ارزیابی ویژگی‌های مخزنی سازند کنگان بالایی در میدان فراساحلی پارس جنوبی در خلیج فارس

نجاریان، مجید
کارشناسی ارشد زمین‌شناسی نفت، دانشگاه تهران

چکیده:
میدان گازی پارس جنوبی که شرکت نفت و گاز پارس مجری طرح توسعه آن است در خلیج فارس مابین آبهای مرزی ایران و قطر واقع شده است. مساحت این میدان در قسمت ایرانی این میدان ۳۷۰۰ کیلومتر مربع و در کشور قطر ۶۰۰۰ کیلومتر مربع میباشد. . میزان ذخایر گازی در بخش ایرانی میدان ۴۶۴ تریلیون فوت مکعب می‌باشد که ۸ درصد گاز جهان و ۴۰ درصد دخایر گازی ایران محسوب میشود.در این میدان متوسط بازده هر چاه در حدود ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در روز بر آورد شده است. بازه‌های مخزنی در این میدان علاوه بر گروه بنگستان، توالی کربناته کنگان و دالان می‌باشد که حاوی مقادیر قابل توجهی گاز است. هدف اصلی از حفر چاههای اکتشافی و تولیدی در این میدان، دسترسی به لایه‌های گازدار کنگان و دالان به سن پرموتریاس بوده، به‌طوریکه برای ارزیابی کامل سازندهای مورد نظر عملیات مغزه‌گیری، لاگینگ و آزمایش چاه به صورت کامل برای چاههای مورد مطالعه در این مقاله انجام پذیرفته است. اقدام اولیه در چاهها، ارزیابی توالیهای کربناته سازندهای کنگان و دالان به منظور تعیین رأس مخزن، ویژگیهای هندسی و پتروفیزیکی مخزن و تداوم جانبی و عمودی در آن می‌باشد. در این مطالعه ویژگی‌های مخزنی سازند کنگان بالایی در دو چاه با استفاده از اطلاعات مغزه اعم ازپتروگرافی و آزمایش تزریق جیوه انجام گرفت. برای اندازه‌گیری تراوایی، تخلخل و چگالی نمونه‌های مخزنی در چاههای شماره ۱ و ۲ به‌ترتیب تعداد۲۷۱ و ۱۶۱ نمونه پلاگ استفاده شد. برای مطالعات پتروفیزیکی از لاگهای DSI ، HRLA و سایر لاگهای متداول استفاده گردید. مطالعات پتروگرافی نیز شامل تعیین انواع تخلخل، میکروفاسیس، فرایندهای دیاژنزی و دولومیتی شدن در نمونه‌ها می باشد. برای مطالعه گلوگاههای تخلخل و نحوه توزیع آنها و تاثیر آن بر کیفیت مخزنی در نمونه‌های آهکی و دولومیتی آزمایش تزریق جیوه توسط ابزار Auto Pore mercury injection apparatus انجام گرفت. نتایج حاصل از این تحقیق حاکی از کیفیت مخزنی پایین تا متوسط سازند کنگان بالایی است.

واژه‌های کلیدی: پتانسیل مخزنی- تزریق جیوه- HRLA - DSI

Reservoir characterization of Upper Kangan formation in South Pars Field (Southern Persian Gulf)

Najarian.M.

Department of Petroleum Geology, Faculty of Geosciences, University of Tehran

Abstract:
South Pars gas field that POGC (Pars oil and Gas Company) is responsible for its development is located on Iran-Qatar border. The expanse of this field is 3700 Km^2 in the Iranian part and 6000 Km^2 in the Qatar side. Gas reserves in Iran's share of the South Pars Field are estimated at 464 trillion cubic feet, which is 8 percent of the entire gas world and 40 percent of Iran's total gas reserve .The average output of each well is estimated about 100million cubic feet per day. Reservoir Intervals in this field are Bangestan and Khami group that have considerable amount of gas. The main objectives of drilling exploration and productive wells have been access to Permo-Triassic Kangan and Dalan formation. For complete evaluation of these successions, coring operation, logging and well test as full set for the studied wells are performed. The primary purpose of the well was to evaluate the carbonate sequences of the Kangan and Dalan formations, to define the reservoir top, geometry, petrophysical properties and lateral and vertical continuity. In this paper, we studied the reservoir parameters of Upper Kangan formation in two wells using core data (including petrography and capillary pressure test). We used 271 and 161 plug samples for permeability, porosity and density measurement in well 1 and 2, respectively.Also we utilized HRLA (High-Resolution Laterolog Array Tool) and DSI (Dipole Shear Sonic Imager) tools and other conventional wirelines for petrophysical evaluation. For evaluation of pore throats and their distributions and their effect on reservoir characteristics in limestone and dolomitic samples mercury injection test was performed by Auto Pore mercury injection apparatus. Petrographic studies include definition of porosity types, microfacies, diagenetic and dolomitization processes in samples. Acquired results of this study have shown that the upper Kangan indicates poor to fair reservoir quality.

