

کاربرد روش تشدید مغناطیسی هسته (NMR) در صنعت نفت

مهدی رضوی فر^۱، احسان نیکویی، جعفر قاجار، دانشگاه شیراز

چکیده

شناخت دقیق تر توزیع حفرات و سیالات درون محیط متخلخل برای تحلیل تولید مخزن و بررسی روش های ازدیاد برداشت نفت ضروری است. برای این منظور از روش های متنوعی مثل تزریق جیوه در مغزه، تزریق گاز، تصویربرداری سه بعدی، روش تشدید مغناطیسی هسته و ... استفاده می شود. روش تشدید مغناطیسی هسته مزایایی دارد که استفاده از آنرا برای توصیف ویژگی های سنگ و سیال مخزن مورد توجه قرار داده است. از کاربردهای این روش در صنعت نفت تعیین مناطق شیلی (آب محدود در رس ها)، تعیین مقدار سیال آزاد و قابل تولید، ترسیم طیف تراوایی سنگ، ترسیم نمودارهای فشار موئینه بر حسب اشباع آب، بررسی توزیع اندازه ی حفرات، شناسایی و تمایز بین آب و نفت و شناسایی و تمایز بین نفت سبک و سنگین است. در این روش از خصوصیات الکترومغناطیسی اتم ها (به ویژه هیدروژن) استفاده می شود. بدین ترتیب که پروتون ها تحت تأثیر میدان مغناطیسی قرار می گیرند، سپس دستگاه سیگنال های بازتابی از این پروتون ها را به شکل نمودارهایی رسم می کند و تفسیر این نمودارها منجر به اندازه گیری ویژگی های سنگ و سیالات مخزن می شود. در این مقاله کاربردهای این روش در صنعت نفت به صورت جامع بررسی و مزایای آن در مقایسه با سایر روش ها بیان شده است.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۰۵/۱۲

تاریخ ارسال به داور: ۹۷/۰۵/۲۱

تاریخ پذیرش داور: ۹۷/۰۷/۱۳

واژگان کلیدی:

تشدید مغناطیسی هسته، توزیع اندازه ی حفرات، تخلخل سنگ، تراوایی سنگ، اشباع آب در سنگ، سیال آزاد و قابل تولید، توزیع سیالات، منحنی های فشار موئینه، درجه ی اشباع

مقدمه

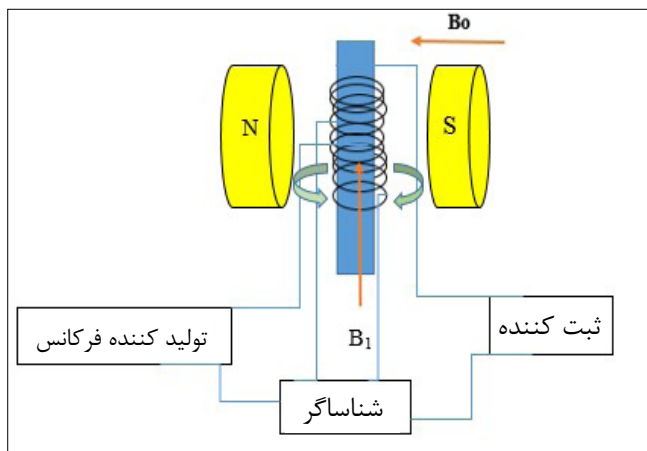
سیال از نوع برهم کنش آنها با میدان مغناطیسی تعیین می شود. به دلیل فراوانی اتم هیدروژن در آب و نفت و سیگنالی نسبتاً قوی آن، مطالعات NMR سنگ با استفاده از واکنش هسته ی اتم هیدروژن به میدان های مغناطیسی صورت می گیرد. شکل-۱ شماتیک دستگاه NMR را نمایش می دهد [۶-۱].

جهت گیری پروتون ها درون سیال سازند به صورت کاتوره ای و تصادفی است. در صورت قرار گرفتن در میدان مغناطیسی ایستای B_0 ، پروتون ها در جهت این میدان جهت گیری می کنند. این میدان محوره های چرخشی پروتون ها را هم جهت و پروتون ها

تشدید مغناطیسی هسته^۱ به عنوان روشی کاربردی برای بررسی محیط های متخلخل در فیزیک، شیمی، زیست شناسی، پزشکی، مهندسی نفت و سایر رشته ها مطرح است. در صنعت نفت شناخت دقیق تر و جامع تر محیط متخلخل و توزیع اندازه ی حفرات در سنگ، سبب شناخت بهتر و تخمین مطلوب تر متغیرهای مخزنی و به تبع آن پیش بینی دقیق تر تولید از میدان خواهد شد. در صنعت نفت از روش NMR (به صورت نگاربرداری^۲) به عنوان ابزاری کاربردی در تعیین ویژگی های پتروفیزیکی مخازن چه در آزمایشگاه و چه در چاه های نفت و گاز استفاده می گردد.

