

کاربرد لاگ DSI در ارزیابی ژئومکانیکی و پتروفیزیکی مخازن کربناته: مطالعه موردی در یکی از میادین جنوب غرب ایران

محسن عزتی^۱، مهران عزیززاده^{۱*}، محمدعلی ریاحی^۲، وحیدالدین فتاح‌پور^۳ و جواد هنرمند^۱
 ۱- پژوهشکده علوم زمین، پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران
 ۲- موسسه ژئوفیزیک، دانشگاه تهران، ایران
 ۳- گروه مهندسی معدن، دانشکده فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۹/۱۴ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۱/۲۷

چکیده

سازندهای کربناته به‌طور معمول ناهمگنی و ناهمسان‌گردی بالایی دارند؛ از این رو لاگ‌های صوتی دوقطبی کارآیی زیادی در ارزیابی پارامترهای ژئومکانیکی و پتروفیزیکی آن‌ها دارند. در این پژوهش، کاربردهای مختلف پردازش مدهای لاگ DSI، جهت ارزیابی ژئومکانیکی و پتروفیزیکی، در یکی از میادین جنوب غرب ایران ارائه می‌شود. برای این منظور از داده‌های مدهای ۳، ۴ و X-dipole لاگ DSI، لاگ‌های چاه‌پیمایی، لاگ تصویری و داده‌های تخلخل-تراوایی مغزه استفاده شد. با استفاده از داده‌های لاگ DSI در یکی از چاه‌های مخزن کربناته سروک، مشخص شد که حالت تنش به‌صورت امتداد لغز عادی بوده و فشار منفذی به فشار هیدروستاتیکی نزدیک است. با توجه به ریزش‌های متقارن دیواره چاه، جهت تنش افقی بیشینه NE-SW است. آزمون موج برشی سریع نیز غالباً هم راستا با جهت تنش افقی بیشینه است. با استفاده از داده‌های ابزار DSI، انواع ناهمسان‌گردها، شامل: انرژی، زمان-عبور و زمان-سیر نیز محاسبه شد. بررسی‌ها نشان داده که ناهمسان‌گردی زمان-عبور در زون‌های شکستگی و ریزش دیواره چاه افزایش می‌یابد و ناهمسان‌گردی زمان-سیر متأثر از تغییر لیتولوژی است. در این پژوهش، عوامل موثر بر بازتاب امواج استونلی و ایجاد الگوهای جناغی نیز مورد بررسی قرار گرفت. در این خصوص، ریزش‌های دیواره چاه مهم‌ترین عامل اثر گذار بر روی ایجاد الگوهای جناغی است. تفاوت تراوایی‌های استونلی و مغزه مربوط به تفاوت در ماهیت اندازه‌گیری تراوایی با این دو روش است.

کلمات کلیدی: لاگ DSI، تنش، ناهمسان‌گردی، امواج استونلی، تراوایی

مقدمه

صنعت نفت معرفی شده است. این ابزار، فن‌آوری جدید فرستنده‌های دوقطبی را به‌همراه آخرین پیشرفت‌های فرستنده‌های تک‌قطبی در درون یک سیستم واحد داراست.

ابزار صوتی دوقطبی DSI^۱ توسط شرکت شلمبرگر به

*مسئول مکاتبات
 آدرس الکترونیکی
 شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2019.3552.2625) azizzadehm@ripi.ir

1. Dipole Shear Sonic Imager

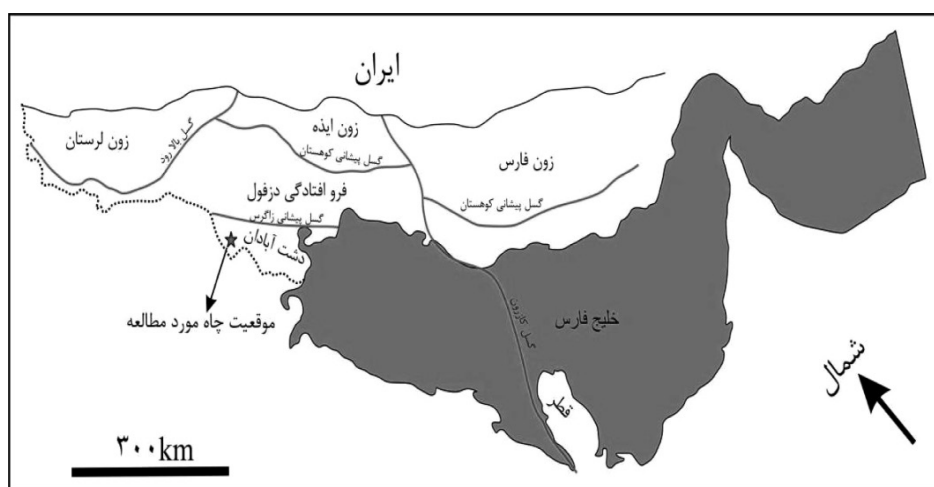
صوتی، شناسایی عامل ایجادکننده با استفاده از آنالیز فرکانس-سرعت و تاثیر شکستگی‌های هیدرولیکی بر روی میرایی امواج صوتی مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند [۷-۱۰]. یکی از برداشتهای مهم دیگر ابزار DSI، موج استونلی است که برای شناسایی شکستگی‌های طبیعی و تخمین تراوایی سازند مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۱]. یکی از موارد متداول در مقالات، بحث در مورد انعکاس قابل توجه امواج استونلی در زون‌های شکسته است [۱۱ و ۱۲]. در این مطالعه، اثر بازتابی شکستگی‌ها با اثر بازتابی سایر پدیده‌ها مقایسه می‌شود. در این پژوهش، همچنین تاثیر وجود شکستگی‌ها بر روی انواع ناهمسان‌گردی مخزن و امواج صوتی حاصل از ابزار DSI بررسی می‌شود. برای پردازش داده‌های لاگ DSI از نرم افزار ژئولاگ استفاده شد.

موقعیت زمین‌شناسی

میدان مورد مطالعه در جنوب غرب ایران واقع شده و از لحاظ تقسیم‌بندی‌های ساختاری، در دشت آبادان قرار گرفته است (شکل ۱). دشت آبادان به حوضه رسوبی بین‌النهرین تعلق دارد که پایانه شمالی سکوی عربی محسوب می‌شود [۱۳].

در حال حاضر یکی از بهترین ابزارها برای به‌دست آوردن سرعت امواج تراکمی، برشی و استونلی است. موارد استفاده اصلی لاگ صوتی دوقطبی عبارتند از: محاسبه پارامترهای الاستیک سنگ، تخمین فشار منفذی، تخمین تنش‌های افقی، ایجاد لرزه‌نگاشت مصنوعی، ارزیابی ناهمسان‌گردی^۱، تخمین تخلخل، تخمین تراوایی (با استفاده از موج استونلی)، ارزیابی شکستگی‌های طبیعی و ارزیابی لیتولوژی.

یکی از استفاده‌های مهم لاگ‌های صوتی دوقطبی، در زمینه مطالعات ژئومکانیکی است. برای اندازه‌گیری پارامترهای مکانیکی سنگ، تخمین فشار منفذی، تخمین بزرگا و جهت تنش‌های افقی از داده‌های لاگ‌های صوتی دوقطبی استفاده می‌شود [۱]. در سال‌های اخیر از داده‌های امواج برشی سریع و کند برای تخمین دقیق‌تر تنش‌های افقی (و به تبع آن تخمین دقیق‌تر پنجره ایمن وزن گل حفاری) استفاده شده است [۲ و ۳]. ناهمسان‌گردی یکی از خصوصیات مهم سنگ بوده که توسط داده‌های مد X لاگ‌های صوتی دوقطبی قابل ارزیابی است. شکستگی‌های طبیعی، تنش‌های درجا و مرزهای لایه‌بندی مشخص مهم‌ترین عامل ایجاد ناهمسان‌گردی در سازندها هستند [۴-۶]. در مطالعات جدید، تاثیر بزرگای تنش‌ها بر روی امواج



شکل ۱ موقعیت چاه مورد مطالعه در دشت آبادان [۱۳].

میدان موج منتشر شونده، به منظور آنالیز شکل کامل موج فراهم می‌کند. این ابزار دارای مدهای متعددی است که در هنگام لاگ‌گیری، با توجه به اطلاعات مورد نیاز، تعداد مدهای مورد استفاده تعیین می‌شوند (جدول ۲).

