

# بررسی پتروفیزیکی مخزن کربناته ایلام با استفاده از روش تشدید مغناطیس هسته‌ای (NMR) و داده‌های مغزه در یکی از میادین نفتی دشت آبادان

الهام اسدی مهماندوستی<sup>۱</sup>، شیدا عالیوند<sup>۲</sup>، هرمز قلاوند<sup>۳</sup> و علیرضا رستمی<sup>۴</sup>

استادیار، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران  
 کارشناسی ارشد، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران  
 دکتر، شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران  
 کارشناسی ارشد، مدیریت اکتشاف، شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران  
 تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۰۱/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۰۵/۰۹

## چکیده

تشدید مغناطیس هسته‌ای (NMR) روشی است که در بهبود دقیق پارامترهای مهم مخزنی نقش اساسی داشته است. در این مطالعه برای اولین بار خواص پتروفیزیکی سازند کربناته ایلام در یکی از میادین نفتی دشت آبادان با روش تشدید مغناطیس هسته‌ای بررسی و به منظور اعتبارسنجی از داده‌های مغزه و مقاطع نازک میکروسکوپی استفاده شده است. روش تشدید مغناطیس هسته‌ای، کمک به تعیین پارامترهای مهم مخزنی سازند ایلام از جمله تخلخل، تراوایی و بازسازی منحنی فشار موئینه در میدان نفتی مورد مطالعه نموده است. تطابق نتایج پتروفیزیکی حاصل از روش تشدید مغناطیس هسته‌ای با داده‌های مغزه و مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی، نشان‌دهنده کارآمد بودن این روش در تعیین پارامترهای مهم مخزنی است. علاوه بر این، نتایج ارزیابی سازند کربناته ایلام با روش تشدید مغناطیس هسته‌ای نشان می‌دهد که مخزن مورد مطالعه در اعماق ۲۸۴۶ تا ۲۸۹۰ متری در میدان نفتی مورد بررسی در دشت آبادان کیفیت مخزنی مناسب برای ذخیره هیدروکربن دارد.

**کلیدواژه‌ها:** روش تشدید مغناطیس هسته‌ای، فشار موئینه، تخلخل، سازند ایلام، دشت آبادان.

E-mail: e.asadi@khu.ac.ir

\*نویسنده مسئول: الهام اسدی مهماندوستی

## ۱- پیش‌نوشتار

دسته آسایش سطحی (Surface Relaxation)، آسایش حجمی (Bulk Relaxation) و پخش‌شدگی تقسیم می‌شود. آسایش حجمی خاصیت ذاتی آسایش سیال است. این خاصیت توسط خواص فیزیکی سیال از قبیل گرانیروی و ترکیب شیمیایی کنترل می‌شود. آسایش سطحی در سطح مشترک جامد-مایع، به عبارت دیگر، در سطح دانه‌های سنگ رخ می‌دهد. پخش‌شدگی (D) نشان می‌دهد که تا چه حد مولکول‌های درون سیال کاتوره‌ای حرکت می‌کنند (Coates et al., 1999).

همچنین دو نوع زمان آسایش طولی ( $T_1$ ) و زمان آسایش عرضی ( $T_2$ ) از طریق لاگ NMR محاسبه می‌شود. شاخص هیدروژنی معیاری از دانسته‌اتم‌های هیدروژن درون سیال است.  $T_1$  نشان‌دهنده سرعت آسایش طولی پرتون‌های واژگون شده نسبت به محور مغناطیسی پایا و  $T_2$  بیانگر سرعت آسایش عرضی پرتون‌های واژگون نسبت به محور میدان مغناطیسی پایاست (Walbrecker and Behroozmand, 2012). زمان‌های آسایش به اندازه منافذ بستگی دارد. منافذ کوچک زمان آسایش کمتر و منافذ بزرگ‌تر زمان آسایش بیشتری دارند. کمترین زمان‌های آسایش مربوط به آب‌های غشایی روی سطح کانی‌های رسی و آب‌های موئینه است (Walbrecker and Behroozmand, 2012).

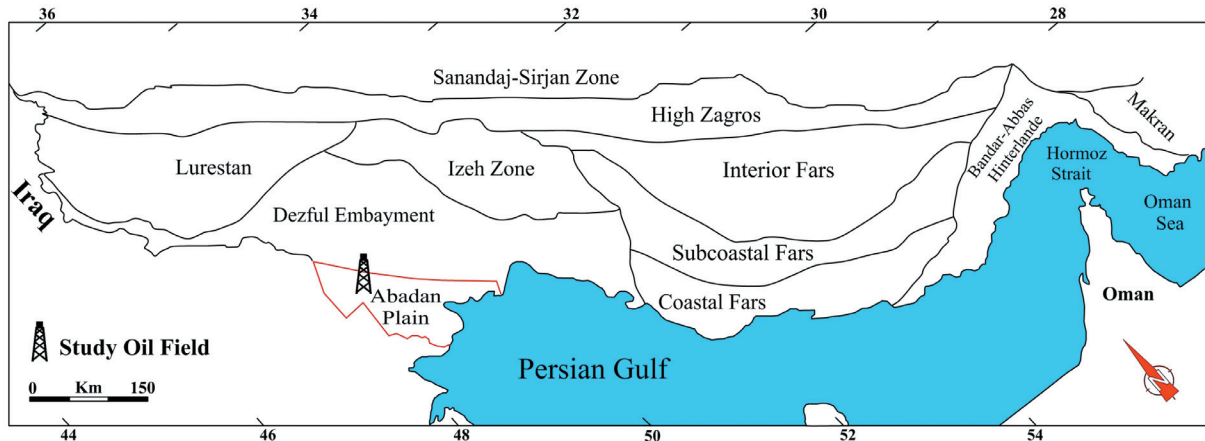
مطالعاتی که تاکنون بر روی مخازن نفتی ایران با استفاده از روش تشدید مغناطیس هسته‌ای صورت گرفته محدود است (مردانی، ۱۳۸۳؛ دهقان‌زاده و همکاران، ۱۳۸۴؛ عرفانی شیرآباد، ۱۳۹۲؛ براتی، ۱۳۹۳؛ Labani et al., 2010؛ Kadkhodaie et al., 2014). تاکنون بر روی سازند مخزنی ایلام با استفاده از روش تشدید مغناطیس هسته مطالعه‌ای صورت پذیرفته است. بر این اساس، در این مقاله به منظور بررسی خواص پتروفیزیکی سازند ایلام در یکی از میادین نفتی واقع در دشت آبادان از روش تشدید مغناطیس هسته‌ای و به منظور اعتبارسنجی، از داده‌های مغزه و مقاطع نازک میکروسکوپی استفاده شده است. هدف از این مطالعه، بازسازی منحنی فشار موئینه با استفاده از لاگ NMR و سایر مشخصات مخزنی وابسته به آن مانند تخلخل و تراوایی، اندازه منافذ، نوع منافذ و ایجاد یک مطالعه یکپارچه از بخش مخزنی سازند ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه است.

از جمله عوامل مهمی برای ارزیابی سازندها جهت توسعه مخازن نفت و گاز، زون‌بندی مخزن و آگاهی از چگونگی توزیع تخلخل، تراوایی، فشار موئینه، اشباع‌شدگی، اندازه منافذ و همچنین ضخامت زون تدریجی است (Xiao et al., 2012). زمین‌شناسان و مهندسان مخزن با استفاده از روش‌های مختلفی نظیر روش‌های آزمایشگاهی و ریاضیاتی پارامترهای ذکر شده را به دست می‌آورند و سپس به ارزیابی مخزن می‌پردازند. نکته مهم این است که مغزه‌های حفاری در تمام چاه‌ها موجود نیستند و یا اینکه مغزه‌گیری در چاه‌ها به صورت پیوسته انجام نمی‌شود. همچنین بسیاری از پارامترهای مهم مخزنی از قبیل تراوایی، نمودارهای فشار تزریق جیوه، حجم سیالات آزاد و متحرک مخزنی، چگونگی توزیع فضاهای خالی و توزیع گلوله‌های تخلخل، از داده‌های لاگ‌های معمول چاه قابل پیش‌بینی نیست. بر این اساس روش تشدید مغناطیس هسته‌ای (Nuclear Magnetic Resonance, NMR) امروزه به یکی از ابزارهای پرکاربرد در حوضه صنعت نفت تبدیل شده است که می‌تواند اطلاعات و پارامترهای پتروفیزیکی مخزن را به صورت پیوسته ارائه دهد. اساس روش تشدید مغناطیس هسته‌ای بر اندازه‌گیری هندسه فضاهای خالی و نوع سیال پرکننده آن فضاها استوار است. ارتباط این دو باعث شده است که NMR روشی منحصر به فرد در تفسیر یک مخزن باشد (Coates et al., 1999; Granwehr et al., 2005). تخلخل حاصل از لاگ NMR، برخلاف سایر لاگ‌های تخلخل، متأثر از لیتولوژی و مواد رادیواکتیو نیست. به دلیل همین خصوصیت، روش NMR اطلاعات دقیقی در مورد تخلخل و توزیع اندازه منافذ در سنگ‌ها فراهم می‌کند (Coates et al., 1999). لاگ NMR امکان اندازه‌گیری تراوایی، شاخص سیال آزاد، آب کاهش نیافتنی و اشباع نفت کاهش نیافتنی (نفت باقیمانده) را به صورت درجا و توان تعیین نوع سیال و حجم سیال تولیدی قابل دسترسی را نیز دارد (Kadkhodaie et al., 2014). ابزار نمودارگیری NMR دامنه یک سیگنال و زمان دریافت سیگنال را اندازه‌گیری می‌کند. سیگنال NMR از هیدروژن‌های درون هسته سیالات منافذ حاصل می‌شود. نرخ دریافت سیگنال اطلاعاتی در مورد نوع سیالات و واکنش‌هایی را فراهم می‌آورد که در خلل و فرج رخ می‌دهد (Miller et al., 1990). مکانیزم آسایش NMR به ۳

## ۲- زمین شناسی عمومی

رخمون تاقدیسی در سطح هستند. روند عمومی ساختمان مورد مطالعه همانند دیگر ساختمان‌های دشت آبادان از روندهای پان- آفریقا یعنی شمالی- جنوبی و شمال شرق - جنوب غرب تبعیت می‌کند. در مجموع این ساختمان یک ساختار ساختمانی - چینه ای بدون پیچیدگی است (Abdollahie Fard et al., 2006).

میدان نفتی مورد مطالعه در بخش شمالی زیر پهنه ساختاری دشت آبادان واقع شده است. از دیدگاه تقسیم‌بندی ساختاری، دشت آبادان یک زیر پهنه ساختاری- رسوبی است که بخش انتهایی جنوب غربی فروافتادگی دزفول شمالی را تشکیل می‌دهد (شکل ۱). تاقدیس‌های واقع در دشت آبادان، همگی از نوع ژئوفیزیکی و بدون



شکل ۱- نقشه زمین شناسی ساختاری زیر پهنه‌های زاگرس. میدان نفتی مورد مطالعه در زیر پهنه دشت خوزستان و در دشت آبادان واقع شده است (اقتباس با تغییراتی از Motiei, 1993).

