





دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک
گروه مهندسی نفت و ژئوفیزیک

تشخیص نواحی گازی در سازندهای هیدروکربوردار با استفاده از نگارهای چاه و
داده‌های لرزه‌ای

افشین فرزانه

اساتید راهنما:

دکتر علی مرادزاده

دکتر سید حسام‌الدین کاظمینی

استاد مشاور

مهندس مصیب کمری

پایان نامه ارشد جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد

تیر ماه ۱۳۹۴

پاسکدار کسافی، مسم که سراغاز تولد من، مستند. از یکی زاده می‌شوم و از دیگری جاودانه. استادی که سپیدی
را بر تنه سیاه زندگیم محاش و مادی که تار مویی از او پای من سیاه ماند.
تقدیم به

مقدس‌ترین واژه مادر لغت نامه دلم، مادر مهربانم که زندگیم را می‌یون مهر و عطف آن می‌دانم.
پدر، مهربانی مشق، بردبار و حامی.

برادر و خواهر انم، همراهان همیشگی و پشتوانه های زندگیم
عزیزی که بودنش نشانه لطف الهی در زندگی من است.

شکر و قدردانی

بر خود لازم می‌دانم تا مراتب سپاس را از بزرگوارانی به جا آورم که اگر دست یارگیرشان نبود، هرگز این پایان نامه به انجام نمی‌رسید.

از استاید که افتخارم جناب آقای دکتر مرادزاده و همچنین استاد عالی قدرم جناب آقای دکتر کاظمینی که زحمات راهنمایی این پایان نامه

را بر عهده داشتند و بهواره پاسخگوی سوالات من بودند، کمال سپاس و قدردانی را دارم.

همچنین جادارد از زحمات و راهنمایی‌های استاد عزیز و کراتقدر خود جناب آقای دکتر علی چهرآزهی صمیمانه شکر کنم.

از جناب آقای مهندس مصیب کمری مشاوره محترم خود در شرکت مناطق نفت خیز جنوب نیز صمیمانه شکر می‌کنم.

در نهایت، از راهنمایی‌ها و زحمات بی‌دریغ دوستان و استاید که به هر طریق یاری‌گر بنده حقیر بودند کمال شکر را دارم.

تعهد نامه

اینجانب افشین فرزانه دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی نفت دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه با عنوان " تشخیص نواحی گازی در سازندهای هیدروکربوردار با استفاده از نگارهای چاه و داده‌های لرزه‌ای " تحت راهنمایی اساتید گرامی جناب آقایان دکتر علی مرادزاده و دکتر سید حسام‌الدین کاظمینی متعهد می‌شوم.

- تحقیقات این پایان‌نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارایه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام "دانشگاه صنعتی شاهرود" و یا "Shahrood, University of Technology" به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده‌اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته و یا استفاده شده است اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاقی انسانی رعایت شده است.

۹۵/۰۴/۲۳

افشین فرزانه

مالکیت نتایج و حق نشر

کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه‌های رایانه‌ای، نرم‌افزار و تجهیزات ساخته شده) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.

چکیده

شناسایی و تفکیک سیالات مخزنی یکی از مراحل توصیف مخازن هیدروکربنی است. بهترین ابزار برای این کار داده‌های چاه آزمایشی است اما به دلیل محدودیت دسترسی به آن‌ها، استفاده از نگارهای چاه با گذشت زمان بیشتر مورد توجه قرار گرفته است. در این مطالعه هدف تفکیک گاز از سایر سیالات مخزنی (آب و نفت) به کمک نگار صوتی و بررسی اثر گاز بر روی دامنه امواج لرزه‌ای در یکی از میادین شمال غرب خلیج فارس است. جهت نیل به هدف در اولین قدم نیاز به اطلاعات سرعت موج برشی است که تنها برای یک چاه در دسترس می‌باشد. از این رو برای تخمین مقدار این پارامتر مهم در سایر چاه‌های مورد مطالعه از روش‌های رگرسیون خطی و غیرخطی و الگوریتم ژنتیک خطی و غیرخطی استفاده و نتایج با یکدیگر مقایسه شده اند. میانگین مربع خطا برای روش‌های مذکور به ترتیب 0.335134 ، 0.35764 ، 0.108179 ، 0.375579 و ضریب رگرسیون نیز 0.72 ، 0.74 ، 0.73 و 0.74 می‌باشد. با توجه به مقادیر میانگین مربع خطا برای تخمین سرعت موج برشی و سرعت موج تراکمی و ضریب همبستگی، روش رگرسیون غیر خطی برای تخمین سرعت موج برشی مورد استفاده قرار گرفت. برای تفکیک گاز از آب و نفت، نمودارهای مختلف که مبنای آن‌ها سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی است، مورد بررسی قرار گرفته‌اند و در نهایت روش امپدانس الاستیک توسعه یافته به عنوان روش مناسب انتخاب شده است.

در مرحله بعد مدل‌های فیزیک سنگ گسمن، هرترز میندلین، هاشین شریکمن و رابطه تجربی کریف به منظور انتخاب مدل مناسب برای جانشینی سیال، مقایسه شده و نهایتاً مدل فیزیک سنگ گسمن به عنوان مدل مناسب برای جانشینی سیال مخزن ماسه سنگی مورد مطالعه انتخاب شده است. پس از آن جانشینی سیال برای مقادیر مختلف اشباع گاز انجام و سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی نظیر آن‌ها محاسبه شد. محاسبات نشان می‌دهند که با حضور گاز، سرعت موج تراکمی و چگالی کاهش و سرعت موج برشی افزایش می‌یابند. در پایان نیز برای مشخص کردن اثر تغییر سیال بر روی دامنه امواج لرزه‌ای، مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای به روش هم‌میخت انجام شد. نتایج به دست آمده بیانگر این است که حضور مقادیر جزئی گاز سبب کاهش زیاد دامنه امواج می‌شود و با افزایش میزان اشباع گاز از شدت افت دامنه کاسته شد طوری که از اشباع حدود ۱۵ درصد به بعد دامنه امواج افزایش می‌یابد.

کلمات کلیدی: تفکیک گاز، نگارهای چاه، سرعت موج تراکمی و برشی، امپدانس الاستیک توسعه یافته، مدل فیزیک سنگ، جانشینی سیال، مدل‌سازی لرزه‌ای.

فهرست

۱	فصل اول کلیات و مروری بر مطالعات گذشت
۱-۱-۱	مقدمه
۲-۱-۱	شناسایی لیتولوژی و سیال
۳-۱-۱	تأثیرپذیری موج از سیال
۴-۱-۱	مروری بر تحقیقات گذشته
۵-۱-۱	فیزیک سنگ
۶-۱-۱	هدف و ضرورت تحقیق
۷-۱-۱	روش تحقیق
۸-۱-۱	ساختار پایان نامه
۲۱	فصل دوم مبانی تئوری روش های مورد استفاده
۱-۲-۱	مقدمه
۲-۲-۱	نگار صوتی
۳-۲-۱	تئوری امواج صوتی
۱-۳-۲	امواج عمقی
۲-۳-۲	امواج سطحی
۴-۲-۱	خواص الاستیک و ارتباط با سرعت امواج
۱-۴-۲	مدول یانگ
۲-۴-۲	نسبت پواسون
۳-۴-۲	مدول بالک
۴-۴-۲	مدول برشی
۵-۴-۲	مدول موج تراکمی
۶-۴-۲	ضریب لامه
۵-۲-۱	امپدانس صوتی
۶-۲-۱	ضریب انعکاس
۷-۲-۱	اصول اندازه گیری نگار صوتی
۱-۷-۲	ابزار دوقطبی برشی (DSI)
۸-۲-۱	فیزیک سنگ
۱-۸-۲	تئوری گسمن
۲-۸-۲	مدل هاشین- شریکمن
۳-۸-۲	مدل هرتز - میندلین
۹-۲-۱	مدل سازی پیشرو لرزه ای
۱-۹-۲	مراحل و شرایط مدل سازی
۲-۹-۲	مدل سازی به روش همایخت

۵۱	فصل سوم معرفی زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه و داده‌های مورد استفاده
۵۲	۱-۳- مقدمه
۵۲	۲-۳- توصیف میدان مورد مطالعه
۵۴	۳-۳- چینه‌شناسی
۵۸	۴-۳- اطلاعات مخزن
۵۹	۱-۴-۳- مشخصات مخزنی بخش ماسه سنگی آسماری (R_1)
۶۰	۲-۴-۳- بخش کریناته سازند آسماری (R_2)
۶۰	۳-۴-۳- سازند مخزنی سروک
۶۱	۴-۴-۳- سازند کژدمی (بخش ماسه سنگ)
۶۲	۵-۳- داده‌های مورد استفاده
۶۷	۴ فصل چهارم جدا سازی کان، تعیین مدل فیزیکی مدل سازی لرزه‌ای
۶۸	۱-۴- مقدمه
۶۸	۲-۴- شناسایی سیال
۶۹	۱-۲-۴- تخمین سرعت برشی
۷۳	۲-۲-۴- تعیین پارامترهای الاستیک و تفسیر نمودارهای آن‌ها
۸۳	۳-۴- تعیین مدل فیزیکی سنگ
۸۴	۱-۳-۴- مقایسه مدل گسمن با رابطه کریف
۸۵	۲-۳-۴- مدل هاشین شریکمن
۸۶	۳-۳-۴- مدل هرترز میندلین
۸۸	۴-۴- جانشینی سیال
۹۱	۵-۴- مدل سازی لرزه‌ای به روش هم‌امیخت
۹۲	۱-۵-۴- استخراج موجک لرزه‌ای و ساخت لرزه‌نگاشت مصنوعی
۹۴	۲-۵-۴- امپدانس صوتی
۹۵	۳-۵-۴- سرعت موج تراکمی و برشی
۹۶	۴-۵-۴- دامنه امواج
۱۰۱	۵ فصل پنجم نتیجه‌گیری و پیشنهادات
۱۰۲	۲-۵- نتیجه‌گیری
۱۰۳	۲-۵- پیشنهادها
۱۰۵	منابع
۱۱۱	پیوست الف امپدانس الاستیک توسعه یافته
۱۲۱	پیوست ب جانشینی سیال
۱۲۸	پیوست پ لرزه‌نگاشت مصنوعی

فهرست اشکال

- شکل ۱-۱- نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی برای ماسه سنگ..... ۷
- شکل ۱-۲- نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی برای شیل..... ۹
- شکل ۱-۳- فلوجارت کارهای انجام گرفته در مطالعه حاضر..... ۱۹
- شکل ۱-۲- تصویری از ابزار دوقطبی برشی (سرا، ۲۰۰۴)..... ۲۹
- شکل ۲-۲- نمایش شماتیک حدود بالا و پایین ضرایب برشی و بالک (ماوکو، ۲۰۰۹)..... ۳۹
- شکل ۲-۳- مرزهای هاشین شریکمن- اجزای مشابه (سمت چپ)، اجزای غیر مشابه (سمت راست) (ماوکو، ۲۰۰۹)..... ۴۲
- شکل ۲-۴- ضرایب بازتاب و موجک لرزه‌ای مربوط به هر لایه (ایلماز، ۱۹۸۷)..... ۴۹
- شکل ۲-۵- لرزه‌نگاشت حاصل از روش هم‌مییخت (ایلماز، ۱۹۸۷)..... ۴۹
- شکل ۳-۱- موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه..... ۵۳
- شکل ۳-۲- ستون چین‌شناسی مخزن مورد مطالعه ۵۸
- شکل ۳-۳- نمایش نگارهای عمق (ترک ۱)، لیتولوژی (ترک ۲)، اشباع آب (ترک ۳)، زمان عبور موج تراکمی (ترک ۴) چگالی (ترک ۵) و تخلخل (ترک ۶) مربوط به چاه A_2 ۶۳
- شکل ۳-۴- نمایش نگارهای عمق (ترک ۱)، لیتولوژی (ترک ۲)، اشباع آب (ترک ۳)، زمان عبور موج تراکمی (ترک ۴)، چگالی (ترک ۵) و تخلخل (ترک ۶) مربوط به چاه A_3 ۶۴
- شکل ۳-۵- موقعیت نسبی چاه‌ها نسبت به هم در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۶۶
- شکل ۳-۶- مقطع ارزه‌ای گذرنده از نزدیکی چاه‌ها..... ۶۶
- شکل ۴-۱- مقایسه نمودار سرعت برشی اندازه‌گیری شده با سرعت برشی تخمین زده شده به روش‌های مختلف ۷۱
- شکل ۴-۲- نمودار نسبت سرعت تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی..... ۷۴
- شکل ۴-۳- نمودار نسبت سرعت تراکمی به برشی در مقابل امپدانس صوتی..... ۷۵
- شکل ۴-۴- نمودار امپدانس صوتی در مقابل ضریب پواسون..... ۷۶

- شکل ۴-۵ نمودار مربع سرعت تراکمی در مقابل مربع سرعت برشی..... ۷۷
- شکل ۴-۶ نمودار تراکم‌ناپذیری در مقابل ضریب سختی..... ۷۸
- شکل ۴-۷ مقایسه سرعت موج تراکمی برجا با سرعت سیالات در حالت اشباع کامل..... ۷۹
- شکل ۴-۸ نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۹۰)..... ۸۳
- شکل ۴-۹ مقایسه ضریب بالک سنگ در حالت خشک حاصل از مدل گسمن با رابطه کریف..... ۸۵
- شکل ۴-۱۰ مقایسه ضریب بالک سنگ در حالت خشک حاصل از مدل گسمن با مدل هاشین شریکمن..... ۸۶
- شکل ۴-۱۱ مقایسه ضریب بالک سنگ در حالت خشک حاصل از مدل گسمن با مدل هرتز میندلین..... ۸۷
- شکل ۴-۱۲ نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۵ درصد اشباع گاز..... ۹۱
- شکل ۴-۱۳ موجک استخراج شده در حوزه زمان و فرکانس..... ۹۳
- شکل ۴-۱۴ لرزه‌نگاشت مصنوعی برای اشباع ۱۰ درصد گاز (خروجی نرم‌افزار همسون راسل)..... ۹۴
- شکل ۴-۱۵ متوسط تغییرات امپدانس صوتی در مقابل درصدهای مختلف گاز..... ۹۵
- شکل ۴-۱۶ متوسط تغییرات سرعت در مقابل درصدهای مختلف گاز..... ۹۶
- شکل ۴-۱۷ متوسط تغییرات دامنه در مقابل درصدهای مختلف گاز..... ۹۷
- شکل ۴-۱۸ تغییرات دامنه برای درصدهای مختلف گاز..... ۹۷
- شکل الف-۱ نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۹۰)..... ۱۱۱
- شکل الف-۲ نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۸۰)..... ۱۱۲
- شکل الف-۳ نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۷۰)..... ۱۱۲
- شکل الف-۴ نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۶۰)..... ۱۱۳
- شکل الف-۵ نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۵۰)..... ۱۱۳
- شکل الف-۶ نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۴۰)..... ۱۱۴
- شکل الف-۷ نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۳۰)..... ۱۱۴

- شکل الف-۸- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۲۰-). ۱۱۵.....
- شکل الف-۹- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۱۰-). ۱۱۵.....
- شکل الف-۱۰- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۰). ۱۱۶.....
- شکل الف-۱۱- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۱۰). ۱۱۶.....
- شکل الف-۱۲- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۲۰). ۱۱۷.....
- شکل الف-۱۳- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۳۰). ۱۱۷.....
- شکل الف-۱۴- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۴۰). ۱۱۸.....
- شکل الف-۱۵- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۵۰). ۱۱۸.....
- شکل الف-۱۶- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۶۰). ۱۱۹.....
- شکل الف-۱۷- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۷۰). ۱۱۹.....
- شکل الف-۱۸- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۸۰). ۱۲۰.....
- شکل الف-۱۹- نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۹۰). ۱۲۰.....
- شکل ب-۱- نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۱۰ درصد اشباع گاز. ۱۲۱.....
- شکل ب-۲- نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۱۵ درصد اشباع گاز. ۱۲۲.....
- شکل ب-۳- نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۲۰ درصد اشباع گاز. ۱۲۳.....
- شکل ب-۴- نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۲۵ درصد اشباع گاز. ۱۲۴.....
- شکل ب-۵- نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۳۰ درصد اشباع گاز. ۱۲۵.....
- شکل ب-۶- نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۳۵ درصد اشباع گاز. ۱۲۶.....

- شکل ب-۷- نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۴۰ درصد اشباع گاز..... ۱۲۷
- شکل پ-۱- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۰ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۲۸
- شکل پ-۲- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۵ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۲۸
- شکل پ-۳- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۵ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۲۹
- شکل پ-۴- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۲۰ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۲۹
- شکل پ-۵- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۲۵ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۳۰
- شکل پ-۶- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۳۰ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۳۰
- شکل پ-۷- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۳۵ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۳۱
- شکل پ-۸- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۴۰ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۳۱
- شکل پ-۹- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۰ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۳۲
- شکل پ-۱۰- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۵ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۳۲
- شکل پ-۱۱- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۰ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)..... ۱۳۳
- شکل پ-۱۲- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۵ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم

- افزار همسون راسل). ۱۳۳
- شکل پ-۱۳- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۲۰ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل). ۱۳۴
- شکل پ-۱۴- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۲۵ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل). ۱۳۴
- شکل پ-۱۵- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۳۰ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل). ۱۳۵
- شکل پ-۱۶- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۳۵ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل). ۱۳۵
- شکل پ-۱۷- لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۴۰ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل). ۱۳۶

فهرست جداول

- جدول ۱-۲ روابط بین ثابت‌های الاستیک و سرعت موج تراکمی و برشی (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۹)..... ۲۶
- جدول ۲-۲ سرعت، چگالی و ضرایب الاستیک کانی‌ها (ماوکو، ۲۰۰۹)..... ۳۳
- جدول ۳-۲ ضرایب برای محاسبه سرعت (بالتز و وانگ، ۱۹۹۲)..... ۳۵
- جدول ۱-۳ سازندهای میدان مورد مطالعه، لیتولوژی و سن زمین‌شناسی سازندها ۵۷
- جدول ۲-۳ اطلاعات مربوط به PVT و خواص مخزنی..... ۶۵
- جدول ۳-۳ فاصله چاه‌ها از مقطع لرزه‌ای..... ۶۵
- جدول ۱-۴ میزان میانگین مربع خطا برای دو روش الگوریتم ژنتیک و رگرسیون..... ۷۰
- جدول ۲-۴ پارامترهای مورد استفاده برای جانشی سیال چاه A₂ ۸۹
- جدول ۳-۴ نتایج جانشینی سیال در عمق ۲۳۱۰ متر برای چاه A₂ ۹۰
- جدول ۴-۴ مشخصات موجک استخراج شده..... ۹۳

فصل اول

کلیات و مروری بر مطالعات گذشته

۱-۱- مقدمه

منابع نفت و گاز هر کشور سرمایه گران‌بهایی است که مدیریت درست در مراحل اکتشاف، حفاری و بهره‌برداری از آن باعث کاهش هزینه‌ها، تولید بیشتر و افزایش طول عمر مخازن می‌شود. با توجه به برآوردهای انجام شده عمر منابع نفتی ایران ۸۰ سال و عمر منابع گازی ایران ۲۵۰ سال تخمین زده شده است (شیری، ۱۳۸۹). مدیریت درست مخازن و اکتشاف منابع جدید در بهبود این شرایط کمک شایانی می‌کند.

شناسایی سیال درون مخازن یکی از روش‌های توصیف مخازن می‌باشد. از جمله روش‌های مورد استفاده برای این کار، استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی می‌باشد. در این مطالعه نگارهای چاه‌پیمایی که در ادامه به آن‌ها اشاره خواهد شد، به منظور شناسایی گاز مورد استفاده قرار می‌گیرند. در ادامه برای تعیین اثر تغییر سیال درون مخزن بر روی پاسخ لرزه‌ای (دامنه امواج لرزه‌ای)، باید جانشینی سیال برای مقادیر مختلف اشباع انجام شود. برای جانشینی سیال، نیاز به انتخاب مدل فیزیک‌سنگ مناسب می‌باشد. پس از تعیین مدل فیزیک‌سنگ مناسب، جانشینی سیال برای درصدهای اشباع مختلف انجام می‌شود و در نهایت با انجام مدل‌سازی لرزه‌ای به بررسی اثر تغییر سیال بر روی پاسخ لرزه‌ای پرداخته خواهد شد.

۲-۱- شناسایی لیتولوژی و سیال

شناسایی و تفکیک سیالات مخزنی یکی از مراحل کلیدی در پروژه‌های اکتشافی و توسعه‌ای میدانی هیدروکربنی است. بدیهی است بهترین ابزار برای این منظور داده‌های چاه‌آزمایی می‌باشند، اما به دلیل محدودیت دسترسی به این دسته داده‌ها، استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی مورد توجه روزافزون قرار گرفته است (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۹). توسعه هدفمند و سودمند هر میدان نفتی، نیازمند اطلاعاتی از خصوصیات مخزنی آن میدان می‌باشد. چرا که هرگونه اطلاعات از مخزن و نوع لیتولوژی آن در

مکان‌یابی چاه‌های تولیدی، تعیین محل دقیق هیدروکربن‌های ذخیره شده و پیش‌بینی رفتار پتروفیزیکی آن‌ها در مخزن کمک شایانی می‌کند (نیچ و همکاران^۱، ۲۰۱۲).

۳-۱- تأثیرپذیری موج از سیال

تاکنون مطالعات زیادی پیرامون ارتباط سرعت امواج تراکمی^۲ و برشی^۳ با ضرایب الاستیسیته صورت گرفته است. نتایج این مطالعات نشان می‌دهد که بین سرعت و ضرایب الاستیک، مطابق روابط (۱-۱) و (۲-۱) یک ارتباط مستقیم برقرار است (ماو کو و همکاران^۴، ۲۰۰۹).

$$V_p^2 = \frac{K + \frac{4\mu}{3}}{\rho} \quad (1-1)$$

$$V_s^2 = \frac{\mu}{\rho} \quad (2-1)$$

در این روابط V_s ، V_p ، K ، μ و ρ به ترتیب سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی، مدول بالک (ضریب بالک^۵)، مدول برشی^۶ و چگالی سنگ می‌باشند.

زمانی که گاز جایگزین آب درون منافذ سنگ می‌شود، میزان چگالی سیال کاهش می‌یابد و با توجه به اینکه مدول برشی تحت تأثیر تغییر سیال قرار نمی‌گیرد سرعت موج برشی به صورت جزئی افزایش می‌یابد. در امواج تراکمی با وجود کاهش چگالی سیال، میزان سرعت نیز کاهش می‌یابد. علت آن این است که گاز سبب کاهش زیاد میزان ضریب بالک می‌شود (جین و همکاران^۷، ۲۰۱۲).

¹ Ghneej

² Compressional waves

³ Shear waves

⁴ Mavkov

⁵ Bulk Modulus

⁶ Shear Modulus

⁷ Jain

استفاده از نمودار متقاطع نوترون - صوتی برای اندازه‌گیری تخلخل یکی از روش‌های معمول در ارزیابی پتروفیزیکی مخزن است اما مشاهدات میدانی نشان‌دهنده انحراف نتایج این روش در بخش‌های گازدار است. در این بخش‌ها، نگار صوتی دچار سیکل پرشی می‌شود (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۹). در نمودار متقاطع $\frac{V_p}{V_s}$ (و یا امپدانس پواسون^۱) در مقابل امپدانس صوتی (AI^2) به دلیل کاهش سرعت امواج تراکمی، نواحی دارای گاز^۳ (ماسه‌های گازدار) و بخش‌های غیر گازی (ماسه‌های آب‌دار)، در محدوده‌ی مجزایی قرار می‌گیرند و می‌توان آن‌ها را از یکدیگر تفکیک کرد. در نواحی حاوی گاز از نمودار نسبت سرعت امواج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور امواج برشی برای تصحیح تخلخل استفاده می‌شود (اسمیت و همکاران^۴، ۱۹۹۶).

تلفیق اطلاعات امواج استونلی با سایر اطلاعات می‌تواند برای شناسایی زون‌های گازی مورد استفاده قرار گیرد. قابلیت تحرک و تراکم‌پذیری سیال، در سازند حاوی گاز با سازندهای غیر گازی به شدت متفاوت است. این امر سبب بازتاب امواج استونلی می‌شود. در زون‌های گازی تراوایی محاسبه شده با استفاده از اطلاعات امواج استونلی به دلیل افزایش قابلیت تحرک و تراکم‌پذیری سیال در منافذ سنگ، زیاد برآورد می‌شود^۵. اما میزان تراوایی به دلیل کاهش شاخص هیدروژنی در نگارهای NMR^۶، کمتر تخمین زده می‌شود^۷؛ بنابراین اگر نگارهای تراوایی به دست آمده از NMR و امواج استونلی، در یک زون غیر گازی کالیبره شوند جدایش بین دو نگار می‌تواند نشانه‌ی حضور گاز و ابزاری برای تشخیص زون‌های گازی باشد (تانگ و همکاران^۸، ۱۹۹۸).

سرعت امواج برشی و تراکمی به عواملی نظیر نوع لیتولوژی، درجه تراکم، سیمان‌شدگی، فشار مؤثر

¹ Poisson Impedance

² Acoustic Impedance

³ Gas bearing Interval

⁴ Smith

⁵ Over estimate

⁶ Nuclear Magnetic Resonance

⁷ Under estimate

⁸ Tang

طبقات بالایی و تخلخل بستگی دارد. تغییر در هر یک از این پارامترها سبب تغییر سرعت امواج تراکمی

و برشی می‌گردد. میزان کاهش نسبت $\frac{V_p}{V_s}$ به تخلخل سازند و اشباع گاز وابسته نیست و بیشتر به میزان

تراکم‌پذیری اولیه خمیره^۱ سنگ (ماتریکس سنگ) حساس است (ویلیامز^۲، ۱۹۹۰).

۴-۱- مروری بر تحقیقات گذشته

در طول چند دهه گذشته، روابط و مدل‌های ریاضی زیادی برای شناسایی زون‌های گازدار از روی نگار صوتی توسعه داده شده است. یکی از اولین مطالعات در این زمینه، بررسی تغییرات سرعت و ارتباط آن با نوع سیالات مخزنی توسط گسمن^۳ (۱۹۵۱) می‌باشد که منجر به ارائه یک رابطه ریاضی برای محاسبه کمی مقدار گاز برجا در مخزن گشت. این رابطه صرفاً در فرکانس‌های پایین موج پاسخ حاصل قابل اطمینان می‌دهد (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹). بایوت^۴ (۱۹۵۶) رابطه‌ای ارائه کرد که بر خلاف رابطه گسمن برای تمام فرکانس‌ها پاسخ مطلوب می‌دهد. با این وجود استفاده از این روابط محدود به زمانی است که سنگ کاملاً از سیال اشباع باشد.

وایلی و همکاران^۵ (۱۹۵۶) معادله‌ای ارائه دادند (معادله ۳-۱) که تا سال‌ها برای محاسبه سرعت موج تراکمی استفاده می‌شد.

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_{fl}} + \frac{1-\phi}{V_{pma}} \quad (3-1)$$

در این رابطه V_p ، V_{fl} ، V_{ma} و ϕ به ترتیب سرعت موج تراکمی، سرعت سیال درون حفرات، سرعت

¹ Matrix

² Williams

³ Gassmann

⁴ Biot

⁵ Wyllie

خمیره سنگ و تخلخل سنگ می‌باشند.

این معادله در رسوبات سخت نشده دقت پایینی دارد و در آن اثر اشباع سیال درون حفره و کانی-شناسی، در نظر گرفته نمی‌شود و در بسیاری از موارد که تخلخل به کمک نگارهای هسته‌ای (نوترون و چگالی) محاسبه می‌شود قابل استفاده نمی‌باشد. علاوه بر آن در نظر گرفتن سرعت مناسب برای هر ماتریکس سخت بوده و در ماسه‌های سخت نشده میزان تخلخل بیش از مقدار واقعی تخمین زده می‌شود و باید آن را اصلاح کرد.

گاردنر و هریس^۱ (۱۹۶۸) در سنگ‌های اشباع از آب شور رابطه تجربی برای محاسبه چگالی به کمک سرعت موج تراکمی ($\rho_c = 0.23V_p^{0.25}$) ارائه کردند که در وارون‌سازی سرعت لرزه‌ای مفید است. آن‌ها همچنین با مطالعات آزمایشگاهی نشان دادند که در سازندهای ماسه سنگی، V_p به تراکم‌پذیری سیالی که سازند را اشباع کرده حساس است و با اضافه شدن درصد کمی گاز به سیال درون منافذ سنگ، تراکم‌پذیری افزایش یافته و باعث کاهش سرعت امواج تراکمی می‌گردد.

کیتاکس و ولاکس^۲ (۱۹۷۶) از امواج صوتی برای تخمین لیتولوژی و تعیین خصوصیات فیزیکی سنگ استفاده نمودند. تحقیقات آن‌ها نشان داد که با حضور گاز در یک لیتولوژی مشخص ارتباط بین سرعت امواج تراکمی و سرعت امواج برشی دچار تغییر شده و روند آن از حالتی که گاز وجود ندارد تبعیت نمی‌کند. دومنیکو^۳ (۱۹۷۶) ضمن تأیید مطالعات کیتاکس و ولاکس نشان داد که اثر گاز روی کاهش سرعت برای ماسه‌های غیر فشرده^۴ و ماسه‌های سیمانی نشده به مراتب بیشتر است. وی بیان کرد که بازتابنده‌های قوی ممکن است ناشی از حضور گاز باشد. در ماسه‌های سخت نشده، خصوصاً زمانی که شیل‌های اشباع از آب آن‌ها را می‌پوشانند، حضور گاز سبب افزایش ضرایب بازتاب می‌شود.

¹ Gardner and Harris

² Kithas and Welax

³ Domenico

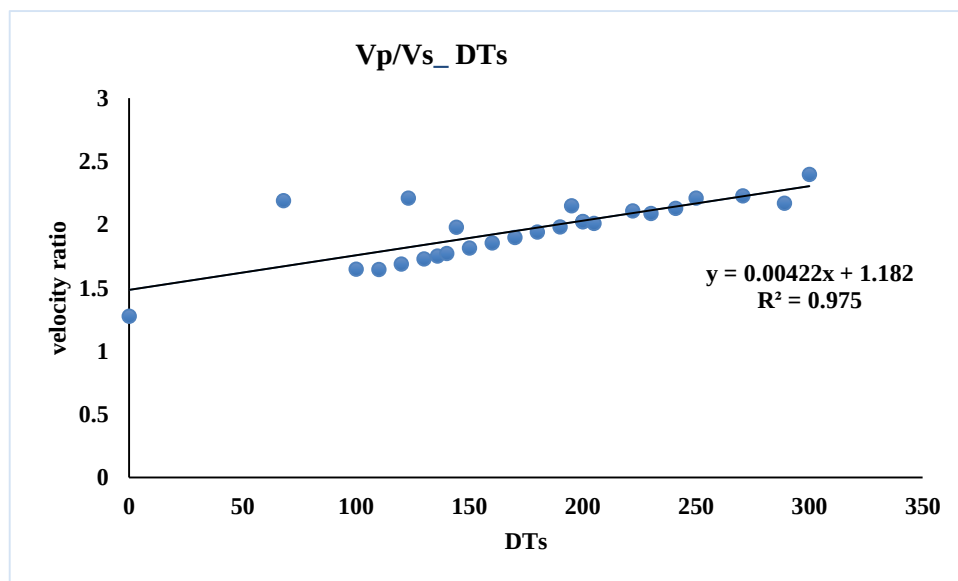
⁴ Unconsolidated sand

کاستانا و همکاران^۱ (۱۹۸۵) نتیجه گرفتند که در رسوبات آواری، سرعت امواج برشی با سرعت امواج تراکمی دارای ارتباط خطی به شرح زیر است.

$$V_p = \alpha V_s + \beta \quad (۴-۱)$$

$$\frac{V_p}{V_s} = \alpha + \beta \Delta t_s \quad (۵-۱)$$

در روابط فوق V_p ، V_s ، $\frac{V_p}{V_s}$ ، Δt_s ، α و β به ترتیب سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی، نسبت سرعت موج تراکمی به برشی، زمان عبور موج برشی، شیب نمودار و عرض از مبدا نمودار (هر دو ضرایب ثابت) در شکل ۱-۱ می‌باشند.



شکل ۱-۱. نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی برای ماسه سنگ (ویلیامز،

۱۹۹۰).

¹ Castagna

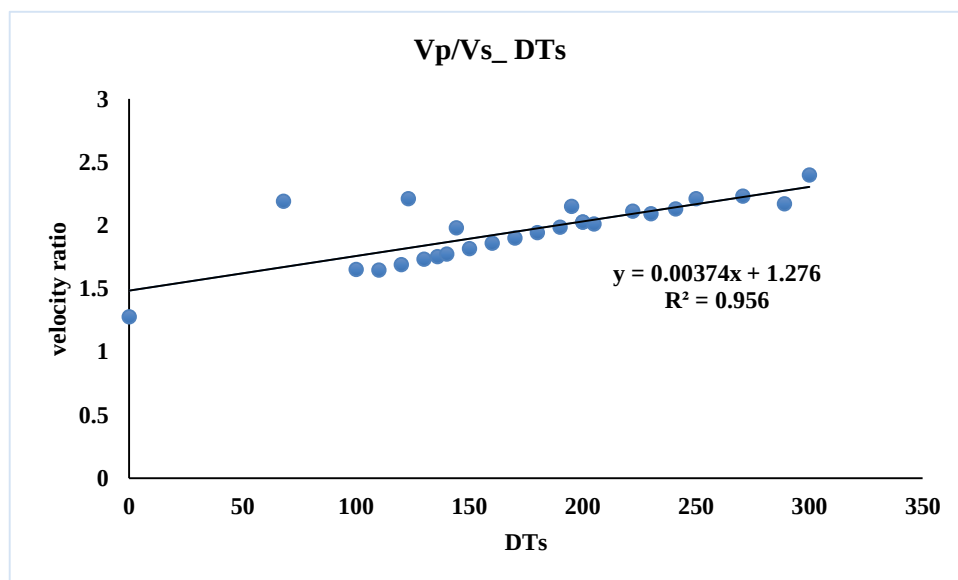
از آنجا که نوع سیالی که درون فضاهاى خالى سنگ را پر مى‌کند، روى سرعت امواج برشى تأثیر قابل توجهی نمی‌گذارد، بنابراین تعریف V_p به عنوان متغیر وابسته، بدون در نظر گرفتن میزان اشباع سیال، به ما امکان تخمین نسبت سرعت امواج تراکمی به برشى را در رسوبات دارای آب می‌دهد (ویلیامز، ۱۹۹۰).

ویلیامز (۱۹۹۰) از نمودار $\frac{V_p}{V_s}$ در مقابل کاهش سرعت امواج برشى، برای تشخیص میزان کمی هیدروکربن استفاده کرد. نتایج مطالعات وی منجر به توسعه یک الگوریتم پردازشی برای شناسایی هیدروکربن با استفاده از نگارهای صوتی گشت که پتانسیل زون تولیدی در سنگ‌های آواری را مشخص می‌نمود. این الگوریتم برای جدا کردن ماسه‌های هیدروکربن‌دار از ماسه‌های دارای آب و شیل طراحی شده بود. در این روش ابتدا $\frac{V_p}{V_s}$ از رابطه تجربی بین نسبت سرعت امواج تراکمی به برشى و زمان عبور موج برشى در رسوبات آواری آب‌دار تخمین زده می‌شود و سپس با نسبت سرعت محاسبه شده از ابزار نمودارگیری صوتی مقایسه می‌شود. از تفاوت این دو به منظور ایجاد نشانگر (شاخص) هیدروکربن نگارهای صوتی ($ALHI^1$)، زمانی که $\frac{V_p}{V_s}$ محاسبه شده به صورت غیرعادی کاهش می‌یابد، استفاده می‌شود. زمانی که نگارهای مقاومت ویژه توصیفی خوبی از نواحی تولید کننده هیدروکربن ندارند، استفاده از این الگوریتم مفید می‌باشد. در این الگوریتم نیاز به تعیین دقیق سرعت امواج تراکمی و برشى است. مقایسه $\frac{V_p}{V_s}$ تخمین زده شده با نسبت سرعت امواج تراکمی به برشى محاسبه شده از نگار صوتی، برای تعیین زون‌هایی که دارای سیال با تراکم‌پذیری متفاوتی نسبت به آب هستند، سودمند می‌باشد.

یکی از ضروریات در توسعه نشانگر هیدروکربن نگارهای صوتی، تعیین اثر شیل است به عبارت دیگر باید مشخص کرد که شکل نگار صوتی تا چه اندازه وابسته به شیل و تا چه اندازه وابسته به هیدروکربن

¹ Acoustic Log Hydrocarbon Indicator

است. اگر شیل و ماسه‌های آبدار در یک ناحیه از نمودار شکل (۱-۱) قرار گیرند، به سایر نشانگرهای لیتولوژی مانند نگار گاما یا پتانسیل خودزا (SP^1) برای توسعه نشانگر هیدروکربن نیاز است. اگر خواص صوتی شیل و ماسه‌های آبدار مشابه باشند، برای دو سازند حداقل میزان قابل انتظار $\frac{V_p}{V_s}$ را در یک Δt_s خاص در نظر گرفته و کاهش زیر میزان حداقل نسبت سرعت موج تراکمی به برشی، می‌تواند نشانگری برای جایگزینی آب توسط سیالات با تراکم‌پذیری بیشتر باشد. مطابق شکل (۱-۲)، نمودار $\frac{V_p}{V_s}$ در مقابل Δt_s برای شیل مشابه ماسه‌های آبدار است با این تفاوت که پراکندگی داده‌های شیل اندکی بیشتر است.



شکل ۱-۲. نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی برای شیل (ویلیامز، ۱۹۹۰).

از دیدگاه تئوری، جانشینی آب توسط سیالات با تراکم‌پذیری بیشتر در ماسه سنگ‌ها باعث افزایش

Δt_p می‌شود درحالی‌که Δt_s بصورت جزئی کاهش می‌یابد. زمانی که کاهش زیاد $\frac{V_p}{V_s}$ در ماسه‌های دارای

¹ Spontaneous Potential

هیدروکربن با ماسه‌های آبدار در Δt_s یکسان مقایسه شود نقاط حاوی هیدروکربن نسبت به نقاط آبدار معادل، پایین و سمت راست خط برازش شده بر شکل نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی، قرار می‌گیرند (زیر خط رگرسیون). برای تعیین اینکه زمان عبور موج برشی (S) و تراکمی (P) اندازه‌گیری شده یک بازه مربوط به ماسه آبدار است یا هیدروکربن‌دار به شرح زیر عمل می‌شود (ویلیامز، ۱۹۹۰):

- اگر $\Delta t_s > 130 \mu s$ باشد، انجام عملیات متوقف می‌شود چون سازند به خوبی سخت شده و الگوریتم پاسخ قابل اطمینان به ما نمی‌دهد.

- $\frac{V_p}{V_s}$ محاسبه می‌شود.

- حداقل $\frac{V_p}{V_s}$ ناحیه آبدار که معادل حداقل $\frac{V_p}{V_s}$ بین ماسه و شیل است محاسبه می‌شود.

- اگر نسبت سرعت موج تراکمی به برشی اندازه‌گیری شده کمتر از حداقل نسبت سرعت در بخش دارای آب باشد، آنگاه این نقطه دارای پتانسیل هیدروکربن هست.

- اگر نسبت سرعت موج تراکمی به برشی اندازه‌گیری شده بیشتر از حداقل نسبت سرعت در بخش دارای آب باشد، آنگاه این نقطه مربوط به بخش آبدار است.

الگوریتم‌ها و روش‌های معرفی شده فوق محدودیت‌هایی دارند که به شرح زیر می‌باشند:

- تنها در سنگ‌های آواری قابل استفاده هستند.
- این الگوریتم‌ها تنها وجود هیدروکربن را نشان می‌دهند و نمی‌توان با استفاده از آن‌ها میزان کمی هیدروکربن را تعیین کرد.
- درجه سیمان‌شدگی روی پاسخ الگوریتم تأثیرگذار است. اگر $\Delta t_s > 130 (\mu s)$

ناهنجاری قابل تشخیصی از $\frac{V_p}{V_s}$ در زون حاوی هیدروکربن مشاهده نمی‌شود. سیمان آهکی سبب

افزایش $\frac{V_p}{V_s}$ و کاهش کارایی الگوریتم می‌شود.

کریف و همکارانش^۱ (۱۹۹۰) ابتدا سازند را متشکل از یک نوع جامد و سیال در نظر گرفتند و نشان دادند که در سازندهای تمیز، یک ارتباط خطی بین مربع سرعت موج تراکمی (V_p^2) و مربع سرعت موج برشی (V_s^2) جود دارد. زمانی که لیتولوژی ساده باشد، از نمودار آن‌ها برای شناسایی سیال و لیتولوژی می‌توان استفاده کرد. این نمودار محور V_p^2 را در نقطه V_{pfl}^2 (مربع سرعت سیال) قطع می‌کند که در هر لیتولوژی، برای سیالات مختلف مقادیر متفاوتی را نشان می‌دهد.

از آنجا که میزان شیب نمودار برای کوارتز کمتر از شیب نمودار برای آهک و دولومیت است، می‌توان ماسه سنگ و کربنات را به راحتی تفکیک کرد.

شیوما و همکاران^۲ (۱۹۹۷) بیان کرد که کاهش سرعت امواج صوتی به نوع سیال درون سازند وابسته است و این حساسیت در ماسه‌های سخت نشده و در حضور گاز بیشتر است. با افزایش میزان سخت-شدگی، اثر سیال کاهش می‌یابد. نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج تراکمی برای لایه‌های تولید کننده نفت، گاز، آب، لایه‌های خشک و تخلیه شده با یکدیگر تفاوت دارد. به کمک خطی که به صورت تئوری اشباع صد درصد آب را نشان می‌دهد، می‌توان لایه‌های آبدار و نفت‌دار را از لایه‌های دارای گاز جدا کرد.

چارداک^۳ (۲۰۰۳) بیان کرد که روند نسبت سرعت موج تراکمی به برشی برای ماسه اشباع از آب شور، آب تازه (شیرین) و نفت متفاوت است. وی به کمک رابطه (۱-۶) زمان عبور موج تراکمی را بر

¹ Kreif

² Schiuma

³ Chardac

حسب زمان عبور موج برشی محاسبه کرد و با مقایسه این زمان با زمان ثبت شده شاخص دیگری برای هیدروکربن معرفی کرد. او اثر سله گل^۱ در شوری‌های مختلف را بررسی کرد و نشان داد که زمانی که شوری زیاد شود نسبت سرعت موج تراکمی به برشی زیاد شده که این اثر در ماسه با تخلخل بالا آشکارتر است. تغییر دما و فشار باعث کاهش اثر نوع گاز می‌شود و در ماسه‌های خشک، امواج صوتی پاسخ مشابهی با ماسه دارای گاز می‌دهند.

در سنگ‌های کربناته خشک $\frac{V_p}{V_s}$ با تخلخل کاهش می‌یابد ولی در سنگ دارای آب، ابتدا کاهش و سپس افزایش داشته و از اختلاف این دو می‌توان برای شناسایی هیدروکربن استفاده کرد. در سنگ‌های کربناته زمانی از این روش می‌توان استفاده کرد که متخلخل باشد. از جمله محدودیت‌های این روش این است که در تخلخل ۱۰-۱۵ درصد، تشخیص اثر تراکم‌پذیری سیال درون سازند روی زمان عبور موج تراکمی سخت است.

$$\Delta t_c = A_0 + A_1 \Delta t_s - A_2 \Delta t_s^2 + A_3 \Delta t_s^3 - A_4 \Delta t_s^4 \quad (۶-۱)$$

قوش و نارایان^۲ (۲۰۰۶) طی مطالعه‌ای نشان دادند که می‌توان از نگار تخلخل نوترون - زمان عبور موج صوتی برای شناسایی گاز استفاده کرد.

هامادا^۳ (۲۰۰۷) بیان کرد که با افزایش میزان هیدروکربن سبک سرعت موج تراکمی کم و سرعت موج برشی زیاد می‌شود و $\frac{V_p}{V_s}$ به تغییر نوع سیال پاسخ بهتری می‌دهد. هر چه سنگ چگال‌تر باشد به دلیل تأثیر زیاد روی ضریب الاستیک، سرعت بیشتر می‌شود. وی بیان کرد که به کمک رابطه گسمن می‌توان ضریب بالک و به تبع آن زمان عبور موج تراکمی را برای سه حالت اشباع کامل آب، نفت و گاز محاسبه

¹ Mud cake

² Ghosh and Narayan

³ Hamada

کرد و از مقایسه آن‌ها با زمان ثبت شده، سیال درون حفره را به صورت کیفی تعیین کرد. لان و همکاران^۱ (۲۰۱۱) بیان کردند که نسبت ضریب بالک به برشی در ماسه سنگ تمییز ثابت و در ماسه شیلی متغیر است. ابتدا باید نسبت ضریب بالک سنگ خشک به ضریب برشی سنگ $(\frac{K_{dry}}{\mu})$ در زون دارای آب کالیبره شود تا بتوان بین این نسبت و محتوای شیل ارتباط برقرار کرد سپس از این ارتباط برای محاسبه ضریب بالک سیال و میزان اشباع گاز در ناحیه مورد نظر استفاده کرد. در صورتیکه تخلخل صفر باشد، این نسبت $(\frac{K_{dry}}{\mu})$ با نسبت ضریب بالک ماتریکس سنگ به ضریب برشی سنگ $(\frac{K_{ma}}{\mu})$ برابر است. آن‌ها برای این نسبت $(\frac{K_{dry}}{\mu})$ میزان ۰/۹ را در نظر گرفتند و سرعت موج تراکمی را برای سه حالت اشباع آب، گاز و نفت محاسبه و با سرعت ثبت شده مقایسه کردند. از آنجا که رس سبب افزایش نسبت $\frac{K_b}{\mu}$ می‌شود، باید نسبت به رس تصحیح شود. آن‌ها نشان دادند که بین این نسبت و محتوای شیل یک ارتباط خطی وجود دارد و با اعمال این ارتباط خطی بر روی داده‌های مورد نظر، پتانسیل نواحی دارای گاز را مشخص نمودند. از معایب این روش این است که در تخلخل بالا (۲۰ درصد) پاسخ خوبی می‌دهند، ضرایب بالک و برشی با نوع شیل، نحوه توزیع شیل، سیمان‌شدگی و درصد شیل تغییر می‌کنند و در لیتولوژی پیچیده نیز قابل استفاده نیست. جین و همکاران^۲ (۲۰۱۲) از نمودارهای نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج تراکمی و نمودار ضریب پواسون در مقابل چگالی برای شناسایی هیدروکربن سبک استفاده کرد.

۵-۱- فیزیک سنگ

مدل فیزیک سنگ نقش مهمی در توصیف لرزه‌نگاری مخزن دارد (میثاقی و همکاران^۳، ۲۰۱۰). امروزه

^۱ Lan

^۲ Jain

^۳ Misaghi

روابط توسعه یافته در مورد فیزیک سنگ به عنوان روشی مناسب برای دسترسی به این رفتارها شناخته می‌شوند. اولین مرحله از شناخت رفتار الاستیک، تعیین مدل فیزیک سنگ است (ماهباز و معماریان^۱، ۲۰۱۲).

در سال‌های اخیر، مطالعه سنگ‌های کربناته به دلیل اینکه برخی مخازن بزرگ نفتی و گازی در جهان را شامل می‌شوند، اهمیت زیادی یافته است (آدام و همکاران^۲، ۲۰۰۶). مدل فیزیک سنگ مناسب برای مخازن ماسه سنگی تفاوت آشکاری با مخازن کربناته دارد. چندین تئوری برای مقایسه خواص الاستیک سنگ در حالت اشباع و خشک وجود دارد (میثاقی و همکاران، ۲۰۱۰).

از روش جانشینی سیال، برای مدل کردن خواص الاستیک سنگ، زمانی که با سیالات مختلف اشباع شده باشد، می‌توان استفاده کرد (ماو کو و همکاران، ۲۰۰۹؛ اسمیت و همکاران، ۲۰۰۳). جانشینی سیال در کربنات‌ها نسبت به سنگ‌های آواری به دو دلیل زیر سخت‌تر است (فنگ و همکاران^۳، ۲۰۱۴):

۱- عدم قطعیت مدل فیزیک سنگ در کربنات‌ها که نیازمند تعیین دقیق ضرایب ماتریکس سنگ کربناته است.

۲- پیچیدگی سیستم فضای خالی کربنات‌ها که سبب سخت شدن مدل‌سازی سیستم حفرات شده است. در نتیجه دسترسی به تغییرات خواص الاستیک سنگ، زمانی که سیال درون حفرات تغییر می‌کند، سخت است.