محاسبه پارامترهای الاستیک و تنش‌های افقی

داده‌های مورد نیاز برای محاسبه پارامترهای الاستیک سنگ، به‌طور معمول از مد ۴ استخراج می‌شوند. در این مد امواج فرکانس - بالا (در محدوده ۱۴ kHz) توسط فرستنده تک‌قطبی ایجاد می‌شود. ارسال موج توسط فرستنده تک‌قطبی به‌صورت همه‌جانبه است و فقط یک ردیف از گیرنده‌ها موج شکل موج‌ها را برداشت می‌کنند. بنابراین در این حالت تنها ۸ شکل موج برداشت می‌شود. در مد ۴ برای هر شکل موج ۵۱۲ نمونه، در هر ۱۰ μs برداشت می‌شود. در این مطالعه فیلتر برش - پایین ۱۰ kHz، بر روی مد ۴ اعمال شد. در طی پردازش داده‌های مد ۴، حذف فرکانس‌های پایین‌تر از ۱۰ kHz باعث تسهیل در شناسایی و جداسازی کندی‌های فشارشی و برشی می‌شود.

مدول یانگ دینامیک (E_d) و نسبت پواسون دینامیک (ν_d) با استفاده از سرعت موج تراکمی، موج برشی و چگالی سنگ (ρ) به‌دست می‌آید [۱۵]:

$$E_d = \rho V_S^2 \frac{3V_P^2 - 4V_S^2}{V_P^2 - V_S^2} \quad (1)$$

$$\nu_d = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)} \quad (2)$$

برای محاسبه مدول‌های الاستیک از کندی امواج فشارشی (Dt_p) و برشی (Dt_s) استفاده می‌شود. با انجام پردازش همدوسی^۱ زمان - کندی می‌توان لاگ‌های Dt_p و Dt_s را از شکل موج‌های مد ۴ استخراج کرد. روش همدوسی زمان - کندی^۲ (STC) از جهت یافتن بیشترین مقدار شباهت^۳ جستجو می‌کند.

سازند سروک در دشت آبادان از سنگ آهک ضخیم لایه، آهک‌های دولومیتی و بازه‌های معدود آرژیلی تشکیل شده و ضخامت متوسط آن ۶۰۰ m است. مرز بالایی سازند سروک در دشت آبادان با شیل لافان و مرز زیرین آن با سازند کژدمی است.

داده‌های مورد استفاده

در این پژوهش، از داده‌های مخزن سروک در یک چاه قائم استفاده شده است. ضخامت سازند سروک در چاه مورد مطالعه ۶۳۰ m است و داده‌های مورد استفاده در بازه مخزنی چاه، به ضخامت ۲۷۵ m استفاده شد. داده‌های مورد استفاده عبارتند از: لاگ DSI، لاگ تصویری FMI، لاگ‌های چاه‌پیمایی (شامل: گاما، قطر متسه، قطرسنج، نوترون، چگالی، فاکتور فتوالکتریک صوتی معمولی و لاگ‌های الکتریکی) و تراوایی مغزه. در جدول ۱ مشخصات آماری پارامترهای تخلخل و چگالی سنگ مخزن سازند سروک در چاه مورد مطالعه نمایش داده شده است.

جدول ۱ مشخصات آماری پارامترهای تخلخل و چگالی مخزن سروک در چاه مورد مطالعه

پارامتر	کمینه	بیشینه	میانگین
تخلخل (%)	۰	۳۰	۱۱
چگال (g/cm^3)	۲/۱	۲/۷	۲/۵

پارامترهای تخلخل و چگالی مخزن به‌ترتیب از ارزیابی پتروفیزیکی و لاگ چگالی به‌دست آمده‌اند.

روش کار

ویژگی‌های ابزار

ابزار DSI دارای دو نوع فرستنده (تک‌قطبی و دوقطبی) و هشت ایستگاه گیرنده (هر ایستگاه دارای ۴ گیرنده با زاویه ۹۰° نسبت به هم) است [۱۴]. گیرنده‌های ابزار DSI دارای آرایش خطی بوده، و این ابزار همچنین یک فرستنده تک‌قطبی و دوفرستنده دوقطبی داراست. نحوه آرایش گیرنده‌ها، نمونه‌برداری فضایی گسترده‌تری را از

1. Coherency
2. Slowness Time Coherence (STC)
3. Semblance

جدول ۲ مدهای مختلف ابزار DSI و کاربردهای آن‌ها (اقتباس از [۱۱])

مد ابزار	موج خروجی	کاربرد	فرستنده ها و گیرنده ها
۱	موج S (دوقطبی پایینی)	اندازه گیری زمان-عبور موج برشی	
۲	موج S (دوقطبی بالایی)	اندازه گیری زمان-عبور موج برشی	
۳	استونلی	تخمین تراوایی و مطالعه شکستگی ها	
۴	امواج S و P	اندازه گیری زمان-عبور امواج برشی و فشارشی	
X	موج S (دوقطبی های پایینی و بالایی)	مطالعه ناهمسانگردی	

$$PP = S_v - (S_v - P_{PHyd}) \left(\frac{NCT}{DT} \right)^3 \quad (۴)$$

که PP فشار منفذی، S_v تنش قائم، P_{PHyd} فشار منفذی هیدروستاتیک، NCT روند تراکم عادی و DT کندی موج فشارشی است. DT از ابزار صوتی تک‌قطبی و دو قطبی به دست می‌آید.

روابط پوروالاستیک برای تخمین تنش افقی کمینه (S_{hmin}) و تنش افقی بیشینه (S_{hmax}) عبارت است از [۱۸]:

$$S_{hmin} = \frac{v}{(1-v)} (S_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{E}{(1-v^2)} e_x + \frac{v \times E}{(1-v^2)} e_y \quad (۵)$$

$$S_{hmax} = \frac{v}{(1-v)} (S_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{E}{(1-v^2)} e_y + \frac{v \times E}{(1-v^2)} e_x \quad (۶)$$

که v نسبت پواسون، α ضریب بایوت، PP فشار منفذی، E مدول یانگ، ϵ_x کرنش تکتونیک در جهت x و ϵ_y کرنش تکتونیک در جهت y است.

ناهمسان‌گردی

برای اندازه‌گیری ناهمسان‌گردی سازند، از داده‌های مد x استفاده می‌شود.

در روش STC یک پنجره زمانی مشخص با طول ثابت بر روی شکل موج‌ها حرکت می‌کند. در مرحله اول این پنجره روی محور زمان ثابت شده و طی یک حرکت زاویه‌ای ساعت گرد شکل موج‌ها را جاروب می‌کند. در مرحله بعد پنجره مذکور روی محور زمانی یک گام جابه‌جا شده و مرحله قبل مجدداً تکرار می‌گردد. این مراحل تا وقتی که پنجره زمانی به انتهای محور زمان برسد ادامه می‌یابد. با استفاده از Dt_s و Dt_p استخراج شده از لاگ DSI می‌توان مقادیر مدول‌های الاستیک و فشار منفذی را محاسبه کرد. تنش‌های اصلی در زمین به صورت سه مولفه تعریف می‌شوند: تنش قائم، تنش افقی کمینه و تنش افقی بیشینه براساس بزرگای نسبی این تنش‌ها، سه نوع سیستم گسلش تعریف می‌شود که عبارتند از: عادی، امتداد لغز و معکوس [۱۷]. تنش قائم با استفاده از وزن روباره محاسبه می‌شود:

$$S_v = \int_0^z \rho(z) g dz \quad (۳)$$

که z عمق، $\rho(z)$ چگالی سنگ‌های روباره به عنوان تابعی از عمق و g شتاب گرانش زمین است. یکی از روش‌های محاسبه فشار منفذی استفاده از رابطه ایتون است [۱۷]. این رابطه عبارتست از:

و شکل - موج اصلی کند. سپس فرآیند همدوسی زمان - کندی بر روی داده‌های شکل موج‌های اصلی سریع و کند صورت می‌گیرد. با انجام پردازش همدوسی زمان - کندی می‌توان لاگ‌های مورد نظر را از شکل موج‌های موجود استخراج کرد شکل ۲. خروجی‌های این مرحله عبارتند از: ناهمسان‌گردی زمان - عبور، ناهمسان‌گردی زمان - سیر، لاگ زمان - عبور سریع و لاگ زمان - عبور کند. در زمینه مطالعات ژئومکانیکی، مشخص شدن آزیموت موج برشی سریع، برای تعیین جهت تنش افقی بیشینه کاربرد دارد.

الگوهای جناغی موج استونلی

امواج استونلی (که امواج لوله‌ای نیز نامیده می‌شوند) در سطح تماس بین سیال حفاری و دیواره چاه حرکت می‌کنند و از نوع امواج عرضی هستند. ریزش‌های دیواره چاه، سطوح لایه‌بندی و شکستگی‌های طبیعی باعث انعکاس امواج استونلی می‌شوند [۱۱]. همچنین این امواج در گذر از زون‌های تراوای سازند دچار افت دامنه می‌شوند، که از این مورد برای تخمین تراوایی استفاده می‌شود. امواج استونلی انعکاسی (الگوهای جناغی) در واقع به‌عنوان نوفه^۶ محسوب می‌شوند، ولی این نوفه‌ها به‌عنوان یکی از شواهد شناسایی شکستگی‌های طبیعی مورد استفاده قرار می‌گیرد. جهت اعمال فیلتر بر روی فرکانس و جدا کردن بخش فرکانسی مورد نظر، از فیلتر فرکانس استفاده می‌شود. بر روی داده‌های مد ۳ نیز فیلتر برش بالای ۶ kHz اعمال شد. امواج استونلی دارای فرکانس پایینی هستند، بنابراین با حذف فرکانس‌های بالا، کیفیت داده‌ها، برای استخراج امواج استونلی بهبود می‌یابد. همچنین از فیلتر اف کا^۷ برای جداسازی مولفه‌های بالارو و پایین‌رو الگوهای جناغی استفاده شد.

