

# بررسی اهمیت محاسبه ضرایب معادله وینلند در سازندهای مخزنی کربناته، مطالعه موردی سازندهای کنگان و دالان، بخش مرکزی خلیج فارس

وحید توکلی\*، حسین رحیم‌پور بناب و مهدی سحاب پیغمبردوست  
دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم پایه، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۱/۸ تاریخ پذیرش: ۹۶/۷/۱۷

## چکیده

به منظور برداشت و توسعه میادین هیدروکربوری شناخت هر چه بهتر مخزن امری لازم و ضروری است. معیارهای مختلفی در زون‌بندی مخازن و تفکیک بخش مخزنی به بازه‌های مختلف مورد توجه قرار می‌گیرند. تقسیم مخزن به گونه‌های سنگی مخزنی از جمله روش‌های کاربردی است که می‌تواند معایب روش‌های مرسوم زمین‌شناسی براساس نوع سنگ و لیتولوژی یا رخساره را برطرف سازد. در این مطالعه زون‌بندی انجام شده به روش وینلند با ضرایب استاندارد در سازندهای کنگان و دالان در یکی از میادین هیدروکربوری بخش مرکزی خلیج فارس سبب تعیین ۵ گونه سنگی گردید. سپس داده‌های آزمایش تزریق جیوه در ۳۵٪ اشباع مورد استفاده قرار گرفته و ضرایب معادله وینلند بر اساس این داده‌ها محاسبه شد. با استفاده از معادله جدید، ۴ گونه سنگی در این سازندها تعریف گردید. نتایج نشان داد که استفاده از ضرایب استاندارد وینلند سبب ایجاد خطای بسیار زیادی در محاسبات می‌گردد؛ طوری که قطر گلوگاه‌ها بیش از سه برابر مقدار واقعی محاسبه می‌شود درحالی که اگر این ضرایب برای هر سازند محاسبه گردد، اختلاف به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد. بنابراین تعیین گونه‌های سنگی با ضرایب معرفی شده سبب افزایش میزان دقت در محاسبات می‌گردد. تطابق داده‌های به‌دست آمده با نتایج حاصل از مطالعه مقاطع نازک نشان می‌دهد که فرآیند دیاژنزی انحلال سبب افزایش تخلخل در گونه‌های سنگی و دولومیتی‌شدن، نقش اساسی در افزایش تراوایی سازندهای مورد مطالعه داشته است.

**کلمات کلیدی:** منحنی فشار تزریق جیوه، گونه‌های سنگی، معادله وینلند، شعاع گلوگاه، سازندهای کنگان و دالان.

مقدمه

نیز به کار می‌رود که در نتیجه گونه‌های سنگی تعیین شده اغلب به درستی مشخص نمی‌گردند. مطالعات پیشین در سایر نقاط جهان نیز اهمیت تعیین این ضرایب را برای هر سازند و منطقه به اثبات رسانده است. پیتمن در ماسه‌سنگ‌ها این ضریب را محاسبه کرد و نشان داد که ضرایب تعیین شده می‌توانند در سازندهای مختلف متفاوت باشند [۸]. مطالعات بعدی نیز این امر را تأیید نمود [۹]. نورالدین و همکاران [۱۰] مقایسه‌ای در خصوص روش‌های مختلف تخمین تراوایی انجام داده و اهمیت محاسبه این ضرایب را در خاورمیانه نشان دادند.

سازندهای کنگان و دالان از مهم‌ترین سازندهای مخزنی ایران هستند. این سازندها در جنوب ایران و نیز در محدوده خلیج فارس میزبان اصلی مخازن گازی کشور هستند. مطالعات زیادی تاکنون در خصوص خصوصیات مخزنی این سازندها انجام شده است که همگی از روش‌های استاندارد جهت تعیین گونه‌های سنگی در این مخازن استفاده نموده‌اند [۱۱]. در حالی که ضرایب معادلات به کار رفته همواره از یک مخزن به مخزن دیگر متفاوت است. هدف از این مطالعه تعیین ضرایب مناسب جهت تعیین گونه‌های سنگی با استفاده از روش وینلند در این دو سازند هیدروکربنی کشور می‌باشد. با توجه به مشابهت زیاد، این دو سازند در اغلب مطالعات مخزنی یکسان در نظر گرفته می‌شوند.

### زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

براساس مطالعات صورت گرفته در حوضه خلیج فارس، شیل‌های سیلورین سنگ منشاء ذخایر عظیم مخازن نفت و گاز کشف شده در حوضه‌های رسوبی پالئوزوئیک صفحه عربی معرفی شده‌اند [۱۲].

واحد‌های جریان‌ی هیدرولیکی<sup>۱</sup> برای مشخص کردن گونه‌های سنگی<sup>۲</sup> و نیز جدا کردن بخش‌هایی با کیفیت مخزنی بالا از بخش‌های با کیفیت مخزنی پائین و حتی بخش‌های غیرمخزنی استفاده می‌شود. تعاریف نسبتاً مشابهی از واحد‌های جریان ارائه شده است که پایه و اساس همه آنها بر دسته‌بندی سنگ‌های مخزنی براساس شاخص‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی است. بیر [۱] واحد هیدرولیکی را نماینده حجمی از سنگ مخزن که در آن خواص پتروفیزیکی و زمین‌شناسی آن حجم سنگی یکسان است، تعریف نموده است. براساس تعریف هیر [۲] واحد جریان، بخشی از زون مخزنی می‌باشد که به طور عمودی و جانبی پیوسته و تخلخل، تراوایی و خصوصیات زمین‌شناختی در آن یکسان باشد. ابانکس [۳] واحد‌های هیدرولیکی جریان را به‌عنوان بخش قابل نقشه‌برداری و تطابق مخزن با خواص ثابت جریان سیال از نگاه پتروفیزیکی و زمین‌شناسی تعریف کرد. آمیفوله و همکاران و عباس‌زاده و همکاران تعاریف نسبتاً مشابه با تعریف ابانکس ارائه داده‌اند و واحد جریان را به‌عنوان حجم اولیه قابل نمایشی از کل سنگ مخزن که خواص زمین‌شناسی و پتروفیزیکی که بر جریان سیال اثر می‌گذارند ثابت و قابل پیش‌بینی می‌باشد، تعریف نمودند [۴ و ۵]. در تعریف گانتز و همکاران واحد جریان ضخامتی پیوسته از نظر چینه‌شناسی است که در آن فرآیندهای مخزنی و دیاژنزی مشابه می‌باشد [۶]. نکته مشترک در تمام این تقسیم‌بندی‌ها آن است که خصوصیات مخزنی یک سنگ در تعریف گونه‌های سنگی نقش اساسی دارد. یکی از شناخته‌شده‌ترین و پرکاربردترین روش‌های تعیین گونه‌های سنگی استفاده از روش وینلند [۷] می‌باشد. این روش رابطه بین تخلخل، تراوایی و قطر گلوگاه حفرات را در ۳۵٪ اشباع جیوه در آزمایش تزریق جیوه بیان می‌نماید. ضرایب ثابت در این معادله اغلب در خصوص سایر مخازن

1. Hydraulic Flow Units

2. Rock Type

سازندهای مورد مطالعه از پایین به بالا به زون‌های مخزنی K4 و K3 (دالان بالایی) و K2 و K1 (سازند کنگان) تقسیم می‌شوند. شکل ۱ موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه را نشان می‌دهد.