که در کدام اعماق، زمان انتظار برای برداشت داده‌ها مناسب نبوده است. در مرحله دوم، پردازش و آماده‌سازی اولیه داده‌ها صورت گرفت و سیگنال و نویزهای حاصل از NMR در داده‌ها از هم تفکیک شدند. در مرحله وارون سازی سیگنال تصحیح شده به توزیع  $T_2$  تبدیل با روش L1L2 که یک روش ریاضی است؛ تبدیل شد. در مدل L1L2 از روش قاعده مرتبه صفرم استفاده می‌کند که برای داده‌های پارازیتی مفید است که تغییرات ناگهانی را نشان می‌دهند. در نهایت با استفاده از داده‌های حاصل از NMR مدل‌سازی انجام شد. برای بررسی و استخراج داده‌های حاصل از لاگ NMR از نرم‌افزار ژئولاگ (Geolog) کمپانی پارادایم استفاده شده است.

### ۳-۱. تعیین گونه‌های سنگی با روش شاخص کیفیت مخزن (RQI) و شاخص زون‌های جریان (FZI)

برای ایجاد یک دید کلی و یکپارچه از مخزن مورد مطالعه، می‌توان گونه‌های سنگی مخزن را با استفاده از داده‌های مغزه تعیین کرد. برای این منظور می‌توان شاخص کیفیت مخزن و شاخص زون‌های جریان را با داده‌های مغزه محاسبه کرد. استفاده از پارامترهای تعیین واحدهای جریان و کیفیت مخزن در مطالعات مخازن ناهمگن، مانند مخازن کربناته بسیار متداول و کارآمد است (Skalinski et al., 2009).

محاسبه شاخص زون جریان و شاخص کیفیت مخزن بر اساس تخلخل و تراوایی مغزه‌ها انجام می‌شود. مبنای واحدهای جریان هیدرولیکی بر پایه ارتباط بین تخلخل و تراوایی است که در اصل توسط (Kozeny et al., 1927) و (Carman 1937) پیشنهاد شد. کوزنی-کارمن یک روش تئوری برای وابستگی تراوایی به ساختار تخلخل است که در معادله‌ای به همین نام شهرت دارد (Amaefule et al., 1993).

$$\Phi Z = \frac{\phi e}{1 - \phi e} \quad (1)$$

$$RQI = \sqrt{K / \phi e} \quad (2)$$

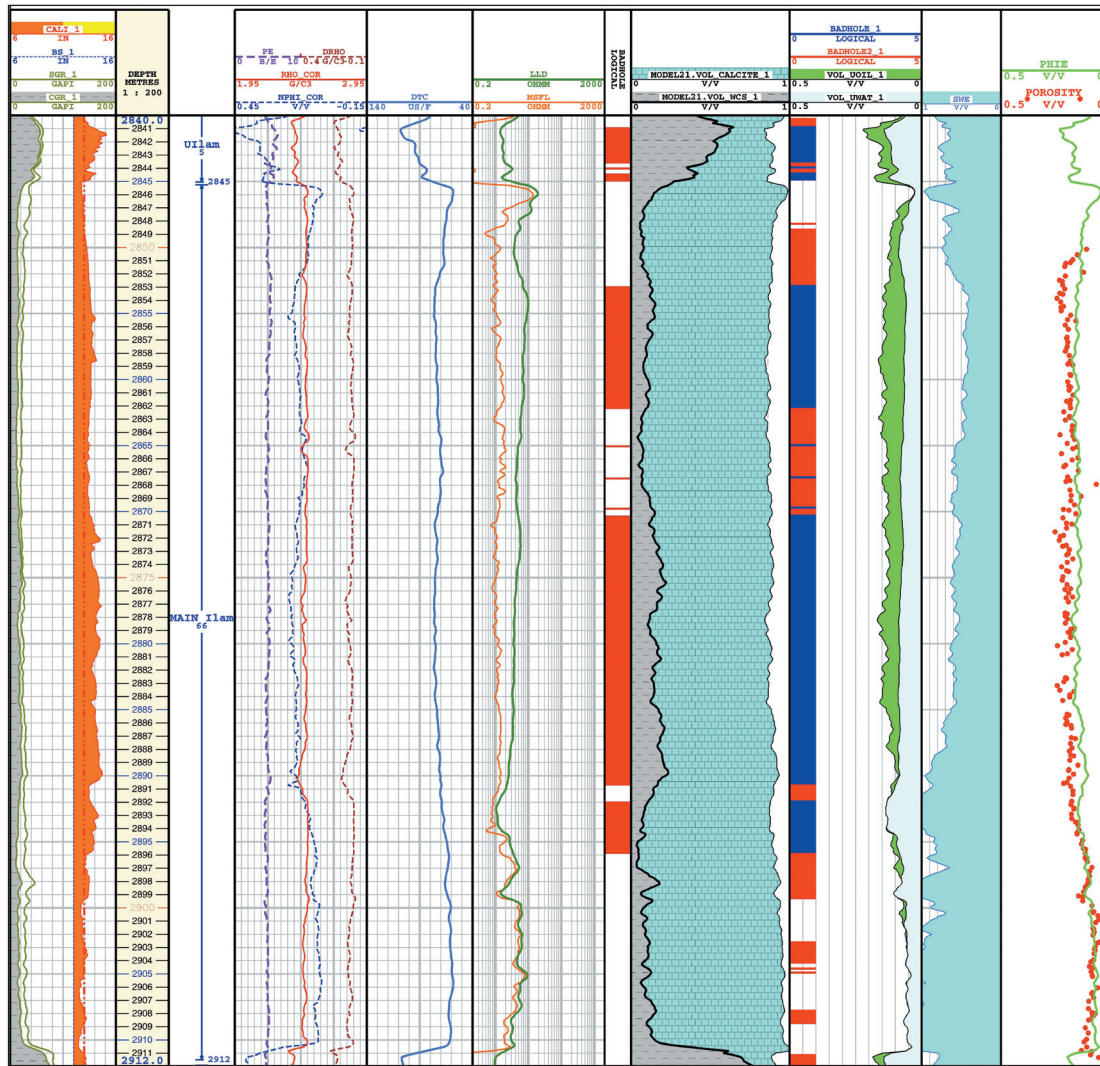
$$FZI = \frac{RQI}{\phi z} \quad (3)$$

که در آنها  $\Phi Z$ : تخلخل نرمالیز شده،  $\phi e$ : تخلخل مغزه و  $K$ : تراوایی (برحسب میلی داریسی) است (Tiab and Donaldson, 2015).

سازند مخزنی ایلام به سن سانتونین - کامپاین در میدان نفتی مورد مطالعه در اعماق ۲۸۰۵ متری تا ۲۹۱۱/۵ متری با ضخامت ۱۰۶/۵ متر، بر روی سازند لافان و در زیر سازند گورپی با لیتولوژی آهکی-رسی قرار گرفته است. بخش بالایی سازند ایلام (اعماق ۲۸۰۵ تا ۲۸۴۶ متری) در چاه نفتی مورد مطالعه، دارای لیتولوژی عمدتاً متشکل از شیل و سنگ آهک بوده و بخش ایلام اصلی (اعماق ۲۸۴۶ تا ۲۹۱۱/۵ متری) شامل سنگ آهک و مقادیر جزئی شیل (اداره کل مهندسی نفت، ۱۳۹۵) است (شکل ۲). بر اساس گزارشات داخلی شرکت نفت، در چاه مورد مطالعه سازند ایلام در بخش مخزنی (۲۸۴۶ تا ۲۸۹۰ متری) دارای تخلخل در حدود ۱۵ درصد و اشباع آب ۴۰ درصد است. سازند ایلام در این فاصله هیدروکربن از نوع نفت دارد که در شکل ۲، با رنگ سبز مشخص شده است.

### ۳-۲ روش کار

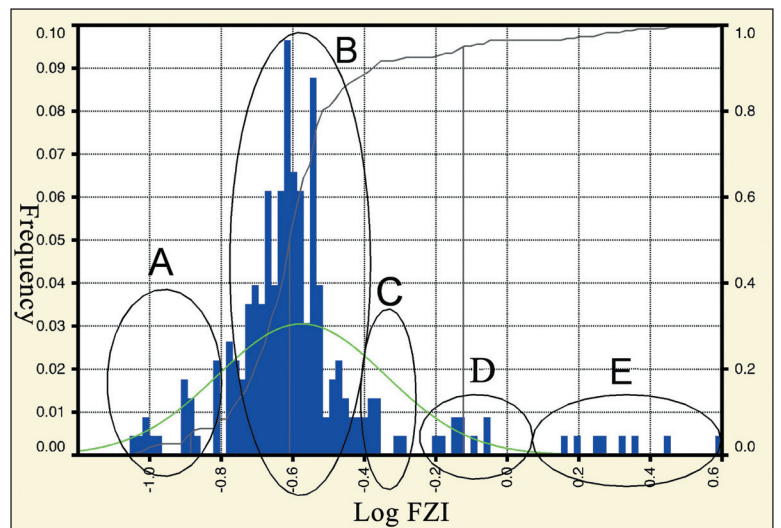
به منظور مطالعه مخزنی سازند ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه، ابتدا داده‌های لاگ متداول (Full set logs) شامل لاگ گاما (SGR-CGR)، لاگ نوترون (NPHI)، لاگ صوتی (DTC)، لاگ‌های مقاومت (MSFL, LLD, LLS) و لاگ‌های چگالی (RHOB, DRHO) مطالعه شدند (شکل ۲). مطالعه اولیه داده‌های لاگ، ریزش دیواره چاه به دلیل وجود لیتولوژی شیل در برخی قسمت‌هایی از سازند مخزنی ایلام در چاه مورد مطالعه را نشان دادند (اداره کل مهندسی نفت، ۱۳۹۵). در مرحله بعدی آزمایش‌های معمول مغزه (Routin Core Analysis, RCAL) به منظور تعیین تخلخل و تراوایی بر روی پلاگ‌های مغزه مخزن ایلام در اعماق ۲۸۵۰ تا ۲۹۵۷ متری در آزمایشگاه صورت گرفت. برای نمونه‌های چاه اکتشافی، تخلخل و تراوایی عمودی اندازه‌گیری شده است. به منظور تکمیل اطلاعات، ۲۳ نمونه از مغزه‌ها پس از مطالعه پتروگرافی انتخاب و آزمایش‌های ویژه مغزه (Special Core Analysis, SCAL) نظیر تزریق جیوه بر روی آنها انجام شد. داده‌های خام NMR از بخش مخزنی ایلام از عمق ۲۸۰۰ تا ۳۲۲۵ متری موجود است که در چندین مرحله بررسی شدند. در مرحله کنترل کیفیت، داده‌ها از نظر کیفیت مورد بررسی قرار گرفتند. خروجی این مرحله نشان داد



شکل ۲- مدل مالتی مین (Multimin) مخزن کربناته ایلام در میدان مورد مطالعه. ستون اول: نمودارهای SGR، CGR، Caliper، BS؛ ستون دوم: عمق بر حسب متر؛ ستون سوم: زون بندی مخزن؛ ستون چهارم: نمودارهای PEF، DRHO، RHOB، NPHI. ستون پنجم: نمودار DTC؛ ستون ششم: نمودارهای مقاومت LLD، LLS، MSFL؛ ستون هفتم: Bad hole؛ ستون هشتم: لیتولوژی؛ ستون نهم: حجم آب و حجم هیدروکربن؛ ستون دهم: اشباع آب مفید؛ ستون یازدهم: تخلخل مفید و تخلخل مغزه.