در یک سازند ناهمسان‌گرد، جهتی وجود دارد که سازند در آن راستا منسجم‌تر^۱ از سایر جهت‌ها است؛ و لذا امواج برشی که قطبش آن‌ها در این جهت قرار دارد، سریع‌تر از سایر جهت‌ها حرکت می‌کنند. موج برشی در این سازندها به دو مولفه تفکیک می‌شود که یکی از آن‌ها در جهت منسجم سازند (جهت سریع) و دیگری در جهت غیر منسجم^۲ (جهت کند) قطبیده می‌شود [۴]. با استفاده از لاگ‌های صوتی دوقطبی سه نوع ناهمسان‌گردی در سازندها قابل اندازه‌گیری است: ناهمسان‌گردی زمان - عبور^۳، ناهمسان‌گردی زمان - سیر^۴ و ناهمسان‌گردی زمان - عبور، تفاوت کندی بین دو موج برشی سریع و کند است. ناهمسان‌گردی زمان - سیر، تفاوت زمانی بین زمان - رسید دو موج برشی به گیرنده‌های ابزار صوتی دوقطبی است. ناهمسان‌گردی انرژی، اختلاف انرژی بین دو مولفه اصلی امواج برشی است. برای ارزیابی ناهمسان‌گردی انرژی، دو لاگ از شکل - موج‌ها محاسبه می‌شوند که عبارتند از: انرژی کمینه و انرژی بیشینه. برخلاف ناهمسان‌گردی‌های زمان - عبور و زمان - سیر، در محاسبات ناهمسان‌گردی انرژی، علاوه بر کندی موج برشی، دامنه موج نیز استفاده می‌شود. افزایش اختلاف بین لاگ‌های انرژی کمینه و بیشینه نشان‌دهنده افزایش ناهمسان‌گردی انرژی است [۱۱]. برای مطالعه ناهمسان‌گردی، در مرحله اول، دامنه شکل - موج‌ها به حالت اولیه (برای تمامی هشت ایستگاه برداشت موج) بازگردانده می‌شود؛ زیرا در طی برداشت امواج، به‌صورت خودکار بر روی امواج تصحیح میرایی انجام می‌شود. سپس گیرنده جهت‌های XX و YY مشخص شده، و برای انجام چرخش آلفورد^۵، با جهت آزیموت ابزار مقایسه می‌شوند. در ادامه لاگ زمان - سیر (TT) محاسبه می‌شود، که زمان طی کردن مسیر توسط موج، از فرستنده به گیرنده اول است. خروجی‌های پردازش‌ها در این مرحله عبارتند از: لاگ انرژی کمینه، لاگ انرژی بیشینه، آزیموت سریع (جهت حرکت موج برشی سریع)، شکل - موج اصلی سریع

1. Stiff

2. Complaint

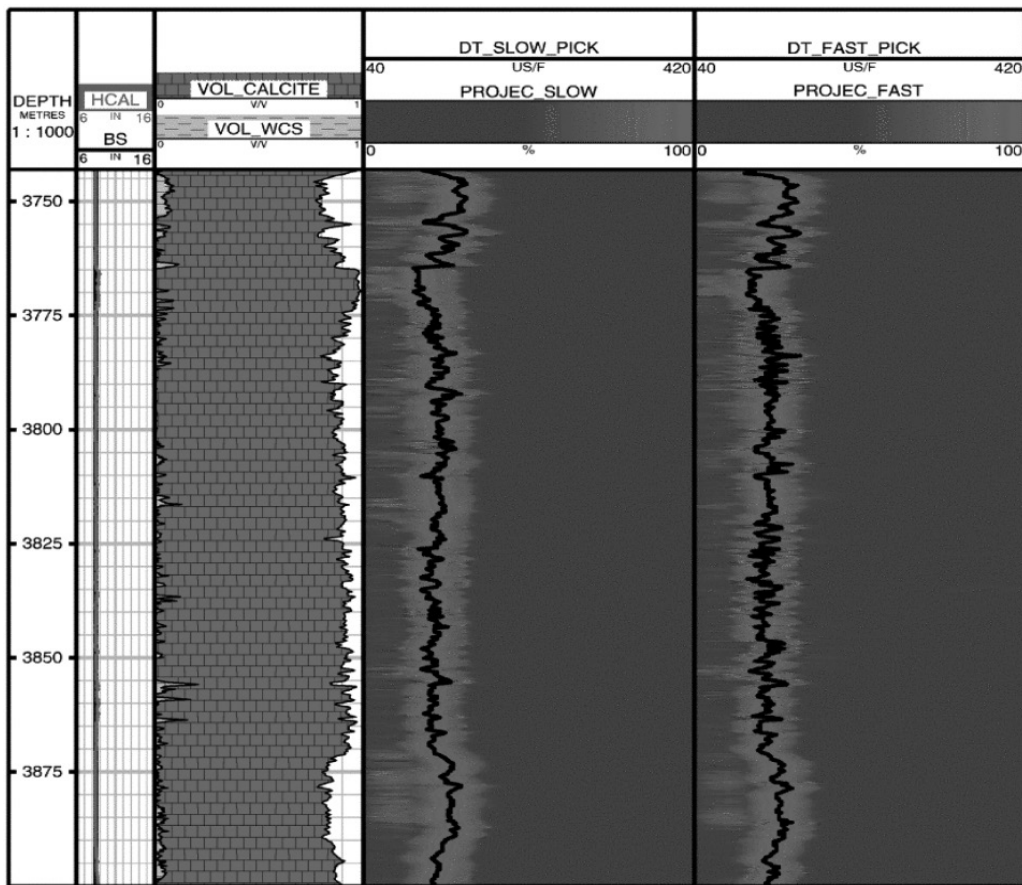
3. Slowness Anisotropy (ANIS_DTS)

4. Traveltime Anisotropy (ANIS_TIME)

5. Alford Rotation

6. Noise

7. FK filter



شکل ۲ در چاه مورد مطالعه، لاگ‌های زمان- عبور برشی سریع و کند، از روی شکل موج‌های اصلی سریع و کند (به‌دست آمده از فرآیند همدوسی زمان- کندی) برداشت شد.

گل برحسب $s/ft\mu$ است. طبق رابطه ۷، در صورتی که نمودار $dtst^2$ در مقابل $dtst^2/RHOB$ را در یک زون ناتراوا رسم کنیم، شیب منحنی عبوری از داده‌ها، چگالی ظاهری پالایه گل را نشان می‌دهد. همچنین عرض از مبدا منحنی مزبور برابر مربع کندشدگی ظاهری پالایه گل^۱ است [۱۹]. در این مطالعه برای محاسبه چگالی ظاهری و کندشدگی ظاهری پالایه گل از یک بازه سازند سروک که تداخل آن نزدیک به صفر بوده و بیتومینه^۲ است، استفاده شد (شکل ۳) شاخص تراوایی از نسبت کندشدگی موج استونلی اندازه‌گیری شده به کندشدگی مدل‌سازی شده) که در واقع همان کندشدگی محاسبه شده در زون ناتراوا است) به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

$$Kist = dtst / \left\{ \left[(\rho_f * dtsh^2 / RHOB) + dt_f^2 \right]^{1/2} \right\} \quad (8)$$