### داده‌ها و روش انجام تحقیق

داده‌های استفاده شده در این مطالعه از یک حلقه چاه در یکی از میادین بخش مرکزی خلیج فارس مورد استفاده قرار گرفت. این داده‌ها شامل ۲۹ نمونه منحنی فشار تزریق جیوه و ۵۰۰ عدد داده تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه می‌گردد. از هر نمونه پلاگ که تخلخل و تراوایی آن در دسترس بود نمونه مقطع نازک تهیه گردید و با میکروسکوپ پلاریزان مورد بررسی قرار گرفت. تعیین گونه‌های سنگی با استفاده از روش وینلند<sup>۳</sup> انجام شد. این روش براساس شعاع گلوگاه حفرات<sup>۴</sup> در اشباع شدگی ۳۵٪ جیوه (R35) براساس معادله وینلند تعریف می‌شود [۷]. معادله وینلند به صورت زیر ارائه شده است.

$$\text{Log } R_{35} = 0.732 + 0.588 \log K - 0.864 \log \Phi \quad (1)$$

که R35 برحسب  $\mu$ ، K تراوایی هوا برحسب mD و  $\Phi$  تخلخل به صورت درصد می‌باشد. روش وینلند گونه‌های سنگی را ارائه می‌دهد که منعکس کننده هر دو فابریک رسوبی و دیاژنزی می‌باشد [۷]. این واحدهای جریان‌ی زون‌هایی با نسبت تخلخل به تراوایی ثابت را ارائه می‌دهند که در ارتباط مستقیم با R35 بوده و ابزاری مناسب جهت تعیین زون‌های دارای پتانسیل سدی و سرعت می‌باشند. مقدارهای R35 که برای مشخص کردن واحدهای پتروفیزیکی مورد استفاده قرار می‌گیرد به قرار زیر می‌باشد: واحدها یا زون‌های با مقدار R35 بزرگ‌تر از  $10 \mu$ ، واحدها یا زون‌های با مقدار R35 بین  $2 \mu$  تا  $10 \mu$ ، واحدها یا زون‌های با مقدار R35 بین  $0.5 \mu$  تا  $2 \mu$ ، واحدها یا زون‌های با مقدار R35 بین  $0.1 \mu$  تا  $0.5 \mu$ ، واحدها یا زون‌های با مقدار R35 کوچک‌تر از  $0.1 \mu$

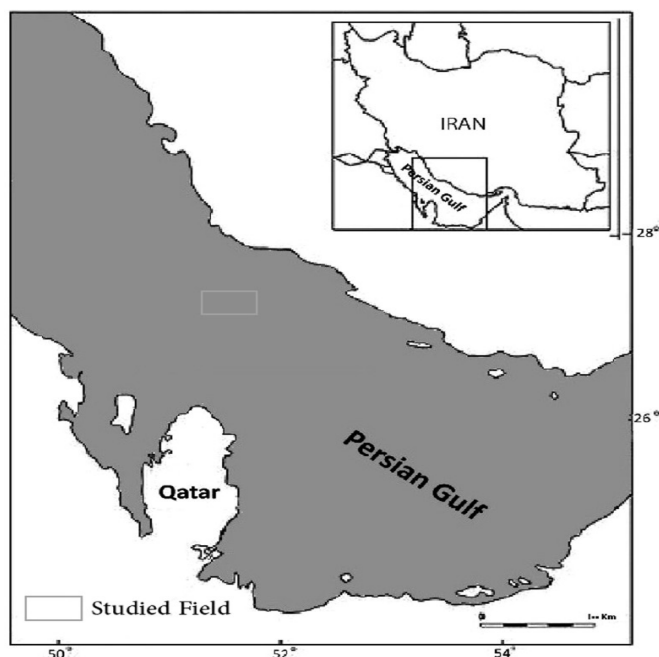
1. Khuff

2. Heterogeneity

3. Winland

4. Pore Throat Radius

این مخازن شامل مخازن گازی کنگان- دالان میادین عظیمی همچون پارس جنوبی، کنگان، نار و دیگر میادین گازی جنوب و جنوب غربی ایران می‌باشد. بعد از پرمین میانی، ایران مرکزی از بلوک اصلی جدا شده و به طرف شمال حرکت کرده و اقیانوس نئوتتیس در بخش‌های شرقی صفحه عربی گسترش یافته است. بعد از این زمان در بخش‌های شرقی صفحه عربی رسوب‌گذاری رسوبات دریایی خلیج فارس بدون انقطاع قابل توجه، تا زمان ترشیاری ادامه داشته است [۱۳]. در بخش‌های مذکور، در طی پرمین میانی تا پسین، آب و هوا به تدریج گرم‌تر و خشک‌تر شده است. در نتیجه پلاتفرم وسیع کربناته- تبخیری گسترش یافته و سبب رسوب‌گذاری توالی ضخیم کربناته- تبخیری سازندهای کنگان- دالان شده است. این کربنات‌ها، سنگ‌های مخازن میادین بسیاری در خلیج فارس و نواحی اطراف که تاکنون کشف شده‌اند، را تشکیل می‌دهند. سازندهای کنگان- دالان به سن پرمین- تریاس با لیتولوژی سنگ آهک، دولومیت و انیدریت (معادل سازند خوف<sup>۱</sup> صفحه عربی) در این مطالعه بررسی گردیده است. پوش سنگ سازند کنگان در بالا شیل آغار است که به تدریج پس از ته‌نشست سازند کنگان ظاهر می‌گردد. مرز زیرین سازند دالان با سازند آواری فراقون از نوع پیوسته و تدریجی است. مطالعات پیشین حضور یک دگرشیبی را در مرز پرمین و تریاس اثبات نموده است [۱۴]. در بخش مرکزی خلیج فارس این سازندها با لیتولوژی کربناته- تبخیری شناخته می‌شوند. رخساره‌های شناسایی شده با ناهمگونی<sup>۲</sup> بسیار زیاد از رخساره‌های کم انرژی گل‌غالب تا رخساره‌های پر انرژی دانه‌غالب را شامل می‌گردد و فرآیندهای دیاژنزی متنوعی نیز بر آنان تأثیر گذاشته است [۱۵]. حضور رخساره‌های متنوع و فرآیندهای دیاژنزی گوناگون سبب شده تا کیفیت مخزنی نیز در این سازندها در بخش‌های مختلف متفاوت باشد. محیط رسوبی شناسایی شده برای این سازندها یک رمپ کربناته کم‌شیب است.



شکل ۱ محدوده میدان مورد مطالعه در بخش مرکزی خلیج فارس

است. همان‌طور که مشاهده می‌شود در اینجا ۱۲ رخساره مشخص شده است که هر کدام دارای ویژگی‌های رسوبی مشخص و مربوط به خود است. شکل ۳ توزیع رخساره‌های مورد مطالعه را به همراه توزیع تخلخل و تراوایی نشان می‌دهد. فرآیندهای دیاژنزی این سازندها نیز موضوع مطالعات بسیاری بوده است [۱۹-۱۴]. مجموعه این مطالعات نشان می‌دهد که هر سه محیط دیاژنزی دریایی، جوی و دفنی بر روی این سازندها عمل نموده که در این میان نقش محیط دریایی و جوی بیشتر بوده است [۱۵]. فرآیندهای دیاژنزی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی انحلال و دولومیتی‌شدن است که انحلال در محیط جوی و دولومیتی‌شدن در محیط‌های دفن کم‌عمق براساس مدل نشستی- برگشتی و به‌میزان کمتر در محیط دفنی رخ داده است [۲۰]. فرآیندهای دیاژنزی دیگری مانند سیمانی‌شدن توسط انیدریت و کلسیت و تراکم نیز سبب کاهش کیفیت مخزنی در سازندهای مذکور شده است.

