

تخمین اشباع گاز با استفاده از مدل سازی و آنالیز پاشش امواج لرزه‌ای

زهرا مددی بندانی^۱، علی میثاقی^{۱*}، لطیف صمدی^۱ و سید محسن سیدعلی^۲

۱- گروه زمین‌شناسی کاربردی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۲- اداره ژئوفیزیک شرکت نفت فلات قاره، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۳/۱۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۵/۲۸

چکیده

یکی از اهداف اصلی در توصیف مخازن نفت و گاز، تعیین نسبتاً دقیق میزان ذخیره در جای هیدروکربن است و یکی از پارامترهای اصلی برای تعیین این کمیت، اشباع شدگی است. فرض اصلی در این پژوهش بر این اساس است که محتوی سیال در مخازن باعث میرایی و پاشش امواج لرزه‌ای می‌شود که این فرض توسط مدل‌های فیزیک سنگ، مدل سازی عددی و برخی مطالعات دیگر تأیید شده است. در این مطالعه با استفاده از مدل فیزیک سنگ وایت، سه نوع مخزن ماسه‌سنگی تعریف شده است که در عمق و درجه تراکم متفاوت هستند. سپس با استفاده از برنامه توسعه یافته در نرم‌افزار متلب تأثیر اشباع‌ها و تخلخل‌های متفاوت بر روی نشان‌گرهای سرعت فاز، میرایی، ضریب بازتاب عمودی و زاویه فاز مورد بررسی قرار گرفته‌اند. نتایج بررسی نشان می‌دهد که از بین مجموعه نشانگرها، سرعت وابسته به بسامد و زاویه بازتاب وابسته به بسامد، در اشباع‌های مختلف روند یکسانی دارند. در ادامه با استفاده از تقریب‌های علمی از ضریب بازتاب برای تخمین پاشش استفاده شده است و در پایان این روش بر روی داده‌های یکی از میداین نفتی خلیج فارس مورد آزمون قرار گرفته و حدود میزان اشباع گاز تخمین زده شده است.

کلمات کلیدی: اشباع شدگی، فیزیک سنگ، مدل وایت، پاشش امواج لرزه‌ای، ضریب بازتاب

مقدمه

با این وجود و با توجه به محدودیت‌های نظری که در روش AVO وجود دارد، این روش نمی‌تواند برای تخمین میزان اشباع مورد استفاده قرار گیرد. مطالعات انجام شده قبلی نشان می‌دهد که میزان اشباع سیالات مختلف موجب پاشش^۲ و تضعیف امواج لرزه‌ای می‌شود [۱-۳].

شناسایی وجود و میزان سیال یکی از وظایف اصلی ژئوفیزیکدانان اکتشافی در زمینه اکتشاف و تولید نفت است. امروزه از روش تغییرات دامنه با دور افت (AVO)^۱ به‌طور گسترده برای تشخیص سنگ‌شناسی و وجود سیال در مخازن نفتی استفاده می‌شود.

1. Amplitude Versus Offset
2. Dispersion

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی: ali.misaghi@khu.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2021.4427.3026)

روش کار

در ابتدا سه مخزن ماسه‌سنگی تعریف شد که در عمق و درجه تراکم متفاوت هستند و در هر سه مدل روباره غیرپاشنده و سنگ مخزن دارای ویژگی پاشش است (مشخصات سنگ مخزن، سیالات منفذی و روباره در **جدول‌های ۱ و ۲** آورده شده است). در این سه مدل، سنگ مخزن یک محیط با لایه‌بندی متناوب، متشکل از دو بخش متخلخل با دوره تناوب d_1+d_2 است که d_1 ضخامت بخش اول و d_2 ضخامت بخش دوم است. پارامترهای d_1 و d_2 خیلی کوچکتر از طول موج لزرهای و بسیار بزرگتر از اندازه ذرات هستند (مدل وایت).

روباره مخزن یک شیل غیرپاشنده است. مدل اول یک مخزن متراکم با عمق بسیار زیاد است که این مخزن تخلخل کم و تراوایی پایینی دارد و به‌عنوان یک مخزن dim-out بسامد پایین تعریف می‌شود. در این نوع مخزن مقاومت صوتی سنگ مخزن بیشتر از روباره است. مدل دوم یک مخزن با عمق و تراکم متوسط است که تخلخل و تراوایی متوسطی دارد و به‌عنوان یک مخزن phase-shift تعریف می‌شود.

مدل سوم یک مخزن کم عمق و غیرمتراکم است که تخلخل آن نسبت به دو مدل دیگر بیشتر است و به‌عنوان یک مخزن دارای ویژگی bright-spot به‌عنوان نشانگر تشخیص مستقیم هیدروکربن تعریف می‌شود. همان‌گونه که در روابط ۱ تا ۹ زیر (برگرفته از رن و همکاران و ماوکو) ملاحظه می‌شود (**۱۰ و ۱۱**)، در مرحله اول تغییرات ضریب بازتاب و زاویه بازتاب، سرعت فاز و میرایی در اشباع‌ها و تخلخل‌های مختلف، برای سه مدل مورد بررسی قرار گرفته است.

بنابراین پاشش امواج لزرهای می‌تواند روشی موثر در شناسایی میزان اشباع در یک مخزن باشد. مطالعات متعددی در مورد پاشش و میرایی امواج لزرهای صورت گرفته است و اهمیت آن با استفاده از مدل‌سازی فیزیک سنگی، مدل‌سازی عددی و روش‌های دیگر مورد تایید قرار گرفته است (**۴ و ۵**). این پدیده را می‌توان برای طیف گسترده‌ای از بسامدها و مقیاس‌ها مشاهده کرد (**۶**). پاشش امواج لزرهای در بسامدهای مختلف در مقیاس‌های ماکروسکوپی، میکروسکوپی و مزوسکوپی^۳ صورت می‌گیرد. مطالعات انجام شده نشان داده که عوامل بسیاری بر پاشش و میرایی امواج تاثیر گذاشته و یکی از مهم‌ترین آن پارامترها، اشباع گاز است. با توجه به اهمیت تخمین میزان اشباع گاز برای محاسبه ذخیره در جای سیال مخزن، روش‌های مختلف مستقیم و غیرمستقیم تعیین اشباع گاز در سال‌های اخیر مورد توجه فراوان قرار گرفته است. اگرچه پیشرفت‌های قابل توجهی در تفسیر ناهنجاری‌های تغییرات دامنه با دور افت AVO رخ داده است اما به مسئله تفسیر ناهنجاری‌های لزرهای وابسته به بسامد کمتر پرداخته شده است. اگرچه در این میان می‌توان به پژوهش‌های مالتش و همکاران، رن و وانگ و همکاران، چن و همکاران، پنگ و همکاران که تلاش‌هایی برای تثبیت تئوری و به‌کارگیری این روش داشته‌اند اشاره داشت (**۷-۹**). در اکثر این پژوهش‌ها با استفاده از معادلات تحلیلی و مدل‌سازی عددی ویژگی‌های ضریب بازتاب عمودی^۴ را به‌عنوان تابعی از بسامد بین دو محیط پاشنده و غیرپاشنده مورد بررسی قرار داده‌اند. سپس با استفاده از کراس پلات نمودارهای ضریب بازتاب و پاشش میزان اشباع گاز تخمین زده شده است. در مطالعه حاضر نیز با استفاده از مفاهیم فوق، مدل‌سازی یک بعدی بر روی سه مدل مختلف آزمون شده و نهایتاً به‌صورت یک مطالعه موردی در یکی از مخازن هیدروکربوری واقع در خلیج فارس به‌کار گرفته شده است.

۱. مقیاس ناهم‌گونی بزرگتر از سایز منفذی و کوچکتر از طول

موج لزرهای در نظر گرفته می‌شود.

2. Normal-incidence Reflection Coefficient

جدول ۱ مشخصات سنگ و سیالات منفذی مورد استفاده در مدل‌ها

| مشخصات سنگ و سیالات منفذی | مدل اول | مدل دوم | مدل سوم |
|---------------------------|-------------------------|----------------------------|----------------------------|
| C_m | ۱/۶۲ | ۱/۷۲ | ۱/۸۲ |
| $a(m)$ | 10^{-6} | 10^{-6} | 10^{-6} |
| $K_g(GPa)$ | ۳۸ | ۳۸ | ۳۸ |
| $\mu_g(GPa)$ | ۴۴ | ۴۴ | ۴۴ |
| (ρ_g/cm^3) | ۲/۶۵ | ۲/۶۵ | ۲/۶۵ |
| K_m | $(1-\phi)4/(1-\phi) kg$ | $(1-\phi)3.99/(1-\phi) kg$ | $(1-\phi)5.35/(1-\phi) kg$ |
| μ_m | μg | μg | μg |
| $k(D)$ | ۰/۲ | ۱/۶ | ۲ |
| $K_w(GPa)$ | ۲/۸ | ۲/۵۸ | ۲/۴۲ |
| $\rho_w(g/cm^3)$ | ۱/۰۲ | ۱/۰۱ | ۱ |
| $\eta_w(cP)$ | ۱/۶ | ۱/۳ | ۱ |
| $k_{gas}(GPa)$ | ۰/۲۹ | ۰/۱۳ | ۰/۰۳ |
| $\rho_{gas}(g/cm^3)$ | ۰/۳۴ | ۰/۲۸ | ۰/۱۵ |
| $\eta_{gas}(cP)$ | ۰/۰۱ | ۰/۰۱ | ۰/۰۱ |

