

تجزیه و تحلیل رخساره‌های، محیط رسوبی و فرآیندهای دیاژنتیکی سازند ایلام میدان گچساران، حوضه زاگرس

مهدی احمدی نبی^۱، داوود جهانی^۱ و بهمن سلیمانی^{۲*}

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران شمال، ایران

۲- گروه زمین‌شناسی و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۳/۲۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۴/۱۲

چکیده

بررسی ویژگی‌های رسوبی سازندهای کربناته به‌عنوان یکی از مخازن عمده ذخیره‌سازی هیدروکربن، اهمیت بالایی دارد. به‌منظور تجزیه و تحلیل رخساره‌های، محیط رسوبی، و تغییرات دیاژنتیکی سازند ایلام (گروه بنگستان) در میدان گچساران از داده‌های مقاطع نازک، و نمودارهای چاه‌پیمایی (لاگ) استفاده شده است. مطالعات پتروگرافی نشان داد این سازند منحصراً در بخش غربی گسترش داشته، و با یک منطقه زیستی حاوی رخساره نریتیک ناحیه کم عمق دریا، مشخص می‌گردد. رخساره‌های رسوبی این سازند عمدتاً آهکی که گاهی (بسته به عمق حوضه رسوبی) به آهک شیلی تغییر می‌نماید. در چاه‌های بخش شرقی میدان گچساران، نبود عظیمی از رسوبات کنیاسین و تورونین مشاهده شد که علت آن تأثیر فاز فرسایشی بعد از سنومانین-تورونین و ایجاد ارتفاعات قدیمی به موازات گسل خارک-میش است. رخساره‌های تعیین شده بر روی یک پلاتفرم کربناته (شلف)، در سه محیط لاگون، پشته (شول) و لاگون دریای باز نهشته شده‌اند. رخساره‌های سازند ایلام محیط‌های مختلف دیاژنتیکی دریایی، متئوریک، دنی و نیز بالا آمدگی را تجربه نموده‌اند. این رسوبات در معرض فرآیندهای میکربیتی شدن، فشردگی، سیمانی شدن، نئومورفیسم، انحلال، شکستگی و جانشینی (دولومیتی شدن، هماتیتی شدن و پیریتی شدن) قرار گرفته‌اند. مهم‌ترین انواع تخلخل شامل حفره‌ای مرتبط، شکستگی و کانالی هستند، که نقش زیادی در تغییرات کیفیت مخزن داشته‌اند. بررسی مقادیر پارامترهای پتروفیزیکی نشان داد که میانگین تخلخل، اشباع آب و نسبت ضخامت مفید به کل متغییر بوده ولی به‌طور کلی به ترتیب 0.23 ، 0.88 و 0.16 است. با توجه به پایین بودن میزان تخلخل، نقش شکستگی، و سایر فرآیندهای دیاژنتیکی در کیفیت مخزن قابل توجه است. فعالیت بلندی قدیمی در بخش شرقی نه تنها در توزیع رخساره‌های محسوس است بلکه نقش عمده‌ای در تحولات بعدی سازند ایلام دارد. بنابراین کیفیت مخزنی سازند ایلام تابع عوامل متعدد رسوبی، دیاژنتیکی و فعالیت تکتونیکی بوده، و لذا در بخش‌های مختلف متغییر خواهد بود.

کلمات کلیدی: میدان گچساران، سازند ایلام، نمودار چاه‌پیمایی، رخساره رسوبی، کیفیت مخزن

مقدمه

آنالیز رخساره‌ای در اکتشاف و توسعه مخازن هیدروکربنی در سنگ‌های کربناته اهمیت بالایی دارد [۱]. کیفیت سنگ مخزن می‌تواند متأثر از شرایط رسوبی یا نوع رخساره رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی مؤثر بر آن باشد [۲]. در مخازن هیدروکربنی، انواع مرتبط با سطوح ناپیوستگی، ۲۰ تا ۳۰٪ از کل ذخایر هیدروکربوری را شامل می‌شوند [۳]. تأثیر شرایط و فرآیندهای دیاژنزی جوی (ائوژنتیک/تلوژنتیک) بر بیرون زدگی‌ها، در حفظ، گسترش و یا تخریب تخلخل در این‌گونه مخازن با اهمیت است [۴-۵]. سیستم حفرات در طول زمان رخنمون، تحت شرایط جوی قرار می‌گیرند و دوره‌های کوتاه‌تر رخنمون در مقایسه با دوره‌های طولانی‌تر، افزایش بیشتر تخلخل و بهبود کیفیت مخزنی را موجب می‌شوند [۳]. تاکنون نظرات مختلفی در مورد مرز ناپیوستگی سنومانین فوقانی تا پایان تورونین در فروافتادگی دزفول ارائه شده است: در بالای منطقه زیستی ۲۹ [۶-۸]، در زیر منطقه زیستی ۲۹ [۹-۱۰]، به صورت دو ناپیوستگی [۱۱-۱۲] و یا یک ناپیوستگی اصلی در میانه منطقه زیستی ۲۹ [۱۳-۱۴]. نوشته‌ها و مقالات زیادی در خصوص سازند ایلام وجود دارد که از مهم‌ترین آنها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد: وزیری مقدم [۱۵] زیست‌چینه‌نگاری سازند ایلام را در جنوب شرقی شیراز مطالعه کرده و در آن دو منطقه زیستی براساس فرامینیفرهای پلانکتون تشخیص داده است. وزیری مقدم و صفری [۱۶] میکروفاسیس و محیط رسوبی سازند را در منطقه سمیرم مطالعه و سن سازند ایلام را سانتونین و مدل رسوبی آن را فلات کربناته از نوع رمپ و سرمدی و همکاران [۱۷] محیط شول و دریای باز را برای آن در میدان نفتی سعادت‌آباد در نظر گرفته‌اند. هر چند براساس موقعیت سازند در حوضه زاگرس سن‌های مختلفی از جمله تورونین-کامپانین (شاهین [۱۸] در میادین مشترک ایران-عراق)، کنیاسین-سانتونین (خدایی و همکاران [۱۴] در ناحیه آبادان) و سانتونین (خسرو

تهرانی و همکاران [۱۹] در کوه عسلویه) بیان شده است. سپیانی و همکاران [۲۰] پتروگرافی و تاریخچه رسوب‌گذاری سازند ایلام در چاه‌های شماره ۱ و ۴ میدان نفتی ماله کوه (شمال باختری اندیمشک) را مورد بررسی قرار دادند. اسدی مهمان‌دوستی [۲۱] و اسدی مهمان‌دوستی و همکاران [۲۲-۲۳] به بررسی ژئوشیمی، محیط رسوبی و دیاژنزی سازند ایلام پرداخته‌اند. چهارده چریک [۲۴] زیست‌چینه‌نگاری سازند ایلام (مقطع تیپ (را براساس فرامینیفرهای پلانکتونیک، جنوب-غرب ایلام مورد بررسی قرار داد. ریختگرزاده و همکاران [۲۵] در مطالعه ریز چینه‌ای سازند سروک و ایلام در چاه ۳۳۵ در میدان گچساران، ۵ زیر رخساره در سازند ایلام تعیین نمودند. مهربانی و همکاران [۲۶] محیط رسوبی و سکانس چینه‌ای سازند ایلام در فروافتادگی دزفول را مطالعه نمودند. مدل‌سازی سازند ایلام در میادین نفتی جنوب‌غرب ایران توسط محققین مختلفی مطالعه شده است (مانند [۲۷-۲۸]). با بررسی پیشینه مطالعاتی، به نظر می‌رسد ارزیابی تکمیلی این سازند و تغییرات لیتولوژیکی آن، نیازمند بررسی و توجه به نقش تکتونیک در پتانسیل هیدروکربنی این سازند [۲۹-۳۰] و نیز استفاده از داده‌های حاصل از چاه‌های حفاری جدید است. مقاله کنونی تلاش می‌نماید که با آنالیز رخساره رسوبی و بررسی فرآیندهای مختلف دیاژنزی سازند ایلام در میدان گچساران با توجه به داده‌های چاه‌های حفاری جدید، تفسیر جدید و مدل رسوبی مناسبی را ارائه نماید.

موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

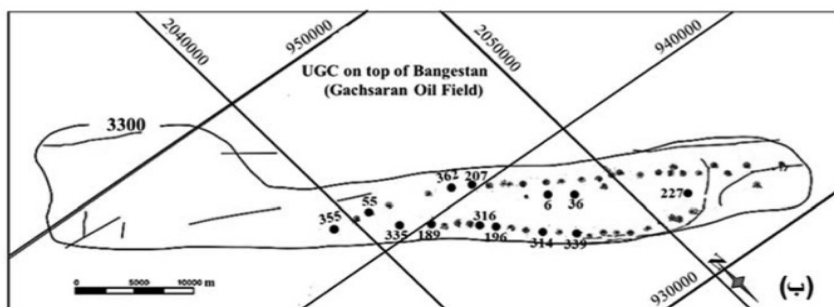
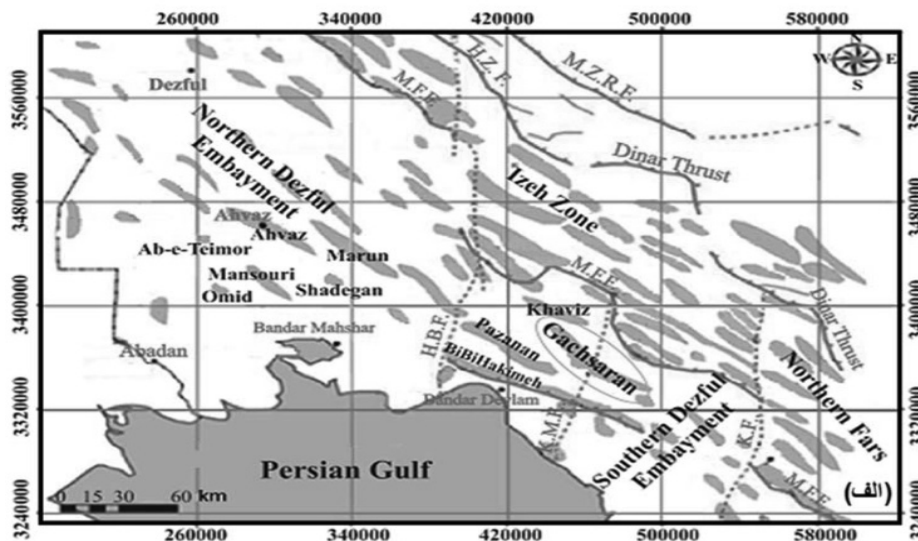
میدان گچساران در ۵ km جنوب غربی شهرستان گچساران و ۲۰۰ km جنوب شرق شهرستان اهواز قرار دارد. این میدان از نظر ساختمان، تاق‌دیسی کشیده و نامتقارن با محوری در جهت شمال غرب جنوب شرق به طول ۶۳ km و عرض ۶ تا ۱۲ km است. میدان گچساران به دلیل مجاورت و انضمام تاق‌دیس نسبتاً کوچک و ساده‌ای به نام لیشر در

ضخامت محدود سازند ایلام و نیز نبود آن در بعضی از چاه‌های حفاری شده، تعداد ۲۰۰ مقطع نازک مربوط به سازند ایلام تفکیک و توسط میکروسکوپ پلاریزان مورد بررسی قرار گرفت. مجموع طول مغزه در چاه‌های مورد مطالعه ۱۲۵ m از چاه‌های ۳۵۵، ۳۶۲، و ۳۱۶ بود. در این مطالعه، در طبقه‌بندی سنگ‌ها از روش دانه‌ام [۳۲]؛ در تفسیر ریزرخساره‌ها از مدل‌های شلاگر [۳۳] و فلوگل [۱]؛ در شناسایی تخلخل از طبقه‌بندی چوکت و پری [۳۴] استفاده گردید. با توجه به عدم امکان رنگ‌آمیزی مقاطع، شناسایی انواع تخلخل در میکروسکوپ با کمک تیغه ژپیس و چسب اپوکسی با رنگ آبی انجام گرفت. به‌منظور اصلاح منطقه‌بندی مخزن بنگستان (سازندهای ایلام و سروک)، از نمودارهای چاه‌پیمایی (مانند گاما، نوترون، دانسیته) و همچنین نرم‌افزار سیکلولاگ نیز استفاده شد.

