/۲۵۰	۲۰/۸۰	۱۳۴	ترشوندگی میانه	ماسه سنگ	۲۲	۱
[۳۲]	۰/۷۵۹	۰/۱۱۱	۰/۲۶۹	۰/۳۶۲	۱۱/۰۰	۱۰/۵۹	آب دوست	ماسه سنگ	۱۸	۲
[۳۳]	۱/۰۰۰	۰/۰۰۷	۰/۵۳۸	۰/۰۹۰	۲۵/۳۵	۲۸۹۰	نفت دوست	ماسه سنگ	۲۰	۳
[۳۳]	۱/۰۰۰	۰/۰۰۳	۰/۵۱۳	۰/۱۱۵	۲۵/۳۵	۲۷۳۰	نفت دوست	ماسه سنگ	۳۰	۴
[۳۳]	۱/۰۰۰	۰/۰۲۵	۰/۴۶۸	۰/۱۳۸	۲۵/۳۵	۲۷۷۰	نفت دوست	ماسه سنگ	۲۸	۵
[۳۳]	۱/۰۰۰	۰/۰۰۳	۰/۵۱۳	۰/۱۲۷	۲۵/۳۵	۲۸۲۰	نفت دوست	ماسه سنگ	۳۰	۶
[۳۳]	۱/۰۰۰	۰/۰۵۱	۰/۲۴۶	۰/۱۹۸	۲۵/۳۵	۲۶۹۰	نفت دوست	ماسه سنگ	۲۶	۷
[۳۴]	۱/۰۰۰	۰/۳۹۸	۰/۳۶۰	۰/۱۱۳	۳۳/۷۰	۳۳۷۰	نفت دوست	ماسه سنگ	۱۶	۸
[۲۸]	۱/۰۰۰	۰/۳۲۶	۰/۲۲۰	۰/۳۵۱	۲۸/۸۰	۷۸۲	آب دوست	ماسه سنگ	۲۲	۹
[۳۵]	۰/۷۵۸	۰/۵۰۰	۰/۱۰۸	۰/۰۸۱	۲۳/۰۰	۱۳۲	ترشوندگی میانه	ماسه سنگ	۳۲	۱۰
[۳۵]	۰/۷۶۰	۰/۸۰۲	۰/۱۴۰	۰/۰۸۱	۲۳/۰۰	۱۳۲	ترشوندگی میانه	ماسه سنگ	۲۸	۱۱
[۳۶]	۰/۵۵۹	۰/۰۹۸	۰/۴۳۱	۰/۱۸۵	۱۳/۳۰	۲/۵۲	نفت دوست	کریناته	۲۶	۱۲
[۳۷]	۱/۰۰۰	۰/۰۵۳	۰/۱۲۰	۰/۲۳۰	۲۵/۵۱	۳۹۸	آب دوست	ماسه سنگ	۶۸	۱۳
[۳۸]	۰/۹۲۵	۰/۳۴۱	۰/۲۴۴	۰/۰۹۹	۳۰/۲۰	۱۰۵۸۵	آب دوست	ماسه سنگ	۵۰	۱۴
[۳۹]	۰/۸۸۰	۰/۱۹۰	۰/۲۰۳	۰/۱۴۸	۲۲/۵۰	۲۹۰	آب دوست	ماسه سنگ	۲۸	۱۵
[۴۰]	۰/۷۵۱	۰/۵۰۲	۰/۳۰۰	۰/۳۵۱	۳۰/۰۰	۲۰	ترشوندگی میانه	ماسه سنگ	۳۰	۱۶
[۴۱]	۱/۰۰۰	۰/۴۶۸	۰/۱۲۲	۰/۰۰۰	۳۹/۴۰	۵۳۰۰	آب دوست	ماسه سنگ	۳۶	۱۷
[۴۲]	۰/۶۹۳	۰/۱۱۴	۰/۲۴۳	۰/۱۵۷	۹/۸۵	۲۳	نفت دوست	کریناته/دولومیت	۳۶	۱۸
[۴۲]	۰/۲۲۳	۰/۱۰۷	۰/۳۲۷	۰/۱۸۹	۲۴/۹۰	۱۳۰	نفت دوست	کریناته/دولومیت	۳۲	۱۹
[۴۲]	۰/۸۲۳	۰/۱۰۰	۰/۳۱۸	۰/۲۰۴	۸/۲۰	۱/۵	نفت دوست	کریناته/آهک	۳۰	۲۰
[۴۲]	۰/۶۷۰	۰/۳۸۶	۰/۱۲۴	۰/۲۲۸	۱۲/۰۰	۱۷	نفت دوست	کریناته/آهک	۳۶	۲۱