اولین مدل ارائه شده در مبحث فیزیک سنگ، مدل گسمن می‌باشد که برای ماسه سنگ‌ها و برای فرکانس پایین پاسخگو بود زیرا در این مدل هندسه حفرات که در کربنات‌ها پارامتر مؤثری می‌باشد، در نظر گرفته نمی‌شود (گسمن، ۱۹۵۱). پس از گسمن، بایوت، مدلی ارائه داد که در ماسه سنگ‌ها و برای

¹ Mahbaz and Memarian

² Adam

³ Feng

تمام فرکانس‌ها قابل استفاده بود (بایوت، ۱۹۵۶). کاستر و تاکسوز^۱ (۱۹۷۴) مدلی ارائه دادند که هندسه فضای خالی^۲ و نوع تخلخل را در نظر می‌گرفت. در سال ۱۹۹۲، بریمن براساس تئوری محیط مؤثر که توسط نوریس^۳ در سال ۱۹۸۵ ارائه شد، مدل محیط مؤثر تفاضلی (DEM^4) را ارائه داد؛ که در این مدل همانند مدل کاستر و تاکسوز، نوع تخلخل و ضریب هندسه حفرات در نظر گرفته می‌شود (سان و همکاران^۵، ۲۰۱۲). از آنجا که هندسه حفرات، بر روی نتایج حاصل در سنگ‌های کربناته تأثیر گذار است تئوری بایوت -گسمن با حذف ضریب بالک برای حالت سنگ خشک، نیاز به تعیین این ضریب را در بحث جانشینی سیال برطرف می‌کند. ماوکو و همکاران (۱۹۹۵) با ارائه مدول موج $P(M)$ ، نیاز به تعیین سرعت موج برشی که نگار آن معمولاً دارای خطا می‌باشد را برطرف کردند. برای بررسی کاربرد معادله گسمن در کربنات‌ها و دولومیت‌ها، اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی در فرکانس فوق صوتی^۶ (۰/۸ مگاهرتز) توسط محققین مختلف (وانگ و همکاران^۷، ۱۹۹۱؛ ماریون^۸ و جیزبا، ۱۹۹۷؛ وانگ، ۲۰۰۰؛ بیچل و همکاران^۹، ۲۰۰۵ و روگن و همکاران^{۱۰}، ۲۰۰۵) انجام شد که در بسیاری از موارد، برای نمونه‌های اشباع از آب و نفت رابطه گسمن سرعت را کمتر از مقدار حقیقی و در تعداد کمی از نمونه‌ها سرعت را بیشتر از مقدار حقیقی تخمین می‌زند (آدام و همکاران، ۲۰۰۶).

وانگ و همکاران (۲۰۰۹) با مقایسه سه مدل گسمن، تاکسوز و کاستر و معادله زمان متوسط وایلی بر روی سرعت محاسبه شده در یک مخزن کربناته نتیجه گرفتند که معادله کاستر و تاکسوز نسبت به دو روش دیگر پاسخ بهتری می‌دهد. ایرادی که در مدل کاستر و تاکسوز وجود دارد این است که این

¹ Kuster and Toksoz

² Pore aspect ratio

³ Norris

⁴ Differential Effective Medium

⁵ Sun

⁶ P Wave Modulus

⁷ Ultra Sonic

⁸ Wang

⁹ Marion and Jizba

¹⁰ Baeachle

¹¹ Rogen

مدل در فرکانس خیلی بالا کاربرد داشته و به تمرکز پراکنده حفرات^۱ محدود است.

میثاقی و همکاران (۲۰۱۰)، با به کار گیری سه مدل گسمن، سازگاری خود به خودی (S.C)^۲ و DEM در یک مخزن کربناته در ایران نشان دادند که مدل DEM پاسخ بهتری نسبت به دو مدل دیگر می‌دهد. در همین سال پاولا و همکارانش^۳ برای بررسی قابل استفاده بودن مدل گسمن در سنگ‌های کربناته، ضرایب الاستیک حاصل از مدل گسمن را با ضرایب به دست آمده از نگارهای صوتی و چگالی مقایسه کردند و نشان دادند که مدل گسمن نه تنها در ماسه سنگ‌ها، بلکه در سنگ‌های کربناته نیز قابل استفاده است (پاولا و همکاران، ۲۰۱۰).

جیانگ و همکاران^۴ (۲۰۱۱، ۲۰۱۲) روشی برای مدل‌سازی سنگ کربناته و فاکتور هندسه حفرات برای تعیین تغییرات هندسه حفرات بر مبنای تئوری گسمن و ایشلیبی و والش ارائه دادند (فنگ و همکاران، ۲۰۱۴).

سان و همکاران (۲۰۱۲) با ترکیب دو مدل گسمن و DEM، مدل DEM- Gassmann را ارائه دادند. در این مدل همانند مدل DEM ابتدا یک سنگ ایده آل در نظر گرفته می‌شود و مرحله به مرحله انواع تخلخل به آن اضافه می‌شود و سپس سیال را به آن اضافه نموده تا در نهایت به حالت واقعی برسیم (سنگ دارای تخلخل حاوی سیال می‌باشد). علی مرادی و همکاران^۵ (۲۰۱۴) با استفاده از الگوریتم ژنتیک ضربی برای تعیین ضریب بالک سنگ در حالت خشک محاسبه نمودند که تابع هندسه حفرات بود و منجر به بهبود کاربرد معادله گسمن در مخازن کربناته شد.

¹ Dilute concentration of the pores

² Self- consistent

³ Paula

⁴ Jiang

⁵ Alimoradi

۶-۱- هدف و ضرورت تحقیق

با توجه به اینکه در میدان مورد مطالعه از نگارهای صوتی برای شناسایی سیالات استفاده نشده است، در این مطالعه نگارهای صوتی و سایر نگارهای چاهپیمایی برای جداسازی گاز از آب و نفت مورد استفاده قرار می‌گیرند. بررسی اثر سیال بر روی پاسخ لرزه‌ای طی جانشینی سیال، نیازمند تعیین مدل فیزیک سنگ مناسب می‌باشد. از این رو باید با مقایسه مدل‌های فیزیک سنگ مختلف، مدل مناسب را تعیین کرده و سپس جانشینی سیال برای مقادیر مختلف اشباع از سیالات انجام شود. در پایان نیز جهت بررسی اثر تغییر سیال بر روی پاسخ لرزه‌ای، انجام مدل‌سازی لرزه‌ای ضرورت دارد.

در این تحقیق هدف جداسازی گاز از آب و نفت با استفاده از نگار صوتی (سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی) و نگار چگالی، مقایسه مدل‌های فیزیک سنگ و تعیین مدل فیزیک سنگ مناسب، جانشینی سیال و مدل‌سازی لرزه‌ای می‌باشد.

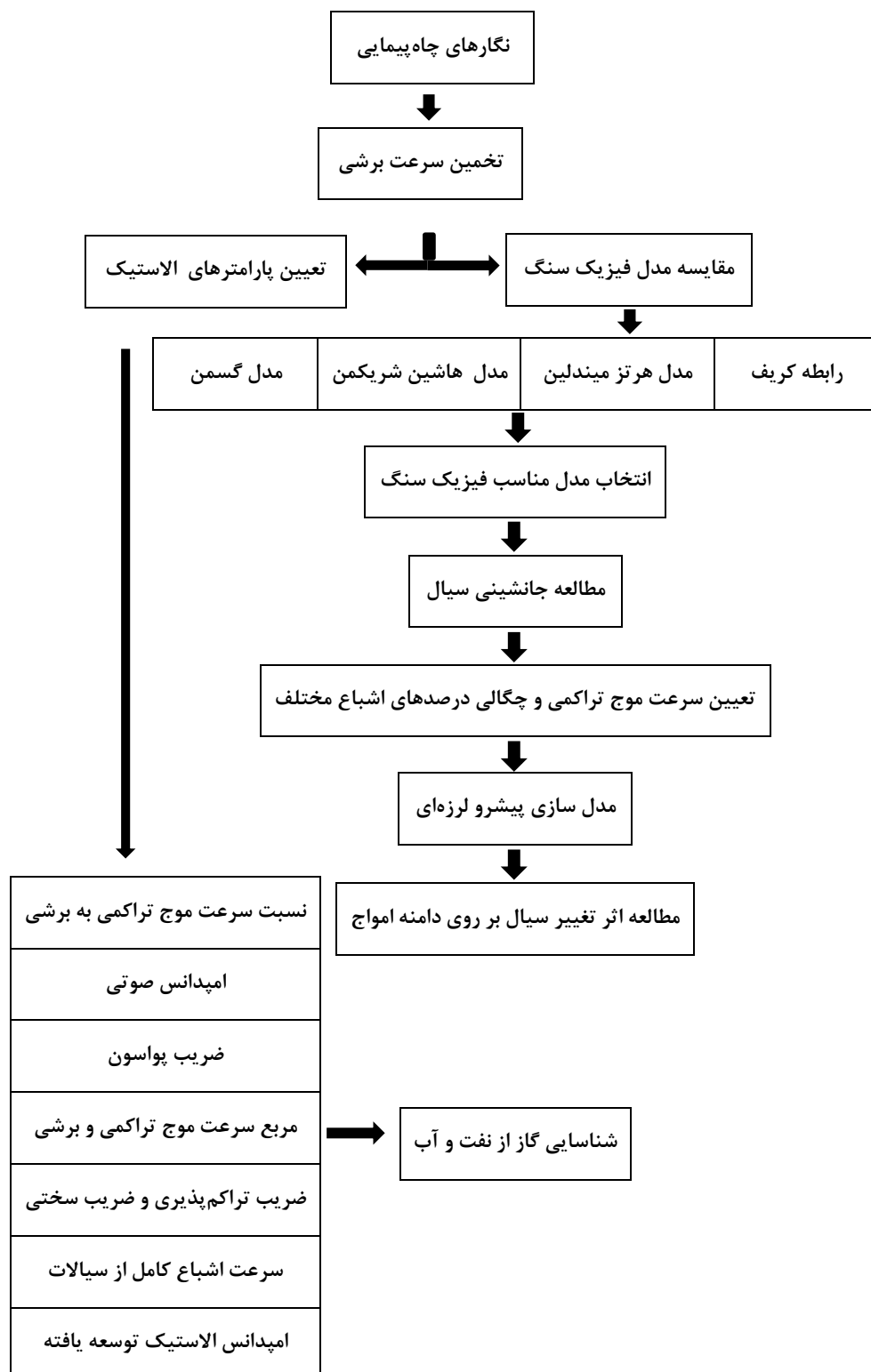
۷-۱- روش تحقیق

در ابتدا با توجه به اینکه اطلاعات سرعت موج برشی صرفاً برای یک چاه در دسترس می‌باشد، از این رو مقدار آن برای چاه‌های دیگر با روش مناسبی تخمین زده می‌شود. در مرحله بعد با استفاده از اطلاعات نگارهای چگالی، سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی پارامترهایی نظیر نسبت سرعت موج تراکمی به برشی، امپدانس صوتی، ضریب پواسون، مربع سرعت موج تراکمی، مربع سرعت موج برشی، ضریب تراکم‌پذیری، ضریب سختی، سرعت سیال برای حالت اشباع کامل از سیالات و امپدانس الاستیک توسعه یافته تعیین می‌شود. در ادامه با انجام تحلیل‌های لازم مشخص می‌شود که کدامیک از روش‌ها بهترین جدایش را بین گاز با آب و نفت ایجاد می‌کند. پس از آن به مقایسه مدل‌های فیزیک

سنگ گسمن، هاشین شریکمن^۱، هرتز میندلین^۲ و رابطه کریف پرداخته تا بتوان مدل فیزیک سنگ مناسب را جهت جانیشینی سیال تعیین کرد. در مرحله آخر نیز از جانیشینی سیال استفاده کرده و سرعت موج تراکمی و چگالی برای درصدهای اشباع مختلف تعیین می‌شود و با استفاده از مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای به بررسی اثر تغییر سیال بر روی پاسخ لرزه‌ای (دامنه امواج) پرداخته می‌شود. در شکل (۱-۳) مراحل مختلف مطالعه نشان داده شده است.

¹ Hashin Shtrikman

² Hertz- Mindlin



شکل ۱-۳. مراحل مختلف تحقیق.

۸-۱- ساختار پایان نامه

این پایان نامه به لحاظ ساختاری در پنج فصل تنظیم و نگارش شده است. در فصل اول به بیان کلیاتی از کار، مروری بر کارهای گذشته و هدف مطالعه پرداخته شده است. در فصل دوم اصول و مبانی روش های مورد استفاده به طور خلاصه ذکر گردیده است. در فصل سوم درباره زمین شناسی منطقه، مخزن مورد مطالعه و داده های مورد استفاده بحث شده است. در فصل چهارم نیز، مشخصات کار در سه بخش شناسایی سیال (گاز)، تعیین مدل فیزیک سنگ برای جانشینی سیال و مدل سازی لرزه ای ارائه گردیده است. در نهایت در فصل پنجم، نتایج حاصله به همراه پیشنهادهایی جهت بهبود کار ذکر گردیده است.

فصل دوم

مبانی تئوری روش های مورد استفاده

۲-۱- مقدمه

در این فصل با توجه به هدف مطالعه در ابتدا به طور مختصر درباره انواع نگارهای صوتی، پارامترهای الاستیک و ارتباط آن‌ها با نگار صوتی، مطالبی آورده شده است. در ادامه تئوری و روابط ریاضی مدل‌های فیزیک سنگ مورد استفاده در این تحقیق شامل مدل گسمن، مدل هاشین شریکمن و مدل هرتز میندلین بیان می‌شوند. در گام آخر به بیان اصول مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای پرداخته می‌شود.

۲-۲- نگار صوتی

تمام نگارهایی که به ثبت پارامترهای مرتبط با حرکت امواج صوتی در سازند می‌پردازند، در یک گروه تحت عنوان نگار صوتی دسته‌بندی می‌شوند (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۹). سیگنال صوتی پس از انتشار و عبور از سازند اطراف دیواره چاه توسط گیرنده‌ها ثبت می‌شود. ابزارهای اندازه‌گیری به طور معمول زمان عبور موج تراکمی و برشی را ثبت می‌کنند (الیس و سینگر^۱، ۲۰۰۷).

۲-۳- تئوری امواج صوتی

چندین نوع موج صوتی وجود دارد که هر کدام با نوع خاصی از حرکت ذرات مشخص می‌شوند و در زیر به طور خلاصه به آن‌ها اشاره می‌شود.

۲-۳-۱- امواج عمقی^۲

الف- امواج تراکمی (طولی)

^۱ Ellis and Singer

^۲ Body waves

امواج تراکمی نوع خاصی از امواج طولی هستند که گاهی تحت عنوان امواج فشارشی^۱ نیز نامیده می‌شوند. جهت انتشار این امواج، به موازات جهت جابجایی ذرات است. سرعت انتشار آن در مقایسه با سایر امواج بیشتر بوده و تنها موجی است که از سیالات عبور می‌کند (سرا^۲، ۲۰۰۴)

ب- امواج برشی (عرضی)

امواج برشی نوع خاصی از امواج عرضی هستند که جهت انتشار آن‌ها عمود بر جهت جابجایی ذرات است. مواد جامد به دلیل سختی‌شان می‌توانند در مقابل امواج برشی مقاومت نمایند و این مقاومت باعث لغزش دو بخش از یک توده نسبت به هم می‌شود. این در حالی است که سیالات (گازها و مایعات) به دلیل نداشتن سختی لازم در مقابل برش نمی‌توانند مقاومت کنند، لذا این امواج در سیالات منتشر نمی‌شوند (موحد، ۱۳۷۱).

۲-۳-۲- امواج سطحی

این امواج در سطح و در لایه‌ای که ضخامت آن حدوداً معادل طول موج است فرستاده می‌شوند و به انواع امواج ریلی^۳، لاو^۴، مزدوج^۵، هیدرودینامیک^۶ و استونلی^۷ تقسیم می‌شوند. لازم به ذکر است که در ابزار دوقطبی برشی علاوه بر نگار امواج تراکمی و امواج برشی، نگار موج استونلی نیز ثبت می‌شود. برای جزئیات بیشتر در این مورد می‌توان به منابعی همچون رضایی و چهارازی (۱۳۸۹)، الیس و سینگر (۲۰۰۷) سرا (۲۰۰۴) مراجعه کرد.

¹ Pressure Wave

² Serra

³ Rayleigh Wave

⁴ Love Wave

⁵ Coupled Wave

⁶ Hydrodynamic Wave

⁷ Stonely Wave

۴-۲- خواص الاستیک و ارتباط با سرعت امواج

پارامترهای الاستیک ویژگی‌هایی هستند که توانایی یک توده سنگ برای مقاومت در برابر تغییر شکل پایدار را زمانی که به آرامی تغییر شکل می‌یابند، توصیف می‌کنند. تمام جامدات از جمله سنگ‌ها در غالب موارد از قانون هوک یعنی متناسب بودن تنش و کرنش تبعیت می‌کنند.

۴-۲-۱- مدول یانگ^۱

مدول یانگ بیانگر نسبت تنش تک محوره^۲ (σ) به کرنش تک محوره^۳ (δ) در یک کشش یا فشارش ساده است. با استفاده از قانون هوک میزان افزایش طول (ΔL)، متناسب با نیروی اعمال شده است. تنش به صورت نیروی اعمال (F) شده بر واحد سطح (A) تعریف می‌شود و مدول یانگ ثابتی است که تنش را به کرنش یا تغییر طول در جهت تنش مرتبط می‌کند (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۹).

$$E = \frac{\frac{F}{A}}{\frac{\Delta L}{L}} = \frac{\sigma}{\delta} \quad (۱-۲)$$

۴-۲-۲- نسبت پواسون^۴

نسبت کرنش عرضی (جانبی) به کرنش محوری در حالت تنش تک محوره، ضریب پواسون نامیده می‌شود (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۹).

$$\nu = \frac{\varepsilon_{xx}}{\varepsilon_{zz}} \quad \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \sigma_{xy} = \sigma_{xz} = \sigma_{yz} = 0 \quad (۲-۲)$$

^۱ Young Modulus

^۲ Stress

^۳ Strain

^۴ Poisson Ratio

نسبت پواسون (ν) و مدول یانگ دو پارامتر لازم برای مشخص کردن خواص الاستیکی مواد همگن و ایزوتروپ هستند.

۲-۴-۳-مدول بالک^۱

این مدول بیانگر نسبت تنش به تغییرات حجمی بوده و تراکم‌ناپذیری ماده را نشان می‌دهد و در واقع عکس تراکم‌پذیری است (ماو کو و همکاران، ۲۰۰۹).

$$K = \frac{P}{\frac{\Delta V}{V}} \quad (۳-۲)$$

۲-۴-۴-مدول برشی^۲

نسبت تنش برشی (τ) به کرنش برشی (γ) را مدول برشی تعریف می‌کنند (سرا، ۲۰۰۴).

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad (۴-۲)$$

۲-۴-۵-مدول موج تراکمی^۳

این مدول را نسبت تنش محوری به کرنش محوری زمانی که محور کرنش تک محوری^۴ باشد، تعریف می‌کنند (ماو کو و همکاران، ۲۰۰۹).

$$M = K + \frac{4\mu}{3} \quad (۵-۲)$$

^۱ Bulk modulus

^۲ Shear Modulus

^۳ P-Wave Modulus

^۴ Uniaxial strain axis

۲-۴-۶- ضریب لامه

این ضریب تعریف فیزیکی مستقل ندارد و در موادی که ضریب پواسون برابر 0.25 باشد، این ضریب برابر با ضریب (مدول) برشی می‌باشد (زوباک^۱، ۲۰۰۷).

جدول ۱-۲ ارتباط بین ضرایب الاستیک و سرعت موج تراکمی و برشی را نشان می‌دهد. که در آن ρ چگالی، V_p سرعت موج تراکمی، V_s سرعت موج برشی، λ ضریب لامه، μ ضریب برشی، K ضریب بالک، E مدول یانگ و ν ضریب پواسون می‌باشند.

جدول ۱-۲. روابط بین ثابت‌های الاستیک و سرعت موج تراکمی و برشی (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۹).

	E, σ	K, μ	μ, λ	ρ, V_p, V_s
Lame, λ	$\frac{E\nu}{(1-\nu)(1+\nu)}$	$\frac{3K-2\mu}{3}$	λ	$\rho(V_p^2 - 2V_s^2)$
Shear, μ	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	μ	μ	ρV_s^2
Young, E	E	$\frac{9K\mu}{\mu+3K}$	$\frac{\mu(3\lambda+2\mu)}{\mu+\lambda}$	$\frac{\rho V_s^2(3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$
Bulk, K	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	K	$\lambda + \frac{2\mu}{3}$	$\rho(V_p^2 - \frac{4V_s^2}{3})$
Poisson, ν	ν	$\frac{3K-2\mu}{2(\mu+3K)}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+\mu)}$	$\frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$
V_p^2	$\frac{E(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{K + \frac{4\mu}{3}}{\rho}$	$\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}$	V_p^2
V_s^2	$\frac{E}{\rho 2(1+\nu)}$	$\frac{\mu}{\rho}$	$\frac{\mu}{\rho}$	V_s^2

¹ Zobak

۲-۵- امپدانس صوتی

بنا به تعریف، امپدانس صوتی حاصل ضرب چگالی ماده در سرعت ماده برای موج صوتی می‌باشد (سرا، ۲۰۰۴).

$$AI = V * \rho \quad (2-6)$$

۲-۶- ضریب انعکاس^۱

در مورد موجی که به صورت قائم (۹۰ درجه) به سطحی برخورد می‌کند، این ضریب را نسبت انرژی بازتاب شده به انرژی برخورد کننده بر سطح تعریف می‌کنند (سرا، ۲۰۰۴).

$$R_c = \frac{V_2 \rho_2 - V_1 \rho_1}{V_2 \rho_2 + V_1 \rho_1} \quad (2-7)$$

زمانی که زاویه برخورد مقدار غیر از ۹۰ درجه باشد، مقدار ضریب بازتاب به زاویه حدی (i) و سرعت موج در دو محیط (V_1, V_2) بستگی دارد.

۲-۷- اصول اندازه‌گیری نگار صوتی

در ابزارهای صوتی متداول از یک فرستنده و دو گیرنده استفاده می‌شود. فرستنده تحت تأثیر یک میدان الکترومغناطیسی که از سطح کنترل می‌شود موج صوتی با فرکانسی در حدود ۲۰-۴۰ کیلوهرتز ایجاد می‌کند. نگار صوتی به بیان ساده ثبت زمان لازم برای عبور صوت از یک فوت سازند در مقابل عمق است که به نام زمان عبور (Δt) خوانده شده و عکس سرعت است. زمان عبور یک سازند تابع لیتولوژی و تخلخل آن است که این مسئله آن را به ابزاری مفید برای اندازه‌گیری تخلخل تبدیل کرده

¹ Reflection Coefficient

است. نگار صوتی همراه با بسیاری از نگارها رانده می‌شود. در گیرنده نیز از همین ابزار استفاده می‌شود با این تفاوت که در گیرنده رسیده‌های امواج صوتی یک سیگنال الکتریکی ایجاد می‌کنند که به سطح منتقل می‌شود. مدت زمان ساطع شدن انرژی صوتی کوتاه است، اما این کار ۲۰-۶۰ بار ثانیه تکرار می‌شود (سرا، ۲۰۰۴).

۲-۷-۱- ابزار دو قطبی برشی (DSI^1)

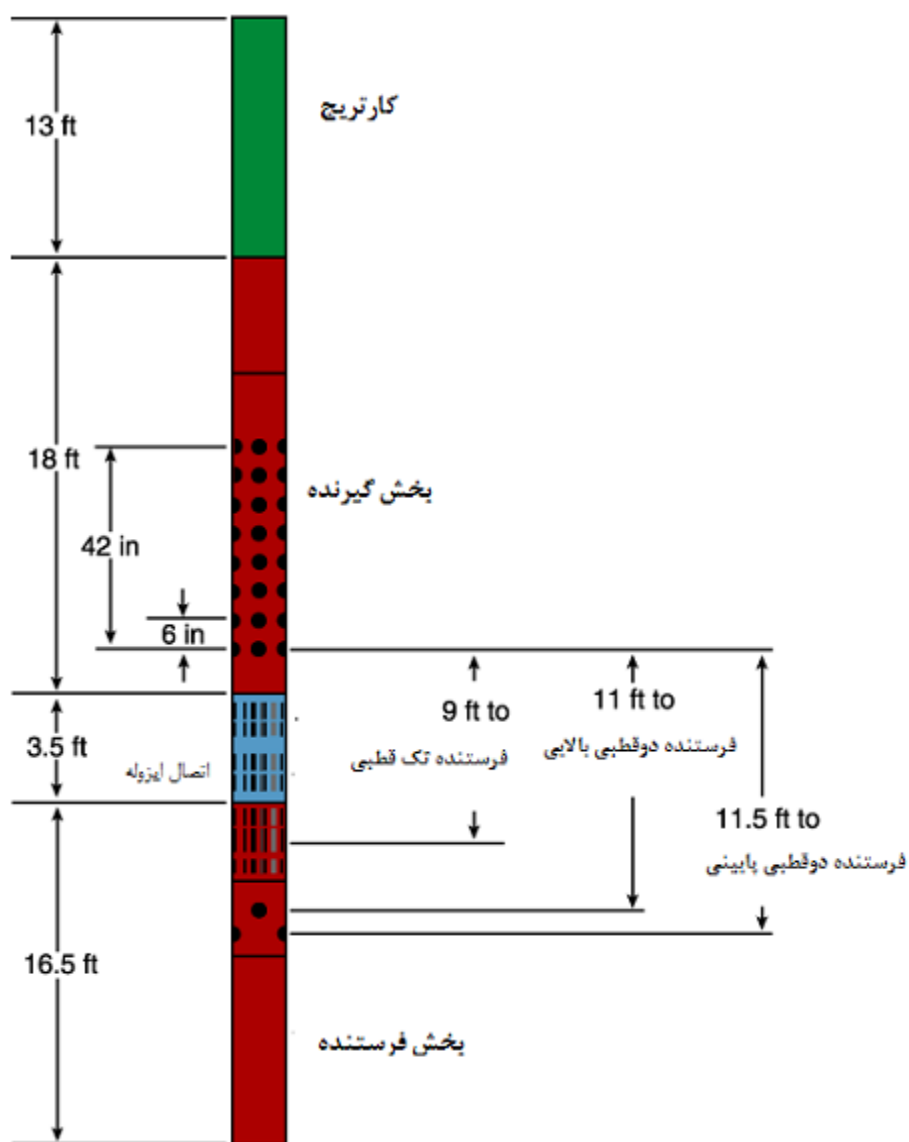
ابزار DSI تکنولوژی جدید دو قطبی را با آخرین و پیشرفته‌ترین تکنولوژی تک قطبی در یک سیستم واحد ترکیب می‌کند و بهترین روش موجود امروزی را برای به دست آوردن زمان عبور امواج تراکمی، برشی و استونلی ارائه می‌دهد. تکنولوژی دو قطبی اجازه می‌دهد تا مقادیر موج‌های برشی حفره چاه به همان نحو که در سازندهای دارای سنگ‌های سخت ایجاد می‌شود در سازندهای نرم نیز به وجود آید. به دلیل محدودیت ناشی از فیزیک حفره چاه، ابزارهای تک قطبی فقط می‌توانند سرعت‌های برشی را که از سرعت سیال حفره چاه یا فقط در سنگ‌های سخت سریع‌تر می‌باشند، ردیابی کنند. ابزارهای دو قطبی بر این حد سرعت سیال غلبه می‌کنند (شلومبرژه، ۲۰۰۰).

ابزار DSI یک ابزار چند گیرنده‌ای با آرایه خطی از هشت جایگاه گیرنده، یک فرستنده تک قطبی و دو فرستنده دو قطبی می‌باشد. آرایه گیرنده‌ها نمونه‌های فاصله‌دار بیشتری از میدان موج منتشر شده را برای آنالیز کامل موج ارائه می‌دهد. آرایش فرستنده به نحوی است که اندازه‌گیری اجزاء موج منتشر شده در سازند را با عمق نفوذ بیشتر میسر می‌سازد (شلومبرژه، ۲۰۰۰).

علاوه بر این، خصوصیات جدید تکنولوژی دو قطبی، برای بکارگیری سرعت امواج استونلی از یک پالس انرژی تک قطبی با فرکانس پایین برای بدست آوردن بالاترین کیفیت مقادیر موج استونلی استفاده می‌شود. نفوذپذیری به دست آمده از امواج استونلی برای ارزیابی شکاف‌ها و همچنین بررسی میزان عمق

¹ Dipole Shear Imager Tools

آن در داخل سازند مورد استفاده می‌باشد (شلومبرژه، ۲۰۰۰). در شکل (۱-۲) نمونه‌ای از ابزار دوقطبی برشی را می‌توان مشاهده کرد.



شکل ۱-۲. تصویری از ابزار دوقطبی برشی (سرا، ۲۰۰۴).

با توجه به گستردگی مطالب و غیر ضروری بودن بیان آن‌ها، ابزارهای اندازه‌گیری نگارهای صوتی، عوامل موثر بر نگارهای صوتی و کاربردهای آن‌ها در این بخش آورده نشده است. جهت آشنایی با این مفاهیم می‌توان به منابعی مثل رضایی و چهارزی (۱۳۸۹)، سرا (۲۰۰۴)، الیس و سینگر (۲۰۰۷) مراجعه نمود.

۲-۸- فیزیک سنگ

فیزیک سنگ تکنیک کلی، استراتژی و فرآیند کامل در اکتشاف می‌باشد که رشته‌های مختلف علوم را به هم مرتبط می‌سازد (شون^۱، ۱۹۹۶). این روش در ابتدا بین خواص فیزیکی سنگ و خواص ژئوفیزیکی اندازه‌گیری شده ارتباط برقرار می‌کند. خواص الاستیک در صنعت نفت توجهات زیادی را به خود جلب کرده است اما خواص الکتریکی، حرارتی و جریان سیال نیز دارای اهمیت می‌باشند از این رو اصطلاح خواص پتروالاستیک دقیق‌تر می‌باشد (صابری^۲، ۲۰۱۳). فیزیک سنگ، سنگ مخزن را به کمک خواص فیزیکی نظیر تخلخل، ضریب سختی، تراکم‌پذیری و خواصی که حرکت فیزیکی موج درون سنگ را تحت تأثیر قرار می‌دهد، توصیف می‌کند (دوار^۳، ۲۰۰۱). در حقیقت فیزیک سنگ بین خواص فیزیکی (سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی، ضرایب الاستیک و خواص لرزه‌ای) و خواص مخزنی (تخلخل، اشباع، فشار و ...) یک پل ارتباطی برقرار می‌کند.

تفاوت فیزیک سنگ با پتروفیزیک در این است که هدف فیزیک سنگ تعیین سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی، تعیین وضعیت تراکم سنگ و ارتباط آن‌ها با مدول‌های الاستیسیته شامل مدول حجمی و مدول برشی، تخلخل، سیال موجود در منافذ، دما، فشار و غیره به منظور تعیین سنگ‌شناسی و نوع سیال موجود در منافذ می‌باشد. اما در پتروفیزیک با استفاده از اطلاعاتی مانند نگارهای چاه‌پیمایی، مغزه و نتایج حاصل از آن می‌توان به اطلاعاتی نظیر تخلخل، اشباع‌شدگی، سطح تماس سیالات، تراوایی و زون‌بندی مخازن دست یافت (فریدونی، ۱۳۹۴).

¹ Schon

² Saberi

³ Dewar

مبحث جان‌شینی سیال، بخش مهمی از آنالیز لرزه‌ای فیزیک سنگ می‌باشد که ابزاری برای شناسایی سیال و توصیف مخزن، فراهم می‌کند. هدف از جان‌شینی سیال، مدل‌سازی خواص لرزه‌ای (سرعت لرزه‌ای) و چگالی مخزن، در شرایط داده شده مخزن (دما، فشار، شوری، تخلخل و نوع کانی‌ها) و اشباع سیال درون حفرات (۱۰۰ درصد اشباع از آب یا هیدروکربن (تنها نفت و یا تنها گاز) می‌باشد (کومار^۱، ۲۰۰۶).

پیش از مدل‌سازی سیال جدید، برای مدل‌سازی تغییر از یک نوع سیال به سیال دیگر، باید اثر سیال اولیه حذف شود. نحوه کار بدین صورت است که ابتدا سیال اولیه موجود در سنگ تخلیه و ضریب بالک و چگالی سنگ در حالت خشک محاسبه می‌شود. حال سنگ را با سیال جدید اشباع کرده و ضریب بالک و چگالی در حالت جدید تعیین می‌شود (اسمیت و همکاران، ۲۰۰۳).

در ادامه تئوری مدل‌های فیزیک سنگ که در این تحقیق مورد استفاده قرار گرفتند، بیان می‌شوند.

۲-۸-۱- تئوری گسمن

معادله گسمن ضرایب بالک سنگ را به حفرات و سیال درون حفرات، مرتبط می‌سازد. ضریب بالک سنگ در حالت اشباع از سیال برای فرکانس پایین، توسط تئوری گسمن به صورت زیر محاسبه می‌شود.

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{(1 - \frac{K_{dry}}{K_{ma}})^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1 - \phi}{K_{ma}} - \frac{K_{dry}}{K_{ma}^2}} \quad (۸-۲)$$

در این رابطه K_{sat} ، K_{ma} ، K_{fl} ، K_{dry} ، ضریب بالک سنگ اشباع، ماتریکس سنگ، سیال درون حفرات و سنگ خشک (عاری از هر گونه سیال درون حفره) و ϕ تخلخل (به صورت کسری) می‌باشند. از آنجا

¹ Kumar

که مدول برشی به سیال درون حفره وابسته نمی‌باشد، طی جانشینی سیال ثابت می‌ماند (کومار، ۲۰۰۶).

برای سیال اولیه موجود درون حفرات، مدول برشی و بالک، به کمک نگارهای صوتی و چگالی رانده شده در چاه و از رابطه زیر محاسبه می‌شوند. در مواردی که نگار چگالی قابل اطمینان نباشد، چگالی از نگار تخلخل و از معادله موازنه جرم، محاسبه می‌شود (کومار، ۲۰۰۶).

$$\mu = \rho V_s^2 \quad (۹-۲)$$

$$K = \rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2) \quad (۱۰-۲)$$

در این معادلات واحد سرعت بر حسب کیلومتر بر ثانیه، چگالی بر حسب گرم بر سانتی‌متر مکعب و ضریب بالک بر حسب گیگاپاسکال می‌باشد. برای تعیین ضریب بالک سیال جدید در شرایط مخزن، ابتدا باید برای ماتریکس سنگ، سیال درون حفرات و سنگ در حالت خشک محاسبه شود.

الف- خواص ماتریکس

برای محاسبه ضریب بالک ماتریکس سنگ، نیاز به دانستن ترکیب کانی‌شناسی سنگ که از آزمایش نمونه‌های مغزه در آزمایشگاه به دست می‌آید، است. با دانستن نوع کانی و درصد آن، به کمک رابطه ویت - رویس - هیل (^۱VRH)، ضریب بالک ماتریکس سنگ به صورت زیر محاسبه می‌شود (کومار، ۲۰۰۶).

$$K_{ma} = 0.5(K_{voigt} + K_{Reuss}) \quad (۱۱-۲)$$

$$K_{voigt} = \sum_{i=1}^n v_i K_i \quad (۱۲-۲)$$

¹ Voigt-Reuss-Hill

$$K_{Reuss} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{V_i}{K_i} \right)^{-1} \quad (۱۳-۲)$$

که در آن ν_i ، K_i ، K_{voigt} و K_{Reuss} به ترتیب درصد حجمی جزء i ام، ضریب بالک جزء i ام، ضریب بالک ویت و ضریب بالک رویس می‌باشند. چگالی ماتریکس را از رابطه میانگین حسابی چگالی کانی‌های تشکیل دهنده سنگ و یا آنالیز مغزه در آزمایشگاه به کمک رابطه (۱۴-۲) محاسبه می‌کنند (کومار، ۲۰۰۶).

$$\rho_{ma} = \sum_{i=1}^n V_i \rho_i \quad (۱۴-۲)$$

لازم به ذکر است که طی جانشینی سیال، چگالی و ضریب بالک ماتریکس سنگ ثابت می‌مانند (کومار، ۲۰۰۶). جدول زیر چگالی، سرعت امواج برشی و تراکمی و ضرایب برشی و بالک سنگ‌ها و کانی‌های حاضر در این مطالعه را نشان می‌دهد.

جدول ۲-۲. سرعت، چگالی و ضرایب الاستیک کانی‌ها (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹).

پارامتر	$V_p (km/s)$	$V_s (km/s)$	$\rho (g/cm^3)$	$K (Gpa)$	$\mu (Gpa)$
لیتولوژی					
آهک	6.64	3.44	2.71	76.8	32
دولومیت	7.34	3.96	2.87	94.9	45
انیدریت	5.64	3.13	2.98	56.1	29.1
سبیل	4.32	2.54	2.75	27.666	17.742
کوارتز	6.05	4.09	2.65	37	44

ب- خواص سیال

به کمک روابط ارائه شده توسط بالتز، ابتدا چگالی و ضریب بالک آب شور، نفت و گاز به صورت جدا محاسبه می‌شوند و در نهایت به کمک میانگین‌گیری، چگالی و ضریب بالک سیال را تعیین می‌کنند (بالتز و وانگ^۱، ۱۹۹۲).

چگالی و ضریب بالک آب شور

ضریب بالک آب شور را با دانستن چگالی و سرعت لرزه‌ای از رابطه زیر تعیین می‌کنند (بالتز و وانگ، ۱۹۹۲).

$$K_{brine} = \rho_{brine} \times V_{brine}^2 \times 10^{-6} \quad (۱۵-۲)$$

در این رابطه K_{brine} (Gpa)، V_{brine} (m/s) و ρ_{brine} (g/cc)، ضریب بالک، سرعت موج تراکمی و چگالی آب شور می‌باشند. سرعت و چگالی آب شور را می‌توان به کمک روابط زیر به دست آورد.

$$\rho_{brine} = \rho_w + 0.668S + 0.44S^2 + 10^{-6}S [300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)] \quad (۱۶-۲)$$

که در آن P فشار (مگاپاسکال)، T دما (درجه سانتی‌گراد)، S (به صورت کسری) شوری مخزن و ρ_w چگالی آب خالص (گرم بر سانتی‌متر مکعب) می‌باشند و به صورت رابطه (۱۷-۲) محاسبه می‌شود. سرعت موج تراکمی آب، برحسب متر بر ثانیه به صورت رابطه (۱۸-۲) محاسبه می‌شود.

$$\rho_w = 1 + 10(-80T - 3.3T^2 + 0.00175T^3 + 489P - 2TP + 0.016T^2P - 1.3 \times 10^{-5}TP - 0.333P^2 - 0.002TP^2) \quad (۱۷-۲)$$

¹ Batzle and Wang

$$V_{brine} = V_w + S(1170 - 9.6T + 0.055T^2 - 8.5 \times 10^{-5}T^3 + 2.6P - 0.0029TP - 0.0476P^2) + S^{1.5}(780 - 10P + 0.16P^2) - 1820S^2 \quad (18-2)$$

که در آن V_w ، سرعت موج تراکمی آب خالص بر حسب متر بر ثانیه می‌باشد و به صورت رابطه (۲-۲) محاسبه می‌شود. جدول ۲-۳، ضرایب ثابت W_{ij} را نشان می‌دهد.

$$V_w = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^4 W_{ij} T^{i-1} P^{j-1} \quad (19-2)$$

جدول ۲-۳. ضرایب برای محاسبه سرعت موج تراکمی آب خالص (بالتز و وانگ، ۱۹۹۲).

$W_{11} = 1402.85$	$W_{12} = 1.524$	$W_{13} = 3.437 \times 10^{-3}$	$W_{14} = -1.197 \times 10^{-5}$
$W_{21} = 4.871$	$W_{22} = -0.0111$	$W_{23} = 1.739 \times 10^{-4}$	$W_{24} = -1.628 \times 10^{-6}$
$W_{31} = -0.04783$	$W_{32} = 2.747 \times 10^{-4}$	$W_{33} = -2.135 \times 10^{-6}$	$W_{34} = 1.237 \times 10^{-8}$
$W_{41} = 1.487 \times 10^{-4}$	$W_{42} = -6.503 \times 10^{-7}$	$W_{43} = -1.455 \times 10^{-8}$	$W_{44} = 1.327 \times 10^{-10}$
$W_{51} = -2.197 \times 10^{-7}$	$W_{52} = 7.987 \times 10^{-10}$	$W_{53} = 5.23 \times 10^{-11}$	$W_{54} = -4.614 \times 10^{-13}$

چگالی و ضریب بالک گاز

چگالی و ضریب بالک گاز درون مخزن به فشار، دما و نوع گاز وابسته است. هیدروکربن‌های گازی ترکیبی از چندین گاز هستند و توسط چگالی مخصوص (G) که نسبت چگالی گاز به چگالی هوا در فشار یک اتمسفر و دمای ۱۵/۶ درجه سانتی‌گراد، مشخص می‌شوند (کومار، ۲۰۰۶).

$$\rho_{gas} = \frac{28.8GP}{ZR(T + 273.15)} \quad (20-2)$$

که در آن G ، چگالی مخصوص گاز بر حسب API^1 ، R ، ثابت جهانی گازها ($R = 8.314 \text{ (J / K.mol)}$) و Z ، ضریب تراکم‌پذیری گاز است که توسط رابطه زیر محاسبه می‌شود.

¹ American Petroleum Institute

$$Z = [0.03 + 0.00527(3.5 - T_{pr})^3]P_{pr} + (0.642T_{pr} - 0.007T_{pr}^4 - 0.52) + E \quad (2-21)$$

$$E = 0.109(3.85 - T_{pr})^2 \exp \left\{ -[0.45 + 8(0.56 - \frac{1}{T_{pr}})^2] \frac{P_{pr}^{1.2}}{T_{pr}} \right\} \quad (2-22)$$

در روابط فوق T_{pr} و P_{pr} دما و فشار شبه نقصانی^۱ بوده که به صورت زیر محاسبه می‌شوند.

$$T_{pr} = \frac{T + 273.15}{94.72 + 170.75G} \quad (2-23)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{4.892 - 0.4048G} \quad (2-24)$$

ضریب بالک گاز بر حسب گیگاپاسکال نیز از رابطه زیر بدست می‌آید.

$$K_{gas} = \frac{P}{(1 - \frac{P_{pr}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P_{pr}})_T} \frac{\gamma_0}{1000} \quad (2-25)$$

$$\gamma_0 = 0.85 + \frac{5.6}{2 + P_{pr}} + \frac{27.1}{(3.5 + P_{pr})^2} - 8.7 \exp[-0.65(1 + P_{pr})] \quad (2-26)$$

$$(\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}})_T = 0.03 + 0.00527(3.5 - T_{pr})^3 + 0.109(3.85 - T_{pr})^2 F \quad (2-27)$$

$$F = -1.2 \frac{P_{pr}^{0.2}}{T_{pr}} [-0.45 + 8(0.56 - \frac{1}{T_{pr}})^2] \exp \left\{ -[0.45 + 8(0.56 - \frac{1}{T_{pr}})^2] \frac{P_{pr}^{1.2}}{T_{pr}} \right\} \quad (2-28)$$

چگالی و ضریب بالک نفت

¹ Pseudo Reduced Temperature and Pressure

نفت دارای مقادیری گاز حل شده می‌باشد که نسبت گاز حل شده در نفت (GOR^1)، آن را مشخص می‌کند. مشابه گاز، چگالی و ضریب بالک در نفت نیز تابع دما، فشار، GOR و نوع نفت می‌باشد. سرعت و چگالی نفت به کمک روابط زیر محاسبه می‌شوند (کومار، ۲۰۰۶).

$$\rho_{oil} = \frac{\rho_s + (0.00277P - 1.718 \times 10^{-7} P^3)(\rho_{ps} - 1.15)^2 + 3.49 \times 10^{-4} P}{0.972 + 3.81 \times 10^{-4} (T + 17.78)^{1.175}} \quad (2-29)$$

$$V_{oil} = 2096 \sqrt{\frac{\rho_{ps}}{2.6 - \rho_{ps}}} - 3.7T + 4.64P + 0.0115 \left[\sqrt{\left(\frac{18.33}{\rho_{ps}}\right) - 16.97} - 1 \right] TP \quad (2-30)$$

که در آن چگالی بر حسب گرم بر سانتی‌متر مکعب و سرعت بر حسب متر بر ثانیه می‌باشند. در این روابط ρ_s و ρ_{ps} چگالی اشباع و شبه چگالی بوده و از روابط زیر به دست می‌آیند.

$$\rho_s = \frac{\rho_0 + 0.0012 R_G G}{B_o} \quad (2-31)$$

$$\rho_{ps} = \frac{\rho_0}{(1 + 0.001 R_G) B_o} \quad (2-32)$$

در روابط فوق R_G گاز حل شده در نفت بر حسب لیتر بر لیتر، ρ_0 ، چگالی مبنای نفت در فشار یک اتمسفر و دمای ۱۵/۶ درجه سانتی‌گراد بوده و B_o ضریب تراکم‌پذیری نفت می‌باشد که با رابطه (۲-۳۳) داده می‌شود.

$$B_o = 0.972 + 0.00038 (2.495 R_G \sqrt{\frac{G}{\rho_0}} + T + 17.8)^{1.175} \quad (2-33)$$

ضریب بالک نفت را بر حسب گیگاپاسکال، با دانستن چگالی و سرعت می‌توان از رابطه زیر به دست آورد.

¹ Gas Oil Ratio

$$K_{oil} = \rho_{oil} V_{oil}^2 \times 10^{-6} \quad (۳۴-۲)$$

با توجه به اینکه سیال درون حفرات ترکیبی از آب، نفت و گاز می‌باشد، برای تعیین چگالی و ضریب بالک سیال درون حفرات از روابط زیر استفاده می‌کنند.

$$\rho_{fl} = \rho_w S_w + \rho_o S_o + \rho_g S_g \quad (۳۵-۲)$$

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_g}{K_g} \quad (۳۶-۲)$$

که در آن S_w ، S_o و S_g به ترتیب اشباع آب، نفت و گاز بوده که به صورت کسری در معادله فوق به کار می‌روند.

پ-خواص سنگ خشک

پس از تعیین خواص ماتریکس سنگ و سیال درون حفرات، نیاز به تعیین خواص سنگ خشک می‌باشد. برای این کار می‌توان از اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی، روابط تجربی و یا اطلاعات چاه‌نگاری استفاده کرد. ژو و مک‌کین^۱ (۱۹۹۰) رابطه گسمن را برای محاسبه ضریب بالک سنگ خشک، به صورت زیر بازنویسی کردند.

$$K_{dry} = \frac{K_{sat} \left(\frac{\phi K_{ma}}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_{ma}}{\frac{\phi K_{ma}}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_{ma}} - 1 - \phi} \quad (۳۷-۲)$$

در مبحث جانشینی سیال با استفاده از رابطه گسمن، باید توجه داشت که طی جانشینی سیال تنها ضریب بالک سیال تغییر کرده و سایر پارامترها در این رابطه ثابت می‌مانند (کومار، ۲۰۰۶).

¹ Zhu and Mcchan

۲-۸-۲-مدل هاشین - شریکمن

زمانی که می‌خواهند ضرایب الاستیک ترکیب ذرات و حفرات را محاسبه کنند، نیاز به تعیین پارامترهای زیر می‌باشد.

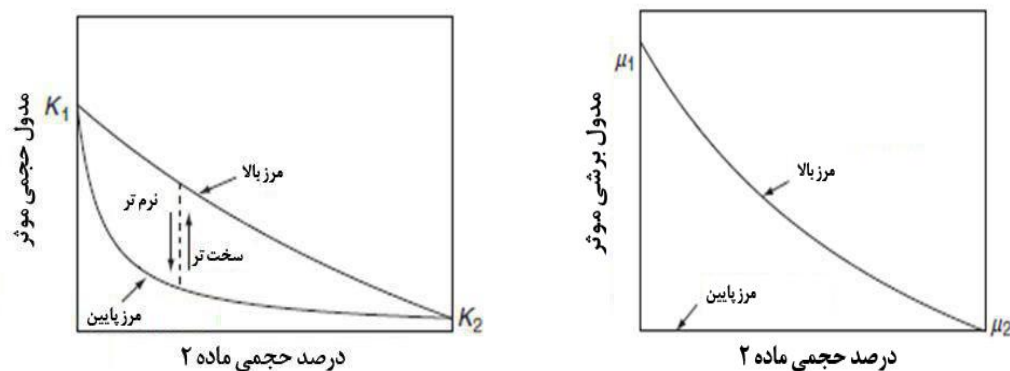
۱- ضریب حجمی هر جزء (بخش جامد و حفره)

۲- ضرایب الاستیک هر کدام از اجزاء

۳- خصوصیات هندسی که بیانگر جزئیاتی مربوط به نحوه قرار گرفتن اجزاء در کنار هم می‌باشد.

