

## مقایسه تخلخل و تراوایی حاصل از نمودار NMR با تخلخل و تراوایی مغزه در یکی از چاه‌های میدان پارس جنوبی

دهقان‌زاده، مهناز<sup>۱</sup> - بهلولی، بهمن<sup>۲</sup> - رضایی، محمد رضا<sup>۳</sup>

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد زمین‌شناسی نفت، دانشگاه تهران

۲- استادیار و عضو هیئت علمی دانشکده زمین‌شناسی، دانشگاه تهران

۳- دانشیار و عضو هیئت علمی دانشکده زمین‌شناسی، دانشگاه تهران

### چکیده :

توصیف پارامترهای مخزنی از اهداف اصلی جهت توسعه مخازن نفت و گاز می باشد. از میان این پارامترها، ارزیابی و تعیین تخلخل و تراوایی از اهمیت خاصی برخوردار است. به علت هزینه های بالای عملیات، در بیشتر موارد مغزه گیری از برنامه کاری حذف می گردد. بنابراین بایستی اطلاعات نمودار های چاه پیمایی را بهینه سازی کرد تا نتایج مشابه با نتایج مورد انتظار در مغزه ها فراهم شوند. یکی از ابزارهای نمودار گیری جدیدی که اخیراً مورد توجه واقع شده است، ابزار NMR می باشد که توانایی فراهم کردن میدان وسیع تری از اطلاعات را در مخازن نسبت به قبل دارا می باشد. در این مطالعه، مقادیر تخلخل و تراوایی در واحد K<sub>3</sub> از سازند دالان در یک چاه میدان پارس جنوبی با روش NMR تعیین گردیده و با اطلاعات تخلخل و تراوایی بدست آمده از مغزه همان چاه مقایسه شده است. نتایج بدست آمده نشان میدهد که بین تخلخل سیال آزاد حاصل از روش NMR و تخلخل بدست آمده از مغزه انطباق خوبی وجود دارد اما تراوایی حاصل از نمودار NMR انطباق خوبی با تراوایی مغزه نشان نمی دهد. لیتولوژی واحد مطالعه شده دولومیت، آهک دولومیتی، دولستون آهکی و کمی انیدریت می باشد.

### Comparison between porosity and permeability of NMR log and rock cores in a well, South Pars field

#### Abstract:

Porosity and permeability are amongst the most important parameters required for reservoir development plans. These parameters are usually obtained from well logging data. Although rock coring provides more exact and reliable information, it is usually omitted from exploration programs because of its high cost of operation. Therefore, it is crucial to develop and optimize methods for analyzing logging data to obtain information as close as possible to that of rock cores. One of the new logging methods is the Nuclear Magnetic Resonance (NMR) method. NMR provides us with more and detailed data than the conventional methods used to do. In this study, porosity and permeability of unit K<sub>3</sub> of Dalan Formation in a well in South Pars field are analyzed based on NMR log and rock cores. The results showed that there is a good agreement between the free fluid porosity of NMR method and that of cores but there is not a good correction between the permeability of NMR log and that of rock cores. Lithology of the unit includes dolomite, dolomitic limestone, dolostone and partially anhydrite.

#### ۱- مقدمه:

نمودارگیری مغناطیسی هسته‌ای (Nuclear Magnetic Resonance) NMR همزمان با توجه به خواص بنیادی هسته مواد، به عنوان یکی از ابزارهای مهم نمودارگیری در صنعت نفت مورد استفاده قرار گرفته است. روش

تشدید مغناطیسی هسته‌ای یکی از روش‌های مهم تشخیص در حرفه پزشکی است که تحت عنوان عکس برداری تشدید هسته‌ای یا MRI شناخته می‌شود. طیف‌سنجی NMR نیز در محدوده وسیعی از علم شیمی و برای حجم زیادی از هسته‌ها کاربرد دارد. اما در بحث چاه‌پیمایی، NMR تنها به پروتون‌های هیدروژن در آب و هیدروکربن محدود می‌شود (Hearst et al., 1985). NMR برای اولین بار در سال ۱۹۴۶ میلادی توسط Block و Purcell در دو مکان مجزا شناخته شد. Seever در سال ۱۹۶۵ توانست رابطه بین زمان آسایش و تراوایی را در ماسه‌سنگ‌ها توسعه دهد و Timur در سال ۱۹۶۸ پارامتر شاخص سیال آزاد و روش جدید اندازه‌گیری تراوایی توسط NMR را بیان نمود. در سال ۱۹۶۹ ارتباط بین اندازه منافذ و خواص سیال و ماتریکس توسط Loren و Robinson از شرکت Shell نشان داده شد. شرکت شلامبرگر نیز دارای پیشینه قوی در مطالعات NMR می‌باشد و از کارهای مهم آن می‌توان به بررسی مکانیزم‌های آسایش و توزیع اندازه منافذ در اواخر سال ۱۹۸۰ اشاره کرد. ابزار (Combinable Magnetic