روابط تجربی و تحلیلی نتایج نزدیک‌تری به مقادیر تجربی تراوایی نسبی در سیستم نفت - آب ارائه می‌دهند. با این وجود رابطه LET [۱۵] با میزان میانگین خطای RMSE برابر با ۰/۰۰۲۸۱۸ و میانگین خطای MAE برابر با ۰/۰۰۲۵۸۶ و نیز رابطه سیگموند و مک کافری [۱۲] با میانگین خطای RMSE برابر با ۰/۰۱۶۴۱۹ و میانگین خطای MAE برابر با ۰/۰۰۹۰۳۱ به ترتیب دارای نزدیک‌ترین نتایج به مقادیر آزمایشگاهی تراوایی نسبی فاز آب و نفت می‌باشند. مقادیر میانگین متوسط خطای مطلق و متوسط خطای مجموع مربعات ریشه‌ها برای سایر روابط در جدول ۴ ارائه شده است. لازم به ذکر می‌باشد که این مقایسه روابط بر روی کلیه داده‌های مربوط به تراوایی نسبی صورت گرفته است. شکل ۲ نیز مقایسه داده‌های تجربی با مقادیر تخمین زده شده برای رابطه دارای کم‌ترین و بیش‌ترین خطای پیش‌بینی تراوایی نسبی دو فاز آب و نفت برای کل ۶۴۴ داده تجربی (۳۲۲ داده مربوط به فاز نفت و ۳۲۲ داده مربوط به فاز آب) به صورت نمودار پراکندگی نشان می‌دهد.

علاوه بر متوسط خطای مطلق ذکر شده در بخش قبل، از متوسط خطای مجموع مربعات ریشه‌ها^۱ و نیز خطای R^2 جهت ارزیابی روابط استفاده شده است. فرمول این خطاها نیز در معادله‌های ۹ و ۱۰ آمده است. نحوه ارزیابی روابط با استفاده از این خطاها به این گونه است که هر چه مقدار عددی متوسط خطای مطلق و یا متوسط خطای مجموع مربعات ریشه‌ها کم‌تر و خطای R^2 به یک نزدیک‌تر باشد، نتایج حاصل از هریک از روابط به مقادیر آزمایشگاهی نزدیک‌تر می‌باشند.

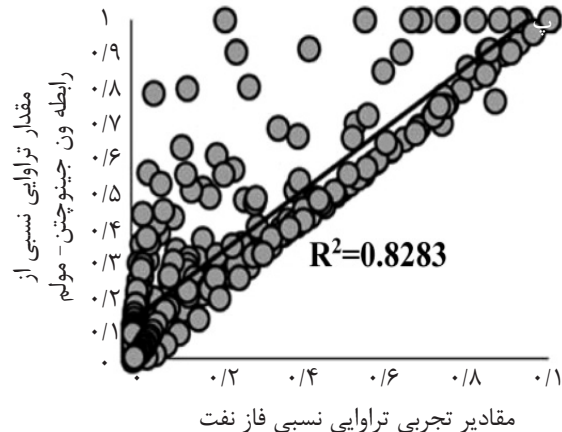
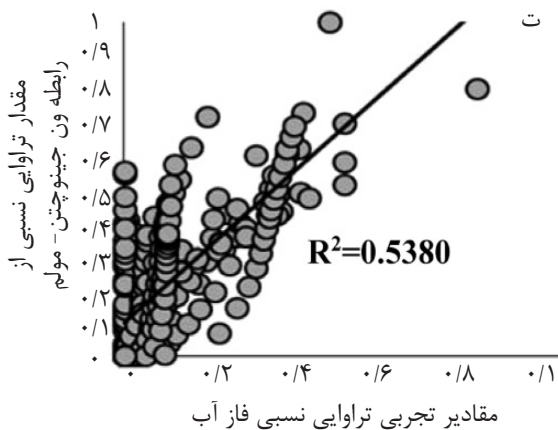
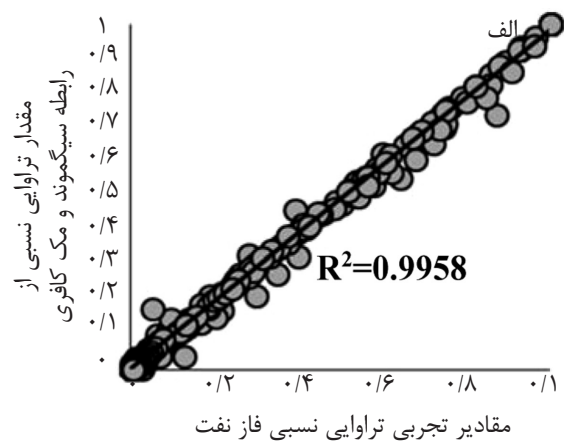
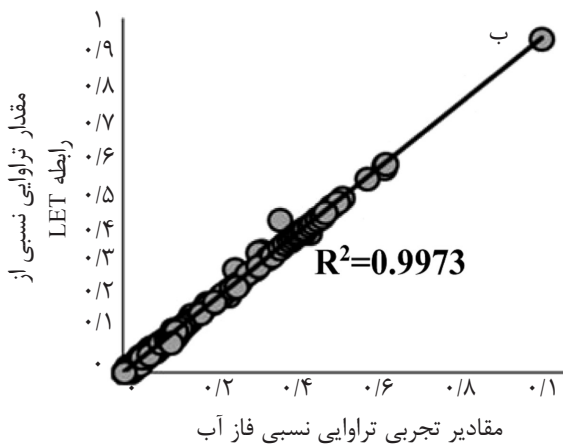
$$RMSE = \left(\frac{\sum_{i=1}^N (K_{ri}^{Pred.} - K_{ri}^{Exp.})^2}{N} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (9)$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (K_{ri}^{Pred.} - K_{ri}^{Exp.})^2}{\sum_{i=1}^N (K_{ri}^{Pred.} - average(K_{ri}^{Exp.}))^2} \quad (10)$$