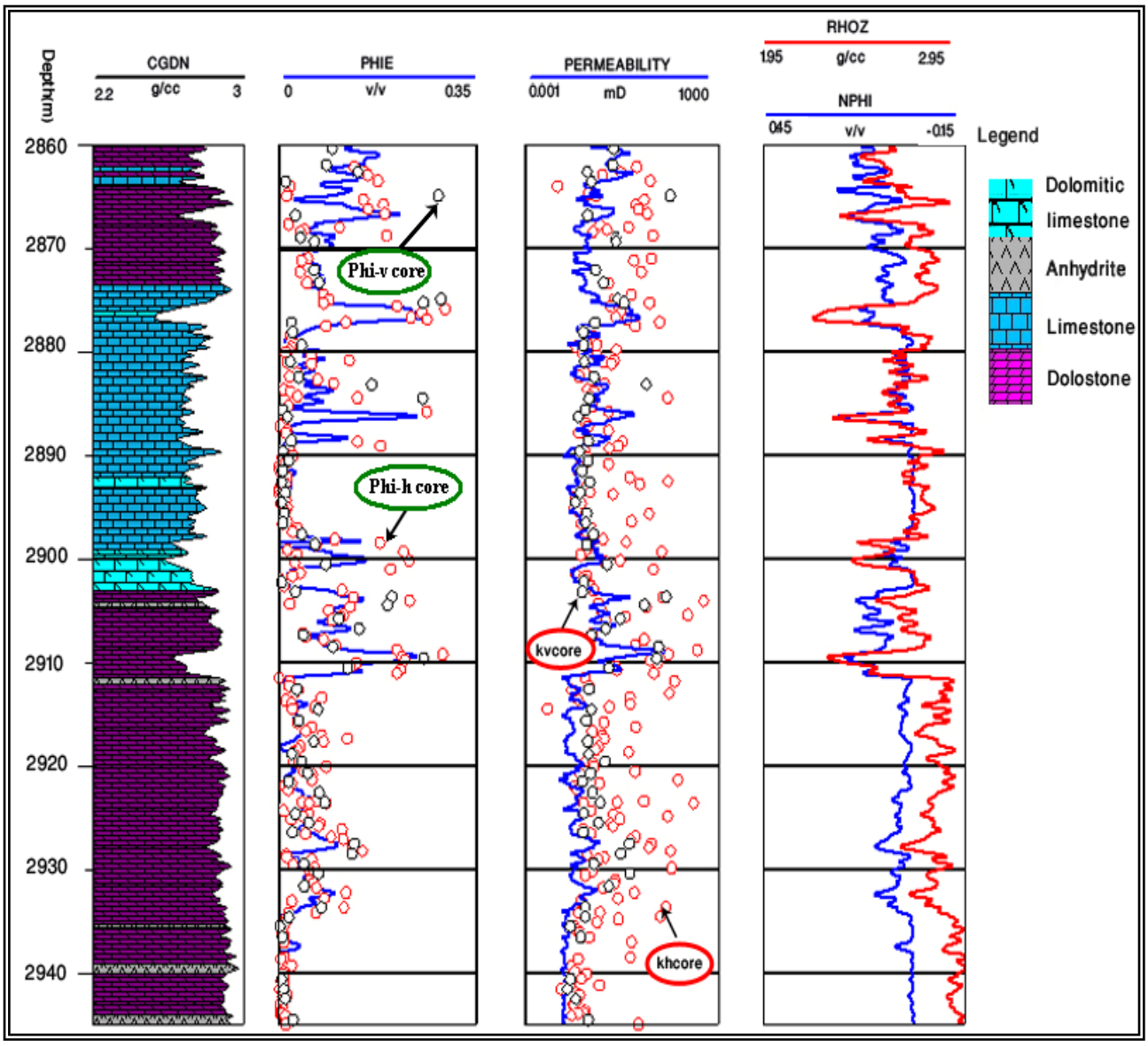
Keywords: Reservoir potential, Mercury injection, DSI, HRLA

مقدمه:

در چند دهه اخیر گاز طبیعی به عنوان یکی از منابع غیرآلاینده و مناسب برای جایگزینی نفت مطرح شده است. با توجه به نیاز روزافزون جهان به انرژیهای پاک، توجه زیادی به اکتشاف منابع گازی مبذول شده است که در این راستا می‌توان به میدان عظیم گازی پارس جنوبی اشاره کرد. میدان پارس جنوبی، بزرگترین میدان فراساحلی جهان محسوب میشود که در مرز کشورهای ایران و قطر در خلیج فارس واقع شده است. مساحت این میدان در قسمت ایرانی این میدان ۳۷۰۰ کیلومتر مربع و در کشور قطر ۶۰۰۰ کیلومتر مربع میباشد. میزان ذخایر گازی در بخش ایرانی میدان ۴۶۴ تریلیون فوت مکعب می‌باشد که ۸ درصد گاز جهان و ۴۰ درصد دخایر گازی ایران محسوب میشود. ساختار زمین‌شناسی میدان پارس جنوبی که بخش شمالی گنبد پارس جنوبی- شمال قطر را تشکیل می دهد، دارای یالهای ملایم بوده که این خود تشکیل دهنده یکی از قله‌های ساختمانی برآمدگی قطر- پارس جنوبی بر روی پلاتفرم کربناته منطقه خاورمیانه است. این ساختار در واقع تداومی از پلانج شمال شرقی ساختار عظیم گنبدی، در شمال شرق شبه‌جزیره قطر می‌باشد که تحت عنوان "گنبد شمالی قطر"(Qatar North Dome) شناخته شده است. ساختار مزبور که دارای امتداد شمال شرقی- جنوب غربی می‌باشد، خود یکی از برجستگیهای موجود از بالاآمدگی ناحیه‌ای موسوم به کمان پارس جنوبی- قطر (Qatar-South Pars Arch) را تشکیل می-دهد. دامنه جنوب شرقی نسبت به دامنه شمال غربی کم شیب‌تر است. بازه حفاری شده در این چاه از بالا به پایین شامل نهشته های عهد حاضر، گروه فارس، گروه بنگستان، گروه خامی، گروه کازرون و در نهایت گروه دهرام است(جدول شماره۱). بر اساس اطلاعات لاگ و توصیف مغزه، اینتروالهای مغزه را میتوان به چهار واحد مخزنی با استفاده از طبقه بندی توالی کربناته خوف در پلاتفرم عربی تقسیم کرد.[1] توالی کربناته کنگان و دالان به چهار زون مخزنی K1 ، K2، K3 و K4 تقسیم شده است که واحد K1 منطبق با بخش بالایی سازند کنگان با سن تریاس پسین است و دربرگیرنده لیتولوژی متغیری از دولوستون، سنگ آهک و لایه‌های انیدریت است. براساس ویژگیهای مخزنی این واحد به سه زیرواحد مجزا شامل K1a، K1b ، K1c تقسیم می‌شود. بر اساس داده‌های پتروفیزیکی و مطالعات مغزه اینتروال K1a اساساً دولومیتی است و در زیر لایه شیلی ضخیم شیل آغار واقع شده است. زیرواحد K1b شامل سنگ آهک و آهک دولومیتی است که کیفیت مخزنی ضعیف تا متوسط دارد. لیتولوژی زیرواحد K1c دولومیت به همراه لایه‌هایی از انیدریت است. سیمان انیدریت به طور گسترده در این زیرواحد وجود دارد که کیفیت مخزنی را به میزان قابل توجهی کاهش داده است(شکل۱).

