

تعیین نوع سیال و سنگ‌شناسی یکی از مخازن ناهمگن در شمال غرب خلیج فارس با استفاده از روش AVO و جانشینی سیال

سپیده یاسمی خیابانی^۱، سجاد قره‌چلو^{۱*}، مهران کلهری^۱ و ابراهیم الیاسی^۲

۱- گروه زمین شناسی نفت، پژوهشکده علوم پایه کاربردی، تهران، ایران

۲- گروه زمین شناسی، دانشکده زمین‌شناسی، دانشگاه آزاد ارومیه، ارومیه، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۱۲/۱۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۱۵/۰۵

چکیده

داده‌های لرزه‌ای علاوه بر تفسیر کیفی از نظر کمی نیز جزء داده‌های با ارزش یک میدان هیدروکربنی محسوب می‌شوند. تعیین توزیع نوع سیال و سنگ‌شناسی در مقیاس میدان که مخزن آسماری در آن یک سازند ناهمگن محسوب می‌شود بسیار حائز اهمیت است. هدف از این مطالعه، تجزیه و تحلیل تغییرات دامنه بر پایه دورافت و مطالعات فیزیک سنگ به منظور شناخت رفتار و خواص مخزن در اثر اشباع شدگی نفت، گاز یا آب است. جهت پیش بینی رفتار مخزن در بخش کربناته بالایی سازند آسماری در میدان مورد مطالعه با اشباع شدگی‌های مختلفی مورد مدل‌سازی قرار گرفته است و نهایتاً پس از بررسی و شناخت رفتار لرزه‌ای مخزن و درک نشان‌گرهای اصلی در توصیف سیالات مخزنی، نشان‌گرهای AVO استخراج گردیده است. نتایج چهار روش ۱: جانشینی سیال ۲: وارون‌سازی مقاومت کشسان ۳: نسبت سرعت موج Vp/Vs و ۴: ترسیم مقاطع نشان‌گرهای AVO، نشان داد که در بخش هدف به صورت همگن سیال گاز تجمع پیدا کرده است. همچنین از نظر سنگ‌شناسی نتایج نسبت Vp/Vs توزیع نوع لیتولوژی آهک، دولومیت و انیدریت را در بخش بالایی سازند آسماری مشخص کرد.

کلمات کلیدی: خصوصیات الاستیک سنگ، روش جانشینی سیال، نشان‌گرهای AVO، نوع سیال و لیتولوژی مخزن آسماری

مقدمه

مخازن است که حدود ۸۰٪ نفت ایران از این سازند تولید می‌شود. تنوع لیتولوژیکی، رخساره‌ای و دپازنزی موجب شده است سازند آسماری یک مخزن ناهمگن باشد. در میدان مورد مطالعه سازند آسماری از نظر لیتولوژی شامل آهک، دولومیت، انیریت، ماسه‌سنگ و میان لایه‌های شیل آهکی است؛ به طوری که یک سازند مختلط کربناته-آواری در نظر گرفته می‌شود.

چند سازند کربناته از سن ژوراسیک تا نئوژن در جنوب غرب ایران و به خصوص در فروافتادگی دزفول مهم‌ترین مخازن هیدروکربنی ایران را تشکیل می‌دهند. سازند آسماری نیز یکی از همین

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی: s.gharechelou@riias.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5389.3399)

[۷] چگونگی استفاده از AVO در شناسایی هیدروکربور را نشان دادند. کاستانگا [۸]، گودوی و همکاران [۹] و اوست [۱۰] از آن در تشخیص سنگ‌شناسی و میزان تخلخل سنگ‌های آواری استفاده کردند. لی و همکاران [۱۱] کاربرد AVO را در اکتشاف کربناتی‌ها شرح دادند [۱۱]. همچنین از آنجا که AVO قادر به پیش بینی فشار منفذی است، در طرح‌ریزی برنامه‌های حفاری مورد استفاده قرار گرفته است [۱۲]. به‌طور کلی، تحلیل پتروفیزیکی و AVO مرسوم، به بررسی تغییرات غیرمعمول سرعت موج تراکمی (Vs) و سرعت موج برشی (Vp) به‌منظور تعیین تغییرات نوع سیال و همچنین خصوصیات سنگ‌شناسی می‌پردازد [۱۳-۱۵]. آسفا و همکاران در مقاله خود عنوان نموده‌اند که تغییر سرعت‌های موج تراکمی و برشی می‌تواند مشخصات مخزن را آشکار کند [۱۶]. از نشان‌گرهای AVO می‌توان به شیب AVO، عرض از مبدأ AVO و یا ترکیبات آنها، و نیز مطالعه هم‌زمان نشان‌گرهای مختلف تحت عنوان روش ترسیم متقاطع^۲، همچنین برانبارش‌های جزئی^۳ (برانبارش نزدیک و دور) اشاره کرد [۱۷، ۲۰]. با استفاده از این نشانگرها می‌توان به بعضی از خصوصیات سنگ و سیال پی برد. در واقع خصوصیات الاستیک سنگ وابسته به خصوصیات فیزیک سنگ و سیال پرکننده حفرات سنگ است [۲۱ و ۲۲]. مخزن آسماری در میدان مورد مطالعه از نظر لیتولوژی ناهمگن است (آهک، دولومیت، انیدریت و ماسه‌سنگ) و همچنین بخش‌هایی از مخزن دارای گاز و بخش‌های خاصی هم دارای سیال نفت است. مطالعات گوناگون لرزه‌ای توسط محققین مختلف در بخش ماسه‌سنگی مخزن آسماری صورت گرفته است [۲۳]. اما هدف مطالعاتی این مقاله بخش کربناته بالایی سازند آسماری است که به‌دلیل تنوع سنگ‌شناسی بخش کربناته (آهک، دولومیت و انیدریت) و ناهمگنی که در توزیع سیال

مخزن آسماری در میدان مورد نظر در بعضی از بخش‌ها (بخش ماسه) تولید نفت دارد و در بعضی بخش‌های دیگر دارای تجمع گاز است. لذا میدان مورد مطالعه دارای ناهمگنی و پیچیدگی توزیع سیال و لیتولوژی است. روش لرزه‌ای انعکاسی به‌عنوان یک روش قدرتمند در اکتشاف و بازسازی شرایط ساختمانی زیرسطحی مورد استفاده قرار گرفت. همچنین امروزه با پیشرفت‌هایی که در بخش برداشت و پردازش داده‌های لرزه‌ای رخ داده است موجب شده که از دل‌رزه‌ها اطلاعات فیزیکی سنگی نیز به‌دست آورد. این روش‌ها تحت عنوان تفسیر کمی شناخته شده و شامل شناسایی جنس سنگ‌ها، نوع سیالات و خصوصیات فیزیکی سنگ‌ها می‌باشند. حضور سیالات مختلف در سنگ موجب تغییر نسبت پوواسون آن خواهد شد [۱]. لذا تغییرات قابل توجهی در دامنه موج بازتابیده لرزه‌ای در داده‌های لرزه‌ای پیش از برانبارش اتفاق می‌افتد. به همین دلیل از روش AVO^۱ و نشان‌گرهای آن برای شناسایی سیال و تغییر نسبت سرعت‌های امواج تراکمی و برشی برای شناسایی جنس سنگ استفاده می‌شود [۲]. در تحلیل نشانگر AVO لایه‌های زمین به‌صورت افقی و همگن و همسانگرد فرض می‌شود. همین‌طور صرفاً بازتاب موج تراکمی مد نظر است و کاهش انرژی ناشی از انتشار موج‌های تبدیلی و چندگانه در طی پردازش اصلاح می‌گردند. از طرفی هر مقدار که بازتابنده مورد نظر در عمق کمتر باشد محدوده زاویه بازتابش گسترده تر می‌گردد. به همین دلیل بازتابنده‌های کم عمق تر دقیق‌تر بوده و کیفیت بالاتری دارند [۳]. از این‌رو، نشانگر AVO در شناسایی سیالات مخزنی به‌کار می‌رود [۴]. کاربرد روش AVO در تجزیه و تحلیل مخازن کربناته در حوضه رسوبی کانادای غربی در حال افزایش است. این مسئله با افزایش سریع دانش ویژگی‌های فیزیکی سنگ‌های کربناته و اکتشاف فعال و تعیین حدود مخازن کربناته همراه بوده است. استراندر [۵]، فتی و همکاران [۶]، آلن و پدی

1. Amplitude Versus Offset

2. Cross Plot

3. Partial Stack

فاصله بین هر دو گروه نقطه میانی مشترک ۱۲/۵ و فاصله نمونه برداری ms^2 است. به کمک دو کابل دریایی^۳ هر کدام شامل ۲۴۰ کانال با طول ۳۰۰۰ m به فاصله ۱۰۰ m از یکدیگر و دو تفنگ بادی در عمق ۴ m به فاصله ۵۰ m از یکدیگر که فاصله بین دو چشمه متوالی ۱۸/۷۵ m است، داده‌ها با فرمت SEG-D روی نوارهای ۳۵۹۰ برداشت شده است. البته مکان‌های چشمه^۴ از چهار کابل دریایی استفاده گردیده است. مراحل پردازشی که روی داده‌های پیش از برانبارش صورت گرفته است شامل تصحیح گسترش هندسی، تصحیح برونراند نرمال و مهاجرت پیش از برانبارش با هدف بازیافت دامنه مناسب برای تحلیل AVO است. خروجی پردازش گروه‌های نقطه میانی مشترک^۵ با فرمت SEG-Y، و فاصله دور افت بین ۱۳۷ تا ۳۰۳۷ است. هدف در این مطالعه بخش آسماری بالایی (فارس زیرین) است که بین افق فارس زیرین^۶ و افق بالای غار^۷ قرار دارد. در این مطالعه به منظور تطابق نتایج بخش سائیزمیک از نظر سنگ‌شناسی با داده‌های پلاگ، خرده‌های حفاری و گزارش زمین‌شناسی مقایسه شده است و در بخش سیال با گزارش آزمایش ساقه مته تطابق داده شده است.

وارون‌سازی پیش از برانبارش هم‌زمان

وارون‌سازی لرزه‌ای پیش از برانبارش با نام وارون‌سازی هم‌زمان نیز نام‌گذاری شده است زیرا دو یا چند حجم از پارامترهای فیزیکی به‌طور هم‌زمان تولید می‌شوند. در این روش، با استفاده از الگوریتم وارون‌سازی AVA^۸ در مدل‌سازی پیشرو با ترکیب کردن موجک و بازتاب پذیری‌های وابسته به زاویه و همچنین اعمال و دخالت دادن روند تغییرات

در مقیاس میدانی وجود دارد کمتر تاکنون مورد توجه قرار گرفته است. لذا هدف اصلی این مقاله تعیین توزیع لیتولوژی و سیالات مخزن آسماری (بخش آهکی بالایی آسماری) با استفاده از داده‌های لرزه‌ای پیش از برانبارش است.

روش پژوهش

داده‌های مورد استفاده در این مطالعه شامل داده‌های نگار چاه پیمایی و سرعت موج برشی، شوت کنترل، سرسازندها و داده سه بعدی لرزه‌ای پیش از برانبارش است. داده‌های ذکر شده در سه چاه از میدان استفاده شده است به طوری که چاه‌های مورد استفاده در این پژوهش، دارای نگار موج فشاری و دانسیته که برای انجام این پژوهش مورد نیاز است. همچنین لاگ‌های پتروفیزیکی که در این مطالعه استفاده شده است کنترل کیفی و تصحیحات محیطی بر روی آنها انجام شده است. از طرفی، تنها چاه A-17 دارای نگار موج برشی بوده و سرعت موج برشی در این چاه باعث بهبود کیفیت نتایج حاصله می‌گردد چرا که در بسیاری از موارد، تخمین سرعت امواج برشی با بهره‌گیری از امواج فشاری و روابط مربوطه منجر به بروز خطاهایی در نتایج نهایی می‌گردد. محدوده مورد مطالعه در این تحقیق بخش کربناته بالایی سازند آسماری است. این سازند در این ناحیه از لیتولوژی‌های مختلفی تشکیل شده است که مقادیر میانگین آنها در جدول ۱ آورده شده است. این مقادیر در مدل‌سازی‌های فیزیکی سنگی مورد استفاده قرار گرفته است.

جدول ۱ درصد لیتولوژی‌های موجود در بخش کربناته بالایی سازند آسماری

٪ کلسیت	٪ شیل	٪ دولومیت
۱۵	۵	۸۰

داده‌های لرزه‌ای که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته‌اند متعلق به قسمتی از میدان از کراس لاین^۱ ۱۶۰۰ تا ۱۹۰۰ و از این لاین^۲ ۵۴ تا ۶۱۴ m است.

1. X line
2. In line
3. Streamer
4. Undershot
5. Common Mid Point
6. Top Lower Fars
7. Top Ghar
8. Amplitude Versus Angle

لرزه‌نگاری، ابتدا رابطه زمان-عمق نمودارهای صوتی به کمک اطلاعات سرعتی^۲ تصحیح گردید. در مرحله بعد لرزه‌نگاشت مصنوعی به کمک موجک استخراج شده از اطلاعات لرزه‌ای با فاز صفر ساخته شد. بعد از مقایسه با رد لرزه‌ای‌های مجاور در اطلاعات لرزه‌نگاری با اعمال جابه‌جایی یا فشردگی و کشش، تطابق اولیه بین لرزه‌نگاشت مصنوعی و اطلاعات لرزه‌نگاری انجام پذیرفت. پس از استخراج موجک آماري که تنها از اطلاعات لرزه‌ای به دست می‌آید، موجک لرزه‌ای نهایی در محدوده مخزن با تلفیق داده‌های چاه و داده‌های لرزه‌ای استخراج می‌گردد. بعد از اینکه تطابق همه چاه‌ها با موجک مربوط به خود انجام گرفت جهت بهبود کیفیت مطالعات ژئوفیزیک مخزنی، در مرحله بعد استخراج موجک لرزه‌ای^۳ با استفاده از اطلاعات لرزه‌ای و اطلاعات چاه صورت گرفت و از اطلاعات سه چاه ۰۲-A، ۱۰-A و ۱۷-A برای استخراج موجک نهایی استفاده شد تا اطلاعات مناسبی از فاز موجک لرزه‌ای به دست آید و مدل‌های حاصله از صحت بیشتری در محدوده مخزن مورد مطالعه بهره‌مند گردند. **شکل ۱** موجک نهایی استخراج شده برای انجام مدل‌سازی‌های AVO و ادامه مطالعات این پژوهش را نشان می‌دهد. سپس تطابق کلیه چاه‌ها با اطلاعات لرزه‌نگاری با استفاده از این موجک انجام گرفت. **شکل ۲** انطباق بین وقایع نگارهای چاه و وقایع متناظر آنها در داده‌های لرزه‌ای در چاه مورد استفاده را نشان می‌دهد. رد لرزه‌های قرمز رنگ مربوط به رد لرزه‌های اطراف چاه می‌باشند و رد لرزه‌های آبی رنگ رد لرزه‌های مصنوعی هستند که با استفاده از داده‌های چاه و گروه موجک استخراجی ساخته شده‌اند که تطابق نسبتاً خوبی را نشان می‌دهند.

