

# تهیه مدل ژئواستاتیک مخزن آسماری میدان نفی منصوری با استفاده از نرم افزار RMS

مصطفی مرادی<sup>۱\*</sup>، سیدرضا موسوی حرمی<sup>۱</sup> و قدرت اله صادقی<sup>۲</sup>

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، ایران

۲- شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ایران

تاریخ پذیرش: ۹۳/۹/۲۳

تاریخ دریافت: ۹۲/۷/۲۷

## چکیده

در مطالعه حاضر، مدل ژئواستاتیکی مخزن آسماری میدان نفی منصوری با استفاده از اطلاعات پتروگرافی، ژئوفیزیکی و پتروفیزیکی ۹۰ حلقه چاه این میدان تهیه گردید، که برای این منظور از نرم‌افزار مدیریت سیستم مخزن (RMS) استفاده شده است. بر اساس داده‌های پتروفیزیکی و تطابق آنها با مقاطع میکروسکوپی، مخزن آسماری در میدان نفی منصوری عمدتاً کربناته و ماسه سنگی بوده و به هشت زون تقسیم می‌شود که زون یک بالاترین زون است و مستقیماً در زیر پوش سنگ قرار دارد و زون هشت پایین‌ترین قسمت مخزن بوده و بر روی سازند پابده قرار گرفته است. در میان این هشت زون، زون‌های بالایی کمتر تحت تاثیر فرآیندهای دیاژنزی مخرب قرار گرفته‌اند و کیفیت مخزنی بهتری دارند، در حالی که در زون‌های پایینی، عملکرد دیاژنز، تا حد بسیار زیادی خصوصیات مخزنی را از بین برده است. براساس اطلاعات ژئوفیزیکی، میدان نفی منصوری تحت تاثیر فرآیندهای تکتونیکی چندانی قرار نگرفته و مدل ساختمانی آن تنها شامل نقشه‌های همتراز زیر سطحی می‌باشد. در نهایت با تلفیق داده‌های پتروگرافی، پتروفیزیکی و ژئوفیزیکی، مدل استاتیک مخزن تهیه شد. نتایج حاصل از این مدل نشان می‌دهد که در سرتاسر میدان منصوری، تنها زون‌های یک، دو و سه سازند آسماری زون‌های بهره‌ده بوده که در این بین زون دو بهترین زون مخزنی است و دارای بیشترین مقدار نفت در جای مخزن (۶۵٪) می‌باشد. این موضوع از نحوه توزیع خواص پتروفیزیکی (تخلخل، اشباع آب و ضخامت زون خالص به ناخالص) استنباط می‌شود. نقشه تراکم شکستگی‌ها نیز بیانگر آن است که بر خلاف دیگر میادین هیدروکربوری حوضه زاگرس، در میدان منصوری شکستگی‌ها نقش چندانی در ایجاد خواص مخزنی نداشته‌اند. براساس نقشه‌های میانگین تخلخل و اشباع آب، خصوصیات مخزنی در محدوده شرق و شمال شرق میدان دارای وضعیت مطلوب‌تری است. لذا می‌توان در طراحی چاه‌های جدید، نگهداشت توان تولید، ازدیاد برداشت و توسعه میدان منصوری روی این قسمت از میدان تمرکز بیشتری نمود.

کلمات کلیدی: سازند آسماری، حوضه زاگرس، زون‌بندی، تخلخل، اشباع آب

## مقدمه

حوضه اقیانوسی نئوتتیس به وجود آمده است [۸]. میدان نفتی منصوری یکی از میادین بزرگ این حوضه بوده که در ۴۵ کیلومتری جنوب شرق شهرستان اهواز، در محدوده طول‌های جغرافیایی  $48^{\circ} 44' 06''$  تا  $48^{\circ} 59' 41''$  و عرض‌های جغرافیایی  $31^{\circ} 04' 16''$  تا  $30^{\circ} 46' 16''$  واقع شده است. به لحاظ زمین‌شناسی این میدان در محدوده فروافتادگی دزفول (شمالی) و در مجاورت میادین نفتی اهواز، آب تیمور، شادگان و رامشیر قرار دارد (شکل ۱). از نظر ساختمانی، تاقدیس منصوری تاقدیسی کشیده و متقارن با روند شمال غرب- جنوب شرق بوده که در افق آسماری دارای ۳۰ کیلومتر طول و ۳/۵ کیلومتر عرض می باشد [۹].

## روش مطالعه

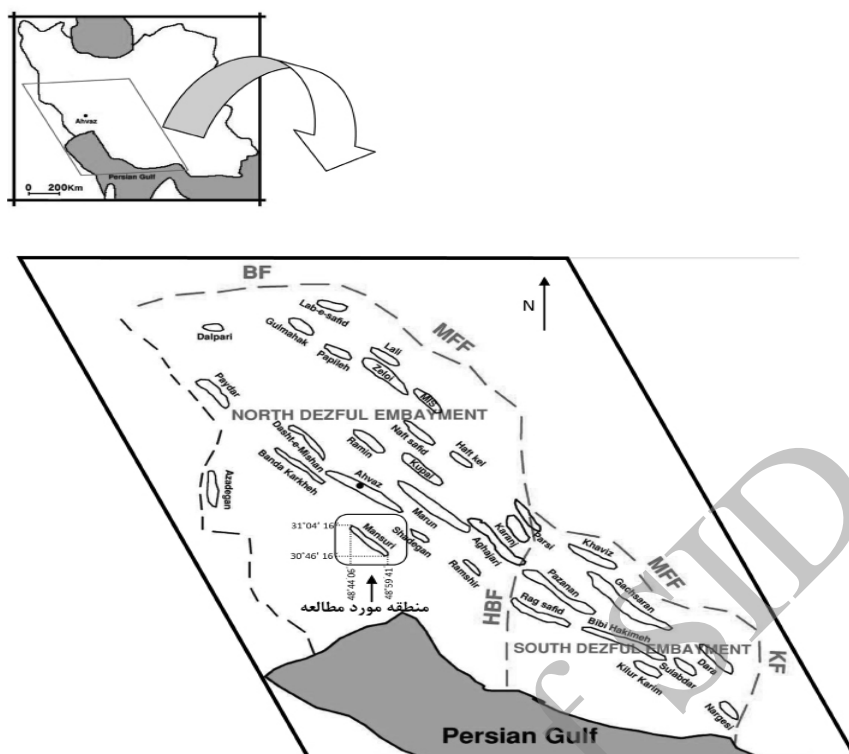
به منظور مطالعه پتروگرافی مخزن آسماری میدان نفتی منصوری، تعداد ۵۰۰ مقطع نازک میکروسکوپی که از اعماق مختلف سازند آسماری در چاه‌های مختلف این میدان تهیه شده بودند، توسط میکروسکوپ پلاریزان مورد مطالعه قرار گرفته و تاثیرهای دیاژنزی در آنها بررسی شد. از این تعداد مقطع نازک، ۲۰۰ نمونه از مغزه‌های حفاری و بقیه از خرده‌های حفاری به دست آمده‌اند. سپس کلیه داده‌های ارزیابی مخازن، شامل داده‌های رقومی نمودارهای پرتو گاما<sup>۱</sup>، نوترون<sup>۲</sup>، چگالی<sup>۳</sup>، مقاومت الکتریکی<sup>۴</sup> و قطرسنجی<sup>۵</sup>، ویرایش شده و آماده ورود به نرم‌افزار مدل‌ساز شدند. در مرحله بعد، با استفاده از نرم‌افزارهای ژئوفیزیکی، تعدادی مقطع لرزه‌ای از سرتاسر میدان تهیه شد تا گسل‌ها و سایر فعالیت‌های تکتونیکی موثر بر میدان مورد تفسیر قرار گیرند و برای این منظور از نقشه‌های همتراز زیرسطحی و نمودارهای ترسیمی سرچاهی

