

تعیین تنش برجا جهت بررسی آنالیز پایداری چاه تحت شرایط همسان‌گردی عرضی

رامین محمدی و حمیدرضا رمزی*

دانشکده معدن و متالورژی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۳/۳۰ تاریخ پذیرش: ۹۶/۱۱/۱۵

چکیده

تنش‌های برجا فاکتوری کلیدی است که در بسیاری از مسائل مرتبط با سنگ و در زمینه‌های مهندسی نفت نظیر پایداری دیواره چاه و شکست هیدرولیکی از اهمیت بالایی برخوردار است. عمدتاً از روش‌های مستقیم که پرهزینه و زمان‌بر هستند؛ جهت تخمین تنش‌های برجا استفاده می‌شود. همچنین روش‌های مستقیم نتایج را محدود به عمق خاصی می‌کنند که نمی‌توان آن‌را به کل چاه تعمیم داد. در این مقاله از دو روش غیرمستقیم پرکاربرد در تخمین تنش برجا یعنی مدل مبتنی بر مدول برشی و روابط پوروالاستیک در محیطی تحت شرایط همسان‌گردی عرضی، استفاده و نتایج مورد بحث و بررسی قرار گرفته‌اند. محاسبه پارامترهای الاستیکی، مقاومت سنگ و تنش برجا بر اساس فرضیات هر روش برای یک چاه عمودی حفر شده در جنوب غربی ایران نشان داد روش مبتنی بر مدول برشی روش پیشنهادی برای پیش‌بینی حداکثر تنش افقی است. در این روش مقدار ضریب آکوستوالاستیک 0.52 در نظر گرفته شد. همین‌طور نسبت C_{66}/C_{44} کمتر از 3 است که چندان قابل قبول نیست. تنش‌های برجای به‌دست آمده با این روش با مغزها کالیبره شده‌اند. هرچند این روش رژیم گسلی منطقه را درست پیش‌بینی کرده ولی مقدار تنش با توجه به مدل مکانیکی ساخته شده کمتر از مقدار واقعی تخمین زده است و نتایج با نمودار کالیپر همخوانی ندارد. اما مدل مکانیکی ارائه شده به‌وسیله روابط پوروالاستیک که یک رویکرد بهتری در پیش‌بینی تنش برجا تحت شرایط همسان‌گردی عرضی داشته تطابق بهتری با نمودار کالیپر دارد و فواصلی که دچار شکستگی برشی و کششی شده بخوبی نشان داده‌اند که این می‌تواند به علت وجود لایه‌های شیلی درون سازند باشد.

کلمات کلیدی: تنش برجا، همسان‌گردی عرضی، مدل مکانیکی، مدول برشی، روابط پوروالاستیک

مقدمه

و مباحثی همچون شکست هیدرولیکی، گسیختگی چاه و غیره است [۱]. شناخت دقیق تنش‌های سازند در مدیریت هرچه بهتر مخازن در برابر شکست‌های ناشی از کاهش فشار منفذی و افزایش تنش موثر بسیار مهم است [۲].

در صنعت نفت و گاز، تنش برجا یک پارامتر کلیدی در طول عملیات حفاری و تولید مواد هیدروکربوری

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
ramazi@aut.ac.ir
شناسه دیجیتال (DOI: 10.22078/pr.2018.2758.2278)

گزارش حفاری و مغزه کالیبره شوند قابل اعتماد نیز خواهند شد. تخمین تنش برجا براساس روش‌های مستقیم و غیرمستقیم در برخی موارد به علت وجود شرایط مختلف زمین‌شناسی و ساختاری سنگ با پیچیدگی‌هایی همراه است. بنابراین تعیین مقادیر تنش تحت شرایط ناهمسان‌گردی به نظر پیچیده‌تر خواهد بود. برای محاسبه تنش برجا تحت شرایط همسان‌گرد و ناهمسان‌گرد می‌توان از روابط کاربردی پوروالاستیک^۳ [۱۵] و مدول برشی بهره برد. تخمین تنش بر مبنای مدول برشی به وسیله سینها براساس اختلاف در پارامترهای سفتی برشی و ارتباط آن با تنش‌های اصلی ارائه شده است [۱۶]. روابط پوروالاستیک نیز یکی از مهم‌ترین رویکردها در ارائه مدل مکانیکی زمین هستند که در تعیین تنش‌های افقی تحت شرایط همسان‌گرد، مورد استفاده قرار می‌گیرند. روابط پوروالاستیک برای استفاده تحت شرایط ناهمسان‌گردی عرضی^۴ به وسیله هیگینس [۱۷] اصلاح شدند. در این رویکرد، از تغییرات پارامترهای سفتی الاستیکی ناشی از ناهمسان‌گردی ساختاری چاه برای پیش‌بینی تنش‌های افقی حداقل و حداکثر استفاده می‌شود. در این مقاله، دو روش تخمین تنش برجا به منظور ارزیابی مکانیکی یک چاه عمودی در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران با یکدیگر مقایسه می‌شوند.

روش‌های تخمین تنش برجا

تنش برجا در چاه‌های نفتی از چند بخش مهم جهت مطالعه و بررسی تشکیل شده است که شامل حالت تنش، مقدار و جهت مؤلفه‌های تنش نسبت بهم است. یکی از نمودهای مطالعه تنش برجا در میادین هیدروکربوری، استفاده از نتایج آن در ساخت مدل مکانیکی مخازن است.

به‌طور کلی، حالات تنش با تانسور تنش نشان داده می‌شوند. در حوضه‌های رسوبی تانسور تنش به‌شکل ساده در خواهد آمد و به سه تنش عمودی، افقی ماکزیمم و مینیمم تبدیل خواهد شد [۳]. به علت اهمیت بالای این تنش‌ها، روش‌های مختلفی برای محاسبه آنها وجود دارد. این روش‌ها در علوم مهندسی سنگ به دو گروه روش‌های مستقیم و غیرمستقیم تقسیم می‌شوند. از روش‌های کارآمد مستقیم می‌توان به شکست هیدرولیکی و بیش مغزه‌گیری اشاره کرد [۴ و ۵]. دو روش مذکور به عملیات میدانی نیاز دارند. از آنجا که این روش‌ها عمدتاً روش‌های مبتنی بر عملیات میدانی و برداشت مغزه‌های حفاری هستند؛ بیشتر به‌عنوان روش جایگزین مورد استفاده قرار می‌گیرند [۶]. علاوه بر روش‌های ذکر شده، دو روش اثر کایزر^۱ و بازیابی کرنش غیرالاستیک^۲ از مهم‌ترین روش‌های مبتنی بر مغزه هستند که برای اندازه‌گیری مقادیر تنش‌های برجا در مخازن و چاه‌های نفتی مورد استفاده قرار می‌گیرند. با این حال، برای دستیابی به نتایج قابل قبول به ترکیبی از روش‌های مختلفی مانند شکست هیدرولیکی [۷]، شکست برشی چاه [۸]، انتشار آکوستیک [۹]، بازیابی کرنش غیرالاستیک [۱۰] و آنالیز منحنی کرنش تفاضلی [۱۱] نیاز خواهد بود. هادسون و همکاران [۱۲] و الجونگرن و همکاران [۱۳] اصول کلی روش‌های مختلفی که در بالا ذکر شده را به‌طور خلاصه بیان نمودند. اگرچه روش‌های مختلفی برای تعیین تنش برجا به روش مستقیم ارائه شده ولی برخی از محدودیت‌ها نظیر بحث اقتصادی، زمان و ابزارهای مورد نیاز باعث شده تا روش‌های دیگر مورد بررسی قرار گیرند. به‌علاوه هیچ‌یک از روش‌های مستقیم توانایی محاسبه تمام طول چاه را ندارند [۱۴]. بنابراین معادلات توسعه یافته‌ای به‌عنوان روش‌های غیرمستقیم برای پیش‌بینی تنش برجا تعریف شده‌اند. این معادلات قادر به تخمین مقادیر پیوسته تنش برجا خواهند بود و زمانی که با داده‌های حاصل از

1. Kaiser Effect
2. Anelastic Strain Recovery
3. Poroelastic Equation
4. Transverse Isotropic

$$C_{66} = \rho V_{stoneley}^2 \quad (۶)$$

که در روابط ۱ تا ۳، A_E ضریب آکستوالاستیک است که به صورت ذیل تعریف می‌شود:

$$A_E = 2 + \left(\frac{C_{456}}{G} \right) \quad (۷)$$

در رابطه بالا، G مدول برشی سازند و C_{456} به عنوان پارامتر سفتی غیرخطی سازند تعریف می‌شود:

$$C_{456} = \frac{C_{155} - C_{166}}{2} \quad (۸)$$

با استفاده از ابزار دو قطبی برشی می‌توان ضریب آکستوالاستیک را از رابطه ۷ و تنش‌های افقی را از روابط ۱ تا ۳ محاسبه نمود. هرچند، از این سه رابطه تنها دو رابطه مستقل هستند. به علاوه وقتی بزرگی تنش افقی مینیمم و تنش روباره در دسترس باشد، می‌توان پارامتر A_E یا همان ضریب آکستوالاستیک را به صورت زیر محاسبه نمود:

$$A_E = \frac{C_{55} - C_{66}}{\sigma_v - \sigma_h} \quad (۱۰)$$

هنگامی که پارامتر آکستوالاستیک تعیین گردید، می‌توان بزرگی تنش افقی ماکزیمم را در عمق خاص با کمک رابطه ذیل محاسبه کرد که در آن δ پارامتر تامسون می‌باشد

$$\frac{C_{66}}{C_{44}} = 1 + 2\delta \quad (۱۱)$$

روابط پوروالاستیک

رابطه بسیار رایج برای محاسبه مقدار تنش افقی موثر، رابطه تجربی پوروالاستیک^۳ است که در آن از فشار روباره، فشار منفذی، نسبت پواسون و کرنش‌های تکتونیک استفاده شده است [۲۲].

