

مدل‌سازی جانشینی سیال در سازند ایلام یکی از مخازن هیدروکربنی جنوب غرب ایران

جواد شریفی^۱، ناصر حافظی مقدس^{۲*}، غلامرضا لشکری پور^۲، عبدالرحیم جواهریان^۳ و مرضیه میرزاخانیا^۴

۱. دانشجوی دکتری، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

۲. استاد، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

۳. استاد، گروه مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۴. کارشناس ارشد ژئوفیزیک مخزن، مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

(دریافت: ۹۷/۳/۱۲، پذیرش نهایی: ۹۷/۱۰/۱۱)

چکیده

با توجه به اینکه اکثر مخازن هیدروکربنی ایران در کربنات‌ها واقع شده است، مطالعه جانشینی سیال و انتخاب یک مدل فیزیک سنگی مناسب جهت این سنگ‌ها ضروری به نظر می‌رسد. در این مطالعه، به‌منظور مدل‌سازی جانشینی سیال جهت تشخیص نوع هیدروکربن، یک مخزن کربناته از میادین نفتی جنوب ایران (سازند ایلام) انتخاب و مورد ارزیابی قرار گرفته است. در ادامه پس از بررسی‌های میدانی، اطلاعات زمین‌شناسی و پتروفیزیکی لازم گردآوری شده و جهت مدل کردن پاسخ کشتان مخزن به کار رفته است. در این راستا، ابتدا سنگ متخلخل با استفاده از روابط فیزیک سنگی کربناته مدل شده و در مراحل بعد با استفاده از جانشینی سیال، سیال‌های مختلف در مخزن تزریق و پاسخ موج تراکمی و برشی آن به‌دست آمده است. نتایج مدل‌سازی نشان داد که مخزن مورد مطالعه در صورت تغییر سیال دارای حساسیت مناسبی برای نشان دادن تغییرات پارامترهای کشتانی می‌باشد. همچنین نتایج تحقیق نشان داد که مخزن کربناته مورد مطالعه اگر اشباع از گاز، نفت و یا آب باشد به نحوه قابل‌ملاحظه با در نظر گرفتن یک مدل فیزیک سنگی مناسب از هم تفکیک می‌شود. به‌علاوه در این تحقیق یک الگوی مناسب جهت جداسازی سیالات مختلف برای مطالعات ژئوفیزیک مخزن ارائه شده است.

واژه‌های کلیدی: جانشینی سیال، مدل‌سازی فیزیک سنگ، پارامترهای کشتان، سنگ‌های کربناته.

۱. مقدمه

یک سنگ متخلخل عبور می‌کند، تغییر سرعت آن در مقایسه با وقتی سیالی در حفره‌های همان سنگ جایگزین می‌شود، به‌وسیله روابطی پیش‌بینی می‌کند (گسمن، ۱۹۵۱؛ بیوت، ۱۹۵۶)، یا به‌روش مشابه می‌توان سرعت موج لرزه‌ای را در سازندهای زمین‌شناسی اشباع از نفت و گاز بر اساس سرعت موج لرزه‌ای در سازندهای اشباع از آب پیش‌بینی کرد (کریم و همکاران، ۱۹۹۰؛ ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹). از کاربردهای جانشینی سیال در مخازن هیدروکربوری می‌توان به استفاده در لرزه‌نگاری چهاربعدی (4D)، تحلیل AVO (دامنه در برابر دورافت)، تخمین سرعت موج برشی، تزریق گاز و ذخیره‌سازی زیرزمینی سیالات هیدروکربنی اشاره کرد (سوداگار و لائوتون، ۲۰۱۱؛ فنگ و همکاران، ۲۰۱۴؛ سونگا و همکاران، ۲۰۱۶). تحلیل دامنه در برابر دور افت (amplitude versus offset) یا AVO یکی از روش‌های مطالعه کمی

در دهه‌های گذشته مطالعات متعددی در ارتباط با خواص فیزیکی سنگ‌ها، کانی‌ها و ارتباط آنها با مخازن هیدروکربنی و ژئوفیزیک اکتشافی انجام شده است. این مهم باعث ارائه فرضیه‌های زیادی در این زمینه شده و سبب انگیزه پژوهشی در بین محققین این علوم شده است. برخی از نتایج این مطالعات و تئوری‌ها باعث پیشرفت علوم زمین در ارتباط با فناوری‌های اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز شده است. یکی از این مطالعات، تخمین کمیت و کیفیت سیال به‌وسیله ژئوفیزیک اکتشافی و وارون‌سازی لرزه‌ای می‌باشد، که وسیله‌ای برای مدل کردن سیال در یک جسم متخلخل و پیش‌بینی خواص کشتانی سنگ مخزن می‌باشد. این موضوع در تحلیل و تفسیر داده‌های ژئوفیزیکی و مهندسی مخازن هیدروکربنی به نام تئوری جانشینی سیال (Fluid substitution theory) شناخته می‌شود. در جانشینی سیال وقتی که موج لرزه‌ای از

داده‌های لرزه‌ای است که بر روی داده‌های پیش از برانبارش با تلفیق داده‌های پتروفیزیک صورت می‌گیرد. مطالعات AVO به‌طور عمده عبارت است از استخراج نشانگرهای معمول AVO در ارتباط با تغییرات عرض از مبدأ، شیب و همچنین وارون‌سازی AVO، که با استخراج خصوصیات کشسان سنگ می‌تواند در تشخیص سیالات مخزنی و تفکیک واحدهای سنگ‌شناسی مختلف به‌کار رود. در مطالعات امکان‌سنجی لرزه‌نگاری 4D هم به‌منظور مطالعه سیال و تغییرات مخزن از روش‌های جانیشینی سیال استفاده فراوان می‌شود (وایت و همکاران، ۱۹۹۸؛ راسل و همکاران، ۲۰۰۳).

با توجه به تئوری‌های معادله موج در یک محیط اشباع متخلخل، وقتی یک سنگ تحت جبهه فشاری یک موج لرزه‌ای واقع می‌شود، سبب می‌شود که تغییرات کشسان در آن سنگ القاء شود. در ادامه آن سنگ در برابر فشار القاء شده مقاومت کرده و در نهایت سبب تغییر در پارامترهای کشسان سنگ می‌شود (گاردنر و همکاران، ۱۹۷۴؛ کاستاگنا و همکاران، ۱۹۸۵؛ ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹). وجود تخلخل در سنگ و همچنین نوع سیال موجود در آن، بر مقاومت سنگ در برابر عبور امواج کشسان اثر قابل ملاحظه‌ای می‌گذارد. بنابراین وقتی به تخلخل توجه می‌شود یا سنگ‌های اشباع از سیال‌های مختلف مورد بحث واقع می‌شود، موضوع خیلی پیچیده می‌شود. از تئوری‌های موجود مرتبط با تأثیر سیال بر مقاومت سنگ متخلخل به‌واسطه عبور موج کشسان،

تئوری گسمن (Gassmann) و فرضیه بیوت (Biot) می‌توان نام برد، که جزء مهم‌ترین تئوری‌های موجود می‌باشند. این تئوری‌ها تغییرات نهایی مدول حجمی یا بالک را در اثر عبور امواج لرزه‌ای در یک سنگ مشخص پیش‌بینی می‌کنند. این روابط اولین بار به‌وسیله بیوت و سپس گسمن مطرح و در ادامه به‌وسیله کریف و همکاران (۱۹۹۰) ارائه گردید که هر دو روش در فرکانس پایین نتایج مشابهی می‌دهد (وایت و همکاران، ۱۹۹۸؛ وود، ۲۰۱۳). از تحقیقات انجام شده در

زمینه جانیشینی سیال با استفاده از رابطه گسمن می‌توان به کومار (۲۰۰۶) و آدام و همکاران (۲۰۰۶) در سنگ‌های آواری اشاره کرد. در دهه‌های اخیر محدودیت استفاده از روابط گسمن و بیوت در پیش‌بینی سرعت امواج لرزه‌ای در سنگ‌های مختلف به‌خصوص کربناته گزارش شده است (هان و باتزل، ۲۰۰۴؛ افست و همکاران، ۲۰۰۵؛ ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹؛ پاولا و همکاران، ۲۰۱۰). این مهم سبب شد که محققین زیادی تئوری‌های مختلفی در ارتباط با تخمین امواج لرزه‌ای در مخازن آواری و کربناته ارائه دهند (شو و وایت، ۱۹۹۵؛ افست و همکاران، ۲۰۰۵؛ سایر، ۲۰۰۸؛ شو و پاین، ۲۰۰۹؛ دو و همکاران، ۲۰۱۱؛ ژائو و همکاران، ۲۰۱۳). در این راستا تحقیقاتی در زمینه جانیشینی سیال با استفاده از روابط فیزیک سنگی بر روی سنگ‌های کربناته توسط شو و پاین (۲۰۰۹) و فنگ و همکاران (۲۰۱۴) انجام شد که نتایج نشان‌دهنده شناسایی سیال با دقتی مناسب در سنگ‌های کربناته است. از طرف دیگر، با توجه به اینکه اغلب مخازن هیدروکربنی ایران در سنگ‌های آهکی واقع شده تحقیق و پژوهش در این زمینه حائز اهمیت زیادی است. از جمله تحقیقات انجام شده در زمینه جانیشینی سیال در ایران می‌تواند به پژوهش انجام شده توسط شریفی و همکاران (۱۳۹۵) که بر روی یک مخزن شیلی کربناته انجام شده، اشاره کرد.