دماغه غربی آن، گچساران - لیشتر نامیده می‌شود. این میدان و رخنمون‌های اطراف از نظر ژئومتری و هندسه رسوبی، تحت تأثیر ساختار خطی خارک - میش قرار گرفته است. تاقدیس میش در فاصله ۱۷ km شرق دو گنبدان (گچساران) و از نظر زمین‌شناسی در منطقه ایذه در کمربند ساده چین‌خورده زاگرس قرار دارد (شکل ۱).

روش و ابزارهای مورد استفاده

در این مطالعه جهت بررسی پتروگرافی و همچنین تعیین و تفکیک رخنساره‌های رسوبی، بررسی فرآیندهای دیاژنزی و تفسیر کیفیت مخزنی هر رخنساره، از مقاطع نازک، داده‌های مغزه، و نمودارهای چاه‌پیمایی استفاده گردید. با بررسی تعداد ۱۳۱۴ مقطع نازک (شامل ۴۶۵ مقطع نازک از نمونه‌های مغزه و ۸۴۹ مقطع نازک تهیه شده کنده‌های حفاری) مربوط به مخزن بنگستان، به‌دلیل



شکل ۱ الف) نقشه موقعیت میدان گچساران و میادین همجوار [۳۱] و ب) موقعیت چاه‌های مورد مطالعه

رخساره اصلی (شامل: ۱-شول؛ ۲-لاگون‌های محدود شده و دارای ارتباط با دریای باز) نهشته شده‌اند.

ریزرخساره‌های شول یا پشته‌های زیرآبی^۴

ریزرخساره شماره ۱- گرینستون: این ریزرخساره (شکل ۲ الف)، از فرامینیفرای کفزی با فراوانی بسیار زیاد (نظیر آلئولینیدا، نزازاتا، میلیولیدا و غیره)، خرده‌های رودیست و بایوکلاستاها (عمدتاً میکرایتی شده) و پلوئید است. فراوانی فرامینیفرای بنتیک (اغلب میکرایتی شده) به حدی است که می‌توان در برخی موارد آن را بنتیک فرام گرینستون نامید. فابریک رسوبی نظیر جورشدگی خوب اجزاء بیانگر انرژی بالای محیط رسوب‌گذاری بوده و با توجه به این توضیحات، این ریزرخساره به بخش شول خصوصاً به سمت لاگون^۵ نسبت داده می‌شود.

ریزرخساره‌های لاگون محدود شده و دریای باز^۶

ریزرخساره شماره ۲- وکستون حاوی خرده‌های رودیست و فرامینیفرای بزرگ: این ریزرخساره (شکل ۲ ب) شامل فرامینیفرای کفزی بزرگ از قبیل آلئولینیدا، میلیولیدا و نزازاتا و خرده‌های کوچک رودیست و پلوئید در زمینه‌های میکرایتی است. پدیده میکرایتی شدن در برخی بایوکلاستاها دیده می‌شود. این ریزرخساره معادل RMF16 فلوگل [۲۱] (مادستون- وکستون دارای میلیولید) است.

از مهم‌ترین نمودارهای به کار گرفته شده می‌توان به گامای تصحیح شده^۱، تخلخل نوترون، چگالی، مقاومت، نمودار تخلخل مؤثر^۲ و نمودار اشباع شدگی آب مؤثر^۳ اشاره کرد. در این پژوهش، رخساره‌های سازند ایلام در ۹ حلقه چاه میدان گچساران مورد مطالعه قرار گرفت. در این راستا، ارزیابی محیط رسوبی توسط معیارهای رسوبی و پالئواکولوژیکی انجام شد.

بحث

آنالیز رخساره‌های سازند ایلام در میدان گچساران

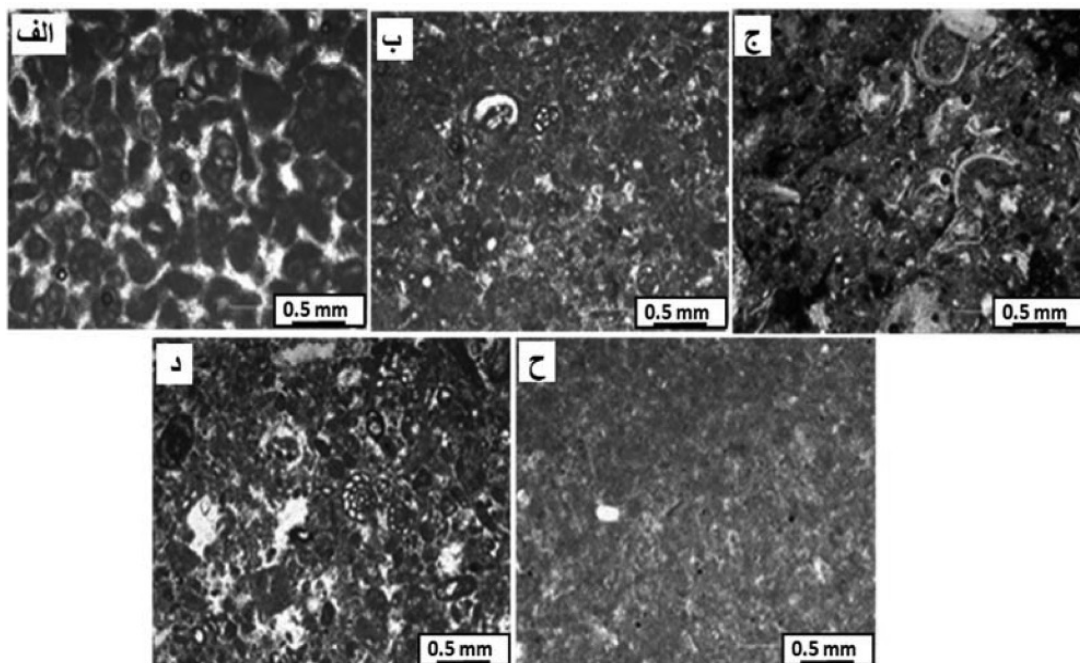
با توجه به بررسی‌های به عمل آمده در زمینه توزیع رخساره‌های رسوبی سازند ایلام در چاه‌های مورد مطالعه این میدان آشکار شد که این سازند تنها در بخش غربی میدان مشاهده می‌شود ولی به سمت شرق میدان به واسطه وجود بلندی‌های دیرین، تحت تأثیر فرسایش و یا نبود رسوب‌گذاری قرار گرفته است. رخساره غالب سازند ایلام در بخش‌های کم عمق تر پلاتفرم کریناته در محیط‌های شول، لاگون مرتبط با دریای باز و لاگون محدود، تشکیل شده است.

مطالعات رخساره‌ای انجام گرفته منجر به شناسایی تعداد ۵ ریزرخساره (جدول ۱ و شکل ۲) در سازند ایلام شده که این ریزرخساره‌ها در ۲ کمر بند

جدول ۱ ریزرخساره‌های مشاهده شده سازند ایلام

رخساره	توصیف	محیط رسوبی
MF 1	گرین استون-فرامینیفیر بنتیک (BF)، پلوئیدها	شول
MF 2	وکستون-بایوکلاست (رودیست، دوکفه‌ای، فقدان فرامینیفیر بنتیک)	لاگون
MF 3	مادستون-وکستون، فرامینیفیر بنتیک (والئولینا، نزازاتا، ...)-بایوکلاست (خرده رودیست)	لاگون
MF 4	پکستون دارای فرامینیفیر بنتیک + خرده صدف	لاگون
MF 5	مادستون (فرامینیفیر بنتیک نظیر میلیولیده، نزازاتا، ...)	لاگون-نیمه محدود

1. CGR=Corrected Gamma Ray
2. PHIE
3. SWE
4. Shoals
5. Back Shoal
6. Open Marine lagoon



شکل ۲ تصاویر میکروسکوپی از ریزرخساره‌های شناسایی شده شامل: الف-گرینستون (MF1)؛ ب-وکستون حاوی خرده‌های رودیست و فرامینیفرای بزرگ و دارای پلوئید (MF2)؛ ج-وکستون و مادستون حاوی قطعات جلبک و فرامینیفرای بنتیک (MF3)؛ د-وکستون و پکستون حاوی قطعات جلبک و فرامینیفرای بنتیک (MF4)؛ ح-مادستون با فونای لاگون محدود (MF5)، در چاه‌های ۳۳۵ و ۳۵۲ و ۳۱۶ میدان گچساران

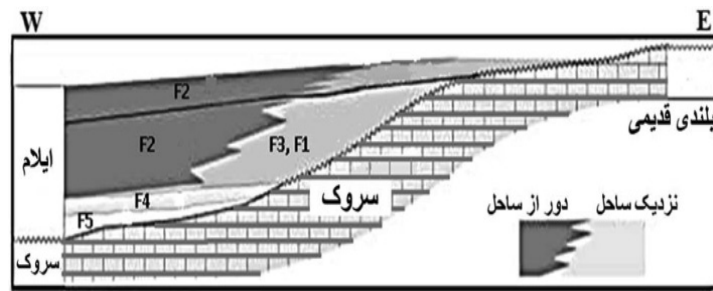
فرامینیفرهای کفزی از قبیل میلیولیدا، آلوئولینیدا و نزازاتا، قطعات دو کفه‌ای در زمینه‌ای گلی مشخص شده، و میلیولیدا بسیار فراوان‌تر از سایر فرامینیفرهای مورد اشاره است. در این ریزرخساره، فرامینیفرها دارای تنوع کمتری نسبت به ریزرخساره قبلی هستند. فراوانی میلیولیدا و فایریک گلی بیانگر محیط لاگون (محدود شده) است.

محیط و مدل رسوبی سازند ایلام

توزیع ریزرخساره‌های سازند ایلام همراه با تغییرات محیط رسوبی در شکل‌های ۳ و ۴ ارائه شده است. رسوب‌گذاری در عمق‌های مختلف از دریاچه‌ای-قاره‌ای تا محیط‌های کم‌عمق و نسبتاً عمیق دریای باز صورت گرفته است. محیط دریاچه‌ای شیرین تا لب شور در زمان پایین بودن سطح آب دریا وجود داشته است. پس از آن پسروری آب دریا و خروج از آب، در مناطق فروافتاده تر رخساره‌های آب‌شیرین و لب‌شور رسوب کرده است. با شروع پیشروی و رسوب‌گذاری اولین رسوبات دریایی (F5) منجر به پایه‌گذاری شلف باز شده است.

ریزرخساره شماره ۳- وکستون و مادستون حاوی قطعات جلبک و فرامینیفرای بنتیک: قطعات جلبک سبز، فرامینیفرای کفزی مانند نزازاتا، میلیولیدا، آلوئولینیدا و خرده‌های رودیست و اویستر از آلوکم‌های غالب این ریزرخساره (شکل ۲ ج) هستند. با توجه به تنوع فرام‌های کفزی و حضور قطعات جلبک سبز، این ریزرخساره در محیط لاگون محدود با ارتباط اندک با آب‌های آزادتر رسوب‌گذاری شده است. ریزرخساره شماره ۴- وکستون و پکستون حاوی قطعات جلبک و فرامینیفرای بنتیک: قطعات جلبک سبز، فرامینیفرای کفزی مانند نزازاتا، میلیولیدا، آلوئولینیدا و خرده‌های رودیست از آلوکم‌های غالب این ریزرخساره (شکل ۲ د) هستند. با توجه به تنوع فرام‌های کفزی و حضور قطعات جلبک سبز، این ریزرخساره در محیط لاگون محدود با ارتباط اندک با آب‌های آزاد نهشته شده است.