Resonance) CMR به عنوان یکی از ابزارهای به کار برنده روش NMR برای اولین بار توسط این شرکت در سال ۱۹۹۵ ساخته و در چاه رانده شد. این ابزار دارای بازوهای فشار دهنده‌ای است که هنگام برداشت، ابزار را به دیواره چاه می‌چسبانند. ابزار CMR دارای آنتنی است که به صورت ساندویچی بین دو آهنربای دائمی قرار گرفته است. اولین نسل این ابزار CMR-200 نام داشته و جدیدترین نسخه آن به نام CMR-Plus معروف است که دارای آهنرباهای طولی است و سرعت نمودارگیری آن برابر با ۳۶۰۰ فوت بر ساعت می‌باشد (مردانی، ۱۳۸۳). این ابزار برای اولین بار در ایران در شرکت پترو ایران برای ارزیابی بهتر لایه مخزن مورد استفاده قرار گرفته است. مهمترین کاربرد روش NMR اندازه‌گیری منحنی نوسانات  $T_2$  (Transversal Relaxation Time) است که به واسطه آن چگونگی توزیع و گسترش تخلخل و حفرات موجود در سنگ مخزن تعیین می‌گردد (براتی و وزیري، ۱۳۸۳). با توجه به پراکندگی آب در فضاهای منفذی و حفرات موجود در سازند ابزارهای NMR قادر به شناسایی انواع آب موجود در مخزن از قبیل آب متحرک، آب نواری رس‌ها و آب مؤبینه می‌باشند. بنابراین تشخیص ژئومتری سنگ و قابلیت تحرک سیال از مهمترین کاربردهای نمودارگیری NMR است. از فواید دیگر این روش می‌توان به مستقل بودن تخلخل NMR از کانی‌شناسی سازند اشاره کرد، زیرا این ابزار تنها قادر به مشاهده سیالات است، بنابراین تخلخل به دست آمده از ابزارهای NMR بدون دخالت ماتریکس سنگ ارزیابی می‌گردد. این ویژگی سبب می‌شود که ابزارهای نمودارگیری NMR اساساً با سایر ابزارهای نمودارگیری از قبیل نوترون، دانسیته و ابزارهای صوتی که توسط تمام اجزاء سنگ مخزن تحت تأثیرند متفاوت باشند. علاوه بر این ابزارهای NMR قادرند تا به کمک تغییرات موجود در منحنی‌های پراکندگی  $T_2$  نوع هیدروکربن موجود در مخزن را شناسایی و برخی از خواص آن از قبیل دانسیته را مشخص کنند. سایر خروجی‌های پتروفیزیکی ابزار NMR عبارتند از: تراوایی، فشار مؤبینه، اشباع شدگی آب و هیدروکربن، ترشدگی و شناسایی حفرات، شکستگی‌ها و اندازه دانه‌ها در سنگ مخزن. با توجه به تمام مزیت‌هایی که برای روش نمودارگیری NMR بیان شد باید به این نکته نیز اشاره کرد که کارکرد ضعیف NMR در سنگ‌های کربناته همواره به عنوان ضعف این ابزار نمودارگیری مورد توجه قرار گرفته است (Oilfield Review, 2000). در این مطالعه نتایج تخلخل و تراوایی حاصل از ابزار CMR در یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی برای واحد  $K_3$  از سازند دالان با نتایج مغزه همان چاه مورد مقایسه قرار گرفته است. میدان گازی پارس جنوبی به عنوان بزرگترین میدان گازی در جهان شناخته شده که در ۱۰۵ کیلومتری جنوب غربی بندر عسلویه در آب‌های خلیج فارس واقع شده است. مخازن حاوی گاز این میدان به سازندهای کنگان و دالان به سن پرمین و تریاس (به ترتیب) تعلق دارند. بخش مورد مطالعه در این مقاله، قسمت بالای سازند دالان به سن پرمین بالایی است که به نام واحد  $K_3$  شناخته می‌شود. لیتولوژی این واحد عبارت است از: دولومیت، آهک دولومیتی، دولستون آهکی و کمی انیدریت. واحد  $K_3$  ضخامت در حدود ۱۲۰۳ م از عمق ۲۹۵۳ تا ۳۰۷۳ متر را در بر گرفته است (گزارش داخلی شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۸۳).