پس از انجام محاسبات مربوطه و بررسی مجموعه خطای به‌دست آمده، مشاهده شد که در مجموع ۴ رابطه دارای پارامترهای قابل تنظیم شامل رابطه تعمیم یافته کوری [۱۰]، سیگموند و مک کافری [۱۲]، چیرسای [۱۳] و LET [۱۵]، نسبت به سایر

جدول ۴ مقادیر میانگین خطای MAE و RMSE با در نظر گرفتن کل داده‌های آزمایشگاهی در بهینه‌سازی محلی.

فاز نفت		فاز آب		روابط تراوایی نسبی
RMSE	MAE	RMSE	MAE	
۰/۱۲۱۸۸۹	۰/۰۷۹۷۶۴	۰/۱۲۷۲۷۴	۰/۱۰۴۳۴۸	هنرپور و همکاران
۰/۰۷۷۹۲۱	۰/۰۵۱۶۶۲	۰/۰۵۹۰۲۸	۰/۰۴۳۴۷۹	ابراهیم و کودریتز
۰/۱۱۳۹۹۵	۰/۰۶۸۲۶۴	۰/۰۳۶۵۸۸	۰/۰۳۱۲۷۶	الفتاح
۰/۰۳۵۳۵۲	۰/۰۱۹۴۹۳	۰/۰۰۷۹۶۴	۰/۰۰۵۳۳۸	رابطه تعمیم یافته کوری
۰/۰۶۱۵۳۳	۰/۰۴۸۴۳۶	۰/۰۲۹۲۶۷	۰/۰۲۱۵۴۱	رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری
۰/۰۱۶۴۱۹	۰/۰۰۹۰۳۱	۰/۰۰۷۶۹۱	۰/۰۰۴۹۵۴	سیگموند و مک کافری
۰/۰۱۹۲۱۹	۰/۰۱۱۷۷۵	۰/۰۰۵۴۱۵	۰/۰۰۳۳۶۹	چیرسای
۰/۱۳۰۶۲۴	۰/۱۰۴۲۷۰	۰/۱۶۳۴۱۹	۰/۱۲۴۲۸۰	ون جینوچتن - مولم
۰/۰۱۷۶۸۱	۰/۰۱۰۴۰۸	۰/۰۰۲۸۱۸	۰/۰۰۲۵۸۶	LET
۰/۱۱۳۲۲۸	۰/۰۶۳۵۸۸	۰/۰۱۸۵۳۵	۰/۰۱۲۳۶۹	که
۰/۰۴۷۷۴۳	۰/۰۲۱۸۲۲	۰/۰۰۷۹۵۲	۰/۰۰۴۹۹۵	لی و همکاران



شکل ۲ مقایسه مقادیر تراوایی نسبی تخمین زده شده با مقادیر تجربی در بهینه‌سازی محلی برای روابط با: الف وب کم‌ترین، پ و ت بیش‌ترین خطا.

