

مقایسه پتانسیل مخزنی سازندهای سورمه و دالان در خلیج فارس

علی حسین جلیلیان

استادیار گروه زمین شناسی دانشگاه پیام نور، ایران

jalilian@pnu.ac.ir*

دریافت مرداد ۱۳۹۳، پذیرش آبان ۱۳۹۳

چکیده

سازندهای سورمه و دالان به ترتیب سنگ مخزن بزرگ‌ترین میدان‌های نفت و گاز منطقه خلیج فارس هستند. بخش اصلی سنگ مخزن این دو سازند در واحدهای کربنات بالایی آنها قرار گرفته و از رخساره آئید گریستون و دولوستون‌های مختلف تشکیل شده است. مقایسه داده‌های پتروفیزیکی حاصل از بررسی مغزه‌ها، مقاطع نازک و نمودارهای چاه پیمایی دالان بالایی در میدان پارس جنوبی و سورمه بالایی در میدان تابناک گواه آن است که میانگین تخلخل در مخزن سورمه ۱۷/۱۵٪ (درجه خیلی خوب) و در مخزن دالان ۸/۵۰٪ (درجه متوسط) است. همچنین، میانگین تراوایی در مخزن سورمه ۳۰۸ (خیلی خوب) و در مخزن دالان ۳۰ (متوسط) میلی داری تعیین گردید. از عوامل اصلی تفاوت آشکار بین خواص مخزنی دو سازند مورد مطالعه باید به شرایط و محیط رسوبگذاری، بافت و کانی شناسی اولیه و تاریخچه دیاژنتیکی متفاوت آنها اشاره کرد. کاهش محسوس خصوصیات مخزنی سازند دالان با افزایش عمق بیانگر تأثیر زیاد دفن عمیق همراه با افزایش تراکم و تشکیل سیمان در این سازند است. در مقابل، پتانسیل بالای مخزن سورمه ناشی از حفظ تخلخل بین دانه‌ای در اثر سیمانی شدن ناقص پیش از تدفین و گسترش تخلخل بین بلوری حاصل از دولومیتی شدن آن است. نبود ارتباط کافی با سنگ منشأ مناسب سبب شده است که سازند سورمه علی رغم کیفیت مخزنی بهتر و ضخامت بیشتر در شمال خلیج فارس از درجه اشباع هیدروکربن و توان تولید کمتری برخوردار باشد.

واژه‌های کلیدی: پتانسیل مخزنی، سازند سورمه، سازند دالان، خلیج فارس

۱. مقدمه

توالی‌های رسوبی پرمو-تریاس و ژوراسیک خلیج فارس و مناطق پیرامون آن بخش مهمی از منابع شناخته شده هیدروکربن جهان را در خود جای داده‌اند. در این میان، مخازن کربناته دالان-کنگان و سورمه از جایگاه ویژه‌ای برخوردارند. سازندهای دالان و کنگان به ترتیب سن پرمین پسین (جلفین) و تریاس پیشین (اسکی‌تین) دارند و با سازند خوف هم‌ارزند [۲۱، ۱۵]. مجموعه سازندهای یاد شده سنگ مخزن بزرگ‌ترین میدان گازی دنیا یعنی میدان پارس جنوبی را تشکیل می‌دهند که حدود ۱۸٪ از کل ذخیره گاز جهان را در بر دارد [۳۰، ۲۷]. همچنین، بخش بالایی سازند سورمه که معادل سازند عرب به سن ژوراسیک پسین (کیمریجین-تیتونین) است، سنگ مخزن بسیاری از میداین هیدروکربنی خاورمیانه از جمله بزرگ‌ترین میدان نفتی جهان یعنی میدان قوار در عربستان است [۳۹، ۲۳]. بدیهی است که بهره‌برداری بهینه از منابع هیدروکربنی مستلزم ارزیابی درست پتانسیل مخازن آنها است. دستیابی به این هدف نیز به نوبه خود نیازمند مطالعه تاریخچه رسوبگذاری و دیاژنز و سنجش دقیق پارامترهای پتروفیزیکی سنگ‌های میزبان به خصوص تخلخل، تراوایی و درجه اشباع می‌باشد. با توجه به اهمیت موضوع، بررسی‌های متعددی در این زمینه انجام شده است که از تازه‌ترین آنها باید به مطالعات زارعی و همکاران (۱۳۸۷) [۸]، زمانی و همکاران (۱۳۸۷) [۹]، جهانی و همکاران (۱۳۸۸) [۶]، حسین یار و رحیم پور بناب (۱۳۹۰) [۷]، سادات کاظمی و قاسم العسکری، (۱۳۹۰) [۱۰]، فتوت و همکاران (۱۳۹۰) [۱۲]، کرمانشاهی و همکاران (۱۳۹۰) [۱۳]، جلیل پیران و موسوی حرمی (۱۳۹۱) [۲]، اسعدی و همکاران (۱۳۹۲) [۱]، فتوحی و همکاران (۱۳۹۳) [۱۱] و [۳۳، ۳۴] (۲۰۰۷؛ ۱۹۹۹) Lucia، [۲۴] (۲۰۰۶) Ehrenberg، [۲۵] (۲۰۰۶) Ehrenberg et al.، [۳۶] (۲۰۰۸) Moradpour et al.، [۲۲] (۲۰۰۸) Bordenave و [۱۷] (۲۰۰۸) Ahr اشاره کرد. هدف اصلی این مقاله، مقایسه کیفیت مخزنی سنگ‌های کربناته سازند سورمه در میدان تابناک و سازند دالان در میدان پارس جنوبی و بررسی دلایل تفاوت در میزان بازدهی و توان تولید این دو سازند است.

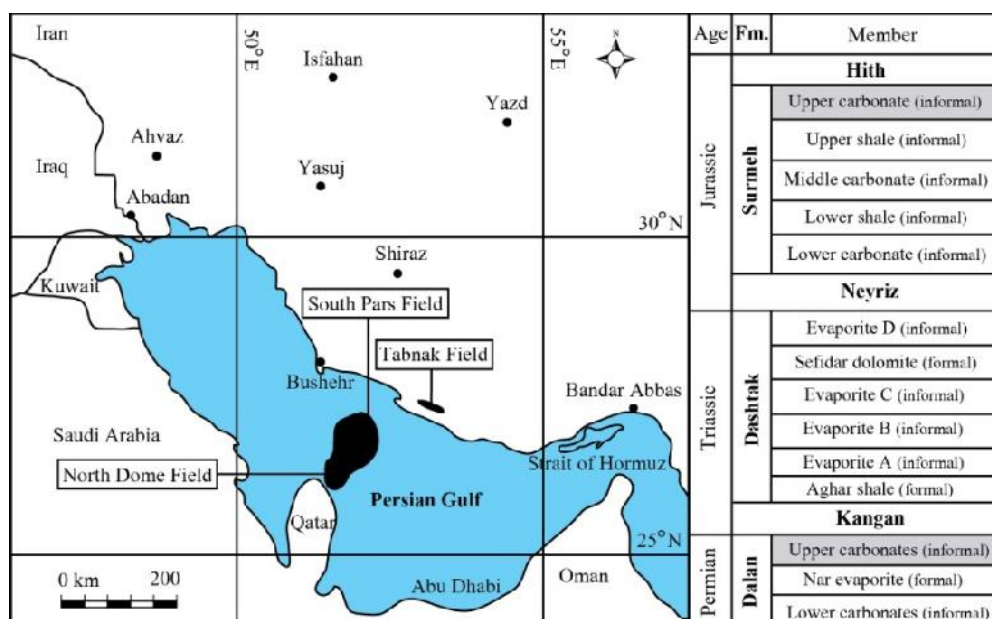
۲. موقعیت جغرافیایی میدان‌های تابناک و پارس جنوبی