## ۲- اصول NMR

تشدید مغناطیسی هسته‌ای در واقع پاسخ فیزیکی هسته‌ها به میدان مغناطیسی اعمال شده می‌باشد. بسیاری از هسته‌ها دارای یک ممان مغناطیسی خالصند و همانند یک آهنربای میله‌ای مدور کوچک عمل می‌کنند. این هسته‌های مغناطیسی مدور می‌توانند با میدان مغناطیسی خارجی اعمال شده واکنش بدهند و علائم قابل اندازه‌گیری ایجاد کنند. اندازه‌گیری‌های NMR تنها در مورد هسته‌هایی که دارای عدد فرد هستند، یعنی هسته‌هایی که دارای پروتون یا نوترون یا هر دو به صورت فرد می‌باشند امکان‌پذیر است. چنین هسته‌هایی عبارتند از هیدروژن ( $^1\text{H}$ )، کربن ( $^{13}\text{C}$ ) و سدیم ( $^{23}\text{Na}$ ). برای بیشتر عناصر، علائم ثبت شده بسیار کوچک‌اند. در حالی که هیدروژن دارای ممان مغناطیسی نسبتاً بزرگی است و در آب و هیدروکربن موجود در فضای خالی سنگ حضور دارد. بنابراین امروزه تقریباً اساس کار NMR و مطالعات سنگی آن بر مبنای پاسخ هسته‌های اتم هیدروژن استوار می‌باشد. ابزارهای مدرن نمودارگیری NMR برای خلق یک میدان دو قطبی مغناطیسی ساکن قوی در داخل سازند از آهنرباهای ثابت بزرگ استفاده می‌کنند. هنگامی که یک میدان مغناطیسی خارجی قوی مربوط به ابزار NMR از داخل سازند در برگیرنده سیالات عبور می‌کند، پروتون‌های هیدروژن همانند سوزن قطب‌نما در جهت میدان مغناطیسی مرتب می‌شوند. سپس یک پالس مغناطیسی تولید شده توسط آنتن ابزار به آهستگی به پروتون‌های مرتب شده ضربه می‌زند. در اثر این ضربه پروتون‌ها حول جهت میدان مغناطیسی ابزار انحراف می‌یابند. پروتون‌های انحراف یافته، میدان نوسانگری خلق می‌کنند که علائم رادیویی ضعیف ولی قابل اندازه‌گیری تولید می‌کند. دامنه علائم کلی از تمام هسته‌های هیدروژن انحراف یافته، شاخصی از کل محتوای هیدروژن یا تخلخل موجود در سازند است (Oilfield Review, 2000).

### ۲-۱- تعیین تخلخل با استفاده از NMR

ترسیم دامنه‌های میرایش اکوها به عنوان تابعی از زمان، منحنی را ایجاد خواهد کرد که اولین دامنه اکویی ثبت شده، در ارتباط با کل هسته‌های هیدروژنی است که در سیالات منفذی قرار دارند. بنابراین این دامنه می‌تواند شاخصی از تخلخل باشد اگر با علائم حاصل از یک بطری یا ظرف بزرگ آب تطبیق داده شود. (Coates et al., 1999).