اساس روش  $R_{35}$  وینلند بر روابط بین تخلخل، تراوایی و شعاع گلوگاه تخلخل می‌باشد. روش محاسبه شعاع گلوگاه منافذ، استفاده از نمودارهای فشار موئینگی<sup>۱</sup> است اما با استفاده از این روش می‌توان بدون انجام آزمایش‌های مخصوص نمونه‌ها<sup>۲</sup> این کار را انجام داد. در این مطالعه با استفاده از نرم‌افزار MATLAB و داده‌های استخراج شده از منحنی‌های فشار موئینه و تخلخل و تراوایی مغزه ضرایب جدید معادله وینلند به‌دست آمد.

## نتایج

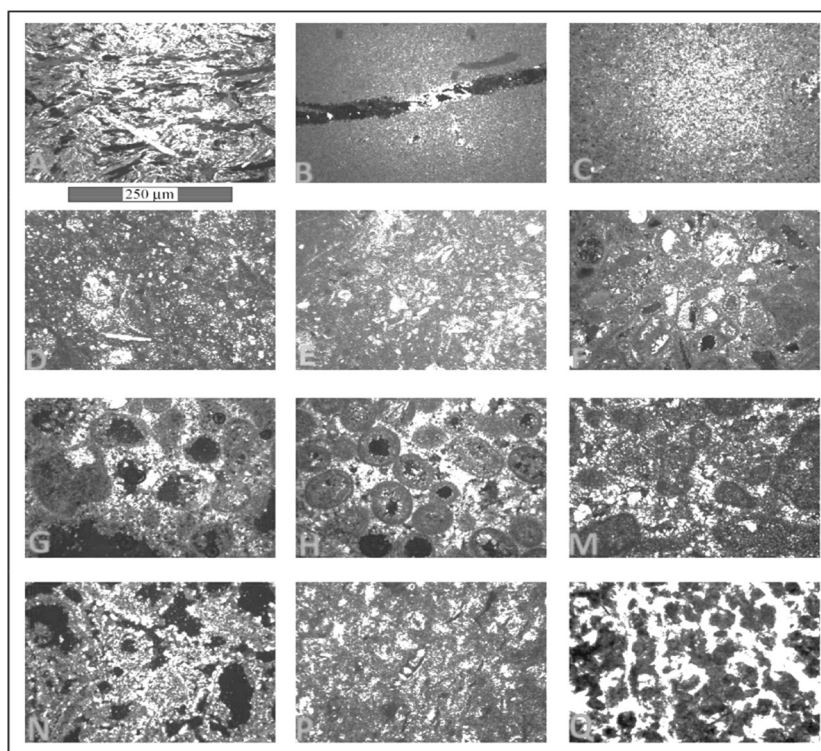
### رخساره‌های رسوبی و دیاژنز

خصوصیات مخزنی هر نمونه سنگی توسط شاخصه‌های اولیه (رخساره) و ثانویه (دیاژنز) در آن تعیین می‌گردد و در نتیجه تغییرات این خصوصیات به درک رفتار مخزن کمک زیادی خواهد نمود. رخساره‌های سازندهای کنگان و دالان در مطالعات زیادی مورد بحث قرار گرفته است [۱۹-۱۴]. جدول ۱ این رخساره‌ها را به همراه خصوصیات آنان نشان می‌دهد. در شکل ۲ تصاویر این رخساره‌ها در میدان هیدروکربوری مورد مطالعه آورده شده

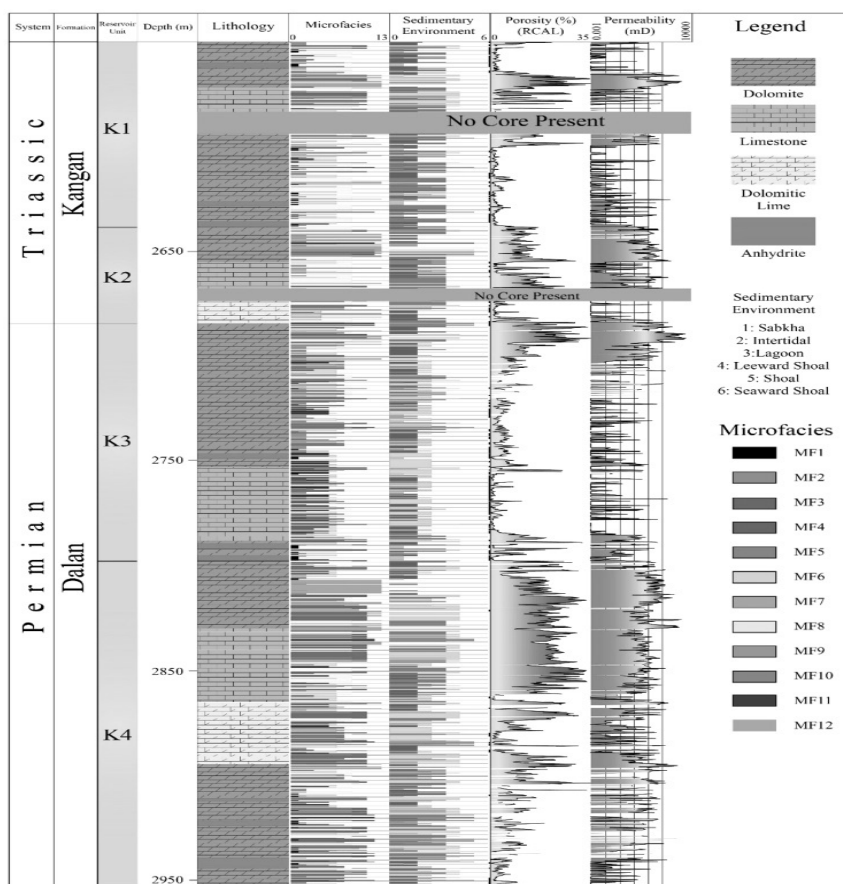
1. Mercury Injection Capillary Pressure (MICP)  
2. Special Core Analysis (SCAL)

جدول ۱ نام و مشخصات رخساره‌های مطالعه شده. رخساره شماره ۴ مربوط به سازند کنگان و سایر رخساره‌ها در هر دوسازند مشاهده شده است