میدان‌های مورد مطالعه در شمال و مرکز خلیج فارس و در محدوده استان‌های فارس و بوشهر قرار دارند (شکل ۱). میدان گازی تابناک قسمتی از منطقه عملیاتی پارسیان است. این منطقه از مجموع چهار میدان تابناک، هما، رواوی و شانول تشکیل شده و در حد فاصل شهرهای پارسیان و لامرد و در فاصله ۲۵ کیلومتری از ساحل واقع است. میدان تابناک با وسعت ۱۲۰۰ کیلومتر مربع بزرگ‌ترین میدان گاز شیرین ایران و بیستمین میدان بزرگ گازی دنیا محسوب می‌شود [۴۱]. این میدان در سال ۱۳۴۲ کشف شده و لایه‌های سورمه، دشتک، کنگان و دالان بالایی آن حاوی مقادیر متفاوتی هیدروکربن است. میدان گازی پارس جنوبی در مرکز خلیج فارس واقع شده و در قطر به نام میدان گنبد شمالی (North Dome Field) شناخته می‌شود. این میدان حدود ۹۷۰۰ کیلومتر مربع مساحت دارد که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع آن در آب‌های ایران و مابقی در آب‌های سرزمینی قطر قرار دارد [۲۱].

۳. روش مطالعه

این تحقیق بر اساس مطالعه مغزه‌های واحد کربنات بالایی سازند دالان در یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی و واحد کربنات بالایی سازند سورمه در یکی از چاه‌های میدان گازی تابناک انجام شده است. واحد کربنات بالایی سازند سورمه در برش مورد نظر حدود ۲۵۴ متر ضخامت دارد که نزدیک به ۱۰۰ متر از مغزه‌های آن در این تحقیق مورد استناد قرار گرفته است. در برش زیرزمینی پارس جنوبی، بخش بالایی سازند دالان حدود ۲۷۰ متر ضخامت دارد که نیمی از مغزه‌های تهیه

شده از آن مورد بررسی قرار گرفت. از هر متر مغزه به طور میانگین ۳ پلاگ (Plug) آماده گردید و تخلخل (Helium porosity) و تراوایی (Air permeability) آنها اندازه گیری شد. از مجموع ۳۰۰ پلاگ سازند سورمه و ۴۰۰ پلاگ سازند دالان، حدود ۶۰۰ مقطع نازک تهیه گردید و با میکروسکوپ پلاریزان مورد مطالعه قرار گرفتند. به تعدادی از نمونه‌هایی که تخلخل و تراوایی بالایی داشتند (به خصوص آئید گریستون و دولوستون) رزین اپوکسی آبی (Blue epoxy resin) تزریق گردید تا تنوع منافذ و توزیع تخلخل در نمونه‌ها بیشتر نمایان شود. همزمان با بررسی پارامترهای پتروفیزیکی در مغزه‌ها و مقاطع نازک، داده‌های حاصل با نمودارهای چاه پیمایی تهیه شده از دو چاه مورد نظر از جمله تخلخل، وزن مخصوص، گاما، صوتی و نمودار تصویری مقایسه و کنترل شد. در نهایت با رسم نمودارهای نشانگر تغییرات تخلخل در مقابل تراوایی و عمق، پتانسیل مخزنی دو سازند مورد نظر با هم مقایسه گردید.

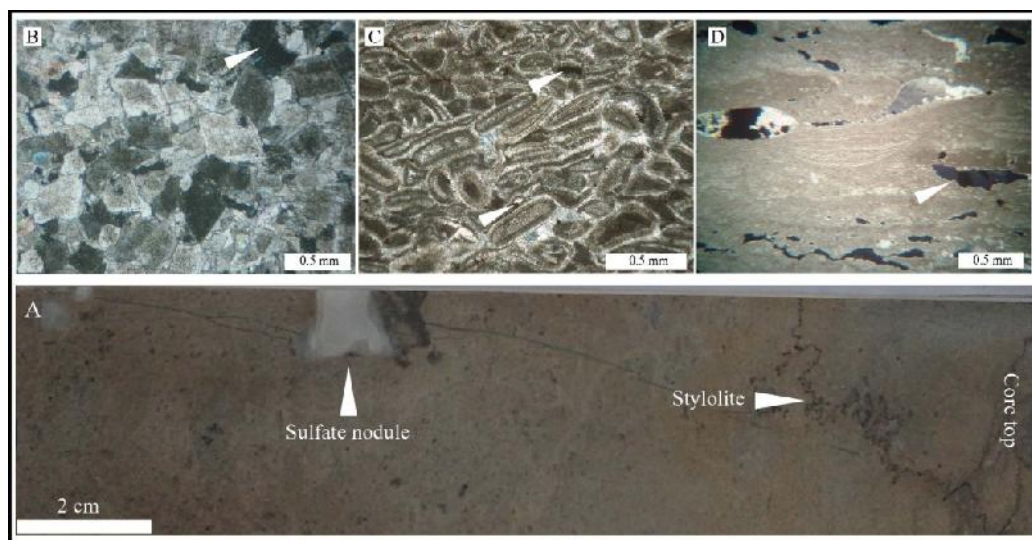


شکل ۱: موقعیت میدان‌های تابناک و پارس جنوبی و توالی چینه شناسی پرمین - ژوراسیک در شمال خلیج فارس، بر اساس داده‌های [۲۹،۳۱،۴۳]. واحدهای کربنات بالایی سازندهای سورمه و دالان با رنگ تیره مشخص شده‌اند.

۴. بحث

اساس تشکیل یک سیستم هیدروکربنی وجود سنگ‌های منشأ و مخزن و برقراری ارتباط مناسب بین آنها و در نهایت به دام افتادن سیالات توسط سنگ پوشش است. بارزترین ویژگی یک سنگ مخزن خوب داشتن تخلخل و تراوایی کافی برای تجمع و انتقال مقادیر قابل توجه نفت و گاز است. بررسی مختصر اطلاعات مربوط به مهم‌ترین میدان‌های نفت و گاز منطقه خلیج فارس نشان می‌دهد که سنگ‌های کربناته سازندگان اصلی مخازن این میدان‌ها هستند [۲۷]. همان طور که اشاره شد مجموعه کربنات‌های متعلق به سازندهای دالان (پرمین) و سورمه (ژوراسیک) از این نظر اهمیت بسیار زیادی دارند. سازند سورمه از ۵ بخش سنگ چینه نگاری متفاوت تشکیل شده است (شکل ۱) که واحد کربنات بالایی آن در بسیاری از میدان‌های نفت و گاز سنگ مخزن است. بررسی تاریخیچه رسوبگذاری سازند سورمه نشان می‌دهد که واحد کربنات بالایی در ژوراسیک پسین (کیمریجین-تیتونین) و در مراحل پایانی تکامل حوضه درون شلفی پارس در شمال خلیج فارس کنونی نهشته شده است [۳۱]. این بخش اساساً از رخساره‌های آئید گریستون و دولوستون‌های درشت بلور در تناوب با رسوبات تبخیری تشکیل شده است [۳]. شرایط محیطی زمان تشکیل این بخش به گونه‌ای بوده که کانی شناسی اولیه آن از نوع کلسیتی به خصوص