داده های تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه و استفاده از روابط فوق، ۵ نوع گونه سنگی (A تا E) در مخزن سازند ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه شناسایی شد (شکل ۳).

روش های مختلفی برای تعیین تعداد واحدهای جریانی وجود دارد که می توان آنالیز هیستوگرام، نمودار احتمال نرمال و روش های خوشه بندی را نام برد. با کاربرد

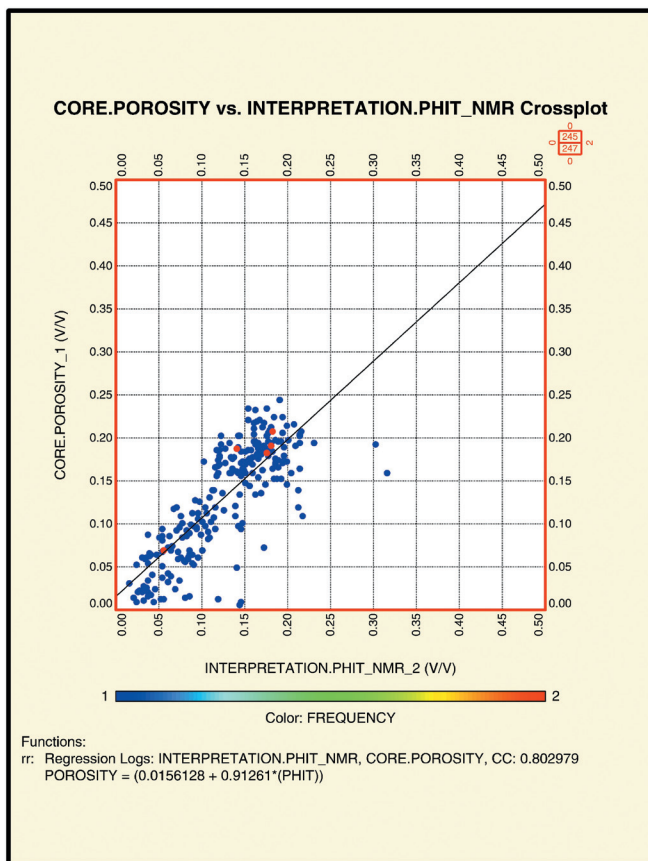


شکل ۳ - آنالیز هیستوگرام لگاریتم شاخص زون جریانی و ۵ نوع گونه سنگی شناسایی شده (A-B-C-D-E) در بخش مخزنی سازند ایلام.

مطالعات نشان می‌دهد که بیشتر حجم مخزن، دارای گونه سنگی از نوع B است. ترسیم گونه‌های سنگی در برابر عمق و در کنار داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه، نشان می‌دهد که گونه سنگی نوع B که بیشترین حجم مخزن را به خود اختصاص داده است؛ تخلخل و تراوایی نسبتاً خوبی دارد.

### ۳-۲. تعیین تخلخل حاصل از NMR و توزیع دسته‌ها (Bin) در مخزن کربناته سازند ایلام

پس از تعیین توزیع  $T_2$  در لاگ NMR، مساحت زیر این منحنی با اعمال تغییراتی به تخلخل تبدیل می‌شود. در شکل ۵، تخلخل حاصل از روش NMR با داده‌های تخلخل حاصل از مغزه، بر حسب عمق رسم شده است. همان گونه که در شکل مشاهده می‌شود توافق خوبی بین تخلخل حاصل از NMR و تخلخل حاصل از مطالعه مغزه وجود دارد. روند کاهشی تخلخل در عمق ۲۸۹۰ تا عمق ۲۹۱۰، نشان‌دهنده کاهش کیفیت مخزنی در این اعماق است. در قسمت مخزنی ایلام اصلی، روند بهتری بین تخلخل حاصل از NMR و داده‌های مغزه وجود دارد. ترسیم تغییرات تخلخل‌های حاصل از داده‌های مغزه و لاگ NMR بیانگر ضریب همبستگی ۸۰ درصد و تطابق قابل قبولی بین داده‌هاست (شکل ۶).



شکل ۶- نمودار تغییرات تخلخل حاصل از NMR در برابر تخلخل حاصل از مغزه.

برای تفسیر بهتر تخلخل می‌توان دسته‌بندی را بر روی تخلخل حاصل از NMR انجام داد. برای دسته‌بندی تخلخل، نقاط قطع (Cut off) های مختلفی بر روی توزیع  $T_2$  مشخص می‌شود تا تخلخل به بخش‌های مختلفی تقسیم شود. به طور مثال اگر ۷ مقدار ثابت  $T_2$  به صورت: ۱، ۳، ۸، ۱۶، ۳۲، ۱۰۰ و ۱۵۲ تعریف شود؛ می‌توان توزیع  $T_2$  را به ۸ قسمت مساوی تقسیم کرد و هر قسمت را یک دسته (Bin) نامید که نشان‌دهنده یک گروه حفره با اندازه مشخص است (Ferrer et al., 2007). دسته (Bin)، عبارت است از سطح مخزنی که نشان‌دهنده مجموع مقادیر کالیبره شده بین دو نقطه قطع در

آنالیز احتمال نرمال لگاریتم شاخص زون جریانی در هر واحد جریان هیدرولیکی، به صورت توزیع خطی است؛ لذا بر اساس خطوط مشخص شده می‌توان تعداد واحدهای جریانی را مشخص کرد. به عبارتی دیگر، در این نمودار هر توزیع نرمال یک خط مستقیم مجزا را تشکیل می‌دهد. تعیین تعداد بهینه واحدهای جریانی در این نمودار در گرو مشخص کردن نقاط شکستگی بر روی نمودار احتمالی است (Tiab and Donaldson, 2015). شکل ۴، نمودار احتمال نرمال را برای داده‌های چاه مورد مطالعه در بخش مخزنی سازند ایلام را نشان می‌دهد.

بازه لگاریتم شاخص زون جریانی برای هر یک از واحدهای جریانی به صورت ذیل است:

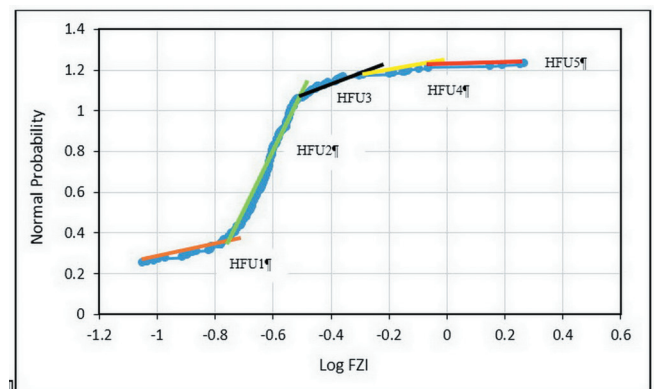
$$A-HFU1: \text{LogFZI} < -0.801$$

$$B-HFU2: -0.801 < \text{LogFZI} < -0.436$$

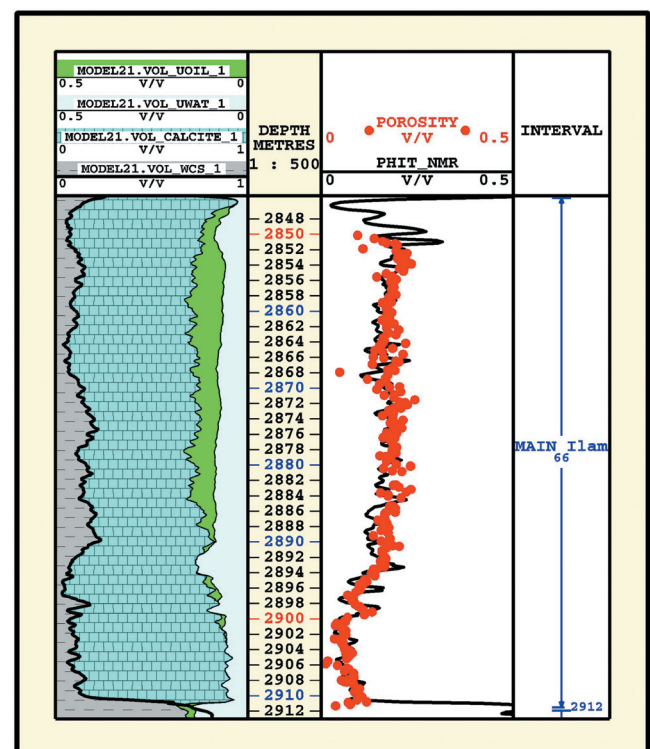
$$C-HFU3: -0.463 < \text{LogFZI} < -0.282$$

$$D-HFU4: -0.217 < \text{LogFZI} < -0.042$$

$$E-HFU5: 0.139 < \text{LogFZI} < 0.592$$



شکل ۴- آنالیز نمودار احتمال لگاریتم شاخص زون جریانی در چاه مورد مطالعه.

