

مقایسه انواع مدل‌های محاسبه تراوایی براساس قطر گلوگاه حفرات در سازندهای دالان و کنگان، بخش مرکزی خلیج فارس

مصطفی رضایی، وحید توکلی* و حسین رحیم‌پور بناب

دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۱۰/۶

چکیده

تراوایی سیالات از جمله مهم‌ترین پارامترهای ارزیابی مخزن است. در این مطالعه، تراوایی محاسبه شده از مدل‌های پیش‌بینی تراوایی مختلف، با تراوایی مغزه در یکی از میادین هیدروکربنی بخش مرکزی خلیج فارس مقایسه شده است. مدل‌های استفاده شده در این مطالعه شامل وینلند، سوآن‌سون، پیت‌من و داستی‌دار است. همچنین، ۵۰ نمونه آزمایش تزریق جیوه مربوط به سازندهای دالان و کنگان استفاده شده است. پس از مقایسه برازشی مقادیر تراوایی پیش‌بینی شده با تراوایی واقعی حاصل از مغزه، مدل‌های تراوایی سوآن‌سون و وینلند به ترتیب بهترین نتایج را برای سازندهای کربناته کنگان و دالان نشان دادند. مدل سوآن‌سون برخلاف سایر مدل‌ها فاکتور مهم قطر مؤثر گلوگاه‌ها در تراوایی را در نمودار تزریق جیوه در نظر گرفته است که نقش تعیین‌کننده‌ای در مقدار تراوایی دارد. از آنجا که در محیط‌های کربناته ارتباط مشخصی بین مقدار تخلخل و تراوایی وجود ندارد، مدل‌هایی که تخلخل را به‌عنوان یکی از عوامل در نظر گرفته‌اند در مقایسه با مدل سوآن‌سون که در نظر نگرفته است دقت کم‌تری دارند. نوع لیتولوژی (کربناته یا ماسه‌سنگی) مخزن به سبب تفاوت در رخساره‌ها و در نتیجه، رفتار پتروفیزیکی سنگ، نقش تعیین‌کننده‌ای در مدل ساخته شده دارد. در نتیجه، در دقت تراوایی مؤثر است به گونه‌ای که مدلی که با شرایط کربناته کالیبره شده است بهترین پیش‌بینی را نسبت به مدل‌های دیگر که در شرایط آواری و یا هردو کالیبره شده‌اند، نشان می‌دهد.

کلمات کلیدی: مدل تراوایی، آزمایش تزریق جیوه، پتروفیزیک، سازند دالان، سازند کنگان

مقدمه

مخزن و مدیریت آن است. مقدار تراوایی اغلب با استفاده از آزمایش نمونه‌های مغزه در آزمایشگاه محاسبه می‌گردد اما در بسیاری از موارد به دلیل در دسترس نبودن مغزه، مقدار آن از سایر شاخص‌های موجود محاسبه می‌گردد. با وجود اهمیت حیاتی آن، پیش‌بینی تراوایی یکی از سخت‌ترین و بحث‌برانگیزترین ویژگی‌های پتروفیزیکی است و

شناسایی سنگ مخزن، پایه‌ای برای مطالعات جامع مخزنی است و شناخت هر چه بهتر آن می‌تواند توانایی پیش‌بینی خواص مخزنی را ارتقا دهد. تراوایی یکی از مهم‌ترین پارامترهای ارزیابی

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی vtavakoli@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4142.2879)

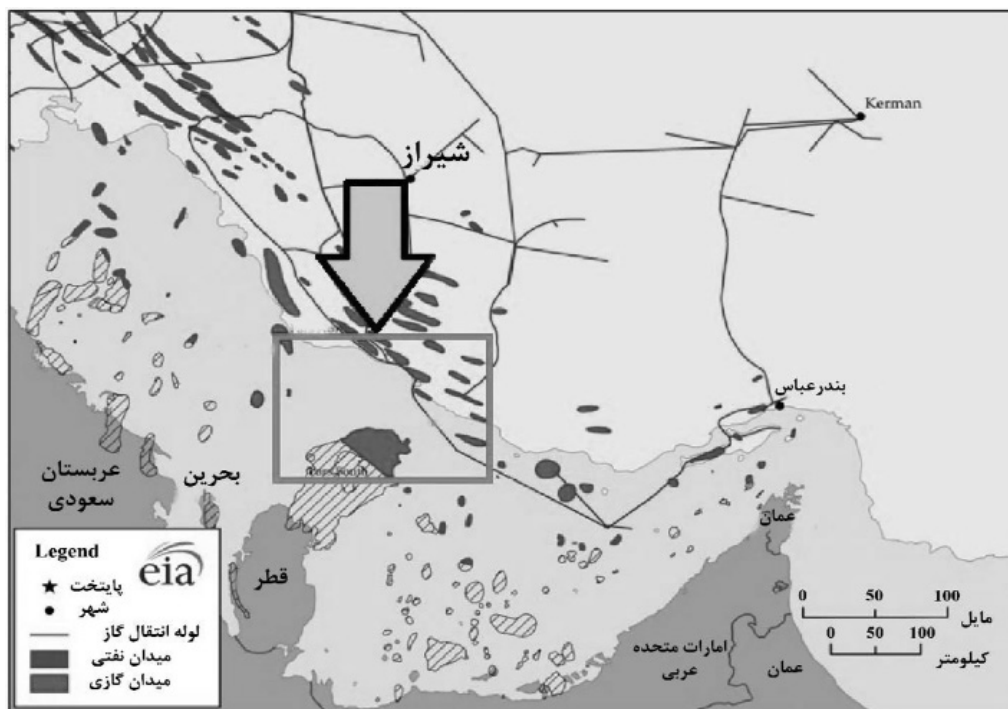
کربنات‌ها خاورمیانه مورد بررسی قرار گرفته است [۱۳]. سازندهای کنگان و دالان مهم‌ترین سازندهای گازی در کشور ایران هستند. با وجود اهمیت زیاد این سازندها در مطالعات مخزنی، مطالعات اندکی به پیش‌بینی تراوایی در این سازندها پرداخته است و مدل‌های گوناگون پیش‌بینی، هیچ‌گاه در این سازندها با یکدیگر مقایسه نشده است. هدف اصلی این مطالعه شناسایی به‌ترین مدل تخمین تراوایی در مخازن دالان و کنگان در بخش مرکزی خلیج فارس به منظور محاسبه دقیق‌تر میزان تراوایی است. از بین مدل‌های تراوایی گوناگون و مقایسه برازشی^۵ آنان با تراوایی مغزه، بهترین مدل پیش‌بینی تراوایی برای مخازن دالان و کنگان ارائه شده است. یکی از مطالعات مدل‌های پیش‌بینی تراوایی در خاورمیانه مورد بررسی قرار گرفته است که نتایج آن نشان دهنده آن است که بهترین مدل‌های پیش‌بینی تراوایی سوآن‌سون و وینلند می‌باشند [۱۱].