در مطالعه حاضر، به‌منظور مدل‌سازی جانیشینی سیال جهت تشخیص کمیت و کیفیت سیال در مخازن هیدروکربنی، یک مخزن کربناته از میدین جنوب غرب ایران (سازند آهکی آرژیلیتی ایلام) انتخاب و پس از بررسی‌های میدانی اطلاعات ژئوفیزیکی و پتروفیزیکی لازم گردآوری و جهت مدل‌سازی جانیشینی سیال به‌کار رفت. برای این منظور ابتدا کانی‌های سنگ مدل‌سازی شد و سپس مدول بالک و مدول برشی اسکلت سنگ خشک محاسبه شد. در ادامه مدل‌سازی سیال انجام و با جایگزینی سیال‌های مختلف در مخزن، پاسخ سرعت موج تراکمی (V_p) و برشی (V_s) اخذ شد. سیال مورد استفاده نفت، گاز و آب سازندی بوده و در هر مرحله تحلیل حساسیت

۱۹۵۱؛ ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹) و مبنای این تحقیق است که طبق رابطه (۱) و (۲) می‌باشد.

$$K_s = K_d + \frac{(1 - \frac{K_d}{K_m})^2}{\frac{\varphi}{K_{fl}} + \frac{(1 - \varphi)}{K_m} - \frac{K_d}{K_m^2}} \quad (1)$$

$$\mu_s = \mu_d \quad (2)$$

که K_s مدول بالک سنگ اشباع، K_d مدول بالک اسکلت سنگ متخلخل (سنگ خشک)، K_m مدول بالک کانی (ذرات جامد)، K_{fl} مدول بالک سیال، μ مدول برشی و φ تخلخل می‌باشد، همچنین مدول برشی در حالت خشک و اشباع ثابت در نظر گرفته می‌شود (فرض شده است که تغییر سیال تأثیری بر مدول برشی ندارد). در رابطه گسمن (۱۹۵۱)، چگالی سنگ اشباع از آب توسط رابطه (۳) به‌دست می‌آید (کومار، ۲۰۰۶؛ ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹).

$$\rho_s = \rho_m(1 - \varphi) + \rho_w S_w \varphi + \rho_{hc}(1 - S_w)\varphi \quad (3)$$

که ρ_s چگالی سنگ اشباع از آب، ρ_m چگالی کانی‌ها، ρ_w چگالی آب، ρ_{hc} چگالی هیدروکربن، φ تخلخل سنگ و S_w نیز میزان اشباع آب می‌باشد. استفاده از معادله گسمن در شرایط خاصی مجاز می‌باشد، که باید سنگ از نظر ماکروسکوپی همگن باشد و فضاهای خالی به هم متصل و سیالات با هم در ارتباط باشند. همچنین سیال منفذی فاقد اصطکاک باشد و هیچ‌گونه واکنش درونی بین سیال و سنگ که باعث نرم یا سخت شدن سنگ مخزن می‌شود، وجود نداشته باشد. بنابراین رابطه گسمن می‌تواند برای سنگ‌های تخریبی و آواری مثل ماسه‌سنگ‌ها مناسب باشد. دقت مناسب رابطه گسمن در برخی از مخازن کربناته گزارش شده است، درحالی‌که در بیشتر مخازن کربناته دارای خطای زیاد می‌باشد (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹؛ شو و پاین، ۲۰۰۹). این مسأله بیشتر به خصوصیات درونی سنگ‌های کربناته به‌خصوص چگونگی توزیع تخلخل در این سنگ‌ها مربوط می‌باشد.

پارامترهای کشسان نسبت به تغییر و جانمایی سیال انجام شد.

۲. تئوری و روش‌شناسی تحقیق

جانمایی سیال یعنی مدل کردن خواص کشسان (سرعت لرزه‌ای) و چگالی سنگ در شرایط مختلف مخزن (فشار و دما) و با درجه اشباع مختلف سیال منفذی مثل اشباع ۱۰۰ درصد آب یا هیدروکربن (نفت و یا اشباع با گاز) می‌باشد. نتیجه این محاسبه‌ها، مدلسازی پارامترهای فیزیکی و مکانیکی سنگ مخزن مثل مدول بالک، مدول برشی و چگالی است. از طرف دیگر فیزیک سنگ رابطه بین داده‌های ژئوفیزیکی مثل سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی را با ویژگی‌های سنگ مخزن نظیر سنگ‌شناسی، تخلخل، نوع سیالات، اشباع‌شدگی و دیگر ویژگی‌های مخزن را در قالب مدلهای تئوری، تجربی و مرکب (ترکیبی از تئوری و تجربی) بیان می‌کند (کومار، ۲۰۰۶؛ ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹؛ فنک و همکاران، ۲۰۱۴). در این زمینه برای مدلسازی به پارامترهای متعددی نیاز است و برخی از مفاهیم نیز باید مشخص شود. زمینه و کانی‌های تشکیل‌دهنده سنگ که به‌عنوان ماتریکس نیز نام‌برده می‌شود و صورت زیرنویس m نشان داده می‌شود. اسکلت سنگ خشک که مجموع کانی‌ها و تخلخل سنگ می‌باشد و به‌صورت زیرنویس d نشان داده می‌شود. تخلخل به‌صورت حفره‌های مجزا یا در ارتباط با هم در نظر گرفته می‌شود و به‌عنوان تخلخل رس، تخلخل بین‌ذره‌ای، قالبی و درز و شکاف معرفی می‌شود. در نهایت مدول اشباع سنگ که به‌صورت زیرنویس s نشان داده می‌شود که به خواص الاستیک مجموعه‌ای از سیال، فضای خالی، کانی و اسکلت سنگ خشک اطلاق می‌شود. سیالات هم به‌صورت فاز گاز، نفت، آب یا ترکیبی از این اجزاء بیان می‌شوند (افست و همکاران، ۲۰۰۵؛ شو و پاین، ۲۰۰۹).

رابطه گسمن (۱۹۵۱) به‌عنوان انجام جانمایی سیال جهت مدلسازی در تحقیقات متعددی به‌کار گرفته شده (گسمن

که M_i و f_i به ترتیب درصدهای حجمی و مقدار مدول‌ها تا ترکیب i ام می‌باشد. همچنین مقدار M می‌تواند پارامترهایی مثل سرعت موج برشی، سرعت موج تراکمی، مدول بالک، مدول برشی و غیره باشد، که در این تحقیق مراد مدول بالک و مدول برشی است. با علم به موارد فوق، مدول بالک کانی‌ها از طریق رابطه وویت، رئوس و هیل (رابطه ۴) با استفاده از نگارهای پتروفیزیکی تعیین شده است. به روش مشابه، مدول برشی نیز از طریق رابطه (۴) مشخص می‌شود. همچنین چگالی کانی‌ها از طریق میانگین حسابی چگالی هر یک از کانی‌ها به‌تنهایی و طبق رابطه وویت مطابق رابطه ۴-الف به‌دست آمده است (ماوگو و همکاران، ۲۰۰۹).