$$\sigma_h = \frac{v}{(1-v)} \cdot (\sigma_v - \alpha \cdot P_p) + \alpha \cdot P_p + \frac{E_{sta}}{(1-v^2)} \cdot (\varepsilon_x + v \cdot \varepsilon_y) \quad (۱۲)$$

$$\sigma_H = \frac{v}{(1-v)} \cdot (\sigma_v - \alpha \cdot P_p) + \alpha \cdot P_p + \frac{E_{sta}}{(1-v^2)} \cdot (\varepsilon_y + v \cdot \varepsilon_x) \quad (۱۳)$$

که با در نظر گرفتن رفتار همسان‌گردی عرضی سنگ مخزن، بزرگی تنش برجا به وسیله روابط ذیل تعیین می‌گردد [۱۵].

در این بخش، تنش برجا تحت شرایط همسان‌گردی عرضی با استفاده از دو روش مدول برشی و روابط پوروالاستیک محاسبه و با یکدیگر مقایسه می‌شوند.

روش مبتنی بر مدول برشی

ناهمسان‌گردی صوتی چاه به وسیله ابزار دو قطبی صوتی^۱ و با استفاده از داده‌های امواج برشی محاسبه می‌گردد. در اغلب موارد فرض شده در غیاب ناهمسان‌گردی ذاتی، حداکثر سرعت موج خمشی به جهت حداکثر تنش فشاری که بر چاه وارد می‌شود وابسته است [۱۸ و ۱۹]. باید توجه داشت تنش‌های اطراف چاه بعد از عملیات حفاری از حالت طبیعی خارج می‌شوند. بنابراین، فواصل عمقی با لیتولوژی و دمای یکسان برای محاسبه تغییرات سرعت امواج باید انتخاب گردند. در غیر این صورت، تغییرات اندازه‌گیری شده سرعت، به بزرگی تنش سازند وابسته نخواهد بود. بر طبق مطالعات انجام شده در مورد سنگ‌های همگن مشخص شد، اختلاف موجود در مدول‌های برشی با اختلاف موجود در تنش‌های اصلی در ارتباط است [۲۰]. این ارتباط بین سه مدول برشی (C_{66} و C_{44} ، C_{55}) و تنش‌های اصلی (σ_v و σ_h ، σ_H) و همچنین ضریب آکستوالاستیک^۲ برقرار است. بنابراین بعد از تعیین تنش روباره و فشار منفذی به وسیله مدل مکانیکی زمین، تنش‌های افقی به عنوان تابع عمق، قابل پیش‌بینی هستند. سه مدول برشی به وسیله داده‌های صوتی چاه یعنی امواج استونلی (C_{66}) و سرعت امواج برشی (C_{55} و C_{44}) تعیین می‌گردند. روابط ذیل جهت تخمین تنش‌های افقی مورد استفاده قرار می‌گیرند [۲۰].

$$C_{44} - C_{66} = A_E (\sigma_v - \sigma_H) \quad (۱)$$

$$C_{55} - C_{66} = A_E (\sigma_v - \sigma_h) \quad (۲)$$

$$C_{55} - C_{44} = A_E (\sigma_H - \sigma_h) \quad (۳)$$

که در آن، C_{55} ، C_{44} و C_{66} به ترتیب مدول‌های برشی هستند که به وسیله روابط ذیل محاسبه می‌گردند:

$$C_{44} = \rho V_{S(slow)}^2 \quad (۴)$$

$$C_{55} = \rho V_{S(fast)}^2 \quad (۵)$$

1. Dipole Shear Sonic Imager (DSI)
2. Acoustoelastic Coefficient
3. Poroelastic

کم عمق به ضخامت ۸۲۱ m و رخساره‌ای دیگری شامل آهک‌های لایه نازک و تیره رنگ است. سازند سروک توالی ضخیمی از سنگ‌های کربناته با سن آلبین- تورونین است و یکی از مخازن مهم هیدروکربوری در جنوب ایران محسوب می‌شود [۲۵]. شکل ۱ نقشه گسلی ایران را نشان می‌دهد که در آن رژیم گسلی معکوس، رژیم غالب است. از آنجا که بسیاری از مخازن نفتی و گازی ایران در بخش جنوبی و جنوب غربی واقع شده‌اند، حالات تنش نشان می‌دهد این رژیم گسلی، مسئله اصلی ناپایداری دیواره چاه‌های عمودی این منطقه است. بنابراین، ساخت مدل مکانیکی دقیق از مخازن نفتی ایران یک گام مهم در جهت کاهش مشکلات ناپایداری چاه قبل از حفاری خواهد بود.

داده‌ها و مغزه‌های مورد استفاده در این مطالعه

در میدان نفتی مورد مطالعه تعدادی چاه جهت استخراج مواد هیدروکربوری حفر شده است که در تحقیق حاضر از اطلاعات یک چاه برای مطالعه موردی و بررسی پایداری دیواره چاه استفاده شده است.

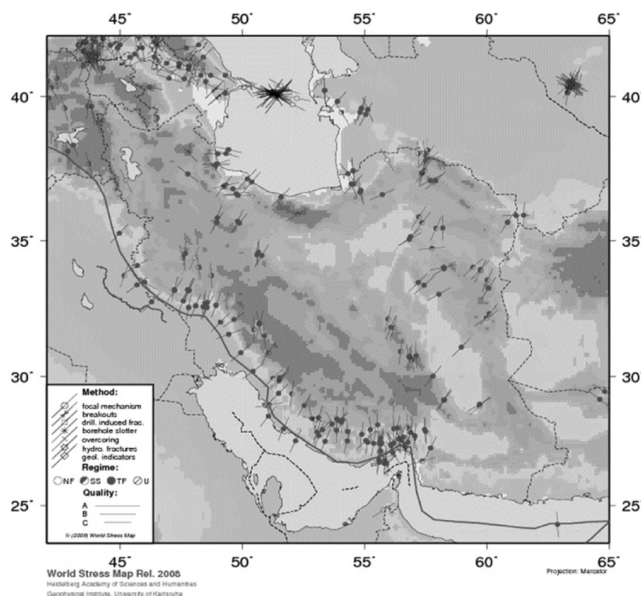
$$\sigma_h = \frac{E_{11}}{E_{33}} \frac{\nu_{31}}{(1-\nu_{12})} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{11}}{(1-\nu_{12}^2)} \varepsilon_h + \frac{E_{11}\nu_{12}}{(1-\nu_{12}^2)} \varepsilon_H \quad (14)$$

$$\sigma_H = \frac{E_{11}}{E_{33}} \frac{\nu_{31}}{(1-\nu_{12})} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{11}}{(1-\nu_{12}^2)} \varepsilon_H + \frac{E_{11}\nu_{12}}{(1-\nu_{12}^2)} \varepsilon_h \quad (15)$$

در روابط بالا، E_{11} و E_{33} مدول یانگ عمودی و افقی، ν_{31} و ν_{12} نسبت پواسون عمودی و افقی، S_v تنش روباره، α ضریب بایوت، P_p فشار منفذی و ε_h و ε_H پارامترهای کرنش تکتونیکی می‌باشند [۲۳]. در ادامه موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی میدان نفتی که چاه مورد مطالعه در آن قرار گرفته ارائه می‌گردد.

موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه

چاه مورد بررسی در این مطالعه در میدان نفتی واقع در جنوب باختری ایران و در نزدیکی مرز ایران و عراق است. سازندهای این میدان نفتی به ترتیب سازندهای آسماری، جهرم، پابده، گورپی، ایلام، سروک، کژدمی، داریان، گدوان، فهلیان، گرو و گوتنجان هستند [۲۴]. بخش عمده مخزن در سازند سروک واقع شده است که شامل یک رخساره



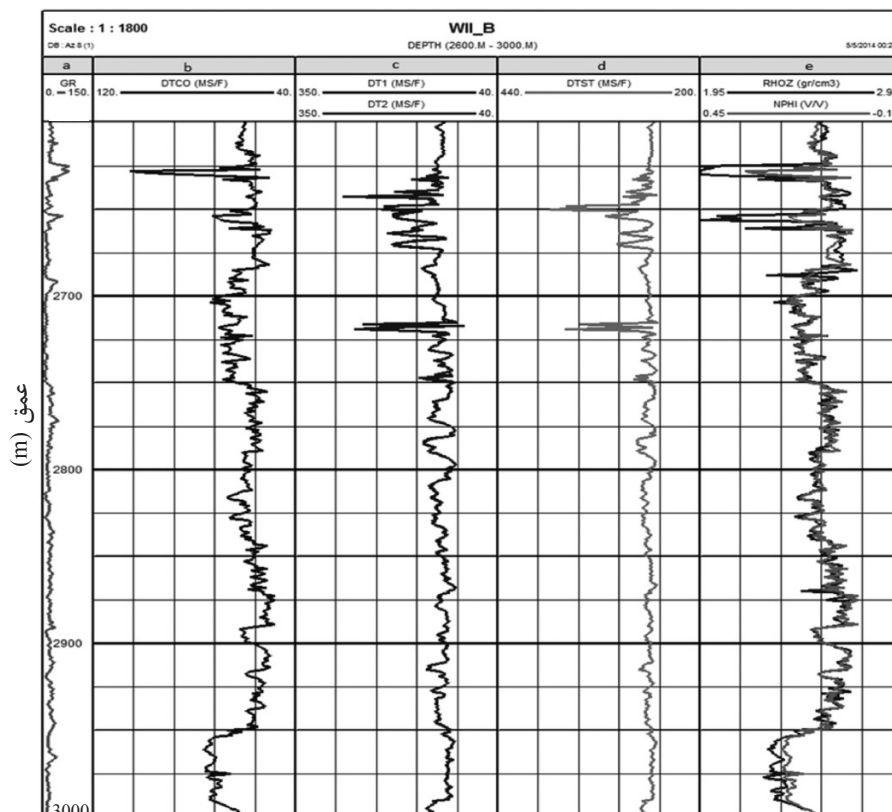
شکل ۱ نقشه تنش ایران که در آن رژیم تنش و جهت تنش افقی ماکزیمم مشخص شده است [۲۶]

استونلی و ستون (e) تخلخل نوترونی و چگالی نشان داده شده است.

آنالیز مکانیکی

مدل مکانیکی زمین به‌طور گسترده‌ای در صنعت نفت و گاز مورد استفاده قرار گرفته است. این مدل ترکیبی از ویژگی‌های مکانیکی زمین و تنش‌های برجای موثر است [۲۷]. مدل مکانیکی زمین با استفاده از ویژگی‌های الاستیکی و مکانیکی استخراج شده می‌تواند وضعیت تنش را از داده‌های موجود در یک میدان نفتی محاسبه کند [۱۴]. در ادامه ویژگی‌های مکانیکی سنگ‌های مخزن تحت شرایط همسان‌گردی و همسان‌گردی عرضی محاسبه می‌گردد.

در چاه مورد مطالعه که اصطلاحاً به آن چاه B گفته می‌شود، نمودارهای چاه‌پیمایی مانند نمودار گاما (GR)، چگالی (RHOZ)، تخلخل نوترونی (NPHI)، زمان گذر امواج صوتی برشی (DT_1 و DT_2)، زمان گذر امواج صوتی فشاری (DTCO)، زمان گذر امواج استونلی (DTST)، نمودار تصویرری صوتی دوقطبی (DSI)، نمودار کالیپر (CAL) برداشت شده است. افزون بر نمودارهای چاه‌پیمایی، داده‌های تست سازند (MDT)^۱ و تست نشت (LOT)^۲ نیز برداشت شده است. در این تحقیق تلاش می‌شود تنش‌های برجا تحت شرایط همسان‌گردی عرضی به‌کمک داده‌های فوق محاسبه شوند. شکل ۲ نمودارهای مورد استفاده در این تحقیق را نشان می‌دهد که در آن ستون (a) عمق چاه و نمودار گاما، ستون (b) و (c) زمان گذر امواج برشی و فشاری، ستون (d) موج



شکل ۲ تغییرات نمودار گاما ستون (a)، صوتی ستون (b)، زمان گذر امواج صوتی برشی ستون (c)، زمان گذر امواج استونلی ستون (d) و تخلخل نوترونی و چگالی ستون (e) نسبت به عمق چاه مورد مطالعه

1. Modular Dynamic Tester
2. Leak off Test

ستون (b) شکل ۳ پارامترهای الاستیکی تخمین زده شده توسط نمودارهای چاه را نشان می‌دهند. در این بخش، مدول یانگ استاتیکی ارائه شده توسط نگار صوتی، به کمک آزمایش‌های استاتیکی که روی نمونه مغزه‌های تهیه شده از اعماق مختلف چاه در شکل ۴ انجام شده کالیبره شده است. برآزش خوب داده‌های آزمایشگاهی و نمودار تخمینی حاکی از آن است که این روش به خوبی توانسته نتایج را اعتبارسنجی کند. در ستون (c) شکل ۳ نسبت پواسون با میانگین حدود ۰/۳ نشان داده شده است. مقاومت فشاری تک محوره (UCS) ^۱ به کمک روابط بردفورد و همکاران [۲۹] قابل محاسبه است که مدول یانگ استاتیکی را به مقاومت فشاری تک محوره مرتبط می‌سازد. تخمین نمودار مقاومت فشاری تک محوره به وسیله داده‌های تست سه محوره کالیبره شده است.

ویژگی‌های مکانیکی سازند تحت شرایط همسان‌گردی

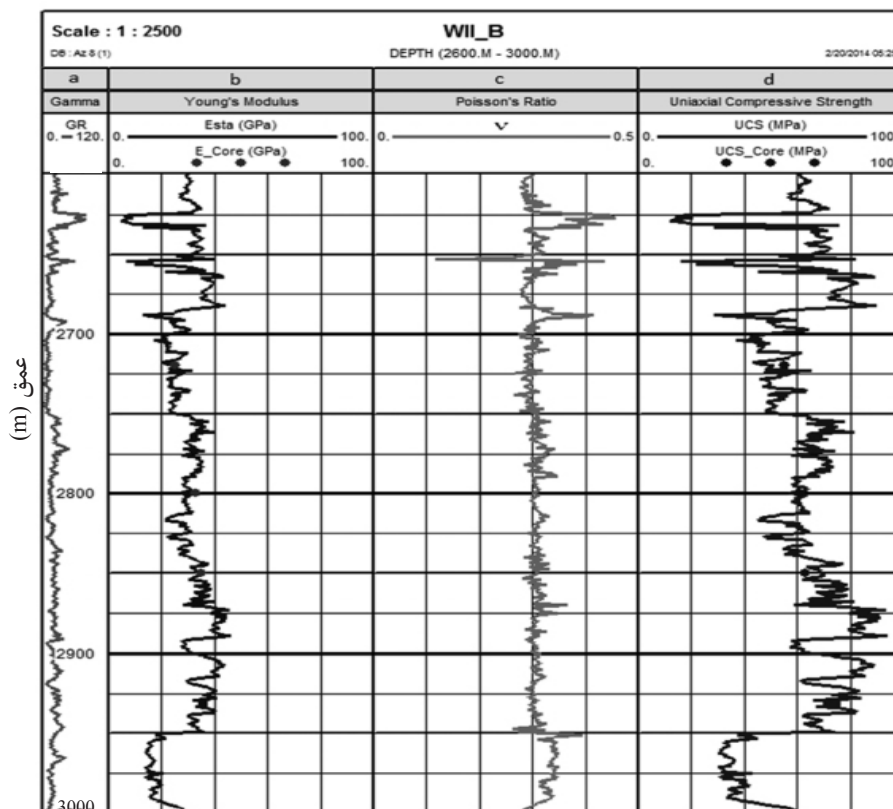
برای تعیین ویژگی‌های مکانیکی سازندها، پارامترهای الاستیکی دینامیکی سنگ مخزن به صورت تابعی از سرعت امواج فشاری، سرعت امواج برشی و چگالی سازند تخمین زده می‌شود.

$$E_{Dyn} = \rho V_s^2 \frac{3 \left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 4}{\left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 1} \quad (19)$$

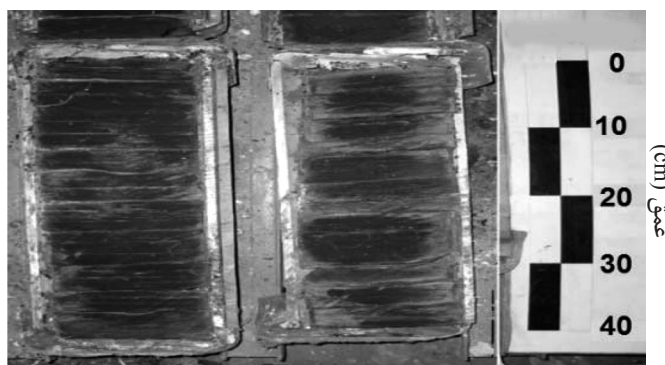
$$V_{Dyn} = \frac{1}{2} \frac{(V_p - V_s)^2 - 2}{2(V_p - V_s)^2 - 1} \quad (20)$$

که در آن، E_{Dyn} و V_{Dyn} به ترتیب مدول دینامیکی یانگ و نسبت پواسون سنگ مخزن هستند. مدول دینامیکی موجود در رابطه ۱۹ تعیین شده، به کمک رابطه ۲۱ به مدول استاتیکی تبدیل می‌شود [۲۸]:

$$E_{sta} = 0.77E_{dyn} + 0.02 \quad (21)$$



شکل ۳ ستون (b) مدول یانگ که با نمونه‌های مغزه کالیبره شده نسبت پواسون در ستون (c) و در ستون (d) مقاومت فشاری تک محوره که کالیبره شده تحت شرایط همسان‌گردی عرضی نشان داده شده است



شکل ۴ مغزه‌های تهیه شده از اعماق مختلف در چاه مورد بررسی

داخلی تخمین زده شده در در ستون c شکل ۵ و نشان داده شده است. پارامتر موثر دیگر، تنش عمودی اصلی (σ_v) است که به وزن روباره اطلاق می‌گردد و از طریق انتگرال‌گیری از چگالی سنگ‌ها از سطح تا عمق مورد نظر به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z) g dz \cong \bar{\rho} g z \quad (24)$$

که در آن، $p(z)$ چگالی توده سنگ در عمق Z ، g شتاب گرانش و $\bar{\rho}$ چگالی متوسط لایه‌های سنگی می‌باشد. در اعماق مناسب جهت اکتشاف نفت، تنش عمودی تغییراتی بین ۱۸/۱ تا ۲۲/۶ kPa/m دارد [۳۱].