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی منطقه

منطقه مورد مطالعه در بخش مرکزی خلیج فارس و در مجاورت کمان قطر قرار دارد (شکل ۱). این کمان در اثر فعالیت دو سیستم تکتونیکی عمار و نجد تشکیل شده است و از فعالیت‌های تکتونیکی دوره اینفراکامبرین تأثیر گرفته است [۱۵]. در این منطقه، سازندهای دالان و کنگان در دوره پرمین و تریاس در محیط‌های کربناته-تبخیری رسوب‌گذاری کرده‌اند [۱۶]. سازند خوف^۶ در عربستان هم‌زمان با سازندهای دالان و کنگان در ایران رسوب‌گذاری کرده است [۱۷]. ضخامت این سازندها از طرف صفحه عربی به طرف زاگرس افزایش پیدا می‌کند [۱۸].

این شاخص باید با دقت بالایی محاسبه شود. این محاسبه در مخازن کربناته به دلیل ناهمگن بودن، دشوارتر است. داده‌های فشار موئینه تزریق جیوه^۱ برای اولین بار برای اندازه‌گیری حجم کل تخلخل پیشنهاد شده است و سپس، کاربرد آن به توزیع اندازه تخلخل گسترش یافت [۱]. آزمایش‌های فشار موئینه، امروزه روشی متداول در مطالعات مخزنی، شناسایی ویژگی‌های شبکه تخلخل و رفتار سیالات است و پارامترهایی مانند پیوستگی، جورشدگی و به‌طور کلی، سهولت دستیابی سیالات به شبکه منفذی را مشخص می‌کنند. این آزمایش‌ها به همراه تعدادی دیگر مانند تراوایی نسبی، ترشدگی و تهیه سی‌تی‌اسکن^۲ به‌عنوان آزمایش‌های ویژه^۳ شناخته می‌شوند. براساس مطالعات انجام‌شده توسط واشبرن^۴، روش تعیین توزیع اندازه حفرات با استفاده از حجم جیوه تزریق‌شده به درون سنگ برحسب فشار ارائه شده است. اندازه دانه‌های تشکیل‌دهنده سنگ به‌طور محسوس فشار موئینه را در منافذ و مجاری ارتباطی کنترل می‌کند. به‌علاوه، مدل‌های پیت‌من، سوآن‌سون، داستی‌دار و وینلند [۵-۲] تاکنون برای پیش‌بینی تراوایی براساس داده‌های تزریق جیوه ارائه‌شده است. برخی از مدل‌ها کاملاً تجربی هستند درحالی‌که برخی از مدل‌ها دارای پایه تئوری همچون مفهوم فشار موئینه هستند [۱۱-۶]. ضرایب برخی مدل‌ها وابسته به هندسه فضای خالی و ناهمگنی داخلی است. این ضرایب شامل اندازه منافذ و قطر گلوگاه‌ها می‌باشد. چنین اطلاعاتی در درجه اول می‌تواند از آزمایش تزریق جیوه به‌دست آید. به همین دلیل، مدل‌های تراوایی مختلفی در مقالات گزارش شده است که پارامترهای آن‌ها از آزمایش تزریق جیوه به‌دست آمده است [۲-۵، ۱۱ و ۱۲]. تلاش‌های متعددی برای ایجاد ارتباط بین پارامترهای استخراج شده از منحنی تزریق جیوه و تراوایی صورت گرفته است [۱۱]. در یکی از مطالعات دقت پیش‌بینی مدل‌های تراوایی در سنگ‌های

1. Mercury Injection Capillary Pressure (MICP)
2. Computerized Tomography Scanning (CT-Scan)
3. Special Core AnaLysis (SCAL)
4. Washburn
5. Regression
6. Khuff



شکل ۱ موقعیت میدان مورد مطالعه در بخش مرکزی خلیج فارس [۱۴]

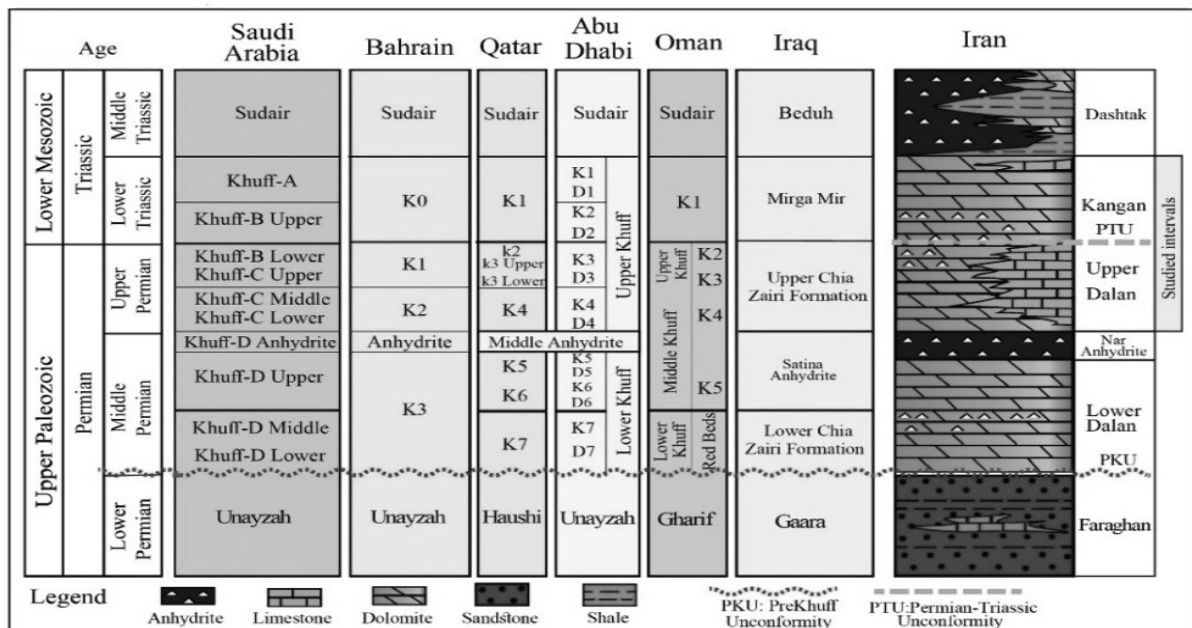
معادل در کشورهای منطقه خلیج فارس در شکل ۲ مشاهده می‌گردد.

