

# بررسی اشباع آب، ویسکوزیته و محاسبه میزان هیدروکربن موجود در سازند آسماری و ایلام به روش تشدید مغناطیسی هسته‌ای (NMR)

پژوهش نفت

سال بیست و چهارم

شماره ۷۹

۱۳۹۳

صفحه، ۴۰-۵۱

تاریخ دریافت مقاله: ۹۱/۸/۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۲/۴/۸

محمدرضا باسعادت\*، زهره کارگر و جواد حسین زاده  
بخش فیزیک، دانشکده علوم، دانشگاه شیراز، شیراز، ایران

برابر با مقدار داده‌های تجربی است. در انجام محاسبات، اشباع آب از طریق مدل سیال جایگزین و ویسکوزیته از طریق  $T_{2m}$  محاسبه می‌گردد.

## چکیده

نمودارگیری تشدید مغناطیسی هسته یکی از مدرن‌ترین ابزارهای نمودارگیری در چاه‌های نفت است که برای محاسبه پارامترهای پتروفیزیکی مخازن به کار می‌رود. یکی از توانایی‌های نمودارگیری تشدید مغناطیسی هسته، تعیین نوع هیدروکربن‌های حاضر در نزدیکی گمانه است. در این تکنیک دو روش برای تعیین نوع هیدروکربن‌ها وجود دارد: TW دوتایی و TE دوتایی. در این مقاله هیدروکربن‌های موجود در سازند آسماری و ایلام در منطقه نفتی اهواز مورد مطالعه قرار گرفته است. برای این منظور پس از بررسی پارامترهای پتروفیزیکی مخزن مانند تخلخل، اشباع آب و ویسکوزیته، داده‌های تخلخل با داده‌های استاندارد مقایسه می‌گردد، که توافق بسیار خوبی دیده می‌شود. سپس نوع هیدروکربن موجود در این چاه به صورت کیفی مورد بررسی قرار می‌گیرد. در ادامه به دلیل وجود داده‌های  $T_{2m}$  و بلند TW در عمق ۳۰۱۹ m به بررسی حضور هیدروکربن پرداخته می‌شود. مقدار تخلخل نفت ۰/۰۲۷ به دست می‌آید که دقیقاً

واژه‌های کلیدی: TW دوتایی، مدل سیال جایگزین،  $T_{2m}$ ،  $T_{2m}$ ، TW.

بلند TW

## مقدمه

اصول روش تشدید مغناطیسی هسته<sup>۱</sup> بر این اصل استوار است که هسته‌هایی با اسپین نیمه صحیح، می‌توانند با میدان مغناطیسی برهم‌کنش کرده و سیگنال‌هایی را از خود ارسال نمایند. برای اغلب هسته‌هایی که در ترکیبات زمین یافت می‌شود، سیگنال دریافت شده بسیار کوچک است. اما هیدروژن که ممان مغناطیسی بزرگی دارد و در آب و هیدروکربن‌ها به وفور یافت می‌شود، دارای سیگنال نسبتاً قوی می‌باشد [۱].

1. NMR: Nuclear Magnetic Resonance

mohamadreza.phy1986@gmail.com

\*مسئول مکاتبات  
آدرس الکترونیکی

می دهند. کربنات‌ها در مقایسه با ماسه سنگ‌ها ساختار حفره‌ای بسیار پیچیده‌تری دارند و این موضوع از این حقیقت نشأت می‌گیرد که کربنات‌ها ماده معدنی قابل حل هستند. بنابراین، بیشتر نظریه‌ها و مدل‌هایی که برای مخازن ماسه سنگی به کار می‌رود، در مخازن کربناتی قابل استفاده نیست [۸]. در ایران سه منطقه نفتی برای مطالعه سازندهای نفتی وجود دارد که شامل منطقه زاگرس، منطقه ایران مرکزی و منطقه کپه داغ است. سازند مورد بررسی در اینجا ایلام و آسماری است. سازند آسماری غنی‌ترین مخزن نفتی ایران و خاور میانه و یکی از غنی‌ترین مخازن کربناته جهان است. این سنگ مخزن ذخایر نفتی و گازی ۶۲ میدان نفتی را تامین می‌کند که از میان آنها ۱۴ ابر میدان و ۱۲ میدان عظیم در رده‌بندی جهانی طبقه‌بندی شده‌اند. این سازند به سمت جنوب غربی و به طرف دهانه خلیج فارس، کمی ماسه‌ای می‌شود که به آن ماسه‌های اهواز می‌گویند. در میداین پازنان، اهواز و منصوری بخش ماسه‌ای اهواز حدود یک سوم تا یک چهارم ضخامت کل سازند را در بر می‌گیرد. بخش ماسه سنگی اهواز در مخازن آسماری موجب افزایش کیفیت مخزن و ضریب بازیافت می‌شود. بخش بیشتر تخلخل و تراوایی این سازند مربوط به تخلخل حاصل از شکستگی است. سازند ایلام از سازندهای مخزنی حوضه زاگرس و ایران مرکزی است و محل الگوی این سازند در ایلام قرار دارد. جنس سازند آهکی و شیلی است و تخلخل مفید و مهم این سازند از نوع شکستگی می‌باشد. این سازند دارای ذخایر فرعی و کوچک نفتی در میداین آب تیمور، اهواز، امام حسن، منصوری، دارخوین و همچنین دارای ذخایر گاز در میدان هلووش است.

### روش کار

#### تعیین نوع هیدروکربن با استفاده از پارامترهای پتروفیزیکی

برای شروع محاسبات، ثابت‌هایی مورد نیاز است که در جدول ۱ آمده است. همچنین روش‌های استفاده شده برای محاسبه پارامترهای پتروفیزیکی نیز در جدول ۲ ارائه شده است.

در گذشته متداول‌ترین کاربرد ابزار NMR Logging تعیین حجم سیال مقید مویینه، تخلخل موثر<sup>۱</sup> و تخمین نفوذپذیری بود. اما امروزه کاربردهای جدیدتری مانند تعیین حجم آب، نفت سبک و گاز و همچنین تعیین ویسکوزیته نیز ارائه شده است [۲]. تفاوت نمودارگیری تشدید مغناطیسی هسته (NMR) با نمودارگیری‌های مرسوم مانند نوترون، چگالی، صوتی و مقاومت در این است که نمودارگیری NMR تنها اطلاعاتی را درباره سیال سازند مهیا می‌کند. ابزار نمودارگیری NMR شامل MRIL و CMR می‌باشد [۳]. ویسکوزیته هیدروکربن یکی از پارامترهای مهم سیال مخزن است. جریان سیال به طور معکوس با ویسکوزیته آن ارتباط دارد و در بسیاری از مخازن، تولید نفت ویسکوز و سنگین غیر اقتصادی است. بنابراین تعیین ویسکوزیته نفت قبل از تکمیل چاه ضروری به نظر می‌رسد [۴]. همچنین تخمین دقیق تخلخل و اشباع سیالات مخزن (آب و هیدروکربن‌ها) برای ارزیابی مناسب سازند مورد نیاز است. باید توجه داشت که در مورد محاسبه اشباع آب<sup>۳</sup>، عمق کم پژوهش ابزار NMR Logging باعث می‌شود اندازه‌گیری این ابزار تا ناحیه شسته شده امکان‌پذیر باشد [۵].