تأثیر گذار خواهد بود [۲۳]. در این بین دو پارامتر، جنس سازند و نیز ترشوندگی سطح به میزان زیادی بر رفتار منحنی‌های تراوایی نسبی تأثیر خواهد گذاشت [۵ و ۹]. بنابراین انتخاب بهترین رابطه جهت پیش‌بینی منحنی‌های تراوایی نسبی در سنگ با جنس و ترشوندگی مختلف ضروری می‌باشد. از این رو، جهت بررسی دقیق‌تر روابط با تفکیک داده‌های جمع‌آوری شده براساس جنس سنگ (ماسه سنگ و کربناته) و حالت‌های مختلف ترشوندگی (آب دوست، میانه و نفت دوست)، به ارزیابی و مقایسه نتایج روابط در تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی پرداخته شده است.

همان‌طور که مشخص می‌باشد دو رابطه سیگموند و مک کافری و LET دارای بهترین تطابق با نتایج تجربی به ترتیب برای دو فاز نفت و آب می‌باشند. همچنین این شکل نشان می‌دهد که میزان انحراف مقادیر تخمین زده شده توسط رابطه ون جینوچتن-مولم از مقادیر تجربی برای هر دو فاز آب و نفت نسبت به سایر روابط بیشتر است. تراوایی نسبی عمدتاً تابع توزیع اشباع سیال در یک محیط متخلخل می‌باشد. عوامل مختلفی از قبیل جنس سازند، ساختار منافذ، تاریخچه اشباع، ترشوندگی سطوح، کشش سطحی، گرانیروی سیال، دما، دبی جریان و ... بر نحوه توزیع اشباع سیال در یک محیط متخلخل و در نتیجه مقادیر تراوایی نسبی

خطای RMSE به ترتیب ۰/۱۵۹۴۸۶ و ۰/۱۲۲۸۸۶ ضعیف‌ترین روابط در تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی به ترتیب فاز آب و نفت در نمونه‌های ماسه سنگ شناخته شده‌اند. بررسی مجموعه خطای محاسبه شده در جدول ۶ نیز نشان می‌دهد که روابط چیرسای [۱۳] و سیگموند و مک کافری [۱۲] با مقادیر میانگین خطای RMSE به ترتیب ۰/۰۰۲۳۰۲ و ۰/۰۱۵۱۵۴ در سنگ با ترشوندگی نفت دوست، LET [۱۵] با مقادیر میانگین خطای RMSE، ۰/۰۱۰۲۲۵ و ۰/۰۱۶۵۲۵ در سنگ با ترشوندگی میانه و LET [۱۵] با مقادیر میانگین خطای RMSE، ۰/۰۰۳۴۱۰ و ۰/۰۰۸۹۳۳ در سنگ با ترشوندگی آب دوست دارای بهترین پیش‌بینی از مقادیر تجربی تراوایی نسبی به ترتیب فاز آب و نفت می‌باشند. در نهایت خلاصه‌ای نتایج حاصل از ارزیابی مجموعه خطای محاسبه شده براساس جنس سنگ و نوع ترشوندگی به صورت درخت تصمیم جهت انتخاب بهترین رابطه (رابطه دارای کم‌ترین خطا) در شکل ۳ نشان داده شده است. همان‌طور که پیش‌تر ذکر شد، مهم‌ترین محدودیت روابط دارای پارامتر قابل تنظیم، وابستگی آن‌ها به داده‌های تجربی جهت تعیین مقادیر این پارامترها می‌باشد.

جدول ۵ مقادیر میانگین خطای RMSE برای نمونه‌های کربناته و ماسه سنگ در بهینه‌سازی محلی.

ماسه سنگ		سنگ کربناته		روابط تراوایی نسبی
فاز نفت	فاز آب	فاز نفت	فاز آب	
۰/۱۱۴۵۵۷	۰/۰۳۱۵۰	۰/۱۴۲۴۲۰	۰/۱۹۴۸۲۰	هنرپور و همکاران
۰/۰۸۹۸۸۶	۰/۰۵۹۷۳۲	۰/۰۴۴۴۲۰	۰/۰۴۵۲۸۰	ابراهیم و کودریتز
۰/۱۱۴۱۲۱	۰/۰۳۴۶۱۲	۰/۰۶۲۶۲۰	۰/۰۴۲۱۲۰	الفتاح
۰/۰۴۵۲۰۰	۰/۰۰۸۷۵۱	۰/۰۱۴۸۶۰	۰/۰۰۴۲۰۶	رابطه تعمیم یافته کوری
۰/۰۴۹۳۲۵	۰/۰۲۸۶۱۲	۰/۰۶۵۶۸۰	۰/۰۴۳۱۵۰	رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری
۰/۰۱۶۷۷۸	۰/۰۰۹۲۲۶	۰/۰۱۴۹۲۰	۰/۰۰۴۴۵۱	سیگموند و مک کافری
۰/۰۲۱۵۶۴	۰/۰۰۵۸۶۴	۰/۰۱۴۵۰۰	۰/۰۰۳۳۰۱	چیرسای
۰/۱۰۴۷۰۷	۰/۱۵۹۴۸۶	۰/۲۳۳۷۰۰	۰/۱۸۱۷۰۰	ون جینوچتن-مولم
۰/۰۲۱۳۱۴	۰/۰۰۴۴۵۵	۰/۰۱۰۳۸۰	۰/۰۰۲۹۰۰	LET
۰/۱۲۲۸۸۶	۰/۰۱۰۷۶۷	۰/۱۳۳۶۸۰	۰/۰۱۵۱۴۰	که
۰/۰۶۰۰۵۷	۰/۰۰۹۰۶۴	۰/۰۲۵۱۴۰	۰/۰۰۵۵۲۰	لی و همکاران