جدول شماره ۱ - توالی چینه‌شناسی حفاری شده در میدان پارس جنوبی(با اندکی تغییر از M. Zolfaghari, 2004)

Era	Period	Group	Formation	Member	Lithology
Cenozoic	Quat.		**Recent Dep.**		
	Tertiary	Fars	**Mishan**		Marl + limestone
			Gachsaran		Anhydrite + Marl
			Asmari		Limestone+ Dolomite
			Jahrum		Dolomite + limestone
			Sachun		Dolomite+Limestone+Anhyd.
Mesozoic	Cretaceous	Bangestan	**Ilam**	*Halul*	Limestone
				Laffan	Shale+Dolomite
			Sarvak	*Mishrif*	Limestone+ Dolomite
				Ahmadi	Calcareous Shale
				Madud	Limestone
			Kazhdumi		Claystone
		Khami	**Dariyan**	*Upper*	Limestone
				Hawar	Marl+Shale
				Lower	Limestone
			Gadvan	*Upper*	Limestone
				Khalij	Limestone
				Lower	Limestone
			Fahliyan		Limestone
	Jurassic		**Hith**		Anhydrite+Dolomite
			Surmeh	*Upper*	Dolomite+Anhydrite
				Up.Dolomite	Dolomite
				Up.Limestone	Limestone
				Cherty Zone	Limestone+Dolomite
				Mid.Limestone	Limestone
				Mand	Limestone+Dolomite
				Lo.limeston	Limestone
				Lo.Surmeh	Limestone+Claystone
				Lithiotis bed	Limestone+Dolomite+Clay Stone
		Kazeroon	**Neyriz**		Dolomite+Limestone
	Triassic		**Dashtak**	*Upper*	Dolomite+Limestone
				Evaporite B	Anhydrite
				Lo.Evaporite	Limestone+Anhydrite
				Up.Sudair	Claystone+Limestone
				Massive Anh	Anhydrite+Claystone
				Lower Sudair	Limestone+Dolomite+Shale
				Aghar Shale	Shale+Claystone
		Dehram	**Kangan**	*Upper*	Dolomite+Anhydrite
				K1	Dolomite+Limestone
				K2	Dolomite+Limestone
Paleozoic	Permian		**Dalan**	*K3*	Dolomite+Limestone+Anhydrite
				K4	Dolomite+Limestone
				Nar	Anhydrite



شکل ۱- تخلخل موثر حاصل از لاگ انطباق بسیار خوبی را با تخلخل پلاگ نشان می‌دهد(ردیف دوم). لیتولوژی اینتروال K1 با استفاده از مطالعه مغزه و چگالی دانه(ردیف اول). منحنی تراوایی استونلی(ردیف سوم)، نگاره چگالی و نوترون(ردیف آخر).

روش مطالعه

برای اندازه‌گیری تراوایی، تخلخل و چگالی نمونه‌های مخزنی چاههای شماره ۱ و ۲ به‌ترتیب تعداد۲۷۱ و ۱۶۱ نمونه پلاگ استفاده شده است. برای مطالعات پتروفیزیکی از لاگهای DSI ، HRLA و سایر لاگهای متداول استفاده گردید. ابزار DSI قادر به تعیین کندشدگی امواج استونلی، برشی و تراکمی با قدرت تفکیک ۶ اینچ است که برای محاسبه تراوایی و تخلخل موثر به همراه نگاره‌های نوترون و چگالی به کاربرده شد. از لاگ HRLA برای محاسبه آب اشباع‌شدگی با دقت بالا استفاده شده است. این ابزار قادر به تعیین ۵ نیمرخ مقاومت با عمق جستجوی بالا و اندازه‌گیری دقیق Rt و در نتیجه آب اشباع شدگی است [۲]. محاسبه آب اشباع شدگی نشان داد که بازه‌های

