

محاسبه ضریب تصحیح کلینکنبرگ و تأثیر تعیین گونه‌های سنگی بر آن در سازندهای کنگان و دالان در بخش مرکزی خلیج فارس

بهاره قامتی، وحید توکلی* و حسین رحیم‌پور بناب
دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۲/۱۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۸/۲۵

چکیده

از روش‌های متداول برای اندازه‌گیری تراوایی، استفاده از داده‌های چاه‌آزمایی و نمونه‌های مغزه می‌باشد. در آزمایشگاه به دلیل هزینه کم و سرعت عمل بالا، اغلب تراوایی مطلق گاز نمونه‌های پلاگ اندازه‌گیری می‌شود. تراوایی گاز در محیط متخلخل به فشار متوسط تزریق و نوع گاز وابسته است و با تغییر آن‌ها نتایج متفاوتی به دست می‌آید. بنابراین اندازه‌گیری تراوایی با اشباع کامل نمونه از مایع و یا تعیین تراوایی معادل مایع (تراوایی کلینکنبرگ) امری ضروری می‌باشد. در این پژوهش از مجموع ۱۲۴۵ داده تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه سازندهای کنگان و دالان، تعداد ۱۱۱ نمونه که تراوایی آنها در ۴ فشار متفاوت اندازه‌گیری شده، به منظور رسم نمودار فشار در برابر تراوایی جهت محاسبه تراوایی معادل مایع استفاده شده است. سپس در این نمودار، شیب خط برآزش شده برای هر نمونه محاسبه گردید و ضریب تغییرات برای شیب نمونه‌های موجود در هر گونه سنگی، جهت پی‌بردن به میزان پراکندگی نمونه‌ها محاسبه شد. نتایج حاصل نشان می‌دهد که تعیین گونه سنگی با روش‌های مورد استفاده (وینلند، شاخص بخش جریان و لورنز)، تأثیر اندکی در بهبود نتایج این آزمایش (تعیین ضریب کلینکنبرگ) داشته است. از میان روش‌های مورد استفاده جهت تعیین گونه‌سنگی، پارامترهای موجود در رابطه شاخص بخش جریان (تخلخل، تراوایی و ماتریکس) به‌طور مستقیم و بدون اعمال ضرایب خاصی در معادله کلینکنبرگ بر روی شیب خط حاصل از برآزش تراوایی برحسب فشار تأثیرگذار بوده و بیشترین همبستگی را ایجاد کرده است. مقایسه نتایج با داده‌های تراوایی مایع آزمایشگاهی نشان داد روش مورد استفاده نتایج قابل قبولی در پیش‌بینی مقادیر تراوایی مایع ارائه می‌نماید.

کلمات کلیدی: ضریب تصحیح کلینکنبرگ، تراوایی معادل مایع، گونه‌های سنگی، سازندهای کنگان و دالان، خلیج فارس

مقدمه

سرشت نمایی مخزن^۱ یکی از وظایف حیاتی در اکتشاف مخزن و توسعه میدان می‌باشد. در این راستا، تعیین تراوایی از اهمیت زیادی برخوردار بوده و همچنین اندازه‌گیری آن نسبت به سایر خصوصیات مخزنی دشوارتر می‌باشد. روشهای متداول تعیین تراوایی، اندازه‌گیری تراوایی مطلق هوا و تراوایی مطلق مایع در حالت اشباع کامل مغزه است. در آزمایشگاه‌های مطالعات مغزه، از گازها به‌خصوص هوای خشک، به دلیل راحتی، صرف وقت و هزینه بسیار کم، امکان اندازه‌گیری در محدوده بسیار وسیع تراوایی، سرعت عمل بالا، خنثی بودن گاز و عدم واکنش با جنس سنگ و حساسیت کم به تغییرات دما، جهت اندازه‌گیری تراوایی استفاده می‌گردد [۱]. به دلیل تفاوت در ماهیت و حالت گاز و مایع، تراوایی مطلق این دو سیال متفاوت بوده و این تفاوت در ارزیابی و تولید نفت و گاز از مخازن تأثیرگذار است. بنابراین از تراوایی تصحیح شده کلینکنبرگ^۲ که معادل تراوایی مایع می‌باشد در مطالعات مخزن استفاده می‌گردد [۲]. کلینکنبرگ در سال ۱۹۴۰ کشف کرد که نتایج تراوایی هوا به عنوان جریان عبوری از مغزه با تراوایی سیال مایع متفاوت بوده و اولی همواره بزرگ‌تر از دومی است. وی فرض کرد که سرعت سیالات مایع در سطح دانه‌های ماسه صفر و سرعت گازها محدود است. به عبارت دیگر، گازها روی سطح دانه ماسه می‌لغزند. همچنین وی دریافت که در یک محیط متخلخل معین، با افزایش فشار متوسط، تراوایی محاسبه شده کاهش می‌یابد. فشار متوسط از جمع دو فشار بالادستی و پایین‌دستی تقسیم بر دو به دست می‌آید [۳]. تعیین تراوایی مایعی چون آب یا نفت مستلزم اشباع نمونه سنگ با سیال بوده و نیازمند زمان زیادی می‌باشد. همچنین در اغلب موارد تهیه سیال سازند فرآیند دشواری است. علاوه بر آن ممکن است که سنگ با سیال مصنوعی (برای مثال آب‌نمک) وارد واکنش شود. مجموعه این عوامل لزوم اندازه‌گیری تراوایی

تصحیح شده کلینکنبرگ (معادل مایع) بر روی نمونه‌های سنگ را نشان می‌دهد. خصوصیات زمین شناسی و پتروفیزیکی نمونه‌ها در مخازن کربناته به دلیل ناهمگنی بالا، بسیار متفاوت است. بنابراین تفکیک مخازن به واحدهای همگن سبب می‌شود رفتار این واحدها از نظر تراوایی شبیه بهم باشد. با وجود اهمیت چنین دسته‌بندی‌هایی، روشی استاندارد و پذیرفته شده برای تعیین این گونه‌های سنگی در جهت کاهش ناهمگنی سنگ‌ها وجود ندارد. در این پژوهش، تأثیر تصحیح کلینکنبرگ بر روی نمونه‌های سازندهای کنگان و دالان در بخش مرکزی خلیج فارس مورد بررسی قرار می‌گیرد. به دلیل ناهمگنی مخزن مورد مطالعه، گونه‌های سنگی تعیین گردید. سپس پارامتر ضریب تغییرات بین شیب منحنی‌های فشار- تراوایی نمونه‌های هر گونه‌سنگی محاسبه شد. سه شیوه مختلف تعیین گونه‌سنگی وینلند، شاخص بخش جریان^۳ و لورنز به همین روش بررسی و پارامتر ضریب تغییرات مربوط به شیب نمونه‌های موجود در هر گونه‌سنگی با یکدیگر مقایسه گردید تا بهترین روش تعیین گونه‌سنگی برای آزمایش و محاسبه تصحیح کلینکنبرگ در این مخزن ناهمگن مشخص گردد.