ریزرخساره شماره ۵- مادستون با فونای محدود لاگون: این ریزرخساره (شکل ۲ ح) با مقدار کمتر



شکل ۳ مدل رسوبی مفهومی پیشنهادی برای سازند ایلام در میدان گچساران (F= فاسیس)

عمق (متر)	لیتولوژی	رده بندی بافتی مادستون وکستون کربن استون میلور	رنگه انحلالی استیلولیت	آلودگی نفتی	منطقه زیستی	سن بر اساس زیست چینه ای	دیسکوسیکلینا شیلومر جری	اکتیونید	تزازاتا پیکاردی	رودیسیت	الیگو استیرینا
۲۵۰۰					۴	تورونین- سالتونین	X	X			
۲۵۲۰								X			
۲۵۴۰					۲	سنومانیان بالایی- تورونین	X	X			
۲۵۶۰							X	X			

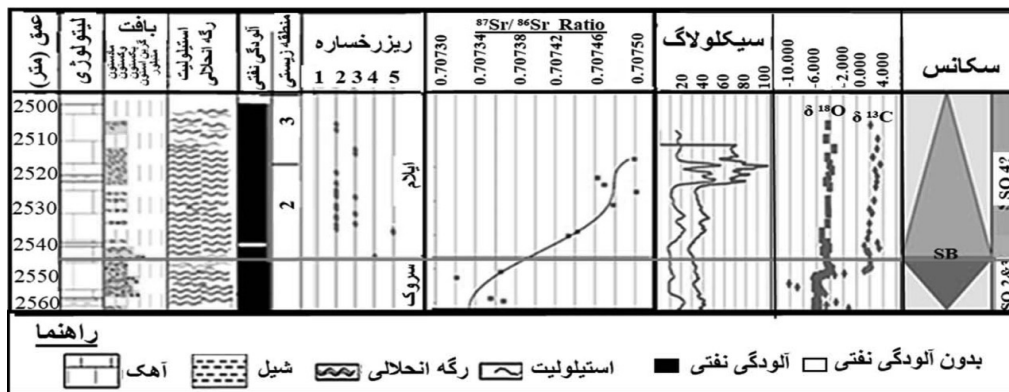
شکل ۴ نمایش شماتیکی توزیع رخساره‌ها در سازند ایلام در چاه X میدان گچساران

ایزوتوپی کربن و اکسیژن به سمت راس سازند دارای مقادیر مثبت تری است یعنی رسوب از ایزوتوپ‌های سبک غنی تر است. به طوری که روندهای افزایشی دما با سبک شدن نسبت ایزوتوپ کربن و روندهای کاهش دما با سنگین شدن این نسبت متناسب است؛ با وجود این، تغییرات نسبت ایزوتوپ کربن به عوامل بسیاری از جمله تغییرات مواد آلی و آثار زیستی بستگی دارد و به سادگی ایزوتوپ اکسیژن نیست [۳۷].

نقش بلندی‌های قدیمی در توزیع رخساره‌ای سازند ایلام

به منظور تفسیر توزیع رخساره‌ای سازند ایلام، ضخامت سازند با استفاده از داده‌های نمودارهای چاه پیمایی و نرم افزار پترل و همچنین مطالعه ۶ حلقه چاه مغزه دار و در بعضی موارد جهت رفع ابهام جهت تعیین سر سازندها از مقاطع نازک مطالعه گردید.

محیط عمیق تر با رخساره‌های (F1 و F2) مشخص می‌شود. روند رسوب گذاری در سازند ایلام به طور کلی حالت پیش رونده دارد (شکل ۳). تجزیه و تحلیل رخساره‌ای حاکی از این است که کربنات‌های سازند ایلام در این ناحیه از فروافتادگی دزفول در یک محیط پلاتفرم کربناته از نوع شلف تشکیل شده است. در شکل ۵ نیز تغییرات نسبت ایزوتوپی استرانسیم و نمودار سیکلولاگ (در یکی از چاه‌ها) نمایش داده شده است. این پارامترها تطابق خوبی را با تغییرات سکانسی نشان می‌دهند. روند تغییرات نسبت ایزوتوپی $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ به سمت راس سازند افزایشی جزئی نسبت به بخش زیرین (سازند سروک) نشان می‌دهد (از ۰/۷۰۷۳ تا ۰/۷۰۷۵). نسبت ایزوتوپی با سن سازند مطابقت داشته [۳۵]، این تغییر افزایشی می‌تواند مربوط به کم عمق شدن حوضه باشد [۳۶]. تغییر قابل ملاحظه این نسبت در عبور از سازند سروک به ایلام مشاهده می‌گردد. روند تغییرات نسبت



شکل ۵ تغییرات نسبت ایزوتوپی استرانسیم، اکسیژن و کربن و نمودار سیکلولوگ در چاه X گچساران [۳۸]

محیط دفن عمیق صورت می‌گیرد. این موضوع در ایجاد و تخریب تخلخل در رسوب بسیار حائز اهمیت است [۴۲]. پیش از آغاز دیاژنز تخلخل و تراوایی توسط ترکیب رسوبات و شرایطی که در طول رسوب‌گذاری غالب است کنترل می‌شوند [۴۳]. فرآیندهای دیاژنزی با اعمال تغییرات قابل ملاحظه بر روی رسوبات و سنگ‌های میزبان خود، موجب تغییر در سیستم اولیه حفرات شده و توزیع اولیه کیفیت مخزنی را دچار تغییرات اساسی می‌کنند [۲]. به‌طور کلی، دیاژنز به‌میزان قابل توجهی می‌تواند خواص مخزنی سنگ‌های کربناته را تغییر دهد [۴۱]. بنابراین فرآیندهای دیاژنزی در تعیین خصوصیات مخزنی سنگ‌های کربناته اهمیت بالایی دارند. کربنات‌های سازند ایلام در میدان نفتی گچساران تحت تأثیر طیف وسیعی از فرآیندهای دیاژنتیکی قرار گرفته‌اند. این فرآیندها به‌صورت شیمیایی و بیوشیمیایی شامل انحلال، سیمانی شدن، میکریتی‌شدن، استیلولیتی‌شدن، جانشینی دولومیتی‌شدن، هماتیتی‌شدن و پیریتی‌شدن، و یا مکانیکی (فیزیکی) شامل فشردگی و شکستگی هستند.

میکریتی‌شدن

میکریتی‌شدن خردده‌های اسکلتی در کربنات‌های سازند ایلام به‌طور گسترده‌ای مشاهده شده است. میکریتی‌شدن اولین مرحله دیاژنتیکی است که در دیاژنز دریایی رخ می‌دهد [۴۴].

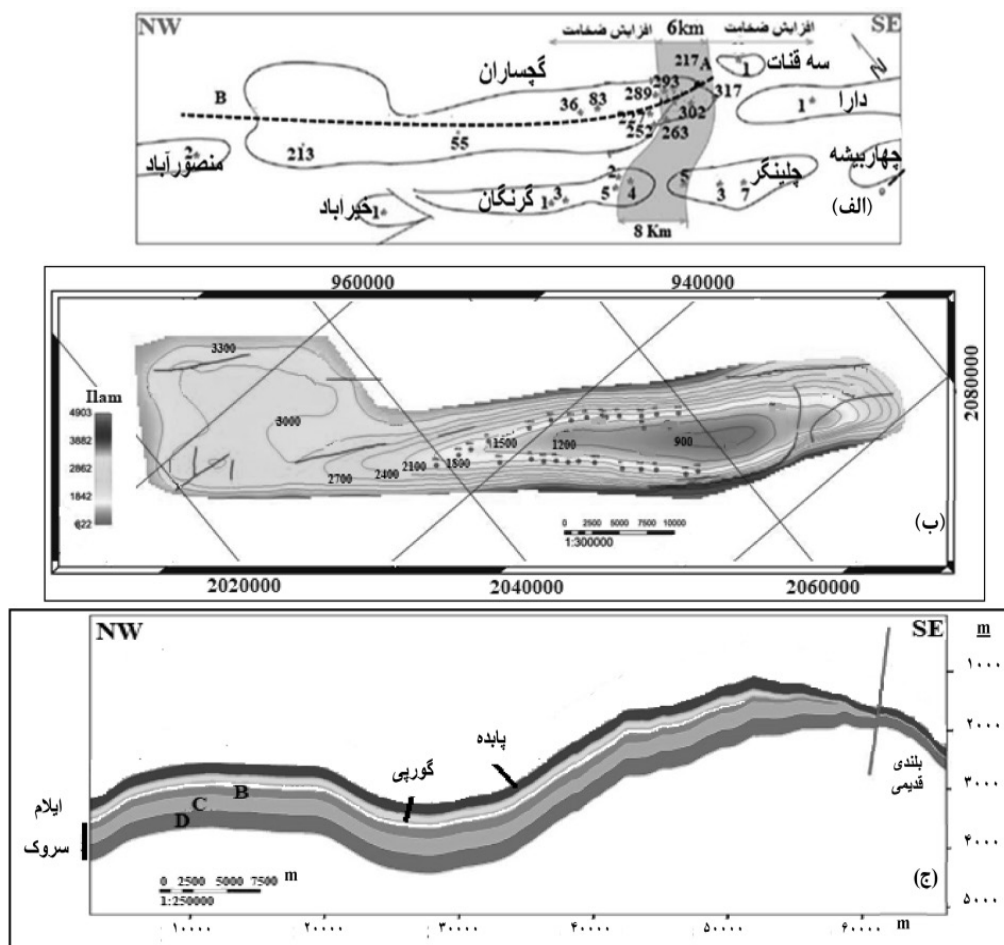
عملکرد بلندی قدیمی خارک - میش و توپوگرافی ایجاد شده در حوضه رسوبی میدان گچساران، باعث کاهش ضخامت ایلام در مرکز و حذف آن در بخش شرقی میدان شده است. ضخامت ایلام از ۶۶ m در گچساران - ۵۵ (غرب میدان) به ۴۴ m در چاه - ۳۶ (مرکز) و به صفر در چاه - ۲۲۷ (شرق میدان) کاهش یافته است. محدوده بلندی قدیمی خارک - میش در شکل ۶ الف در میدان گچساران و رخنمون‌های اطراف که به‌صورت تغییرات ضخامت سازندها در امتداد یال شمالی در شکل ۶ ج نمایش داده شده است. این تأثیر شامل موارد زیر است.

- عدم رسوب‌گذاری ایلام در شرق میدان و کاهش ضخامت آن در بخش‌های مجاور (شکل ۶).
- تأثیر آن بر روی سایر سازندها به‌صورت کاهش ضخامت در بخش شرقی میدان. به‌نظر می‌رسد این تأثیر بر رسوب سازند سروک کمتر از سایر سازندها باشد (شکل ۶ ج).

• بخش غربی میدان می‌تواند با بخش شرقی میدان تفاوت کلی داشته باشد (شکل ۶ ب و ۶ ج).

فرآیندهای دیاژنزی

سنگ‌های کربناته از نظر اقتصادی اهمیت بسیار زیادی دارند [۳۹]. دیاژنز نقش عمده‌ای را در تخریب تخلخل اولیه و ایجاد تخلخل ثانویه در آنها ایفا می‌کند [۳۹ و ۴۱]. دیاژنز کربنات‌ها در ارتباط با فرآیندهای مختلفی است که در محیط‌های نزدیک به کف دریا، متئوریک و به‌طرف پایین تا



شکل ۶ الف) نمایش بالاآمدگی قدیمی خارک میش (بخش قهوه‌ای)، ب) نقشه منحنی همتراز زیرزمینی (U.G.C.) بر روی افق ایلام، و ج) برش طولی ساختمانی و تأثیر بلندی قدیمی در ضخامت سازندها در امتداد یال شمالی میدان مورد مطالعه

تحت تأثیر قرار داده، فشردگی است. علاوه بر عمق تدفین، شدت فشردگی به ترکیب ذرات و نوع مواد پرکننده منافذ بستگی دارد [۴۶].