داده‌ها و روش‌ها

در این مطالعه، تعداد ۵۰ نمونه آزمایش تزریق جیوه از بخش‌های بریده شده بالا و پایین پلاگ‌ها^۱ مورد مطالعه قرار گرفته است (جدول ۱). تخلخل با استفاده از قانون بویل و استفاده از گاز هلیوم و تراوایی با استفاده از هوا و قانون دارسی محاسبه گردید. تخلخل‌های کمتر از ۰.۳٪ و تراوایی‌های کمتر از mD ۰.۰۲، به‌عنوان بخش‌های غیرمخزنی در نظر گرفته شده‌اند زیرا جریان هیدروکربنی مؤثر در آن اتفاق نمی‌افتد. در آزمایش تزریق جیوه، فاز غیرترکننده جیوه با فشار (تا ۶۰۰۰۰ psi) به نمونه تزریق شده و مقدار اشباع جیوه تزریق شده در برابر فشار لازم برای تزریق آن، بر روی نمودار ثبت شده است. از این نمودار برای تعیین ویژگی‌های پتروفیزیکی استفاده می‌گردد.

در محدوده مورد مطالعه، سازند دالان توسط تبخیری‌های نار به دو بخش جدا از هم تقسیم شده است. این بخش‌ها شامل دالان پایینی، تبخیری‌های نار و دالان بالایی می‌باشند. این رسوبات در مقیاس جهانی دارای منابع عظیم کربناته گازی است [۱۸]. مهم‌ترین عوامل مؤثر بر کیفیت مخزنی سازند خوف (معادل سازندهای دالان و کنگان) در امارات متحده عربی، چهار فرآیند دیاژنزی دولومیتی شدن، انحلال، سیمانی شدن و تبلور مجدد هستند [۱۷]. در بخش مرکزی خلیج فارس در این سازندها، دیاژنز تحت کنترل رخساره‌ها است و در مقیاس میدان توسط مرزهای چینه‌شناسی کنترل می‌شود [۱۹]. یکی از مهم‌ترین ویژگی‌های سازندهای دالان و کنگان تغییرات لیتولوژی آن در مقیاس سانتی‌متر است که بر روی دیاژنز و تغییرات رخساره‌ای اثر می‌گذارد و باعث مطبق شدن مخزن می‌شود [۲۰]. عوامل اصلی تأثیرگذار بر مخزن شامل سیمانی شدن، دولومیتی شدن، انحلال و فشردگی است که تأثیرات زیادی بر کیفیت مخزنی دارند [۲۱]. چینه‌شناسی سازندهای دالان و کنگان و سازندهای

1. Trim



شکل ۲ چینه‌شناسی سازندهای دالان و کنگان در بخش مرکزی خلیج فارس همراه با تطابق آنان با سایر سازندهای منطقه [۲۲]

جدول ۱ توزیع آماری پارامترهای استخراج شده از مغزه

متوسط	کمترین	بیشترین	شاخص
۲	۰/۰۸۸	۳۳	تخلخل (%)
۵/۶	۰/۰۱	۴۴۷/۸	تراوایی (mD)
۳/۷۹	۲/۱	۵/۶	حجم کل (mL)
۰/۳	۰/۱	۱/۳	حجم حفرات (mL)

را پیش‌بینی نموده است. ضریب متغیر مستقل نشان‌دهنده برابری دو عدد و میزان همبستگی، قابلیت پیش‌بینی معادله را نشان می‌دهد. عرض از مبدأ معادله حاصل نیز نشان‌دهنده خطای کلی در محاسبه است. مقدار تراوایی که از آزمایش مغزه به صورت مستقیم و با استفاده از قانون داریسی به دست آمده است با تراوایی که توسط مدل‌های تراوایی پیش‌بینی شده است، مقایسه گردیده است تا بهترین روش تخمین تراوایی شناسایی شود.

نتایج

انواع مدل‌های تراوایی

مدل‌های تراوایی به کاررفته در این مطالعه شامل وینلند، سوآن‌سون، پیت‌من و داستی‌دار است [۲-۵]. هر کدام از این مدل‌ها با توجه به سازندی

اطلاعات استخراج‌شده شامل قطر گلوگاه حفرات در اشباع‌های مختلف تزریق جیوه و مقدار تخلخل است که برای محاسبه تراوایی در مدل‌های مختلف تراوایی استفاده می‌گردد. برای تعیین دقت اندازه‌گیری تراوایی، ۱۰٪ نمونه‌ها به صورت اتفاقی مجدد آزمایش شد و برای تعیین صحت داده‌ها، نمونه‌های استاندارد پیش از شروع اندازه‌گیری، آزمایش گردید. در این مطالعه پس از محاسبه مقدار تراوایی در هر یک از این مدل‌ها، مقدار آن با تراوایی مغزه از طریق برآزش مقایسه گردیده است و معادله خط و مقدار ضریب همبستگی آن به دست آمده است. با توجه به اینکه در حالت ایده‌آل باید دو عدد باهم برابر باشند، هرچه مقدار ضریب متغیر مستقل و همبستگی در این معادله خطی به یک نزدیک‌تر باشند، معادله با دقت بالاتری تراوایی

مقایسه گردید (شکل ۳). میزان R^2 به دست آمده عدد قابل قبولی است اما مقدار عرض از مبدأ برابر با ۱۰ می باشد که عدد مناسبی نیست. به طور کلی، درستی این مدل در مخازن کربناته خاورمیانه نیز پیش از این مورد بررسی قرار گرفته است که نتیجه مناسبی نداشته است [۱۱].

تراوایی داستی دار

مدل پیش بینی تراوایی داستی دار برای مخازن آواری با تراوایی کم ساخته شده است و برای ساخت مدل از اطلاعات مخازن آواری استفاده گردیده است. در نتیجه، انتظار می رود این مدل تراوایی برای مخازن کربناته کارآیی کمتری داشته باشد. در جدول ۲ اطلاعات مربوط به ساخت انواع مدل های تراوایی و ضرایب هر مدل ذکر شده است. این مدل در مخازن کربناته خاورمیانه مورد بررسی قرار گرفته است [۱۱] که کارآیی خوبی نداشته است اما در این مطالعه هم این مدل بررسی شد تا میزان کارآیی این مدل در سازندهای دالان و کنگان مورد بررسی قرار گیرد. تخمین تراوایی در این مدل با استفاده از میانگین وزن هندسی و قطر گلوگاهها صورت گرفته است (جدول ۲). این مدل مورد بررسی قرار گرفت و نتایج در شکل ۳ دیده می شود. همان طور که مشاهده می شود ضریب همبستگی برابر با ۰/۶۲ است که مناسب نمی باشد و مطابق با یکی از تحقیقات پیشین می باشد [۱۱].