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی منطقه

بر اساس مطالعات صورت گرفته در حوضه خلیج فارس، شیل‌های سیلورین سنگ منشأ ذخایر عظیم مخازن نفت و گاز کشف شده در حوضه‌های رسوبی پالئوزوئیک صفحه عربی معرفی شده‌اند [۴]. 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، صفحه کوچک ایران مرکزی از بلوک اصلی جدا شده و به سمت شمال

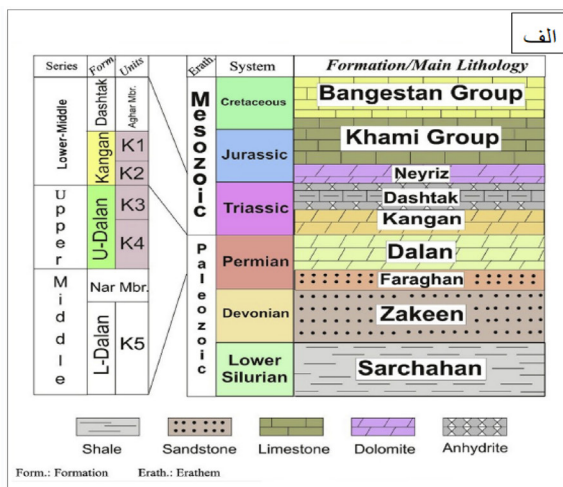
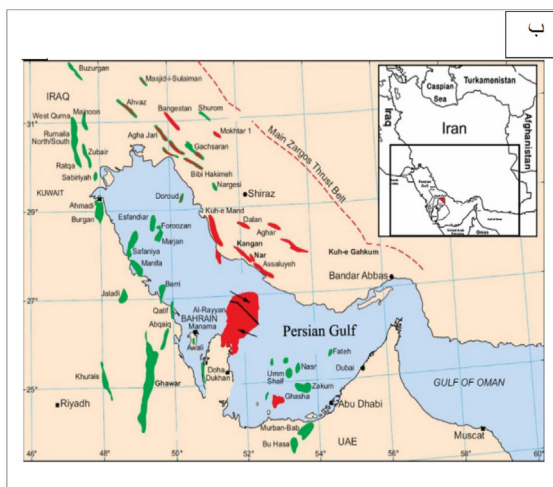
1. Reservoir Characterization

2. Klinkenberg

3. Flow Zone Indicator, FZI

رخساره‌های شناسایی شده با ناهمگونی بسیار زیاد از رخساره‌های کم انرژی گل غالب تا رخساره‌های پر انرژی دانه غالب را شامل می‌گردد و فرآیندهای دیاژنزی متنوعی نیز بر آنان تاثیر گذاشته است [۱۱]. حضور رخساره‌های متنوع و فرآیندهای دیاژنری گوناگون سبب شده تا کیفیت مخزنی نیز در این سازندها در بخش‌های مختلف متفاوت باشد. محیط‌رسوبی شناسایی شده برای این سازندها یک رمپ کریناته کم شیب است. سازندهای مورد مطالعه از پایین به بالا به بخش‌های مخزنی K4 و K3 (دالان بالایی) و K2 و K1 (سازند کنگان) تقسیم می‌شوند [۱۲]. واحد K5 دولومیت است که فاقد هرگونه پتانسیل مخزنی است و توسط انیدریت نار با حدود ۳۰ m ضخامت از واحد هیدروکربنی K4 جدا شده است. واحد K4 که دولومیت، آهک و مقداری انیدریت است مخزن اصلی گاز محسوب می‌شود. واحد K4 توسط چند متر لایه انیدریتی از واحد K3 که عمدتاً دولومیت و آهک دولومیتی است جدا می‌شود (شکل ۱، الف) [۱۳]. میدان گازی مورد مطالعه در بخش مرکزی خلیج فارس قرار گرفته است (شکل ۱، ب).

حرکت کرده و بین آنها اقیانوس نئوتتیس گسترش یافته است [۵]. در بخش شرقی صفحه عربی حوضه رسوبی خلیج فارس (جنوب نئوتتیس (رسوب‌گذاری دریایی بدون انقطاع با فوران‌های ضعیف در طول پالئوزوئیک بالایی، مزوزوئیک، پالئوژن و نئوژن ادامه داشته است [۶]. در بخش‌های مذکور، در طی پرمین میانی تا پسین، آب وهوا به تدریج گرم‌تر و خشک‌تر شده، در نتیجه پلاتفرم وسیع کریناته-تبخیری گسترش یافته و سبب رسوب‌گذاری توالی ضخیم کریناته-تبخیری سازندهای کنگان-دالان شده است. این کرینات‌ها، سنگ‌های مخازن میادین بسیاری در خلیج فارس و نواحی اطراف که تاکنون کشف شده‌اند را تشکیل می‌دهند. سازندهای دالان-کنگان به سن پرمین-تریاس با لیتولوژی سنگ آهک، دولومیت و انیدریت (معادل سازند خوف صفحه عربی) در این مطالعه بررسی گردیده است [۷ و ۸]. 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-تریاس اثبات نموده است [۹ و ۱۰].



شکل ۱- الف: ستون چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه [۱۴] و ب: موقعیت میدان [۱۵]

داده‌ها و روش‌ها

داده‌های این مطالعه از یک حلقه چاه واقع در بخش مرکزی خلیج فارس مورد بررسی قرار گرفته است. در این پژوهش، تعداد ۱۲۴۵ داده تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه و تعداد ۱۱۱ نمونه که تراوایی آنها در ۴ فشار متفاوت اندازه‌گیری شده، مورد استفاده قرار گرفته است. تراوایی مایع نمونه‌ها با استفاده از سیال مایع مصنوعی مخزن در آزمایشگاه اندازه‌گیری گردید. این تعداد نمونه به منظور رسم نمودار فشار در برابر تراوایی جهت محاسبه تراوایی معادل مایع (معادله ۱)، استفاده شده است. سپس در این نمودار، شیب خط برازش شده و عرض از مبدأ آن برای هر نمونه محاسبه گردید و ضریب تغییرات برای شیب نمونه‌های موجود در هر گونه‌سنگی، جهت پی‌بردن به میزان پراکندگی نمونه‌ها محاسبه شد. تعیین گونه‌های سنگی به روش وینلند، شاخص بخش جریان و لورنز بر مبنای داده‌های تخلخل و تراوایی انجام شده است.

$$K_g = k_l + C \left(1 / p_m \right) \quad (1)$$

KL: تراوایی مایع، k_g تراوایی گاز، C شیب خط و p_m فشار متوسط می‌باشد.

نتایج

تصحیح کلینکنبرگ

اگر نموداری از تراوایی اندازه‌گیری شده برحسب

1/pm رسم و تا نقطه 1/pm برون‌یابی شود ($P_m = \infty$) (معادله ۱)، این تراوایی تقریباً برابر با تراوایی سیال مایع است (شکل ۲). از شیب این خط ضریب لغزش گاز (b) به‌دست می‌آید (معادله ۲). بنابراین با استفاده از (معادله ۳) می‌توان مقدار تراوایی سیال مایع را محاسبه نمود.

