

بررسی مکانیزم‌های ایجاد فشار منفذی بالا در یکی از میادین هیدروکربنی جنوب ایران

مرتضی آزادپور* و نوید شادمنامن

گروه مهندسی معدن و اکتشاف نفت، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۳/۳/۱۳ تاریخ پذیرش: ۹۳/۸/۳

چکیده

فشار منفذی به فشار سیال درون حفرات سنگ گفته می‌شود. هنگامی که میزان فشار منفذی بسیار زیادتر از فشار هیدرواستاتیک باشد، گفته می‌شود که سنگ در شرایط فشار بالا قرار دارد. وجود فشار منفذی بالا باعث ایجاد مشکلات زیادی از جمله فوران چاه، ناپایداری چاه، گیر کردن لوله حفاری و یا از دست دادن چرخش گل حفاری می‌شود. مناطق با فشار بالا در نتیجه فرآیندهای مختلفی ایجاد می‌شوند که می‌توان به مواردی چون تحکیم نامتوازن و عدم امکان خروج سیال، انبساط سیال، اثر نیروی شناوری و مهاجرت سیال اشاره نمود. هر یک از این فرآیندها به نحوی بر افزایش فشار منفذی تأثیر می‌گذارد. تاکنون روش‌های متعددی در زمینه پیش‌بینی فشار منفذی ارائه شده که اغلب بر اساس استفاده از اطلاعات چاه‌پیمایی و لرزه‌ای است. در هر یک از این روش‌ها، مکانیسم خاصی به عنوان عامل اصلی ایجاد فشار بالا در نظر گرفته شده و بر آن اساس روابط تجربی مربوطه نیز ارائه شده است. از این رو در تعیین فشار یک منطقه، انجام مطالعات زمین‌شناسی جهت شناخت مکانیسم ایجاد فشار بالا و انتخاب مناسب‌ترین روش تعیین فشار منفذی بسیار مهم و قابل توجه است. هدف اصلی در این تحقیق استفاده از اطلاعات چاه‌پیمایی به منظور تعیین مکانیسم ایجاد فشار بالا و ارائه بهترین روش تخمین فشار منفذی در یکی از میادین هیدروکربنی جنوب ایران است. بدین منظور از اطلاعات نمودار سرعت، چگالی، فشار منفذی و تنش مؤثر جهت بررسی مکانیسم‌های مختلف استفاده شده است. نتایج بررسی‌ها نشان داد که مکانیسم اصلی ایجاد فشار بالا در منطقه مورد مطالعه بیشتر متأثر از تحکیم نامتوازن و تا حدود کمی نیز تحت تأثیر باربرداری است. بنابراین، روش تخمین فشار منفذی ایتون که روشی مبتنی بر تحکیم نامتوازن است به همراه روش باورز که روشی مبتنی بر مکانیسم تحکیم نامتوازن و باربرداری است به کار گرفته شد و نتایج حاصل با مقادیر آزمایش فشار سازند مورد ارزیابی قرار گرفت که تطابق نسبتاً خوبی را نشان داد.

کلمات کلیدی: فشار منفذی؛ مکانیسم ایجاد فشار بالا؛ اطلاعات چاه‌پیمایی؛ تحکیم نامتوازن؛ باربرداری

مقدمه

انبساط سیال: فشار منفذی بالا همچنین می‌تواند در اثر افزایش حجم سیال درون منافذ ایجاد شود که این شرایط می‌تواند در مواردی همچون افزایش دما (انبساط دمایی)، تبدیل کانی‌ها، تولید هیدروکربن، شکست نفت به گاز و انبساط گاز با بالا آمدگی ساختاری^۵ رخ دهد. فشار اضافی ناشی از افزایش حجم سیال، بیشتر در سنگ‌هایی با تراوایی کم رخ می‌دهد چرا که افزایش حجم سیال منفذی، تخلخل را افزایش نمی‌دهد ولی باعث کاهش فشار موثر می‌شود. در واقع نرخ تغییر حجم سیال منفذی، یک عامل کنترل‌کننده در میزان ایجاد فشار بالا است.

افزایش دما: افزایش دما باعث افزایش حجم اشغالی توسط سیال می‌شود که ناشی از انبساط گرمایی است، مانند انبساط آب زمانی که گرم‌تر از 4°C می‌شود. تبدیل کانی‌ها: برخی تبدیل‌های کانی‌شناسی باعث خروج آب در طول واکنش می‌شوند. واکنش‌های رایج شامل آزدایی^۶ اسمکتایت و تبدیل اسمکتایت به ایلیت است.

تولید هیدروکربن: تبدیل کروژن به نفت یا گاز باعث تغییر حجم می‌شود. بر اساس مطالعات میسنر در سال ۱۹۷۸ بر روی شیل‌های نوع ۲، افزایش حجم حدود $0/۲۵$ در روند تولید نفت از کروژن مشاهده شد که این مقدار طی تبدیل شدن به گاز مایع و گاز خشک بیشتر می‌شود. اما از طرف دیگر، بررسی‌های آنگر^۷ و همکاران بر روی افزایش فشار در طول بلوغ کروژن، نشان می‌دهد که کروژن بالغ با انعکاس ویترونیات $1/۳\%$ با کاهش اندک در حجم همراه است. اما در طول بلوغ کروژن با انعکاس ویترونیات $2/۰\%$ ، افزایش حجم حدود 50% ایجاد می‌شود [۱] (شکل ۱).

فشار منفذی^۱ به فشار سیال درون حفرات سنگ گفته می‌شود. در رسوبات متخلخل، هر نقطه درون حوضه رسوبی دارای یک فشار منفذی مربوط به خود است که فشار آن می‌تواند از نوع هیدرواستاتیک، فشار بالا یا فشار پایین باشد. پژوهشگران عوامل ایجاد فشار بالا را به صورت‌های مختلف دسته‌بندی کرده‌اند. بر اساس مطالعات سواربریک و اوسبرن که در سال ۱۹۹۸ انجام شد؛ عوامل ایجاد فشار منفذی بالا بر اساس فرآیندهای ایجادکننده آن به سه گروه اصلی تقسیم‌بندی می‌شود:

۱- بارگذاری^۲

۲- افزایش حجم سیال

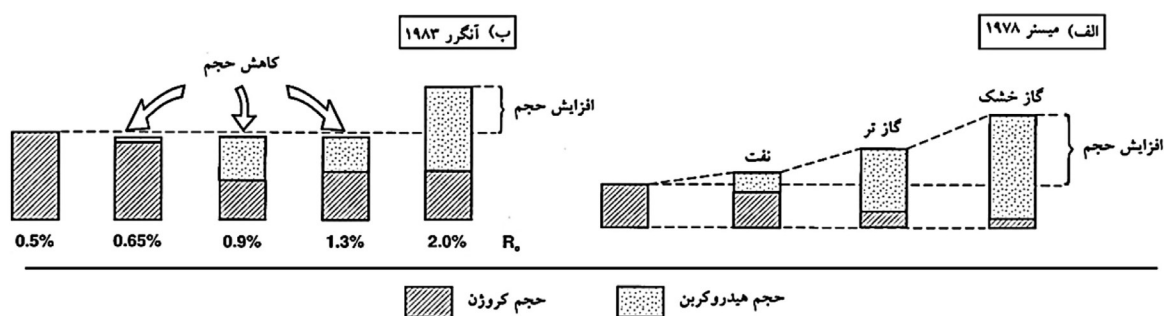
۳- حرکت سیال

بارگذاری: بارگذاری سریع بر روی یک سیستم متخلخل، فشار منفذی را افزایش می‌دهد. با توجه به تنش اعمالی، بارگذاری به دو صورت می‌تواند رخ دهد: بارگذاری رسوبی و بارگذاری تکتونیک.