خاص و اغلب با ترکیبی از هر دو نوع سازندهای کربناته و آواری کالیبره شده است. هر یک از این مدل ها مربوط به بخش های مختلف دنیا هستند و نمونه های مورد مطالعه شرایط رسوب گذاری و دپازنزی متفاوتی داشته اند. در میدان مورد مطالعه، بیشترین و کمترین و متوسط مقدار تخلخل و تراوایی در جدول ۱ ذکر شده است. انواع مدل های به کار رفته در این مطالعه به همراه نمونه های استفاده شده برای ساخت آنان در جدول ۲ ذکر شده است.

مقایسه برازشی تراوایی پیش بینی شده با تراوایی مغزه

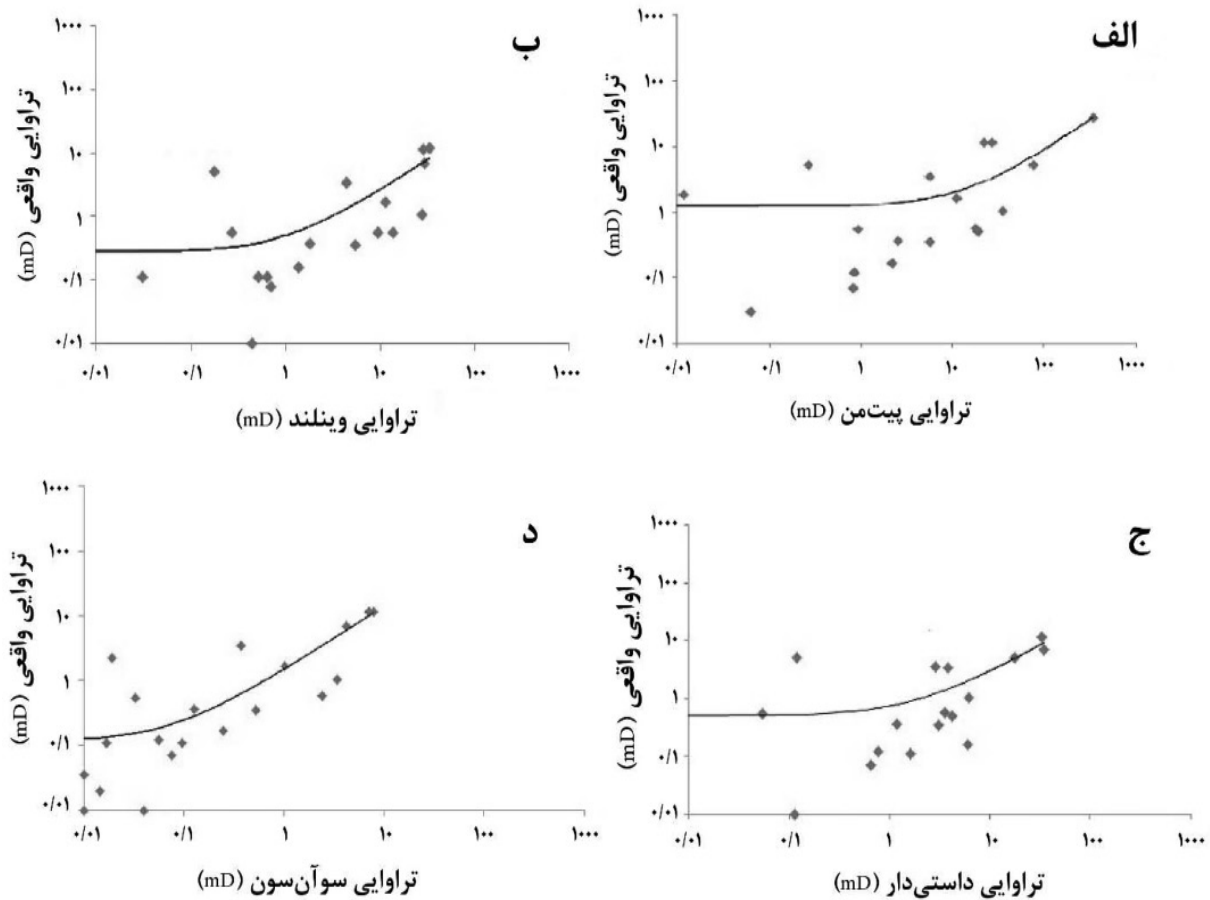
تراوایی پیت من

برای ساخت مدل پیت من تمامی نمونه ها مربوط به مخازن آواری می باشند [۳]. این مدل در مطالعات مخازن کربناته مختلف و توسط محققان مختلف دنیا آزمایش شده است و به صورت موردی نتایج به نسبت خوبی در مقایسه با سایر مدل های کالیبره شده در محیط آواری دارد [۱۱]، اما همچنان دقت مناسبی در مخازن کربناته ندارد. مدل تراوایی پیت من روشی تجربی است که تراوایی را با استفاده از میزان تخلخل و قطر گلوگاه منافذ محاسبه می نماید. با استفاده از مدل تراوایی پیت من میزان تراوایی محاسبه شده و مقدار آن با مقدار تراوایی مغزه از طریق برازش خطی

جدول ۲ مدل های به کار رفته برای محاسبه تراوایی

نام مدل	مدل	اطلاعات ساخت مدل
وینلند	$\text{Log } R_{35} = 0.735 + 0.588 \text{ Log } K - 0.864 \text{ Log } \phi$	۵۶ نمونه ماسه سنگی، ۲۶ کربناته
پیت من	$\text{Log } K = -1.221 + -1.410 \text{ Log } \phi + -1.512 \text{ Log } R_{35}$	۲۰۳ ماسه سنگی
سوان سون	$K = 431(S_b / P_c) A^{2.109}$	۲۰۲ نمونه ماسه سنگی
سوان سون	$K = 290(S_b / P_c) A^{1.901}$	۱۱۶ نمونه کربناته
داستی دار	$\text{Log } K = -2.51 + 3.06 \text{ Log } \phi + 1.641 \text{ Log } (R_w \text{ GM})$	۱۵۰ نمونه ماسه سنگی

R_{35} اندازه قطر گلوگاه در اشباع ۳۵٪ جیوه بر حسب $K, \mu\text{m}$ تراوایی بر حسب mD ، ϕ تخلخل بر حسب $\%$ ، R_{35} اندازه قطر گلوگاه در اشباع ۲۵٪ جیوه بر حسب $\mu\text{m}, (S_b/P_c) A$ پارامتر A سوان سون اشباع حجم جیوه در نقطه عطف A و P_c فشار مؤینگی بر حسب psi و R_{wGM} میانگین وزنی هندسی قطر گلوگاهها بر حسب μm



شکل ۳ مقایسه نمودار پراکندگی و معادله خط و ضریب همبستگی مدل‌های مختلف استفاده‌شده: الف) مقایسه برآزشی تراوایی واقعی پیت‌من (ب) مقایسه برآزشی تراوایی واقعی و وینلند (ج) مقایسه تراوایی داستی‌دار و تراوایی واقعی و (د) مقایسه برآزشی تراوایی سوآن‌سون و تراوایی واقعی

تراوایی سوآن‌سون

مورد بررسی قرار گرفته است [۱۱].