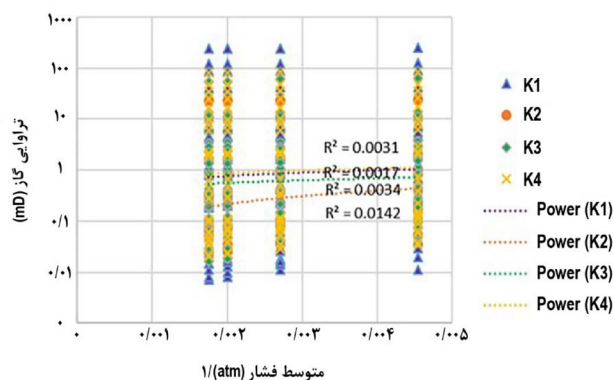
$$b = \frac{4c \lambda p_m}{r} \quad (2)$$

c تقریباً برابر با ۱ است و r شعاع منفذی می‌باشد.

$$KL = k_g \left(1 + b / p_m \right) \quad (3)$$

KL تراوایی معادل مایع، k_g تراوایی گاز، b ضریب لغزش گاز و p_m فشار متوسط می‌باشد.

ابتدا تراوایی مطلق گاز برای ۱۱۱ نمونه در ۴ فشار متفاوت اندازه‌گیری شد. مقادیر بیشینه، کمینه و میانگین تراوایی نمونه‌ها در جدول ۱ ذکر شده است. سپس نمودار تراوایی بر حسب 1/pm برای نمونه‌های ذکر شده رسم گردید. سپس خطی بین تراوایی گاز و فشار برازش و ضریب تعیین^۱ آن محاسبه شد. شیب خط (c) با استفاده از روابط آماری برای هر نمونه و پس از تعیین گونه سنگی جهت کاهش ناهمگنی مخزن، برای هر گونه سنگی به‌دست آمد و مقادیر ضریب تعیین مجدد برای گونه‌های سنگی محاسبه گردید (جدول ۲). در این بین تعداد ۵ نمونه خارج از محدوده، حذف شدند. همچنین جهت پی‌بردن به پراکندگی نمونه‌ها، انحراف معیار و میانگین نمونه‌ها برای محاسبه ضریب تغییرات برای هر گونه‌سنگی به‌دست آمد.



شکل ۲ نمودار تغییرات تراوایی گاز با متوسط فشار برای کل نمونه‌ها و پارامترهای تعیین تراوایی معادل مایع با رابطه کلینکنبرگ (KL, C)

1. Coefficient of Determination (R^2)

جدول ۱ حداقل، میانگین و حداکثر مقادیر تراوایی گاز در چاه مورد مطالعه

شاخص آماری	حداقل	میانگین	حداکثر
مقادیر تراوایی گاز	۰/۰۰۷	۹/۲۲	۲۴۷/۲۱

جدول ۲ مقادیر ضریب تعیین بین معادلات ارتباط تراوایی گاز و فشار در نمونه‌های چهار واحد مخزنی سازندهای مورد مطالعه

واحد مخزنی	K1	K2	K3	K4
ضریب تعیین	۰/۰۰۷	۰/۰۱۵	۰/۰۰۳	۰/۰۰۲

تخلخل (کسری) است. شاخص‌های آماری چگونگی توزیع داده‌ها شامل ضریب تعیین (بین تراوایی گاز و فشار)، C (شیب خط برازش شده در نمودار تراوایی بر حسب فشار) و ضریب تغییرات برای ۶ گونه‌سنگی محاسبه گردید (شکل ۳ و جدول ۳).

روش شاخص بخش جریان

از مهم‌ترین روش‌های تفکیک گونه‌های سنگی روش شاخص بخش جریان است. هر واحد جریان هیدرولیکی، حجمی از سنگ مخزن است که در آن خواص زمین‌شناسی و پتروفیزیک که جریان سیال را تحت تأثیر قرار می‌دهند، یکسان و قابل پیش‌بینی و همچنین متفاوت از سایر سنگ‌های مخزن است که با استفاده از روش شاخص بخش جریان براساس معادلات ۵ و ۶ مشخص می‌گردد [۱۸ و ۱۹]. شاخص بخش جریان خود تابعی از پارامتر شاخص کیفیت مخزنی است (معادله ۷) که تقریبی از میانگین شعاع هیدرولیکی در سنگ مخزن است [۱۸ و ۲۰]. اساس واحدهای جریانی هیدرولیکی بر پایه تخلخل و تراوایی می‌باشد.

که در آن K تراوایی به میلی داری و ϕ تخلخل کسری است. با تعیین پارامترهای RQI و FZI که به گلوگاه منافذ مرتبط هستند واحدهای جریانی براساس مقادیر شاخص بخش جریان تفکیک می‌شوند و می‌توانند مخزن را به گونه‌های سنگی پتروفیزیک مجزا تقسیم کنند به طوری که به هر واحد جریانی هیدرولیکی محدوده‌ای از مقادیر FZI اختصاص داده می‌شود [۲۱].

همان‌گونه که در شکل ۲ و جدول ۲ مشاهده می‌گردد، توزیع داده‌های تراوایی در فشارهای گوناگون، دارای پراکندگی بسیار زیادی بوده و ضریب تعیین بین این دو، مقادیر بسیار پایینی را نشان می‌دهد. در نتیجه نیاز است نمونه‌ها به واحدهای همگن تقسیم شوند تا بتوان به رابطه معنی‌داری بین تغییرات تراوایی و فشار دست یافت.

تعیین گونه‌های سنگی

یک بررسی جامع به منظور تعیین گونه‌های سنگی با استفاده از داده‌های پتروگرافی-پتروفیزیکی می‌تواند به صورت ساده و کاربردی برای کاهش ناهمگنی مخزنی و تقسیم یک مخزن کربناته به گونه‌های سنگی با ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی مشخص به کار برده شود [۱۶]. در این پژوهش به منظور کاهش ناهمگنی مخزن مورد مطالعه که از نوع کربناته می‌باشد و ناهمگنی بالایی دارد، از سه روش تعیین گونه‌های سنگی استفاده شده است.

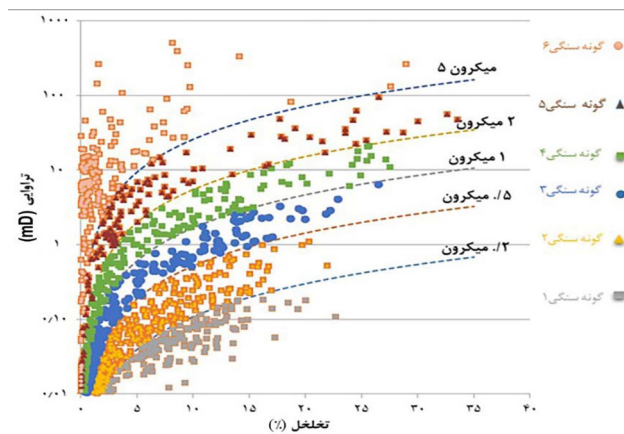
روش وینلند^۱

این روش براساس شعاع گلوگاه حفرات در اشباع ۳۵٪ جیوه تعریف می‌شود. وینلند رابطه تجربی (معادله ۴) را بین تخلخل، تراوایی هوا و اندازه گلوگاه مطابق با اشباع جیوه ۳۵٪ با استفاده از نمونه‌های ماسه‌سنگ و کربنات ارائه نمود [۱۷].

$$\text{Log } R_{35} = 0.732 + 0.588(\text{log } K_{\text{air}}) - 0.864(\text{log } \phi) \quad (4)$$