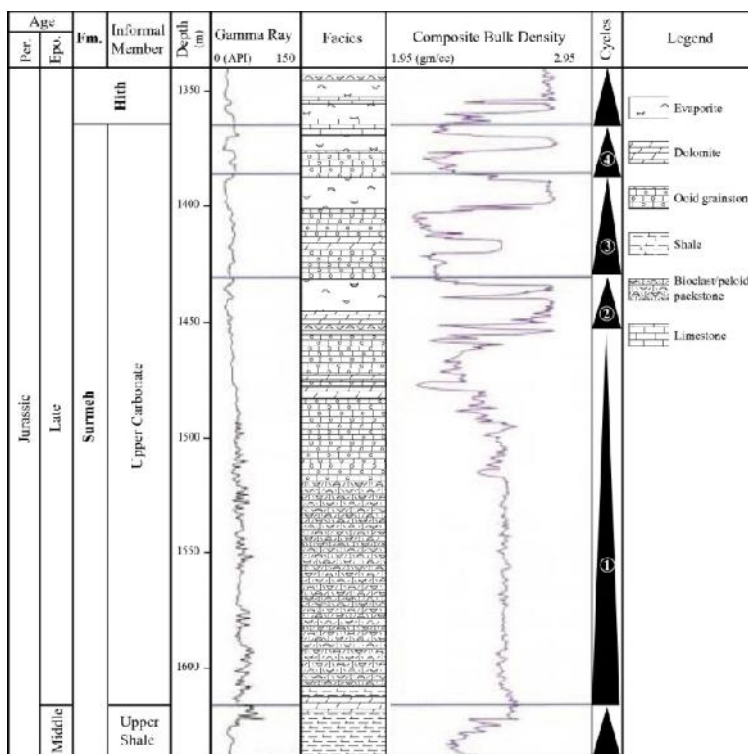
کلسیت با منیزیم زیاد (HMC) باشد [۴]. این امر زمینه لازم را برای دولومیتی شدن آهک‌های واحد کربنات بالایی سورمه در دیاژنز دفنی فراهم کرده است [۵]. در طبقه بندی پتروفیزیکی کربنات‌ها توسط لوسیا [۳۲] گرینستون‌ها و دولوستون‌ها در رده یک قرار می‌گیرند که بالاترین مقدار تخلخل و تراوایی را دارد. در گرینستون‌ها اندازه و توزیع منافذ تابع اندازه و جورشدگی دانه‌ها و مقدار سیمان بین منافذ می‌باشد. دولومیتی شدن می‌تواند تا حد زیادی فابریک سنگ را تغییر دهد که یکی از نتایج آن افزایش نسبی تخلخل و تراوایی است. در دولوستون‌ها میزان تخلخل و تراوایی توسط اندازه بلورهای دولومیت و اندازه دانه‌ها و جورشدگی سنگ آهک اولیه تعیین می‌گردد. در مجموع، در اغلب مخازن کربنات‌ها مقدار تخلخل به طور متوسط بین ۵ تا ۱۵٪ و تراوایی بین ۰/۱ میلی داری تا ۱۰ داری متغیر است [۱۷]. مطالعه مقاطع نازک تهیه شده از مغزه‌های واحد کربنات بالایی سازند سورمه در میدان تابناک گویای آن است که قسمت عمده منافذ موجود در این بخش از نوع بین دانه‌ای، بین بلوری و فنسترال است (شکل ۲). در بررسی ویژگی‌های بافتی نمونه‌ها نیز متوسط اندازه آلوکم‌ها به خصوص آئیدها حدود ۰/۴ میلی متر به دست آمد (شکل ۲C).



شکل ۲: (A) تصویر نمونه مغزه از عمق ۱۵۰۰ متری (B) تصویر میکروسکوپی تخلخل بین بلوری در دولوستون درشت بلور (عمق ۱۴۷۸ متری) و (C) تخلخل بین دانه‌ای در آئید گرینستون (عمق ۱۴۱۵ متری) و (D) تخلخل فنسترال در دولومیکرایت و بایوکلاست پلوئید پکستون (عمق ۱۵۴۰ متری) بعضی از نمونه‌های واحد کربنات بالایی سازند سورمه در میدان تابناک (PPL).

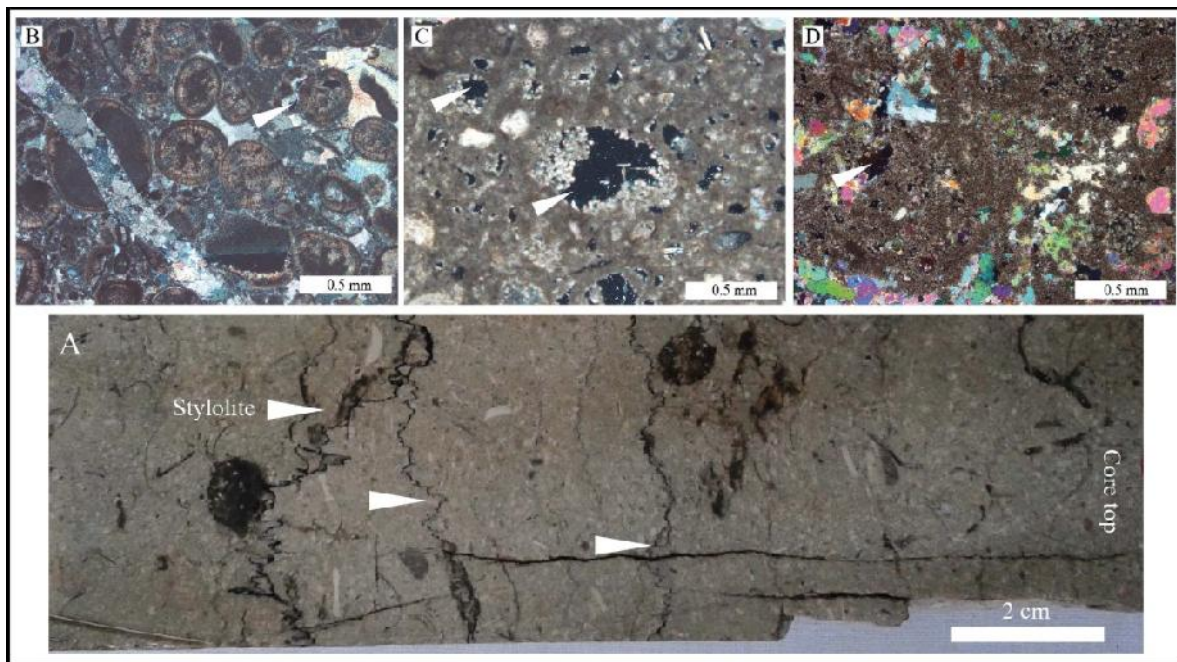
ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی این بخش نشان می‌دهد که مقدار تخلخل در این نمونه‌ها بین ۷/۵ تا ۲۷٪ (میانگین ۱۷/۱۵٪) و مقدار تراوایی بین ۵ تا ۷۰۰ میلی داری (میانگین ۳۰۸) در اعماق مختلف تغییر می‌کند. از نظر آماری ۷/۷٪ از نمونه‌ها دارای تخلخل متوسط، ۲۱٪ تخلخل خوب، و ۲۵/۲۰٪ تخلخل خیلی خوب و ۴۶/۱۰٪ آنها تخلخل عالی داشتند (شکل ۵A). با این مقادیر، کیفیت مخزنی کربنات‌های بخش بالایی سازند سورمه به طور میانگین در حد خیلی خوب ارزیابی می‌شود. در مخازن خیلی خوب مقدار تخلخل بین ۱۵ تا ۲۰٪ و تراوایی بین ۲۵۰ تا ۱۰۰۰ میلی داری تعیین شده است [۲۰، ۳۸]. بررسی نمودارهای چاه پیمایی و ستون رخساره‌های واحد کربنات بالایی سازند سورمه در میدان تابناک وجود چهار چرخه کم عمق شونده کربنات-تبخیری را در این بخش نشان می‌دهد (شکل ۳). چرخه نخست ۱۵۷ متر ضخامت دارد که در پایین شامل ۱۲۶ متر دولومیکرایت و بایوکلاست پلوئید پکستون با تخلخل متوسط تا خوب است. در میانه این چرخه ۲۹ متر تناوب آئید گرینستون و دولوستون با تخلخل خیلی خوب تا عالی وجود دارد. در انتهای چرخه اول حدود ۲ متر رسوبات تبخیری نقش سنگ پوشش را ایفا می‌کنند. چرخه دوم با ۲۳ متر ضخامت شامل دو بخش است. در قسمت زیرین ۸ متر دولوستون