فرکانس پایین Z_p ، Z_s ، D_n (مقاومت تراکمی، مقاومت برشی، چگالی) که از اطلاعات درون‌یابی شده چاه به دست می‌آید، مقطع نهایی و مدل تخمینی حاصل می‌شود. در موقعیت هر نقطه میانی مشترک چندین رد لرزه داده‌های لرزه‌ای پیش از برانبارش در زوایای مختلف دیده می‌شود که این رد لرزه‌های داده‌های پیش از برانبارش ناشی از هم‌آمیخت چند موجک خاص وابسته به زاویه با سری ضرایب بازتاب به دست آمده از فضای فرضی مدل مورد نظر است. سری ضرایب بازتاب به صورت تابعی از مقادیر تعریف شده‌اند تا بر این اساس بتوان مقطع نسبتاً مشخص و قابل قبولی از مدل الاستیکی زمین ارائه نمود.

نتایج روش وارون‌سازی پیش از برانبارش شامل مقاومت تراکمی، مقاومت برشی، چگالی، نسبت پوواسون و ضرائب لامه می‌باشند. در واقع منظور از مقایسه روش وارون‌سازی پیش از برانبارش با وارون‌سازی پس از برانبارش، فقط مربوط به دقت تعیین مدل امپدانس تراکمی است.

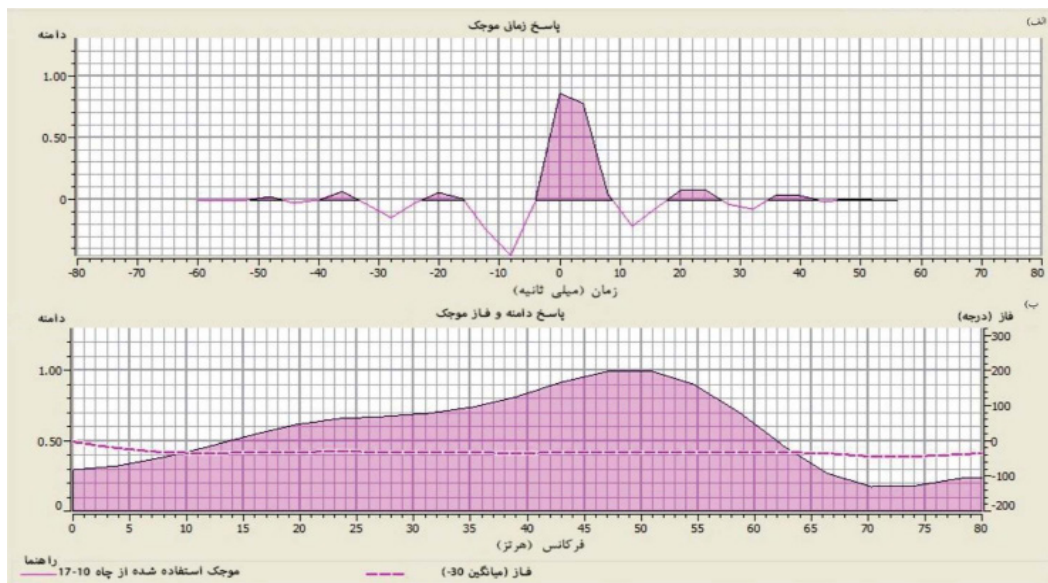
تطابق اطلاعات چاه و لرزه‌نگاری^۱ و استخراج موجک

در این مرحله باید بین نگارهای چاه و داده‌های لرزه‌ای انطباق به وجود آورد. تطابق نگارهای چاه با داده‌های لرزه‌ای نه تنها یک مرحله اولیه مهم در تفسیر لرزه‌ای است بلکه یک اولویت بسیار مهم در انجام وارون‌سازی است. این مرحله، انطباق بین وقایع لرزه نگاشت مصنوعی حاصل از نگارهای چاه و داده‌های لرزه‌ای را بهبود می‌دهد. از نگارهای صوتی و چگالی، ضرایب بازتاب حاصل می‌شوند و با هم‌آمیخت این ضرایب با یک موجک استخراج شده از داده‌های لرزه‌ای، نگاشت مصنوعی حاصل می‌گردد که اگر موجک استخراج شده مناسب باشد این لرزه نگاشت مصنوعی تطابق خوبی با داده‌های لرزه‌ای خواهد داشت. لذا در این قسمت، برای کالیبره کردن داده چاه‌ها با اطلاعات

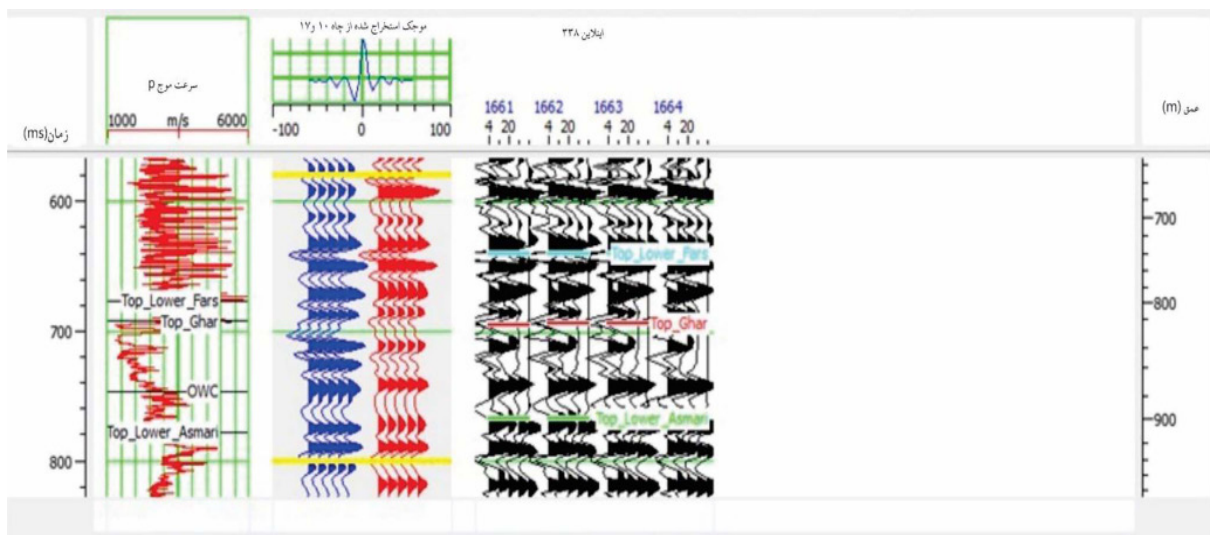
1. Well Seismic Correlation

2. Check Shot

3. Stratigraphic Wavelet Extraction



شکل ۱ موجک نهایی استخراج شده در این مطالعه الف) رفتار زمانی موجک، ب) طیف دامنه موجک



شکل ۲ تطابق چاه A-۰۲ با استفاده از موجک استخراج شده از اطلاعات چاه و لرزه (ضریب همبستگی ۰/۷۲)

AVO که به بررسی تغییرات دامنه براساس دورافت می‌پردازد، عبارت AVA است که به بررسی تغییرات دامنه لرزه‌ای براساس زاویه تابش موج به فصل مشترک دو محیط است. از آنجایی که در این پژوهش داده‌های پیش از برانبارش براساس دورافت^۱ می‌باشند لذا از مکعب سرعت سایز میک استفاده شده و در ابتدا آنها را به زاویه تبدیل نموده‌ایم و در نهایت از آن super gather به‌نحوی تهیه شده که به‌جای اینکه در هر زاویه یک رد لرزه‌ای داشته

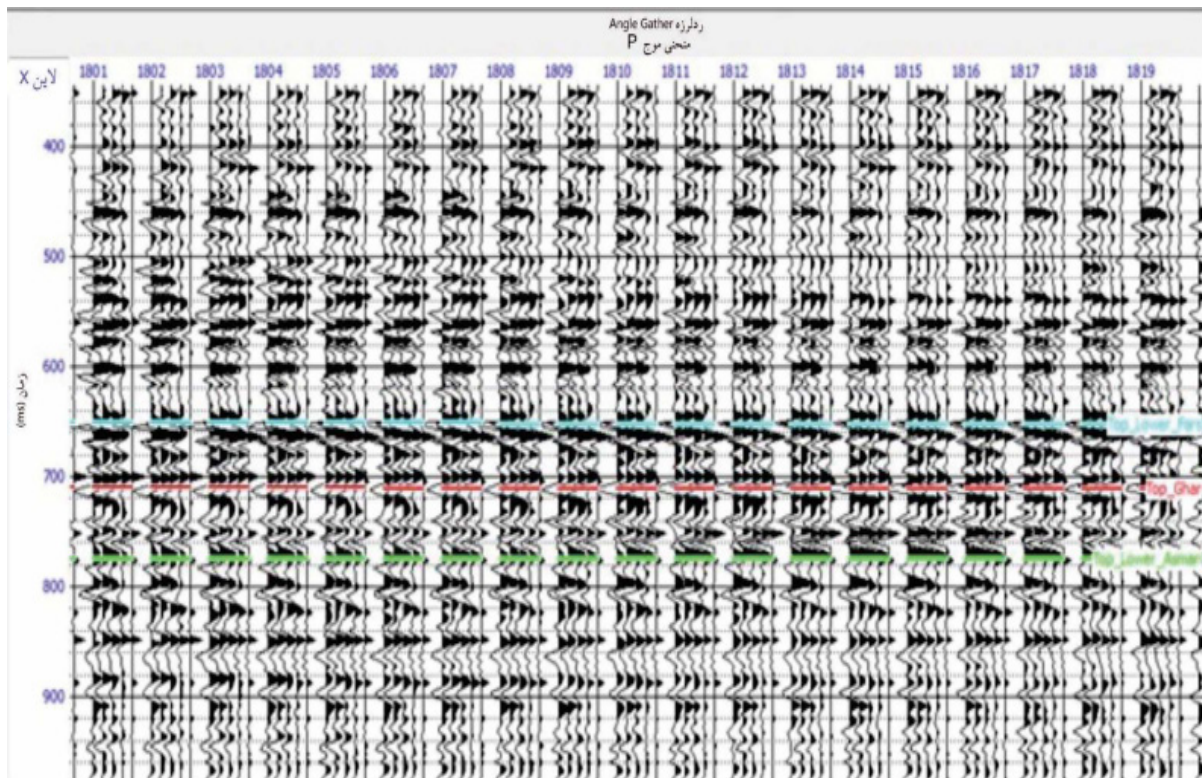
تهیه مقطع داده‌های با زاویه فرود یکسان

برای انجام وارون‌سازی هم‌زمان یک فرض اولیه وجود دارد و آن این است که داده‌ها باید با زاویه فرود یکسان باشند. زیرا وارون‌سازی پیش از برانبارش در حوزه زاویه تابش عمل می‌کند. از اینرو پیش از انجام مطالعات نیاز به تبدیل مقادیر دورافت به زاویه و تولید برانبارش زاویه ضروری است. برای نیل به این هدف، با بهره‌گیری از یک مدل سرعتی مقادیر دورافت به زاویه قابل تبدیل می‌باشند [۲۴]. در واقع بیان صحیح‌تر مطالعات

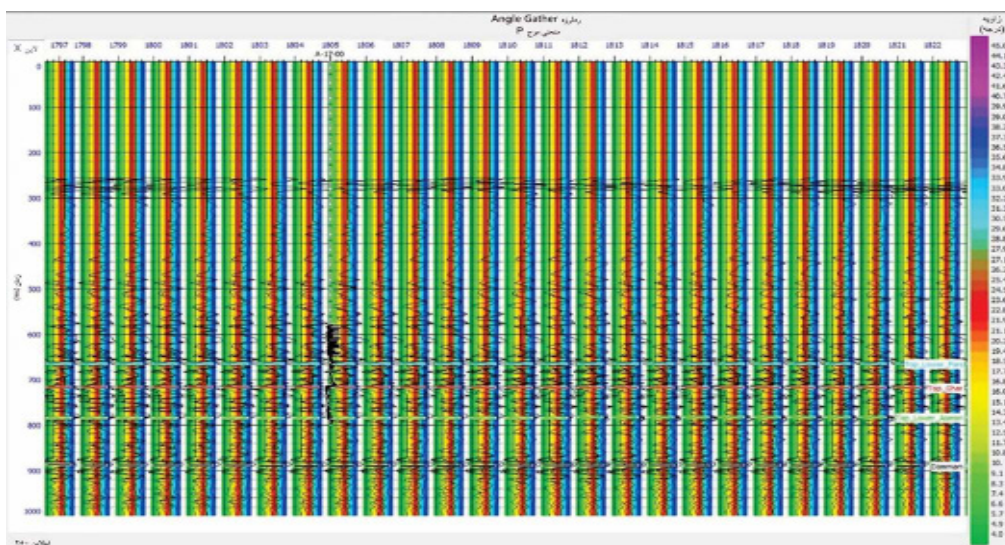
1. Offset

همان بخش کربناته آسماری بالایی، تغییرات دامنه براساس زاویه در این بازتابنده مشهود است. اثر مشاهده شده می‌تواند هم به سیال درون مخزن مرتبط باشد و هم ناشی از تغییرات زاویه تابش به دو لیتولوژی متفاوت باشد. از این رو جهت شناخت بهتر رفتار مخزن، در قسمت‌های بعدی پژوهش، مدل‌سازی AVO انجام پذیرفته است تا شناخت بهتری نسبت به رفتار سیالات مخزن حاصل گردد. پس از انجام این مرحله و در اصطلاح تولید برانبارش زاویه امکان آنالیزهای AVO و همچنین انجام وارون‌سازی پیش از برانبارش هم‌زمان وجود دارد. پس از تبدیل دورافت به زاویه، امکان استخراج موجک‌های وابسته به زاویه میسر می‌گردد. در برخی از روش‌های وارون‌سازی داده‌های پیش از برانبارش، نیاز به استفاده از موجک معرف برای هر دسته از زوایای مورد وارون‌سازی است. در این بخش نتیجه استخراج سه موجک لرزه‌ای در زوایای 4° ، 15° ، $16^\circ-25^\circ$ و $25^\circ-36^\circ$ از داده‌های لرزه‌ای در شکل ۵ نمایش داده شده است.