جدول ۲ سرعت امواج و چگالی مورد استفاده در مدل‌ها

| مشخصات روباره | مدل اول | مدل دوم | مدل سوم |
|----------------|---------|---------|---------|
| $Vp(m/s)$ | ۳۱۰۰ | ۲۶۵۰ | ۲۱۹۰ |
| $Vs(m/s)$ | ۱۵۲۰ | ۱۱۶۰ | ۸۲۰ |
| $\rho(g/cm^3)$ | ۲/۴ | ۲/۲۷ | ۲/۱۶ |

در رابطه بالا، Vp سرعت فاز بوده و V سرعت ترکیبی است. پارامتر کمکی Q نیز به صورت رابطه ۳ تعریف می‌شود و وارون میرایی است.

$$Q = \frac{\text{Re}(V^2)}{\text{Im}(V^2)} \quad (3)$$

نشانگر دیگر در این مطالعه ضریب بازتاب عمودی (NI) است و از رابطه ۴ محاسبه می‌شود.

$$|NI| = \sqrt{\frac{\omega^2(V_{p2\rho2} - V_{p1\rho1})^2 + V_{p1}^2 V_{p2}^2 (\rho_1 \alpha_2)^2}{\omega^2(V_{p2\rho2} + V_{p1\rho1})^2 + V_{p1}^2 V_{p2}^2 (\rho_1 \alpha_2)^2}} \quad (4)$$

$$\psi(\omega) = \tan^{-1} \frac{2\rho_2 V_{p1\rho1} \omega \alpha_2 V_{p2}^2}{V_{p2}^2 \rho_2^2 \omega^2 - V_{p1}^2 \rho_1^2 (\omega^2 + V_{p2}^2 \alpha_2^2)}$$

پارامتر ترکیبی سرعت به صورت رابطه ۱ تعریف می‌شود:

$$V = \sqrt{\frac{E}{P_1 \rho b_1 + P_2 \rho b_2}} \quad (1)$$

به طوری که E مدول ترکیبی بالک برای محیط با لایه بندی متناوب است و P_1 و P_2 اشباع نسبی برای بخش اول و دوم در سنگ مخزن است، ρ_{b1} و ρ_{b2} چگالی بخش‌های اول و دوم در سنگ مخزن هستند. سرعت فاز از رابطه ۲ محاسبه می‌گردد:

$$V_p = \left[\text{Re} \frac{1}{V} \right]^{-1} \quad (2)$$

می‌توان از تغییرات ضریب بازتاب نسبت به بسامد استفاده کرد. محاسبات برای سه مدل مورد نظر در این مقاله انجام گرفته و نتایج به صورت نمودارهای تغییرات ضریب بازتاب و ضریب پاشش ارائه شده است و در پایان نیز بر روی داده‌های واقعی یکی از میادین خلیج فارس انجام گرفته است.

نتایج و بحث

در شکل ۱ مشاهده می‌کنیم که رفتار سرعت‌های متفاوت با بسامد، تقریباً با رفتار ضریب بازتاب‌های متفاوت با بسامد یکسان است. هنگامی که اشباع گاز صفر باشد، سرعت و ضریب بازتاب مستقل از بسامد هستند. همچنین، می‌توان مشاهده کرد که با افزایش اشباع، مقدار سرعت و ضریب بازتاب کاهش پیدا می‌کنند و میرایی هنگامی رخ می‌دهد که اشباع بیشتر از صفر باشد و با افزایش بسامد ابتدا میرایی افزایش و سپس کاهش پیدا می‌کند. بنابراین برای هر اشباع یک اوج میرایی خواهیم داشت که بیشترین اوج میرایی برای مدل اول در بازه بسامد ۱ کمتر از ۱۰ Hz است. در فرآیندی که اشباع گاز تا ۳۰٪ افزایش می‌یابد، اوج میرایی افزایش یافته و هنگامی که اشباع بیشتر از ۳۰٪ می‌شود اوج میرایی کاهش می‌یابد و اوج میرایی برای مدل دوم در اشباع ۱۷٪ و بسامد‌های بیشتر از ده هرتز است و بیشینه مقدار میرایی برای مدل سوم در اشباع ۰/۱۵ رخ می‌دهد که نسبت به مدل‌های اول و دوم کمتر است. پس هر چه تراکم‌پذیری مخزن کمتر شود نقطه اشباع بحرانی کاهش می‌یابد. با توجه به شکل ۲ مشاهده می‌کنیم که وقتی تخلخل افزایش می‌یابد، مقدار اوج میرایی و زاویه فاز افزایش یافته، اما مقدار سرعت فاز و ضریب بازتاب کاهش می‌یابند. در مقایسه با شکل ۱ به وضوح مشاهده می‌کنیم که تغییرات سرعت فاز، میرایی و ضریب بازتاب، نسبت به تخلخل، بزرگتر از تغییرات شان نسبت به اشباع است، پس تخلخل نسبت به اشباع گاز تاثیر بیشتری روی نشانگرها دارد.

در رابطه فوق ω بسامد زاویه‌ای، V_{p1} -سرعت فاز در روباره، V_{p2} -سرعت فاز در محیط لایه‌بندی است. ρ_1 و ρ_2 نیز به ترتیب چگالی روباره و محیط لایه‌بندی و α_2 ضریب سنگ مخزن است. ضریب سنگ مخزن با رابطه ۵ تعریف می‌شود:

$$\alpha_2 = (\sqrt{1+Q^2} - Q) \frac{\omega}{V_{p2}} \quad (5)$$

برای محاسبه زاویه فاز نیز از رابطه ۶ استفاده می‌گردد:

$$\psi(\omega) = \tan^{-1} \frac{2\rho_2 V_{p1} \rho_1 \omega \alpha_2 V_{p2}^2}{V_{p2}^2 \rho_2^2 \omega^2 - V_{p1}^2 \rho_1^2 (\omega^2 + V_{p2}^2 \alpha_2^2)} \quad (6)$$

برای تخمین میزان پاشش از فرمول ضریب بازتاب استفاده شده که با تقریب انجام شده، رابطه ۷ برای ضریب بازتاب به دست آمده است:

$$\beta = \sqrt{1+Q^2} - Q \quad (7)$$

در بازه بسامد لرزه‌ای فاکتور کیفیت Q بسیار بزرگتر از ۱ و مقدار β^2 بسیار کوچکتر از ۱ است، بنابراین با نادیده گرفتن β^2 فرمول ضریب بازتاب به صورت زیر خواهد بود (ماوکو وهمکاران):

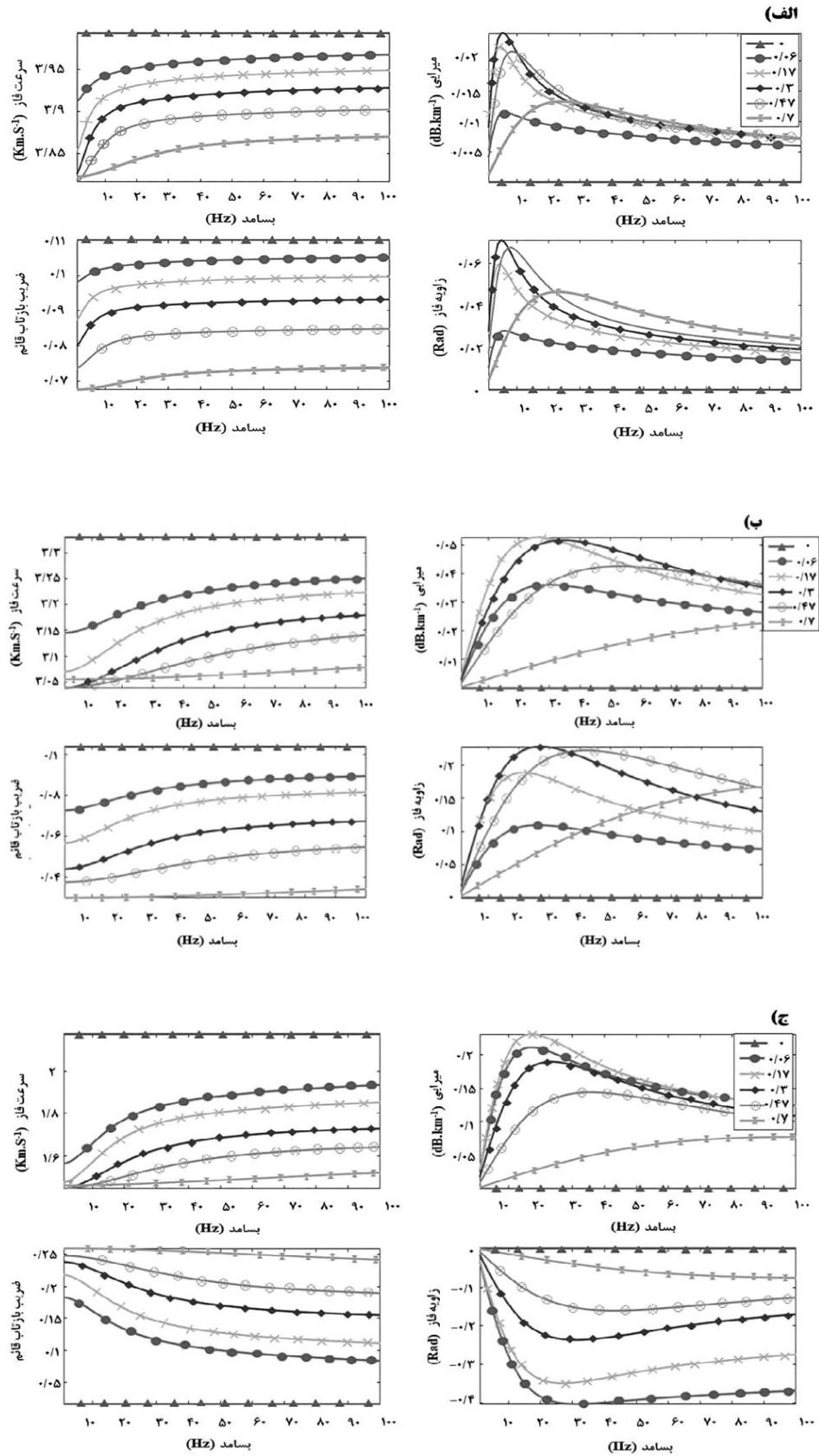
$$NI \approx \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1} = \frac{1}{2} \frac{\Delta z}{z} \quad (8)$$