تراوایی وینلند

مدل وینلند توسط محققان بسیاری [۴، ۱۰، ۱۱] مورد استفاده قرار گرفته است و توانسته است در برخی موارد تراوایی مغزه را به درستی پیش‌بینی نماید. برای ساخت مدل وینلند از اطلاعات مخازن آواری و کربناته استفاده شده است [۵]. این مدل تجربی است و میزان تراوایی را با استفاده از تخلخل و قطر گلوگاه منافذ در اشباع ۳۵٪ جیوه تخمین می‌زند. معادله وینلند بعدها توسط محقق دیگری [۵] منتشر شده است (جدول ۳). در مدل تجربی وینلند، بالاترین عدد تطابق در مقدار اشباع ۳۵٪ جیوه بوده و این قطر گلوگاه R_{35} نامیده شده است.

برای ساخت مدل‌های سوآن‌سون از مخازن کربناته و آواری استفاده‌شده است و مدل‌های سوآن‌سون به دو نوع یعنی مدلی برای مخازن کربناته و مدلی برای مخازن آواری تقسیم‌شده است [۲]. در این مطالعه از مدل کربناته‌ها استفاده شده است. محاسبه تراوایی سوآن‌سون و مقایسه آن با تراوایی اندازه‌گیری شده در شکل ۳ آورده شده است. ضریب همبستگی برای این مدل برابر با ۰/۸۸ است که نشان‌دهنده تطابق خوبی است و ضریب مستقل برابر با ۱/۳۵ است که پیش‌بینی خوبی را نشان می‌دهد. اگرچه چنین برداشتی که مدل سوآن‌سون به‌عنوان مدل مناسب در نظر گرفته شده است در مقیاس خاورمیانه در گذشته

جدول ۳ مقادیر معادله خط و ضریب همبستگی هر مدل تراوایی. داده‌ها از مقایسه مقدار واقعی و پیش‌بینی شده به‌دست آمده است

مدل های پیش‌بینی تراوایی	معادله خط	ضریب همبستگی	ضریب مستقل	عرض از مبدأ
داستی‌دار	$Y = 0.75X + 1.14$	$R^2 = 0.62$	۰/۷۵	۱/۱۴
پیت‌من	$Y = 0.96X - 10.1$	$R^2 = 0.90$	۰/۹۶	-۱۰/۱
سوان‌سون	$Y = 1.35X + 1.21$	$R^2 = 0.88$	۱/۳۵	۱/۲۱
وینلند	$Y = 0.57X - 4.47$	$R^2 = 0.90$	۰/۵۷	-۴/۴۷

خط و ضریب همبستگی این مدل به‌ترتیب برابر با $Y = 0.57X - 4.47$ و $R^2 = 0.90$ می‌باشد. با توجه به نزدیک نبودن مقدار ضریب متغییر مستقل (x) در برآزش تراوایی پیش‌بینی شده و مقدار واقعی حاصل از تراوایی مغزه شکل ۳ به عدد یک، می‌توان نتیجه گرفت که محاسبه تراوایی با دقت مناسب صورت نگرفته است. در واقع، این نبود دقت به‌علت ارتباط ضعیف پارامترهای در نظر گرفته شده در فرمول مورد نظر می‌باشد. در ضمن، استفاده از هر دو نوع نمونه‌های آواری و کربناته، دقت فرمول را برای کربنات‌ها کاهش داده است.

مدل داستی‌دار

از آنجاکه این مدل در ابتدا برای مخازن آواری ساخته شده است نمی‌تواند مدل مناسبی برای پیش‌بینی تراوایی در کربنات‌ها باشد زیرا شرایط رسوب‌گذاری، محیط دیاژنتیکی و پتروفیزیکی کاملاً متفاوتی دارند. با توجه به نتایج مشخص گردید که مدل داستی‌دار نمی‌تواند پیش‌بینی خوبی از تراوایی مخزن ارائه دهد. معادله خط آن به‌صورت $Y = 0.75X + 1.14$ و ضریب همبستگی آن $R^2 = 0.62$ می‌باشد. از آن‌جا که اعداد R^2 و ضریب متغییر مستقل حاصل از برآزش تراوایی واقعی و پیش‌بینی شده به یک نزدیک نمی‌باشد، لذا می‌توان گفت که پیش‌بینی تراوایی از دقت لازم برخوردار نیست. در مدل داستی‌دار از فاکتورهای تخلخل و میانگین وزنی هندسی قطر گلوگاه‌ها استفاده شده است و این فاکتورها نمی‌تواند ارتباط خوبی بین تراوایی، تخلخل و میانگین وزنی هندسی قطر گلوگاه در

میزان تراوایی مخزن با استفاده از مدل تراوایی وینلند و صحت و درستی این روش توسط روش برآزش خطی بین تراوایی وینلند و تراوایی مغزه مورد بررسی قرار گرفته است که نتایج در شکل ۳ مشاهده می‌شود. در این مقایسه میزان ضریب همبستگی ۰/۹۰ و معادله خط به‌صورت $y = 0.57x - 4.47$ محاسبه گردید.