استفاده از روش‌های مدل‌سازی مخزن جهت مدیریت مخازن هیدروکربوری و پیش‌بینی توان تولید از جایگاه ویژه‌ای برخوردار است [۱ و ۲]. در سال‌های اخیر، قابلیت‌های چشمگیر مدل‌های سه بعدی مخزن سبب شده است تا این مدل‌ها جایگزین مدل‌های دو بعدی شوند [۲]. به کمک این مدل‌ها می‌توان اطلاعات دقیقی از ویژگی‌های پتروفیزیکی مخزن نظیر تخلخل، تراوایی، اشباع سیالات، ضخامت خالص به کل و میزان ذخیره درجا در سرتاسر میدان به‌دست آورد [۳]. چراکه یک مدل سه بعدی، تلفیقی از خصوصیات پتروگرافی، ساختمانی و پتروفیزیکی مخزن است [۴]. آگاهی از پارامترهای مخزنی می‌تواند در شناسایی مکان‌های مستعد برای طراحی چاه‌های جدید، شناخت زون‌های بهره‌ده، دینامیک سیالات مخزن، تولید بهینه و نگهداشت توان تولید بسیار موثر باشد [۵]. با در نظر گرفتن این موضوع و از آنجا که تاکنون مطالعه جامعی بر روی مخزن آسماری میدان نفتی منصوری صورت نگرفته است، در این مطالعه، با کمک نرم‌افزار مدل‌ساز RMS<sup>۱</sup>، مدل سه بعدی آن تهیه شده است. این نرم‌افزار، که ساخت شرکت نیروژی رکسار<sup>۲</sup> می‌باشد، در سال ۱۹۹۳ به بازار عرضه شد و دارای ماژول‌های مختلفی است که قابلیت‌های زیادی در تهیه مدل‌های دو بعدی و سه بعدی مخزن دارد. اطلاعات مورد نیاز برای تهیه یک مدل سه بعدی از مخزن شامل داده‌های پتروگرافی، ژئوفیزیکی و پتروفیزیکی است که باید در مجموع در قالب دو مدل پتروفیزیکی و ساختمانی در محیط نرم‌افزار مدل‌ساز با هم ادغام شوند [۶].

## موقعیت میدان نفتی مورد مطالعه

حوضه زاگرس، در جنوب غرب ایران و شمال عراق میزبان بسیاری از میادین هیدروکربوری عظیم دنیا می‌باشد [۷] که از همگرایی ممتد و طولانی مدت بین صفحه عربستان و اوراسیا در طی بسته شدن

- 1- Reservoir Modeling System
- 2- Roxar
- 3- Gamma Ray (GR)
- 2- Neutron (NPHI)
- 3- Density (RHOB)
- 4- Resistivity
- 5- Caliper



شکل ۱- موقعیت زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه. BF: گسل بالارود، MFF: گسل جبهه کوهستان، HBF: گسل هندیجان بهرگانسر و KF: گسل کازرون می‌باشد (با اقتباس از [۹]).

نمودارهای پتروفیزیکی ۹۰ حلقه چاه (که در بالا ذکر شد) در میدان مورد مطالعه استفاده شود. باید توجه داشت که در تعدادی از چاه‌ها، این نمودارها به طور کامل برداشت نشده و یا کل مخزن را پوشش نمی‌دهند، اما در اکثر چاه‌ها، حداقل یک یا تعدادی از این نمودارها به طور کامل برداشت شده‌اند. در مرحله اول، مختصات چاه‌ها همراه با اطلاعات نمودارهای چاه‌پیمایی، که به صورت رقومی در بایگانی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب موجود بودند، پس از اعمال تصحیحات لازم، با فرمت‌های LAS و DXF وارد محیط نرم‌افزار RMS شدند. این نرم‌افزار، مجموعه‌ای گسترده از توابع ریاضی و زمین‌آمار است که مقادیر، سطوح و حجم‌های مجهول را با کمک مقادیر معلوم و براساس روش‌های زمین‌آماري مختلف گنجانده شده در نرم‌افزار، محاسبه می‌کند [۱۲ و ۱۳]. نرم‌افزار، این قابلیت را داراست که براساس داده‌های رقومی نمودارهای پتروفیزیکی، لیتولوژی را در مقابل هر عمق ترسیم نموده و پارامترهای مخزنی را در محدوده‌های عمقی دلخواه

نیز بهره گرفته شد. در نهایت مجموع این اطلاعات وارد محیط نرم‌افزار RMS گردید تا مدل استاتیک جامعی از مخزن آسماری میدان نفتی منصوری تهیه شود.

### بحث و نتایج

سازند آسماری به سن الیگو-میوسن، مهم‌ترین سنگ مخزن میداین نفتی ایران است که اساساً از سنگ‌های کربناته تشکیل شده و به طور همشیب بر روی رسوبات عمیق سازند پابده و در زیر تبخیری‌های سازند گچساران قرار گرفته است [۱۰]. خصوصیات پتروفیزیکی قابل ملاحظه سازند آسماری سبب شده است که این سازند به عنوان یک دریاچه نفتی زیر زمینی در کل خاورمیانه شناخته شود [۱۱]. بنابراین آگاهی از وضعیت زیرسطحی این مخزن در میداین نفتی کشورمان ضروری به نظر می‌رسد.

### مدل پتروفیزیکی میدان منصوری

برای تهیه مدل پتروفیزیکی، نیاز است تا از کلیه

از ماسه سنگ همراه با میان لایه‌هایی از سنگ آهک و شیل تشکیل شده و می‌توان آنرا معادل بخش بالایی ماسه سنگ اهواز در نظر گرفت (شکل ۲). ضخامت این زون در اکثر چاه‌ها به حدود ۳۰ m می‌رسد. در مقاطع میکروسکوپی، ماسه سنگ‌ها اغلب به صورت گرد تا نیمه گرد، خوب جور شده و با سیمان دولومیتی یا آهکی هستند (شکل ۳-ج)..

ایجاد تخلخل حفره‌ای متداولترین پدیده دیاژنزی است که در میان لایه‌های آهکی این زون مشاهده می‌شود (شکل ۳-د). نسبت ضخامت مفید به کل در بیشتر قسمت‌های میدان نزدیک به یک محاسبه شده است. متوسط تخلخل مفید و اشباع آب در قسمت‌های مختلف میدان به ترتیب ۲۵ و ۱۰٪ می‌باشد. این خصوصیات پتروفیزیکی نشان می‌دهد که این زون می‌تواند دارای کیفیت مخزنی بسیار مطلوبی باشد. ضمن اینکه این خواص مخزنی از سمت غرب به شرق میدان بهبود می‌یابد. بطوریکه حداکثر تخلخل مفید این زون در چاه شماره ۶ (شرق میدان) به ۳۲٪ می‌رسد.

— زون سه: در زیر زون ۲، تناوبی از لایه‌های ضخیم ماسه و مارن قرمز مشاهده می‌شود که به طور میانگین حدود ۵۰ m ضخامت دارد (شکل ۲).