$$\Delta z = z_2 - z_1 \quad z = \frac{z_2 + z_1}{2}$$

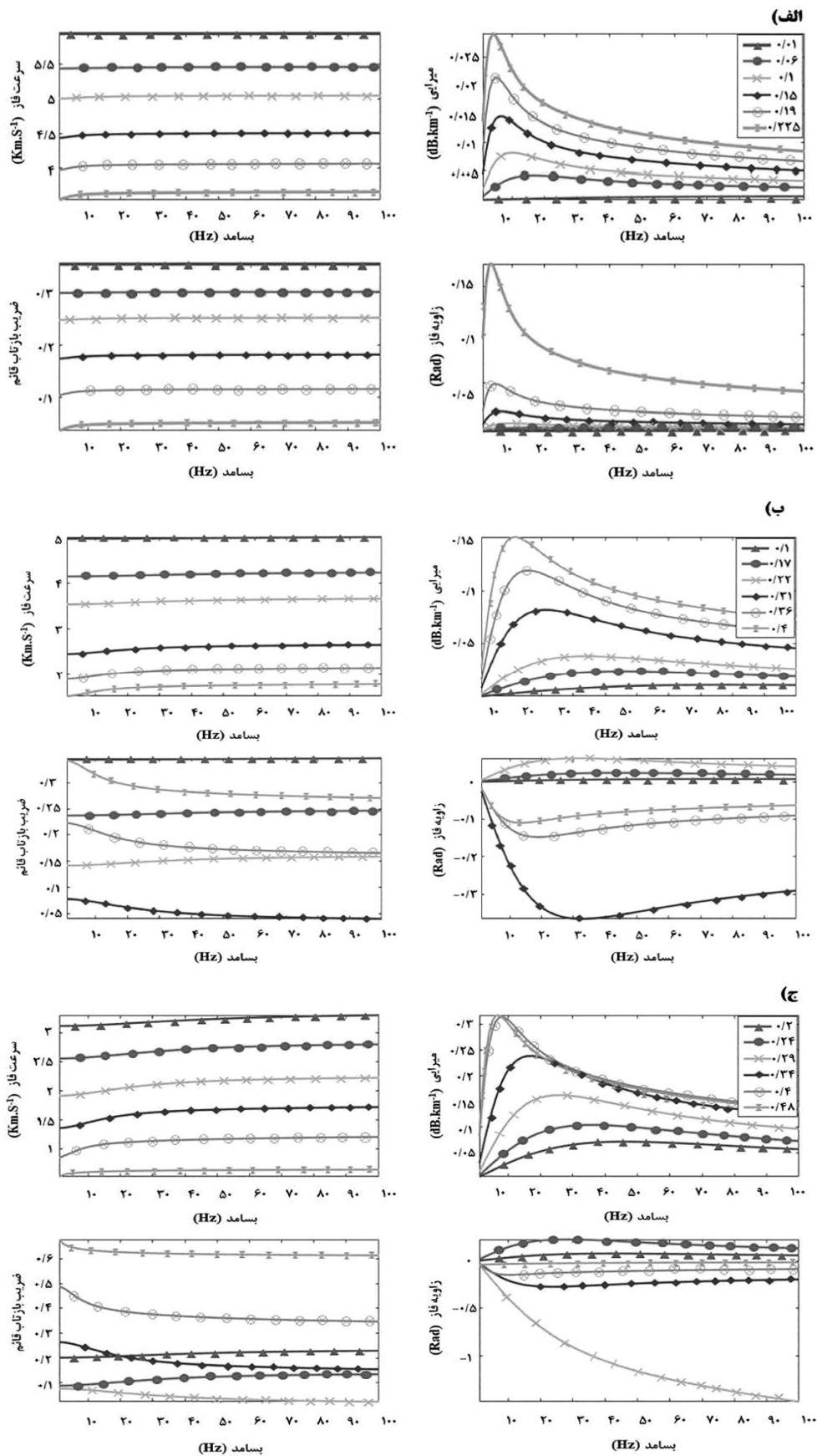
Z_1 و Z_2 به ترتیب مقاومت موجی در روباره و محیط لایه‌بندی است. در ادامه برای اعتبارسنجی فرمول تقریبی ضریب بازتاب (که تابعی از بسامد نیز است) و مقایسه آن با فرمول اصلی، محاسبات برای سه مدل بررسی گردیده و میزان خطا محاسبه شده است. برای شناخت عوامل مؤثر بر سرعت فاز در محیط مورد مطالعه لازم است تغییرات ضریب بازتاب نسبت به بسامد بررسی گردد. بدین منظور از رابطه ضریب بازتاب تقریبی نسبت به بسامد مشتق گرفته شده است. نتیجه مشتق‌گیری به صورت رابطه زیر است:

$$\frac{\partial NI}{\partial f} \approx 0.5 \times \frac{\partial}{\partial f} \left(\frac{\Delta v}{v} \right) \quad (9)$$

با توجه به رابطه بالا، مشتق ضریب بازتاب نسبت به بسامد با مشتق جزئی سرعت نسبت به بسامد متناسب است. بنابراین برای بررسی پاشش سرعت



شکل ۱ تغییرات نشان‌گرهای سرعت فاز و میرایی و ضریب بازتاب و زاویه فاز در اشباع‌های متفاوت برای مدل اول (الف) و مدل دوم (ب) و مدل سوم (ج)

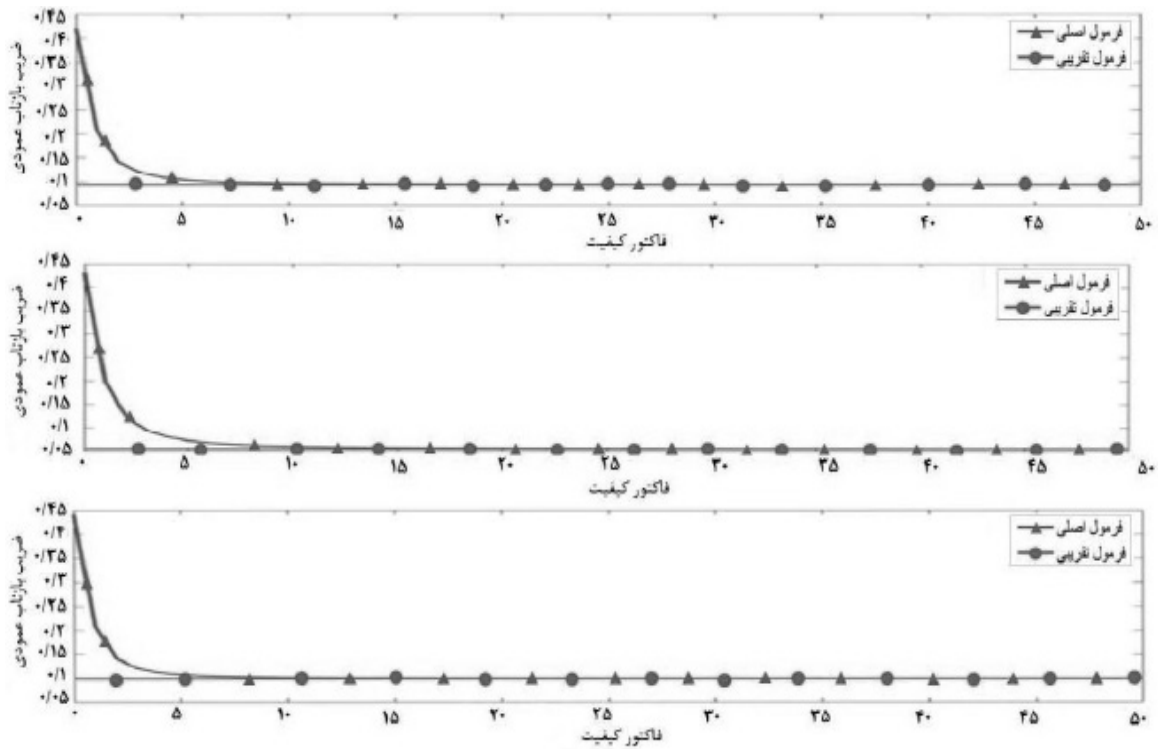


شکل ۲ تغییرات نشان گرهای سرعت فاز و میرایی و ضریب بازتاب و زاویه فاز در تخلخل‌های متفاوت برای مدل اول الف) و مدل دوم ب) و مدل سوم ج)