۲-۲. تخمین مدول بالک سنگ خشک

مدول بالک اسکلت سنگ خشک با رهیافت‌های مختلفی قابل محاسبه می‌باشد. در این رابطه گزینه مناسب جهت این مهم استفاده از روش‌های آزمایشگاهی است، اما این رهیافت همیشه در دسترس نمی‌باشد. وقتی که نگارهای چاه‌پیمایی در دسترس باشد و مدول اشباع مشخص باشد، مدول بالک سنگ به‌وسیله بازنویسی گسمن (۱۹۵۱) از طریق رابطه (۵) به‌دست می‌آید (کومار، ۲۰۰۶)، هر چند که در مباحث فیزیک سنگ معمول نمی‌باشد.

$$K_d = \frac{K_s \left(\frac{\phi K_m}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_m}{\frac{\phi K_m}{K_{fl}} + \frac{K_s}{K_m} - 1 - \phi} \quad (5)$$

به‌دلیل محدودیت‌های رابطه گسمن که اشاره شد، مدل‌های دیگر فیزیک سنگی جهت به‌دست آوردن اسکلت سنگ ارائه شده است. رابطه کوستر و توکسوز (۱۹۷۴) یکی از این مدل‌ها می‌باشد که ژنومتری تخلخل (Aspect ratio) و ارتباط آنها را نیز در نظر می‌گیرد. در ادامه مدل‌های دیگری نیز ارائه شده که بیشتر به ماهیت مواد متخلخل نزدیک‌تر است که تقریب خود سازگار (Self-Consistent) یا به اختصار SC نامیده می‌شود. این

اگر این توزیع تخلخل به‌صورتی باشد که به سیال داخل سنگ اجازه رسیدن به تعادل بعد از عبور موج کشسان را ندهد (حالت قبل از عبوری موج کشسان)، رابطه گسمن دارای خطای زیاد خواهد بود. بنابراین در این تحقیق با عطف به محدودیت‌های رابطه گسمن، از این رابطه جهت مدل‌سازی مدول اشباع جهت جانمایی سیال استفاده شده و در نهایت تأثیر سیالات مختلف در مخزن مورد مطالعه مدل شده است.

۱-۲. تخمین خواص کانی‌ها

در یک مدل فیزیک سنگی نیاز است که خواص فیزیکی و الاستیکی کانی‌های سنگ مدل شود. بنابراین جهت مدل کردن این پارامترها، باید ترکیب کانی‌شناسی سنگ مشخص شود که این مهم از طریق نگار پتروفیزیکی (تفسیر شده) و مقطع نازک مشخص می‌شود. در صورتی که شکل و جزئیات تخلخل مشخص نباشد تنها محدوده بالا و پایین مدول و چگالی تعیین می‌شود. در روابط مرزی فیزیک سنگ، محدوده‌های بیشینه و کمینه پارامترها توسط محققین پیشنهاد شده که جهت هر مقدار حجمی تشکیل‌دهنده سنگ، این مقادیر (مدول) در داخل این دو مرز قرار می‌گیرد. از روابط فیزیک سنگی مرزی می‌توان به رابطه وویت (Voigt)، رئوس (Reuss)، هیل (Hill) و رابطه هشین-اشتریکمن (Hashin-Sherikman) اشاره کرد. رابطه وویت، رئوس و هیل (رابطه ۴ الف تاج) مقدار میانگین مدول‌های مورد نظر را برآورده می‌سازد (هیل، ۱۹۵۲؛ وایلی و همکاران، ۱۹۵۶).

$$M_V = \sum_{i=1}^N f_i M_i \quad (الف)$$

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \quad (ب)$$

$$M_{VRH} = M_H = \frac{M_V + M_R}{2} \quad (ج)$$

(۴)

بودن و افزایش سرعت در مقایسه با تخلخل بین‌ذره‌ای دارند. از طرف دیگر تخلخل شکستگی تمایل به صفحه‌ای شدن و کاهش سرعت دارد (شو و پاین، ۲۰۰۹). بنابراین با توجه به این پیچیدگی‌ها، شو و پاین (۲۰۰۹)، مدل شو و وایت (۱۹۹۵) جهت کاربرد در سنگ‌های کربناته گسترش داد. در این مدل چهار گونه مختلف تخلخل تعریف شد که شامل تخلخل مربوط به رس، تخلخل بین ذره‌ای، ریزترک‌ها و تخلخل قالبی می‌باشد که به صورت رابطه (۶) نوشته می‌شود.

$$\Phi_T = \Phi_{Clay} + \Phi_{IP} + \Phi_{Crack} + \Phi_{Stiff} \quad (6)$$

که Φ_T تخلخل کل، Φ_{clay} تخلخل رس، Φ_{IP} تخلخل بین ذره‌ای و Φ_{stiff} تخلخل قالبی می‌باشد. علی‌رغم اینکه کربنات‌ها تمیز می‌باشند اما در رابطه مذکور تخلخل شیل نیز برای کربنات‌های حاوی رس در نظر گرفته شده است. در این رابطه مذکور حجم تخلخل رس از رابطه (۷) محاسبه می‌شود.

$$\Phi_{Clay} = V_{sh}\Phi_T \quad (7)$$

که V_{sh} حجم شیل می‌باشد که باید بر اساس حجم کل ماتریکس نرمال شود. از طرف دیگر ریزترک‌ها عناصر جدانشدنی سنگ‌ها در کربنات‌ها و شیل‌ها می‌باشند که از طریق رابطه (۸) حجم آنها محاسبه می‌شود. لازم به ذکر است که این نوع تخلخل حساسیت بسیاری به تنش دارد و با افزایش تنش تغییر می‌کند.

$$\Phi_{crack} = \Phi_{init} e^{-\beta\sigma_e} \quad (8)$$

که Φ_{init} تخلخل ریزترک در مقدار فشار روباره صفر (σ_0) و β ضریب ثابت می‌باشد. مقدار Φ_{init} و β می‌تواند از سرعت موج تراکمی و برشی در مقابل استرس در آزمایشگاه به دست آید (شو و پاین، ۲۰۰۹). تخلخل قالبی در سنگ‌های کربناته به فراوانی مشاهده می‌شوند و نشان‌دهنده محیط رسوبی تشکیل‌دهنده این نوع سنگ‌ها است. تخلخل بین ذره‌ای و قالبی (درون ذره‌ای) فضای خالی غالب در سنگ‌های کربناته می‌باشد که به تنش غیر

مدل از حل ریاضی جهت تغییر شکل تخلخل‌های مجزا استفاده کرده و برهم‌کنش تخلخل‌های مجاور نیز در نظر می‌گیرد. در این رابطه مدل تئوری دیگری به نام فضای مؤثر تفاضلی (Differential Effective Medium) یا به اختصار DEM ارائه شد. با توجه به محدودیت‌های هر یک از مدل‌ها در سنگ‌های مختلف (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹)، امروزه مدل‌های فیزیک سنگی دوگانه (تجربی- عددی) مختلفی توسط محققین پیشنهاد شده است که محدودیت‌های مدل‌های قبلی را پوشش داده‌اند. شو و وایت (۱۹۹۵) یک مدل بر پایه مدل کوستر و توکسوز (۱۹۷۴) ارائه کردند که رابطه بین خواص کشسانی اسکلت سنگ، کانی‌ها، تخلخل و درصد رس برقرار می‌کند. همچنین فرض می‌کند نسبت شکل تخلخل‌های مختلف برای رس و غیر رس با همدیگر متفاوت است، بنابراین در این مدل‌ها روشی برای مدل کردن چند شکل از تخلخل معرفی می‌کند. نکته مهم این روابط قرار دادن نسبت شکل مختلف ذرات در کانی‌های رسی و کانی‌های تمیز می‌باشد (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹؛ صابری و همکاران، ۲۰۱۴؛ شریفی و همکاران، ۱۳۹۴).

رابطه شو و وایت (۱۹۹۵) علی‌رغم در نظر گرفتن پارامترهای مختلف، جهت مخازن شیلی-ماسه‌ای پیشنهاد شده است. با توجه به تنوع تخلخل و پیچیدگی خواص لرزه‌ای کربنات‌ها، استفاده از این مدل جهت سنگ‌های کربناته از دقت لازم برخوردار نمی‌باشد. لازم به ذکر است که سیستم تخلخل کربنات‌ها بر خلاف سنگ‌های آواری پیچیده می‌باشد، برای مثال تخلخل سنگ‌های آواری از نوع بین ذره‌ای است ولی سنگ‌های کربناته دارای اشکال تخلخل مختلفی است که عبارت است از قالبی، درون ذره‌ای، برون ذره‌ای، بین بلوری و شکستگی (لوسیا، ۱۹۹۹؛ آسفا و همکاران، ۲۰۰۳). دیاژنر و محیط رسوبی تأثیر زیادی بر روی نوع تخلخل کربنات‌ها می‌گذارد که در نتیجه سبب می‌شود که رابطه بین سرعت موج و تخلخل دارای پراکندگی قابل ملاحظه‌ای باشد. در این زمینه سیستم تخلخل قالبی و درون ذره‌ای تمایل به کروی

و ثابت گاز مرتبط است (ماوکو و همکاران، ۲۰۰۹؛ کومار، ۲۰۰۶).