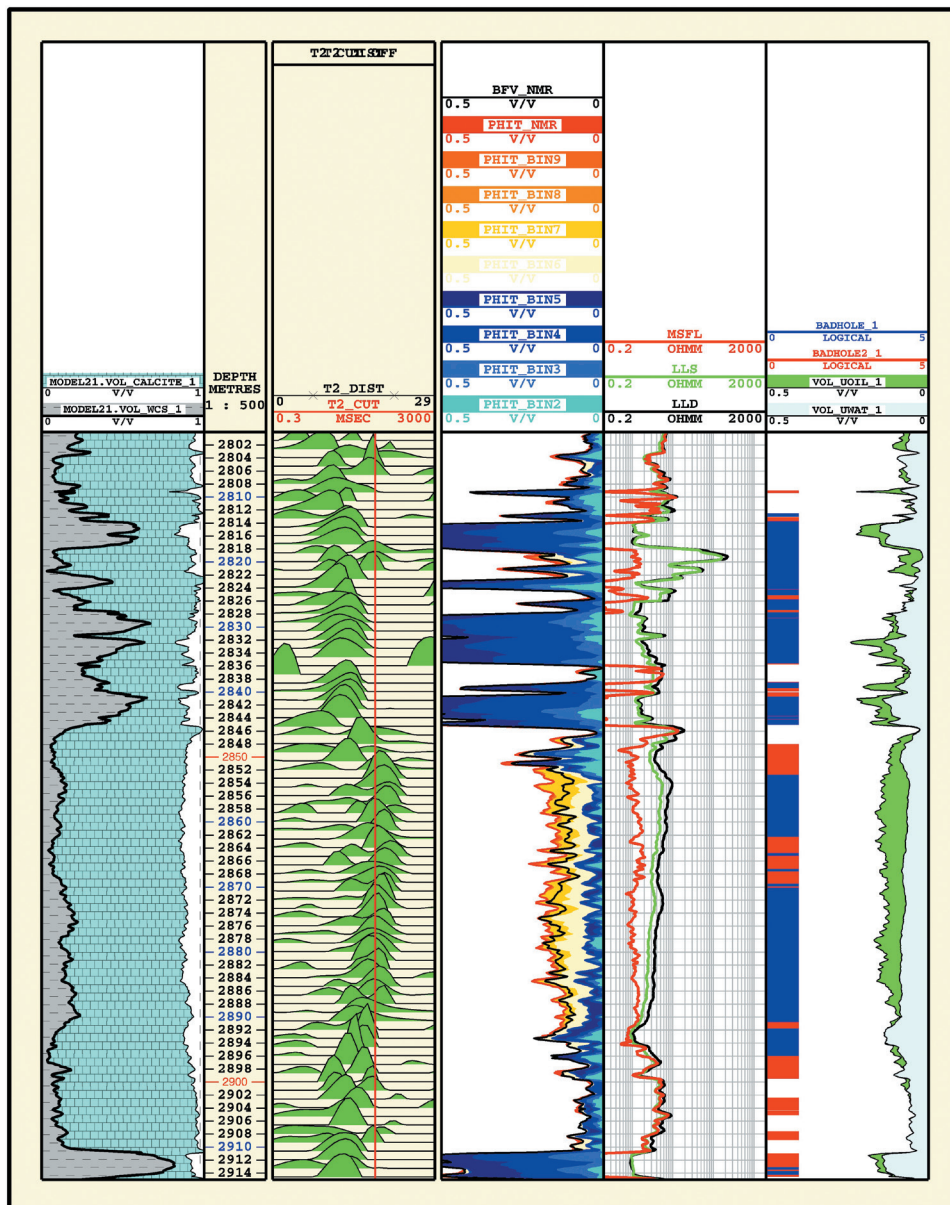


شکل ۵- مقایسه تخلخل حاصل از NMR و تخلخل حاصل از آزمایشات مغزه در بخش مخزنی سازند کربناته ایلام.

و دسته‌های سمت راست نمودار BFV نشان‌دهنده حرقات بزرگ (در شکل ۷ به رنگ نارنجی) هستند. در حرقات بزرگ، سیال قابل حرکت (Free fluid) می‌تواند آب و یا نفت باشد. همچنین با توجه به فاصله بین لاگ‌های مقاومت LLD و LLS می‌توان به وجود نفت پی برد (عالیوند و همکاران، ۱۳۹۵). مدل‌سازی دسته‌بندی نشان می‌دهد که ایلام بالایی در چاه مورد مطالعه عمده‌تاً دارای لیتولوژی شیل است. در نتیجه حجم زیادی آب غشایی و منافذ ریز دارد. در عمق ۲۸۴۶ تا ۲۸۹۰ متری مخزن مورد مطالعه، منافذ با اندازه بزرگ‌تری دیده می‌شوند که با توجه به لاگ‌های مقاومت، بیانگر حضور هیدروکربن و کیفیت مخزنی مناسب در این عمق است. در مخزن ایلام بالایی مقداری هیدروکربن مشاهده می‌شود (ستون ۶، شکل ۷)، اما دسته‌بندی تخلخل میزان بالای آب را نشان می‌دهد. علت این عدم تطابق می‌تواند به دلیل حضور شیل و ریزش دیواره در این عمق باشد که بر روی خوانش ابزار اندازه‌گیری لاگ‌های متداول تأثیر می‌گذارد و در نتیجه قابل استناد نیست. با توجه به لاگ‌های مقاومت و روی هم قرار گرفتن لاگ LLD و LLS می‌توان وجود آب را در این ناحیه تأیید کرد.

ماتریس توزیع  $T_2$  است. ماتریس توزیع دامنه  $T_2$  به‌طور مستقیم به اندازه دهانه حفره درون سازند مربوط است.

در این مطالعه با توجه به کربناته بودن مخزن ایلام، نقطه قطع عدد ۱۰۰ در نظر گرفته شده است. معمولاً بازه ۰/۳ تا ۳ میلی ثانیه به عنوان آب ناحیه رسی (Clay Bound Water, CBW) در نظر گرفته می‌شود. مقادیر کمتر از ۰/۳ میلی ثانیه مربوط به هیدروژن‌های ماتریکس است که توسط ابزار اندازه‌گیری لاگ NMR اندازه‌گیری نمی‌شود. از بازه ۳ میلی ثانیه تا مقدار نقطه قطع (که در این مطالعه عدد ۱۰۰ است) را آب ناحیه مویی (Bulk volume irreducible water, BVI) حجم آب کاهش نیافتنی یا آب مویینه موجود در حرقات کوچک می‌نامند. برای به دست آوردن تخلخل مؤثر میزان BVI+CBW از تخلخل کل حاصل از لاگ NMR کسر می‌شود. بر اساس دسته‌بندی مخزن کربناته سازند ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه، نمودار BFV محاسبه و ترسیم شد که با رنگ مشکی در شکل ۷ نشان داده شده است. حجم آب غشایی (BFV) از مجموع CBW و BVI تعیین می‌شود. دسته‌های سمت چپ نمودار BFV نشان‌دهنده حرقات خیلی کوچک (در شکل ۷ به رنگ آبی و کرم)

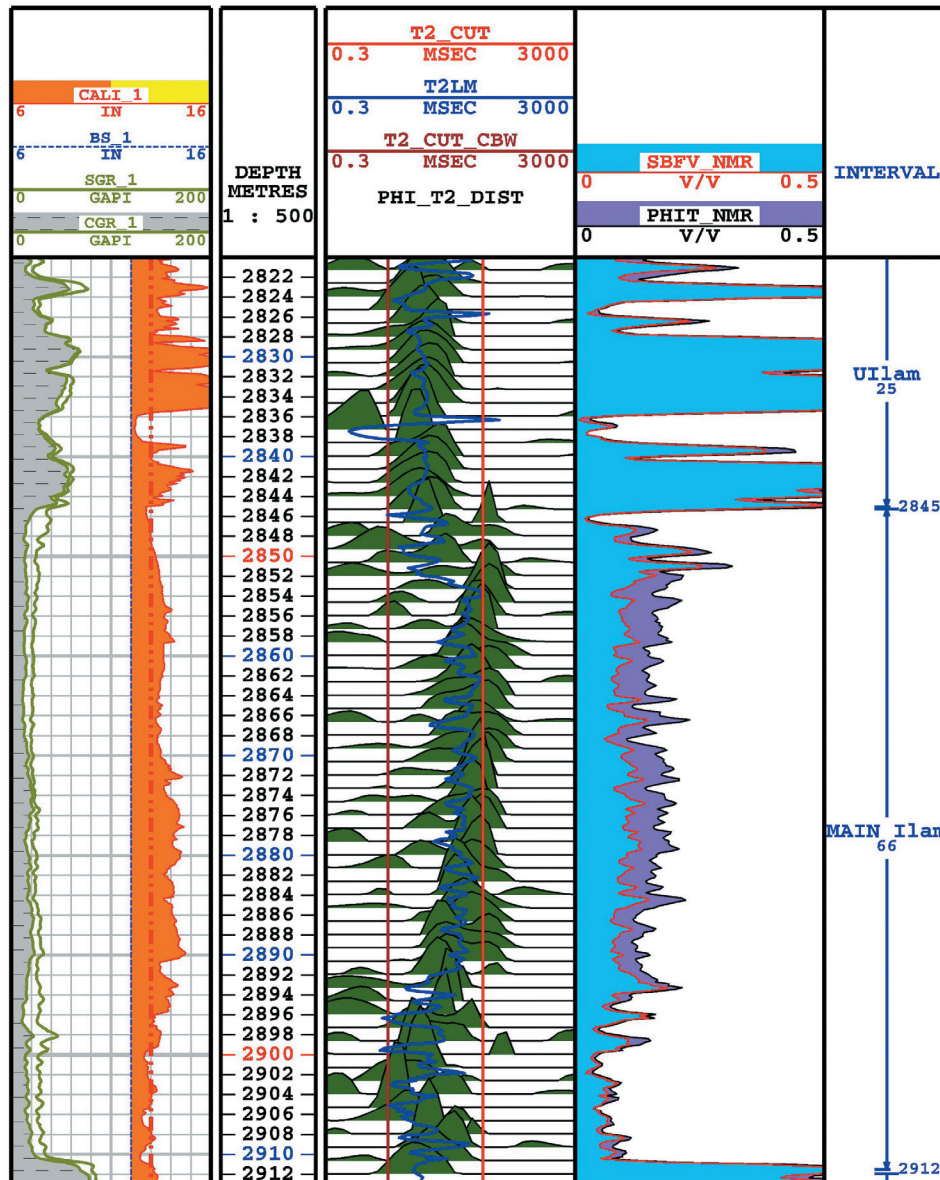


شکل ۷- ستون اول: لیتولوژی؛ ستون دوم: عمق بر حسب متر؛ ستون سوم: توزیع  $T_2$  و Cut off تعیین شده؛ ستون چهارم: بین‌بندی تخلخل، تخلخل (PHIT NMR) و BFV؛ ستون پنجم: لاگ‌های مقاومت: LLS, LLD, MSFL؛ ستون ششم: حجم نفت و آب و مدل Bad hole.

طور که در شکل ۸ مشاهده می‌شود بیشترین میزان  $T_2LM$  از عمق ۲۸۵۲ تا ۲۸۹۲ متری از بخش مخزنی سازند ایلام است که کیفیت بهتر منافذ در این اعماق نسبت به سایر بخش‌های مخزنی را نشان می‌دهد. همچنین این بخش حجم آب غشایی کمتر و میزان تخلخل بیشتری را به خود اختصاص می‌دهد. پس از این عمق یک روند نسبتاً کاهشی در میزان  $T_2LM$  و روند افزایشی در میزان BFV از عمق ۲۹۰۹ متری تا انتهای سازند ایلام وجود دارد. پارامتر  $T_2LM$  به همراه تخلخل در یکی از روش‌های به دست آوردن تراوایی NMR (روش SDR) به کار برده می‌شود.