بحث

مدل وینلند

برای ساخت مدل تراوایی وینلند از اطلاعات مخازن کربناته و آواری استفاده شده است. استفاده از هر دو نوع مخازن با توجه به دیاژنز و شرایط متفاوت رسوب‌گذاری و پتروفیزیکی، دقت پیش‌بینی تراوایی را کاهش می‌دهد. اگرچه مدل وینلند در برخی مطالعات مناسب تشخیص داده شده است اما در موارد بسیاری هم دارای خطا است که توسط محققان مختلف ذکر شده است [۱۰ و ۱۱]. این مدل از فاکتورهای تخلخل و قطر گلوگاه در اشباع ۳۵٪ تزریق جیوه برای پیش‌بینی تراوایی استفاده می‌کند. فاکتور تخلخل ارتباط قابل پیش‌بینی با تراوایی در کربنات‌ها ندارد اما در این مدل به‌عنوان یکی از فاکتورها در نظر گرفته شده است و در نتیجه، یکی از نقص‌های این مدل می‌باشد. در تمام محیط‌های مختلف کربناته نمی‌توان ارتباط دقیقی بین تراوایی و دو فاکتور استفاده شده در مدل برقرار نمود که این امر منجر به کاهش دقت تراوایی در مدل وینلند شده است. معادله

نمونه‌های به‌کار رفته آواری می‌باشند نمی‌توانند عملکرد مناسبی داشته باشند زیرا شرایط ارتباط گلوگاه‌ها در سنگ‌های آواری و کربناته متفاوت است.

مدل تراوایی سوآن‌سون

سوآن‌سون برای مخازن کربناته و آواری، مدل‌های جداگانه‌ای را پیشنهاد داده است. در این مدل برای پیش‌بینی تراوایی از فاکتور حداکثر نسبت تزریق جیوه به فشار استفاده شده است که این فاکتور همراه با یک ضریب ثابت برای پیش‌بینی تراوایی به‌کار گرفته شده است. در تحقیقی [۱۱] که بر روی مدل‌های پیش‌بینی تراوایی صورت گرفته است مشخص گردید که مدل پیش‌بینی تراوایی سوآن‌سون دارای بهترین دقت در بین مدل‌های تراوایی می‌باشد. معادله خط و ضریب همبستگی آن به ترتیب برابر با $Y = 1.35X + 1.21$ و $R^2 = 0.88$ است. پراکندگی مقدار تراوایی واقعی و مقدار تراوایی پیش‌بینی شده نشان‌دهنده آن است که این مدل در تراوایی‌های مختلف نسبت به سایر مدل‌ها پیش‌بینی بهتری را خواهد داشت (شکل ۳). برتری مهم این مدل نسبت به سایر مدل‌ها فاکتور در نظر گرفته شده در آن است زیرا فاکتور در نظر گرفته شده برای پیش‌بینی تراوایی فاکتوری مؤثر است. این مدل بدون در نظر گرفتن مقدار تخلخل، تراوایی را پیش‌بینی می‌کند و از آنجا که این فاکتور نیاز به مقدار تخلخل ندارد یک مزیت نسبت به سایر فرمول‌ها است زیرا در محیط‌های کربناته مقدار تخلخل و تراوایی رابطه مشخصی با یکدیگر ندارد. تنها فاکتور در نظر گرفته شده در مدل سوآن‌سون برای پیش‌بینی تراوایی پارامتر سوآن‌سون بر روی منحنی تزریق جیوه می‌باشد. این عدد در واقع نشان‌دهنده نقطه‌ای بر روی منحنی است که مقدار تراوایی تغییر عمده دارد به‌عبارتی نشان‌دهنده وجود تراوایی مؤثر و عدم وجود آن است.

محیط‌های مختلف کربناته ایجاد نماید. همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، فاکتورهای مدل با توجه به ضرایب آن نمی‌توانند پیش‌بینی مناسبی را ارائه دهند. در این مدل، ضریب اهمیت تخلخل حدود سه برابر مقدار میانگین هندسی قطر گلوگاه‌ها است که با توجه به کربناته بودن محیط و عدم رابطه مشخص بین تخلخل و تراوایی نمی‌تواند مدل مناسبی باشد.

مدل تراوایی پیت‌من

برای ساخت مدل تراوایی پیت‌من از اطلاعات مخازن آواری استفاده شده است. در نتیجه به‌دلیل شرایط متفاوت زمین‌شناسی نمی‌توان انتظار داشت که پیش‌بینی تراوایی با دقت مناسب صورت بگیرد. این مدل برای مخازن کربناته طراحی نگردیده است و در آن از قطر گلوگاه منافذ و تخلخل در مخازن آواری استفاده شده است در حالی که این فاکتور همواره در کربنات‌ها نمی‌تواند عامل تعیین کننده تراوایی باشد. در این مدل برای پیش‌بینی تراوایی از تخلخل و قطر گلوگاه در اشباع ۲۵٪ تزریق جیوه استفاده شده است. معادله خط و ضریب همبستگی آن به صورت $Y = 0.96X - 10.1$ و $R^2 = 0.90$ می‌باشد. این مدل در محدوده‌های مختلف تخلخل و تراوایی نتایج مناسبی را با توجه به شکل ۳ ارائه نمی‌دهد زیرا مقدار عرض از مبدا آن بسیار زیاد است و برابر با ۱۰ می‌باشد که در واقع نشان‌دهنده نبود دقت کافی در تراوایی پیش‌بینی شده می‌باشد. همچنین، در تحقیقی که در گذشته صورت گرفته است [۱۱] مدل پیت‌من به‌عنوان مدل مناسب در نظر نگرفته شده است که در این تحقیق نیز نتیجه مشابه گرفته شده است. در این مدل با توجه به استفاده از فاکتور تخلخل و نبود رابطه قابل پیش‌بینی بین تخلخل و تراوایی در کربنات‌ها، دقت در پیش‌بینی تراوایی کاهش یافته است. یکی از فاکتورهای پیش‌بینی تراوایی استفاده از قطر گلوگاه‌ها در درصد تزریق جیوه می‌باشد که ۲۵٪ در نظر گرفته شده است، اما از آنجا که

نتیجه گیری

سوان سون نسبت به سایر مدل‌ها، عدم استفاده از مقدار تخلخل در فرمول است. با توجه به بررسی هر سه فاکتور تعیین کننده دقت تراوایی مانند ضریب مستقل، ضریب همبستگی و عرض از مبدأ اگرچه برخی مدل‌ها مانند پیت‌من داری مقدار ضریب همبستگی و ضریب مستقل خوبی هستند اما مقدار عرض از مبدأ آن بسیار زیاد است که دلیلی بر عدم دقت می‌باشد. با توجه به اینکه در کرنات‌ها تخلخل و تراوایی رابطه مشخصی ندارند، استفاده از این فاکتور سبب می‌شود تا مدل‌ها نتوانند در پیش‌بینی تراوایی به درستی عمل نمایند. در ضمن، شرایط کالیبراسیون مدل نقش تعیین کننده‌ای در نتایج دارد تا جایی که مدل ساخته شده بر مبنای داده‌های نمونه‌های کرنات‌ها توانست نزدیک‌ترین مقادیر تراوایی را نسبت به نتایج آزمایشگاهی تولید نماید.