در این رابطه، R_{35} قطر گلوگاه حفرات در ۳۵٪ اشباع جیوه (میکرون)، K_{air} تراوایی هوا (میلی داری) و Φ

1. Winland, R_{35}



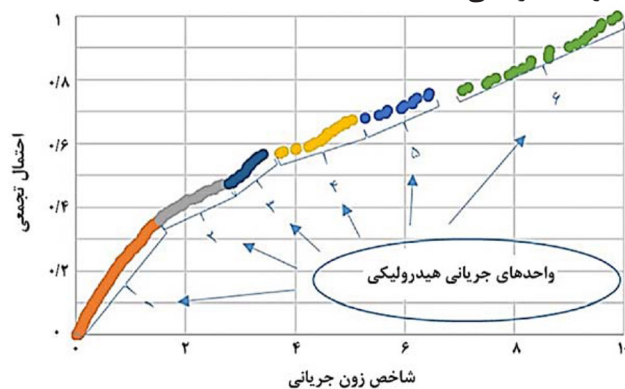
شکل ۳ نمودار تخلخل در برابر تراوایی گونه‌های سنگی با استفاده از روش وینلند

جدول ۳ نتایج به‌دست آمده از تعیین گونه‌سنگی براساس روش وینلند: ضریب تعیین (بین تراوایی گاز و فشار)، C (شیب خط برازش شده در نمودار تراوایی بر حسب فشار) و ضریب تغییرات

Winland R35(μm)	C	ضریب تعیین	میانگین	انحراف معیار	ضریب تغییرات
Winland R35 (کمتر از ۰/۲)	۵۱۸/۱	۰/۴۰۰	۱۹۴۷	۵۴۲۸	۲/۸۷
Winland R35 (۰/۲-۰/۵)	۱۰۸۳	۰/۸۰۰	۱۹۶۳	۵۴۵۰	۲/۷۷
Winland R35 (۰/۵-۱)	۵۱۰۶	۰/۰۰۰	۱۹۴۷	۵۴۲۸	۲/۸۷
Winland R35 (۱-۲)	۱۷۴/۳	۰/۰۱۰	۱۹۶۳	۵۴۵۰	۲/۷۷
Winland R35 (۲-۵)	۵۱۰۲	۰/۱۰۰	۱۹۴۷	۵۴۲۸	۲/۸۷
Winland R35 (بیشتر از ۵)	۱۲۲۱	۰/۲۰۰	۱۹۴۷	۵۴۲۸	۲/۸۷
میانگین	۲۹۹۹	۰/۴۰۰	۱۹۵۲	۵۴۳۵	۲/۷۷

افزایش می‌یابد (شکل ۴). جدول ۴ و جدول ۵ نتایج به‌دست آمده از تعیین گونه‌سنگی بر اساس روش شاخص بخش جریان، ضریب تعیین (بین تراوایی گاز و فشار)، C (شیب خط برازش شده در نمودار تراوایی بر حسب فشار) و ضریب تغییرات برای ۶ برای گونه‌سنگی در این روش را نشان می‌دهد.

جهت جدایش واحدهای مختلف در این روش از نمودار تجمعی احتمال نرمال استفاده می‌گردد. رسم این نمودار در سازندهای کنگان و دالان در چاه مورد مطالعه، ۶ شیب عمده را نشان داد که حاکی از وجود ۶ واحد جریانی (HFU1 تا HFU6) مجزا از هم در این سازندها است که به ترتیب کیفیت مخزنی^۱ از واحد جریانی ۱ (HFU1) به واحد جریانی ۶ (HFU6)



شکل ۴ واحدهای جریانی تفکیک شده بر روی نمودار فراوانی تجمعی احتمالی مقادیر شاخص بخش جریان در سازندهای مورد مطالعه

جدول ۴ حداقل، میانگین و حداکثر مقادیر شاخص بخش جریان محاسبه شده برای چاه مورد مطالعه در سازندهای کنگان و دالان

شاخص آماری بخش جریان	حداقل	میانگین	حداکثر
مقادیر	۰/۰۰۷	۰/۶۸	۹/۸۸

جدول ۵ نتایج به دست آمده از تعیین گونه‌سنجی براساس روش شاخص بخش جریان: ضریب تعیین (بین تراوایی گاز و فشار)، C (شیب خط برازش شده در نمودار تراوایی بر حسب فشار) و ضریب تغییرات برای گونه‌های سنگی مختلف

شاخص بخش جریان	C	ضریب تعیین	میانگین	انحراف معیار	ضریب تغییرات
واحد جریانی هیدرولیکی ۱	۲۰۱۷	۰/۰۰۳	۲۶۶۰	۶۳۳۲	۲/۳۸
واحد جریانی هیدرولیکی ۲	۴۹۹۹	۰/۰۰۳	۱۶۹۵	۵۳۶۶	۳/۱۶
واحد جریانی هیدرولیکی ۳	۲۶۰۰	۰/۰۰۱	۲۶۰۰	۱۱۲۱	۰/۴۳
واحد جریانی هیدرولیکی ۴	۱۰۷۳	۰/۳۰	۱۰۷۵	۱۰۵۳	۰/۹۷
واحد جریانی هیدرولیکی ۵	۵۲/۰۳	۰/۹۲	۷۱/۵	۱۵/۲	۰/۲۱
واحد جریانی هیدرولیکی ۶	۶۸۵/۵	۰/۹۸	۳۲۹	۳۵۷	۱/۰۸
میانگین	۱۹۰۴	۰/۳۱	۱۴۰۵	۲۳۷۴	۱/۳۷

روش لورنز

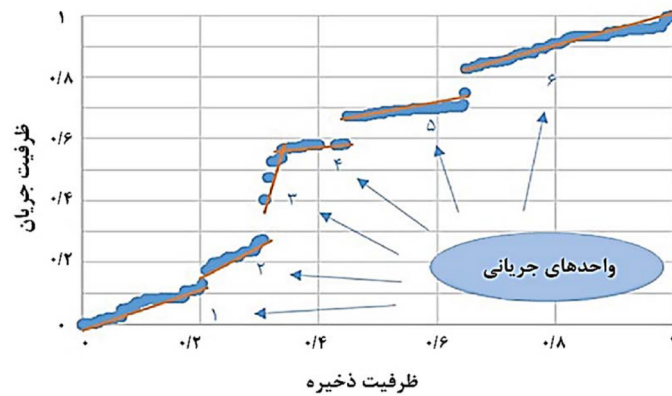
بر روی یک نمودار رسم می‌شوند [۲۲]. پس از ترسیم نمودار مذکور در یک نظم چینه‌شناسی شش نوع واحد جریانی شناسایی گردید (شکل ۵). استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی در این مطالعه به روش‌های استفاده از شاخص بخش جریان و نمودار لورنز منجر به شناسایی ۶ واحد جریانی در سازندهای مورد مطالعه گردیده است. تفکیک این تعداد واحد جریانی بر پایه نقاط شکست در نمودار بوده است (شکل ۵). میزان ظرفیت جریان و ذخیره در هر واحد جریانی تفکیک شده متفاوت می‌باشد. در پایان کلیه داده‌ها و گونه‌های سنگی به دست آمده با یکدیگر مقایسه گردید (جدول ۶). جدول ۷ بخشی از داده‌های استفاده شده و محاسبات مربوط به آن را نشان می‌دهد.