با استفاده از توزیع  $T_2$  حاصل از NMR می‌توان یک زون‌بندی بر اساس توزیع حفرات و اطلاعات ساختاری منافذ به دست آورد (Cotes et al., 1999; Liang and Wei, 2008).

حفره‌های ریز دارای مقدار  $T_2$  کوچک و حفره‌های بزرگ دارای مقادیر  $T_2$  بزرگ‌تری هستند (Brownstein and Tarr, 1979). همچنین  $T_2LM$  که میانگینی از میزان  $T_2$  است، می‌تواند نماینده میانگینی از توزیع اندازه حفرات (Average Pore size distribution) باشد که مرتبط با ساختار منافذ سنگ است. همان



شکل ۸- ستون اول: نمودارهای BS, CAL, SGR, CGR; ستون دوم: عمق بر حسب متر؛ ستون سوم: توزیع  $T_2$  و  $T_2LM$ ; ستون چهارم: تخلخل NMR و BFV؛ ستون پنجم: زون‌بندی مخزن.

و سرعت، رابطه عکس با یکدیگر دارند؛ اما نوع تخلخل‌های موجود می‌تواند این رابطه را تغییر دهد. تخلخل‌های قالبی، انحلالی و درون فسیلی سرعت بالاتری از تخلخل‌های بین ذره‌ای و ریز تخلخل دارند (Anselmetti and Eberli, 1999). برای محاسبه لاگ انحراف سرعت ابتدا سرعت مصنوعی (Synthetic velocity) با استفاده از رابطه وایلی (Wyllie et al., 1965) و لاگ تخلخل محاسبه می‌شود. سرعت مصنوعی از سرعت واقعی (Real velocity) (سرعت موج فشارشی لاگ صوتی) کم

### ۳-۳. تعیین VDLNMR و نوع تخلخل بر اساس لاگ NMR و بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی

لاگ انحراف سرعت (Velocity deviation log; VDL) یک لاگ محاسبه شده (مصنوعی) از لاگ‌های تخلخل و صوتی است. این لاگ یک ابزار مناسب در شناسایی نوع تخلخل در سنگ‌های کربناته است که حتی می‌تواند برای تشخیص گسترده‌گی فرایندهای دیازنزی و روند تراوایی استفاده شود. به‌طور کلی تخلخل

نمودار انحراف سرعت در نرم افزار ژئولاگ، ماژول Evaluate محاسبه و سپس رسم شد (شکل ۹). با توجه به مقادیر لاگ انحراف سرعت و میزان انحراف آن به چپ یا راست، نوع تخلخل مشخص می شود. انواع منافذ با استفاده از لاگ انحراف سرعت در سه رده انحراف مثبت، انحراف صفر و انحراف منفی تقسیم بندی می شوند. لاگ انحراف سرعت محاسبه شده در بخش مخزنی سازند کربناته ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه به دلیل تنوع زیاد منافذ، دارای نوسانات زیادی است (۲۰۰۰ تا ۲۰۰۰- متر بر ثانیه). علت این امر می تواند رفتار الاستیک سنگ باشد که تحت کنترل نوع منافذ است (قره چلو، ۱۳۹۲).

تلفیق نتایج حاصل از تخلخل NMR و ایجاد لاگ انحراف سرعت (VDL)، می تواند نشان دهنده نوع تخلخل در سازند کربناته ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه باشد. عمده انحراف VDL، انحراف مثبت و صفر است که بیانگر تخلخل های درون دانه ای، بین ذره ای و تخلخل های حفره ای در بخش مخزنی سازند ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه است. در بعضی از اعماق نیز (به طور میانگین، به ضخامت ۱ متر) انحراف منفی را می توان مشاهده کرد که نشان دهنده شکستگی های کوچک است؛ که در بعضی مناطق با بلور کلسیت پر شده اند (به عنوان مثال عمق های ۲۸۹۹، ۲۹۰۱، ۲۹۰۹ و ۲۸۲۷ متری). لازم به ذکر است که از نظر تکنیکی به دلیل کم بودن شیب یال شمالی و جنوبی و مسطح بودن لایه ها در ساختمان مورد مطالعه، شکستگی های کمی وجود دارد.

شده و در نتیجه لاگ انحراف سرعت حاصل می شود. در رابطه وایلی هر قدر لاگ تخلخل مقدار دقیق تری از تخلخل سازند ارائه دهد؛ لاگ انحراف سرعت نیز دقیق تر محاسبه می شود. با قرار دادن تخلخل به دست آمده از لاگ NMR در رابطه وایلی (رابطه ۴)، لاگ VDLNMR حاصل می شود.

$$DT_{syn} = \Phi_{NMR} (DT_{fl} - DT_{mat}) + DT_{mat} \quad (4)$$

در این رابطه  $DT_{mat}$  زمان عبور موج صوتی از ماتریکس است که در سازندهای آهکی برابر با ۴۹ (US/F) در نظر گرفته می شود. با توجه به اینکه در سازند مورد مطالعه، سیال مورد استفاده در گل حفاری آب شور است،  $DT_{fl}$  (زمان عبور موج صوتی از سیال) برابر با ۱۸۹/۵ میکرو ثانیه بر فوت است. با به دست آوردن نمودار  $DT$  مصنوعی می توان از طریق رابطه ۵، سرعت را به صورت مصنوعی به دست آورد (Wyllie et al., 1965).

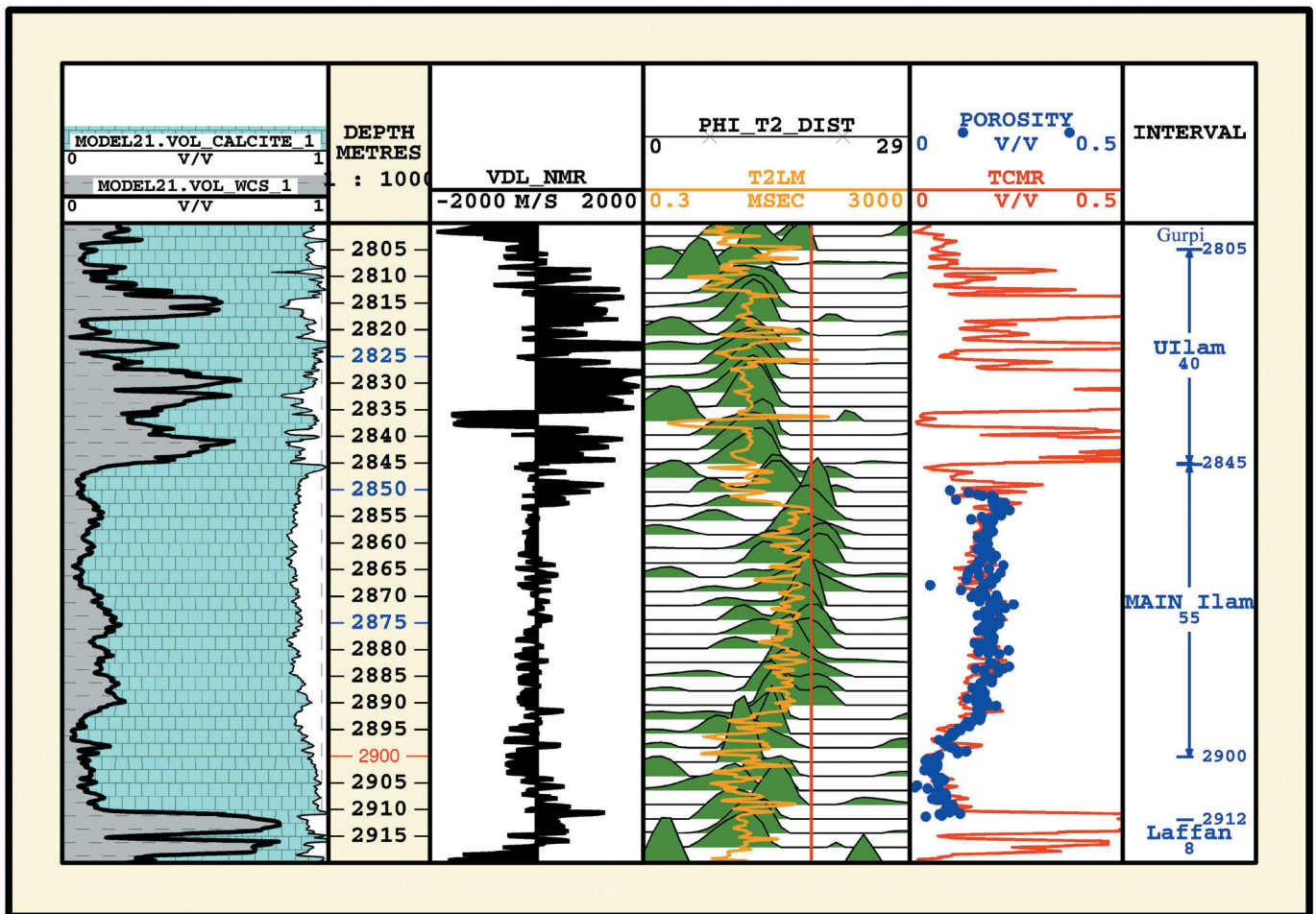
$$VP_{syn} = 304.8 / DT_{syn} \quad (5)$$

سرعت واقعی نیز از رابطه ۶ محاسبه می شود (Wyllie et al., 1965):

$$VP_{preal} = 304.8 / DT_{log} \quad (6)$$

اختلاف سرعت حاصل از روابط ۵ و ۶ (سرعت مصنوعی و سرعت واقعی) به عنوان نمودار لاگ انحراف سرعت (VDL) محاسبه می شود:

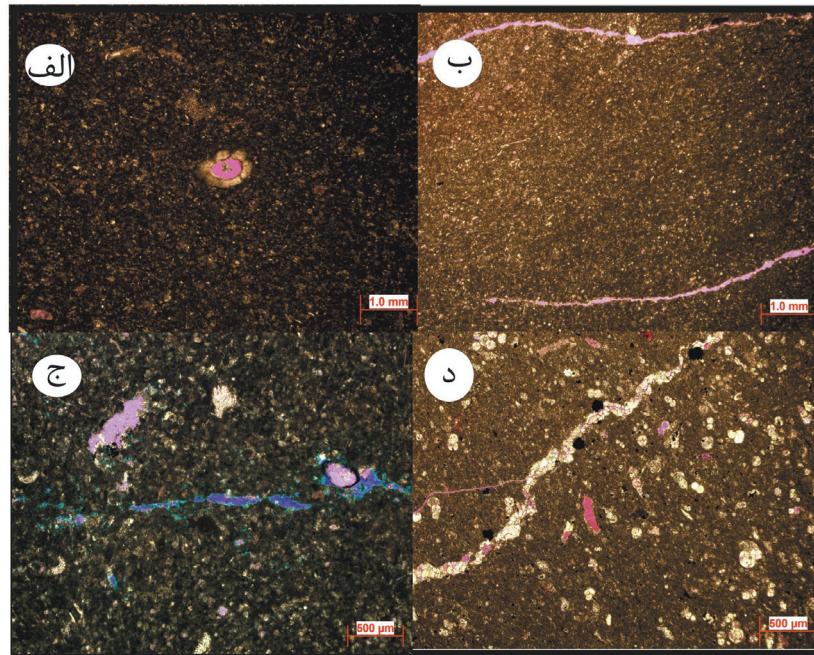
$$VDL = (VP_{preal} - VP_{syn}) * 1000 \quad (7)$$



شکل ۹- محاسبه لاگ انحراف سرعت با استفاده از تخلخل حاصل از لاگ NMR. در بخش مخزنی سازند ایلام می توان منافذ بزرگ تر و انحراف سرعت صفر و مثبت را مشاهده کرد.