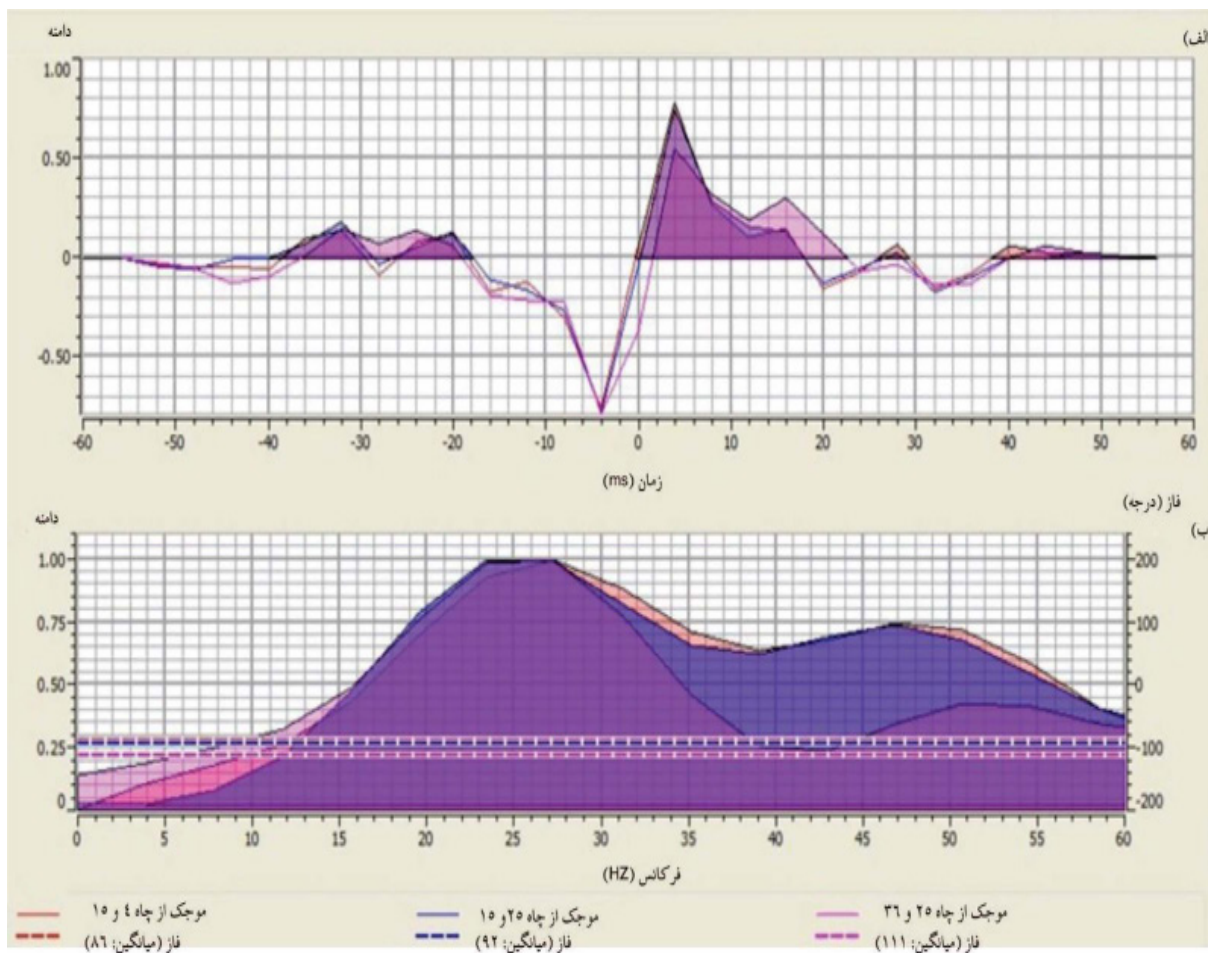
باشیم هر رد لرزه‌ای معرف مجموعه زاویه شده و در نتیجه نسبت سیگنال به نویز افزایش یافته و مراحل وارون‌سازی بهتر و با سرعت بیشتری انجام شده است. یکی از خروجی‌های مراحل فوق (مربوط به این لاین ۵۵۰) به صورت Angle gather-er و به‌عنوان نمونه در شکل ۳ نمایش داده شده است. با توجه به اینکه در حین تهیه Angle gather بازه زوایا از 0° تا 40° درجه، و تعداد ۵ بازه زاویه‌ای تعیین شد که مخزن مورد مطالعه در این بازه ۵ زاویه را تحت پوشش قرار می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود هر رد لرزه متعلق به یک زاویه تابش مشخص است و از اینرو امکان انجام آنالیزهای دامنه براساس زاویه براساس روابط ژئوپرفیتس یا سایر روش‌های تقریبی دیگر میسر می‌گردد. در شکل ۴ برانبارش زاویه تولید شده با طیف رنگی زاویه تابش در اطراف چاه A-17 نشان داده شده است. همان‌گونه که قبلاً نیز اشاره شده این چاه دارای نگار موج برشی است. با توجه به تفسیر انجام شده برای افق فارس پایینی یا



شکل ۳ نمونه‌ای از داده‌های لرزه‌ای پیش از برانبارش به صورت زاویه فرود یکسان از 4° تا 36° (مربوط به این لاین ۵۵۰)



شکل ۴ نمایش Angle Gather به دست آمده جهت انجام مطالعات AVO با طیف رنگی زاویه تابش در اطراف چاه A-17



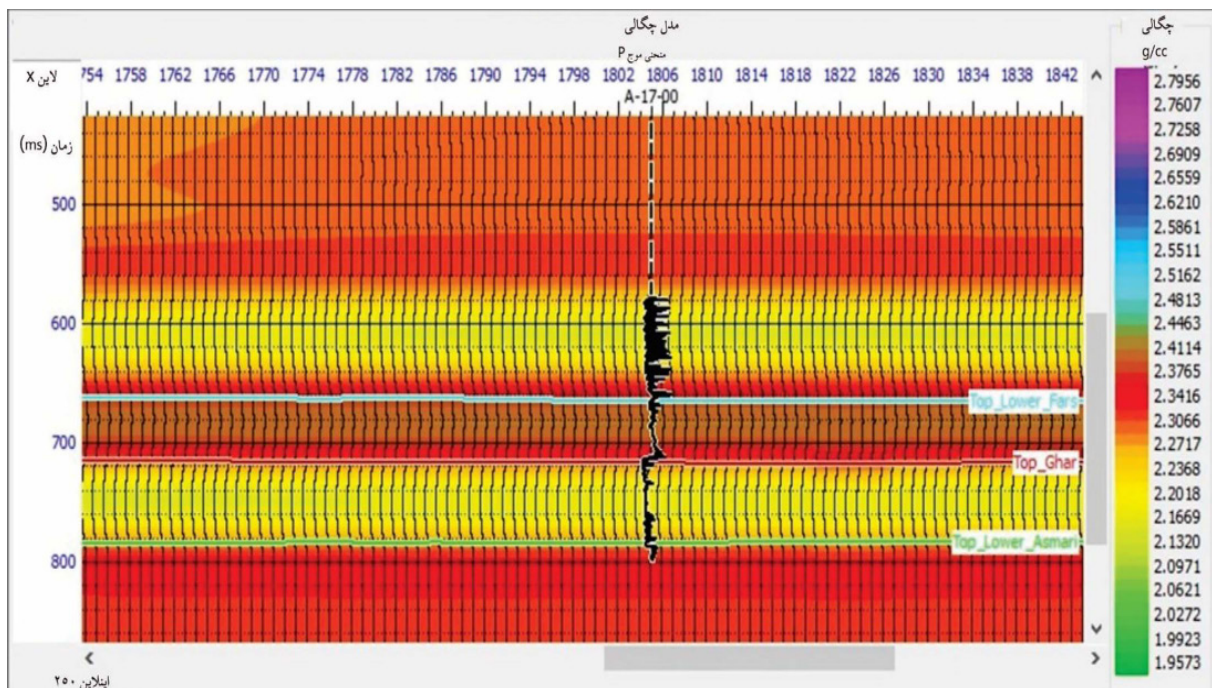
شکل ۵ موجک‌های استخراج شده برای زوایای بازتابش کم، متوسط و زیاد الف) رفتار زمانی موجک ب) طیف دامنه موجک

نیاز هستند. الگوریتم وارون‌سازی داده‌های AVA با استفاده از اطلاعات روند فرکانس پایین مقادیر جهت انجام تغییرات لازم بر روی مدل اولیه تولید شده و در بالا بردن تفکیک‌پذیری مقطع اولیه مورد استفاده قرار می‌گیرد. این مقاطع از درون‌یابی جانبی بین نگارهای چاه و همچنین افق‌های تفسیر شده به‌دست می‌آیند. برای ساختن این سه مدل نیاز به داشتن اطلاعات نگارهای صوتی و چگالی است. بخش دیگری از اطلاعات که برای ساخت مدل اولیه مورد استفاده قرار می‌گیرند، مربوط به افق‌های تفسیرشده زمانی ذکر شده هستند. همچنین برای اینکه مدل اولیه و نتایج نهایی عاری از هر گونه نویز باشند، یک فیلتر پایین‌گذر $15/10$ Hz بر روی مدل اولیه اعمال شد. در شکل ۶ نمونه‌ای از مدل اولیه چگالی نشان داده شده است. به‌دلیل اینکه چاه‌ها در فواصل دور از هم قرار گرفته‌اند امکان ارائه این مدل‌ها به‌نحوی که هر ۳ چاه در آن نمایش داده شوند میسر نیست لذا به تفکیک برای هر چاه مدل جداگانه تهیه شده است.

فاز متوسط این داده‌ها در حدود 90° - درجه بوده و موجکهای استخراج شده از تطابق قابل قبولی نسبت به یکدیگر برخوردارند که این مسئله امکان به‌کارگیری یک موجک معرف را برای داده‌ها امکان‌پذیر می‌سازد.

تهیه مدل مقاومت صوتی اولیه

گام بعدی ساخت مدل اولیه برای مرحله وارون‌سازی است. مقاطع فرکانس پایین امیدانس صوتی، امیدانس برشی و چگالی برای انجام مرحله وارون‌سازی مورد نیاز هستند. داده‌های لرزه‌ای پهنای باند محدودی دارند و بنابراین فرکانس‌های پایین و فرکانس‌های بالا را شامل نمی‌شوند. به‌خاطر از دست رفتن فرکانس‌های پایین و بالا در فرایند لرزه‌نگاری، اطلاعات مورد نیاز جهت بازتولید پروفیل مقاومت در داده‌های لرزه‌ای به‌تنهایی موجود ناست بنابراین علاوه‌بر داده‌های لرزه‌ای، یک مدل مقاومتی فرکانس پایین نیز به‌عنوان اطلاعات اولیه در وارون‌سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد [۲۵]. در واقع این اطلاعات فرکانسی پایین به‌عنوان روند زمینه برای درک بهتر از شرایط زیر سطحی مورد



شکل ۶ این لاین شماره ۲۵۰ از مدل اولیه چگالی در محدوده چاه A-17

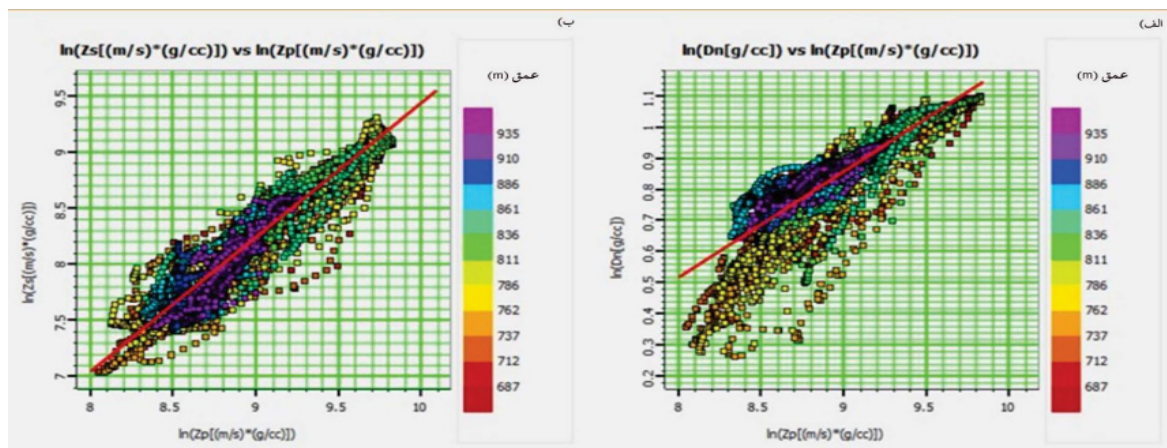
ضریب همبستگی بین آنها مشخص می‌شود. پس از اعمال پارامترهای فوق، برای مثال در **شکل ۸**، نتایج انجام این مرحله در چاه شماره A-۲ و A-۱۷ نمایش داده شده است. در این شکل نگارهای آبی مربوط به نگارهای اولیه چاه می‌باشند و نگارهای قرمز نگارهایی هستند که از وارون‌سازی منتج شده‌اند. انتخاب بهینه وارون‌سازی باید در جهتی باشد که تا حد امکان نگارهای قرمز با نگارهای آبی منطبق باشند. در شکل مذکور منحنی‌های مربوط به مقاومت صوتی اولیه و مقاومت صوتی حاصل از وارون‌سازی در محل چاه A-۱۷ و ضریب همبستگی بیش از ۹۵٪ نشان داده شده است.

اعمال وارون‌سازی پیش از برابارش هم‌زمان بر کل داده‌های لرزهای در منطقه مورد مطالعه

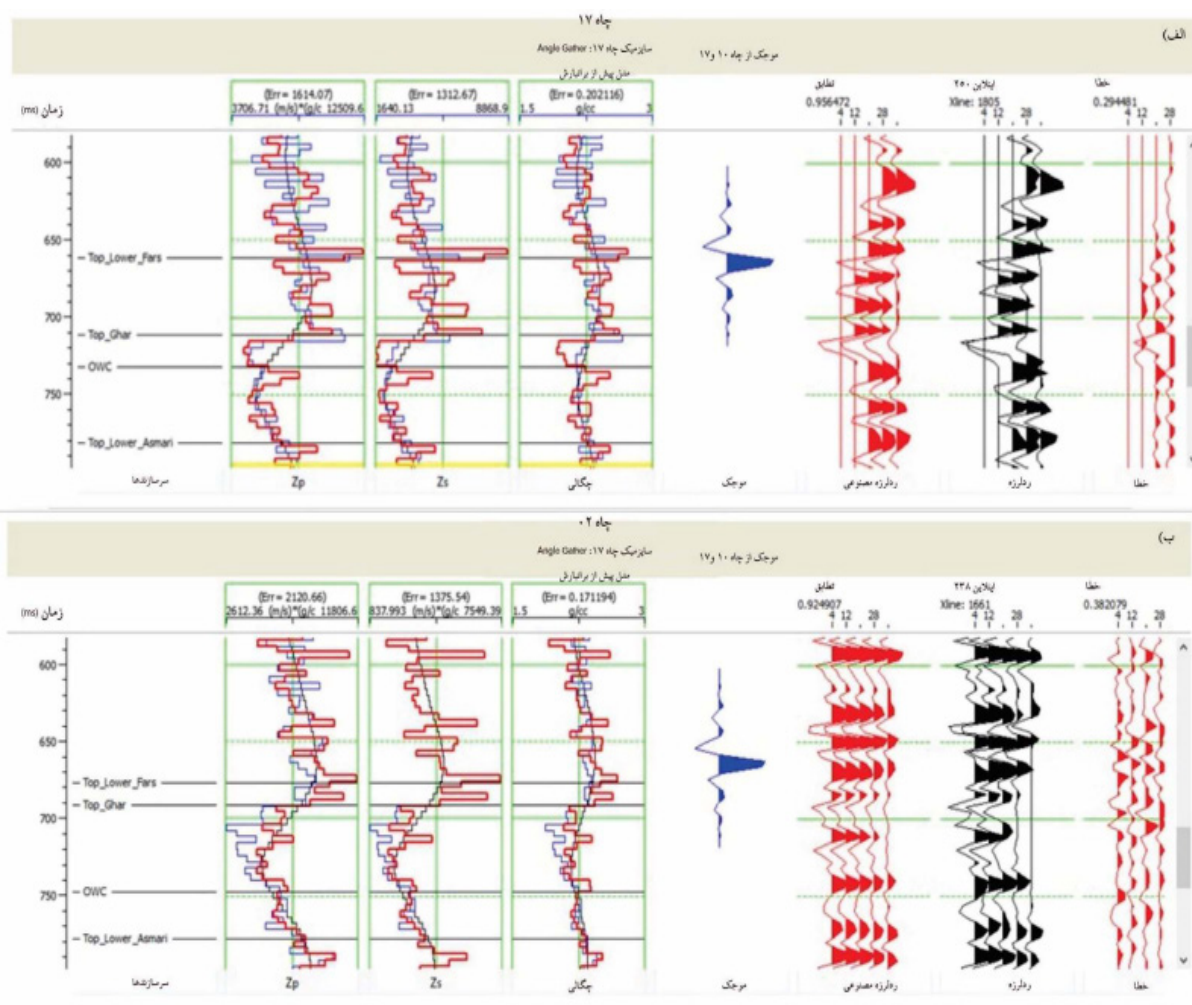
پس از انجام وارون‌سازی در محل چاه و انتخاب مقادیر بهینه برای پارامترها، می‌توان وارون‌سازی را بر کل حجم داده‌ها اعمال نمود. خروجی این وارون‌سازی، مقاطع مقاومت تراکمی، مقاومت برشی و چگالی، نسبت سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی است که به‌طور هم‌زمان به‌دست می‌آیند. برای نمونه یک مقطع امپدانس صوتی **شکل ۹** و یک مقطع چگالی **شکل ۱۰** از میدان مورد مطالعه نشان داده شده است.