زمانی که نسبت حجمی و ضرایب الاستیک اجزاء تشکیل دهنده آن‌ها تعیین شدند، بهترین

کار تخمین حدود بالا و پایین آن‌ها مطابق شکل (۲-۲) می‌باشد (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹).



شکل ۲-۲. نمایش شماتیک حدود بالا و پایین مدول برشی و بالک (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹).

در این مدل از دو اصطلاح هندسه حفرات سخت^۱ و هندسه حفرات نرم^۲ استفاده می‌شود که اصطلاح اول بیشترین و اصطلاح دوم کمترین مقدار در بازه قابل قبول را نشان می‌دهند.

¹ Stiff pore shape

² Soft pore shape

بهترین مرز برای یک ترکیب الاستیک خطی همگن^۱ به عنوان محدودترین بازه امکان‌پذیر بدون تعیین هندسه اجزاء تشکیل دهنده آن تعریف می‌شود که مرزهای هاشین - شریکمن هستند (هاشین و شریکمن، ۱۹۶۳). زمانی که تنها دو جزء باشد، مرزها به صورت زیر تعیین می‌شود.

$$K^{HS+} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)^{-1}} \quad (38-2)$$

$$\mu^{HS+} = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + \frac{2f_1(K_1 + 2\mu_1)}{5\mu_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)}} \quad (39-2)$$

که در آن K_1 و K_2 ضرایب بالک هر جزء، μ_1 و μ_2 ضرایب برشی هر جزء و f_1 و f_2 ضرایب حجمی هر جزء می‌باشند. علامت + و - بیانگر حد بالا و پایین می‌باشند. در این روابط، زمانی که فاز سخت اصطلاح اول باشد، حد بالا و زمانی که فاز سخت اصطلاح دوم باشد، حد پایین را می‌توان تعیین نمود. این روابط با فرض بر این که ماده تشکیل‌دهنده با ضریب بالک بزرگتر، مدول برشی بزرگتر دارد و بالعکس، استفاده می‌شوند.

حالت کلی‌تر معادله فوق را می‌توان به صورت معادله وال‌پل^۲ یا هاشین - شریکمن، وال‌پل زیر نوشت (ماو کو و همکاران، ۲۰۰۹).

$$K^{HS+} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_m)^{-1}} \quad (40-2)$$

$$\mu^{HS+} = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + f_1[\mu_1 + \frac{\mu_m(9K_m + 8\mu_m)}{6(K_m + 2\mu_m)}]^{-1}} \quad (41-2)$$

¹ Isotropic linear elastic composite

² Walpole – Hashin Shtrikman

در روابط فوق اندیس ۱ و ۲ مربوط به دو جزء تشکیل‌دهنده می‌باشند. زمانی که از ضرایب برشی و بالک بیشینه استفاده شود حد بالا و زمانی که از ضرایب برشی و بالک کمینه استفاده شود حد پایین را می‌توان محاسبه کرد. زمانی که بیش از دو جزء باشد می‌توان معادله هاشین - شریکمن - وال‌پل را به صورت کلی‌تر زیر نوشت (بریمن^۱، ۱۹۹۵).

$$K^{HS+} = \Lambda(\mu_{\max}) \quad (۴۲-۲)$$

$$K^{HS-} = \Lambda(\mu_{\min}) \quad (۴۳-۲)$$

$$\mu^{HS-} = \Gamma(\xi(\mu_{\min}, K_{\min})) \quad (۴۴-۲)$$

$$\mu^{HS+} = \Gamma(\xi(\mu_{\max}, K_{\max})) \quad (۴۵-۲)$$

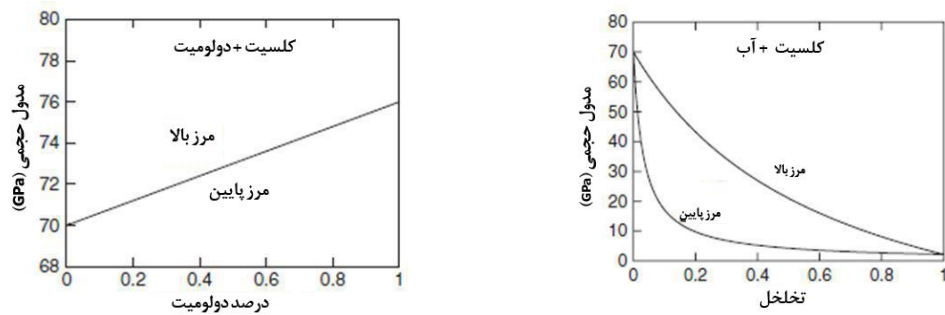
$$\Lambda(\mu) = \left\langle \frac{1}{K(i) + \frac{4}{3}\mu} \right\rangle^{-1} - \frac{4}{3}\mu \quad (۴۶-۲)$$

$$\Gamma(\mu) = \left\langle \frac{1}{\mu(i) + \mu} \right\rangle^{-1} - \mu \quad (۴۷-۲)$$

$$\xi(K, \mu) = \frac{\mu}{6} \left(\frac{9K + 8\mu}{K + 2\mu} \right) \quad (۴۸-۲)$$

که در آن نماد $\langle \cdot \rangle$ نشان دهنده مقدار میانگین کمیت مورد نظر سرتاسر محیط می‌باشد که برابر میانگین وزنی اجزای تشکیل‌دهنده بواسطه ضرایب حجمی آن‌ها می‌باشد. جدایش بین حدود بالا و پایین به تفاوت بین اجزای سازنده بستگی دارد (شکل ۲-۳).

¹ Berryman



شکل ۲-۳. مرزهای هاشین شریکمن - اجزای مشابه (سمت چپ)، اجزای غیر مشابه (سمت راست) (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹).

الف-مزایای روش هاشین شریکمن

۱- تعیین حدود بالا و پایین برای ترکیب کانی‌ها و سیال

۲- تعیین بازه تخمین زده شده ضرایب الاستیک متوسط برای ترکیب کانی‌ها

ب-محدودیت‌ها و فرضیات روش

۱- سنگ باید همگن، خطی و الاستیک باشد.

۲- هر جزء باید همگن، الاستیک (کشسان) و خطی باشد.

۲-۸-۳-مدل هرتز - میندلین

مدل ماسه‌های سخت نشده امکان محاسبه ضرایب برشی و بالک را برای ماسه سنگ خشک، زمانی که سیمان دور از سطح تماس ذرات نهشته شده باشد، به ما می‌دهد. در ابتدا فرض می‌شود که ماسه سخت نشده مجموعه‌ای از ذرات کروی متراکم و هم‌اندازه با تخلخل ۰/۳۶ بوده و هر ذره به طور متوسط با ۵ تا ۹ ذره دیگر تماس دارد (ماوکو همکاران، ۲۰۰۹). با استفاده از تئوری تماس هرتز - میندلین برای مجموعه‌ای از ذرات کروی همسان و چگال که تحت تأثیر فشار هیدروستاتیک P هستند، می‌توان مدول بالک و برشی مؤثر را بصورت زیر محاسبه کرد.

$$K_{HM} = \left[\frac{n^2 (1 - \phi_0)^2 \mu^2}{18\pi^2 (1 - \nu)^2} P \right]^{\frac{1}{3}} \quad (۴۹-۲)$$

$$\mu_{HM} = \frac{5 - 4\nu}{5(2 - \nu)} \left[\frac{3n^2 (1 - \phi_0)^2 \mu^2}{2\pi^2 (1 - \nu)^2} P \right]^{\frac{1}{3}} \quad (۵۰-۲)$$

که در آن K_{HM} و μ_{HM} ضرایب الاستیک در تخلخل اولیه (ϕ_0) ، عدد کئوردیناسیون، P فشار محصور کننده که برابر فشار مؤثر، μ و ν به ترتیب مدول برشی و ضریب پواسون ماتریکس سنگ می‌باشند. عدد کئوردیناسیون به عنوان متوسط تماس دانه‌ها با یک دانه تعریف می‌شود که با افزایش تخلخل، کاهش می‌یابد. در مدل تماسی ذرات فرض می‌شود ذرات کروی، هم‌اندازه، کشسان، همگن و همسانگرد بوده و تغییر شکل ناچیز باشد (ماو کو و موکورجی^۱، ۱۹۹۸).

روش‌های تئوری میزان مدول برشی را خیلی بیشتر تخمین می‌زنند و باید برای آن‌ها یک فاکتور لغزش^۲ در نظر گرفت. فرض اولیه تئوری هرتز میندلین عدم حضور تأثیر لغزش در سطح تماس دو دانه است. این فرض سبب می‌شود که سرعت برشی بیشتر و در نتیجه نسبت سرعت موج تراکمی به برشی کمتر تخمین زده شود. ذرات کروی در ابتدا به هم فشرده می‌شوند سپس یک نیروی مماسی به آن‌ها اعمال می‌شود (میلواک^۳، ۲۰۰۹).

باچراچ و همکارانش^۴ (۲۰۰۰) نشان دادند که ۵۰٪ ذرات دارای سختی مماسی صفر می‌باشند. اگرچه تعیین این درصد کار سختی است. همچنین میزان توان فشار، کمتر از آنچه که در داده‌ها مشاهده می‌شود، تخمین زده می‌شود. لذا برای بهبود مدل، اصطکاک در سطح تماس و عدد کئوردیناسیون به عنوان پارامترهای آزاد به مدل هرتز میندلین اضافه شدند.

¹ Mavkov and Mukerji

² Slip factor

³ Milvak

⁴ Bachrach

در مورد شیل‌ها به دلیل آنکه شیل بیشتر از ذرات پهن (صفحه‌ای) تشکیل شده‌اند، فرض کروی بودن ذرات نقض می‌شود. زمانی که ضرایب برشی و بالک برای مجموعه ذرات کروی خشک حساب می‌شوند، عدد کئوردیناسیون برای در نظر گرفتن شکل ذرات استفاده می‌شود و در نتیجه این تئوری برای شیل‌ها همانند ماسه پاسخ مناسبی نمی‌دهد (اوسس و همکاران^۱، ۲۰۰۵).

مرزهای هاشین - شریکمن بازه‌ای را برای خواص الاستیک بدون در نظر گرفتن هندسه ذرات تشکیل دهنده، در اختیار قرار می‌دهد. مرز بالای هاشین - شریکمن برای سنگ دارای سیمان و مرز پایین برای ماسه سنگ سخت نشده استفاده می‌شوند. در ماسه سنگ‌های سخت نشده، برای تعیین ضرایب برشی و بالک در حالت خشک از روابط زیر استفاده می‌شود (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹).

$$K_{dry} = \left[\frac{\frac{\phi}{\phi_0}}{K_{HM} + \frac{4}{3}\mu_{HM}} + \frac{1 - \frac{\phi}{\phi_0}}{K + \frac{4}{3}\mu_{HM}} \right]^{-1} - \frac{4}{3}\mu_{HM} \quad (51-2)$$

$$\mu_{dry} = \left[\frac{\frac{\phi}{\phi_0}}{\mu_{HM} + \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right)} + \frac{1 - \frac{\phi}{\phi_0}}{\mu + \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right)} \right]^{-1} - \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right) \quad (52-2)$$

که در آن K ، μ ، ϕ_0 و ϕ به ترتیب ضریب بالک، ضریب برشی، تخلخل اولیه و تخلخل می‌باشند. نقطه مقابل ماسه‌های سخت نشده، ماسه‌های سخت شده می‌باشد که برای تعیین ضرایب برشی و بالک در آن‌ها از مرز بالای هاشین - شریکمن استفاده می‌شود که روابط آن به صورت زیر است (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹).

¹ Avseth

$$K_{dry} = \left[\frac{\frac{\phi}{\phi_0}}{K_{HM} + \frac{4}{3}\mu} + \frac{1 - \frac{\phi}{\phi_0}}{K + \frac{4}{3}\mu} \right]^{-1} - \frac{4}{3}\mu \quad (53-2)$$

$$\mu_{dry} = \left[\frac{\frac{\phi}{\phi_0}}{\mu_{HM} + \frac{\mu}{6} \left(\frac{9K + 8\mu}{K + 2\mu} \right)} + \frac{1 - \frac{\phi}{\phi_0}}{\mu + \frac{\mu}{6} \left(\frac{9K + 8\mu}{K + 2\mu} \right)} \right]^{-1} - \frac{\mu}{6} \left(\frac{9K + 8\mu}{K + 2\mu} \right) \quad (54-2)$$

۹-۲- مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای

با اندازه‌گیری نگارهای سرعت و چگالی می‌توان بین داده‌های لرزه‌ای و زمین‌شناسی ساختارهای زیرسطحی، ارتباط برقرار کرد. به حاصل ضرب سرعت در چگالی امپدانس لرزه‌ای گویند. بر اساس اندازه‌گیری نگارهای چاه‌پیمایی تغییرات چگالی در راستای عمق خیلی کمتر از تغییرات سرعت در راستای عمق است. در نتیجه فرض می‌شود که تباین امپدانس بین لایه‌ای سنگی تنها تحت تأثیر تباین سرعت باشد. دلیل در نظر گرفتن این فرض نیز آن است که تغییرات سرعت و چگالی هم علامت هستند. تابع امپدانس به دست آمده از تابع سرعت را باید به وسیله یک ضریب تصحیح کرد (ایلماز^۱، ۱۹۸۷).

یکی از روش‌های مقایسه داده‌ای میدانی مشاهده شده، اطلاعات تولیدی یا اطلاعات لرزه‌نگاری تولید پس از چند سال (time-lapse) با داده‌های شبیه‌سازی شده، توسط مدل‌سازی پیشرو در مراحل مختلف مدل‌سازی مخزن می‌باشد. ایجاد یک لرزه‌نگاشت مصنوعی برای مدل‌سازی لرزه‌ای، مثالی از مدل‌سازی پیشرو در ژئوفیزیک اکتشافی به شمار می‌رود (فهیم‌الدین^۲، ۲۰۰۹).

¹ Yilmaz

² Fahimuddin

۲-۹-۱- مراحل و شرایط مدل‌سازی

مدل‌سازی شامل سه مرحله است:

۱- مدل‌سازی مخزن

۲- مدل‌سازی پترو الاستیک (PEM^1)

۳- محاسبه لرزه‌نگاشت لرزه‌ای برای یک پنجره زمانی مشخص

در ابتدا به کمک فیزیک سنگ، پارامترهای مخزنی نظیر فشار، تخلخل و اشباع به پارامترهای لرزه‌ای همچون سرعت موج تراکمی و برشی تبدیل می‌شوند. سپس بر اساس این پارامترها، مقطع لرزه‌نگاشت مصنوعی محاسبه می‌شود (فهیم‌الدین، ۲۰۰۹).

۲-۹-۲- مدل‌سازی به روش همامیخت

روش‌های مختلفی برای مدل‌سازی از جمله روش اختلاف محدود، روش بازتاب‌پذیری^۲ و روش همامیخت وجود دارد. برای راحتی، با داشتن موجک اولیه و داده‌های برانبارش شده^۳ از مدل‌سازی پیشرو همامیخت استفاده می‌شود (سن^۴، ۲۰۰۶).

برای مدل‌سازی لرزه‌ای مرور زمان^۵ فرض بر این است که موجک در طول زمان تولید تغییر نمی‌کند. ضرایب بازتاب وابسته به سرعت و چگالی بوده و طی تولید تغییر می‌کند. در حالت کلی ساختارهای زمین‌شناسی در بالا و درون مخزن ممکن است پیچیده باشند. از این رو یک مدل دقیق مورد نیاز است

¹ Petro Elastic Model

² Reflectivity method

³ Stack

⁴ Sen

⁵ Time lapse

که از روش اختلاف محدود (ویریوکس^۱، ۱۹۸۶) یا ردیابی پرتو استفاده می‌شود (سرونی^۲، ۲۰۰۰).

فرضیاتی که در مدل‌سازی پیشرو برای ساخت یک لرزه‌نگاشت در نظر گرفته می‌شود به شرح زیر است (ایلماز، ۱۹۸۷).

۱- زمین از لایه‌های موازی با سرعت ثابت تشکیل شده است. این فرض نقطه شروع بسیاری از روش‌های پردازش می‌باشد. در ساختارهای پیچیده و نواحی که دارای تغییرات جانبی رخساره‌ها باشد، این فرض رد می‌شود. در این حالت فرض می‌شود که زاویه برخورد در یک مرز مشخص کوچک باشد و وابستگی ضرایب بازتاب به زاویه برخورد نادیده گرفته می‌شود.

۲- موج در مرز لایه‌ها به صورت قائم برخورد کند. در این حالت موج برشی تولید نمی‌شود. در حالت واقعی موج به صورت قائم برخورد نمی‌کند؛ به عبارت دیگر اگر مرز لایه‌ها نسبت به طول کابل که موج را ثبت می‌کند، خیلی عمیق باشد، فرض می‌شود زاویه برخورد در یک مرز مشخص کوچک بوده و وابستگی به زاویه برخورد در نظر گرفته نمی‌شود. بر اساس این فرض، ضرایب بازتاب در مرز دو لایه را مطابق رابطه (۷-۲) می‌توان محاسبه کرد. زمانی که زاویه برخورد قائم باشد، ضریب بازتاب را نسبت دامنه موج بازتاب یافته به دامنه موج برخورد کرده تعریف می‌کنند. زمانی که سرعت لایه دوم بیش از سرعت لایه اول باشد، این ضریب مثبت و زمانی که سرعت در لایه دوم کمتر از لایه اول باشد، ضریب بازتاب منفی به دست می‌آید (ایلماز، ۱۹۸۷). زمانی که مرز لایه‌ها براساس بازه زمانی برابر جدا شود، ضرایب بازتاب نشان دهنده ضرایب بازتاب لایه‌های موهومی بوده که توسط بازه‌های زمانی برابر جدا شده‌اند. این مدل زمین، زمانی که موج لرزه‌ای در واحد زمان ثبت شود استفاده می‌شود (گوپیلود^۳، ۱۹۶۱).

¹ Virieux

² Cerveny

³ Gupillaud

۳- شکل موجک، زمانی که موج منتشر می‌شود تغییر نکند. در واقع موج در زمان انتشار نباید افت دامنه داشته باشد.

۴- میزان نوفه ناچیز باشد.

۵- تابع موجک معلوم باشد.

۶- ضرایب بازتاب دارای طیف دامنه ثابت باشند.

مدل هم‌میخت را به صورت رابطه ۲-۶۱ تعریف می‌کنند (فهیم‌الدین، ۲۰۰۹).

$$S(x, t) = \omega(t) * r(x, t) \quad (2-55)$$

در این رابطه r تابع بازتاب، ω تابع موجک و S لرزه‌نگاشت مصنوعی هستند. اندازه کل لرزه‌نگاشت را به کمک رابطه ۲-۶۲ می‌توان محاسبه کرد.

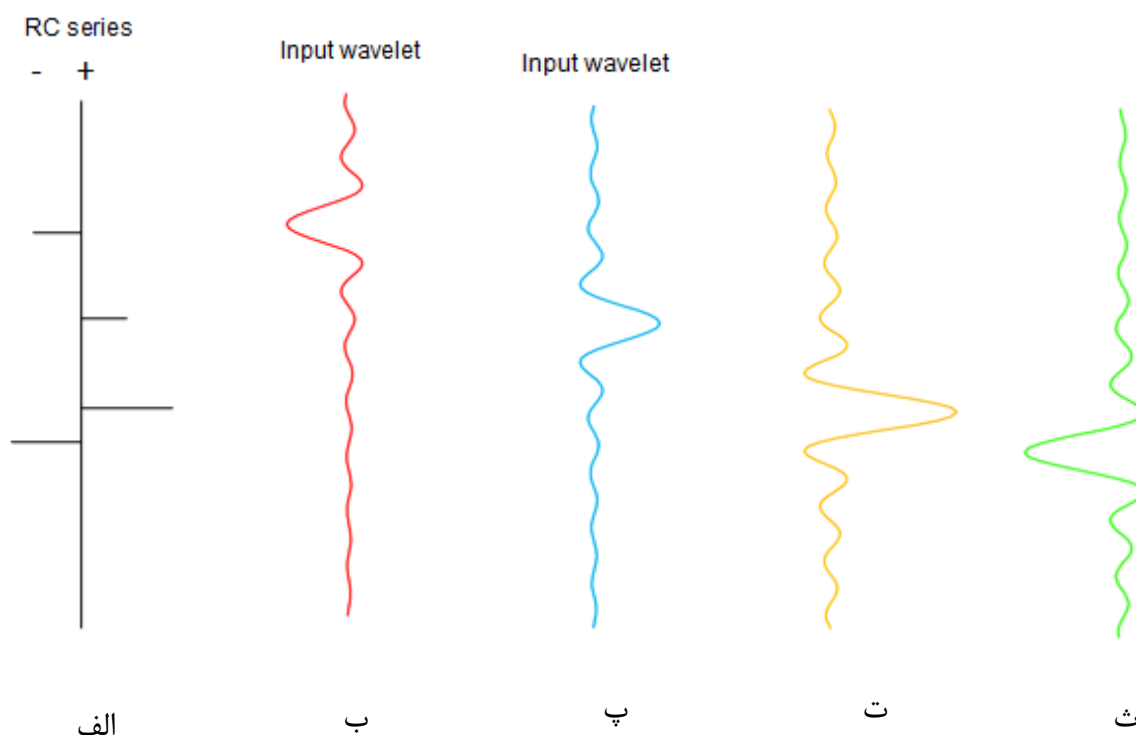
$$S(x, t) = \int_{-\infty}^{+\infty} \omega(t) * r(x, t) dt \quad (2-56)$$

به کمک رابطه فوق که توسط دوبرین و ساویت^۱ (۱۹۸۸) بیان شد، مشاهدات لرزه‌ای به ضرایب بازتاب مرتبط می‌شوند.

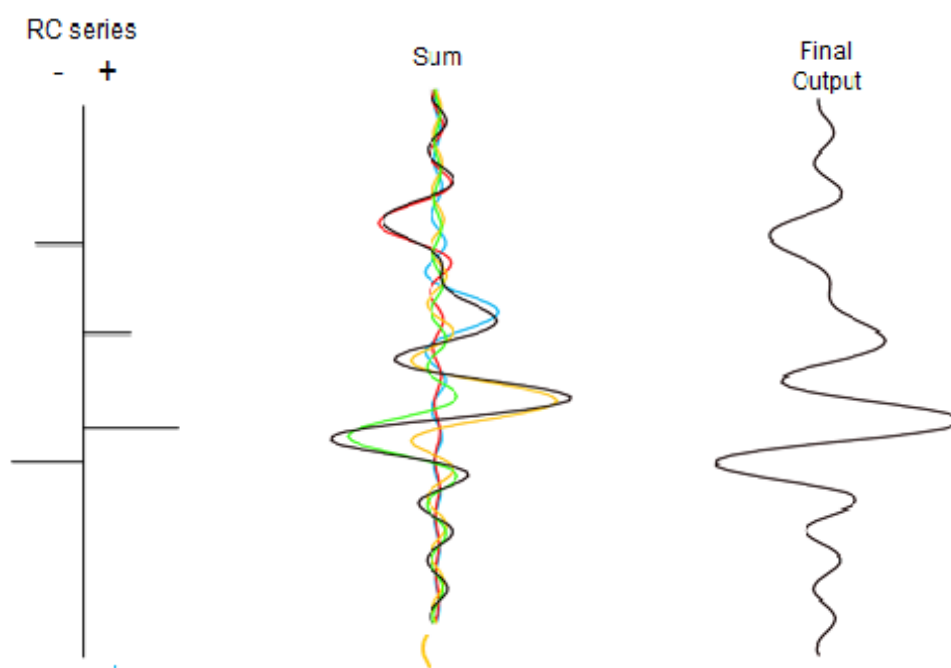
زمین مانند یک فیلتر عمل کرده و موج طی انتشار درون زمین سبب کاهش فرکانس می‌شود؛ اما در مدل‌سازی موج را ثابت در نظر گرفته و معمولاً یک موجک میانگین از داده‌های لرزه‌ای استخراج می‌شود (فهیم‌الدین، ۲۰۰۹). در شکل (۲-۴) ضرایب بازتاب در سمت چپ و موجک لرزه‌ای مربوط به لایه‌های مختلف مشاهده می‌شوند. این موجک با ضریب بازتاب هر لایه ترکیب شده و یک لرزه‌نگاشت ایجاد می‌کند. سپس این لرزه‌نگاشت‌ها روی هم قرار می‌گیرند و یک لرزه‌نگاشت (مجموع لرزه‌نگاشت‌های

¹ Dobrin and Savit

لایه‌های مختلف) در اختیار ما قرار می‌دهند که در شکل (۵-۲) مشاهده می‌شود (ایلماز، ۱۹۸۷).



شکل ۴-۲. ضرایب بازتاب (الف) و موجک لرزه‌ای (ب-ت) مربوط به هر لایه (ایلماز، ۱۹۸۷).



شکل ۵-۲. لرزه‌نگاشت حاصل از روش هم‌میخت (ایلماز، ۱۹۸۷).

فصل سوم

معرفی زمین شناسی منطقه مورد مطالعه و

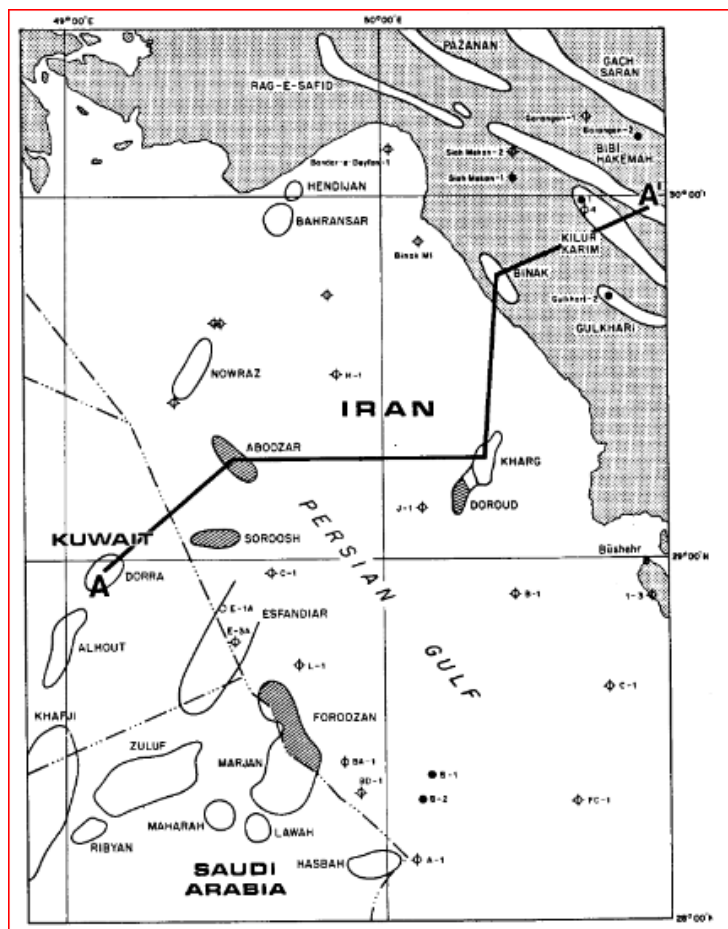
داده های مورد استفاده

۱-۳- مقدمه

در این بخش برای آشنایی بیشتر با میدان مورد مطالعه، خلاصه‌ای درباره موقعیت جغرافیایی، زمین‌شناسی و مشخصات مخزنی آن بیان می‌شود. در پایان نیز اطلاعاتی راجع به داده‌های مورد استفاده در این مطالعه آورده شده است.

۲-۳- توصیف میدان مورد مطالعه

میدان هیدروکربوری مورد مطالعه یکی از میادین جنوب ایران با ظرفیت تولید روزانه ۳۰ هزار بشکه نفت خام است که در شمال غرب خلیج فارس واقع شده است. ساختمان این میدان تاقدیسی می‌باشد که در سال ۱۹۶۸ کشف گردید. با حفر ۵ حلقه چاه، وجود نفت در چهار افق R_1 ، R_2 ، R_3 و R_4 به اثبات رسیده است. اطلاعات لرزه‌نگاری جدید $PC - 2000$ گسترش این میدان را به طرف شمال غرب خلیج فارس نشان می‌دهد. ساختمان نفتی آن، یک ساختمان مشترک بین دریا و خشکی است. شکل (۱-۳) موقعیت میدان مورد مطالعه را نشان می‌دهد (یزدانیان و نوری، ۱۳۸۶).



شکل ۳-۱. موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه (شرکت فلات قاره)

بر اساس مطالعات انجام شده مشخص گردیده است که در ساختمان میدان دو مرحله چین‌خوردگی وجود دارد. به طوری که مجموعه افق‌های پایین سازند سروک (زیر ناپیوستگی تورونین) دارای یک سطح محوری و سازندهای بالای آن، دارای سطح محوری دیگری است و این دو سطح محوری در راستای یکدیگر قرار نمی‌گیرند. محل ۵ حلقه چاه حفاری شده در این میدان در افق‌های پایین‌تر از سازند سروک خارج از ساختمان و در یال جنوب شرقی قرار می‌گیرند. به بیان دیگر برجستگی‌های ساختمانی افق‌های زیر ناپیوستگی تورونین یک جابجایی بیش از ۳ کیلومتر را نسبت به برجستگی‌های ساختمانی افق‌های بالای تورونین و به طرف شمال غرب را از خود نشان می‌دهند. در بخش غربی میدان نیز گسل پی‌سنگی عمیقی با جابجایی قائم حدود ۱۰۰ متر وجود دارد که ساختمان‌های این میدان و دو میدان مجاور آن را تحت تأثیر قرار داده است (یزدانیان و نوری، ۱۳۸۶).

۳-۳- چینه‌شناسی

انتظار می‌رود توالی چینه‌ای و خصوصیات سنگ‌شناسی سازندها و بخش‌های مختلف میدان، مشابه چاه‌های حفاری شده در میدان مذکور و میدان بهرگانسر باشد. سنگ‌های مخزنی R_1 و R_4 عمدتاً از جنس ماسه سنگ و مخازن R_2 و R_3 از نوع سنگ‌های کربناته (آهک و دولومیت) می‌باشند. جدول (۳-۱) سازندهای موجود در میدان مورد مطالعه و لیتولوژی و سن هر کدام از آن‌ها را نشان می‌دهد. در زیر به خصوصیات رخساره سنگ‌شناسی سازندهای میدان از جدید به قدیم اشاره شده است (آقانباتی، ۱۳۸۹).

- گروه فارس بالایی (سازندهای بختیاری و آغاچاری): در میدان مورد مطالعه این دو سازند از یکدیگر تفکیک نشده‌اند و عمدتاً شامل ماسه‌سنگ و مارن هستند که گاهی لایه‌هایی از ژئوپس در آن‌ها قابل مشاهده خواهد بود.

- سازند میشان: این سازند بیشتر از مارن‌های خاکستری تشکیل شده که در بین آن‌ها لایه‌هایی از آهک‌های ماسه و رس‌دار تا میکریتی و فسیل‌دار دیده می‌شود.

- سازند گچساران: شروع سازند گچساران همراه با لایه‌های انیدریتی سفید رنگی است که بلافاصله در زیر مارن‌های خاکستری رنگ سازند میشان قرار می‌گیرند. در چاه‌های حفاری شده میدان، بخش‌های کاملی از این سازند همانند آنچه که در ناحیه دزفول جنوبی مشاهده می‌گردد، دیده نمی‌شود و احتمالاً در این چاه نیز قابل تفکیک نخواهد بود. در هر صورت این سازند مجموعه‌ای از ژئوپس و انیدریت در قسمت فوقانی است که در بین آن‌ها رگه‌هایی از رس قرمز رنگ و مارن‌های خاکستری و آهک رس‌دار نیز دیده می‌شود. در قسمت میانی به طور عمده نمک به همراه لایه‌های نازکی از مارن خاکستری و انیدریت وجود دارد که می‌توان آن را معادل بخش ۴ سازند گچساران در نظر گرفت. در قسمت تحتانی، تناوبی از مارن خاکستری، انیدریت و لایه‌هایی از آهک پیش‌بینی می‌شود.

- سازند آسماری (A): این سازند در چاه‌های حفاری شده میدان به دو رخساره ماسه‌ای و کربناته به

شرح ذیل قابل تقسیم می‌باشد:

الف- بخش ماسه سنگی: این بخش که از نظر سنی معادل بخش ماسه سنگی اهواز می‌باشد یکی از بخش‌های مخزنی شناخته شده در ناحیه خلیج فارس را تشکیل می‌دهد که عمدتاً از ماسه سنگ‌های کوارتزی ریزدانه با سیمان دولومیتی همراه با لایه‌های نازکی از دولومیت‌های ریزبلور ماسه‌ای، گاهی فسیل‌دار، قهوه‌ای کمرنگ و همچنین تکه‌هایی از ندول‌های انیدریتی به انضمام لایه‌های نازکی از شیل سبزرنگ تشکیل گردیده است. از قسمت میانی به پایین بر مقدار دولومیت‌های ماسه‌ای و همچنین شیلی افزوده می‌شود.

ب- بخش کربناته: قسمت فوقانی این بخش از دولومیت‌های قهوه‌ای روشن تا خاکستری، متخلخل حفره دار^۱ به همراه ندول‌های انیدریتی و میان لایه‌های شیل، ماسه‌ای، بعضاً سیلتی تشکیل شده است. در این منطقه بخش ماسه سنگی و بخش کربناته توسط یک لایه شیلی به ضخامت حدود ۴ متر از یکدیگر جدا می‌شوند.

ضخامت سازند آسماری در چاه‌های دو میدان مجاور به یکدیگر نزدیک بوده و در مرز بین بخش کربناته سازند و سازند زیرین آن، تغییرات کاملاً مشخص سنگ‌شناسی دیده نخواهد شد اگر چه اساساً بین آن‌ها یک سطح فرسایشی وجود دارد.

-سازند جهرم : شامل دولومیت‌های قهوه‌ای روشن، ریز تا متوسط بلور، حفره‌دار، بعضاً "گلوکونیتی فسیل‌دار همراه با لایه‌هایی از سنگ آهک دولومیتی ، نودول‌های انیدریتی و میان لایه‌های نازک مارنی می‌باشد.

-سازندهای جهرم - پابده : ظاهراً در چاه‌های حفاری شده منطقه فاصله‌ای تدریجی و تفکیک نشده‌ای به نام جهرم - پابده در نظر گرفته شده است. این بخش متشکل از آهک‌های خاکستری تا قهوه‌ای رس‌دار کمی دولومیتی شده، فسیل‌دار همراه با نودول و عدسی‌هایی از چرت تشکیل یافته است.

¹ Vuggy

- **سازند پابده**: این سازند شامل مارن‌های خاکستری روشن تا تیره، همراه با قطعات فسیل و با میان لایه‌هایی از سنگ آهک مارنی و رس‌دار، حاوی چرت و نودول‌های انیدریتی است.

- **سازندهای گورپی - ایلام**: در منطقه مورد مطالعه، سازند گورپی از آهک‌های مارنی و میان لایه‌هایی از شیل تشکیل یافته است. پستی و بلندی‌های موجود در منطقه در زمان رسوب‌گذاری موجب گشته تا ضخامت سازند گورپی در بخش‌های مختلف متفاوت باشد. سازند ایلام نیز در منطقه مورد مطالعه از آهک‌های مارنی و میان لایه‌های شیل مربوط به رخساره ناحیه عمیق تشکیل شده است و رخساره‌ای شبیه سازند گورپی دارد به نحوی که جدایش آن از سازند ایلام مشکل می‌باشد.

- **سازند سروک**: سنگ‌شناسی بالای سازند سروک شامل آهک‌های قهوه‌ای روشن، فشرده، فسیل‌دار و اندکی دولومیتی با قطعاتی از رودیست خواهد بود. در قسمت میانی شامل دولومیت‌های قهوه‌ای روشن با بلورهای متوسط، گاهی حفره‌دار و همراه با خلل و فرج درون بلوری است. در انتهای این سازند آهک‌های خاکستری تا قهوه‌ای روشن، فسیل‌دار، کمی دولومیتی شده تا آرژیلی انتظار می‌رود که حفاری گردد. بزرگ‌ترین نبود رسوبی در این منطقه مربوط به مرز بالایی سازند سروک می‌باشد که به دلیل عدم رسوب‌گذاری و همچنین وجود فازهای فرسایشی، کاهش زیادی در ضخامت آن دیده می‌شود.

- **سازند کژدمی**: انتظار می‌رود این سازند در میدان مورد مطالعه از سه بخش متمایز از بالا به پایین به شرح ذیل تشکیل شده باشد:

الف - بخش شیلی: این بخش عمدتاً شامل شیل و مارن‌های تیره‌رنگ می‌باشد که در بین آن‌ها لایه‌هایی از آهک قهوه‌ای رس‌دار، ماسه‌ای و پیریت‌دار دیده خواهد شد.

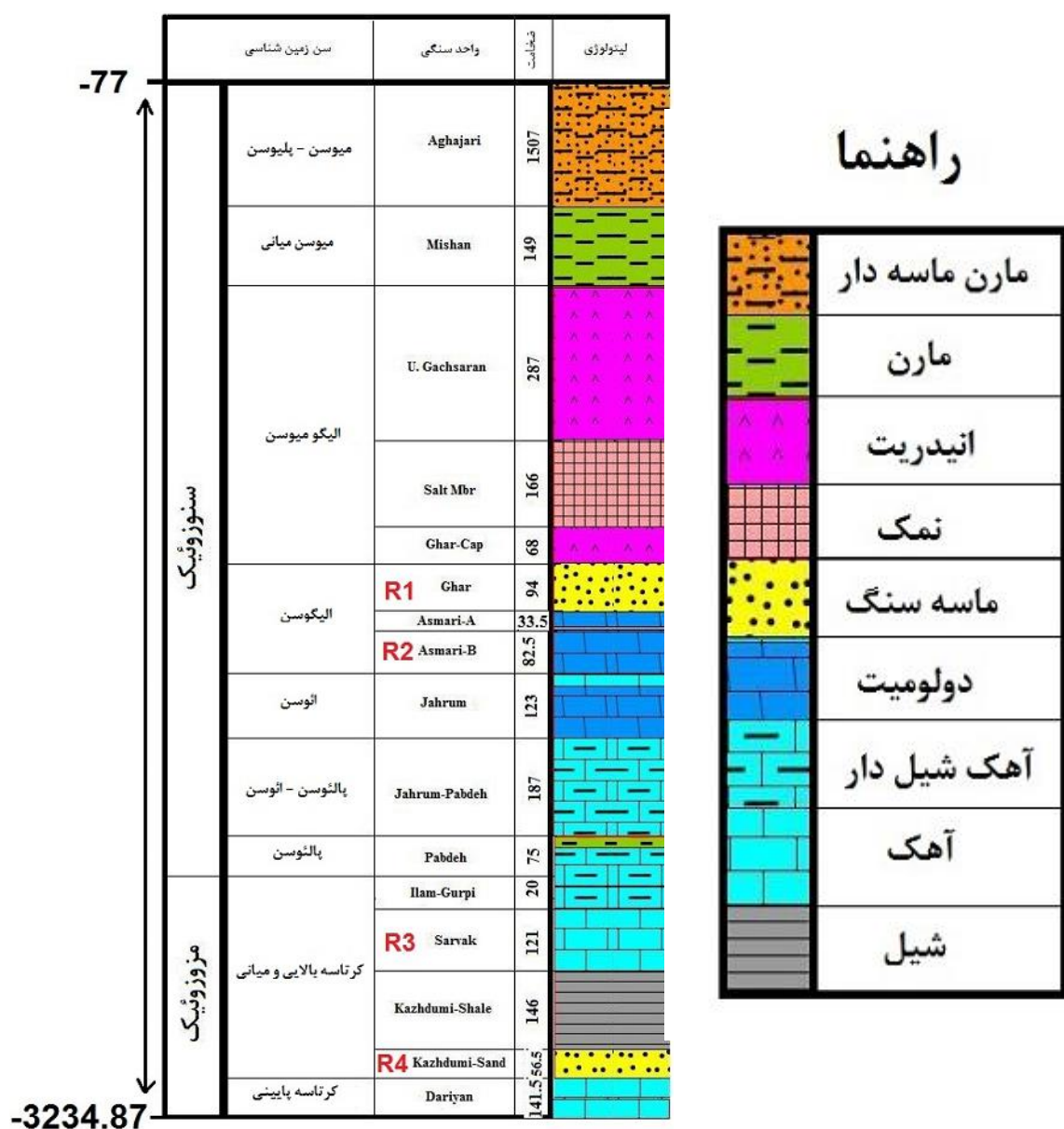
ب - بخش آهکی دیر: شامل آهک‌های قهوه‌ای روشن، کمی رسی و فسیل‌دار می‌باشد.

ج - بخش ماسه‌ای: این بخش قسمت مخزنی سازند کژدمی را تشکیل می‌دهد که از ماسه‌های کوارتزی ریزدانه همراه با بین لایه‌هایی از شیل‌های سیلتی تیره‌رنگ تشکیل یافته است.

جدول ۳-۱. سازندهای میدان مورد مطالعه، لیتولوژی و سن زمین‌شناسی سازندها (یزدانیان و نوری، ۱۳۸۶).

لیتولوژی		سن	سازند- ممبر
مارن، ماسه سنگ، شیل، ژپس، آهک، انیدریت		پلیوسن- میوسن	آغاجاری
آهک، مارن، انیدریت		میوسن میانی	میشان
انیدریت، مارن، دولومیت		الیگومیوسن	بالایی
نمک، انیدریت، مارن، شیل			ممبر نمکی
انیدریت، مارن، شیل			پوش سنگ
ماسه، دولومیت، انیدریت، رس، گرافیت		الیگوسن	غار
دولومیت، انیدریت			آسماری A
دولومیت، انیدریت، مارن			آسماری B
آهک، دولومیت		ائوسن	چهرم
آهک، مارن، انیدریت، کائولینیت		پالتوسن- ائوسن	چهرم- پابده
آهک، مارن، شیل		پالتوسن	پابده
آهک		کرتاسه بالایی	ایلام-گورپی
آهک		کرتاسه میانی	سروک
شیل، مارن، آهک		کرتاسه میانی	شیل کژدمی
شیل، مارن، آهک، ماسه			ماسه کژدمی
آهک		کرتاسه پایینی	داریان

شکل ۳-۲ ستون چینه‌شناسی میدان مورد مطالعه را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۲. ستون چین‌شناسی مخزن مورد مطالعه (یزدانیان و نوری، ۱۳۸۶).

۳-۴- اطلاعات مخزن

با حفاری چاه A₁ در این میدان جمعاً چهار افق مخزنی شامل دو بخش ماسه سنگی و دو بخش کربناته کشف گردیده است. در اینجا به مشخصات مخزنی هر یک از این افق‌ها بطور مختصر اشاره

می‌گردد که عمدتاً از گزارش زمین‌شناسی تهیه شده منطقه اقتباس شده است (یزدانیان و نوری، ۱۳۸۶).

۳-۴-۱- مشخصات مخزنی بخش ماسه سنگی آسماری (R_1)

بر مبنای آخرین اطلاعات لرزه‌ای $PC - 2000$ و سطح تماس نفت و آب ($OWC - 2348 \text{ m}$) در این بخش طول مخزن حدود $(9/5 - 5/7)$ کیلومتر و عرض آن حدود $(5 - 2/5)$ کیلومتر و مساحت بستگی افقی^۱ بین ۱۴ الی $47/5$ کیلومتر مربع قابل محاسبه می‌باشد. ضخامت این افق مخزنی حدود ۹۵ متر و ارتفاع بستگی بین ۴۰ الی ۹۰ متر متغیر است. تضادهای موجود در ارقام ارائه شده به علت حالت خاص خطوط میزان ترسیم شده و بسته نشدن منحنی سطح تماس نفت و آب و باز بودن آن به طرف میدان نفتی مجاور می‌باشد. این بخش مخزنی دارای کلاhek گازی محدودی بوده و سطح تماس گاز و نفت آن در عمق $(2308 -)$ متری عنوان شده است. از نظر رخساره سنگ‌شناسی این بخش به طور عمده از ماسه سنگ و لایه‌های دولومیتی تشکیل یافته و لایه‌های شیلی نازک به صورت میان لایه در آن نیز دیده شده است.

با مقایسه صورت گرفته در مورد تخلخل و اشباع آب نواحی گازی و نفتی این مخزن می‌توان به این موضوع اشاره نمود که در ناحیه گازی بر عکس بخش نفتی تخلخل کمتر و اشباع آب بالا بوده است و علت این امر مربوط به وجود دو عامل زیر می‌باشد:

۱- وجود بخش‌های شیلی بیشتر در قسمت بالایی

۲- وجود مشخصات متفاوت سنگ‌شناسی (در حقیقت ناحیه گازی از ماسه‌هایی با سیمان دولومیتی

تشکیل یافته در حالی که بخش نفتی را ماسه‌های تمیز تشکیل می‌دهد).

¹ Horizontal Closure

۳-۴-۲- بخش کربناته سازند آسماری (R_2)

سنگ مخزن آسماری متشکل از سنگ‌های آهکی دولومیتی شده کم و بیش متراکم است که دارای شکستگی بوده و به ندرت لایه‌های شیلی نیز در آن مشاهده می‌گردد. در چاه شماره ۱ میدان متوسط تخلخل ۱۳٪ و متوسط اشباع آب ۴۶٪ و سطح تماس نفت و آب (۲۴۷۹ -) برای این بخش عنوان شده است. بخش کربناته آسماری خود به دو بخش A_1 و A_2 تقسیم می‌گردد که بخش A_1 به علت فراوانی مقدار شیل و کم بودن تخلخل مفید، سنگ مخزن نمی‌باشد در حالی که بخش A_2 سنگ مخزن مناسبی است. ارزیابی پارامترهای پتروفیزیکی سازند آسماری در میدان مورد مطالعه با استفاده از اطلاعات پتروفیزیکی ۵ حلقه چاه محاسبه شده است. نتایج تفسیر نگارهای چاه نشان‌دهنده اشباع مناسب نفت با $API 26^\circ$ در بخش A_2 می‌باشد که بطور مشخص در تخلخل ثانویه تجمع یافته است و بر عکس در بخش‌هایی که تخلخل پائین بوده و یا فاقد تخلخل ثانویه هستند اشباع آب بالا بوده است. به عبارت دیگر نفت اکثراً در شکستگی‌ها که ثانویه هستند تجمع یافته و بخش‌هایی با تخلخل اولیه، غالباً آب‌دار می‌باشد. نقشه خطوط هم‌تراز تهیه شده در شروع این بخش ابعاد بستگی افقی را حداقل (۶ × ۲/۵) کیلومتر و مساحت سطح بستگی را ۱۵ کیلومتر مربع و حداقل ارتفاع بستگی را ۴۰ متر نشان می‌دهد.

۳-۴-۳- سازند مخزنی سروک

سنگ‌های کربناته این سازند مخزن اصلی میدان را تشکیل می‌دهند. در ارتباط با چهار مخزن شناخته شده در این میدان تنها سازند سروک می‌باشد که تحت تأثیر رخدادهای زمین‌شناسی در ناحیه قرار گرفته است. درحقیقت به علت وجود سطح فرسایشی اواخر سنومانین، تورونین و کنیاسین تغییرات زیادی در ضخامت این سازند در سطح منطقه صورت پذیرفته است. با توجه به نقشه خطوط هم‌تراز تهیه شده از شروع سازند سروک با استفاده از اطلاعات $PC - 2000$ ، طول و عرض بستگی ساختمان را به ترتیب ۹ و ۴ کیلومتر و مساحت بستگی را به میزان ۳۶ کیلومتر

مربع می‌توان اندازه‌گیری نمود. حداقل ارتفاع بستگی ۴۵ متر و سطح تماس نفت و آب عمق (۳۰۰۰-) متری عنوان شده است. در این چاه حد متوسط تخلخل این سازند مخزنی ۹٪ و حد متوسط اشباع آب آن ۱۹٪ عنوان شده است و گسترش آن تا نقطه گریز^۱ نفت‌دار می‌باشد.

ضخامت سازند ۱۹۷ متر در چاه ۱ و ۲۶۷ متر در چاه ۲ در نظر گرفته شده است و چاه‌های ۳ و ۴ و ۵ به انتهای سازند نرسیده‌اند، در ضمن اختلاف ضخامت سازند سروک در چاه‌های مختلف بخاطر فرسایش ایجاد شده در زمان‌های سنومانین، تورونین و کنیاسین می‌باشد. میزان API $^{\circ} 7/27$ در این مخزن می‌باشد.