۳. مدل‌سازی جانشینی سیال

پس از معرفی روش‌های مدل‌کردن کانی‌ها، اسکلت سنگ خشک، سیال و چگونگی ترکیب کردن آنها، در این مبحث جهت انجام جانشینی سیال و ارزیابی مدل فیزیک سنگی، از یک مخزن کربناته واقع در میدین جنوب غربی ایران استفاده شده است. در میدان مورد بررسی، از اطلاعات چاه B-01 که تا عمقی پایینتر از سازند ایلام حفاری شده است استفاده شد. سازند ایلام دارای سن سانتونین بوده و در این چاه دارای ضخامت ۱۲۸ متر بوده که در زیر آن سازند شیلی لافان واقع شده است. سازند ایلام دارای آهک آرژیلیتی (مادستون، وکستون و پکستون) با میان لایه‌هایی از شیل و دارای فسیل گزارش شده است (مطیعی، ۱۹۹۳). در این چاه اطلاعات پتروفیزیکی شامل سرعت موج تراکمی، موج برشی، چگالی و تخلخل به همراه اطلاعات سیال در افق مورد بررسی فراهم شد. افق مورد بررسی ایلام اصلی (بخشی از سازند ایلام) می‌باشد که در این چاه از عمق ۲۹۴۰ تا ۲۹۸۰ متر به عنوان مخزن شناخته شده و در این مطالعه مورد مدل‌سازی قرار گرفته است. اطلاعات سرسازندهای زمین‌شناسی از گزارش‌های مربوطه استخراج شد. همچنین از مغزه‌ها جهت تشخیص کانی‌ها، تخلخل و همچنین تعیین سرعت موج تراکمی و برشی به روش التراسونیک استفاده شده است. برای این منظور مطالعات مقطع نازک، تصاویر میکروسکوپ الکترونی یا SEM (scanning electron microscope) و همچنین آنالیز (X-ray diffraction) جهت مطالعات ریزساختار استفاده شده است. نتایج مطالعات مقطع نازک و تصاویر میکروسکوپ الکترونی نشان داد که تخلخل عمده افق مورد مطالعه از نوع بین ذره‌ای بوده و تخلخل قالبی و شکستگی نیز مشاهده شده است. همچنین بررسی‌ها نشان داد که دیاژنز و دولومیتی شدن در این لایه مخزنی ناچیز

حساس و جهت‌یابی مشخصی ندارند. روابط و رهیافت‌های مختلفی نیز جهت تخمین تخلخل قالبی و بین‌ذره‌ای پیشنهاد شده است (لوسیا، ۱۹۹۹؛ ژائو و همکاران، ۲۰۱۳؛ شریفی و همکاران، ۲۰۱۸) که در این تحقیق از روش پیشنهادی لوسیا (۱۹۹۹) استفاده شده است.

۲-۳. تخمین خواص سیال

سیال در فضاهای خالی شامل نفت و هیدروکربن (گاز یا نفت) می‌باشد. مدول بالک و چگالی سیال در مخزن به فشار، دمای مخزن و همچنین نوع هیدروکربن مرتبط می‌باشد. گازهای هیدروکربنی می‌توانند ترکیبی از چندین گاز باشند و به وسیله وزن مخصوص (SG) تشخیص داده می‌شوند، که وزن مخصوص آنها عبارت است از نسبت چگالی گاز به چگالی هوا در دمای ۱۵/۶ درجه سانتی‌گراد و فشار اتمسفر است. با فرض این که سیال همگن باشد، وود (۱۹۵۵) یک رابطه جهت محاسبه مدول بالک مؤثر جهت سیال‌های همگن مختلف ارائه کرد (رابطه ۹). چگالی سیال نیز از رابطه (۴)-الف (رابطه وویت) محاسبه می‌شود.

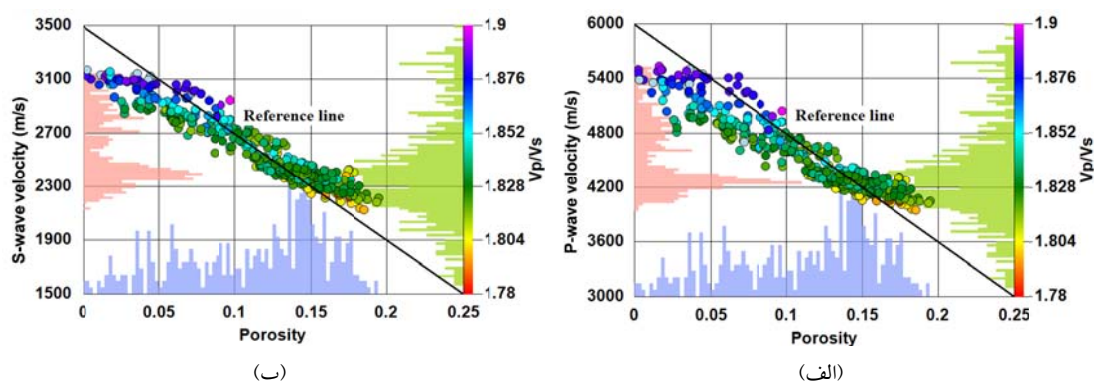
$$\frac{1}{K_{fl}} = \sum_{i=0,g,w} \frac{V_i}{K_i} \quad (9)$$

که V_i درصد حجمی سیالات مختلف و K_i نیز مقدار مدول بالک هر جزء از سیال مورد نظر است. برای تخمین خواص سیال یک مخزن، نیاز به مدول بالک گاز، نفت و آب سازندی می‌باشد که این پارامترها بر اساس روابط باتزل و وانگ (۱۹۹۲) محاسبه می‌شود. برای مثال در صورتی که سیال موجود در حفرات، آب سازندی باشد، بر اساس روابط باتزل و وانگ، چگالی و سرعت آب سازندی با در نظر گرفتن مقدار املاح تعیین می‌شود. همچنین برای نفت، مقادیر سرعت و چگالی به تغییرات دما، فشار، چگالی، مقدار گاز محلول در نفت، فشار نقطه حباب و نسبت گاز به نفت بستگی دارد. مدول بالک و چگالی گاز نیز با وزن مخصوص گاز، فاکتور فشردگی

بوده است (مدیریت اکتشاف، ۱۳۹۳). در ادامه با استفاده از نتایج نمودار پتروفیزیکی (نمودار اندازه‌گیری شده)، تغییرات تخلخل نسبت به سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی ترسیم شد. این نمودار در شکل ۱ نشان داده شده است و پراکندگی نمودار تخلخل در برابر سرعت موج نشان‌دهنده تنوع تخلخل در این سازند می‌باشد. میزان پراکندگی نقاط نشان می‌دهد که تخلخل بین ذره‌ای و قالبی در مقایسه با تخلخل شکستگی از فراوانی بیشتری برخوردار می‌باشد. در نمودار شکل ۱-الف، تغییرات تخلخل کل با سرعت موج تراکمی و همچنین شکل ۱-ب تغییرات تخلخل کل با سرعت موج برشی را نشان می‌دهد. رنگ نقاط توپر نسبت سرعت موج تراکمی به سرعت موج برشی (V_p/V_s) می‌باشد که دارای تغییرات محسوسی است. برای مقایسه، خطی مبنایی (Reference line) در شکل ۱ رسم شده است و در دیگر شکل‌ها محل این خط

جهت مقایسه ثابت نگه داشته شده است. جهت مقایسه مدل‌های مختلف، از فراوانی پارامترهای مورد نظر (فراوانی غالب) که در قسمت داخلی محورها رسم شده است استفاده شده است. از آنجا که جنس سازند مذکور آرژیلیتی (رس و آهک) بوده، خواص سنگ‌شناسی آن دارای دو فراوانی غالب مختلف می‌باشد (هیستوگرام نشان داده شده در محور افقی و عمودی نمودارها). در این نمودارها تخلخل نشان داده شده، تخلخل کل می‌باشد که از تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی به دست آمده است. بنابراین نمودار افقی (تخلخل) در همه شکل‌ها جهت مقایسه ثابت می‌باشد.

برای شروع مدلسازی جانشینی سیال نیاز است که خواص سنگ و سیال از گزارش‌های مهندسی نفت و آزمایش‌های خواص فیزیکی مغزه استخراج شود مدل (مدیریت اکتشاف، ۱۳۹۳). خواص سنگ و سیال استفاده شده در این مدل به صورت جدول ۱ می‌باشد.



شکل ۱. تغییرات تخلخل نسبت به سرعت موج تراکمی (الف) و سرعت موج برشی (ب) در نمودار پتروفیزیکی اخذ شده از مخزن، رنگ دایره‌های توپر نسبت سرعت موج تراکمی به سرعت موج برشی را نشان می‌دهد. نمودار فراوانی هر محور در کنار آن ترسیم شده است. خط مرجعی جهت مشاهده تغییرات تخلخل و مقایسه سرعت موج رسم شده که در مدل‌های دیگر ثابت نگه داشته شده است.