تحلیل وارون‌سازی و کنترل کیفیت وارون‌سازی در محل چاه

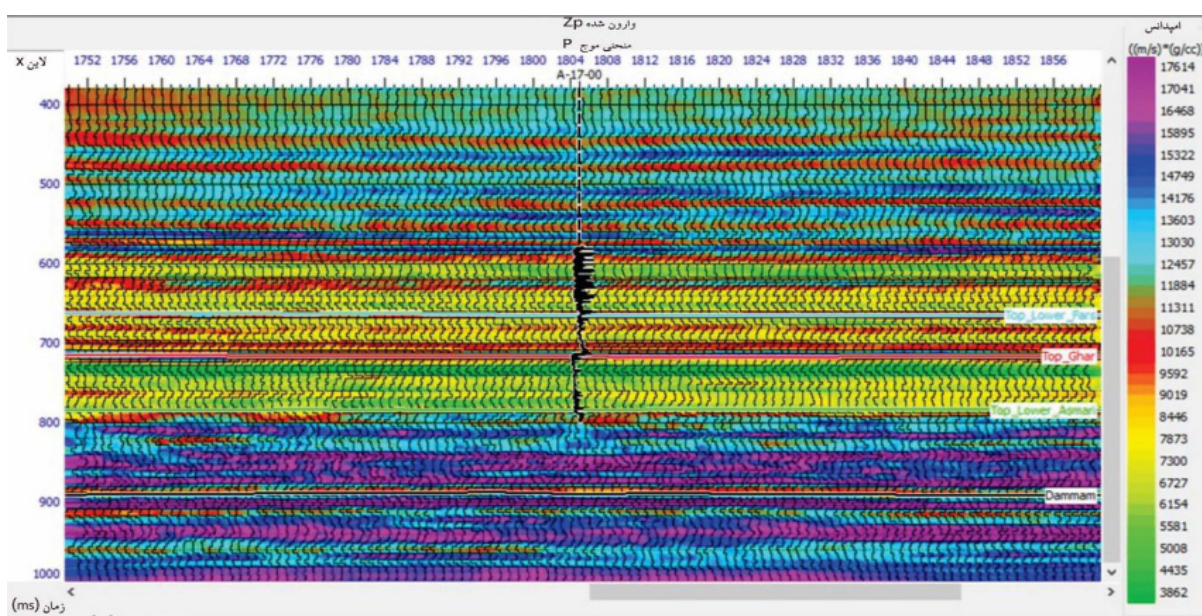
در این مرحله در محل چاه یک وارون‌سازی انجام می‌پذیرد. هدف از وارون‌سازی در محل چاه این است که پارامترهای وارون‌سازی مناسبی را بدون اینکه کل حجم داده‌ها وارون‌سازی شوند به‌دست آورد و پس از آن بر کل حجم داده، وارون‌سازی اعمال شود. الگوریتم این وارون‌سازی با اختصاص دادن مجموعه‌ای از رد لرزها در محدوده‌های زاویه‌ای یکسان و موج‌هایی برای هر محدوده، مدل‌های اولیه برای مقاومت تراکمی، مقاومت برشی و چگالی آغاز می‌شود. برای هر محدوده زاویه‌ای یک موج می‌بایست اختصاص داده شود. در **شکل ۷** چگونگی برازش خطوط مربوطه در ترسیم‌های مقاطع $\ln(Z_p)$ ، $\ln(Z_s)$ ، $\ln(D_p)$ ، $\ln(Z_s)$ به‌وسیله انجام یک برازش ساده و به‌دست آمدن ضرایب نمایش داده شده است. پارامتر تأثیرگذار دیگر، تعداد تکرار است که در این مطالعه عدد ۵۰ انتخاب شده است. به‌دلیل حجم بالای داده‌های پیش از برابارش، افزایش این پارامتر تأثیر زیادی در زمان اجرای برنامه می‌گذارد. در این قسمت به‌منظور چک کردن وارون‌سازی در محدوده چاه‌ها، نتایج به‌دست آمده بررسی شده و مقاومت صوتی اولیه با مقاومت صوتی حاصل از وارون‌سازی مقایسه و



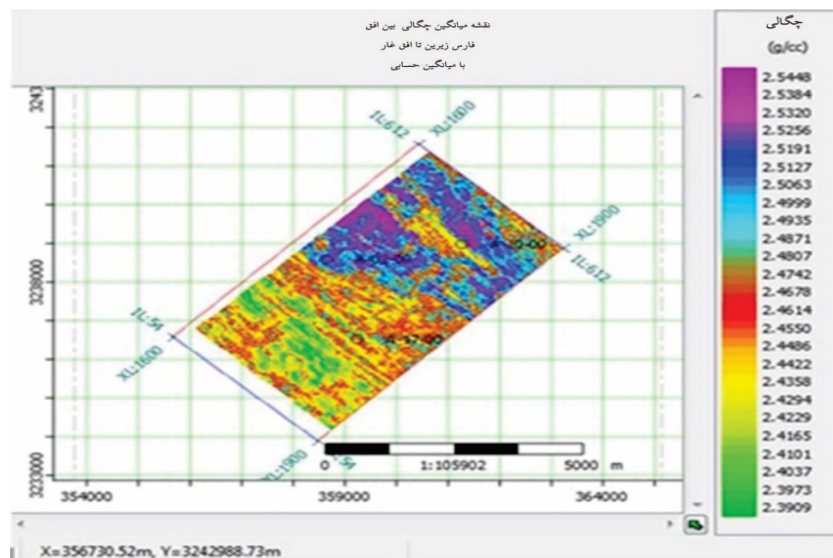
شکل ۷ رابطه خطی بین مقاومت برشی-مقاومت تراکمی و چگالی-مقاومت تراکمی. الف) نشان‌دهنده برازش خطی در ترسیم مقاطع $\ln(Z_p)$ و $\ln(D_p)$ می‌باشد. ب) رابطه بین مقاومت برشی و مقاومت تراکمی که از برازش خطی در ترسیم مقاطع $\ln(Z_s)$ و $\ln(Z_p)$ به‌دست می‌آید



شکل ۸ نتیجه وارون‌سازی در محل چاه الف (شماره ۱۷ و ب) شماره ۲



شکل ۹ مقطع مقاومت صوتی حاصل از وارون‌سازی در محدوده چاه ۱۷-A



شکل ۱۰ نقشه میانگین تغییرات چگالی برای مرز بالای مخزن آسماری تا بالای افق غار (بخش کربناته بالایی آسماری)

$$K = K_{dry} + \frac{(1 - \frac{k_{dry}}{K_m})^2}{\frac{Q}{K_f} + \frac{1-Q}{K_m} + \frac{K_{dry}}{K_m^2}} \quad (1)$$

که در آن K مدول بالک سنگ مخزن اشباع شده از سیالی با مدول بالک K_f ، K_{dry} مدول بالک اسکلت سنگ در حالت خشک، K_m برآیند مدول بالک کانیه‌های سازنده سنگ مخزن و Q تخلخل سنگ مخزن به صورت اعشاری است. پس از آنکه ثابت‌های رابطه گسمن از داده‌های چاه، سنگ‌شناسی و سایر داده‌های مخزنی به دست آمد در رابطه بالا وارد و با تغییر اشباع سیال و خواص مربوط به هیدروکربور، نگارهای مصنوعی مورد نیاز تولید می‌گردند. معمولاً در هنگام ساختن مدل مخزن در مناطقی که داده‌های چاه کامل ناست نیاز به تولید نگارهای مصنوعی مورد نیاز با استفاده از داده‌های موجود است. این روش یکی از روش‌ها به دست آوردن رابطه ریاضی بین نگار مورد نظر و سایر نگارهای موجود است که به کمک این رابطه می‌توان قسمت‌های نبود داده چاه را پیش‌بینی کرد. این شیوه شاید برای پیش‌بینی مناطق حاوی آب و نفت تا حدودی مناسب باشد اما در مناطق گازدار به دلیل ایجاد تغییرات بزرگ در خواص سیال خالی از اشکال نیست.

تعیین نوع سیال

روش جانیشینی سیال

تغییر نوع سیال و مقدار اشباع آن در مخزن و تولید نگارهای مصنوعی مرتبط با این تغییرات تحت عنوان مدل‌سازی جانیشینی سیال معرفی می‌شود. از آنجا که تعداد نقاط حاوی داده در محل چاه اندک است و در اغلب موارد تنها یک چاه در دسترس قرار دارد که در افق خاصی به نوعی هیدروکربور برخورد کرده است. در چنین شرایطی بهترین راه حل انجام مدل‌سازی سنگ مخزن و سیالات موجود در آن و سپس پیش‌بینی نگارهای مصنوعی به کمک این مدل‌سازی است. با داشتن نگارهای موج تراکمی، موج برشی و چگالی و استفاده از روابط زوپریتس یا یکی از ساده‌سازی‌های آن می‌توان رفتار AVO مخزن را در حالات مختلف حضور سیالات منفذی تخمین زد و با داده‌های لرزه‌ای از طریق ساخت لرزه نگاشت مصنوعی مقایسه کرد. برای انجام مدل‌سازی سنگ مخزن از روابط گسمن استفاده می‌شود [۲۶]. گسمن به منظور پیش‌بینی تغییرات خصوصیات لرزه‌ای مخزن یعنی چگالی، سرعت امواج تراکمی و برشی در اثر جابه‌جایی سیال براساس ویژگی بافتی سنگ مخزن رابطه ۱ را ارائه داد.

گاز نیز در این میدان محتمل است. بنابراین برای سه حالت گازی، نفتی و آبدار، مدل‌سازی جان‌شینی سیال انجام شد و سپس به کمک این مدل‌سازی، نگارهای مصنوعی که در واقعیت اندازه‌گیری نشده‌اند ساخته شده است. به منظور انجام این کار در ابتدا یک فیلتر میانه (۱۰۰) روی نگارهای چاه اولیه مورد نیاز اعمال گردید تا خارهای^۱ موجود در نگارها باعث اشکال در مدل مصنوعی نشده و همچنین زمان محاسبه کمتر باشد. در مدل‌سازی سنگ مخزنی از رابطه گسمن رابطه ۱ و نرم‌افزار همپسون-راسل استفاده گردید و رفتار مخزن با پارامترهای موجود جهت صحت سنجی الگوریتم‌های مورد استفاده بازسازی شد. **جدول ۲ و ۳** به ترتیب خواص در نظر گرفته شده برای سنگ و سیال مخزن مورد مطالعه را نشان می‌دهند. بدین ترتیب ثابت‌های مربوط به رابطه گسمن از جمله تخلخل متوسط، اشباع آب، مدول بالک ماتریکس و اسکلت سنگ و ضریب برشی و چگالی مربوطه، همچنین اطلاعات مربوط به سیالات مختلف که از داده‌های چاه، مطالعه مغزه‌ها و سایر داده‌های مخزنی تهیه شده‌اند در این رابطه وارد و با تغییر اشباع آب و خواص مربوط به هیدروکربور، نگارهای مصنوعی برای حالت‌های مختلف ساخته شد.

بنابراین پیشنهاد می‌شود به کمک روش FRM^۱ نسبت به تخمین صحیح آنچه مورد نظر است پرداخته شود. بدین ترتیب به کمک روابط گسمن تخمین مقادیر سرعت‌های تراکمی و برشی سنگ‌های متخلخل با مقدار متفاوت گاز امکان‌پذیر می‌باشد. وجود درصد کمی گاز در یک سنگ متخلخل مثل ماسه‌سنگ سرعت موج تراکمی را کاهش داده، درحالی‌که سرعت موج برشی در اشباع بالاتر کمی افزایش می‌یابد (در $V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$ مقدار μ ثابت بوده ولی ρ با ورود گاز کاهش می‌یابد). بنابراین نسبت $\frac{V_p}{V_s}$ هنگامی که درصد اشباع گاز ناچیز باشد به صورت عمده کاهش می‌یابد. ماسه‌های گازدار به صورت نظری دارای نسبت پواسون زیر ۰.۲ می‌باشند. ماسه‌های آبدار و شیل‌ها دارای نسبت پواسون بیشتری (۰.۲۵ تا ۰.۴) هستند. در این بخش از پژوهش نیاز به پیش‌بینی رفتار لرزه‌ای مخزن در شرایط مختلف اشباع شدگی، تغییرات کانی‌شناسی و سایر خواص مخزنی همچون دما و فشار است. لذا، رویدادهای^۲ مختلفی جهت پیش‌بینی رفتار مخزن کربناته میدان مورد نظر با اشباع شدگی‌های مختلفی مدل‌سازی شده است. اطلاعات مختصری که از مطالعات پیشین میدان مورد نظر در دسترس قرار گرفته حاکی از آن است که محل چاه‌های مورد استفاده در بخش نفتی قرار دارد ولی حضور

جدول ۲ پارامترهای کشسان سنگ مخزن با توجه به درصد کانی‌های موجود در آن که در مدل‌سازی مخزن مورد استفاده قرار گرفت

اجزای اصلی سنگ مخزن با توجه به اطلاعات مغزه‌ها و نگارها	%	چگالی (g/cm ³)	مدول بالک (K) (GPa)	ضریب برشی (μ) (GPa)
کلسیت	۱۵	۲/۷۱	۷۶/۸	۳۲
شیل	۵	۲/۵۵	۲۵	۹
دولومیت	۸۰	۲/۸۷	۹۴/۹	۴۵
چگالی محاسبه شده برای سنگ مخزن برابر ۲/۶۵ g/cc مدول بالک محاسبه شده برای سنگ مخزن برابر ۳۶/۶ Gpa ضریب برشی محاسبه شده برای سنگ مخزن برابر ۴۵ Gpa				

1. Fluid Replacement Model
2. Scenario
3. Spikes

جدول ۳ پارامترهای کشسانی مربوط به سیالات مختلف که در مدل سازی مخزن مورد استفاده قرار گرفت

سیال منفذی	چگالی (g/cm ³)	ضریب بالک (GPa)
آب	۱/۰۹	۲/۳۸
نفت	۰/۷۵	۱
گاز	۰/۱۳	۰/۰۴۱

اختلاف در دانسیته و ضریب k بسیار مشهود است. نکته قابل توجه این مرحله از پژوهش، شباهت زیاد رویداد اشباع کامل گاز با رویداد شرایط واقعی مخزن است. از این رو انتظار می رود رفتارهای مشاهده شده در رویداد اشباع کامل شباهت زیادی را با رفتار داده های لرزه ای واقعی نشان دهد. این شواهد به احتمال زیاد حاکی از گازی بودن سیال هیدروکربنی است. نتایج آزمون ساقه مته در یکی از چاه های مطالعاتی در این بخش به ضخامت ۲۶ m چگالی سیال مخزنی ۰/۰۰۸۵۳۳ g/cm³ است که نشان دهنده سیال گازی در بخش هدف است.