همان‌گونه که بیان شد دو روش برای تعیین نوع هیدروکربن‌های موجود در مخزن وجود دارد: TW دوتایی و TE دوتایی. در نمودارگیری TW دوتایی از مقایسه  $T_1$  هیدروکربن‌های سبک غیر خیس و آب برای تعیین کمیت دقیق هیدروکربن‌های سبک استفاده می‌شود. در حالی که روش TE دوتایی از مقایسه پخش ( $T_2$ ) سیالات مختلف استفاده می‌کند [۶]. به عبارت دیگر می‌توان گفت در روش TW دوتایی از مقایسه  $T_1$  بین هیدروکربن‌های سبک و آب استفاده می‌شود، در حالی که در روش TE دوتایی  $T_2$  بین فاز مایع (نفت) و گاز مبنای مقایسه می‌باشد [۷]. در این مقاله سازند آسماری و ایلام در منطقه نفتی اهواز مورد بررسی قرار می‌گیرند. نتایج حاصل از داده‌های مرسوم مؤید این مطلب است که در این چاه گازی وجود ندارد. بنابراین، بهترین راه برای تعیین نوع هیدروکربن در این چاه استفاده از روش TW دوتایی می‌باشد.

### زمین‌شناسی منطقه

بیشتر سازندهای نفتی موجود در ایران را کربنات‌ها تشکیل

1. Capillary Bound Fluid  
2. Effective Porosity  
3. Water Saturation

جدول ۱- ثوابت و پارامترهای مهم

تعداد اکوها (NECH-V): ۵۰۰۰	میدان مغناطیسی ساکن (B <sub>0</sub> ): ۵۰/۸۹ mT
نسبت $\frac{T_1}{T_2}$ : ۲	فرکانس میدان نوسانی (B <sub>1</sub> ): ۲۱۱۵/۰۰۸۵ kHz
نوع گل حفاری (OBM): (Water)	T <sub>1</sub> گل حفاری: ۱۸۰۰ ms
ویسکوزیته گل حفاری: ۰/۸۳۲۵ cP	T <sub>2cutoff</sub> : ۱۰۰ ms

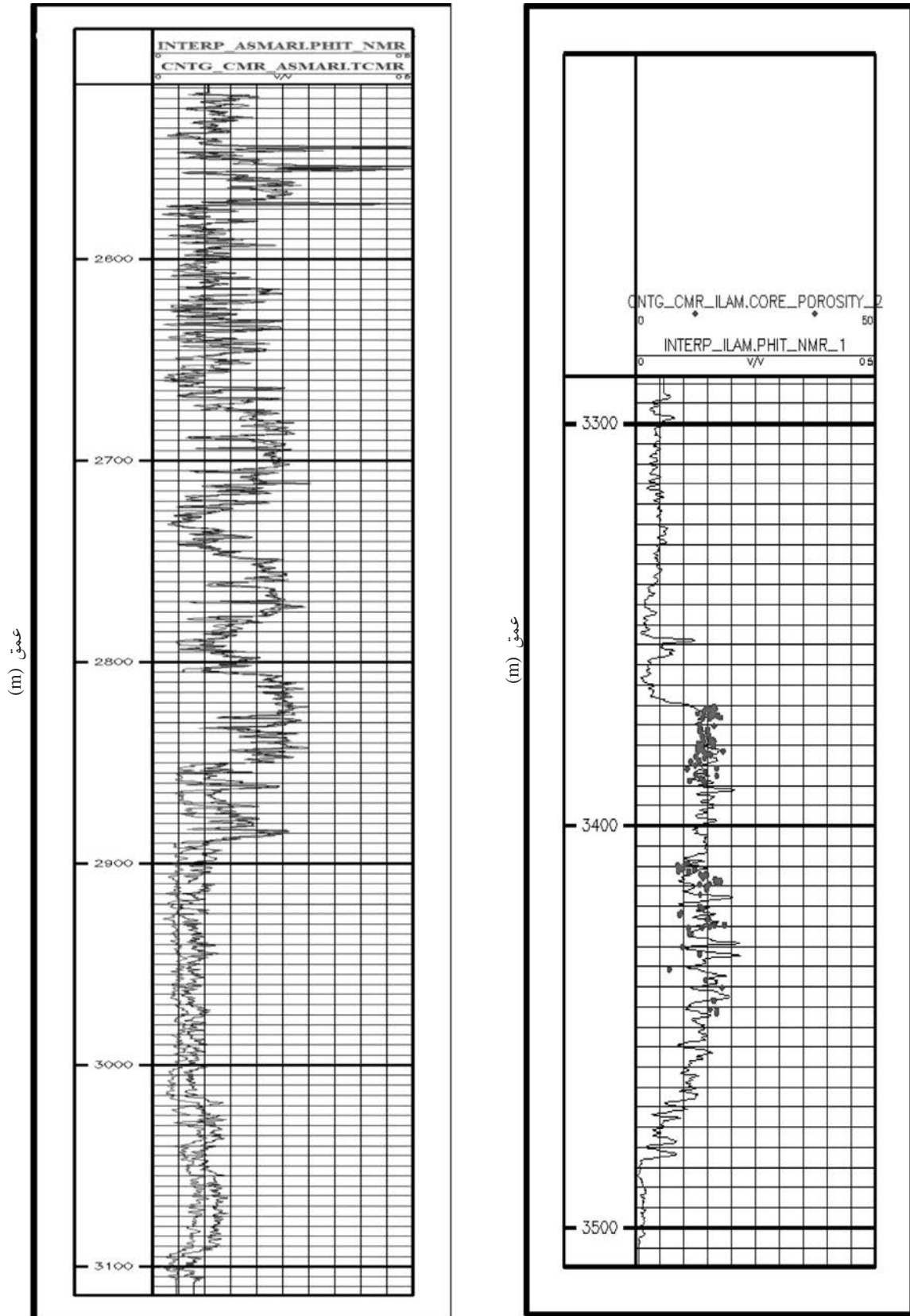
جدول ۲- روش‌های محاسبه پارامترهای پتروفیزیکی و پارامترهای مورد نیاز

روش تبدیل اکوهای CPMG به توزیع T <sub>2</sub> (Inversion type): Singular Value Decomposition (SVD)		
مدل محاسبه نفوذپذیری: Timur Coates		
مدل محاسبه اشباع آب: Fluid Substitution Model		
TW <sub>بلند</sub> : ۶۰ (s)	TW <sub>میان</sub> : ۲۰ (s)	(ms) ۲ / (TE): فاصله اکویی