در این پژوهش نتایج تخمین تراوایی با استفاده از انواع مدل‌های تراوایی به دست آمده است و سپس این نتایج با تراوایی مغزه حاصل از آزمایش تزریق جیوه به صورت برازش خطی مقایسه شده است. نتایج به دست آمده از مدل سوان سون با معادله خط $Y = 1.35X + 1.21$ و ضریب همبستگی $R^2 = 0.88$ نشان می‌دهد که این مدل بالاترین دقت و بهترین نتیجه را در پیش‌بینی تراوایی دارد. زیرا مقادیر ضریب همبستگی، ضریب مستقل و عرض از مبدأ آن به یک نزدیک‌تر است که در واقع نشان دهنده نزدیک بودن آن به مقدار تراوایی واقعی می‌باشد. در مراحل بعدی از نظر دقت، تراوایی مدل‌های تراوایی وینلند و داستی‌دار قرار دارند که با توجه به عرض از مبدأ وینلند و نیز بازه تغییرات تراوایی، مدل وینلند نسبت به مدل داستی‌دار بهتر خواهد بود. یکی دیگر از دلایل مهم برتری مدل

مراجع

- [1]. Washburn E W (1921) Note on a method of determining the distribution of pore sizes in a porous material. Proceedings of the National academy of Sciences of the United States of America, 7: 115–116.
- [2]. Swanson B F (1981) A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures. Journal of Petroleum Technology, 33, 12: 2498–2504.
- [3]. Pittman E D (1992) Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone, AAPG Bulletin, 76, 2: 191–198.
- [4]. Daštidar R, Sondergeld C H Rai CS (2007) An Improved empirical permeability estimator from mercury injection for tight clastic rocks, Petrophysics, 48, 3: 186–190.
- [5]. Kolodize S (1980) Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in spindle field. 55th Society of Petroleum Engineering Annual Technical Conference and Exhibition, Colorado, The USA. 9382-9386.
- [6]. Hagiwara T (1986) Archie's "m" for permeability, The Log Analyst, 27, 1: 39–42.
- [7]. Katz A J, Thompson A H (1987) Uantitative prediction of permeability in porous rock, Physical review B, 34, 11: 8179–8181.
- [8]. Gueguen Y, Palciauskas V (2006) Introduction to the physics of rocks, 1st edition, Princeton University Press, Princeton, 1-127.
- [9]. Keşten H (2006) What is percolation?. Notices of the American Mathematical Society, 53, 5: 572–573.
- [10]. Glover P W J, Zadjali I I, Frew K A (2006) Permeability prediction from MICP and NMR data using an electrokinetic approach, Geophysics, 71, 4: 49–60.
- [11]. Nooruddin H, Enamul H, Al- Yousef H, Okasha T (2016) Improvement of permeability models using large mercury injection capillary pressure data set for middle east carbonate reservoir, Journal of Porous Media, 19, 5: 405–422.
- [12]. Huet C, Rushing J, Newsham K E, Blasingame T A (2005) A Modified Purcell model for estimating absolute permeability from mercury injection capillary pressure data, The 2005 International Technology Conference, Doha, Qatar.
- [13]. Nooruddin H, Al-Yousef H, Okasha T (2014) Comparison of permeability Models using mercury injection capillary pressure data on carbonate rock samples, Journal of Petroleum Science and Engineering, 121: 9-22.

- [14]. U.S. Energy Information Administration (2021), Iran Hydrocarbon' Fields. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/IRN/background>, July 16.
- [15]. Al-Husseini M I (2000) Origin of the Arabian plate structures: Amar collision and Najd Rift, *GeoArabia*, 5: 27–542.
- [16]. Szabo F., Kheradpir A (1978) Permian and Triassic stratigraphy, zagros basin, south-west Iran, *Journal of Petroleum Geology*, 1, 2: 57-82.
- [17]. Alsharhan A S (2006) Sedimentological character and hydrocarbon parameters of the middle Permian to early Triassic Khuff formation, The United Arab Emirates, *GeoArabia*, 11, 3: 121–158.
- [18]. Konert G, Afifi A M, Al-Hajri S A, Drost H J (2001) Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian plate, *GeoArabia*, 6, 3: 407–442.
- [19]. Tavakoli V., Rahimpour-Bonab H. and Esrafil-Dizaji B (2011) Diagenetic controlled reservoir quality of South Pars gas field, an integrated approach, *Geoscience Journal*, 343: 55-71.
- [20]. Rahimpour-Bonab H, Asadi-Eskandar A, Sonei R (2009) Effects of the Permian–Triassic boundary on reservoir characteristics of the South Pars gas field, *Persian Gulf Geology Journal*, 44, 3: 341-364.
- [21]. Moradpour M, Zamani Z, Moallemi S A (2008) Controls on reservoir quality in the lower Triassic Kangan formation, southern Persian Gulf, *Journal of Petroleum Geology*, 31, 4: 367-386.
- [22]. Tavakoli V, Jamalian A (2018) Microporosity evolution in Iranian reservoirs, Dalan and Dariyan formations, the central Persian Gulf, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 52: 155 -165.



Comparison of Different Types of Permeability Estimation Models Based on Pore-Throats Diameter in Dalan and Kangan Formations, The Central Persian Gulf

Muštafa Rezaei, Vahid Tavakoli* and Hossain Rahimpour-Bonab

School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

vtavakoli@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4142.2879

Received: April/13/2020

Accepted: December/26/2020

Introduction

Permeability is one of the most important parameters of reservoir evaluation and management. The size of the grains that form the rock texture governs the capillary pressure in the pores and communication channels. The coefficients of some permeability models depend on the geometry of the empty spaces and the heterogeneity of the rock's interior. Kagan and Dalan formations are the most important gas formations in Iran. The main purpose of this study is to identify the best permeability estimation model in these reservoirs in the central part of the Persian Gulf in order to more accurately permeability prediction. Among the different permeability models and comparing them with the core permeability, the best permeability prediction model for Dalan and Kangan reservoirs is presented.

Geology and Stratigraphy

The studied hydrocarbon field is located in the central part of the Persian Gulf. In these formations, diagenesis is mainly controlled by facies, and at the field scale, it is controlled by stratigraphic boundaries [1]. One of the most important features of the Dalan and Kagan formations is their lithological variations at the centimeter scale, which affect diagenesis and facies changes and cause reservoir compartmentalization

[2]. The main factors affecting the reservoir include cementation, dolomitization, dissolution, and compaction which have many effects on reservoir quality.