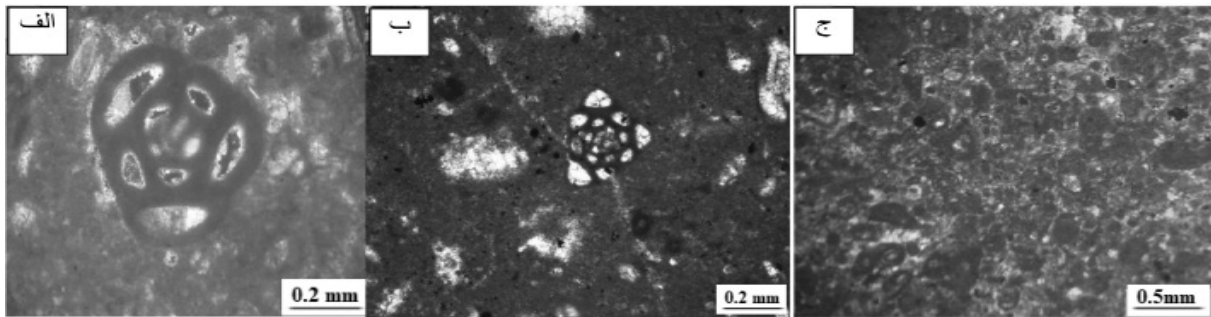
فشردگی به دو صورت فیزیکی و شیمیایی رخ داده است. فشردگی فیزیکی به‌عنوان تغییر شکل پلاستیک ذرات انعطاف‌پذیر [۴۷] و یا به‌صورت شکستگی بعضی از اجزای اسکلتی) مانند پوسته استراکد (شده است) (شکل ۸ الف). استیلولیت‌ها اثرات فشردگی شیمیایی هستند که به‌عنوان آرایش نزدیک و تغییر شکل ذرات شناخته می‌شوند [۴۴].

فرآیند استیلولیتی شدن یکی از مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی مؤثر در سازند ایلام بوده و به وفور مشاهده می‌شود. طبق تقسیم‌بندی فلوگل [۱].

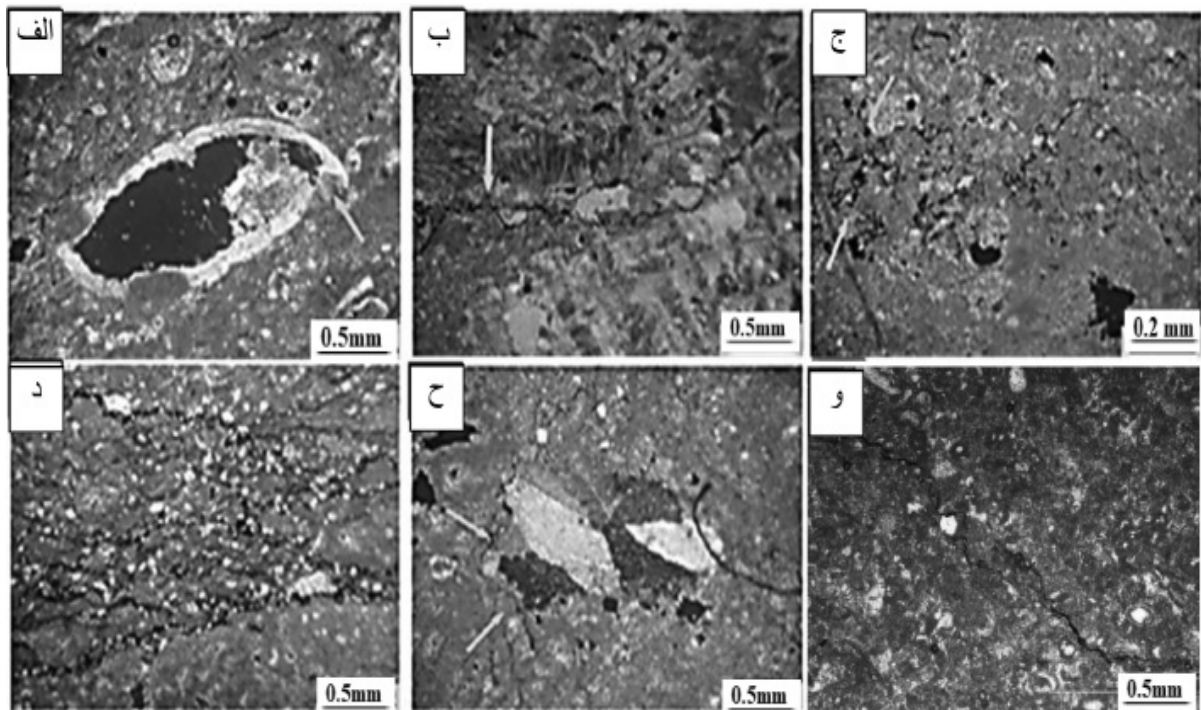
در سازند ایلام، پوشش‌های میکریته‌ی در اطراف بیوکلاست‌هایی از قبیل فرامینیفراهای بنتیک عمدتاً در رخساره‌های پکستونی و گرینستونی تشکیل شده است (شکل ۷ الف و ۷ ب). در رخساره‌های وکستونی نیز به‌میزان کمی میکریته‌ی شدن اتفاق افتاده است. پوشش‌های میکریته‌ی با ضخامت‌های مختلف و معمولاً در محیط فراتیک دریایی در نزدیکی سطح تماس آب با رسوب تشکیل می‌شوند [۴۵]، این پوشش‌های میکریته‌ی باعث حفظ شکل کلی و مورفولوژی ذرات کربناته می‌شوند [۴۴]. همچنین در مواردی در اثر میکریته‌ی شدن شدید ساختار داخلی، اجزای اسکلتی به‌طور کامل از بین رفته است (شکل ۷ ج).

فشردگی

یکی دیگر از فرآیندهای دیاژنزی که سازند ایلام را



شکل ۷ تصاویر میکروسکوپی از تأثیر فرآیند میکربیتی شدن در کربنات‌های سازند ایلام: الف- تشکیل پوشش میکربیتی در اطراف میلیولید در رخساره وکستون؛ ب- تشکیل پوشش میکربیتی در اطراف فرامینیر بنتیک در رخساره وکستونی؛ ج- میکربیتی شدن پلوئیدها در رخساره پکستون پلوئیدی.



شکل ۸ تصاویر میکروسکوپی تأثیر فرآیند فشردگی فیزیکی و شیمیایی در کربنات‌های سازند ایلام: الف- شکستگی پوسته استراکد در رخساره وکستونی؛ ب- تشکیل استیلولیت نامنظم و کم دامنه در رخساره (فلوتستون- رودستون رودیستی؛ ج- استیلولیت‌های حلقوی در رخساره وکستونی؛ د- گسترش شدید استیلولیت‌ها) به صورت مجموعه پیچ در پیچ نامنظم (در رخساره وکستونی. دولومیت‌ها به میزان زیادی در امتداد استیلولیت‌ها تشکیل شده‌اند؛ ح- تشکیل رگچه‌های انحلالی در رخساره وکستونی؛ و- استیلولیت‌های پرشده با آغستگی نفتی (چاه ۳۵۲ گچساران عمق ۲۵۵۰ m)

استیلولیت‌ها در سازند مورد مطالعه در رخساره های وکستونی بیشتر دیده شده، و رخساره‌های گرینستونی به دلیل تشکیل سیمان در دیاژنز اولیه تحت تأثیر فشردگی کمتری قرار گرفته‌اند. در سازند ایلام رگچه‌های انحلالی نیز تشکیل شده‌اند (شکل ۸ ج) که نسبت به استیلولیت‌ها گسترش کمتری دارند.

استیلولیت‌های مذکور از نوع نامنظم حلقوی بوده و بیشتر به صورت مجموعه پیچ در پیچ نامنظم تشکیل شده‌اند (شکل ۸ ب، ۸ ج و ۸ د). این استیلولیت‌ها در رخساره گل پشتیان به راحتی تشکیل شده [۵]، دلیل گسترش آنها می‌باشد. فرآیند دولومیتی شدن در امتداد این استیلولیت‌ها به میزان زیادی مشاهده شده است (شکل ۸ د).

حفرات و شکستگی‌ها را به صورت بخشی یا کامل پر کرده است. همچنین، گاهی این نوع سیمان در قالب‌های حل شده اجزای اسکلتی تشکیل شده است. این نوع سیمان تقریباً در همه رخساره‌های سازندهای مورد مطالعه به صورت پرکننده حفرات و شکستگی (بیشتر در رخساره وکستونی)، و به صورت پرکننده قالب‌های قطعت اسکلتی (بیشتر در رخساره پکستونی و گرینستونی) مشاهده شد. سیمان دارای (شکل ۹ د) نسبت به سایر فابریک‌های سیمان دارای بیشترین فراوانی است. سیمان هم محور (شکل ۹ ح) معمولاً در محیط‌های فریاتیکی دریایی (نزدیک به سطح، وادوز دریایی و فریاتیکی متئوریک تشکیل می‌شود [۴۹].

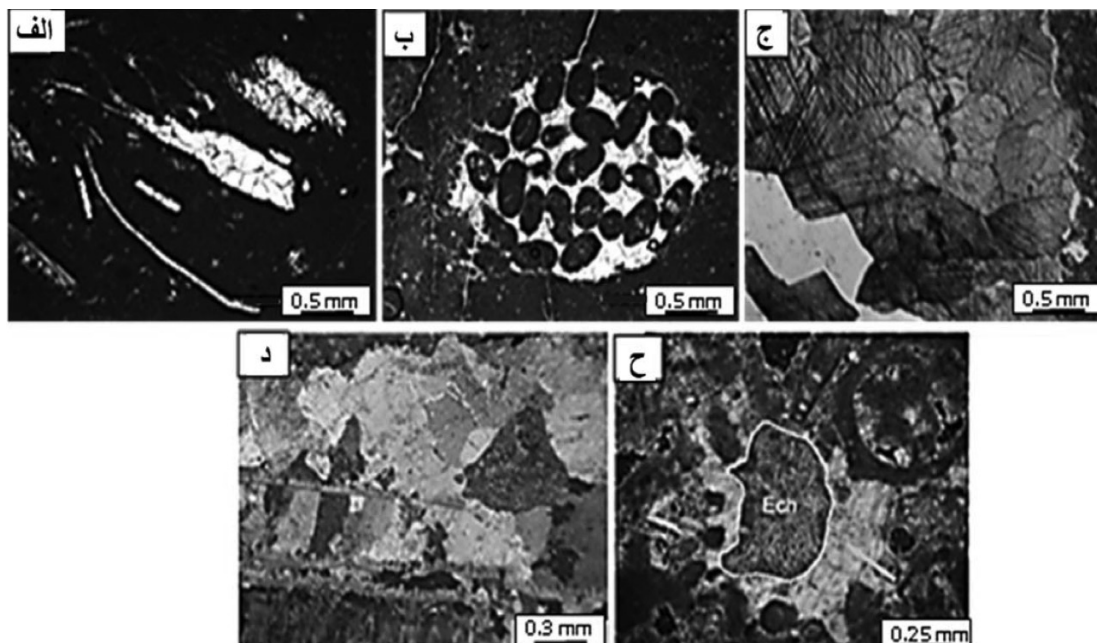
نئومورفیسیم

تأثیر فرآیند نئومورفیسیم در سازند ایلام به صورت بیشتر از نوع افزایشی) تبدیل میکریکیت به میکرواسپار (بوده) (شکل ۱۰ الف) که طی آن موزایک‌های درشت بلور همراه با تخریب جزئی یا کامل بافت قبلی سنگ ایجاد شده‌اند.