در این مقاله نمودارهای تخلخل  $\Phi_{iT}$ ,  $C_{mff}$  همراه با تخلخل مغزه برای اینتروال  $K_3$  رسم شده‌اند (شکل ۱). همانگونه که در شکل نیز مشاهده می‌گردد، نمودار تخلخل سیال آزاد حاصل از ابزار CMR همانند  $\Phi_{iT}$  با تخلخل مغزه تطابق خوبی نشان می‌دهد. ضریب همبستگی تخلخل سیال آزاد ( $C_{mff}$ ) با تخلخل مغزه برابر با  $0/88$  می‌باشد (شکل ۲).

### ۲-۲- تعیین تراوایی با استفاده از NMR

NMR به طور مستقیم تراوایی را حساب نمی‌کند، بلکه آن را به صورت تجربی توسط معادلات مرتبط کننده تخلخل و تراوایی و بعضی از جنبه‌های پراکندگی اندازه منفذی به دست می‌آورد. دو فرمول برای تعیین تراوایی به کمک NMR در صنعت نفت وجود دارند. فرمول Kozeny-Kenyon و فرمول Timur-Coates. هر دو فرمول تخلخل و یک جنبه از پراکندگی  $T_2$  را به کار می‌برند. فرمول Kenyon-Kozeny همچنین به نام تراوایی SDR یا KSDR شناخته می‌شود.  $T_2LM$  به عنوان یک ارزیابی از متوسط اندازه منفذی سنگ بیان می‌شود. هر چه اندازه منفذی بزرگتر باشد تراوایی نیز بیشتر است.

$$KSDR = a \cdot [T_2LM]^b \cdot [\Phi_{iT}]^c \quad (1)$$

در این فرمول  $c=4$  و  $b=2$  و  $a=4$  می‌باشد. فرمول Timur-Coates را به عنوان  $KT_{im}$  نیز می‌شناسند.

$$KT_{im} = a \cdot [FFV/BFV]^c \cdot [(10 \phi_{iT})]^b \quad (2)$$

در این فرمول FFV نشان دهنده حجم سیال آزاد و BFV نشان دهنده حجم سیال نواری است. هر چه نسبت سیال آزاد به سیال نواری بزرگتر باشد تراوایی نیز بیشتر است. در این فرمول  $b=4$  و  $c=2$  و  $a=1$  می‌باشد. هر دو فرمول فوق دارای ثابت‌های تجربی‌اند که می‌توان آن‌ها را در میدان مورد نظر پذیرفت یا رد کرد، البته با دقت به این نکته که مقادیر پیشنهادی جدید نباید از مقادیر اصلی بسیار فاصله بگیرند (Epping et al., 1999). در این مقاله نمودارهای تراوایی به دست آمده از CMR با تراوایی حاصل از مغزه در واحد  $K_3$  مورد مقایسه قرار گرفته‌اند (شکل ۳). بر طبق این شکل در واحد  $K_3$  تطابق خوبی بین تراوایی‌های حاصل از CMR و مغزه مشاهده نمی‌گردد. عدم تطابق بین نتایج تراوایی CMR و مغزه را می‌توان به کارکرد ضعیف NMR در سنگ‌های کربناته نسبت داد. مشکل اساسی به روی ارتباط غیر مطمئن پراکندگی‌های  $T_2$  و پراکندگی‌های اندازه منفذی در کربنات‌ها تمرکز می‌یابد. عدم ثبات در حد آستانه  $T_2$  باعث ایجاد اشکال در تشخیص صحیح حجم سیال آزاد و نواری می‌شود که نهایتاً به پیشگویی تراوایی‌های غیر قابل باور منجر می‌گردد. مخازن کربناته دارای دامنه وسیعی از منافذ از قبیل ریز تخلخل‌ها، تخلخل‌های بزرگ، تخلخل‌های بین دانه‌ای و درون دانه‌ای و تخلخل‌های بسته می‌باشند، بنابراین حضور سیستم‌های منفذی پیچیده در کربنات‌ها باعث ایجاد چندین حد آستانه در منحنی پراکندگی  $T_2$  می‌گردد که توانایی اندازه‌گیری‌های NMR را برای پیشگویی تراوایی و قابلیت تحرك سیال محدود می‌کند. دلایل دیگر بدگمانی به NMR را می‌توان اینگونه بر شمرد: انتشار پروتون‌های مدور بین ریز تخلخل‌ها و درشت تخلخل‌ها، تغییرات در استراحت سطحی یا دما و کانی شناسی در کربنات‌ها (Oilfield Review, 2000). همچنین تراوایی هوای اندازه‌گیری شده از مغزه ممکن است به علت آسودگی از استرس سازند و تغییر در اشباع سیال نتایج متفاوتی از اندازه‌گیری‌های درون چاه نشان بدهد. از طرف دیگر ابزارهای CMR تراوایی را به صورت استاتیک محاسبه می‌کنند در حالی که اندازه‌گیری تراوایی مغزه با هوا يك اندازه‌گیری دینامیک است (Haddad et al., 2000).