افزایش کیفیت مخزنی در این بخش شده است (شکل ۹). مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی، سازند کربناته ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه تطابق قابل قبولی با خروجی‌های حاصل از لاگ انحراف سرعت، نشان می‌دهند؛ به طوری که بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی بیانگر وجود تخلخل درون‌دانه‌ای، تخلخل حاصل از شکستگی و تخلخل حفره‌ای (Choquet and Pray, 1970) در مقاطع کربناته سازند ایلام است (شکل ۱۰).

با رسم VDLNMR در کنار توزیع  $T_2$  می‌توان در کنار مشخص کردن نوع تخلخل، توزیع اندازه منافذ را به صورت کیفی تعیین کرد. نتایج حاصل از تخلخل محاسبه شده از طریق NMR، بیانگر این است که در بخش مخزنی (۲۸۵۲ تا ۲۸۹۲ متری) سازند ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه، میزان تخلخل افزایش می‌یابد و در بازه‌هایی به ۱۵ درصد می‌رسد. توزیع  $T_2$  و افزایش تخلخل در این بخش مخزنی، بیانگر وجود منافذ بزرگ‌تر در این اعماق است که این خصوصیات سبب



شکل ۱۰- الف) تخلخل درون‌دانه‌ای، عمق ۲۸۵۶ متری؛ ب) تخلخل حاصل از شکستگی، عمق ۲۸۶۶ متری؛ ج) تخلخل‌های درون‌دانه‌ای، حفره‌ای و شکستگی‌هایی که با بلور کلسیت پر شده‌اند؛ عمق ۲۸۵۲ متری؛ د) تخلخل‌های درون‌دانه‌ای، حفره‌ای، بین‌دانه‌ای و شکستگی، عمق ۲۸۹۹ متری.

### ۳-۴. تراوایی محاسبه شده از طریق NMR

با استفاده از لاگ NMR و به کارگیری داده‌های حاصل از آن در دو مدل تعیین تراوایی (SDR (Schlumberger Doll Research Center) و Timur و تطابق داده‌های آن با اطلاعات آنالیز مغزه می‌توان ارزیابی نسبتاً دقیقی از تراوایی سازند به عمل آورد (Coates et al., 1999). NMR به طور مستقیم تراوایی را محاسبه نمی‌کند؛ بلکه آن را به صورت تجربی توسط معادلات مرتبط کننده تخلخل و تراوایی به دست می‌آورد. پارامترهای ورودی برای این دو مدل شامل تخلخل  $T_2LM$ ، FFI و  $\Phi$  است.  $T_2LM$  به طور مستقیم و پس از تصحیحات داده‌های حاصل از لاگ NMR به دست می‌آیند (Xiao et al., 2012). از اشکالات مدل SDR، حساسیت به حضور هیدروکربن (خصوصاً گاز) است (رابطه ۸).

$$K = C * T_2LM^2 * NMR^4 \quad (8)$$

در این فرمول K تراوایی،  $\Phi$  تخلخل کل حاصل از لاگ  $T_2LM$ ، CMR، متوسط لگاریتمی زمان آسایش  $T_2$  و  $C=4$  است (Minh et al., 1997).

در تراوایی محاسبه شده از مدل سیال آزاد (Timur coates) از نقطه قطع برای جدایش سیال کاهش نیافتنی از سیال قابل تولید استفاده می‌شود. این نقطه قطع به طور تجربی برای ماسه‌سنگ‌ها ۳۳ میلی ثانیه و برای کربنات‌ها ۱۰۰ میلی ثانیه تعیین شده است (Coates et al., 1999) (رابطه ۹).

$$K = C * (FFI/BVI)^2 * NMR^4 \quad (9)$$

در این فرمول K تراوایی،  $\Phi$  تخلخل کل حاصل از لاگ FFI، NMR، حجم

سیال آزاد، BVI حجم سیال کاهش نیافتنی و  $C=1$  است. هر چه نسبت سیال آزاد به سیال کاهش نیافتنی بیشتر باشد، تراوایی نیز بیشتر است. این مدل به جای مدل SDR در حضور هیدروکربن‌های سبک مانند گاز، به کار برده می‌شود. تراوایی متناسب با سیال آزاد (FFI) است، یعنی رابطه مستقیم بین این دو وجود دارد (شکل ۱۱).

بررسی تراوایی SDR با داده‌های مغزه بیانگر تطابق خوب بین این دو است؛ به طوری که ضریب همبستگی ۶۶ درصد محاسبه شده است، در حالی که تراوایی Timur Coates با تراوایی مغزه ضریب همبستگی کمتری (۲۷ درصد) نشان می‌دهد (جدول ۱ و شکل ۱۲). علت این امر این است که تراوایی محاسبه شده از مدل SDR در چاه‌هایی با گل حفاری پایه آب، عملکرد بهتری نشان می‌دهد.

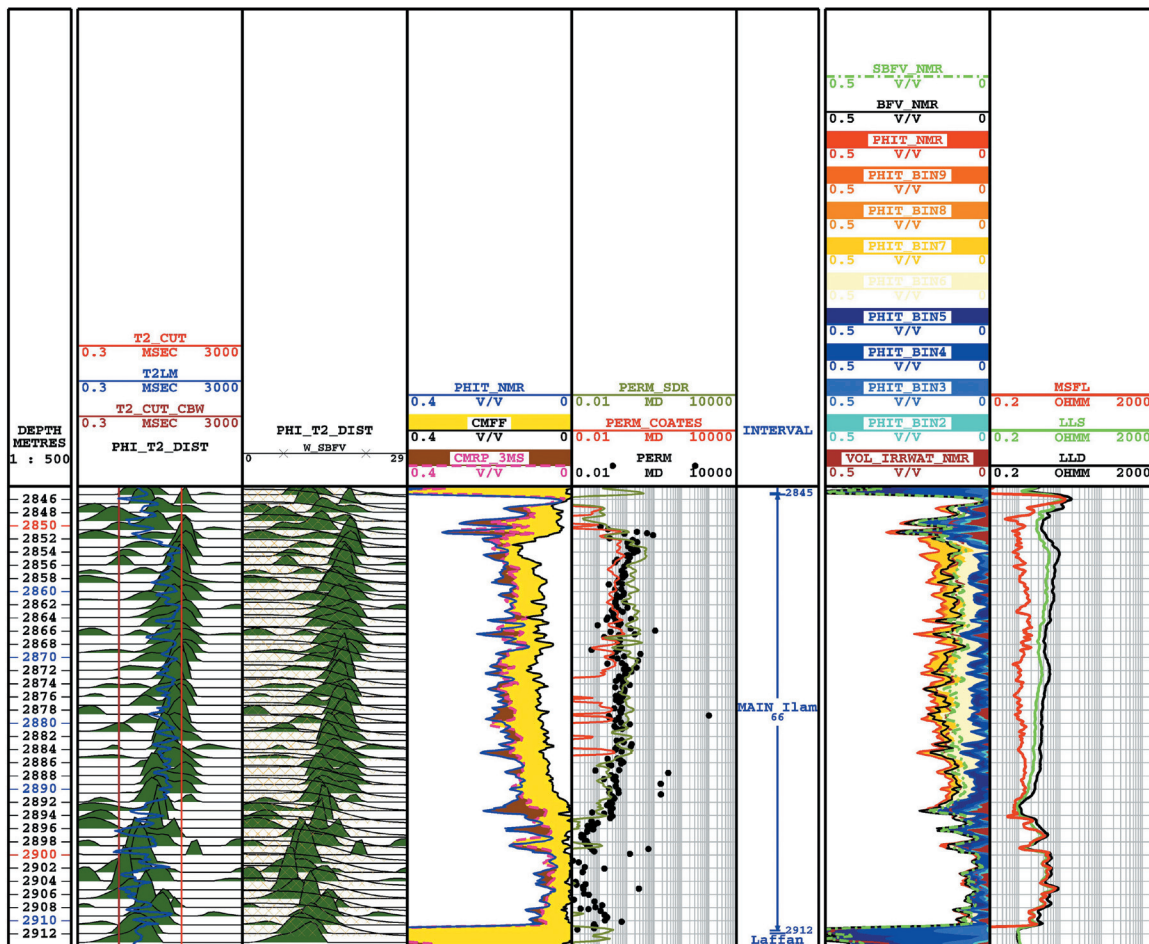
### ۳-۵. تعیین فشار موینگی (Capillary Pressure, PC)

ارزیابی فشار موینه سنگ مخزن و سنگ‌هایی که نقش بازدارنده (Seal) دارند؛ بسیار دارای اهمیت است. زیرا توزیع استاتیکی سیال در مخزن قبل از تولید و سیال باقیمانده در مخزن پس از تولید، توسط این خصوصیت مخزنی کنترل می‌شود (Vavra et al., 1992). آزمایش فشار موینه روشی متداول در مطالعات مخزنی، شناسایی ویژگی‌های شبکه تخلخل و رفتار سیالات است. آزمایش‌های تزریق جیوه، سانتیفریژ و صفحه متخلخل از متداول‌ترین این روش‌ها هستند که توسط بسیاری مورد بررسی قرار گرفته‌اند (Sallier and Hamon, 2005). در مخزن ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه بررسی فشار موینه داده‌های مغزه بر اساس روش تزریق جیوه در اعماق ۲۸۵۰ تا ۲۹۰۷ متری، فشار تزریق ۴۰۰۰۰ Psi صورت گرفته است.



وارون سازی، تک فاز می شود. سپس منحنی تجمعی حاصل می شود. این منحنی با ۹۰ درجه چرخش و به کار رفتن فرمول های خاص به منحنی PC تبدیل می شود. در این مطالعه روشی استفاده شده برای تک فاز کردن توزیع  $T_2$  در نرم افزار ژئولاگ، روش conversion  $T_2$  100 Sw است. سپس با استفاده از Pc\_Sw 100 model در نرم افزار ژئولاگ، Pc و Sw استخراج می شوند.