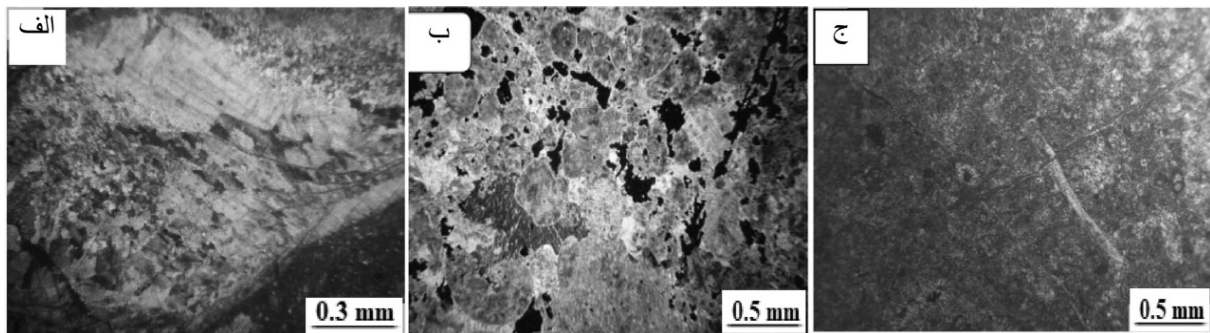
این رگچه‌ها بیشتر در رخساره‌های وکستونی تشکیل شده‌اند. استیلولیت‌ها در خیلی از موارد آغشتگی نفتی دارند (شکل ۸ و). استیلولیت به عنوان معبر یا کانال جریانی عمل نموده سپس توسط بخش‌های ریز دانه و یا مواد آلی پر می‌شوند. لذا در ابتدا موجب افزایش تخلخل و در نهایت کاهش تخلخل را در پی داشته و تنها هتروژنی مخزن را باعث می‌شوند.

سیمانی شدن

انواع سیمان کربناته اغلب موجب تغییر یا تخریب حفرات سنگ می‌شوند [۴۱]. در سازند ایلام، سیمان از نوع کلسیتی بوده، دارای فابریک هم بعد، بلوکی، دروزی و هم محور یا سین تکسیال به صورت پرکننده حفرات، شکستگی‌ها (سیمان رگه‌ای) و منافذ اجزای اسکلتی است (شکل ۹). سیمان هم بعد با بلورهای شکل دار و نیمه شکل دار بیشتر در حجره قطعات اسکلتی) از جمله رودیست و فرامینیفره‌های بنتیک) تشکیل شده، نشان دهنده محیط متئوریک و تدفینی است [۴۸، ۱]. سیمان با بلورهای درشت و شفاف (شکل ۹ الف الی ج)، فضاهای خالی



شکل ۹ تصاویر میکروسکوپی تأثیر فرآیند سیمانی شدن در کربنات‌های سازند ایلام: الف- سیمان هم ضخامت وابسته به فابریک (عمق ۲۵۲۱ m در چاه ۳۵۲)؛ ب- سیمان کلسیتی در اطرف دانه‌های پلوئید (عمق ۲۵۲۷ m چاه ۳۵۲)؛ ج- سیمان هم بعد (عمق ۲۵۴۱ m در چاه ۳۳۵)؛ د- سیمان کلسیت بلوکی در رخساره پکستون پلوئیدی؛ ح- سیمان هم محور در اطراف اکینوئید در رخساره پکستونی (Ech=اکینوئید)



شکل ۱۰ تصاویر میکروسکوپی از تأثیر فرآیند نئومورفیسم، انحلال و شکستگی در سازند ایلام: الف- نئومورفیسم، کلسیتی شدن در رخساره فلوتستون-رودستون رودیستی؛ ب- انحلال غیرفابریک انتخابی؛ ج- تخلخل حاصل از شکستگی در رخساره وکستونی

آنها به صورت جزئی و یا کامل توسط سیمان‌های کلسیت بلوکی و دروزی پر شده و به صورت رگه‌های کلسیتی درآمده‌اند (شکل ۱۰ ج) که در اندازه‌های مختلف در سازند ایلام تشکیل شده‌اند.

جان‌نشینی

فرآیند جان‌نشینی در کربنات‌های مورد مطالعه به صورت دولومیتی شدن، هماتیتی شدن و پیریتی شدن مشاهده شد. دولومیتی شدن- دولومیت‌ها به دو صورت مشاهده می‌شوند: (۱) بلورهای پراکنده در زمینه و (۲) مرتبط با استیلولیت. فرآیند دولومیتی شدن یکی از فرآیندهای غالب دیاژنز در سازند ایلام می‌باشد، که بیشتر به صورت دولومیت‌های مرتبط با استیلولیت است. در فرآیند دولومیتیزاسیون علاوه بر نقش دیاژنز کانی‌های رسی سازندهای شیلی (مانند کژدمی)، زمینه میکریتی یکی دیگر از منابع مهم تامین منیزیم است [۵۶-۵۷] که در جریان دیاژنز و فرآیند نئومورفیسم و تبدیل به بلورهای بزرگتر موجب آزاد شدن مقداری یون منیزیم می‌شود. بافت دولومیت به صورت ایدئوتوپیک می‌باشد (شکل ۱۱ الف).

هماتیتی شدن- در امتداد استیلولیت‌ها و رگچه‌های انحلالی و گاهی در زمینه میکریتی مشاهده می‌شود (شکل ۱۱ ب).

پیریتی شدن- فرآیند دیاژنتیکی است که در محیط‌های احیایی اتفاق می‌افتد [۵۸-۵۹].

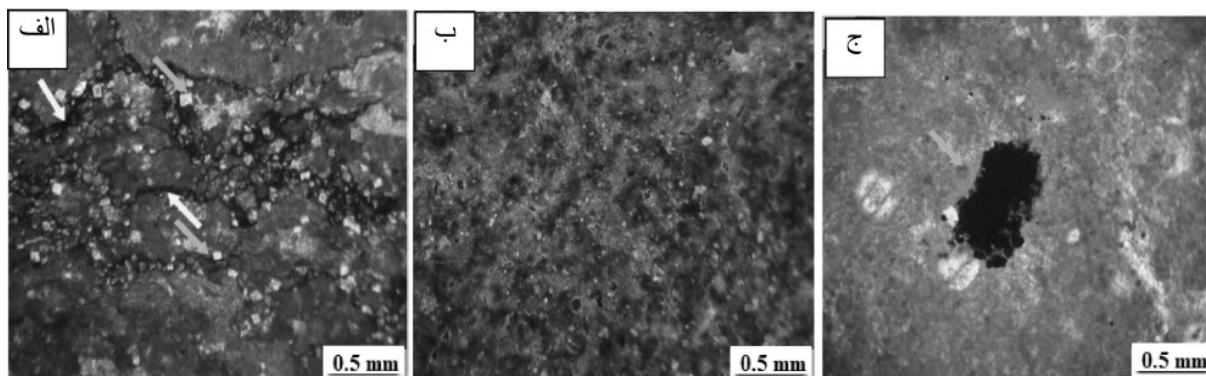
نئومورفیسم افزایشی بیشتر در رخساره‌های مادستونی و وکستونی، و کلسیتی شدن اجزای اسکلتی در انواع رخساره‌ها رخ داده است. کلسیتی شدن در محیط‌های متئوریک، دریایی و تدفینی و نئومورفیسم افزایشی طی دیاژنز تدفینی ممکن است رخ دهند [۵۰-۵۱].

انحلال

انحلال کانی‌های کربناته باعث ایجاد یا تغییر فضاهای خالی در سنگ مخزن می‌شود [۲ و ۵۲]. این فرآیند به صورت انحلال قطعات اسکلتی و ماتریکس رخ داده، باعث ایجاد انواع تخلخل ثانویه از قبیل حفره‌ای، قالبی و درون فسیلی شده است. انحلال اولیه آراگونیت و کلسیت با منیزیم بالا در محیط دیاژنتیکی دریایی یا در شرایط دفن کم عمق رخ می‌دهد [۵۳]. در سازند ایلام فرآیند انحلال به میزان بالایی تخلخل حفره‌ای ایجاد کرده (شکل ۱۰ ب)، و با وجود اینکه فرآیند سیمانی شدن بعضی از این حفرات را پر نموده، ولی درصد بالایی از آنها حفظ شده است.

شکستگی و پرشدگی

شکستگی نقش بسیار مهمی در تغییر خواص پتروفیزیکی مخازن کربناته ایفا می‌کند [۵۴-۵۵]. تعدادی از شکستگی‌های ایجاد شده به صورت باز و نیمه باز بوده، در افزایش تخلخل و تراوایی این سازند نقش داشته باشند. اگرچه این شکستگی‌ها در ایجاد تخلخل ثانویه مؤثر هستند، اما بسیاری از



شکل ۱۱ تصاویر میکروسکوپی از تأثیر فرآیندهای دولومیتی، هماتیستی و پیریتی شدن در کربنات‌های سازند ایلام: الف- دولومیت و هماتیستی شدن در امتداد استیلولیت‌ها؛ ب- هماتیستی شدن در زمینه میکریستی؛ ج- پیریت دانه تمشکی جانشین شده در زمینه

دو ناپیوستگی فرسایشی مهم بعد از سنومانین و تورنین رخ داده است. این دو ناپیوستگی در میدان گچساران از غرب به سمت شرق مخزن در یکدیگر ادغام می‌شوند. هرچند ضخامت این زون از شمال غرب به طرف جنوب شرق کاهش می‌یابد.

حداکثر ضخامت آن در چاه‌های حفاری شده در غرب میدان حدود ۱۰۰ m و از غرب به سمت شرق روندی کاهشی دارد. میانگین تخلخل و اشباع آب در مخزن ایلام به ترتیب ۲/۳٪ و ۸۸٪ و نسبت ضخامت مفید به کل ۰/۱۶ می‌باشد. تغییرات تخلخل در بخش‌های مختلف از صفر تا ۱۰٪ و میزان اشباع آب از ۱۳ الی ۱۰۰٪ تغییرات نشان می‌دهد. مقادیر ضخامت مفید به کل، اشباع آب مؤثر و تخلخل مؤثر سازند ایلام را در بعضی از چاه‌ها **جدول ۲** ملاحظه می‌کنید. براساس آزمایشات معمولی مغزه، تخلخل نمونه‌های شکاف‌دار ۱/۴۲۷٪ و تراوایی آنها ۲/۵۶ mD و لی در نمونه‌های بدون شکاف ۱/۰۴٪ تخلخل و ۰/۰۵ mD تراوایی نشان دادند. تغییرات نفوذپذیری مخزن عمدتاً قبل از تأثیر اثر کلینکنبرگ بین ۰/۰۱ الی ۹/۹۱ mD ولی بعد از اصلاح این اثر بین ۰/۰۰۵ تا ۰/۳۲۷۰۵ mD قرار می‌گیرد. در **شکل ۱۲** نمودارهای پتروفیزیکی و تغییرات پارامترهای گاما، تخلخل نوترونی، چگالی و نیز منحنی تغییرات INPEFA^۱ نشان داده شده است.

در سازند ایلام پیریت عمدتاً به صورت دانه تمشکی جانشین شده در زمینه مشاهده شده است (**شکل ۱۱ ج**). این فرآیند در سازند ایلام گسترش چندانی نداشته است.