۱- اصول اندازه گیری تشدید مغناطیسی هسته

هسته های اتم بسیاری از عناصر، مغناطیسی و دارای بار الکتریکی هستند که این ویژگی بر نحوه ی برهم کنش این هسته ها با میدان مغناطیسی اعمال شده اثر می گذارد. هسته های هیدروژن، کربن (فقط ایزوتوپ C^{13})، نیتروژن و فسفر نمونه های از هسته های مغناطیسی هستند. ساده ترین مورد مغناطیسی شدن هسته ها، مغناطیسی شدن پروتون در هسته هیدروژن است. به واکنش هسته ی اتم با میدان های مغناطیسی اعمال شده، تشدید مغناطیسی هسته گفته می شود و ویژگی هسته های موجود در



شکل ۱ | شماتیک دستگاه تشدید مغناطیسی هسته ای

* نویسنده ی عهد ه دار مکاتبات (Mahdi_razavifar@yahoo.com)

به دست آوردن سایر متغیرهای پتروفیزیکی مانند تراوایی، تخلخل مؤثر^۵، اشباع کاهش نیافتنی و ترسیم منحنی‌های فشار مؤئنه-اشباع، تشخیص هیدروکربن و ... کاربرد دارند [۹-۱۵]. دو نوع آرامش (بازتاب سیگنال) برای اتم هیدروژن اتفاق می‌افتد: الف) تحت تأثیر میدان مغناطیسی اولیه (پروتون‌های کاتوره‌ای در حال هم‌جهت شدن با میدان مغناطیسی) ب) زمانی که میدان مغناطیسی دوم قطع می‌شود و پروتون‌های هیدروژن تمایل به بازگشت به جهت اعمال شده از میدان مغناطیسی دائمی و اولیه دارند. زمان آرامش اول را با T_1 و زمان آرامش دوم را با T_2 نمایش می‌دهند. شکل ۳- شماتیکی از نمودار توزیع T_2 مربوط به سیگنال‌های بازگشتی از هیدروژن‌ها را نمایش می‌دهد که توسط فرمول‌های ریاضی به نمودار توزیع زمان آرامش T_2 تبدیل شده است. نمودار T_2 مبنای تمامی تحلیل‌ها برای محاسبه تخلخل، تراوایی، نوع سیال مخزن و ... است [۱۳-۱۷].

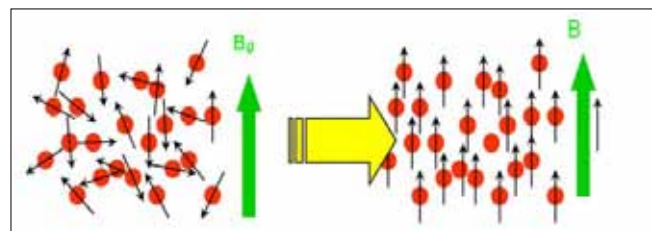
سه مکانیسم برای آرامش هیدروژن‌ها وجود دارد: الف) آرامش سطحی (در سطح تماس سیال با سنگ) ب) آرامش توده‌ای (از طریق خواص فیزیکی سیال) ج) آرامش انتشاری (به دلیل تفاوت قدرت میدان مغناطیسی در قسمت‌های مختلف سنگ) [۱۲-۱۳]. در فرمول ۱- ارتباط این مکانیسم‌ها با هم قابل مشاهده است [۱۸].