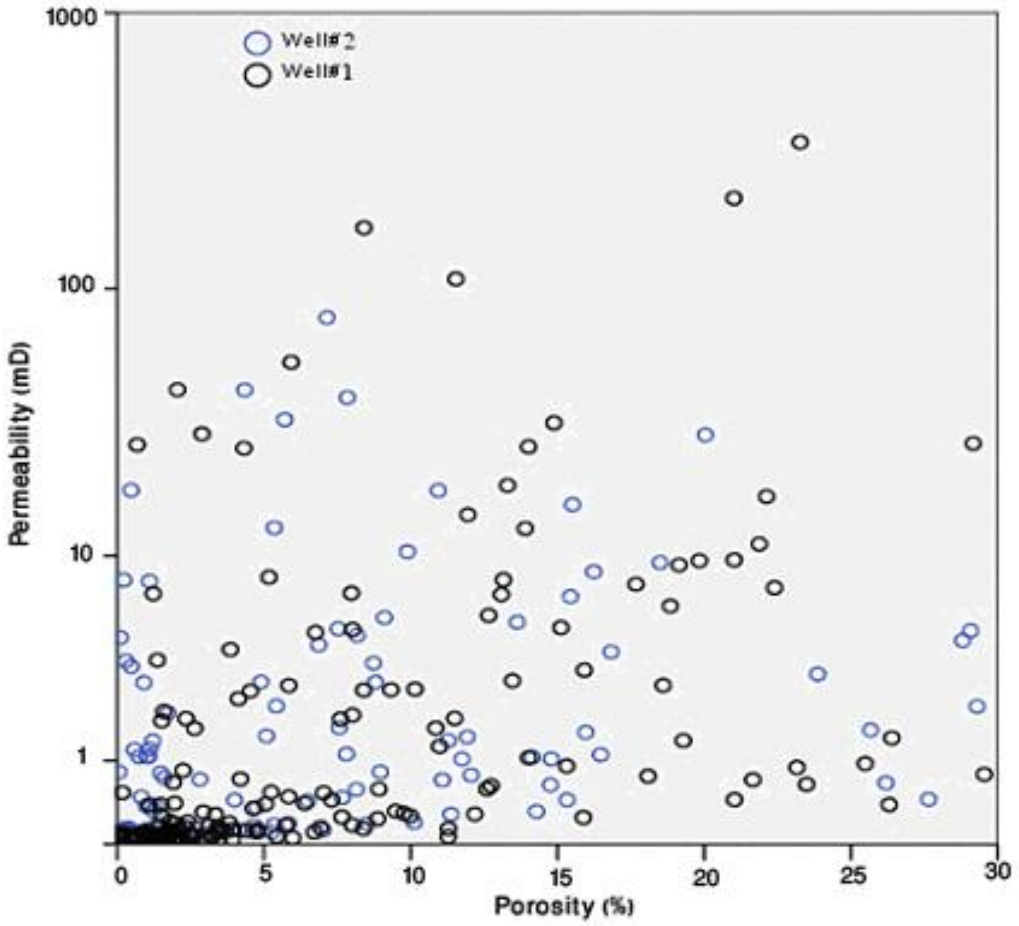
دولومیتی اشباع شدگی گاز بیشتری نسبت به بازه های آهکی دارند. آزمایشات بر روی نمونه‌های پلاگ با قطر ۱/۵ و طول ۲/۸ اینچ انجام شده است. قبل از هرگونه آزمایشی بر روی نمونه‌ها،برای تعیین تخلخل، تراوایی و چگالی، پلاگ‌ها توسط محلول مناسب برای خارج کردن نمک، هیدروکربن، آب و فیلتره گل حفاری شسته می‌شوند.

تخلخل و چگالی دانه‌ی نمونه‌ها توسط Ultra porosimeter 200A با استفاده از تزریق جیوه تعیین شد. تراوایی نمونه‌ها نیز توسط ultraperm تعیین شده و سپس از معادله دارسی برای محاسبه تراوایی استفاده گردیده است. مقاطع نازک قبلاً توسط پژوهشگاه صنعت نفت(RIPI) مورد مطالعه قرار گرفته و آزمایشات مغزه انجام گرفته است. نمونه‌ها با آلیزارین قرمز نوع S برای مطالعات پتروگرافیکی آغشته گردیده‌اند و از اپوکسی آبی برای مطالعه تعدادی از نمونه‌های متخلخل استفاده شده است. میکروفاسیس‌های کربناته بر اساس طبقه‌بندی دانهام تعیین گریده است. برای مطالعه گلوگاههای تخلخل و نحوه توزیع آنها و تاثیر آن بر کیفیت مخزنی برای نمونه‌های آهکی و دولومیتی آزمایش تزریق جیوه توسط ابزار Auto Pore mercury injection apparatus انجام گرفته است.

آنالیز مغزه

تراوایی در مخازن کربناته دارای ناهمسانگردی(Anisotropy) بسیاری است[۳] و به مقیاس وابسته است.[۴] برای این مطالعه تراوایی نمونه‌های پلاگ در فواصل یک فوتی اندازه‌گیری شده است.