۳-۴-۴- سازند کژدمی (بخش ماسه سنگ)

در نقشه خطوط هم‌تراز تهیه شده بر مبنای اطلاعات (2000 - PC) در شروع بخش ماسه سنگی، ابعاد بستگی بطور تقریبی حداقل ۷/۵ و ۳/۳ کیلومتر و مساحت بستگی ۲۵ کیلومتر مربع به نظر می‌رسد. این بخش مخزنی از ماسه سنگ‌های کم و بیش شیل‌دار به همراه لایه‌های شیلی تشکیل یافته است. بخش مخزنی در پایین این سازند واقع شده و ستون هیدروکربور آن تقریباً ۱۶ متر ضخامت دارد. تنها چاه‌های ۱ و ۲ میدان تا این سازند حفاری شده‌اند که آن‌ها نیز به حد تماس آب و نفت نرسیده‌اند و تنها عمق (۳۲۹۰-) متری به عنوان سطح تماس آب و نفت این سازند فرض شده است. در چاه شماره ۱ برای متوسط تخلخل و اشباع آب سازند به ترتیب ارقام ۱۵٪ و ۲۴٪ عنوان شده است. میزان API نفت در این افق مخزنی ۳۳ می‌باشد.

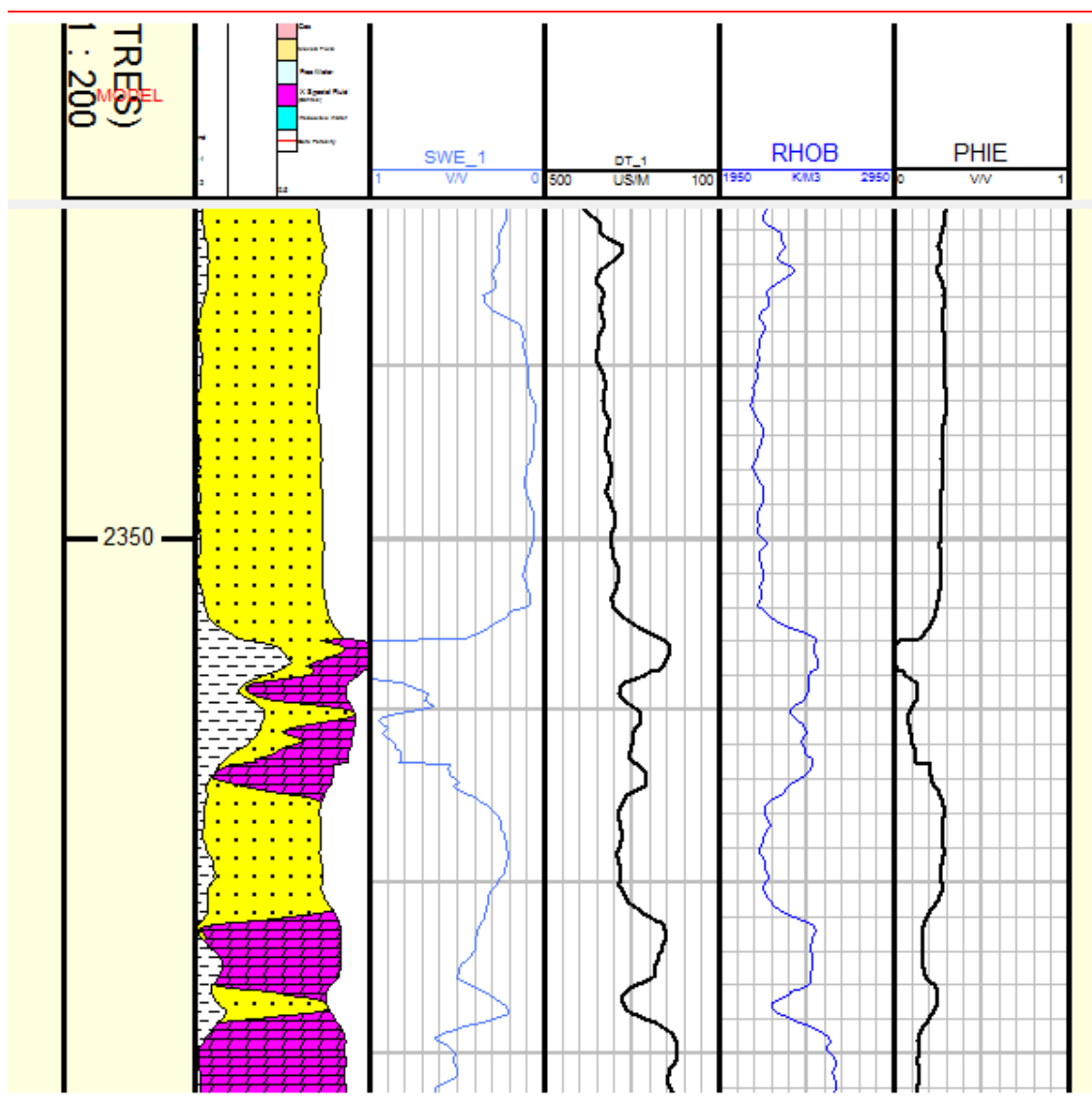
¹ Spill Point

۳-۵- داده‌های مورد استفاده

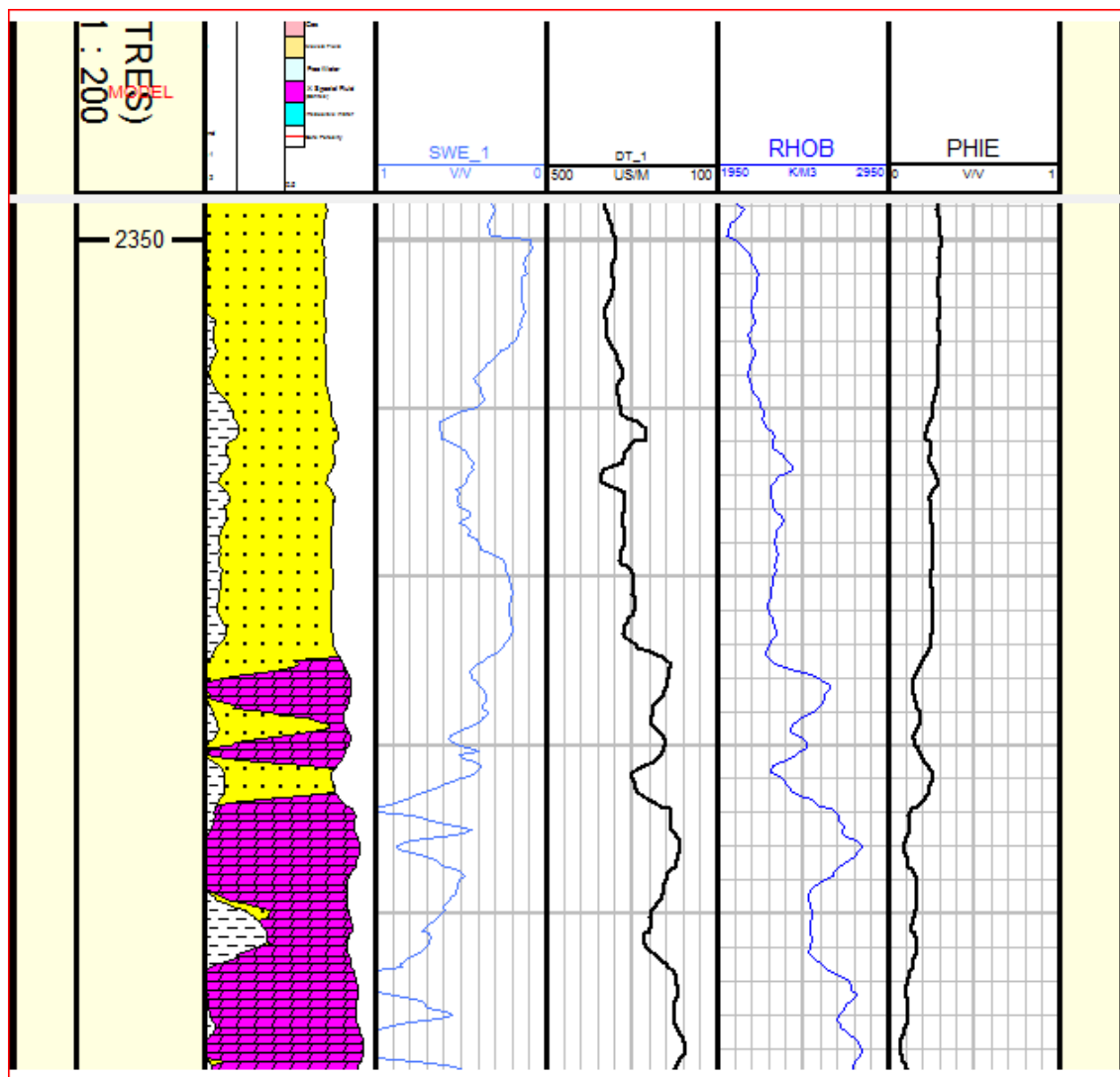
۱- چک شات برای چاه A_1 که از آن برای تبدیل داده‌ها از حوضه زمان به عمق استفاده می‌شود. مختصات این چاه در دسترس نمی‌باشد اما بر اساس نقشه‌های زیرسطحی ($UGC\ map^1$) این چاه بین چاه‌های A_2 و A_4 قرار می‌گیرد.

۲- نگارهای چاه: در این مطالعه نگارهای چاه‌پیمایی سه چاه A_2 ، A_3 و A_7 در دسترس می‌باشند. ارزیابی پتروفیزیکی شامل حجم شیل، تخلخل، اشباع آب و درصد کانی‌ها برای هر کدام از چاه‌ها در دسترس می‌باشد. سایر نگارهای چاه‌پیمایی شامل نگار تخلخل، سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی می‌باشند. از این میان نگار سرعت موج برشی تنها برای یک چاه (A_7) در دسترس می‌باشد. شکل‌های (۳-۳) و (۳-۴) نگارهای تخلخل، اشباع آب، درصد کانی‌ها، چگالی و زمان عبور موج تراکمی برای دو چاه A_2 و A_3 که در نرم‌افزار ژئولاگ رسم شده‌اند را نشان می‌دهند. برای دو چاه A_4 و A_5 نگارهای چاه‌پیمایی در دسترس نمی‌باشد.

¹ underground contour map



شکل ۳-۳. نمایش نگارهای عمق (ترک ۱)، لیتولوژی (ترک ۲)، اشباع آب (ترک ۳)، زمان عبور موج تراکمی (ترک ۴)، چگالی (ترک ۵) و تخلخل (ترک ۶) مربوط به چاه A₂.



شکل ۳-۴. نمایش نگارهای عمق (ترک ۱)، لیتولوژی (ترک ۲)، اشباع آب (ترک ۳)، زمان عبور موج تراکمی (ترک ۴)، چگالی (ترک ۵) و تخلخل (ترک ۶) مربوط به چاه A₃.

۳- موقعیت و مسیر چاه‌ها که شامل مختصات چاه‌ها، ارتفاع میز دوار، آزمون و شیب چاه‌ها می‌باشد. از آن جا که چاه‌ها قائم هستند میزان شیب و آزمون برابر صفر است.

۴- اطلاعات مربوط به آزمایشات PVT شامل دما، فشار، شوری، میزان گاز حل شده در نفت، چگالی مخصوص گاز در جدول ۲-۳ آمده است.

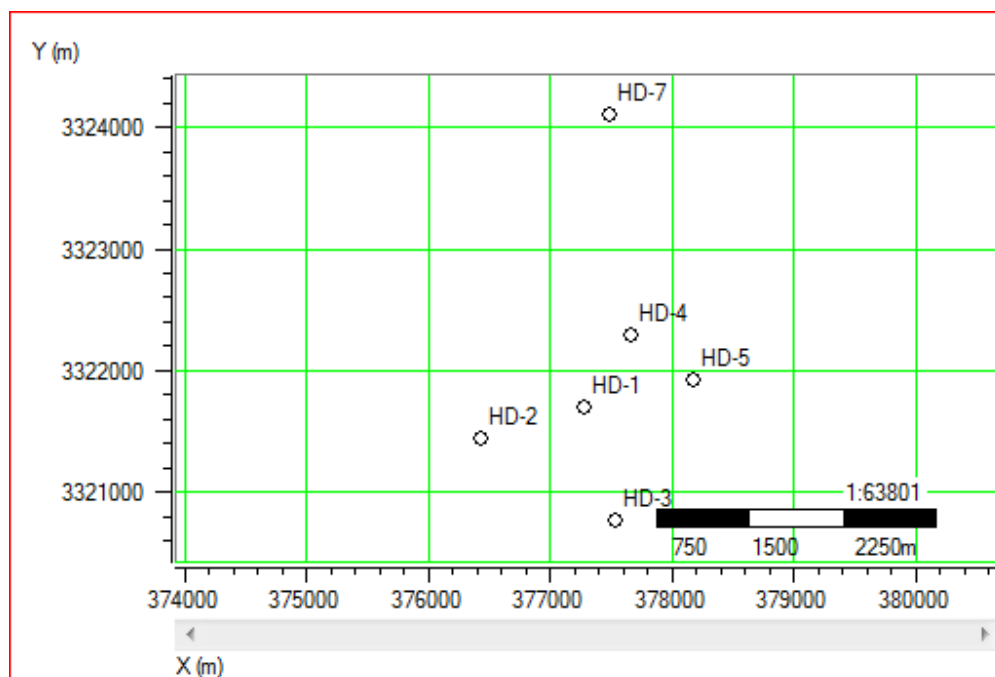
جدول ۳-۲. اطلاعات مربوط به PVT و خواص مخزنی.

مقدار	واحد	پارامتر اندازه‌گیری شده
۱۱۶/۹۹۶	F	دما
۹/۸۷	Mpa	فشار
۱۸۶۵۶۹	PPM	شوری
۰/۷	API	چگالی مخصوص گاز
۶۱/۹۸	L/L	گاز حل شده در نفت

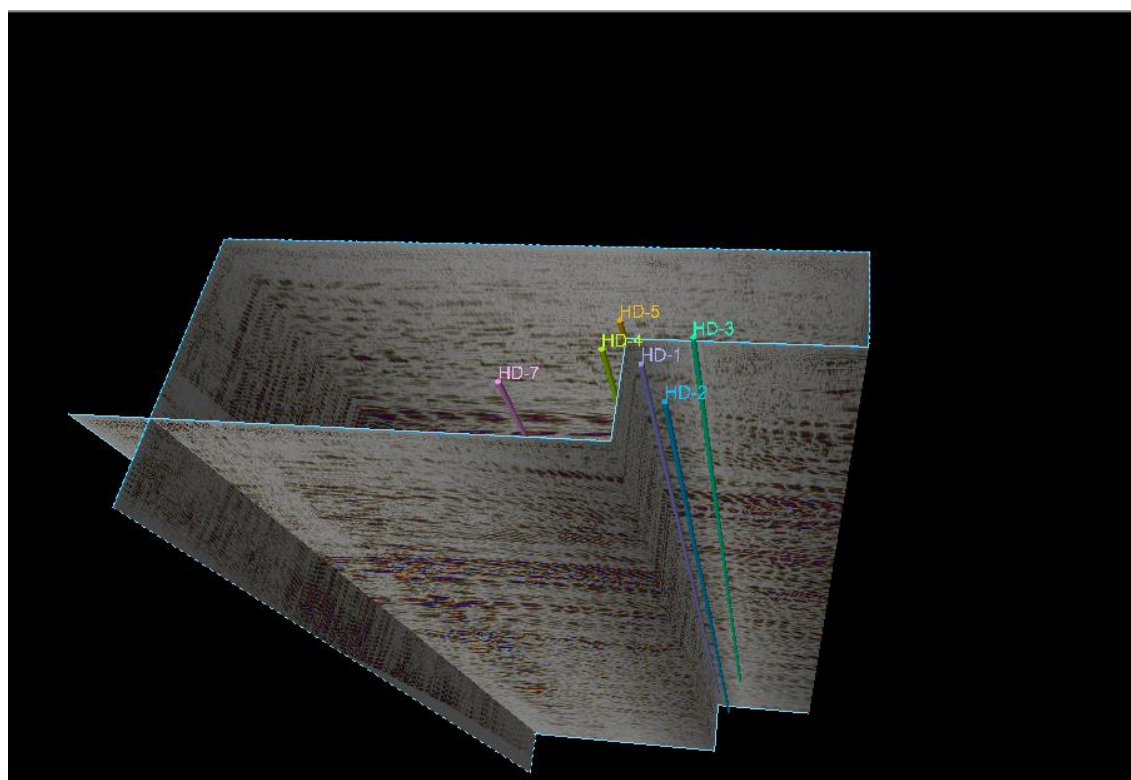
۵- اطلاعات لرزه‌نگاری: یک مقطع لرزه‌ای که از نزدیکی چاه‌های مورد مطالعه می‌گذرد. شکل‌های (۳-۳) و (۵) و (۶-۳) موقعیت قرار گرفتن چاه‌ها نسبت به هم و مقطع لرزه‌ای گذرنده از نزدیکی چاه‌ها را نشان می‌دهند. جدول ۳-۳ فاصله چاه‌ها از مقطع لرزه‌ای را نشان می‌دهد.

جدول ۳-۳. فاصله چاه‌ها از مقطع لرزه‌ای.

چاه	فاصله از مقطع لرزه‌ای
A ₂	۷۹۶/۹۹
A ₃	۳۰/۰۴
A ₇	۹۹۹/۷



شکل ۳-۵. موقعیت نسبی چاه‌ها نسبت به هم در میدان مورد مطالعه.



شکل ۳-۶. مقطع لرزه‌ای گذرنده از نزدیکی چاه‌ها در نرم‌افزار پترل.

فصل چهارم

جداسازی گاز، تعیین مدل فیزیک سنگ و مدل سازی لرزه‌ای

۴-۱- مقدمه

در این فصل با توجه به اینکه اطلاعات نگار برشی تنها برای یک چاه در دسترس است، در ابتدا سرعت موج برشی برای سایر چاه‌ها تخمین زده می‌شود. پس از آن برخی پارامترهای الاستیک را محاسبه و نمودارهای نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی، نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل امپدانس صوتی، امپدانس صوتی در مقابل ضریب پواسون، ضریب تراکم‌پذیری در مقابل ضریب سختی، سرعت برجا در مقابل سرعت در حالت اشباع کامل سیالات و امپدانس الاستیک توسعه یافته رسم می‌شود تا بهترین جداسازی گاز از آب و نفت تعیین شود. در مرحله بعد برای تعیین مدل فیزیک سنگ مناسب، مدل‌های فیزیک سنگ گسمن، هاشین شریکمن، هرترز میندلین و رابطه تجربی کریف مقایسه می‌شوند. پس از تعیین مدل فیزیک سنگ مناسب، جانشینی سیال برای درصدهای مختلف اشباع از گاز انجام می‌شود و در نهایت برای بررسی اثر تغییر سیال بر روی پاسخ لرزه‌ای، مدل سازی پیشرو لرزه‌ای انجام داده می‌شود.

۴-۲- شناسایی سیال

داده‌های چاه‌پیمایی به منظور تعیین بخش‌های مهم و مخزنی درون چاه، اطلاعات ارزشمندی را در اختیار ما قرار می‌دهد. در این بخش از آنالیز اطلاعات چاه‌پیمایی، برای تعیین ارتباط بین پارامترهای الاستیک و کاربرد آن‌ها در پیش‌بینی محتوای سیال و لیتولوژی استفاده می‌شود. پارامترهای الاستیک را می‌توان به کمک نگارهای چگالی، سرعت موج تراکمی و برشی به دست آورد.

از آنجایی که تفکیک سیال و لیتولوژی جزء اهداف اصلی توسعه دادن و یا توسعه مجدد مخازن می‌باشد، در این بخش هدف ما تفکیک گاز از سایر سیالات مخزن (آب و نفت) می‌باشد. اسمیت و

گیدلو^۱ (۱۹۸۷) از سرعت موج تراکمی و برشی و ضریب پواسون برای توسعه فاکتور سیال به عنوان روش شناسایی سیال استفاده کردند. ضرایب لامه، سخت‌شدگی برشی و چگالی سایر پارامترهایی هستند که خواص سیال و سنگ را توصیف می‌کنند. برای جداسازی گاز از آب و نفت در مطالعه حاضر از نمودارهایی استفاده می‌شود که در زیر به بررسی آن‌ها پرداخته می‌شود.

۴-۲-۱- تخمین سرعت برشی

برای تعیین پارامترهایی که برای تفکیک سیالات مورد استفاده قرار می‌گیرند، نیاز به دانستن سه پارامتر اساسی چگالی، سرعت موج برشی و تراکمی می‌باشد. از آنجا که اطلاعات سرعت موج برشی برای یک چاه در دسترس ما قرار دارد، تخمین سرعت برشی برای سایر چاه‌های مخزن مورد مطالعه (بخش غار آسماری که دارای لیتولوژی ماسه‌سنگ به همراه سیمان دولومیتی می‌باشد) مورد نیاز می‌باشد. برای تخمین موج برشی از روش‌هایی نظیر شبکه عصبی، الگوریتم ژنتیک، رگرسیون و یا نرم افزارهایی مانند پاورلاگ استفاده می‌شود. برای این کار با توجه به مشابه بودن میدان مورد مطالعه و بر اساس تجربیات گذشته (معتضدیان و همکاران، ۲۰۱۱) سرعت موج برشی برای سایر چاه‌های مورد مطالعه، تخمین زده شده است. برای این کار از دو روش الگوریتم ژنتیک و روش رگرسیون در حالت خطی و غیر خطی، استفاده شد و در نهایت از روش رگرسیون غیر خطی (چند جمله‌ای^۲) با توجه به خطای کمتر برای تخمین سرعت موج برشی استفاده شد. جدول ۴-۱ میانگین مربع خطای محاسبه شده را برای الگوریتم ژنتیک و رگرسیون در حالات خطی و غیر خطی برای تخمین سرعت موج برشی و تراکمی نشان می‌دهد.

¹ Gidlow et al

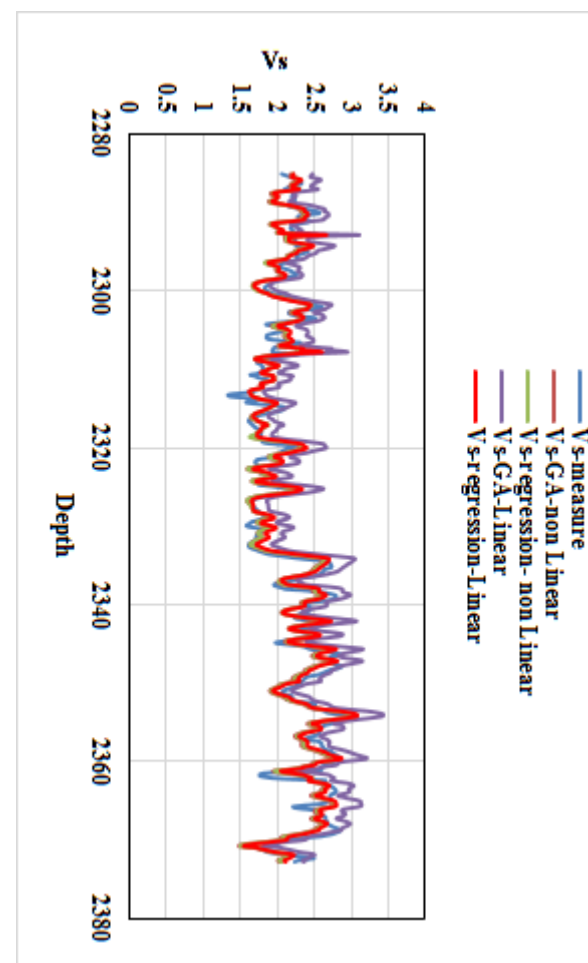
² Polynomial

جدول ۴-۱. میزان میانگین مربع خطا و ضریب رگرسیون برای دو روش الگوریتم ژنتیک و رگرسیون خطی و غیر

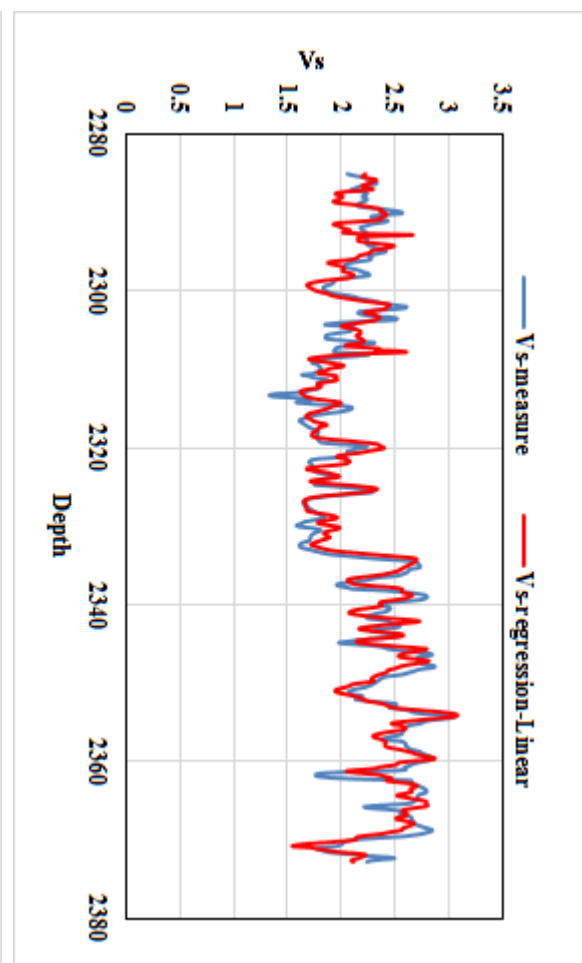
خطی.

روش		میانگین مربع خطا		ضریب رگرسیون
		سرعت تراکمی	سرعت برشی	
الگوریتم ژنتیک	خطی	۰/۱۵۱۸۴۴	۰/۱۰۸۱۷۹	۰/۷۲
	غیرخطی	۰/۱۴۸۲۱۳	۰/۰۳۷۵۵۷	۰/۷۴
رگرسیون	خطی	۰/۱۵۲۷۰۹	۰/۰۳۳۵۱۳۴	۰/۷۳
	غیرخطی	۰/۱۴۸۱۴۳	۰/۰۳۵۷۶۴	۰/۷۴

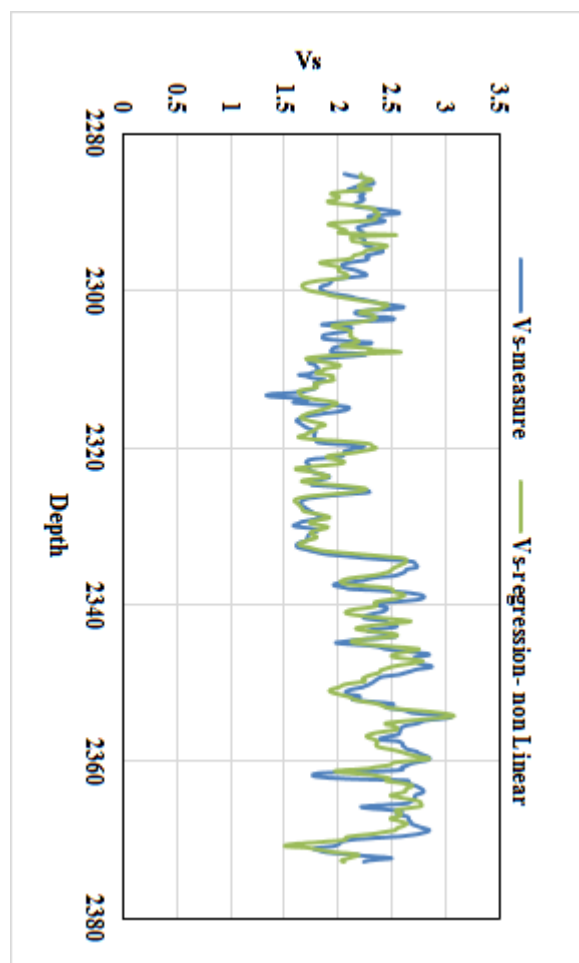
باید به این نکته توجه داشت که اگر چه میانگین مربع خطا برای حالت خطی در روش رگرسیون در تخمین سرعت برشی کمی کوچک‌تر از حالت غیر خطی می‌باشد اما این میزان خطا برای سرعت موج تراکمی بیشتر می‌باشد و در انتخاب روش مناسب‌تر باید به هر دو توجه داشت. در شکل (۴-۱) نمودار سرعت برشی اندازه‌گیری شده و سرعت تخمین زده شده به کمک هر کدام از این روش‌ها مشاهده می‌شود.



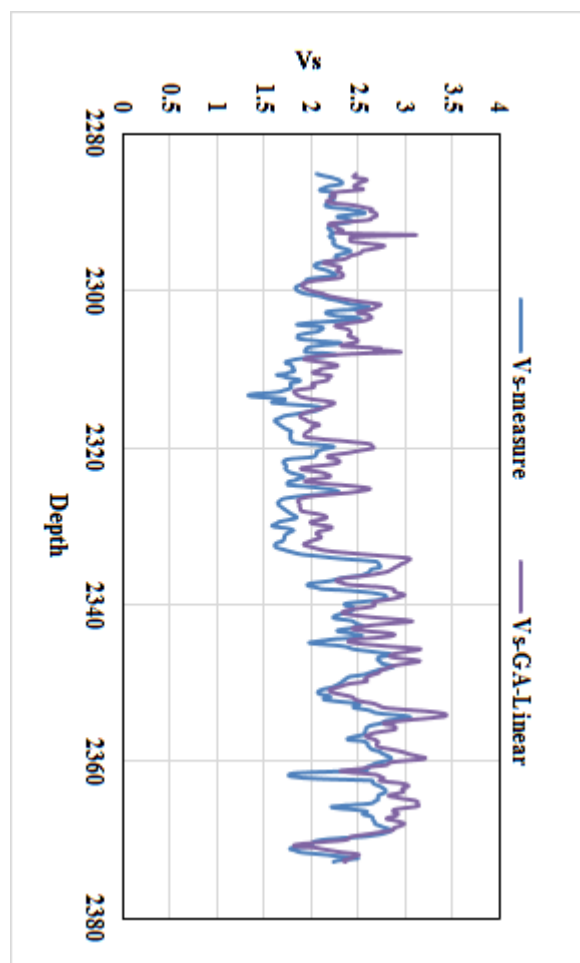
(ث)



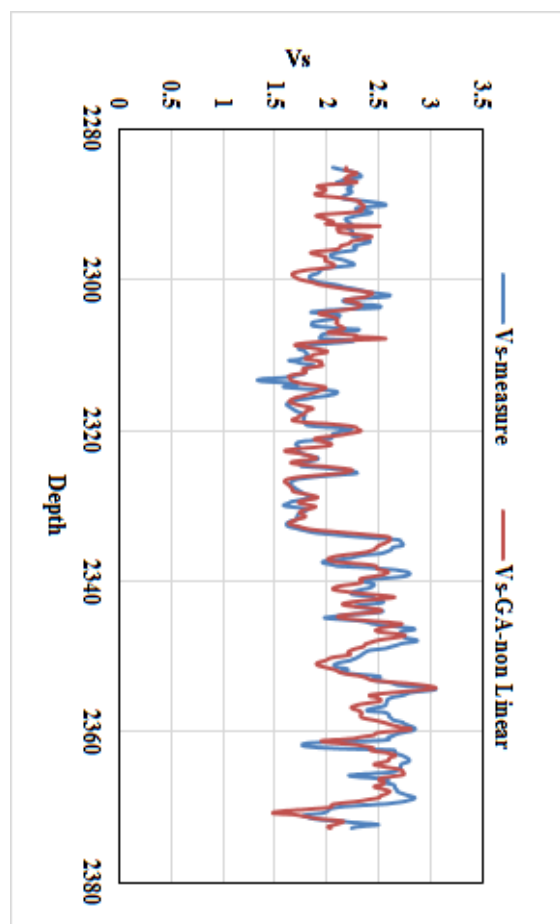
(ت)



(پ)



(ب)



(الف)

شکل ۴-۱. مقایسه نمودار سرعت برشی اندازه‌گیری شده با سرعت برشی تخمین زده شده به روش‌های مختلف: الف (الگوریتم ژنتیک غیر خطی) - ب (الگوریتم ژنتیک خطی) - پ (رگرسیون غیر خطی) - ت (رگرسیون خطی) - ث (همه روش‌ها)

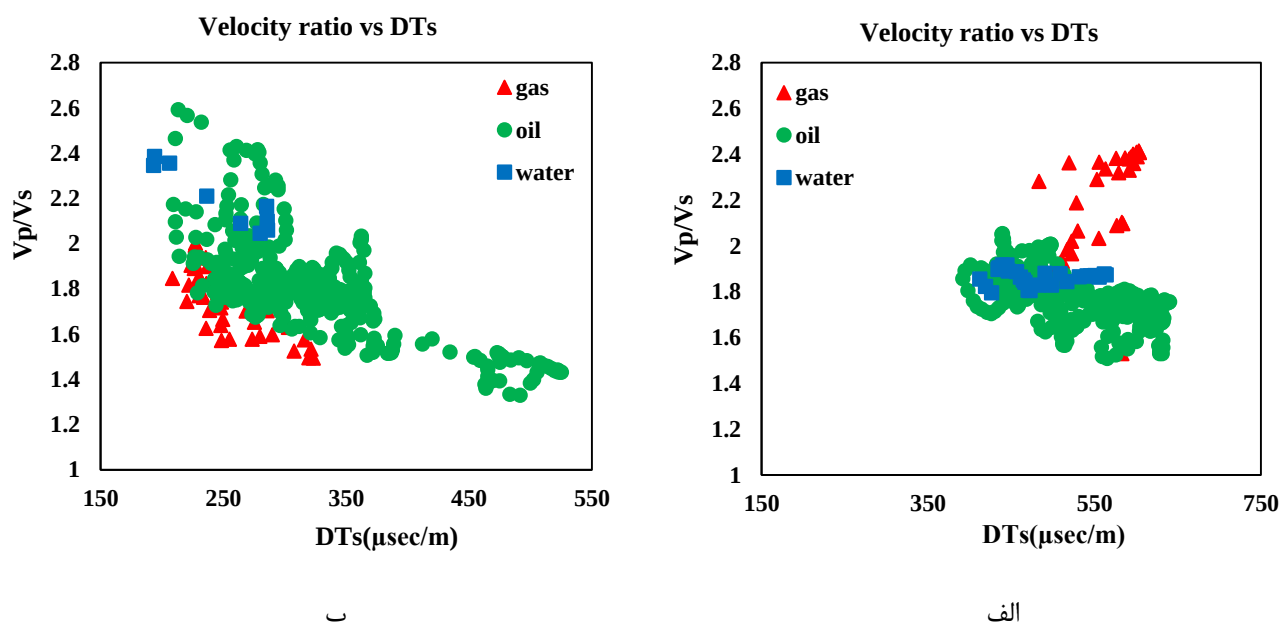
۴-۲-۲- تعیین پارامترهای الاستیک و تفسیر نمودارهای آن‌ها

زمانی که پارامترهای اساسی فیزیک سنگ (سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی) در دسترس باشند، به کمک روابط ریاضی می‌توان سایر پارامترها را جهت تفکیک سیال و لیتولوژی محاسبه کرد.

الف- نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی

سرعت موج تراکمی نسبت به سرعت موج برشی حساسیت بیشتری را نسبت به تغییر سیال از خود نشان می‌دهد. موج تراکمی از هر دو محیط سنگ و سیال عبور می‌کند در حالی که موج برشی تنها از سنگ عبور کرده و به سیال حساس نمی‌باشد. این مطلب بیانگر آن است که تغییر ناگهانی در نسبت سرعت‌ها می‌تواند نشانه حضور سیالات مختلف باشد. مقادیر بالای نسبت سرعت کیفیت مخزنی پایین و مقادیر پایین آن کیفیت مخزنی مناسب را نشان می‌دهد (هامادا، ۲۰۰۷).

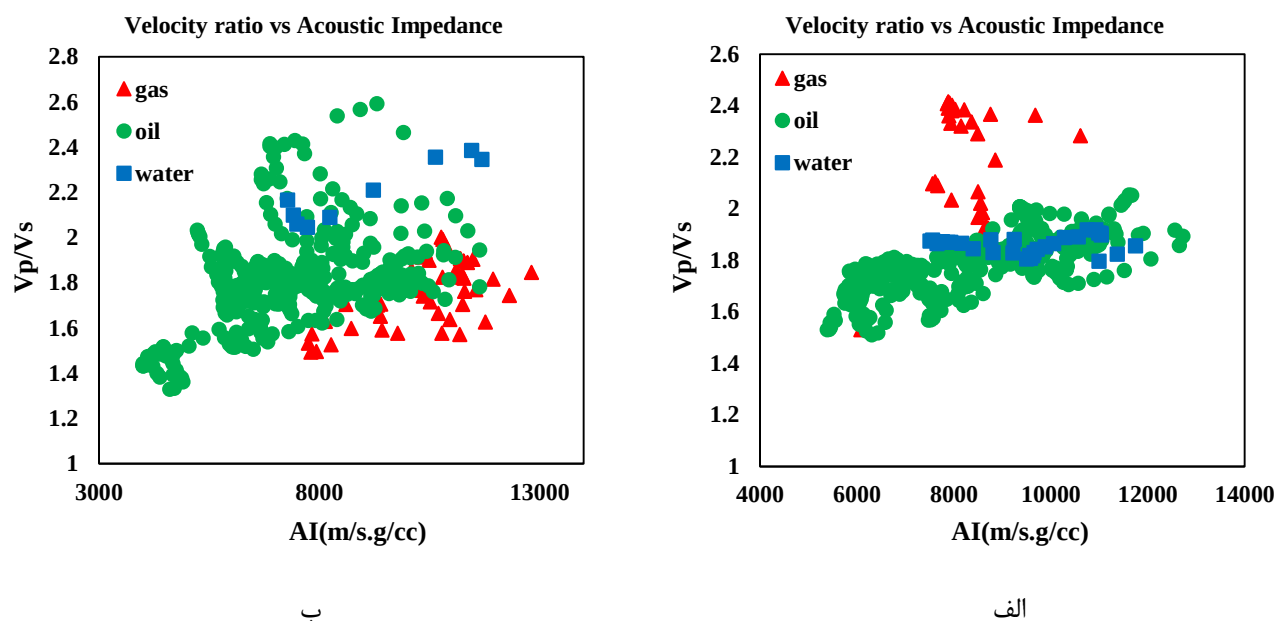
در شکل (۴-۲) نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به برشی که کمیتی بی بعد است در مقابل زمان عبور موج برشی (Δt_s) که بر حسب میکروثانیه بر متر می‌باشد، برای دو چاه A_2 و A_3 در میدان مورد مطالعه مشاهده می‌شود. در این نمودار گاز با مثلث قرمز رنگ، نفت با دایره سبز رنگ و آب با مربع‌های آبی رنگ نمایش داده شده‌اند. در چاه A_2 داده‌های مربوط به ناحیه گازی جدا از آب و نفت و در برخی نقاط، نزدیک به نفت قرار می‌گیرد. این جدایش برای چاه A_3 مشاهده نمی‌شود و همانند شکل فوق مشاهده می‌شود که اکثراً نقاط نفتی، نقاط مربوط به گاز را می‌پوشانند. بر این اساس این نمودار برای شناسایی گاز از سایر سیالات مناسب نمی‌باشد.



شکل ۴-۲. نمودار نسبت سرعت تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی. الف- چاه A2، ب- چاه A3.

ب- نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل امپدانس صوتی

حاصل ضرب چگالی سنگ در سرعت موج تراکمی را امپدانس صوتی یا امپدانس موج تراکمی گویند؛ که پارامتر مناسبی جهت تخمین سیال و لیتولوژی به حساب می‌آید. حضور گاز سبب کاهش این پارامتر می‌شود. باید توجه داشت که تفکیک سیال و لیتولوژی زمانی که شیل و ماسه سنگ میزان امپدانس صوتی یکسانی داشته باشند، به کمک این نمودار سخت و یا غیر ممکن می‌شود. در این حالت برای کاهش عدم قطعیت در جداسازی سیال و لیتولوژی از روش‌های دیگر باید استفاده کرد. در شکل (۳-۴) نمودار نسبت سرعت موج تراکمی به سرعت موج برشی در مقابل امپدانس صوتی مشاهده می‌شود. در چاه A₂ نقاط گازی جدایش نسبتاً خوبی را نسبت به نفت و آب نشان می‌دهند اما در چاه A₃، نقاط مربوط به زون گازی توسط نفت پوشش داده شده‌اند.

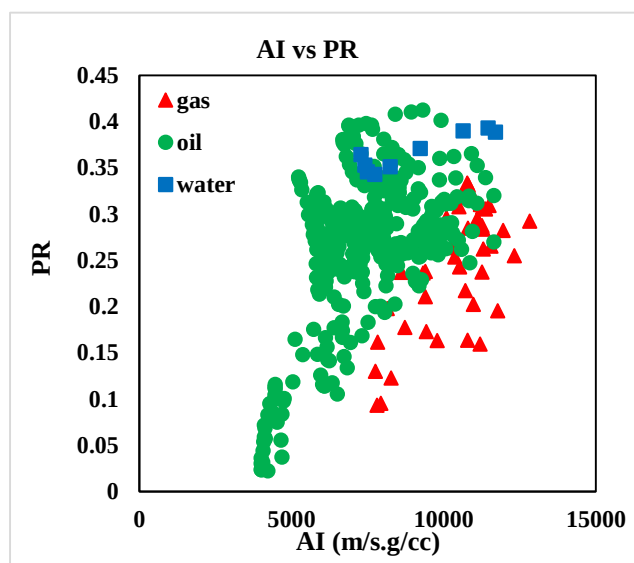


شکل ۳-۴. نمودار نسبت سرعت تراکمی به برشی در مقابل امپدانس صوتی. الف- چاه A_2 ، ب- چاه A_3 .

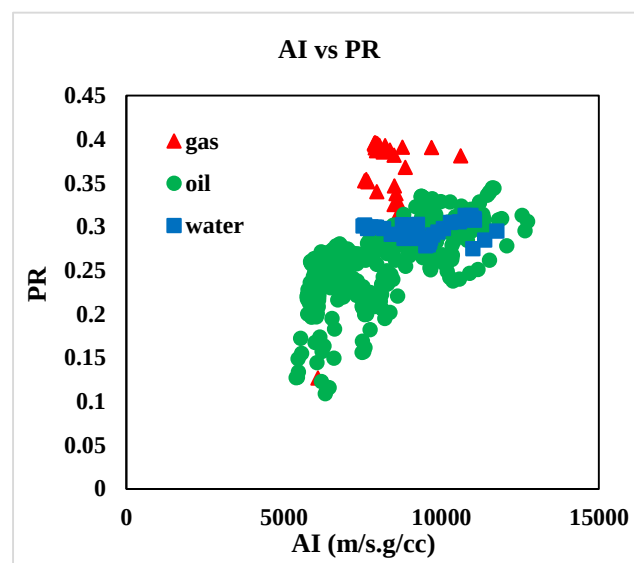
پ-نمودار امپدانس صوتی در مقابل ضریب پواسون

از دیگر پارامترهای مهم برای شناسایی سیال می‌توان به ضریب پواسون اشاره کرد که مطابق روابط ارائه شده در جدول ۱-۲ می‌توان آن را محاسبه نمود. اهمیت این پارامتر در سال ۱۹۸۴ زمانی که اوستراندر^۱ بیان کرد که حضور گاز سبب کاهش ضریب پواسون می‌شود، آشکار شد (اوستراندر، ۱۹۸۴). با رسم نمودار امپدانس صوتی در مقابل ضریب پواسون برای دو چاه مورد نظر مطابق شکل (۴-۴) مشاهده می‌شود که در چاه A_2 نمودار پاسخ قابل قبولی می‌دهد و جدایش خوبی مانند سایر روش‌ها مشاهده می‌شود اما در چاه A_3 پراکندگی نقاط زیاد بوده و نقاط مربوط به نفت، نقاط مربوط به گاز را می‌پوشانند؛ بنابراین این روش برای تفکیک گاز از نفت و آب قابل استفاده نمی‌باشد.

¹ Ostrander



ب

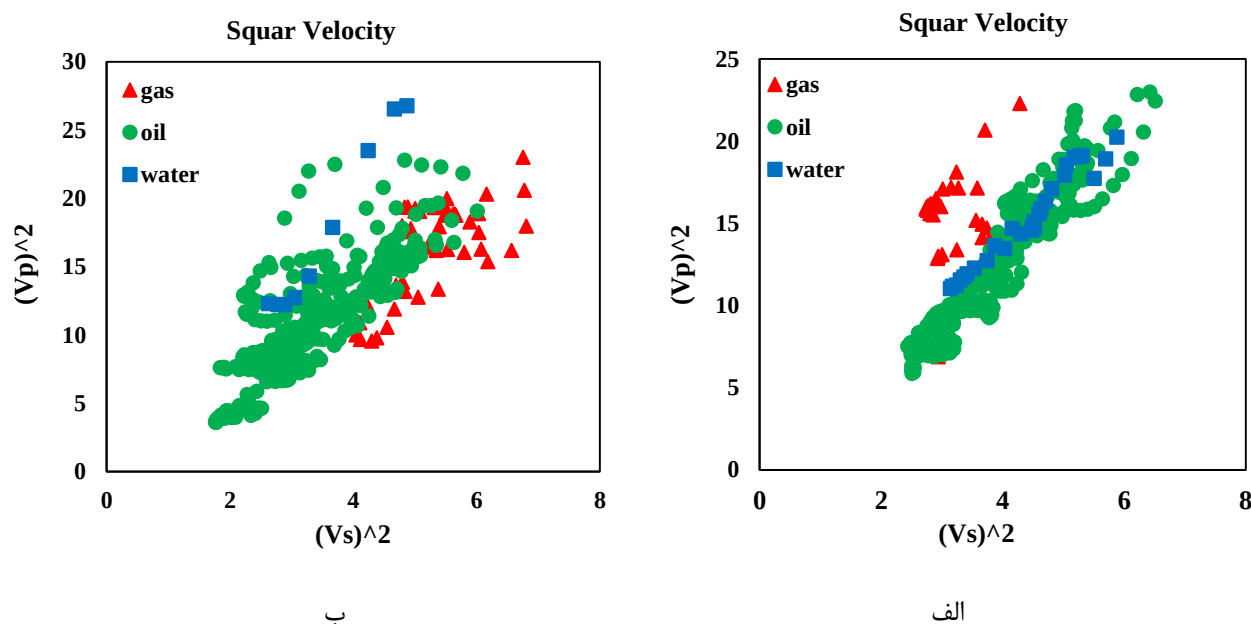


الف

شکل ۴-۴. نمودار امپدانس صوتی در مقابل ضریب پواسون. الف- چاه A₂، ب- چاه A₃.

ت-نمودار مربع سرعت موج تراکمی در مقابل مربع سرعت موج برشی

بر اساس این نمودار که در آن مربع سرعت موج تراکمی در مقابل سرعت موج برشی که در آن سرعت‌ها بر حسب کیلومتر بر ثانیه می‌باشند، مشاهده می‌شود که در چاه A₂ جدایش بهتری نسبت به چاه A₃ صورت می‌پذیرد (شکل ۴-۵). اما با توجه به شکل سمت چپ و قرار گرفتن نقاط نفت روی نقاط گازی این روش نیز همانند روش‌هایی که تاکنون ذکر شدند، روش مناسبی برای تفکیک گاز از آب و نفت نمی‌باشد.



شکل ۴-۵. نمودار مربع سرعت تراکمی در مقابل مربع سرعت برشی. الف- چاه A₂ ، ب- چاه A₃.