نام رخساره	کد رخساره	خصوصیات رخساره‌ای	محیط رسوبی
انیدریت	MF1	انیدریت فراوان (بیش از ۸۰٪)، لایه‌ای، توده‌ای، فاقد ساخت رسوبی	سایخا
مادستون حاوی انیدریت	MF2	اغلب دولومیتی شده، انیدریت‌های نودولی، فاقد دانه	جزر و مدی تا بالای جزر و مدی
مادستون	MF3	اغلب دولومیتی شده، فاقد دانه و ساخت رسوبی، فاقد تبخیری، گاهی همراه با تخلخل فنسترال	جزر و مدی تا لاگونی
باندستون ترومبولیتی	MF4	تنها در سازند کنگان، لخته‌ای شکل در مقطع نازک و نمونه‌دستی	بالای جزر و مدی
بایوکلست و کستون / پکستون	MF5	دانه‌های ریز (کمتر از ۰/۲۵ mm)، دانه غالب بایوکلست و پلوئید، دانه‌های میکرایتی شده	لاگون
پلوئید / بایوکلست پکستون	MF6	میکرایتی شدن بایوکلست‌ها، سیمان کلسیتی	سمت لاگون سد
بایوکلست - آئید / پکستون / گرینستون	MF7	فاقد گل، انرژی بالا، جورشدگی خوب، سیمان کلسیت اسپارایتی	سد تا سمت لاگون سد
رخساره آئید / پلوئید / گرینستون	MF8	فاقد گل، انرژی بالا، سایر ذرات شامل اینتراکلست و بایوکلست، سیمان کلسیتی	سد
آئید گرینستون	MF9	فاقد گل، انرژی بالا، جورشدگی خوب، سیمان کلسیتی یا انیدریتی	سد
رخساره بایوکلست / آئید گرینستون	MF10	فاقد گل، انرژی بالا، بایوکلست‌های درشت، سیمان کلسیتی	سد
اینتراکلست گرینستون	MF11	فاقد گل، اینتراکلست‌های زاویه‌دار، سیمان کلسیتی	سمت دریای سد
بایوکلست و کستون	MF12	بایوکلست‌های ریز و پراکنده، رنگ تیره	دریای باز محدود



شکل ۲ رخساره‌های رسوبی تعیین شده در سازندهای کنگان - دالان در میدان هیدروکربوری مورد مطالعه. رخساره شماره ۴ مربوط به سازند کنگان و سایر رخساره‌ها در هر دو سازند مشاهده شده است



شکل ۳ ستون سنگ‌شناسی به همراه توزیع رخساره‌ها، تخلخل و تراوایی در چاه مورد مطالعه

ابتدا ضرایب جدید براساس تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز معمول مغزه و داده‌های حاصل از منحنی فشار تزریق جیوه (MICP) برای معادله جدید وینلند در نرم افزار MATLAB به دست آورده شد (معادله ۲). جهت محاسبه این ضرایب، ۲۹ معادله (به تعداد داده‌های موجود) بین میزان اشباع ۳۵٪ جیوه نمونه‌های مغزه، تخلخل و تراوایی برقرار گردید. دستگاه حاصل با ۲۹ معادله و سه مجهول (ضرایب تخلخل، تراوایی و عدد ثابت معادله) حل شده و نتیجه به صورت معادله جدید بیان گردید (معادله ۲).

$$\text{Log } R_{35} = 0.38 + 0.51 \log K - 0.74 \log \Phi \quad (2)$$

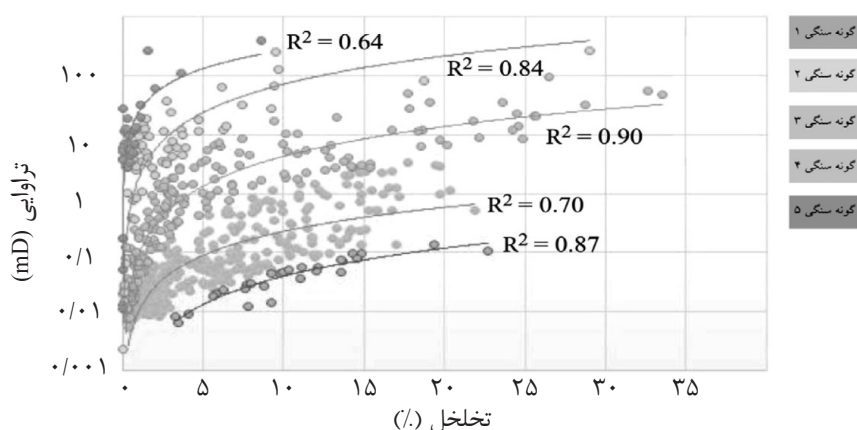
جهت حل این معادله، هر سه معادله موجود با یکدیگر حل شده و سپس با استفاده از روش حداقل مربع خطا، ضرایب جدید محاسبه گردید.

انحلال در این سازندها اغلب تخلخل را افزایش داده درحالی که دولومیتی شدن سبب ایجاد تراوایی شده است [۱۵]. دولومیتی شدن در رخساره‌هایی که به صورت دولومیت ریزبلور جانیشینی بوده و یا به صورت حفظ کننده فابریک عمل نموده تاثیر محسوسی بر کیفیت مخزنی نداشته است.

#### تعیین گونه‌های سنگی

براساس داده‌های در دسترس مغزه برای چاه مورد مطالعه، روش وینلند با ضرایب استاندارد (معادله ۱) مورد بررسی قرار گرفت و نتایج حاصل از آن در نمودار پراکنش تغییرات تخلخل در مقابل تراوایی رسم گردید (شکل ۴). با استفاده از حدود تعریف شده استاندارد معادله ۵ گونه‌سنگی (RT) شناسایی شد. ضریب برآزش<sup>۱</sup> مناسب داده‌های تخلخل و تراوایی در این نمودار نشان می‌دهد که رفتار تراوایی در مقابل تخلخل در این گونه‌های سنگی یکسان است. در این مطالعه براساس روش وینلند،

1. Regression Coefficient



شکل ۴ نمودار گونه‌های سنگی با استفاده از روش وینلند برای چاه مورد نظر در میدان مورد مطالعه

انحراف زیادی از مقادیر واقعی دارند. ضریب بالای متغیر مستقل (x) در معادله به دست آمده (۳/۴۸) در برآزش داده‌های این شکل این مطلب را تأیید می‌نماید. در واقع داده‌های به دست آمده با استفاده از ضرایب وینلند، بیش از سه برابر مقدار به دست آمده از مقادیر مغزه است. این درحالی است که ضریب ۱/۳ در معادله به دست آمده براساس ضرایب جدید (شکل ۶) نشان می‌دهد که داده‌های حاصل از معادله جدید تنها ۰/۳ با مقادیر واقعی اختلاف دارند. ضریب برآزش بالا برای هر دو نمودار نشان‌دهنده آن است که معادله ارائه شده برای داده‌ها معتبر است. مطالعات پیشین نشان می‌دهد که گستره تغییرات همه این ضرایب بین ۱ تا ۱- است [۲۴] هرچند برای مخازن مختلف متفاوت است. در شکل ۷ نمودار مقاطع داده‌های تخلخل - تراوایی مغزه براساس معادله جدید وینلند آورده شده است. براساس این شکل داده‌ها در ۴ واحد یا زون جداگانه تقسیم‌بندی شده‌اند:

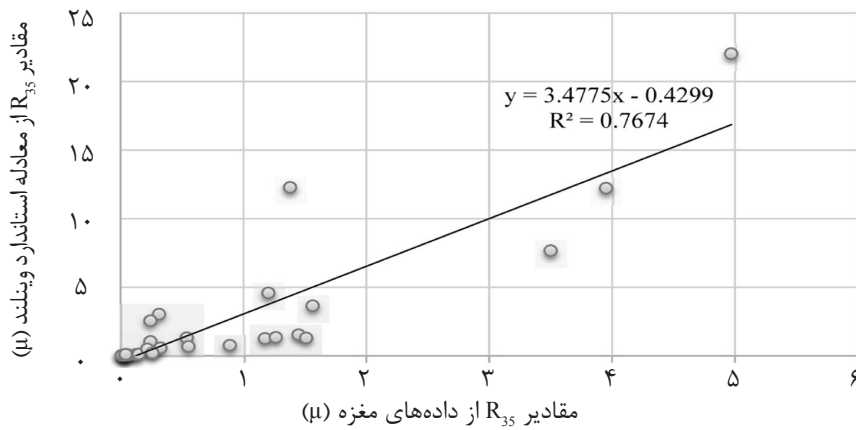
واحدهای با مقدار  $R_{35}\%$  کوچک‌تر از  $0/1$ ، واحدهای با مقدار  $R_{35}\%$  بین  $0/1$  تا  $0/5$ ، واحدهای با مقدار  $R_{35}\%$  بین  $0/5$  تا  $2$ ، واحدهای با مقدار  $R_{35}\%$  بین  $2$  تا  $10$ .