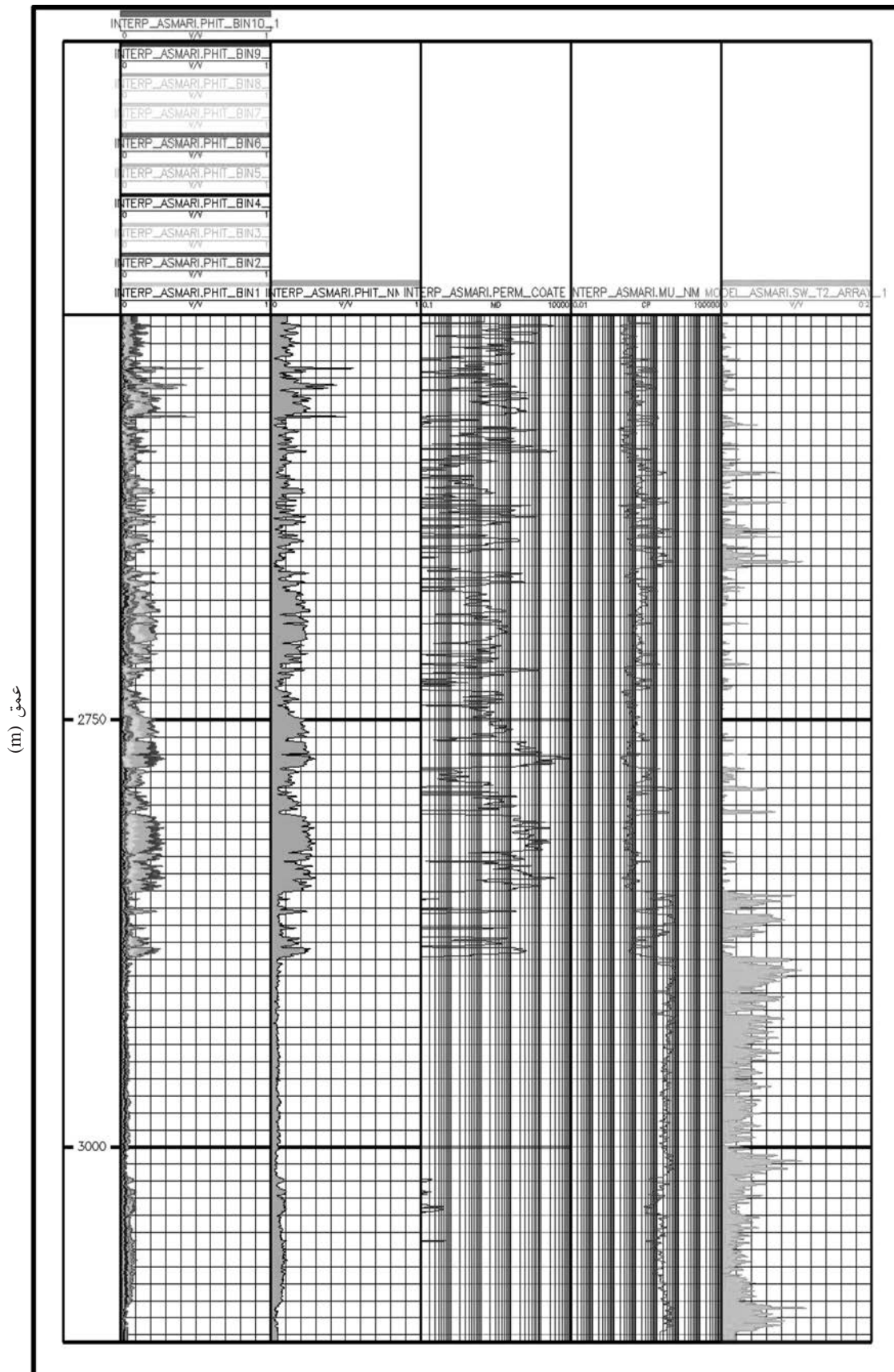
در چهار عمق از این بازه یعنی در عمق‌های ۲۵۱۸، ۲۵۳۹، ۲۵۴۷ و ۲۵۵۰ m میزان نفوذپذیری تا حدود صفر کاهش می‌یابد که نشان دهنده سخت بودن برداشت نفت موجود در این اعماق است. در عمق ۲۵۴۴ m مقدار تخلخل بسیار زیاد می‌شود. ولی در سایر اعماق، مقدار تخلخل متوسط است. در عمق (۲۵۴۴ m) مقدار تخلخل ۵۰٪ بوده و ویسکوزیته نسبتاً بالا می‌باشد. همچنین نفوذپذیری مقدار کمی دارد که همه این شرایط به نوعی بیان‌گر حضور نفت مرده در این عمق می‌باشد. اشباع آب نیز در تمامی این بازه مقدار بسیار کمی دارد.

دومین ناحیه مورد بررسی با عمق ۲۵۵۰ تا ۲۸۵۰ m مقدار نفوذپذیری بسیار خوبی دارد و مقدار ویسکوزیته آن در محدوده ۱۰۰-۱ cP تغییر می‌کند. تخلخل مقدار خوبی را نشان می‌دهد و اشباع آب نیز بسیار کم است. بنابراین، می‌توان گفت که در این بازه، نفت سبک با قابلیت برداشت مناسب وجود دارد. از عمق ۲۵۷۵ تا ۲۶۰۰ m میزان نفوذپذیری بسیار بالا و ویسکوزیته پایین است. تخلخل مقدار متوسطی دارد و اشباع آب نیز دارای مقدار کمی است که این نتایج نشان دهنده حضور نفت سبک قابل برداشت در این بازه می‌باشد. در بازه ۲۶۰۰ تا ۲۶۷۵ m مقدار نفوذپذیری به طور متناوب تغییر می‌کند. در این بازه در عمق‌هایی که نفوذپذیری کم می‌شود، مقدار ویسکوزیته بالا می‌رود.

برای سازند آسماری نتایج حاصل از تخلخل سازند با داده‌های شرکت Schlumberger مقایسه شده است. شکل ۱- الف تخلخل حاصل از نتایج NMR در برابر تخلخل استاندارد شرکت Schlumberger در مقیاس عمق را نشان می‌دهد. از روی این نمودار مشخص است که توافق مطلوبی بین داده‌های NMR و داده‌های استاندارد برقرار است. نمودار شکل ۱- ب تخلخل حاصل از نتایج NMR (نمودار پیوسته) در برابر تخلخل مغزه (نمودار نقطه‌ای) در مقیاس عمق را نشان می‌دهد. در شکل ۲ تمام پارامترهای پتروفیزیکی ذکر شده مشاهده می‌شود. در تراک‌های اول تا ششم به ترتیب بازه عمقی، تخلخل بازه‌های مختلف، تخلخل کل، نفوذپذیری، ویسکوزیته و اشباع آب رسم شده است. عمق ناحیه اول مورد بررسی ۲۵۱۳ تا ۲۵۵۰ m می‌باشد. در این ناحیه تغییرات ویسکوزیته تقریباً یکسان و غیر از چهار عمق همگی در محدوده ۱۰-۱ cP هستند اما در چهار عمق ۲۵۱۸، ۲۵۳۹، ۲۵۴۴ و ۲۵۴۷ مقدار ویسکوزیته از ۱۰ cP بسیار بیشتر شده و به ۱۰۰ cP نزدیک می‌شوند. همچنین ویسکوزیته آب کمتر از ۲ cP است و با توجه به اینکه ویسکوزیته نفت سنگین نیز مقادیری بیش از این مقدار است، بنابراین می‌توان حدس زد که در این ناحیه نفت سبک وجود خواهد داشت روند تغییر نفوذپذیری در این بازه بسیار متغیر است و به طور متوسط حدود ۱۰۰-۱۰۰ md تغییر می‌کند. اما در بعضی اعماق مقدار آن به حدود ۴۰۰۰ md می‌رسد که مقدار قابل توجهی است.