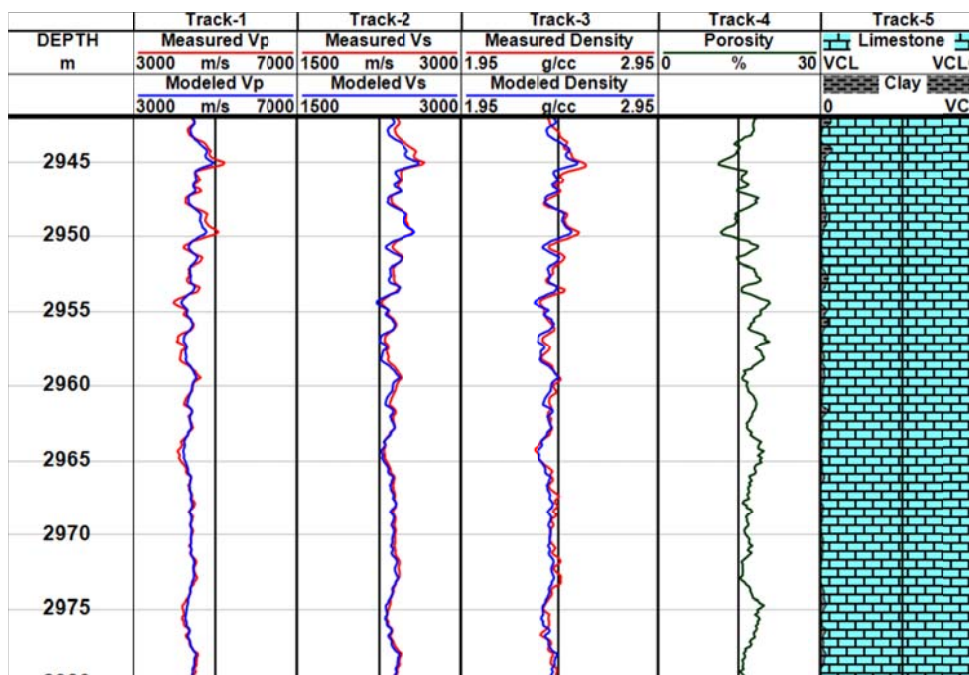
جدول ۱. خواص سنگ و سیال استفاده شده در مدلسازی جانشینی سیال (مدیریت اکتشاف، ۱۳۹۳).

چگالی (g/cc)	مدول برشی (GPa)	مدول بالک (GPa)	مواد/ خواص
۲/۵۲	۱۶/۳	۲۵/۳	رس (ایلیتی)
۲/۷۱	۳۰/۶	۷۴/۸	کلسیت
۱/۱۲	۰	۳/۰	آب سازندی
۰/۹۴	۰	۲/۱	نفت
۰/۵۳	۰	۰/۱۹	گاز

تا ۰/۱۵، تخلخل قالبی ۰/۷ تا ۰/۸ و جهت تخلخل ریزترکها ۰/۰۱ تا ۰/۰۲ انتخاب شد (ژائو و همکاران، ۲۰۱۳).

در ادامه به وسیله رابطه ویگت، رئوس و هیل، کانی‌های مختلف با هم مخلوط شده و مدول بالک و برشی مؤثر و همچنین چگالی مؤثر سنگ به دست آمده است. مدل کردن تخلخل‌های مختلف بر اساس تحقیق انجام شده توسط شو و وایت (۱۹۹۵) و شو و پاین (۲۰۰۹) انجام شده است. بدین صورت که ابتدا تخلخل رس و سپس بقیه تخلخل با استفاده از DEM و کوستر و توکسوز (۱۹۷۴) مدل شده و مدول بالک و مدل برشی سنگ خشک به دست آمده است. مدل کردن سیال نیز به وسیله رابطه وود (۱۹۵۵) انجام شده است. در نهایت با استفاده از رابطه گسمن پاسخ کشسان سنگ اشباع به دست آمده است. شکل ۲ تغییرات سرعت موج تراکمی و برشی و همچنین چگالی مدل‌سازی شده و اندازه‌گیری شده را در بازه مطالعه نشان می‌دهد.

در این مطالعه از مدل فیزیک سنگی شو و پاین (۲۰۰۹) استفاده شده است. در این مدل تخلخل به چهار نوع مختلف تفکیک شده است که با توجه به مطالعات میکروسکوپی و نمودارهای متقاطع (templates) حجم این نوع تخلخل‌ها تعیین شده است (شریفی و همکاران، ۲۰۱۸). در این زمینه، لوسیا (۱۹۹۹) روابطی جهت محاسبه این تخلخل‌ها با استفاده از نگارهای پتروفیزیکی ارائه کرده است. جهت شناسایی تخلخل در نمونه‌های مورد مطالعه از مطالعات مقطع نازک، XRD و SEM استفاده شده است که علاوه بر تعیین کمی حجم کانی‌های تشکیل‌دهنده، نوع و مقدار تخلخل نیز محاسبه شده است. در ادامه میزان تخلخل رس بین ۰/۰۸ تا ۳/۶۲ درصد، تخلخل قالبی ۰/۷۹ تا ۶/۴۱ درصد، تخلخل شکستگی ۰/۴۳ تا ۱/۱۶ درصد و تخلخل بین ذره‌ای ۴/۰۳ تا ۱۱/۹۲ تعیین شده است. جزئیات محاسبه حجم تخلخل از پژوهش‌های انجام شده توسط لوسیا (۱۹۹۹) و شریفی و همکاران (۲۰۱۸) استفاده شده است. در این تحقیق نسبت طول به قطر ذرات (α) نیز جهت تخلخل بین ذره‌ای ۰/۱۲



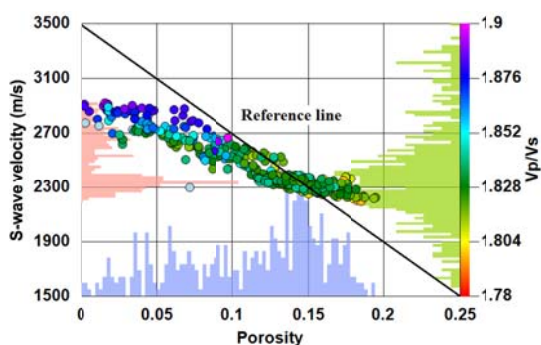
شکل ۲. نمودار تغییرات سرعت موج تراکمی اندازه‌گیری شده و مدل‌سازی شده (قسمت ۱)، تغییرات سرعت موج برشی اندازه‌گیری شده و مدل‌سازی شده (قسمت ۲)، تغییرات چگالی اندازه‌گیری شده و مدل‌سازی شده (قسمت ۳)، تغییرات تخلخل (قسمت ۴) و سنگ‌شناسی در قسمت ۵ نشان داده شده است.

اسکلت سنگ خشک وارد شده و پاسخ کشسان آن استخراج شد (شکل ۴).

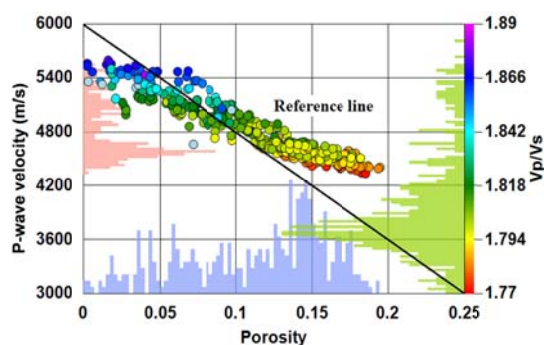
همچنین مخزن با ۱۰۰ درصد اشباع از گاز نیز مدل شده است. پارامترهای گاز از میداین گازی اطراف میدان مورد مطالعه اخذ شده است (مدیریت اکتشاف، ۱۳۹۳). نتایج مدل‌سازی جان‌شینی سیال جهت اشباع کامل از گاز در شکل ۵ برای موج تراکمی و موج برشی به ترتیب در شکل الف و ب نشان داده شده است. نتایج نشان می‌دهد که تغییرات اشباع بر روی موج تراکمی نسبت به موج برشی به صورت محسوسی بیشتر است.

جهت مدل کردن سیالات مختلف، در مرحله نخست سنگ متخلخل با آب سازندی دارای شوری ۲۲۰ هزار قسمت در میلیون (ppm) و دمای ۱۰۰ درجه سانتی‌گراد مطابق با خواص سنگ و سیال مخزن مدل شده است و پاسخ موج آن استخراج شد (شکل ۳). شکل ۳-الف نشان‌دهنده تأثیر بیشتر جان‌شینی سیال بر روی موج تراکمی در مقایسه با موج برشی (شکل ۳-ب) می‌باشد.