برای این منظور از ۴۸۴ و ۱۶۰ داده آزمایشگاهی به ترتیب برای نمونه‌های ماسه سنگ و کربناته و همچنین ۲۲۲، ۱۱۲ و ۳۱۰ داده آزمایشگاهی به ترتیب برای حالت ترشوندگی آب دوست، میانه و نفت دوست بهره گرفته شده است. نتایج میانگین متوسط خطای مجموع مربعات ریشه‌ها، محاسبه شده برای هر دو نوع سنگ و نیز حالت‌های ترشوندگی مختلف در بهینه‌سازی محلی، در جداول ۵ و ۶ گزارش شده‌اند. با توجه به جدول ۵، رابطه LET [۱۵] با مقادیر میانگین خطای RMSE، ۰/۰۰۲۹۰۰ و ۰/۰۱۰۳۸۰ به ترتیب برای فاز آب و نفت دارای بالاترین دقت در تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی در نمونه سنگ‌های کربناته می‌باشد. در حالی که رابطه هنرپور و همکاران [۶] با مقدار میانگین خطای RMSE، ۰/۱۹۴۸۲۰ و رابطه ون جینوچتن-مولم [۱۴] با مقدار میانگین خطای RMSE، ۰/۲۳۳۷۰۰ به ترتیب دارای کم‌ترین دقت در تخمین مقادیر تراوایی نسبی فاز آب و نفت در نمونه‌های کربناته می‌باشند. همچنین روابط LET [۱۵] و سیگموند و مک کافری [۱۲] با مقادیر میانگین خطای RMSE به ترتیب ۰/۰۰۴۴۵۵ و ۰/۰۱۶۷۷۸ بهترین و روابط ون جینوچتن-مولم [۱۴] و که [۱۶] با مقادیر میانگین

جدول ۶ مقادیر میانگین خطای RMSE برای حالت‌های ترشوندگی مختلف در بهینه‌سازی محلی.

نفت دوست		میان		آب دوست		روابط تراوایی نسبی
فاز نفت	فاز آب	فاز نفت	فاز آب	فاز نفت	فاز آب	
۰/۱۲۲۹۰۹	۰/۱۶۲۲۱۸	۰/۱۲۶۰۰۰	۰/۱۱۳۱۳۳	۰/۱۱۷۱۸۰	۰/۰۵۸۸۸۰	هنریور و همکاران
۰/۰۷۹۱۸۲	۰/۰۳۰۸۳۱	۰/۰۳۶۰۶۷	۰/۱۲۵۰۳۳	۰/۱۰۰۲۶۰	۰/۰۸۱۴۶	ابراهیم و کودریتز
۰/۰۹۶۶۱۸	۰/۰۲۳۸۷۹	۰/۰۵۶۶۵۰	۰/۱۰۰۱۲۵	۰/۱۵۸۸۳۳	۰/۰۲۵۳۵۰	الفتاح
۰/۰۴۵۸۸۲	۰/۰۰۲۹۰۲	۰/۰۲۳۹۰۰	۰/۰۱۸۷۵۰	۰/۰۲۳۶۸۳	۰/۰۰۷۹۵۳	رابطه تعمیم یافته کوری
۰/۰۷۷۰۵۰	۰/۰۱۰۳۰۰	۰/۰۳۰۵۰۰	۰/۰۳۱۱۶۷	۰/۰۷۷۰۵۰	۰/۰۳۷۳۲۵	رابطه تعمیم یافته بروکس و کوری
۰/۰۱۵۱۵۴	۰/۰۰۳۰۱۵	۰/۰۲۳۳۰۰	۰/۰۲۶۸۰۰	۰/۰۱۴۱۵۰	۰/۰۰۳۵۲۵	سیگموند و مک کافری
۰/۰۱۸۸۰۰	۰/۰۰۲۳۰۲	۰/۰۱۷۶۵۰	۰/۰۱۲۴۷۵	۰/۰۲۱۰۳۳	۰/۰۰۶۴۱۴	چیرسای
۰/۱۷۴۲۲۷	۰/۱۹۱۲۴۵	۰/۱۲۳۵۲۵	۰/۱۰۰۷۲۵	۰/۰۵۵۴۱۷	۰/۱۵۴۱۹۹	ون جینوچتن-مولم
۰/۰۲۲۵۵۴	۰/۰۰۲۴۶۵	۰/۰۱۶۵۲۵	۰/۰۱۰۲۲۵	۰/۰۰۸۹۳۳	۰/۰۰۳۴۱۰	LET
۰/۱۴۷۴۸۲	۰/۰۰۸۶۶۶	۰/۰۸۶۸۲۵	۰/۰۳۰۲۰۰	۰/۱۰۳۰۳۳	۰/۰۱۹۰۱۸	که
۰/۰۴۶۴۵۴	۰/۰۰۳۵۴۳	۰/۰۲۲۱۰۰	۰/۰۲۰۹۲۵	۰/۰۶۷۲۰۰	۰/۰۰۷۳۸۸	لی و همکاران



