مقایسه ویژگی‌های مخزنی و شبکه منفذی افق‌های آهکی و دولومیتی؛ مطالعه موردی: مخازن گازی کنگان و دالان در میدان پارس جنوبی

پیمان بازوند[1]* و علی کدخدایی[2]

۱- اداره زمین‌شناسی، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

۲- گروه علوم زمین، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۴/۳/۱۸ تاریخ پذیرش: ۹۴/۸/۱۱

چکیده

میدان گازی پارس جنوبی، که میزبان بزرگ‌ترین ذخایر گازی جهان است، روی خط مرزی مشترک ایران-قطر در آب‌های خلیج فارس واقع شده است. سنگ مخزن اصلی این میدان بخش فوقانی سازند دالان (دالان بالایی) و سازند کنگان با سن پرموتریاس است. لیتولوژی عمده این توالی کربناته و متشکل از سنگ آهک و دولومیت می‌باشد. دولومیتی شدن یکی از مهم‌ترین پدیده‌های دیاژنزی است که بر توالی فوق تاثیر گذاشته و باعث تغییر مشخصه‌های مخزنی و شبکه منفذی شده است. در این مطالعه برخی مشخصه‌های مخزنی و شبکه منفذی مانند تخلخل، تراوایی، اندازه منافذ و اندازه گلوگاه‌های منافذ برای واحدهای آهکی و دولومیتی توالی کنگان و دالان بالایی در میدان گازی پارس جنوبی بررسی و مقایسه شده‌اند. نتایج نشان می‌دهند که در واحدهای دولومیتی، علی‌رغم تخلخل کم‌تر و منافذ کوچک‌تر، به‌دلیل اینکه گلوگاه‌های منافذ بزرگ‌تر هستند و به عبارتی منافذ به‌وسیله گلوگاه‌های بزرگ‌تری بهم مرتبط هستند، تراوایی بیشتر بوده و از کیفیت مخزنی بالاتری در مقایسه با واحدهای آهکی برخوردار هستند.

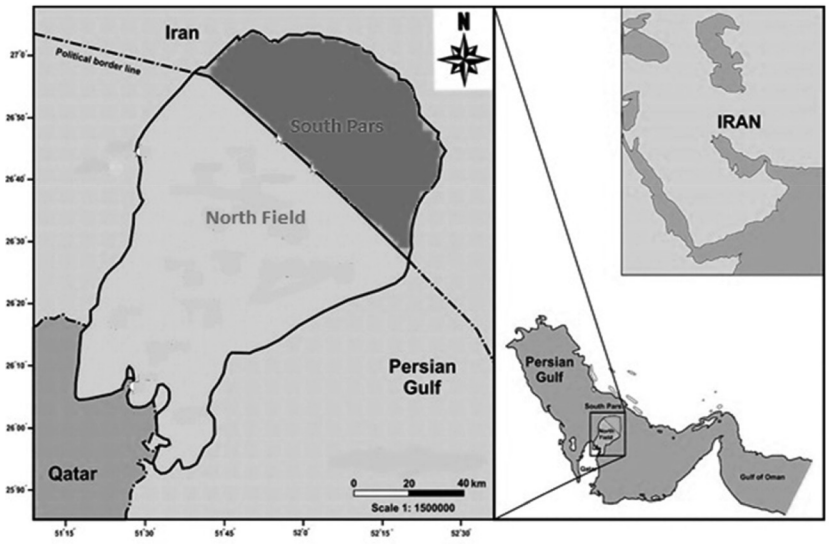
کلمات کلیدی: ویژگی‌های مخزنی، شبکه منفذی، تخلخل، تراوایی، اندازه منافذ، اندازه گلوگاه منافذ.

مقدمه

میدان گازی فوق عظیم پارس جنوبی روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در خلیج فارس قرار دارد(شکل ۱). این میدان در سال ۱۹۹۱ میلادی در بخش ایرانی کشف شد[۱]، در حالی‌که بخش قطری آن با نام گنبد شمالی[1] در سال ۱۹۷۱ میلادی کشف شده بود[۲]. وسعت کل میدان بالغ بر $10000\ km^2$ است که $3700\ km^2$ آن متعلق به ایران است. ذخایر میدان پارس جنوبی بیش از ۱۴ تریلیون متر مکعب گاز، معادل ۶٪ کل ذخیره گاز جهان و ۵۰٪ ذخایر گازی ایران، به همراه ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی است[۳]. سنگ مخزن گازی میدان پارس جنوبی، سازندهای دالان و کنگان به سن پرموتریاس است.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی Bazvand@gmail.com

1. North Dome



شکل۱ موقعیت میدان پارس جنوبی(ایران) و گنبد شمالی(قطر) که میزبان بزرگ‌ترین ذخایر گازی جهان هستند.

توالی کربناته پرموتریاس مهم‌ترین سنگ مخزن ذخایر گازی ناحیه خلیج فارس و نواحی اطراف را تشکیل می‌دهند[۴]. کیفیت مخزنی رخساره‌های کربناته متاثر از دو عامل محیط رسوبی و پدیده‌های دیاژنزی است. دولومیتی شدن[1] یکی از مهم‌ترین و شایع‌ترین پدیده‌های دیاژنزی است که توالی مخزنی کنگان و دالان در میدان پارس جنوبی را تحت تاثیر قرار داده است به گونه‌ای که بیش از ۵۰٪ از ضخامت توالی فوق از دولومیت تشکیل شده است. این پدیده دیاژنزی می‌تواند سازنده، مخرب و یا بی‌تاثیر بر کیفیت مخزنی باشد که در ادامه در مورد تاثیر این پدیده بر کیفیت مخزنی سازندهای کنگان و دالان در میدان پارس جنوبی بحث خواهد شد.