با تخلخل خوب وجود دارد که با ۱۵ متر رسوبات تبخیری پوشیده می‌شود. چرخه سوم با ۴۸ متر ضخامت مشابه چرخه اول و شامل سه بخش است. ۳۰ متر آئید گرینستون در پایه، یک واحد ۲ متری دولوستون در میانه و ۱۶ متر تبخیری در انتها که چرخه را کامل می‌کند. چرخه چهارم ۲۶ متر ضخامت دارد، ۲۰ متر آئید گرینستون که با ۶ متر رسوبات تبخیری پوشیده شده است. در مجموع، می‌توان چنین ارزیابی کرد که در توالی رسوبی سورمه بالایی در میدان تابناک حدود ۹۰ متر کربنات از نوع آئید گرینستون و دولوستون وجود دارد که اساساً ظرفیت مخزنی این سازند به وجود آن وابسته است.



شکل ۳: نمودار چاه نگاری، ستون رخساره‌ها و چرخه‌های کربناته-تبخیری واحد کربنات بالایی سازند سورمه در میدان تابناک، به ارتباط تغییرات وزن مخصوص به عنوان شاخص تخلخل و تنوع رخساره‌ها در اعماق مختلف مخزن توجه شود (بر اساس داده‌های شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب).

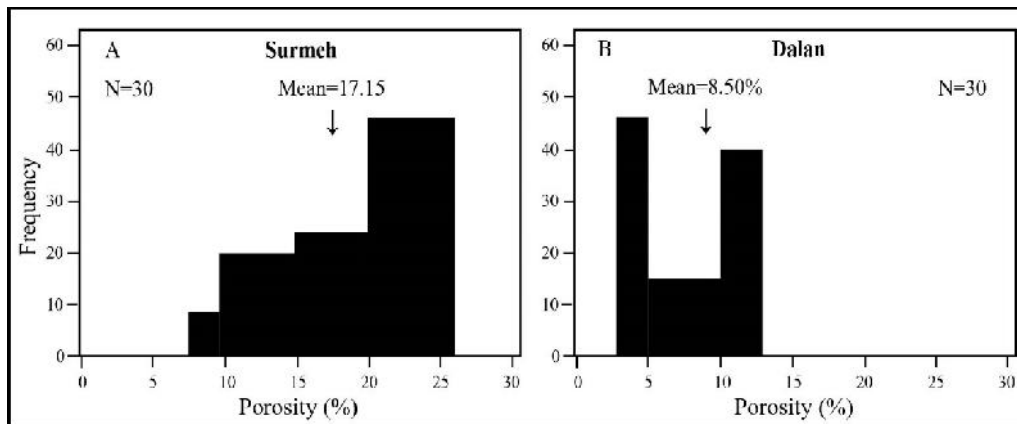
سازند دالان شامل مجموعه‌ای از نهشته‌های کربناته و تبخیری به سن پرمین پسین است که به سه بخش کربنات زیرین، واحد تبخیری نار و کربنات بالایی تفکیک شده است [۴۳]. توالی یاد شده در زیر محیط‌های مختلف یک رمپ هموکلینال در جنوب زاگرس و مناطقی از خلیج فارس بر جای گذاشته شده است [۱۴، ۲۸]. از این بخش‌ها واحد کربنات بالایی سنگ مخزن بسیار توانمندی است که بخش عمده پتانسیل مخزنی آن به وجود رخساره آئید گرینستون مربوط می‌شود [۲۵، ۳۵]. با توجه به گسترش دریا‌های آراگونیتی در زمان پرمین پسین [۴۰] به نظر می‌رسد کانی‌شناسی اولیه کربنات‌های سازند دالان نیز از نوع آراگونیتی بوده است؛ به همین خاطر انحلال آلومک‌ها نقش مؤثری در کنترل و توسعه تخلخل این سازند ایفا کرده است. مطالعات پتروگرافی نمونه‌های واحد کربنات بالایی سازند دالان در میدان پارس جنوبی بیانگر حضور بیشتر منافذ از نوع بین دانه‌ای، بین بلوری و قالبی (Oomoldic) است (شکل ۴). متوسط اندازه آلومک‌ها به خصوص آئیدهای واحد کربنات بالایی دالان حدود ۰/۲۵ میلی‌متر تعیین شده است [۹].



شکل ۴: (A) تصویر نمونه مغزه با استیلولیت‌های متعدد از عمق ۲۹۵۰ متری (B) و (C) تصویر میکروسکوپی تخلخل بین دانه‌ای و تخلخل قالبی (Oomoldic) در رخساره آئید گرینستون از عمق ۲۹۹۱ متری و (D) تخلخل بین بلوری همراه با سیمان انیدریتی در دولوستون از عمق ۲۹۱۷ متری بعضی از نمونه‌های واحد کربنات بالایی سازند دالان در میدان پارس جنوبی (PPL).

مقدار تخلخل در نمونه‌های سازند دالان ۳ تا ۱۵٪ (میانگین ۸/۵۰٪) و تراوایی آنها ۰/۲ تا ۱۰۷ میلی داری (میانگین ۲۹/۸۵) اندازه گیری شد. از نظر آماری ۴۶/۶۶٪ نمونه‌ها دارای تخلخل ضعیف، ۱۳/۳۳٪ دارای تخلخل متوسط و ۴۰/۰۱٪ آنها تخلخل خوب داشتند (شکل ۵B). با این ارقام، کیفیت مخزنی کربنات‌های دالان بالایی در حد متوسط ارزیابی می‌شود. در مخازن متوسط مقدار تخلخل بین ۵ تا ۱۰٪ و تراوایی بین ۱۵ تا ۵۰ میلی داری تعیین شده است [۲۰،۳۸].