مقایسه نتایج

با توجه به اینکه در هر روش تحقیقاتی باید در انتها، نتایج حاصل با داده‌های آزمایشگاهی مقایسه گردد. در اینجا نیز نتایج به دست آمده با داده‌های تراوایی مایع مقایسه شد (شکل ۶).

روش نمودار لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌نگاری^۱ یکی از روش‌های برای دستیابی به حداقل تعداد واحدهای جریانی در مخزن است [۲۴ و ۲۲]. روش نمودار لورنز براساس رسم ظرفیت جریانی مجموع بر حسب ظرفیت ذخیره مجموع، با حفظ ترتیب چینه‌شناسی آنها می‌باشد. نقاط عطف در نمودار، بیانگر تغییرات در خواص جریانی محیط متخلخل است. روش کار تعیین واحدهای جریانی به روش لورنز بدین صورت است که ابتدا تخلخل و تراوایی پیوسته و نسبت تراوایی به تخلخل (K/ϕ) متناسب در یک نظم چینه‌شناسی مرتب می‌شوند. سپس، حاصل ضرب تراوایی در ضخامت مربوطه ($K.h$) و تخلخل در اعماق مربوطه ($\phi.h$) محاسبه گردیده است. مجموع تجمعی داده‌های حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، محاسبه شده و سپس داده‌های حاصل شده به ۱۰۰٪ نرمال می‌شوند. داده‌های به دست آمده از حاصل ضرب تراوایی در عمق و تخلخل در عمق، به ترتیب با عنوان ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره نامیده می‌شوند. سپس مقادیر ظرفیت ذخیره در مقابل ظرفیت جریان

1. Stratigraphic Modified Lorenz Plot, SMLP



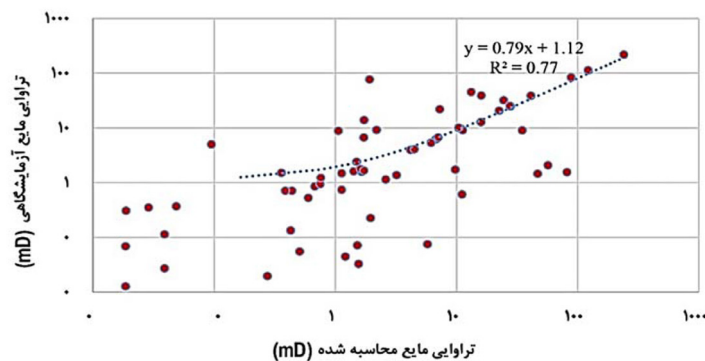
شکل ۵ واحدهای جریانی تفکیک شده به روش لورنز در سازندهای مورد مطالعه

جدول ۶ نتایج تعیین گونه‌سنگی براساس روش لورنز: ضریب تعیین (بین تراوایی گاز و فشار)، C (شیب خط برازش شده در نمودار تراوایی بر حسب فشار) و ضریب تغییرات برای واحدهای جریانی مختلف

لورنز	C	ضریب تعیین	میانگین	انحراف معیار	ضریب تغییرات
واحد جریانی ۱	۱۹۳۸	۰/۰۰۳	۲۷۴۲	۶۹۴۰	۲/۵۳
واحد جریانی ۲	۲۰۴۸	۰/۰۰۳	۲۰۴۸	۱۹۱۵	۰/۹۳
واحد جریانی ۳	۳۸۲/۵	۰/۱۷۰	۳۸۲/۵	۸۸/۳۲	۰/۲۳
واحد جریانی ۴	۲۰۵/۳	۰/۰۰۴	۲۰۵/۳	۲۴۴/۳	۱/۱۸
واحد جریانی ۵	۴۴۷/۱	۰/۱۵۰	۴۴۷/۱	۴۸۷/۵	۱/۰۹
واحد جریانی ۶	۲۳۲۹	۰/۰۰۱	۲۳۳۰	۶۰۷۲	۱/۰۸
میانگین	۱۲۲۴	۰/۰۳۰	۱۳۵۹	۲۶۲۴	۱/۴۲

جدول ۷ بخشی از داده‌های تخلخل و تراوایی استفاده شده برای تعیین واحدهای جریانی و پارامتر تعیین تراوایی معادل مایع در سازندهای مورد مطالعه

لورنز	PHIH	KH	وینلند	R ₃₅	FZI HFU	شاخص بخش جریان	شاخص کیفیت مخزن	عرض از مبدا	شیب خط	تخلخل (%)	تراوایی (mD)
۱	۲/۰۲	۰/۰۵	۱	۰/۳۳	۱	۰/۰۵	۰/۰۰۴	۰/۰۹	۱۰۰/۶	۸/۸	۰/۲
۱	۴/۱۸	۰/۰۷	۱	۰/۲۴	۱	۰/۰۲	۰/۰۰۴	۰	۱۴۹/۷	۱۳	۰/۲
۱	۴/۸۷	۱۴/۶	۱	۰/۳۲	۱	۰/۵۳	۰/۰۵۴	۰/۴۹	۳۸۹۹	۹/۲	۲۷
۱	۳/۴۳	۰/۰۶	۱	۰/۲۵	۱	۰/۰۲	۰/۰۰۴	۰	۴۶/۸۴	۱۳	۰/۲
۱	۴/۲۸	۰/۱۵	۲	۰/۳۵	۱	۰/۰۳	۰/۰۰۵	۰/۱۲	۳۳۹/۱	۱۵	۰/۵
۱	۲/۴۹	۰/۰۴	۳	۰/۲۸	۱	۰/۰۴	۰/۰۰۴	۰/۴۰	۳۱۵/۸	۸/۹	۰/۷
۱	۶/۰۹	۶/۰۰	۳	۰/۳۷	۱	۰/۰۹	۰/۰۳۱	۲۲/۲	۲۸۳۰	۲۵	۲۵
۳	۱/۲۳	۰/۰۴	۴	۰/۳۶	۱	۰/۰۴	۰/۰۰۵	۰	۴۶۱/۱	۱۲	۰/۴
۴	۵/۱۵	۰/۲۷	۴	۰/۴۶	۱	۰/۰۴	۰/۰۰۷	۰/۲۹	۲۵۹/۱	۱۳	۰/۲
۵	۸/۶۵	۰/۱۳	۴	۰/۲۳	۱	۰/۰۲	۰/۰۰۳	۰/۰۵	۱۸۲/۹	۱۱	۰/۶
۵	۲/۶۵	۰/۰۴	۴	۰/۲۴	۱	۰/۰۳	۰/۰۰۳	۰	۱۳۳/۴	۹/۸	۰/۱
۶	۱/۸۵	۰/۵۰	۴	۰/۳۹	۱	۰/۰۹	۰/۰۱۶	۳/۳۷	۵۵۶/۱	۱۴	۳/۹
۶	۴/۲۸	۰/۱۰	۵	۰/۳۲	۲	۰/۰۴	۰/۰۰۴	۲/۰۲	۲۸۸/۷	۹/۹	۰/۲
۶	۵/۴۷	۰/۱۳	۶	۰/۳۷	۳	۰/۰۸	۰/۰۰۴	۱/۹۷	۲۵۳/۲	۵/۵	۰/۱
۶	۸/۱۷	۱۱/۷۱	۶	۰/۴۲	۳	۰/۱۶	۰/۰۳۷	۲۴/۱	۳۷۲۲	۱۸	۲۶
۶	۰/۲۲	۰/۰۱	۶	۰/۱۶	۵	۰/۳۵	۰/۰۰۹	۰	۸۶/۷۸	۲/۵	۰/۲
۶	۶/۶۳	۰/۷۷	۶	۰/۲۶	۶	۰/۰۸	۰/۰۱۰	۰	۶۸۶/۶	۱۰	۱/۳



شکل ۶ مقایسه تراوایی مایع به دست آمده با استفاده از روش مورد بررسی در این مطالعه با تراوایی مایع آزمایشگاهی نمونه‌ها.