در ادامه سیالی از نوع نفت با API ۲۳ درجه، نسبت گاز به نفت برابر ۰/۵۹ و دمای ۱۰۰ درجه سانتی‌گراد به

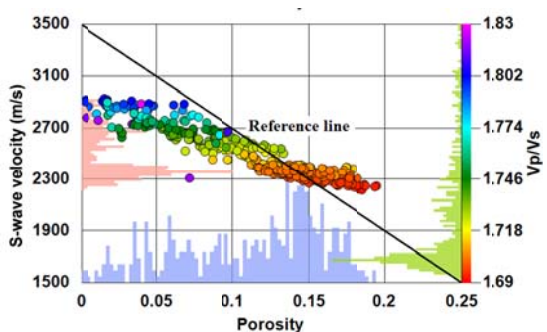


(ب)

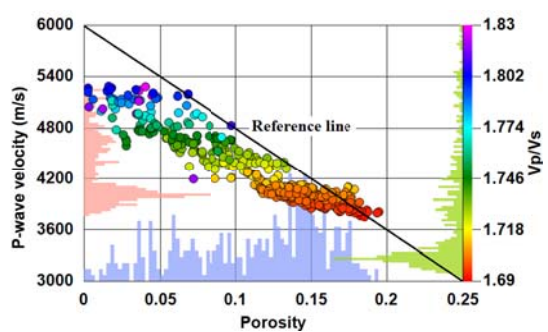


(الف)

شکل ۳. تغییرات تخلخل و سرعت موج تراکمی (الف) و برشی (ب) در مدل اشباع ۱۰۰ درصد آب. در این نمودارها سرعت موج برشی تغییر چندانی نکرده ولی سرعت موج تراکمی کمی بیشتر شده است. با توجه به شباهت این مدل با مدل واقعی اخذ شده از مخزن، تفاوت‌های این دو مدل می‌تواند به علت اشباع جزئی مخزن از نفت باشد.

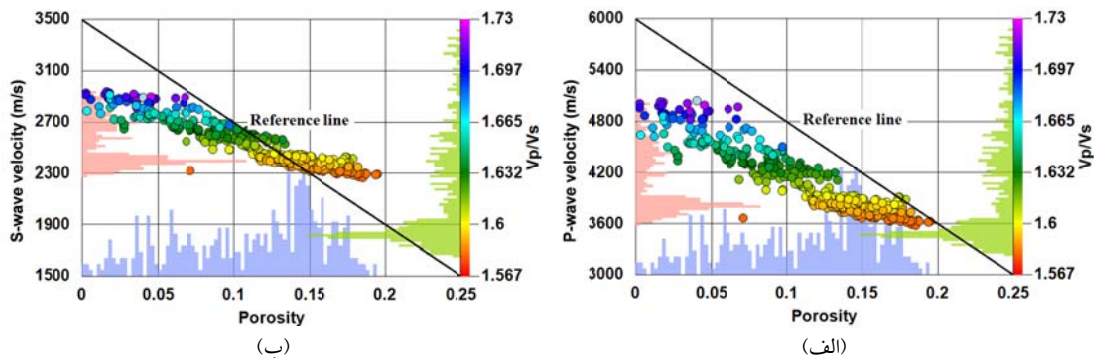


(ب)



(الف)

شکل ۴. تغییرات تخلخل و سرعت موج تراکمی (الف) و برشی (ب) در مدل اشباع ۱۰۰ نفت. در این نمودار سرعت موج تراکمی نسبت به شرایط واقعی مخزن اندکی کم شده است که نشان‌دهنده این است که مخزن دارای اشباع جزئی از نفت می‌باشد. از طرفی فراوانی غالب نسبت سرعت موج تراکمی به سرعت موج برشی نیز این مدل را از سایر مدل‌ها تفکیک می‌کند.



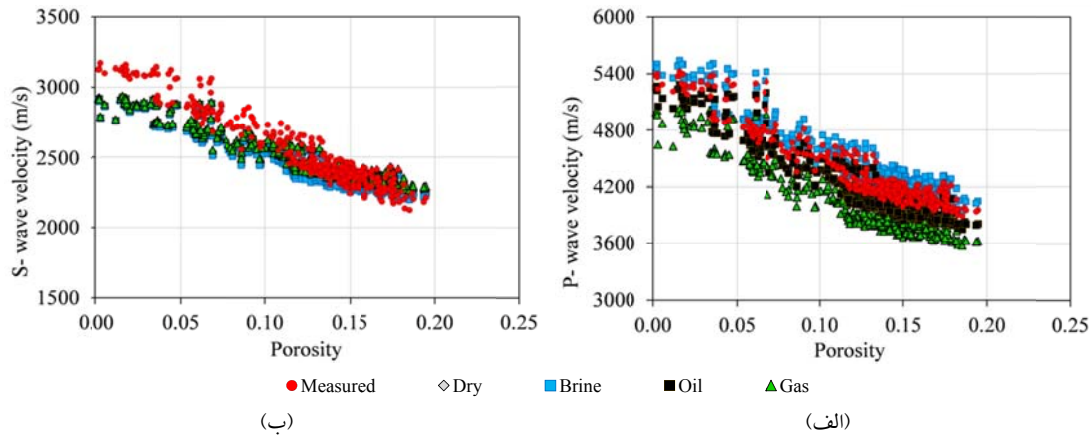
شکل ۵. تغییرات تخلخل و سرعت موج تراکمی (الف) و برشی (ب) در مدل اشباع ۱۰۰ درصد گاز. با توجه به اینکه سرعت موج تراکمی کاهش محسوسی داشته است ولی سرعت موج برشی کمی بیشتر نیز شده است. از طرفی کاهش زیاد نسبت سرعت موج تراکمی به سرعت موج برشی مشهود می‌باشد.

۴. بحث و نتایج

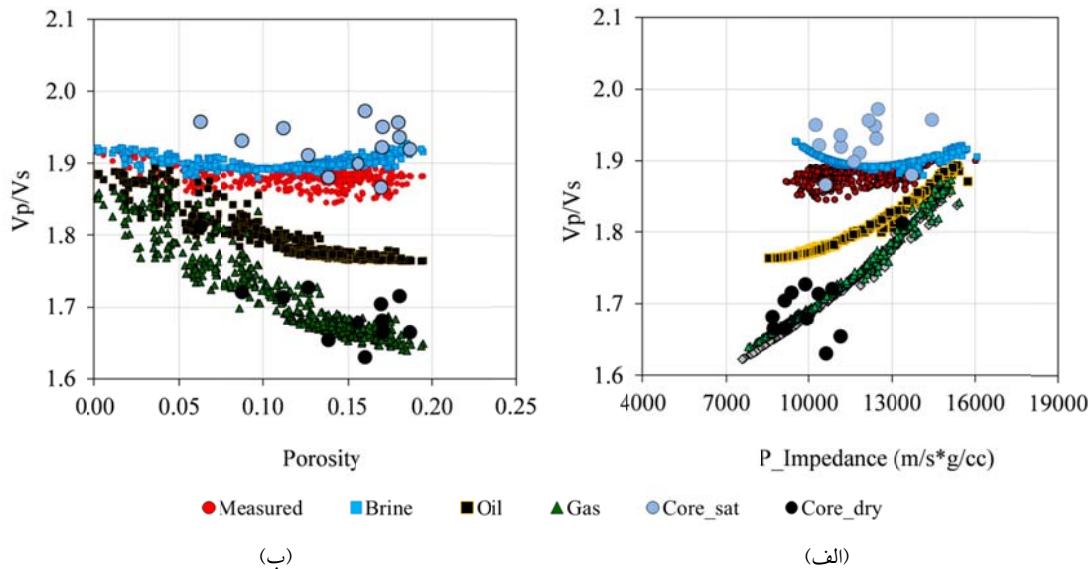
در بخش قبل جانیشینی سیال انجام شد و پاسخ کشسان سیالات مختلف مدل شده به دست آمد. با توجه به هدف مطالعه که تفکیک سیال‌های مختلف در مخزن به کمک پارامترهای کشسان می‌باشد، در این مبحث میزان تفکیک سیال‌های مختلف با استفاده از این پارامترها مورد بحث و بررسی واقع شده است. برای این منظور، در شکل ۶ مدل‌های مختلف جانیشینی سیال به دست آمده بر روی یک نمودار ترسیم شد. مشاهده می‌شود نمودار سرعت‌های موج تراکمی نسبت به تخلخل (شکل ۶-الف) با وجود تغییرات مناسب به خوبی قابل جدایش نمی‌باشد. همچنین مشاهده می‌شود که به وسیله موج برشی (شکل ۶-ب) نیز امکان تفکیک سیالات مختلف وجود ندارد. تغییرات اندک سرعت موج برشی در این شکل نمایانگر تاثیر ناچیز سیال بر تغییرات سرعت این موج می‌باشد. لازم به ذکر است که تغییرات مختصر سرعت موج برشی در این شکل‌ها مربوط به تغییر چگالی سنگ در نتیجه تغییر سیال می‌باشد. بنابراین در این نمودارها

سرعت موج برشی به تنهایی جهت تفکیک سیالات کارآمد نیستند.