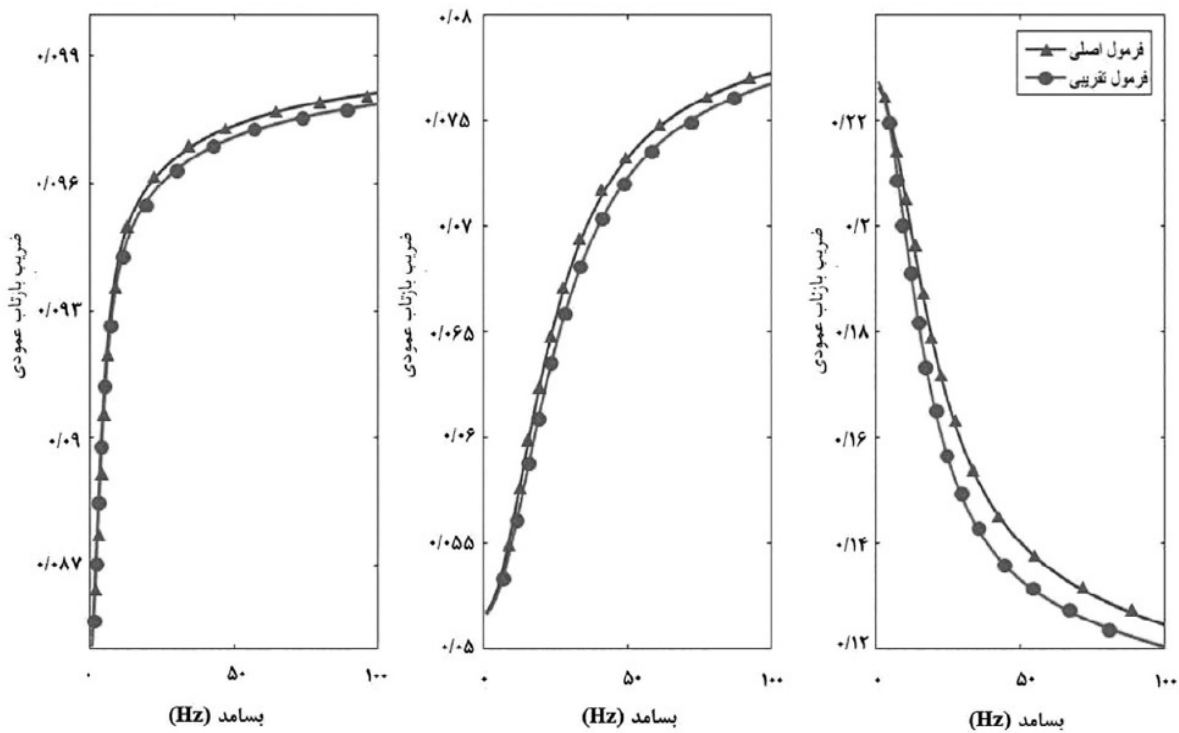
فاکتور کیفیت بیشتر از ۱۰ است، تفاوت عمده‌ای را مشاهده می‌کنیم. از آنجایی که مقدار فاکتور کیفیت برای زیر زمین نباید خیلی کوچک باشد بنابراین فرمول تقریبی برای همه مدل‌ها مناسب است. در **شکل ۴** نمودارهای ضریب بازتاب نسبت به بسامد، برای سه مدل با استفاده از فرمول تحلیلی و فرمول تقریبی رسم شده است. نتایج برای سه مدل حاکی از این است که نمودارها بسیار بهم نزدیک هستند و خطاها به ترتیب برابر $۴/۲۷$ ، $۱/۲۰$ و $۰/۲۹$ هستند. پس جایگزینی فرمول تقریبی با اصلی معقول است. روند تغییر نمودار ضریب بازتاب با بسامد همانند نمودار تغییر سرعت با بسامد است. پس منطقی است که از تغییرات ضریب بازتاب نسبت به بسامد برای نشان دادن پاشش استفاده کرد. در این راستا با استفاده از فرمول تقریبی، پاشش امواج لرزه‌ای در اشباع‌های مختلف مدل‌سازی شده است. در **شکل ۵** رابطه بین پاشش و اشباع گاز را مشاهده می‌کنیم. برای هر مدل یک اشباع بحرانی داریم که پاشش به حداکثر مقدار خود می‌رسد و با افزایش درجه تراکم مخزن این مقدار نیز افزایش می‌یابد. در دو طرف نقطه بحرانی تغییرات پاشش آشکار و آهسته است. رفتار پاشش در مقابل اشباع گاز مطابق با رفتار میرایی است که این نشان می‌دهد نمودارهای پاشش برحسب ضریب بازتاب می‌تواند به‌طور تقریبی رفتار پاشش سرعت و میرایی را نشان دهد. برای تحلیل بهتر تاثیر اشباع، کراس پلات ضریب بازتاب و پاشش در اشباع‌های متفاوت، برای سه مدل رسم شده است.

با توجه به **شکل ۶** در مدل اول وقتی که اشباع کمتر از اشباع بحرانی باشد مقدار پاشش با افزایش اشباع افزایش یافته و بعد از اشباع بحرانی با افزایش اشباع، پاشش کاهش می‌یابد. برای مدل دوم و سوم نیز مانند مدل اول قبل از اشباع بحرانی با افزایش اشباع، پاشش افزایش و بعد از اشباع بحرانی با افزایش اشباع، پاشش کاهش می‌یابد.

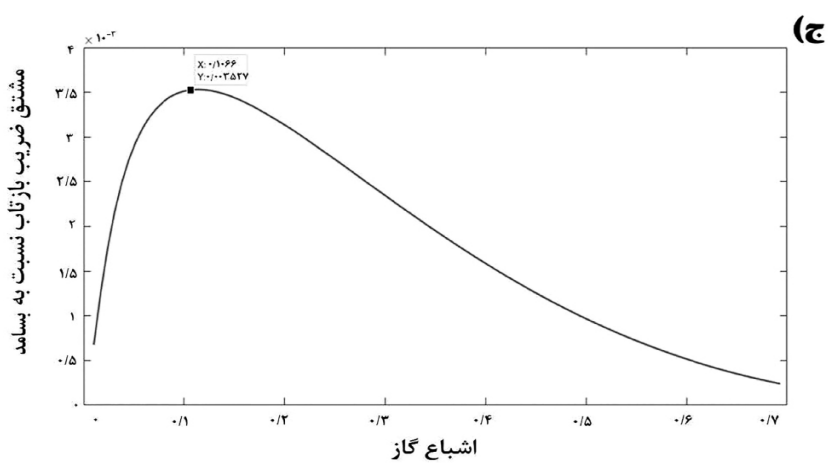
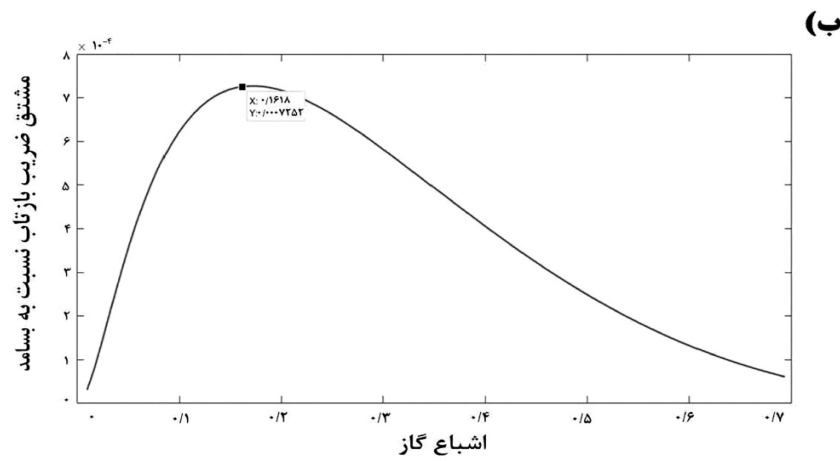
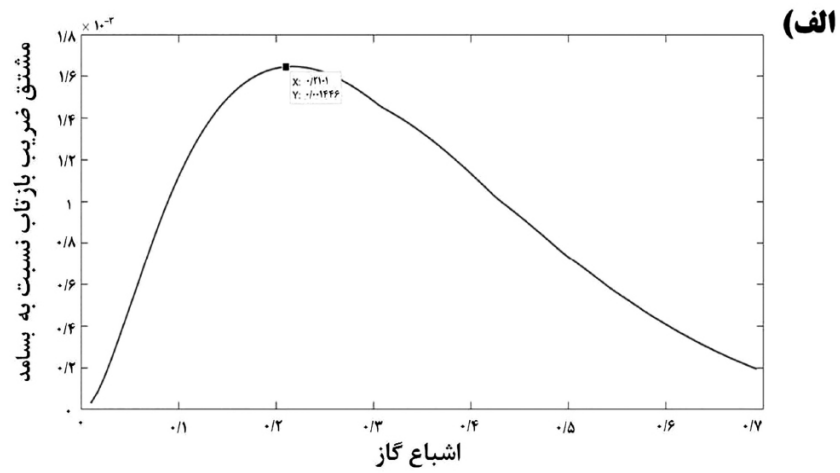
زیرا تخلخل روی مدول فریم تاثیر می‌گذارد و اشباع روی مدول سیال مختلط تاثیر می‌گذارد. مدول‌های فریم در مقایسه با مدول سیال تاثیر بزرگتری روی مدول‌های بالک دارد. در مدل دوم تخلخل بحرانی در $۰/۴$ اتفاق می‌افتد. با افزایش تخلخل، سرعت کاهش می‌یابد و ضریب بازتاب تا تخلخل $۰/۳۱$ کاهش و پس از آن افزایش می‌یابد و زاویه فاز تا قبل از تخلخل $۰/۳۱$ مثبت و پس از آن منفی می‌شود. به عبارت دیگر، برای یک مخزن با عمق و تراکم متوسط میرایی می‌تواند مستقل از معکوس شدن فاز باشد اما ضریب بازتاب تحت تاثیر معکوس شدن فاز است. بنابراین، پیش‌بینی تخلخل با استفاده از ضریب بازتاب مشکل است. برای مدل سوم فاز معکوس در تخلخل بیشتر از $۰/۲۴$ اتفاق می‌افتد و نقطه بحرانی تخلخل در $۰/۴$ است و هنگامی رخ می‌دهد که میرایی به اوج خود می‌رسد. در نمودار مدل دوم اوج میرایی به‌طور متداول افزایش می‌یابد حتی اگر فاز معکوس رخ دهد اما در نمودار میرایی مدل سوم هر چند اوج میرایی افزایش پیدا می‌کند ولی وقتی تخلخل بیشتر از تخلخل بحرانی شود اوج میرایی کاهش می‌یابد که این نشان می‌دهد فاز معکوس تاثیر اندکی روی میرایی دارد اما تخلخل بحرانی تاثیر زیادی روی آن دارد. براساس این مدل‌ها و تحلیل‌ها می‌توان استنتاج نمود که اشباع گاز و تخلخل تاثیر زیادی روی پاشش و میرایی دارد و تغییرات سرعت در سه مدل متناسب با تغییرات ضریب بازتاب است. رن و همکارانش فرمولی برای ضریب بازتاب بین محیط پاشنده و محیط غیرپاشنده توسعه داده‌اند که در آن از یک فرمول تقریبی برای پاشش استفاده شده است که می‌توان از آن به منظور تحلیل اشباع گاز و تخلخل استفاده کرد [۱۲]. در این مطالعه نیز از همان روابط اصلی و تقریبی ضریب بازتاب استفاده شده و برروی سه مدل یاد شده اعمال و تحلیل شده است. با توجه به **شکل ۳** وقتی که فاکتور کیفیت کمتر از ۱۰ باشد، با هنگامی که