شکل ۳ درخت تصمیم‌گیری برای انتخاب بهترین رابطه تخمین تراوایی نسبی با بهینه‌سازی محلی.

مشاهده شد که همچنان ۴ رابطه دارای پارامترهای قابل تنظیم شامل رابطه تعمیم یافته کوری [۱۰]، سیگموند و مک کافری [۱۲]، چیرسای [۱۳] و LET [۱۵]، نسبت به سایر روابط تجربی و تحلیلی نتایج نزدیک‌تری به مقادیر تجربی تراوایی نسبی در سیستم نفت-آب ارائه می‌دهند. نتایج حاصل برای این ۴ رابطه در جدول ۷ ارائه شده است. اندیس w و o در این جدول به ترتیب بیانگر فاز آب و نفت می‌باشند.

در این بخش از طریق بهینه‌سازی کلی روابط دارای پارامترهای قابل تنظیم بر روی کل داده‌های موجود، بهترین مقادیر هر یک از پارامترهای این روابط تعیین می‌شوند. هدف از بهینه‌سازی کلی، تعیین بهترین مقدار پارامترهای قابل تنظیم روابط از طریق کمینه کردن مقدار مجموع متوسط خطای مطلق هر دسته داده می‌باشد. پس از انجام محاسبات مربوطه و بررسی مجموعه خطای به‌دست آمده در بهینه‌سازی کلی،

جدول ۷ بهترین مقادیر پارامترهای قابل تنظیم ۴ رابطه دارای کم‌ترین خطا در سیستم نفت-آب برای بهینه‌سازی کلی

پارامترهای قابل تنظیم				رابطه		
				N_o	N_w	رابطه تعمیم یافته کوری
				۲/۴۱۹۰۸۵	۲/۵۰۲۲۲۲	
		B	A	N_o	N_w	سیگموند و مک کافری
		۰/۰۶۴۷۹۰	۰/۰۸۵۵۵۵	۲/۵۸۰۴۵۴	۲/۶۷۸۷۳۶	
		M	L	B	A	چیرسای
		۱/۰۰۰۰۰۰	۰/۸۱۶۲۹۲	۲/۱۰۷۰۷۴	۱/۶۰۲۲۵۶	
T_o	E_o	L_o	T_w	E_w	L_w	LET
۱/۶۲۵۵۹۶	۷/۴۲۳۸۵۶	۱/۰۰۰۰۰۰	۱/۰۰۰۰۰۰	۲/۵۸۱۸۴۵	۱/۷۷۳۷۴۶	

نتیجه‌گیری

سایر روابط تجربی و تحلیلی نتایج نزدیک‌تری به مقادیر تجربی تراوایی نسبی در بهینه‌سازی محلی و کلی ارائه می‌دهند. همچنین، با توجه به اهمیت جنس و نوع ترشوندگی سنگ در رفتار منحنی‌های تراوایی نسبی، درخت تصمیم جهت انتخاب بهترین رابطه در هریک از این حالت‌ها ارائه شده است. با توجه به نقطه ضعف روابط دارای پارامتر قابل تنظیم در وابستگی آن‌ها به داده‌های تجربی جهت تعیین مقادیر این پارامترها، با استفاده از بهینه‌سازی کلی روابط بر روی بازه وسیعی از داده‌های جمع‌آوری شده، بهترین مقادیر هریک از پارامترهای روابط تعیین و برای ۴ رابطه با بالاترین دقت گزارش شده‌اند.

