جانشینی سیال و مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای در یکی از مخازن ماسه‌سنگی ایران

بهاره فریدونی[۱]، علی مرادزاده[۲*]، و امین روشندل کاهو[۳]

[۱] کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود، ایران
[۲] استاد، دانشکده مهندسی معدن، پردیس دانشکده های فنی دانشگاه تهران، تهران، ایران
[۳] دانشیار، دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود، ایران

(تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۰۷/۲۵، تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۰۲/۲۴)

چکیده

مشاهده تغییرات ایجاد شده در خواص سیگنال لرزه‌ای که وابسته به تولید هیدروکربور، سیال جایگزین شده و شرایط مخزن است، عملیات لرزه‌نگاری مجدد میادین هیدروکربوری را به‌منظور پایش حین سناریوهای تزریق پیشنهاد می‌کند. عمر بسیاری از مخازن هیدروکربوری ایران به نیمه دوم تولید خود رسیده است؛ از این‌رو این امکان در فواصل زمانی مشخص (برای انجام لرزه‌نگاری چهار بعدی) باید بررسی شود. برای این منظور ابتدا با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی، مدل فیزیک سنگ مناسب برای محاسبه خواص کشسانی سنگ ساخته می‌شود. بعد از اعمال جانشینی سیال و با استفاده از مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای، خواص کشسانی محاسبه شده به خواص لرزه‌ای مخزن مرتبط شود. در نهایت، امکان عملیات لرزه‌نگاری مجدد براساس تغییرات ایجادشده در خواص لرزه‌ای مخزن بررسی می‌شود. در این مقاله که درباره بررسی یکی از مخازن نفتی ماسه‌سنگی ایران است، برای محاسبه خواص کشسانی سنگ خشک از دو مدل فیزیک سنگ گسمن و مدل هرتز-میندلین (با استفاده از حد پایین هشین-اشتریکمن) در یکی از چاه‌های میدان استفاده شده است. سناریوی منتخب برای جانشینی سیال با توجه به بیشترین تغییرات دامنه لرزه‌ای، جانشینی ۳۰ درصدی گاز با نفت است. پس از جانشینی سیال، مدل گسمن با اشباع‌شدگی همگن، کاهش ۱۷ درصدی و مدل میانگین بهبودیافته حدهای بالا و پایین هشین-اشتریکمن کاهش ۱۳ درصدی سرعت موج تراکمی را نسبت به شرایط برجا نشان می‌دهند، اما کاهش سرعت موج تراکمی در اشباع-شدگی ناهمگن حدود ۳ درصد است. نتایج مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای نشان می‌دهد اگر حدود ۳۰ درصد گاز جانشین نفت شود و توزیع سیال همگن باشد، تغییرات سیگنال لرزه‌ای در بخش مخزنی و تأخیر زمان ایجادشده در لایه‌های زیرین مخزن قابل‌مشاهده است و امکان برداشت مجدد عملیات لرزه‌نگاری وجود دارد، اما اگر توزیع سیال ناهمگن باشد، این امکان با جانشینی بیشتر گاز با نفت فراهم خواهد شد.

واژه‌های کلیدی: فیزیک سنگ، جانشینی سیال، لرزه‌نگاری چهار بعدی، مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای

* نگارنده رابط: a_moradzadeh@ut.ac.ir

۱ مقدمه

پایش لرزه‌ای مخازن ابزار مهمی جهت نظارت بر افزایش بازیافت نفت و مدیریت تولید است. در پایش لرزه‌ای، چهار نوع از تغییرات مخزن شامل تغییرات اشباع‌شدگی، تغییرات فشار، تغییرات ژئومکانیکی و تغییرات درجه حرارت مخزن مطالعه می‌شوند (میثاقی و همکاران، ۲۰۱۰). در این میان، تغییرات اشباع‌شدگی و جانشینی سیال بخش مهمی از تحلیل‌های فیزیک‌سنگی داده‌های نگار، داده‌های مغزه و داده‌های لرزه‌ای هستند که برای شناسایی و تعیین سیالات مخزنی، پیش‌بینی نگارهای چاه-پیمایی، ایجاد الگوهای فیزیک سنگی و تغییرات ناشی از سیالات منفذی بر سرعت لرزه‌ای استفاده می‌شوند (ماوکو و همکاران، ۱۹۹۵ و رین، ۲۰۱۵).

به‌منظور بررسی اثر جانشینی سیال بر سیگنال لرزه‌ای لازم است ابتدا برای محاسبه خواص کشسانی سنگ، مدل فیزیک سنگ مناسب از داده‌های پتروفیزیکی ساخته شود. سپس خروجی مدل‌سازی فیزیک سنگی که تغییر سیال بر آن اعمال شده است، با استفاده از مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای به خواص لرزه‌ای مخزن مرتبط شود (هان و باتزل، ۲۰۰۴؛ گرانا، ۲۰۱۶ و فریدونی، ۱۳۹۴).

پژوهشگران بسیاری مطالعات جانشینی سیال انجام داده‌اند. چای و هان (۲۰۰۹) سنگ‌شناسی و تفکیک سیال را با استفاده از الگوی فیزیک سنگ در خلیج مکزیک بررسی کردند. میلوواک (۲۰۰۹)، مدل‌های مختلف فیزیک سنگ را برای یک مخزن تحکیم‌نیافته واقع در خلیج مکزیک مطالعه کرد و درنهایت، مدل ماسه نرم (Soft-sand model) را مدل مناسب فیزیک سنگ برای تفسیر لرزه‌ای آن مخزن معرفی کرد. میثاقی و همکاران (۲۰۱۰) مدل‌های فیزیک سنگ را برای جانشینی سیال در سنگ‌های کربناته در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران بررسی کردند. آنها با مطالعه نمونه‌های مختلف سنگ کربناته به این نتیجه رسیدند که مدل DEM (Differential Effective Medium) با توجه به انطباق خوبی که با نمونه‌های آزمایشگاهی دارد، مدل مناسبی برای محاسبه خواص کشسانی و استفاده در مطالعات جانشینی سیال است. کاظمینی و همکاران (۲۰۱۰) با مطالعه موردی سازند ماسه‌سنگی اشتوتگارت در کتزین آلمان، با استفاده از مدل فیزیک سنگ گسمن (۱۹۵۱) اثر CO_2 تزریق‌شده را بر سرعت لرزه‌ای بررسی کردند. براساس این مدل، با استفاده از مدل‌سازی کشسانی یک‌بعدی و مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای دوبعدی با روش تفاضل محدود، پاسخ لرزه‌ای برای مقادیر مختلف CO_2 بررسی می‌شود. ژانگ و همکاران (۲۰۱۲)، با استفاده از مدل فیزیک سنگ والتون و ساخت مدل پیشرو لرزه‌ای با استفاده از روش ردیابی پرتو، اثر تغییرات گاز آزاد و گاز هیدراته را بر مخزن تحکیم‌نیافته واقع در خلیج مکزیک بررسی کردند. اید و همکاران (۲۰۱۴) به‌منظور بررسی مهاجرت CO_2، از مدل‌سازی فیزیک سنگ و مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای به کمک روش تفاضل محدود استفاده کردند. آنها با استفاده از مدل گسمن و هر دو نوع اشباع-شدگی همگن و ناهمگن، تغییرات سرعت نسبت به گذشت زمان را بررسی کردند و نشان دادند توزیع فضایی و تغییرات زمین‌شناسی در مخزن نیز در تشخیص و شناسایی مهاجرت CO_2 مؤثر است. هانگ و همکاران (۲۰۱۵) با مطالعه موردی یکی از مخازن آلمان با استفاده از روش همامیخت برای مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای و تلفیق اطلاعات چاه و داده لرزه‌ای سه‌بعدی، پاسخ لرزه‌ای در زمان‌های مختلف را با CO_2 تزریق‌شده بررسی کردند.

در این مقاله که یکی از مخازن ماسه‌سنگی ایران بررسی می‌شود، ابتدا با استفاده از دو مدل فیزیک سنگ گسمن و مدل ماسه نرم، خواص کشسانی سنگ خشک محاسبه شده است. در مرحله بعد، خواص کشسانی سنگ اشباع‌شده بعد از اعمال جانشینی محاسبه و به همراه خواص کشسانی سنگ برجا در مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای

وارد شده است. با مقایسه نتایج مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای برای شرایط برجا و بعد از جانشینی سیال می‌توان اثر تغییر سیگنال لرزه‌ای در بخش مخزنی و تأخیر زمانی ایجادشده در لایه‌های زیرین مخزن را مشاهده کرد. درنهایت، مقدار هیدروکربور لازم برای بازبینی لرزه‌ای به شکل موفقیت-آمیز به‌دست می‌آید.

$$K_{sat_new} = K_{dry} + \frac{\left(1-\frac{K_{dry}}{K_{matrix}}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl_eff_new}} + \frac{(1-\phi)}{K_{matrix}} - \frac{K_{dry}}{K_{matrix}^2}}, \quad (۱)$$

مدول حجمی سنگ اشباع‌شده در شرایط برجای مخزن ($K_{sat\text{-}in}$) با استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی سرعت موج تراکمی (V_p)، سرعت موج برشی (V_s) و چگالی حجمی سنگ (ρ_b) مطابق رابطه (۲) محاسبه می‌شود:

$$K_{sat_in} = \rho_b\left(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2\right), \quad (۲)$$

مدول موج برشی سنگ (μ_{in}) با استفاده از رابطه (۳) محاسبه می‌شود:

$$\mu_{in} = \rho_b V_s^2. \quad (۳)$$

در رابطه گسمن، برخلاف مدول‌های حجمی سنگ که به تغییر سیالات منفذی حساس است، مدول موج برشی سنگ مستقل از تغییر سیالات منفذی است؛یعنی مدول موج برشی در سه حالت برجا (μ_{in}) خشک (μ_{dry}) و اشباع با سیال جدید ($\mu_{sat\text{-}new}$) یکسان است. این فرض از نبود فعل و انفعالات شیمیایی بین سیالات منفذی و دانه‌های سنگ ناشی می‌شود (بریمن، ۱۹۹۹). در ادامه، در تمام روابط، مدول موج برشی با μ نمایش داده می‌شود.