موقعیت تکتونیکی

در حوضه رسوبی زاگرس- خلیج فارس، بلندهای قدیمه[2] متعددی وجود دارند که در واقع پله‌های پی‌سنگی با روند کلی شمالی- جنوبی هستند. این بلندها تاثیر خود را بر محیط‌های رسوبی قدیم به صورت تغییرات رخساره‌های رسوبی، تغییرات ضخامت و مقدار فرسایش گذاشته‌اند و گاهی به‌عنوان مکان‌هایی مناسب برای تجمع هیدروکربن نیز عمل کرده‌اند. یکی از این بلندهای شناخته شده در حوضه رسوبی زاگرس- خلیج فارس، بلندای قطر- فارس یا بلندای گاوبندی است که از جنوب شبه جزیره قطر تا جنوب ناحیه فارس در کمربند چین‌خورده زاگرس امتداد دارد و با گسل‌های رازک در شرق و گسل نظام‌آباد[۵] یا گسل قطر- کازرون[۶ و ۷] در غرب محدود می‌شود. چون عمده میادین هیدروکربوری با کیفیت منطقه روی بلندای قطر- فارس(گاوبندی) قرار دارند و از طرف دیگر، اکتشاف ذخایر گازی در افق دهرم(سازندهای کنگان و دالان) در میادین واقع بر این بلندا موفقیتی چشم‌گیر داشته است، بلندای فوق بسیار مهم است. عملکرد بلندای قطر- فارس در زمان پرمین و تریاس باعث تفاوت رخساره و در نتیجه تفاوت ویژگی‌های مخزنی توالی رسوبی روی بلندا با اطراف آن شده است، به‌طوریکه نقشه توزیع زون‌های متخلخل در افق‌های تریاس و پرمین حاکی از کاهش ویژگی‌های مخزنی از میادین واقع در محدوده بلندا به سمت اطراف و میادین خارج از محدوده است[۸].

1. Dolomitization
2. Paleo High

ساختمان زمین‌شناسی پارس جنوبی یکی از قله‌های برآمده روی بلندای قطر- فارس است که یال‌های ملایم دارد و در واقع تداومی از پلانج شمال شرقی ساختمان فوق عظیم در شمال شرق شبه‌جزیره قطر است که با عنوان "گنبد شمالی قطر"[1] شناخته شده است.

داده‌ها و روش کار

برای این مطالعه از اطلاعات کمّی متعلق به ۶ چاه میدان پارس جنوبی استفاده شده است. این اطلاعات عبارت‌اند از: تخلخل و تراوایی مغزه، چگالی ذرات[2]، اندازه منافذ، اندازه گلوگاه منافذ، نتایج آنالیز XRD، مقدار گاز ثبت‌شده حین حفاری، نمودارهای چاه‌پیمایی و مقاطع نازک میکروسکوپی(جدول ۱). چون هدف این مطالعه بررسی نقش و تاثیر لیتولوژی(آهک و دولومیت) بر برخی ویژگی‌های مخزنی و شبکه منفذی و نحوه ارتباط این مشخصه‌ها با هم‌دیگر است، ابتدا واحدهای آهکی و دولومیتی تفکیک شدند. برای تفکیک آهک و دولومیت از اطلاعات کمّی مقدار چگالی ذرات به‌دست‌آمده از آنالیز مغزه استفاده و برای کنترل صحت و درستی این کار از نمودارهای چاه‌پیمایی و نتایج آنالیز XRD کمک گرفته شده است. پس از تفکیک واحدهای آهکی و دولومیتی و مشخصه‌های مخزنی هر کدام از این لیتوفاسیس‌ها، ارزیابی کمّی و کیفی انجام و در نهایت، با ترسیم شکل‌ها و دیاگرام‌های مختلف، نقش لیتولوژی در کیفیت مخزنی مقایسه و بررسی شده است.