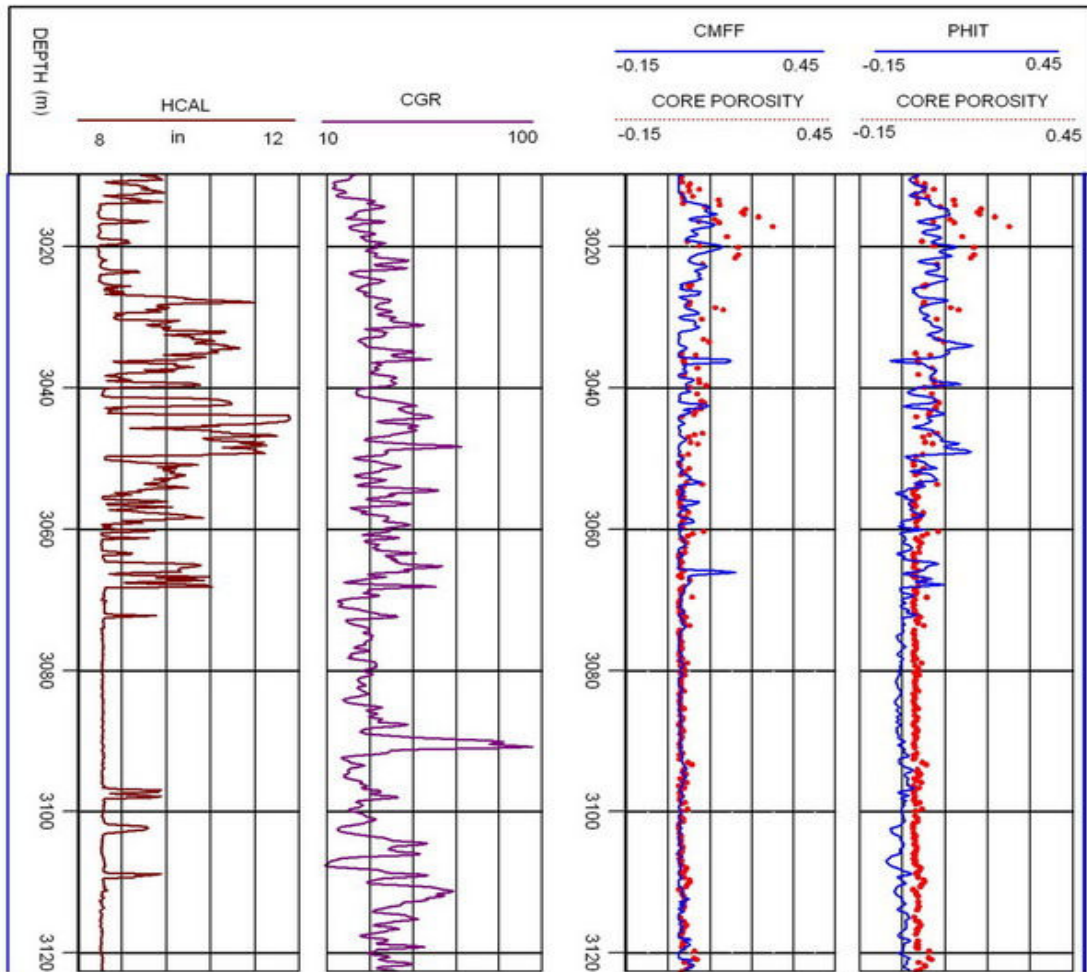
## ۲- نتیجه‌گیری:

دقت نتایج به دست آمده از روش CMR در مخازن کربناته نسبت به مخازن ماسه‌سنگی کمتر می‌باشد، ولی با این وجود بین تخلخل سیال آزاد حاصل از نمودار CMR و تخلخل به دست آمده از آنالیز مغزه روند مشابهی مشاهده می‌گردد و ضریب همبستگی قابل قبولی برابر با  $R=0.88$  بین آن‌ها حاکم است. تراوایی به دست آمده از نمودار CMR انطباق قابل قبولی با تراوایی مغزه نشان نمی‌دهد که از علل آن می‌توان به حضور منافذ چند گانه و سیستم‌های منفذی پیچیده در کربنات‌ها، عدم ثبات حد آستانه  $T_2$ ، انتشار پروتون‌های مدور بین ریز تخلخل‌ها و درشت تخلخل‌ها، تغییرات در استراحت سطحی یا تغییرات دما و کانی شناسی در کربنات‌ها اشاره کرد.

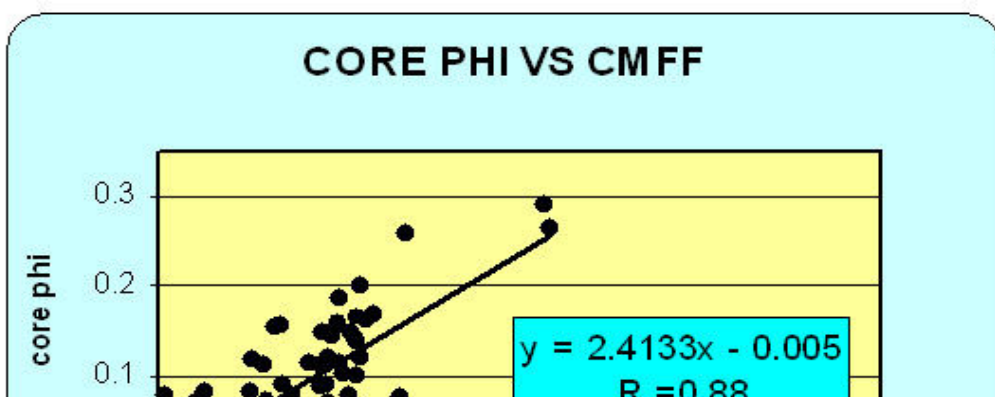
## منابع

- ۱- مردانی، ع، (۱۳۸۳)، مقایسه تخلخل و تراوایی لاگ CMR با داده‌های مغزه در یکی از میادین نفتی جنوب ایران، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشکده زمین شناسی، دانشگاه تهران .
- ۲- براتی، ع، وزیري، م، (۱۳۸۳)، استفاده از روش جدید نمودارگیری CMR-Plus در صنعت نفت ایران، مجله اکتشاف و تولید، شماره یازدهم (۴۳-۴۴).
- ۳- گزارش داخلی شرکت نفت و گاز پارس، (۱۳۸۳).