شکل ۱- تخلخل رسم شده برای سازند الف- (آسماری که در آن نمودار تخلخل به دست آمده از نتایج NMR در مقابل نمودار تخلخل حاصل از نتایج شرکت Schlumberger رسم شده است) و ب- ایلام (نمودار پیوسته تخلخل به دست آمده از نتایج NMR و نمودار نقطه‌ای) تخلخل مغزه را نشان می‌دهد.



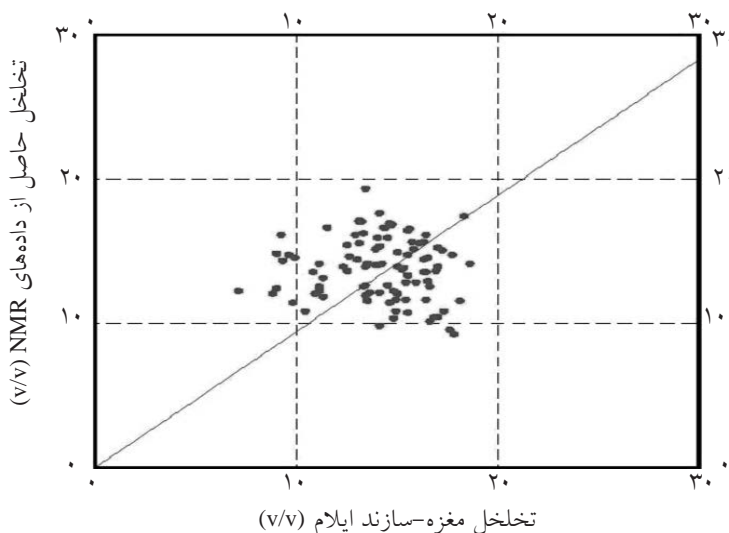
شکل ۲- پارامترهای پتروفیزیکی سازند آسماری که به ترتیب در تراک ۲ تا ۶ تخلخل بازه‌های مختلف، تخلخل کل، نفوذپذیری، ویسکوزیته و اشباع آب رسم شده است.

نفت سبکی وجود ندارد.

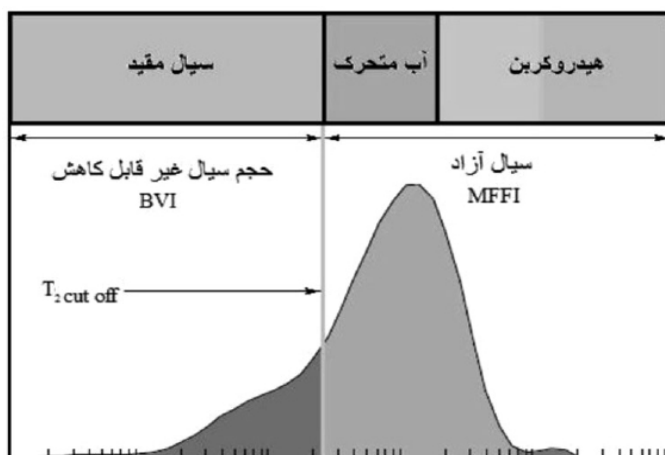
برای سازند ایلام نتایج حاصل از تخلخل سازند با داده‌های مغزه<sup>۱</sup> مقایسه شده و از طریق روش کالیبراسیون، داده‌های تخلخل NMR اصلاح گردید. شکل ۳ نیز همین دو کمیت را در یک کراس پلات نشان می‌دهد. از روی نمودار ۳ مشخص است که توافق مطلوبی بین داده‌های NMR و داده‌های مغزه برقرار است. شکل ۵ تمام پارامترهای پتروفیزیکی ذکر شده را نشان می‌دهد. در تراک‌های ۱ تا ۶ بازه عمقی، تخلخل بازه‌های مختلف، تخلخل کل، نفوذپذیری، ویسکوزیته و هم اشباع آب رسم شده است.

در کل این بازه مقدار تخلخل متوسط می‌باشد. در بازه ۲۶۷۵ تا ۲۸۵۰ m مقدار تخلخل افزایش یافته و مقدار نفوذپذیری نیز در کل بازه افزایش می‌یابد. ویسکوزیته در این بازه کم بوده و اشباع آب نیز مقدار کمی دارد. به نظر می‌رسد این بازه مقدار نفت سبک زیادی را در خود جای داده است.