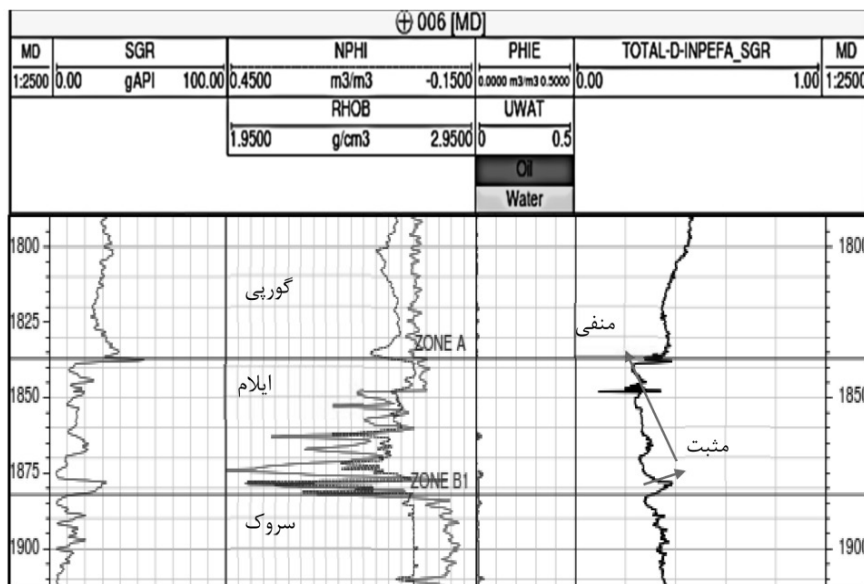
توصیف مخزنی سازند ایلام

این مخزن از سنگ‌های کربناته (آهک و آهک‌های دولومیتی) با تخلخل کم تشکیل شده است. با توجه به تخلخل کم این سنگ‌ها (متوسط ۲/۵٪)، نقش موثر شکستگی‌ها در تولید از این مخزن به‌طور چشم‌گیری اهمیت دارد. بخش شرقی آن نسبت به قسمت‌های دیگر از پیچیدگی بیشتری بدلیل تأثیر از گسل‌های تراستی در جنوب و شمال میدان و ساختار خطی خارک - میش برخوردار است. گسل تراستی مورد اشاره در بخش جنوب شرقی میدان باعث گردید تا یال جنوبی مخزن آسماری و بنگستان تا ۷۵ درجه شیب پیدا کنند. بستگی ساختمانی مخزن ایلام در این میدان نیز با توجه به آخرین کنتور بسته (۲۷۰۰ m) (**شکل ۶ ب**) محاسبه شد. بخش بالایی سازند ایلام با ناپیوستگی فرسایشی به‌صورت مستقیم بر روی سازند سروک قرار گرفته است. این موضوع تفکیک دو واحد آهکی را مشکل کرده است. در راس سازند ایلام یک زون هوازده قرار می‌گیرد که در زیر آن لایه‌های آهکی - دولومیتی سازند ایلام قرار داشته که متعلق به محیط کم عمق است. در سازند ایلام

1. Integrated Prediction Error Filter Analysis

جدول ۲ داده‌های مخزنی سازند ایلام در بعضی از چاه‌ها با برش: PHIE=4.5; SWE<50; Vsh<50

شماره چاه	۱۸۹	۱۹۶	۲۰۷	۳۱۴	۳۱۶	۳۳۵	۳۳۹
ضخامت مفید به کل (m/m)	۰/۱۲۳	۰/۱۱۲	۰/۰۰۹	۰/۰۵۳	۰/۰۷۷	۰/۰۳۶	۰/۱۵۷
میانگین تخلخل مؤثر (v/v)	۰/۱۰۵	۰/۰۶۳	۰/۰۴۷	۰/۰۶۴	۰/۰۶۰	۰/۰۷۸	۰/۰۵۹
میانگین اشباع آب مؤثر (v/v)	۰/۲۷۹	۰/۲۳۳	۰/۱۶۹	۰/۱۸۸	۱۵۳/۰	۰/۴۲	۰/۲۲۵



شکل ۱۲ نمودار پتروفیزیکی سازند ایلام در چاه ۶ میدان گچساران

این منحنی از تبدیل منحنی PEFA حاصل شده، نشان دهنده اختلاف جمععی بین مقادیر لاگ پیش بینی شده و مقادیر واقعی لاگ است. منحنی PEFA را می‌توان با استفاده از یک لاگ حساس به رخساره مانند نمودار گاما محاسبه کرد [۶۰-۶۱]. در نرم‌افزار سیکلولاگ تغییرات زیاد PEFA ممکن است در ارتباط با حوادث زمین‌شناسی مثل تغییر در آب و هوا، دینامیک حوضه و وقفه‌های چینه‌شناسی باشد. اگر نمودار به سمت صفر تغییر کند، روند منفی یا کاهشی دارد. این روند منفی در منحنی

INPEFA نشان دهنده بخشی از داده است که مقادیر واقعی لاگ کمتر از مقدار پیش‌بینی شده در نمودار INPEFA است. به‌طور کلی، می‌توان این روند منفی را به‌عنوان پسروی و روند مثبت را به‌عنوان پیشروی در نظر گرفت. مثبت شدن به سمت بالا نشان دهنده افزایش رسوبات دانه ریز، عمیق شوندگی و هم‌چنین افزایش فاصله از خط ساحلی است. به‌عنوان مثال نمودار INPEFA در چاه شماره ۶، نشان دهنده کاهش عمق حوضه رسوبی به سمت رأس میدان یا پسروی دریا است.

نتیجه‌گیری

نشان داد که میانگین تخلخل، اشباع آب و نسبت ضخامت مفید به کل در مخزن ایلام به ترتیب ۲/۳٪، ۸۸٪ و ۰/۱۶ می‌باشد. مقادیر تخلخل و اشباع آب در بخش‌های مختلف به ترتیب از ۱۰-٪ و میزان ۱۰۰-۱۳٪ تغییرات نشان می‌دهد. با توجه به پایین بودن میزان تخلخل، نقش شکستگی و سایر فرآیندهای دیاژنزی در کیفیت مخزن اهمیت داشته، فعالیت بلندی قدیمی در بخش شرقی نیز در توزیع رخساره‌ای سازند ایلام مشهود است. بنابراین مخزن توسط عوامل متعدد رسوبی، دیاژنزی، تکتونیک کنترل شده، کیفیت مخزنی آن در بخش‌های مختلف بسیار متغییر خواهد بود.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند که از بخش‌های پژوهشی دانشگاه آزاد، دانشگاه شهید چمران اهواز و مناطق نفت خیز جنوب تشکر و قدردانی نمایند. همچنین لازم است که از سردبیر محترم، داوران علمی مجله و همه کسانی که در این کار تحقیقی ما را به نحوی کمک و راهنمایی نموده و نظریات بسیار ارزشمند آنها در ارتقا کیفی مقاله مؤثر بوده، قدردانی و سپاس‌گزاری نمایند.

مطالعه رخساره‌ای سازند ایلام در چاه‌های حفاری شده میدان نفتی گچساران منجر به شناسایی تعداد ۵ ریزرخساره شده که در ۲ کمر بند رخساره‌ای اصلی نهشته شده‌اند. این کمر بنده و ریز رخساره‌ها عبارت‌اند از پشته‌های ساحلی (MF1 - گرینستون)؛ لاگون محدود شده و دریای باز (MF2 - وکستون حاوی خرده‌های رودیست و فرامینیفرای بزرگ؛ MF3 - وکستون و مادستون حاوی قطعات جلبک و فرامینیفرای بنتیک؛ MF4 - وکستون و پکستون حاوی قطعات جلبک و فرامینیفرای بنتیک و MF5 - مادستون با فونای محدود لاگون). آنالیز رخساره‌ای کربنات‌های سازند ایلام در میدان مطالعه شده نشان داد که این سازند در یک محیط پلاتفرم کربناته از نوع شلف تشکیل شده است.

کربنات‌های سازند ایلام در میدان نفتی گچساران تحت تأثیر طیف وسیعی از فرآیندهای دیاژنتیکی انحلال، سیمانی شدن، میکریتی شدن، استیلولیتی شدن، جانشینی به صورت شیمیایی و بیوشیمیایی (دولومیتی شدن، همتایتی شدن و پیریتی شدن)، فشردگی (فیزیکی و شیمیایی) و شکستگی (مکانیکی) قرار گرفته‌اند.

تغییرات پارامترهای پتروفیزیکی در مخزن ایلام

مراجع

- [1]. Flügel E (2010) *Microfacies of carbonate rocks, analysis interpretation and application*: Berlin- Heidelberg, New York, Springer, 976.
- [2]. Lucia F J (2007) *Carbonate reservoir characterization*, Spring, 2nd ed, New York, 226.
- [3]. Weidlich O (2010) *Meteoric diagenesis in carbonate below karst unconformities: heterogeneity and control factors*: IN geological society, London, species Publication, 329: 291-315.
- [4]. Ahr W M (2008) *Geology of carbonat reservoir*, 1st Edition, Johon Wiley and Sons, 1-296.
- [5]. Ehrenberge S N, Pickard N A H, Laursen G V, Mossadegh Z K, Svana T A, Aqrabi A A M, McArthur J M, Thirlwall M F (2007) *Strontium isotope stratigraphy of the Asmari formation (Oligocens- Lower Miocens)*, SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, 30, 2: 107-128.
- [6]. James G A, Wynd J G (1965) *Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area*: *American Association Petroleum Geology Bulletin*, 40: 2182-224.
- [7]. Wood G V, Lacassagne R M (1965) *The limestone of the Bangesan group of the Iranian oil consortium, agreement area, Iranian operating oil companies*, Tehran, Report 1084.
- [8]. Wynd J G (1965) *Biofacies of the Iranian oil consortium agreement area*, *GeoScience World, AAPG Bulletin*, 12, 49: 89.
- [9]. Bourgeois F (1969) *Kuh-e Bangesan: a model for cretaceous structures in Iran*, *Iranian Oil Operating Companies Report* 89.