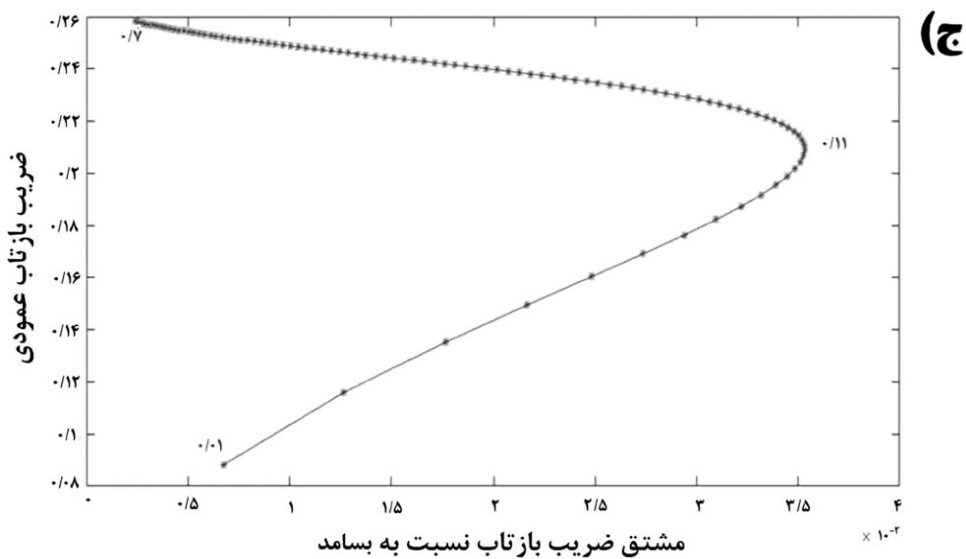
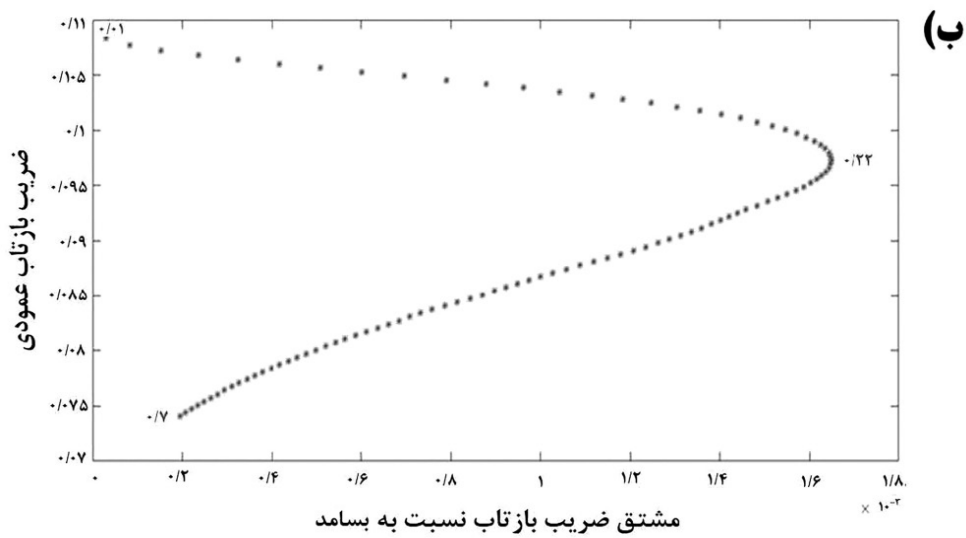
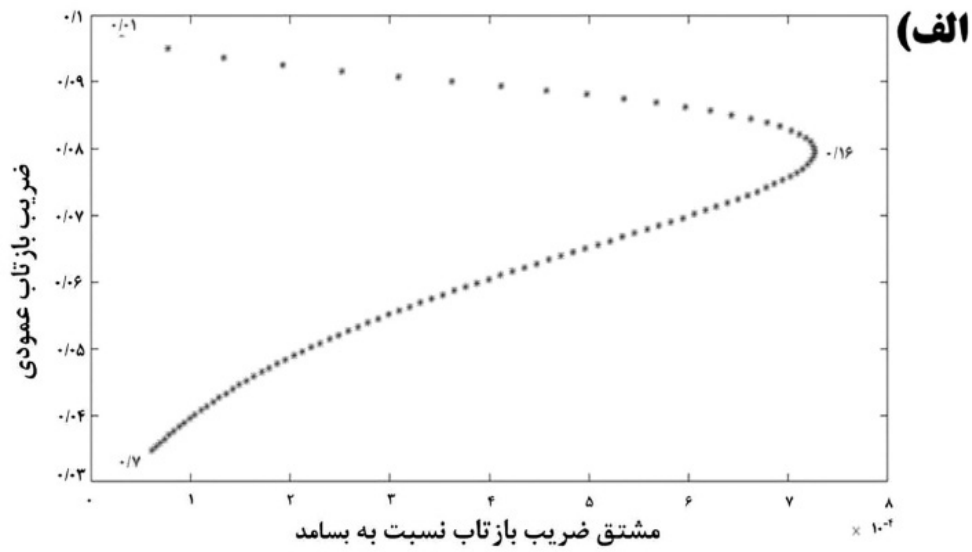
شکل ۳ بررسی تغییرات ضریب بازتاب اصلی و تقریبی در فاکتور کیفیت‌های متفاوت



شکل ۴ بررسی تغییرات ضریب بازتاب اصلی و تقریبی



شکل ۵ تغییرات پاشش با اشباع برای مدل اول (الف) و مدل دوم (ب) و مدل سوم (ج)



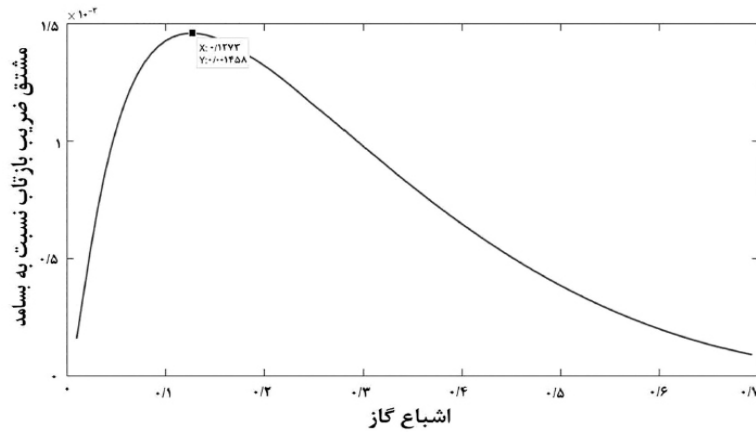
شکل ۶ کراس پلات ضریب بازتاب و ضریب پاشش برای مدل اول الف) و مدل دوم ب) و مدل سوم ج)

امواج طولی و عرضی در روباره و همچنین پارامترهای مورد نیاز در مخزن از جمله میزان تخلخل، چگالی سیالات، ویسکوزیته و پارامترهای دیگری که مختص مخزن بوده و برخی از آنها نیز برای عموم مخازن ماسه‌سنگی مشترک است، در **جدول ۳** خلاصه شده است. همانند سه مدل استاندارد برای محاسبه پاشش در مخزن مورد نظر از مشتق ضریب بازتاب با بسامد استفاده گردید. با توجه به **شکل ۷** یک نقطه اشباع بحرانی داریم که پاشش به اوج خود می‌رسد. در پایان برای تحلیل بهتر اشباع و تخلخل کراس پلات ضریب بازتاب و پاشش بررسی شد. با توجه به **شکل ۸** وقتی که اشباع کمتر از اشباع بحرانی باشد مقدار پاشش با افزایش اشباع افزایش یافته و بعد از اشباع بحرانی با افزایش اشباع، پاشش کاهش می‌یابد و با تغییر اشباع، مقدار ضریب بازتاب اندکی تغییر می‌کند و در نتیجه پاشش بیشتر از ضریب بازتاب به میزان اشباع گاز حساس است.