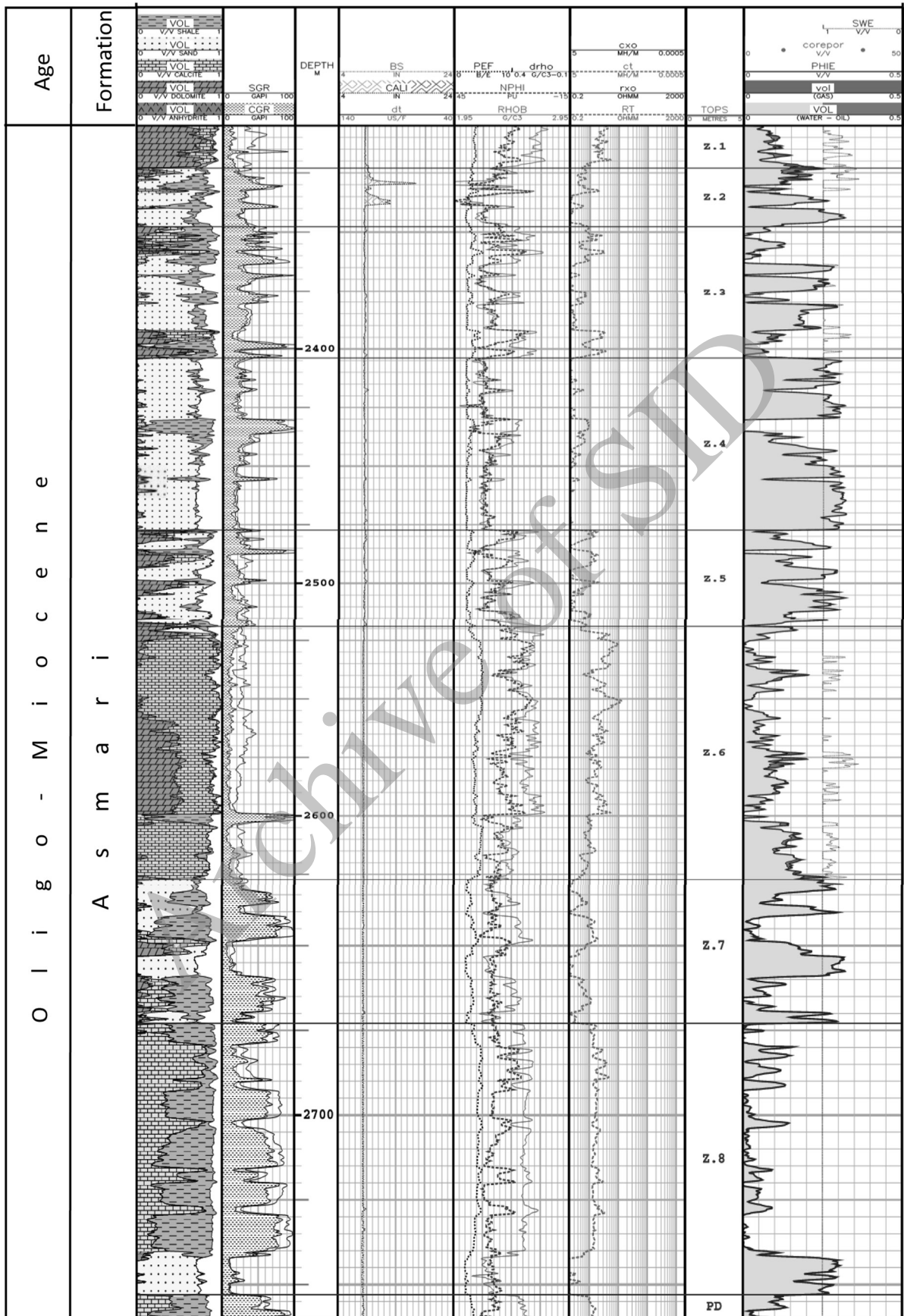
مقاطع میکروسکوپی تهیه شده از محدوده‌های عمقی این زون نشان می‌دهد که ماسه‌ها عموماً به صورت نیمه زاویه‌دار تا نیمه گرد بوده و فاقد سیمانند (شکل ۳-ه). براساس ارزیابی پتروفیزیکی این زون توسط نرم‌افزار RMS، متوسط تخلخل مفید ۲۵٪ و اشباع آب ۶۵٪ می‌باشد. بنابراین اگرچه تخلخل مفید این زون بالاست، ولیکن در بعضی از قسمت‌های میدان، میزان اشباع آب نیز بالا بوده و لذا، نسبت ضخامت مفید به کل در اکثر چاه‌ها در مقایسه با زون ۲ کمتر خواهد بود. باید توجه داشت که در این زون نیز درصد اشباع آب به سمت غرب میدان افزایش می‌یابد.

محاسبه نماید [۶]. بر همین اساس، بعد از کلیک کردن روی قسمت ترسیم لیتولوژی نرم‌افزار، چند بازه عمقی با ویژگی‌های سنگ‌شناسی خاص در سازند آسماری میدان نفتی منصوری مشاهده شد که با تغییرات شدید نمودارهای الکتریکی نیز همراه بوده و در حقیقت خصوصیات پتروفیزیکی متفاوتی دارند (شکل ۲) و می‌توان هرکدام از آنها را یک زون نامید. این زون‌ها عبارتند از:

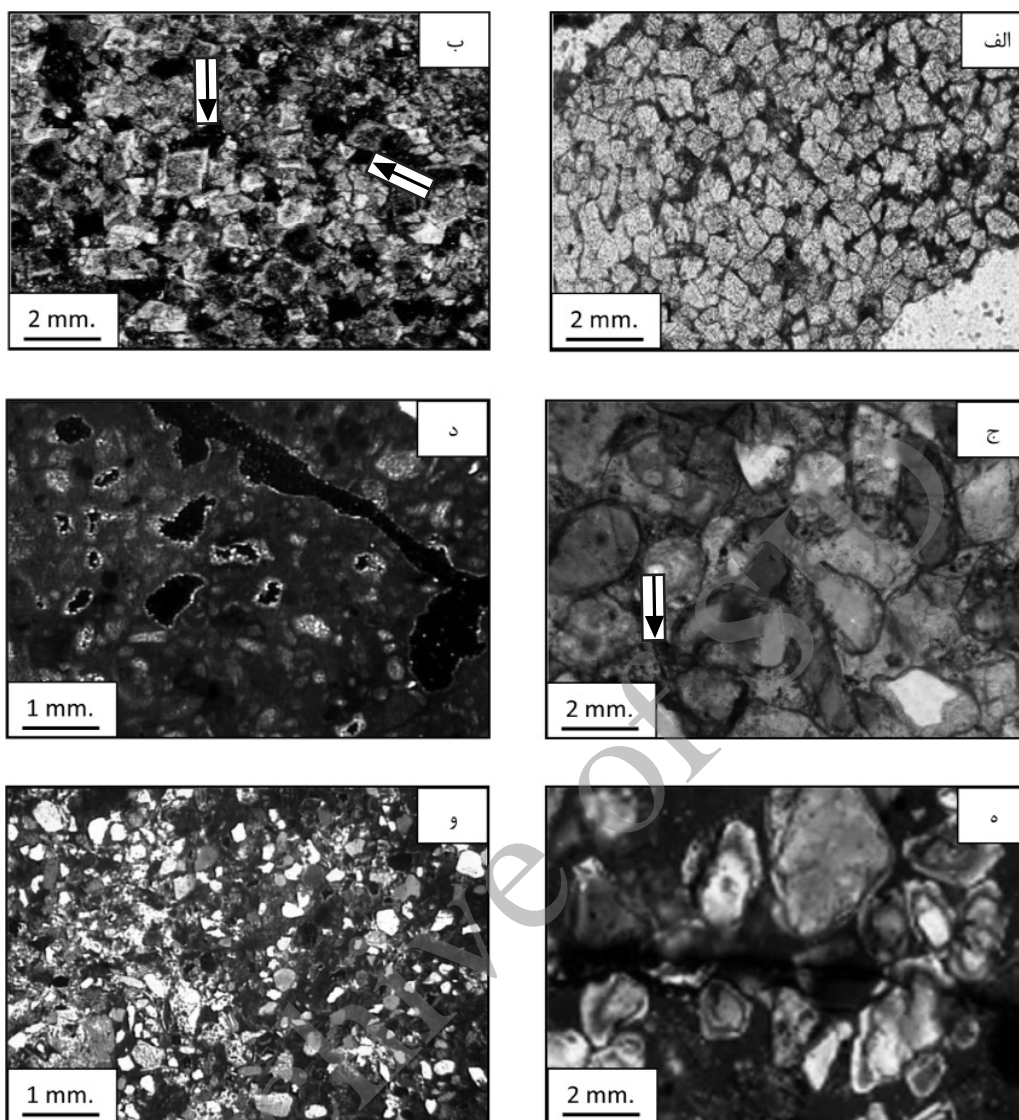
— زون یک: این زون بالاترین قسمت مخزن آسماری را در میدان منصوری تشکیل می‌دهد و در زیر توالی تبخیری سازند گچساران قرار گرفته است. از نظر سنگ‌شناسی، این زون از سنگ آهک و دولومیت تشکیل شده است (شکل ۲). در مقاطع میکروسکوپی، آهک‌های این زون عمدتاً به صورت پکستون همراه با تخلخل بین دانه‌ای و بین بلوری بوده که در اکثر موارد به خوبی حفظ شده‌اند.