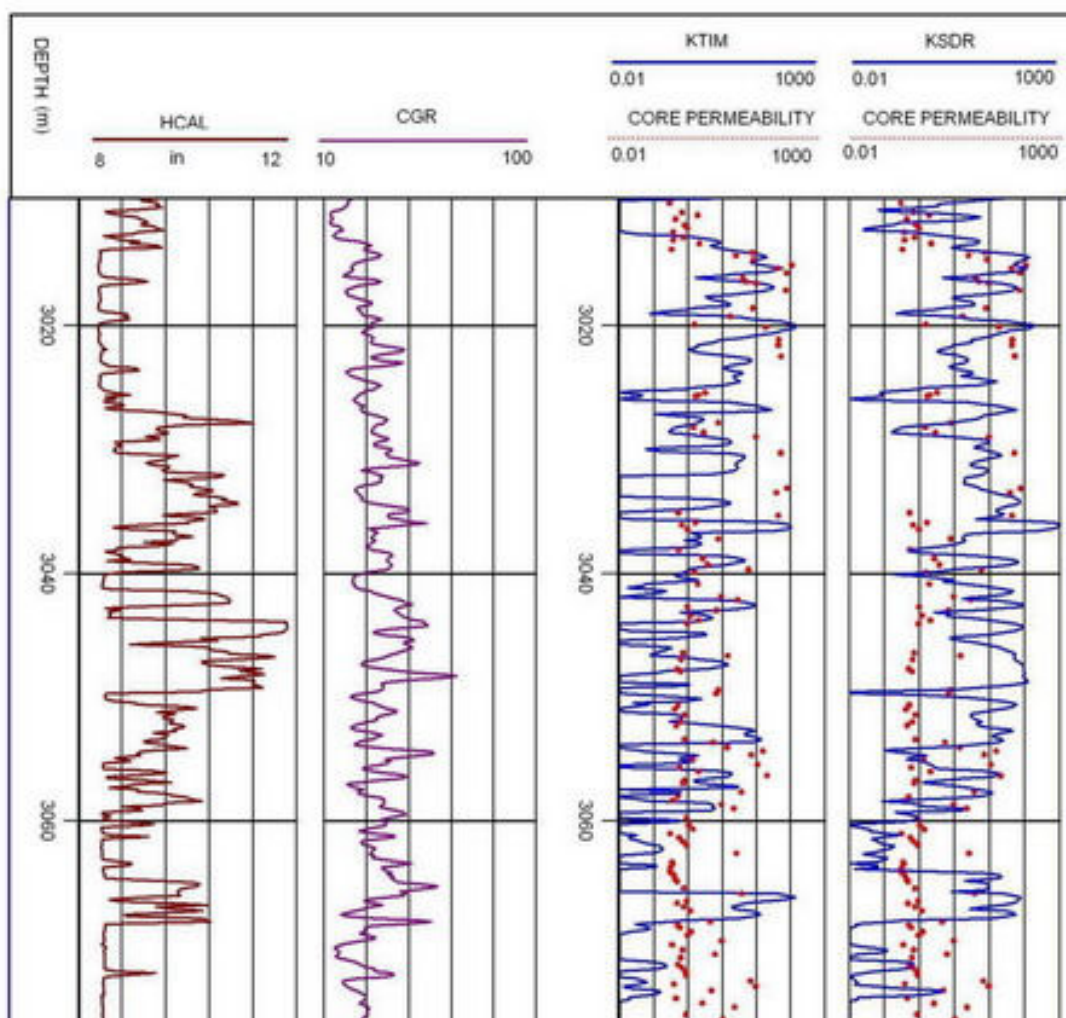
- 4-Haddad.S,Cribbs.M,Sagar.R,Castelijns.K,Tang.Y, 2000, So what is the Reservoir Permeability: SPE, p.1-12.
- 5- Oilfield Review Electronic Archive,Trends in NMR Logging , 2000.
- 6-Coates.G, xiao.L, prammer.M, 1999, NMR Logging Principles and Applications, Halliburton, Houston.U.S.A.
- 7-Epping.W, Eggenkamp.L, Reid.L, 1999, Added value from NMR Measurements to characterize Gas Reservoirs in the U.K. Southern North Sea: SPE, P.1-13.
- 8-Hearst.J.R, Nelson.P.H, Paillet.F.L, 1985, well Logging for physical properties, McGraw-Hill Book Company ,New York.



شکل ۱- درستون اول نمودار کالیپر، در ستون دوم نمودار گاما، در ستون سوم تخلخل سیال آزاد CMR همراه با تخلخل مغزه و در ستون چهارم تخلخل کل بدست آمده از نمودارهای نوترون و دانسیته همراه با تخلخل مغزه ترسیم شده است.



شکل ۲- نمودار مقادیر تخلخل سیال آزاد حاصل از CMR در مقابل تخلخل مغزه برای واحد K<sub>3</sub>.



شکل ۳- در ستون اول نمودار کالیپر، در ستون دوم نمودار گاما، در ستون سوم KTIM همراه با تراوایی مغزه و در ستون چهارم KSDR همراه با تراوایی مغزه برای واحد  $K_3$  ترسیم شده است.

#### **مشخصات نویسنده:**

مهناز دهقان‌زاده، کارشناس ارشد زمین شناسی نفت، دانشگاه تهران، دانشجو  
بهمن بهلولی، دکتری مکانیک سنگ (سوئد ۲۰۰۱)، استادیار و عضو هیئت علمی دانشکده زمین شناسی،  
دانشگاه تهران

محمدرضا رضایی، دکتری زمین شناسی نفت (استرالیا ۱۹۹۷)، دانشیار و عضو هیئت علمی دانشکده زمین  
شناسی، دانشگاه تهران