بارگذاری رسوبی و ایجاد تحکیم نامتوازن^۳: هنگامی که نرخ بارگذاری رسوبی در یک حوضه پایین است، رسوبات لایه‌های زیرین قادر به خارج کردن سیال درون منافذ خود و رسیدن به فشار هیدرواستاتیک یا فشار تعادل هستند. اما اگر نرخ بارگذاری رسوبی بالا باشد، رسوبات لایه‌های زیرین نمی‌توانند با سرعت کافی سیال منفذی خود را خارج کنند و از این رو تحکیم شدگی متوقف‌شده و فضای منفذی با فشار بالا ایجاد می‌شود. این فرآیند تحت عنوان تحکیم نامتوازن شناخته می‌شود [۱].

نیروی تکتونیک: مکانیزم دیگر، مربوط به تنش ناشی از نیروهای تکتونیک است. فعالیت‌های تکتونیک همچون گسلش رورانده^۴ و یا چین‌خوردگی در یک حوضه رسوبی می‌تواند همانند تنش عمودی ناشی از بارگذاری رسوبی، باعث اعمال فشار جانبی به واحدهای سنگی شود.

1. Pore Pressure
2. Loading
3. Compaction Disequilibrium
4. Trust Fault
5. Gas Expansion with Uplift
6. Dehydration
7. Ungerer



شکل ۱ نمایش تخمین تغییر حجم در اثر الف) تبدیل کروژن به نفت و سپس گاز تر و نهایتاً گاز خشک و ب) بلوغ کروژن با انعکاس ویترینیات ۰/۵ تا ۲ [۱].

آب دریا است. چاهی که در این سفره زیرزمینی حفاری می‌شود به عنوان چاه آرتزین^۴ شناخته می‌شود [۱].

اسمزی: شوری‌های بالا در آب‌های سازندی می‌تواند سبب حرکت سیال از ناحیه با شوری بیشتر به ناحیه با شوری کمتر شود. این امر نه تنها باعث ایجاد فشار بالا در ناحیه با شوری کمتر می‌شود بلکه به دلیل خروج آب از ناحیه شورتر، فشار آن ناحیه را نیز کاهش می‌دهد.

نیروی شناوری: در مخازن دارای آب، نفت و گاز، اختلاف چگالی بین سیالات باعث اختلاف فشار در ستون سیالات مخزن می‌شود. آب سازند در کف ستون هیدروکربنی دارای فشار هیدرواستاتیک است، درحالی‌که نفت و گاز قرار گرفته روی آب سازندی به دلیل چگالی پایین‌تر، گرادبان فشاری کمتری دارد. این امر موجب بیشتر شدن فشار منفذی نسبت به فشار هیدرواستاتیک در ستون هیدروکربن می‌شود.

مهاجرت جانبی: مهاجرت جانبی سیال از اعماق با فشار بالا در حوضه، در راستای سفره‌های شیب‌دار باعث ایجاد فشار بالا در بالای ساختار می‌شود. بدین معنا که فشار مناطق پرفشار توسط یک مسیر تراوا به مناطق کم عمق با فشار پایین منتقل می‌شود.

شکست نفت به گاز: در دمای حدود ۱۲۰ تا ۱۴۰°C، شکست گرمایی هیدروکربن آغاز می‌شود و این شکست در دمای ۱۸۰°C با ایجاد گاز کامل می‌شود. در دما و فشار استاندارد، یک واحد حجم استاندارد نفت خام به ۵۳۴/۳ واحد حجم گاز تبدیل می‌شود. بنابراین، شکست نفت به گاز، افزایش حجم سیال موجود در سنگ منشأ را به دنبال خواهد داشت [۳].

انبساط گاز با بالا آمدگی ساختاری: با بالا آمدن گاز در اثر بالا آمدگی ساختاری، به دلیل کاهش دما حجم گاز افزایش می‌یابد. اگر گاز در واحد کاملاً محبوس قرار گیرد و به دلیل تراکم ناپذیری سیال اطراف قادر به انبساط نباشد، فشار گاز افزایش می‌یابد.

حرکت سیال

حرکت سیال می‌تواند باعث ایجاد فشار منفذی بالا شود که این شرایط تحت عوامل زیر می‌تواند رخ دهد: اختلاف سطح هیدرولیک^۱، اسمزی^۲، نیروی شناوری^۳ و مهاجرت جانبی^۴

اختلاف سطوح هیدرولیک سیال: بالا بودن سطح آب در نواحی مرتفع می‌تواند باعث اعمال فشار به مخازن و سفره‌های زیرزمینی شود. در این شرایط، یک پوش سنگ در بالای سنگ مخزن یا سفره زیرزمینی (آبده) لازم است. میزان فشار اضافی ایجاد شده توسط این فرآیند ناچیز است و برابر فشار مربوط به اختلاف ارتفاع سطح آب نسبت به سطح

1. Hydraulic Head
2. Osmosis
3. Buoyancy
4. Lateral Transfer
5. Artesian

کاهش تخلخل بر حسب عمق در طول خط روند تراکم پذیری نرمال رخ می‌دهد اما زمانی که فشار بالا در اثر تحکیم نامتوازن ایجاد شده باشد، باعث کاهش یا توقف روند تراکم پذیری می‌شود ولی تنش مؤثر^۵ (نیروی وارده به ماتریکس سنگ) کاهش نمی‌یابد. تحکیم نامتوازن اثر یکسانی بر روی هر دو نوع تخلخل سنگ و در نتیجه هر دو نوع خاصیت توده‌ای و عبوری سنگ می‌گذارد. از این رو نمودار چگالی و سونیک یا مقاومت روند مشابهی خواهند داشت [۵].

انبساط سیال و تغییرات دیاژنز

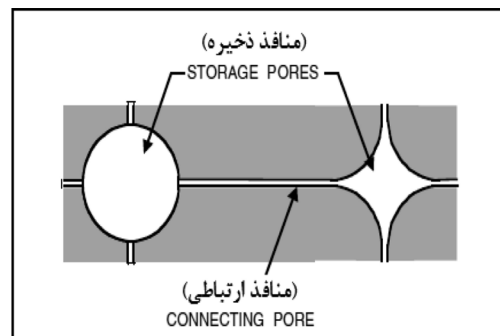
تغییر حجم ناشی از انبساط سیال باعث کاهش تنش مؤثر می‌شود. جایی که تحکیم نامتوازن تنها عامل ایجاد فشار بالا باشد، رسوبات در بیشترین تنش مؤثر هستند و جایی که انبساط سیال عامل ایجاد فشار بالا باشد، رسوبات بالاتر دارای تنش مؤثر بیشتری هستند. بر اساس مشاهدات باورز و کتساب، منافذ ارتباطی سنگ دارای خاصیت ارتجاعی بیشتری هستند. بنابراین زمانی که تنش مؤثر در اثر تغییر حجم ناشی از انبساط سیال رو به کاهش می‌رود، منافذ ارتباطی با توجه به خاصیت انعطاف پذیری خود، عریض تر شده ولی منافذ ذخیره ثابت باقی می‌مانند. از این رو خواص عبوری سنگ (سونیک و مقاومت) نسبت به این عریض شدگی پاسخ داده ولی خواص توده‌ای سنگ (چگالی و نوترون) بدون تغییر باقی می‌مانند [۵]. از این رو، می‌توان از عدم تطابق بین روند نمودار سونیک و چگالی به عنوان نشانگر مکانیسم انبساط سیال استفاده کرد.

برخی تبدیل‌های کانی شناسی باعث خروج آب در طول واکنش می‌شوند. واکنش‌های رایج شامل آبگیری اسمکتایت و تبدیل آن به ایلابت است.