یکی از فرآیندهای دیاژنزی متداول در کربنات‌های این زون، دولومیتی شدن است که سبب ایجاد خواص مخزنی در این زون شده است. به طوری که در بسیاری از قسمت‌ها، مواد آلی در فضای بین بلورین تجمع یافته است (شکل ۳-الف و ب). بر اساس محاسبه نرم افزار، متوسط تخلخل مفید این زون بین ۱۷ تا ۱۸٪ بوده که از سمت غرب به شرق میدان افزایش می‌یابد و درصد اشباع آب آن ۴۹٪ است. بیشترین نسبت ضخامت مفید به کل این زون در قسمت‌های شمال شرقی میدان به ۰/۹ می‌رسد. با توجه به گسترش دولومیتی شدن، تخلخل بالا و اشباع آب نسبتاً پایین، این زون از نظر مخزنی دارای کیفیت مطلوبی خواهد بود. ضمن اینکه خواص پتروفیزیکی این زون در چاه‌های واقع در قسمت‌های شرقی میدان دارای وضعیت بهتری بوده و لذا این قسمت از میدان، کیفیت مخزنی بهتری خواهد داشت.

— زون دو: در زیر واحد کربناته زون یک، ضخامتی از رسوبات سیلیسی آواری مشاهده می‌شود که عمدتاً



شکل ۲- زون بندی مخزن آسماری در یکی از چاه های میدان نفتی منصوری توسط نرم افزار RMS. (خروجی نرم افزار در محیط نرم افزارهای دیگر ویرایش شده است).

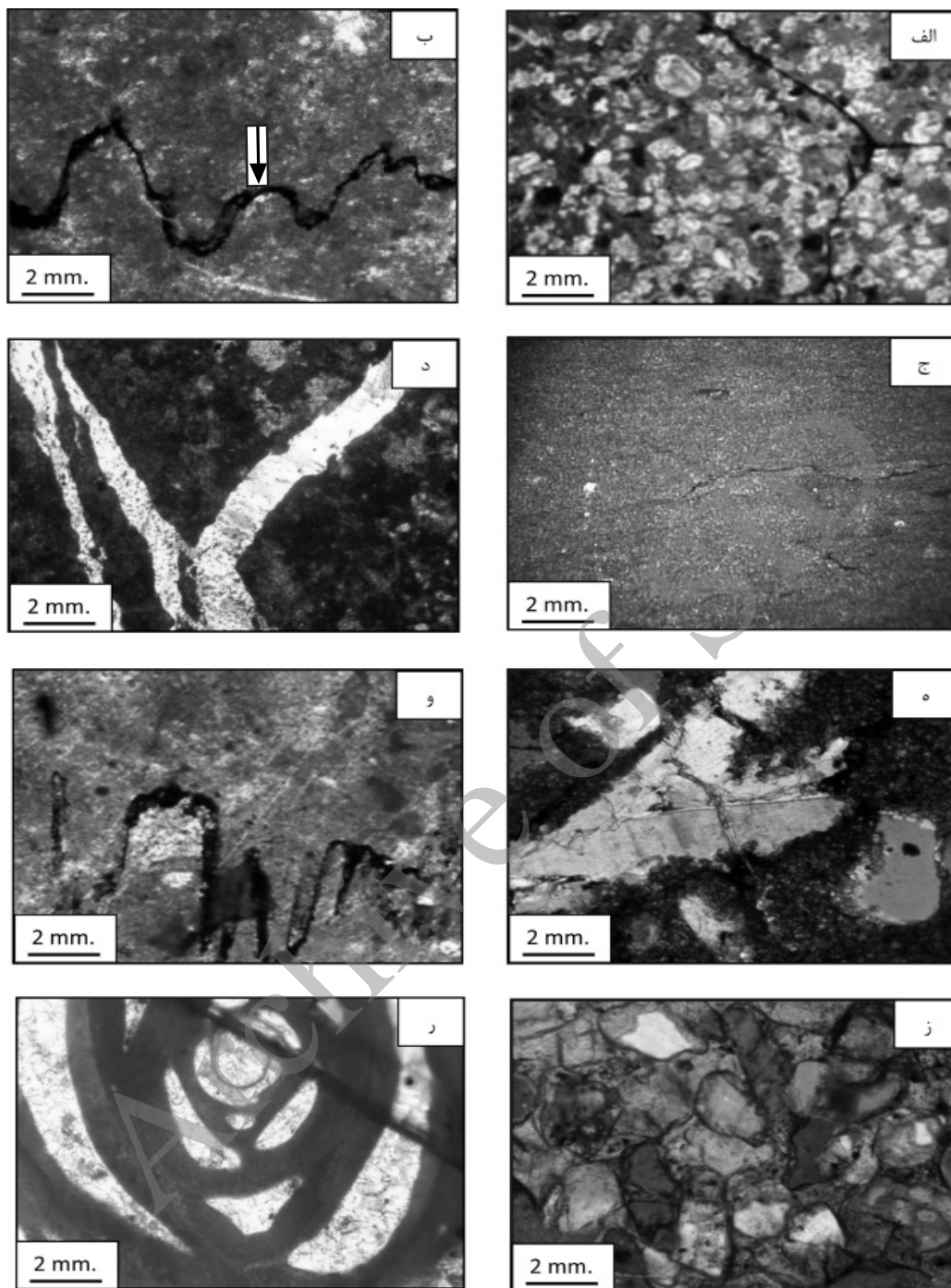


شکل ۳- الف- دولومیت‌های شکل‌دار در زون یک همراه با تخلخل بین بلوری، فضاهای خالی توسط مواد هیدروکربوری پر شده است. چاه شماره ۳، عمق ۲۵۱۰ متری. ب- تخلخل بین بلوری در فضای دولومیت‌های زون یک (فلش). چاه شماره ۳، عمق ۲۵۲۳ متری. ج- ماسه‌های نسبتاً گرد شده زون دو. فضای بین دانه‌های کوارتز توسط سیمان دولومیتی پر شده‌اند (فلش). د- تخلخل حفره‌ای ایجاد شده در آهک‌های زون دو. اندازه حفرات در برخی موارد تا چند میلیمتر نیز می‌رسد. چاه شماره ۶، عمق ۲۳۹۱ متری. ه- ماسه‌های نیمه زاویه‌دار زون سه. چاه شماره ۳، عمق ۲۵۷۰ متری. و- آهک‌های ماسه‌ای زون چهار. چاه شماره ۷۱، عمق ۲۳۱۵ متری.