کراس پلات تراوایی و تخلخل ضریب انطباق بسیار پایینی را نشان می‌دهند(شکل۲) که به علت وجود انواع مختلف تخلخل ثانویه(قالبی، حفره‌ای، شکستگی) و همچنین پلاگینگ گسترده انیدریت در بعضی از نمونه‌ها است که گلوگاههای تخلخل را مسدود کرده‌اند. دیاگرام فراوانی تخلخل و تراوایی نشان میدهد که در حدود ۶۵٪ نمونه ها در هر دو چاه تراوایی کمتر از ۱md دارند، همچنین تقریباً ۷۵٪ نمونه‌ها تخلخل کمتر از ۱۰٪ دارند.



شکل ۲- نمودار تخلخل در برابر تراوایی برای چاه ۱ و۲

مشخصات چاه شماره ۱ به شرح زیر است :

Field Location: Persian Gulf
Lithology: Calcite, Dolomite, Anhydrite
Drilling fluid type: Polymer
Bit size: 8.5”
Hydrocarbon presence: Gas
Borehole Salinity: 2.270E+005 (ppm)
Formation testing: MDT
Average Reservoir Porosity: 6.52%
DTCO: 45-81µs/ft
DTSM: 82-138 µs/ft
DTST: 208-236 µs/ft

هرگاه مخازن ارزیابی میشوند، برای بهینه سازی توسعه و تکمیل چاه، تعیین تراوایی برای تولید نفت و گاز ضروری است. اگرچه تعیین مقادیر تراوایی مطلق در مخزن بسیار مهم است، با این وجود تغییرات تراوایی در طول چاه نیز به همان اندازه مهم میباشد.[5] برای تعیین تغییرات پیوسته تراوایی در طول چاه شماره ۱ از سرعت موج استونلی استفاده گردید. این امواج، توسط یک منبع تک قطبی(monopole) تولید می‌گردند و دقیقا بعد از موج برشی یا تراکمی سیال به فرستنده ابزار می‌رسند. موج درفضای بین ابزار و دیواره چاه هدایت می‌شود. نام دیگر این امواج با بسامد پایین، امواج لوله‌ای(Tube Wave) است. حرکت موج در چاه مانند پمپی است که سیالات را به داخل منافذ و شکستگی‌ها می‌فرستد. تراوایی بیشتر، انرژی بیشتری را جذب می کند ودرنتیجه سرعت موج کاهش می‌یابد. در این مطالعه از مفهوم واحدهای هیدرولیکی برای تعیین تراوایی استونلی استفاده گردید.[6] همانطور که در شکل ۱ مشاهده میشود انطباق خوبی بین تراوایی پلاگ و استونلی وجود دارد.

تعیین نحوه توزیع گلوگاههای تخلخل با استفاده از روش تزریق جیوه

اطلاعات فشار جیوه می‌تواند اطلاعاتی در مورد توزیع اندازه منفذی در سنگ مخزن را فراهم کند چراکه فشار تزریق جیوه با شعاع گلوگاه تخلخل متناسب است.[7] در این مطالعه برای دو نمونه با لیتولوژی آهکی و دولومیتی آزمایش تزریق جیوه انجام شده است (شکل ۳ و ۴). برای هردو نمونه آهکی و دولومیتی بیشتر گلوگاههای تخلخل، شعاع کمتر از ۱ میکرومتر دارند که در سنگهای کربناته به عنوان میکروتخلخل در نظر گرفته می‌شوند[8] و سهم شاخصی در تراوایی ندارند.

مطالعات پتروگرافی

مطالعات پتروگرافی شامل تعیین انواع تخلخل، میکروفاسیس، فرایندهای دیاژنزی و دولومیتی شدن میباشد که برای نمونه‌های چاه شماره ۲ انجام گرفت. انواع تخلخل اولیه، پناهگاهی، درون ذره‌ای، قالبی، واگی، بین‌بلوری، بین دانه-ای، شکستگی و دولومیتی در نمونه‌ها مشاهده می‌شود. انواع مختلف سیمان ازجمله سیمانهای دولومیتی، کلسیتی و انیدریتی در نمونه‌ها دیده شد. سیمان انیدریتی با مقادیر متفاوت در نمونه‌ها دیده می‌شود و به صورت مواد پرکننده، بلورهای بلوکی در انواع مختلف تخلخل تشکیل شده‌اند. انیدریت در بسیاری از نمونه‌ها جایگزین دانه‌ها و ماتریکس سنگ شده است. تخلخل اولیه شامل بین بلوری(شکل ۶)، درون ذره ای و پناهگاهی(شکل ۵) است. تخلخل اولیه در اغلب نمونه‌ها به طور کامل یا بخشی توسط سیمان کلسیتی یا انیدریتی (شکل ۷ و ۸) پر شده است.