اما با بررسی بیشتر در نمودارهای ارائه شده در بخش قبل (شکل ۳ تا ۵)، مشاهده می‌شود که نسبت موج تراکمی به برشی دارای تغییرات محسوسی در هر یک از مدل‌ها می‌باشد. این تغییرات از ۱/۶ در اشباع از گاز تا ۱/۹ تا مدل اشباع از آب متغیر می‌باشد. بنابراین، سرعت موج تراکمی نسبت به موج برشی در مقابل مقاومت صوتی (شکل ۷-الف) و تخلخل (شکل ۷-ب) برای مدل‌های مختلف ترسیم شد که نتیجه نمودار امیدوارکننده است. نتایج نشان داد که تغییرات نسبت موج تراکمی به برشی می‌تواند اطلاعات مناسبی از نوع سیال و همچنین مرزهای بالا و پایین آن ارائه دهد، به طوری که در تخلخل‌های زیادتر میزان تفکیک نیز بیشتر است. در این زمینه نمودارهای متقاطع نیز بر اساس ضریب پواسون جهت مخازن کربنات‌ها ارائه شده است که با این نمودار می‌تواند قابل مقایسه باشد (ورویر و همکاران، ۲۰۰۸).



شکل ۶. تغییرات تخلخل نسبت به سرعت موج تراکمی (الف) و سرعت موج برشی (ب) جهت مدل‌های مختلف جانشینی سیال. نتایج نشان می‌دهد که تفکیک نوع سیال با استفاده از موج تراکمی و برشی به‌خصوص در تخلخل کم به‌تنهایی دشوار می‌باشد. با توجه به تغییرات مشاهده شده موج برشی (شکل ب)، مدل پتروفیزیکی در تخلخل‌های پایین اختلاف جزئی با مدل‌های ساخته شده دارد. بقیه مدل‌ها جهت موج برشی بر روی هم قرار گرفته که نشان‌دهنده تغییرات ناچیز در موج برشی است.



شکل ۷. تغییرات سیال در مدل‌های مختلف جانشینی سیال جهت نسبت موج تراکمی به برشی در مقابل مقاومت صوتی تراکمی (الف) و نسبت موج تراکمی به برشی در مقابل تخلخل کل (ب). نقاط توپر نتیجه آزمایش‌های التراسونیک بر روی مغزه‌ها در شرایط مخزن می‌باشد که صحت مدل‌سازی را تأیید می‌کند.

صحت مدل‌سازی است. این پدیده در شکل ۷ نیز مشاهده می‌شود، بدین صورت که نقاط قرمز تیره که نشان داده‌های اندازه‌گیری شده (پتروفیزیکی) می‌باشد به مرز مدل اشباع از آب (نقاط آبی رنگ) نزدیک‌تر شده است و نتیجه نشان‌دهنده صحت مدل‌سازی جانشینی سیال انجام شده می‌باشد. لازم به‌ذکر است بر اساس گزارش‌های مهندسی نفت از آزمایش لایه‌آزمایی، نتیجه گرفته شده که لایه

در مرحله بعد مدل جانشینی سیال به‌دست آمده مورد صحت‌سنجی واقع شده است. با توجه به مدل کردن سنگ با آب سازندی دارای شوری و دمای مطابق با مخزن، نتایج مدل‌سازی (نمودار شکل ۳) نشان داد که تغییرات سرعت موج در مخزن (نمودار شکل ۱) به شرایط سنگ متخلخلی که دارای آب سازندی است نزدیک‌تر است و مخزن آب‌ده همراه با کمی نفت سنگین نیز گواهی بر

ایلام در این چاه آب‌ده و همراه با مقداری کمی نفت سنگین می‌باشد (مدیریت اکتشاف، ۱۳۹۳). همچنین در ادامه از داده‌های سرعت موج در آزمایشگاه نیز جهت تأیید مدل ساخته شده استفاده شده است. این آزمایش‌ها به وسیله دستگاه التراسونیک در شرایط مخزن بر روی تعداد ۱۳ مغزه انجام شده است. خروجی این آزمایش سرعت موج تراکمی و برشی در شرایط مخزن می‌باشد. نتایج الگوی شکل ۷ با در نظر گرفتن مغزه‌ها، نشان می‌دهد که مدل ساخته شده دارای دقت مناسبی است. در این شکل پراکندگی داده‌های التراسونیک در شرایط اشباع نشان‌دهنده تأثیر فرکانس بر سرعت موج تراکمی و برشی می‌باشد، به طوری که در نمونه‌های خشک تأثیر فرکانس کمتر و در نتیجه پراکندگی نقاط کمتر شده است (وینکلر، ۱۹۸۶؛ دورخین و نور، ۱۹۹۳). جزئیات چگونگی انجام آزمایش التراسونیک و تعیین پارامترهای آزمایش از مطالعه انجام شده توسط شریفی و همکاران (۲۰۱۷) اخذ شده است. در مدل‌سازی‌های انجام شده، عدم قطعیت‌ها و خطاهای موجود شامل خطای مربوط به اندازه‌گیری‌های نمودار درون‌چاهی، خطای مدل فیزیک سنگی (شامل خطای مدل، تعیین پارامترها و رابطه گسمن)، عدم قطعیت مربوط به آزمایش‌های التراسونیک، عدم قطعیت مربوطه به وجود آنیزوتروپی و همچنین خطای مربوطه به تأثیر فرکانس می‌باشد.

۵. نتیجه‌گیری

در این تحقیق، در یک مخزن متخلخل کربناته، جانشینی سیال به منظور بررسی تأثیر تغییر نوع و میزان اشباع سیال بر تغییر سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی انجام شد. در ادامه با تغییر نوع سیال (آب، نفت و گاز) تغییرات سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی مورد ارزیابی قرار گرفت و مشاهدات تحقیق نشان داد که سرعت موج تراکمی و سرعت موج برشی و همچنین نسبت موج تراکمی به برشی با تغییر نوع و میزان اشباع سیال تغییر محسوسی می‌کند. در این رابطه یک الگوی مناسبی جهت

تغییرات سیال بر اساس پارامترهای سرعت موج ارائه شد. بنابراین عطف به نتایج به دست آمده، استفاده از مدل فیزیک سنگی متناسب با خواص مخزن می‌تواند سیالات مختلف را از هم تفکیک کرده و الگوهای مختلفی برای جداسازی سیالات مختلف جهت مطالعات ژئوفیزیک مخزن ارائه دهد. مدل فیزیک سنگی شو و پاین (۲۰۰۹) پاسخ مناسبی جهت مدل کردن خواص لرزه‌ای سازند ایلام در این ناحیه دارد و برای اهداف اکتشافی و توسعه می‌تواند مد نظر قرار گیرد. نتیجه این مطالعه تأیید می‌نماید که سنگ این مخزن کربناته (سازند ایلام) در صورت تغییر سیال دارای حساسیت مناسبی برای نشان دادن تغییرات پارامترهای کشسانی می‌باشد. بنابراین در نتیجه استفاده از داده‌های لرزه‌نگاری نتایج مناسبی جهت مطالعه کمی مخزن ارائه خواهد کرد. در این راستا استفاده از لرزه‌نگاری چهار بعدی نیز می‌تواند در ارتباط با تغییر شرایط مخزن با گذر زمان مورد استفاده قرار گیرد. لازم به ذکر است که در صورت اشباع بخشی مخزن نیز این مهم قابل مدل کردن می‌باشد که در این تحقیق از آن صرف نظر شده است. همچنین با توجه توزیع تخلخل در این مخزن که بیشتر از نوع بین ذره‌ای و قالبی بوده است، مدل به کار گرفته پاسخ مناسبی داشته است. حال برای میادین دیگر که این سازند (ایلام) تحت تأثیر شکستگی زیاد واقع شده است مدل‌سازی باید مطابق با شرایط موجود بررسی شود.

تشکر و قدردانی

از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت به سبب در اختیار گذاشتن نتایج آزمایش‌ها تشکر و قدردانی می‌شود.