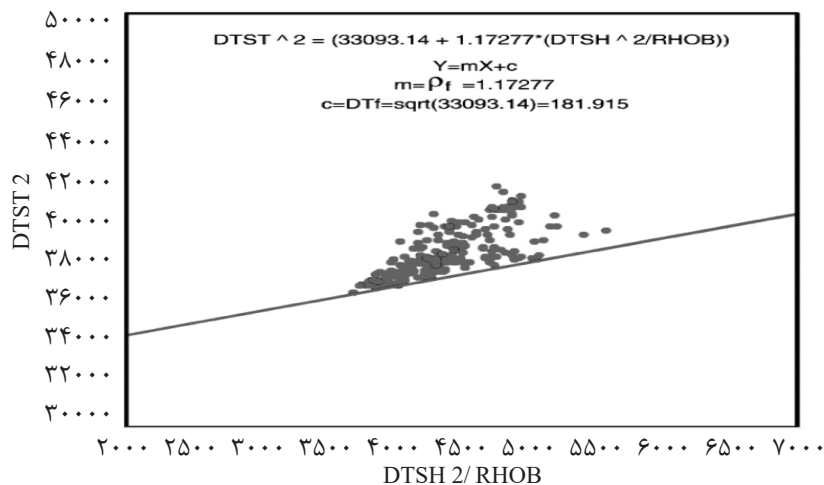
1. Mud filtrate
2. Bituminous

تخمین تراوایی با استفاده از امواج استونلی

امواج استونلی در فرکانس‌های پایین تبدیل به امواج لوله‌ای شده و همانند پیستون به سیال درون سازند فشار وارد می‌کنند. هنگامی که این امواج از یک زون تراوا یا دارای شکاف‌های تراوا عبور کنند، در نتیجه فشار وارده، سیال درون سازند به حرکت در می‌آید. از آنجایی که امواج استونلی در فرکانس‌های پایین، تحت تاثیر سیال درون محیط متخلخل و نیز مدول برشی هستند، کندشدگی موج استونلی در زون‌های ناتراوا به‌صورت زیر مدل‌سازی می‌گردد:

$$dtst^2 = \left(\frac{\rho_f dtsh^2}{RHOB} \right) + dt_f^2 \quad (7)$$

که در این رابطه، $dtst$ کندشدگی موج استونلی برحسب $s/ft\mu$ ، $dtsh$ کندشدگی موج برشی برحسب $s/ft\mu$ ، ρ_f چگالی ظاهری پالایه گل برحسب g/cc ، $RHOB$ چگالی برحسب g/cc و dt_f کندشدگی ظاهری پالایه



شکل ۳ برای محاسبه چگالی ظاهری و کندشدگی ظاهری پالایه گل کندی موج استونلی به توان ۲ در مقابل کندی موج برشی به توان ۲ تقسیم بر چگالی، در یک زون ناتراوا، ترسیم شد. شیب خطی که از زیر داده‌ها می‌گذرد نشان‌دهنده چگالی ظاهری پالایه گل و عرض از مبدا آن نشان‌دهنده و کندشدگی ظاهری پالایه گل است.

نهایت، تراوایی حاصل از موج استونلی را می‌توان با استفاده از فاکتور FZI و تخلخل مفید، از طریق رابطه زیر محاسبه کرد:

$$K = 1014FZI^2 \left[\frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \right] \quad (11)$$

در این فرمول K تراوایی برحسب میلی‌داریسی (md)، ϕ_e تخلخل مفید و FZI شاخص زون جریانی است.

بحث و بررسی

در شکل ۴ پارامترهای ژئومکانیکی استخراج شده در چاه مورد مطالعه، با استفاده از داده‌های لاگ DSI نشان داده شده است. در مخزن سروک میدان مورد مطالعه، لیتولوژی غالب آهک است، اما در بعضی از بازه‌ها شیل نیز وجود دارد. مدول یانگ در بازه‌های شیلی و با افزایش تخلخل در لایه‌های آهکی، کاهش یافته است. نسبت پواسون، با افزایش حجم شیل، افزایش یافته است. فشار منفذی در مخزن مورد مطالعه پایین بوده و نزدیک به فشار هیدروستاتیکی است. در مخزن سروک چاه مورد مطالعه، تنش افقی بیشینه عمدتاً برابر با تنش قائم و تنش افقی کمینه کمتر از تنش قائم است.

در این رابطه، Kist شاخص تراوایی استونلی، $dtst$ کندشدگی موج استونلی برحسب $\mu s/ft$ ، $dtst$ کندشدگی موج برشی برحسب $\mu s/ft$ ، RHOB چگالی برحسب g/cc ، ρ_f چگالی ظاهری پالایه گل برحسب g/cc و dt_f کندشدگی ظاهری پالایه گل برحسب $s/ft\mu$ است. مقادیر ρ_f و dt_f در مرحله قبل در زون ناتراوا محاسبه گردیده است.

روش FZI، مخزن را به نواحی دارای خواص جریان هیدرولیکی مشابه تقسیم می‌کند. از آنجا که در زون ناتراوا با نزدیک شدن Kist به سمت یک، فاکتور FZI به سمت صفر میل می‌کند؛ و هر دو فاکتور در تراوایی بی‌نهایت به سمت بی‌نهایت میل می‌کنند، می‌توان رابطه زیر را نوشت.

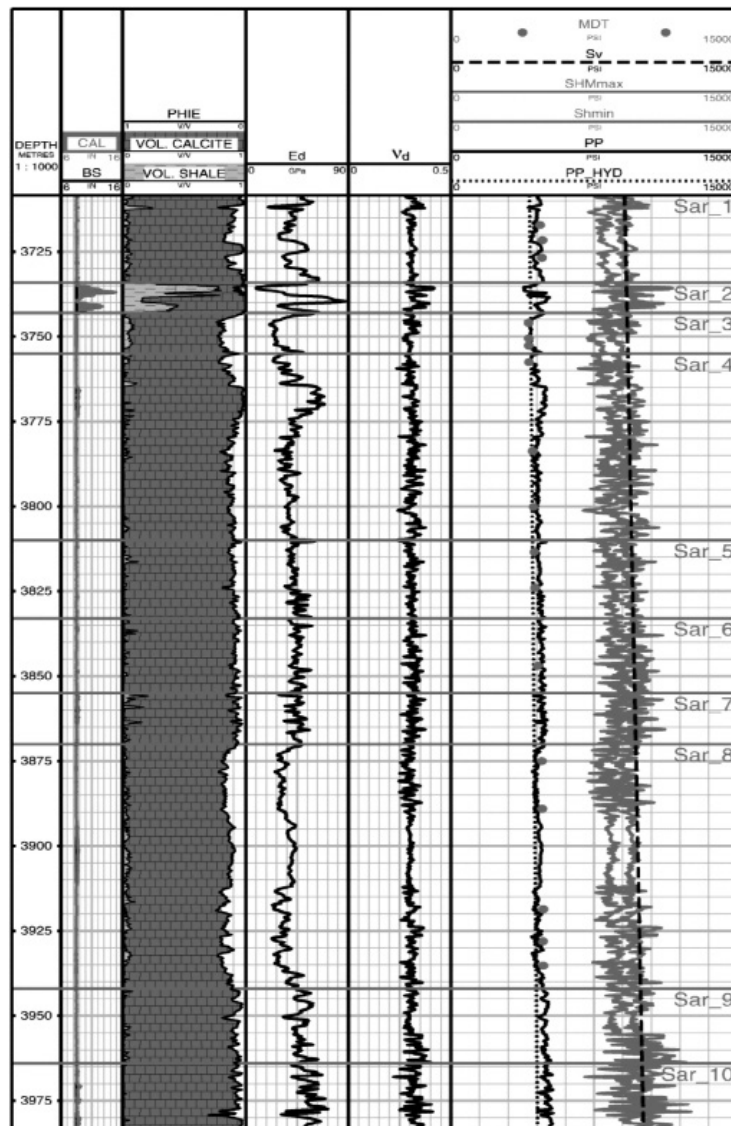
$$FZI = IMF (Kist - 1) \quad (9)$$

فاکتور IMF (فاکتور شاخص تطابق^۱) تنها عامل ارتباط بین شاخص تراوایی استونلی، FZI و تراوایی حقیقی جهت کالیبراسیون بوده و از آنجا که مدول‌های ذرات دانه برروی کندشدگی موج استونلی اثرگذار هستند، لذا فاکتور IMF را می‌توان به‌صورت زیر محاسبه کرد:

$$IMF = S (IMFI * Vi) \quad (10)$$

در این فرمول، IMFI و V_i حجم هر کانی است. در

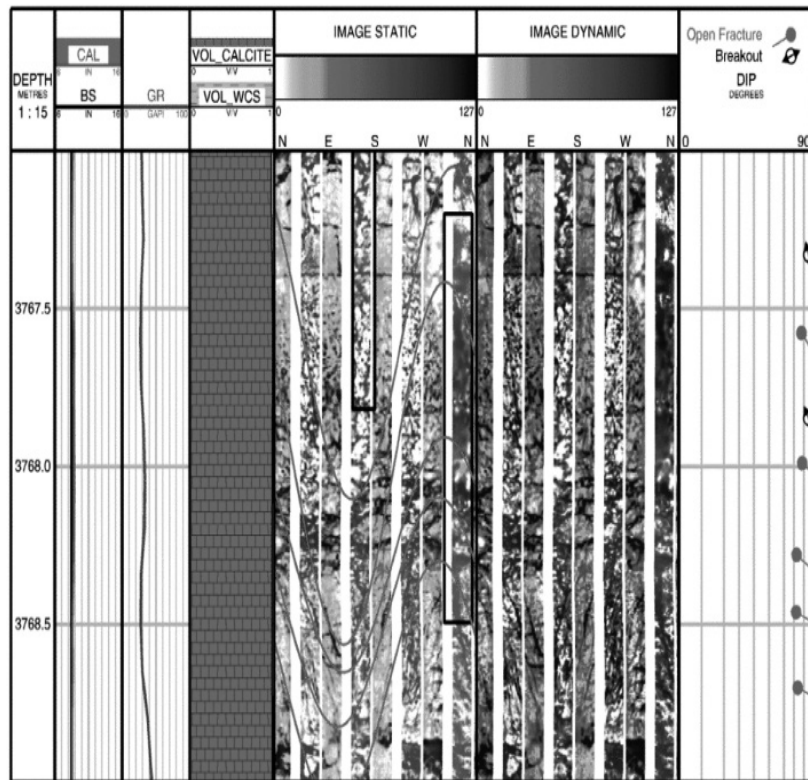
1. Index Match Factor



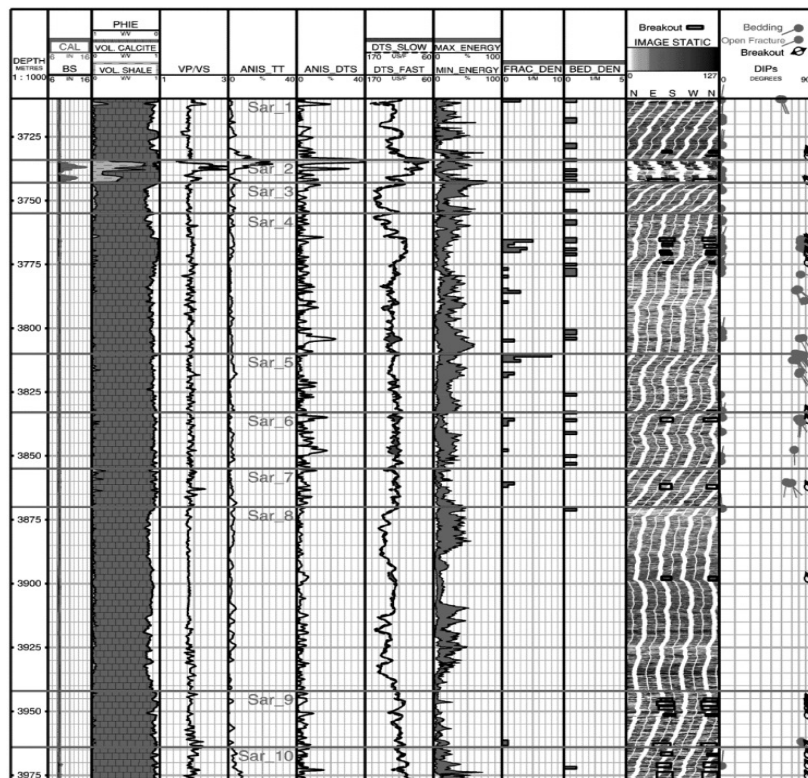
شکل ۴ استخراج پارامترهای ژئومکانیکی در چاه مورد مطالعه با استفاده از داده‌های لاگ صوتی دوقطبی. در این شکل، ستون‌ها به ترتیب از چپ به راست عبارتند از: عمق، اندازه مته/ قطر چاه، لیتولوژی، مدول یانگ، نسبت پواسون و تنش‌ها/ فشارها.

در چاه مورد مطالعه، ناهمسان‌گردی زمان-عبور تابعی از اختلاف کندی دو موج برشی است (شکل ۶). این ناهمسان‌گردی غالباً در زون‌های شکستگی و تغییر لیتولوژی افزایش یافته است (زون‌های ۴ تا ۷ و زون ۲، شکل ۶). همچنین، نسبت سرعت موج فشارشی به برشی در زون‌های شیلی افزایش یافته است؛ که از این نسبت به‌خوبی می‌توان برای تعیین لیتولوژی استفاده نمود. ناهمسان‌گردی زمان-سیر تحت تاثیر تغییرات لیتولوژی است. در زون ۲ که شیل‌های ریزشی وجود دارند، مقدار این ناهمسان‌گردی افزایش قابل توجهی دارد (شکل ۶).

بنابراین حالت تنش از نوع امتداد لغز-نرمال است. مدل تک بعدی ژئومکانیکی با استفاده از روش‌های تست FIT، چندضلعی تنش، هرزروی گل حفاری، مشاهده گسیخت‌های دیواره چاه و نقاط فشار اعتبارسنجی شد. در چاه مورد مطالعه، پدیده‌های شکستگی طبیعی، ریزش‌های متقارن و سطوح لایه‌بندی با استفاده از لاگ تصویری FMI شناسایی و جداسازی شدند (شکل ۵). ریزش‌های متقارن دیواره چاه یکی از پدیده‌های مهم در ارزیابی‌های ژئومکانیکی هستند و امتداد آن‌ها نشان‌دهنده جهت تنش افقی کمینه است [۲۰-۲۲].



شکل ۵ تعدادی از پدیده‌های برداشت شده با استفاده از لاگ تصویری FMI. در این شکل، شکستگی‌های باز و ریزش‌های متقارن در یک بازه از چاه نشان داده شده است. ستون‌ها به ترتیب از چپ به راست عبارتند از: عمق، اندازه مته/ قطر چاه، لیتولوژی، تصویر استاتیک، تصویر دینامیک و جهت‌گیری انواع ساختار.

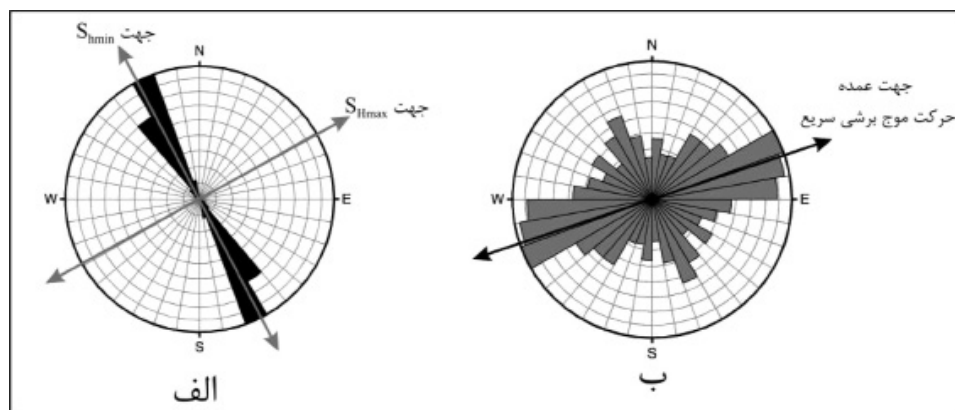


شکل ۶ ناهمسان‌گردی زمان- عبور غالباً در زون‌های شکستگی و ریزش چاه افزایش یافته است، ولی ناهمسان‌گردی زمان- سیر بیشتر تحت تاثیر ریزش‌های چاه قرار گرفته است. ستون‌ها به ترتیب از چپ به راست عبارتند از: عمق، اندازه مته- قطر چاه، لیتولوژی، نسبت سرعت موج فشارشی به برشی، ناهمسان‌گردی زمان- عبور، کندی امواج برشی، ناهمسان‌گردی انرژی، چگالی شکستگی، چگالی سطوح لایه‌بندی، تصویر استاتیک و جهت‌گیری انواع ساختارها.

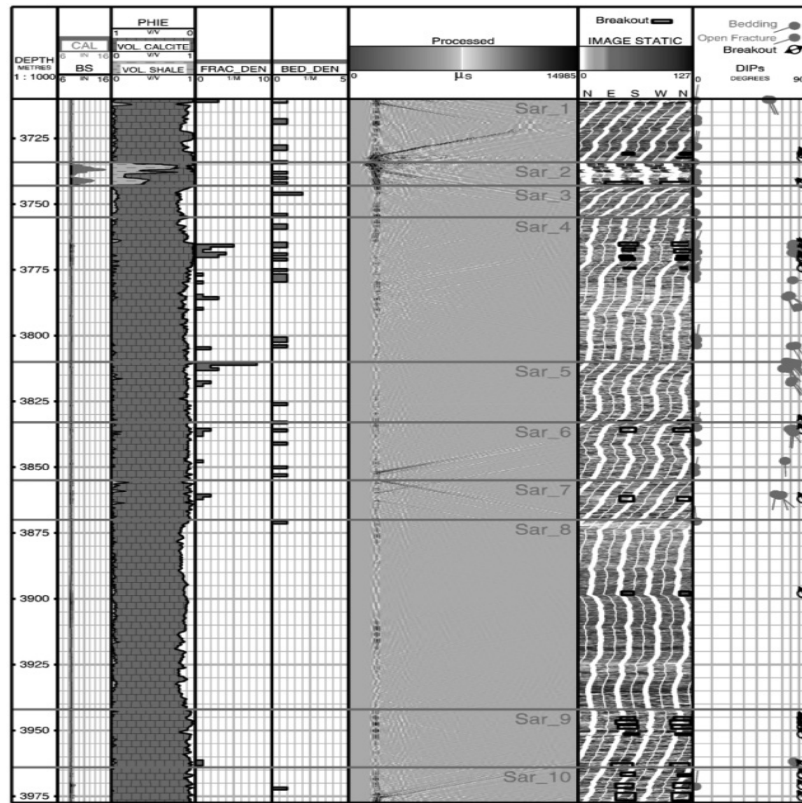
لیتولوژی اصلی شیل‌های ریزشی است و این مسئله موجب انعکاس شدید موج استونلی شده است. از سوی دیگر، در زون ۸ الگوهای جناغی وجود ندارد، دلیل این مسئله شرایط خوب دیواره چاه در آن زون و عدم وجود لایه‌بندی و شکستگی‌های طبیعی است. در قسمت مرکزی زون ۴ تعدادی الگوی جناغی ضعیف وجود دارد، که مربوط به حضور شکستگی‌ها است (زیرا در این قسمت سطوح لایه‌بندی دیده نمی‌شوند و شرایط دیواره چاه خوب است). در مرز زون‌های ۶ و ۷ و در مرکز زون ۷ الگوهای جناغی وجود دارد، که مربوط به مرز لایه‌بندی و حضور شکستگی‌ها است. همچنین در مرز زون‌های ۶ و ۷ یک افزایش محلی حجم شیل در ستون لیتولوژی دیده می‌شود (شکل ۸).