- [10]. Hart B B (1970) Upper Cretaceous, structural history and prospect of the Khuzestan province: Iranian Oil Operating Companies report 1162, Unpublished.
- [11]. Khalili M (1976) The biostratigraphic synthesis of Bangeestan Group in southwest Iran: Iranian Oil Operating Companies, Geological and Exploration Division, Report 1219: 79.
- [12]. Razin P, Taati F, Vanbucchem F S P (2010) Sequence stratigraphy of Cenomanian-Turonian carbonate platform margins (Sarvak Formation) in the High Zagros, SW Iran: an outcrop reference model for the Arabian Plate, Geological Society London, Special Publications, 329: 187-218.
- [۱۳]. غبیشاوی ع، رحمانی ع (۱۳۸۵) سکانس استراتیگرافی سازندهای ایلام و سروک در میدان نفتی آب تیمور چاه شماره ۱۴، گزارش شماره پ-۵۹۱۸، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۳۷.
- [14]. Khodaei N, Rezaee P, Honarmand J, Abdollahi-Fard I (2021) Microfacies analysis, sedimentary environment and sequence stratigraphy of the Ilam Formation (Coniacian? - Santonian) in the northwestern part of the Abadan Plain, Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches, 36, 4, 81: 109-134.
- [15]. Vaziri Moghaddam H (2002) Biostratigraphic study of the Ilam and Gurpi formations based on planktonic foraminifera in SE of Shiraz, Iran: Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran, 13, 4: 339- 356.
- [۱۶]. تدینی م (۱۳۹۳) مدل سازی انواع شکستگی ها در سازند ایلام با استفاده از نگارهای تصویری و داده های آزمایش چاه در یکی از مخازن هیدروکربنی جنوب ایران، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۰: ۶۳-۷۰.
- [۱۷]. سرمدی ر، موسوی حرمی س ر، محبوبی ا (۱۳۹۵) بررسی میکروفاسیس ها و محیط رسوبی سازندهای مخزنی ایلام و سروک در میدان نفتی سعادت آباد، پژوهش نفت، دوره ۲۶، ۵-۹۵، ۱۷۳-۱۶۱.
- [18]. Shahin Y (2019) Geology of West Karun oil fields shared between Iran and Iraq, AAPG Annual Convention and Exhibition, San Antonio, Texas.
- [19]. Khosrotehrani Kh, Baghbani D, Keshani F, Omrani M (2011) New finds in biostratigraphy of Ilam Formation at Kuhe Assaluyeh, (Zagros Province) Journal of Geoscience, 20, 78: 53-60.
- [۲۰]. سپیانی ح، محبوبی ا، موسوی حرمی ر، محمودی قرایی م ح، غفرانی ا (۱۳۸۹) فرآیندهای دیاژنز و تأثیر آن بر کیفیت مخزنی سازند ایلام، میدان نفتی ماله کوه، شمال باختری اندیمشک، مجله پژوهش نفت، ۲۰، ۶۵-۸۳.
- [۲۱]. اسدی مهماندوستی ا (۱۳۸۴) ژئوشیمی و دیاژنز سازند ایلام در میداین نفتی آب تیمور و منصوری و رخمون تنگ رشیدکوه پیون، منطقه ایذه، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۳۱۱.
- [۲۲]. اسدی مهماندوستی ا، دانشیان ج، محمدپناه م ف (۱۳۹۸) بررسی ویژگی های رسوبی - دیاژنزی و ژئوشیمیایی سازند ایلام در شمال غرب آبدانان، کبیرکوه. پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی، ۳۵، ۴: ۷۷-۱۰۴.
- [23]. Asadi Mehmandoosti E, Bdolmaleki S, Ghalavand H (2017) Microfacies, sedimentary environment and diagenesis of the Ilam Formation in an Oilfield of the Abadan plain, Applied Sedimentology, 5, 9: 21-39.
- [۲۴]. چهارده چریک غ (۱۳۸۵) زیست چینه نگاری سازند ایلام (مقطع تیپ) براساس فرامینیفرهای پلانکتونیک، جنوب غرب ایلام، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۳۲۲.
- [25]. Rikhtegarzadeh M, Vaziry S M, Aleali M, Amir Bakhtiar H, Jahani D (2017) Microbiostratigraphy, microfacies and depositional environment of the Sarvak and Ilam Formations in the Gachsaran Oilfield, Southwest Iran, Micropaleontology, 63, 6: 413-428.
- [26]. Mehrabi H, Rahimpour-Bonab H, Enayati-Bidgoli A H, Navidtalab A (2013) Depositional environment and sequence stratigraphy of the Upper Cretaceous Ilam Formation in central and southern parts of the Dezful Embayment, SW Iran, Carbonate and Evaporites, 29, 3.
- [۲۷]. وزیری مقدم ح، صفری ا (۱۳۸۲) میکروفاسیس ها و محیط رسوبی سازند ایلام در منطقه سمیرم، مجله پژوهشی دانشگاه اصفهان) علوم پایه، ۱۸: ۷۴-۵۹.
- [28]. Zohrabzadeh M, Rahimpour-Bonab H, Aleali M (2020) The middle cretaceous – lower miocene 3D petroleum system modeling of kupal oil field, South West of Iran, Dezful Embayment: Geopersia, 10, 1: 165-194.
- [29]. Atashbari V, Tingay M, Amrouch K H (2018) Stratigraphy, tectonics and hydrocarbon habitat of the Abadan

- Plain Basin: a geological review of a prolific Middle Eastern hydrocarbon province, *Geosciences*, 8, 12: 496, 17.
- [30]. Rajabi M, Sherkat S, Bohloli B, Tingay M (2010) Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran, *Tectonophysics*, 492: 192–200.
- [31]. Sherkat S, Letouzey J (2004) Variation of structural style and basin evolution in the Central Zagros (Izeh Zone and Dezful Embayment) Iran, *Marine and Petroleum Geology*, 21: 535-554.
- [32]. Dunham R J (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture, *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Memoir*, 1: 108-121.
- [33]. Schlager M (2002) Sedimentology and sequence stratigraphy of carbonate rocks: Amsterdam (Vrije Universiteit/ Earth and Life Sciences), 146: 114.
- [34]. Choquette P W, Pray, L C (1970) Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bulletin*, 54: 207- 250.
- [35]. Richter F M, Rowley D B, DePaolo D J (1992) Sr-isotope evolution of seawater: the role of tectonics, *Earth and Planetary Science Letters*, 109: 11-23.
- [36]. Zhang Y, Yang T, Hohl S V, Zhu B, He T, Pan W, Chen Y, Yao X, Jiang S (2020) Seawater carbon and strontium isotope variations through the late Ediacaran to late Cambrian in the Tarim Basin, *Precambrian Research*, 105769.
- [۳۷]. موسوی زاده س م ع (۱۳۹۸) بررسی روند تغییرات دمای دیرینه در نهشته‌های کربناته آپتین - آلبین در زون چین‌خورده- رانده زاگرس بر مبنای داده‌های ایزوتوپ اکسیژن. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۳۵: ۱-۷۲-۵۵.
- [۳۸] رحیم‌پور بناب ح (۱۳۹۱) چینه‌شناسی سازندهای ایلام و سروک با استفاده از ایزوتوپ استرانسیم و تعیین مرز آنها در بخش میانی فرو افتادگی دزفول، مناطق نفتخیز جنوب، طرح ۰۲۷۴-۱۱-۸۷، ۴۴۷.
- [39]. Neto I A L, Misságia, R M, Ceia M A, Archilha N L, Oliveira L C (2014) Carbonate pore system evaluation using the velocity–porosity–pressure relationship, digital image analysis, and differential effective medium theory, *Journal of Applied Geophysics*, 110: 23–33.
- [40]. Lamarche J, Lavenu A P C, Gauthier B D M, Guglielmi Y, Jayet O (2012) Relationships between fracture patterns, geodynamics and mechanical stratigraphy in carbonates (South-East Basin, France): *Tectonophysics*, 581: 231-245.
- [41]. Moore C H, Wade W J (2013) Carbonate reservoir porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework: *Developments in Sedimentology*, 67: 1- 374.
- [42]. Tucker, M. E. (2001) *Sedimentary petrology: an introduction to the origin of sedimentary rocks*: Blackwell, Scientific Publication, London, 260.
- [43]. Makhloufi Y, Collin P Y, Bergerat F, Caesteley L, Claes S, David C H, Menendez B, Monna M, Robion P H, Sizun J P, Swennen R, Rigollet C H (2013) Impact of sedimentology and diagenesis on the petrophysical properties of a tight oolitic carbonate reservoir, The case of the oolithe Blanche Formation (Bathonian, Paris Basin, France), *Marine and Petroleum Geology*, 48: 323-340.
- [44]. Sahraeyan M, Bahrami M, Arzaghi S (2014) Facies analysis and depositional environments of the Oligocene-Miocene Asmari Formation, Zagros Basin, Iran, *Geoscience Frontiers*, 5: 1- 10.
- [45]. El-Saiy A K, Jordan B R (2007) Diagenetic aspects of tertiary carbonates west of the Northern Oman Mountains, United Arab Emirates, *Journal of Asian Earth Sciences*, 31: 35-43.
- [46]. Zhen-Kui J, Chun-Hui L (2008) Quantitative study on reservoir diagenesis in Northern Dagang Structural Belt, Huanghua Depression, *Petroleum Exploration and Development*, 35, 5: 581–587.
- [47]. Henares S, Caracciolo L, Cultrone G, Fernandez J, Viseras C (2014) The role of diagenesis and depositional facies on pore system evolution in a Triassic outcrop analogue (SE Spain), *Marine and Petroleum Geology*, 51: 136–151.
- [48]. Adabi M H, Asadi Mehmandosti E (2008) Microfacies and geochemistry of the Ilam Formation in the Tang-E Rashid area, Izeh, SW Iran, *Journal of Asian Earth Sciences*, 33: 267–277.
- [49] Deville De Periere M, Durllet C, Vennin E, Lambert L, Bourillot R, Caline B, and Poli E (2011) Morphometry of micrite particles in Cretaceous microporous limestones of the Middle East, Influence on reservoir properties: *Marine and Petroleum Geology*, 28: 1727–1750.
- [50]. Hoseinabadi M, Mahboubi A, Mirab Shabestari G R, Motamed A (2016) Depositional environment, diagenesis, and geochemistry of Devonian Bahram Formation carbonates, Eastern Iran, *Arab Journal Geoscience*, 9: 70.
- [51] Tucker M E, Wright V P (1990) *Carbonate sedimentology*, Oxford, Blackwell Scientific Publications, 482.
- [52]. Shakeri A, Parham S (2014) Microfacies, depositional environment and diagenetic processes of the Maudud member, in a field in the Persian Gulf, *Journal Geological Geoscience*, 2: 67–78.
- [53]. Aghaei A, Mahboubi A, Moussavi- Harami R, Nadjafi M, Hakrapani G J (2014) Carbonate diagenesis of

the Upper Jurassic succession in the West of Binalud- Eastern Alborz (NE Iran), Journal Geological Society of India, 83: 311- 328.

[54]. Ebadati N (2018) Fractures effect in reservoir quality of Ilam and Sarvak formations in Hengam oilfield using imaging logs, Journal of Geolical Society of India, 92: 491-497.

[55]. Vandeginste V, John C M, Manning C (2013) Interplay between depositional facies, diagenesis and early fractures in the Early Cretaceous Habshan Formation, Jebel Madar, Oman: Marine and Petroleum Geology, 43: 489-503.

[56]. Hood S D, Nelson C S, Kamp P J J (2004) Burial dolomitisation in a cool-water carbonate petroleum reservoir: the Oligocene Tikorangi Formation, Taranaki Basin, New Zealand: Sedimentary Geology, 172: 117-138.

[57]. Mehmood M, Yaseen M, Khan E U, Khan M J (2018) Dolomite and dolomitization model- A short review, International Journal of Hydrology, 2, 5: 549-553.

[58]. Hajikazemi E, Al-Aasam I S, and Conigilo M (2010) Subaerial exposure and meteoric diagenesis of the Cenomanian-Turonian Upper Sarvak Formation, southwestern Iran, Geological Society, London, Special Publications, 330: 253-272.

[59]. Wang Y M, Hendy I L, Latimer J C, Bilardello D (2019) Diagenesis and iron paleo-redox proxies: New perspectives from magnetic and iron speciation analyses in the Santa Barbara Basin, Chemical Geology, 519: 95-109.

[60]. Soua M (2012) Application of facies associations, integrated prediction error filter analysis, and chemostratigraphy to the organic-rich and siliceous Cenomanian-Turonian sequence, Bargou Area, Tunisia: Integrated sequence stratigraphic analysis, Journal of Geological Research, 15.

[61]. Yuan R, Zhu R, Qu J, Wu J, You X, Sun Y, Zhou Y (2018) Utilizing integrated prediction error filter analysis (INPEFA) to divide base-level cycle of fan-deltas: A case study of the Triassic Baikouquan Formation in Mabei Slope Area, Mahu Depression, Junggar Basin, China, Open Geoscience, 10: 1.



Microfacies, Sedimentary Environment and Diagenetic Processes Analysis of Ilam Formation in Gachsaran Oil Field, Zagross Basin

Mehdi Ahmadi Nabi¹, Davoud Jahani¹ and Bahman Soleimani^{*2}

1. Geology Department, Basic Sciences Faculty, North Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

2. Department of Petroleum Geology and sedimentary Basin, Earth Sciences Faculty, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran

soleimani_b@scu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4456.3016

Received: June/21/2021

Accepted: July/03/2022

Introduction

Microfacies analysis plays an important role in exploration and development processes of carbonate reservoirs [1]. The reservoir quality can be affected by depositional conditions or sedimentary facies and diagenetic processes [2]. The Ilam Formation as a main carbonate reservoir in the Zagros region is an interested subject for researchers [3-6]. In spite of these studies, it seems there is still so many facts of the formation which need to study more.