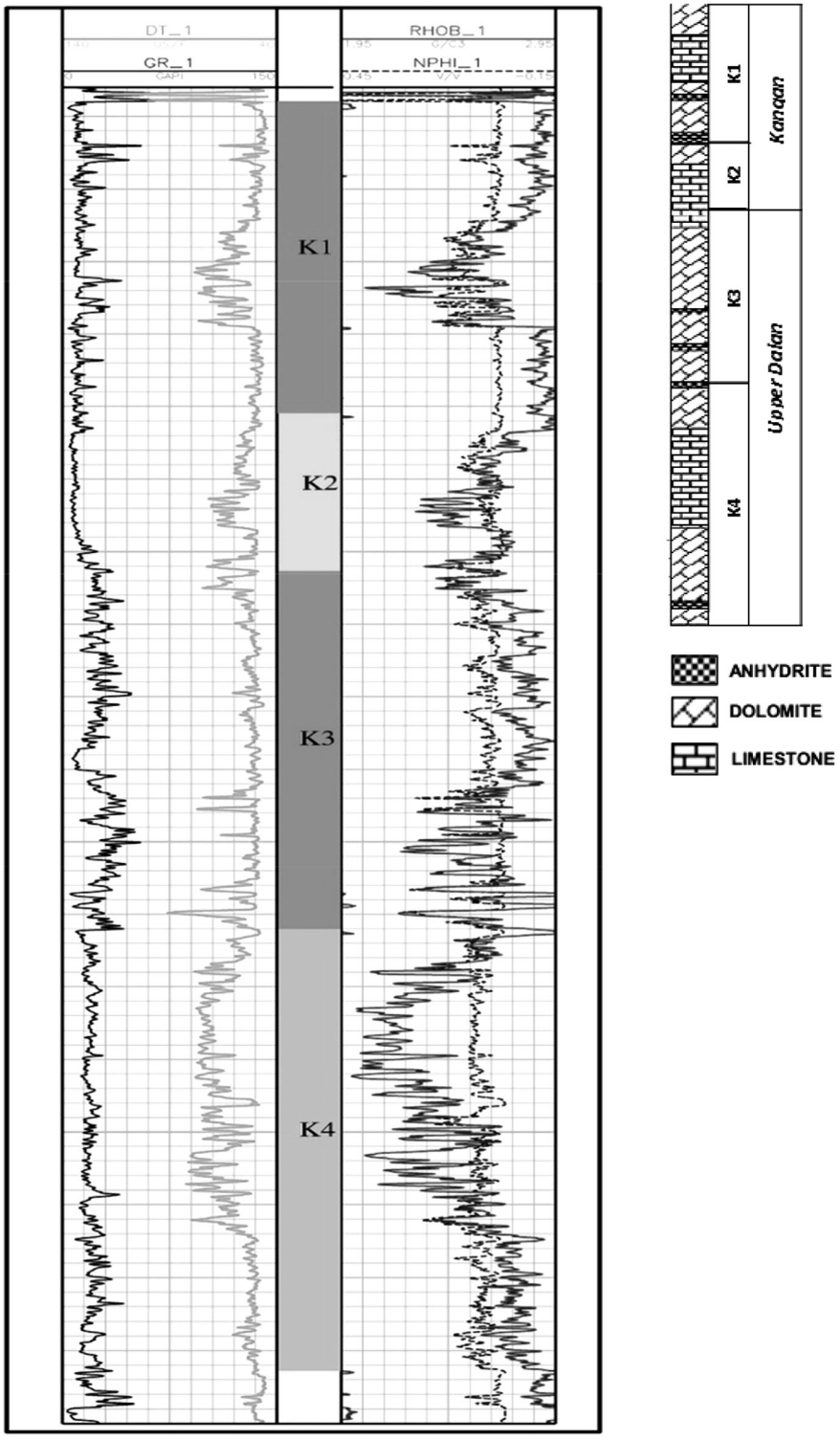
خصوصیات مخزنی سازندهای کنگان و دالان

در میدان پارس جنوبی، همانند بسیاری از میادین ناحیه فارس و خلیج فارس، سازندهای کنگان و دالان سنگ مخزن ذخایر عظیم گازی ناحیه هستند. چون هیچ‌گونه لایه نفوذناپذیری به‌طور موثر این دو سازند را از هم جدا نمی‌کند، مخزنی واحد در نظر گرفته می‌شوند. لیتولوژی اصلی سازندهای کنگان و دالان بالایی سنگ آهک و دولومیت است که بعضا با میان لایه‌هایی از شیل و انیدریت همراه هستند، اما بخش تشکیل‌دهنده سنگ مخزن همان واحدهای آهکی و دولومیتی است(شکل ۲ راست). از لحاظ مخزنی سازند کنگان و بخش فوقانی سازند دالان به چهار واحد مخزنی K1، K2، K3 و K4 تقسیم می‌شود(شکل ۲ چپ). در اشکال ۳ و ۴ مقادیر تخلخل وتراوایی، ضخامت، حداکثر گاز ثبت شده و نمودار تخلخل و تراوایی این چهار واحد مخزنی در چاه‌های مطالعه شده میدان پارس جنوبی آورده شده است.

جدول ۱ اطلاعات استفاده شده به تفکیک چاه‌ها به‌همراه تعداد نمونه‌های آنالیزشده برای هر مشخصه.

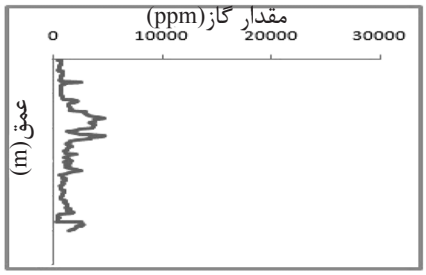
داده‌ها و روش‌ها	تعداد نمونه‌ها	چاه‌های مورد استفاده
تخلخل و تراوایی مغزه	۱۰۷۹	A, B, C, D, E, F
چگالی ذرات(چگالی ماتریکس)	۵۳۵	A, C, E, F
اندازه منافذ(به‌دست آمده از روش تحلیل تصاویر میکروسکوپ SEM)	۷۱	C, D
اندازه گلوگاه‌های منافذ(به‌دست آمده از آنالیز تزریق جیوه)	۶۴	C, D
داده‌های XRD	۱۰۰	C, D
نمودارهای چاه‌پیمایی		A, B, C, D, E, F
اطلاعات ثبت گاز حین حفاری(به‌دست آمده از mud logging)		B

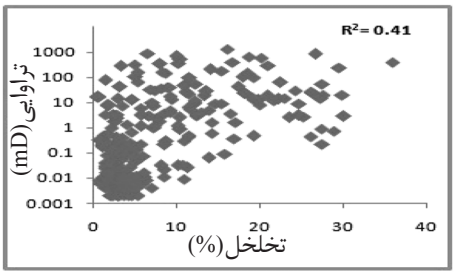
1. Qatar North Dome
2. Grain Density



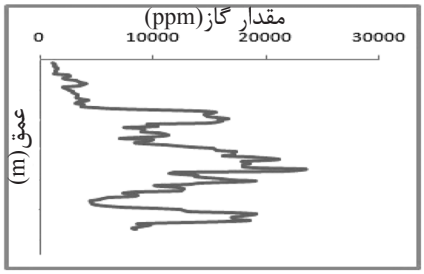
شکل۲ تقسیم‌بندی مخزنی سازندهای کنگان و دالان بالایی به واحدهای K1 ، K2، K3 و K4 براساس ویژگی‌های پتروفیزیکی(چپ) و نمایش لیتولوژی اصلی هر کدام از واحدها(راست).