در شکل ۹، تراوایی استخراج شده با استفاده از داده‌های امواج استونلی نشان داده شده است. با انطباق محدوده داده‌های تراوایی مغزه و تراوایی استونلی، ضریب IMF برای زون‌های ۳ و ۸ برابر با ۳۰ و برای سایر زون‌های سازند سروک، ۸۰ در نظر گرفته شد. تخلخل زون‌های ۳ و ۸ در مخزن سروک میدان مورد مطالعه غالباً از نوع حفره‌ای و قالبی است [۲۲]. همچنین ضریب IMF، برای لیتولوژی شیل، صفر در نظر گرفته شد. با توجه به شکل ۹، عمده شکستگی‌های مشاهده شده در لاگ تصویری، در زون‌های ۴ تا ۷ قرار دارند.

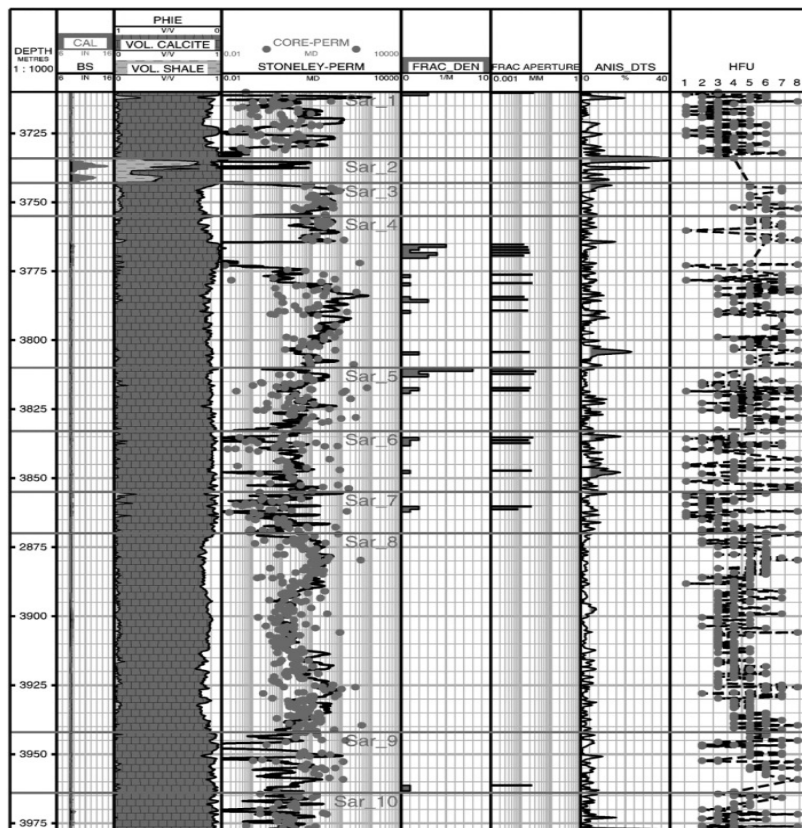
در زون ۸ به‌رغم آنکه ناهمسان‌گردی انرژی در برخی قسمت‌های آن بسیار بالاست، اما ناهمسان‌گردی‌های زمان-عبور و زمان-سیر برای این زون بسیار پایین است (شکل ۶). ناهمسان‌گردی انرژی معمولاً تحت تاثیر پدیده‌هایی مانند رگچه‌های انحلالی و استیلولیت‌ها است [۲۲]. در این مطالعه، جهت تنش‌های افقی با استفاده از ریزش‌های متقارن دیواره چاه تعیین شد. در مخزن سروک چاه مورد مطالعه، جهت تنش افقی کمینه (هم راستا با ریزش‌های متقارن) NW-SE، است و جهت تنش افقی بیشینه NE-SW است (شکل ۷). همچنین، جهت حرکت غالب موج برشی سریع به‌صورت NE-SW است که نشان می‌دهد موثرترین عامل بر روی جهت آن، تنش‌های درجا هستند. در مقایسه با نقشه جهانی تنش، جهت تنش افقی بیشینه به‌دست آمده در این مطالعه، هم‌خوانی خوبی با جهت نقشه جهانی تنش در ناحیه دشت آبادان دارد. در این مطالعه نیز مانند نقشه جهانی تنش، جهت تنش افقی بیشینه، شمال شرق (NE) به‌دست آمد. همچنین حالت تنش، برای ناحیه دشت آبادان، در نقشه جهانی تنش، به‌صورت ناشناخته گزارش شده است. موج استونلی به ریزش‌های دیواره و آبشویی بسیار حساس است و در برخورد با قسمت‌های ریزشی دچار بازتاب قوی می‌شود. این پدیده را می‌توان در شکل ۸ (زون ۲) مشاهده کرد، که



شکل ۷ نمودار گل سرخی جهت ریزش‌های متقارن و استنتاج جهت تنش‌های افقی. جهت تنش افقی کمینه برابر $N29^{\circ}W$ ، و جهت تنش بیشینه برابر $N61^{\circ}E$ است. (ب) میانگین راستای حرکت موج برشی سریع (حاصل از لاگ DSI) برابر $N72^{\circ}E$ است



شکل ۸ الگوهای جناغی استخراج شده، حاصل از پردازش امواج استونلی. ستون‌ها به ترتیب از چپ به راست عبارتند از: عمق، اندازه مته/ قطر چاه، لیتولوژی، چگالی شکستگی، چگالی سطوح لایه‌بندی، الگوهای جناغی امواج استونلی، تصویر استاتیک و جهت‌گیری انواع ساختارها.



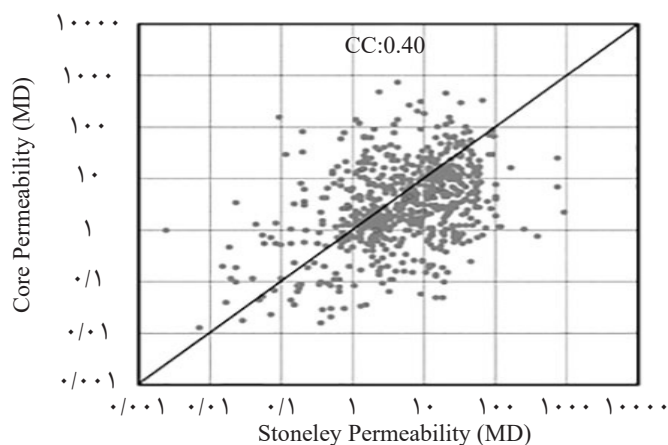
شکل ۹ تراوایی استخراج شده با استفاده از داده‌های امواج استونلی. ستون‌ها به ترتیب از چپ به راست عبارتند از: عمق، اندازه مته/ قطر چاه، لیتولوژی، تراوایی استونلی/ مغزه، چگالی شکستگی، بازشدگی شکستگی، ناهمسان‌گردی زمان- عبور و واحدهای جریان.

مشاهده می‌شود که دلیل آن تغییرات لیتولوژی آهک به شیل است. تراوایی‌های استونلی و مغزه با استفاده از نمودار متقاطع نیز مقایسه شدند (شکل ۱۰). محاسبه تراوایی با استفاده از این دو روش به صورت ذاتی متفاوت است. تراوایی مغزه در شرایط سطحی (و پس از شست و شوی نمونه‌ها) اندازه‌گیری می‌شود، در حالی که تراوایی استونلی در شرایط مخزنی محاسبه می‌شود. همچنین ریزشکستگی‌های موجود در مغزه می‌تواند تراوایی قابل توجهی در مقیاس مغزه ایجاد کند، اما در صورتی که در مقیاس بزرگ‌تر فاقد شبکه باشند، تاثیری بر روی تراوایی استونلی نخواهند داشت.