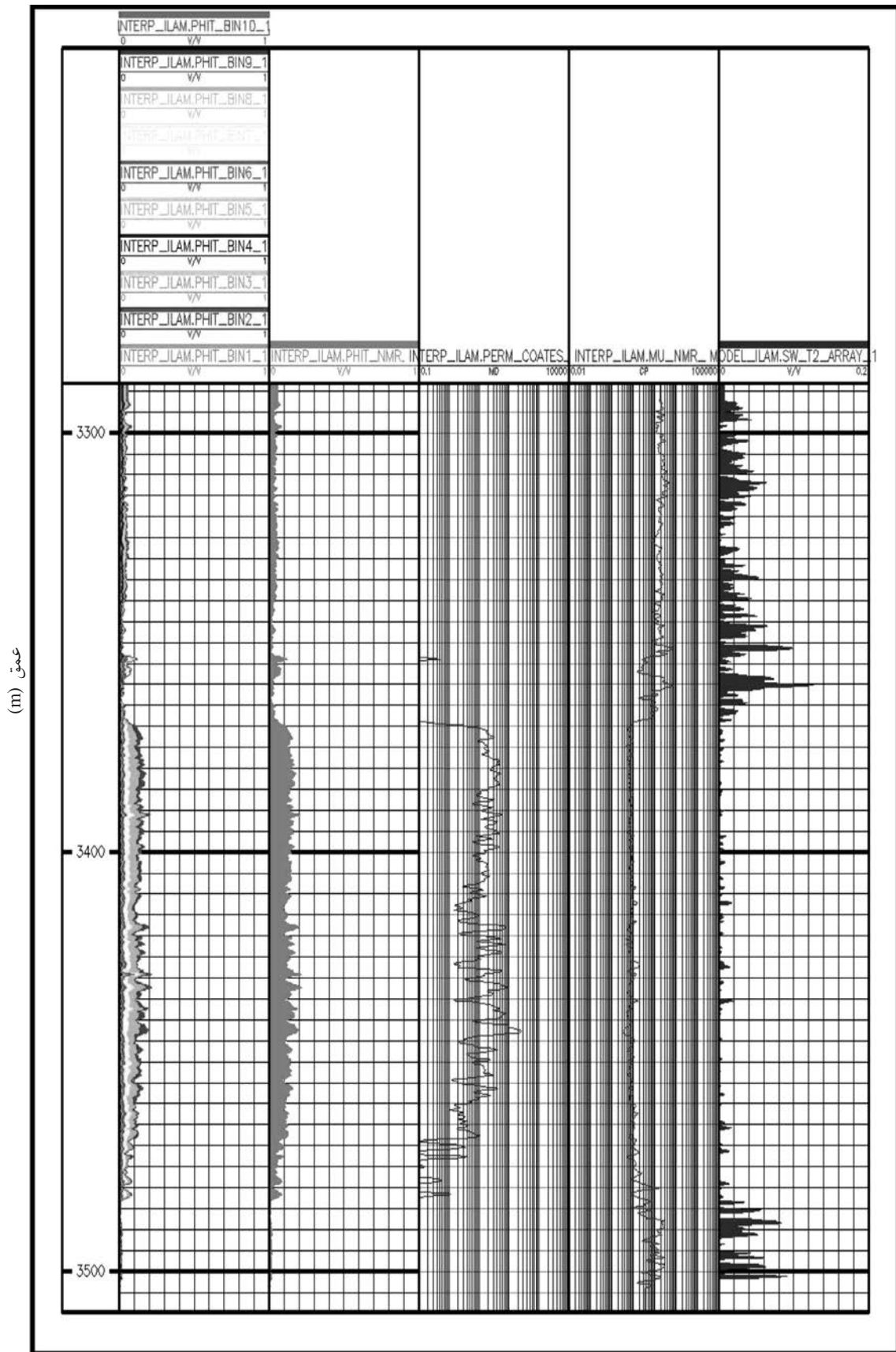
آخرین بازه مورد بررسی سازند آسماری، بازه ۲۸۵۰ تا ۳۱۱۴ m است که به جز چند عمق اولیه این بازه که نفوذپذیری نسبتاً خوبی دارد، در بقیه اعماق نفوذپذیری صفر بوده و ویسکوزیته و اشباع آب مقدار بسیار بالایی دارد و مقدار تخلخل نیز پایین است. بنابراین، به نظر می‌رسد در این بازه



شکل ۳- کالیبره کردن تخلخل داده‌های NMR به وسیله داده‌های مغزه



شکل ۴- نحوه جداسازی توزیع  $T_2$  به سیال آزاد و مقید. (با توجه به اختلاف موجود بین این دو طیف اشباع آب مورد نظر اندازه‌گیری می‌شود).



شکل ۵- پارامترهای پتروفیزیکی سازند ایلام که به ترتیب از تراک ۲ تا ۶ تخلخل بازه‌های مختلف، تخلخل کل، نفوذپذیری، ویسکوزیته و اشباع آب رسم شده است.

تبدیل شده و سپس این دو توزیع از یکدیگر کم می‌شود. اما در روش TDA ابتدا زنجیره اکویی به دست آمده از کوتاه TW و بلند TW از یکدیگر کم شده و سپس نتیجه حاصل به توزیع  $T_2$  تبدیل می‌شود تا در نهایت سیگنال هیدروکربن باقی می‌ماند.

نکته کلیدی در این روش‌ها این است که زمان آسایش  $T_1$  برای گاز و نفت از زمان آسایش  $T_1$  آب بزرگ‌تر است [۲]. شایان ذکر است در این مقاله از داده‌های Station Logging یک عمق (۳۰۱۹ m) در زمان‌های مختلف استفاده شده است. شکل ۶-الف و ۶-ب نتایج تحلیل این داده‌ها را به ترتیب برای روش DSM و TDA نشان می‌دهد. تراک ۱ شکل ۶-الف به مقیاس زمانی اختصاص دارد. در تراک‌های ۲ و ۳ به ترتیب زنجیره اکو حاصل از بلند TW و توزیع  $T_2$  مربوط به آن و در تراک‌های ۴ و ۵ زنجیره اکو حاصل از کوتاه TW و توزیع  $T_2$  حاصل از آن رسم شده است.

در شکل ۶-ب تراک ۱ مقیاس زمانی است و تراک‌های ۲ و ۳ به ترتیب زنجیره اکو حاصل از بلند TW و کوتاه TW می‌باشد. همچنین تراک ۴ اختلاف این دو زنجیره اکویی است و در نهایت در تراک ۵ توزیع  $T_2$  این اختلاف ترسیم شده است. محاسبات انجام شده برای تعیین دقیق هیدروکربن موجود در این عمق (۳۰۱۹ m) نشان داد که اولاً مقدار تخلخل گاز و نفت به ترتیب برابر صفر و ۰/۰۲۷ می‌باشد که این مقادیر در تطابق کامل با داده‌های شرکت Schlumberger می‌باشد. لازم به ذکر است مقدار تخلخل کل در این عمق ۰/۰۸۹ است.

### روش مدل سیال جایگزین<sup>۱</sup> و محاسبه اشباع آب

اشباع آب از طریق سیال جایگزین با استفاده از توزیع  $T_2$  محاسبه شده است. اگر توزیع  $T_2$  فقط شامل یک سیال باشد، تحلیل آن بسیار آسان خواهد بود. اما با توجه به اینکه در توزیع  $T_2$  بیش از یک سیال حضور دارد، استفاده از این مدل که از طریق آن بتوان مقدار اشباع آب را تخمین زد، ضروری به نظر می‌رسد.