نتیجه‌گیری:

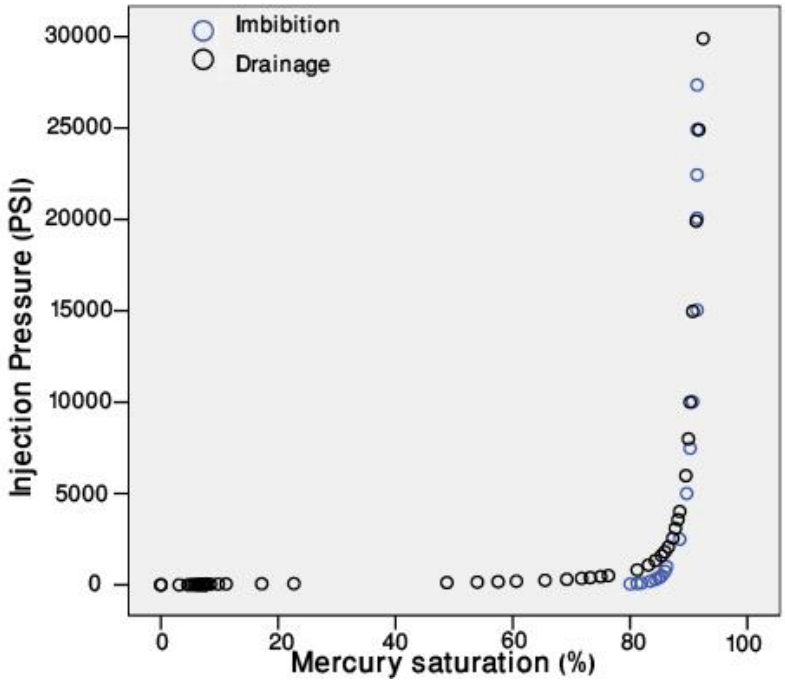
۱- بررسیهای انجام شده بر اساس مطالعات مغزه، لاگهای ژئوفیزیکی و آنالیز تزریق جیوه بر کیفیت مخزنی کم تا متوسط سازند کنگان بالایی در این میدان اشاره دارند.

۲- یکی از عوامل موثر در کاهش تراوایی و تخلخل مخزن مورد مطالعه، پلاگینگ شدید انیدریت وسیمان شدگی در نمونه‌های مورد مطالعه بخصوص بازه‌های دولومیتی است.

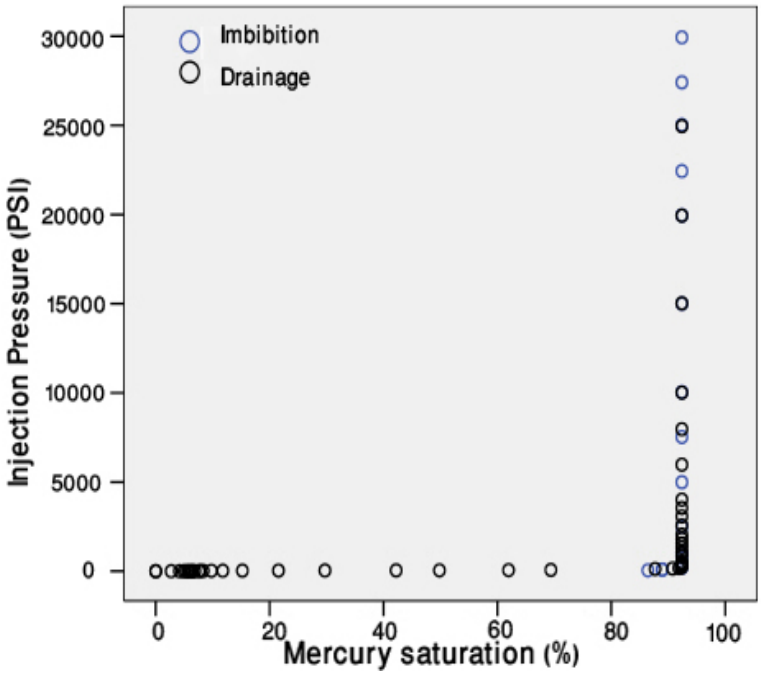
۳- نمونه‌های کلسیتی به علت اینکه کمتر تحت تاثیر پلاگینگ انیدریت قرار گرفته‌اند و همچنین در اثر پدیده انحلال، کیفیت مخزنی بهتری را نشان می‌دهند.

۴- به علت وجود تخلخلهای ثانویه غیر متصل به هم، شاهد نمونه‌هایی با تخلخل یکسان ولی تراوایی متفاوت هستیم که در نتیجه ضریب همبستگی بسیار پایینی بین تخلخل و تراوایی مغزه مشاهده می‌شود.

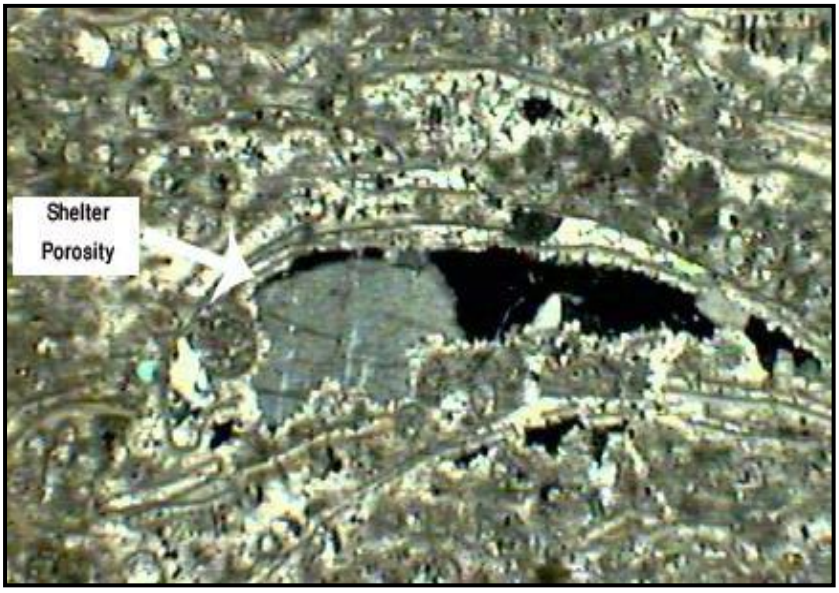
۵- تراوایی حاصل از امواج استونلی ارتباط بسیار خوبی را با تراوایی مغزه نشان میدهد و حاکی از کارایی روشهای دینامیک برای ارزیابی مخازن کربناته با سیستم تخلخل پیچیده است.