لاگ ناهمسان‌گردی زمان-عبور برای مقادیر بالاتر از ۰.۴٪ سایه زده شده، که این قسمت‌ها بیشتر منطبق با زون‌های شکستگی و تغییر لیتولوژی هستند (شکل ۹). با استفاده از نمودار احتمالاتی، هشت واحد جریانی در مخزن سروک شناسایی شدند. مشخصات تخلخل و تراوایی واحدهای جریانی در جدول ۳ نمایش داده شده است. زون‌های ۴ تا ۷ ناهمسان‌گردی زمان-عبور نیز افزایش یافته است، در داده‌های تراوایی پراکندگی بیشتری دیده می‌شود و واحد جریانی ۸ افزایش می‌یابد. این موارد موید حضور شکستگی و ریز-شکستگی در بازه زون‌های ۴ تا ۷ است. در زون ۲ نیز افزایش زیادی در ناهمسان‌گردی زمان-عبور

جدول ۳ مشخصات تخلخل و تراوایی واحدهای جریانی

میانگین تراوایی (md)	میانگین تخلخل (%)	واحد جریانی (HFU)
۰/۰۲	۶/۱۲	۱
۰/۱۱	۷/۷۱	۲
۰/۷۰	۱۲/۸۶	۳
۲/۱۴	۱۵/۵۷	۴
۶/۳۱	۱۷/۷۹	۵
۱۵/۹۲	۱۷/۵۹	۶
۳۸/۲۹	۱۴/۹۲	۷
۱۷۵/۹۳	۱۲/۷۹	۸



شکل ۱۰ نمودار متقاطع تراوایی مغزه و تراوایی استونلی

نتیجه گیری

زمان - سیر نیز تحت تاثیر تغییرات لیتولوژی است. در چاه مورد مطالعه، شکستگی‌های شناسایی شده با استفاده از لاگ FMI غالباً در زون‌های ۴ تا ۷ مخزن سروک قرار دارند. به علاوه، براساس ریزش‌های متقارن دیواره چاه، جهت تنش افقی NE-SW است، و راستای غالب موج برشی سریع نیز NE-SW است. تشکیل الگوهای جناغی به‌طور عمده تحت تاثیر وجود آب‌شویی است. نسبت سرعت امواج برشی به فشارشی، در لیتولوژی شیل، نسبت به آهک، به‌نحو قابل توجهی افزایش پیدا می‌کند. وجود تفاوت در برخی قسمت‌ها مربوط به تفاوت در ماهیت اندازه‌گیری تراوایی با استفاده از امواج استونلی و مغزه است.

در این پژوهش، برای بررسی کارایی لاگ DSI در زمینه‌های ژئومکانیکی و پتروفیزیکی، داده‌های مختلف مدهای این ابزار در یکی چاه‌های مخزن سروک در یکی از میادین جنوب غرب ایران مورد پردازش و ارزیابی قرار گرفت. با توجه به سرعت امواج فشارشی و برشی استخراج شده از لاگ DSI، حالت تنش در چاه مورد مطالعه به‌صورت امتداد لغز - نرمال است. در این پژوهش همچنین انواع ناهمسان‌گردی‌های حاصل از لاگ DSI محاسبه شده و با پدیده‌های ساختاری، آبشویی و لیتولوژی مقایسه گردید. نتایج نشان داده که در زون‌های شکستگی طبیعی و تغییرات لیتولوژی، ناهمسان‌گردی زمان - عبور افزایش می‌یابد. به‌علاوه، ناهمسان‌گردی

مراجع

- [1]. Hui Z. and Deli G., "Review on drill bit selection methods," Oil Drilling & Production Technology, Vol. 27 No. 4, pp. 1-4, 2005.
- [2]. Aghajanzpour A., Fallahzadeh S. H., Khatibi S., Hossain M. M. and Kadkhodaie A., "Full waveform acoustic data as an aid in reducing uncertainty of mud window design in the absence of leak-off test," Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 45, pp.786-796, 2017.
- [3]. Chatterjee C., Reyes A., Lujan V., Majumdar C., Prasad K. and Kumar A., "Geomechanics in unconventional reservoir: a new approach to drilling integrating advanced acoustic measurements and formation evaluation," In Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, p.18, Brisbane, Australia 23-25 October, 2018.
- [4]. Esmersoy C., Kane M., Boyd A. and Denoo S., "Fracture and stress evaluation using dipole-shear anisotropy logs," In Paris 36th Annual Logging Symposium of transaction of the SPWLA, p. 12, 1995.
- [5]. Aguilera R., "Naturally fractured reservoirs," First edition, Pennwell Corp, 1980.
- [6]. Maultzsch S., Chapman M., Liu E. and Li X. Y., "Modelling frequency-dependent seismic anisotropy in fluid-saturated rock with aligned fractures: implication of fracture size estimation from anisotropic measurements," Geophysical Prospecting, Vol. 51, No. 5, pp. 381-392, 2003.
- [7]. Lei T., Zeroug S., Sinha B. and Bose S., "Understanding stress effects on borehole acoustic waves for unconventional shale reservoirs," In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, p. 13, Dallas, Texas, 24-26 September, USA 2018.
- [8]. Ospina R., Collins M. and Tracadás P., "Visualizing the mechanism of azimuthal shear anisotropy with broadband frequency analysis," In SPWLA 59th Annual Logging Symposium, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, pp. 1-12, 2018.

- [9]. Lee S. Q., Li H. R., Tang X. M., Li Z., Gu X. H., Su Y. D. and Zhuang C. X., "Evaluation of downhole hydraulic fracturing by sonic attenuation logging," In SEG Technical Program Expanded Abstracts, pp. 689-693, 2018.
- [10]. Su Y., Fang X. and Tang X., "Comparison of shear slowness measured from monopole and quadrupole logging-while-drilling sonic logs in a slow formation," In SEG Technical Program Expanded Abstracts, pp. 674-678, 2018.
- [11]. Brie A., Endo T., Hoyle D., Codazzi D., Esmersoy C., Hsu K., Denoo S., Mueller M. C., Plona T., Shenoy R. and Sinha B., "New directions in sonic logging," Oilfield Review, Vol. 10, No. 1, pp. 40-55, 1998.
- [12]. Zaree V., Riahi M. A., Khoshbakht F. and Hemmati H. R., "Estimating fracture intensity in hydrocarbon reservoir: an approach using DSI data analysis," Carbonates and Evaporites, Vol. 31, No. 1, pp.101-107, 2016.
- [۱۳]. مطیعی ه.، «زمین‌شناسی نفت زاگرس» (جلد اول)، چاپ اول، صفحه سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۳۷۴.
- [14]. Winterstein D. f., "Velocity anisotropy terminology for geophysicists," Geophysics, Vol. 55, No. 8, pp. 1070-1088. 1990.
- [15]. Fjaer E., Holt R. M., Hordrud P., Raaen A. M., Risnes R., "Petroleum related rock mechanic," Gulf Professional Publishing, 1 ed., 2008.
- [16]. Zemanek J., Williams D. M. and Schmitt D. P., "Shear-wave logging using multipole sources," The Log Analyst, Vol. 32, No. 3, pp. 233-241, 1991.
- [17]. Zoback M. D. "Reservoir geomechanics," Cambridge University Press, 2010.
- [18]. Maleki S., Gholami R., Rasouli V., Moradzadeh A., Riabi R. G. and Sadaghzadeh, F., "Comparison of different failure criteria in prediction of safe mud weigh window in drilling practice," Earth-Science Reviews, Vol. 136, pp. 36-58, 2014.
- [19]. Al-Adani N. and Barati A., "New hydraulic unit permeability approach with DSI," In Japan SPWLA 9th Formation Evaluation Symposium, 2003.
- [20]. Ezati M., Soleimani B. and Moazeni M. S., "Fracture and horizontal stress analysis of dalan formation using FMI image log in one of southwestern Iranian oil wells," Journal of Tethys, Vol. 2, No. 1, pp.1-8, Winter 2014.
- [۲۱]. صفرخان موذنی م.، سلیمانی ب.، خوشبخت ف. و عزتی م.، "استفاده از نگار DSI به منظور تعیین ناهمسان‌گردی مخزن و جهت بیشینه تنش درجا"، مجله پژوهش نفت، دوره ۲۵، شماره ۸۱، صفحه ۱۸۱ تا ۱۸۸، ۱۳۹۳.
- [22]. Ezati M., Azizzadeh M., Riahi M. A., Fattahpour V. and Honarmand J., "Characterization of micro-fractures in carbonate Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 170, pp. 675-695, 2018.