ویژگی‌های مکانیکی سازند تحت شرایط همسان‌گردی عرضی

برای تعیین ویژگی‌های الاستیکی سازندها تحت شرایط همسان‌گردی عرضی، پنج پارامتر سفتی (C_{ij}) تعریف می‌گردد. پارامترهای سفتی به کمک سرعت امواج فشاری و برشی در جهات افقی و عمودی تعیین می‌گردند. برای رسیدن به این هدف، دو فرضیه به منظور تخمین پارامترهای ناهمسان‌گردی مطرح شده است. در بخش اول فرض شد ناهمسان‌گردی مشاهده شده در بخشی از امواج برشی تنها به دلیل ویژگی‌های لایه‌بندی شیل بوده، بنابراین سنگ پس‌زمینه همسان‌گرد در نظر گرفته شد که به عنوان نتیجه این فرضیه، $C_{12} = C_{13}$ در نظر گرفته شده است.

نتایج نشان می‌دهد نمودار تخمین زده شده به خوبی با تست مغزه همخوانی دارد.

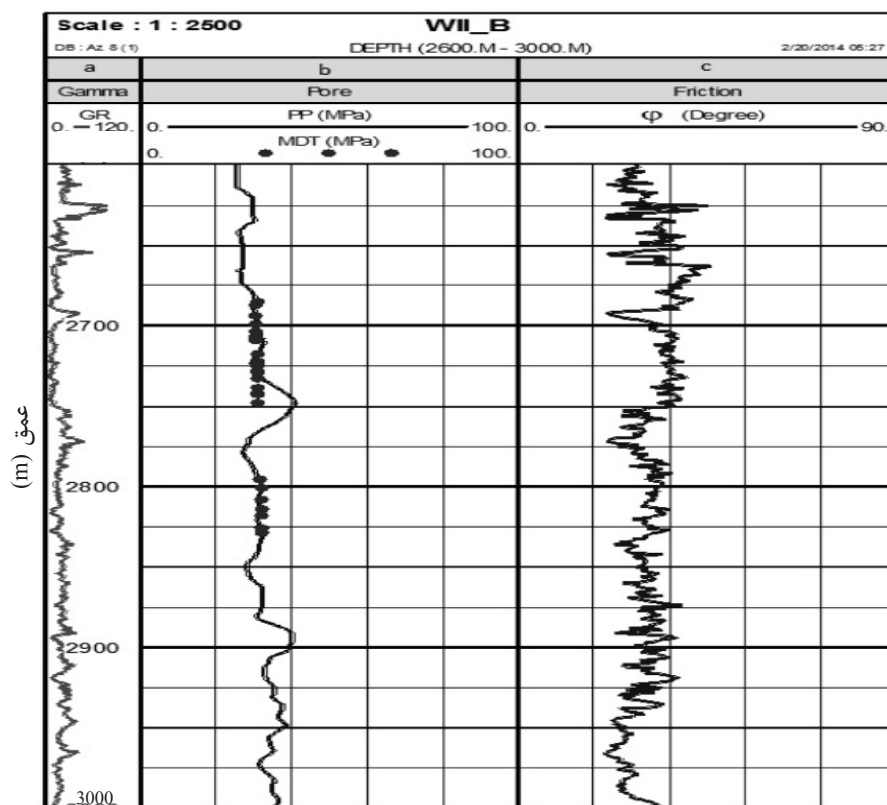
در مرحله بعدی، فشار منفذی یکی از مهم‌ترین پارامترهای درگیر در ساخت مدل مکانیکی تخمین زده می‌شود. تغییرات فشار منفذی به کمک رابطه ایتون محاسبه می‌گردد:

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{pn}) \left(\frac{NCT}{\Delta t} \right)^3 \quad (22)$$

که در رابطه بالا، P_{pg} گرادیان فشار منفذی سازند؛ P_{gn} گرادیان فشار منفذی هیدرواستاتیکی (psi/ft) (۰/۴۵)؛ OBG گرادیان تنش روباره و NCT زمان گذر امواج صوتی یا کندی امواج تحت فشار نرمال است که از طریق برازش منحنی بر زمان عبور موج فشاری به دست می‌آید، در حالی که Δt زمان گذر امواج صوتی به دست آمده از نمودار صوتی است. نتایج به دست آمده فشار منفذی به کمک نمودار صوتی، به وسیله داده‌های MDT کالیبره شده است. همان‌طور که در ستون b شکل ۵ مشاهده می‌شود مقادیر تخمینی با داده‌های تست سازند کالیبره شده‌اند. که نتایج رضایت بخش بوده است. برای تخمین زاویه اصطکاک داخلی (ϕ) از رابطه پلامب [۳۰]، استفاده شده است:

$$\phi = 26.5 - 37.4 \times (1 - NPHI - V_{shale}) + 62.1 \times (1 - NPHI - V_{shale})^2 \quad (23)$$

که در آن، $NPHI$ نمودار تخلخل و V_{shale} به وسیله نمودار گاما محاسبه می‌گردد. نتایج زاویه اصطکاک



شکل ۵ نمودار فشار منفذی ستون (b) که به وسیله داده‌های تست سازند کالیبره شده و ستون (c) زاویه اصطکاک داخلی را نشان می‌دهد

مشابهی را نسبت به عمق طی می‌کنند. در شکل ۶، مدول یانگ دینامیکی و نسبت پواسون تحت شرایط همسان‌گرد آورده شده که با نتایج بخش شرایط ناهمسان‌گرد قابل مقایسه هستند. نتایج نشان می‌دهد مدول یانگ محیط همسان‌گرد (E_{dyn}) بسیار نزدیک به مدول یانگ عمودی (E) می‌باشند، به‌جز در فواصلی که لایه‌بندی از شیل تشکیل شده است. سازندها تحت شرایط همسان‌گردی عرضی قرار دارند. بنابراین، مقاومت در جهت‌های مختلف یکسان نیست. با این حال، برای محاسبه مقاومت فشاری تک محوره ارتباط بین مدول یانگ عمودی و مقاومت فشاری تک محوره بر طبق آنالیز مغزه‌های موجود ایجاد گردید. شکل ۷ مقاومت فشاری تک محوره را نشان می‌دهد. بر طبق این شکل، روابط زیر بین مدول یانگ عمودی و مقاومت فشاری تک محوره بر قرار خواهد بود.

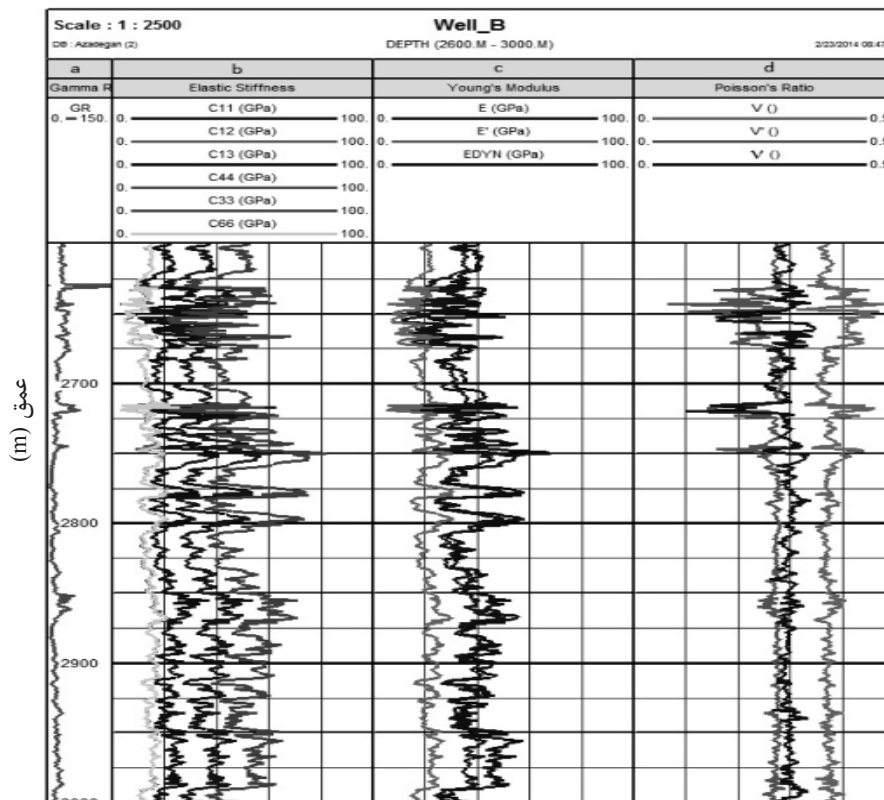
در فرضیه دوم، پارامتر ناهمسان‌گردی تامسون (δ) [۳۲] نزدیک به صفر در نظر گرفته شده است. برطبق رابطه تامسون، پارامتر δ به کمک رابطه ذیل محاسبه می‌گردد:

$$\delta = \frac{(C_{13} + C_{44})^2 - (C_{33} - C_{44})^2}{2C_{33}(C_{33} - C_{44})} \quad (25)$$