سازندهای مورد مطالعه می‌باشد (ضریب تعیین بالا نشان‌دهنده همبستگی قوی بین دو پارامتر تراوایی و فشار می‌باشد و بالعکس) و همچنین از یک توزیع نیمه لگاریتمی با معادله برازشی $KI = aK_{gas}^b$ تبعیت می‌کند (شکل ۲). از شیب نمونه‌های محاسبه شده اینگونه برداشت می‌شود که شیب‌های با مقادیر بالا مربوط به نمونه‌های با تراوایی مطلق بالا و نمونه‌های با شعاع منافذ کوچک‌تر می‌باشد (جدول ۷). با وجود تعیین گونه‌سنگی در سازندهای مورد مطالعه جهت کاهش ناهمگنی‌های مخزن و بهبود نتایج حاصل از نمودار تراوایی-فشار، مقادیر ضریب تعیین در هر سه روش تعیین گونه‌سنگی (لورنز، وینلند، شاخص بخش جریان) همچنان کم می‌باشد. در روش شاخص بخش جریان، ۶ کلاس جهت تعیین گونه‌سنگی مشخص گردید. بهترین و بدترین ضریب تعیین به ترتیب متعلق به کلاس ۶ ($R^2=0/98$) و کلاس ۴ ($R^2=0/0006$) می‌باشد (جدول ۵). ضریب تعیین بالا در کلاس ۶ بیشتر به دلیل تعداد کم نمونه‌ها در این کلاس است. ضریب تغییرات محاسبه شده در کلاس ۵ و کلاس ۲ روش شاخص بخش جریان به ترتیب کمترین و بیشترین مقادیر (۰/۲۱ و ۳/۱) را شامل می‌شوند. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت، پراکندگی شیب نمونه‌ها در کلاس ۵ کمتر بوده و شباهت بیشتری نسبت به کلاس‌های دیگر دارند. مزیت نمودار توزیع تجمعی در روش شاخص بخش جریان این است که می‌توان آن را برای هر نوع از متغیرهای گسسته تعریف کرد. از

به این منظور، متوسط شیب تغییرات تراوایی مایع در برابر فشار در هر گونه‌سنگی محاسبه شده و با استفاده از معادله کلینکنبرگ (معادله ۱)، مقادیر تراوایی مایع مشخص گردید. سپس نمودار پراکندگی تراوایی‌های بدست آمده در برابر تراوایی مایع آزمایشگاهی رسم گردید. بدیهی است با توجه به اینکه این دو مقدار در بهترین حالت باید برابر باشند، باید معادله خطی بین آنان برقرار باشد. ضریب تعیین این معادله خطی عدد ۰/۷۷ را نشان داد که عدد مطلوبی است. همچنین ضریب متغیر مستقل برابر ۰/۷۹ و عرض از مبدأ ۱/۱۲ به دست آمد. ضریب متغیر مستقل نزدیک به ۱ و عرض از مبدأ مناسب با توجه به گستره تغییرات تراوایی، همگی نشان داد که روش مورد استفاده برای محاسبه تراوایی مایع در سازندهای مورد بررسی، مناسب بوده است.

بحث

رابطه بین تراوایی و فشار (شیب خط) در معادله کلینکنبرگ تابع عواملی چون تراوایی مطلق، یعنی تراوایی محیط نسبت به یک فاز منفرد که کاملاً محیط را پر کرده است، نوع گاز استفاده شده در اندازه‌گیری مثلاً هوا و شعاع متوسط منافذ سنگ می‌باشد [۳]. رابطه مشاهده شده بین تراوایی گاز و فشار جهت به دست آوردن تراوایی معادل مایع و شیب خط برای تمامی نمونه‌ها بیانگر ضریب تعیین بسیار کم (۰/۰۰۳) به دلیل ناهمگنی بالا در

به‌طور مستقیم و بدون اعمال ضرایب خاصی (برای مثال وجود ضرایب معین در رابطه وینلند (رابطه ۴)) در معادله کلینکنبرگ بر روی شیب خط حاصل از برآزش تراوایی بر حسب فشار تأثیرگذار بوده است. رسم نمودار پراکندگی تراوایی‌های به‌دست آمده با استفاده از این روش در برابر داده‌های آزمایشگاهی تراوایی مایع نشان داد که روش مورد استفاده در پیش‌بینی مقادیر تراوایی مایع کاربرد مطلوبی دارد.

نتیجه‌گیری

نتایج حاصل از این مطالعه نشان داد با استفاده از یک ضریب تصحیح ثابت، نمی‌توان تراوایی معادل مایع را برای کل نمونه‌های یک مخزن کربناته به‌دست آورد. مقادیر ضریب تغییرات به‌دست آمده از روش‌های مختلف تعیین گونه‌سنجی نشان می‌دهد که نمونه‌های با ضریب تغییرات کمتر (شباهت بیشتر از لحاظ شیب خط و ضریب لغزش) مربوط به کلاس ۵ روش شاخص بخش جریان و واحد جریان ۳ در روش لورنز می‌باشد. نتایج حاصل نشان می‌دهد که تعیین گونه‌سنجی با روش‌های مورد استفاده، تأثیر اندکی در بهبود نتایج این آزمایش (تعیین ضریب تصحیح کلینکنبرگ) داشته است. تخلخل، تراوایی و ماتریکس از جمله پارامترهای موثر در ایجاد یک همبستگی قوی بین تراوایی و فشار هستند.

نمونه‌های دارای شیب با مقادیر بالا، بیشتر مربوط به نمونه‌های با تراوایی مطلق مایع بالا و شعاع منافذ کوچک‌تر می‌باشد.

نتایج نشان می‌دهد که تعیین تراوایی معادل مایع، نیازمند انجام آزمایش بر روی تعداد زیادی نمونه می‌باشد. روش مورد استفاده می‌تواند به بهبود نتایج کمک نماید.

آنجایی که تخلخل و تراوایی هم از متغیرهای گسسته محسوب می‌شوند، این نمودار بهترین همبستگی را بین متغیرها نشان می‌دهد.