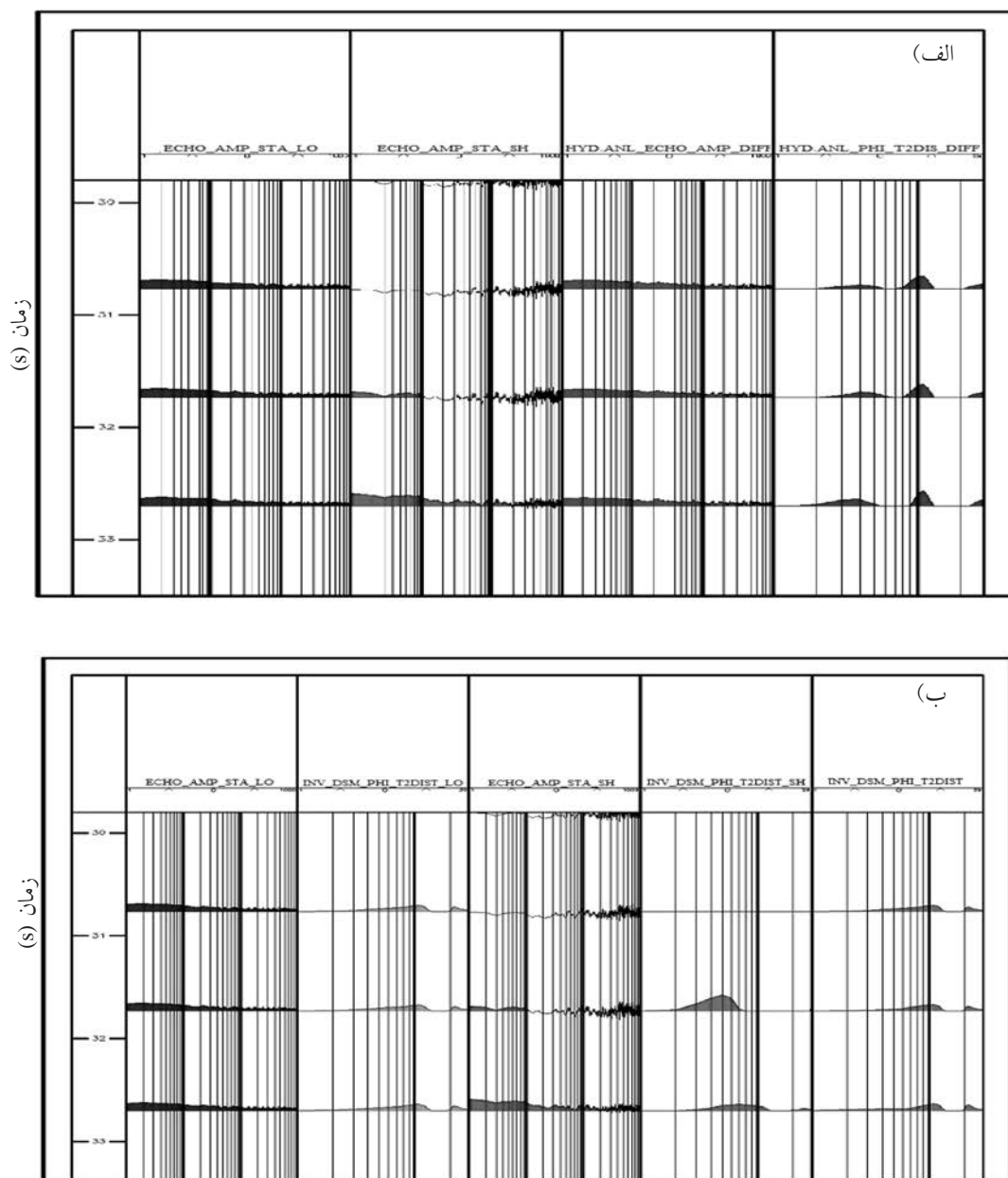
در این شکل بازه اول مورد بررسی ۳۲۸۸ تا ۳۳۶۹ m می‌باشد. در تمامی این بازه مقدار نفوذپذیری و مقدار ویسکوزیته تقریباً یکنواخت تغییر می‌کند و در همین ناحیه تخلخل میزان نسبتاً کمی دارد، ولی میزان اشباع آب نسبت به سایر بازه‌ها بیشتر است. بنابراین از این پارامترها می‌توان نتیجه گرفت که در صورت وجود نفت در این بازه، با نفت سنگین روبرو هستیم که برداشت آن را مشکل می‌سازد. ناحیه دوم مورد بررسی از ۳۳۶۹ تا ۳۴۸۳ m می‌باشد. در این ناحیه نفوذپذیری مقدار قابل توجهی دارد. به طوری که از ۳۳۶۹ m تا ۳۴۵۰ m محدوده تغییر نفوذپذیری عمده‌تاً بین ۱۰۰-۱۰ md می‌باشد که از این بازه تا ۳۴۸۳ m به تدریج از میزان نفوذپذیری کاسته شده و به صفر می‌رسد. مقدار ویسکوزیته در این بازه بین ۱۰۰-۱۰ cP می‌باشد همچنین میزان تخلخل افزایش یافته و از اشباع آب کاسته می‌شود. در نتیجه می‌توان ادعا کرد که احتمال حضور نفت سبک قابل بازیابی در این ناحیه زیاد است. آخرین بازه مورد بررسی در این سازند از ۳۴۸۳ تا ۳۵۱۰ m می‌باشد که توصیف آن همانند ناحیه اول است.

### محاسبه میزان هیدروکربن

تاکنون پارامترهای پتروفیزیکی و هیدروکربن‌های موجود در سازندهای ایلام و آسماری به طور کیفی بررسی شده است. حال در ادامه هیدروکربن‌های موجود به صورت کمی بررسی می‌گردد. در ابتدا باید داده‌های اکویی CPMG (اکوهای به دست آمده از دستگاه‌های NMR است) به توزیع  $T_2$  تبدیل شود که توضیح مربوط به این تبدیل در پیوست آمده است. یکی از تازه‌ترین روش‌ها برای تعیین نوع هیدروکربن که توسط شرکت‌های Halliburton/NUMAR و Baker Atlas پیشنهاد شده است روش زمان انتظار دو گانه است [۹] [روش TW دو تایی] که در آن از دو TW (کوتاه TW و بلند TW) استفاده شده است.

در روش DSM برای یافتن سیگنال هیدروکربن ابتدا مغناطش (بعد از اعمال میدان مغناطیسی اولیه دو قطبی‌های هیدروکربن‌های اطراف چاه در جهت معینی قرار می‌گیرند و مغناطش اولیه را تولید می‌کنند) به دست آمده از هر دو زنجیره اکویی کوتاه TW و بلند TW به طور مجزا به توزیع  $T_2$





شکل ۶- نتایج به دست آمده برای تخمین تخلخل هیدروکربن از طریق الف) روش DSM و ب) روش TDA.

#### روش مدل سیال جایگزین

با استفاده از این روش می‌توان بدون نیاز به داده‌های مقاومت، اشباع آب را به دست آورد [۱۰]. در این روش طیف سیال مقید از توزیع  $T_2$  اولیه جدا شده (شکل ۴) و سیالی با طیف  $T_2$ ، حجمی معلوم به آن اضافه می‌شود. سیال اضافه شده سیال آزاد است. توزیع  $T_2$  مدل‌سازی شده جدید تخلخلی برابر با توزیع  $T_2$  اولیه خواهد داشت. در این روش فرض می‌شود که سیال مقید که با طیف سیال مقید نشان داده می‌شود، با استفاده از مدل طیفی محاسبه

شده است. همچنین سیال اضافه شده به طیف که به عنوان سیال آزاد است، به طور کامل غیر خیس است. در این حالت می‌توان از اختلاف موجود در طیف توزیع  $T_2$  سیال جایگزین و طیف توزیع  $T_2$  اصلی جدا شده، استفاده کرده و میزان اشباع آب را محاسبه نمود.