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_2} + \rho \frac{S}{V} \frac{1}{I_2} YG^2 TE^2 D \quad (1)$$

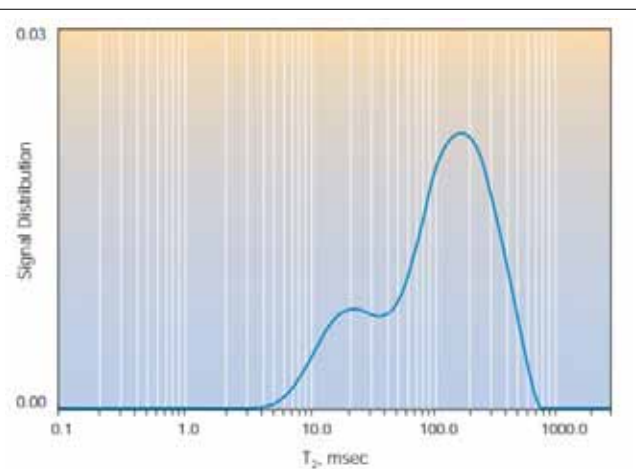
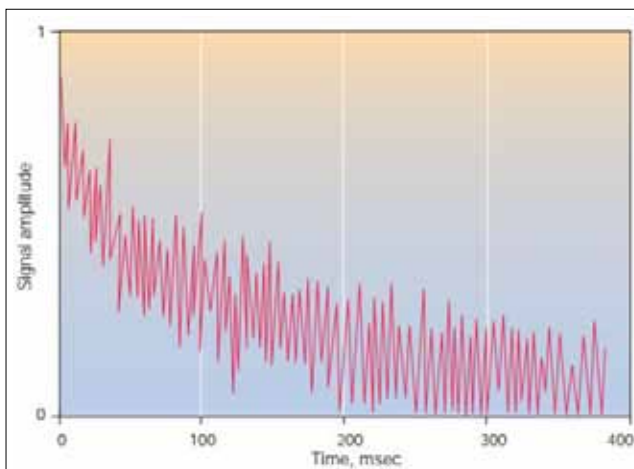
ارامش انتشاری ارامش سطحی ارامش توده‌ای

را قطبی می‌کند (شکل ۲-). سپس میدان نوسانی دستگاه B_1 (به صورت فرکانس رادیویی با انرژی کم) جهت انحراف این پروتون‌ها از موقعیت تعادلی جدیدشان اعمال می‌شود. وقتی میدان نوسانی قطع شود پروتون‌ها تمایل به بازگشت به حالت میدان مغناطیسی دائمی دارند (حالت آرامش ۳) و در این بازگشت سیگنال‌هایی بازتاب می‌کنند که توسط دستگاه ثبت می‌شوند. این سیگنال‌ها به صورت نمودار نمای نزولی ثبت شده و با تحلیل این نمودارها خواص پتروفیزیکی مخزن ارزیابی می‌گردد. با اعمال یک سری پالس متوالی (به صورت امواج رادیویی) می‌توان زوال سیگنال و واپاشیدن باله‌ی اکو^۶ را ثبت کرد. زوال سیگنال NMR متناسب با تعداد هیدروژن‌های موجود و به تبع آن توزیع اندازه‌ی حفرات و توزیع سیالات درون محیط متخلخل است [۶-۱۱].

حفرات ریز زمان آرامش کمتری دارند. در حالی که حفرات بزرگ زمان آرامش طولانی دارند و امکان تولید سیالات درون آنها وجود دارد. بنابراین توزیع زمان‌های آرامش، یک اندازه‌گیری از توزیع اندازه‌های حفرات است. زمان آرامش و توزیع آن برای



شکل ۲ | چپنش اتم‌ها قبل و بعد از اعمال میدان مغناطیسی
ب) بعد از اعمال میدان مغناطیسی الف) قبل از اعمال میدان مغناطیسی



شکل ۳ | شماتیک نمودارهای سیگنال‌های بازگشتی از اتم‌ها تحت تأثیر میدان مغناطیسی [۲]

۲-۲- تعیین حجم سیال آزاد و سیال کاهش نیافتنی

مقدار تخلخل و اندازه‌ی فضاهای خالی اندازه‌گیری شده توسط دستگاه NMR برای تخمین مقدار سیال قابل تولید (شاخص سیال آزاد^۸) استفاده می‌شود. سیالات قابل تولید در حفرات بزرگ قرار دارند. در حالی که سیالاتی که نمی‌توانند در سنگ حرکت کنند در حفرات کوچک و ریز جای گرفته‌اند. به دلیل اینکه مقادیر T_2 می‌تواند به اندازه‌ی فضاها ربط داده شود می‌توان حدی^۹ از T_2 را طوری انتخاب کرد که زمان‌های کوتاه‌تر از آن نشانگر فضاهای کوچک (حفرات ریز) باشند که سیال به دام افتاده^{۱۰} در آنها قرار دارند و T_2 های بزرگ‌تر از آن نشان‌دهنده‌ی حفرات بزرگ‌تر و حجم سیال آزاد و قابل تولید باشند بنابراین به کمک این روش می‌توان تخلخل مؤثر را نیز محاسبه کرد [۱۱ و ۱۴ و ۱۵].