وارون سازی مقاومت کشسان^۱

مفهوم مقاومت کشسان (EI) در تفسیر و تحلیل سنگ شناسی بسیار مورد استفاده است [۲۸ و ۲۹]. کونولی از رابطه زیر جهت تعیین مقاومت کشسان استفاده کرد [۲۹].

$$EI(\theta) = Vp^{(1+\tan\theta^2)} V_s^{(-8K \sin\theta^2)} \rho^{(1-4K \sin\theta^2)} \quad (2)$$

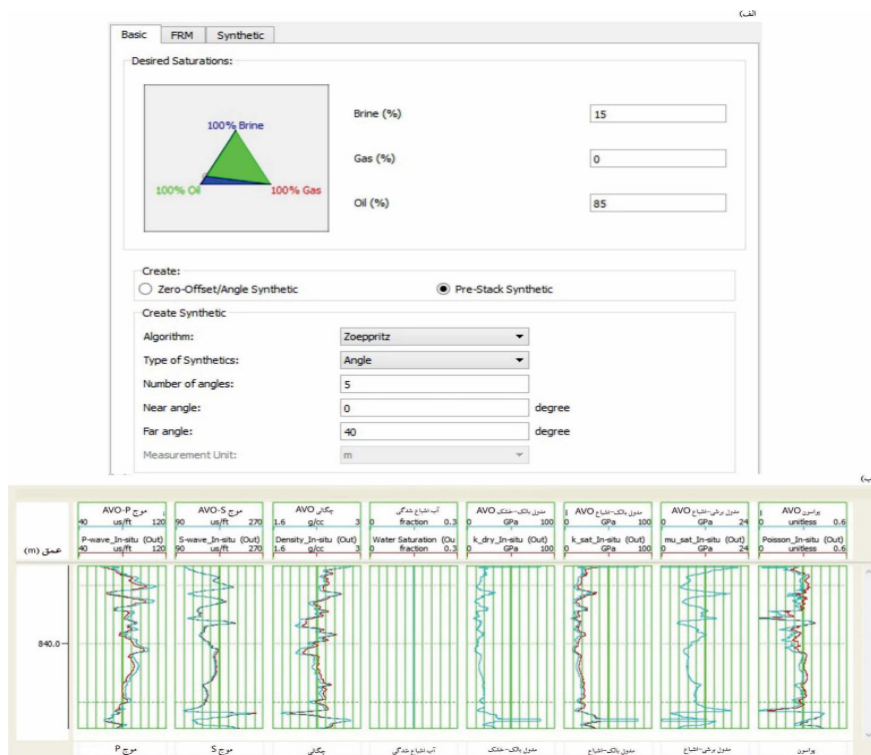
که K مقدار میانگین V_s/Vp دو لایه بالایی و پایینی و θ زاویه برخورد می باشد. وایت کمب نشان داد که نرمالیزه کردن EI واحدی مشابه با مقاومت لرزه ای خواهد داشت و از این رو مقاومت کشسان در زاویه برخورد صفر همان مقاومت است ($AI=EI(0)$) و ضریب بازتاب $R(\theta)$ در رابطه زیر به طور مشابهی همچون

$$R(\theta) = \frac{EI_2 - EI_1}{EI_2 + EI_1} \quad (3)$$

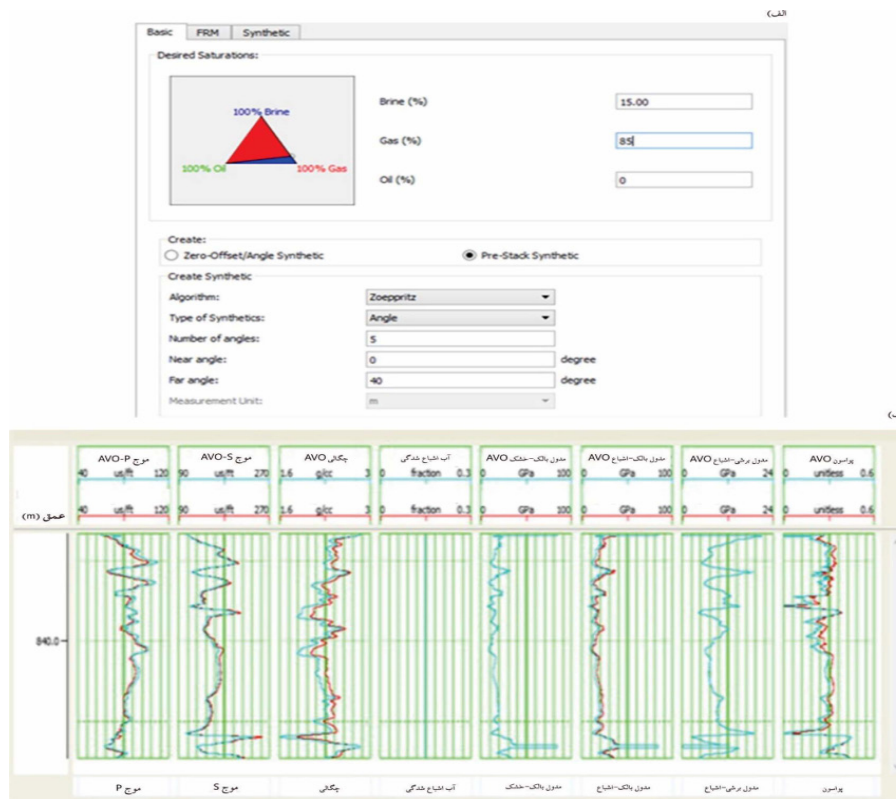
ضریب بازتاب نرمال قابل محاسبه است [۲۶]. مطالعات نشان می دهد که لایه های حاوی گاز مقدار EI نسبتاً پایینی دارند که بزرگی آن با زاویه فرود تغییر می کند [۲۷].

همچنین با استفاده از روابط فیزیک سنگی و بهره گیری از داده های فوق، با استفاده از نمودار اشباع شدگی آب حاضر در مخزن به تخمین نگاره های سرعت امواج فشاری و برشی، چگالی و ... در محدوده مخزنی پرداخته شده است. در این مرحله از مطالعه، تطابق نگاره های تخمین زده شده و نگاره های موجود نشان دهنده شناخت رفتار صحیح فعلی مخزن از نقطه نظر ترکیب سنگ شناسی و سیالات موجود در آن است. نکته قابل توجه در این مدل سازی این است که با توجه به این حقیقت که خواص سنگ شناسی مخزن به صورت میانگین در نظر گرفته شده اند، نگاره های به دست آمده الزاماً دارای تطابق صد در صد با نگاره های اولیه نمی باشند. شکل ۱۱ مراحل مختلف انجام جانمایی سیال را برای حالتی که سنگ مخزن با اشباع کامل نفت (۸۵٪ نفت) در نظر گرفته شده را به همراه نگاره های تخمین زده با شرایط مورد اشاره اشباع شدگی مخزن برای این حالت نشان می دهد. پس از این مرحله، دو رویداد دیگر با هدف شناخت بهتر رفتار لرزه ای مخزن در شرایط جانمایی فازهای مختلف سیالات دیگر مورد بررسی قرار گرفتند. شکل ۱۲ رویداد مربوط به سنگ مخزن با اشباع کامل گاز (۸۵٪ گاز) با در نظر گرفتن آب همراه سنگ مخزن را نشان می دهد. آنچه از این اشکال مشهود است وقتی سیال از نفت به گاز جایگزین می شود نگاره های تخمینی متفاوت با نگاره های اولیه است که از تفاسیر پتروفیزیکی به دست می آید و با فرض وجود نفت نگارها مشابه نگاره های اولیه می شوند ولی تغییر سیال به گاز در چاه A-۱۷ باعث تغییر در مقادیر نگارها می شود. خصوصاً این مقادیر

1. Fluid Replacement Model
2. Scenario
3. Spikes
4. Elastic Impedance



شکل ۱۱ الف) مقایسه نگاره‌های به‌دست آمده از آنالیزهای فیزیک سنگی برای تخمین سرعت موج فشاری، کششی و چگالی در شرایطی که مخزن دارای ۸۵٪ نفت است. ب) نمودارهای آبی رنگ مربوط به مقادیر واقعی و نمودارهای قرمز رنگ مربوط به مقادیر تخمین زده شده می‌باشند



شکل ۱۲ الف) مقایسه نگاره‌های به‌دست آمده از آنالیزهای فیزیک سنگی برای تخمین سرعت موج فشاری، کششی و چگالی در شرایطی که مخزن دارای ۸۵٪ گاز است. ب) نمودارهای آبی رنگ مربوط به مقادیر واقعی و نمودارهای قرمز رنگ مربوط به مقادیر تخمین زده شده می‌باشند

استفاده از نسبت سرعت‌های موج فشاری و تراکمی می‌تواند نوع سیال اشباع‌کننده را در سازندهای کربناته تشخیص دهد [۲۸]. به طوری که کاهش مقدار نسبت V_p/V_s در سازندهای کربناته نشانه حضور سیال گاز است. در این بخش نسبت V_p/V_s به دست آمده است که یک مقطع از آن در محل چاه شماره ۱۷ نشان داده شده است (شکل ۱۴). این مقطع از نسبت سرعت‌ها در بخش هدف نشان می‌دهد که سیال غالب در این بخش گاز است.

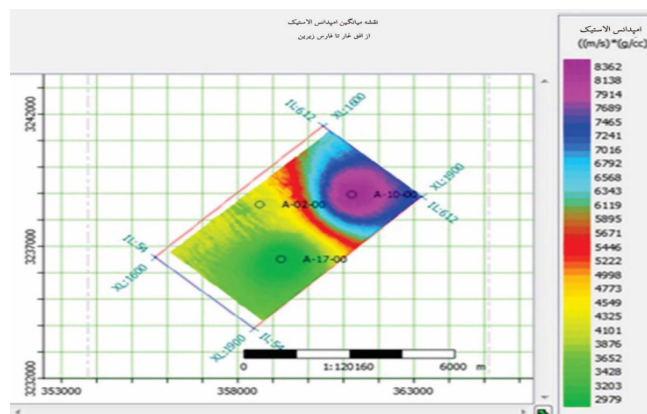
ترسیم مقاطع نشان‌گرهای AVO

تغییرات دامنه موج تراکمی با دورافت می‌تواند نشانگر خوبی جهت رویدادهای لرزه‌ای باشد [۵]. البته این آنومالی‌های دامنه می‌توانند به علت توده‌های نفوذی آذرین یا بر اثر وجود رخساره‌های کربناته در سنگ‌ها و یا رسوبات آواری نیز باشد.

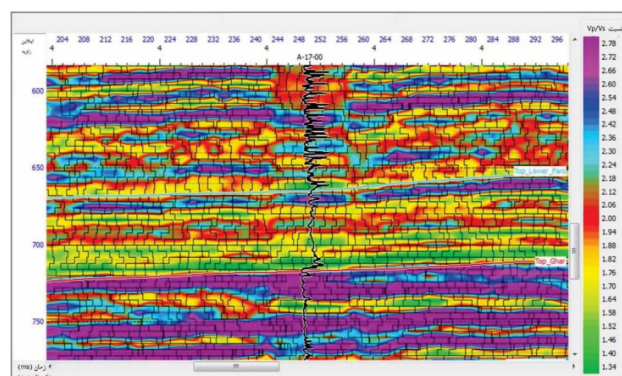
همان‌گونه که قبلاً اشاره شد با روش وارون‌سازی هم‌زمان مقاطع چگالی، سرعت موج تراکمی و برشی، برای زوایای دور و نزدیک قابل استخراج است. لذا با وارون‌سازی مقاومت کشسان نسبت به تهیه نقشه تغییرات الاستیک امپدانس نیز برای محدوده مورد مطالعه اقدام شد که در شکل ۱۳ نمایش داده شده است. همان‌گونه که از این مقطع مشخص است این مقدار به سمت غرب یعنی محدوده چاه A-۱۷ کم شده است که افت این مقدار را می‌توان به حضور گاز نسبت داد و افزایش آن به سمت شمال شرق که شواهد آن در چاه A-۱۰ مشهود است می‌تواند ناشی از تغییر سیال به نفت باشد.

نسبت سرعت موج V_p/V_s

نسبت سرعت موج p و s می‌تواند خصوصیات الاستیک و یا پورو الاستیک سنگ را نشان دهد. همچنین مطالعات خصوصیات الاستیک سنگ با



شکل ۱۳ نقشه تغییرات الاستیک امپدانس برای مرزبالای مخزن آسماری تا بالای افق غار. به سمت غرب میدان مقدار امپدانس کاهش می‌یابد (حضور سیال گازی)



شکل ۱۴ یک مقطع از نسبت v_p/v_s که در قسمت‌های پایینی بخش هدف مقدار آن کم می‌شود (حضور سیال گازی)

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (7)$$

از آنجا که در این رابطه عبارت سوم تنها در زوایای بزرگ اهمیت دارد و در مطالعات لرزه‌ای زوایای بیشتر از 30° اغلب در نظر گرفته نمی‌شود، در این صورت در بسیاری از موارد تقریب دو قسمتی این رابطه در نظر گرفته می‌شود در حالی که A ، عرض از مبدأ یا همان ضریب بازتاب نرمال و B شیب AVO است [۳]. این فرض که دامنه‌های بازتاب برانبارش مشابه بازتاب تابش نرمال است توسط خیلی از مفسران مورد انتقاد قرار گرفته است. از اینرو پتانسیل تحلیل AVO به‌طور عموم مورد توجه واقع شد. اگر تغییرات دامنه در برابر دور افت در یک گروه CMP نسبت به $\sin^2 \theta$ رسم شود، می‌توان خطی را به تغییرات دامنه برازش کرد که شیب این خط نشانگر شیو AVO و مقدار دامنه در زاویه تابش یا دورافت صفر نشانگر عرض از مبدأ می‌باشد. به‌طور کلی در زمینه مدل‌سازی لرزه‌ای، اینترسپت به زاویه‌ای اشاره دارد که در آن موج لرزه‌ای به‌سطح مشترک برخورد می‌کند و از سطح بازتاب می‌شود. و گرادیان هم می‌تواند به‌سرعت فضایی تغییر دامنه‌های لرزه‌ای اشاره داشته باشد.