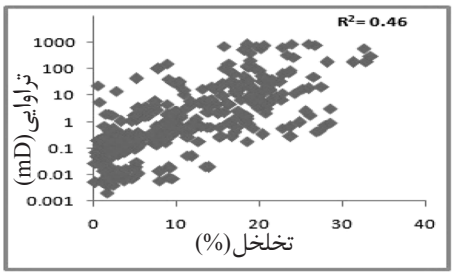
Thick (m)	Porosity (%)			Permeability (md)			Mean Total Gas (ppm)
	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	
110	0.6	36	7	0	1343	32	1470





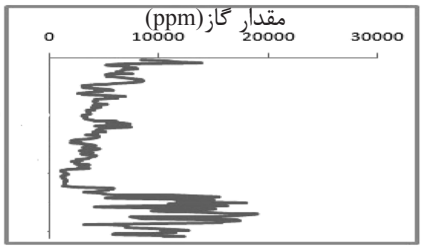
Thick (m)	Porosity (%)			Permeability (md)			Mean Total Gas (ppm)
	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	
42	0.2	33.5	10	0	866	35	10100

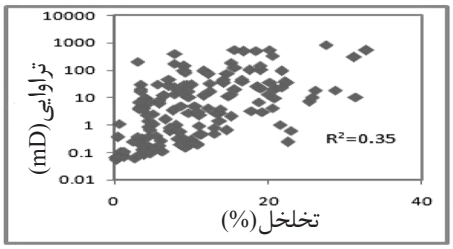




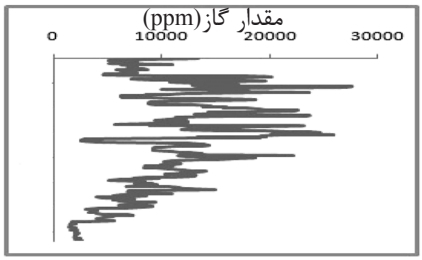
شکل ۳ مقایسه ضخامت، تخلخل و تراوایی واحدهای مخزنی K1(بالا) و K2(پایین) سازند کنگان در چاه‌های مطالعه‌شده میدان پارس جنوبی به‌همراه متوسط مقدار گاز ثبت‌شده حین حفاری در یکی از چاه‌های میدان. نمودارهای سمت راست کراس پلات تخلخل و تراوایی‌اند و نمودارهای سمت چپ مقدار گاز ثبت‌شده حین حفاری را نشان می‌دهند.

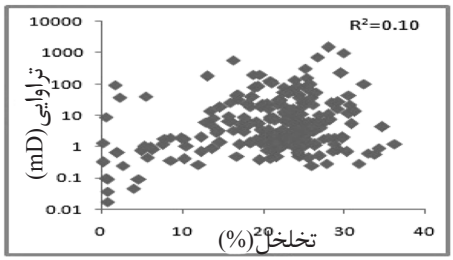
Thick (m)	Porosity (%)			Permeability (md)			Mean Total Gas (ppm)
	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	
120	0.26	33	10	0.05	834	47	6100





Thick (m)	Porosity (%)			Permeability (md)			Mean Total Gas (ppm)
	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	
165	0.18	36	20	0.01	1472	35	10025





شکل ۴ مقایسه ضخامت، تخلخل و تراوایی واحدهای مخزنی K3(بالا) و K4(پایین) سازند دالان در چاه‌های مطالعه‌شده میدان پارس جنوبی به‌همراه متوسط مقدار گاز ثبت‌شده حین حفاری در یکی از چاه‌های میدان. نمودارهای سمت راست کراس پلات تخلخل و تراوایی‌اند و نمودارهای سمت چپ مقدار گاز ثبت‌شده حین حفاری را نشان می‌دهند.

مشخصه‌های ارزیابی‌شده

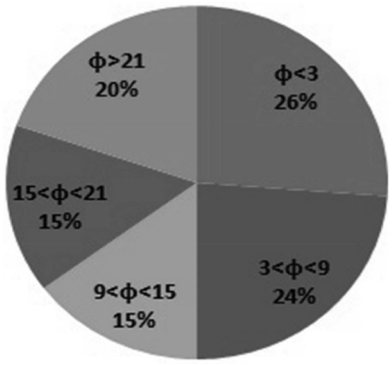
همان‌گونه که گفته شد هدف از این مطالعه بررسی تاثیر لیتولوژی بر خواص مخزنی و به عبارتی مقایسه خواص مخزنی واحدهای آهکی و دولومیتی است. مشخصه‌هایی که در این مطالعه ارزیابی و مقایسه شده‌اند تخلخل، تراوایی، اندازه منافذ و اندازه گلوگاه‌های منافذاند که در ادامه هر کدام از آنها برای واحدهای آهکی و دولومیتی سازند کنگان و بخش فوقانی سازند دالان(دالان بالایی) در میدان گازی پارس جنوبی جداگانه بررسی و در نهایت مقایسه می‌شوند. برای تفکیک و شناسایی واحدهای آهکی و دولومیتی، از اطلاعات چگالی ذرات(به‌دست آمده از آنالیز مغزه) استفاده شده است. بر این اساس، پس از تفکیک واحدهای آهکی و دولومیتی، مقادیر کمّی پارامترهای مورد نظر برای هر کدام از این واحدها استخراج گردید.