ث- نمودار ضریب تراکم‌ناپذیری در مقابل ضریب سختی (LMR^۱)

این روش توسط گودوی و همکاران^۲ (۱۹۹۷) معرفی شد. آن‌ها بیان کردند که از این روش می‌توان لیتولوژی‌های مختلف را جدا و ماسه سنگ گازدار را مشخص نمود. نحوه محاسبه این پارامترها (ضریب سختی و ضریب تراکم‌ناپذیری) در جدول ۱-۲ بیان شده است که در زیر به آن اشاره می‌شود.

$$\mu\rho = \rho(\rho v_s^2) = (\rho v_s)^2 \quad (۱-۴)$$

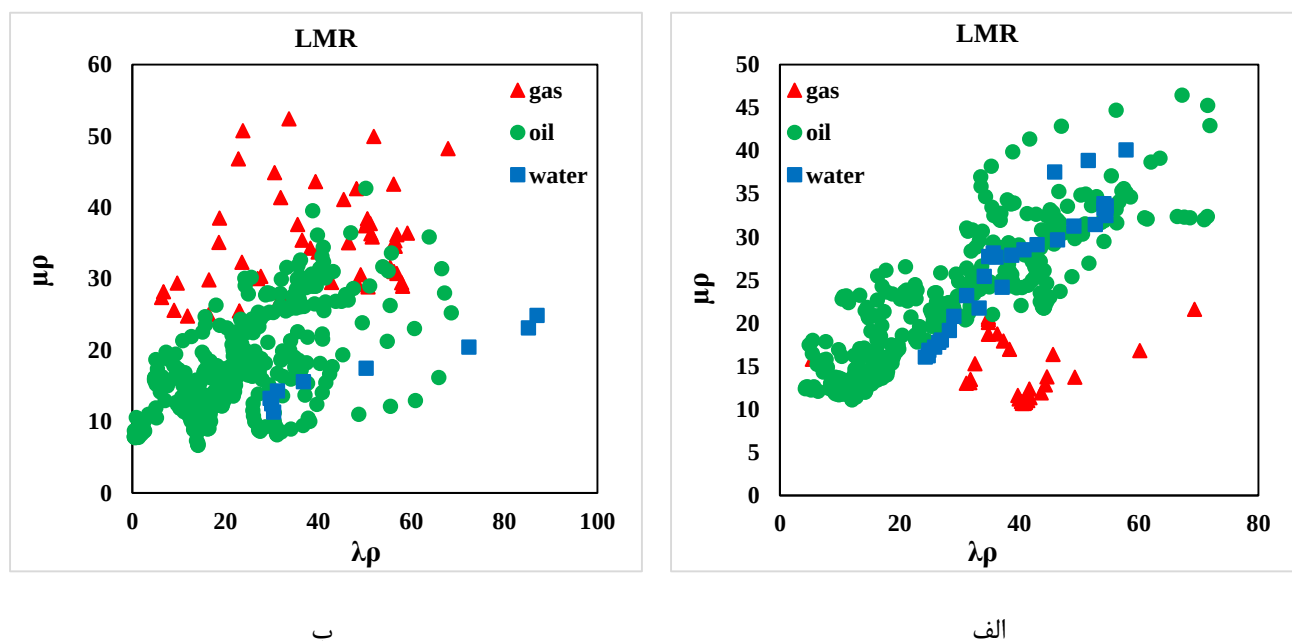
$$AI^2 = (\rho V_p)^2 = \rho(\lambda + 2\mu) \rightarrow \lambda\rho = (\rho V_p)^2 - 2(\rho V_s)^2 \quad (۲-۴)$$

تراکم‌ناپذیری پارامتر مناسبی برای مشخص کردن محتوای سیال درون حفرات است. در مخازن ماسه سنگی، نگار تراکم‌ناپذیری در بخش‌های هیدروکربوردار مقادیر پایین را نشان می‌دهد. با رسم نمودار

^۱ Lambda-Mu-Rho

^۲ Goodway et al

تراکم‌ناپذیری در مقابل ضریب سختی همانند شکل زیر مشاهده می‌شود که این روش پاسخ مناسبی به ما نمی‌دهد؛ زیرا در شکل مربوط به چاه A_3 پراکندگی نقاط گازی زیاد بوده و نقاط نفتی روی آن‌ها قرار می‌گیرند.



شکل ۴-۶. نمودار تراکم‌ناپذیری در مقابل ضریب سختی. الف- چاه A_2 ، ب- چاه A_3 .

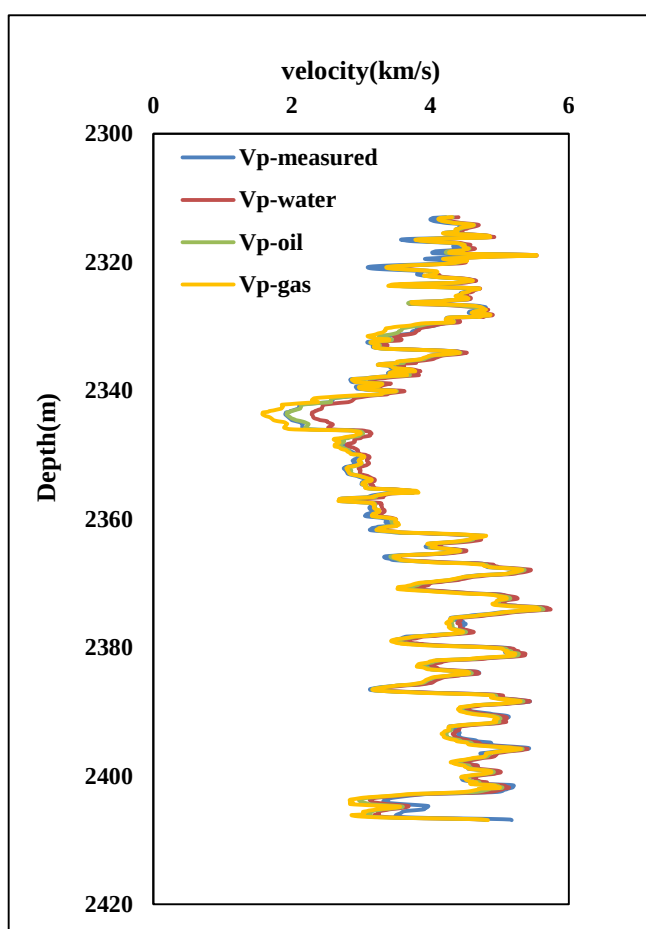
ج- نمودار سرعت برجا در مقابل سرعت در حالت اشباع کامل سیالات

در این روش، نگار سرعت موج تراکمی ثبت شده (برجا) با سرعت در حالت اشباع ۱۰۰ درصد آب، نفت و گاز مقایسه شده و انتظار می‌رود که در هر بخش با توجه به نوع سیال موجود در مخزن نمودار سرعت در حالت برجا و اشباع کامل سیال موجود در آن بخش در کنار هم قرار گیرند (شکل ۴-۷). برای تعیین سرعت برای اشباع کامل از هر سیال، رابطه بایوت - گسمن (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹) که در زیر به آن اشاره شده است، مورد استفاده قرار گرفت.

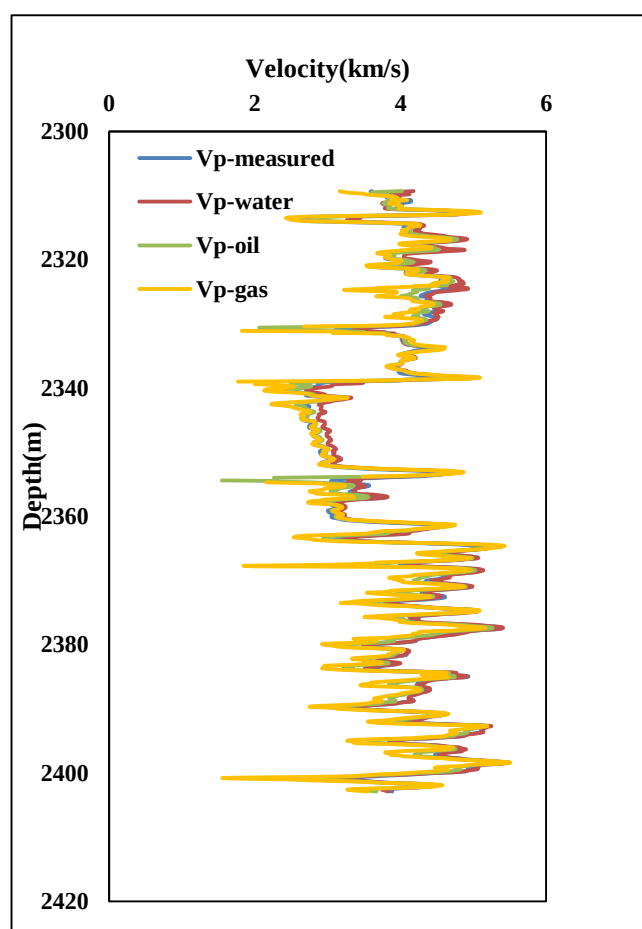
فصل چهارم: جداسازی گاز، تعیین مدل فیزیک سنگ و مدل سازی لرزه‌ای

$$\frac{K_{sat1}}{K_{ma} - K_{sat1}} - \frac{K_{fl1}}{\phi(K_{ma} - K_{fl1})} = \frac{K_{sat2}}{K_{ma} - K_{sat2}} - \frac{K_{fl2}}{\phi(K_{ma} - K_{fl2})} \quad (3-4)$$

در این رابطه ϕ ، K_{ma} به ترتیب تخلخل و ضریب بالک ماتریکس سنگ بوده که طی جانشینی سیال ثابت می‌مانند. K_{sat1} ، K_{fl1} ، K_{sat2} و K_{fl2} نیز به ترتیب ضرایب بالک سیال اولیه، سنگ اشباع از سیال اولیه، سیال ثانویه و سنگ اشباع از سیال ثانویه می‌باشند.



ب



الف

شکل ۴-۷. مقایسه سرعت موج تراکمی برجا با سرعت سیالات در حالت اشباع کامل. الف- چاه A_2 ، ب- چاه A_3 .

در شکل فوق مشاهده می‌شود که نمودارهای سرعت در حالت اشباع کامل آب (قرمز)، نفت (سبز) و گاز (قهوه‌ای روشن) به جز در بازه عمقی محدودی (حدود ۲۳۴۰-۲۳۵۰ متری) خیلی نزدیک به هم

قرار گرفته و جدایش قابل ملاحظه‌ای بین آن‌ها صورت نمی‌پذیرد؛ بنابراین نمی‌تواند پاسخ مناسبی در تفکیک گاز از آب و نفت به ما بدهد.

چ-امپدانس الاستیک توسعه یافته (EI^1)

امپدانس صوتی حالت خاصی از امپدانس الاستیک (EI^2) می‌باشد. در زاویه برخورد قائم، میزان امپدانس الاستیک با امپدانس صوتی برابر می‌شود. رابطه ریاضی برای تعیین امپدانس الاستیک توسط کونولی به صورت زیر معرفی شد (کونولی^۳، ۱۹۹۹).

$$EI = V_p^a * V_s^b * \rho_b^c \quad (4-4)$$

$$a = 1 + \sin^2 \theta \quad (5-4)$$

$$b = -8K \sin^2 \theta \quad (6-4)$$

$$c = 1 - 4K \sin^2 \theta \quad (7-4)$$

$$K = \left(\frac{\bar{V}_s}{\bar{V}_p} \right)^2 \quad (8-4)$$

در روابط فوق $\bar{V}$ ، θ به ترتیب متوسط سرعت و زاویه برخورد می‌باشند. در صورتی که برخورد به صورت قائم صورت پذیرد (زاویه $\theta = 0$)، ضرایب a و c برابر یک و ضریب b برابر صفر می‌باشد. در این حالت خواهیم داشت:

$$EI = V_p^1 * \rho_b^1 = AI \quad (9-4)$$

¹ Extended Elastic Impedance

² Elastic impedance

³ Connolly

در سال ۲۰۰۰ وایت کومب^۱ با اضافه کردن ثوابت مرجع (سرعت متوسط موج تراکمی، سرعت متوسط موج برشی و متوسط چگالی) به رابطه امپدانس الاستیک، آن را اصلاح کرد. مزیت این کار این است که تغییرات ابعاد^۲ از معادله EI حذف شده و تابع امپدانس نرمال برای همه زوایای θ در اختیار ما قرار می‌گیرد (وایت کومب، ۲۰۰۰).

$$EI = \bar{V}_p \bar{\rho}_b \left(\frac{\bar{V}_p}{\bar{V}_s} \right)^a \left(\frac{\bar{V}_s}{\bar{\rho}_b} \right)^b \left(\frac{\bar{\rho}_b}{\bar{V}_p} \right)^c \quad (۱۰-۴)$$

$$a = 1 + \sin^2 \theta \quad (۱۱-۴)$$

$$b = -8K \sin^2 \theta \quad (۱۲-۴)$$

$$c = 1 - 4K \sin^2 \theta \quad (۱۳-۴)$$

در این رابطه زاویه (θ) صفر بیانگر برخورد موج به صورت قائم بوده و امپدانس صوتی را نشان می‌دهد. به همین ترتیب زمانی که زاویه برخورد ۹۰ درجه باشد مقدار حاصل برابر گرادیان امپدانس صوتی (GI^3) می‌باشد.

تصویرسازی مقاطع لرزه‌ای با زاویه ثابت می‌تواند برای جداسازی سیالات و لیتولوژی‌های مختلف مورد استفاده قرار گیرد. بهترین تصویر برای یک محیط همگن و بدون نوفه به کمک توسعه تئوری امپدانس الاستیک به دست می‌آید. در این روش با چرخش محورهای مختصات سعی می‌شود بهترین جدایش را بین گاز با آب و نفت ایجاد کرد. برای این منظور در روابط فوق به جای عبارت $\sin^2 \theta$ از $\tan \chi$ استفاده شد. در این حالت زاویه χ در بازه $(-90, +90)$ تغییر می‌کند (وایت کومب، ۲۰۰۰).

$$EEI = \bar{V}_p \bar{\rho}_b \left(\frac{\bar{V}_p}{\bar{V}_s} \right)^p \left(\frac{\bar{V}_s}{\bar{\rho}_b} \right)^q \left(\frac{\bar{\rho}_b}{\bar{V}_p} \right)^r \quad (۱۴-۴)$$

¹ Whitcombe

² variation dimensionality

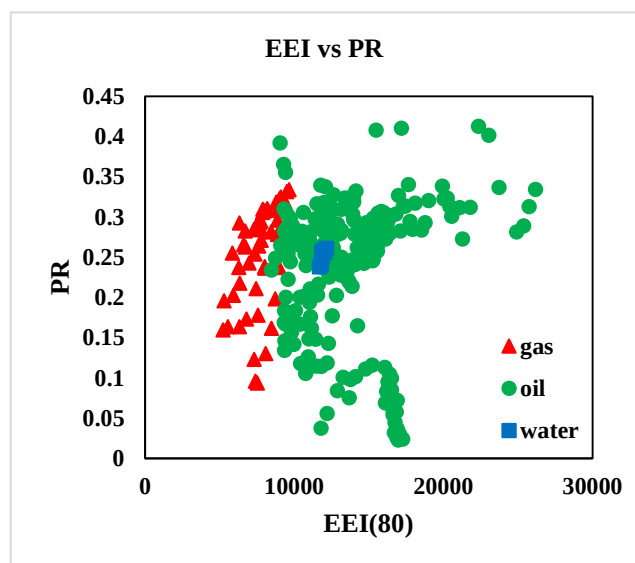
³ Gradient impedance

$$p = \cos \chi + \sin \chi \quad (۱۵-۴)$$

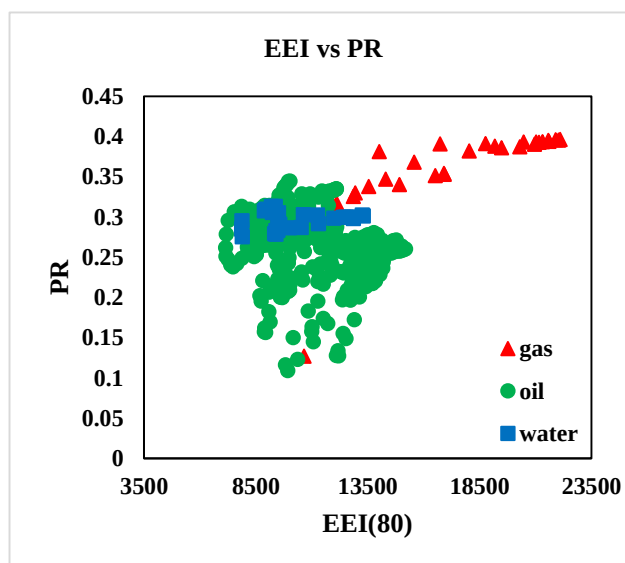
$$q = -8K \sin \chi \quad (۱۶-۴)$$

$$r = \cos \chi - 4K \sin \chi \quad (۱۷-۴)$$

تعیین زاویه مناسب که بهترین جدایش حاصل شود مسئله مهمی می‌باشد. برای این کار نمودار EEI برای زوایای مختلف (فواصل زاویه‌ای ۱۰ درجه) در مقابل ضریب پواسون رسم گردید که در شکل زیر یکی از نمودارها (همراه با بحث روی آن) به عنوان نمونه آمده است و بقیه نمودارها در پیوست الف آورده شده است. در شکل‌های مربوط به این روش مشاهده می‌شود با افزایش زاویه از ۹۰- تا ۰ درجه در نمودارهای مربوط به چاه A_3 دارای پراکندگی بوده و نقاط مربوط به گاز توسط نقاط مربوط به نفت پوشیده می‌شوند درحالی که برای چاه A_2 گاز جدا از نفت و آب قرار می‌گیرد. در ادامه با افزایش زاویه نقاط مربوط به سیالات مختلف به هم نزدیک می‌شوند و در زاویه ۴۰ درجه کاملاً هم‌پوشانی دارند و هیچ‌گونه جدایشی بین سیالات مشاهده نمی‌شود. از زاویه ۵۰ درجه به بعد دوباره جدایش صورت می‌پذیرد. مطابق شکل (۸-۴) که EEI تحت زاویه چرخش ۸۰ درجه در مقابل ضریب پواسون برای دو چاه مورد مطالعه آمده است. مشاهده می‌شود که گاز از نفت و آب قابل تفکیک بوده و در چاه A_3 مرزی که مشاهده می‌شود مربوط به نقاطی است که دارای مقادیری دولومیت می‌باشند.



ب



الف

شکل ۴-۸. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش ۸۰ درجه. الف- چاه A₂، ب- چاه A₃.

۴-۳- تعیین مدل فیزیک سنگ

برای مدل سازی لرزه‌ای، نیاز به تعیین سرعت برای درصدهای مختلف از اشباع سیالات می‌باشد. برای این کار، در ابتدا باید مدل فیزیک سنگ مناسب برای مخزن و میدان مورد مطالعه انتخاب شود. در این مطالعه مدل گسمن که قدیمی‌ترین و پرکاربردترین مدل در مبحث فیزیک سنگ می‌باشد، با مدل‌های هاشین شریکمن، هرتز میندیلین و رابطه تجربی کریف مقایسه می‌شود.

با توجه به اینکه تعیین صحیح ضریب بالک سنگ در حالت خشک امری سخت می‌باشد و روابط هاشین شریکمن، هرتز میندیلین و کریف این ضریب را محاسبه می‌کنند، برای مقایسه این مدل‌ها با مدل گسمن پس از تعیین ضریب بالک سنگ در حالت خشک، بر اساس رابطه ۲-۸ ضریب بالک برای حالت اشباع محاسبه و با ضریب بالک در حالت برجا که از روابط زیر محاسبه می‌شود، مقایسه خواهد شد.

$$\mu_{Sat} = \rho V_s^2 \quad (18-4)$$

$$K_{Sat} = (\rho V_p^2) - \frac{4}{3} \mu \quad (19-4)$$

۴-۳-۱- مقایسه مدل گسمن با رابطه کریف

رابطه تجربی کریف^۱ در ماسه سنگ‌ها برای تعیین ضریب بالک سنگ در حالت خشک به صورت زیر بیان می‌شود (کاظمینی و همکاران^۲، ۲۰۱۰).

$$K_d = K_m(1 - \beta) \quad (20-4)$$

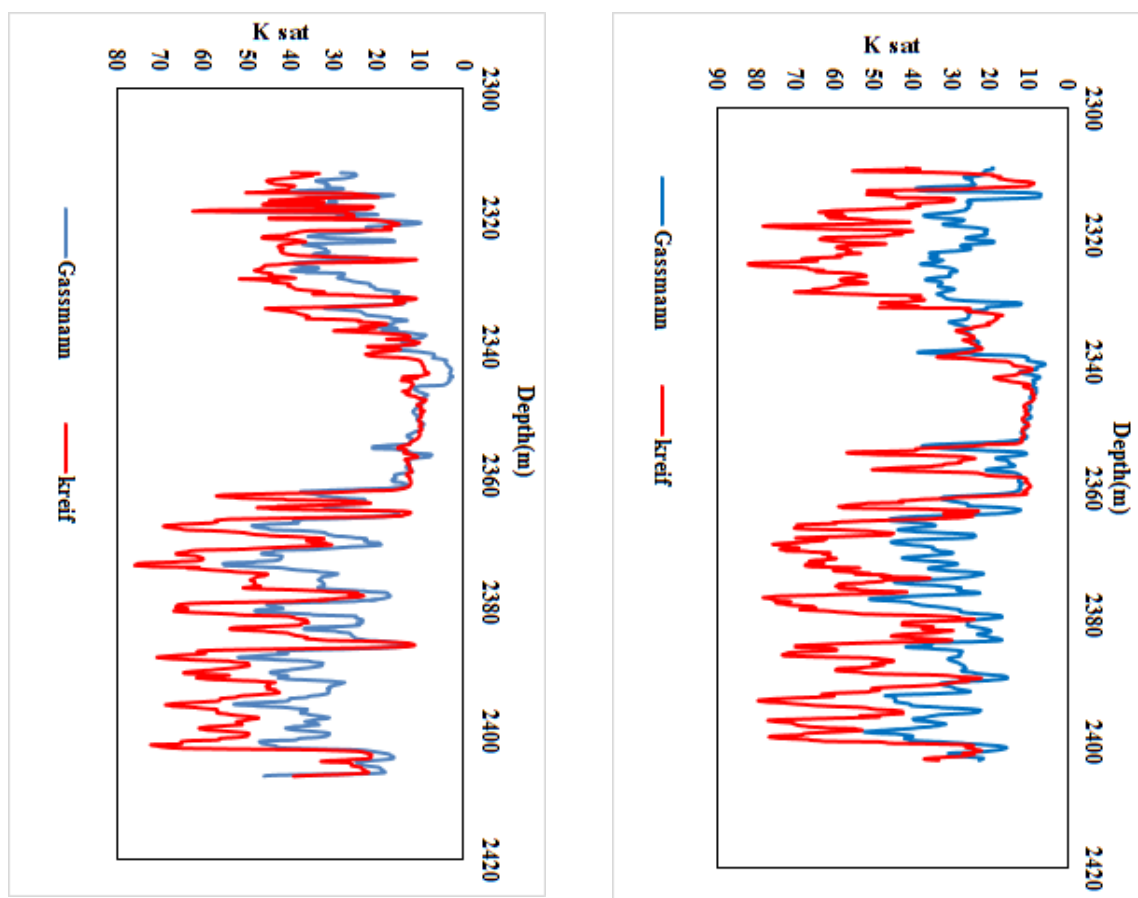
$$(1 - \beta) = (1 - \varphi)^{\frac{3}{1-\varphi}} \quad (21-4)$$

در این رابطه β ضریب بایوت بوده که توسط معادله ۴-۲۱، از نگار تخلخل محاسبه می‌شود. K_m نیز ضریب بالک ماتریکس سنگ می‌باشد که از رابطه (۲-۱۱) محاسبه می‌شود.

پس از تعیین ضریب بالک سنگ خشک توسط رابطه کریف، ضریب بالک برای حالت اشباع از سیال محاسبه می‌شود. با مقایسه ضرایب به دست آمده از مدل گسمن که روابط آن در بخش ۲-۸-۱ بیان شد و رابطه کریف مطابق شکل (۴-۹)، نتیجه گرفته می‌شود که مدل تجربی کریف مدل مناسبی جهت محاسبه ضریب بالک سنگ در حالت خشک نمی‌باشد زیرا رابطه کریف (نمودار آبی) و رابطه گسمن (نمودار قرمز) به جز در بازه ۲۳۴۰-۲۳۶۰ متر که نسبتاً برهم منطبق‌اند در سایر اعماق انطباق خوبی را نشان نمی‌دهند.

¹ Kreif

² Kazemeini et al



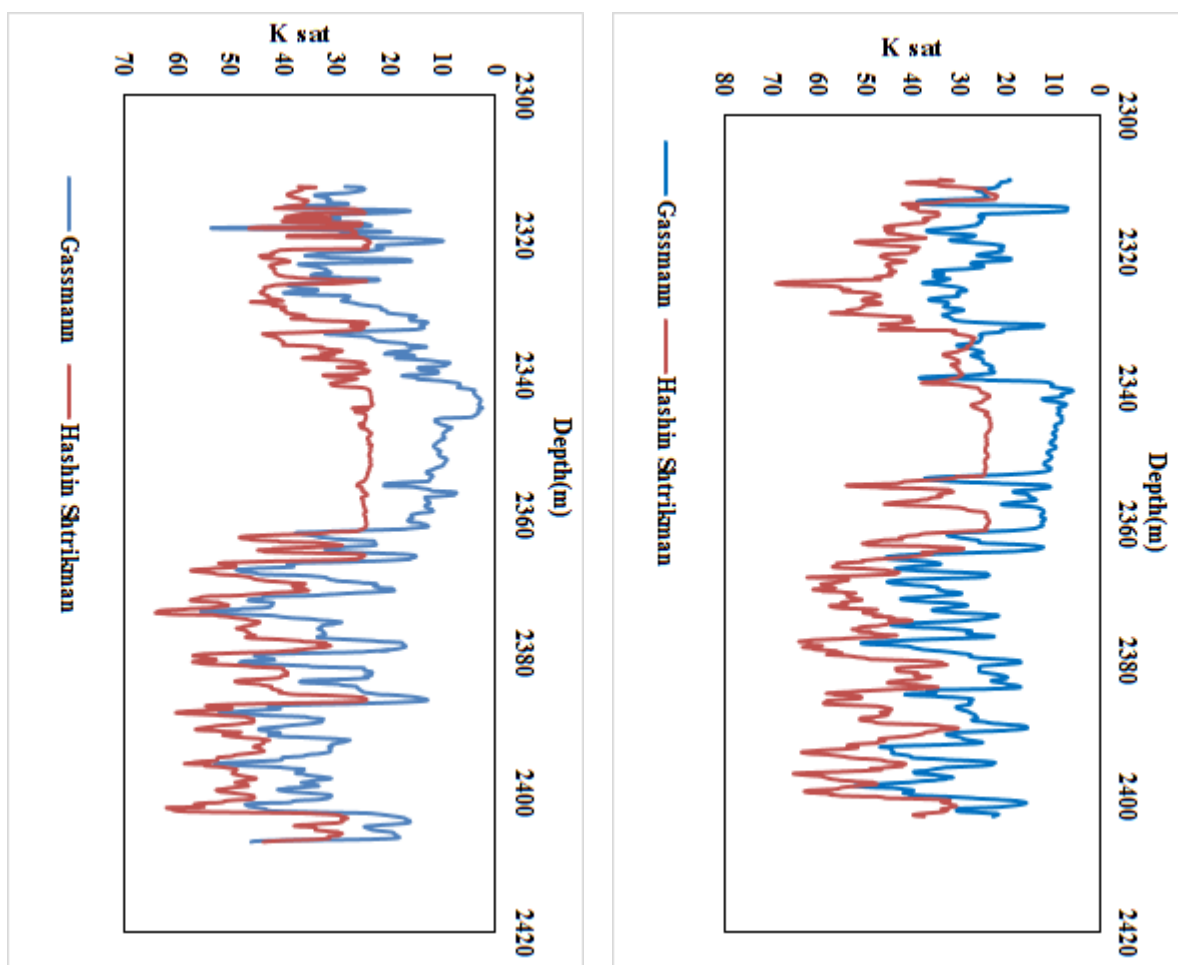
ب

الف

شکل ۴-۹. مقایسه ضریب بالک سنگ در حالت اشباع حاصل از مدل گسمن با رابطه کریف. الف- چاه A₂ ب- چاه A₃.

۴-۳-۲- مدل هاشین شریکمن

همانطور که در فصل دوم بیان شد، این مدل بر اساس مرزهای بالا و پایین عمل کرده و حدود تغییرات ضریب بالک را محاسبه می‌کند. پس از تعیین حد بالا و پایین مدل هاشین شریکمن و محاسبه ضریب بالک سنگ در حالت خشک، مقایسه بین ضریب محاسبه شده و ضریب بالک حاصل از مدل گسمن مطابق شکل (۴-۱۰) انجام شد.



الف

ب

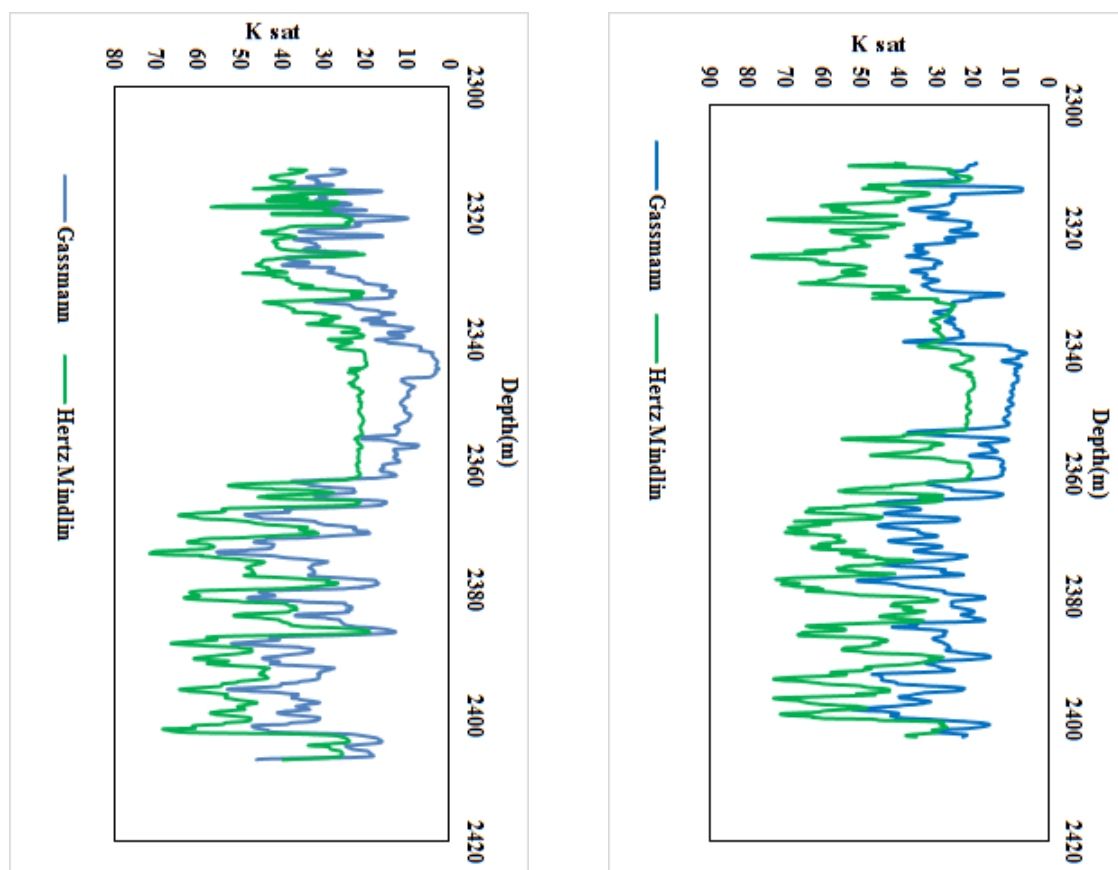
شکل ۴-۱۰. مقایسه ضریب بالک سنگ در حالت اشباع حاصل از مدل گسمن با مدل هاشین شریکمن. الف- چاه A₂ ب- چاه A₃.

همانطور که در شکل (۴-۱۰) مشاهده می‌شود ضریب بالک حاصل از مدل هاشین شریکمن انطباق خوبی با ضریب به دست آمده حاصل از مدل گسمن نشان نمی‌دهد.

۴-۳-۳- مدل هرتز میندلین

در این مدل برای تعیین ضریب بالک سنگ در حالت خشک، برای ماسه سنگ دارای سیمان از مرز بالای هاشین شریکمن و بر اساس روابط (۲-۵۳ و ۲-۵۴) و برای ماسه سنگ سخت نشده از مرز پایین هاشین شریکمن (روابط ۲-۵۱ و ۲-۵۲) استفاده می‌شود. پس از تعیین این ضریب برای سنگ

در حالت خشک و محاسبه آن برای سنگ در حالت اشباع از سیال، آن را با ضریب بالک حاصل از مدل گسمن مقایسه می‌کنیم.



الف

ب

شکل ۴-۱۱. مقایسه ضریب بالک سنگ در حالت اشباع حاصل از مدل گسمن با مدل هرتز میندلین. الف- چاه A_2 ب- چاه A_3 .

مطابق شکل فوق مشاهده می‌شود که مدل‌های هاشین شریکمن و هرتز میندلین در چاه A_3 تنها در یک سری عمق‌ها هم‌خوانی دارند و در بیشتر عمق‌ها همانند چاه A_2 انطباق قابل قبولی مشاهده نمی‌شود.

با مقایسه مدل گسمن با رابطه کریف و مدل‌های هاشین شریکمن و هرتز میندلین مشاهده می‌شود که این مدل‌ها در تعیین ضریب بالک سنگ در حالت خشک مناسب نیستند. علت آن می‌تواند حضور سیمان دولومیتی باشد. لذا برای مبحث جانشینی سیال در این مطالعه از رابطه گسمن استفاده شد. در

مدل گسمن برای اینکه مشکل تعیین ضریب بالک در حالت خشک رفع شود از رابطه بایوت - گسمن استفاده شد (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹). در این رابطه ضریب بالک در حالت خشک از روابط گسمن حذف می‌شود.

$$\frac{K_{Sat}}{K_m - K_{Sat}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_m - K_{fl})} \quad (۲۲-۴)$$

برای جانشینی سیال با توجه به اینکه ضرایب بالک ماتریکس سنگ و سنگ در حالت خشک طی جانشینی سیال ثابت می‌باشد، رابطه فوق به صورت زیر باز نویسی می‌شود.

$$\frac{K_{Sat1}}{K_m - K_{Sat1}} - \frac{K_{fl1}}{\phi(K_m - K_{fl1})} = \frac{K_{Sat2}}{K_m - K_{Sat2}} - \frac{K_{fl2}}{\phi(K_m - K_{fl2})} \quad (۲۳-۴)$$

این رابطه نیاز به تعیین ضریب بالک سنگ در حالت خشک که معمولاً خطای ناشی از محاسبه پارامترهای دیگر در تعیین آن تأثیر می‌گذارند را برطرف می‌کند.

۴-۴- جانشینی سیال

پس از تعیین مدل گسمن به عنوان مدل فیزیک سنگ مناسب، نوبت به جانشینی سیال می‌رسد. مطابق رابطه بایوت گسمن، ضریب بالک سنگ در حالتی که با درصد مشخصی از سیالات مورد نظر اشباع شده باشد محاسبه می‌شود. باید توجه نمود که طی جانشینی سیال به روش گسمن تمام پارامترها ثابت بوده و تنها خواص سیال تغییر می‌کند. در اینجا جانشینی سیال برای گاز در درصدهای اشباع ۵، ۱۰، ۱۵، ۲۰، ۲۵، ۳۰، ۳۵ و ۴۰ درصد انجام شده و چگالی، سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی برای هر حالت محاسبه می‌شود. سرعت موج تراکمی و چگالی به دست آمده در مدل سازی لرزه‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرند. روش کار به این صورت می‌باشد که در ابتدا فرض می‌شود سنگ کاملاً اشباع از آب است لذا در ابتدا باید ضرایب بالک سنگ اشباع از آب محاسبه شوند و سپس درصدهای مختلف گاز جانشین آب شود. نمونه‌ای از پارامترهای مورد استفاده برای محاسبات مربوط به این کار را برای چاه

A_2 در جدول (۲-۴) می‌توان مشاهده کرد. در شکل ۴-۱۲، نمودار سرعت موج تراکمی برای حالت اشباع ۵ درصد از گاز در کنار سرعت موج تراکمی برای حالت اشباع ۱۰۰ از آب برای دو چاه A_2 و A_3 مشاهده می‌شود و نمودارهای مربوط به سایر درصد‌های اشباع در پیوست (ب) آورده شده‌اند. با توجه به شکل‌ها مشاهده می‌شود زمانی که گاز جانشین آب می‌شود، سرعت موج تراکمی کم می‌شود. نمودارها ظاهراً تفاوت چندانی ندارند. علت آن است که در ابتدا که مقادیر کمی گاز (۵ درصد) جانشین آب درون حفرات شود سرعت موج تراکمی کاهش زیادی می‌یابد اما با افزایش اشباع گاز از شدت کاهش سرعت کاسته می‌شود.

جدول ۲-۴. پارامترهای مورد استفاده برای جانشینی سیال در چاه A_2 .

عمق	ρ_{ma}	μ_{sat}	ϕ	K_{ρ}	K_{ma}	K_{sat}
۲۳۱۰	۲/۸۰۷	۸/۹۸۲	۰/۱۴۹	۰/۰۳۱	۶۶/۳۰۷	۲۱/۱۳۵

ضریب بالک سیال (K_{ρ}) در هر حالت به کمک رابطه (۲-۳۶) محاسبه می‌شود. طبق رابطه (۴-۲۳)، ابتدا ضریب بالک سنگ برای حالتی که کاملاً اشباع از آب ($K_{\rho} = 2.38$) باشد به دست آورده می‌شود.

$$\frac{21.135}{66.307 - 21.135} - \frac{0.031}{0.149(66.307 - 0.031)} = \frac{K_{Sat2}}{66.307 - K_{Sat2}} - \frac{2.38}{0.149(66.307 - 2.38)}$$

$$\Rightarrow K_{100water} = 27.605$$

مرحله بعد گاز (۵ درصد) جانشین آب می‌شود و ضریب بالک سنگ اشباع از سیال جدید (۹۵ درصد آب و ۵ درصد گاز) محاسبه می‌شود.

$$\frac{27.605}{66.307 - 27.605} - \frac{2.38}{0.149(66.307 - 2.38)} = \frac{K_{Sat2}}{66.307 - K_{Sat2}} - \frac{0.344}{0.149(66.307 - 0.344)}$$

$$\Rightarrow K_{5gas} = 22.092$$

طی جانشینی سیال ضریب برشی تغییر نمی‌کند. همچنین چگالی سنگ برای حالت اشباع از سیال جدید با استفاده از رابطه (۴-۳۵) محاسبه می‌شود.

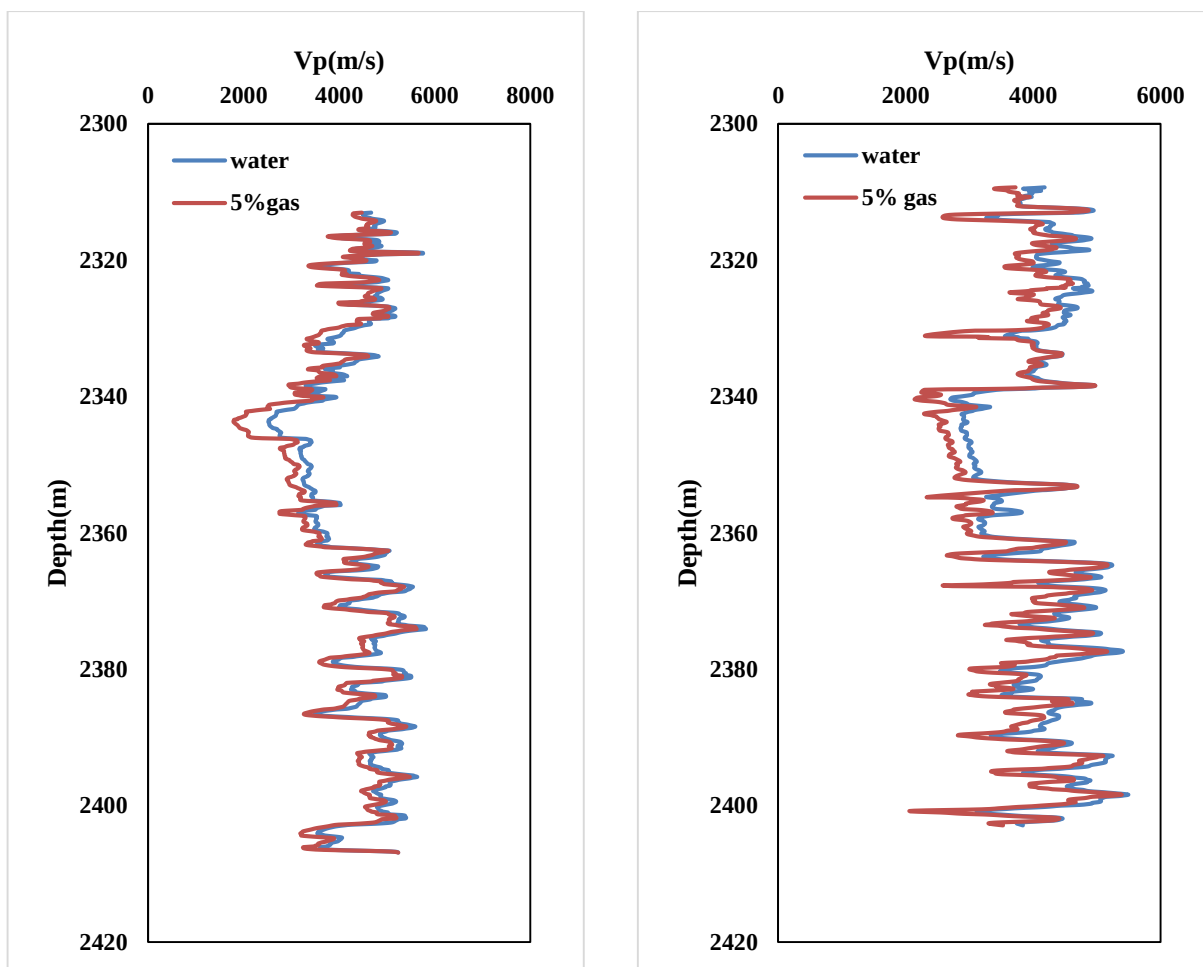
$$\rho = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (۴-۳۵)$$

در نهایت با داشتن چگالی و ضرایب برشی و بالک سنگ در حالت اشباع از سیال جدید با استفاده از روابط (۲-۹ و ۲-۱۰) سرعت موج تراکمی و برشی محاسبه می‌شود. به طور نمونه برای عمق ۲۳۱۰ متری در چاه A_2 نتایج جانشینی سیال را می‌توان در جدول (۴-۳) مشاهده کرد.

جدول ۴-۳. نتایج جانشینی سیال در عمق ۲۳۱۰ متری چاه A_2 .

درصد اشباع گاز	۰	۵	۱۰	۱۵	۲۰	۲۵	۳۰	۳۵	۴۰
سرعت موج تراکمی	۳/۹۳۹	۳/۶۶	۳/۶۳۹	۳/۶۳۵۳۸۲	۳/۶۳۵۶۰۸	۳/۶۳۷	۳/۶۴۱	۳/۶۴۴	۳/۶۴۹
سرعت موج برشی	۱/۸۷۶	۱/۸۷۹	۱/۸۸۲	۱/۸۸۵	۱/۸۸۷	۱/۸۹	۱/۸۹۳	۱/۸۹۶	۱/۸۹۸
چگالی	۲/۵۵	۲/۵۴۲	۲/۵۳۵	۲/۵۲۷	۲/۵۲	۲/۵۱۳	۲/۵۰۵	۲/۴۹۸	۲/۴۹

پس از آن که جانشینی سیال برای درصدهای اشباع مختلف گاز در مخزن انجام شود سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی متناسب با درصدهای اشباع مختلف گاز به کمک روابط بیان شده، محاسبه می‌شوند. از سرعت موج تراکمی و چگالی به دست آمده در نرم افزار همپسون راسل برای تعیین ضرایب بازتاب درصدهای مختلف اشباع گاز استفاده می‌شود و در نهایت ضرایب بازتاب به دست آمده با موجک لرزه‌ای کانولو شده و لرزه‌نگاشت مصنوعی متناسب با مقادیر اشباع مختلف گاز به دست می‌آید.



ب

الف

شکل ۴-۱۲. نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۵ درصد اشباع گاز. الف- چاه A₂ ب- چاه A₃.

۴-۵- مدل سازی لرزه‌ای به روش همامیخت

در این بخش ابتدا داده‌های مربوط به موقعیت چاه‌ها، نگارهای چاه، چک شات و مقاطع لرزه‌ای وارد نرم افزار همپسون راسل می‌شوند. پس از آن یک موجک لرزه‌ای از داده‌های لرزه‌ای به روش آماری استخراج می‌شود (ماژول استراتا^۱). در بخش ای لاگ^۲ با استفاده از سرعت موج تراکمی و چگالی

^۱ Strata

^۲ eLog

برای درصد‌های اشباع مختلف، امپدانس صوتی و ضرایب بازتاب مربوط به لایه‌های مختلف محاسبه و با موجک لرزه‌ای استخراج شده ترکیب می‌شوند و لرزه‌نگاشت مصنوعی مربوط به درصد‌های اشباع مختلف به دست می‌آیند. در پایان نیز برای بررسی اثر تغییر سیال بر روی پاسخ لرزه‌ای، نمودار متوسط دامنه امواج لرزه‌ای، امپدانس صوتی، سرعت موج تراکمی و برشی برای درصد‌های مختلف اشباع از گاز رسم می‌شود.

منظور از متوسط (میانگین) یک پارامتر، میانگین حسابی آن پارامتر از بالا تا پایین مخزن می‌باشد.

۴-۵-۱- استخراج موجک لرزه‌ای و ساخت لرزه‌نگاشت مصنوعی

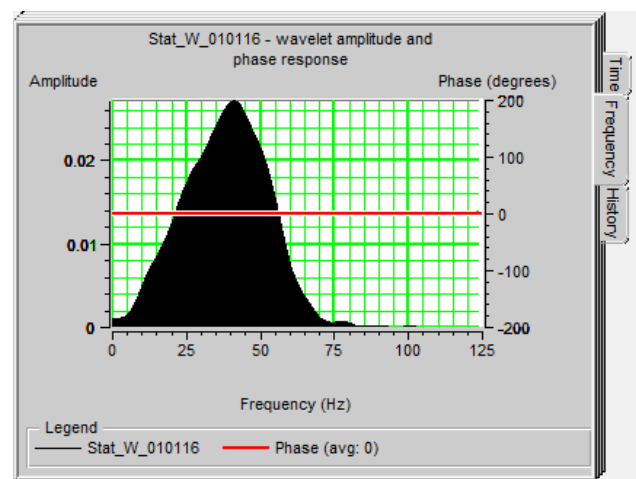
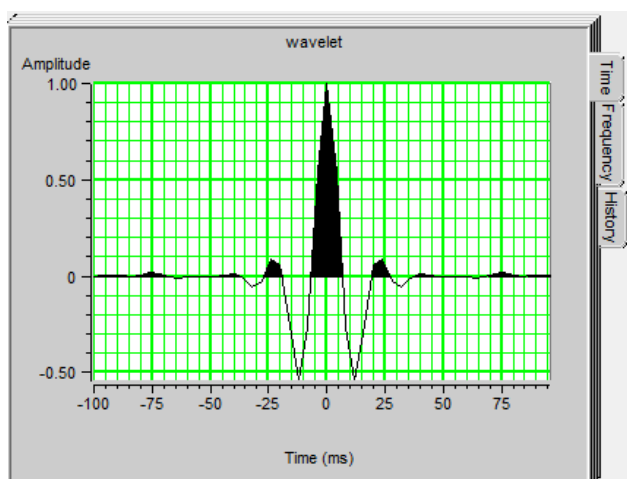
در این قسمت یک موجک لرزه‌ای بایستی انتخاب شود. کاربرد این موجک در مدل سازی یک بعدی جهت تخمین سیگنال لرزه‌ای^۱ مربوط به تغییرات سرعت می‌باشد. بنابراین داشتن یک موجک که پهنای باند و طیف دامنه مشابه داده‌های لرزه‌ای داشته باشد، کفایت می‌کند. لذا از میان روش‌های مختلف تخمین و یا محاسبه موجک، روش آماری با استفاده از اطلاعات داده‌های لرزه‌ای انتخاب شد. برای این منظور یک مقطع لرزه‌ای که از نزدیکی چاه‌های مورد مطالعه عبور می‌کند انتخاب شد و موجک لرزه‌ای به روش آماری برای ۲۰۰۰ رد لرزه متوالی در پنجره‌ای به طول ۸۰۰ میلی ثانیه (از ۱۲۰۰ میلی ثانیه تا ۲۰۰۰ میلی ثانیه) استخراج گردید که مشخصات آن در جدول ۴-۴ مشاهده می‌شود. موجک استخراج شده را می‌توان در شکل (۴-۱۳) مشاهده کرد.

³ Seismic signature

فصل چهارم: جداسازی گاز، تعیین مدل فیزیک سنگ و مدل‌سازی لرزه‌ای

جدول ۴-۴. مشخصات موجک استخراج شده.