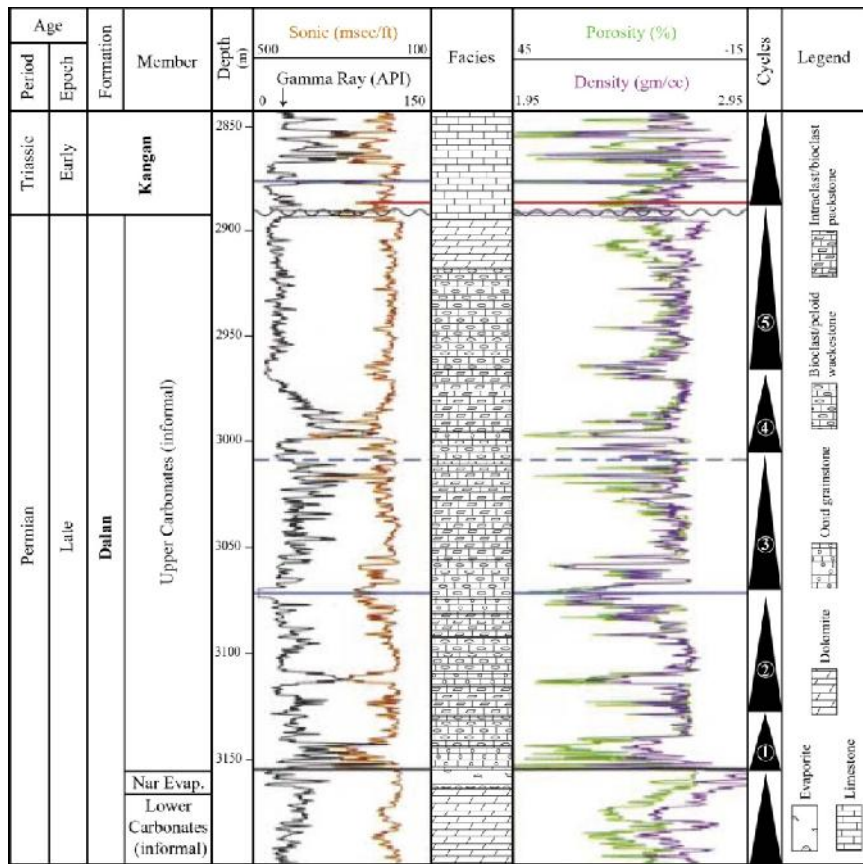
بررسی نمودارهای چاه پیمایی و ستون رخساره‌های واحد کربنات بالایی سازند دالان در میدان پارس جنوبی نشان می‌دهد که این بخش از پنج چرخه کم عمق شونده تشکیل شده است (شکل ۶). چرخه‌های اول، دوم و چهارم تقریباً مشابهند و از تکرار رخساره‌های آئید گرینستون، بایوکلاست پلویید مادستون/وکستون و اینتراکلاست بایوکلاست وکستون/پکستون به وجود آمده‌اند. چرخه نخست حدود ۲۸ متر ضخامت دارد و با بیشترین گسترش رخساره آئید گرینستون، نقش اصلی را در تعیین ظرفیت مخزنی دالان بالایی به عهده دارد. چرخه‌های دوم و چهارم به ترتیب ۵۶ و ۴۱ متر ضخامت دارند. چرخه سوم با ۶۴ متر ضخامت کمترین مقدار تخلخل و پایین‌ترین کیفیت مخزن را دارد. چرخه پنجم ۸۱ متر ضخامت دارد و فاقد رخساره آئید گرینستون است؛ با این حال ۲۲ متر بخش انتهایی این چرخه از دولوستون تشکیل شده است که با افزایش نسبی تخلخل همراه است. در یک ارزیابی کلی می‌توان گفت که در واحد کربنات بالایی سازند دالان میدان پارس جنوبی حدود ۴۲ متر دولوستون و آئید گرینستون با تخلخل متوسط تا خوب وجود دارد که بخش عمده کیفیت مخزنی این سازند را کنترل می‌کنند.



شکل ۵: نمودار ستونی (هیستوگرام) تغییرات تخلخل در نمونه‌های مختلف واحدهای کربنات بالایی سازندهای سورمه و دالان

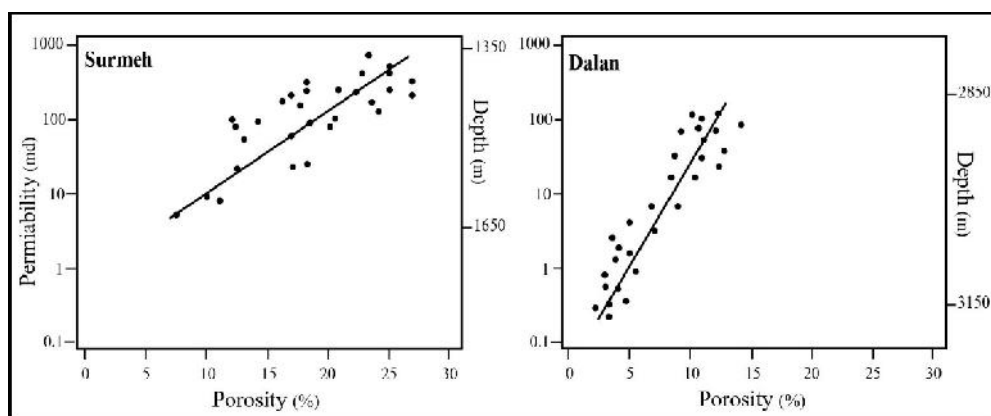
به منظور مقایسه بهتر پتانسیل مخزنی واحدهای کربنات بالایی سازندهای سورمه و دالان، تغییرات مقادیر تخلخل و تراوایی نمونه‌های مختلف این دو سازند در مقابل عمق در شکل ۷ رسم شده است. ملاحظه می‌گردد که در هر دو واحد رسوبی مورد مطالعه تخلخل و تراوایی رابطه مستقیم و خطی دارند. همچنین، کاهش مقادیر تخلخل و تراوایی با افزایش عمق کاملاً مشخص است. با این حال، شیب تغییرات خواص پتروفیزیکی واحد کربنات بالایی سازند سورمه نسبت به دالان بالایی کمتر است که معرف ثبات بیشتر تخلخل و تراوایی نسبت به افزایش عمق است. یکی از مؤثرترین عوامل حفظ تخلخل اولیه، تشکیل سیمان دریایی (نسل اول) به طور ناقص در منافذ می‌باشد. در این حالت، با اتصال بخش‌هایی از دانه‌ها، چارچوب سنگ تا حدودی مستحکم شده و در زمان تدفین از تراکم و حذف تخلخل بین دانه‌های جلوگیری به عمل می‌آید. گسترش سیمان‌های دریایی پیش از تدفین سازند سورمه این نقش را به خوبی ایفا کرده است [۴]. علاوه بر این، مهم‌ترین رویداد دیاژنتیکی سازند سورمه دولومیتی شدن است که طی آن انواع مختلف دولومیت‌ها به ویژه دولومیت‌های درشت بلور محیط دفنی به وجود آمده‌اند [۵]. این موضوع نیز در افزایش تخلخل ثانویه از نوع بین بلوری در کربنات‌های سورمه بالایی مؤثر بوده است.