معمولی‌ترین مقاطع نشان‌گرهای AVO عبارتند از:

• مقطع عرض از مبدأ، طبق آنچه گفته شد این مقطع تقریبی از ضریب بازتاب نرمال که یک مقطع برانبارش معمولی نمایش می‌دهد.

• مقطع شیب، این مقطع مقدار شیب AVO را برای هر CMP در مقطع نشان می‌دهد. تغییرات شیب به‌طور چشم‌گیری مربوط به تغییرات نسبت پواسون در بازتابنده است. این نشانگر به‌تنهایی نمی‌تواند نشان دهد که دامنه با دورافت کاهش یا افزایش می‌یابد از اینرو می‌بایست با نشانگر عرض از مبدأ به‌صورت ترکیبی مورد استفاده قرار گیرد [۳۰]. ترسیم مقاطع نشانگرها در AVO می‌تواند به‌عنوان ابزار تشخیص سیالات هیدروکربوری به‌کار رود [۳۱ و ۸].

بنابراین روش AVO می‌تواند به‌عنوان یک روش قابل اعتماد برای تشخیص ویژگی‌های مدل واقعی زمین شامل توده سنگ و سیال و همچنین ارزیابی عکس‌العمل‌های توام این دو در شرایط طبیعی زمین از روی داده‌های لرزه‌ای مورد استفاده قرار گیرد. تحلیل‌های AVO آنومالی‌های سرعت بین امواج تراکمی و برشی و یا تغییر نسبت پواسون که بر اثر تغییرات ایجاد شده در سیال منفذی یا سنگ‌شناسی صورت می‌پذیرد را مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌دهد. این آنومالی‌ها دلالت بر پرشدگی منافذ از سیمان یا سیال است. در حالی که روش‌های تحلیلی دیگر از تبدیل و یا وارون‌سازی داده‌های لرزه‌ای و با استفاده از پارامترهای الاستیکی از جمله اختلاف در مقاومت لرزه‌ای و چگالی به خصوصیات سنگ مخزن پی می‌برند. در روابط زوپریتس تعداد زیادی مجهولات وجود دارد و همچنین طبیعت پیچیده زمین، روابط با شکل ساده و دقت مناسب توسط محققان مورد مطالعه قرار گرفتند. از جمله تقریب‌های متعددی که رابطه ضریب بازتاب نسبت به زاویه فرود را نشان می‌دهد، رابطه تغییر یافته شوی^۱ به‌صورت زیر است [۱]:

$$R(\theta) = R_0 + \left[A_0 R_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta + \sin^2 \theta) \quad (4)$$

که در آن، R_0 ضریب بازتاب نرمال موج تراکمی و سایر ضرایب به‌صورت زیر تعریف شده‌اند.

$$A_0 = B_0 - 2(1+B_0) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \quad \text{و} \quad B_0 = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta V_p / V_p + \Delta \rho / \rho} \quad (5)$$

$$\sigma = (\sigma_2 + \sigma_1) / 2 \quad \text{و} \quad \Delta\sigma = \sigma_2 - \sigma_1 \quad (6)$$

در این صورت می‌توان گفت که قسمت اول رابطه شوی نمایانگر ضریب بازتاب نرمال، قسمت دوم آن مشخصه تغییرات $R(\theta)$ در زوایای تابش متوسط و قسمت سوم رابطه مربوط به زوایای تابش بحرانی است. ضرایب رابطه شوی اساس مراحل مختلف برانبارش وزنی^۲ است. برانبارش وزنی به‌معنی تبدیل اطلاعات پیش از برانبارش به ردلرزه نشان‌گرهای AVO برحسب زمان است. این کار با محاسبه زاویه تابش برای هر نمونه زمانی و سپس حل یک رابطه دو یا سه قسمتی همچون رابطه ۷ است [۳۶].

1. Shuey

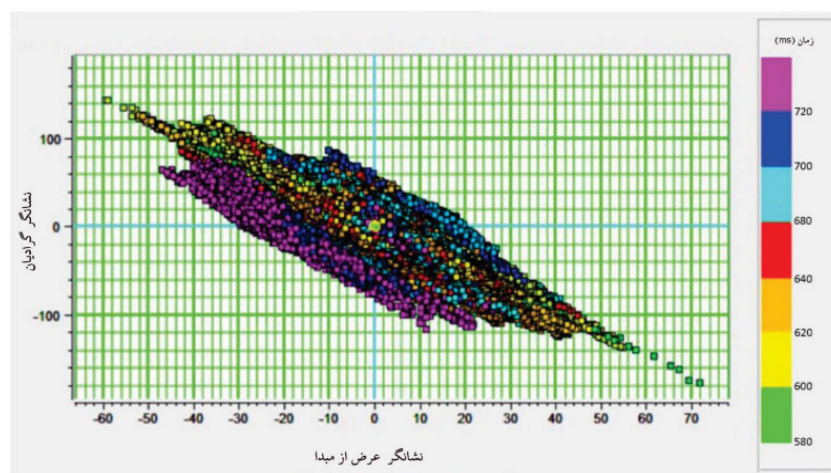
2. GeoStack

$\mu\rho$ به علت مدول بالای سنگ‌های کربناته مقدار کمتری افزایش می‌یابد. بنابراین تهیه مقاطع این دو نشانگر و ترسیم مقاطع آنها می‌تواند اطلاعات مناسبی جهت تفکیک رخساره‌های مختلف یک مخزن، توزیع سیال و همچنین سنگ‌شناسی ناحیه مخزنی به منظور تفسیر ناحیه مخزنی و ارزیابی مخازن در اختیار قرار دهد. با توجه به این موضوع، ترسیم مقاطع مربوطه در بخش کربناته ترسیم شده است که الگوی خاصی را برای تفکیک سنگ و سیال نشان نمی‌دهد (شکل ۱۶). یکی از دلایل این مسئله می‌تواند توزیع یکسان اشباع سیال در محدوده مورد مطالعه باشد.

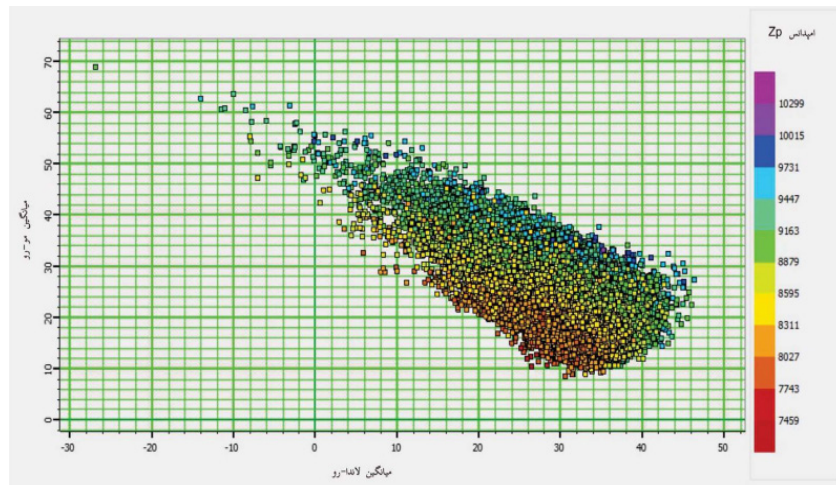
تعیین لیتولوژی

تعیین لیتولوژی در شرایط زیرسطح به منظور استخراج هیدروکربن از درون زمین بسیار حائز اهمیت است. تعیین لیتولوژی در محل چاه توسط نگارها و همچنین داده‌های مغزه انجام می‌شود. اما این داده‌ها محدود به محل چاه می‌باشند. سرشت نمایی مخزن با استفاده از داده‌های لرزه‌ای موجب تعیین لیتولوژی در مقیاس میدان نیز خواهد شد. لذا در این مطالعه تلاش شد لیتولوژی مخزن در یکی از ناهمگن‌ترین میداین کشور از لحاظ لیتولوژی که شامل آهک، دولومیت، شیل و ماسه‌سنگ است تعیین شود.

ترسیم مقاطع لرزه‌ای به دلیل پیچیدگی زیرسطحی و غیریکتا بودن پاسخ‌های کشسان لرزه‌ای همچنین نیاز به نمایش چندین نشانگر به‌طور هم‌زمان است. ترسیم مقاطع نشان‌گرهای AVO به شناسایی آنومالی‌ها، شیب زمینه و یا پراکندگی آن کمک می‌کند. حضور هیدروکربن که وابسته به آنومالی‌های AVO باشد ممکن است کاهش یا افزایش دامنه نسبت به دورافت را شامل شود. در شکل ۱۵ ترسیم مقاطع شیب برحسب عرض از مبدا نمایش داده شده است. در این شکل نیز مقیاس رنگی نمایشگر زمان می‌باشد. براساس نتایج به‌دست آمده در بخش کربناته، به‌طور کلی همگونی مشخصی در قسمت مورد مطالعه از مخزن کربناته مشاهده می‌شود که این مسئله می‌تواند بیانگر حضور سیال یکسانی در این ناحیه باشد. با توجه به مشاهدات منطقه‌ای و نیز نتایج مدل‌سازی جانشینی سیال، مخزن کربناته در این بخش از میدان می‌تواند دارای سیال گاز باشد. همچنین در این مطالعه از کراس پلات لاند-رو-مو-رو هم استفاده شده است. در مورد سنگ‌های کربناته، لی و همکاران [۱۱] به این صورت برآورد کردند که معمولاً مقدار $\lambda\rho$ حساس به تغییر نوع سیال است درحالی‌که $\mu\rho$ بیشتر حساس به سنگ‌شناسی است، به این صورت که در این مخازن $\lambda\rho$ به علت حضور هیدروکربور افزایش می‌یابد ولی



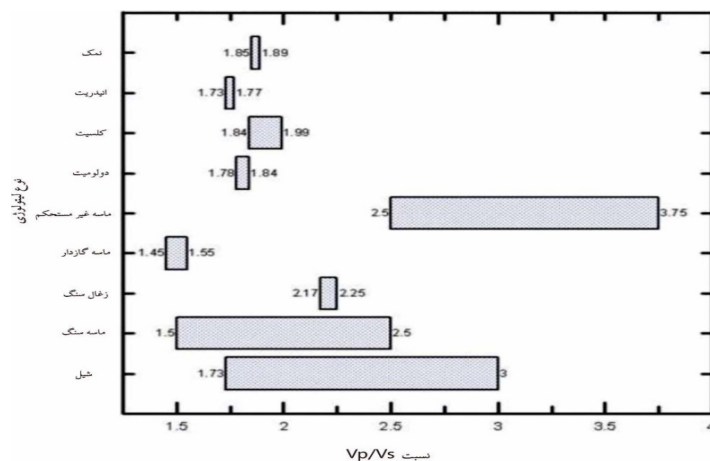
شکل ۱۵ همگونی مشخص نمودار مقاطع نشان‌گرهای AVO در بخش مخزنی هدف (حدود ۶۸۰ تا ۷۲۰ ms)



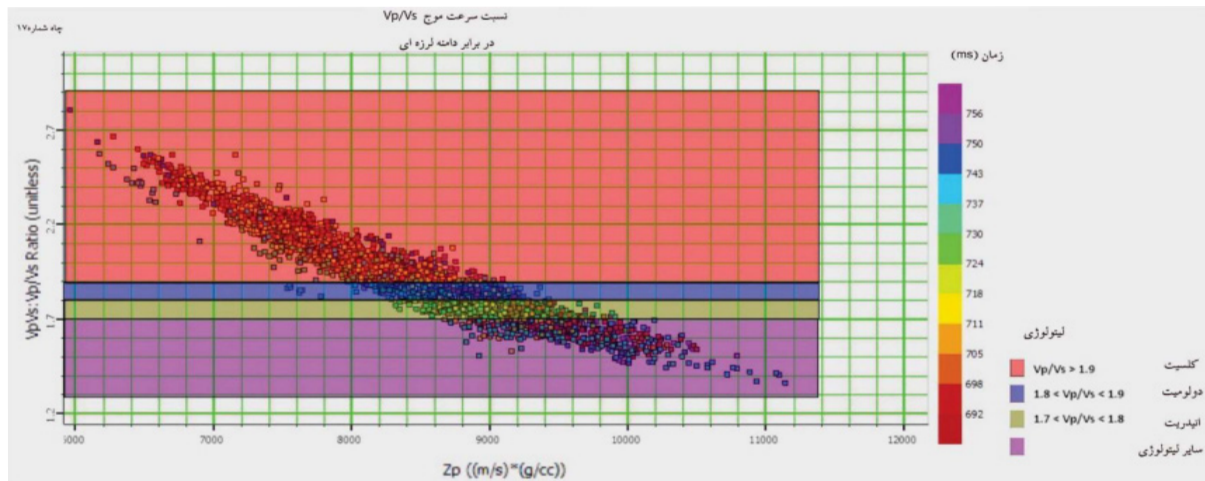
شکل ۱۶ نمودار متقاطع $\lambda\rho - \mu\rho$ نشان‌دهنده توزیع یکسان اشباع یک نوع سیال

لیتولوژی و نسبت سرعت‌ها **شکل ۱۷** بخش‌بندی برای تفکیک لیتولوژی انجام شده است (**شکل ۱۸**). در این تقسیم‌بندی، نسبت Vp/Vs برابر $1/9$ به بالا برای کلسیت، $1/8$ برای دولومیت و $1/7$ برای انیدریت و کمتر از $1/7$ برای مابقی کانیها لحاظ شده است. پس از اعمال بخش‌بندی در نسبت سرعت‌ها، در بخش هدف تنوع توزیع سنگ‌شناسی از آهک، دولومیت و انیدریت دیده می‌شود (**شکل ۱۹**). به‌منظور اعتبارسنجی نتایج این بخش با نتایج لیتولوژی حاصل از داده مغزه مقایسه شد که لیتولوژی انیدریت و دولومیت در بخش پایینی سازند آسماری بیشتر است.