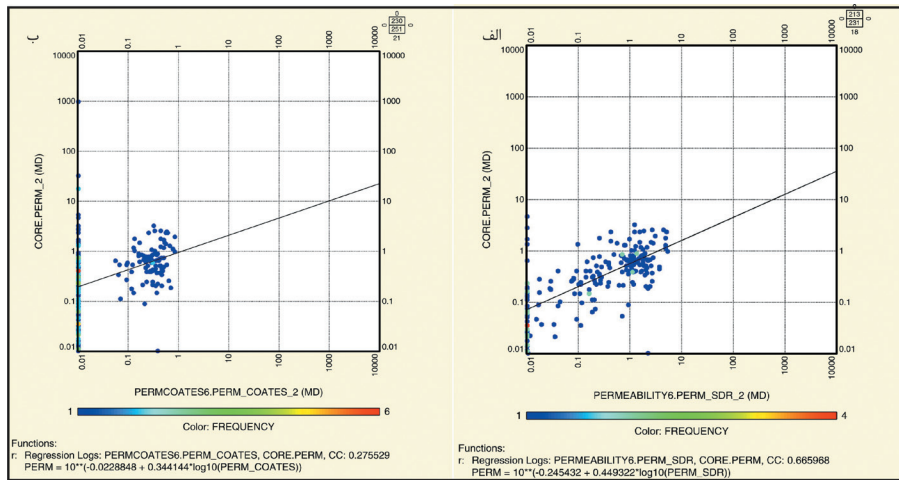
در این مطالعه برای تبدیل فشار در آزمایشگاه به فشار مخزنی از استانداردهای Vavra et al. (1992) استفاده شده است. داده های MICP به دلیل عوامل محیطی و اقتصادی دارای محدودیت هایی هستند (Xiao et al., 2012; Eslami et al., 2013). در این روش فرض بر این است که ارتباط قوی بین گلوگاه های منفذ با اندازه خود منفذ وجود دارد (Coates et al., 1999; Dunn et al., 2002). برای به دست آوردن PC حاصل از NMR، ابتدا توزیع  $T_2$  به دست آمده در مرحله



شکل ۱۱- ستون اول: عمق بر حسب متر؛ ستون دوم: توزیع PHIT NMR،  $T_2$  CUT،  $T_2$  CUT\_CBW،  $T_2$ ، ستون سوم (CMRP (CMR 3ms POROSITY)، رنگ زرد نشان دهنده تخلخلی پر شده با آب غشایی است؛ در بخش هایی که میزان این نوع تخلخل زیاد است منافذ کوچک وجود دارد. رنگ قهوه ای حفرات خیلی کوچک را نشان می دهد؛ ستون چهارم: توزیع  $T_2$  همراه با SBFV (SPECTRAL BOUND FLUID)؛ ستون پنجم: تراوایی SDR و TIMUR و مقایسه با تراوایی مغزه؛ ستون ششم: زون بندی مخزن؛ ستون هفتم: بین بندی تخلخل، BFV و SBFV؛ ستون هشتم: لاگ های مقاومت: LL.

جدول ۱- ضرایب همبستگی تعیین شده بین داده های مغزه و داده های لاگ NMR.

نوع پارامتر	ضریب همبستگی $R^2$
تخلخل	۸۰ درصد
تراوایی SDR	۶۶ درصد
تراوایی Timur	۲۷ درصد

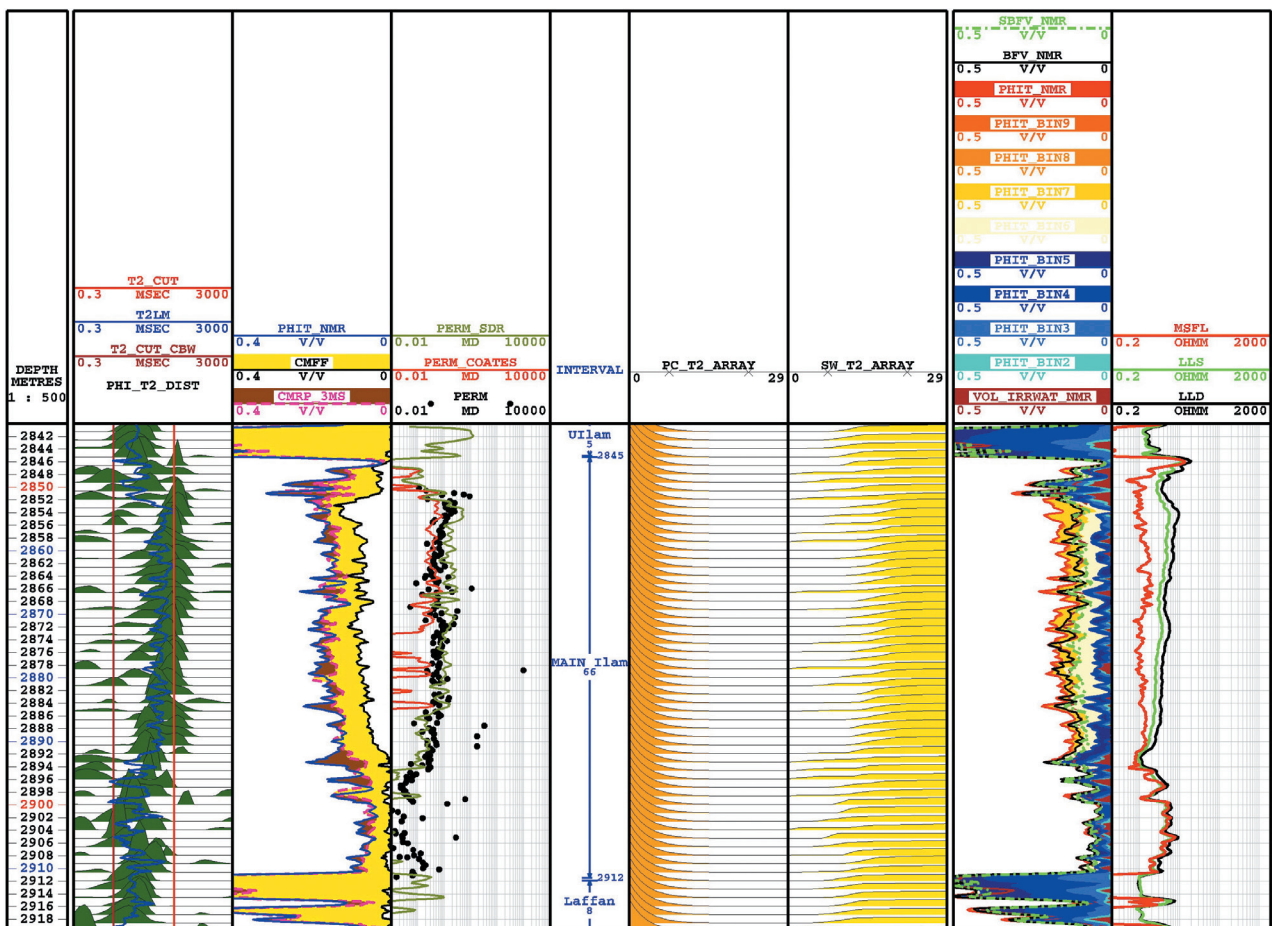


شکل ۱۲- الف) کراس پلات تراوایی SDR حاصل از NMR و تراوایی حاصل از مغزه. ضریب همبستگی به دست آمده عدد ۶۶ است؛ ب) کراس پلات تراوایی Timur Coates حاصل از NMR و تراوایی حاصل از مغزه. ضریب همبستگی به دست آمده عدد ۲۷ درصد است.

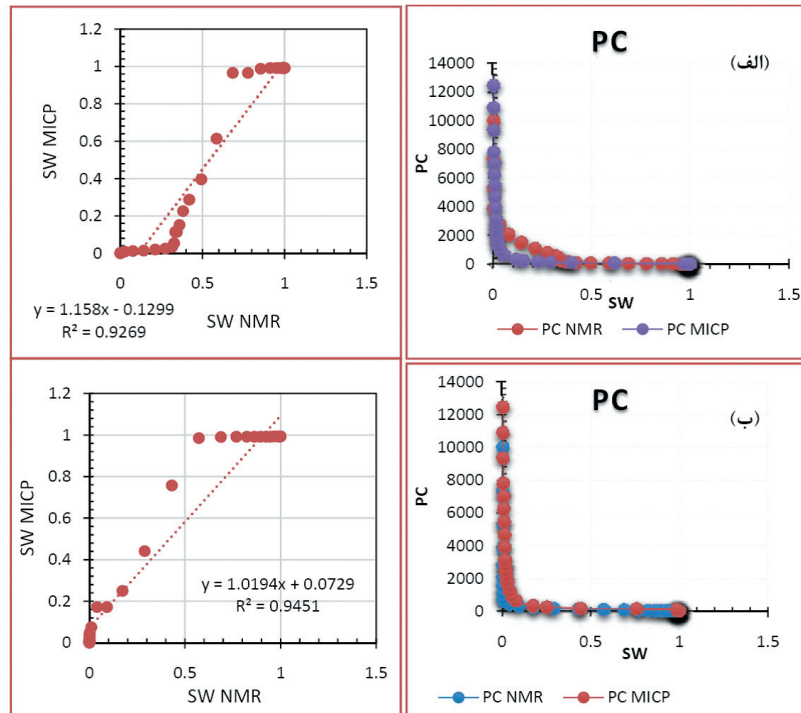
کاهش کیفیت مخزنی در این بخش‌ها شده است. برای صحت‌سنجی، فشار مویینه و اشباع آب حاصل از NMR به صورت منحنی فشار مویینه رسم و با منحنی MICP مقایسه شده است. همچنین ضریب همبستگی نیز محاسبه شده است. با توجه به خروجی به دست آمده از لاگ NMR و مقایسه با داده‌های مغزه در زون مخزنی می‌توان گفت لاگ NMR از دقت قابل قبولی جهت محاسبه PC برخوردار است (شکل ۱۴).

بر خلاف داده‌های مغزه و روش‌های آزمایشگاهی، لاگ NMR ابزاری مناسب برای اندازه‌گیری فشار مویینه است (شکل ۱۳).

با توجه به منحنی‌های فشار مویینه در بخش مخزنی سازند ایلام (۲۸۴۶ تا ۲۸۹۰ متری)، کیفیت مخزنی مناسبی جهت ذخیره هیدروکربن وجود دارد. در ایلام بالایی و انتهای ایلام اصلی منحنی‌های فشار مویینه کیفیت مخزنی مناسبی را نشان نمی‌دهند. همانطور که قبلاً ذکر شد؛ در این قسمت‌ها وجود شیل و سنگ آهک متراکم سبب



شکل ۱۳- PC و Sw محاسبه شده با استفاده از لاگ NMR در ستون ششم و هفتم. سایر ستون‌ها مشابه شکل ۱۱ هستند.