در روش لورنز ۶ واحد جریانی مشخص شد که کمترین و بیشترین مقادیر ضریب تعیین مربوط به شیب نمونه‌ها در این ۶ واحد جریانی به ترتیب ۰/۰۰۳ در واحد جریانی ۲ و ۰/۱۶ در واحد جریانی ۳ می‌باشد. میانگین ضریب تعیین بدست آمده از روش شاخص بخش جریان، ۰/۳۱ است که نسبت به روش لورنز قابل اطمینان‌تر است. همچنین مقادیر ضریب تغییرات محاسبه شده در روش لورنز، کمترین مقدار (۰/۲۳) مربوط به واحد جریانی ۳ و بیشترین مقدار (۲/۶) مربوط به واحد جریانی ۶ می‌باشد (جدول ۶). از این رو واحدهای با پراکندگی بیشتر و کمتر از لحاظ شیب نمونه‌های موجود در هر واحد شناسایی شدند. تعیین گونه‌سنجی با استفاده از روش وینلند نشان داد که شیب نمونه‌ها تابعی از شعاع قطر گلوگاه حفرات نمی‌باشد. در این روش میانگین ضریب تعیین به‌دست آمده مقادیر کمتری را نسبت به دو روش قبل نشان می‌دهد. مقادیر ضریب تغییرات در این روش تعیین گونه‌سنجی، تقریباً در تمامی کلاس‌ها یکسان (۲/۸) می‌باشد (جدول ۳). بنابراین می‌توان نتیجه گرفت بهترین روش تعیین گونه‌سنجی که به بهبود مقادیر ضریب تصحیح کلینکنبرگ کمک می‌کند، روش شاخص بخش جریان است. خصوصیات هندسی فضای خالی از جمله عوامل اصلی کنترل‌کننده پارامتر جریان سیال در سنگ‌های مخزن می‌باشند که شاخص کیفیت مخزن^۱ این پارامترها را تعریف می‌کند. با توجه به اینکه شاخص کیفیت مخزنی از پارامترهای موجود در رابطه شاخص بخش جریان می‌باشد، می‌توان خصوصیات هندسی فضای خالی را از عوامل موثر بهبود مقادیر ضریب تعیین در روش شاخص بخش جریان دانست. همچنین این نتیجه حاصل می‌شود که تنها پارامترهای تخلخل، تراوایی و نسبت فضاهای خالی به ماتریکس^۲

1. Reservoir Quality Indicator, RQI

2. Pore to Matrix Ratio, PMR

مراجع

- [1]. Tanikawa W, Shimamoto T (2006) Klinkenberg effect for gas permeability and its comparison to water permeability for porous sedimentary rocks, *Hydrology and Earth System Sciences*, 3: 1315–1338.
- [2]. Klinkenberg L J (1940) The permeability of porous media to liquids and gases, *API Drilling and Production Practice*, 200-213.
- [3]. Ahmad T, Ghasemi S, Daneshfar M (2010) *Reservoir Engineering handbook*, 4th Ed. Tehran: Gahankatab, 2010.
- [4]. Konert G, Afifi A M, Al-Hajri A, Droste H (2001) Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate, AAPG, Memoir 74, Chapter 24.
- [5]. Sharland P, Archer R, Casey D, Davies R, Hall S, Heward A, Horbury A, Simmons M (2001) A proposed sequence stratigraphy for the Phanerozoic succession of the Arabian Plate: Mesozoic and Cenozoic sequences, Special Publication, 2: Bahrain, *GeoArabia*, 371.
- [6]. Mohammadi-Dehcheshmehi S, Adabi M H, Hejazi S H (2013) Depositional facies and geochemistry of the Kangan Formation in the South Pars Field, Persian Gulf (Iran), Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 297-307.
- [7]. Ghazban F (2007) *Petroleum geology of the Persian Gulf*, Joint publication, Tehran University Press and National Iranian Oil Company, Tehran.
- [8]. Ghorbani M (2019) *Lithostratigraphy of Iran*. Springer, Berlin.
- [9] Rahimpour Bonab H, Asadi-Eskandar A, Sonei R (2009) Controls of Permian-Triassic boundary over reservoir characteristics of South Pars Gas Field, *Persian Gulf Geological journal*, 44, 3: 341-364.
- [10]. Tavakoli V (2015). Chemostratigraphy of the permian–triassic strata of the offshore Persian Gulf, Iran. In *Chemostratigraphy*, 373-393, Elsevier.
- [۱۱]. توکلی و، رحیم‌پوربناب ح، سحاب پیغمبر دوست م. (۱۳۹۷) بررسی اهمیت محاسبه ضرایب معادله وینلند در سازندهای مخزنی کربناته، مطالعه موردی سازندهای کنگان و دالان، بخش مرکزی خلیج فارس، پژوهش نفت ۲۸، ۹۷-۱؛ صفحات ۴-۱۴.
- [12] Tavakoli V (2018) *Geological core analysis, Application to Reservoir Characterization*, SpringerBriefs in Petroleum Geoscience and Engineering; 99.
- [۱۳]. کمالی م. ر، پرهام س.، فیاضی ف. ا. (۱۳۹۱) بررسی رخساره‌ها، محیط‌های رسوبی و دیاژنز کربنات‌های بالای سازند دالان در خلیج فارس، نشریه علوم زمین، شماره ۸۶؛ ۲۰۳-۲۱۲.
- [14]. Nazemi M, Tavakoli V, Rahimpour-Bonab, Hosseini M, Sharifi-Yazd (2018) The effect of carbonate reservoir heterogeneity on Archie's exponents (a and m), an example from Kangan and Dalan gas formations in the central Persian Gulf, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 59: 297-308.
- [15]. Insalaco E, Virgone A, Courme B, Gaillot J, Kamali M, Moallemi A, Monibi S (2006) Upper dalan member and kangan formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran, depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture, *GeoArabia*, 11, 2: 75-176.
- [16]. Cantrell D L, Hagerty R M (2003) Reservoir rock classification, Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia, *GroArabia*, 8: 3.
- [17]. Winland H D (1972) Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn Field, Saskatchewan. Amoco Production Research Report, F72-G-25.
- [18]. Abbaszadeh M, Fujii H, Fujimoto F (1996) Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications, *SPE Formation Evaluation*, 11, 4: 263-271.
- [19]. Ebanks W x J (1987) The flow unit concept-an integrated approach to reservoir description for engineering projects, AAPG Annual Convention 71, Los Angeles, California, 551-556.
- [20]. Amaefule J O, Altunbay M, Tiab D, Kersey D. G, Keelan D K (1993) Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, *SPE* 26436.
- [21]. Svirsky D, Ryazanov A, Pankov M, Corbett P, Posysoev A (2004) Hydrolic flow units resolve reservoir descripton challenges in a Siberian oil field, *SPE* 87056.
- [22]. Gomes J S, Ribeiro M T, Strohmenger C J, Negahban S, Kalam M Z (2008) Carbonate reservoir rock typing, The link between geology and SCAL, *SPE* 118284.
- [23]. Gunter G W, Finneran J M, Hartmann D J, Miller J D (1997) Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method, *SPE* 38679.
- [24]. Rahimpour-Bonab H, Enayati-Bidgoli A H, Navidtalab A, Mehrabi H (2014) Appraisal of intra reservoir barriers in the Permo-Triassic successions of the Central Persian Gulf, Offshore Iran, *Geologica Acta*, 12: 87–107.