لازم به ذکر است که بنا به کم بودن تعداد داده‌های مربوط به واحدهای با مقادیر  $R_{35}\%$  بالاتر از  $10$  (به تعداد ۲ عدد)، این داده‌ها در گروه  $R_{35}\%$  بین  $2$  تا  $10$  قرار گرفتند.

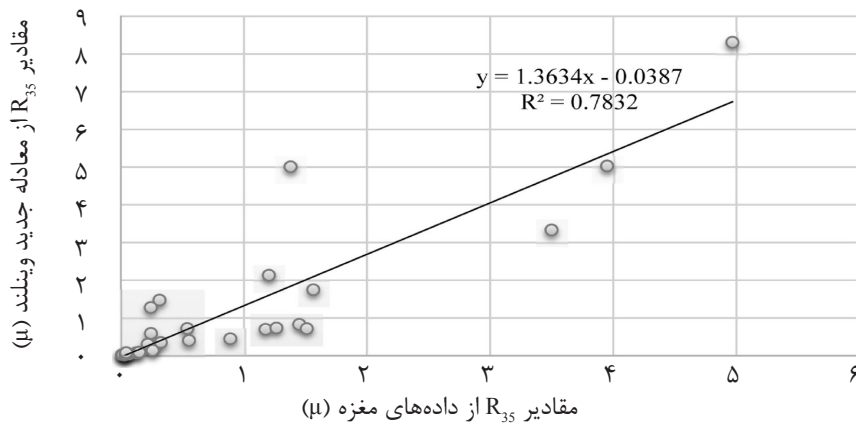
سپس داده‌های تخلخل و تراوایی موجود در معادله قرار گرفته و میزان قطر گلوگاه تخلخل در ۳۵٪ اشباع جیوه مشخص شد. این مقادیر جهت بررسی میزان اعتبار معادله، در برابر مقادیر به دست آمده از آزمایش تزریق جیوه رسم گردید. بدیهی است که با توجه به اینکه باید هر دو روش نتایج یکسانی را تولید نمایند، معادله به دست آمده باید خطی بوده و از معادله برابری متغیرها ( $y=x$ ) حداقل انحراف را داشته باشد [۲۱]. در ضمن میزان ضریب برآزش نیز باید به عدد یک نزدیک باشد. این روش برای ضرایب استاندارد وینلند نیز تکرار گردید.

### بحث و نتایج

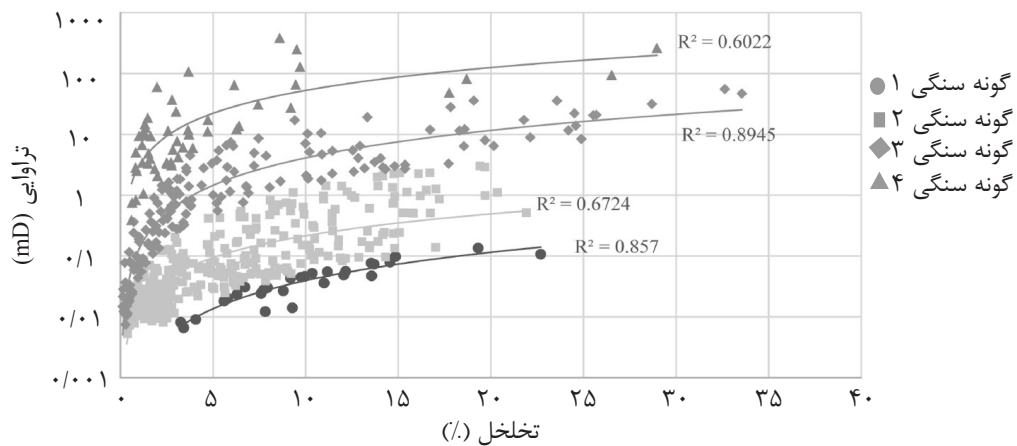
با توجه به اهمیت شاخص‌های تخلخل، تراوایی و قطر گلوگاه‌ها در مخازن، رابطه وینلند همواره یکی از کاربردی‌ترین روابط موجود در مخازن بوده است [۲۲]. پس از ابداع این روش نیز تلاش‌های زیادی جهت اثبات و یا تغییر در آن صورت گرفت [۲۳] و [۲۲] و سعی گردید تا این ضرایب برای هر مخزن محاسبه گردد تا تخمین شاخص موردنظر بر اساس فرمول، صحیح‌تر و دقیق‌تر باشد. شکل‌های ۵ و ۶ به ترتیب رسم مقادیر به دست آمده از معادله وینلند با ضرایب استاندارد و ضرایب جدید را در برابر مقادیر به دست آمده از آزمایش تزریق جیوه مغزه نشان می‌دهد. همان‌گونه که در شکل ۵ مشاهده می‌گردد، داده‌های حاصل شده از معادله استاندارد



شکل ۵ نمودار قطر به دست آمده از معادله ۱ استاندارد در ۳۵٪ اشباع جیوه در مقابل مقادیر به دست آمده از اشباع جیوه نمونه‌های مغزه در همین درصد اشباع



شکل ۶ نمودار قطر به دست آمده از معادله وینلند با استفاده از ضرایب جدید در ۳۵٪ اشباع جیوه در مقابل مقادیر به دست آمده از اشباع جیوه نمونه‌های مغزه در همین درصد اشباع



شکل ۷ گونه‌های سنگی به دست آمده از ضرایب تصحیح شده معادله استاندارد وینلند. داده‌های تخلخل و تراوایی با شکل ۴ یکسان است اما جدایش گونه‌های سنگی متفاوت است