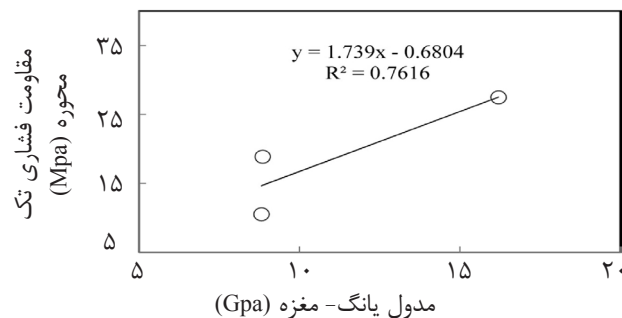
که اگر پارامتر δ به صفر میل کند رابطه ۲۵ به شکل زیر در خواهد آمد:

$$C_{13} + 2C_{44} - C_{33} = 0 \quad (26)$$

بنابراین از پنج پارامتر مستقل برای تخمین پارامترهای الاستیکی، سه پارامتر $(C_{33}, C_{44} (=C_{55}), C_{66})$ مستقیماً به وسیله سرعت امواج فشاری و برشی محاسبه می‌شوند. دو پارامتر دیگر یعنی C_{12} با C_{13} به ترتیب به کمک رابطه ۲۶ و فرضیه همسان‌گرد بودن محیط پس‌زمینه قابل محاسبه می‌باشند. شکل ۶ پارامترهای سفتی، نسبت پواسون، مدول یانگ افقی و عمودی را نشان می‌دهد. که نتایج نشان می‌دهد هر ۶ پارامتر سفتی روند



شکل ۶ تعیین پارامترهای سفتی در ستون (b) و پارامترهای الاستیک تحت شرایط همسان‌گردی عرضی مدول یانگ دینامیکی و استاتیکی و نسبت پواسون در ستون‌های (c) و (d) نشان داده شده است.



شکل ۷ ارتباط بین مدول یانگ عمودی و مقاومت فشاری تک محوره براساس آنالیز مغزه

پوروالاستیک مورد ارزیابی قرار بگیرند.

روش بر مبنای مدول برشی

برای تعیین تنش افقی ماکزیمم و مینیمم به کمک روابط ۱ تا ۳، تعیین پارامتر A_E ضروری است. مقدار این پارامتر از تست نشت ($A_E=0.52$) در نظر گرفته شده است. دیگر پارامترهای موجود در روابط ۱ تا ۳ یعنی پارامترهای سفتی الاستیکی و تنش عمودی قبلاً محاسبه شده‌اند. بنابراین تنش افقی ماکزیمم و مینیمم قابل محاسبه هستند.

$$UCS=1.739E-0.6804$$

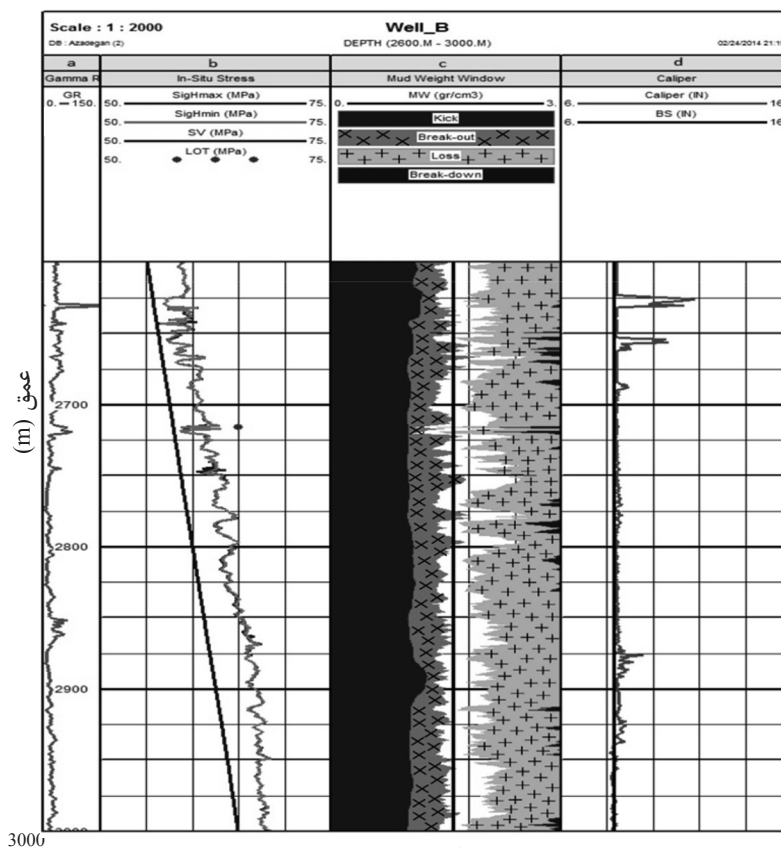
(۲۷)

بحث و نتایج

برطبق نتایج به دست آمده از آنالیز مکانیکی تحت شرایط همسان‌گردی عرضی، امکان مقایسه ضریب بهره‌وری مدول برشی و روابط پوروالاستیک در پیش‌بینی تنش برجا وجود خواهد داشت. از معیار موهر- کلمب برای پیش‌بینی شکستگی برشی مشاهده شده در نمودار کالیپر استفاده شد تا نتایج تخمین تنش برجا به وسیله دو روش مدول برشی و

توسط معیار موهر- کولمب با استفاده از تنش برجا را با شکستگی برشی مشاهده شده در نمودار کالیپر مقایسه کرد. در شکل ۸، ستون (a) عمق و نمودار گاما را نشان می‌دهد. در ستون (b) و (c) تنش‌های افقی ماکزیمم و مینیمم، تنش عمودی و پنجره ایمن گل حفاری به ترتیب نمایش داده شده است. تنش افقی به کمک تک داده تست نشست کالیبره شده که نتیجه قابل قبولی را ارائه نکرده است. ناحیه سیاه در پنجره گل حفاری نشان دهنده ضربه سازند در سازند می‌باشد. از طرف دیگر، اگر وزن گل حفاری از ناحیه حاوی علامت به علاوه یا ضربدر تجاوز کند پدیده هرزروی گل را به دنبال خواهد داشت که نهایتاً به شکست چاه منجر می‌گردد. بنابراین، ناحیه سفید در وسط پنجره گل حفاری منطقه ایمن جهت حفاری به شمار می‌رود. نمودار کالیپر مربوط به چاه B در ستون (d) شکل ۸ نشان داده شده است.

رابطه مذکور، به دلیل داشتن مقدار کمتر از ۳ نسبت C_{66}/C_{44} ، روشی کارآمد نیست. از این رو، با توجه به مطالعه سینها و همکاران، یک محدوده برای C_{66} در نظر گرفته شد و مقدار این پارامتر چندین بار برای پیدا کردن مقدار مناسب بین تنش افقی حداقل و تست نشست تغییر داده شد [۲۰]. ستون (b) شکل ۸ رژیم تنش به دست آمده از روابط بر مبنای مدول برشی را نشان می‌دهد. با بررسی در این ستون و رژیم تنش می‌توان پی برد رژیم گسل منطقه از نوع معکوس ($\sigma_v < \sigma_{hmin} < \sigma_{Hmax}$) بوده، که بر طبق نقشه گسل ایران این نتیجه منطقی به نظر می‌رسد. همان طور که از ستون (b) شکل ۸ بر می‌آید مقادیر تنش افقی حداکثر و حداقل به هم نزدیک هستند ولی مقدار میانگین تنش افقی حداکثر کمی بیشتر از میانگین تنش افقی مینیمم است. از این رو، با یک بینش بهتر نسبت به دقت و صحت نتایج، می‌توان داده‌های شکستگی برشی پیش‌بینی شده