Materials and Methods

In this study, 50 mercury injection experiment results were studied. Porosity was calculated using helium gas, and permeability was calculated using Darcy's law. The permeability obtained directly from the core experiment using Darcy's law and compared with the permeability predicted by the permeability models, to identify the best permeability estimation method.

Results and Discussion

Results

Types of Permeability Models

The permeability models used in this study include Winland [3], Swanson [4], Pittman [5], and Daštadar [6]. Each of these models has been calibrated in specific formations and often with a combination of both carbonate and clastic samples. Each of these models is from different parts of the world, and the samples studied have different deposition and diagenesis conditions.

To understand the reliability of the studied method, predicted permeabilities were compared with laboratory derived data. The independent variable

coefficient of the resulted regression line indicates the equality of the two numbers, and the correlation coefficient shows the predictability of the equation. All of the permeability models which used are in the [Table 1](#).

Discussion

Winland's Permeability Model

Carbonate and clastic samples have been used to

propose Winland permeability model. The model uses porosity and pore throat radius at saturation of 35% mercury injection to predict permeability. The porosity factor has no predictable relationship with the permeability in the carbonates, so the model uses a pore throat radius of 35% saturation, but in all different carbonate environments, the two factors cannot be correlated.

Table 1 Permeability models used in this study. K is permeability in mD, ϕ is porosity in % and RWGM is the weighted geometric mean of the pore throat radii in mm, and r 25 is the pore aperture radius corresponding to the 25th percentile of mercury saturation, and (Sb/Pc) A apex of hyperbolic log-log plot of capillary pressure against mercury saturation.

Permeability models	Model	Creating model data
Winland	$\log_{r_{25}} = 0.735 + 0.588 \log K - 0.864 \log \phi$	56 sandstone 260 carbonate sample
Pittman	$\log K = -1.221 + 1.415 \log \phi + 1.512 \log r_{25}$	203 sandstone sample
Swanson	$K = 290 (Sb / pc)_A^{1.901}$	116 carbonate sample
Daštidar	$\log (K) = (-2.51 + 3.06 \log (\phi) + 1.641 \log (RWGM))$	150 sandstone sample

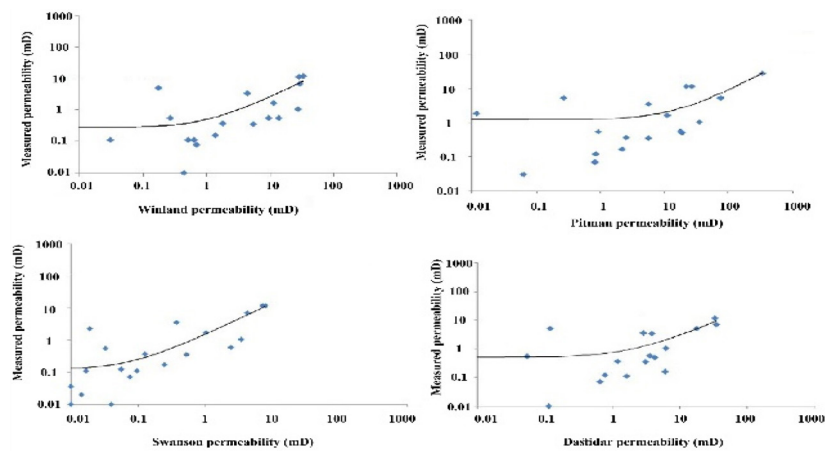


Fig. 1 Comparison of permeability models and actual permeability

Daštidar's Permeability Model

In the Daštidar model, a new coefficient called RWGM is used. In this model, porosity factors and geometric mean weight of throat radius are used, and these factors cannot establish a good relationship between permeability, porosity and geometric mean weight of throat radius in different environments.

Pittman's Permeability Model

This model has been developed using clastic reservoir samples. In this model, the pore radius and porosity are used to predict the permeability. Porosity and throat radius at saturation of 25% mercury injection are used to predict permeability.

Swanson's Permeability Model

In the carbonate Swanson model, the maximum injection-to-pressure ratio is used to predict the permeability, which it is used with a constant coefficient to predict the permeability. Based on a study [7] on permutation prediction models, it was found out that the Swanson model had the best accuracy among permeability models. The results can be seen in [Figure 1](#). Generally, permeability prediction in the moderate and high permeabilities has better results in comparison with tight reservoirs ([Table 2](#)).

Table 2 Comparison of line equation and correlation coefficient of all used models.

Permeability prediction models	Line equation and coefficient of determination
Winland	$y = 0.57x - 4.47$
	$R^2 = 0.90$
Pitaman	$y = 0.96x - 10.01$
	$R^2 = 0.90$
Daštidar	$y = 0.75x + 1.14$
	$R^2 = 0.62$
Swanson	$y = 1.35x + 1.21$
	$R^2 = 0.88$

Conclusions

In this study, the permeability estimation results were obtained in a variety of permeability models, and then these results were compared with the core permeability obtained by the mercury injection experiment as linear fit. According to the results, the Swanson model has the highest accuracy and best results in permeability prediction. Its equation is $y = 1.35x + 1.21$ and $R^2 = 0.88$. In the Dalan and Kangan carbonate reservoirs, Swanson and then Winland models can predict reservoir permeability with higher accuracy, respectively.

References

1. Tavakoli V, Rahimpour-Bonab H, Esrafil-Dizaji B (2011) Diagenetic controlled reservoir quality of South Pars gas field, an integrated approach. *Comptes Rendus Geoscience*, 343, 1: 55-71.
2. Rahimpour-Bonab H, Asadi-Eskandar A, Sonei R (2009) Effects of the Permian–Triassic boundary on reservoir characteristics of the South Pars gas field, Persian Gulf. *Geological Journal*, 44, 3: 341-364.
3. Kolodize S (1980) Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in spindle field. 55th Society of Petroleum Engineering Annual Technical Conference and Exhibition, Colorado, The USA, 9382-9386.
4. Swanson B F (1981) A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures. *Journal of Petroleum Technology*, 33, 12: 2498–2504.
5. Pittman E D (1992) Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association of Petroleum Geology Bulletin*, 76, 2:191–198.
6. Daštidar R, Sondergeld CH, Rai CS (2007) An improved empirical permeability estimator from mercury injection for tight clastic rocks, *Petrophysics*, 48, 3: 186–190.
7. Nooruddin H M, Enamul H, Al-Yousef H, Okasha T (2016) Improvement of permeability models using large mercury injection capillary pressure data set for middle east carbonate reservoir. *Journal of Porous Media*, 19, 5: 405–422.