برای محاسبه خواص مؤثر کانی‌های تشکیل‌دهنده سنگ (K_{matrix}) از میانگین حسابی حدود بالا و پایین هشین-اشتریکمن (۱۹۶۳) استفاده شده است (بریمن، ۱۹۹۵). با استفاده از این رابطه، میانگین مدول حجمی و برشی مؤثر کانی‌های تشکیل‌دهنده سنگ به‌ترتیب برابر با ۴۲/۱۸ و ۳۱/۷۹ گیگاپاسکال است.

باتوجه به شرایط مخزن مورد مطالعه (دمای ۴۲/۲۲ درجه سانتیگراد، فشار ۹/۷۵ مگاپاسکال و شوری آب ۱۸۶۵۶۹ پی‌پی‌ام) و درصد اشباع سیالات موجود در چاه، مدول حجمی ($K_{fl\text{-}in}$) و چگالی ($\rho_{fl\text{-}in}$) هر یک از سیالات مخزن با استفاده از روابط باتزل و ونگ (۱۹۹۲) محاسبه شده است. خواص سیالات موجود و میانگین مؤثر خواص سیالات در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۱. مشخصات سیالات محاسبه‌شده مخزن با استفاده از روابط باتزل و ونگ (۱۹۹۲)

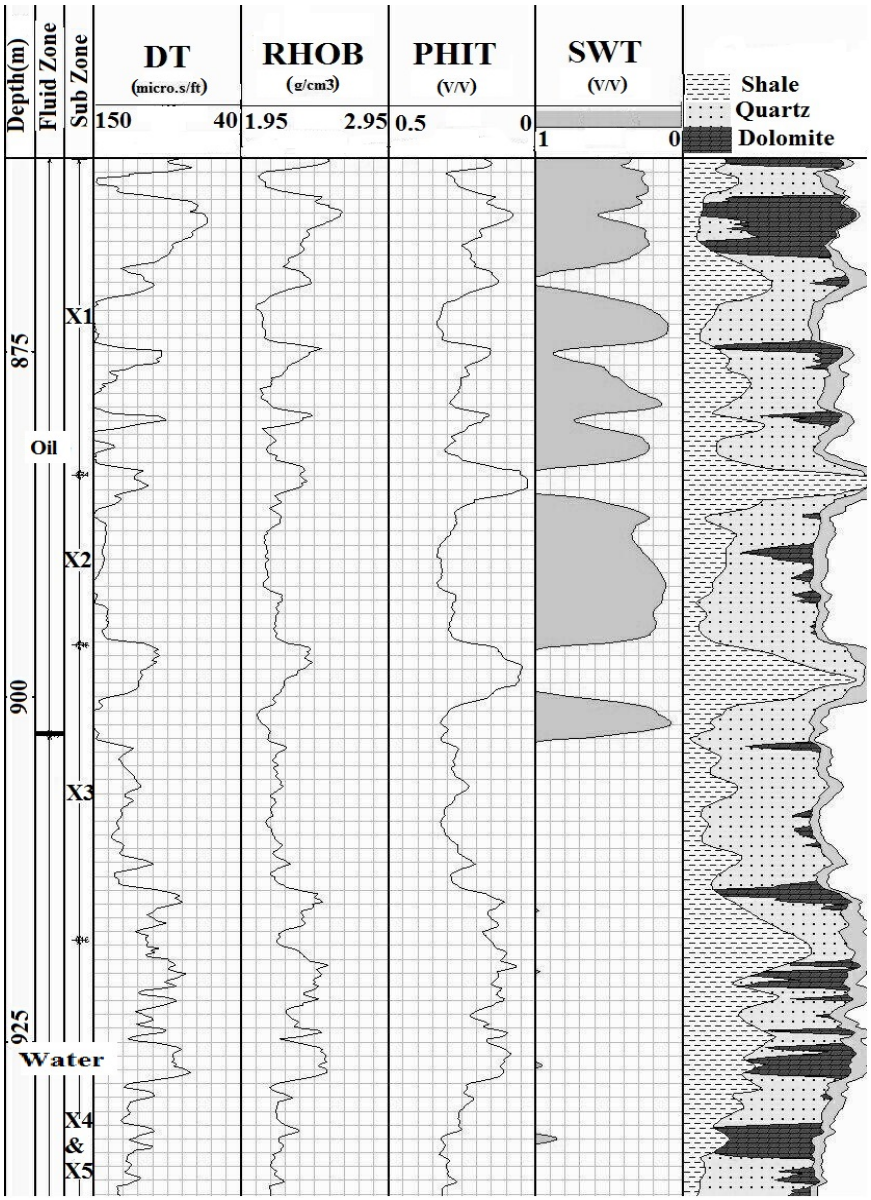
خواص سیالات	آب شور	نفت	گاز	میانگین خواص موثر سیالات
چگالی سیال (g/cm^3)	۱/۰۹	۰/۷۵	۰/۱	۱
مدول حجمی سیال (GPa)	۲/۳۸	۱	۰/۰۲	۱/۸۹

سیالات پرکننده منافذ سنگ مخزن به‌صورت دوفازی یا سه‌فازی هستند؛ بنابراین در جانشینی سیال لازم است پس از محاسبه خواص هریک از سیالات، خواص میانگین ترکیب سیالات موجود در مخزن نیز محاسبه شود. معادله گسمن فرض می‌کند تمام فازهای سیالات امتزاج‌ناپذیر هستند و در سراسر فضای منفذ به‌صورت یکنواخت توزیع شده‌اند. دراین‌صورت با فرض یک سیال همگن می‌توان مدول حجمی ($k_{fl\text{-}eff\text{-}new\text{-}h}$) و چگالی($\rho_{fl\text{-}eff\text{-}new\text{-}h}$) مؤثر سیال را با استفاده از روابط (۴) و (۵) محاسبه کرد (دومینکو، ۱۹۷۶ و اسمیت و همکاران، ۲۰۰۳):

$$K_{fl_eff_new_h} = \left[\frac{S_w}{K_w}+\frac{S_o}{K_o}+\frac{S_g}{K_g}\right]^{-1} = \langle \frac{1}{K_{fl}(x,y,z)} \rangle \quad (۴)$$

$$\rho_{fl_eff_new_h} = \rho_g S_g + \rho_o S_o + \rho_w S_w = \langle \rho_{fl}(x,y,z) \rangle \quad (۵)$$

که S_w اشباع‌شدگی آب، K_w مدول حجمی آب، S_o اشباع‌شدگی نفت، K_o مدول حجمی نفت، S_g اشباع‌شدگی گاز، K_g مدول حجمی گاز، ρ_w چگالی آب، ρ_o چگالی نفت و ρ_g چگالی گاز است. نماد $\langle ... \rangle$ بیان‌کننده میانگین حجمی پارامترهای ذکرشده است. اندیس h بیانگر توزیع همگن سیال مخزن است.



شکل ۱. از چپ به راست: نمایش نگارهای عمق (ستون ۱)، بخش آب و نفت (ستون ۲)، بخش‌های مخزنی(ستون ۳)، سونیک (ستون ٤)، چگالی (ستون ٥)، تخلخل کل (ستون ٦)، اشباع‌شدگی (ستون ۷) و سنگ‌شناسی (ستون ۸) در یکی از چاه‌های میدان

توزیع واقعی اشباع‌شدگی در مخزن می‌تواند بازه‌ای از اشباع‌شدگی تکه‌ای (ناهمگن) تا یکنواخت (همگن) را دربرگیرد (ماوکو و موکرجی، ۱۹۹۸). به‌طور کلی انتظار می‌رود که افزایش فشار منفذی القاشده ناشی از موج به‌صورت فضایی با تغییر سیال منفذی تغییر کند. در فرکانس‌های لرزه‌ای، انتظار می‌رود که این فشارها در فواصل کمتر از طول پخش L_C (diffusion length) به تعادل برسند. هر نقطه از سنگ همانند یک سیال مؤثر اشباع‌شده رفتار خواهد کرد که میانگین محلی از فازهای گاز، نفت و آب شور است. معادلات (۴) و (۵) مربوط به میانگین یک تکه با اندازه L_C است. نقاطی که در فواصل کمتر از L_C قرار گرفته‌اند، فشار منفذی در آنها به تعادل خواهد رسید درحالی‌که در فواصل بیشتر از L_C اختلاف فشار باقی می‌ماند؛ بنابراین یک سنگ می‌تواند از تعداد زیادی تکه با اندازه L_C تشکیل شده باشد که هریک از آنها فاز یا سیال مؤثر محلی خاص خود را دارد (ماوکو و موکرجی، ۱۹۹۸). در فرکانس لرزه‌ای f، طول پخش L_C با استفاده از رابطه (۶) محاسبه می‌شود (سنگوپتا و ماوکو، ۲۰۰۳):

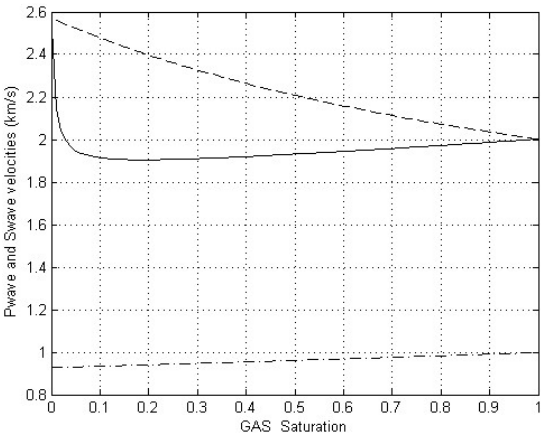
$$L_c \approx \sqrt{\frac{4D}{f}}, \qquad (۶)$$

که $D = \frac{\kappa K_{fl}}{\eta}$، κ تراوایی و η گرانروی سیال است.

اگر آب و هیدروکربور در منافذ سنگ به‌صورت ناهمگن توزیع شده باشند، رابطه (۴) برای محاسبه مدول حجمی ترکیب سیالات مناسب نخواهد بود (ماوکو و موکرجی، ۱۹۹۸). در شرایط اشباع‌شدگی ناهمگن، مدول حجمی هر فاز سیال به همراه درصد اشباع‌شدگی آنها به‌طور مجزا استفاده و مدول حجمی سنگ اشباع‌شده متشکل از هر سه فاز سیال محاسبه می‌شود. هیل (۱۹۶۳) و ماوکو و همکاران (۲۰۰۹) رابطه (۷) را برای تخمین مدول‌های حجمی مؤثر سنگ در این شرایط ارائه دادند:

$$K_{eff} = \left[\sum_{i=1}^{n} \frac{x_i}{\left(K_i + \frac{4}{3}\mu \right)} \right]^{-1} - \frac{4}{3}\mu, \qquad (۷)$$

که n تعداد تکه‌های سیالات مختلف، x_i کسر حجمی مربوط به تکه سیال iام، K_i مدول حجمی سنگ اشباع‌شده با سیال iام و K_{eff} مدول حجمی مؤثر سنگ است.