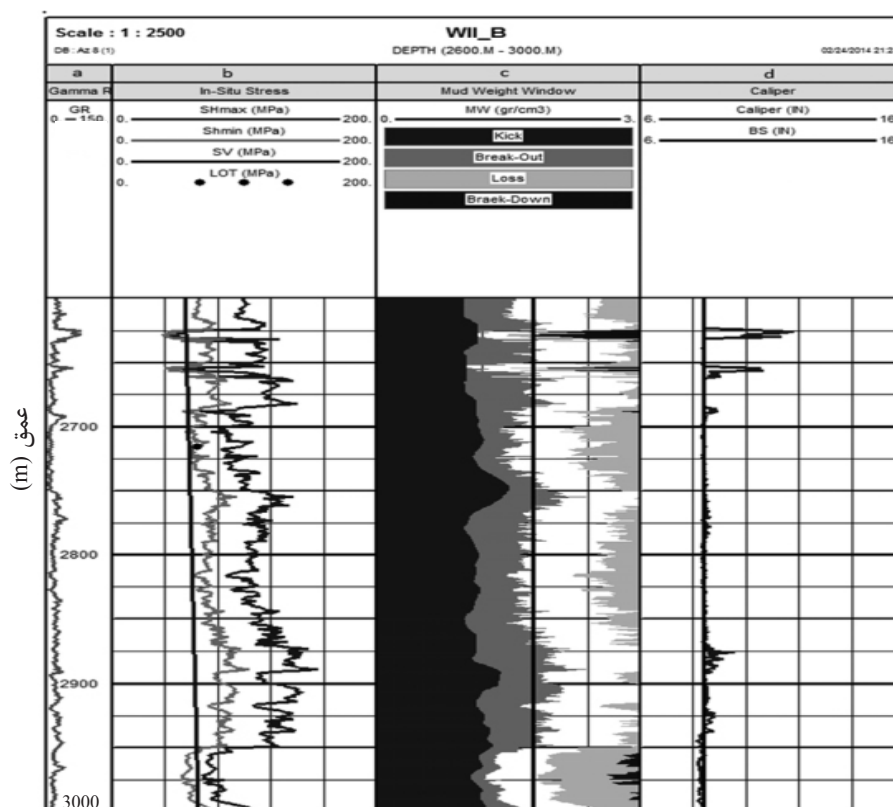
شکل ۸ رژیم تنش برجا و داده‌های تست نشست در ستون (b) و آنالیز پنجره ایمن گل حفاری محاسبه شده با روابط مبتنی بر مدول برشی در ستون (c) و نمودار کالیپر که در ستون (d) نشان داده شده است

نتایج برآورد تنش برجا با استفاده از روابط پوروالاستیک در شکل ۹ نشان داده شده است. نتایج این مدل نشان می‌دهد که رژیم گسل منطقه از نوع معکوس ($\sigma_v < \sigma_{hmin} < \sigma_{Hmax}$) است. از آنجایی که رژیم گسلی معکوس، رژیم تنش غالب در جنوب ایران به‌شمار می‌رود بنابراین نتایج ارائه شده در این بخش نیز به نظر قابل اعتماد هستند. همچنین، نتایج با گزارشات میدانی و نمودار کالیپر اعتبارسنجی شده است. شکل ۹ آنالیز پنجره گل حفاری را با استفاده از معیار موهر-کلمب نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل مشاهده می‌شود، به نظر می‌رسد روابط پوروالاستیک نسبت به روش دیگر مقدار تنش برجا را بهتر تخمین زده و همچنین نتایج حاصل از آنالیز پنجره گل حفاری نیز بر مناسب بودن این روابط اشاره دارد.

به‌طور کلی هدف از این مطالعه پیش‌بینی شکستگی برشی با استفاده از روابط مدول برشی بود. نکته منفی معیار موهر-کلمب این است که این معیار تاثیر تنش میانی را در نظر نمی‌گیرد. برآورد تنش‌های برجا به نظر غیر قابل اعتماد می‌رسد زیرا همخوانی خوبی با نقاط کالیبراسیون دارد ولی برای به‌دست آوردن نتایج بهتر همچنان باید تلاش کرد.

روش پوروالاستیک

برای تخمین تنش‌های افقی ماکزیمم و مینیمم از روابط ۱۴ و ۱۵ استفاده شده است. پارامتر α نیز یک در نظر گرفته می‌شود. بزرگی پارامترهای فشار تکتونیکی (ϵ_H و ϵ_h) با تغییر در مقادیر آنها تا رسیدن به نتیجه مناسب که بین داده‌های تست نشت و تنش افقی مینیمم و ماکزیمم قرار دارد، محاسبه می‌گردد. این تنها راه محاسبه این مقادیر است.



شکل ۹ رژیم تنش برجا و داده‌های تست نشت (LOT) در ستون (b) و آنالیز پنجره ایمن گل حفاری محاسبه شده با روابط پوروالاستیک در ستون (c) و نمودار کالیپر که در ستون (d) نشان داده شده است

نتیجه گیری

اعتماد نیست زیرا مدل طراحی شده با نمودار کالیپر همخوانی مناسبی ندارد و فواصلی که دچار شکستگی برشی شده را به خوبی نشان نمی‌دهد. اما نتایج به دست آمده از روابط پوروالاستیک دقت بیشتری در محاسبه تنش برجا داشته است. مدل مکانیکی طراحی شده به کمک روابط پوروالاستیکی و معیار موهر- کلمب نشان داد در برخی فواصل (۲۷۵۰ و ۲۸۵۰ تا ۲۹۵۰ m) چاه دچار شکستگی برشی می‌شود و نیاز به نگهداری دارد.

نتایج هر دو روش مدول برشی و پوروالاستیک نشان داد رژیم گسل منطقه از نوع معکوس بوده (یعنی $\sigma_v < \sigma_{hmin} < \sigma_{Hmax}$) که بر طبق نقشه گسل ایران این نتیجه منطقی به نظر می‌رسد. مدل‌های مختلف مکانیکی تحت شرایط همسان‌گردی عرضی و همسان‌گردی به ترتیب برای مدول‌های برمی‌نای امواج برشی و روابط پوروالاستیک ساخته شد. نتایج به دست آمده به وسیله روش مدول برشی قابل

مراجع

- [1]. Berard T., Sinha B., VanRuth P., Dance T., John Z. and Tan P., "Stress estimation at the Otway CO₂ storage site," Australia: Presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, pp. 1–26. 2008.
- [2]. Barton A., Catillo A., Moss B., Peska P. and Zoback D., "Charactering the full stress tensor based on observation of drilling induced wellbore failures vertical and inclined borehole leading to improved wellbore stability and permeability prediction," APPEA Journal, pp. 466-488, 1988.
- [3]. Tingay P., Hillis R., Morley K., King C., Swarbrick E. and Damit R., "Present-day stress and neotectonics of Brunei: implications for petroleum exploration and production," AAPG Bull. Vol. 93, No. 1, pp. 75–100, 2009.
- [4]. Ulusay R. and Hudson J. A., "The Complete ISRM Suggested methods for rock characterization, testing and monitoring," 1974–2006. ISRM, 2007.
- [5]. Zang A. and Stephansson O., "Stress field of the earth's crust," Springer, p. 322, 2010.
- [6]. Zhang L. and Radha K. C., "Stability analysis of vertical boreholes using a three- dimensional Hoek–Brown strength criterion. In: Proceedings of the GeoFlor- ida," West Palm Beach, Florida, 2010.
- [7]. Peng H., Xiu M. and Jiang J., "Stability and stress measurement near the Qingchuan fault in the Northern Longmen Mountains," J. Geomech. (in Chinese with English abstract), Vol. 15, pp. 114-130, 2009.
- [8]. Cui W., Wang J., Li W., Tang M. and Sun S., "Wellbore breakouts of the main borehole of Chinese Continental Scientific Drilling (CCSD) and determination of the present tectonic stress state," Tectonophysics Vol. 475, pp. 220–225, 2009.
- [9]. Wang J., Li W., Cui W. and Ding C., "Determination of the present crustal stress state by using acoustic emission in the main borehole of the Chinese continental scientific drilling," Geol. China (in Chinese with English abstract), Vol. 32, No. 2, pp. 259–264, 2005.
- [10]. Lin W., Kwasniewski M., Imamura T. and Matsuki K., "Determination of three dimensional in-situ stresses from anelastic strain recovery measurement of cores at great depth," Tectonophysics, Vol. 426, pp. 221–238, 2006.
- [11]. Simmons G., Siegfried W. and Feves M., "Differential strain analysis: a new method for examining cracks in rocks," Journal of Geophysical Research, Vol. 79, No. 29, pp. 4383-4385, 1974.