Petroleum Research

Petroleum Research 2019(October-November), Vol. 29, No. 107, 8-10

DOI: 10.22078/pr.2019.3552.2625

Application of DSI Log in Geomechanical and Petrophysical Evaluation of Carbonate Reservoirs: A Case Study in One of The SW Iranian Oil Fields

Mohsen Ezati¹, Mehran Azizzadeh¹, Mohammad Ali Riahi², Vahidoddin Fattahpour³ and Javad Honarmand¹

1. Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

2. Institute of Geophysics, The University of Tehran, Iran

3. School of Mining Engineering, The University of Tehran, Iran

azizzadehm@ripi.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3552.2625

Received: December/05/2018

Accepted: April/16/2019

INTRODUCTION

DSI (Dipole Shear Sonic Imager) is one of the newest dipole sonic tools which has been introduced by Schlumberger Company in 1990 [1]. Moreover, it provides new technology for dipole transmitters, along with the latest advances in monopole transmitters within a single system, and it is currently one of the best tools for obtaining compression, shear and Stoneley wave velocities in the formation. The main uses of dipole logs are: calculation of elastic rock parameters, estimation of pore pressure, estimation of horizontal stresses, constructing synthetic seismogram, anisotropy evaluation, porosity estimation, permeability estimation (using Stoneley wave), natural fractures evaluation and lithology

determination [2]. In this research, the application of DSI log in rock elastic parameters calculation, estimation of in-situ stresses, anisotropy analysis and permeability measurements in Sarvak carbonate reservoirs of one of the SW Iranian oil fields are evaluated.

GEOLOGICAL SETTING

The studied field is located in southwest of Iran, and it is located in Abadan Plain (in terms of structural geology). Moreover, Sarvak Carbonate Formation is the second largest oil reservoir in Iran (after the Asmari Formation) [3]. The Sarvak Formation is formed in the Upper Cretaceous. The Sarvak Formation, in the Abadan plain, consists of (1) thick limestone layers, (2) dolomitic

limestones and (3) argillaceous limestone, with an average thickness of 600 meters.

MATERIALS AND METHODS

In this study, the data obtained from a vertical well have been used to study the Sarvak reservoir. The data of this study are: DSI log data, FMI image logs, conventional well logs and Core permeability. Moreover, elastic modulus are calculated using compressional (DtP) and shear (DtS) waves. By performing Slowness Time Coherence (STC), DtP and DtS logs can be extracted from the waveforms of mode- 4. In addition, one of the methods for estimating horizontal stresses, is the use of poroelastic relationships. For the measurement of anisotropy of the formation, mode-x data are used. In an anisotropic formation, there is a direction in which the formation in this direction is stiffer than other directions; and therefore, the shear waves whose polarization is in this direction are moving faster than other directions. Moreover, Stoneley waves move at the interface between the drilling fluid and the wellbore wall and are of the type of transverse waves. The borehole washouts, the layering surfaces and the natural fractures cause Stoneley waves to be reflected. When Stoneley waves pass through a permeable zone, fluid is pressurized into the formation. This movement transmits some of the energy of these waves into the formation and its attenuation is used to measure permeability.

RESULTS AND DISCUSSION

In Figure 1, the geomechanical parameters extracted using DSI log data in the studied well are shown. In addition, in Sarvak reservoir of the studied field the dominant lithology is

limestone, but there is also shale interbeds in some intervals. Moreover, Young's modulus have decreased in shale interbeds and has been reduced by increasing porosity in limestone layers. In addition, Poisson's ratio has increased with increasing shale. Furthermore, the pore pressure in the reservoir is low and close to the hydrostatic pressure. Finally, the stress state is also normal- strike slip.

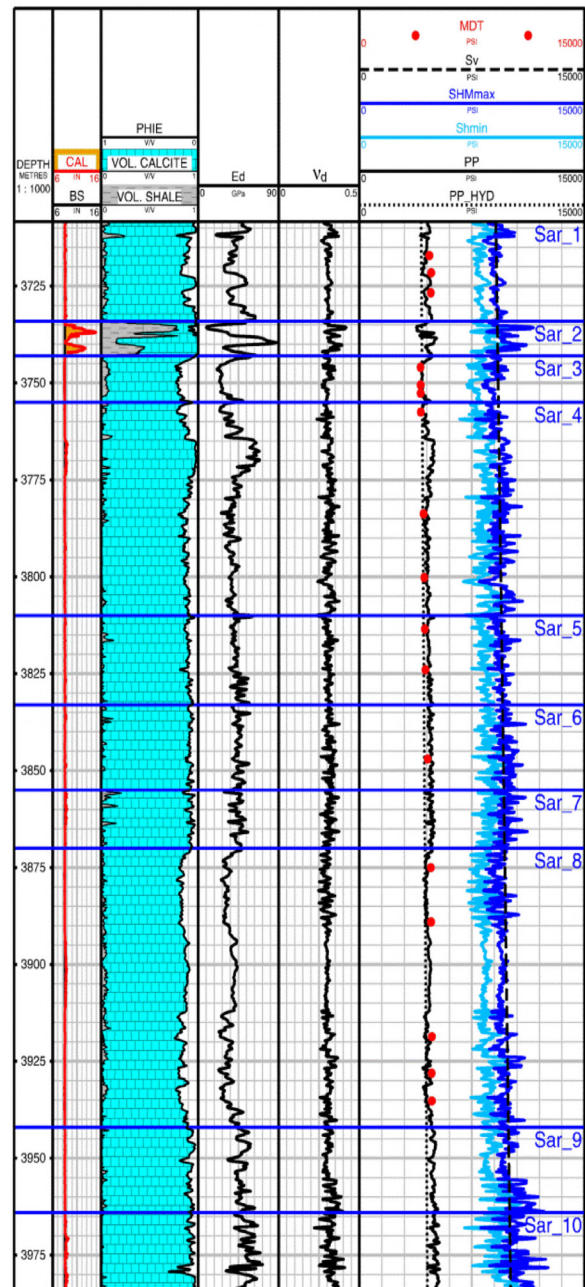


Figure 1: The Extracted Geomechanical parameters using DSI log Data.

The slowness anisotropy has increased in fracture and washouts zones (zones 4 to 7 and zone 2, Figure 2). The slowness anisotropy log is shaded for values greater than 4%, which are increased in line with the fracture and washout zones (Figure 2). The transit-time anisotropy is affected by the washouts (Figure 2).

parts is due to the difference in the nature of the permeability measurement in these two modes.

REFERENCES

- [1]. Schlumberger, Wireline and Testing, DSI Dipole Shear Sonic Imager, Houston, Texas, USA, 1995.
- [2]. Brie A., Endo T., Hoyle D., Codazzi D., Esmer soy C., Hsu K., Denoo S., Mueller M. C., Plona T., Shenoy R. and Sinha B., "New directions in sonic logging," Oilfield Review, Vol. 10, No. 1, pp. 40-55, 1998.
- [3]. Motiei H., "An Introduction to Zagros Petroleum Reservoirs Evaluation," p. 681, 2010.

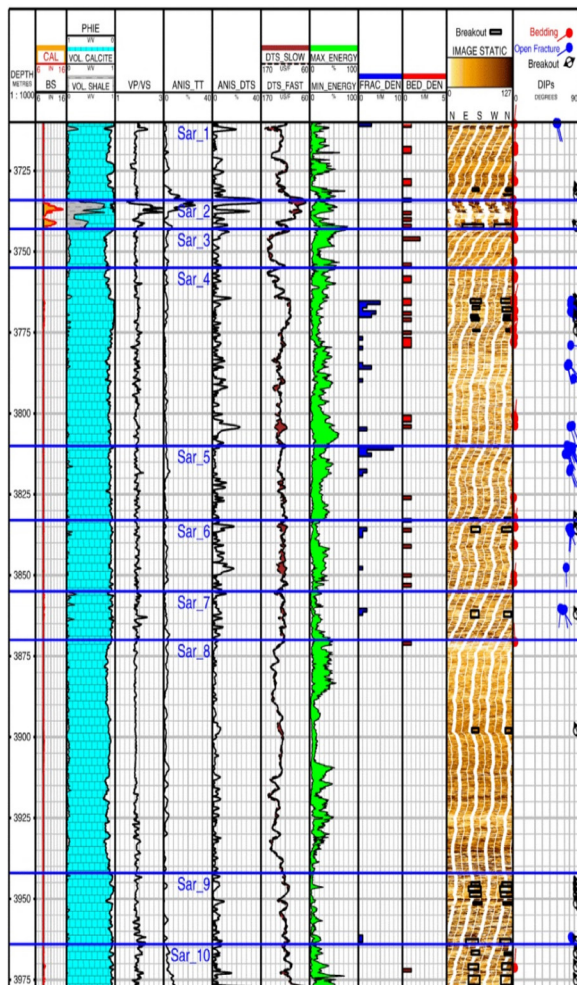


Figure 2: The different anisotropies against the borehole events.

CONCLUSIONS

The stress state in the studied well is normal-strike slip. In natural fracture and washout zones, slowness anisotropy is increased. Moreover, the transit time anisotropy is also affected by washouts. Finally, the permeability of the Stoneley waves is in good agreement with the core permeability, and the difference in some