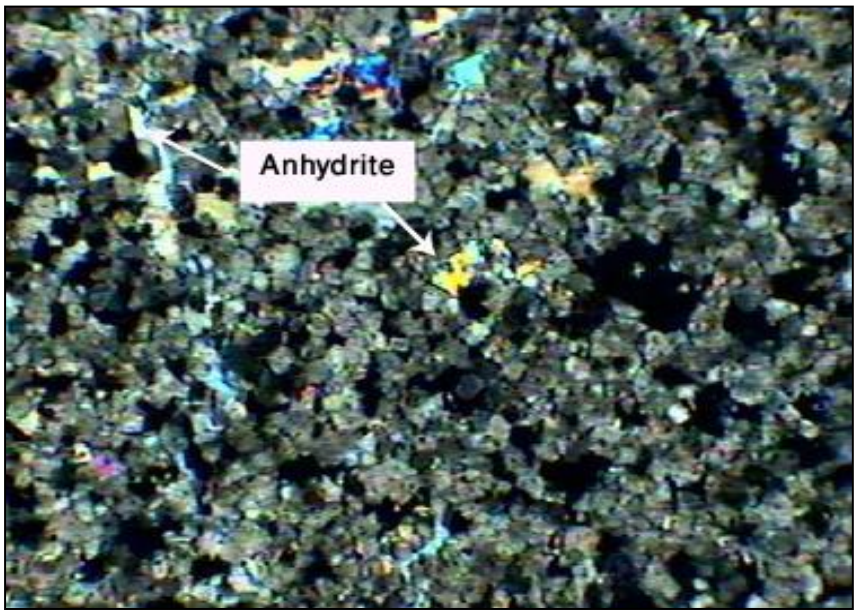
شکل۳ - منحنی تزریق جیوه برای نمونه پلاگ با لیتولوژی دولومیت.
تخلخل، تراوایی و چگالی دانه برای این نمونه به ترتیب ۱۵/۹۲
درصد، ۲۴۵ /۳ میلی دارسی و ۲/۸۷ گرم بر سانتی متر مکعب
است (عمق ۲۸۶۶/۱۹ ،چاه شماره ۱).



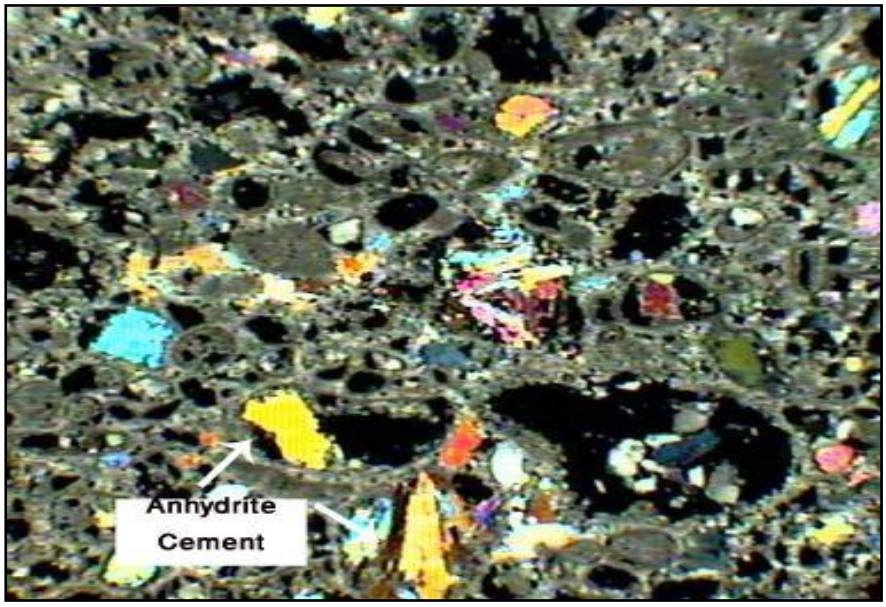
شکل۴ - منحنی تزریق جیوه برای نمونه پلاگ با لیتولوژی آهکی. تخلخل، تراوایی و چگالی دانه برای این نمونه به ترتیب ۱۱/۹۴۶ درصد، ۱۴/۴۵۴ میلی دارسی و ۲/۷۸ گرم بر سانتی متر مکعب است (عمق۲۸۷۷/۱۱، چاه شماره ۱).