شکل ۲. سرعت موج تراکمی مخزن در شرایط اشباع‌شدگی همگن (خط)، ناهمگن (خط‌چین) و سرعت موج برشی (خط‌نقطه) در شرایط برجای مخزن با تخلخل میانگین ۲۳/۶٪

شکل ۲ نمودار متقاطع سرعت موج تراکمی و موج برشی نسبت به اشباع گاز را برای شرایط برجای مخزن (با تخلخل میانگین ۲۳/۶٪) نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، با افزایش گاز، سرعت موج برشی (خط–نقطه) به‌دلیل کاهش چگالی سیال به‌صورت تدریجی افزایش می‌یابد. در اشباع‌شدگی ناهمگن (خط‌چین)، سرعت موج تراکمی به‌صورت تدریجی کاهش می‌یابد تا اینکه به کمترین مقدار خود در اشباع‌شدگی ۱۰۰٪ گاز می‌رسد. در اشباع‌شدگی همگن (خط)، سرعت موج تراکمی با افزایش ۱۵ تا ۳۰ درصدی گاز، بیشترین کاهش را دارد و پس از آن با افزایش اشباع گاز، به‌دلیل کاهش سریع‌تر چگالی حجمی سنگ نسبت به کاهش مدول

حجمی سنگ، به‌تدریج افزایش می‌یابد. برای مدل‌سازی پاسخ لرزه‌ای سیال در یک درجه اشباع‌شدگی مشخص، عدم قطعیت تخمین سرعت موج تراکمی بین دو مدل اشباع‌شدگی بسیار زیاد است. به‌عبارت‌دیگر، در مقیاس بزرگ، اشباع‌شدگی ناهمگن و در مقیاس کوچک، اشباع‌شدگی همگن به‌ترتیب حدهای بالایی و پایینی سرعت موج تراکمی خواهند بود و مقادیر صحیح بین این دو اشباع‌شدگی قرار می‌گیرند (کاظمینی و همکاران، ۲۰۱۰)؛ بنابراین در این مطالعه از هر دو مدل اشباع‌شدگی ناهمگن و همگن برای به‌دست‌آوردن سرعت موج تراکمی استفاده شده است.

۳-۱ محاسبه خواص کشسانی سنگ خشک

مدول حجمی سنگ خشک (K_{dry})، یکی از پارامترهای مهم و پیچیده در رابطه گسمن است و محاسبه نادرست آن می‌تواند باعث ایجاد خطا و عدم قطعیت در نتایج شود. این پارامتر مستقل از سیال منفذی است و در طول جانشینی سیال ثابت باقی می‌ماند. به‌طور کلی، مدول حجمی سنگ خشک با سه روش محاسبه می‌شود (اسمیت و همکاران، ۲۰۰۳):

۱. سرعت‌های اندازه‌گیری‌شده از داده‌های مغزه با کنترل رطوبت آن؛

۲. روابط تجربی و نظری متوسط مؤثر؛

۳. روش مستقیم با استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی (رابطه گسمن).

اگر داده‌های نگار چاه‌پیمایی قابل اعتمادی در دسترس باشد، روش مستقیم با بازنویسی مجدد رابطه گسمن برای تخمین مدول حجمی سنگ خشک، دقیق‌ترین روش است (ژو و مک‌مکان، ۱۹۹۰).

از روش‌های نظری و تجربی برای برقراری ارتباط بین مدول حجمی مؤثر سنگ خشک و خواص دانه و منفذ استفاده می‌شود. مدل‌های نظری، خواص کشسان سنگ خشک را براساس خواص دانه و منفذ با مجموعه‌ای از دانه‌های کروی تصادفی توصیف می‌کنند. در این مدل‌ها، مدول کشسانی مؤثر سنگ خشک پارامتری وابسته به تخلخل، میانگین تعداد تماس‌ها در سطح هر دانه، اندازه دانه و صلبیت آنها است. به‌طور کلی مدل‌های نظری، تخمینی کلی از مدول حجمی سنگ خشک ارائه می‌دهند که می‌تواند در جاهایی که داده چاه در دسترس نیست، به مدل‌سازی فیزیک سنگ کمک کند (کاظمینی و همکاران، ۲۰۱۱).

در این مقاله از دو روش برای محاسبه مدول حجمی سنگ خشک استفاده شده است. روش اول استفاده از رابطه گسمن (روش مستقیم و نگارهای چاه‌پیمایی) است:

$$K_{dry} = \frac{K_{sat_in}\left(\frac{\phi K_{matrix}}{K_{fl_in}} + 1 - \phi\right) - K_{matrix}}{\frac{\phi K_{matrix}}{K_{fl_in}} + \frac{K_{sat_in}}{K_{matrix}} - 1 - \phi}. \quad (۸)$$

و روش دوم مدل ماسه نرم است. در تخلخل بحرانی، مدل هرتز-میندلین با رابطه (۹) محاسبه می‌شود:

$$K_{HM} = \left[\frac{n^2\left(1-\phi_c\right)^2 \mu_m{}^2}{18\pi^2\left(1-\nu_m\right)^2} P\right]^{\frac{1}{3}},$$

$$\mu_{HM} = \frac{2+3f-\nu_m\left(1+3f\right)}{5\left(2-\nu_m\right)}\left[\frac{3n^2\left(1-\phi_c\right)^2 \mu_m{}^2}{2\pi^2\left(1-\nu_m\right)^2} P\right]^{\frac{1}{3}} \quad (۹)$$

که K_{HM} و μ_{HM} مدول حجمی و مدول موج برشی سنگ خشک در تخلخل بحرانی (ϕ_c)، n عدد کئوردیناسیون، P فشار مؤثر، μ_m و ν_m به‌ترتیب مدول برشی و نسبت پواسون

ماتریکس تشکیل‌دهنده سنگ و f ضریب اصطکاک است. از ضریب اصطکاک برای بررسی لغزش بین سطح دانه‌های تشکیل‌دهنده سنگ استفاده می‌شود. گفتنی است چون مدول موج برشی محاسبه‌شده با استفاده از رابطه هرتز-میندلین، لغزش بین دانه‌های تشکیل‌دهنده سنگ را درنظر-نمی‌گیرد (ضریب اصطکاک برابر با یک است)، مقدار مدول موج برشی تخمینی، بیشتر از مدول موج برشی حاصل از چاه است؛ بنابراین این ضریب باید لحاظ و بررسی شود.

برای محاسبه خواص کشسانی سنگ خشک در تخلخل‌های کمتر از تخلخل بحرانی از حد پایینی هشین-اشتریکمن استفاده شده است:

$$K_{dry}=\left[\frac{\frac{\phi}{\phi_c}}{K_{HM}+\frac{4}{3}\mu_m}+\frac{1-\frac{\phi}{\phi_c}}{K_m+\frac{4}{3}\mu_m}\right]^{-1}-\frac{4}{3}\mu_m \quad (۱۰)$$

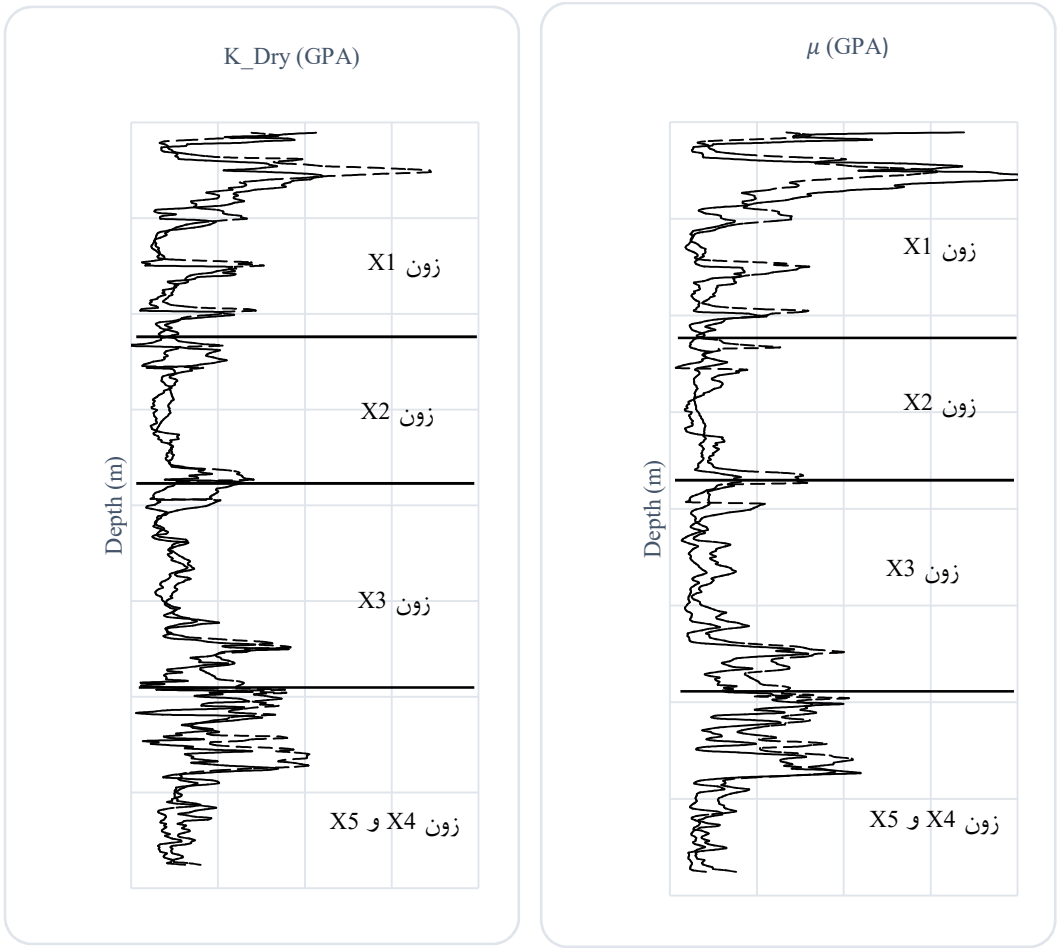
$$\mu=\left[\frac{\frac{\phi}{\phi_c}}{\mu_{HM}+\frac{\mu_m}{6}\left(\frac{9K_m+8\mu_m}{K_m+2\mu_m}\right)}+\frac{1-\frac{\phi}{\phi_c}}{\mu_m+\frac{\mu_m}{6}\left(\frac{9K_m+8\mu_m}{K_m+2\mu_m}\right)}\right]^{-1}-\frac{\mu_m}{6}\left(\frac{9K_m+8\mu_m}{K_m+2\mu_m}\right) \quad (۱۱)$$