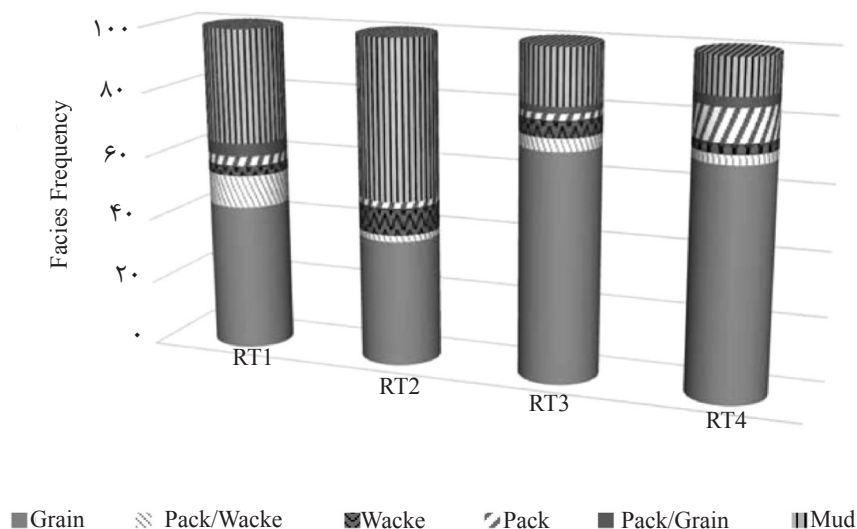


تخلخل‌ها، تراوایی افزایش چندانی نداشته است. گونه سنگی ۲ از مادستون و یا پکستون تا گرینستون تشکیل شده است. در این نمونه‌ها، حضور میکرایت سبب شده تا تراوایی اندکی مشاهده شود. در برخی نمونه‌ها تخلخل بین‌دانه‌ای سبب شده است تا تخلخل قابل‌ملاحظه‌ای مشاهده گردد. گونه‌سنگی یک (RT1) از نمونه‌های گرینستونی با سیمان انیدریت و مادستون تشکیل یافته و در نتیجه تراوایی آن اندک است. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، تعداد واحدها نسبت به نمودار تخلخل-تراوایی وینلند که در قبل ذکر شد کاهش یافته است که این امر سبب تطابق راحت‌تر آن در سطح میدان می‌گردد. گونه‌سنگی ۱ (RT1) و گونه‌سنگی ۲ (RT2) در نمودار قبلی، به یک گونه‌سنگی (RT1) تقلیل یافته است.

متوسط خصوصیات مخزنی این گونه‌های سنگی در جدول ۲ مشاهده می‌گردد. جهت تعیین یک گونه سنگی که از جنبه‌های گوناگون نشان‌دهنده رفتار سیال باشد، باید مشخصات مخزنی و زمین‌شناسی در نظر گرفته شود. به همین سبب پس از تعیین گونه‌های سنگی باید دلیل رفتار مخزنی آنان براساس مشخصه‌های زمین‌شناسی بیان گردد. در شکل ۸ رخساره‌های مربوط به گونه‌های سنگی تعیین شده براساس معادله اصلاح شده وینلند نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، گونه‌سنگی چهار (RT4) و سه (RT3) دارای میکروفاسیس گرینستونی با فراوانی بیشتری نسبت به دیگر گونه‌های سنگی است و عمده لیتولوژی آن سنگ آهک است. در این گونه‌های سنگی تخلخل اصلی، قالبی است اما به سبب مجزا بودن این

جدول ۲ شاخص‌های کیفیت مخزنی استخراج شده از داده‌های مغزه در سازندهای کنگان-دالان، با استفاده از معادله اصلاح شده وینلند (معادله ۲)

شاخص (متوسط)	گونه سنگی ۴	گونه سنگی ۳	گونه سنگی ۲	گونه سنگی ۱
تراوایی (mD)	۰/۰۴	۰/۲۱	۳/۹۴	۳۷/۵
تخلخل (%)	۱۰	۵/۶	۶/۴۶	۴/۷۷



شکل ۸ رخساره‌های گونه‌های سنگی معادله اصلاح شده وینلند

## نتیجه گیری

سنگی در روش معرفی شده از ۵ گونه سنگی به ۴ گونه سنگی تقلیل یافت که سبب سهولت مطالعه سازندهای مورد نظر در میدان مورد مطالعه است، این کاهش گونه سنگی هم به علت شبیه بودن رخساره های سنگی زمین شناسی وهم به خاطر اصول تقسیم بندی وینلند (کوچک تر از  $10^{-1}$ ؛ بین  $10^{-1}$  -  $10^{-5}$ ؛ بین  $10^{-5}$  -  $10^{-2}$  و بین  $10^{-2}$  -  $10^{-1}$ ) قابل توجیه است چرا که دامنه تغییرات براساس معادله اصلاح شده وینلند با این ترتیب تقسیم بندی هم خوانی قابل قبولی دارد لذا در این شرایط، تعیین گونه های سنگی براساس ضرایب تصحیح شده منجر به افزایش دقت و در نتیجه تعیین دقیق تر واحدهای مخزنی می گردد.

در این مطالعه با حل دستگاه های چند معادله و چند مجهول، ضرایب تصحیح شده مربوط به معادله وینلند برای سازندهای کربناته کنگان و دالان در بخش مرکزی خلیج فارس به ترتیب مقادیر  $0.38$ ،  $0.51$  و  $0.74$  - به دست آمد. ضریب همبستگی،  $0.78$  ( $R^2=0.78$ ) بین  $R_{35}\%$  حاصل از آزمایش تزریق جیوه و  $R_{35}\%$  به دست آمده از ضرایب تصحیح شده نشان دهنده صحت و همچنین دقت روش معرفی شده می باشد. بررسی نتایج نشان داد استفاده از معادله وینلند با ضرایب استاندارد معادله در سازندهای مورد مطالعه، سبب ایجاد خطای بسیاری می گردد. همچنین تعداد گونه های

## چکیده

- [1]. Bear J., "Dynamics of fluids in porous media," Elsevier, 1972.
- [2]. Hear C. L., Ebanks W. J., Tye R. S. and Ranganatha V., "Geological factors influencing reservoir performance of the hartzog draw field, wyoming," J. Petrol. Sci. Tech., Vol. 36, No. 8, pp.1335-1344, 1984.
- [3]. Ebanks W.x.J., "The flow unit concept-an integrated approach to reservoir description for engineering projects," AAPG Annual Convention 71, Los Angeles, California, pp.551-556, 1987.
- [4]. Abbaszadeh M., Fujii H. and Fujimoto F., "Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications," SPE Formation Evaluation, Vol. 11, No.4, pp. 263-271, 1996.
- [5]. Amaefule J. O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D. G. and Keelan D. K., "Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (Flow) units and predict permeability in Uncored intervals/wells," SPE Paper 26436, pp. 205-220, 1993.
- [6]. Gunter G. W., Finneran J. M., Hartmann D. J. and Miller J. D., "Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas: Paper SPE 38679, 1997.
- [7]. Winland H. D., "Oil accumulation in response to pore size changes. weyburn field, Saskatchewan," Amoco Production Research Report No. F72-G-25, p. 197, 1972.
- [8]. Pittman E. D., "Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone," AAPG Bull, Vol. 72, pp. 191-198, 1992.
- [9]. Enayati Bidgoli A. H., Rahimpour Bonab H. and Mehrabi H., "Flow unit characterisation in the Permian-Triassic carbonate reservoir succession at south Pars Gas Field, Offshore Iran," J. Pet. Geol., Vol. 37, pp. 205-230, 2014.
- [10]. Nooruddin H., Hossain M.E., Al Yousef H. and Okasha T., "Improvement of permeability models using large mercury injection capillary pressure dataset for Middle East carbonate reservoirs," J. Por. Med., Vol. 19, pp. 405-

422, 2016.

[11]. Chehrazi A., Rezaee R. and Rahimpour Bonab H., "Pore-facies as a tool for incorporation of small-scale dynamic information in integrated reservoir studies," J. Geophys Eng., Vol. 8, pp. 202–224, 2011.