امر باعث شده که نسبت ضخامت مفید به کل این زون کاهش یافته و عمدتاً تولیدی آب باشد.

زون پنج: این زون از تناوب ماسه سنگ و سنگ آهک تشکیل شده است (شکل ۴- الف). در بسیاری از مقاطع میکروسکوپی، آثار تراکم به‌صورت تشکیل استیلولیت مشاهده می‌شود که نشان‌دهنده تاثیر مخرب فشردگی بر کیفیت مخزن می‌باشد (شکل ۴- ب).

زون چهار: این زون عمدتاً از ماسه سنگ‌های آهکی و آهک‌های ماسه‌ای با میان لایه‌های شیلی تشکیل شده است (شکل ۲). ماسه سنگ‌ها عموماً زاویه‌دار تا نیمه زاویه‌دار بوده و دارای سیمان کلسیتی می‌باشند (شکل ۳- و). اگرچه میزان تخلخل در این زون بیش از ۲۰٪ بوده، اما در اکثر چاه‌ها، میزان اشباع آب نیز بسیار بالاست. به‌طوریکه در بعضی از چاه‌ها درصد اشباع آب تا ۹۰٪ نیز می‌رسد. این



شکل ۴- الف- ماسه سنگ با سیمان آهکی در زون پنج. ب- میان لایه‌های آهکی زون پنج. تراکم شیمیایی سبب ایجاد استیلولیت‌های بزرگ شده است (فلش). چاه شماره ۴۸، عمق ۲۶۲۱ متری. ج- نمونه‌ای از مادستون‌های زون شش که در برخی قسمت‌ها به دولومیت تبدیل شده‌اند. د و ه- پر شدن فضاهای خالی توسط انیدریت در مادستون‌های زون شش. چاه شماره ۸۵، عمق ۲۶۲۵ متری. و- تجمع مواد آلی در امتداد سطوح استیلولیت. چاه شماره ۴۸، عمق ۲۲۰۰ متری. ز- سیمانی شدن (دولومیتی) دانه‌های ماسه در زون هفت. چاه شماره ۳، عمق ۲۵۰۵ متری. ر- تخریب تخلخل درون دانه‌ای توسط انیدریت‌ها در زون هشت. چاه شماره ۳، عمق ۲۵۶۰ متری.

توالی از سنگ آهک و شیل دیده می‌شود که بر روی سازند پایده قرار دارد (شکل ۲). این زون به‌طور میانگین ۵۰ m ضخامت داشته و در مقاطع میکروسکوپی عمدتاً به‌صورت مادستون مشاهده می‌شود. متداول‌ترین فرآیند دیاژنزی که این زون را تحت تاثیر قرار داده است، انیدریتی شدن است که در بسیاری از موارد، فضاهای خالی را پر کرده و سبب کاهش کیفیت مخزنی این زون شده است (شکل ۴-ر). طبق محاسبه نرم‌افزار، متوسط تخلخل این زون ۲۰٪ بوده، اما با وجود این تخلخل بالا، از آنجا که میزان اشباع آب در آن در بیشتر قسمت‌های میدان حدود ۹۰٪ است، لذا این زون فاقد کیفیت مخزنی مطلوب می‌باشد. در زیر این زون، توالی پیوسته‌ای از شیل‌های آهکی با وفور فسفیل‌های پلاژیک مشاهده می‌شود که معرف سازند پایده است.

#### مدل ساختمانی

برای تهیه مدل ساختمانی لازم است ابتدا آثار گسلش در میدان نفتی منصوری مورد بررسی قرار گیرد. به همین منظور ابتدا از اطلاعات لرزه‌نگاری انجام شده در این میدان [۱۵] استفاده گردید و با کمک نرم‌افزارهای ژئوفیزیکی (موجود در اداره زمین‌شناسی)، چند برش لرزه‌ای در جهات مختلف از میدان تهیه شد. بررسی این برش‌ها نشان می‌دهد که میدان منصوری تاقدیسی کاملاً ملایم بوده که هیچ‌گونه آثاری از گسلش یا بهم‌ریختگی ساختمانی در آن مشاهده نمی‌شود (شکل ۵). همچنین، در هیچیک از ۹۰ حلقه چاه حفاری شده در این میدان، شواهدی از تغییر ناگهانی عمق ورود به سازندها، که نشانگر گسلش باشد، مشاهده نمی‌گردد. بنابراین مدل ساختمانی آن تنها شامل مدل چینه‌ای یا همان مدل کیک لایه‌ای [۱۶] می‌باشد. برای تهیه این مدل، اطلاعات عمق مربوط به سر سازندهای آسماری و پایده در چاه‌های مختلف، پس از تبدیل به فرمت مناسب (DXF) وارد نرم‌افزار RMS گردید. لازم به ذکر است که در مواردی که این اطلاعات به‌صورت رقومی در دسترس نبود، از لاگ‌های ترسیمی سرچاهی کمک گرفته شد.

متوسط ضخامت این زون ۵۰ m بوده که در قسمت‌های مختلف میدان تغییر می‌کند. در این زون، متوسط تخلخل مفید ۱۲٪ و اشباع آب ۳۶٪ است. میزان اشباع آب بالای این زون سبب شده است تا نسبت ضخامت مفید به کل آن بسیار ناچیز شده و به یک زون غیر مخزنی تبدیل شود.

— زون شش: این زون یک رخساره کربناته بوده که در زیر ماسه سنگ‌های زون پنج قرار گرفته است (شکل ۲). در مقاطع میکروسکوپی، سنگ آهک‌ها عمدتاً به‌صورت مادستون بوده (شکل ۴-ج) و در برخی قسمت‌ها به دولومیت تبدیل شده‌اند. ضخامت این زون در قسمت‌های مختلف میدان متغیر بوده و به‌طور متوسط ۱۰۰ m می‌باشد. یکی از فرآیندهای دیاژنزی غالبی که در این زون مشاهده می‌شود، انیدریتی شدن است که بیشترین آسیب را بر تخلخل وارد نموده و سبب کاهش کیفیت مخزنی این زون شده است (شکل ۴-د و ه). فرآیند تراکم شیمیایی در سنگ آهک‌های این زون نیز به تخریب خواص مخزنی کمک نموده است. به‌طوری که در بسیاری از مقاطع میکروسکوپی این زون، استیلولیت‌ها به وفور مشاهده می‌شوند (شکل ۴-و). براساس محاسبه نرم‌افزار، در همه قسمت‌های میدان، تخلخل این زون کمتر از ۱۰٪ و اشباع آب در آن بیش از ۸۰٪ است. بنابراین با توجه به تخلخل نسبتاً پایین و اشباع آب زیاد، این زون بهره‌ده محسوب نمی‌شود.

— زون هفت: یک زون سیلیسی-آواری است که بطور عمده از ماسه سنگ تشکیل شده است (شکل ۲). ماسه سنگ‌ها عمدتاً از دانه‌های متوسط تا درشت، نیمه زاویه‌دار تا زاویه‌دار با سیمان دولومیتی تشکیل شده‌اند (شکل ۴-ز). متوسط ضخامت این زون ۴۰ m بوده که به طرف قسمت‌های غربی میدان بر ضخامت آن افزوده می‌شود. تخلخل این زون در اکثر چاه‌ها بیش از ۲۰٪ بوده، اما درصد اشباع آب آن نیز بسیار بالاست (۹۰-۱۰۰٪). لذا این زون فاقد کیفیت مخزنی می‌باشد و تولید کننده آب خواهد بود.