The present paper tends to show new points of this reservoir in the Gachsaran oil field. The results will be useful and applied in decisions of future drilling programs.

Materials and Methods

To analysis of lithology and microfacies variation of the Ilam Formation, 200 thin sections as a part of 1314 thin sections of core and cutting samples belong to the Bangestan reservoir were studied. Different

classifications including Dunham [7], Schlager [8], Flugel [1] and Choquette and Pray [9] were applied. The common well logs (CGR, Neutron, density, resistivity) of nine drilled wells as well as Cyclog Software were used to get information using for the reservoir evaluation.

Results and Discussion

Microfacies Analysis and Sedimentary Environment Microfacies analysis results have indicated that there are five microfacies which belong to two facies belts including of shoal (MF1) and lagoon-restricted and semi restricted (MF2-MF5). These are deposited in a carbonate platform (shelf type) (Figure 1, Table 1). According to petrography and well logs survey, it was revealed that the Ilam Formation has extended and preserved only in the eastern part of the field, whilest in other parts, this part was removed through erosion and the presence of paleohigh.

Table 1 Determined microfacies of the Ilam Formation, Gachsaran oil field.

Facies	Description	Depositional environment
MF 1	Grainstone- Benthic Feramifera (BF), plate	Shoal
MF 2	Wackestone- bioclast (rudist, bivalve, no BF)	Lagoon
MF 3	Mudstone-wackestone, BF. (valveolina, nezzata,...)-bioclast (rudist debris)	Lagoon
MF 4	Packestone BF+Pell+Shell frag.	Lagoon
MF 5	Mudstone no fossil	Lagoon-local restricted

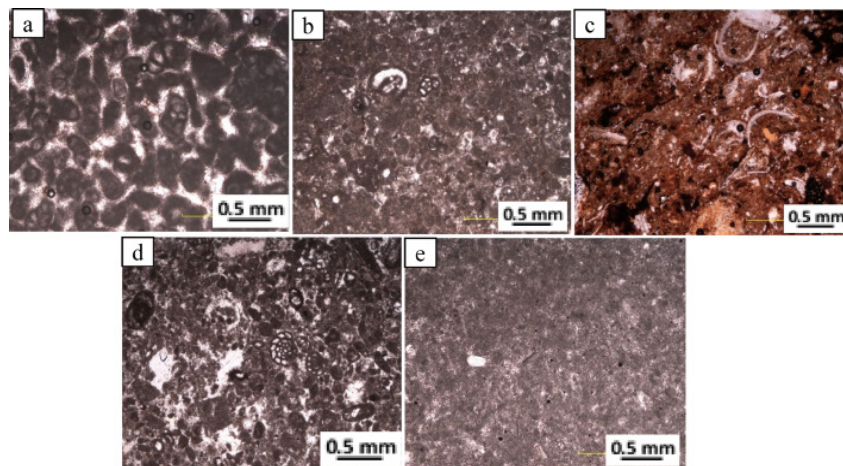


Fig. 1 Microphotographs of determined microfacies: (a) MF1-Grainstone; (b) MF2-large foram and rudist debris wackestone; (c) MF3-benthic foram and algae mudstone and wackestone; (d) MF4- benthic foram and algae packestone and wackestone; (e) MF5-mudstone.

Paleohigh and Ilam Microfacies Distribution

The paleohigh of Kharc-Mish is located at the eastern part of the Gachsaran oil field. Its activity during Cretaceous/Tertiary time caused a reduction or the lack of sedimentation of Ilam as well as younger formations in this part of Zagross basin (Figure 2). Therefore, in view of sedimentary facies, it seems that the western part will be different from eastern parts based on the present available data.

Conceptual Model

Microfacies distribution and proposed conceptual sedimentary model of the Ilam Formation in this oil field was presented in Figure 3.

Diagenetic Processes

The carbonate sediments of Ilam Formation are presenting different diagenetic processes which are explained briefly (Figure 4):

Micritization (sometimes erase the internal structure of skeletal grains and may preserve the general shape and carbonate grain morphology), compaction (physical and chemical as well as mechanical types); neomorphism as coarsening calcite crystals; dissolution as a non selective fabric; and replacement (dolomitization, hematitization and pyritization are dominant).

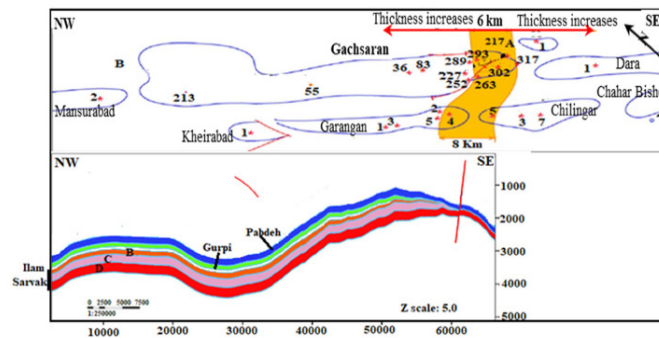


Fig. 2 The position of Kharc-Mish paleohigh and its effect on the formations thickness as shown in the structural section of the field.

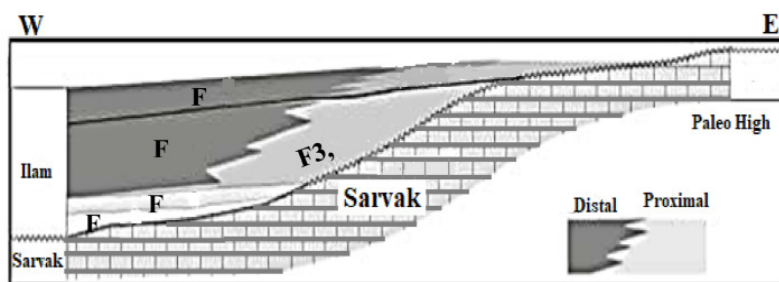


Fig. 3 The conceptual model of the Ilam formation along with microfacies distribution.

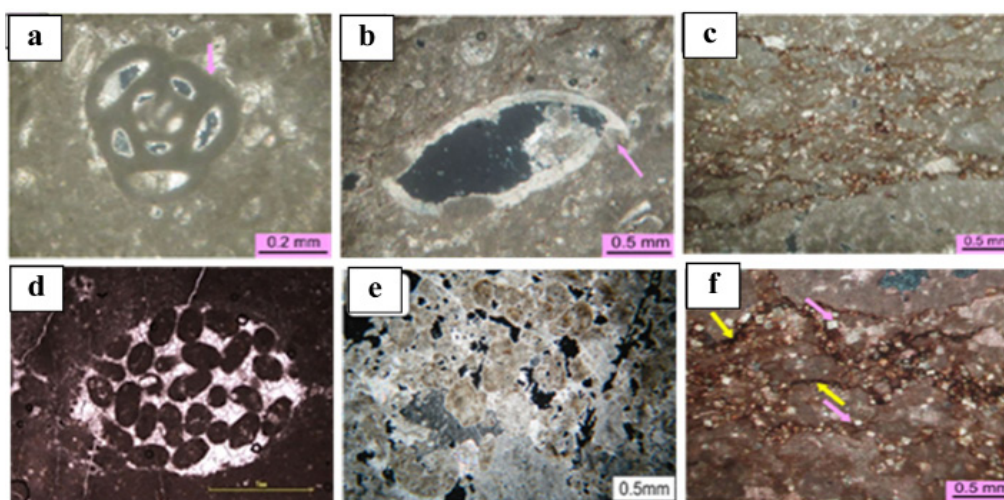


Fig. 4 Microphotographs indicating the effect of diagenetic processes: (a) Micritization, (b) compaction (physical); (c) compaction (chemical or stylolitization); (d) cementation (spary calcite surrounded ploides); (e) non fabric selective solution; (f) replacmant as dolomitization and hematitization along and around stylolites.

Reservoir Characteristics

The Ilam reservoir consists of carbonate rocks (limestone and dolomitic limestone) having low porosity (mean is 2.5%). Fracturing plays an important role in reservoir quality improvement. The mean values of net/gross, PHIE and SWE in selected drilled wells are given in Table 2.

According to the core routine analysis, comparing

between fractured samples and unfractured samples are showing the mean values of 1.427% and 2.56 md and 1.04% and 0.05 mD for the porosity and permeability respectively. Klinkenberg effect on permeability variability of the reservoir is indicating a range of 0.01-9.91 mD (before the effect) and 0.005-0.327 mD (after the effect).

Table 2 Ilam reservoir data in selected drilled wells with the cut off values of PHIE=4.5; SWE<50; Vsh<50.

Well#	189	196	207	314	316	335	339
Parameter							
Net/Gross (m/m)	0.123	0.112	0.009	0.053	0.077	0.036	0.157
PHIE.Av. v/v)	0.105	0.063	0.047	0.064	0.06	0.078	0.059
SWE.Av. (vlv)	0.279	0.233	0.169	0.188	0.153	0.42	0.225

Conclusions

The Facies analysis of Ilam Formation in selected drilled wells of the Gachsaran oil field led to determine 5 microfacies in two facies belts which are including of (a) shoal (MF1-grainstone), and (b) laggon-local restricted (MF2-rudišt debris and large foram wackestone; MF3-Benthic foram and algae mudstone and wackestone; MF4-benthic foram and algae debris wackestone, packestone; MF5-mudstone). These data indicated that the formation was deposited in a homoclinal ramp type of carbonate platforms.

The carbonate sediments were subjected to different diagenetic processes as dissolution, cementation, micritization, stylolitization, chemical and biochemical replacements (dolomitization, hematitization and pyritization), compaction (physical and chemical) and fracturing (mechanical deformation). Therefore, the reservoir quality is varied strongly based on diagenetic processes intensity.

The main petrophysical parameters revealed that the averages of porosity, water saturation and net to gross ratio are varied and are generally 2.3%, 88% and 0.016, respectively. The reservoir quality of Ilam Formation was influenced by fracture, and diagenetic processes. The presence of paleohigh in eastern section of the field is not only affected on facies distribution but also is profounded role in final characteristics. Therefore, the reservoir quality is a function of several factors such as sedimentation, diagenesis and tectonic activity.

References

1. Flügel E (2010) Microfacies of carbonate rocks, analysis interpretation and application: Berlin-Heidelberg, New York, Springer, 976 p.
2. Lucia F J (2007) Carbonate reservoir characterization: Spring, 2nded, New York, 226 p.
3. Vaziri Moghaddam H (2002) Biostratigraphic study of the Ilam and Gurpi formations based

- on planktonic foraminifera in SE of Shiraz, Iran: *Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran*, 13(4), 339- 356.
4. Rikhtegarzadeh M, Vaziry S M, Aleali M, Amir Bakhtiar H, Jahani D (2017) *Microbiostratigraphy, Microfacies and Depositional Environment of the Sarvak and Ilam Formations in the Gachsaran Oilfield, southwest Iran. Micropaleontology*, 63, 6: 413-428
 5. Zohrabzadeh M, Rahimpour-Bonab H, Aleali M (2020) *The Middle Cretaceous – Lower Miocene 3D petroleum system Modeling of Kupal Oil Field, South West of Iran, Dezful Embayment: Geopersia*, 10, 1: 165-194.
 6. Shahin Y (2019) *Geology of West Karun Oil Fields Shared Between Iran and Iraq. May 19-22, 2019, San Antonio, Texas,*
 7. Dunham R J (1962) *Classification of carbonate rocks according to depositional texture in W. E. Ham (Ed.), Classification of carbonate rock: American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Memoir,1: 108- 121.*
 8. Schlager M (2002) *Sedimentology and Sequence Stratigraphy of Carbonate Rocks: Amsterdam (Vrije Universiteit/ Earth and Life Sciences)*, 146: 114
 9. Choquette P W, Pray L C (1970) *Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Bulletin*, 54: 207-250.