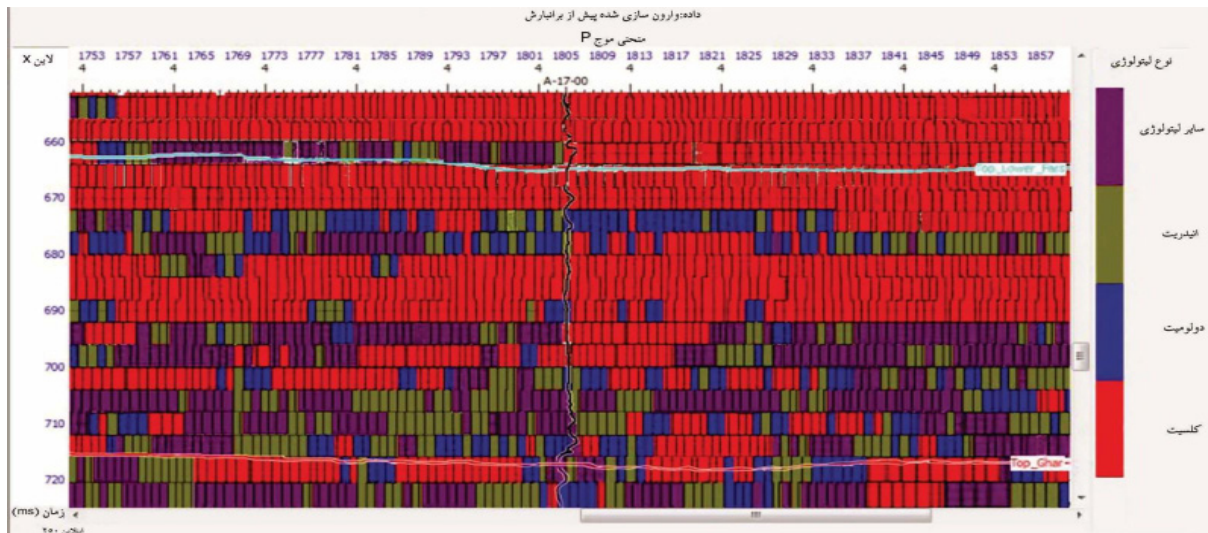
برای تعیین لیتولوژی در این مطالعه از نسبت سرعت‌های Vp/Vs استفاده شد. محققان قبلی مانند پیکت نسبت سرعت موج در لیتولوژی‌های مختلف سنگ رسوبی را تعیین کرده‌اند [۳۲]. در **شکل ۱۷** ارتباط این نسبت‌ها با مقادیر لیتولوژی نشان داده شده است. با توجه به این شکل مشخص است که در این تقسیم‌بندی، نسبت Vp/Vs برابر $1/9$ به بالا برای کلسیت، $1/8$ برای دولومیت و $1/7$ برای انیدریت و کمتر از $1/7$ برای مابقی کانی‌ها لحاظ شده است. به همین منظور برای میدان مورد مطالعه نمودار متقاطع نسبت Vp/Vs در مقابل مقاومت صوتی حاصل از وارون‌سازی هم‌زمان ترسیم گردید. سپس براساس ارتباط بین



شکل ۱۷ تعیین لیتولوژی با استفاده از روش نسبت سرعت‌ها [۳۲]



شکل ۱۸ بخش‌بندی لیتولوژی (کلسیت، دولومیت، انیدریت) براساس نسبت سرعت‌ها



شکل ۱۹ مقطع نسبت V_p/V_s برای شناسایی لیتولوژی کلسیت، دولومیت و انیدریت

نتیجه‌گیری

میدان مورد مطالعه یکی از میادین ناهمگن کشور از نظر لیتولوژی و توزیع هیدروکربن است. در این میدان مخزن آسماری از نظر لیتولوژی شامل ماسه‌سنگ، کربنات، آهک، دولومیت و انیدریت است. همچنین بخش‌هایی از مخزن دارای گاز و بخش‌های خاصی هم دارای سیال نفت است. در طی سال‌های اخیر از داده‌های رقومی لرزه‌ای با پردازش کامپیوتری و تفسیر کیفی مقاطع لرزه‌ای برای شناسایی لیتولوژی و سیال استفاده شده است. لذا در این مطالعه برای درک بهتر از توزیع لیتولوژی و سیالات در مقیاس

مخزن از داده‌های لرزه‌ای استفاده شده است. نتایج

زیر از این مطالعه حاصل شد:

- وارون‌سازی پیش از برانبارش هم‌زمان بر روی داده‌های سه بعدی لرزه‌ای با دقت ۷۲٪ انجام شد. سه دسته از زوایای مورد استفاده در وارون‌سازی لرزه‌ای که سه موجک لرزه‌ای از آن استخراج شد تطابق قابل قبولی نسبت به یکدیگر نشان دادند و در نهایت یک موجک معرف برای کل حجم داده لرزه‌ای استفاده شد
- چهار روش برای تعیین نوع سیال به کار رفته است: ۱- روش جاننشینی سیال: با تطابق ۸۰٪ نشان داد که

مشاهده می‌شود که نشانگر حضور یک نوع سیال (گاز) در آن بخش است. ۴- روش نسبت سرعت موج V_p/V_s : مقطع این نسبت در بخش هدف کاهش یافته (به‌خصوص در بخش پایینی) که نشان‌دهنده حضور سیال گاز در این بخش است. همچنین می‌توان گفت از روش‌های بالا، روش جانشین سیال دقت بیشتری دارد.

• شناسایی توزیع لیتولوژی با استفاده از روش نسب V_p/V_s : مقادیر این نسبت نشان داد که در بخش هدف لیتولوژی‌های آهک، دولومیت و انیدریت گسترش دارند. البته لیتولوژی آهک بیشترین گسترش را در بخش میانی میدان دارد.

بخش آهک بالایی آسماری دارای سیال گاز است. ۲- روش وارون‌سازی مقاومت کشسان: با ترسیم نقشه تغییرات مقاومت کشسان در بخش هدف نشان داد که به سمت غرب میدان مقدار آن کاهش می‌یابد که نشان‌دهنده حضور سیال گاز در این بخش میدان است. همچنین به سمت شمال شرق میدان مقدار مقاومت کشسان افزایش می‌یابد که حاکی از حضور سیال نفت در این بخش میدان است. ۳- روش ترسیم مقاطع نشان‌گرهای AVO: با بررسی نمودار مقاطع نشان‌گرهای AVO در بخش هدف با توجه به روند تغییرات ضریب شیب در برابر عرض از میدان به‌طور کلی یک همگونی در نوع سیال

مراجع

- [1]. Smith, G. C., & Gidlow, P. M. (1987). Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. *Geophysical Prospecting*, 35(9), 993-1014.
- [2]. Ismail, A., Ewida, H. F., Al-Ibiary, M. G., & Zollo, A. (2020). Application of AVO attributes for gas channels identification, West offshore Nile Delta, Egypt. *Petroleum Research*, 5(2), 112-123, doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.01.003.
- [3]. Yilmaz, O. (2001). Seismic data analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. *Society of Exploration Geophysicists*, 463. doi:10.1190/1.9781560801580.fm.
- [4]. Farfour, M., & Foster, D. (2022). A new AVO fluid indicator using the fluid line: Theory and application. *Journal of Applied Geophysics*, 204, 104732. doi.org/10.1016/j.jappgeo.2022.104732.
- [5]. Ostrander, W. J. T. (1984). Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence. *Geophysics*, 49(10), 1637-1648. Ostrander, W. J. T. (1984). Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence. *Geophysics*, 49(10), 1637-1648.
- [6]. Fatti, J. L., Smith, G. C., Vail, P. J., Strauss, P. J., & Levitt, P. R. (1994). Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique. *Geophysics*, 59(9), 1362-1376. doi.org/10.1190/1.1443695.
- [7]. Allen, J. L., & Peddy, C. P. (1993). Amplitude variation with offset: Gulf Coast case studies. *Society of Exploration Geophysicists*.
- [8]. Castagna, J. P., & Backus, M. M. (Eds.). (1993). Offset-dependent reflectivity—Theory and practice of AVO analysis. *Society of Exploration Geophysicists*. doi:10.1190/1.9781560802624.fm.
- [9]. Goodway, B., Chen, T., & Downton, J. (1997). Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ”, & “ λ/μ fluid stack”, from P and S inversions. In *SEG technical program expanded abstracts 1997* (pp. 183-186). *Society of Exploration Geophysicists*. doi.org/10.1190/1.1885795.
- [10]. Avseth, P. A. (2000). Combining rock physics and sedimentology for seismic reservoir characterization of North Sea turbidite systems. *Stanford University*.
- [11]. Li, Y., Downton, J., & Goodway, B. (2003). Recent applications of AVO to carbonate reservoirs in the Western Canadian Sedimentary Basin. *The Leading Edge*, 22(7), 670-674. doi.org/10.1190/1.1599694.
- [12]. Carcione, J. M., & Gangi, A. F. (2000). Gas generation and overpressure: Effects on Seismic Attributes. *Geophysics*, 65(6), 1769-1779. doi.org/10.1190/1.1444861.
- [13]. Gassman, M. M. (1951). Rome: Georgia's "City of Seven Hills". *The Georgia Review*, 5(3), 369-377. www.jstor.org/stable/41396126.
- [14]. Tatham, R. H. (1982). V_p/V_s and lithology. *Geophysics*, 47(3), 336-344.
- [15]. Castagna, J. P., & Backus, M. M. (Eds.). (1993). Offset-dependent reflectivity—Theory and practice of AVO analysis. *Society of Exploration Geophysicists*. doi:10.1190/1.9781560802624.fm.
- [16]. Assefa, S., McCann, C., & Sothcott, J. (2003). Velocities of compressional and shear waves in limestones. *Geophysical Prospecting*, 51(1), 1-13. doi.org/10.1046/j.1365-2478.2003.00349.x.

- [17]. Castagna, J. P., & Smith, S. W. (1994). Comparison of AVO indicators: A modeling study. *Geophysics*, 59(12), 1849-1855. doi.org/10.1190/1.1443572.
- [18]. Foster, D. J., & Keys, R. G. (1999). Interpreting AVO responses. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 1999* (pp. 748-751). Society of Exploration Geophysicists. doi.org/10.1190/1.1821135.
- [19]. Castagna, J. P., & Swan, H. W. (1997). Principles of AVO crossplotting. *The Leading Edge*, 16(4), 337-344.
- [20]. Fawad, M., Hansen, J. A., & Mondol, N. H. (2020). Seismic-fluid detection-a review. *Earth-Science Reviews*, 210, 103347. doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103347.
- [21]. Gharechelou, S., Sohrabi, S., Kadkhodaie, A., Rahimpour-Bonab, H., Honarmand, J., & Montazeri, G. (2016). A seismic-driven 3D model of rock mechanical facies: An example from the Asmari reservoir, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 983-998. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.009.
- [22]. Gharechelou, S., Amini, A., Bohlooli, B., Tavakoli, V., Ghahremani, A., & Maleki, A. (2022). An integrated geomechanical model for a heterogeneous carbonate reservoir in SW Iran, using geomechanical unit concept. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 81(7), 268.
- [23]. Abdolahi, A., Chehrazi, A., Kadkhodaie, A., & Seyedali, S. (2023). Identification and modeling of the hydrocarbon-bearing Ghar sand using seismic attributes, wireline logs and core information, a case study on Asmari Formation in Hendijan Field, southwest part of Iran. *Modeling Earth Systems and Environment*, 9(1), 111-128.
- [24]. Chopra, S., & Castagna, J. P. (2014). Avo. *Society of Exploration Geophysicists*.
- [25]. Russell, B. H. (1988). *Introduction to seismic inversion methods* (No. 2). SEG Books.
- [26]. Gassman, M. M. (1951). Rome: Georgia's City of Seven Hills. *The Georgia Review*, 5(3), 369-377.
- [27]. Savic, M., VerWest, B., Masters, R., Sena, A., & Gingrich, D. (2000). Elastic impedance inversion in practice. In *SEG International Exposition and Annual Meeting* (pp. SEG-2000). SEG.
- [28]. Mallick, S. (2001). AVO and elastic impedance. *The Leading Edge*, 20(10), 1094-1104.
- [29]. Connolly P. (1999). Elastic impedance. *The Leading Edge*, 8, 438-452.
- [30]. Whitcombe. DN, (2002). Elastic impedance normalization. *Geophysics*, 2002, 67, 60-62.
- [31]. Ross, C. P., & Kinman, D. L. (1996). Nonbright-spot AVO: Two examples.
- [32]. Pickett, G. R. (1963). Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *Journal of Petroleum technology*, 15(06), 659-667.



Determining the Fluid Type and Lithology of One of the Heterogeneous Reservoirs in the Northwest of the Persian Gulf using the AVO and Fluid Replacement Method

Sepideh Yasami Khyabani¹, Sajjad Gharechelou^{1*}, Mehran Kalhor¹ and Ebrahim Elyasi²

1. Research Institute of Applied Sciences, Petroleum Geology Group

2. Islamic Azad University of Urmia, Department of Earth Sciences

DOI:10.22078/pr.2024.5389.3399

Received: March/03/2024

Accepted: August/05/2024

Introduction

Several carbonate formations from the Jurassic to the Neogene in the southwest of Iran especially in the Dezful depression are the most important hydrocarbon reservoirs of Iran. The Asmari formation is one of these reservoirs, and about 80% of Iran's oil is produced from this formation. The variety of lithological, facies, and diagenesis has made the Asmari Formation a heterogeneous reservoir [1,2].

In the studied field, the Asmari Formation in terms of lithology includes limestone, dolomite, anhydrite, sandstone, and limestone shale; So, so it is considered a mixed carbonate-siliciclastic formation. Asmari reservoir in this field has oil production in some zones (sand section) and gas accumulation in some other zones. Therefore, the studied field has heterogeneity and complexity of fluid distribution and lithology.

Since the 1920s, the seismic reflection method has been used as a powerful method of exploration. Also, today, with the advances that have occurred in seismic acquisition and processing, it is possible to obtain rock physics information from seismic data. These methods are known as quantitative interpretation and include the identification and physical characteristics of rocks and types of fluids.

Asmari reservoir in the studied field is heterogeneous in terms of lithology (limestone, dolomite, anhydrite, and sandstone) and also parts of the reservoir have gas and some zones have oil fluid.

Materials and Methods

Various seismic studies have been carried out by different researchers in the sandstone part of the Asmari reservoir [3]. However, the target zone of this article is the upper carbonate part of the Asmari formation which includes a variety of lithology (limestone, dolomite, and anhydrite) and fluid distribution heterogeneity. Therefore, the main goal of this article is to determine the distribution of lithology and fluids of the Asmari reservoir (Upper Asmari limestone section) using seismic pre stack data.

Results and Discussion

Fluid Prediction

Fluid Replacement Method

Changing the type of fluid and its saturation value in the reservoir and producing synthetic seismographs related to these changes are introduced as fluid replacement modeling. Because there is limited data at the well location and in most cases, only one well can give data about the hydrocarbon. In such a situation, the best solution is to model the reservoir rock and fluids and then predict synthetic seismographs by this modeling. By having compression wave, shear wave, and density logs and using Zeoprits equations, the AVO behavior of the reservoir can be estimated in different states of the presence of pore fluids and compared with seismic. Gassman's (1951) equations are used to model the reservoir rock [4].

Fig. 1 shows the different stages of fluid replacement for the case where the reservoir rock is considered to be completely saturated with oil (85% oil). After this stage, two other scenarios were investigated. Fig. 2 shows the scenario related to the reservoir rock with full gas saturation (85% gas). It is clear that when the fluid is replaced from oil to gas, the estimated logs are different from the initial logs, which are obtained from petrophysical interpretations and assuming the

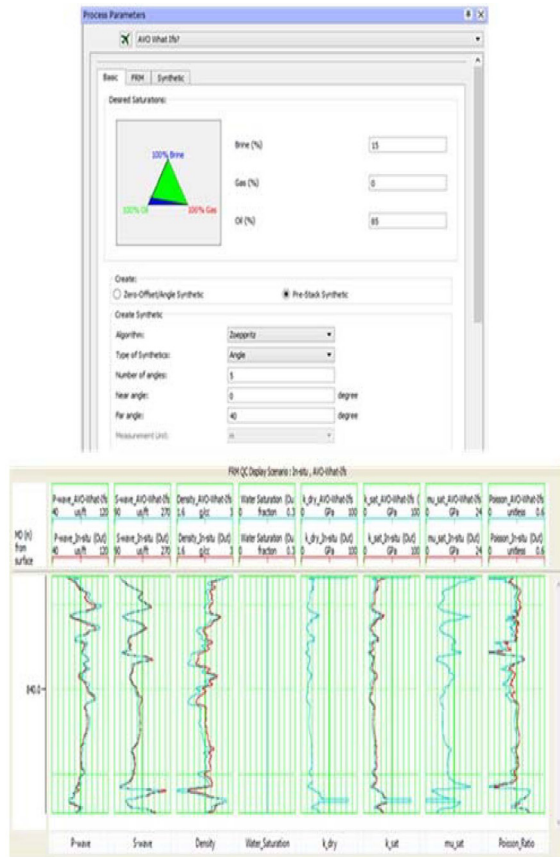


Fig. 1 Fluid replacement in the condition that the reservoir has 85% oil (top figure). The blue logs correspond to the real values and the red logs correspond to the estimated values.