طول موجک	۲۰۰ میلی ثانیه
طول یاریکه	۲۵ میلی ثانیه
نرخ نمونه برداری	۴ میلی ثانیه
نوع فاز	ثابت
چرخش فاز	۰ درجه

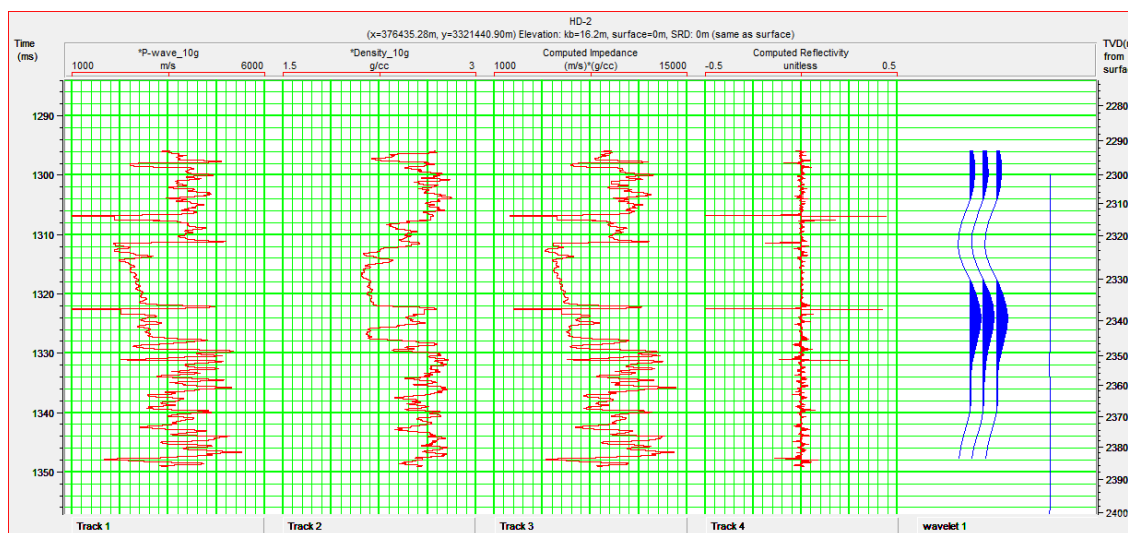


شکل ۴-۱۳. موجک استخراج شده در حوزه زمان و فرکانس (خروجی نرم‌افزار همسون راسل).

همانطور که در بحث تئوری نیز بیان شد، موجک استخراج شده با ضرایب بازتاب که برای درصد‌های مختلف اشباع گاز به دست می‌آید، ترکیب شده و یک لرزه‌نگاشت مصنوعی را ایجاد می‌کنند. شکل (۴-۱۴) لرزه‌نگاشت مصنوعی برای اشباع ده درصد گاز درون چاه A2 در مخزن مورد مطالعه را نشان می‌دهد. در این شکل ستون اول از سمت چپ سرعت موج تراکمی، ستون دوم چگالی، ستون سوم امپدانس صوتی، ستون چهارم ضرایب بازتاب مربوط به هر لایه و در نهایت ستون آخر

فصل چهارم: جداسازی گاز، تعیین مدل فیزیک سنگ و مدل سازی لرزه‌ای

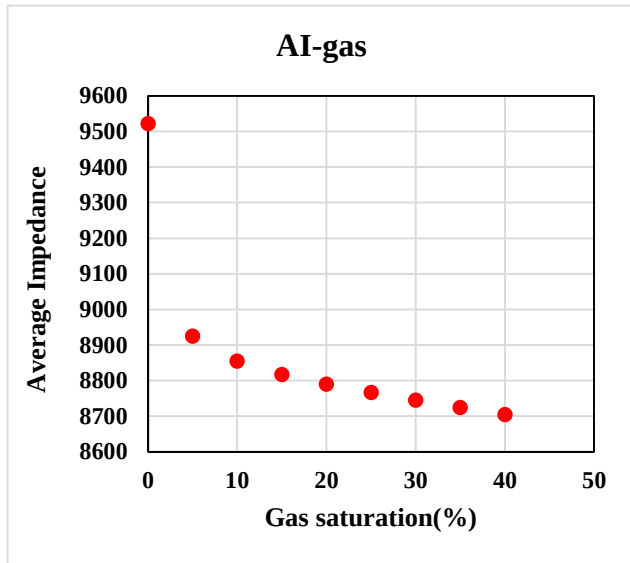
لرزه‌نگاشت مصنوعی را نشان می‌دهد. شکل‌های مربوط به سایر درصدهای اشباع گاز در چاه A_2 و A_3 در پیوست پ آورده شده‌اند.



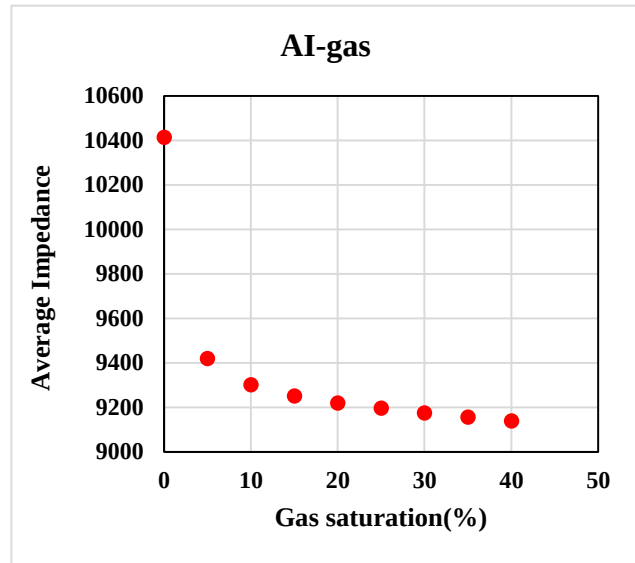
شکل ۴-۱۴. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۰ درصد گاز درون چاه A_2 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).

۴-۵-۲-امپدانس صوتی

با تغییر درصد اشباع سیال درون مخزن سرعت، چگالی و به تبع آن امپدانس صوتی تغییر می‌کند. تغییرات میانگین امپدانس صوتی مربوط به جانشینی درصدهای مختلف گاز را می‌توان در شکل (۴-۱۵) مشاهده کرد. مطابق شکل مشاهده می‌شود که امپدانس صوتی بر اساس مدل فیزیک سنگ گسمن، با اضافه شدن مقادیر جزئی (۵ درصد) گاز افت محسوسی نشان می‌دهد و به تدریج از شدت آن کاسته می‌شود.



ب

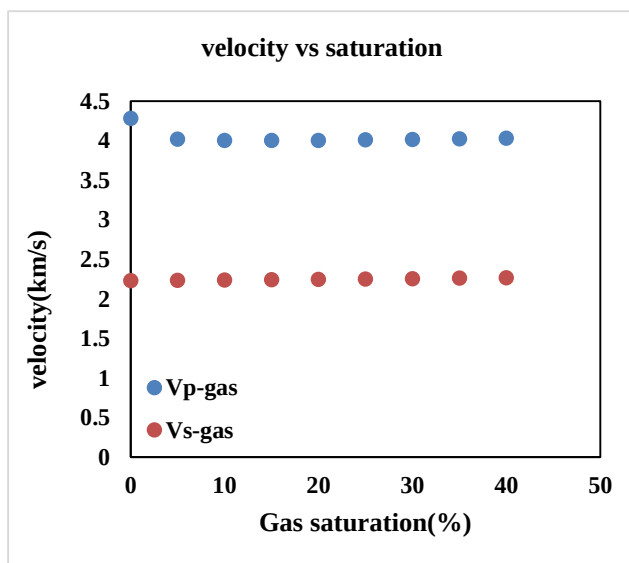


الف

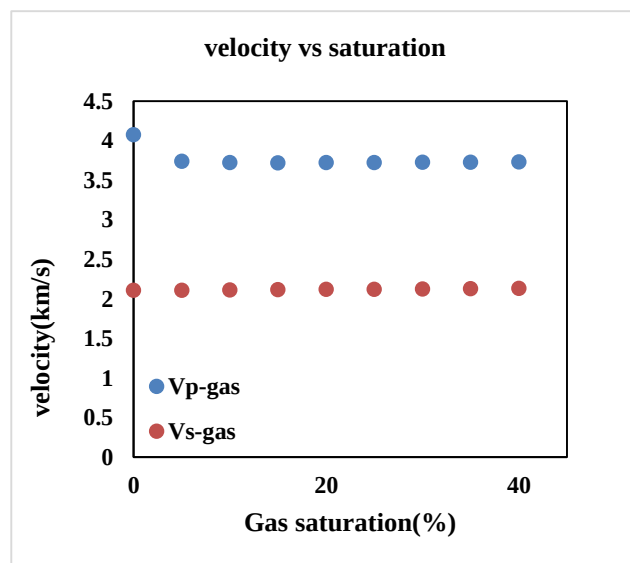
شکل ۴-۱۵. متوسط تغییرات امپدانس صوتی در مقابل درصدهای مختلف گاز. الف- چاه A₂، ب- چاه A₃.

۴-۵-۳- سرعت موج تراکمی و برشی

سرعت موج تراکمی با اضافه شدن مقادیر گاز کاهش می‌یابد. سرعت موج برشی نیز افزایش جزئی خواهد داشت. همانطور که در شکل (۴-۱۶) مشاهده می‌شود سرعت موج تراکمی در ابتدا که درصد کمی گاز اضافه می‌شود افت زیادی را نشان می‌دهد و به تدریج شدت افت آن کمتر می‌شود. در مورد موج برشی نیز از آن جا که چگالی با افزایش گاز کم می‌شود، افزایش کمی را نشان می‌دهد که در تحلیل سیال با استفاده از داده‌های لرزه‌ای چند مولفه‌ای حائز اهمیت است.



ب

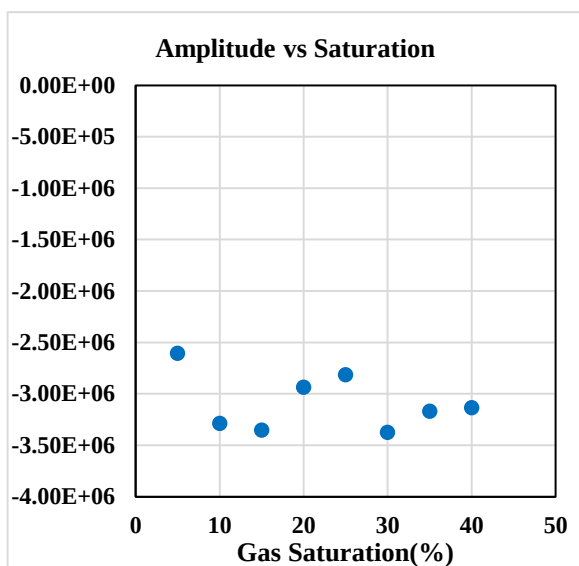


الف

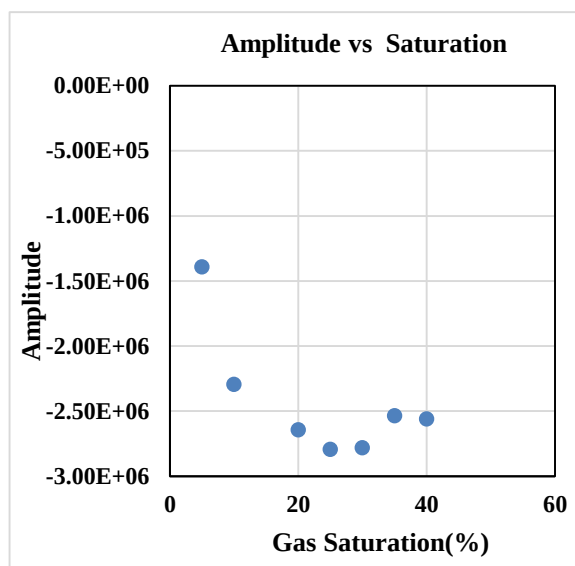
شکل ۴-۱۶. متوسط تغییرات سرعت موج تراکمی و برشی در مقابل درصدهای مختلف گاز. الف- چاه A₂، ب- چاه A₃.

۴-۵-۴- دامنه امواج

زمانی که سیال درون مخزن تغییر کند به دلیل تغییر ضرایب بازتاب، شکل موجک نیز تغییر خواهد کرد. تغییر شکل موجک سبب تغییر دامنه امواج می‌شود که این تغییرات را در شکل‌های (۴-۱۷) و (۴-۱۸) می‌توان مشاهده کرد. همانطور که در شکل‌های زیر مشاهده می‌شود، زمانی که مقادیر کمی گاز جانشین آب درون حفرات سنگ می‌شود، همانند سرعت موج تراکمی دامنه امواج لرزه‌ای نیز به طور قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد. از جایی به بعد (حدود ۱۵ درصد) میزان دامنه افزایش می‌یابد. این تغییرات با سرعت موج تراکمی هم‌خوانی دارد. توجه شود که چون میانگین متوسط دامنه در کل مخزن مورد مطالعه در یک اشباع خاص در نظر گرفته می‌شود نمودار آن به صورت زیر مشاهده می‌شود.

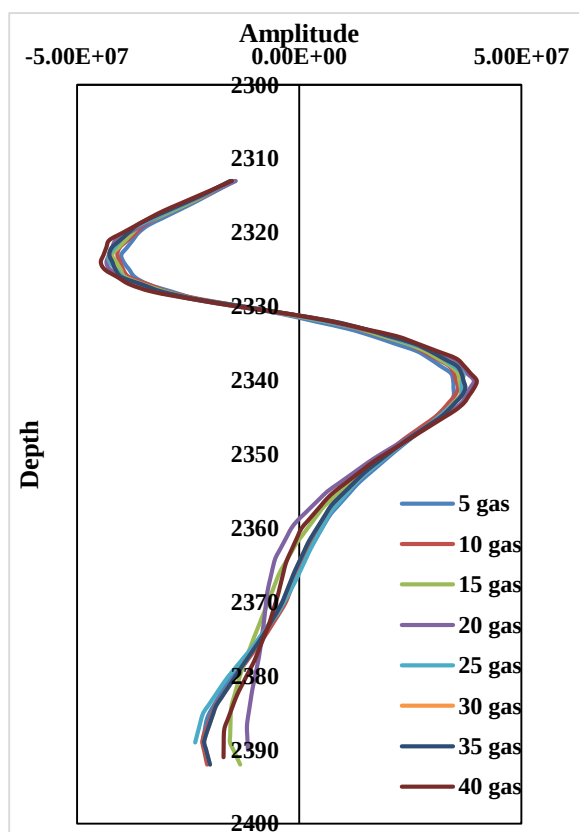


ب

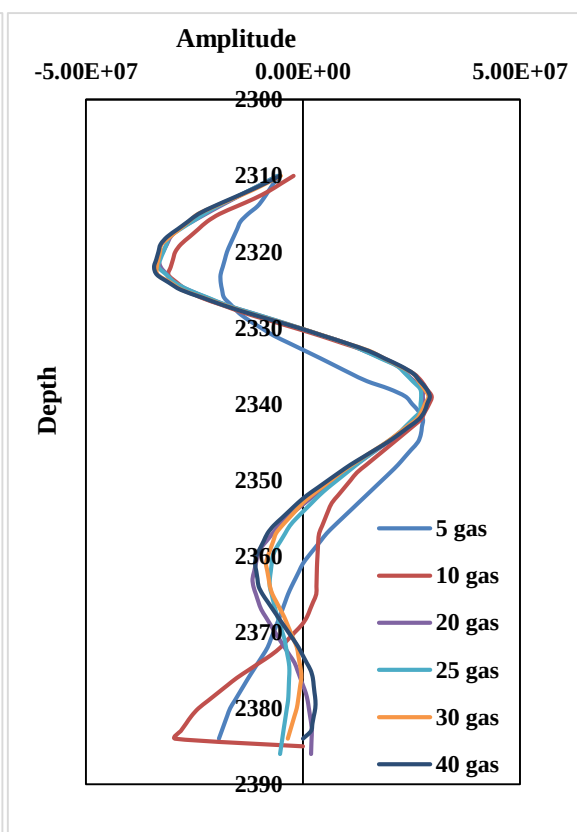


الف

شکل ۴-۱۷. متوسط تغییرات دامنه در مقابل درصدهای مختلف گاز. الف- چاه A₂، ب- چاه A₃.



ب



الف

شکل ۴-۱۸. تغییرات دامنه برای درصدهای مختلف گاز. الف- چاه A₂، ب- چاه A₃.

برای شناسایی گاز به کمک نگار صوتی نمودارهای نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل زمان عبور موج برشی، نسبت سرعت موج تراکمی به برشی در مقابل امپدانس صوتی، امپدانس صوتی در مقابل ضریب پواسون، مربع سرعت موج تراکمی در مقابل مربع سرعت موج برشی، ضریب تراکم‌پذیری در مقابل ضریب سختی، سرعت برجا در مقابل سرعت در حالت اشباع کامل سیالات و امپدانس الاستیک توسعه یافته در مقابل ضریب پواسون رسم و با یکدیگر مقایسه شدند. بر اساس نمودارها مشاهده شد که نمودار امپدانس الاستیک توسعه یافته در زاویه چرخش ۸۰ درجه در مقابل ضریب پواسون بهترین جدایش بین گاز با آب و نفت را نشان می‌دهد.

برای بررسی اثر گاز بر روی دامنه امواج لرزه‌ای، ابتدا مدل‌های فیزیک‌سنگ گسمن، هرتزمیندلین، هاشین‌شریکمن و رابطه تجربی کریف مقایسه شدند و در نهایت مدل گسمن به عنوان مدل فیزیک‌سنگ مناسب انتخاب شد. پس از آن جانشینی سیال برای مقادیر اشباع ۵-۴۰ درصد گاز انجام شد و سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی متناظر با این مقادیر اشباع محاسبه گردید. با استفاده از سرعت موج تراکمی و چگالی در نرم‌افزار همپسون‌راسل، ضرایب بازتاب مربوط به لایه‌های مختلف محاسبه شدند. ضرایب بازتاب محاسبه شده با موجک لرزه‌ای استخراج شده از داده‌های لرزه‌ای کانولو می‌شود و لرزه‌نگاشت مصنوعی برای درصدهای اشباع مختلف گاز به دست می‌آیند. با رسم نمودار متوسط دامنه امواج لرزه‌ای در مقابل اشباع گاز مشاهده می‌شود در ابتدا که مقادیر کم گاز جانشین آب درون مخزن می‌شود دامنه امواج لرزه‌ای افت زیادی دارد اما با افزایش میزان اشباع گاز از شدت افت دامنه کاسته می‌شود و از اشباع حدود ۱۵ درصد میزان دامنه افزایش می‌یابد.

فصل پنجم

نتیجه گیری و پیشنهادات

۵-۱- نتیجه‌گیری

۱- با توجه به اینکه در روش‌های مختلف شناسایی زون‌های گازدار دانستن سرعت موج برشی الزامی است، نیاز به تخمین سرعت موج برشی احساس می‌شود. برای تخمین سرعت برشی، روش‌های الگوریتم ژنتیک و رگرسیون در حالات خطی و غیر خطی با هم مقایسه شدند. بر مبنای این مقایسه، میزان ضریب رگرسیون برای الگوریتم ژنتیک خطی و غیر خطی و رگرسیون خطی و غیر خطی به ترتیب $0/72$ ، $0/74$ ، $0/73$ و $0/74$ و میزان میانگین مربع خطا نیز به ترتیب برابر $0/108179$ ، $0/375557$ ، $0/335134$ و $0/35764$ به دست آمد. پس از مقایسه انجام شده، روش الگوریتم رگرسیون غیر خطی برای تخمین سرعت موج برشی انتخاب شد.

۲- برای تفکیک گاز از آب و نفت، پارامترهای الاستیک تعیین و نمودارهای آن‌ها ترسیم شدند. از میان نمودارهای رسم شده، نمودار امپدانس الاستیک توسعه یافته (EEI) در مقابل ضریب پواسون تحت زاویه چرخش 80° درجه بهترین جدایش سیالات و گازها را در مخزن مورد مطالعه نشان می‌دهد. در سایر نمودارهای رسم شده نقاط مربوط به نفت روی نقاط مربوط به گاز قرار می‌گیرند. از آنجایی که لیتولوژی مورد نظر ما ماسه سنگ با سیمان دولومیتی می‌باشد و با توجه به اینکه کربنات‌ها به دلیل داشتن سرعت و مقاومت ویژه بسیار بالا نسبت به سیال حساسیت ندارند این موضوع قابل توجیه است.

۳- برای تعیین مدل فیزیک سنگ مناسب برای بحث جانشینی سیال، مدل گسمن که قدیمی‌ترین و پرکاربردترین مدل فیزیک سنگ می‌باشد، با مدل‌های هاشین شریکمن و هرترز میندلین و رابطه تجربی کریف مقایسه شد. همانطور که انتظار می‌رفت رابطه کریف چون یک رابطه تجربی بوده و قابل تعمیم به همه محیط‌ها نمی‌باشد پاسخ مناسبی در میدان مورد مطالعه نداده است. پس از مقایسه مدل گسمن با مدل‌های هاشین شریکمن و هرترز میندلین که حدود بالا و پایین ضرایب برشی و بالک را محاسبه می‌کنند، مشاهده شد که این مدل‌ها هم پاسخ مناسبی نمی‌دهند لذا مدل گسمن برای بحث

جانشینی سیال در نظر گرفته شد. در این مدل برای حل مشکل تعیین ضریب بالک خشک سنگ از رابطه بایوت-گسمن استفاده شد و با مفاهیم جایگزینی گاز با درصد‌های متفاوت ۵ تا ۴۰ درصد، چگالی، سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی محاسبه و مورد مطالعه قرار گرفت. نتایج نشان می‌دهد که زمانی که گاز جانشین آب درون مخازن می‌شود سرعت موج برشی به صورت جزئی افزایش و سرعت موج تراکمی و چگالی کاهش می‌یابند.

۴- نتایج مدل‌سازی لرزه‌ای در مخزن مورد مطالعه نشان می‌دهد که با جانشینی مقادیر مختلف گاز به جای آب، نمودار متوسط امپدانس صوتی در مقابل اشباع گاز در ابتدا کاهش زیادی نشان می‌دهد و به تدریج شدت کاهش آن کم می‌شود. همچنین متوسط سرعت موج تراکمی با ورود مقادیر جزئی گاز ابتدا کاهش زیاد می‌یابد و پس از آن به صورت جزئی افزایش می‌یابد در حالی که متوسط سرعت موج برشی به صورت جزئی افزایش می‌یابد. علاوه بر آن مشاهده شد که در این حالت متوسط دامنه امواج نیز ابتدا کاهش زیادی نشان می‌دهد و از اشباع گاز حدود ۱۵-۲۰ درصد، میزان دامنه افزایش می‌یابد.

۵-۲- پیشنهادها

۱- با توجه به اینکه سرعت موج برشی، برای جداسازی گاز پارامتر مؤثری می‌باشد، بهتر است روش‌های دیگر تخمین مانند کریجینگ نیز به کار گرفته شوند تا بتوان با دقت بیشتری سرعت موج برشی را تخمین زد.

۲- دانستن دقیق اطلاعات کانی‌شناسی سنگ مخزن، در تعیین انتخاب مدل فیزیک سنگ مناسب اهمیت زیادی دارد. از این رو در صورت امکان اگر نتایج آنالیز مغزه، اطلاعات XRD و مطالعه تیغه نازک در دسترس باشد انتظار می‌رود نتایج دقیق‌تر حاصل شود.

۳- به دلیل اهمیت نگار صوتی و کاربرد آن در بحث ژئومکانیک، بهتر است در برنامه نمودارگیری نگار دوقطبی برشی برداشت شود.

منابع

- آقاناتی، س.ع.، زمین شناسی ایران، وزارت صنایع و معادن سازمان زمین شناسی اکتشافات معدنی کشور، چاپ سوم، ۱۳۸۹.
- رضایی، م. ر.، چهرازی، ع.، اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه‌پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران، چاپ دوم، ۱۳۸۹.
- شیری، ی.، ۱۳۸۹، پایان‌نامه کارشناسی ارشد: "تلفیق داده‌های لرزه‌ای و چاه‌نگاری برای مدل‌سازی پتروفیزیکی و ارزیابی گاز برجای یکی از میادین جنوب ایران"، دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود.
- فریدونی، ب.، ۱۳۹۴، پایان‌نامه کارشناسی ارشد: "مقایسه پاسخ مدل فیزیک سنگ جهت بررسی پاسخ لرزه‌ای به تغییرات سیال یکی از مخازن نفتی ماسه‌ای ایران"، دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود.
- موحد. ب.، ۱۳۷۱، مبانی چاه‌پیمایی، انتشارات دانشگاه صنعتی امیر کبیر، چاپ اول، ۱۳۷۱.
- یزدانیان. ج.، نوری. ب.، گزارش نهایی زمین‌شناسی، ۱۳۸۶، شرکت نفت فلات قاره.
- Adam, L., Batzle, M., and Brevik, I., 2006, Gassmann's fluid substitution and shear modulus variability in carbonates at laboratory seismic and ultrasonic frequencies: *Geophysics*, **71(6)**, 173–183.
- Alimoradi, A., Moradzadeh, A., Bakhtiari, M., 2014. Improved Gassmann Velocity Equation to Determine the Effect of Pores Sizes in Carbonate Reservoirs Characterization. *Universal Journal of Geoscience*, **2(6)**, 161-171.
- Avseth, P., Mukerji, T., and Mavko, G., 2005, Quantitative seismic interpretation Applying rock physics tools to reduce interpretation risk, Cambridge University Press.
- Bachrach, R., Dvorkin J., and Nur, A. M., 2000, Seismic velocities and Poisson's ratio of shallow unconsolidated sands: *Geophysics*, **65**, 559-564.

- Batzle, M. L., and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids: *Geophysics*, **64**, 1396-1408.
- Berryman, J. G., 1992, Single-scattering approximations for coefficients in Biot's equations of poroelasticity: *Journal of the Acoustical Society of American*, **91**, 551-571.
- Berryman, J.G., 1995. Mixture theories for rock properties. In *Rock Physics and Phase Relations: a Handbook of Physical Constants*, ed. T.J. Ahrens. Washington, DC: *American Geophysical Union*, pp. 205–228.
- Biot, M.A., 1956, Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. I. Low frequency range. II. Higher-frequency range, *Journal of the Acoustical Society of American*. (1956) 28, 68.
- Castagna, J. P., Batzle, M. E., and Eastwood, R. L., 1985, Relationships between compressional wave and shear-wave velocities in elastic silicate rocks, *Geophysics*, **50**, 571-581.
- Cerveny, V., 2000, *Seismic Ray Theory*. Cambridge University Press.
- Chardac, O., 2003, Correlation of Shear vs. Compressional in Shaly sands and Application to Quicklook Hydrocarbon Detection, *SPE -84205-MS*.
- Connolly, P., 1999, Elastic Impedance: *The Leading Edge*, **18**(4), 438-452.
- Dewar, J., Pickford, S., 2001, Rock Physics For The Rest of US – an Informal Discussion, *CSEG Recorder* 44-49.
- Dobrin, M. and Savit, C., 1988, *Introduction to geophysical prospecting*. McGraw-Hill Companies, Fourth edition.
- Domenico, S.N., 1976. Effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir. *Geophysic.*, **41**, 882–894.
- Ellis, D. V., Singer, J.M., 2007, *Well Logging For Earth Science*, Elsevier, second edition, 2007.
- Fahimuddin, A. 2009, Forward Seismic Modeling Using 1D Convolution with Weak Contrast Approximation of Reflectivity, report project., *Center for Integrated Petroleum Research (CIPR)* University of Bergen, Norway.

- Feng. Q., Jiang. L., Liu. M., Wan. H., Chen. L., Xiao.W., 2014, Fluid substitution in carbonate rocks based on the Gassmann equation and Eshelby–Walsh theory, *Journal of Applied Geophysics* **106**, 60–66.
- Gassmann, F., 1951. Über die elastizität poröser medien. Vier. der Natur: Gesellschaft in Zürich, 96, 1-23, the English translation is available at: <http://sepwww.stanford.edu/sep/berryman/ps/gassman.pdf>).
- Gardner. H. F. and Harris. H., 1968, Velocity and Attenuation of Elastic Waves in Sands, *Presented at the 9th Annual Symposium of SPWLA* 1968-M.
- Ghosh, D.K., and Narayan, J.P., 2006, Gas Identification in Shaly Sand Reservoirs Using Neutron Porosity vs. Sonic Travel Time Log Overlay Technique – Case Studies from Tripura Basin, *6th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*, Kolkata, 786-789.
- Ghneej, A.A., Dashti, J., Khan, B., Ammar, H., Nabhan, A., K. Sing, S., Adwani, T., Marai, N., 2012, Fluid Detection in Carbonate Reservoirs utilizing Gas Analysis-A Case Study, *poster presentation at AAPG International Convention and Exhibition, Singapore*.
- Goodway, B., Chen, T., and Downton, J. 1997. Improved AVO Fluid Detection And Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameter; , “ $\lambda\rho$ ” “ $\mu\rho$ ” Fluid Stack, From P and S Inversion: *67th Annual International Meeting, SEG*, Expanded Abstract, 183-186.
- Goupillaud, P., 1961, An Approach To Inverse Filtering Of Near- Surface Layer Effects From Seismic Records: *Geophysics*, **26**, 754- 760.
- Hamada, G.M., 2007, Vp / Vs Identify Reservoir Fluids Type, presented at the Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy.
- Hashin, Z. and Shtrikman, S., 1963. A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, **11**, 127–140.
- Iranian Offshore Oil Company, 1985., Geological review of the ABOOZAR field offshore.
- Jain, P.K., Jambhekar, C.V., Pandey, and B.P., 2012, Identification of Gas Using VP/VS vis-a-vis Poisson’s Ratio, *9th Beinninal International Conference &*

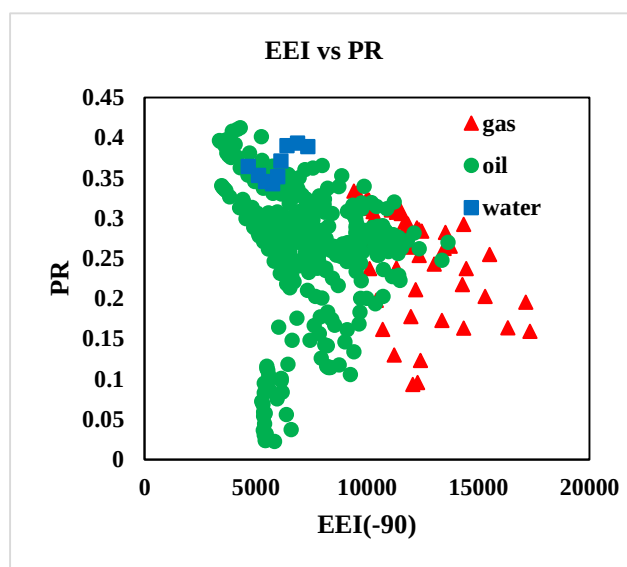
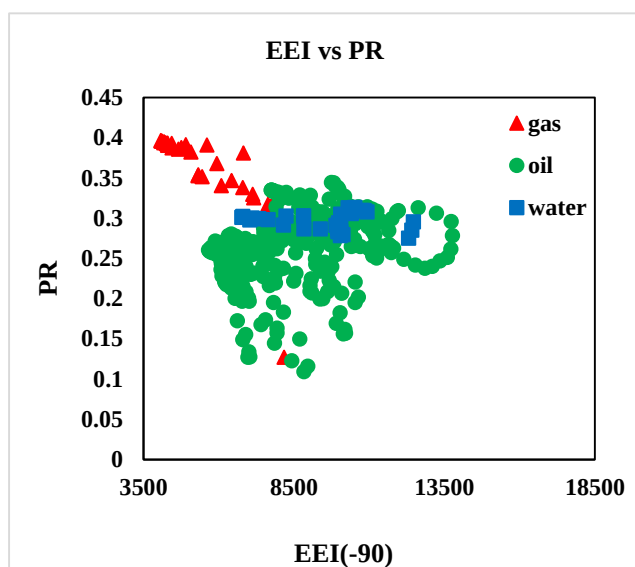
- Exposition on Petroleum Geophysics, HYDARABAD*, P-240.
- Kazemeini, S. H., Juhlin, C., Fomel, S., 2010, Monitoring CO₂ Response on Surface Seismic Data; a Rock physics and Seismic Modeling Feasibility Study at the CO₂ Sequestration site, Kertzin, Germany, *Geophysics*, **71**, 109-124.
- Kithas, B.A., Welax, 1976, Lithology, Gas Detection and Rock Properties From Acoustic Logging System, *SPE* 6467.
- Kreif, M., Garat, J., Stellingwerf, J., ventre, J., 1990, A Petrophysical Interpretation using The Velocities Of P and S waves (Full Wave form sonic), *Originally presented at 1th International Formation Evaluation Symposium*. Paris. France, October 24_27, 1989, paper HH.
- Kumar, D., 2006, A Tutorial on Gassmann Fluid Substitution: Formulation, Algorithm and Matlab Code, *GEOHORIZONS*, **11**, 4-12.
- Kuster, G. T., and Toksoz, M. N. 1974, Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I. Theoretical formulations: *Geophysics*, **39**, 587-606.
- Lan, C., Patterson, D. J., and Tang, X., 2011, New Acoustic Log Data Interpretation for Gas-bearing Shaly Sands, University of Petroleum, Qingdao, China, 2011. *SPE* 146770-MS.
- Mahbaz, S.B., Sardar, H., Memarian, H., 2012, Determination of a rock physics model for the carbonate Fahliyan Formation in two oil wells in southwestern Iran, *Exploration Geophysics*, **43**, 47–57.
- Mavko, G., Chan, C., Mukerji, T., 1995. Fluid substitution: estimating changes in VP without knowing VS. *Geophysics* **60**, 1750–1755.
- Mavko, G., and Mukerji, T., 1998: Comparison of the Krief and critical porosity models for prediction of porosity and Vp/Vs, *Geophysics*, **63**, 925-927.
- Mavkov, G., Mukerji, T. and Dvorkin, J., 2009, The Rock Physic handbook, Cambridge University, Second Edition.
- Milovac, J., 2009. Master of Science, Thesis, “Rock physics modeling of an unconsolidated sand reservoir“, Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Houston.
- Misaghi, A., Negahban, S., Landro, M., Javaherian, A., 2010. A comparison of rock

- physics models for fluid substitution in carbonate rocks. *Exploration Geophysics*, **41**, 146–154.
- Moatazedian. I., Rahimpour-Bonab. H, Kadkhodaie-Ilkhchi. A., Rajoli M.R., 2011, Prediction of shear and Compressional Wave Velocities from petrophysical data utilizing genetic algorithms technique: A case study in Hendijan and Abuzar fields located in Persian Gulf, *Geopersia*, **1** (1), p. 1-17.
- Norris, A. N., 1985, A differential scheme for the effective moduli of composites: *Mechanics of Materials*, **4**, 1–16.
- Ostrander, W. J. 1984. Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angle of incidence. *Geophysics*, **49**(10), 1637-1649.
- Paula, O.B., Pervukhina, M., Gurevich, B., 2010. Testing Gassmann fluid substitution in carbonates: sonic log versus ultrasonic core measurements. *SEG Expanded Abstracts*, 2670-2674.
- Saberi, M. R., 2013, Rock Physics Integration: From Petrophysics to Simulation, *10th Biennial International Conference & Exposition*, P 444.
- Schiuma, M., Claverie, M., Brie, A., 1997, Hydrocarbon Identification From Shear Sonic Logs In The Neuquen Basin, Argentina, *SPWLA 1997-EEE*.
- Sen, M, 2006, Seismic Inversion. Society of Petroleum Engineers, U.S.A.
- Serra, O. L., 2004, Well Logging- Data Acquisition And Application.
- Schön, J.H. 1996, Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics, Handbook of geophysical exploration - seismic exploration (ed. K. Helbig, S. Treitel), 18, Pergamon Press JS96.
- Schumberger, 2000, DSI Dipole Shear sonic Imager Log.
- Smith, J., Fishburn, T., and Bigelow, E. 1996, Acoustic Porosity Correction for Gas and Light Hydrocarbon Bearing Sandstone, Annual Logging Symposium, *SPWLA-1996 AAA*
- Smith, G. C., and Gidlow, P. M., 1987. Weighted Stacking for Rock Property Estimation And Detection of Gas: *Geophysical Prospecting*, **35**, 993-1014.
- Smith, T.M., Sondergeld, C.H. and Rai, C.S., 2003, Gassmann fluid substitutions: A

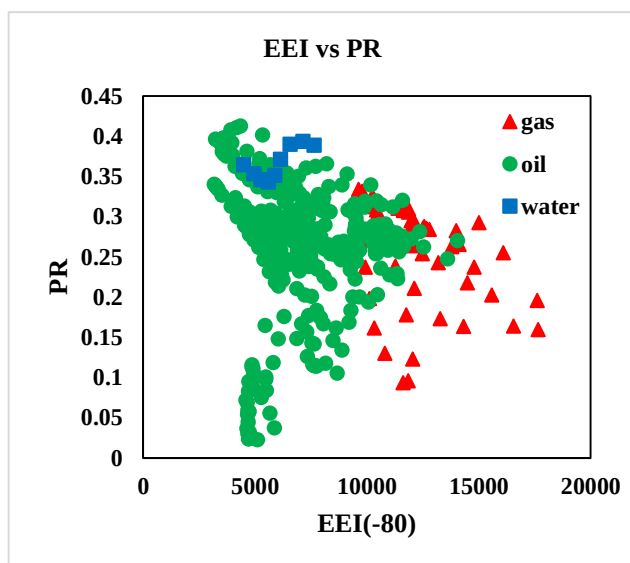
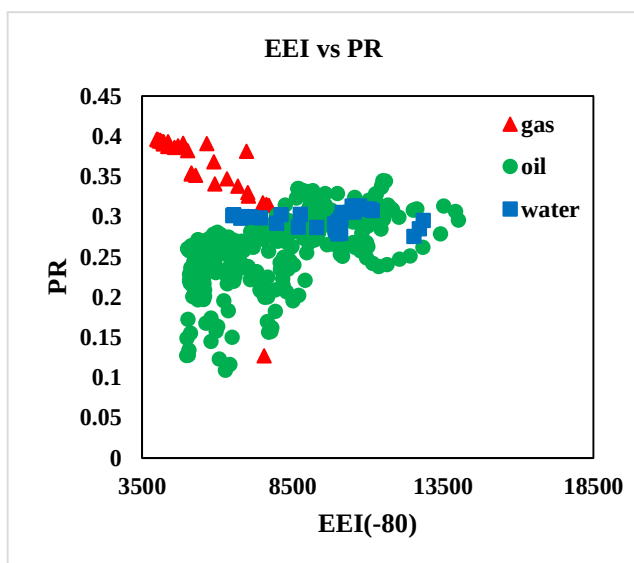
- tutorial, 2003 *Geophysics*, **68**(2), 430–440.
- Sun, S. Z., Wang, H., Liu, Z., Li, Y., Zhou, X., and Wang, Z., 2012, The theory and application of DEM-Gassmann rock physics model for complex carbonate reservoirs. *SEG*, **31**(2), 152-158.
- Virieux J, 1986, P-S wave Propagation In Heterogeneous Media: Velocity-Stress Finite difference Method, *Geophysics*, **51**, 889-901.
- Tang, X.M., Altunbay, M., and Shorey, D. 1998, Joint Interpretation of Formation Permeability from Wireline Acoustic NMR, and Image Log Data, Annual Logging Symposium, *SPWLA-1998-kk*.
- Wang, H. Y., Sun, S. Z., Li, Y. W., and Li, X. G., 2009, Velocity prediction models evaluation and permeability prediction for fractured and caved carbonate reservoir: from theory to case study: *79th Annual Meeting, SEG*, Expanded Abstracts, 2194 – 2198
- Williams, D.M., 1990, The acoustic log hydrocarbon indicator, Paper W presented at the 31th Annual Logging Symposium, *SPWLA-1990- w*.
- Whitcombe, D.N., 2000: Elastic Impedance Normalization. *Geophysics*, **67**(1), 60-62
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A.R., and Gardner, L.W., 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, **21**, 41–70.
- Yilmaz, O., 1987, Seismic Data Processing, Society Of Exploration Geophysicists.
- Zobak, M. D., 2007, Reservoir Geomechanics, Cambridge university.

پیوست الف امیدانس الاستیک توسعه یافته

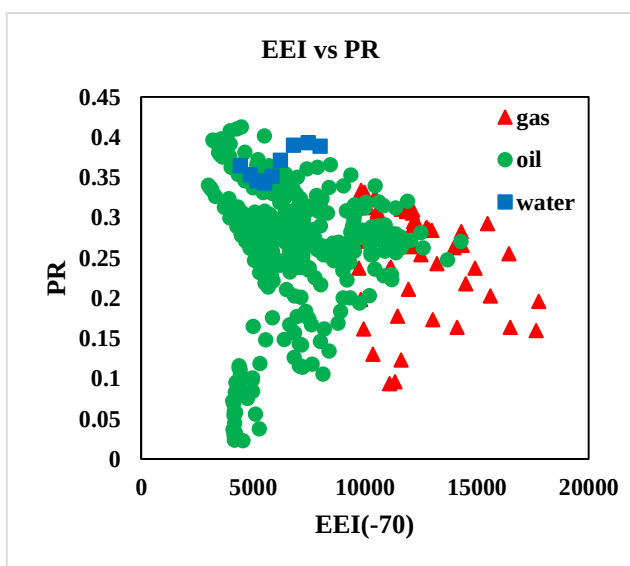
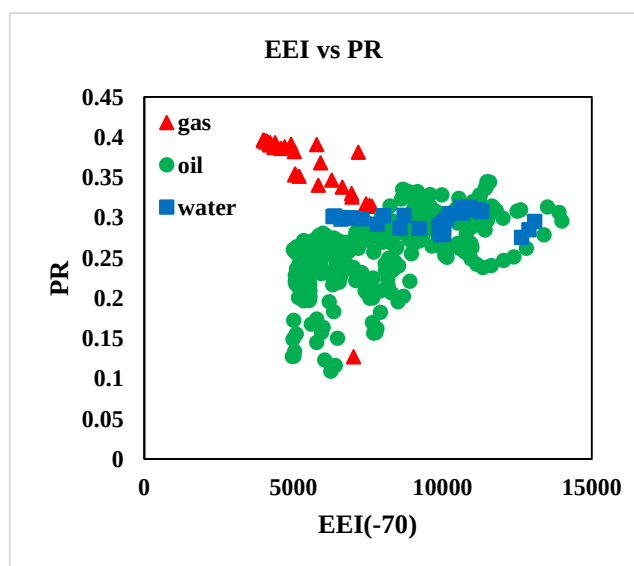
در این بخش با توجه به بالا بودن تعداد شکل‌های روش امیدانس الاستیک توسعه یافته، نمودارهای امیدانس الاستیک توسعه یافته (EEI) در مقابل ضریب پواسون (PR) مربوط به دو چاه A_2 و A_3 برای زوایای چرخش مختلف در این بخش آورده شده است.