عواملی مثل نوع سنگ، توزیع اندازه‌ی حفرات، فشار موئینگی، تخلخل و بسیاری از عوامل دیگر که هنوز به خوبی شناخته نشده‌اند روی مقدار حد T_2 مؤثرند. بنابراین تحقیقات تجربی، این مقدار را برای هر مخزن تعیین می‌کند. مثلاً در برخی منابع این مقدار ۳۳ میلی‌ثانیه قرار داده شده است [۱۱ و ۱۴ و ۱۵].

۲-۳- تعیین آب به دام افتاده در رس‌ها

آبی که در حفرات با اندازه‌ی متفاوت وجود دارد به چند دسته تقسیم می‌شود: الف) آب محصور در رس (آب درون فضاهای

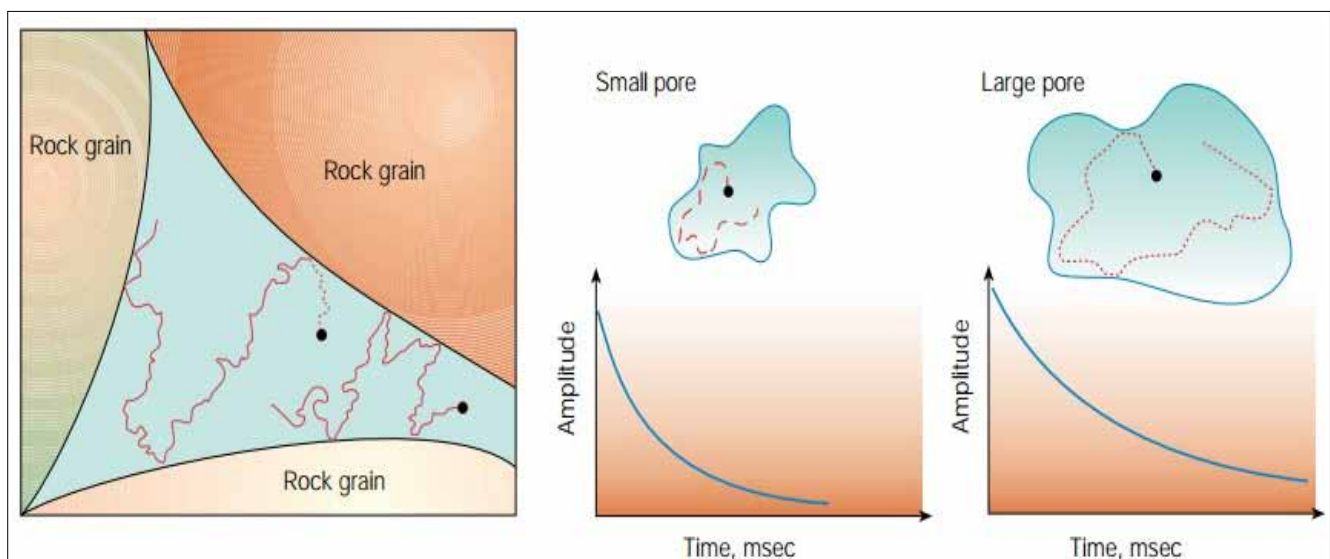
$$\frac{S}{V} = \frac{4 \cdot \pi \cdot r^2}{\frac{4}{3} \cdot \pi \cdot r^3} = \frac{3}{r} \quad (2)$$

در این فرمول S مساحت سطح، V حجم، ρ اندازه‌گیری از توانایی سطح در آزاد کردن پروتون‌ها، γ نسبت گرمایی، G میدان گرادیان^۶، TE زمان اکو درونی^۷ و D ثابت انتشار است. در ادامه بررسی جامع کاربردهای این روش در صنعت بالادستی نفت به طور جامع بررسی شده و مزایای این روش در مقایسه با سایر روش‌ها ذکر گردیده است.