[12]. Konert G., Afifi A. M., Al-Hajri A. and Droste H., "Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate," AAPG, Memoir 74, Chapter 24, 2001.

[13]. Sharland P., Archer R., Casey D., Davies R., Hall S., Heward A., Horbury A and Simmons M., "A proposed sequence stratigraphy for the Phanerozoic succession of the Arabian Plate: Mesozoic and Cenozoic sequences," Special Publication No. 2: Bahrain, GeoArabia, p. 371, 2001.

[14]. Rahimpour Bonab H., Asadi-Eskandar A. and Sonei R., "Controls of permian-triassic boundary over reservoir characteristics of South Pars Gas Field, Persian Gulf," Geol. J., Vol. 44, pp.341-364, 2009.

[15]. Tavakoli V., Rahimpour Bonab H. and Esrafil-Dizaji B., "Diagenetic controlled reservoir quality of South Pars Gas Field, an integrated approach," Comptes Rendus Geoscience, Vol. 343, pp.55-71, 2011.

[16]. Aleali M., Rahimpour Bonab H., Moussavi-Harami R. and Jahani D., "Environmental and sequence stratigraphic implications of anhydrite textures: a case from the lower triassic of the central Persian Gulf," J. Asian Ear. Sci., Vol. 75, pp.110-125, 2013.

[17]. Al-Jallal A.I., "Stratigraphy, depositional environments and reservoir potential of the Khuff Formation in the Arabian Gulf Countries," Proceedings of the 6<sup>th</sup> Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, p. 402, 1994.

[18]. Alsharhan A. S., "Facies and sedimentary environment of the permian carbonates (Khuff Formation) In the United Arab Emirates," Sed. Geol., Vol. 84, pp.89-99, 1993.

[19]. Alsharhan A. S. and Nairn A. E. M., "Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East," Elsevier, Amsterdam, 1997.

[20]. Mehrabi H., Mansouri M., Rahimpour Bonab M., Tavakoli V. and Hassanzadeh M., "Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran," J. Pet. Sci. Eng., Vol. 145, pp. 95-113, 2016.

[21]. Kanwal R. P., "Linear integral equations," Springer, Berlin, 1997.

[22]. Gunter G. W., Spain D. R., Viro E. J., Thomas J. B., Potter G. and Williams J., "Winland pore throat prediction method - a proper retrospect: new examples from carbonates and complex systems," Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, SPWLA 55th Annual Logging Symposium, 18-22 May, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2014.

[23]. Rezaee M. R., Jafari A. and Kazemzadeh E., "Relationships between permeability, porosity and pore throat size in carbonate rocks using regression analysis and neural networks," J. Geophys. Eng., Vol. 3, 370-376, 2006.

[24]. Jaya I., Sudaryanto A. and Widarsono, B., "Permeability prediction using pore throat and rock fabric: a model from Indonesian reservoirs," SPE 93363, Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, 5-7 April, 2005.



# Considering the Importance of Calculating the Winland Method Coefficients in Carbonate Reservoirs, Case Study of Kangan and Dalan Formations, Central Persian Gulf

Vahid Tavakoli\*, Hossain Rahimpour-Bonab and Mehdi Sahab Peyghambar Doust

School of Geology, University of Tehran, Tehran, Iran

Vtavakoli@ut.ac.ir

Received: March/28/2017

Accepted: October/09/2017

## Abstract

In order to produce and develop hydrocarbon fields, understanding of the exact nature of the reservoirs is necessary. Various criteria have been taken into consideration in the zonation of reservoirs and reservoir intervals to separating net and non-pay intervals. Separating the reservoir based on rock type concept can fix the geological disadvantages of conventional zonation methods based on lithology or sedimentological facies. In this study, five rock types have been achieved in carbonate-evaporates of Kangan and Dalan formations from the standard Winland method with Winland's coefficients. Modified coefficients have been resulted in the determination of four rock types. Results have been showed that determining the rock types based on standard Winland method produces a huge error so that the pore sizes will be three times larger than the real values. Therefore, rock typing with new presented coefficients increases the precision of the calculations and better understanding of the reservoir nature. Integrating these data with thin section studies shows that dolomitization and dissolution are two important diagenetic processes that change reservoir properties in these determined rock types.

**Keywords:** Mercury Injection Capillary Pressure, Rock Types, Winland Method, Pore Throat Radius.

## Introduction

Understanding of the exact nature of the reservoirs is crucial for hydrocarbon production and field development. Various criteria are taken into consideration in the zonation of reservoirs and reservoir intervals to separating net and non-pay intervals. Analyzing the reservoir based on rock type concept can fix the geological disadvantages of conventional zonation methods based on lithology or sedimentological facies [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7]. Each of these rock types and their related calculating formula invented based on a dataset which vary from field to field. So, modifying the constants and coefficients is crucial for any reservoir study. This is more important in carbonate reservoirs with more heterogeneity. Winland (1972) introduced a relationship between pore throat sizes in 35 percent of mercury saturation in mercury injection capillary pressure tests (MICP) with porosity and permeability of the samples. The method tested in various fields and formations, and its reliability proved. It is obvious that the porosity and permeability coefficients as well as constant bias of the formula must be calculated for each formation. In spite of this importance, little have been made for calculating these coefficients for Iranian formations. This study calculates them in two of the main Iranian reservoirs, Kangan and Dalan formations in the central Persian Gulf Basin.

## Methodology

The Permian–Triassic Kangan and Dalan formations are composed of carbonates (calcite and dolomite) and evaporite series deposited in a ramp depositional environment [8, 9, 10, 11, 12, 13]. They are the main host of the Iranian

gas reservoirs. Dalan is divided into K4 and K3 and Kangan into K2 and K1 reservoir zones from bottom to top, respectively. A total of 29 samples from these formations analyzed by MICP test. Helium porosity and air permeability measured from 500 samples using Boyle's and Darcy's laws, respectively. A thin section prepared from a trim of each plug and studied by a polarizing microscope.

## Results and Discussion

Facies studies under the microscope shows that samples are changed from mud to grain dominated carbonates as well as a few anhydrites. The lowest part of K4 unit is composed of grain-dominated, anhydrite cemented dolomitic facies. Grain-dominated facies are also dominant in upper part with limy lithology. The K3 unit is a mud-dominated unit terminated with Permian-Triassic boundary. The K2 and K1 units have been mainly dolomitized. Both grain and mud-dominated facies are present in these two units. The main diagenetic processes are dolomitization and dissolution, both enhanced reservoir properties.

A total of 29 Winland equations formed with unknown porosity, permeability and bias coefficients. The resulted coefficients are 0.38 for b (bias), 0.51 for permeability and 0.74 for porosity. The resulted R35 from both methods plotted against the laboratory measured values. The new equation is three times better than the standard Winland method. It should be noted that this is just because of the different studied cases. All 500 samples classified according to the new method. The limits are 0.1, 0.5, 2, 10 and larger than 10 microns of pore throat size in 35 percent saturation. The rock type (RT) one has

low porosity and permeability. It is composed of mud-dominated or anhydrite cemented samples. The RT2 has moderate porosity and permeability. The main facies are pack to grainstone. Presence of micrite in most samples caused moderate

porosity and permeability. Grain-dominated facies are dominant in RT3 and RT4. They have high porosity and permeability. The main pore type is interparticle which is connected through the samples.