تخلخل

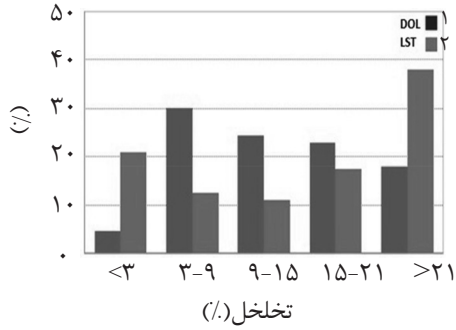
برای ارزیابی تخلخل سازندهای کنگان و دالان از دیدگاه کمّی، از داده‌های تخلخل مغزه ۱۰۷۹ پلاگ مغزه ۶ چاه حفرشده در میدان استفاده شده است. براساس این داده‌ها، میانگین تخلخل کل توالی گفته شده حدود ۱۱٪ است. میانگین تخلخل برای سازند کنگان ۸/۵٪ و برای دالان بالایی ۱۶/۵٪ می‌باشد. شکل ۵ نمودار پراکندگی تخلخل مغزه کل داده‌ها را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است ۷۴٪ داده‌ها تخلخل بالای ۳٪ و ۵۰٪ تخلخل بالای ۹٪ دارند. براساس داده‌های موجود، مقدار تخلخل نمونه‌های آهکی کل توالی گفته‌شده ۰/۲ تا ۳۶ ٪ و میانگین تخلخل حدود ۱۵٪ و برای نمونه‌های دولومیتی تخلخل ۰/۴ تا ۳۳/۵٪ و میانگین آن ۱۳/۵٪ است. تخلخل نمونه‌های آهکی عمدتا بیش از ۲۱٪ و نمونه‌های دولومیتی عمدتا ۹-۱۵٪ است(شکل ۶).

تراوایی

براساس داده‌های موجود(۱۰۷۹ نمونه)، میانگین تراوایی سازند کنگان و بخش فوقانی سازند دالان در میدان پارس جنوبی حدود ۳۶ md است.

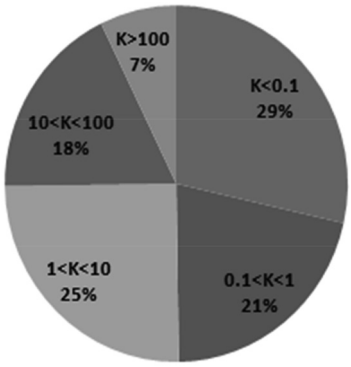


شکل ۵ توزیع و پراکندگی رده‌های مختلف تخلخل در سازند کنگان و بخش فوقانی سازند دالان در میدان پارس جنوبی.



شکل ۶ فراوانی و پراکندگی رده‌های مختلف تخلخل و مقایسه آنها در واحدهای آهکی و دولومیتی سازند کنگان و بخش فوقانی سازند دالان در میدان پارس جنوبی. دیده می‌شود که تخلخل نمونه‌های سنگ آهک از دولومیت بهتر است.

این مقدار برای سازند کنگان حدود ۳۴ و برای دالان بالایی حدود ۴۰ md است. شکل ۷ نمودار پراکندگی تراوایی مغزه برای کل داده‌ها(کنگان و دالان بالایی) را نشان می‌دهد. دیده می‌شود که ۵۰٪ نمونه‌ها تروایی بالای ۱ md و ۲۵٪ آنها تراوایی بیش از ۱۰ md دارند. همچنین نتایج نشان می‌دهند که مقدار تراوایی در نمونه‌های آهکی ۰/۰۲ تا ۳۱۷ md و میانگین تراوایی حدود ۷ md و در نمونه‌های دولومیتی، مقدار تراوایی ۰/۰۶ تا ۱۴۷۲ md و میانگین آن ۸۲ md است. بنابراین واحدهای دولومیتی، علی‌رغم تخلخل کم‌تر، تراوایی بهتری دارند که دلیل آن ماهیت تخلخلی این دو نوع لیتولوژی است. واحدهای دولومیتی عمدتا تخلخل بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری مرتبط به هم دارند، اما تخلخل واحدهای آهکی عمدتا قالبی و معمولا ایزوله است و فقط زمانی می‌توانند موجب تراوایی بالا شوند که با شکستگی‌ها به هم مرتبط شوند.



شکل ۷ توزیع و پراکندگی رده‌های مختلف تراوایی در سازند کنگان و دالان میدان پارس جنوبی.

نمونه‌های دولومیتی عمدتا تراوایی بیش از ۱۰ md دارند در حالیکه تراوایی نمونه‌های آهکی کم‌تر و عمدتا کم‌تر از ۱۰ md است(شکل ۸). شکل ۹ ارتباط تخلخل و تراوایی کل داده‌ها را نشان می‌دهد. دیده می‌شود که دولومیت، علی‌رغم تخلخل کم‌تر، تراوایی بیش‌تری دارد. از طرف دیگر ارتباط تخلخل وتراوایی در افق‌های آهکی رفتاری پراکنده‌تر را نشان می‌دهد.