در میان عوامل ذکر شده، مکانیسم‌های تحکیم نامتوازن، باربرداری ناشی از افزایش حجم سیال و مهاجرت سیال به عنوان مهمترین عوامل ایجاد فشار بالا شناخته شده‌اند. در این تحقیق سعی بر آن داریم که با شناسایی مکانیسم‌های مذکور در یکی از میادین هیدروکربنی، مناسب‌ترین روش تخمین فشار منفذی را ارائه دهیم.

روش کار

به منظور تشخیص مکانیسم ایجاد فشار بالا از نمودارهای چاه‌پیمایی در ارتباط با تخلخل شامل لاگ‌های سونیک، مقاومت، نوترون و چگالی استفاده می‌شود. نمودارهای چگالی و نوترون بیانگر خواص توده‌ای^۱ سنگ و نمودارهای سونیک و مقاومت بیانگر خواص انتقالی^۲ سنگ هستند. کتساب و همکارانش، ساختار تخلخل سنگ را ترکیبی از منافذ ارتباطی^۳ (گلوگاه‌های هدایت جریان) و منافذ ذخیره^۴ می‌دانند (شکل ۲) [۴]. میزان اثربخشی خواص توده‌ای سنگ در پاسخ به نمودارهای چگالی و نوترون برای هر دو نوع تخلخل یکسان است اما میزان اثر بخشی خواص انتقالی در پاسخ به نمودارهای سونیک و مقاومت برای منافذ ارتباطی بیشتر است.



شکل ۲ مدل ساختار منافذ ذخیره و منافذ ارتباطی.

تحکیم نامتوازن

باورز و کتساب، از اختلاف بین خواص عبوری و خواص توده‌ای سنگ به منظور توصیف فشار بالا استفاده کردند. در سنگ‌های با تحکیم متوازن و فشار منفذی نرمال (فشار هیدرواستاتیک)،

1. Bulk
2. Transport
3. Connecting Pores
4. Storage Pores
5. Effective Stress

توسط مهاجرت جانبی سیال در ستیغ یا نوک تاقدیس مخزن افزایش یابد. مهاجرت جانبی سیال توسط یک آبخوان شیب‌دار با تراوایی مناسب بین دو ناحیه دارای اختلاف فشار، توسعه یافته و باعث توزیع فشار از ناحیهٔ پرفشار به سمت بالا می‌شود. بدین معنا که مناطق با فشار بالا توسط یک مسیر تراوا به مناطق کم عمق با فشار پایین منتقل می‌شود (شکل ۵) [۶].

اصطلاح مرکز ثقل یک روش تجربی برای تعیین توزیع فشار اضافی ناشی از مهاجرت جانبی سیال است. بر اساس این مفهوم، فشار منفذی در مرکز یا ارتفاع میانی آبدۀ شیب‌دار برابر فشار سازندهای همجوار است [۷]. بنابراین با محاسبهٔ میزان فشار اضافی در ستیغ مخزن و با توجه به شیب و فاصلهٔ چاه‌ها تا مرکز آب‌خوان، می‌توان توزیع فشار ناشی از مهاجرت جانبی سیال را در تمامی چاه‌ها اعمال کرد.

نتایج و بحث

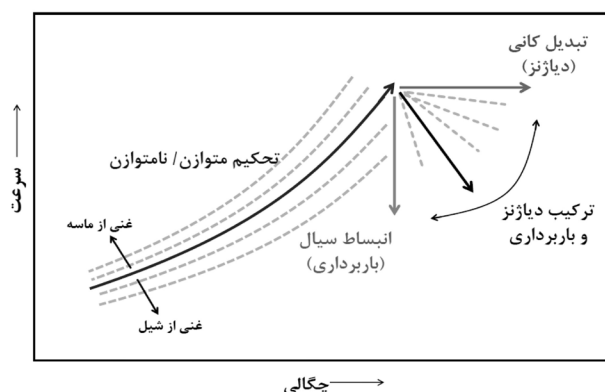
نمودارهای پتروفیزیکی و داده‌هایی که در این تحقیق مورد استفاده قرار گرفته است، مربوط به یکی از میادین هیدروکربنی جنوب ایران است. بازه نمودارهای چاه‌پیمایی در بیشتر چاه‌های منطقه شامل بخش بالایی گروه خامی می‌باشد. از نظر زمین‌شناسی، این لایه‌ها دارای سن کرتاسه پایینی بوده و از دیدگاه سنگ‌شناسی عمدتاً شامل سنگ آهک، شیل و مقداری دولومیت و انیدریت هستند.

آبگیری کانی‌ها باعث برهم خوردن تعادل بین تخلخل و تنش مؤثر شده که مستلزم خروج آب اضافی جهت رسیدن به تعادل است. زمانی که آب اضافی نتواند به طور کامل خارج شود، باعث ایجاد فشار اضافی شده که شبیه مکانیسم انبساط سیال است اما آبدهی سنگ، مقداری افزایش چگالی را نیز به همراه دارد که آن را از مکانیسم انبساط سیال متمایز می‌کند. شکل ۳ مکانیسم‌های مختلف ایجاد فشار بالا را برای نمودار سرعت در مقابل چگالی نشان می‌دهد.

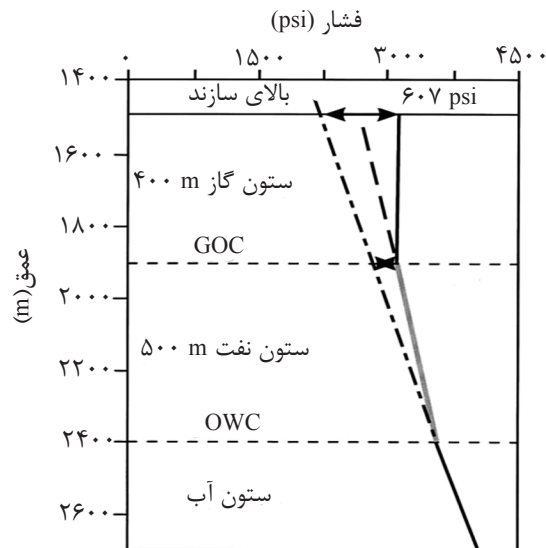
حرکت سیال

با توجه به تحقیقات گذشته، مهمترین عوامل تاثیرگذار بر روی افزایش فشار ناشی از حرکت سیال را می‌توان در نتیجهٔ مهاجرت جانبی سیال و همچنین تا حدودی متأثر از اثر نیروی شناوری هیدروکربن به خصوص گازها دانست. همان‌طور که قبلاً نیز اشاره شد، اختلاف چگالی بین آب، نفت و گاز، باعث اختلاف فشار در ستون سیالات مخزن می‌شود. برای تصحیح اثر نیروی شناوری، گرادیان فشار منفذی بر اساس نقاط فشار اندازه‌گیری شده در ناحیهٔ آبی، نفتی و گازی ترسیم می‌شود. و مقدار فشار اضافی در ستون نفت و گاز تعیین می‌شود (شکل ۴). برای مثال، در دریای شمال حداکثر فشار بالای ایجادشده توسط نیروی شناوری حدود 600 psi ($4/13 \text{ Mpa}$) است [۱].