مقدار تخلخل بحرانی برابر با ۰/۳۶، عدد کئوردیناسیون برابر با ۹ و ضریب اصطکاک ۰/۰۱ است. شایان ذکر است که ضریب اصطکاک ۰/۰۱ براساس بهترین انطباق با مدول برشی سنگ حاصل از رابطه گسمن انتخاب شده است. برای اعتبارسنجی، نتایج مدول‌های حجمی و برشی سنگ خشک با استفاده از روش مستقیم (رابطه گسمن) و مدل ماسه نرم در شکل ۳ آورده شده است (برگرفته از کاظمینی و همکاران، ۲۰۱۰). همان‌طور که مشاهده می‌شود، دو مدل انطباق خوبی با هم نشان می‌دهند. دلایل استفاده از روش مستقیم (رابطه گسمن) برای اعتبارسنجی، در دسترس بودن نگارهای چاه‌پیمایی قابل‌اعتماد (ژو و مک‌مکان، ۱۹۹۰) و برقرار بودن فرضیات گسمن است.

۳-۲ بررسی تأثیر سناریوهای مختلف درجه اشباع‌شدگی بر سرعت و دامنه لرزه‌ای

در مخزن مورد مطالعه نسبت گاز به نفت (GOR) بالا و برابر با L/L ۶۲ است؛ بنابراین در اثر تولید نفت، بخشی از گاز همراه آن آزاد می‌شود و بخشی از گاز موجود در پوش‌سنگ نیز به داخل مخزن نفوذ می‌کند. نتیجه این امر، تغییر سرعت لرزه‌ای و چگالی حجمی سنگ خواهد بود. همچنین ممکن است آب موجود در زیر سطح تماس نفت و آب، جانشین نفت تولیدشده شود. ازآنجایی‌که خواص آب و نفت نزدیک به‌هم است، جانشینی نفت با آب تغییرات زیادی را در سرعت لرزه‌ای ایجاد نخواهد کرد. به‌منظور انتخاب سناریوی جانشینی سیال، تغییرات دامنه لرزه‌ای به ازای تغییر درجه اشباع‌شدگی گاز به صورت همگن و ناهمگن از ۰ تا ۱۰۰٪ در بخش نفتی منطقه مخزنی محاسبه شده است. برای انجام این مرحله، ابتدا خواص سیال (شامل مدول حجمی و چگالی سیال)، مدول حجمی سنگ خشک (با استفاده از دو مدل گسمن و ماسه نرم) و مدول حجمی کانی‌های تشکیل‌دهنده ماتریکس سنگ محاسبه شدند. مدول موج برشی سنگ نیز با استفاده از رابطه (۳) به‌دست-آمد و اثر نوع اشباع‌شدگی همگن یا ناهمگن بررسی شد.

برای محاسبه مدول حجمی سنگ اشباع در شرایط اشباع‌شدگی همگن، خواص مؤثر سیال شامل مدول حجمی ($k_{fl\text{-}eff\text{-}new\text{-}h}$) و چگالی ($\rho_{fl\text{-}eff\text{-}new\text{-}h}$) برای درجات اشباع-شدگی مختلف با استفاده از روابط (۴) و (۵) محاسبه شدند و درنهایت، به کمک رابطه (۱) مدول حجمی سنگ اشباع-شده برای سناریوهای مختلف اشباع‌شدگی محاسبه شد.



شکل ۳. (الف) مدول موج حجمی سنگ خشک با روش مستقیم (رابطه گسمن) (به رنگ مشکی) و مدل هرتز–میندلین با استفاده از حد پایین هشین–اشتریکمن (خط‌چین) (ب) مدول موج برشی محاسبه‌شده از نگار چاه‌پیمایی (مشکی) و مدل هرتز–میندلین با استفاده از حد پایین هشین–اشتریکمن (خط‌چین) با ضریب اصطکاک ۰/۰۱. همان‌طور که مشاهده می‌شود، دو مدل انطباق خوبی با یکدیگر نشان می‌دهند.

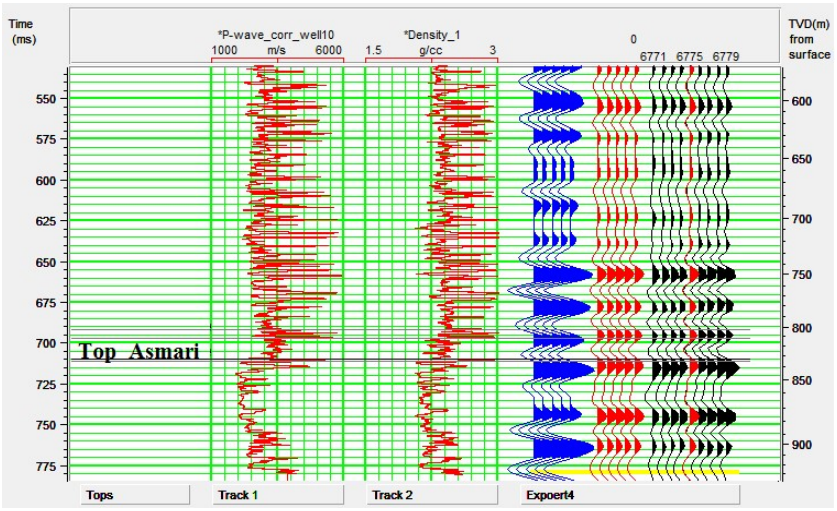
برای محاسبه مدول حجمی مؤثر سنگ در شرایط اشباع‌شدگی ناهمگن (K_{eff}) برای سناریوهای مختلف اشباع‌شدگی (x_i)، مدول موج برشی با استفاده از رابطه (۳) محاسبه و در رابطه (۷) جایگزین شد. مدول حجمی سنگ اشباع‌شده با سیال iام (K_i)، با فرض اینکه تمام سنگ از یک سیال اشباع شده است، برای سنگ ۱۰۰٪ اشباع از آب، سنگ ۱۰۰٪ اشباع از نفت و سنگ ۱۰۰٪ اشباع از گاز با استفاده از رابطه (۱) محاسبه و به‌ازای اشباع‌شدگی‌های مختلف (x_i) در رابطه (۷) جایگزین شد تا K_{eff} به‌دست‌آید.

در مرحله بعد، یک موجک لرزه‌ای با فاز ۱۸۰ درجه، فرکانس غالب ۴۵ هرتز و طول موجک ۱۰۰ میلی‌ثانیه با استفاده از داده‌های لرزه‌ای و نگارهای چاه‌پیمایی ساخته شد (شکل ۴). سپس ردلرزه‌های مصنوعی، با همامیخت موجک لرزه‌ای و ضرایب بازتاب برای شرایط برجا و درجات اشباع‌شدگی مختلف ساخته شد که در شکل ۵ نشان داده شده است. شکل ۶ تفاضل ردلرزه‌های مصنوعی برای شرایط برجا و بعد از اعمال جانشینی سیال را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، با جانشینی ۳۰٪ گاز علاوه بر تغییر دامنه لرزه‌ای در بخش

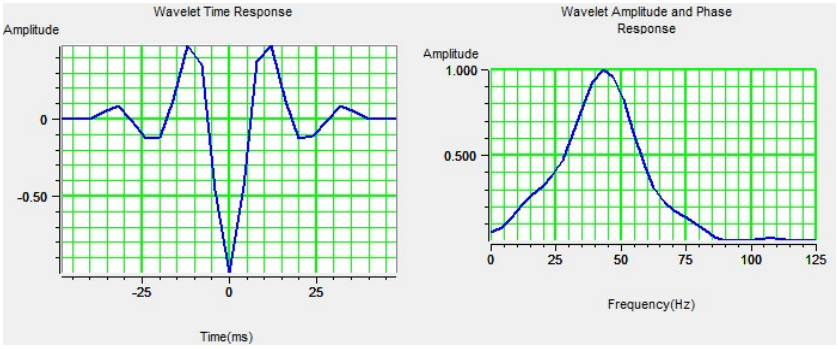
مخزنی، به‌علت کاهش سرعت موج تراکمی و درنتیجه کاهش مقاومت صوتی در بخش مخزن، زمان سیر موج در لایه‌های زیرین افزایش یافته است.در جدول ۲ مقادیر میانگین سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی، چگالی و زمان تأخیر ایجادشده به‌ازای مقایر مختلف اشباع‌شدگی گاز در بخش نفتی به همراه درصد این تغییرات آورده شده است. براساس این جدول، مدل گسمن با اشباع‌شدگی همگن پس از جانشینی ۳۰٪ گاز با نفت، کاهش ۱۷ درصدی سرعت موج تراکمی را نسبت به شرایط برجا نشان می‌دهد. در مدل ماسه نرم این کاهش سرعت حدود ۱۳ درصد است درحالی‌که مقدار کاهش سرعت موج تراکمی در اشباع‌شدگی ناهمگن حدود ۳ درصد است. همچنین زمان تأخیر، که میزان اختلاف زمان رسید موج قبل و بعد از جانشینی سیال است، در اشباع-شدگی همگن پس از جانشینی ۳۰٪ گاز بیشترین مقدار را نشان می‌دهد، اما در اشباع‌شدگی ناهمگن زمان تأخیر بسیار کم است و به‌ازای افزایش درصد اشباع‌شدگی گاز، این زمان تأخیر افزایش بیشتری را نشان می‌دهد. با توجه به اختلاف کم سرعت موج تراکمی حاصل از دو مدل فیزیک سنگ گسمن و مدل ماسه نرم، تنها از نتایج مدل گسمن برای مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای استفاده شده است.

جدول ۲. مقادیر میانگین سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی، چگالی و تأخیر زمان ایجادشده به‌ازای مقادیر مختلف اشباع‌شدگی گاز در بخش نفتی مخزن و درصد این تغییرات. همان‌طور که مشاهده می‌شود، بیشترین کاهش سرعت موج تراکمی (در اشباع‌شدگی همگن) و همچنین بیشترین زمان تأخیر نظری در اشباع ۳۰٪ گاز دیده می‌شود.