شبکه منفذی

نفوذپذیری یا تراوایی مقدار و قدرت عبور سیال در سنگ مخزن را نشان می‌دهد. این خصوصیت تابعی از نحوه ارتباط و اندازه گلوگاه‌های منافذ در سنگ مخزن است. گلوگاه‌ها تراوایی را کنترل می‌کنند و تراوایی معیاری بسیار مهم در بررسی رفتار تولید از مخزن و تعیین روش‌های بهینه بازیافت محسوب می‌شود؛ بنابراین گلوگاه‌ها عامل مهم و کلیدی در نحوه رفتار سنگ مخزن هیدروکربنی هستند. در اینجا اندازه منافذ و خلل‌وفرج و هم‌چنین اندازه گلوگاه یا دهانه منافذ در نمونه‌های آهک و دولومیت مقایسه می‌شوند. اندازه منافذ براساس تحلیل تصاویر با میکروسکوپ الکترونی(SEM) و اندازه گلوگاه منافذ براساس نتایج تزریق جیوه به دست آمده‌اند.

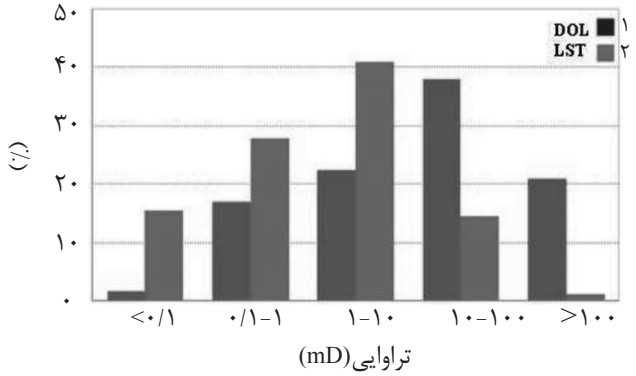
اندازه منافذ

اندازه منافذ و اندازه گلوگاه‌های منافذ نمونه‌های آهکی و دولومیتی با هم تفاوت دارند. براساس داده‌های در دسترس، منافذ نمونه‌های آهکی عمدتا درشت(درشت‌تخلخل) با قطر بیش از ۲۵۰ میکرون‌اند. توزیع و پراکندگی متوسط اندازه منافذ(درشت، متوسط و ریز) نمونه‌های آهکی و دولومیتی در شکل ۱۰ ترسیم شده است. همان‌گونه که دیده می‌شود، قطر ۴۵٪ منافذ موجود در نمونه‌های آهکی بیش از ۲۵۰ میکرون و قطر ۸۸٪ منافذ، بیش از μ ۲۵ است و به عبارتی ۸۸٪ تخلخل‌ها از نوع متوسط و درشت‌اند. اما در نمونه‌های دولومیتی متوسط اندازه منافذ قدری کم‌تر است، به طوری‌که دراینجا تخلخل‌ها عمدتا(حدود ۶۰٪ کل منافذ) اندازه متوسط و قطری بین ۲۵ تا μ ۲۵۰ دارند. بنابراین با اینکه در هر دو نوع لیتولوژی انواع تخلخل ریز، متوسط و درشت وجود دارند، به‌طور متوسط و میانگین، خلل و فرج نمونه‌های آهکی درشت‌تراند.

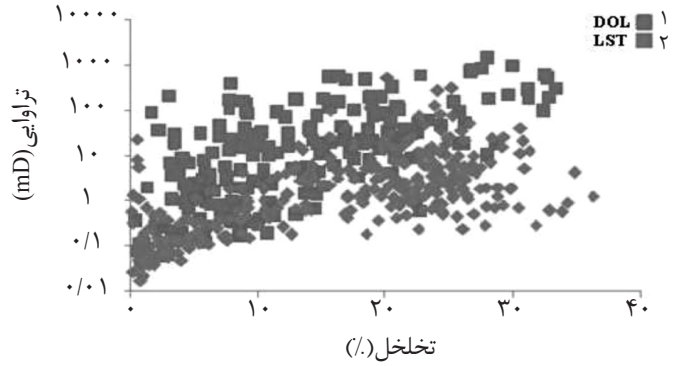
علت بزرگ‌تر بودن منافذ در واحدهای آهکی نوع و ماهیت تخلخل‌های آنهاست. با توجه به اینکه تخلخل قالبی فراوان‌ترین نوع تخلخل در واحدهای آهکی توالی کنگان و دالان در میدان پارس جنوبی است و چون اندازه این نوع تخلخل از تخلخل‌های بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری(تخلخل‌های اصلی واحدهای دولومیتی) بزرگ‌تر است، طبیعی است که متوسط اندازه منافذ در واحدهای آهکی بیش از واحدهای دولومیتی باشد.