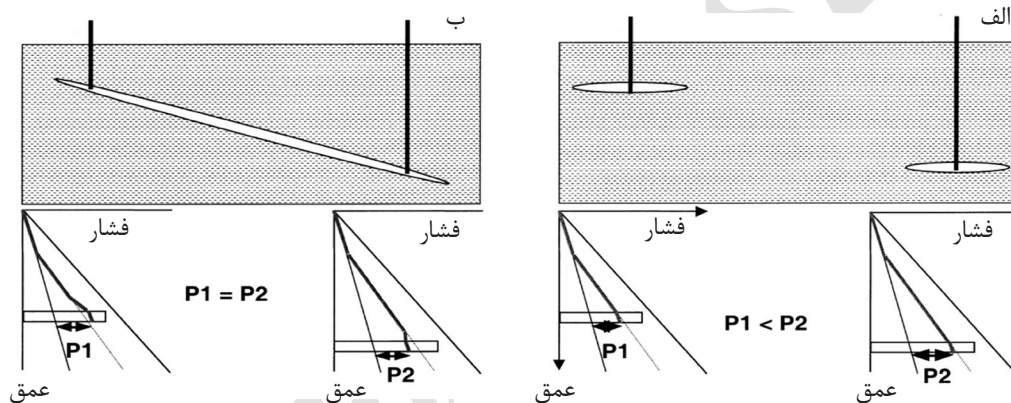
فشار اضافی ناشی از مکانیسم‌های قبل می‌تواند



شکل ۳ روند سرعت در مقابل چگالی برای مکانیسم‌های مختلف ایجاد فشار بالا.



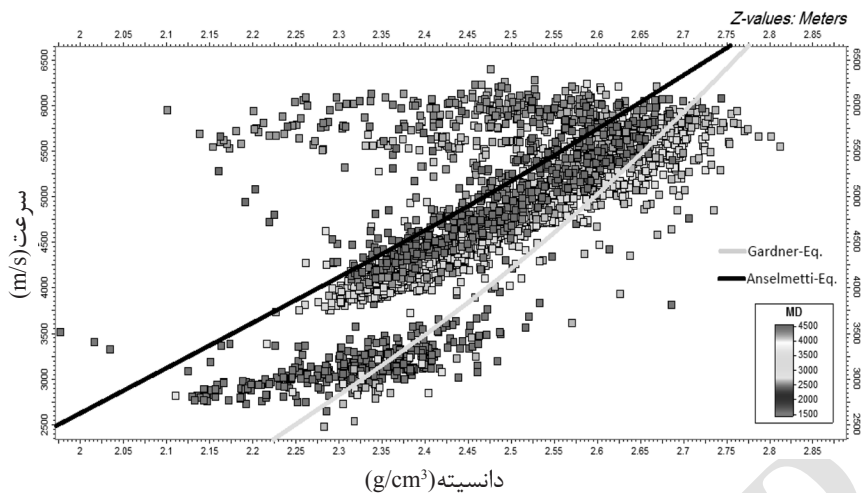
شکل ۴ نیروی شناوری هیدروکربن ناشی از چگالی کمتر نفت و گاز نسبت به آب که موجب فشار بالا می‌شود [۱].



شکل ۵ اثر مهاجرت جانبی سیال بر روی فشار منفذی. الف) اثر تحکیم نامتوازن بر ناحیه عمیق‌تر باعث فشار بیشتر در این ناحیه نسبت به ناحیه مجزا در عمق کمتر شده است. ب) توزیع جانبی فشار توسط یک مسیر تراوا باعث افت فشار در ناحیه با فشار بیشتر و افزایش فشار در ناحیه با فشار کمتر شده است [۶].

می‌یابد که این بیانگر کاهش تخلخل با افزایش عمق است. همچنین روند نمودار دارای تطابق نسبتاً خوبی با روند انسلمتی و گاردنر (روند تراکم نرمال) است. دور بودن یا نزدیک بودن به روند گاردنر بستگی به حجم شیل دارد. شکاف ایجاد شده در عمق حدود ۲۰۰۰ تا ۲۵۰۰ m به دلیل عدم وجود داده در این ناحیه می‌باشد. هیچ گونه انحرافی در زیر نمودار مینی بر مکانیسم باربرداری مشاهده نمی‌شود ولی قرارگیری نقاط عمق‌های پایین بر روی نقاط قبلی، به نوعی روند افزایش خط روند نرمال و کاهش تخلخل را متوقف کرده که این می‌تواند بیانگر مکانیسم تحکیم نامتوازن باشد، هرچند باید در نظر داشت کربناته‌ها در برابر تحکیم مقاوم هستند.

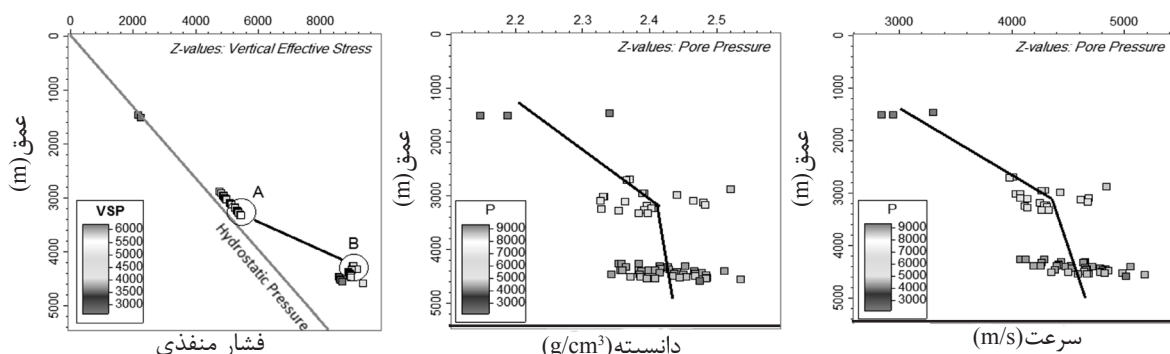
به منظور تشخیص مکانیسم ایجاد فشار بالا، از نمودارهای سرعت امواج سونیک، چگالی و همچنین نتایج آزمایش فشار سازند MDT استفاده شد. باور از نمودار سرعت در مقابل چگالی به منظور تشخیص فشار بالا ناشی از تحکیم نامتوازن و مکانیسم باربرداری استفاده کرد. در شرایط تحکیم نامتوازن، روند افزایش نمودار سرعت در مقابل چگالی بر روی روند تحکیم نرمال متوقف شده ولی در شرایط باربرداری یک روند برگشتی در زیر نمودار ایجاد می‌شود. نمودار سرعت در مقابل چگالی بر اساس اطلاعات حاصل از چاه‌های دارای بیشترین بازه نمودارگیری، در شکل ۶ نشان داده شده است. مطابق شکل ۶، با افزایش عمق چگالی و سرعت افزایش



شکل ۶ نمودار سرعت در مقابل چگالی با رنگ‌بندی بر حسب عمق.

طبق مشاهدات مراحل قبل شواهد کافی مبنی بر ایجاد باربرداری در منطقه دیده نمی‌شود و مکانیسم ایجاد فشار بالا در میدان مذکور بیشتر بیانگر تحکیم نامتوازن است. از این رو، در تعیین فشار منفذی روش ایتون مورد استفاده قرار گرفت. در واقع روش ایتون جزء رایج‌ترین روش‌ها در تعیین مقدار فشار منفذی است که تحکیم نامتوازن را به عنوان عامل اصلی ایجاد فشار بالا در نظر می‌گیرد. بر اساس روش ایتون، ابتدا باید تغییرات پارامترهای مختلف پتروفیزیکی وابسته به تخلخل مانند زمان عبور صوت، چگالی و غیره در شیل یا لایه‌های شیلی مثل آهک‌های آرژیلیتی دارای فشار نرمال، در عمق تحقیق بررسی و سپس خط روند طبیعی بر اساس این لایه‌ها تعیین شود [۸]. در زیر رابطه ایتون بر اساس زمان سیر موج سونیک نشان داده شده است.