- [12]. Hudson J. A., Cornet F. H. and Christiansson R., "ISRM suggested methods for rock stress estimation—part 1: strategy for rock stress estimation," Int. J. Rock Mech. Min. Sci., Vol. 40, pp. 991–998, 2003.
- [13]. Ljunggren C., Chang Y., Janson T. and Christiansson R., "An overview of rock stress measurement methods," Int. J. Rock Mech. Min. Sci., Vol. 40, pp. 75–89, 2003.
- [14]. Rasouli V., Zacharia J. and Elike M., "The influence of perturbed stresses near faults on drilling strategy: A case study in Blacktip field, North Australia," J. Petrol. Sci. Eng., Vol. 76, pp. 37-50, 2011.
- [15]. Higgins S., Goodwin S. and Donal S., "Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale," SPE 115736, 2008.
- [16]. Sinha B. K., "Determining stress parameters of formations from multi-mode velocity data," U.S. Patent No. 6, 351,991. 5 Mar. 2002.
- [17]. Higgins S., Goodwin S. and Donal S., "A anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale," SPE 115736, 2008.
- [18]. Esmersoy C., Koster K., Williams M., Boyd A. and Kane M., "Dipole shear anisotropy logging": 64th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, pp. 1139-1142, 1994.
- [19]. Mueller M., Boyd A. and Esmersoy C., "Case studies of the dipole shear anisotropy log": 64th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys, Expanded Abstracts, pp. 1143-1146, 1994.
- [20]. Sinha K., Wang J., Kisra S., Li J., Pistre V., Bratton T. and Sanders M., "Estimation of formation stresses using borehole sonic data," SPWLA 49th Annual Logging Symposium, May 25-28, 2008.
- [21]. Boness L. and Zoback D., "A multiscale study of the mechanisms controlling shear velocity anisotropy in the san andreas fault observatory at depth," Geophysics, Vol. 71, PP. 131–146, 2006.
- [22]. Zoback D., "Reservoir geomechanic," Cambridge University Press, p. 450, 2007.
- [23]. Zoback D., Barton A., Brudy M., Castillo A., Finkbeiner T., Grollimund R., Moos B., Peska P., Ward D. and Wiprut J., "Determination of stress orientation and magnitude in deep wells," Int. J. Rock. Mech. Min. Sci., Vol. 40, pp. 1049-1076, 2003.
- [24]. Heydari M. and Rezaee M., "Interpretation of 2-D reflection seismic data and seismic stratigraphy of darquain field," SW of Iran. Petroleum Engineering and Development Company, pp. 1-87, 2003.
- [25]. Eghtesadi T., Kohansal Ghadimvand N. and Taati F., "Facies analysis, depositional environments and diagenesis of the Sarvak formation in Azadegan oil field," The 1st International Applied Geological Congress, Department of Geology, Islamic Azad University Mashad Branch, Iran, 26-28 April, 2010.
- [26]. Heidbach O., Tingay M., Barth A., Reinecker J., Kurfe D. and Muller B., "The World Stress Map database release," 2008
- [27]. Bratton T., Bricout V., Lam R., Plona T., Sinha K., Tagbor A., Venkitaraman T. and Borbas T., "Rock strength parameters from annular pressure while drilling and dipole sonic dispersion analysis," Presented at the SPWLA, 45th Annual Logging Symposium, Society of Petrophysicists & Well Log Analysts, pp. 1–14. 2004.
- [28]. Eissa A. and Kazi A., "Relation between static and dynamic Young's moduli of rocks," Int. J. Rock. Mech. Min. Sci., Vol. 25, No. 6, PP. 479– 482, 1988.
- [29]. Bradford R., Fuller J., Thompson J. and Walsgrove R., "Benefits of assessing the solids production risk in a

North Sea reservoir using elastoplastic modeling,” SPE/ISRM Eurock 98 held in Trondheim, Norway, Vol. 10, pp. 261–269, 1998.

[30] Plumb A., “*Influence of Composition and Texture on the Failure Properties of Clastic Rocks*”, Eurocks 94, Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference, Delft, Netherlands, pp. 13-20, 1994.

[31]. Fjaer E., Holt M., Horsrud P., Raaen M. and Risnes R., “*Geological aspects of petroleum related rock mechanics,*” Development of Petroleum Science, Vol. 33, pp. 89–108, 1992.

[32]. Thomsen L., “*Weak elastic anisotropy,*” Geophysics Journal, Vol. 51, pp. 1954–1966. 1986.



Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (July-September), Vol. 28, No. 100. 27-32

DOI: 10.22078/pr.2018.2758.2278

In-Situ Stress Estimation Techniques for Wellbore Stability Analysis Under Transverse Isotropic Condition

Ramin Mohammadi and Hamidreza Ramazi*

Mining and Metallurgy Faculty, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

ramazi@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2018.2758.2278

Received: June/20/2017

Accepted: February/04/2018

Abstract

In situ stresses are considered as pivotal factors in rock sciences in addition to petroleum engineering issues including wellbore stability and hydraulic fracturing. In situ stresses are mainly estimated by costly and time consuming methodologies directly. Moreover, the outcomes of these approaches are limited to a certain depth of the well. Therefore, these methods cannot be generalized. In the present study, a model based on the shear moduli and poro-elastic parameters in an environment under transverse isotropic conditions has been employed whereby the results further discussed. Elastic parameters, strength, and in situ stress according to the hypotheses underlying the both models were calculated for a well in the west of Iran. Shear moduli-based method is proposed to predict the maximum horizontal stress. Here, acoustoelastic parameter was set to 0.52. Of course, $C_{66}/C_{44} < 2$ is not much acceptable. However, the stresses were calibrated using the cores. Although this method enabled to predict the revers faulting regime correctly, however, regarding the model, stress has been underscored, and the outputs are not consistent with the calliper log. Subsequently, poro-elastic based mechanical model in accordance with caliper log estimated a more reliable in situ stress under transverse isotropic conditions. Furthermore, break-out and break-down have been properly determined that they could be due to the shale layers within the formation.

Keywords: In Situ Stress, Transversely Isotropic, Wellbore Stability, Mechanical Earth Model, Poro-Elastic Equations, Mohr-Coulomb Criterion.

Introduction

In-situ stress in oil industry is a key parameter in excavation and hydrocarbon production operation and in areas such as hydraulic fracturing and the well collapse. Precise recognition of the stress of formation is very important in effective management of reservoirs against failures due to decreased pore pressure and increased effective tension [1]. In this paper, two in-situ stress methods will be compared based on poro-elastic equations and shear module in order to perform mechanical evaluation of a vertical well under transverse isotropic in oil the field of west of Iran.

Methodology

Estimation of in-situ stress through a shear module based method

In this method, three shear modules will be determined through well sonic data, i.e. Stoneley waves and the shear wave velocities [2]. The following equations are used for the estimation of horizontal stresses.

$$C_{44} - C_{66} = A_E (\sigma_v - \sigma_H) \quad (1)$$

$$C_{55} - C_{66} = A_E (\sigma_v - \sigma_h) \quad (2)$$

$$C_{55} - C_{44} = A_E (\sigma_H - \sigma_h) \quad (3)$$

where C_{44} , C_{55} and C_{66} are respectively shear modules, which will be calculated through the following equations:

$$C_{44} = \rho V_{S(slow)}^2 \quad (4)$$

$$C_{55} = \rho V_{S(fast)}^2 \quad (5)$$

$$C_{66} = \rho V_{stoneley}^2 \quad (6)$$

where in equation (1), A_E is acoustoelastic coefficient defined in the following way:

$$A_E = 2 + (C_{456} / G) \quad (7)$$

In above equation, G is the shear module of formation and C_{456} is defined as the nonlinear

stiffness parameter of formation:

$$C_{456} = (C_{155} - C_{166}) / 2 \quad (8)$$

By using Dipole Shear Sonic Imager, it is possible to calculate the acoustoelastic coefficient from equation (7) and horizontal stresses from various experimental equation; however, two out of these three equations are independent. In addition, when the magnitude of horizontal stress is the minimum value, and overburden stress is available, it is possible to calculate parameter A_E as follow:

$$A_E = (C_{55} - C_{66}) / (\sigma_v - \sigma_h) \quad (9)$$

After determination of acoustoelastic parameter, it is possible to calculate the magnitude of maximum horizontal stress in a certain depth using the following equation:

$$\sigma_H = \sigma_h + (C_{55} - C_{44} / A_E) \quad (10)$$

Thus, the magnitude of horizontal stress of formation in various depths can be calculated as a function of three shear modules C_{44} , C_{55} and C_{66} . The estimation of stress magnitude in shale with transverse isotropic is possible through shear module equations. Generally, in shale transverse isotropic, C_{66} will be greater than C_{44} and C_{55} . In order to overcome this problem, the following equation will be presented with consideration of Thomson parameter.

$$C_{66} / C_{44} = 1 + 2\delta \quad (11)$$

Estimation of in-situ stress through Poro-elastic equations

The common equation for calculation of the value of effective stress is poro-elastic experimental equation where overburden pressure, pore pressure, poisson ratio and tectonic strains where with consideration of traverse isotropic behavior of reservoir rock, the magnitude of in-situ stress will be determined through the following equations.

$$\sigma_h = \frac{E_{11}}{E_{33}(1-\nu_{12})}(\sigma_v - \alpha.P_p) + \alpha.P_p + \frac{E_{11}}{(1-\nu_{12}^2)}.\varepsilon_h + \frac{E_{11}\nu_{12}}{(1-\nu_{12}^2)}.\varepsilon_H \quad (12)$$

$$\sigma_H = \frac{E_{11}}{E_{33}(1-\nu_{12})}(\sigma_v - \alpha.P_p) + \alpha.P_p + \frac{E_{11}}{(1-\nu_{12}^2)}.\varepsilon_H + \frac{E_{11}\nu_{12}}{(1-\nu_{12}^2)}.\varepsilon_h \quad (13)$$

Geographical and geological situation of region

The investigated well in this study is located in oil field of west of Iran and in neighborhood of Iran-Iraq border. The mechanical model of earth is widely used in oil and gas industry. This model is a combination of mechanical features of earth and effective in-situ stresses. The mechanical model of earth extracted using elastic and mechanical features could calculate the stress status from data related to an oil field.