اندازه گلوگاه منافذ

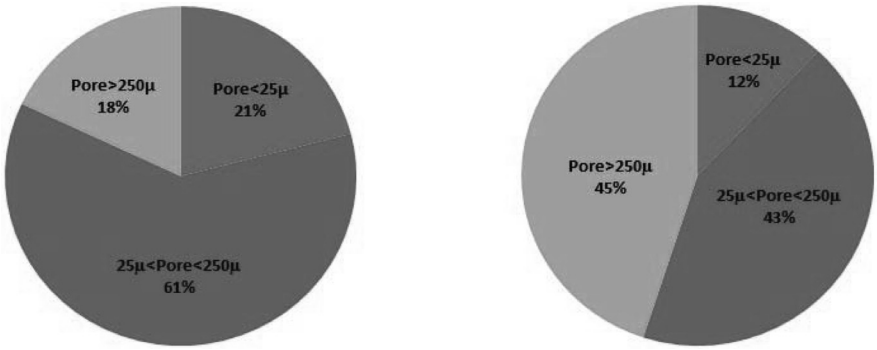
یکی دیگر از مشخصه‌های مهم و کلیدی در مطالعات شبکه منفذی اندازه گلوگاه منافذ است که تاثیر زیادی بر تراوایی دارد. برای اطلاع از اندازه گلوگاه منافذ، نحوه توزیع و پراکندگی و در نهایت بررسی و مقایسه آن در واحدهای آهکی و دولومیتی، از نتایج و داده‌های تزریق جیوه ۶۴ نمونه پلاگ مغزه استفاده شده است. اطلاعات موجود نشان می‌دهند که متوسط اندازه گلوگاه منافذ در نمونه‌های آهکی ۱/۸ میکرون و در نمونه‌های دولومیتی μ ۸/۶ است، بنابراین در دولومیت گلوگاه‌ها به‌مراتب بزرگ‌ترهستند.



شکل ۸ توزیع و پراکندگی رده‌های مختلف تراوایی در واحدهای آهکی و دولومیتی سازند کنگان و دالان میدان پارس جنوبی. مشاهده می‌شود که تراوایی واحدهای دولومیتی بهتر از واحدهای آهکی است.

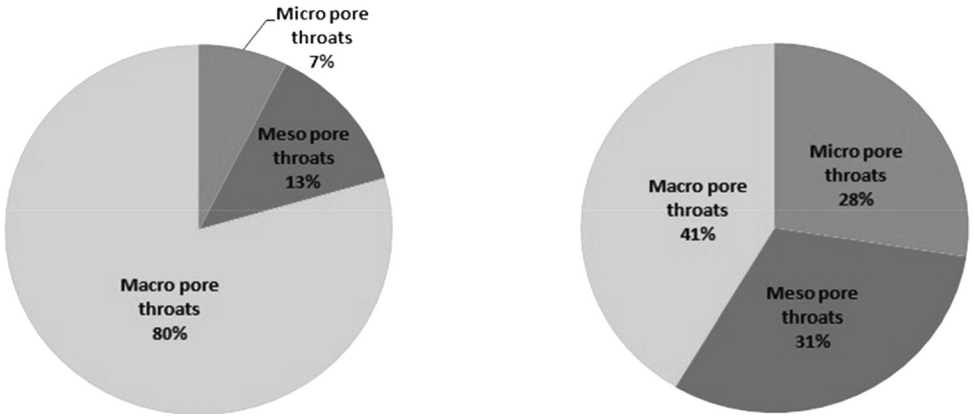


شکل ۹ کراس پلات تخلخل و تراوایی نمونه‌های آهکی و دولومیتی سازند کنگان و دالان میدان پارس جنوبی. سنگ آهک تخلخل بیش‌تر و تراوایی کم‌تری دارد. ارتباط تخلخل و تراوایی در سنگ آهک نیز به‌دلیل توسعه و فراوانی تخلخل‌های ثانویه پراکنده‌تر است.



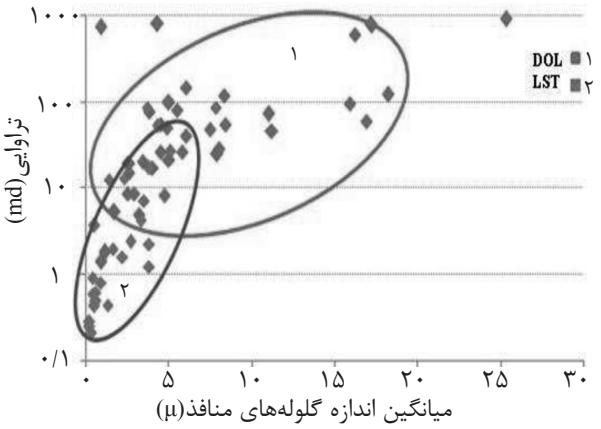
شکل ۱۰ توزیع و پراکندگی میانگین اندازه منافذ در نمونه‌های آهکی و دولومیتی. سمت راست: پراکندگی اندازه‌های مختلف منافذ برای آهک و سمت چپ: پراکندگی اندازه‌های مختلف منافذ برای دولومیت. در آهک بیش‌تر منافذ بزرگ با قطر بیش از µ ۲۵۰، اما در دولومیت منافذ عمدتا متوسط با قطر ۲۵ تا µ ۲۵۰ هستند.

شکل ۱۱ نشان می‌دهد که در واحدهای دولومیتی گلوگاه‌ها بزرگ‌تر هستند، به‌طوری‌که قطر ۸۰٪ از کل گلوگاه‌ها بیش از ۱/۶۲ میکرون است. به بیان دیگر ۸۰٪ تخلخل‌های موجود در واحدهای دولومیتی با گلوگاه‌های بزرگ(بزرگ‌تر از µ ۱/۶۲) به هم متصل هستند و این باعث سهولت جریان سیال درون منافذ و به عبارتی تراوایی بهتر و در نهایت کیفیت مخزنی بهتر می‌شود.