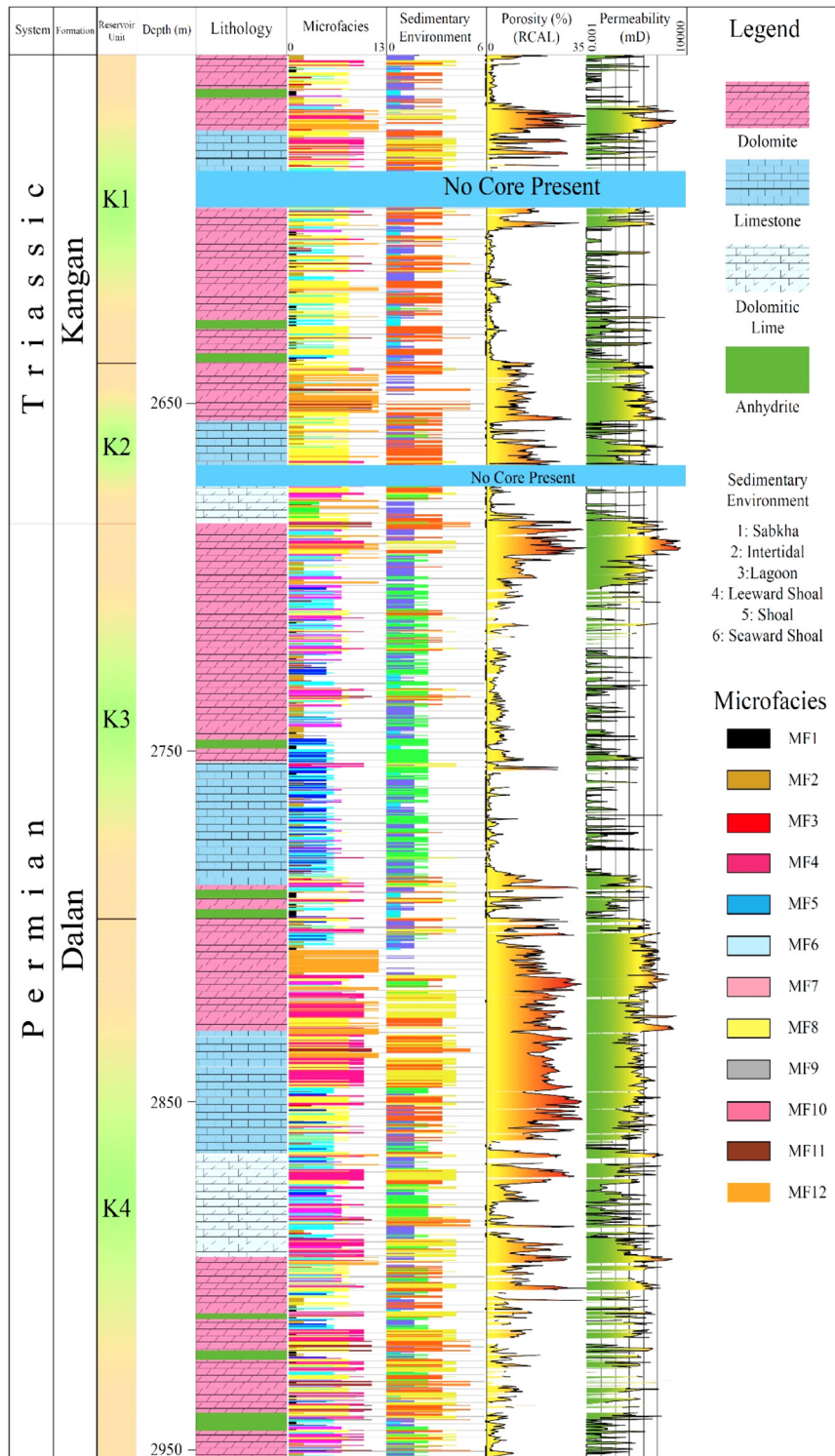


Figure 1: Lithological column with facies, porosity and permeability in studied well

## Conclusions

Results showed that determining the rock types based on standard Winland method produces a huge error so that the pore sizes will be three times larger than the real values. Therefore, rock typing with new presented coefficients increases the precision of the calculations and better understanding of the reservoir nature. Integrating these data with thin section studies shows that dolomitization and dissolution are two important diagenetic processes that increase reservoir properties in these determined rock types. These coefficients should be determined in all Iranian reservoirs and for various methods of rock typing such as flow zone indicator, Lucia or Pitman methods.

## References

- [1]. Bear J., "Dynamics of Fluids in Porous Media" Elsevier, 1972.
- [2]. Hear C.L., Ebanks W.J., Tye R.S. and Ranganatha V., "Geological Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming", *J Petrol Sci Tech*, Vol. 36, No. 8, pp.1335-1344, 1984.
- [3]. Ebanks W.J., "The Flow Unit Concept-An Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects" AAPG Annual Convention 71, Los Angeles, California, pp.551-556, 1987.
- [4]. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey, D.G. and Keelan, D.K., "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability In Uncored Intervals/Wells." *SPE Paper 26436* 205-220, 1993.
- [5]. Gunter G.W., Finneran J.M., Hartmann D.J. and Miller J.D., "Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas: Paper SPE 38679*, 1997.
- [6]. Winland H.D., "Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes. Weyburn Field, Saskatchewan." *Amoco Production Research Report No. F72-G-25* 197, 1972.
- [7]. Pittman E.D., "Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone", *AAPG Bull*, Vol. 72, pp. 191-198, 1992.
- [8]. Konert, G., Afifi, A.M., Al-Hajri, A., Droste, H., "Paleozoic Stratigraphy and Hydrocarbon Habitat of the Arabian Plate", *AAPG, Memoir 74, Chapter 24*, 2001.
- [9]. Sharland, P., Archer, R., Casey, D., Davies, R., Hall, S., Heward, A., Horbury, A and Simmons, M., "A proposed sequence stratigraphy for the Phanerozoic succession of the Arabian Plate: Mesozoic and Cenozoic sequences", v. *Special Publication No. 2: Bahrain, GeoArabia*, 371 p, 2001.
- [10]. Rahimpour-Bonab H., Asadi-Eskandar A., Sonei R., "Controls of Permian-Triassic Boundary over Reservoir Characteristics of South Pars Gas Field, Persian Gulf." *Geol J*, Vol. 44, pp.341-364, 2009.
- [11]. Tavakoli V., Rahimpour-Bonab H., Esrafil-Dizaji B., "Diagenetic Controlled Reservoir Quality of South Pars Gas Field, an Integrated Approach." *Comptes Rendus Geosc*, Vol. 343, pp.55-71, 2011.
- [12]. Aleali M., Rahimpour-Bonab H., Moussavi-Harami R. and Jahani D., "Environmental and Sequence Stratigraphic Implications of Anhydrite Textures: A Case from the Lower Triassic of the Central Persian Gulf." *J Asian Ear Sci*, Vol. 75, pp.110-125, 2013.
- [13]. Mehrabi, H., Mansouri, M., Rahimpour-

*Bonab, M., Tavakoli, V., Hassanzadeh, M.,  
"Chemical compaction features as potential bar-  
riers in the Permian-Triassic reservoirs of South-  
ern Iran", J Pet Sci Eng, Vol. 145, pp.95-113, 2016.*