#### محاسبه اشباع آب

اشباع آب محاسبه شده از این طریق برای سازند ایلام در تراک ۶ شکل ۵ رسم شده است. از روی نمودار پیداست که مقدار اشباع آب در ناحیه عبوری بسیار

### نتیجه‌گیری

محاسبات انجام شده در این مقاله گویای این حقیقت است که استفاده از ابزار NMR Logging نتایج بسیار دقیق و مطلوبی را برای ارزیابی سازندهای کربناته و حتی ماسه سنگ مهیا می‌کند. مقایسه بین تخلخل محاسبه شده و مقدار واقعی نشان می‌دهد تطابق مطلوبی بین مقدار واقعی تخلخل و مقدار به دست آمده از نتایج NMR برقرار می‌باشد. همچنین نمودارهای مربوط به اشباع آب و ویسکوزیته که برای تحلیل کیفی چاه مورد استفاده قرار گرفته، مقادیر مطلوبی را برای عمق‌های مختلف نشان می‌دهد. همین موضوع درباره مقدار تخلخل نفت که از اختلاف توزیع  $T_2$  برای داده‌های کوتاه  $TW$  و بلند  $TW$  برابر  $0.27$  محاسبه شده صادق است. بنابراین با توجه به دقت و همچنین قابلیت بسیار بالای این روش در محاسبه پارامترهای پتروفیزیکی سازندها و محاسبه دقیق میزان هیدروکربن‌های موجود در مخازن، به نظر می‌رسد استفاده از این ابزار بهترین وسیله برای رسیدن به نتایج دقیق و مطمئن می‌باشد. سادگی و کارآمد بودن تکنیک‌های محاسبه پارامترهای پتروفیزیکی و نیاز به استفاده از کمترین اطلاعات ممکن برای انجام محاسبات در کنار دقت بالا، این ابزار را تبدیل به ابزار منحصر به فردی کرده است. داده‌های کوتاه  $TW$  و بلند  $TW$  را می‌توان برای تمام چاه‌ها به دست آورد، اما استفاده از روش‌های هوشمند مانند شبکه‌های عصبی برای سایر چاه‌های این میدان نفتی، نیز می‌تواند ایده مناسبی برای تحلیل چاه‌های مجاور باشد.

### علائم و نشانه‌ها

$TW$ : زمان انتظار برای آسایش طولی

$TE$ : زمان انتظار برای آسایش عرضی

$T_1$ : زمان آسایش طولی

$T_2$ : زمان آسایش عرضی

$cP$ : ویسکوزیته (centipoise)

$md$ : نفوذپذیری (milidarcy)

$DSM$ : روش طیف دیفرانسیلی

$TDA$ : تحلیل زمان حوزه

$TW$ : زمان آسایش طولی کوتاه

ناچیز می‌باشد. گل حفاری از نوع آب پایه است که در ناحیه شسته شده و کمی هم در ناحیه عبوری قرار دارد. بقیه ناحیه عبوری شامل مقدار بسیار کمی آب می‌باشد. بازه تعیین شده برای اشباع آب از صفر تا  $0.2$  در نظر گرفته شده تا مقدار اشباع آب بیشتر مورد توجه قرار گیرد. همان‌طور که در شکل دیده می‌شود در دو بازه ابتدایی و انتهایی بازه مقداری آب وجود دارد و در سایر محدوده‌ها مقدار آب بسیار کم است.

### محاسبه ویسکوزیته از روی $T_{2lm}$

$T_{2lm}$  میانگین هندسی توزیع  $T_2$  می‌باشد و به وسیله میانگین‌گیری لگاریتمی روی زمان آسایش در هر توزیع محاسبه می‌گردد. برای محاسبه ویسکوزیته از  $T_{2lm}$  استفاده می‌شود. ارتباط بین  $T_{2lm}$  و ویسکوزیته به صورت رابطه زیر می‌باشد [۱]:

$$(1) \quad \text{ویسکوزیته} = \left( \frac{1,2}{T_{2lm}} \right)^{0.9}$$

تراک ۵ شکل ۵ میزان ویسکوزیته آب را برای دماهای مختلف نشان می‌دهد. دمای سازند ایلام در عمق‌های مختلف بین  $215^\circ\text{F}$  تا  $223^\circ\text{F}$  یا  $375^\circ\text{K}$  تا  $380^\circ\text{K}$  متغیر است که می‌توان از روی نمودار، ویسکوزیته آب را به صورت تقریبی که بین  $0.2$  تا  $1$  تخمین زد که مقدار بسیار کمی می‌باشد. بنابراین در مناطقی که میزان اشباع آب زیاد شود، میزان هیدروکربن کمتر می‌باشد. به دلیل اینکه ویسکوزیته هیدروکربن‌ها عموماً بسیار بیشتر از آب می‌باشد، می‌توان نتیجه گرفت که ویسکوزیته به طور کیفی در این نواحی کمتر خواهد شد. اما چون میزان اشباع آب عموماً کم است، تأثیر زیادی روند تغییر ویسکوزیته نخواهد گذاشت.

بازه ویسکوزیته در نمودار شکل ۴ از  $0.1$  تا  $10000$  CP می‌باشد از عمق  $3370$  تا  $3480$  m میزان ویسکوزیته در حد هیدروکربن‌های سبک است. بنابراین این ناحیه از لحاظ برداشت بسیار مهم خواهد بود. سبک یا سنگین بودن هیدروکربن موجود در یک مخزن می‌تواند تأثیرات عمده‌ای بر رفتار تولیدی و انتخاب روش‌های ازدیاد برداشت بگذارد.

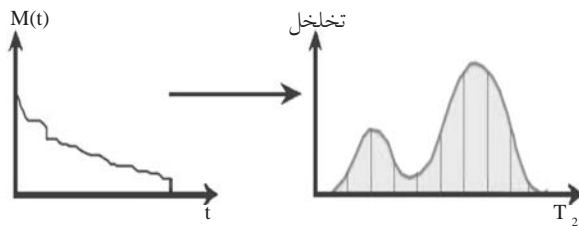
که در آن  $M_{\%100}(0)$  مغناطش اندازه‌گیری شده برای حالتی است که ناحیه مورد بررسی ۱۰۰٪ با آب اشباع شده باشد. بنابراین در حالت کلی می‌توان برای زمان‌های مختلف دریافت اکوهای CPMG دستگاه معادلاتی به شکل زیر نوشت:

$$echo(1) = \varphi_1 e^{-t(1)/T_{2,1}} + \varphi_2 e^{-t(1)/T_{2,2}} + \varphi_3 e^{-t(1)/T_{2,3}} + \dots + \varphi_m e^{-t(1)/T_{2,m}} + noise(0)$$

$$echo(2) = \varphi_1 e^{-t(2)/T_{2,1}} + \varphi_2 e^{-t(2)/T_{2,2}} + \varphi_3 e^{-t(2)/T_{2,3}} + \dots + \varphi_m e^{-t(2)/T_{2,m}} + noise(1)$$

$$echo(n) = \varphi_1 e^{-t(n)/T_{2,1}} + \varphi_2 e^{-t(n)/T_{2,2}} + \varphi_3 e^{-t(n)/T_{2,3}} + \dots + \varphi_m e^{-t(n)/T_{2,m}} + noise(n) \quad (V)$$