زمان تأخیرنظری در اشباع‌شدگی ناهمگن-گسمن (ms)	زمان تأخیرنظری در اشباع‌شدگی همگن-گسمن (ms)	چگالی (g/cm^3)	سرعت موج برشی (Km/s)	سرعت موج تراکمی (Km/s) اشباع‌شدگی همگن-مدل هرتز-میندلین و حد پایین هشین-اشتریکمن	سرعت موج تراکمی (Km/s) اشباع‌شدگی ناهمگن-گسمن	سرعت موج تراکمی (Km/s) اشباع‌شدگی همگن-گسمن	اشباع گاز (٪)
۰	۰	۲/۲۲۹۶	۱/۰۴۲۸	۲/۴۸۷۷	۲/۴۸۷۷	۲/۴۸۷۷	۰
۰/۵۸۶	۸/۲۰۶	۲/۲۲۶۴	۱/۰۴۲۸	۲/۱۹۰۳	۲/۴۵۳۹	۲/۰۸۵۲	۱۰
۱/۱۳۶	۸/۷۶۲	۲/۲۱۲۲	۱/۰۴۶۰	۲/۱۷۳۴	۲/۴۲۳۰	۲/۰۶۲۶	۲۰
۱/۶۵۲	**۸/۸۷۷**	**۲/۱۹۸۱**	**۱/۰۴۹۲**	**۲/۱۷۱۱**	**۲/۳۹۴۷**	**۲/۰۵۸۰**	**۳۰**
۲/۱۳۹	۸/۸۶۵	۲/۱۸۴۰	۱/۰۵۲۴	۲/۱۷۳۰	۲/۳۶۸۵	۲/۰۵۸۵	۴۰
۲/۹۰۷	۸/۷۱۸	۲/۱۶۲۴	۱/۰۵۷۴	۲/۱۸۰۰	۲/۳۲۸۵	۲/۰۶۴۴	۵۰
۳/۶۲۱	۸/۵۴۰	۲/۱۴۰۹	۱/۰۶۲۴	۲/۱۸۸۱	۲/۲۹۲۵	۲/۰۷۱۶	۶۰
۴/۲۸۵	۸/۳۴۳	۲/۱۱۹۳	۱/۰۶۷۶	۲/۱۹۶۹	۲/۲۵۹۹	۲/۰۷۹۶	۷۰
۴/۹۰۴	۸/۱۳۴	۲/۰۹۷۸	۱/۰۷۲۹	۲/۲۰۶۲	۲/۲۳۰۴	۲/۰۸۸۲	۸۰
۵/۴۸۳	۷/۹۱۴	۲/۰۷۶۳	۱/۰۷۸۳	۲/۲۱۵۹	۲/۲۰۳۵	۲/۰۹۷۳	۹۰
۵/۹۱۲	۷/۷۳۰	۲/۰۵۸۴	۰/۰۸۲۸	۲/۲۲۴۱	۲/۱۸۴۰	۲/۱۰۵۰	۱۰۰
درصد تغییرات در اشباع ۳۰٪ گاز	-	-۱/۴۱۲۸	+۰/۰۱	-۱۲/۷۲۵۰	-۳/۷۳۹۹	-۱۷/۲۷۳۶	

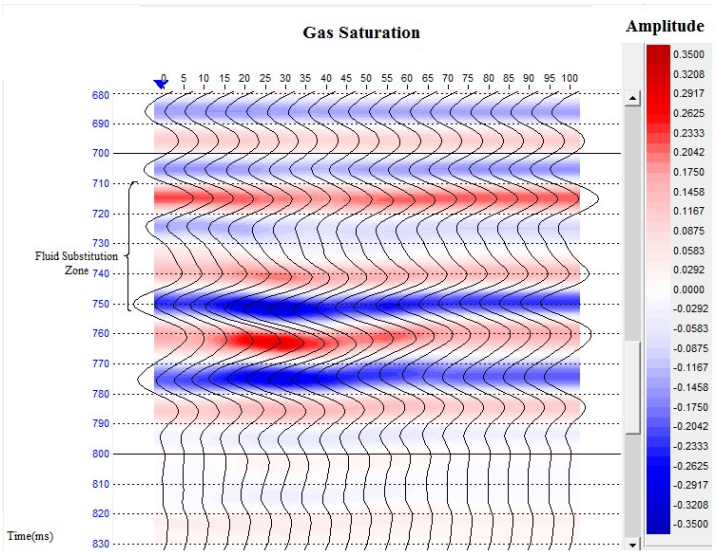


(الف)

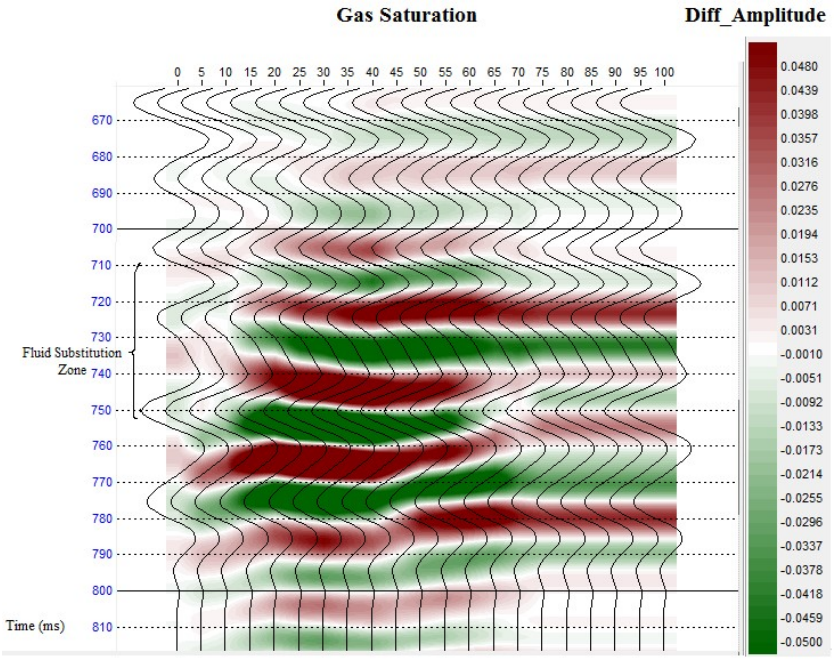


(ب)

شکل ٤. (الف) مقایسه بین ردلرزه واقعی اطراف چاه (رنگ قرمز) و ردلرزه مصنوعی حاصل از همامیخت موجک لرزه‌ای استخراج‌شده با ضریب بازتاب اطراف چاه (رنگ آبی)؛ (ب) موجک مصنوعی استخراج‌شده با استفاده از داده چاه و داده لرزه‌ای در حوزه زمان و فرکانس.



شکل ۵. تغییر دامنه و ردلرزه‌های مصنوعی با افزایش اشباع گاز برای اشباع‌شدگی همگن. ردلرزه‌ها در محل چاه برای حالت برجا (اولین ردلرزه از سمت چپ) تا اشباع گاز ۱۰۰٪ (اولین ردلرزه از سمت راست) ساخته شده است. بیشترین میزان تغییرات دامنه مربوط به اشباع گاز ۱۵ تا ۳۰ درصدی است.



شکل ٦. تفاضل بین دامنه لرزه‌ای برای شرایط برجا و بعد از اعمال جانشینی سیال با افزایش اشباع گاز برای اشباع‌شدگی همگن. ردلرزه‌ها مربوط به حالت برجا (اولین ردلرزه از سمت چپ) تا اشباع گاز ۱۰۰٪ (اولین ردلرزه از سمت راست) است. نمایش رنگی مربوط به اختلاف دامنه اولین ردلرزه از سمت چپ (حالت برجا) با سایر ردلرزه‌ها است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، بیشترین اختلاف دامنه مربوط به اشباع گاز ۱۵ تا ۳۰ درصدی است.

۳-۳ مدل‌سازی کشسانی یک‌بعدی

مدل یک‌بعدی بلوک‌بندی‌شده روی نگارهای سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی، براساس مرزهای زمین‌شناسی، افق‌های تفسیرشده و تغییرات ناگهانی روی نگار سرعت موج تراکمی صورت گرفته است. این مدل بلوک‌بندی‌شده برای شرایط قبل و بعد از جانشینی سیال، با استفاده از مدل فیزیک سنگ گسمن و در دو حالت اشباع‌شدگی همگن و ناهمگن به‌دست‌آمده‌است. مقادیر سرعت و چگالی مدل بلوکی در بخش نفتی در جدول ۲ و در بخش آبی و بخش‌های غیرمخزنی در جدول ۳ ارائه شده است. شکل ۷ نگارهای سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی را در محل چاه برای شرایط برجا (با رنگ آبی) و بعد از جانشینی سیال (به رنگ نارنجی و سبز) نشان می‌دهد. مدل بلوک‌بندی‌شده قبل (خط مشکی) و بعد از جانشینی سیال (به رنگ نارنجی و سبز) در شکل ۸ نشان داده شده است. روی نگار سرعت موج تراکمی، مدل گسمن برای اشباع‌شدگی همگن با رنگ نارنجی و برای اشباع‌شدگی ناهمگن با رنگ سبز مشخص شده است. نتایج مدل کشسانی یک‌بعدی برای مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای دو بعدی استفاده شده است.