شکل۱۱ توزیع و پراکندگی اندازه دهانه منافذ در واحدهای آهکی(راست) و دولومیتی(چپ) سازند کنگان و دالان میدان پارس جنوبی. در دولومیت منافذ عمدتا با گلوگاه‌های بزرگ(قطر بیش از ۱/۶۲ میکرون) مرتبط می‌شوند، اما در سنگ آهک گلوگاه‌های متوسط(قطر ۰/۲۶ تا ۱/۶۲ میکرون) و ریز(قطر کم‌تر از ۰/۲۶ میکرون) هم فراوان‌اند.

در مقایسه، اندازه گلوگاه منافذ در واحدهای آهکی کوچک‌تر و تعداد ریزگلوگاه‌ها بیش‌تر است به‌طوری‌که ۲۸٪ منافذ در واحدهای آهکی با گلوگاه‌های کوچک‌تر از ۰/۲۶ μ به هم متصل هستند. بزرگ‌تر بودن اندازه گلوگاه منافذ باعث تسهیل جریان سیال بین منافذ می‌شود که به‌نوعی با تراوایی مرتبط است. با توجه به بزرگ‌تر بودن گلوگاه‌ها در واحدهای دولومیتی انتظار می‌رود که تراوایی آنها بهتر باشد و همان‌گونه که گفته شد و در شکل‌های قبلی(۸ و ۹) هم دیده می‌شود، تراوایی واحدهای دولومیتی بیش از واحدهای آهکی است. شکل ۱۲ هم رابطه متوسط اندازه گلوگاه‌های منافذ را در مقابل تراوایی برای نمونه‌های سنگ آهک و دولومیت نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که اندازه گلوگاه و تراوایی دولومیت از سنگ آهک بهتر است.



شکل۱۲ کراس پلات تروایی در مقابل متوسط اندازه گلوگاه منافذ. نمونه‌های آهکی گلوگاه‌های کوچک‌تر و در نتیجه تراوایی کم‌تر از نمونه‌های دولومیتی دارند.

نتیجه‌گیری

۱- افق‌های آهکی و دولومیتی سازند کنگان و بخش فوقانی سازند دالان میزبان بزرگ‌ترین ذخایر گازی جهان هستند. کیفیت مخزنی توالی فوق متاثر از دو عامل محیط رسوبی(قرار گرفتن روی بلندا) و دیاژنزی(دولومیتی شدن) است؛

۲- لیتولوژی نقشی بسیار مهم و برجسته در ویژگی‌های مخزنی و شبکه منفذی و به‌طور کلی کیفیت مخزنی توالی مطالعه‌شده دارد، به‌طوریکه رفتار نمونه‌های آهکی و دولومیتی از دیدگاه تخلخل، تراوایی، اندازه منافذ و اندازه گلوگاه منافذ متفاوت است؛

۳- تخلخل افق‌های آهکی از افق‌های دولومیتی بهتر اما تراوایی‌شان کم‌تر و ارتباط تخلخل و تراوایی در سنگ آهک نیز پراکنده‌تر است؛

۴- دلیل بالاتر بودن تراوایی دولومیت از سنگ آهک این است که واحدهای دولومیتی عمدتا با تخلخل بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری به هم مرتبطاند، اما واحدهای آهکی عمدتا تخلخل قالبی دارند و معمولا این نوع تخلخل‌ها ایزوله هستند و فقط زمانی می‌توانند تراوایی بالایی را به وجود آورند که با شکستگی‌ها به هم مرتبط شوند؛

۵- با اینکه اندازه منافذ و خلل‌وفرج در افق‌های آهکی بزرگ‌تر است، گلوگاه‌ها در سنگ آهک کوچک‌ترند. ارتباط منافذ با گلوگاه‌های بزرگ در دولومیت باعث کارآمدی و کیفیت مخزنی بهتر آن شده است.

۶- دولومیتی شدن یک پدیده دیاژنزی مهم و گسترده در کل ستون مخزنی کنگان و دالان بالایی میدان پارس جنوبی بوده و به‌عنوان یک پدیده مثبت در بهبود کیفیت مخزنی عمل کرده است و در مجموع افق‌های دولومیتی کیفیت مخزنی بهتری دارند.

مراجع

[۱]. نجم‌آبادی س.، *"گزارش زمین‌شناسی چاه شماره ۱ میدان گازی پارس جنوبی،"* شرکت ملی نفت ایران، گزارش داخلی، چاپ نشده، ۱۳۷۲.

[2]. Konert G., Afif A. M., Al-Hajari S. A. and Dorste H., *"Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian plate,"* GeoArabia, Vol. 6(3), pp. 407-442, 2001.

[3]. WWW.NIOC.IR

[4]. Ehrenberg S. N., Nadeau P. H. and Aqrawi A. A. M., *"A comparison of Khuff and Arab reservoir potential throughout the Middle East,"* AAPG Bulletin, Vol. 86, pp. 1706-1732, 2007.

[5]. Bahroudi A., Talbot C. J., *"The configuration of the basement beneath the Zagros basin,"* Journal of Petroleum Geology, Vol. 26, pp. 257-282, 2003.

[6]. Grunav H. R., *"A note on the oil prospects of the provinces of Fars and Lurestan,"* IOOC, Report No. 937(unpublished), 1960.

[7]. Robert W. H., *"The history of oil deposits in SW Iran IOE & PC,"* Report No. ND-36(unpublished), 1967.

[۸]. حسنی گیو م.، *"مطالعه سازندهای گروه دهرم و قاعده سازند دشتک از دیدگاه زمین‌شناسی مخزن، زون‌بندی و تعیین چگونگی گسترش زون‌های مخزنی در نواحی فارس و خلیج فارس،"* گزارش GR: ۲۲۰۶ مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۹.