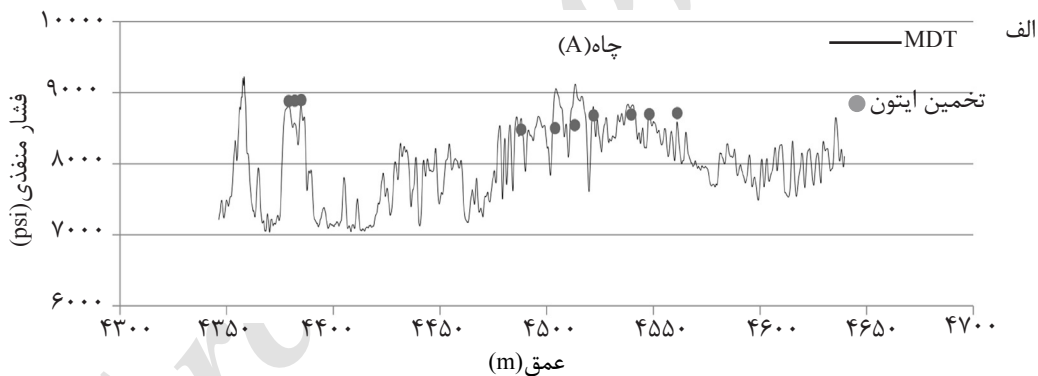
همانطور که قبلاً نیز بیان شد، در شرایط مکانیسم تحکیم نامتوازن تنش مؤثر نیز کاهش نمی‌یابد. اما در شرایط مکانیسم انبساط سیال و باربرداری، تنش مؤثر کاهش می‌یابد. از طرف دیگر نمودارهای چگالی و سونیک بر خلاف شرایط مکانیسم باربرداری، در شرایط تحکیم نامتوازن دارای تغییر روند مشابهی خواهند بود. جهت بررسی دقیق‌تر مکانیسم عامل در منطقه مورد مطالعه، از نمودار سرعت و چگالی بر حسب عمق با رنگ‌بندی بر حسب فشار منفذی و همچنین نمودار فشار منفذی بر حسب عمق با رنگ‌بندی بر حسب تنش مؤثر در نقاط اندازه‌گیری فشار استفاده شده است. مطابق شکل ۷ نمودارهای سرعت و چگالی با ورود به ناحیه فشار بالا دارای تغییر روند مشابهی هستند و بررسی تنش مؤثر نیز بیانگر ثبات اولیه و عدم کاهش آن با افزایش عمق است.



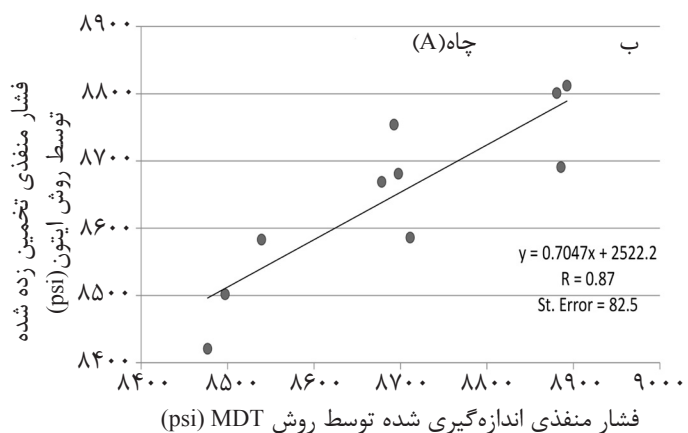
شکل ۷ الف) سرعت در مقابل عمق با رنگ‌بندی بر حسب فشار منفذی (ب) چگالی در مقابل عمق با رنگ‌بندی بر حسب فشار منفذی و ج) فشار منفذی در مقابل عمق با رنگ‌بندی بر حسب تنش مؤثر. نمودارهای سرعت و چگالی نشان‌دهنده تغییر روند مشابهی با ورود به ناحیه فشار بالا هستند. بررسی نمودار فشار منفذی با توجه به نقاط A و B نیز بیانگر ثبات اولیه و عدم کاهش تنش مؤثر با ورود به ناحیه فشار بالا است.

فشار منفذی طبیعی که معمولاً برای برخی از مناطق معلوم است، استفاده کرد [۱۰]. با استفاده از نمودارهای سرعت و پرتو گاما در یکی از چاه‌های دارای بلندترین نمودار چاه‌پیمایی، خط روند نرمال زمان عبور صوت تعیین و با به کارگیری ثابت بهینه $x=0.7$ مقدار فشار منفذی برای دو چاه منطقه که در مراحل قبل مورد استفاده قرار نگرفته بود، تخمین زده شد. نتایج حاصل با مقدار فشار اندازه‌گیری شده آزمایش MDT مورد ارزیابی قرار گرفت که تطابق نسبتاً خوبی را نشان می‌دهد (شکل‌های ۸ و ۹).

به منظور نتیجه‌گیری بهتر و اطمینان از انتخاب درست مکانیسم عامل و رابطه تخمین مورد استفاده، روش دیگری از تعیین فشار منفذی که مکانیسم‌های دیگری را نیز به عنوان عامل اصلی در نظر می‌گیرند در ادامه آورده شده است.



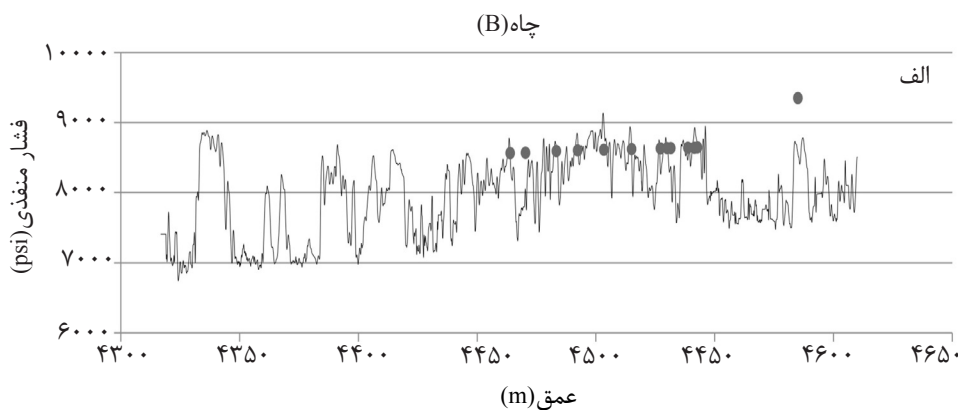
عمق (m)	MDT	Eaton
۴۳۷۸	۸۸۸۱	۸۸۰۱
۴۳۸۱	۸۸۸۵	۸۶۹۱
۴۳۸۴	۸۸۹۳	۸۸۱۲
۴۴۸۷	۸۴۷۷	۸۴۲۱
۴۵۰۳	۸۴۹۷	۸۵۰۲
۴۵۱۲	۸۵۳۹	۸۵۸۳
۴۵۲۱	۸۶۷۸	۸۶۶۹
۴۵۳۸	۸۶۹۳	۸۷۵۴
۴۵۴۷	۸۶۹۸	۸۶۸۱
۴۵۶۰	۸۷۱۱	۸۵۸۶



شکل ۸ الف) فشار منفذی تخمین زده شده بر اساس روش ایتون در چاه A. ب) مقدار متوسط فشار منفذی تخمین زده شده و مقادیر اندازه‌گیری شده (MDT) به همراه جدول همبستگی و خطای استاندارد.