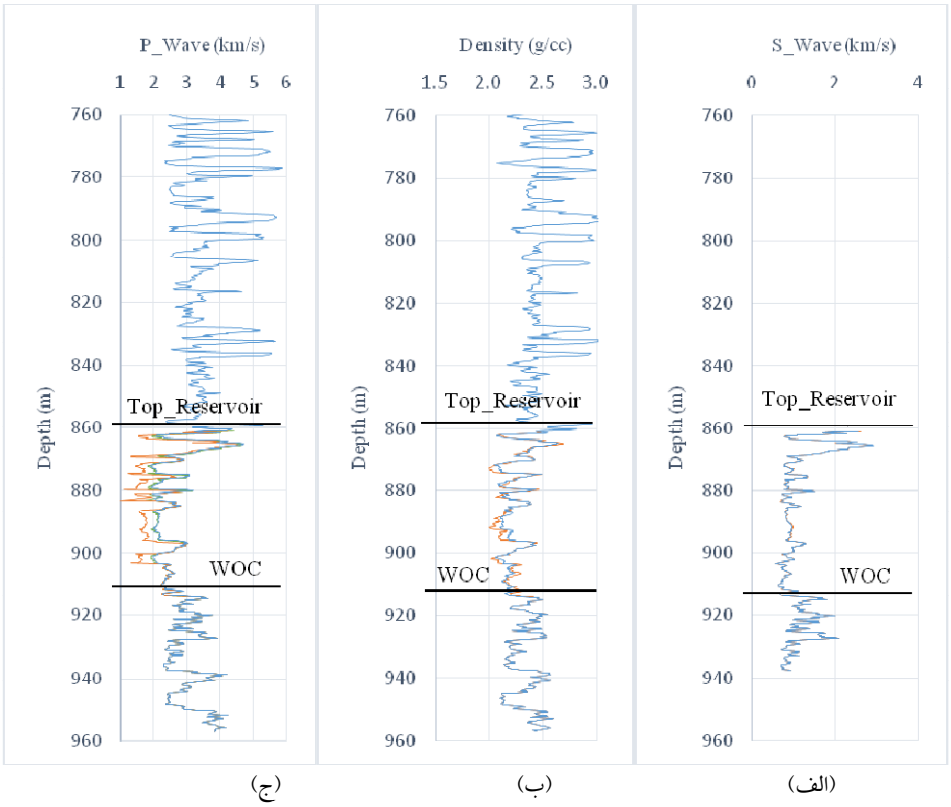
۴-۳ مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای

برای انجام مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای، ابتدا افق‌های لرزه‌ای منطبق با نگارهای بلوک‌بندی‌شده با استفاده از چک‌شات از حوزه زمان به حوزه عمق منتقل شده است. افق‌های عمقی و خواص مربوط به هر لایه شامل سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی قبل و بعد از جانشینی سیال مطابق جداول ۲ و ۳ اعمال شده است. جانشینی سیال در گستره جانبی کمتر از ۲۰۰۰ متر در بخش نفتی لایه مخزنی اعمال شده است. مقطع لرزه‌ای واقعی در شکل ۹ و مدل زمین‌شناسی در شکل ۱۰ نشان داده شده است. با انتخاب فواصل نمونه‌برداری ۴ میلی‌ثانیه، چشمه موج تراکمی با فرکانس غالب ۴۵ هرتز و طول موجک ۱۰۰ میلی‌ثانیه، مدل لرزه‌ای

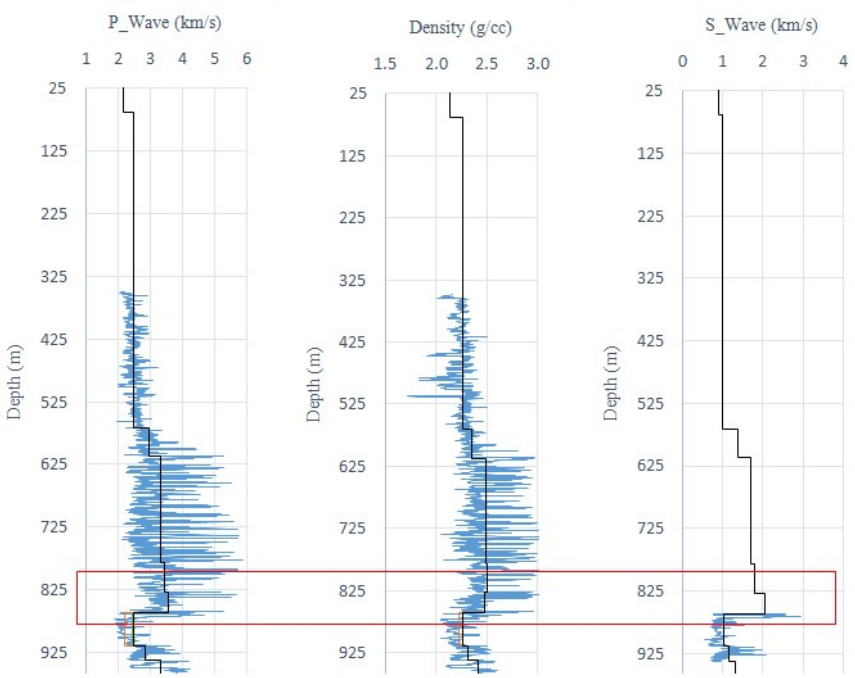
مصنوعی دوبعدی با روش ردیابی پرتو با دورافت صفر ساخته شده است. نتایج مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای برای شرایط برجا و بعد از جانشینی سیال در شکل ۱۱ و تفاضل بین مقطع لرزه‌ای مصنوعی برای شرایط برجا و بعد از جانشینی سیال در شکل ۱۲ نشان داده شده است. در اشباع‌شدگی همگن، افزایش دامنه لرزه‌ای در بخش مخزنی و افزایش زمان سیر در لایه زیرین مخزن به‌وضوح مشاهده می‌شود (شکل‌های ۱۱-ب و ۱۲-الف)، اما چون در اشباع‌شدگی ناهمگن با افزایش اشباع‌شدگی گاز، کاهش سرعت تدریجی است، جانشینی ۳۰ درصد گاز اثر کمی بر دامنه لرزه‌ای داشته است (شکل‌های ۱۱-ج و ۱۲-ب)؛ بنابراین لازمه افزایش تغییرات دامنه در اشباع‌شدگی ناهمگن، جانشینی بیشتر گاز است که این موضوع به‌وضوح در شکل ۲ نشان داده شده است.

جدول ۳. میانگین سرعت و چگالی به‌کاررفته در مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای

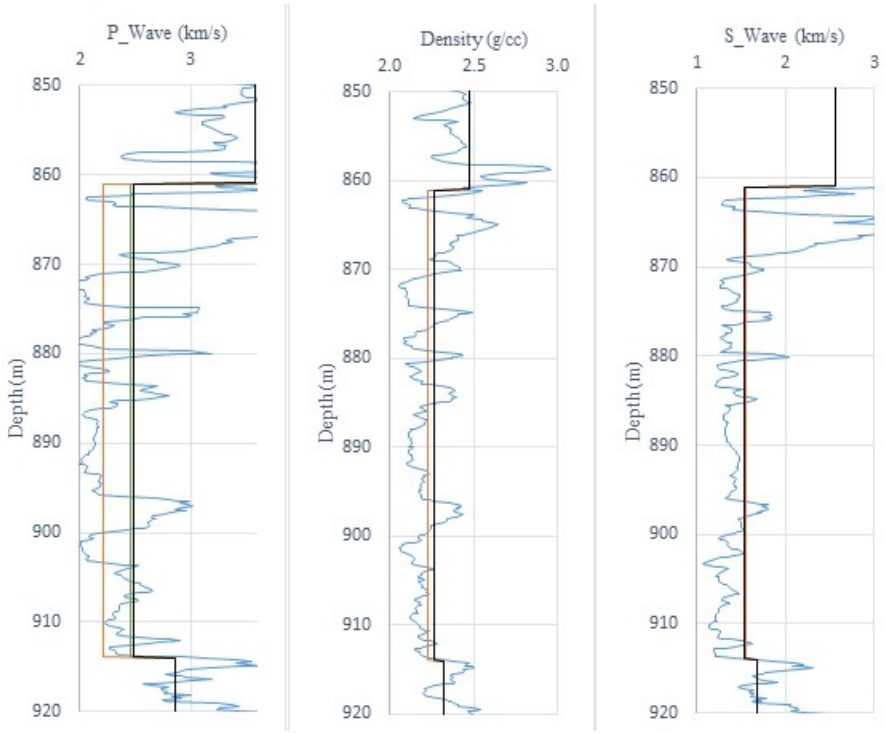
لایه		سرعت موج تراکمی (km/s)	سرعت موج برشی (km/s)	چگالی (g/cm^3)
۱		۲/۱۸۵	۰/۹	۲/۱٤
۲		۲/٤۷٤	۰/۹۹۳	۲/۲٥۹
۳		۲/۹۷۷	۱/۳٦۹	۲/۳٥۰
٤		۳/۳۲٦	۱/۷۱٦	۲/٤۹۱
٥		۳/٤٤۷	۱/۸۰	۲/٥۰۹
٦		۳/٥۸٤	۲/۰٥٥	۲/٤۷٤
۷	بخش نفتی	–	–	–
	بخش آبی	۲/۸٦٦	۱/۱۷۲	۲/۲٦۰
۸		۲/٤۱۹	۱/۳۲۰	۳/۳۲٦



شکل ۷. (الف) سرعت موج برشی بعد از جانشینی سیال (رنگ نارنجی) و شرایط برجا (رنگ آبی) (ب) چگالی بعد از جانشینی سیال (رنگ نارنجی) و شرایط برجا (رنگ آبی) (ج) مدل‌های اشباع‌شدگی ناهمگن (رنگ سبز) و همگن (رنگ نارنجی) با استفاده از مدل گسمن بعد از جانشینی سیال و شرایط برجا (رنگ آبی)

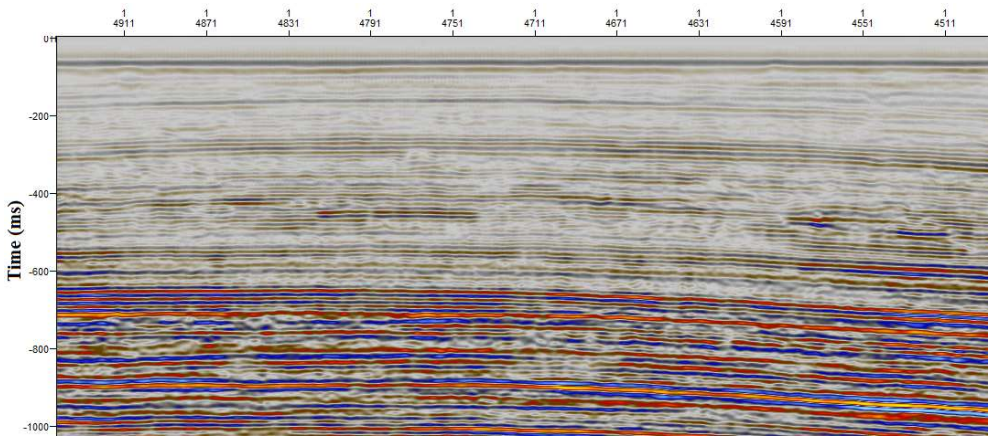


(الف)