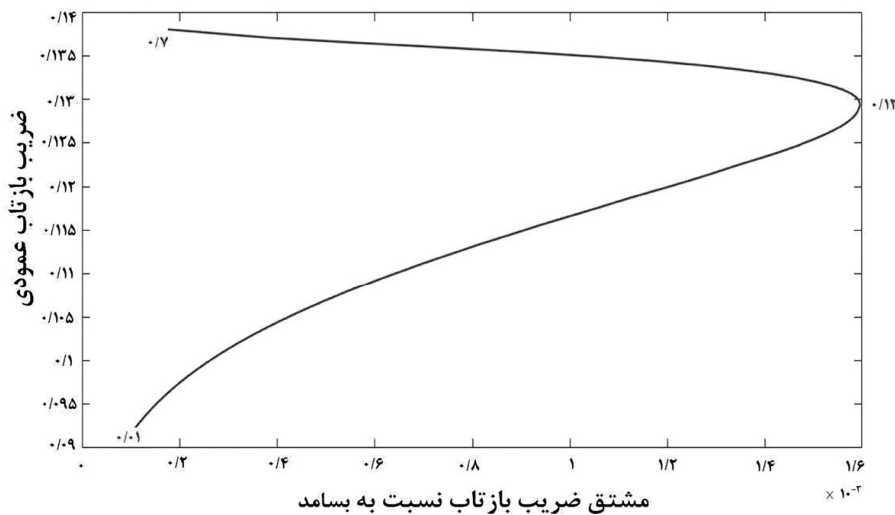
اما ضریب بازتاب در دو طرف نقطه بحرانی تغییرات اندکی داشته که این نشان می‌دهد پاشش بیشتر از ضریب بازتاب به میزان اشباع گاز حساس است. پس در نتیجه با توجه به مدل پاشش سرعت می‌توان میزان اشباع گاز را تخمین زد. در هر مدل یک نقطه اشباع بحرانی داریم که در آن پاشش به حداکثر مقدار خود می‌رسد. این نقطه اشباع بحرانی در کراس پلات ضریب بازتاب و پاشش نیز به خوبی قابل مشاهده است که براساس آن کراس پلات به دو قسمت تقسیم می‌شود و با توجه به رفتار پاشش در هر قسمت می‌توان اشباع گاز را تخمین زد. عموماً مخازن نفتی کربناتی و یا ماسه‌سنگی هستند. با توجه به ساختار و دانه‌بندی که در تشکیلات ماسه‌سنگی همراه با محتوای سیال حاکم است، لازم است مطالعه موردی در میدانی که مخزن از نوع ماسه‌سنگی باشد، بررسی گردد. از این رو یکی از مخازن ماسه‌سنگی در جنوب ایران انتخاب شده و پارامترهای عمومی میدان از جمله سرعت‌های

جدول ۳ پارامترهای های مورد استفاده در مدل‌سازی مخزن مورد مطالعه

| مقادیر | پارامترهای مورد استفاده در مدل‌سازی مخزن مورد مطالعه |
|-----------|--|
| ۱/۸۲ | پارامتر خمش یا انحنا C_m |
| 10^{-5} | سایز منفذی $a(m)$ |
| ۳۸ | مدول بالک دانه‌ها $K_g(GPa)$ |
| ۴۴ | مدول برشی دانه‌ها $\mu_g(GPa)$ |
| ۲/۶۵ | چگالی دانه‌ها $\rho_g(g/cm^3)$ |
| ۰/۵ | تراوایی $k(D)$ |
| ۲/۴۷ | مدول بالک آب $K_w(GPa)$ |
| ۱/۰۱ | چگالی آب $\rho_w(g/cm^3)$ |
| ۱/۱ | ویسکوزیته آب $\eta_w(cp)$ |
| ۰/۰۳ | مدول بالک گاز $k_{gas}(GPa)$ |
| ۰/۱۹ | چگالی گاز $\rho_{gas}(g/cm^3)$ |
| ۰/۰۱ | ویسکوزیته گاز $\eta_{gas}(cp)$ |
| ۳۱۵۰ | سرعت موج تراکمی در روباره $Vp(m/s)$ |
| ۱۸۵۰ | سرعت موج برشی در روباره $Vs(m/s)$ |
| ۲/۰۸ | چگالی روباره $\rho(g/cm^3)$ |



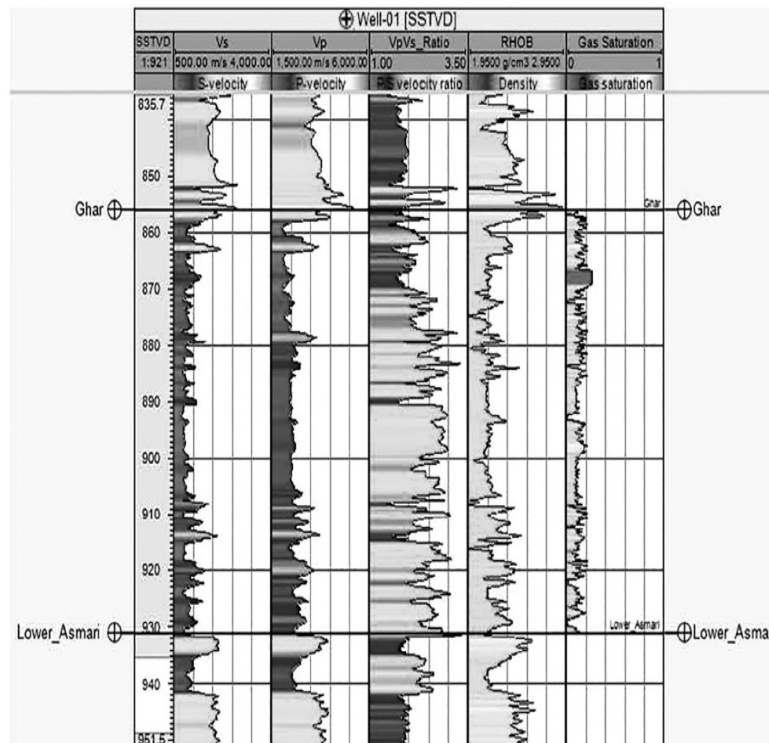
شکل ۷ مدل سازی پاشش در مخزن مورد مطالعه



شکل ۸ کراس پلات ضریب بازتاب و پاشش در مخزن مورد مطالعه

خوبی دارد. همان گونه که در شکل ۹ و در مخزن ماسه سنگی غار مشاهده می شود درصد اشباع گاز در بخش ابتدای سازند حدود ۱۲٪ و متوسط لایه نیز حدود ۱۵٪ است که حاکی از کارآیی روش و تطابق مناسب نتایج است.

همان گونه که ملاحظه می گردد با توجه به مدل پاشش سرعت در این مخزن میزان اشباع گاز در حدود ۱۲٪ تخمین زده شده است که با مقدار واقعی منتج از داده های پتروفیزیکی مخزن مورد مطالعه که در شکل ۹ آمده است، تطابق بسیار



شکل ۹ نگارهای چاهی مخزن مورد مطالعه جهت اعتبارسنجی نتایج.

مطالعه که در شکل ۹ آمده است، تطابق بسیار خوبی دارد. همان گونه که در شکل ۹ و در مخزن ماسه سنگی غار مشاهده می شود درصد اشباع گاز در بخش ابتدای سازند حدود ۱۲٪ و متوسط لایه نیز حدود ۱۵٪ است که حاکی از کارآیی روش و تطابق مناسب نتایج است.

نتیجه گیری

همان طور که ملاحظه گردید به نظر می رسد که پاشش بیشتر از ضریب بازتاب به میزان اشباع گاز حساس است. با توجه نمودارهای یاد شده فوق و مدل پاشش سرعت در این مخزن، میزان اشباع گاز در حدود ۱۲٪ تخمین زده شده است که با مقدار واقعی منتج از داده های پتروفیزیکی مخزن مورد

مراجع

- [1]. Aki K, Richards P G (1980) Quantitative seismology: theory and methods, CA: Freeman, San Francisco.
- [2]. Carcione J M, Picotti S (2006) P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: effects of inhomogeneous rock properties Geophysics.
- [3]. Chen S, Chapman M, Wu X, Li X (2015) The application of quantitative gas saturation estimation based on the seismic wave dispersion inversion, Journal of Applied Geophysics, 120: 81-95.
- [4]. Guo Z, Wang X, Jiao J, Chen H (2021) Rock physics model and seismic dispersion and attenuation in gas hydrate-bearing sediments, Frontiers in Earth Science, 9, Article 641606.
- [5]. Maultzsch S, Chapman M, Liu E, Li X Y (2003) Modeling frequency dependent seismic anisotropy in fluid-saturated rock with aligned fractures: implication of fracture size estimation from anisotropic measurements Geophys, Geophysical Prospecting, 51, 5: 381-392.
- [6]. Mavko G, Nur A (1975) Melt squirt in the asthenosphere, Journal of Geophysical Research, 10, 80, 11:1444-8.
- [7]. Mavko G, Mukerji T, Dvorkin J (2009) The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media 2nd edn ,Cambridge University, Press.