Elastic Inversion Method

With the simultaneous inversion, density, compressional, and shear wave velocity can be extracted for far and near angles, therefore, by the elastic inversion method, a map of elastic impedance variations for the studied area, is shown in Fig. 3. As it is clear from this section, this value has decreased towards the west, near well A-17, which can be attributed to the presence of gas, and it increases towards the northeast near well A-10 well which can be attributed to the change of fluid from gas to oil.

Cross Plotting of AVO Attributes

Cross plotting of AVO attributes can be used as a tool to detect hydrocarbon fluids [5]. Due to the subsurface

presence of oil, they are similar to the initial logs, but replacing fluid to gas in the well A-17 causes sharp variation, especially in density and K coefficient. The remarkable point of this stage of the research is the great similarity of the complete gas saturation scenario with the real reservoir conditions. In addition, this evidence most likely indicates that the hydrocarbon fluid is gas.

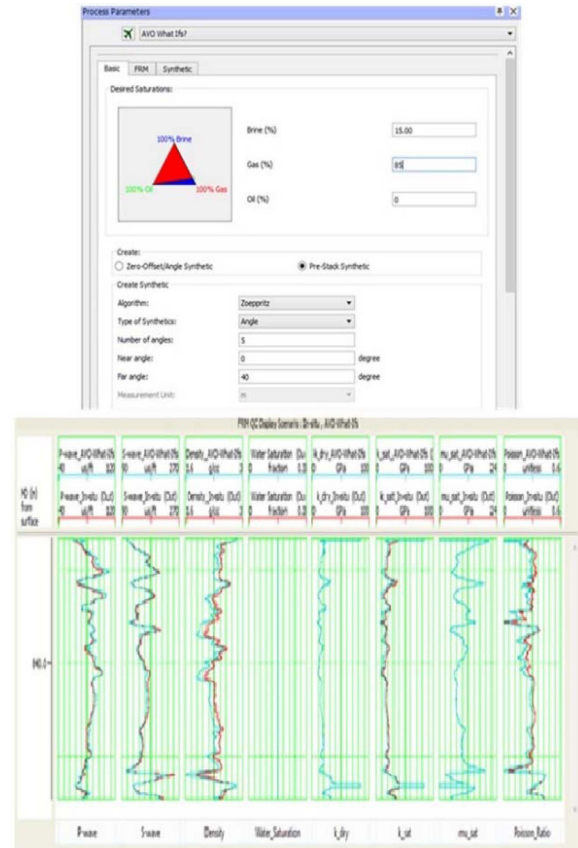


Fig. 2 Fluid replacement in the condition that the reservoir has 85% gas (top figure). The blue logs correspond to the real values and the red logs correspond to the estimated values.

complexity and the non-uniqueness of the seismic elastic responses, seismic cross-plotting also requires the display of several indicators simultaneously.

This Cross plotting helps to identify anomalies, background slope, or dispersion. The presence of hydrocarbons associated with AVO anomalies may include a decrease or increase in amplitude versus offset. Moreover, Fig. 4 shows a cross plot of the intercept versus gradient which the color scale shows the time. Based on the results obtained in the carbonate zone, a certain homogeneity is generally observed in the studied part of the carbonate reservoir, which it can indicate the presence of the same fluid in this area. According to regional observations and the results of fluid replacement modeling, the carbonate reservoir in this part of the field can contain gas fluid.

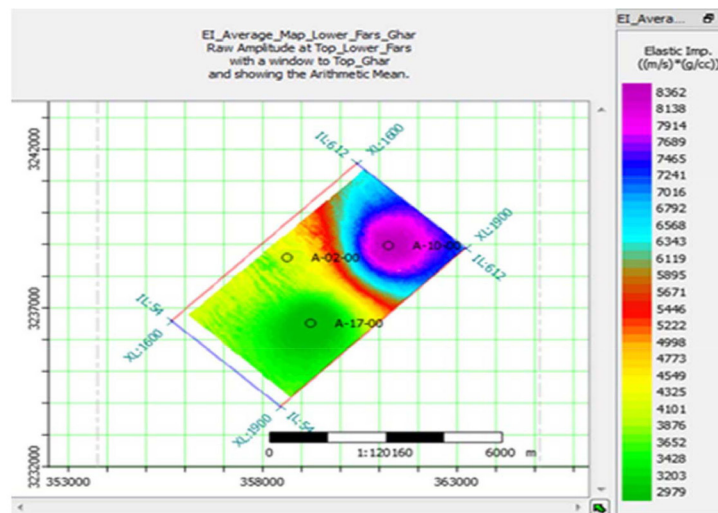


Fig. 3 Slice of elastic impedance variations (west part shows the presence of gas).

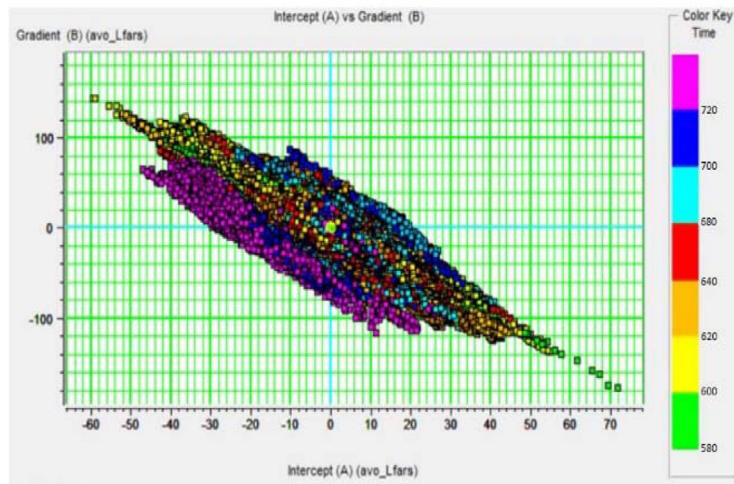


Fig. 4 Cross plot of AVO attributes in the reservoir zone. In the target zone (from 680 to 720 millisecond) indicate the presence of the same fluid.

V_p/V_s Ratio Method

In this section, the *V_p/V_s* ratio has been obtained, a section of which is shown at the location of well No. 17 (Fig. 5). Moreover, studies have shown that the type of fluid in carbonate formations can be recognized by using the ratio of pressure and compression wave velocities [6]. Reducing the value of the *V_p/V_s* ratio in carbonate formations is a sign of the presence of gas fluid. A section of the ratio of velocities in the target zone shows that the dominant fluid in this zone is gas (Fig. 5).

Lithology Prediction

To extract hydrocarbon, determining the lithology in the subsurface is very important. This is done at the well location by logs and core data. However, these data are limited to the location of the well, but characterization

of the reservoir using seismic data will also determine the lithology in the field scale. In this research, the study area is one of the most heterogeneous reservoirs in terms of lithology, which includes limestone, dolomite, shale, and sandstone. For lithology prediction *V_p/V_s* ratio has been used. Previous researchers such as Pickett 1963 have determined the ratio of wave speed in different sedimentary rock lithologies [7].

Fig. 6 shows the relationship between these ratios and lithology values. According to this figure, it is clear that in this division, the *V_p/V_s* ratio equal to 1.9 or higher is for calcite, 1.8 for dolomite 1.7 for anhydrite, and less than 1.7 for the rest of the minerals.

In the target zone, the lithology diversity of limestone, dolomite, and anhydrite is determined (Fig. 7). Also, other lithologies can be seen in the lower part of the section.

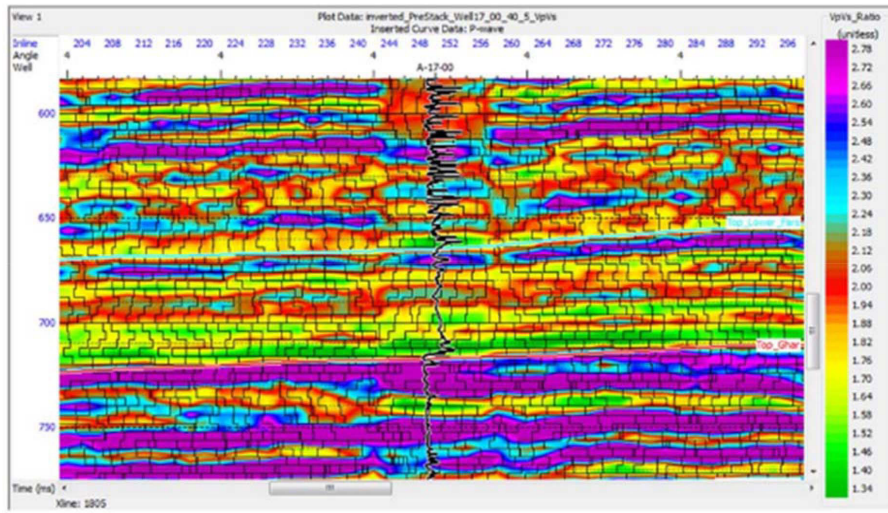


Fig. 5 A section of the Vp/Vs ratio. Lower part of target zone indicates the presence of gas fluid.

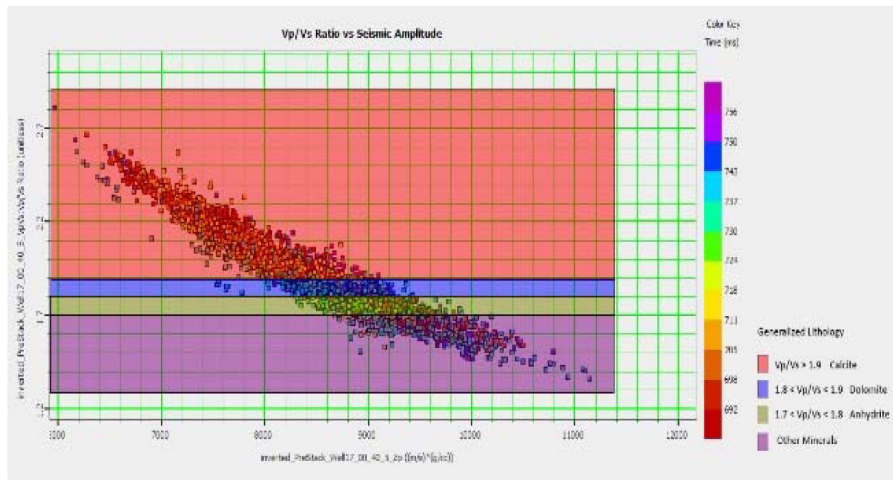


Fig. 6 Carbonate lithology (Limestone, Dolomite and Anhydrite) detection by Vp/Vs ratio.

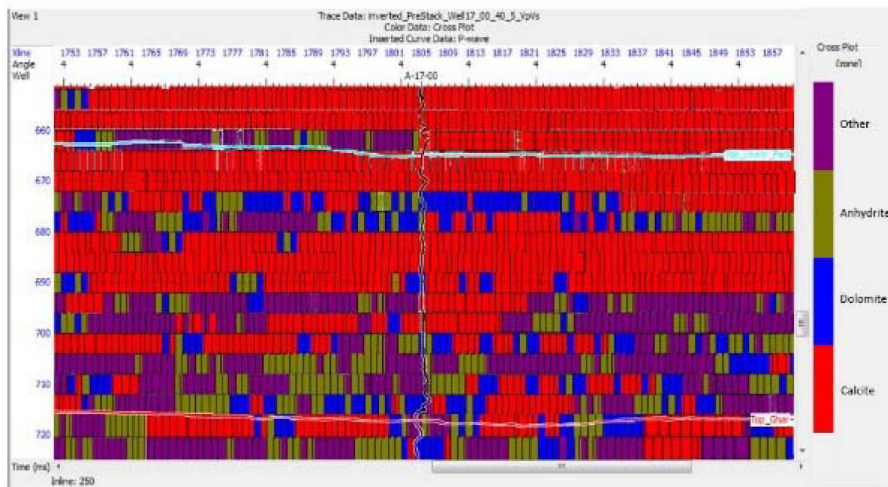


Fig. 7 Distribution of calcite, dolomite, and anhydrite lithology in the target zone.

The simultaneous result inversion was used on 3D seismic data. From Three groups of angles used in seismic inversion, 3 wavelets were extracted that showed acceptable agreement with each other and finally one representative wavelet. was used for the entire volume of seismic data.

Four methods were used to determine the type of fluid.

1- Fluid replacement method: 80% agreement showed that the upper part of Asmari limestone embedded gas fluid.

2- Elastic impedance inversion method: a slice of elastic impedance variations in the target zone showed that its value decreases towards the west of the field, which indicates the presence of gas fluid, in this part, and towards the northeast of the field, it increases, which indicates the presence of oil fluid in this part.

3- AVO cross plot method: according to the trend of intercept versus gradient in this cross plot a homogeneity is observed which indicates the presence of one type of fluid (gas) in that zone.

4- V_p/V_s ratio method: the cross-section of this ratio shows a reduction in the target zone, which indicates the presence of gas fluid.

Identification of lithology distribution using the V_p/V_s ratio method: the values of this ratio show that limestone, dolomite, and anhydrite lithologies are distributed in the target zone. The limestone lithology is a dominant lithology in the mid part of studied zone.

Conclusions

For prediction of fluid and lithology distribution in the Asmari reservoir 3D seismic data was used. The following results have been obtained from the study:

References

1. Gharechelou, S., Amini, A., Bohlooli, B., Tavakoli, V., Ghahremani, A., & Maleki, A. (2022). An integrated geomechanical model for a heterogeneous carbonate reservoir in SW Iran, using geomechanical unit concept. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 81(7), 268.
2. Gharechelou, S., Sohrabi, S., Kadkhodaie, A., Rahimpour-Bonab, H., Honarmand, J., & Montazeri, G. (2016). A seismic-driven 3D model of rock mechanical facies: An example from the Asmari reservoir, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 983-998.
3. Abdolahi, A., Chehrazi, A., Kadkhodaie, A., & Seyedali, S. (2023). Identification and modeling of the hydrocarbon-bearing Ghar sand using seismic attributes, wireline logs and core information, a case study on Asmari Formation in Hendijan Field, southwest part of Iran. *Modeling Earth Systems and Environment*, 9(1), 111-128.
4. Gassman, M. M. (1951). Rome: Georgia's "City of Seven Hills". *The Georgia Review*, 5(3), 369-377.
5. Ross, C. P., & Kinman, D. L. (1996). Nonbright-spot AVO: Two examples.
6. Mansouri Siahgoli, H., Riahi, M. A., Heidari, B., & Mohebian, R. (2020). Identifying gas-bearing carbonate reservoir using extended elastic impedance. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 9(3), 102-115.
7. Pickett, G. R. (1963). Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *Journal of Petroleum technology*, 15(06), 659-667.