در این تحقیق به بررسی دقت پیش‌بینی روابط تجربی و تحلیلی تراوایی نسبی برای سیستم‌های دو فاز نفت - آب در فرآیند آشام پرداخته شده است. از بین کلیه روابط تجربی و تحلیلی موجود، ۱۱ رابطه متداول و پرکاربرد با استفاده از ۶۴۴ داده تجربی مربوط به سیستم نفت-آب مورد بررسی و مقایسه قرار گرفت. نتایج محاسبات گویای این است که در مجموع ۴ رابطه دارای پارامتر قابل تنظیم شامل رابطه تعمیم یافته کوری [۱۰]، سیگموند و مک کافری [۱۲]، چیرسای [۱۳] و LET [۱۵]، نسبت به

مراجع

- [1]. Li K., and Horne R.N., "Numerical simulation without using experimental data of relative permeability," J. Pet. Sci. and Eng., Vol. 61, No. 2, pp. 67-74, 2008.
- [2]. Xu P., Qiu S., Yu B., and Jiang Z., "Prediction of relative permeability in unsaturated porous media with a fractal approach," Int. J. Heat Mass Transfer, Vol. 64, pp. 829-837, 2013.
- [3]. Li K., and Horne R.N., "Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water-wet porous media," Water Resour. Res., Vol. 42, No. 6, 2006.
- [4]. Al-Fattah S.M., "Empirical equations for water/oil relative permeability in Saudi sandstone reservoirs," in Nigeria Annual International Conf. and Exhib. SPE, 2003.
- [۵]. همت‌پور ح., نعمت‌زاده م., اصفهانی م., الوکی بختیاری ح., "بررسی و تعیین مدل مناسب تراوایی نسبی آب-نفت در مخازن کربناته ایران," پژوهش نفت، شماره ۸۰، صفحات ۱۲۲-۱۱۴، ۱۳۹۳.
- [6]. Honarpour M., Koederitz L., and Harvey A.H., "Empirical equations for estimating two-phase relative permeability in consolidated rock," J. Pet. Technol., Vol. 34, No. 12, pp. 2905-2908, 1982.

- [7]. Burdine N., "Relative permeability calculations from pore size distribution data," J. Pet. Technol., Vol. 5, No. 3, pp. 71-78, 1953.
- [8]. Purcell W., "Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom," J. Pet. Technol., Vol. 1, No. 2, pp. 39-48, 1949.
- [9]. Ibrahim M., and Koederitz L., "Two-phase relative permeability prediction using a linear regression model," in SPE Eastern Regional Meeting. SPE, 2000.
- [10]. Corey A. T., "The interrelation between gas and oil relative permeabilities," Prod. Monthly, Vol. 19, No. 1, pp. 38-41, 1954.
- [11]. Brooks R. H. and Corey A., "Properties of porous media affecting fluid flow," Journal of the Irrigation and Drainage Division, Vol. 92, No. 2, pp. 61-90, 1966.
- [12]. Sigmund P., and McCaffery F., "An improved unsteady-state procedure for determining the relative-permeability characteristics of heterogeneous porous media (includes associated papers 8028 and 8777)," SPEJ, Vol. 19, No. 1, pp. 15-28, 1979.
- [13]. Chierici G. L., "Novel relations for drainage and imbibition relative permeabilities," SPEJ, Vol. 24, No. 3, pp. 275-276, 1984.
- [14]. Bastian P., "Numerical computation of multiphase flow in porous media," Habilitationsschrift Univeristät Kiel, 1999.
- [15]. Lomeland F., Ebeltoft E., and Thomas W.H., "A new versatile relative permeability correlation," in International Symposium of SCA, Toronto, Canada, 2005.
- [16]. Ke S. Z., "Application of simulation annealing algorithm in calculation of relative permeability from unsteady-state displacement experimental data," J. China University of Pet. (Edition of Natural Science), Vol. 4, p. 007, 2006.
- [17]. Ge Y., Li S. and Qu K., "A novel empirical equation for relative permeability in low permeability reservoirs," Chinese J. Chem. Eng., Vol. 22, No. 11, pp. 1274-1278, 2014.
- [۱۸]. سخایی ز، "بررسی پارامترهای مؤثر بر فرایند ازدیاد برداشت با استفاده از نانوذرات در مخازن گاز میعانی،" پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه خلیج فارس، ایران، ۱۳۹۵.
- [19]. Fatt I. and Dykstra H., "Relative permeability studies," J. Pet. Technol., Vol. 3, No. 9, pp. 249-256, 1951.
- [20]. Wylie M. and Gardner G., "The generalized Kozeny-Carman equation: Its application to problems of multiphase flow in porous media," World Oil, Vol. 146, pp. 210-227, 1958.
- [21]. Wahl W., Mullins L. and Elfrink E., "Estimation of ultimate recovery from solution gas-drive reservoirs," Trans., AIME, Vol. 213, p. 132, 1958.
- [22]. Torcaso M. A. and Wylie M., "A Comparison of calculated krg/kro Ratios with a Correlation of Field Data," J. Pet. Technol., Vol. 10, No. 12, pp. 57-58, 1958.
- [23]. Honarpour M., Koederitz F. and Herbert A., "Relative permeability of petroleum reservoirs," 1986.
- [24]. Mulyadi H., Amin R. and Kennaird A., "Practical approach to determine residual gas saturation and gas-water relative permeability," in SPE Annual Technical Conf. and Exhib. SPE, 2001.
- [25]. Kam S. and Rossen W., "A model for foam generation in homogeneous media," SPEJ, Vol. 8, No. 4, pp. 417-425, 2003.