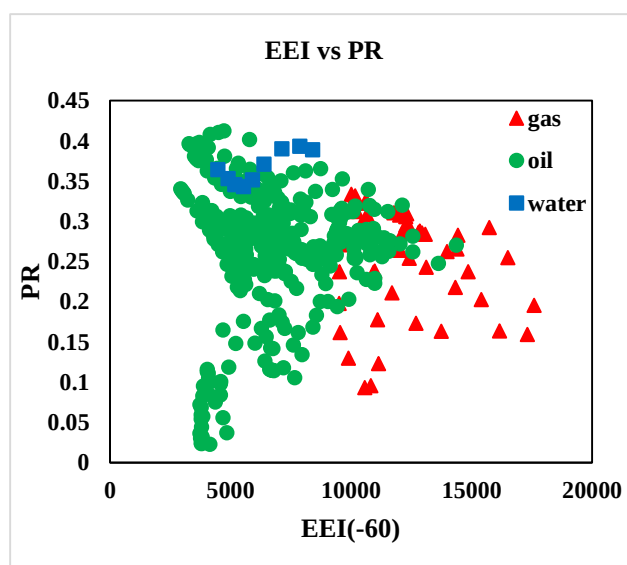
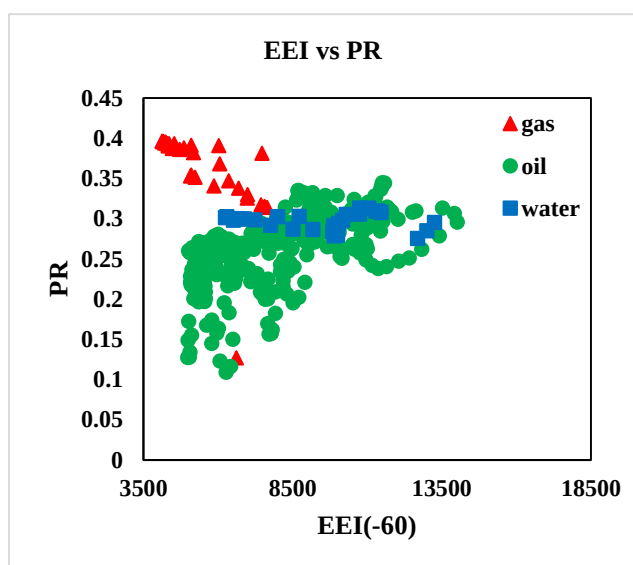
شکل الف-۱. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۹۰-). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



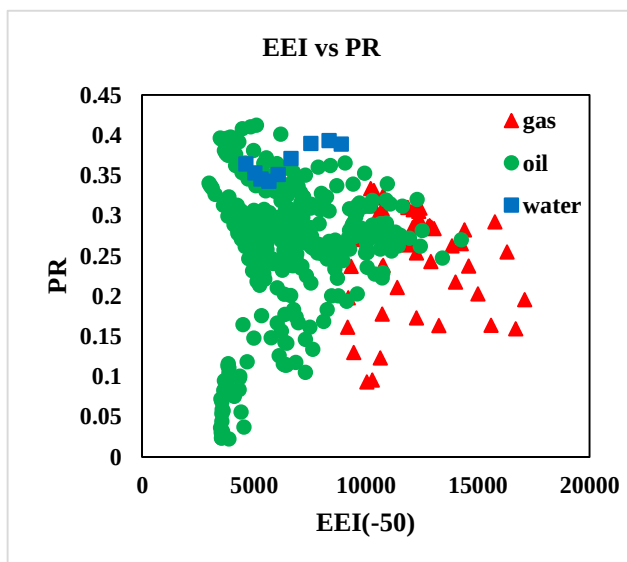
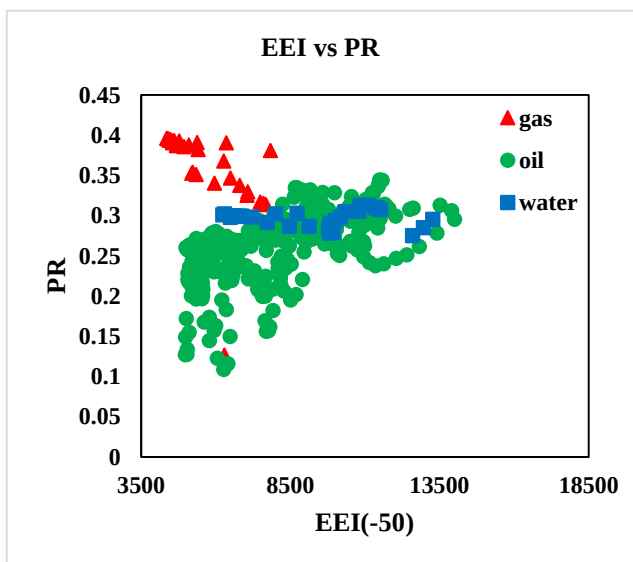
شکل الف-۲. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۸۰-). سمت چپ چاه A₂، سمت راست چاه A₃



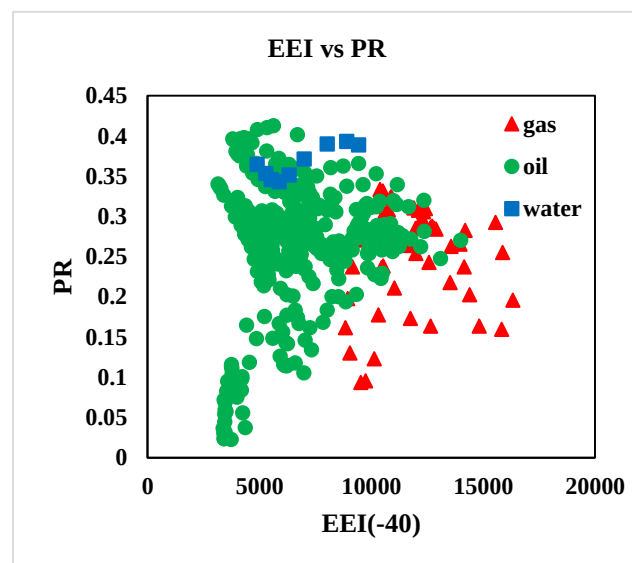
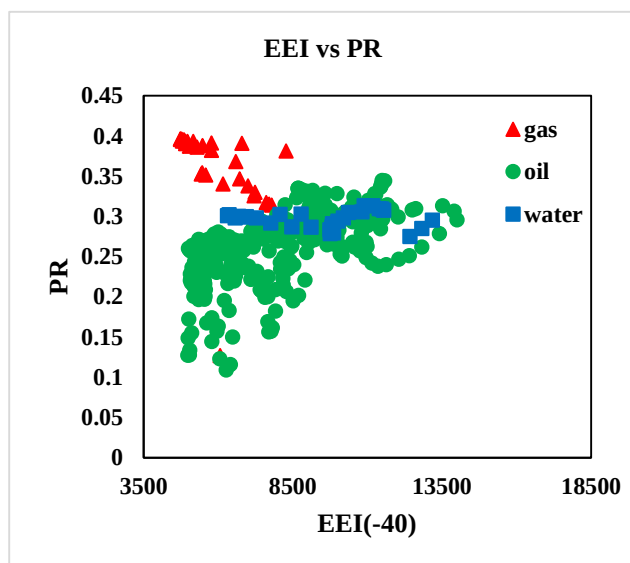
شکل الف-۳. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۷۰-). سمت چپ چاه A₂، سمت راست چاه A₃



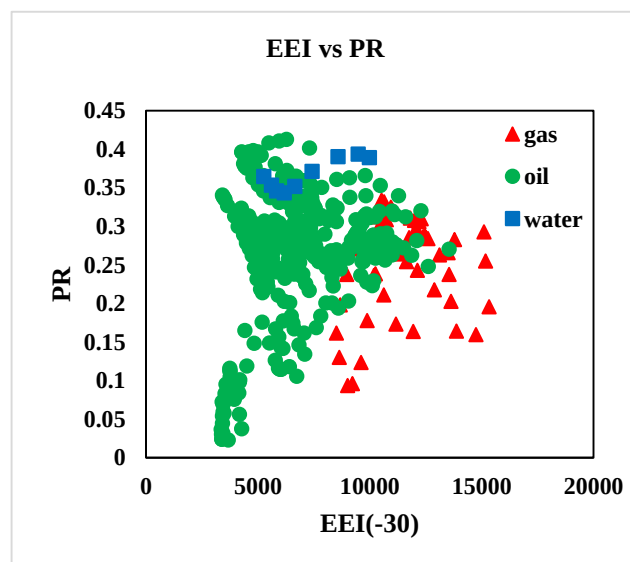
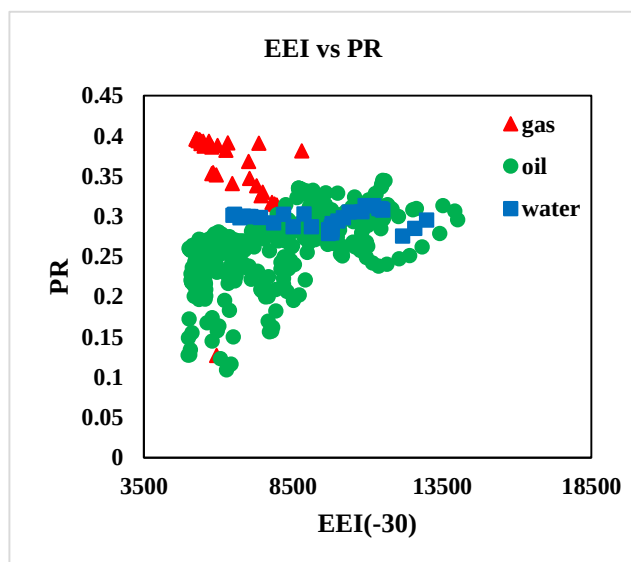
شکل الف-۴. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۶۰-). سمت چپ چاه A₂، سمت راست چاه A₃



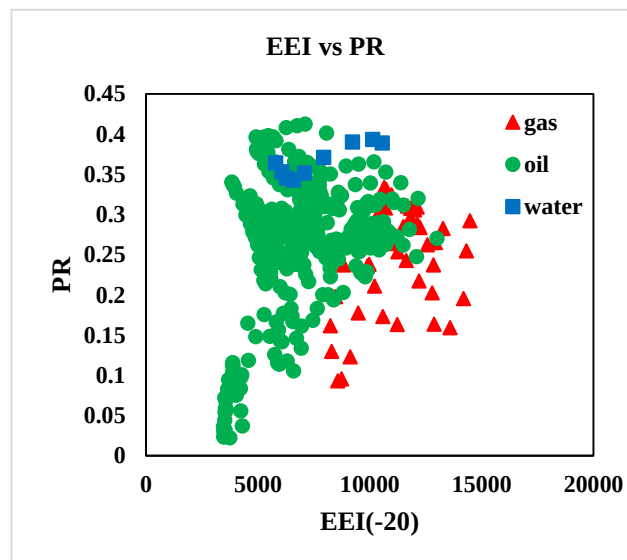
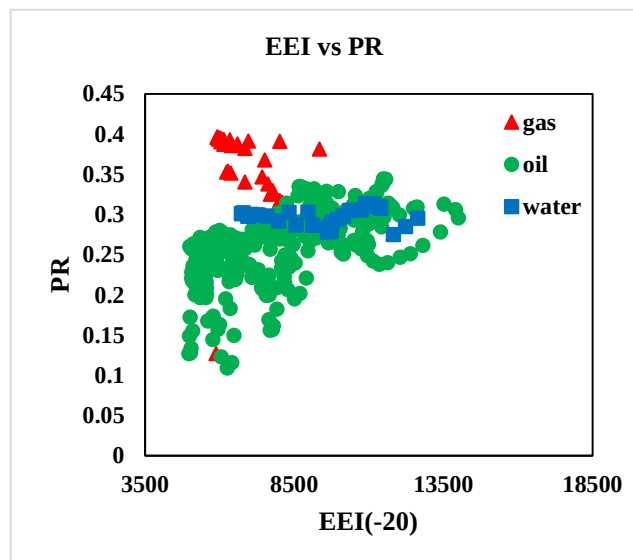
شکل الف-۵. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۵۰-). سمت چپ چاه A₂، سمت راست چاه A₃



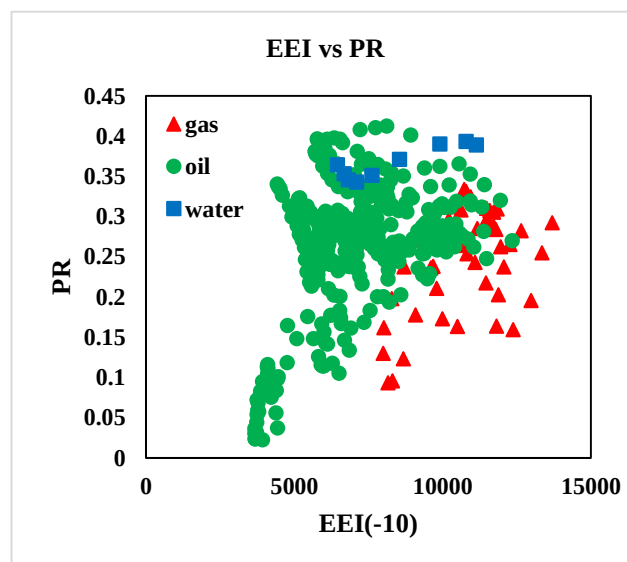
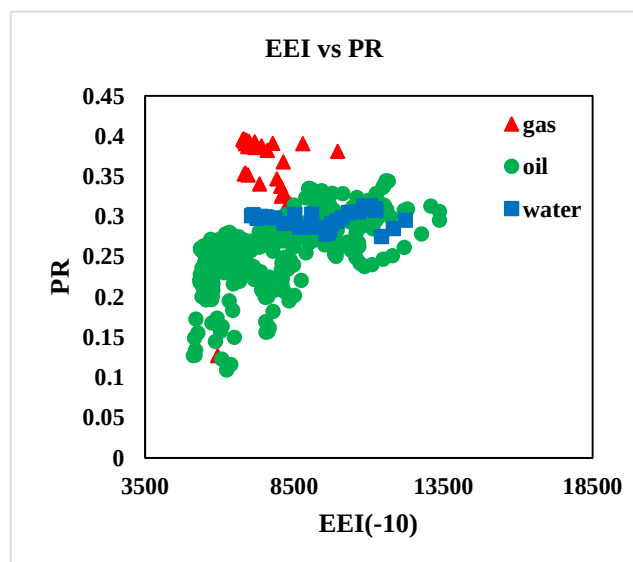
شکل الف-۶. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۴۰-). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



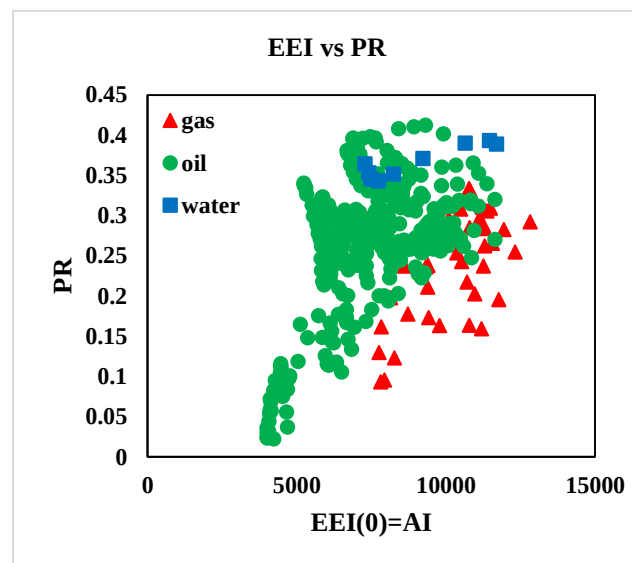
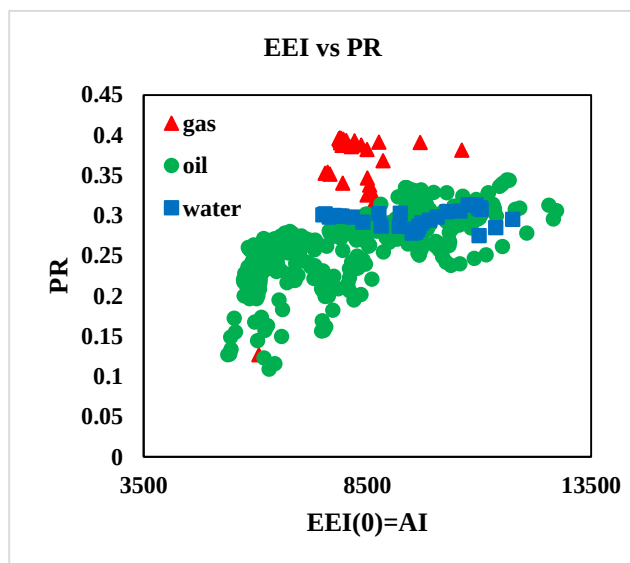
شکل الف-۷. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۳۰-). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



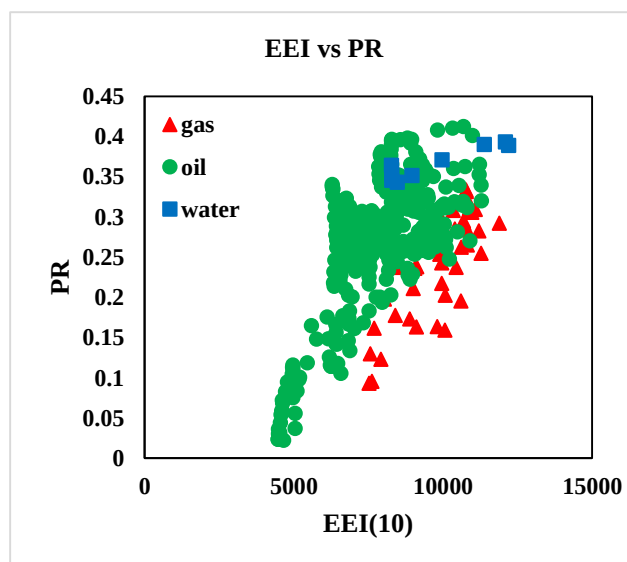
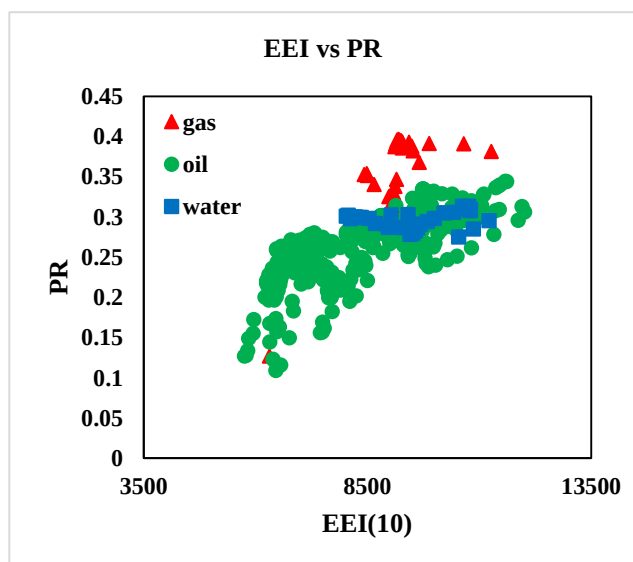
شکل الف-۸. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۲۰-). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



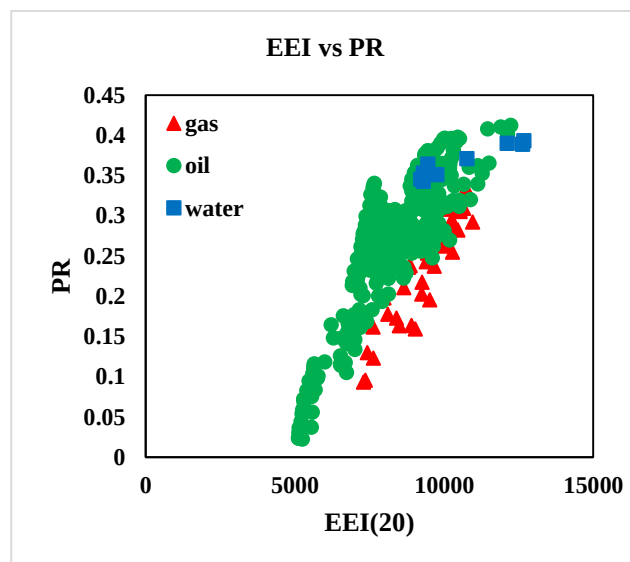
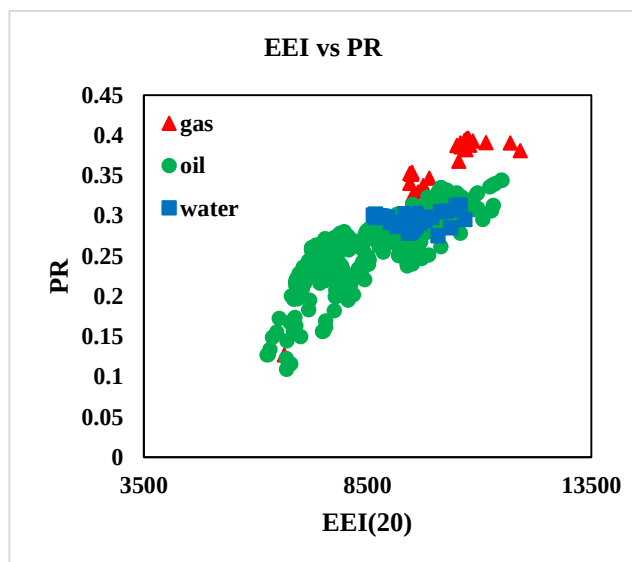
شکل الف-۹. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۱۰-). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



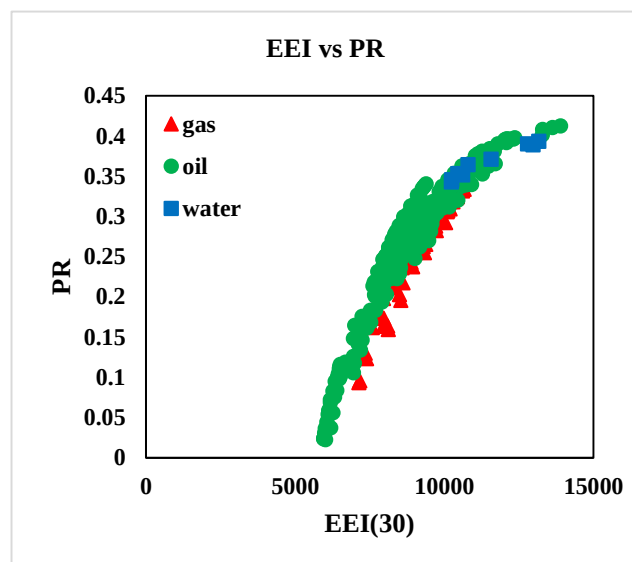
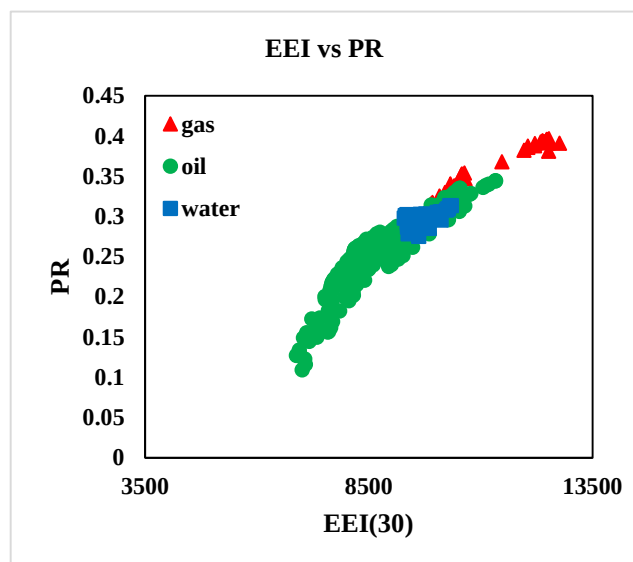
شکل الف-۱۰. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۰). سمت چپ چاه A₂، سمت راست چاه A₃



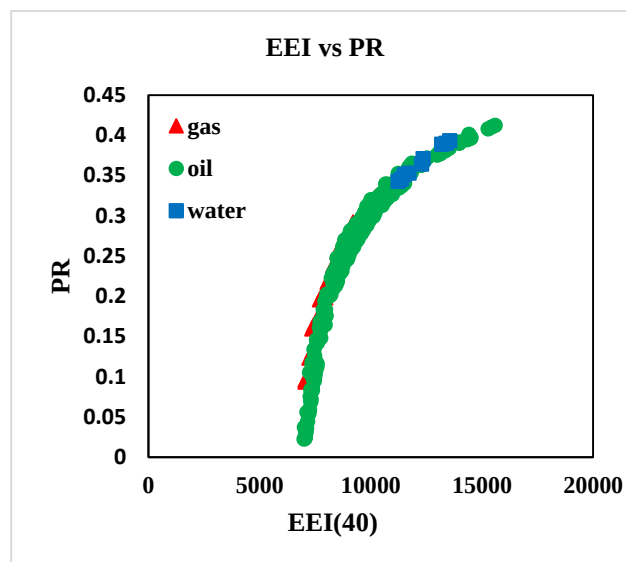
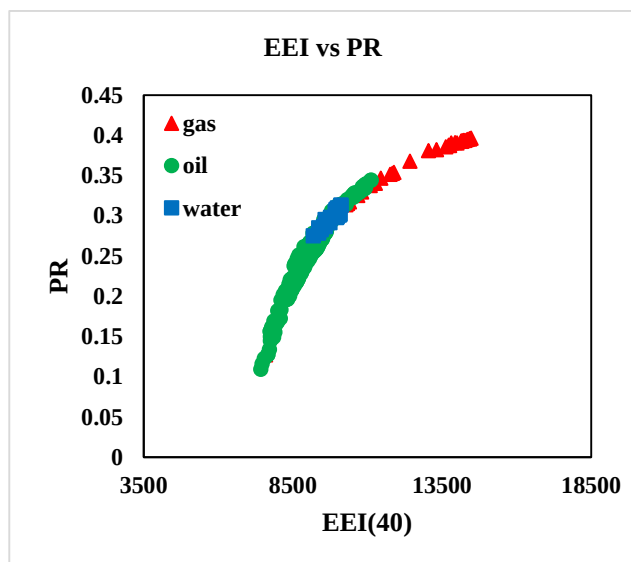
شکل الف-۱۱. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۱۰). سمت چپ چاه A₂، سمت راست چاه A₃



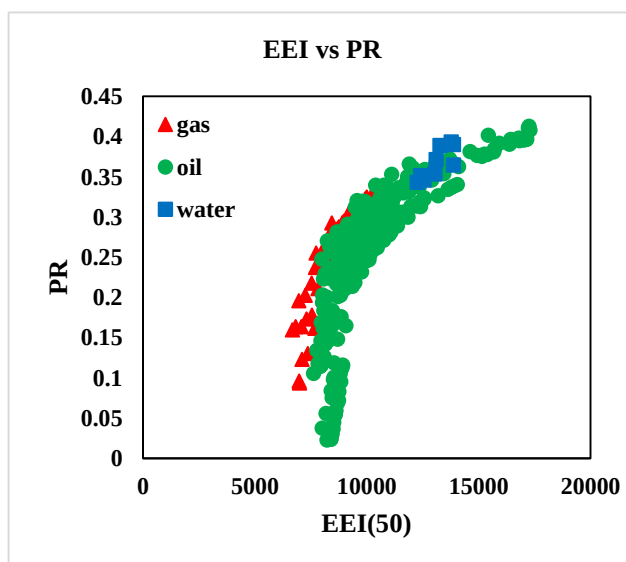
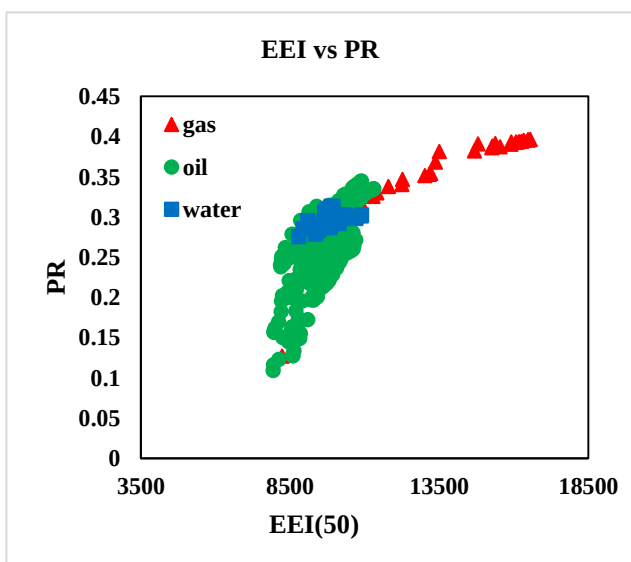
شکل الف-۱۲. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۲۰). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3 .



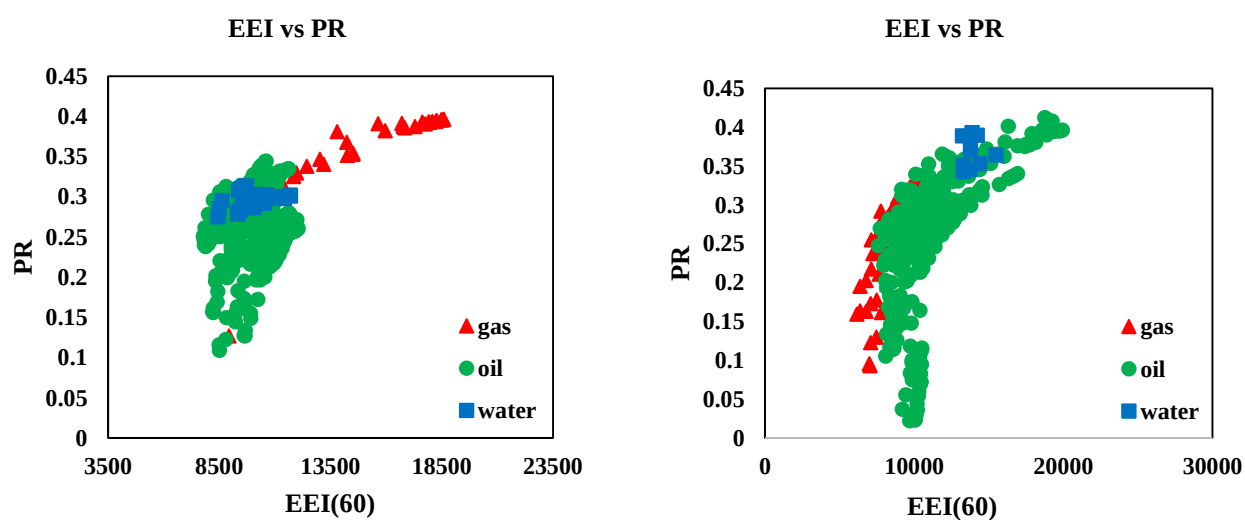
شکل الف-۱۳. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۳۰). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3 .



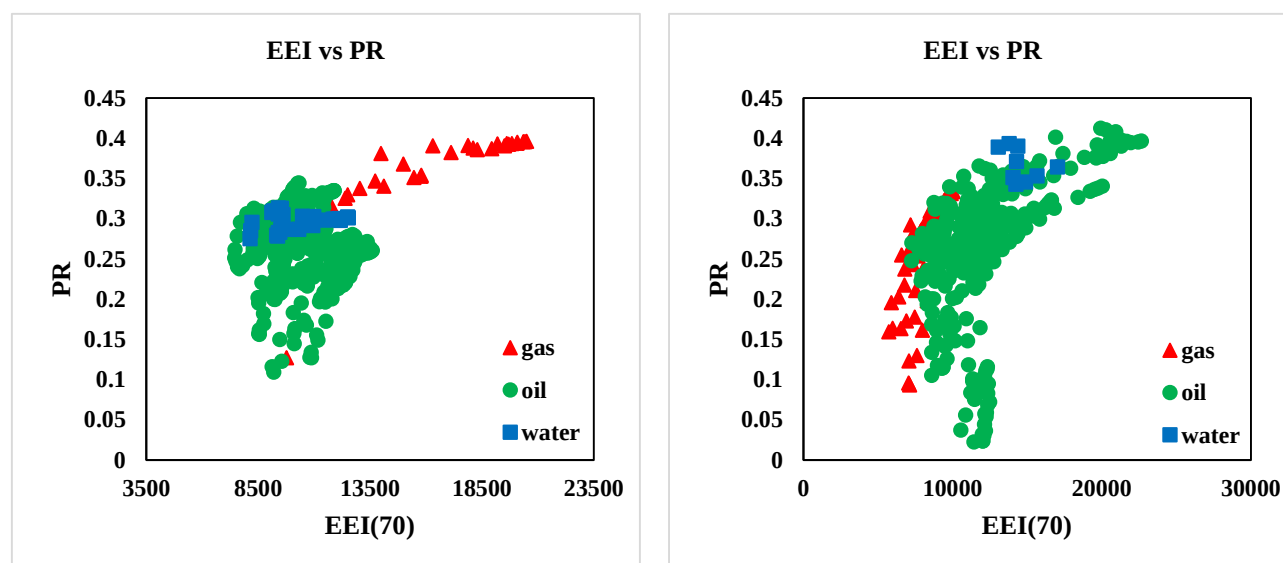
شکل الف-۱۴. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۴۰). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



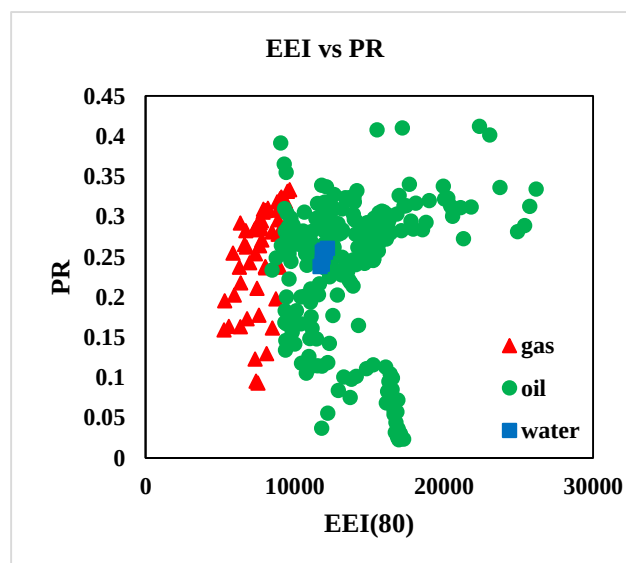
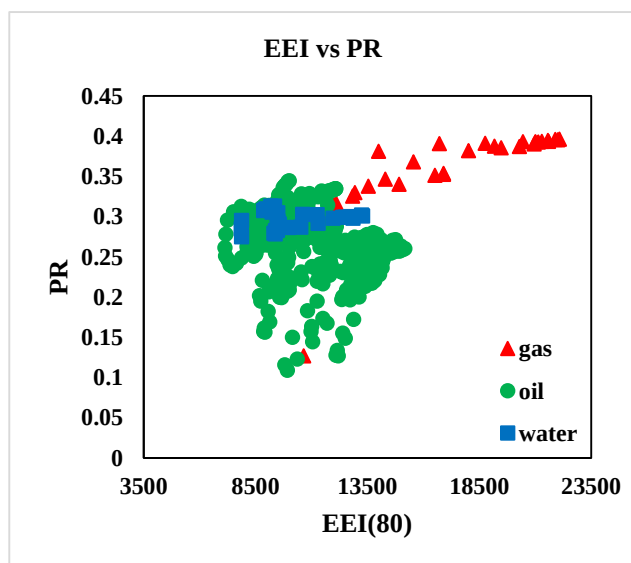
شکل الف-۱۵. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۵۰). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



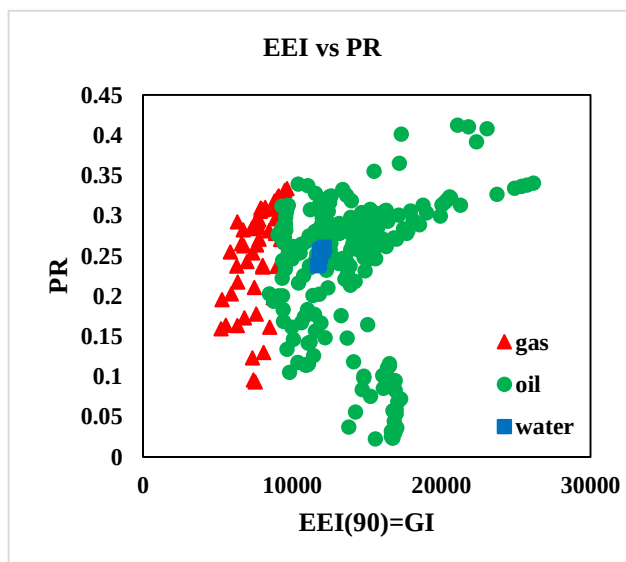
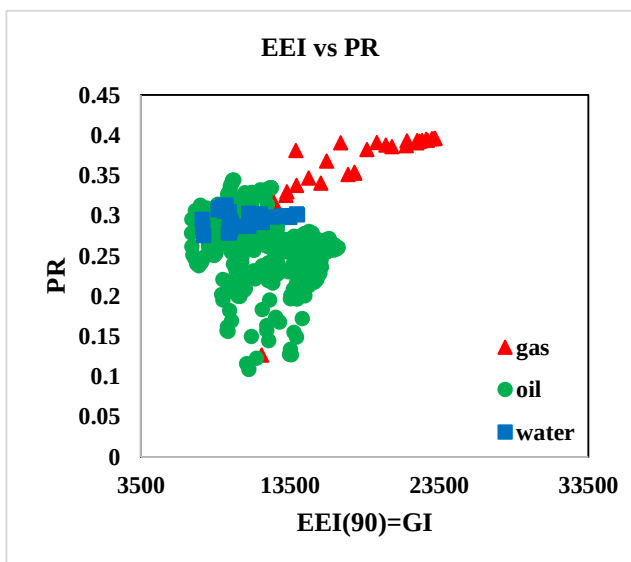
شکل الف-۱۶. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۶۰). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



شکل الف-۱۷. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۷۰). سمت چپ چاه A_2 ، سمت راست چاه A_3



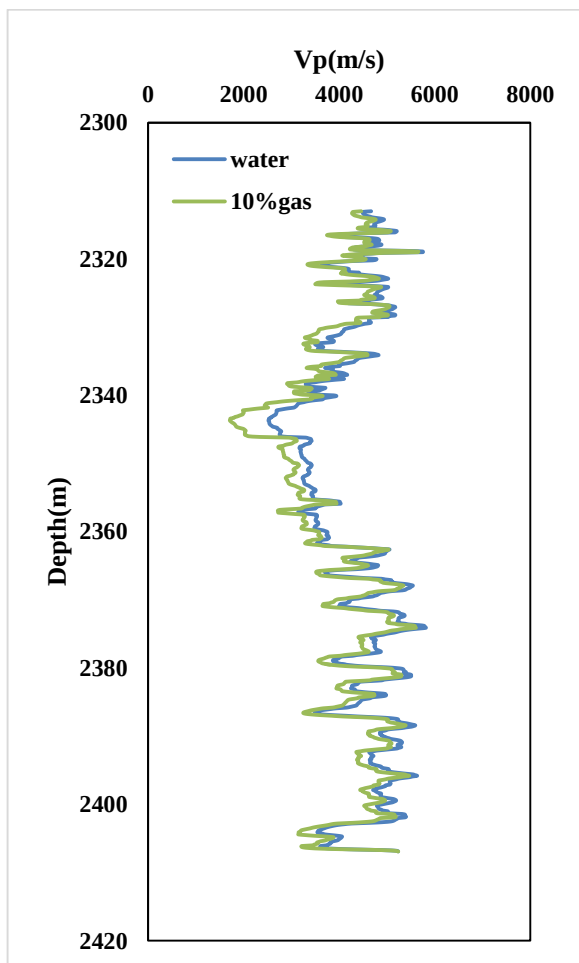
شکل الف-۱۸. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۸۰). سمت چپ چاه A₂، سمت راست چاه A₃



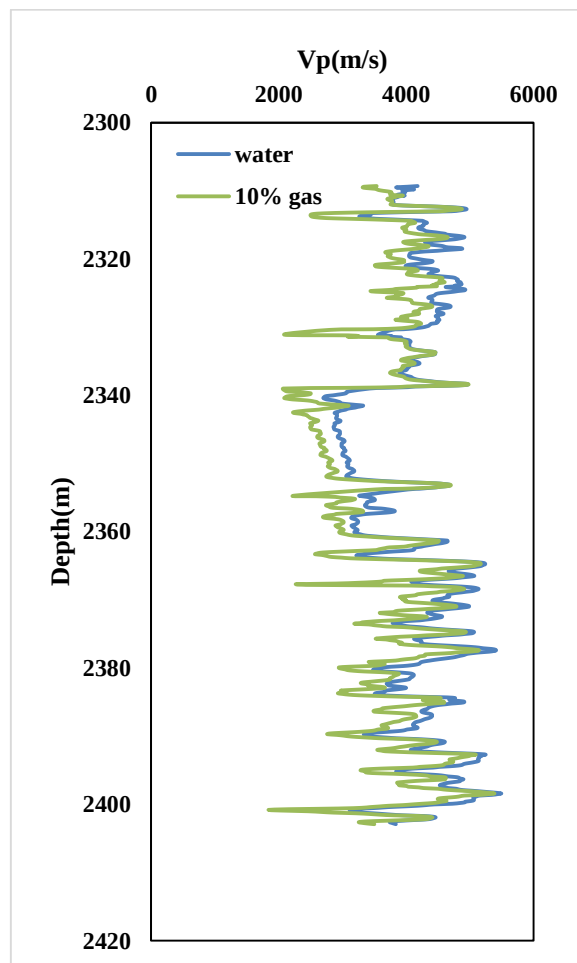
شکل الف-۱۹. نمودار EEI در مقابل PR برای زاویه چرخش (۹۰). سمت چپ چاه A₂، سمت راست چاه A₃

پیوست ب جانشینی سیال

در این بخش نمودارهای مربوط به جانشینی سیال برای درصدهای اشباع ۱۰-۴۰ درصد گاز دو چاه A_2 و A_3 آورده شده است.

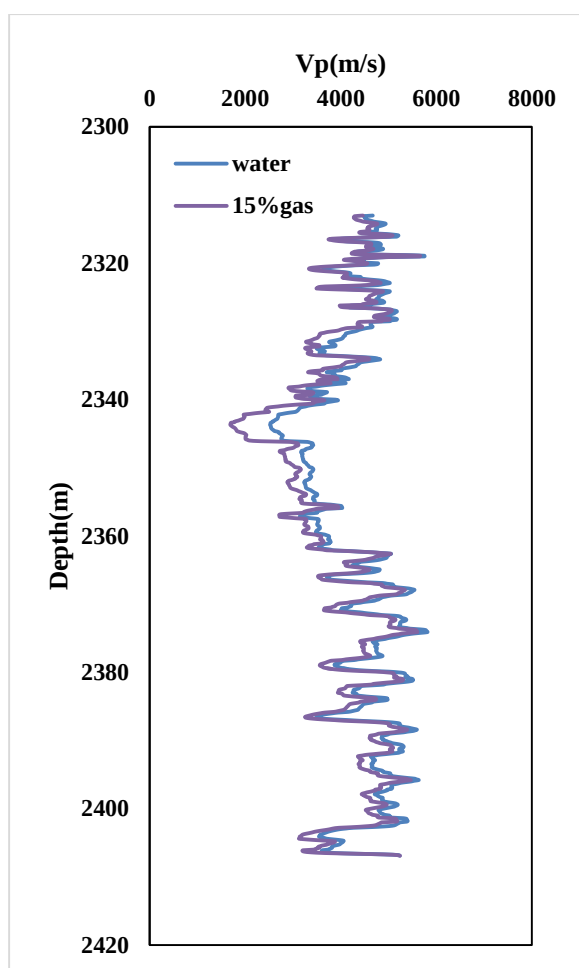


ب

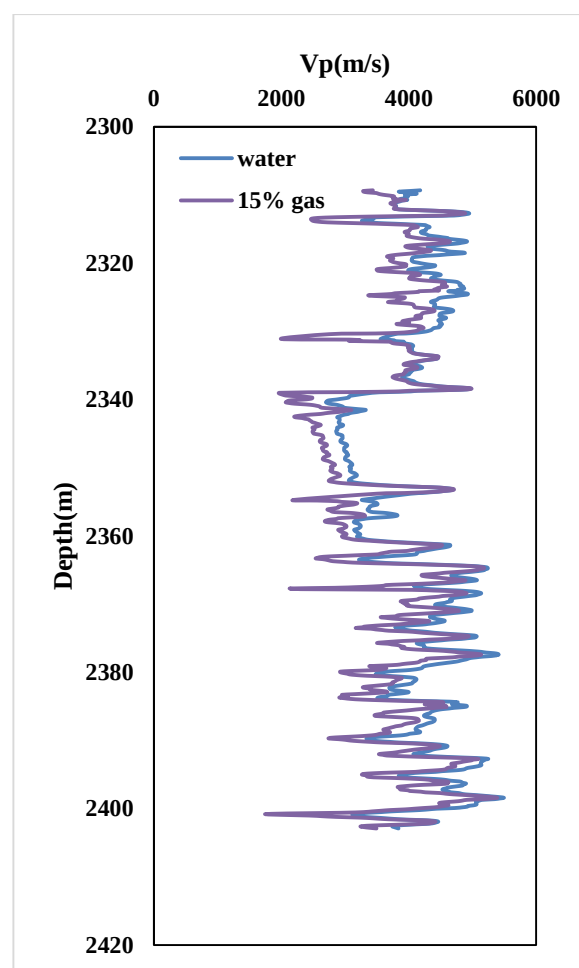


الف

شکل ب-۱. نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۱۰ درصد اشباع گاز. الف. چاه A_2 . ب. چاه A_3 .

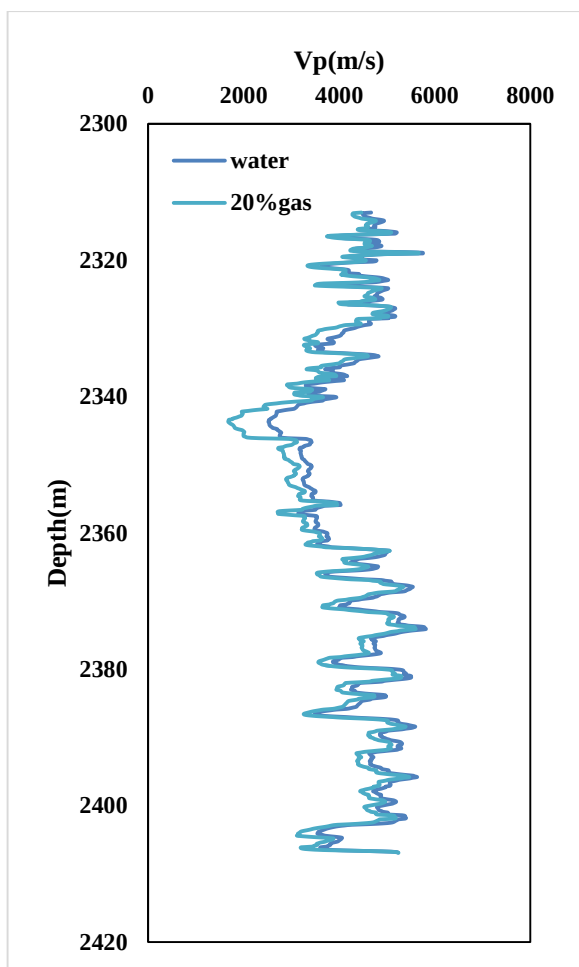


ب

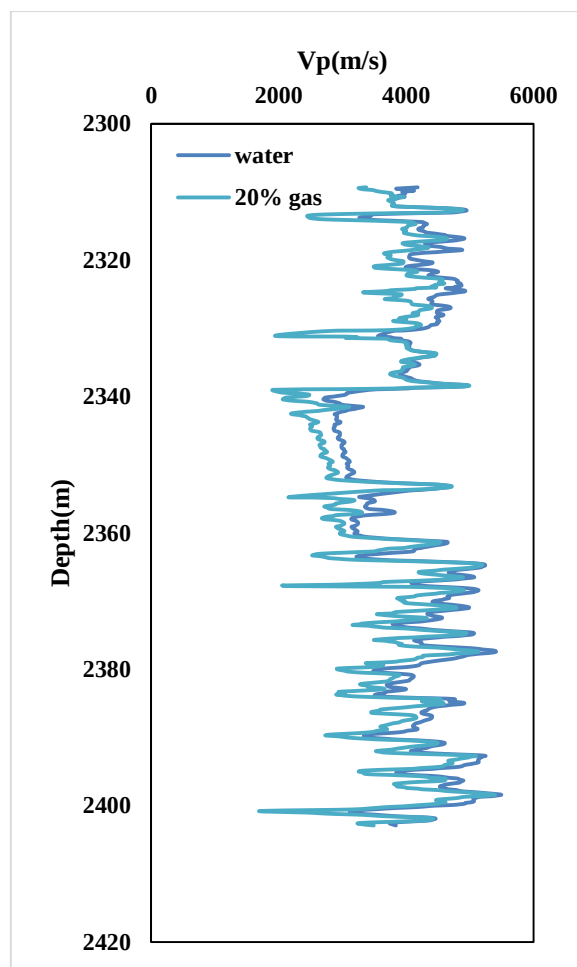


الف

شکل ب-۲. نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۱۵ درصد اشباع گاز.
الف. چاه A_۲ ب. چاه A_۳.

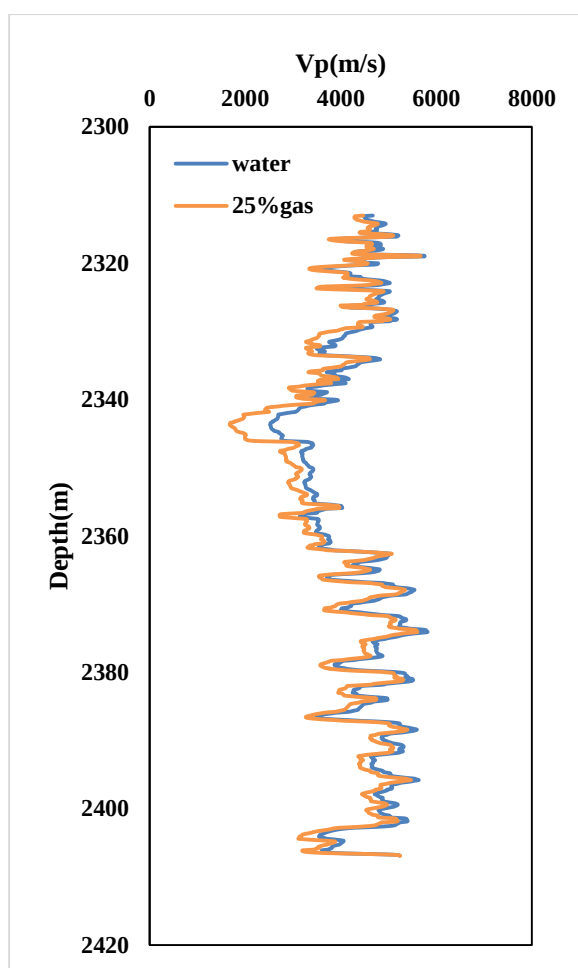


ب

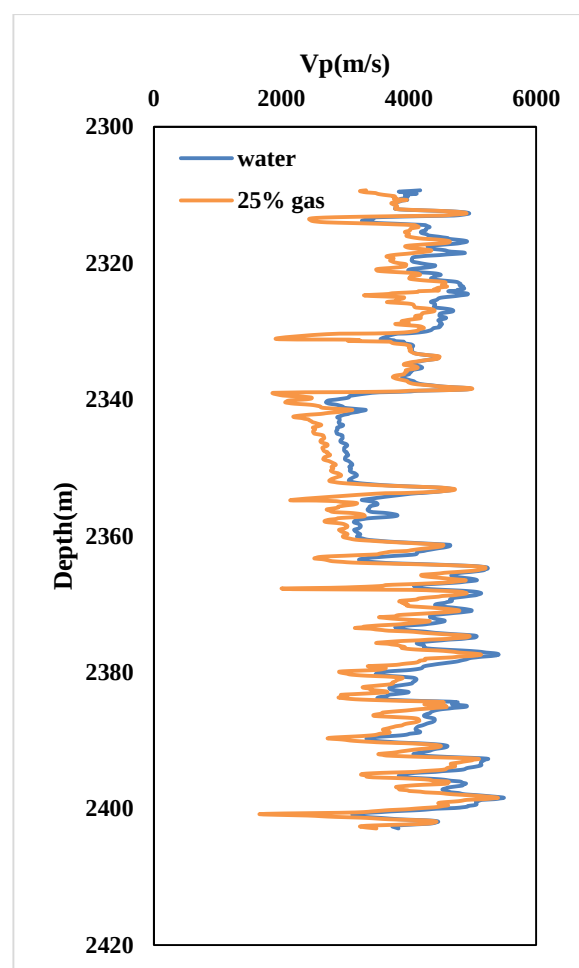


الف

شکل ب-۳. نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۲۰ درصد اشباع گاز. الف. چاه A₂. ب. چاه A₃.