نگاهی دوباره به نمودار شکل ۷ نشان می‌دهد که در واحد کربنات بالایی سازند دالان با افزایش عمق از کیفیت سنگ مخزن به میزان زیادی کاسته می‌شود. این امر بیانگر تأثیر بیشتر عمق تدفین بر مخزن دالان و تراکم و سیمان شدن آن در دیاژنز دفنی است. در نمونه‌های مختلف بخش بالایی سازند دالان می‌توان انواع مختلف سیمان به خصوص سیمان‌های انیدریتی را مشاهده کرد که بخش زیادی از تخلخل اولیه سنگ را پر کرده‌اند (شکل ۴D). همچنین، مشاهده درزه‌های ناشی از انحلال فشاری و استیلولیت‌های فراوان در مقاطع و مغزه‌های دالان بالایی گواه تراکم شدید و دفن عمیق است (شکل ۴A). به نظر می‌رسد بخش عمده تحولات دیاژنتیکی سازند دالان متأثر از محیط دفنی و بیشتر از نوع تراکم و سیمان شدن بوده است که کاهش تخلخل و تراوایی را در پی داشته است. البته، ورود آب‌های تحت اشباع و انحلال بعضی از آلومیناها به ویژه آلیدها موضوع مهمی است که به ایجاد تخلخل قالبی در بخش‌هایی از دالان بالایی منجر شده است. این داده‌ها بیانگر تاریخچه دیاژنتیکی متفاوت سازندهای سورمه و دالان و تأثیر این تفاوت در کیفیت مخازن آنها است. با همه این اوصاف، مقایسه کلی توان تولید سنگ مخزن‌های سورمه و دالان در میدان‌های مختلف مورد بهره برداری در شمال خلیج فارس و شرق زاگرس حکایت از آن دارد که درجه اشباع هیدروکربن و میزان تولید سازند دالان بسیار بیشتر از سازند سورمه است [۱۶].



شکل ۶: نمودار چاه نگاری، ستون رخساره‌ها و چرخه‌های رسوبی واحد کربنات بالایی سازند دالان در میدان گازی پارس جنوبی، ارتباط نزدیک تغییرات تخلخل و تنوع رخساره‌های مخزن در اعماق مختلف به خوبی قابل مشاهده است (بر اساس داده‌های شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب).

این تفاوت اساساً به تغذیه سنگ مخزن و میزان ارتباط آن با سنگ منشأ مناسب مربوط می‌شود. تغذیه خوب مخزن دالان توسط شیل‌های سازند سرچاهان (سیلورین زیرین) سبب تجمع مقادیر زیادی هیدروکربن در این سازند شده است [۱۸]. به همین ترتیب، ارتباط مناسب کربنات‌های با کیفیت سازند عرب (معادل واحد کربنات بالایی سازند سورمه) و شیل‌های بیتومینه سازند حنیفا (ژوراسیک میانی) منجر به تشکیل میدان‌های بسیار عظیم نفت در جنوب خلیج فارس شده است [۲۷]. در مقابل، شرایط و محیط رسوبگذاری زمان تریاس و ژوراسیک در شمال خلیج فارس کنونی به گونه‌ای بوده که سنگ‌های منشأ با هیدروکربن زیاد گسترش کافی پیدا نکرده‌اند. در این مناطق سازند سورمه روی سازندهای نیریز (ژوراسیک زیرین) و دشتک (تریاس میانی) قرار گرفته است که عمدتاً از تبخیری، شیل و کربنات‌های کم عمق تشکیل شده‌اند [۲۹، ۴۳]. بدیهی است که در این گونه رسوبات امکان تشکیل مقادیر قابل توجه هیدروکربن کم است. البته، بیان این نکته حائز اهمیت فراوان است که بخش‌هایی از رسوبات سازند سورمه به خصوص واحد شیلی زیرین (شکل ۱) در یک حوضه درون شلفی به نام پارس نهشته شده‌اند [۳۱]. این حوضه‌ها به دلیل ژرفای زیاد مکان‌های مناسبی برای تشکیل و گسترش سنگ‌های منشأ هستند که مواردی از آن در لرستان و جنوب خلیج فارس گزارش شده است [۱۹، ۳۷]. با این حال، نرخ بالای تولید کربنات در بخش‌های کم عمق‌تر حوضه پارس سبب شد که حجم زیادی از رسوب به مناطق ژرف حوضه ریزش (Highstand Shedding) نماید [۳، ۳۱، ۴۲]. با ورود مقادیر زیاد رسوب به ژرفنای حوضه، روند رسوبگذاری عادی در آن بخش مختل گردید و شیل‌ها و کربنات‌های غنی از مواد آلی امکان رسوبگذاری نیافتند. به همین خاطر، مخزن سورمه بالایی علی‌رغم کیفیت بهتر و ضخامت بیشتر به اندازه کافی از نفت و گاز اشباع نشده و به تبع آن از تولید کمتری برخوردار است.



شکل ۷: نمودار تغییرات مقادیر تخلخل و تراوایی سازندهای سورمه و دالان در مقابل عمق

برای ارزیابی بهتر میزان تفاوت پارامترهای پتروفیزیکی دو واحد رسوبی مورد مطالعه و عوامل مؤثر بر آنها خلاصه‌ای از یافته‌ها در جدول ۱ درج شده است. با این داده‌ها می‌توان نتیجه گرفت که تفاوت کیفیت مخازن سورمه و دالان اساساً به اختلاف در بافت و کانی شناسی اولیه، محیط رسوبگذاری، عمق تدفین و رویدادهای دیاژنتیکی مؤثر بر آنها مربوط می‌شود. از میان عوامل یاد شده، تغییرات ناشی از دفن عمیق نقش مهم‌تری داشته است.

جدول ۱: مقایسه پارامترهای پتروفیزیکی واحدهای کربنات بالایی سازندهای سورمه و دالان و عوامل مؤثر بر آنها

پارامتر	واحد کربنات بالایی سازند سورمه	واحد کربنات بالایی سازند دالان
میانگین تخلخل	۱۷/۱۲٪ (خیلی خوب)	۸/۵۰٪ (متوسط)
میانگین تراوایی	۳۰۸ میلی دارسی (خیلی خوب)	۳۰ میلی دارسی (متوسط)
محیط رسوبگذاری	حوضه درون شلفی	رمپ هموکلینال
کانی شناسی اولیه	کلستی	آراگونیتی
اندازه آئیدها	۰/۴ میلی متر	۰/۲۵ میلی متر
رخساره غالب	گرینستون و دولوستون درشت بلور	گرینستون، وکستون و دولوستون
تخلخل غالب	بین دانه‌ای و بین بلوری	بین دانه‌ای، بین بلوری و قالبی
ضخامت مفید مخزن	۹۰ متر	۴۲ متر
عمق تدفین	کم، همراه با حفظ تخلخل اولیه و دولومیتی شدن	زیاد، با تراکم شیمیایی و تشکیل سیمان دفنی