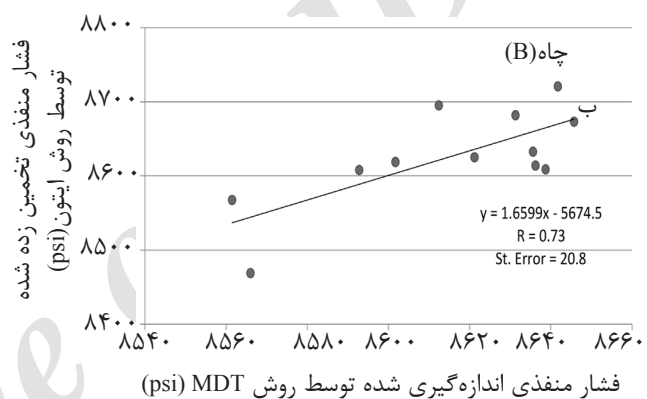
$$P = S - \left[(S - P_n) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_0} \right)^x \right] \quad (1)$$

در رابطه بالا (۱)، P مقدار فشار منفذی واقعی، P_n فشار هیدرواستاتیک نرمال (۰/۴۵ psi/ft)، S مقدار فشار روباره در عمق تحقیق (۱ psi/ft) و نسبت $\left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_0} \right)$ مقدار زمان عبور صوت در شرایط نرمال به مقدار اندازه‌گیری شده آن در هر عمق است [۹]. با تعیین خط روند طبیعی، این روند تا عمق تحقیق برون‌یابی و سپس در عمق تحقیق زمان عبور صوت از روی نمودار صوتی (Δt_0) و خط روند (Δt_n) قرائت شده است. در این مرحله با استفاده از نمودار چگالی، فشار روباره در هر عمق محاسبه و فشار منفذی طبیعی با استفاده از داده‌های حاصل از اندازه‌گیری‌های مستقیم یا اطلاعات منطقه‌ای تعیین شده است. در صورت عدم دسترسی به داده‌های فشار منفذی طبیعی می‌توان از گرادیان



عمق (m)	MDT	Eaton
۴۴۶۳	۸۵۶۱	۸۵۶۸
۴۴۷۰	۸۵۶۶	۸۴۶۹
۴۴۸۳	۸۵۹۲	۸۶۰۸
۴۴۹۲	۸۶۰۱	۸۶۱۹
۴۵۰۳	۸۶۱۲	۸۶۹۵
۴۵۱۵	۸۶۲۱	۸۶۲۵
۴۵۲۷	۸۶۳۱	۸۶۸۲
۴۵۳۰	۸۶۳۵	۸۶۳۳
۴۵۳۱	۸۶۳۶	۸۶۱۴
۴۵۳۹	۸۶۳۸	۸۶۰۹
۴۵۴۲	۸۶۴۱	۸۷۲۱
۴۵۴۳	۸۶۴۵	۸۶۷۳
۴۵۸۵	۹۳۴۶	۸۵۹۰

(م) عمق



شکل ۹ الف) فشار منفذی تخمین زده شده بر اساس روش ایتون در چاه B به فاصله ۱۰ کیلومتری چاه A. ب) مقدار متوسط فشار منفذی تخمین زده شده و مقادیر اندازه‌گیری شده (MDT) به همراه جدول همبستگی و خطای استاندارد (نقطه عمق ۴۶۸۵ m به دلیل انحراف زیاد در همبستگی حذف شده است).
این اطلاعات در تصویر ارائه نشده است.

همان‌طور که قبلاً نیز گفته شد روش‌های متعددی در زمینه پیش‌بینی فشار منفذی ارائه شده است. در هر یک از این روش‌ها، مکانیسم خاصی به عنوان عامل اصلی ایجاد فشار بالا در نظر گرفته شده است. ایتون در روش خود تحکیم نامتوازن را به عنوان عامل اصلی ایجاد فشار بالا در نظر گرفت. از دیگر روش‌های تخمین فشار منفذی می‌توان به روش باورز اشاره کرد. روش باورز روشی بر پایه تنش مؤثر است که با محاسبه فشار مؤثر و فشار روباره می‌توان مقدار فشار منفذی را تعیین کرد. در این روش دو مکانیسم باربرداری و فرآیند عدم

تحکیم لحاظ شده است. روش باورز از سرعت موج سونیک و پارامترهای تجربی تعیین شده برای تعیین تنش مؤثر عمودی استفاده می‌کند که با کسر آن از تنش روباره، فشار منفذی را می‌دهد. در شرایط مکانیسم تحکیم نامتوازن، رابطه باورز را می‌توان به شکل ساده زیر نمایش داد:

$$v = 5000 + A\sigma_{cv}^B \quad (2)$$

که در آن v سرعت بر حسب ft/sec و σ_{cv} تنش مؤثر بر حسب psi است. مقدار ثابت ۵۰۰۰ به عنوان سرعت موج صوتی در سطح در نظر گرفته شده است که بر حسب ft/sec است. پارامترهای A

۸ می‌باشد [۱۱]. با توجه به اصل ترازقی و روابط باورز در تعیین فشار مؤثر، گرادیان فشار منفذی به شکل زیر تعیین می‌شود:

$$P = S - \sigma_{\max}^{1-U} \left(\frac{v - 5000}{A} \right)^{\frac{U}{B}} \quad (۴)$$

$$\sigma_{\max} = \left(\frac{v_{\max} - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (۵)$$

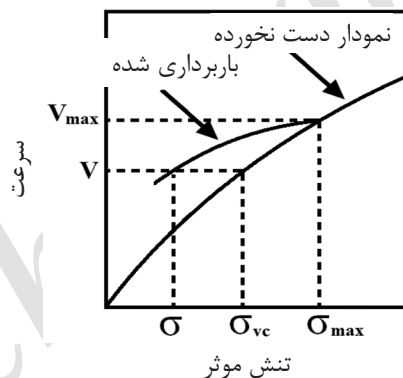
$$(\sigma / \sigma_{\max}) = (\sigma_{vc} / \sigma_{\max})^U \quad (۶)$$

شکل (۱۰) بیان‌کننده پارامترهای روابط فوق است. با توجه به اطلاعات چگالی و فشار منفذی در نقاط اندازه‌گیری شده، مقدار تنش مؤثر در این نقاط مطابق رابطه ترازقی محاسبه شد. نمودار سرعت در مقابل تنش مؤثر در نواحی دارای فشار نرمال و فشار بالا به صورت زیر نشان داده شده است.

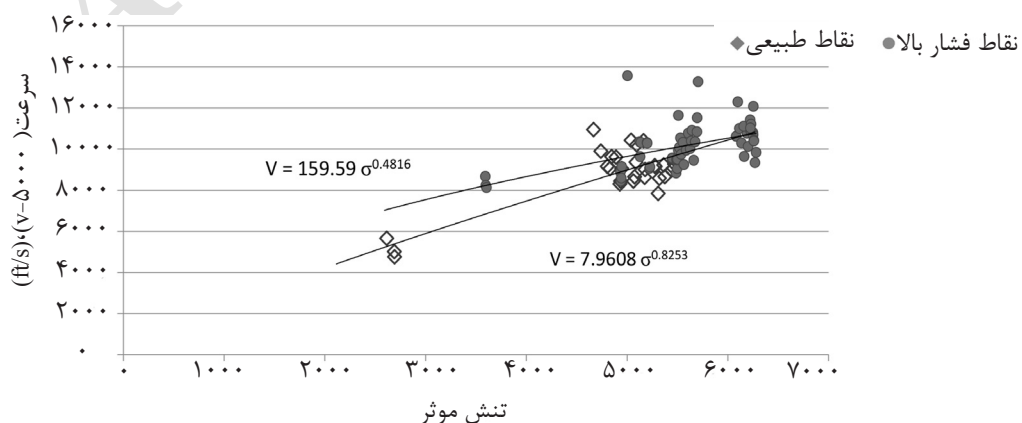
و B مقادیر ثابتی هستند که می‌توان آن‌ها را با کالیبره کردن داده‌های سرعت در مقابل تنش مؤثر محاسبه کرد. این رابطه به عنوان رابطه نمودار دست نخورده^۱ معروف است و اندیس CV در پارمتر تنش نیز به این دلیل است. در شرایط اضافه شدن مکانیسم باربرداری^۲، باورز رابطه زیر را پیشنهاد کرد [۱۱]:

$$v = 5000 + A \left[\sigma_{\max} \left(\frac{\sigma}{\sigma_{\max}} \right)^{\frac{1}{U}} \right]^B \quad (۳)$$