- [8]. Pang M, Ba J, Carcione J M, Picotti S, Zhou J, Jiang R (2019) Estimation of porosity and fluid saturation in carbonates from rock-physics templates based on seismic Q, *Geophysics*, 84, 6: 1ND-Z34.
- [9]. Ren H, Goloshubin G, Hilterman F (2009) Poroelastic analysis of amplitude-versus-frequency variations, *Geophysics*, 74, 6: N41-N48.
- [10]. WangY, Chen S, Wang Li XY (2013) Modeling and analysis of seismic wave dispersion based on the rock physics model, *Journal of Geophysics and Engineering*, 10, 5: 054001.
- [11]. White J E, (1975) Computed seismic speeds and attenuation in rocks with partial gas saturation *Geophysics*, 40, 2: 224-232.
- [12]. Yilmaz O (2001) *Seismic data analysis: processing, inversion, and interpretation of seismic data* (SEG Books, Society of Exploration Geophysics).



Gas Saturation Estimation Using Rock Physics Modeling and Analysis of Seismic Wave Dispersion

Zahra Madadi Bandani¹, Ali Misaghi^{1*}, Latif Samadi¹ and Seyed Mohsen Seyedali²

1. Department of Applied Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Karaj, Iran

2. Department of Geophysics, Iranian Offshore Oil Company, Tehran, Iran

Ali.Misaghi@khu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2021.4427.3026

Received: June/08/2021

Accepted: August/19/2021

Introduction

One of the main purposes in describing oil and gas reservoirs is to determine fairly accurate inplace reserve of hydrocarbon, and one of the several key points to determine hydrocarbon inplace reserve is the its saturation. The main assumption in this research is based on the fact that the fluid in the reservoirs causes attenuation and seismic scattering, which is supported by rock physics models, numerical modeling of different models and some different studies. In this study, using the White Rock physics model, three types of sandstone reservoirs have been defined that differ in depth and degree of compaction [1-3].

Materials and Methods

Initially, three sandstone reservoirs were defined, which differ in depth and degree of compaction, and all of the three models are non-scattering overburden and reservoir rock shows scattering properties. The reservoir rock is an alternating layering medium consisting of two porous sections with periodicity $d_1 + d_2$, d_1 is the thickness of the first section and d_2 is the thickness of the second section. Parameters d_1 and d_2 are much smaller than the seismic wavelength and much larger than the particle size. Overburden layer of the reservoir is a non-scattering shale. The first model is a dense reservoir with very high depth, which it has low porosity and low permeability, and it is defined as a low frequency dim-out reservoir.

In this type of reservoir, the acoustic resistance of the reservoir rock is higher than of overburden. The second model is a reservoir with medium depth and density that has moderate porosity and permeability

and is defined as a phase-shift reservoir. The third model is a shallow and non-compact reservoir that has a higher porosity than the other two models, and it is defined as a reservoir with a bright-spot feature as a direct detection indicator of hydrocarbons [4-6]. Calculations have been performed for the three models considered in this paper, and the results are presented in the form of diagrams of changes in reflection coefficient and scattercoefficient. Finally, the real data of one of the Persian Gulf fields has been performed. Then, using the program developed in MATLAB software, the effect of different saturations and porosities on the phase velocity indicators, attenuation, and normal incidence coefficient and phase angle have been investigated. Using the analytical equations and numerical modeling, the properties of the normal incidence coefficient have been investigated as a function of frequency between two scattering and non-scattering environments.

Then, using the cross plot, the reflection coefficient and scatter diagrams of the gas saturation are estimated. In the present study, using the above concepts, one-dimensional modeling is tested on three different models, and finally, as a case study in one of the hydrocarbon reservoirs is located in the Persian Gulf. The behavior of different velocities with frequency is almost the same as the behavior of different reflection coefficients besides frequency. When the gas saturation is zero, the velocity and reflection coefficient will be independent from the frequency.

Also, the results for the first model, the second model, and the third model, have been illustrates in Figure 1a, 1b and 1c, respectively.

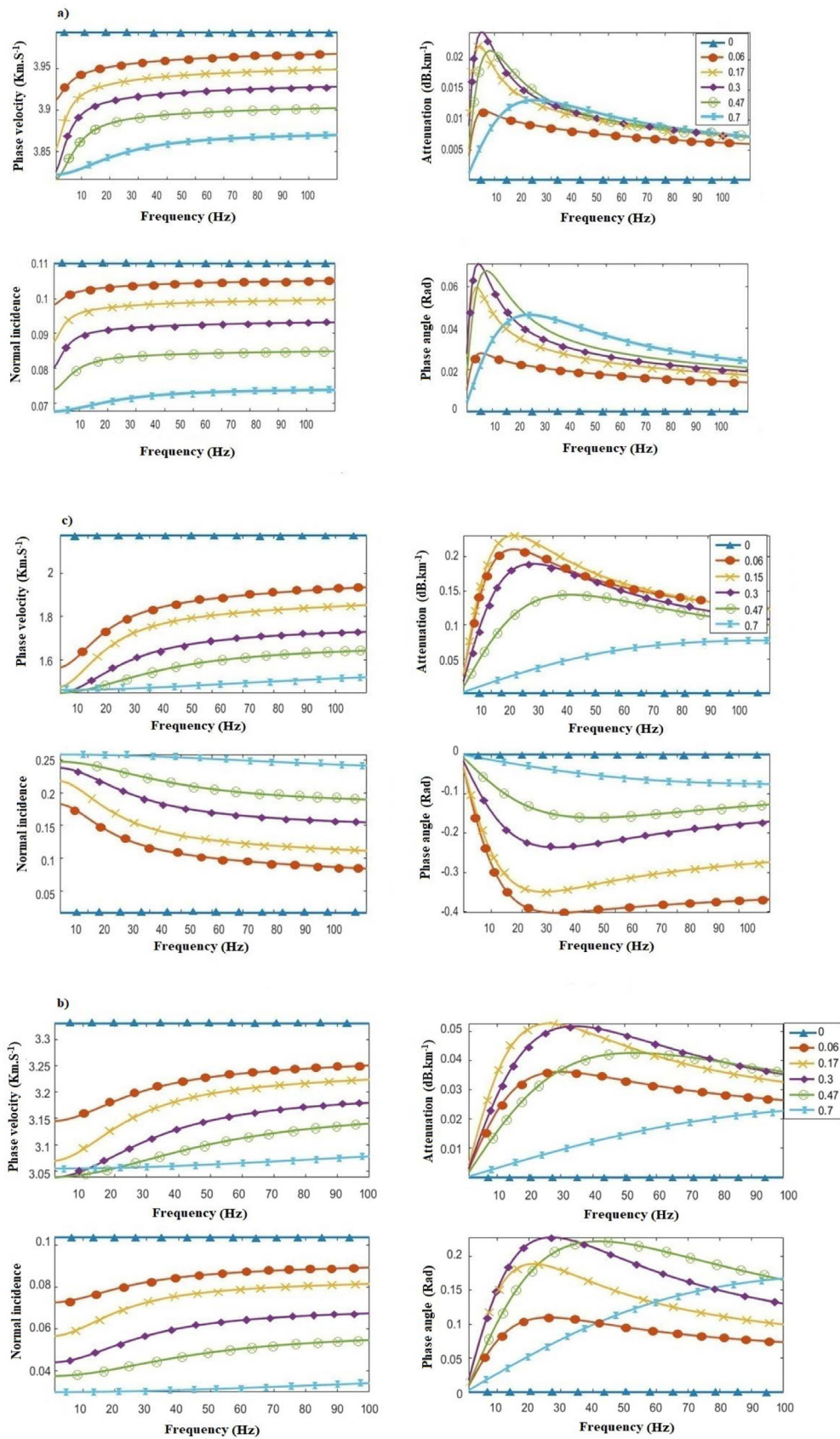


Fig. 1 Changes in phase velocity and damping indicators and reflection coefficient and phase angle in different saturations for the first model (a), the second model (b) and the third model (c).

As the graphs show, by increasing saturation, the amount of velocity and reflection coefficient decrease, and attenuation occurs when the saturation is more than zero. Thus with frequency increasing, first, the attenuation increases and then decreases. Therefore, for each saturation, an attenuation peak appears, which is the maximum attenuation peak for the first model in the frequency range less than 10 Hz.

In the process where the gas saturation increases to 30%, the attenuation peak is increased and when the saturation is more than 30%, the attenuation peak decreases and the attenuation peak for the second model is 17% at saturation and frequencies greater than 10 Hz as the maximum attenuation value. For the third model, a saturation of 0.15 occurs, which is less than the first and second models [7].