۵. نتیجه گیری

واحدهای کربنات بالایی سازندهای سورمه (ژوراسیک بالایی) و دالان (پرمین بالایی) سنگ مخزن بزرگترین میدانهای نفت و گاز جهان هستند و از این نظر اهمیت فراوان دارند. بخش اصلی مخزن این دو واحد رسوبی به وجود رخساره آئید گرینستون و دولوستونهای مختلف در آنها مربوط می‌شود. ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی نشان می‌دهد که میانگین تخلخل و تراوایی در مخزن سورمه ۱۷/۱۵٪ و ۳۰۸ میلی داری (درجه خیلی خوب) و در مخزن دالان ۸/۵۰٪ و ۳۰ میلی داری (درجه متوسط) است. از دلایل اصلی این تفاوت باید به اختلاف در شرایط و محیط رسوبگذاری، بافت و کانی شناسی اولیه و تاریخچه دیاژنتیکی متفاوت این دو بخش اشاره کرد. بررسی تغییرات تخلخل و تراوایی دو سازند مورد مطالعه نسبت به عمق از تغییرات کیفیت مخزن با افزایش عمق حکایت دارد. به دلیل عمق بیشتر سنگ مخزن دالان، شیب تغییرات آن نسبت به سازند سورمه بسیار بیشتر است. کاهش محسوس خصوصیات مخزنی سازند دالان با افزایش عمق بیانگر تأثیر زیاد دفن عمیق همراه با افزایش تراکم و تشکیل سیمانهای دفنی در این سازند است. در مقابل، پتانسیل بالای مخزن سورمه ناشی از حفظ تخلخل بین دانه‌ای در اثر سیمانی شدن ناقص پیش از تدفین و گسترش تخلخل بین بلوری حاصل از دولومیتی شدن آن است. با این وجود، نداشتن ارتباط کافی با سنگ منشأ مناسب سبب شده است که سازند سورمه در شمال خلیج فارس از درجه اشباع هیدروکربن و توان تولید کمتری برخوردار باشد.

تشکر و قدردانی

آقایان دکتر ناصر ارزانی و دکتر علی رضا شرفی با مطالعه دقیق مقاله و ارائه پیشنهادات ارزنده نقش مهمی در اصلاح آن داشته‌اند؛ فرصت را مغتنم شمرده و مراتب امتنان خویش را نسبت به زحمات ایشان ابراز می‌دارم. همچنین، از دست اندرکاران و همکاران گرامی بخش‌های مختلف مجله زمین شناسی نفت ایران به خاطر تسریع در مکاتبات و ارائه راهکاری لازم در موارد متعدد قدردانی می‌نمایم. از آقای دکتر بشری و داور ناشناس محترم بخاطر داوری مقاله سپاسگزارم.

۶. منابع

- [۱] اسعدی، ع.، ح. رحیم پور بناب، ع. چهارزی، ع. کدخدایی، و س. سهرابی، ۱۳۹۲، تلفیق مطالعات پتروگرافی و رخساره لاگ برای تفسیر کیفیت مخزنی بخش بالایی سازند سورمه در میدان بلال: مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، ج. ۵۳، ش. ۴، ص. ۱۷-۳۲.
- [۲] جلیل پیران، س. و س. ر. موسوی حرمی، ۱۳۹۱، عوامل مؤثر بر کیفیت مخزنی سازند کنگان در میدان تابناک: مجموعه مقالات سی و یکمین گردهمایی علوم زمین، ۷ صفحه.
- [۳] جلیلیان، ع. ح.، ۱۳۸۹، چینه نگاری سکانسی سازند سورمه در زاگرس مرکزی، جنوب باختر ایران: رساله دکتری، دانشگاه تربیت معلم تهران (خوارزمی)، ۲۰۵ صفحه.
- [۴] جلیلیان، ع. ح.، ۱۳۹۰، کانی شناسی اولیه کربنات‌های سازند سورمه (ژوراسیک زیرین-بالایی) در فارس داخلی و عوامل کنترل کننده آن: مجموعه مقالات پنجمین همایش تخصصی زمین شناسی دانشگاه پیام نور، ص. ۸۴۱-۸۴۶.
- [۵] جلیلیان، ع. ح.، ی. لاسمی، و ع. آقائاتی، ۱۳۹۰، پتروگرافی و زمین شیمی دولومیت‌های سازند سورمه در منطقه فارس داخلی، جنوب باختری ایران: مجله زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دانشگاه شهید چمران اهواز، ج. ۲، ش. ۱، ص. ۷۶-۶۷.
- [۶] جهانی، د. ب. موحد، و ن. محمدی اکبری، ۱۳۸۸، ارزیابی پتروفیزیکی سازندهای کنگان و دالان در میدان گازی پارس جنوبی: اولین همایش سراسری روش‌ها و فناوری‌های نوین در علوم زمین، ص. ۷۹-۶۱.
- [۷] حسین یار، غ. و ح. رحیم پور بناب، ۱۳۹۰، عوامل کنترل کننده خصوصیات مخزنی رخساره‌های اوئیدی و مادستونی سازند کنگان در میدان پارس جنوبی: مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، ج. ۴۴، ش. ۳، ص. ۱۶-۱.
- [۸] زارعی، س. ب. علی زاده، و ب. موحد، ۱۳۸۷، ارزیابی تراوایی سازند دالان با استفاده از داده‌های نگار CMR، معادله‌های تجربی و مغزه در میدان گازی پارس جنوبی: مجله اکتشاف و تولید، ج. ۵۵، ص. ۴۴-۳۹.
- [۹] زمانی، ز. م. لطف پور، و س. ع. معلمی، ۱۳۸۷، عوامل مؤثر بر خصوصیات مخزنی رخساره‌های اوئیدی واحد دالان بالایی در خلیج فارس: مجله علوم دانشگاه تهران، ج. ۱۵، ش. ۱، ص. ۸۴-۷۱.
- [۱۰] سادات کاظمی، م. و م. ک. قاسم العسکری، ۱۳۹۰، برآورد پارامتر ناهمسانگردی در سازندهای کنگان و دالان با استفاده از نگاره صوتی برشی دوقطبی در یکی از چاه‌های میدان پارس جنوبی: مجله ژئوفیزیک ایران، ج. ۵، ش. ۱، ص. ۱۵۰-۱۳۹.
- [۱۱] فتحی، ن. ح. رحیم پور بناب، م. دارابی، و ع. اسعدی، ۱۳۹۳، عوامل اصلی کنترل کننده کیفیت مخزنی سازند عرب در میدان نفت سنگین فردوسی در بخش دور از ساحل خلیج فارس: مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، ج. ۵۴، ش. ۱، ص. ۷۸-۵۹.
- [۱۲] فتوت، م. غ. هاشمی حسینی، و ح. رحیم پور بناب، ۱۳۹۰، محیط رسوبی بخش بالایی سازند دالان بر روی کمان قطر - فارس و حاشیه شرقی آن: میادین پارس جنوبی و سلمان: مجله پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، ج. ۴۲، ش. ۱، ص. ۱۳۶-۱۱۵.
- [۱۳] کرمانشاهی، ه. م. معماریانی، و م. ر. کمالی، ۱۳۹۰، ارزیابی ژئوشیمیایی سازند سورمه به عنوان سنگ منشأ احتمالی در میدان پارس جنوبی، مجله علوم زمین، ش. ۸۱، ص. ۱۲۹-۱۳۴.
- [۱۴] لطف پور، م. ۱۳۸۴، چینه شناسی توالی‌ها، محیط‌های رسوبی و بیواستراتیگرافی سازندهای دالان و کنگان در ناحیه زاگرس جنوبی با نگرش ویژه بر مرز پرموتریاس، رساله دکتری، دانشگاه شهید بهشتی، ۵۰۰ صفحه.