- [26]. Shen P., Zhu B., Li X. and Wu Y., "The influence of interfacial tension on water-oil two-phase relative permeability", in SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. SPE, 2006.
- [27]. Mosavat N., Torabi F. and Zarivnyy O., "Developing new corey-based water/oil relative permeability correlations for heavy oil systems", in SPE Heavy Oil Conference-Canada. SPE, 2013.
- [28]. Xu J., Guo C., Jiang R., and Wei M., "Study on relative permeability characteristics affected by displacement pressure gradient: Experimental study and numerical simulation", *Fuel*, Vol. 163, pp. 314-323, 2015.
- [29]. Avriel M., "Nonlinear programming: analysis and methods", Courier Corporation, 2003.
- [30]. Lasdon L. S., Fox R. L. and Ratner M. W., "Nonlinear optimization using the generalized reduced gradient method", *Revue française d'automatique, d'informatique et de recherche opérationnelle. Recherche opérationnelle*, Vol. 8, No.3, pp. 73-103, 1974.
- [31]. Ghaedi M., Heinemann Z., Masihi M. and Ghazanfari M. H., "An efficient method for determining capillary pressure and relative permeability curves from spontaneous imbibition data", *IJOGST*, Vol. 4, No. 3, pp. 1-17, 2015.
- [32]. Parvazdavani M., Masihi M. and Ghazanfari M. H., "Monitoring the influence of dispersed nano-particles on oil-water relative permeability hysteresis", *J. Pet. Sci. and Eng.*, Vol. 124, pp. 222-231, 2014.
- [33]. Torabi F., Mosavat N. and Zarivnyy O., "Predicting heavy oil/water relative permeability using modified Corey-based correlations," *Fuel*, Vol. 163, pp. 196-204, 2015.
- [34]. Ubani C., Ikiensikimama S. and Onyekonwu M., "Experimental determination of relative permeability from unconsolidated core samples of the niger delta", in SPE Nigeria Annual International Conf. and Exhib. SPE, 2014.
- [35]. Sorop T. G., Masalmeh S., Suijkerbuijk B., van der Linde H., Mahani H., Brussee N., Marcelis F. and Coorn A., "Relative permeability measurements to quantify the low salinity flooding effect at field scale," in Abu Dhabi International Pet. Exhib. and Conf. SPE, 2015.
- [36]. Esfahani M. R., Kazemzadeh E. A., Hashemi S. M. and Karimaie H., "Determination of wettability of Iranian carbonate reservoir rocks in restored-state", *Vol. 33, No. 1, pp. 1-9, 2007.*
- [37]. Shojaei M. J., Ghazanfari M. H. and Masihi M., "Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks", *J. Nat. Gas Sci. and Eng.*, Vol. 25, pp. 30-38, 2015.
- [38]. Barroeta R. and Thompson L. G., "Estimation of relative permeability from displacement pressure data," in SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. SPE, 2006.
- [39]. Kleppe J. and Morse R. A., "Oil production from fractured reservoirs by water displacement," in Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE, 1974.
- [40]. Beckner B., Firoozabadi A. and Aziz K., "Modeling transverse imbibition in double-porosity simulators," in SPE California Regional Meeting. SPE, 1988.
- [41]. Sufi A. H., Ramey Jr H. J. and Brigham W. E., "Temperature effects on relative permeabilities of oil-water systems", in SPE Annual Tech. Conf. and Exhib. SPE, 1982.
- [42]. Esfahani M. R. and Haghghi M., "Wettability evaluation of Iranian carbonate formations", *J. Pet. Sci. and Eng.*, Vol. 42, No. 2, pp. 257-265, 2004.