The results and discussion

Mechanical properties of formation

In order to determine the mechanical properties of formation, dynamic elastic parameters of reservoir rock have been estimated as a function of compressive wave speed, shear wave speed, and formation density. Then, the determined dynamic module will turn to static module using various equations. In following, the uniaxial compressive strength has been estimated using Bradford equations and calibrated using triaxial test data. In the next step, pore pressure which is one of the most important parameters involved in the construction of mechanical model has been estimated through Eaton equation. The obtained results of pore pressure using acoustic log have been calibrated by MDT data. Then the other effective parameter, i.e. the main vertical stress has been calculated through integrating the rock density from the surface to the desired depth. In order to determine the elastic properties of

formation under transverse isotropy conditions, five rigidity parameters were determined using compressive and shear velocity in horizontal and vertical directions. In order to achieve this objective, two hypotheses have been proposed. In the first section, it was assumed that the observed anisotropy in part of the shear waves has been due to the shale layering characteristics; therefore, the background rock has been considered as isotropic and in the second hypothesis, the anisotropy parameter of Thomson has been considered to be close to zero.

According to the results obtained from mechanical analysis under transverse isotropic conditions, there would be the possibility of comparing the efficiency coefficient of shear module and poro-elastic equations in the prediction of in-situ stress. Mohr-Columbus criterion has been used for prediction of shear fracture observed in caliper log so that the results of in-situ stress estimation could be evaluated using shear module and poro-elastic methods.

Shear module based method

First minimum and maximum horizontal stresses have been calculated. Column (b) of Figure 1 shows the stress obtained from equations based on shear module. The examination of this column and stress regime could help to understand that the fault regime of region is transverse which seems logical according to Iran fault map. As perceived from column (b) of Figure 1, minimum and maximum horizontal stresses are close to each other; however, the mean value of maximum horizontal stress is a bit higher than mean of minimum horizontal stress. Thus, with a better insight into the accuracy of the results, it is possible to compare the shear fracture data

predicted by Mohr-Coulomb criterion using in-situ stress with the shear fracture observed in the caliper graph.

In Figure 1, column (a) shows gamma depth and graph. In columns (b) and (c), maximum and minimum horizontal stresses, vertical stress and safe window of drilling mud are shown respectively. Horizontal stress has been calibrated by a single data test which has not provided an acceptable result. The black and smoky areas in the window of drilling mud indicate respectively the formation impact and shear fracture in formation. On the other hand, if the drilling mud weight exceeds the gray or dark olive area, then the mud loss phenomenon will happen that ultimately leads to well rupture.

Therefore, the white area in the middle of drilling mud window is considered as safe. The caliper graph of well B is shown in column (d) of Figure 1. In general, the purpose of this study is to predict shear fracture using shear modulus equations. The negative point of Mohr-Columbus criterion is that it does not take into account the impact of intermediate stress. The estimated in-situ stress seems unreliable because it is in good agreement with the calibration points; however, more effort should take for achieving better results.

Poro-elastic method

The results of estimating in-situ stress using Poro-Elastic equations are shown in Figure 2. The results of this model show that the region fault regime is of inverse type.

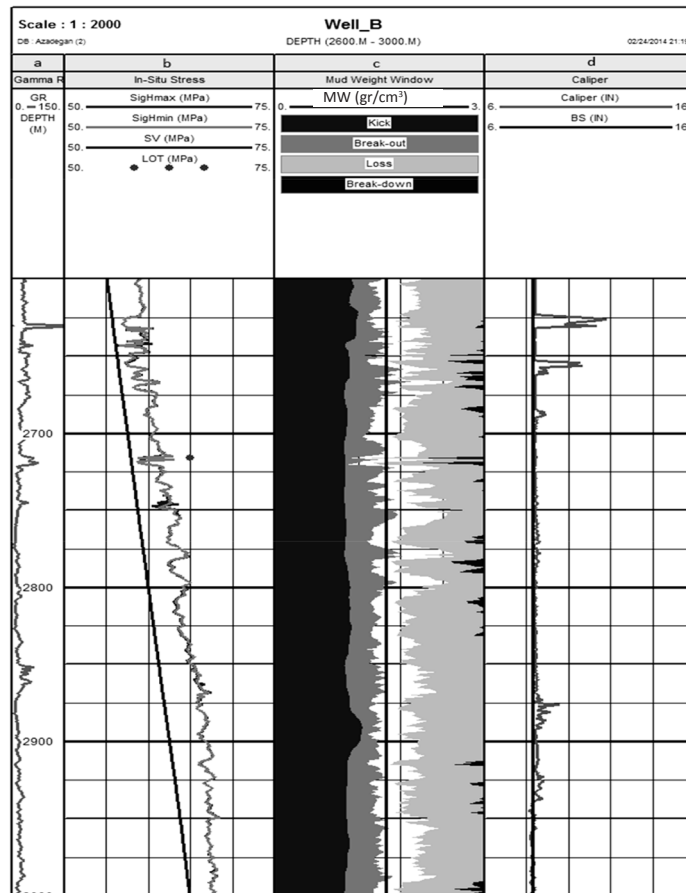


Figure 1: In-situ stress regime and a safe mud weight window analysis obtained using shear based moduli equations.

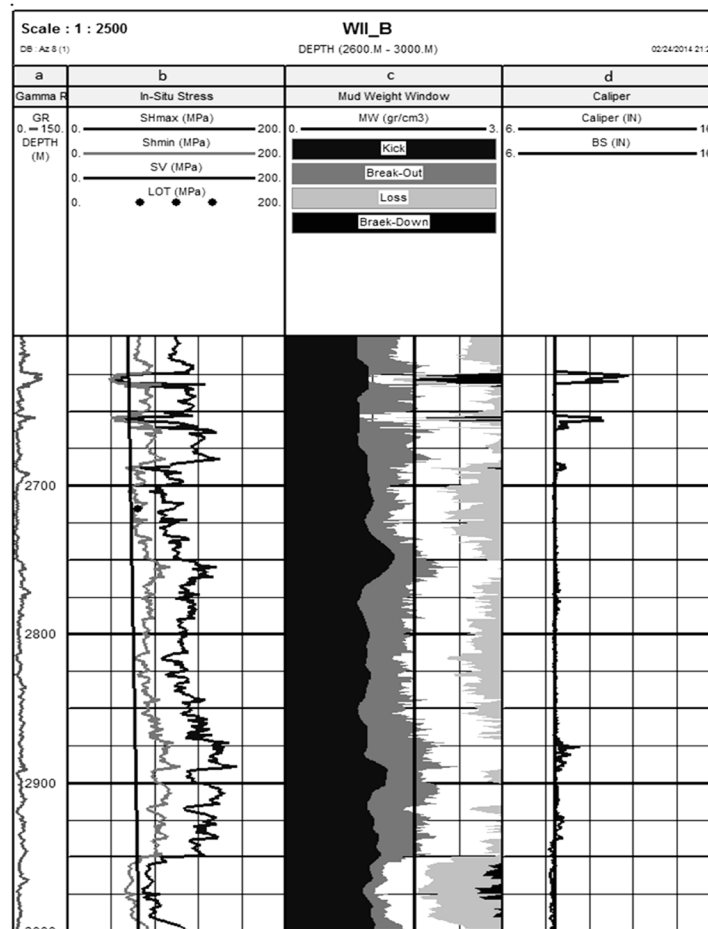


Figure 2: In-situ stress regime and a safe mud weight window analysis obtained using poro-elastic based method.

Since the inverse fault regime is the dominant regime in west of Iran, the results presented in this section are reliable. Moreover, the results are validated with field reports and Caliper graph. Figure 2 shows the analysis of the drilling window using the Mohr-Columbus criterion. As seen in the figure, it seems that the Poro-elastic equations estimate the in-situ stress better than other methods. Moreover, the results of analysis of drilling mud window also indicate the suitability of these relationships.

Conclusions

The results of shear and poro-elastic module methods have showed that the zone fault regime is of inverse type ($\sigma_v < \sigma_{hmin} < \sigma_{Hmax}$), which according

to the fault map of Iran seems logical. Different mechanical models have been constructed under transverse isotropic and isotropic conditions respectively for shear wave modules and poro-elastic equations. The results obtained from shear module method are not reliable because the designed model does not fit with the caliper graph and does not show the intervals with shear fracture. However, the results obtained from poro-elastic equations have been more accurate in calculation of in-situ stress. The mechanical model designed using poro-elastic and Mohr- Columbus criterion showed that at some intervals, (2750 and 2850 to 2950 m) the wells will suffer from a shear fracture and need maintenance.

Reference

- [1]. Berard T., Sinha B., VanRuth P., Dance T., John Z. and Tan P., *"Stress estimation at the Otway CO₂ storage site,"* Australia: Presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, pp. 1–26. 2008.
- [2]. Sinha B. K., *"Determining stress parameters of formations from multi-mode velocity data,"* U.S. Patent No. 6, 351,991. March 5, 2002.
- [3]. Zoback D., Barton A., Brudy M., Castillo A., Finkbeiner T., Grollimund R., Moos B., Peska P., Ward D. and Wiprut J., *"Determination of stress orientation and magnitude in deep wells,"* International Journal of Rock Mechanics and Mining Science, Vol. 40, pp. 1049-1076, 2003.