- [۱۵] لطف پور، م.، ع. معلمی، ع. ر. طهماسبی، ۱۳۷۹، زیست چینه شناسی و سنگ چینه شناسی سازند خوف در میدان سلمان (جنوب خلیج فارس) با نگرشی ویژه بر مرز پرموتریاس، فشرده مقاله‌های چهارمین همایش انجمن زمین شناسی ایران، ص. ۱۳۰-۱۳۳.
- [۱۶] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی نفت زاگرس، جلد دوم، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۱۰۰۹ صفحه.
- [17] Ahr, W. M., 2008, *Geology of carbonate reservoirs*: John Wiley & Sons Publication, 277 p.
- [18] Ala, M. A., Kinghorn, R. R. F. and M. Rahman, 1980, Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province, southwest Iran: *Journal of Petroleum Geology*, v. 3, p. 61-89.
- [19] Alsharhan, A.S. and A. E. M.Nairn, 2003, *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*: Elsevier, 843 p.
- [20] Archie, G. E., 1952, Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations: *AAPG Bulletin*, v. 36, p. 278 – 298.
- [21] Bashari, A., 2005, Khuff Formation Permian – Triassic carbonate in the Qatar – South Pars arch hydrocarbon province of the Persian Gulf: *First Break*, v. 23, p. 43-50.
- [22] Bordenave, M. L., 2008, The origin of the Permo-Triassic gas accumulation in the Iranian Zagros foldbelt and contiguous offshore areas: A review of the Palaeozoic petroleum system, *Journal of Petroleum Geology*, v. 31, no, 1, p. 3-42.
- [23] Cantrell, D. L., P. K. Swart, R. C Handford, C. G. Kendall, and H. Wetphal ,2001, Geology and production significance of dolomite, Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia: *GeoArabia*, v. 6, p. 45-59.
- [24] Ehrenberg, S. N., 2006. Porosity destruction in carbonate platforms: *Journal of Petroleum Geology*, v. 29, no. 1, p. 41-52.
- [25] Ehrenberg, S. N., Eberli, G. P., Keramati, M. and S. A. Moallemi, 2006, Porosity-permeability relationships in interlayered limestone-dolostone reservoirs: *AAPG Bulletin*, v. 90, no. 1, p. 91-114.
- [26] Frébourg, G., Davaud, E., Gaillot, J., Virgone, A. and M. Kamali, 2010, An Aeolianite in the upper Dalan Member (Khuf Formation), south Pars field, Iran: *Journal of Petroleum Geology*, v. 33, no, 2, p. 141-154.
- [27] Ghazban, F., 2007, *Petroleum geology of the Persian Gulf*: Tehran University Press, 707 p.
- [28] Insalaco, E., A. Virgone, B. Courme, J. Gaillot, Kamali, S.A., Moallemi, M.R., Lotfpour, and S. Monibi, 2006, Upper Dalan Member and Kangan Formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran: depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture. *GeoArabia*, v. 11, p. 75-176
- [29] James, G.A. and J.G. Wynd, 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area: *AAPG Bulletin*, v. 49, no. 12, p. 2182-2245.
- [30] Kashfi, M. S., 2000, The greater Persian Gulf Permian-Triassic stratigraphic nomenclature requires study: *Oil and Gas Journal*, Tulsa, v. 6, p. 36-44.
- [31] Lasemi, Y. and Jalilian, A. H., 2010, The Middle Jurassic basinal deposits of the Surmeh Formation in the Central Zagros Mountains, southwest Iran: Facies, Stacking Pattern and Controls: *Carbonates and Evaporites*, v. 25, no. 4, p. 283-295.
- [32] Lucia, F. J., 1995, Rock-fabric Petrophysical Classification of carbonate pore space for reservoir characterization: *AAPG Bulletin*, v. 79, no. 12, p. 1275-1300.
- [33] Lucia, F. J., 1999, *Carbonate reservoir characterization*: Springer. 266 P.
- [34] Lucia, F. J., 2007, *Carbonate reservoir characterization: Second Edition*, Springer. 336 p.
- [35] Meyer, A., Biochard, R., Azzam, I., Al-Amoudi, A., 2004, The Upper Khuff Formation, sedimentology and static core rock type approach comparison of two offshore Abu Dhabi Fields: *SPE Inc. No. 88794*: 3.

- [36] Moradpour, M., Z. Zamani, Z. and S. A. Moallemi, 2008, Controls on reservoir quality in the Lower Triassic Kangan Formation southern Persian Gulf: *Journal of Petroleum Geology*, v. 31, no.4, p. 367-386.
- [37] Murriss, R.J., 1980, Middle East: Stratigraphic evolution and oil habitat: *AAPG Bulletin*, v. 64, no. 5, p. 597-618.
- [38] North, F. K., 1985, *Petroleum Geology*: Allen and Unwin, London, 607 p.
- [39] Pollastro, R. M., 2003, Total Petroleum Systems of the Paleozoic and Jurassic, Greater Ghawar Uplift and Adjoining Provinces of Central Saudi Arabia and Northern Persian Gulf: *U. S. Geological Survey Bulletin* 2202-H, 100 p.
- [40] Sandberg, P. A., 1983, An oscillating trend in Phanerozoic nonskeletal carbonate mineralogy: *Nature*, v. 305, p. 19-22.
- [41] Sander, R., 2005, Global Natural Gas Reserves- A Heuristic Viewpoint: *Oil and Gas Journal*, 13 p.
- [42] Schlager, w., J. J. G. Reijmer, and A. Droxler, 1994, Highstand shedding of carbonate platforms: *Journal of Sedimentary Research*, v.64, p. 270-281.
- [43] Szabo, F., and A. Kheradpir, 1978, Permian and Triassic stratigraphy, Zagros basin, south-west Iran: *Journal of Petroleum Geology*, v. 1, no. 2, p. 57-82.

A comparison of the Surmeh and Dalan formations reservoir potential in the Persian Gulf

A.H. Jalilian*

*jalilian@pnu.ac.ir

Received: August 2014, Accepted: November 2014

Abstract

The giant oil and gas fields in the northern Persian Gulf correspond to reservoir intervals which comprise Surmeh and Dalan formations. The main production units in these formations are their upper carbonates with typically ooid grainstone to dolostone lithofacies. As a comparative study the petrophysical characteristics of these formations were considered based on core logging, well logging and petrography of thin sections. The upper carbonate unit of the Surmeh Formation was studied in the Tabnak Field and the Dalan Formation in the South Pars Field. The average porosities were 17.15% and 8.50% for the Surmeh and Dalan reservoirs respectively. Their permeability's were 308 md for the Surmeh and 30 md for the Dalan reservoirs. This contrast in porosity-permeability data of the studied reservoirs correspond to their depositional and diagenetic history. The high reservoir potential of the Surmeh Formation correspond to its interparticle primary porosity partly remained after partial early cementation and its intercrystalline porosity due to dolomitization. This is different in the Dalan Formation which had a different diagenetic history and its porosity mainly reduced during compactional processes during the burial as well as burial cementation. However, although the Surmeh reservoir has a higher porosity and permeability, it has a lower production yield, because of its limited source rock and migration pathways.

Key words: Reservoir potential, Surmeh Formation, Dalan Formation, Persian Gulf