شکل ۱۴- منحنی فشار مویینه (pc) حاصل از NMR و MICP (برحسب psi) و آب اشباع‌شدگی (SW). الف) عمق ۲۸۹۱/۴ متری. ب) عمق ۲۸۵۲/۵۵ متری.

#### ۴- نتیجه‌گیری

بررسی تراوایی SDR با داده‌های مغزه بیانگر تطابق قابل قبول بین این دو در مخزن کربناته مورد مطالعه است؛ در حالی که تراوایی Timur Coates همبستگی کمتری (۲۷ درصد) با تراوایی مغزه ضریب نشان می‌دهد.

بررسی منحنی‌های فشار مویینه در بخش مخزنی سازند ایلام (۲۸۴۶ تا ۲۸۹۰ متری) نشان می‌دهد که این بخش از سازند ایلام، دارای کیفیت مخزنی مناسب جهت ذخیره هیدروکربن است. در بخش ایلام بالایی و انتهای ایلام اصلی چاه مورد مطالعه، منحنی‌های فشار مویینه کیفیت مخزنی مناسبی را نشان نمی‌دهند زیرا در این قسمت‌ها وجود شیل و سنگ‌آهک متراکم سبب کاهش کیفیت مخزنی شده است.

ضریب همبستگی محاسبه شده برای لاگ NMR و داده‌های مغزه در زون مخزنی سازند ایلام نشان می‌دهد که لاگ NMR از دقت قابل قبولی جهت محاسبه PC برخوردار است.

بر اساس داده‌های حاصل از شاخص کیفیت مخزن و شاخص زون‌های جریانی نمونه‌های مغزه مخزن ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه، ۵ نوع گونه سنگی (A,B,C,D,E) شناسایی شد. بیشتر حجم مخزن ایلام در چاه نفتی مورد مطالعه دارای گونه سنگی از نوع B است که تخلخل و تراوایی نسبتاً خوبی دارد.

تخلخل حاصل از NMR به روش LIL2 در مخزن ایلام، ضریب همبستگی خوبی (۸۰ درصد) با تخلخل مغزه نشان می‌دهد. نتایج حاصل از تخلخل محاسبه شده از طریق NMR، بیانگر این است که در بخش مخزنی (۲۸۵۲ تا ۲۸۹۲ متری) سازند ایلام در میدان نفتی مورد مطالعه، میزان تخلخل افزایش یافته است. بین‌بندی تخلخل حاصل از NMR، نمودار توزیع  $T_2$  و افزایش تخلخل در بخش مخزنی، بیانگر وجود منافذ بزرگ‌تر در این بخش از مخزن کربناته ایلام در چاه مورد مطالعه است.

تلفیق نتایج تخلخل حاصل از NMR و بازسازی لاگ انحراف سرعت، بیانگر حضور تخلخل‌های درون‌دانه‌ای، بین ذره‌ای و حفره‌ای در مخزن کربناته ایلام است که تطابق خوبی با داده‌های پتروگرافی نشان می‌دهد.

#### کتابنگاری

- اداره کل مهندسی نفت، ۱۳۹۵- مدیریت اکتشاف، گزارش MDT عملیات.
- براتی، م.، ۱۳۹۳- ساخت منحنی‌های فشار مویینه از طریق توزیع داده‌های  $T_2$  نمودار NMR در یکی از میداین هیدروکربنی، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران اهواز.
- دهقان‌زاده، م.، بهلولی، ب. و رضایی، م.، ۱۳۸۴- مقایسه تخلخل و تراوایی حاصل از نمودار NMR با تخلخل و تراوایی مغز در یکی از چاه‌های میدان پارس جنوبی، بیست و چهارمین گردهمایی علوم زمین. سازمان زمین شناسی.
- عالیوند، ش.، اسدی مهماندوستی، ا.، قلاوند، ه. و صادق‌زاد، س.، ۱۳۹۵- محاسبه تخلخل و توزیع حفره‌های منافذ سازند ایلام با روش تشدید مغناطیس هسته (NMR) در یکی از میداین نفتی ایران. نهمین همایش ملی زمین‌شناسی مهندسی، دانشگاه خوارزمی.
- عرفانی شیرآباد، م.، ۱۳۹۲- ارزیابی پارامترهای مخزنی و تولید منحنی‌های فشار مویینه به صورت مصنوعی با استفاده از تجزیه و تحلیل نگار NMR، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.
- قره‌چلو، س.، ۱۳۹۲- بررسی تأثیر نوع فضاهای خالی در کیفیت مخزنی رخصاره‌های سازند آسماری، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.
- مردانی، ع.، ۱۳۸۳- مقایسه تخلخل و تراوایی لاگ CMR با داده‌های مغزه در یکی از میداین نفتی جنوب ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد دانشگاه تهران.

## References

- Abdollahie Fard, I., Braathen, A., Mokhtari, M. and Alavi, S. A., 2006- Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian type, deep-seated folds in the Abadan Plain and Dezful Embayment, SW Iran, *Petroleum Geoscience*, v. 12, p. 347-362.
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G. and Keelan, D. K., 1993- January. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Anselmetti, F. S. and Eberli, G. P., 1999- The velocity-deviation log: a tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. *AAPG bulletin* v. 83, No. 3, p. 450-466.
- Brownstein, K. R. and Tarr, C. E., 1979- Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cells. *Physical Review Series A*, v. 19, p. 2446
- Carman, P. C., 1937- Fluid flow through granular beds. *Transactions-Institution of Chemical Engineers*, v. 15, p.150-166.
- Choquette, P. W. and Pray, L. C., 1970- Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *Bull. Am. Ass. Petrol. Geology* . v. 54, p.207 –250.
- Coates, G. R., Xiao, L. I. Z. H. I. and Prammer, M. G., 1999- NMR Logging, Principal and Applications. Halliburton Energy Services, United States of America, 227 p.
- Dunn, K. J., Bergman, D. J. and Latorraca, G. A., 2002- Handbook of geographic exploration-seismic exploration: nuclear magnetic resonance petrophysical and logging applications.
- Eslami, M., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Sharghi, Y. and Golsanami, N., 2013- Construction of synthetic capillary pressure curves from the joint use of NMR log data and conventional well logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 111, p. 50–58.
- Ferrer, F. C., Vielma, M. and Lezama, A. M., 2007- Permeability Model Calibration and Pore Throat Radius Determination Using Core Analysis and Nuclear Magnetic Resonance Data in Mixed-Lithology Reservoirs, Southwestern Venezuela. In Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Granwehr, J., Harel, E., Han, S., Garcia, S., Pines, A., Sen, P. N. and Song, Y. Q., 2005- Time-of-flight flow imaging using NMR remote detection. *Physical review letters*, 95(7), p.075503.
- Kadkhodaie, A., Golsanami, N. and Sharghi, Y., 2014- Estimating NMR T2 distribution data from well log data with the use of a committee machine approach: A case study from the Asmari formation in the Zagros Basin, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 114, p. 38–51.
- Kozeny, J., Striedieck, W. F. and Wyllie, M. R. J., 1927- Concerning Capillary Conduction of Water in the Soil:(Rise, Seepage and Use in Irrigation). Petroleum Branch of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers.
- Labani, M. M., Kadkhodaie-Ilkhchi, A. and Salahshoor, K., 2010- Estimation of NMR log parameters from conventional well log data using a committee machine with intelligent systems: A case study from the Iranian part of the South Pars gas field, Persian Gulf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 72, p. 175–185.
- Liang, X. and Wei, Z., 2008- A new method to construct reservoir capillary pressure curves using NMR log data and its application. *Applied Geophysics*, v. 5, No.2, p. 92 – 98
- Miller, M. N., Paltiel, Z., Gillen, M. E., Granot, J. and Bouton, J. C., 1990- spin echo magnetic resonance logging: porosity and free fluid index determination, SPE20561, SOE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Minh, C. C., Petricola, M. and Dennis, B., 1997- The carbonate challenge. *Middle East Well Eval. Review*, 20(3).
- Motiei, H., 1993- Stratigraphy of Zagros. *Publi. Geol, Survey of Iran*.
- Sallier, B. and Hamon, G., 2005- August. Micritic limestone of the middle-east: Influence of wettability, pore network and experimental technique on drainage capillary pressure curve. In SCA, v. 8, p. 21-25
- Skalinski, M., Kenter, J. and Jenkins, S., 2009- January. Rock type definition and pore type classification of a carbonate platform, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan. In SPWLA 50th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Tiab, D. and Donaldson, E. C., 2015- *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing.
- Vavra, C. L., Kaldi, J. G. and Sneider, R. M., 1992- Geological applications of capillary pressure: a review (1). *AAPG Bulletin*. v. 76. No. 6, p. 840-850.
- Walbrecker, J. O. and Behroozmand, A. A., 2012- Surface-NMR measurements of the longitudinal relaxation time T1 in a homogeneous sand aquifer in Skive, Denmark. *Journal of Applied Geophysics*, v. 87, p. 46–52.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. and Gardner, L. W., 1956- Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, v. 21, p. 41-70.
- Xiao, L., Mao, Z. Q., Wang, Z. N. and Jin, Y., 2012- Application of NMR logs in tight gas reservoirs for formation evaluation: A case study of Sichuan basin in China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 81, p.182–195.

# Petrophysical assessment of the Ilam carbonate reservoir by integration of Nuclear Magnetic Resonance (NMR) method and core data in one of the Abadan plain oil fields

E. Asadi Mehmandosti<sup>1\*</sup>, Sh. Alivand<sup>2</sup>, H. Ghalavand<sup>3</sup> and A. R. Rostami<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Assistant Professor, Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

<sup>2</sup>M.Sc., Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

<sup>3</sup>Ph.D., National Iranian Oil Company, Tehran, Iran

<sup>4</sup>M.Sc., Exploration Directorate, National Iranian Oil Company, Tehran, Iran

Received: 2017 April 19

Accepted: 2017 July 31

## Abstract

Nuclear magnetic resonance (NMR) is a test method that has had basic influence on the accuracy of reservoir parameters prediction. In this study, petrophysical properties of the Ilam Formation in one oil field of the Abadan plain were investigated by Nuclear magnetic resonance method, and core analysis and thin sections data were used to validate the test results for the first time. The Nuclear magnetic resonance method was used to determine reservoir parameters such as porosity, permeability and rebuilding of capillary pressure curve in studied oil field. Correlation between petrophysical results of Nuclear magnetic resonance method, core data and microscopic thin sections indicates effectiveness of this method in determining the reservoir parameters. In addition, evaluation of the Ilam Formation carbonate with NMR method indicates that the studied reservoir at depths of 2890 to 2846 m has suitable reservoir quality in terms of hydrocarbon storages in studied oil field in Abadan plain.

**Key words:** Nuclear magnetic resonance method, Capillary pressure, Porosity, Ilam Formation, Abadan plain

For Persian Version see pages 241 to 252

\*Corresponding author: E. Asadi Mehmandosti; E-mail: e.asadi@khu.ac.ir