— زون هشت: در زیر سیلیسی-آواری‌های زون هفت،

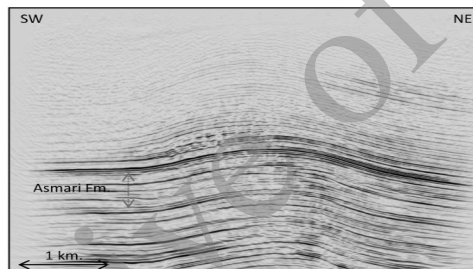


در نهایت، مدل ساختمانی میدان نفتی منصوری توسط نرم‌افزار مدل‌ساز تهیه شد که به صورت یک تاق‌دیس ملایم متشکل از خطوط هم‌تراز زیر سطحی می‌باشد (شکل ۶).

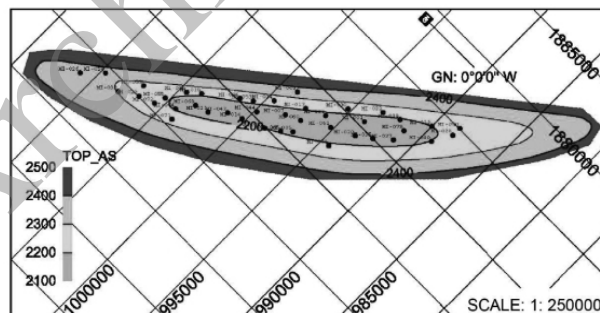
نرم‌افزار RMS این قابلیت را داراست که با استفاده از اطلاعات رقومی نمودارهای پتروفیزیکی (مانند نمودارهای پیوسته انحراف چاه<sup>۱</sup>)، شیب سازند را نیز محاسبه نماید. شکل ۷ نقشه هم‌شیب مربوط به سر سازند آسماری در میدان نفتی منصوری را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، شیب یال شمالی میدان منصوری بین صفر تا ۱۲ درجه و شیب یال جنوبی آن بین صفر تا ۸ درجه تغییر می‌کند. این موضوع نشان می‌دهد که بر خلاف دیگر میداین هیدروکربوری حوضه زاگرس،

در نهایت، مدل ساختمانی میدان نفتی منصوری توسط نرم‌افزار مدل‌ساز تهیه شد که به صورت یک تاق‌دیس ملایم متشکل از خطوط هم‌تراز زیر سطحی می‌باشد (شکل ۶).

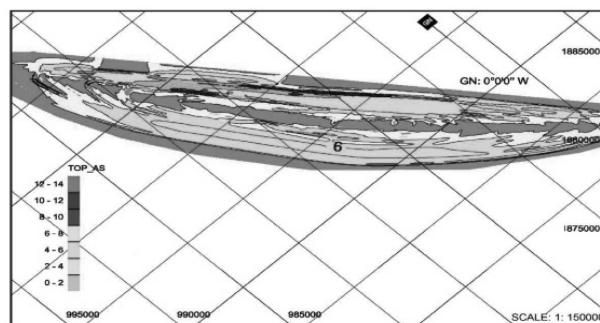
نرم‌افزار RMS این قابلیت را داراست که با استفاده از اطلاعات رقومی نمودارهای پتروفیزیکی (مانند نمودارهای پیوسته انحراف چاه<sup>۱</sup>)، شیب سازند را نیز محاسبه نماید. شکل ۷ نقشه هم‌شیب مربوط به سر سازند آسماری در میدان نفتی منصوری را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، شیب یال شمالی میدان منصوری بین صفر تا ۱۲ درجه و شیب یال جنوبی آن بین صفر تا ۸ درجه تغییر می‌کند. این موضوع نشان می‌دهد که بر خلاف دیگر میداین هیدروکربوری حوضه زاگرس،



شکل ۵- مقطع لرزه‌ای عرضی از ساختمان میدان منصوری. هیچگونه آثاری از به هم ریختگی تکتونیکی در این میدان مشاهده نمی‌شود.



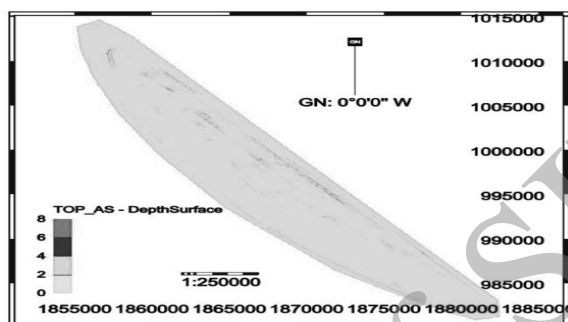
شکل ۶- مدل ساختمانی میدان نفتی منصوری در راس سازند آسماری



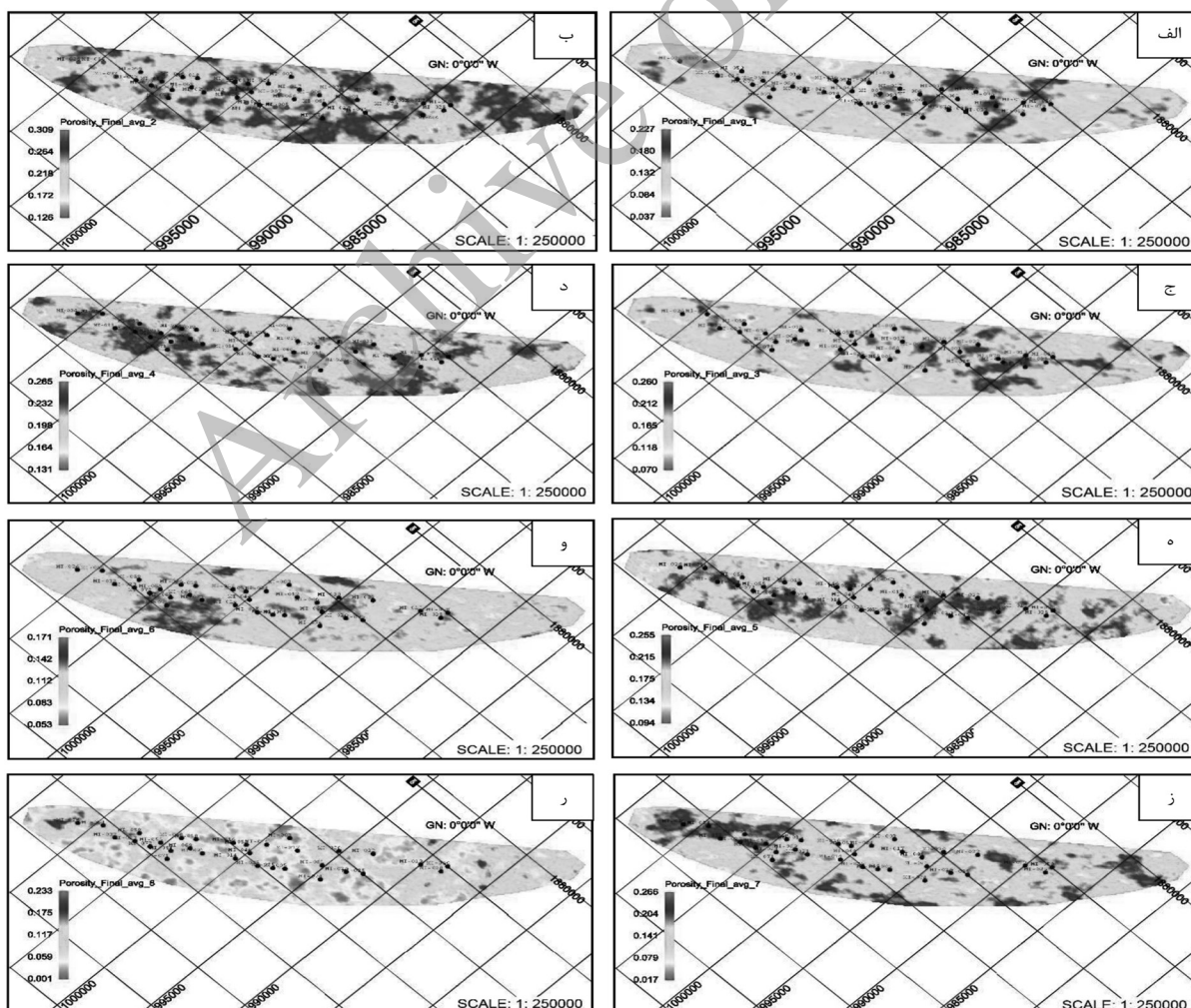
شکل ۷- نقشه هم‌شیب سرسازند آسماری میدان نفتی منصوری