رابطه فوق نیز تحت عنوان رابطه نمودار باربرداری معروف است. σ_{\max} حداکثر تنش مؤثر است و پارمتر باربرداری U معیاری از رفتار پلاستیک رسوبات است. U=1 بیان‌کننده تغییر شکل غیرثابت است که با جایگذاری در رابطه فوق بیان‌کننده رابطه نمودار دست نخورده است. $U=\infty$ عنوان‌کننده سازند کاملاً برگشت‌ناپذیر است. در عمل مقدار U حدود ۳ تا



شکل ۱۰ نمودار رفتار پلاستیک رسوبات در حالت دست نخورده و حالت باربرداری [۱۱].

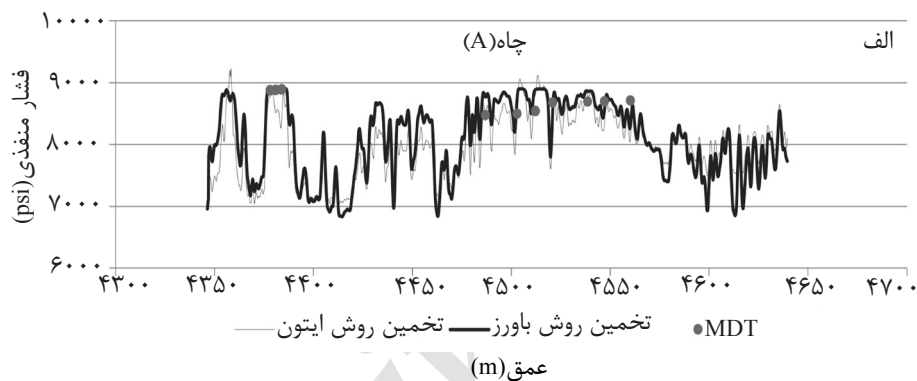


شکل ۱۱ نمودار سرعت در مقابل تنش مؤثر بر اساس رابطه باورز.

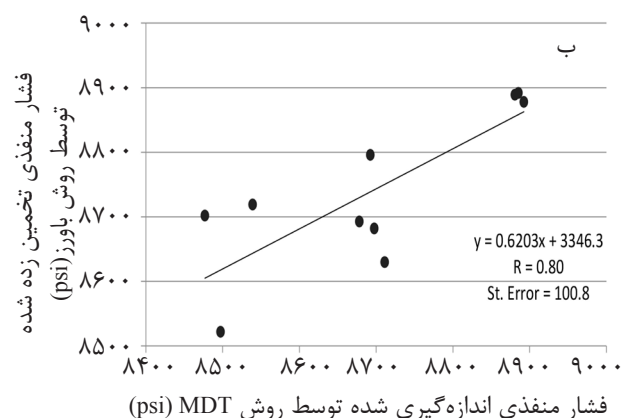
1. Virgin Curve
2. Unloading Curve

است. با توجه نتایج بررسی‌های از روش باورز نیز می‌توان گفت مکانیسم ایجاد فشار بالا در منطقه مورد مطالعه بیشتر تحت تاثیر تحکیم نامتوازن بوده و تا حدود کمی نیز متاثر از باربرداری است. بر این اساس تخمین فشار منفذی با استفاده از رابطه باورز نیز محاسبه و با نتایج تخمین از روش ایتون مقایسه شد. نتایج حاصل با مقدار فشار اندازه گیری شده آزمایش MDT مورد ارزیابی قرار گرفت که همانند روش ایتون تطابق خوبی را نشان می‌دهد (شکل ۱۲ و شکل ۱۳).

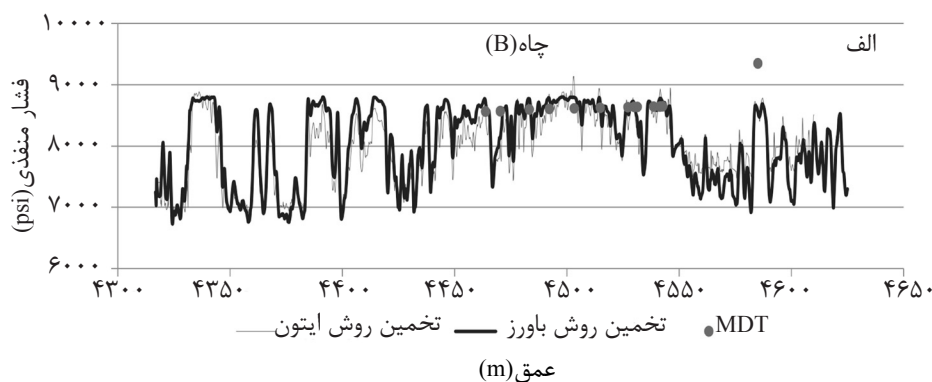
به منظور تعیین پارمتر U که بیان کننده رفتار پلاستیک رسوبات است، پارمترهای σ_{cv} ، σ_{max} و σ طبق نمودار فوق و شکل (۱۰) تعیین و مقدار متوسط U با استفاده از رابطه (۵) محاسبه می‌شود. بر این اساس مقدار متوسط پارامترهای فوق به ترتیب ۶۱۴۲، ۴۴۹۷ و ۳۵۹۶ psi محاسبه شد که با جای‌گذاری در رابطه (۵) مقدار U حدود ۱/۷۲ تخمین زده شد. از آنجا که مقدار U در شرایط باربرداری معمولاً بین ۳ تا ۸ است، مقدار تعیین شده برای رفتار پلاستیک سنگ نشان‌دهنده باربرداری کم و نزدیکی آن به حالت نمودار دست نخورده یا تحکیم نامتوازن



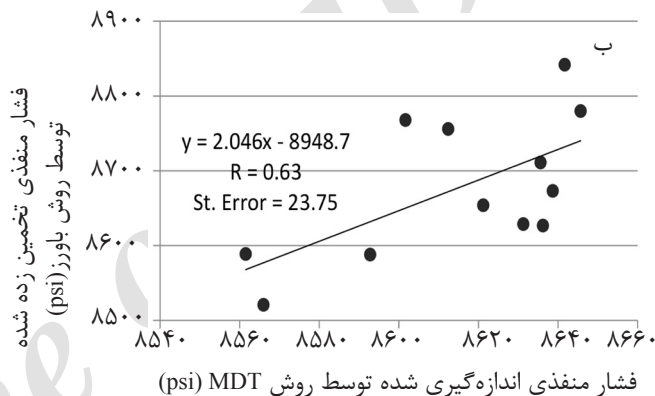
عمق (m)	MDT	باورز
۴۳۷۸	۸۸۸۱	۸۸۸۹
۴۳۸۱	۸۸۸۵	۸۸۹۲
۴۳۸۴	۸۸۹۳	۸۸۷۸
۴۴۸۷	۸۴۷۷	۸۷۰۲
۴۵۰۳	۸۴۹۷	۸۵۲۲
۴۵۱۲	۸۵۳۹	۸۷۱۹
۴۵۲۱	۸۶۷۸	۸۶۹۳
۴۵۳۸	۸۶۹۳	۸۷۹۶
۴۵۴۷	۸۶۹۸	۸۶۸۲
۴۵۶۰	۸۷۱۱	۸۶۳۰



شکل ۱۲ الف) فشار منفذی تخمین زده شده بر اساس روش باورز و مقایسه آن با روش ایتون در چاه A. ب) مقدار متوسط فشار منفذی تخمین زده شده و مقادیر اندازه‌گیری شده (MDT) به همراه جدول همبستگی و خطای استاندارد.