در این حالت  $n$  معادله با  $m$  مجهول خواهیم داشت که از حل این دستگاه معادلات می‌توان داده‌های اکویی CPMG را به توزیع  $T_2$  تبدیل کرد [۱]. راه‌های مختلفی برای حل این دستگاه معادله وجود دارد که در اینجا از روش تجزیه مقدار منفرد استفاده شده است. پس از حل این دستگاه معادلات و به دست آوردن تخریل بر حسب  $T_2$  می‌توان توزیع  $T_2$  را همانند شکل ۶ رسم نمود:



شکل ۷- نمودار طرح وار تبدیل داده‌های خام اولیه به توزیع  $T_2$  داده‌های خام، زنجیره اکویی CPMG نتایج آنالیز  $T_2$

$TW_{بلند}$ : زمان آسایش طولی بلند

$T_{2lm}$ : میانگین هندسی توزیع  $T_2$

### پیوست

مکانیسم آسایش کاهشی سیالات در محیط‌های متخلخل به صورت سهمی از جمله‌های حجمی، سطحی و پخش بیان می‌شود [۶]:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} = \frac{1}{T_{2B}} + \rho \frac{S}{V} + \frac{(\gamma GTE)^2 D}{12} \quad (1)$$

که در آن  $\rho$  آسودگی سطحی،  $D$  ضریب پخش مولکولی،  $\gamma$  نسبت ژیرومغناطیسی پروتون و  $G$  گرادیان میدان مغناطیسی است. این توصیف می‌تواند برای چند نوع سیال به کار رود، یعنی [۱۱]:

$$\frac{1}{T_{2o}} = \frac{1}{T_{2B,o}} + \rho_o \left(\frac{S}{V}\right)_o + \dots$$

برای نفت:

$$\frac{1}{T_{2w}} = \frac{1}{T_{2B,w}} + \rho_w \left(\frac{S}{V}\right)_w + \dots$$

برای آب:

سازندهای مورد بررسی عموماً توزیعی از اندازه حفره را نشان می‌دهند که معمولاً محتوی بیش از یک سیال است. بنابراین زنجیره اکویی CPMG با تک نرخ  $T_2$  کاهش پیدا نمی‌کند و توزیعی از مقادیر  $T_2$  را دارا می‌باشد، یعنی [۱]:

$$M(t) = \sum_i M_i(0) e^{-t/T_{2i}} \quad (2)$$

که در آن  $M(t)$  مغناطش اندازه‌گیری شده در هر لحظه،  $M_i(0)$  مغناطش اولیه برای مولفه  $i$  ام آسایش و  $T_{2i}$  ثابت آسایش عرضی می‌باشد. جمع روی همه حفره‌ها و انواع سیالات بسته می‌شود. جمله غالب در فاصله اکویی (TE) کوچک، آسایش سطحی است. تحت این شرایط  $T_2$  مستقیماً با اندازه حفره  $V/S$  متناسب خواهد بود. بنابراین برای سیالات آب، گاز و نفت در حالت کلی داریم:

$$M(t) = \sum_i M_{oi} e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t} + M_{oil} e^{-t/T_{2oil}} + M_{Gas} e^{-t/T_{2Gas}} \quad (3)$$

که در آن  $M_{Gas}$  و  $M_{oil}$  مغناطش حاصل از نفت و گاز و  $T_{2oil}$ ،  $T_{2Gas}$  و  $T_{2oil}$  اندازه‌گیری شده برای نفت و گاز است. مغناطش‌ها می‌توانند به تخریل کالیبره شوند. بنابراین می‌توان نوشت:

$$\varphi = \frac{M(0)}{M_{\%100}(0)} = \frac{\sum_i M_{oi}}{M_{\%100}(0)} = \sum_i \frac{M_{oi}}{M_{\%100}(0)} = \sum_i \varphi_i \quad (4)$$

## منابع

- [1]. Coates George R. Xiao Lizhi. and Prammer Manfred G., *NMR logging principle & application*, Houston, Texas:Halliburton Energy Services, 1999.
- [2]. Mardon D., Miller D., Howard A., Coates G., Jackson J., Speath R. and Nankervis J., "*Characterization of light hydrocarbon-bearing reservoirs by gradient NMR well logging: a gulf of mexico case study*", Paper was presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 1996.
- [3]. Hou B. L., Coates G. R. "*Nuclear magnetic resonance logging methods for fluid typing*", SPE 48896 Inc, The Paper was presented in International Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 1998.
- [4]. Chen Songhua., Georgi D. T., Olima Oscar., Gamin, Hector., Minetto J. C. and S.A., "*Estimation of hydrocarbon viscosity with multiple TE, Dual TW MRIL Log*", SPE 68021 Annual Technical Conference and Exhibition, Orleans, 2000.
- [5]. Howard J., Hermansen H., Vedvik A., "*NMR-based water saturation estimates in ekofisk water flood zones*", Philips Petroleum Company, Trondheim, Norway, 2001.
- [6]. Sun B. Q., Olson M., Baranowski J., Chen S., Li, W., and Georgy D., "*Direct fluid typing and quantification of orinoco belt Heavy oil reservoirs using 2D NMR logs*", Paper was presented at the SPWLA 47<sup>th</sup> Annual Logging Symposium held in Veracruz, June 4-7, 2006.
- [7]. Akkurt Ridvan, Prammer, Manfred G., Malvern, PA. and Andrei Moore, M., *Selection of optimal acquisition parameters for MRIL logs*, Paper TT SPWLA 37<sup>th</sup> Annual Logging Symposium in New Orleans, 1996.
- [8]. Chilingarian G., Mazzullo S. and Rieke H., *Carbonate reservoir characterization a geologic-engineering analysis*, part I, II. USA: Elsevier Science Publishing Company Inc, 1992,1996.
- [9]. Sun B. Q., Dunn K. D., "*NMR inversion methods for fluid typing*", Paper was presented at SPWLA 44<sup>th</sup> annual logging symposium, June 22-25, 2003.
- [10]. Glorioso J. C., Aguirre O., Piotti G. and Mengual J. F., "*Derriving capillary pressure and water saturation from NMR transversal relaxation times*", Paper was presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in port of Spain, Trinidad, West Indies 27-30 April, 2003.
- [11]. Loyestijn W., Hofman J., "*Wettability-index determination by nuclear magnetic resonance*", Paper was presented at the 2005 SPE Middle East Oil & Gas show and conference, Bahrain, 12-15 March, and revised for publication, 2006.