شکل‌ها مشاهده می‌شود، در میان هشت زون سازند آسماری میدان نفتی منصوری، در سرتاسر میدان زون‌های یک، دو و سه بهترین وضعیت را از نظر تخلخل دارا می‌باشند و زون چهار از این نظر در وضعیت متوسط قرار دارد.

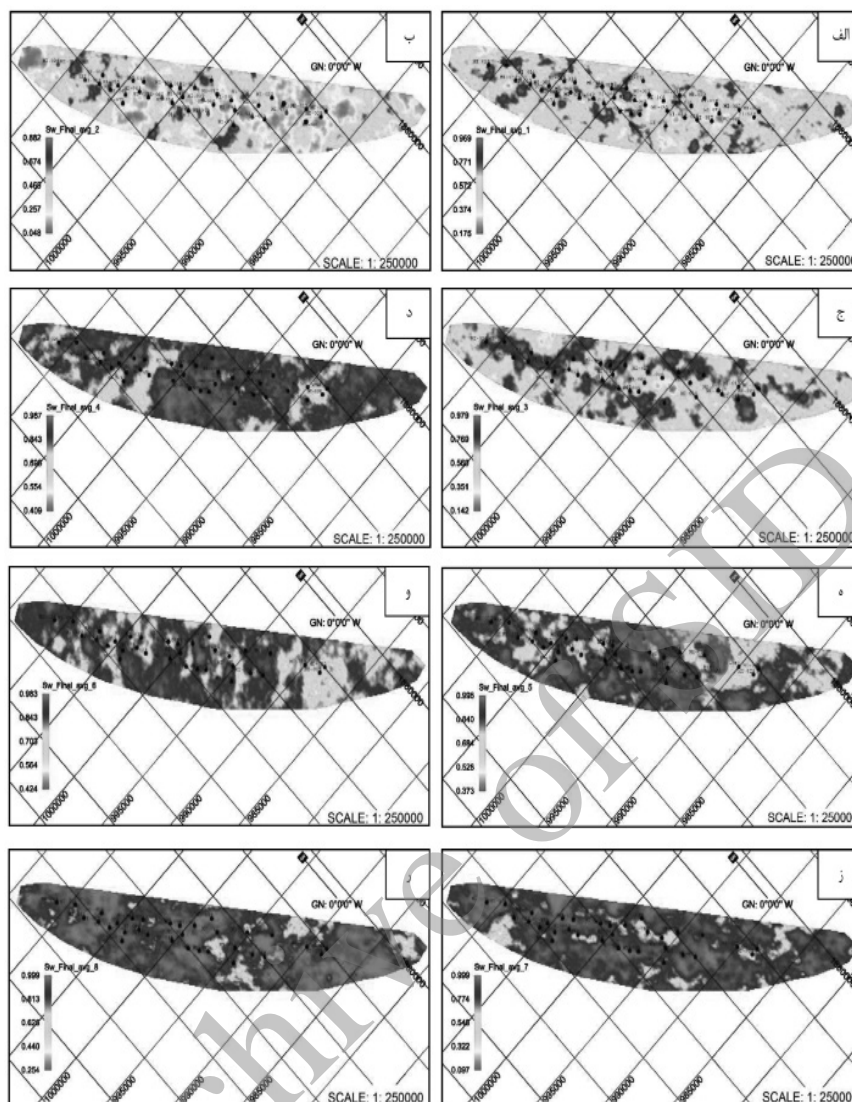
پس از اینکه مدل ساختمانی میدان منصوری تهیه شد، می‌توان براساس میانگین ضخامت زون‌ها، توزیع تخلخل و اشباع آب را در زون‌های مختلف و در قسمت‌های مختلف میدان ترسیم و مدل‌سازی نمود (شکل‌های ۹ و ۱۰). همان‌طور که در این



شکل ۸- نقشه تراکم شکستگی‌های سازند آسماری میدان منصوری



شکل ۹- الف تا ر نقشه‌های میانگین توزیع تخلخل در زون‌های یک تا هشت مخزن آسماری میدان نفتی منصوری را نشان می‌دهند.



شکل ۱۰- الف تا ه، نقشه‌های میانگین توزیع اشباع آب در زون‌های یک تا هشت مخزن آسماری میدان نفتی منصور

نفت<sup>۱</sup> و حد برش<sup>۲</sup> تخلخل و اشباع آب (حد برش در میداین نفتی جنوب غربی ایران برای تخلخل ۴/۵٪ و برای اشباع آب ۵۰٪ در نظر گرفته می‌شود) به نرم‌افزار، نقشه‌های توزیع میانگین ضخامت خالص به کل و اشباع آب برای هر زون ترسیم گردید و در نهایت میزان حجم نفت در جای مخزن نیز برای هر زون محاسبه شد (جدول ۱). همان‌طور که مشاهده می‌شود، در میان این هشت زون، زون دو دارای بیشترین میزان حجم نفت در جای مخزن بوده و بهترین کیفیت مخزنی را دارا می‌باشد.

از نظر اشباع آب نیز، هرچه به طرف عمق مخزن (از زون یک به سمت زون هشت) پیش می‌رویم، درصد اشباع آب افزایش می‌یابد که نشان دهنده وضعیت طبیعی مخزن می‌باشد. همچنین میزان اشباع آب در بخش شرقی میدان کمتر از دیگر بخش‌های میدان بوده و به عبارتی، کیفیت مخزنی در بخش شرقی بهتر از دیگر بخش‌های میدان است. اما به سمت غرب و شمال غرب میدان، علی‌رغم اینکه درصد تخلخل نسبتاً بالاست، اما بالا بودن درصد اشباع آب باعث می‌شود چاه‌های حفاری شده در این منطقه چندان بهره‌ده نباشند. پس از وارد کردن پارامترهایی نظیر سطح تماس آب و