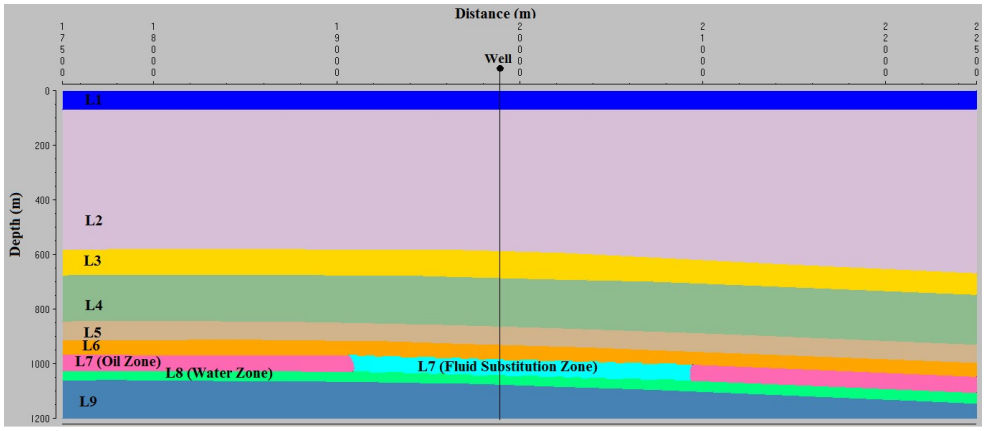


(ب)

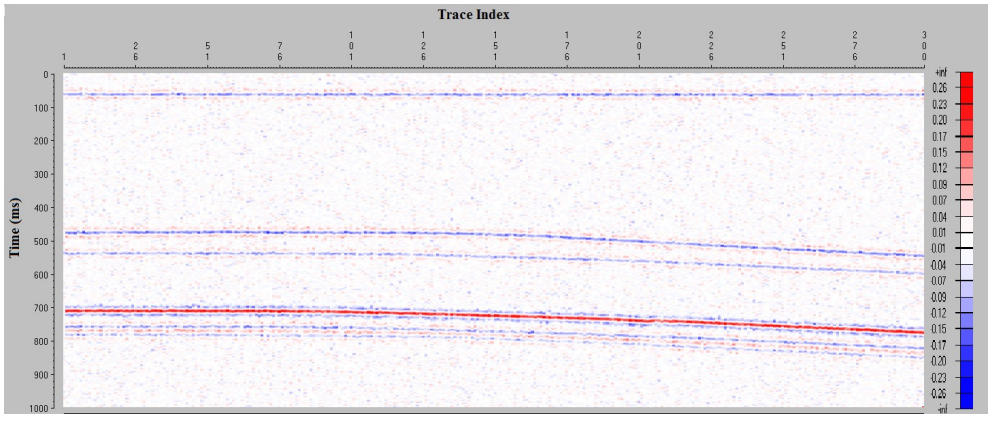
شکل ۸. (الف) مدل‌های بلوک‌بندی‌شده قبل (خطوط مشکی) و بعد از جانشینی سیال با استفاده از سناریوی اعمال‌شده (خطوط نارنجی و سبز) روی نگارهای سرعت موج تراکمی (سمت چپ)، سرعت موج برشی (سمت راست) و چگالی (وسط) اندازه‌گیری‌شده (منحنی آبی) در محل چاه. روی نگار سرعت موج تراکمی، مدل گسمن برای اشباع‌شدگی همگن به رنگ نارنجی و برای اشباع‌شدگی ناهمگن به رنگ سبز است. مستطیل قرمزرنگ مربوط به بزرگ‌نمایی بازه عمقی ۹۲۰-۸۵۰ متری در شکل ۸ (ب) است. (ب) بزرگ‌نمایی مدل‌های بلوک‌بندی‌شده شکل ۸ (الف) در بازه عمقی ۸۵۰ تا ۹۲۰ متری، با کوچک کردن محدوده مقادیر سرعت و چگالی نشان داده شده است.



شکل ۹. مقطع لرزه‌ای واقعی

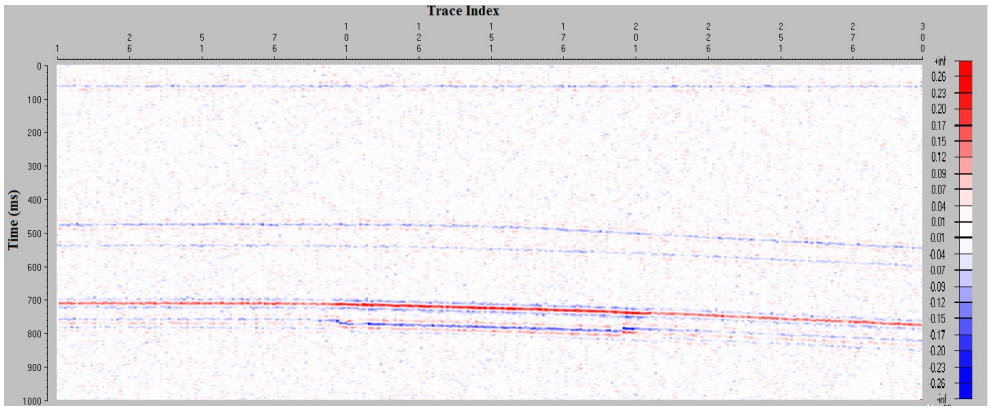


شکل ۱۰. مدل زمین‌شناسی مورداستفاده در مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای. در این مدل مشخصات هر لایه که شامل سرعت موج تراکمی، سرعت موج برشی و چگالی است، از جداول ۳ و ٤ استخراج شده است. در لایه ۷ که مربوط به بخش نفتی مخزن است، به‌منظور مشاهده بهتر تغییرات ایجادشده در جانشینی سیال، گستره جانبی با عرض کمتر از ۲۰۰۰ متر درنظرگرفته‌شده‌است.

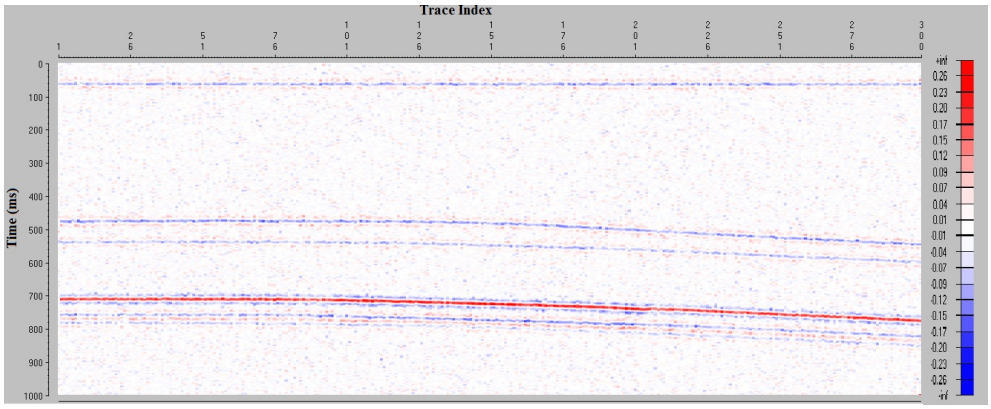


(الف)

شکل ۱۱. (الف) مقطع لرزه‌ای مصنوعی ساخته‌شده در شرایط برجا.(ب) مقطع لرزه‌ای مصنوعی ساخته‌شده مربوط به مدل گسمن در اشباع‌شدگی همگن بعد از جانشینی سیال. (ج) مقطع لرزه‌ای مصنوعی ساخته‌شده مربوط به مدل گسمن در اشباع‌شدگی ناهمگن بعد از جانشینی سیال.

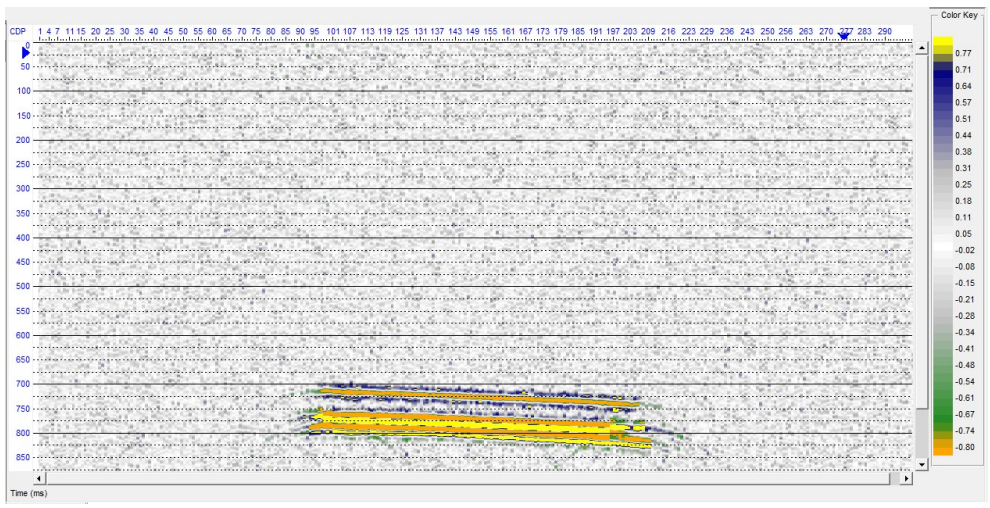


(ب)



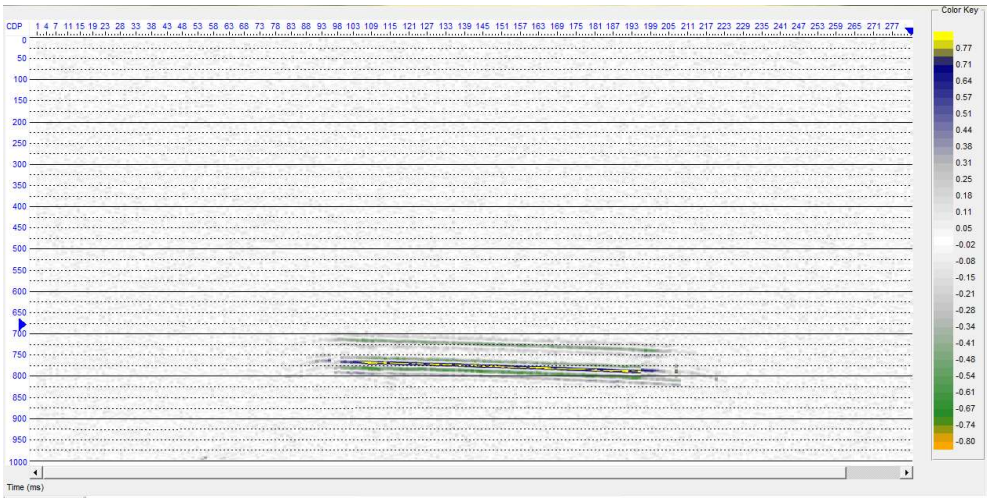
(ج)

ادامه شکل ۱۱.