Therefore, if the compressibility of the reservoir reduces, the lower the critical saturation point will achieve. As the porosity increases, the attenuation peak value and the phase angle increase, but the phase velocity and reflection coefficient decrease. Compared to graphs of Figure 2a, 2b and 2c, it can be clearly seen that the changes in phase velocity, attenuation and reflection coefficient with respect to porosity are greater than their saturation changes. Therefore, porosity has a greater effect on the indicators than gas saturation because the porosity affects the frame modulus, and saturation affects the mixed fluid modulus.

Frame modules have greater effects on bulk modules than fluid modules. In the second model, critical porosity occurs at 0.4. As the porosity increases, the velocity decreases and the reflection coefficient

decreases to 0.31 porosity and then increases, and the phase angle becomes 0.31 positive before and after the porosity changes to negative. In other words, for a reservoir with a medium depth and density, the attenuation can be independent from the phase reversal, but the reflection coefficient is affected by the phase reversal either. Therefore, it is difficult to predict porosity using the reflection coefficient. For the third model, the reverse phase occurs in porosity greater than 0.24 and the critical point of porosity is 0.4, which occurs when attenuation peaks reach maximum. Based on these models and analyzes, it can be concluded that gas saturation and porosity have greater effects on scattering and attenuation, and the velocity changes in the three models are proportional to the changes in the reflection coefficient.

With a developed formula for the reflection coefficient between the scatter medium and the non-scatter medium, which uses an approximate scatter formula that can be used to analyze gas saturation and porosity [8,9]. In this study, the same main and approximate relations of reflection coefficient have been applied and analyzed on the three mentioned models. For each model, a critical saturation exists that the scatter reaches its maximum value and this value also increases by increasing the degree of reservoir density. On both sides of the critical point and the scatter, changes are obvious and slow. The scatter behavior against gas saturation, is consistent with the attenuation behavior, which shows in Figure 3 that the scatter diagram in terms of reflection coefficient can approximately show the velocity and attenuation scatter behavior.

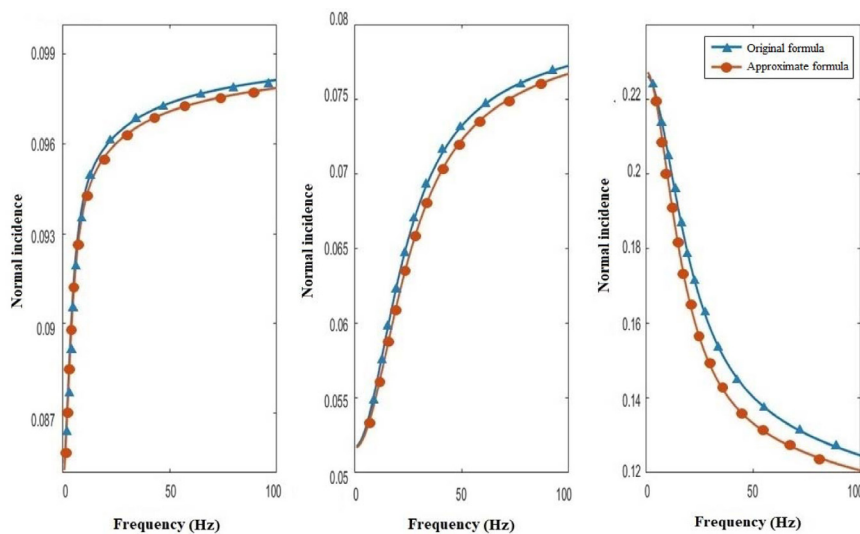


Fig. 2 Investigation of changes in principal and approximate reflection coefficient for the first model (a), the second model (b) and the third model (c).

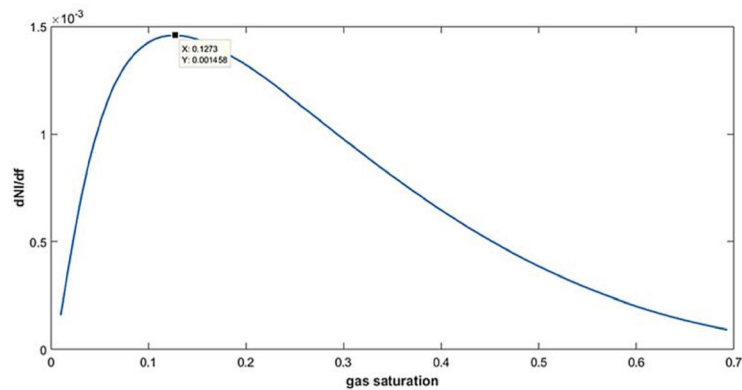


Fig. 3 Scatter modeling in the studied reservoir.

Results and Discussion

In the first model, when the saturation is less than the critical saturation, the amount of scatter increases with saturation increasing, and after the critical saturation, the scatter decreases with saturation increasing. For the second and third models, as in the first model, before the critical saturation, the scatter increases with an increase in the saturation, and after the critical saturation, the scatter decreases with increasing saturation. However, the reflection coefficient on both sides of the critical point has changed slightly, which it indicates that the scatter is more sensitive to the saturation of the gas than the reflection coefficient. As a result, according to the velocity scattering model, the amount of gas saturation can be estimated. In each model, we have a critical saturation point at

which the scatter reaches its maximum value. This critical saturation point in the cross-section of the reflection and scatter coefficient is also well visible, according to which, the cross-plot is divided into two parts, and according to the scatter behavior in each part, the gas saturation can be estimated. The results show that among the set of indicators, frequency-dependent velocity and frequency-dependent reflection angle have the same trend in different saturations. Afterwards, by using the scientific approximations, the reflection coefficient is applied to estimate the scatter, and at the end of this method, it was examined on the one of the Persian Gulf oil fields data then, the gas saturation limit was estimated and compared with well logs in Figure 4.

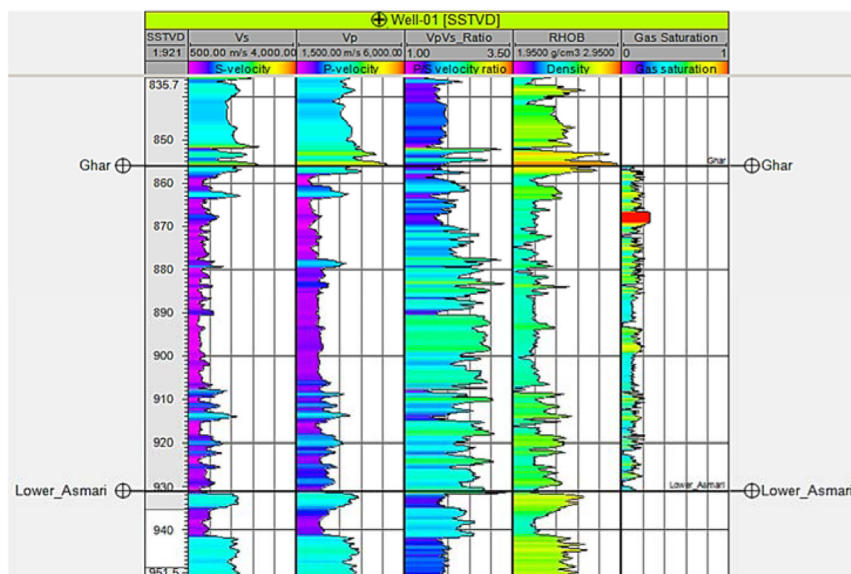


Fig. 4 Well logs for the validations of results.

Conclusions

Scattering seems to be more sensitive to gas saturation than the reflection coefficient. According to the above diagrams and the velocity scatter model in this reservoir, the gas saturation rate is estimated at about 12%, which has shown a very good agreement with the actual value resulting from the petrophysical data of the studied reservoir. As can be seen in [Figure 4](#), the sandstone reservoir of the Ghar formation, the percentage of gas saturation in the beginning of the formation is about 12%, and the middle layer is about 15%, which indicates the efficiency of the method and the appropriate agreement of the results.

References

1. Aki K, Richards P G (1980) *Quantitative Seismology: Theory and Methods*. CA: Freeman, San Francisco, 83 : 419-42
2. Carcione J M, Picotti S (2006) P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: effects of inhomogeneous rock properties *Geophysics*. 71, 3 : O1-8.
3. Chen S, Chapman M, Wu X, Li X (2015) The application of quantitative gas saturation estimation based on the seismic wave dispersion inversion. *Journal of Applied Geophysics*, 120: 81-95.
4. Mavko G, Mukerji T, Dvorkin J (2009) *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media* 2nd edn, Cambridge University Press.
5. Pang M, Ba J, Carcione J M, Picotti S, Zhou J, Jiang R (2019) Estimation of porosity and fluid saturation in carbonates from rock-physics templates based on seismic Q. *Geophysics*, 84, 6: 1ND-Z34.
6. Ren H, Goloshubin G, Hilterman F (2009) Poroelastic analysis of amplitude-versus-frequency variations. *Geophysics*, 74, 6: 41-48.
7. Wang Y, Chen S, Wang L, Li XY (2013) Modeling and analysis of seismic wave dispersion based on the rock physics model, *Journal of Geophysics and Engineering*, 10, 5 : 054001.
8. White J E (1975) Computed seismic speeds and attenuation in rocks with partial gas saturation *Geophysics*, 40, 2 : 224-232.
9. Yilmaz O (2001) *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*, Society of Exploration Geophysics.