Calculation of Klinkenberg Correction Coefficient and the Effect of Rock typing on its Results, Kangan and Dalan Formations in the Central Part of the Persian Gulf

Bahare Ghamati, Vahid Tavakoli* and Hossain Rahimpour-Bonab

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

vtavakoli@ut.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2021.4406.3003

Received: March/04/2021

Accepted: August/19/2021

Introduction

Reservoir characterization is one of the vital tasks in reservoir exploration and field development. In this regard, permeability determination is very important and also more difficult to measure, compared to other reservoir properties. Common methods of determining permeability are measuring absolute air and liquid permeability at core full saturation. In core laboratories, gases, especially dry air, are used to measure absolute permeability due to convenience, time and very low cost, the possibility of measuring in a very wide range of permeabilities, high operating speed, neutrality of the gas and low sensitivity to temperature changes. Due to the differences in the physical and chemical properties of gas and liquid, the absolute permeability of these two fluids is different which has a great effect on the evaluation and production of oil and gas from reservoirs. Therefore, the corrected Klinkenberg permeability, which is equivalent to liquid permeability [1], is used in reservoir studies. Klinkenberg, in 1940, discovered that the values of air permeability are different from those of liquid permeability, and that the former is always larger than the latter [2]. He assumed that the velocity of liquid fluids at the surface of the grains is zero and the velocity of the gases is limited. In other words, the gases sliding on the surface of the grain. It is also found out that in a given porous medium, the calculated permeability decreases by increasing mean pressure. The average pressure is obtained by adding two upstream and downstream

pressures, divided by two [3]. Determining the permeability of a liquid such as water or oil requires saturating the rock sample with proper fluid and is a time consuming process. Also, in most cases, preparation of formation fluid is a difficult process. In addition, the rock may react with an artificial fluid (for example, salt water). The combination of these factors indicates the need for corrected permeability measurements of Klinkenberg (liquid equivalent) on rock samples. The geological and petrophysical properties of the samples in carbonate reservoirs are very different due to high heterogeneity. Therefore, dividing the reservoir samples into homogeneous units causes more similarity in terms of Klinkenberg effect on permeability of the rocks. Despite the importance of such classifications, there is no standard and accepted way to determine these rock types to reduce heterogeneity of the rocks. In this study, the effect of Klinkenberg correction on the samples of Kangan and Dalan formations in the central part of the Persian Gulf is investigated. Due to the heterogeneity of the studied reservoir, rock types were identified. Then, the coefficient of variation (CV) parameter was calculated between the slopes of pressure-permeability fitted lines. Three different methods of determining the rock types including Winland, flow zone indicator (FZI) and Lorenz were examined. The CV of the slopes of the samples in each rock types was compared with other rock types to determine the best method for evaluating the heterogeneity for testing and calculating

the Klinkenberg correction in this heterogeneous reservoir.

Materials and Methods

The data of this study are provided from a well located in the central part of the Persian Gulf. A total of 1245 porosity and permeability data were obtained from routine core analysis. From these samples, permeabilities of 111 plugs were measured at 4 different pressures. Results were used to plot the pressure (1/p) versus permeability diagram and calculating the fluid equivalent permeability. Then, the slopes of the lines and the CV of these slopes were calculated in each rock type, in order to find out the dispersion of the samples. Determination of rock types by Winland, flow zone indicator and Lorenz method is based on porosity and permeability data.

Results and Discussions

First, absolute gas permeability was measured for 111 samples at 4 different pressures. Then, the permeability diagram in terms of 1/p was drawn for the mentioned samples. A line was fitted between gas permeability and pressure, and its coefficient of determination (R^2) was calculated (Fig.1). The slope of the line (c) was obtained using statistical relationships for each sample. The CV was calculated for the slopes in each rock type (Table 1). In the meantime, 5 out-of-range samples were removed. Also, in order to find the dispersion, standard deviation and mean of the samples were calculated to determine the CV for each rock type. The relationship between permeability and pressure

in the Klinkenberg equation is a function of absolute permeability, i.e., the permeability of the rock for a single phase that completely saturates the porous medium, the type of gas used to measure permeability such as air and the average radius of pores. The observed relationship between gas permeability and pressure to obtain equivalent liquid permeability and line slope for all samples indicates a very low R^2 (0.003) due to high heterogeneity in the studied formations. It has also a semi-logarithmic distribution with $Kl = aK_{gas}^b$ equation. From the calculated slope of the samples, it is understood that the high slopes are related to the samples with high absolute permeability and the samples with smaller pore radius. Rock types were determined in the studied formations to reduce the reservoir heterogeneity and improve the permeability-pressure correlations, but the values of the CV in all three methods (Lorenz, Winland and flow zone indicator) are still low. Determination of rock types using flow zone indicator method showed that the slope of the sample is a function of permeability, porosity and matrix without applying specific coefficients in the flow zone indicator equation. In this method, the average R^2 shows higher values compared with two other methods of Winland and Lorenz.

Finally, liquid permeabilities of the samples were calculated using the average slope of the lines in each rock type. Results were plotted versus the laboratory measured data. High R^2 value (0.77) as well as low y-intercept and optimum value of the slope (0.79), all indicate the high performance of the method.

Table 1 Minimum, average and maximum values of gas permeability in the studied well.

Statistical parameter	Minimum	Average	Maximum
Gas permeability	0.007	9.22	247.21

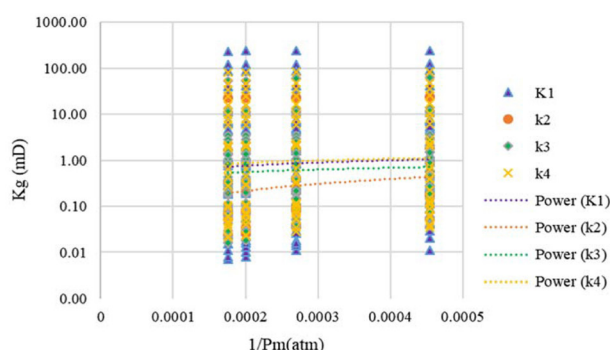


Fig.1 Diagram of variations in gas permeability and mean pressure for all samples and parameters for determining the liquid equivalent permeability with the Klinkenberg equation (Kl, C).

Using the Klinkenberg equation, without direct instrumental measurements, the equivalent liquid permeability of the samples cannot be obtained only by using a constant coefficient. Class 5 of the FZI and flow unit 3 of the Lorenz method have lower CV, more similarity of slopes and slip coefficient compared with

all other rock types and units. The results show that determination of rock types by the used methods had little effect on improving the results of this experiment (determination of the Klinkenberg correction factor). Porosity, permeability and matrix are the most effective parameters in creating a strong correlation between

permeability and pressure. The samples with high slope values are mainly related to the high absolute permeability and smaller pore radius. Results indicate that determining the fluid equivalent permeability requires testing on a large number of samples.

References

1. Tanikawa W and Shimamoto T (2006) Klinkenberg effect for gas permeability and its comparison to water permeability for porous sedimentary rocks, *Hydrology and Earth System Sciences*, 3: 1315–1338.
2. Klinkenberg L J (1940) The permeability of porous media to liquids and gases. *API Drilling and Production Practice*, 200-213.
3. Ahmad T, Ghasemi S, Daneshfar M (2010) *Reservoir Engineering handbook*, 4th Ed. Tehran: Gahankatab.