(الف)

شکل ۱۲. (الف) تفاضل مدل لرزه‌ای مصنوعی در شرایط برجا و بعد از جانشینی سیال با استفاده از مدل گسمن در اشباع‌شدگی همگن. (ب) تفاضل مدل لرزه‌ای مصنوعی در شرایط برجا و بعد از جانشینی سیال با استفاده از مدل گسمن در اشباع‌شدگی.



(ب)

ادامه شکل ۱۲.

۴ نتیجه‌گیری

در این مقاله که به‌منظور بررسی امکان لرزه‌نگاری مجدد یکی از مخازن ماسه‌سنگی ایران انجام شده است، نتایج زیر حاصل شد:

نتایج محاسبه مدول‌های حجمی و برشی سنگ خشک با دو مدل گسمن و مدل هرتز–میندلین (با استفاده از حد پایین هشین–اشتریکمن) مشابه است؛ بنابراین با توجه به شرایط مخزن به‌لحاظ تحکیم‌نیافتن و سیمان‌شدگی جزئی می‌توان از هریک از دو مدل استفاده کرد.

به‌منظور انتخاب سناریوی جانشینی سیال، تغییرات دامنه لرزه‌ای به‌ازای تغییر درجه اشباع‌شدگی گاز از ۰ تا ۱۰۰٪ محاسبه و با توجه به بیشترین مقدار تغییر دامنه لرزه‌ای در اشباع‌شدگی ۳۰٪ گاز، این سناریو برای جانشینی سیال انتخاب شده است. با درنظرگرفتن این سناریو، تغییرات سرعت موج تراکمی در مدل گسمن با اشباع‌شدگی همگن بیش از ۱۷ درصد، در مدل هرتز–میندلین (با استفاده از حد پایین هشین–اشتریکمن) حدود ۱۳ درصد و در اشباع‌شدگی ناهمگن حدود ۳ درصد است. براساس نتایج مدل‌سازی پیشرو لرزه‌ای نیز جانشینی ۳۰ درصد گاز در اشباع‌شدگی همگن، باعث تغییرات قابل توجهی در دامنه لرزه‌ای شده، اما این تغییر دامنه در اشباع‌شدگی ناهمگن کم است؛ بنابراین باتوجه به اینکه اشباع‌شدگی واقعی میادین می‌تواند در بازه بین اشباع‌شدگی همگن و ناهمگن قرار گیرد، با جانشینی دست‌کم ۳۰ درصدی گاز، امکان عملیات لرزه‌نگاری مجدد در میدان وجود خواهد داشت.

منابع

فریدونی، ب.، ۱۳۹۴، مقایسه پاسخ مدل‌های فیزیک سنگ جهت بررسی پاسخ لرزه‌ای به تغییرات سیال یکی از مخازن نفتی ماسه‌ای ایران: پایان‌نامه کارشناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشگاه صنعتی شاهرود.

Batzle, M., and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids: Geophysics, **57**(11), V1396–V1408.

Berryman, J. G., and Milton, G. W., 1991, Exact results for generalized Gassmann's equation in composite porous media with two constituents: Geophysics, **56**(12), V1950–V1960.

Berryman, J. G., 1995, Mixture theories for rock properties: in Ahrens, T. J. (ed.), Rock Physics and Phase Relations: A Handbook of Physical Constants, American Geophysical Union, **3**, 205-228.

International Journal of Greenhouse Gas Control, **36**, V66-V77.

Kazemeini, H., Julin, C., and Fomel, S., 2010, Monitoring CO2 response on surface seismic data; a rock physics and seismic modeling feasibility study at the CO2 sequestration site, Ketzin, Germany: Journal of Applied Geophysics, **71**, V109-V124.

Mavko, G., Chan, C., and Mukerji, T., 1995, Fluid substitution: estimating changes in VP without knowing VS: Geophysics, **60**(6), V1750–V1755.

Mavko, G., and Mukerji, T., 1998, Bounds on low-frequency seismic velocities in partially saturated rocks: Geophysics, **63**(3), V918–V924.

Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, 2009, The Rock Physics Handbook: Cambridge University Press.

Milovac, J., 2009, Rock physics modeling of an unconsolidated sand reservoir: M.Sc. Thesis, University of Houston.

Misaghi, A., Negahban, S., Landaro, M., and Javaherian, A., 2010, A comparison of rock physics models for fluid substitution in carbonate rocks: Journal of Exploration Geophysics, **41**(2), V146-V154.

Reine, C., 2015, A rock-physics tutorial: Discovering a supermodel: GeoConvention 2015, New Horizons; http://www.geoconvention.com/archives/2015/368 GC2015 A rock-physics_tutorial.pdf.

Sengupta, M., and Mavko, G., 2003, Impact of flow-simulation parameters on saturation scales and seismic velocity: Journal of Geophysics, **68**, 1267–1280, accessed July 2003; http://geophysics.geoscienceworld.org/content/68/4/1267.

Smith, T., Sondergeld, C., and Rai, C., 2003, Gassmann fluid substitutions: A tutorial: Geophysics, **68**(2), V430-V440.

Zhang, Z., McConnell, D., and Han, D., 2012, Rock physics-based seismic trace analysis of unconsolidated sediments containing gas hydrate and free gas in Green Canyon 955, Northern Gulf of Mexico: Marine and Petroleum Geology, **34**(1), V119-V133.

Zhu, X., McMechan, G. A., 1990, Direct estimation of the bulk modulus of the frame in fluid saturated elastic medium by Biot Theory: 60th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 787–790.

Berryman, J. G., 1999, Origin of Gassmann's equations: Geophysics, **64**(5), V1627–V1629.

Chi, X., and Han, D., 2009, Lithology and fluid differentiation using a rock physics template: Journal of The Leading Edge, **28**, 1424-1428, accessed 13 June 2017; http://rpl.uh.edu/papers/0901_LeadingEdge_Xingang.pdf.

Domenico, S. N., 1976, Effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir: Geophysics, **41**(5), 882-894.

Eid, R., Ziolkowski, A., Naylor, M., and Pickup, G., 2014, The detectability of free-phase migrating CO2: A rock physics and seismic modelling feasibility study: Journal of Energy Procedia, **63**, 4449–4458, accessed 13 June 2017; http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214022954.

Gassmann, F., 1951, Über die elastizität poröser medie. Vier. der Natur: Gesellschaft in Zürich, **96**, 1-23, The English translation is available at: http://sepwww.stanford.edu/sep/berryman/PS/gassmann.pdf.

Grana, D., Verma, S., Podgorney, R., 2016, Rock physics modeling for the potential FORGE site on the Eastern Snake River Plain, Idaho, 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, February 22-24; https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2016/Grana.pdf.

Han, D., Batzle, M., 2004, Gassmann's equation and fluid-saturation effects on seismic velocities: Journal of Geophysics, **69**, 398-405, accessed April-March 2004; http://geophysics.geoscienceworld.org/content/69/2/398.

Hashin, Z., Shtrikman, S., 1963, A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials: Journal of the Mechanics and Physics of Solids, **11**(2), V127-140.

Hill, R., 1963, Elastic properties of reinforced solids: Some theoretical principles: Journal of the Mechanics and Physics of Solids, **11**(5), V357–V372.

Huang, F., Juhlin, C., Kempka, T., Norden, B., and Zhang, F., 2015, Modeling 3D time-lapse seismic response induced by CO2 by integrating borehole and 3D seismic data–A case study at the Ketzin pilot site, Germany:

Iranian Journal of Geophysics, Vol 13, No 1, 2019, P. 7

Fluid substitution and seismic forward modeling in one of the Iranian sandstone oil reservoirs

Bahareh Fereidooni [1], Ali Moradzadeh[2*], and Amin Roshandel Kahoo[3]

[1]*M. Sc. graduate in Petroleum Exploration Engineering, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran*
[2]*Professor, School of Mining, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran*
[3]*Associated Professor, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran*

(Received: 18 August 2018, Accepted: 14 May 2019)

Summary
Changes in seismic signal properties related to the production of hydrocarbon, substituted fluid and reservoir conditions, suggest the seismic reacquisition for monitoring of the hydrocarbon fields during the injection scenarios. Due to the fact that many Iranian hydrocarbon reservoirs are in their second half of the production life, this possibility must be investigated at certain time intervals (in order to carry out 4D seismic survey). Therefore, the rock physics model is constructed using the petrophysical data to calculate the elastic properties of the rock and then, using seismic forward modeling, the calculated elastic properties are related to seismic properties of the reservoir. Finally, the possibility of the seismic reacquisition will be examined based on the seismic properties changes in the reservoir. In this paper which investigates one of the Iranian sandstone oil reservoirs, two rock physics models of Gassmann and the Hertz-Mindlin using the lower limit of Hashin-Shtrikman were used to calculate the elastic properties of the dry rock. Regarding the most significant changes in the seismic amplitude, replacing 30% of oil with gas is considered as a selected scenario for fluid substitution. Compared to the in-situ conditions, after replacing the fluid, the Gassmann model with homogeneous saturation and the Hertz-Mindlin using the lower limit of Hashin-Shtrikman show compressive wave velocity reduction of 17% and 13%, respectively, while the reduction of compression wave velocity in heterogeneous saturation is about 3%. The results of seismic forward modeling show that if the distribution of fluid in the reservoir is homogeneous and about 30% gas is substituted by oil, the change of seismic signal in the reservoir and the time delay created in the underlying reservoir layers will be observable and seismic monitoring will be applicable. However, if the distribution of the fluid is heterogeneous, this will be possible by replacing more oil with gas**.**

Keywords: rock physics, fluid substitution, 4D seismic survey, seismic forward modeling

[*]Corresponding author: a_moradzadeh@ut.ac.ir