عمق (m)	MDT	باورز
۴۴۶۳	۸۵۶۱	۸۵۸۹
۴۴۷۰	۸۵۶۶	۸۵۲۱
۴۴۸۳	۸۵۹۲	۸۵۸۸
۴۴۹۲	۸۶۰۱	۸۷۶۸
۴۵۰۳	۸۶۱۲	۸۷۵۶
۴۵۱۵	۸۶۲۱	۸۶۵۴
۴۵۲۷	۸۶۳۱	۸۶۲۹
۴۵۳۰	۸۶۳۵	۸۷۱۱
۴۵۳۱	۸۶۳۶	۸۶۲۷
۴۵۳۹	۸۶۳۸	۸۶۷۳
۴۵۴۲	۸۶۴۱	۸۸۴۲
۴۵۴۳	۸۶۴۵	۸۷۸۰
۴۵۸۵	۹۳۴۶	۸۷۵۷



شکل ۱۳ الف) فشار منفذی تخمین زده شده بر اساس روش باورز و مقایسه آن با روش ایتون در چاه B به فاصله ۱۰ کیلومتری چاه A. ب) جدول مقدار متوسط فشار منفذی تخمین زده شده و مقادیر اندازه گیری شده (MDT) به همراه همبستگی و خطای استاندارد (نقطه عمق ۴۶۸۵ m به دلیل انحراف زیاد در همبستگی حذف شده است).
این اطلاعات در تصویر ارائه نشده است.

اثر تغییرات دیاژنز در این روند مشاهده نشد. بر این اساس به منظور تعیین فشار منفذی در میدان مورد مطالعه از رابطه ایتون که روشی مبتنی بر تحکیم نامتوازن است، استفاده شد. این رابطه با ضریب نمایی حدود ۰/۷ تطابق خوبی را با اطلاعات فشار اندازه گیری شده MDT در منطقه مورد مطالعه نشان داد. در ادامه به منظور نتیجه گیری بهتر از روش باورز که علاوه بر تحکیم نامتوازن، مکانیسم باربرداری را نیز در نظر می گیرد استفاده شد و نتایج بررسی های جدید نیز نشان داد که مکانیسم ایجاد فشار بالا در منطقه مورد مطالعه بیشتر تحت

نتیجه گیری

در این مطالعه ضمن معرفی عوامل مختلف ایجاد فشار بالا، به بررسی روش های تعیین نوع مکانیسم عامل پرداخته شد و بر این اساس مکانیسم ایجاد فشار بالا در یکی از میداین هیدروکربنی جنوب ایران مورد ارزیابی قرار گرفت. به منظور تعیین نوع مکانیسم، روند سرعت در مقابل چگالی به کار گرفته شد که این روند در میدان مورد مطالعه با توجه به نشانگرهای ایجاد کننده برای مکانیسم های مختلف، بیشتر نشان دهنده تحکیم نامتوازن بود و شواهد کافی دال بر انبساط سیال و باربرداری و یا

متخصص ژئومکانیک شرکت پیشرواندیشان انرژی که در راهنمایی این تحقیق ما را یاری نموده‌اند، سپاسگزاری نمائیم.

علائم و نشانه‌ها

A, B : ثابت‌های رابطه باورز
 ΔT_n : زمان سیر امواج سونیک در شرایط نرمال ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
 ΔT_o : زمان سیر اندازه‌گیری شده امواج سونیک ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
 P : فشار منفذی (psi)
 P_n : فشار هیدرواستاتیک (psi)
 S : فشار روباره (psi)
 σ : تنش مؤثر عمودی (psi)
 σ_{cv} : تنش مؤثر عمودی در حالت دست نخورده (psi)
 σ_{max} : حداکثر تنش مؤثر عمودی (psi)
 U : معیار رفتار پلاستیک رسوبات
 V : سرعت امواج سونیک (ft/sec)
 x : ضریب نمایی ایتون

تاثیر تحکیم نامتوازن بوده و تا حدود کمی نیز متاثر از باربرداری است. بر این اساس تخمین فشار منفذی با استفاده از رابطه باورز محاسبه و با نتایج تخمین از روش ایتون مقایسه شد. نتایج حاصل با مقدار فشار اندازه‌گیری شده آزمایش MDT مورد ارزیابی قرار گرفت که همانند روش ایتون تطابق نسبتاً خوبی را نشان داد. با توجه به نتایج این تحقیق می‌توان گفت نمودارهای سرعت و چگالی، ابزار نسبتاً مناسبی جهت تعیین مکانیسم ایجاد فشار بالا می‌باشند. همچنین استفاده از نمودار سرعت، جهت پیش‌بینی مقدار فشار منفذی است نتایج قابل قبولی را ارائه می‌دهد. از نتایج این تحقیق می‌توان در تخمین فشار منفذی و فشار شکست، کاهش هزینه حفاری و آزمایشات فشار سازند، طراحی وزن گل بهینه و انتخاب نقاط لوله‌های جداری در عملیات حفاری و فازهای توسعه میدان استفاده کرد.

تشکر و قدردانی

در اینجا لازم است از اساتید گرامی، مدیر عامل و

مراجع

- [1]. Swarbrick B. and Osborne M. J., "Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview", AAPG Memoir 70, United Kingdom, pp. 13-34, 1998.
- [2]. Ungerer P., Behar E. and Discamps D., "Tentative calculation of the overall volume expansion of organic matter during hydrocarbon genesis from geochemistry data, Implications for primary migration," Advances in Organic Geochemistry, Vol. 10, pp. 129-135, 1981.
- [3]. Mackenzie A. S. and Quigley T. M., "Principles of geochemical prospect appraisal," AAPG Bulletin, Vol. 72, pp. 399-415, 1988.
- [4]. Katsube T., Williamson M. and Best M., "Shale pore structure evolution and its effect on permeability," 33th Annual Symposium of the Society of Professional Well Log Analysts (SPWLA), Symposium, pp. 1-22, 1992.
- [5]. Bowers G. and Katsube T. J., "The role of shale pore structure on the sensitivity of wire-line logs to overpressure," AAPG Memoir 76, pp. 43-60, 2002.
- [6]. Yardley G. S. and Swarbrick R. E., "Lateral transfer: a source of additional overpressure?," Marine and Petroleum Geology, Vol. 17, pp. 523-537, 2000.
- [7]. Traugott M., "The pore pressure centroid concept: reducing drilling risks, compaction and overpressure current research," pp. 9-10, Dec., IFP, Paris, 1996.

[۸]. آزادپور م.، "پیش‌بینی و مدل‌سازی فشار منفذی با استفاده از اطلاعات چاه‌پیمایی در میدان گازی پارس جنوبی"، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی سهند، دانشکده مهندسی معدن، ۱۳۹۲.

[9]. Eaton B., "The equation for geopressure prediction from well logs," Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, 1975.

[۱۰]. حسین پور صیامی ح.، مبانی ارزیابی فشار سازند، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ۱۳۸۹.

[11]. Bowers G., "Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction," SPE Drilling & Completion, Vol. 10, pp. 89-95, 1995.

Archive of SID