1. Water Oil Contact (WOC)  
2. Cut off

جدول ۱- محاسبه حجم نفت درجا در مخزن آسماری منصوری

زون	حجم کل مخزن (متر مکعب)	حجم ضخامت زون خالص (متر مکعب)	حجم تخلخل زون خالص (متر مکعب)	حجم هیدروکربورهای در جای مخزن (بشکه)	حجم هیدروکربورهای قابل استحصال (بشکه)
۱	۹۳۸,۲۴۸,۱۵۹,۶	۴۲۰,۱۳۱,۴۱۹,۲	۵۹۷,۵۹۶,۹۵۵	۳۷۱,۲۵۹,۱۲۸	۳۰۴,۳۱۰,۷۵۲
۲	۱۲۲,۸۹۳,۰۷۹,۱۷	۱۰۳,۰۱۶,۹۳۱,۴۴	۲۴۸,۷۹۰,۰۱۹,۹	۲۰۰,۴۲۶,۰۴۴۹	۱۶۴,۲۸۳,۶۳۸,۷
۳	۱۰۱,۷۹۰,۰۹۰,۰۲	۴۷۵,۵۴۳,۴۹۲,۳	۹۱۸,۸۷۳,۷۹۹	۶۷۶,۷۲۹,۶۰۹	۵۵۴,۶۹۶,۳۸۵
۴	۱۳۶,۸۲۱,۱۱۱	۴۶۵,۹۵۰,۵۶	۹۳۳,۵۴۷,۲	۵۳۴,۸۷۳,۶	۴۳۸,۴۲۱,۰
۵	-	-	-	-	-
۶	-	-	-	-	-
۷	-	-	-	-	-
۸	-	-	-	-	-
کل	۳۱۹,۸۷۶,۱۹۶,۲۷	۱۹۳,۰۵۰,۳۷۳,۱۵	۴۰۱,۳۷۰,۶۴۲,۴	۳۰۵,۷۵۹,۷۹۲,۲	۲۵۰,۶۲۲,۷۷۳,۳

## نتیجه گیری

شده، میدان نفتی منصوری تحت تاثیر هیچگونه فعالیت تکتونیکی قرار نگرفته و آثاری از گسلش در هیچ قسمت از آن مشاهده نمی شود. همچنین، براساس نقشه هم شیب تهیه شده برای سر سازند آسماری، شیب دامنه شمالی در این میدان بیشتر از یال جنوبی است. نقشه تراکم شکستگی های سازند آسماری نیز نشان می دهد که بر خلاف دیگر میادین هیدروکربوری زاگرس، تخلخل حاصل از شکستگی نقش چندانی در ایجاد و بهبود کیفیت مخزن آسماری میدان منصوری نداشته و عمده تخلخل های موجود حاصل تبدیل سنگ آهک به دولومیت، انحلال و یا تخلخل بین دانه ای در ماسه سنگ ها می باشند. نقشه های میانگین اشباع آب و تخلخل نیز نشان می دهند که خصوصیات مخزنی در محدوده شرق و شمال شرق میدان بهتر است. لذا در طراحی چاه های جدید، پروژه های ازدیاد برداشت و توسعه میدان نفتی منصوری می توان به این قسمت از میدان توجه بیشتری نمود و بهتر است چاه هایی که در آینده حفاری می شوند، تا حد امکان در زون های بالایی تکمیل شوند.

براساس مطالعه پتروگرافی، مخزن آسماری میدان نفتی منصوری عمدتاً کربناته- ماسه سنگی بوده و تحت تاثیر فرآیندهای دیاژنزی مختلفی قرار گرفته است. این فرآیندها عمدتاً تاثیر منفی بر کیفیت مخزن داشته اند که از مهم ترین آنها می توان به سیمانی شدن (کربناته و انیدریت) و تراکم شیمیایی اشاره نمود. طبق داده های پتروفیزیکی، این مخزن به هشت زون تقسیم می شود. بررسی خواص پتروفیزیکی تخلخل و اشباع آب در زون های مختلف و نیز محاسبه نسبت ضخامت خالص به ناخالص حاکی از آن است که تنها زون های یک، دو و سه زون های بهره رده بوده و سایر زون ها به سبب اشباع آب بالا، تولید کننده آب می باشند. از طرفی، تاثیر فرآیندهای دیاژنزی مخرب نیز در زون های پایینی بیشتر مشاهده می شود. زون دو بهترین زون مخزنی میدان نفتی منصوری بوده و دارای بیشترین ذخیره نفت در جای مخزن می باشد که شامل ۶۵٪ نفت موجود در مخزن آسماری این میدان است. براساس داده های ژئوفیزیکی و مدل ساختمانی تهیه

## مراجع

- [1]. Mitra S. and Leslie W., "Three dimensional structural model of the rhorde el baguel field," AAPG Bulletin," Vol. 87, No. 2, pp. 231-250, 2005.
- [2]. AL-Khalifeh M. and Makkawi M., "The import of data integration on geostatistical porosity modeling: A case study from the Berri field", Saudi Arabia. Journal of Petroleum Geology Vol. 25 (4), pp. 485-498, 2002.
- [3]. Valcarce G. Z., Zapata T., Ansa A., and Selva G., "Three-dimensional structural modeling and its application for development of the El Porto'n field", Argentina: AAPG Bulletin., Vol. 90, No. 3, pp. 307-319, 2006.
- [4]. Mitra S., Figueroa G. C., Garcia J. H., and Alvarado A. M., "Three-dimensional structural model of the Cantarell and Sihil structures Campeche Bay, Mexico," AAPG Bulletin, Vol. 89, No. 1, pp.19, 2005.
- [5]. Pringle J. K., Howell J. A., Hodgett D., Westerman A. R., and Hodgson D. M., "Virtual outcrop models of petroleum reservoir analogues: A review of the current state of the art", EAGE, First Breaks Volume, Technical Article. pp.189, 2008.
- [6]. Schlumberger educational services, *From 3D modeling to reservoir simulation*, Houston, Texas, 123, 2006.
- [7]. Lacombe O., Grasemann B., and Simpson G., "Introduction: geodynamic evolution of Zagros", Geological Magazine, 148 (5-6), pp. 689-691, 2011.
- [8]. Sepehr M. and Cosgrove J. W., "Structural framework of the Zagros fold-thrust belt, Iran," Journal of Marine and Petroleum Geology, Vol. 21, pp. 829-843, 2004.
- [۹]. شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، نقشه میداین نفتی حوضه زاگرس (منتشر نشده)، ۱۳۹۲.
- [۱۰]. مطیعی ه، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس، سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه، ۱۳۷۲.
- [11]. Al-Ameri M. B. and Shebl H., *Reservoir rock typing of a giant carbonate field*, SPE Reservoir Characterizations and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers, 2011.
- [12]. Kaufmann O. and Martin T., "3D geological modeling from boreholes, cross-sections and geological maps, application over former natural gas storages in coal mines", Journal of Comp. & Geosci., Vol. 34, pp. 278-290, 2009.
- [13]. Heidari Z. and Torres-Verdin C., "Inversion-based method for estimating total organic carbon and porosity and for diagnosing mineral constituents from multiple well logs in shale-gas formations", AAPG. Bulletin, Vol. 1, No. 1, pp. 113-123, 2013.
- [14]. Al-Dabbas M. J., Al-Jassim and S., Al-Jumaily, "Depositional environments and porosity distribution. In: regressive limestone reservoirs of the Mishrif Formation Southern Iraq", Arab Journal of Geosci. Vol. 3, pp. 67-78, 2009.
- [۱۵]. عملیات لرزه نگاری میدان منصوری، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب (گزارش منتشر نشده)، ۱۳۸۹.
- [16]. Zeng H., Hart B. S., and Wood L. S., "Introduction to special section: Interpreting stratigraphy from geophysical data", AAPG. Bulletin, Vol. 1, No. 1, pp. 1-20, 2013.
- [17]. Mitra S., D.. J., Gonzalez J. G., Hernandez S. H., Garcia and Banerjee S., "Structural geometry and evolution of the Ku, Zaap, and Maloob structure", AAPG Bulletin, Vol. 90, No. 10, pp. 1565-1584, 2005.
- [۱۸]. صیرفیان ع، زمین شناسی نفت، مرکز نشر سمر، چاپ اول، ۴۰۰ صفحه، ۱۳۸۶.