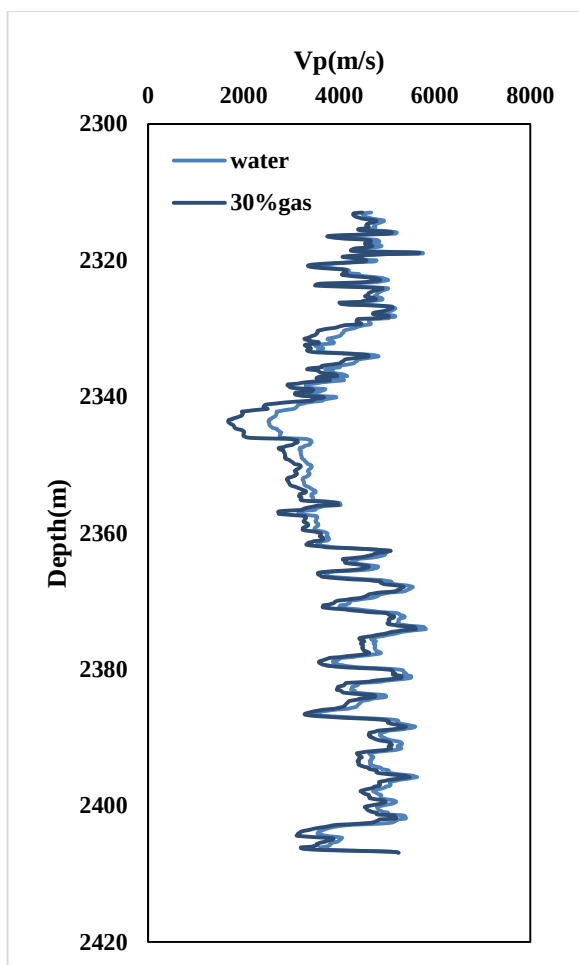


ب

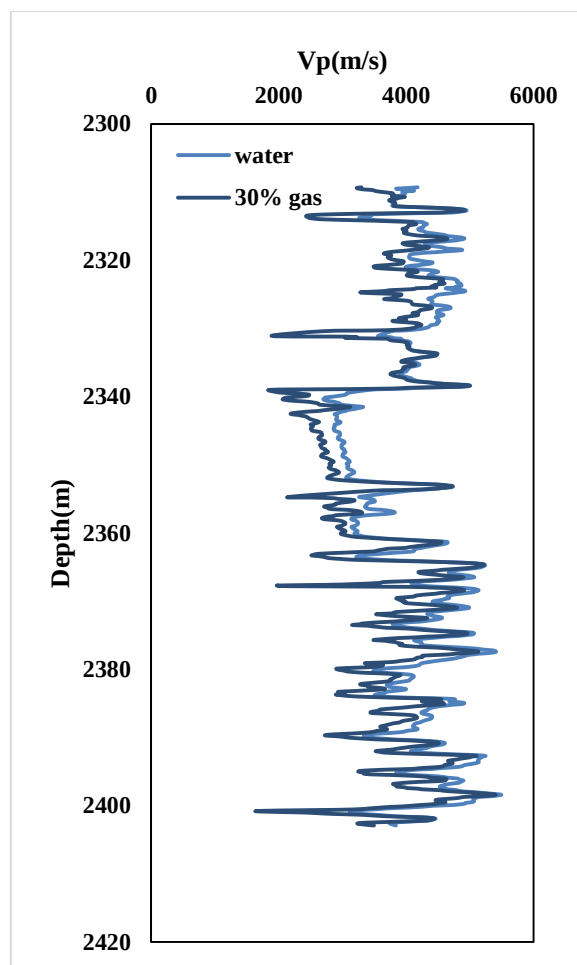


الف

شکل ب-۴. نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۲۵ درصد اشباع گاز.
الف. چاه A_۲ ب. چاه A_۳.

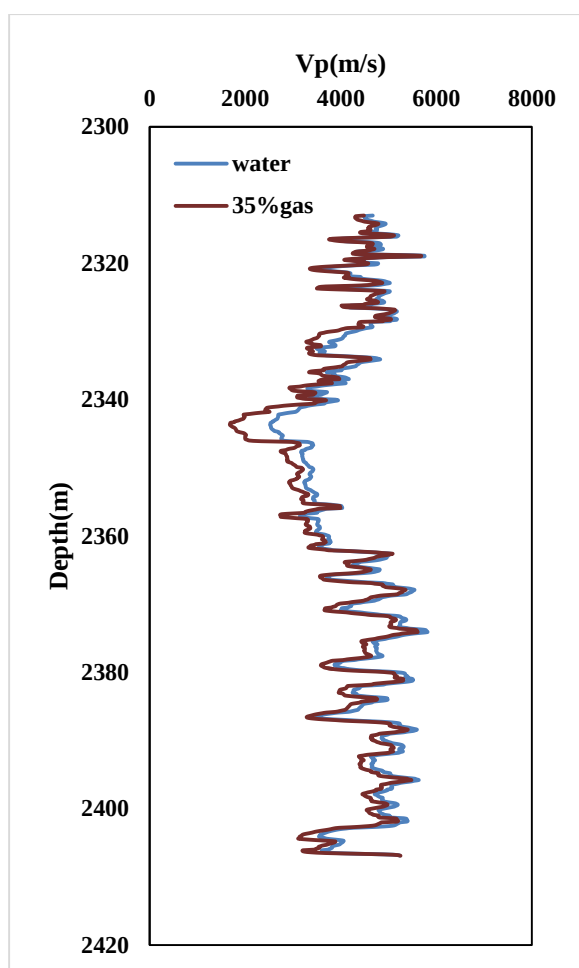


ب

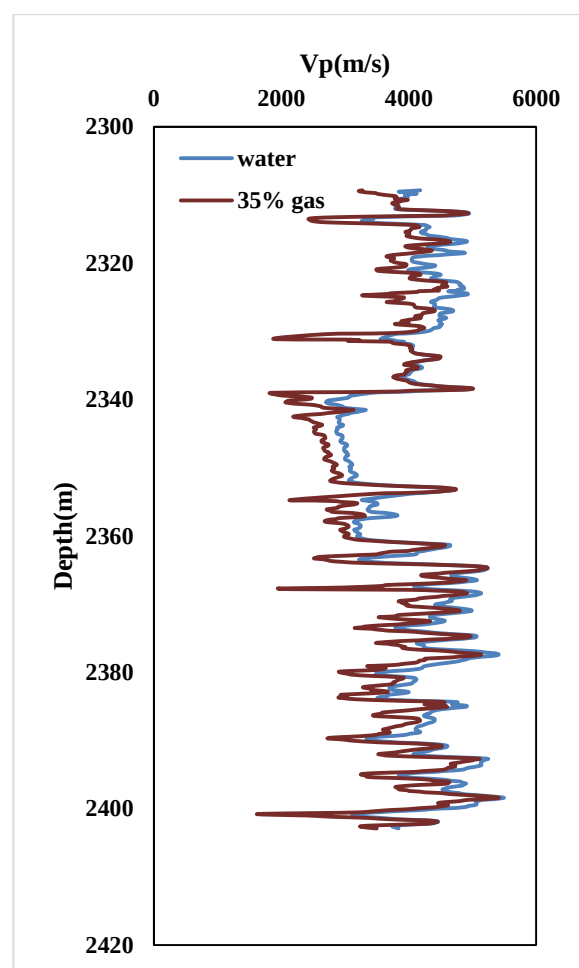


الف

شکل ب-۵. نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۳۰ درصد اشباع گاز.
الف. چاه A_۲. ب. چاه A_۳.

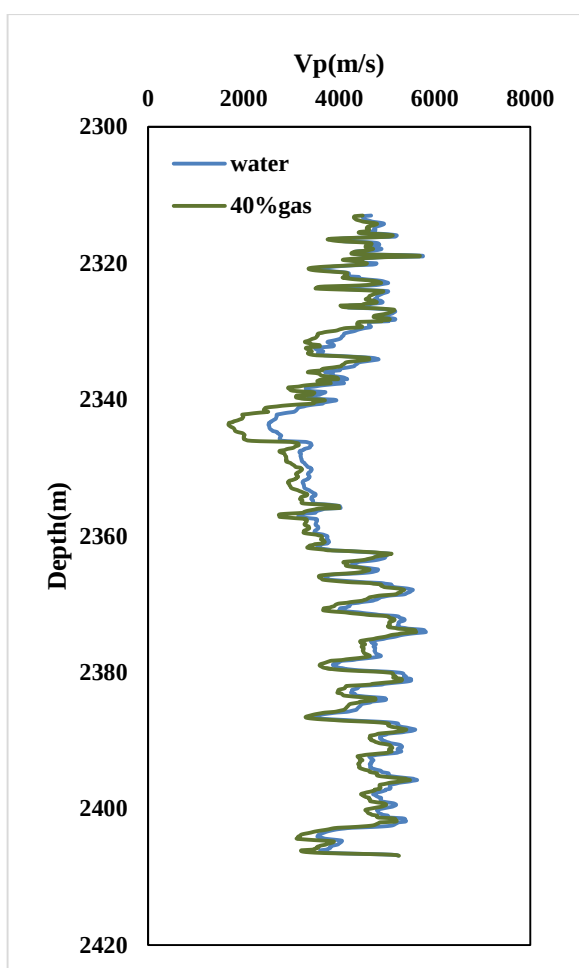


ب

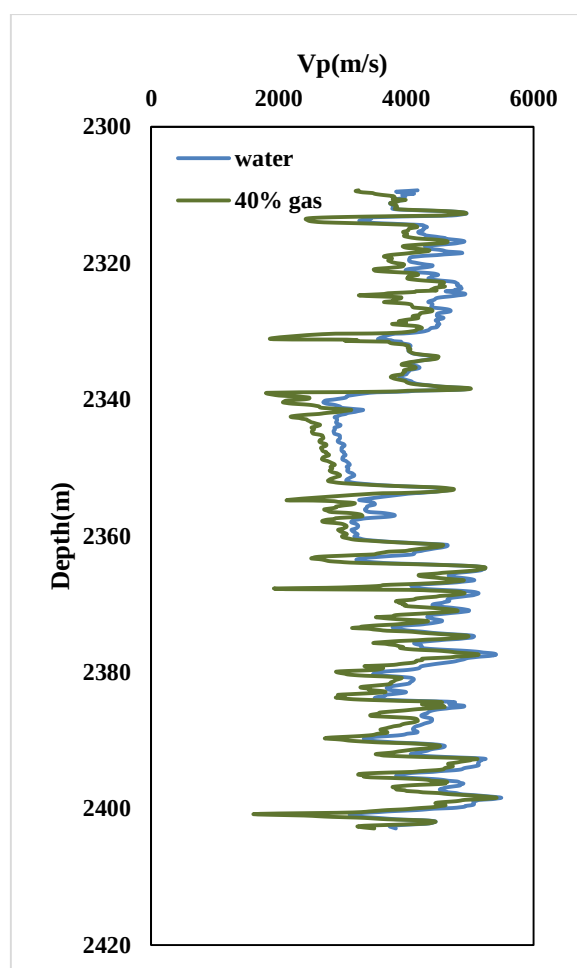


الف

شکل ب-۶. نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۳۵ درصد اشباع گاز.
الف. چاه A_۲ ب. چاه A_۳.



ب

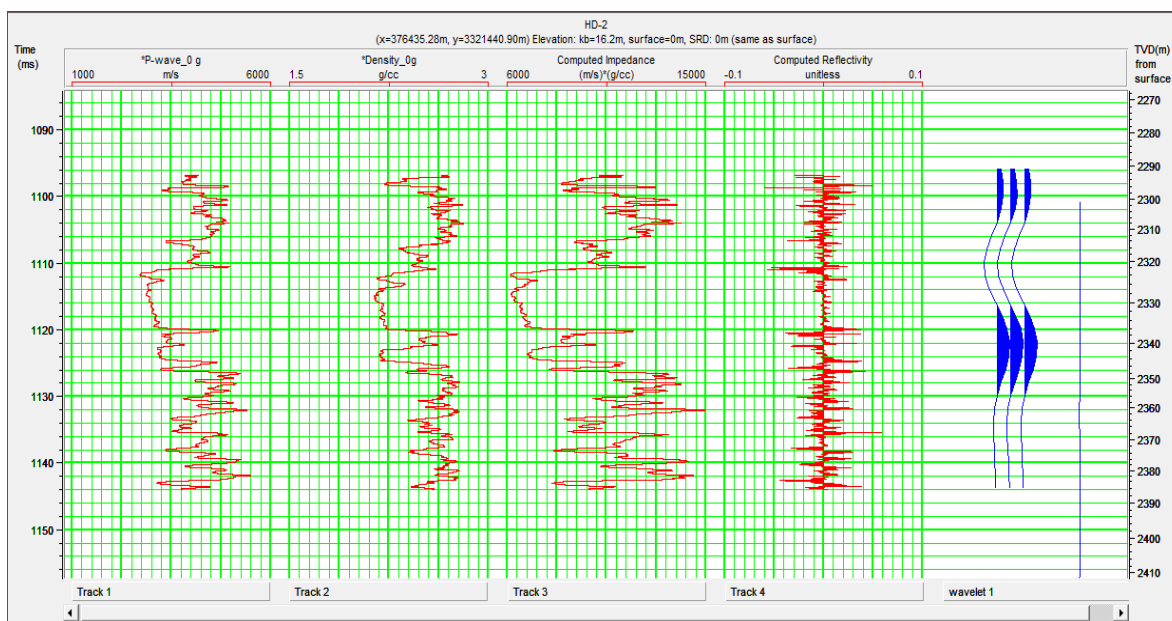


الف

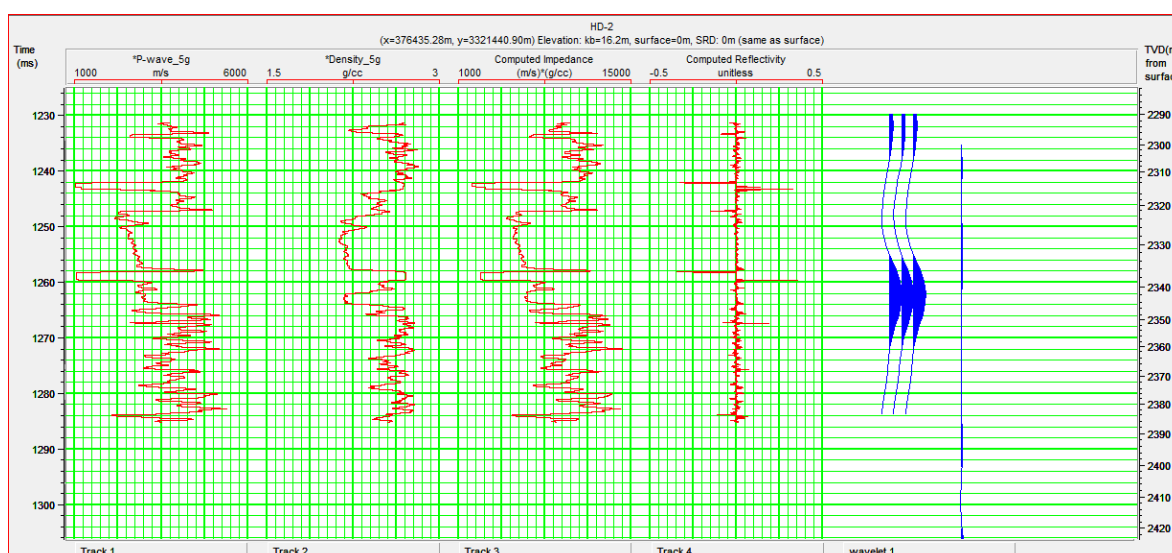
شکل ب-۷. نمودار سرعت موج تراکمی در حالت ۱۰۰ درصد اشباع آب در کنار سرعت در حالت ۴۰ درصد اشباع گاز.
الف. چاه A₂. ب. چاه A₃.

پیوست پ لرزه‌نگاشت مصنوعی

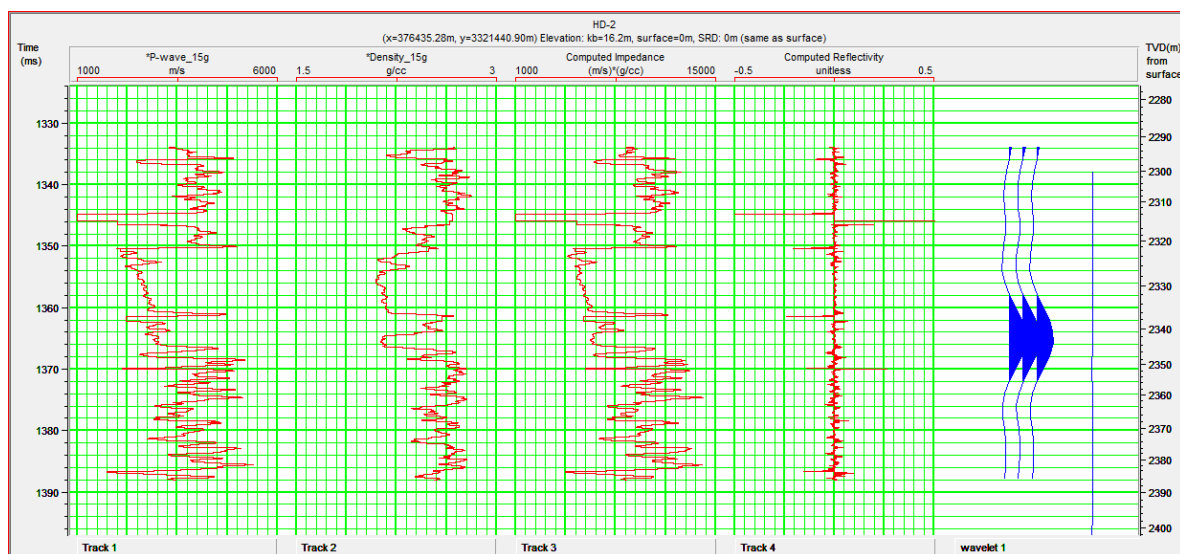
لرزه‌نگاشت‌های مصنوعی برای درصد‌های اشباع مختلف گاز درون چاه و در میدان مورد مطالعه در این بخش آورده شده‌اند.



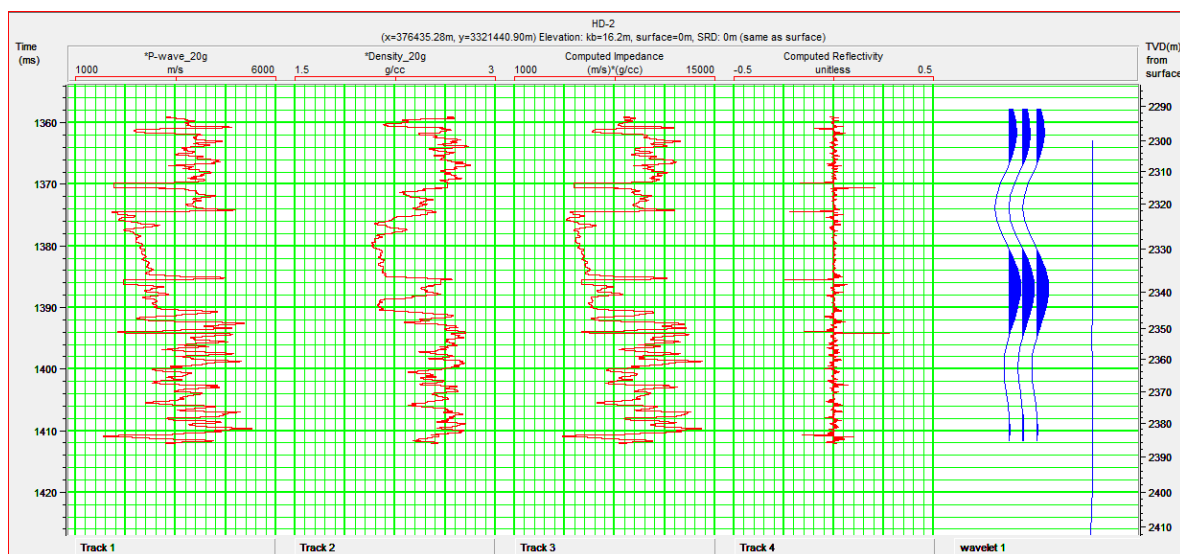
شکل پ-۱. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۰۰ درصد آب درون چاه A₂ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



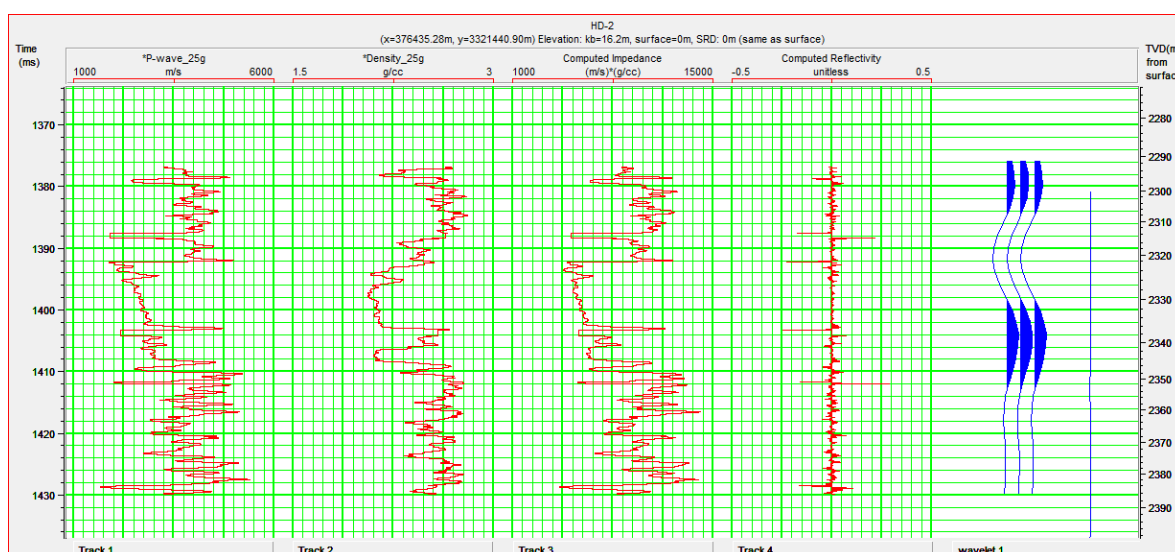
شکل پ-۲. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۵ درصد گاز درون چاه A₂ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



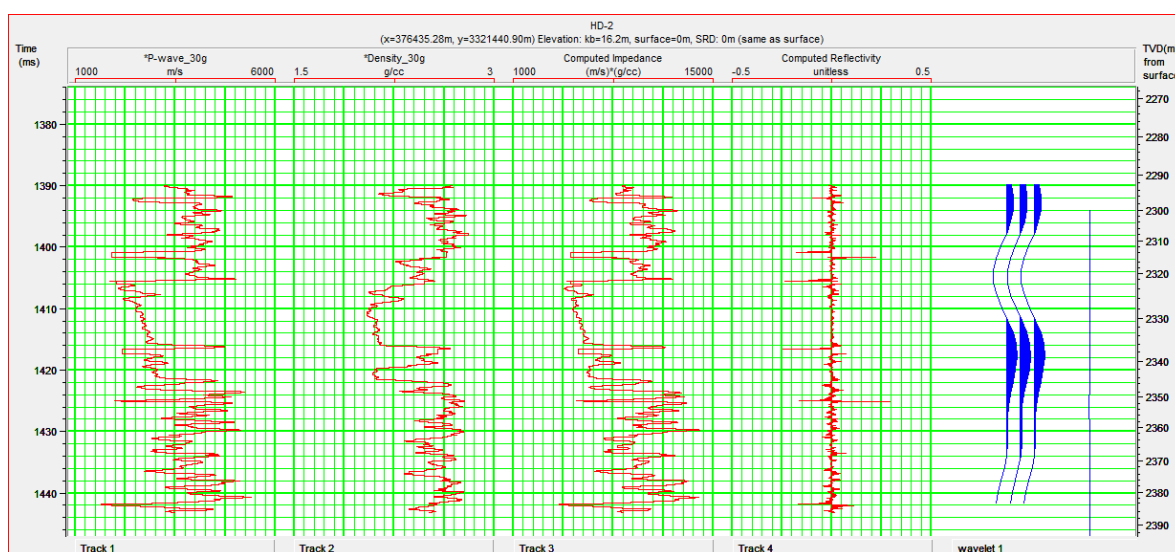
شکل پ-۳. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۵ درصد گاز درون چاه A₂ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



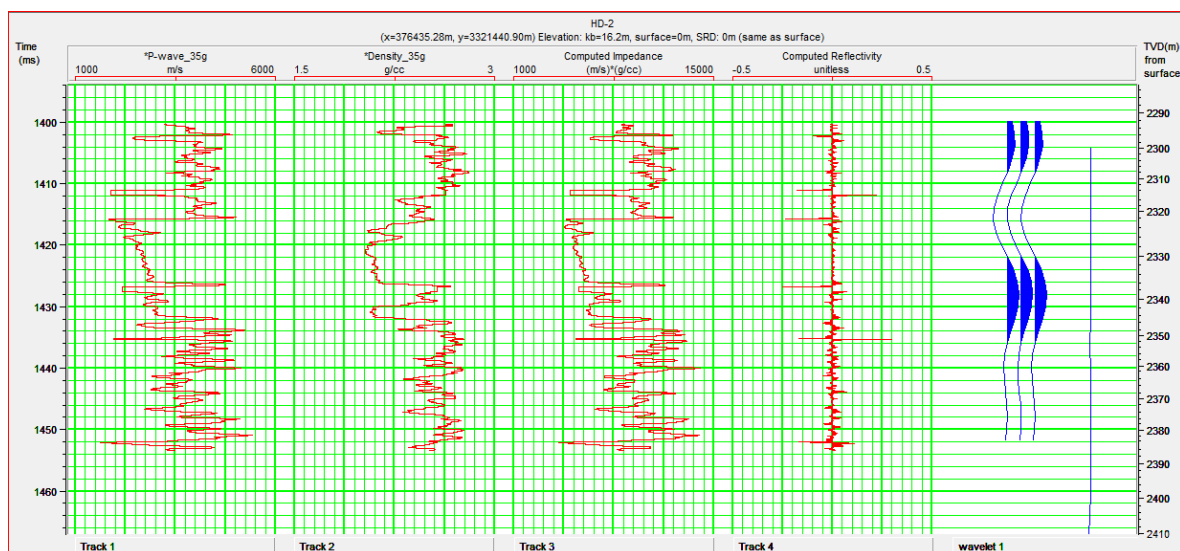
شکل پ-۴. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۲۰ درصد گاز درون چاه A₂ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



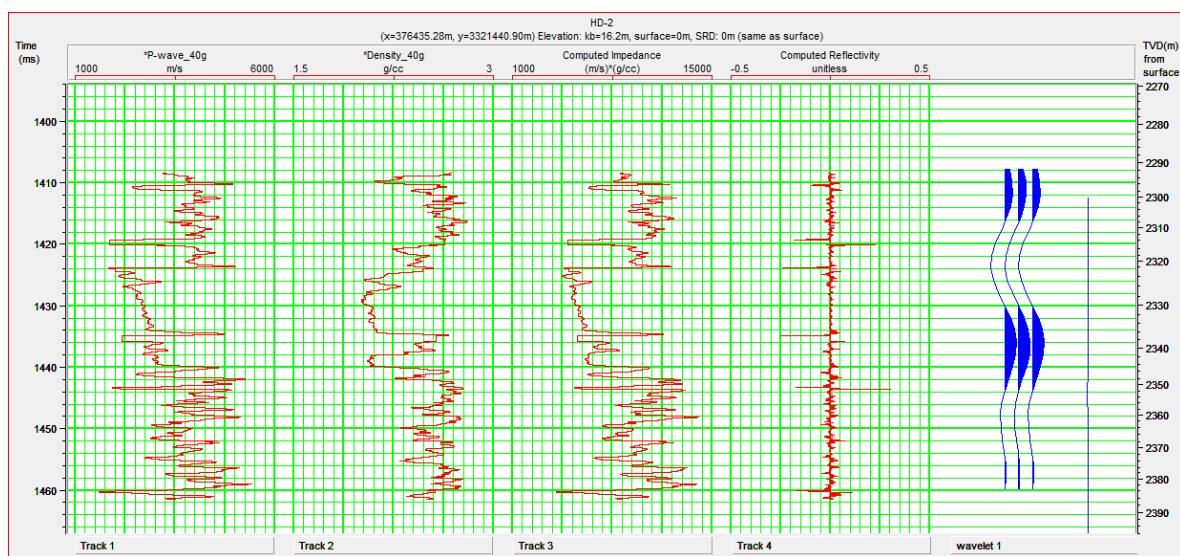
شکل پ-۵. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۲۵ درصد گاز درون چاه A₂ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



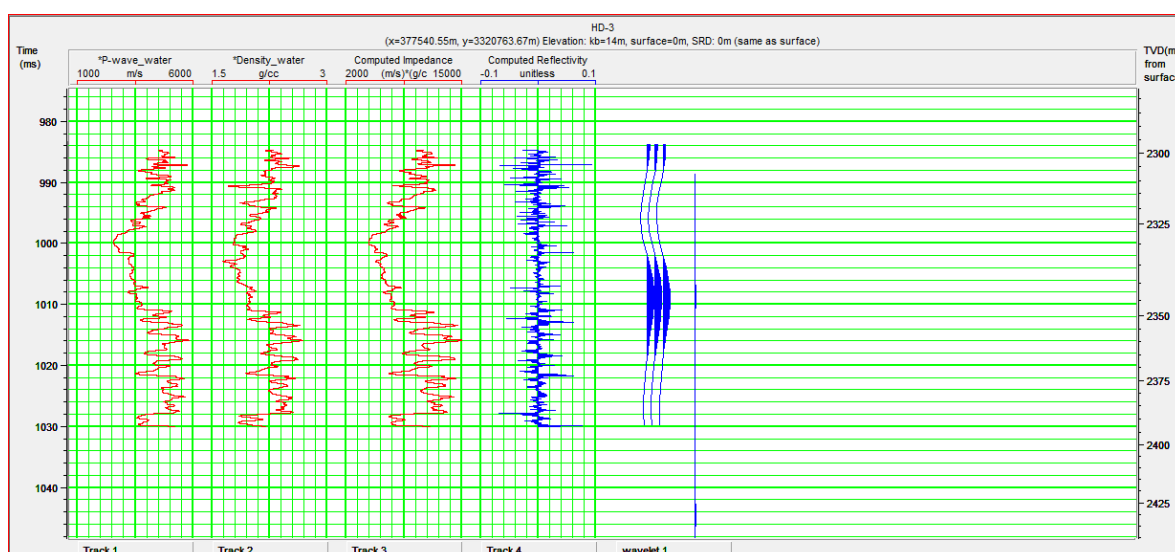
شکل پ-۶. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۳۰ درصد گاز درون چاه A₂ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



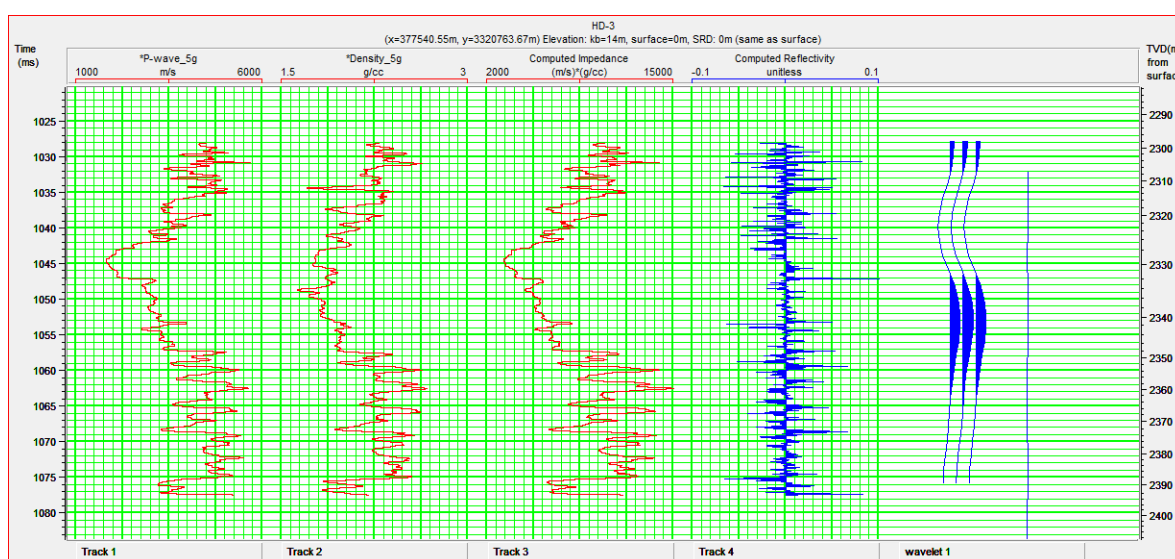
شکل پ-۷. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۳۵ درصد گاز درون چاه A₂ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



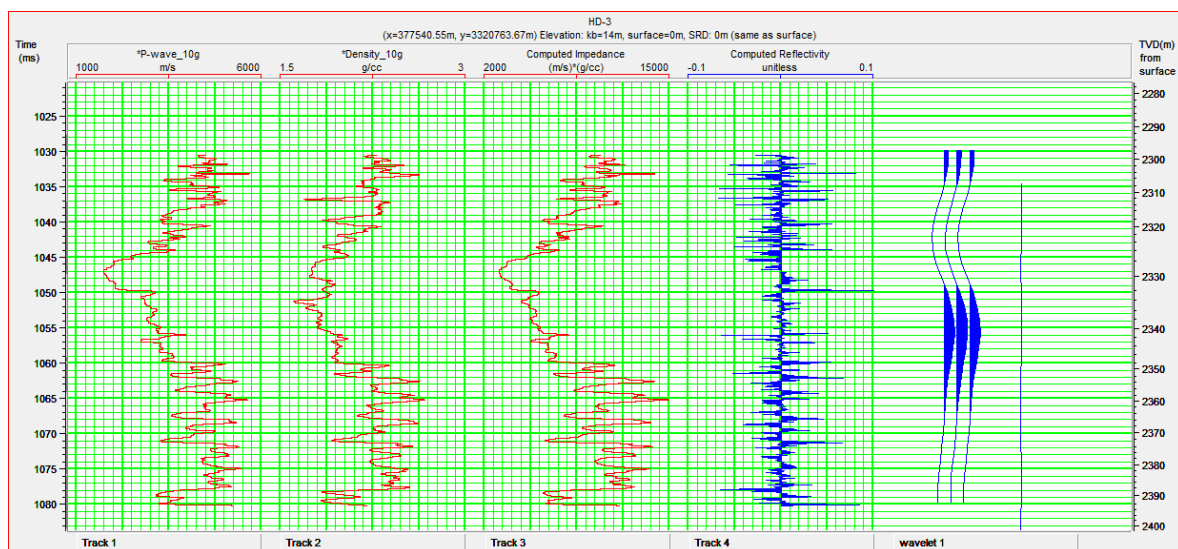
شکل پ-۸. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۴۰ درصد گاز درون چاه A₂ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



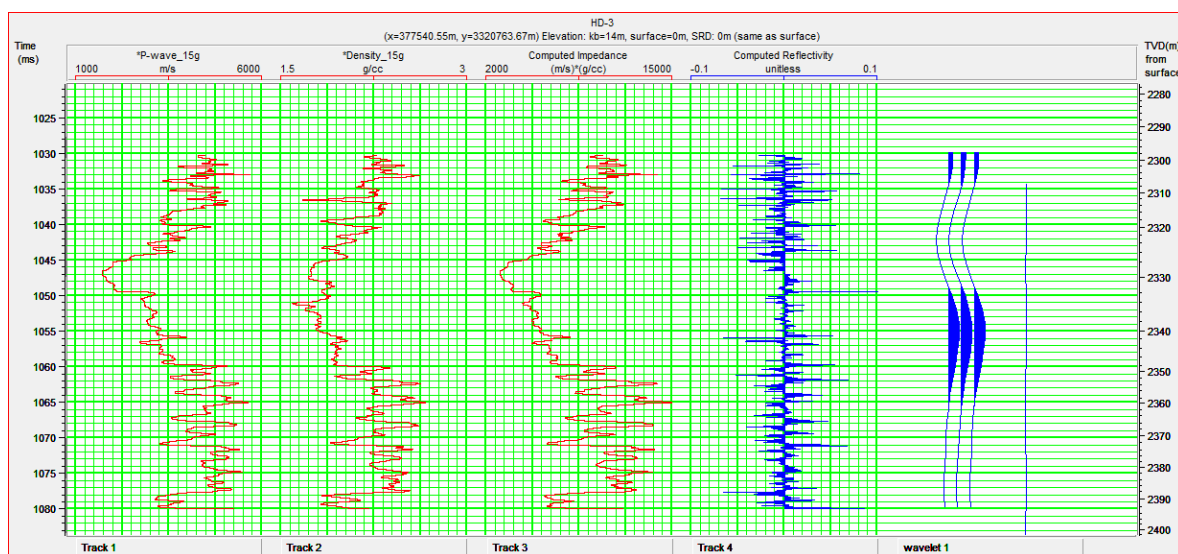
شکل پ-۹. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۰۰ درصد آب درون چاه A₃ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



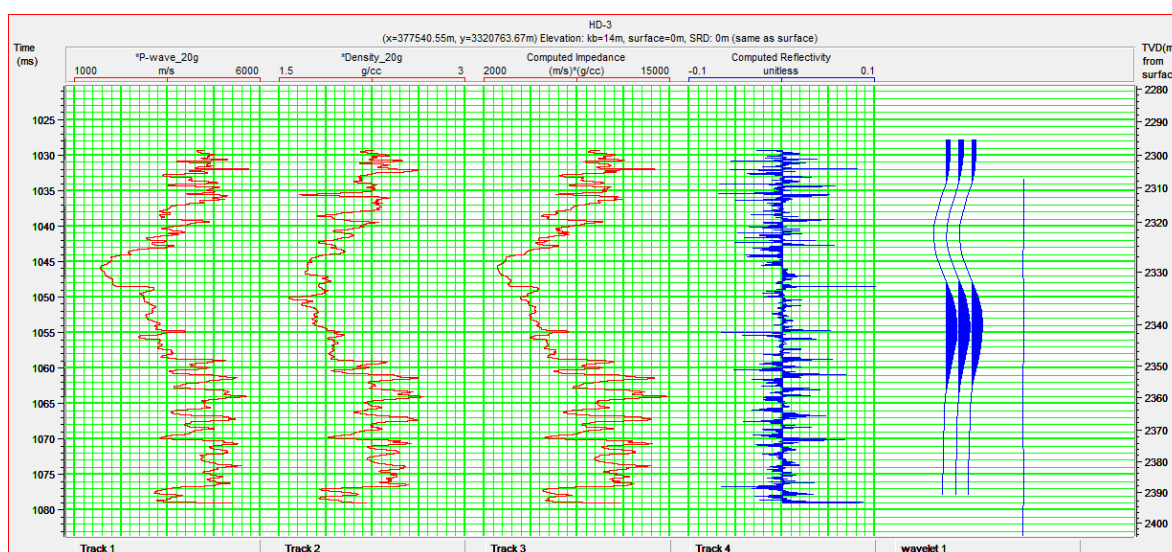
شکل پ-۱۰. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۵ درصد گاز درون چاه A₃ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



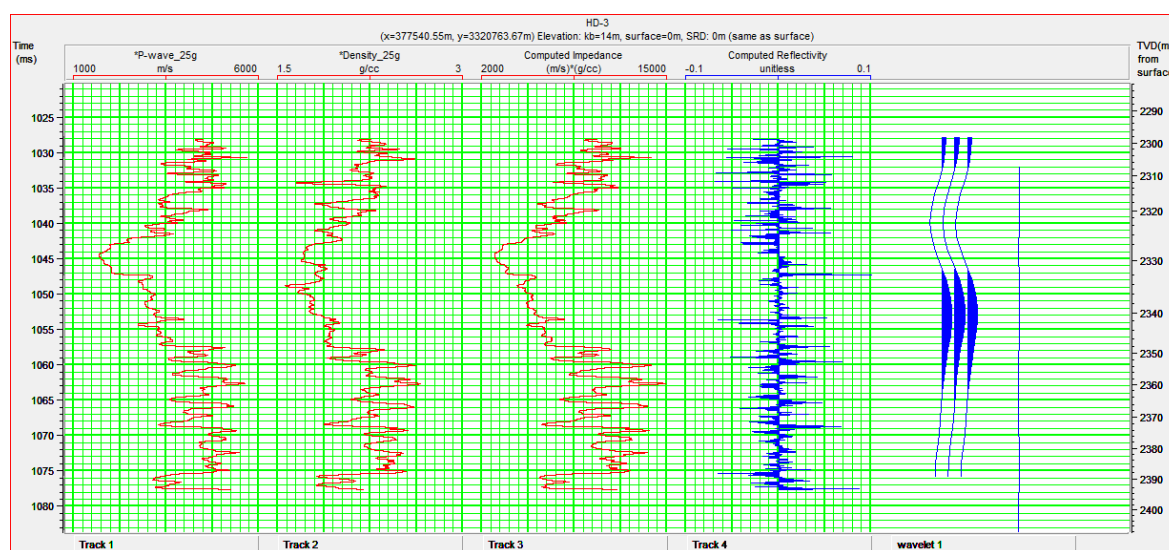
شکل پ-۱۱. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۰ درصد گاز درون چاه A₃ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



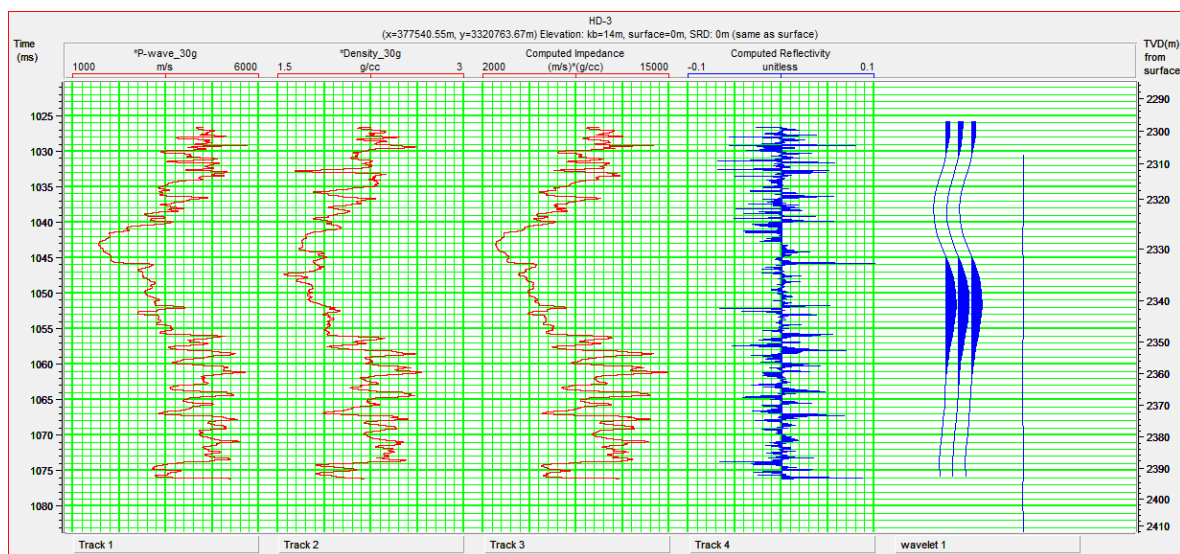
شکل پ-۱۲. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۱۵ درصد گاز درون چاه A₃ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



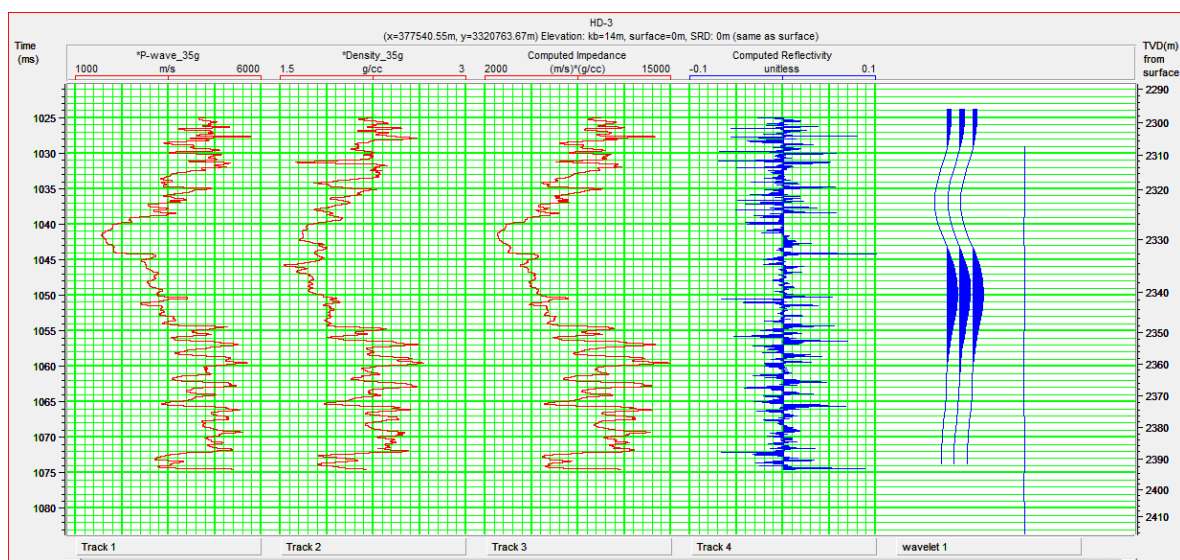
شکل پ-۱۳. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۲۰ درصد گاز درون چاه A₃ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



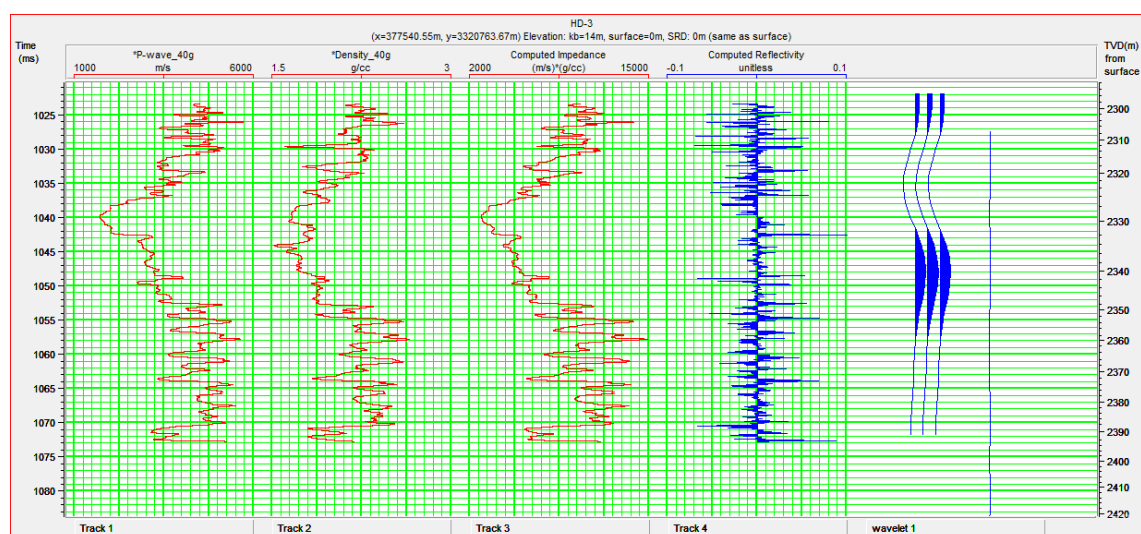
شکل پ-۱۴. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۲۵ درصد گاز درون چاه A₃ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



شکل پ-۱۵. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۳۰ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



شکل پ-۱۶. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۳۵ درصد گاز درون چاه A_3 در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل).



شکل پ-۱۷. لرزه‌نگاشت مصنوعی تولید شده برای اشباع ۴۰ درصد گاز درون چاه A₃ در میدان مورد مطالعه (نرم افزار همسون راسل)

Abstract

Determination and separation of reservoir fluids is one of the critical steps in hydrocarbon reservoirs characterization. Well tests are the best means to this purpose, however their results are not easily accessible; hence, well logs are widely used recently. The main purpose of this study is to recognize gas from the other reservoir fluids (water and oil) using the sonic log and also to evaluate the effect of gas on seismic wave's amplitude in one the oil fields in the NW of Persian Gulf. To achieve the goals, the shear wave velocity data are required at the first step that are available only for one well. Thus, different methods of linear and non-linear regression, linear and non-linear genetic algorithm have been used to estimate shear wave velocity values for other wells. The obtained results show that the value of mean square error are 0.035764, 0.0335134, 0.108179, 0.0375579 and their corresponding regression coefficients are 0.73, 0.74, 0.72 and 0.74 respectively for each of the above methods. according to mean square error values gained for prediction of shear and compressive wave velocity and correlation coefficient, nonlinear regression would be utilized for shear wave velocity prediction. A variety of graphs based on the shear and compressive wave velocity and density have been verified to separate gas from other fluids and it has finally been found that the *extended elastic impedance* method is the best for this purpose.

Then, in order to set a proper rock physics model for fluid substitution, some of the most common rock physics models such as: Gassmann, Hertz-Mindellin, Hashin-Shtrikman and experimental equation of Kreif are applied and compared. Finally, Gassmann model was selected as one of the most suitable models for fluid substitution in this sandstone reservoir. Next, fluid substitution is done for different value of gas saturation and their corresponding compressional velocity, shear velocity and density were determined. The results show that with presence of gas, compressional wave velocity and density of reservoir are decreased while the value of shear wave velocity is increased. Finally, seismic forward modelling has been done by using of the convolution method to determine the seismic response on seismic wave's amplitude. The obtained results indicate that any slight presence of gas can cause considerable reduction of wave amplitude whereas the rate of amplitude decay is reduced by any increase of gas saturation so that from gas saturation upper than 15% , the wave's amplitude is enhanced.

Keyword: Gas separation, well logs, shear and compressive wave velocity, extended elastic impedance, rock physic model, fluid substitution, seismic modeling.



Shahrood University of Technology

Faculty of Mining Engineering, petroleum and Geophysics

Detection of gas zones in hydrocarbon bearing formation using Well logs and seismic data

Afshin Farzaneh

Supervisors:

Dr. Ali Moradzadeh

Dr. Seyed Hesam Kazemeini

Advisor:

Eng. Mosayyeb Kamari

Thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of

Master of Science (M.Sc.) in Oil exploration engineering

July 2016