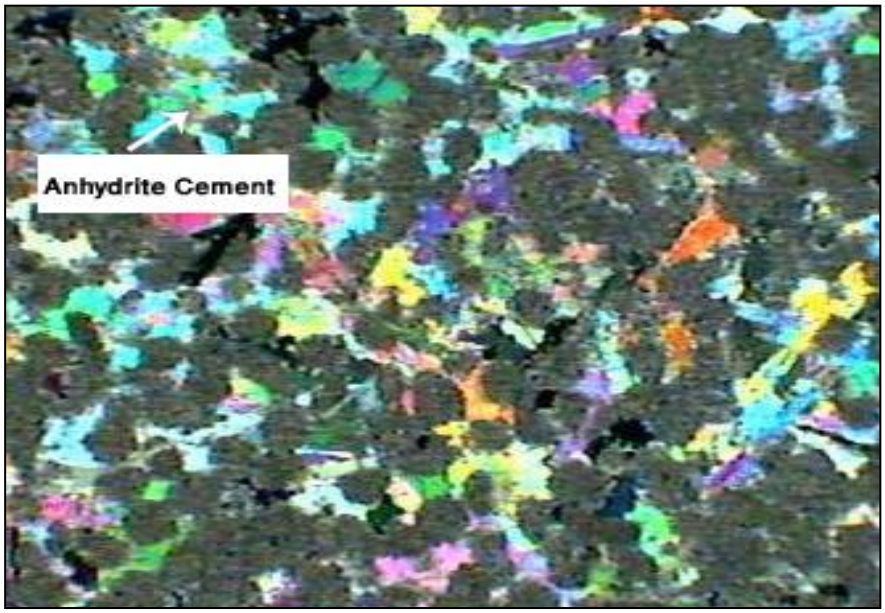
شکل ۵- گرینستون با قطعات دوکفه‌ای و گاستروپود دارای تخلخل اولیه درون ذره‌ای و پناهگاهی است (رخساره پشته کم عمق).



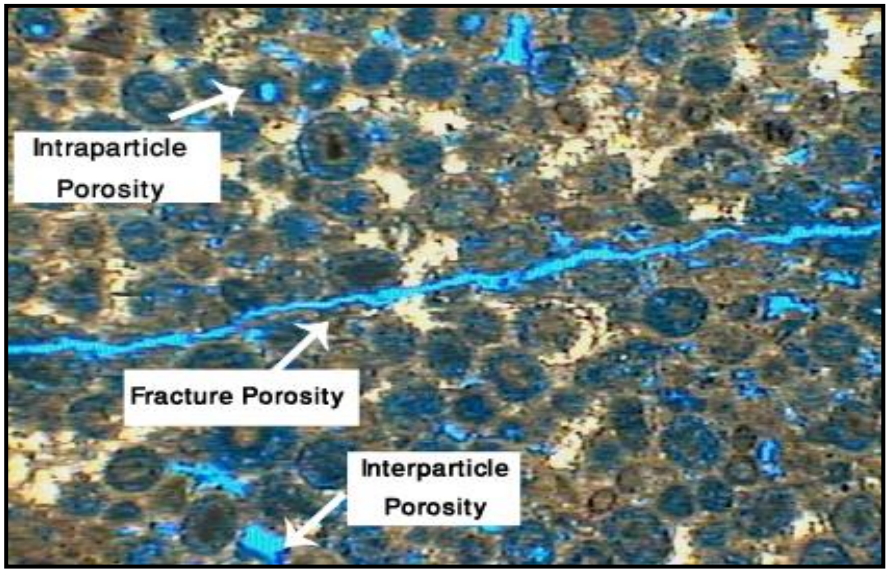
شکل۶- دولوپکستون با تخلخل بین بلوری که جانشینی شدید
انیدریت در آن صورت گرفته است (رخساره بین جزرو مددی).



شکل ۷- گرینستون با تخلخل قالبی و درون ذره ای با جایگزینی
انیدریت در بعضی از منافذ (رخساره پشته زیرآبی).



شکل ۸- دولوگرینستون پلوئیدی ریز دانه با سیمان انیدریتی
(رخساره بخش پایینی پهنه جزر و مدی).



شکل ۹- اایید گرینستون با تخلخل اولیه بین دانه‌ای و تخلخل ثانویه درون دانه‌ای و شکستگی که با اپوکسی آبی رنگ پر شده است.

منابع:

1- Sharland et al., 2001, Arabian plate sequence stratigraphy, GeoArabia.Vol, special
publication2, P. 371.

2- HRLA High-Resolution Laterolog Array Tool, Schlumberger, April 2000.

3- A. Gyllensten, P. Tilke, M. Al-Raisi, D. Allen: Porosity heterogeneity analysis via geometric statistics, SPE 88788 to be published at ADIPEC October 2004. U. Ahmed. S.F. Crary and G.R. Coates: Permeability estimation: The various sources and their interrelationships, SPE 19604, JPT, May 1991 SPE Middle east oil held in Bahrain, 20-23 February 1999.

4- C. Ayan, S. A. Haq, A. Boyd, M. El-Hamawi, H. H. Hafez: Integration of NMR, wireline tester, core and open hole log data for dynamic reservoir properties, SPE
53273.

5- A, Brie, T, Endo, D, L, Johnson and F, Pampuri,1998: Quantitative formation permeability evaluation from Stoneley waves: SPE 49131

6- Nabeel, A and Barati, A, 2003: A new hydraulic unit permeability approach with DSI, the Ninth formation evaluation symposium of Japan, September, 25-26

7 - Luo, P., Machel, G.H., 1995. Pore size and pore throat types in heterogeneous Dolostone reservoir, Devonian Grosmont Formation, Western Canada Sedimentary Basin. AAPG Bull. 79/11, 1698–1720**.**

8 - Vavra, C.L., Kaldi, J.G., Sneider, R.M., 1992. Geological applications of capillary pressure: a review. AAPG Bull. 76, 840– 850.