مراجع

شریفی، ج. و سکوتی دیارجان م. ر.، ۱۳۹۴، مطالعه موردی انجام آزمایش‌های آلتراسونیک در فشار مخزن و ارایه یک مدل فیزیک سنگ، سی و چهارمین گردهمایی علوم زمین، سازمان زمین شناسی و

- هفدهمین کنفرانس ژئوفیزیک ایران، تهران، انجمن ژئوفیزیک ایران.
- مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۹۳، گزارش تکمیلی چاه B-01، تهران، ایران.
- 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), F173–F183.
- Assefa, S., McCann, C. and Sothcott J., 2003, Velocities of Compressional and shear waves in limestones. *Geophysical Prospecting*, 51, 1-13.
- Avseth, P., Mukerji, T. and Mavko, G., 2005, Quantitative seismic interpretation: Cambridge University Press.
- Batzle, M. and Wang, Z., 1992, Seismic properties of fluids: *Geophysics*, 57, 1396-1408.
- Biot, M. A., 1956, Theory of propagation of elastic waves in fluid-saturated porous solid low frequency range. *Journal of Acoustical Society of America*, 28, 168-178.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L. and Eastwood, R.L., 1985, Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, 50, 571-581.
- Dou, Q., Sun Y. and Sullivan, C., 2011, Rock-physics-based carbonate pore type characterization and reservoir permeability heterogeneity evaluation, Upper San Andres reservoir, Permian Basin, west Texas, *Journal of Applied Geophysics* 74, 8–18
- Dvorkin, J. and Nur, A., 1993, Dynamic poroelasticity: A unified model with the squirt and the Biot mechanisms. *Geophysics*, 58, no. 4, 524-533.
- Feng, Q., Jiang, L., Liub, M., Wand, H., Chene, L. and Xiaod, W., 2014, Fluid substitution in carbonate rocks based on the Gassmann equation and Eshelby–Walsh theory, *Journal of Applied Geophysics* Volume 106, 60–66.
- Gardner, G. H. F., Gardner, L. W. and Gregory, A. R., 1974, Formation velocity and density—The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39, 770–780.
- Gassmann, F., 1951, Über die Elastizität poroser Medien, *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich*, 96, 1-23.
- Hill, R., 1952, The elastic behavior of a crystalline aggregate, *Proc. Phys. Soc. London Ser. A*, 65, 349-354.
- Krief, M., Garat, J., Stellingwerff, J. and Ventre, J., 1990, A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves, *The Log Analyst*, Nov-Dec, 355-369.
- Kumar D., 2006, A Tutorial on Gassmann Fluid Substitution: Formulation, Algorithm and Matlab Code, *Chevron Energy Technology Company, Geohorizons*, 4, 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.
- Lucia F. J., 1999, *Carbonate Reservoir Characterization*. New York, Springer-Verlag.
- Mavko, G., Mukerji, T. and Dvorkin, J., 2009, *The rock physics handbook – Tools for seismic analysis in porous media*, Cambridge University Press.
- Motiei, H., 1993, *Stratigraphy of Zagros*. Geological Survey of Iran. Tehran.
- Paula, O. B., Pervukhina, M. and Gurevich, B., 2010, Testing Gassmann fluid substitution in carbonates: sonic log versus ultrasonic core measurements. *SEG Expanded Abstracts*.
- Russell, B. R., Hedlin, K., Hilterman, F. J. and Lines, L. R., 2003, Fluid-property discrimination with AVO: A Biot- Gassmann perspective, *Geophysics*, 68, 29-39.
- Saberi, M. R., 2014, A Rock Physics Model for Unconventional Reservoirs Characterization: Wolfcamp Shale Example, *EAGE/FESM Joint Regional Conference Petrophysics Meets Geoscience 17-18 February Kuala Lumpur, Malaysia*.
- Sayers C. M., 2008, The elastic properties of carbonates. *The Leading Edge*, 27, 1020–1024.
- Sharifi, J., Mirzakhani, M., Javaherian, A., Saberi, M. R. and Hafezi Moqadas, N., 2017, An investigation on the relationship between static and dynamic bulk modulus on an Iranian oilfield, *79th EAGE Conference & Exhibition, Paris, France*.
- Sharifi, J., Mirzakhani, M., Saberi, M. R., Moradi, M. and Sharifi, M., 2018, Quantification of Pore Type System in Carbonate Rocks for RockPhysics Modelling, *80th EAGE Conference & Exhibition, Copenhagen, Denmark*.
- Sodagar, M. and Lawton, D. C. T., 2011, Seismic modeling of CO₂ fluid substitution for the Heartland Area Red water CO₂ Storage Project (HARP), Alberta, Canada, *Energy Procedia*, 4, 3338–3345
- Songa, Y., Hua, H. and Rudnickib, J. W., 2016,

- Shear properties of heterogeneous fluid-filled porous media with spherical inclusions, *International Journal of Solids and Structures*, 83, 154–168.
- Verwer, K., Braaksma, H. and Kenter A. M. J., 2008, Case History Acoustic properties of carbonates: Effects of rock texture and implications for fluid substitution, *Geophysics*, 73, no. 2. B51–B65.
- White, R. E., Simm, R. and Xu, S., 1998, Well tie, fluid substitution and AVO modelling: A North Sea example. *Geophys. Prosp.*, 46, 323-346.
- Winkler K. W., 1986, Estimates of velocity dispersion between seismic and ultrasonic frequencies. *Geophysics*, 51, no 1, 183-189.
- Wood, J., 2013, Water distribution in the Montney tight gas play of the western Canadian sedimentary basin: significance for resource evaluation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 290-302.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. and Gardner L. W., 1956, Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics* 21, 41-70.
- Xu, S. and Payne, M. A., 2009, Modeling elastic properties in carbonate rocks. *The Leading Edge*, 28, 66-74.
- Xu, S. and White, R. E., 1995, A new velocity model for clay-sand mixtures. *Geophysical Prospecting*, 43, 91-118.
- Zhao, L., Nasser, M. and Han, D., 2013, Quantitative geophysical pore-type characterization and its geological implication in carbonate reservoirs, *Geophysical Prospecting*, 61, 827–841.

Fluid replacement modeling in Ilam Formation in one of the southwest Iranian oil reservoirs

Sharifi, J.¹, Hafezi Moqaddas, N.^{2*}, Lashkaripour, Gh. R.², Javaherian, A.³ and Mirzakhani, M.⁴

1. Ph.D. Student, Department of Geology, Faculty of Sciences, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran

2. Professor, Department of Geology, Faculty of Sciences, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran

3. Professor, Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

4. Senior Reservoir Geophysicist, Exploration Directorate, National Iranian Oil Company (NIOC), Tehran

(Received: 2 June 2018, Accepted: 1 Jan 2019)

Summary

Seismic technologies have been recently evolved into a central position in reservoir characterization and monitoring with the recent improvements and its cost efficiency. In this regards rock physics play an essential role by connecting seismic data to the presence of in-situ hydrocarbons. Modeling the effects of pore fluids on rock velocity and density is an essential part which normally is used to detect the influence of pore fluids on seismic signature. In recent years, one of the most important developments in rock physics has been the fast progress toward quantifying the relations between geologic processes and geophysical signatures. This quantification is normally done through application of different types of rock physics models: theoretical, empirical and hybrid models. However, fluid substitution methods make it possible to predict the elastic response of a rock saturated with one type of fluid from the elastic response of the same rock saturated with another fluid. This infers that seismic wave velocity could be predicted in geological formations for any possible hydrocarbon signature based on the measured velocities in the counterpart water-saturated formations. Therefore, fluid substitution is an important part of any seismic rock physics analysis (e.g., amplitude versus offset and time lapse studies), and can provides an efficient tool for fluid identification and quantification in a given reservoir. Fluid substitution commonly performed by using Gassmann's equation which has already being discussed frequently. In general, Gassmann applicability is questionable in carbonates as it can under-predict, over- predict or even correctly predict seismic velocity changes by changing pore fluids. This is normally attributed to the violation of some of the Gassmann assumptions like their pore space connectivity in carbonates. The goal of this study is to perform fluid substitution and seismic modelling of one of the Iranian carbonate oil field to investigate validity of Xu and Payne (2009) for the carbonate field. This model generally emphasizes the behavior of rocks related to different pore types. Fluid substitution results are then compared and verified with the laboratory measurements of core sample taken from the same reservoir intervals. The final output of fluid substitution is saturated bulk modulus, shear modulus and density for either of the defined saturation scenarios. Our results show that Xu and Payne (2009) can be used on the studied reservoir. Also, the obtained results were confirmed using other source of information like ultrasonic measurements. Furthermore, this model was used to model frame bulk modulus as an input into the fluid substitution purposes. The results of the fluid substitution confirm the applicability of the introduced approach to discriminate different fluid responses in this field.

Keywords: Fluid detection; Carbonate reservoir; Rock Physics model; Fluid Replacement Modeling.

* Corresponding author:

nhafezi@um.ac.ir