۲- کاربرد های روش تشدید مغناطیسی هسته

۱-۲- تعیین تخلخل سنگ

یکی از متغیرهای کلیدی و مهم در تعیین مقدار نفت درجا و بازده تولید از مخازن، حجم فضاهای خالی است. محاسبه‌ی دقیق تخلخل سنگ مخزن سبب کاهش عدم قطعیت در فرآیندهای شبیه‌سازی و بهره‌برداری از مخازن می‌شود. منحنی T_2 (زوال سیگنال دریافتی از هیدروژن‌ها تحت تأثیر میدان مغناطیسی) مربوط به فضاهای خالی، متناسب با اندازه‌ی حفرات است. حفرات ریز، T_2 کوتاه و حفرات بزرگ‌تر، T_2 بزرگ‌تری دارند و نمودار کلی T_2 سنگ، برآیندی از این نمودارهاست. پس نمودار منحنی نزول T_2 نمایانگر توزیع اندازه‌ی حفرات است (شکل-۴). بنابراین با محاسبه‌ی مساحت زیر نمودار توزیع T_2 تخلخل کلی سنگ به دست می‌آید [۱۷-۱].



شکل ۴ | تأثیر اندازه‌ی حفرات سنگ در نحوه‌ی توزیع T_2 [۲]

موئینگی^{۱۲} را دارند. جهت تعیین حد برای توزیع زمان T_2 جهت شناسایی جزء حجمی لایه‌های دانه‌ریز در مخازن و شناسایی آب به‌دام افتاده در رس‌ها و حفرات به‌دلیل نیروی موئینگی (حجم سیالات محدود شده^{۱۳}) به‌صورت تجربی از آزمایش روی نمونه‌ی سنگ مخزن استفاده می‌شود [۱۴ و ۷ و ۶ و ۲ و ۱].

مخازنی با مقاومت کم^{۱۴} سبب تفسیر نادرست اطلاعات نمودارگیری می‌شوند و اشباع آب را بیشتر از مقدار واقعی نشان می‌دهند. روش NMR در حل این مشکل کاربرد دارد؛ چراکه علاوه بر تأمین اطلاعات تخلخل و نوع سیال می‌تواند درباره‌ی مقدار آب محصور در رس، آب محدود به موئینگی و آب متحرک نیز اطلاعاتی فراهم کند.

۲-۴- تعیین ویژگی هیدروکربن‌های مخزن

واکنش هیدروکربن‌ها مانند گاز، نفت سبک، نفت با گرانی و متوسط و نفت سنگین به دستگاه NMR با یکدیگر متفاوتند. با این تفاوت می‌توان بین انواع هیدروکربن‌ها تمایز ایجاد کرد و آنها را شناسایی کرد. زمان T_2 نفت خام به گرانی و کمتری دارد. با افزایش گرانی، تحرک پروتون‌های هیدروژن کمتر می‌شود؛ در نتیجه زمان آرامش آنها کاهش می‌یابد. نفت‌هایی با گرانی بیشتر، نمودار توزیع T_2 پهن‌تری دارند. این پهن‌شدگی به‌دلیل تفاوت تنوع در تحرک پروتون‌های اجزاء مختلف نفت است. معمولاً اجزاء تشکیل‌دهنده‌ی نفت‌هایی با گرانی بیشتر، تنوع بیشتری دارند (شکل-۶) [۱۷ و ۲].

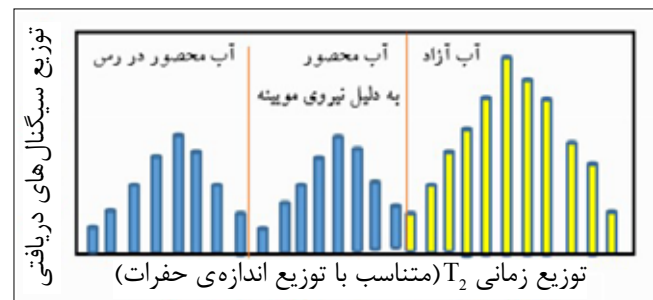
گاز طبیعی زمان T_2 کوتاهی دارد و نمودار نزولی آن درجه‌یک است. نفت‌های سبک‌تر ضریب پخش بیشتر و T_1 و T_2 طولانی دارند و معمولاً نمودار نزولی آنها درجه‌یک است. هرچه گرانی نفت بیشتر یا ترکیب آن پیچیده‌تر شود T_1 ، T_2 و ضریب پخش آن کاهش می‌یابد و نمودارهای نزولی پیچیده‌تر می‌شوند (شکل-۷) [۱۷ و ۲].

۲-۵- تعیین تراوایی سنگ

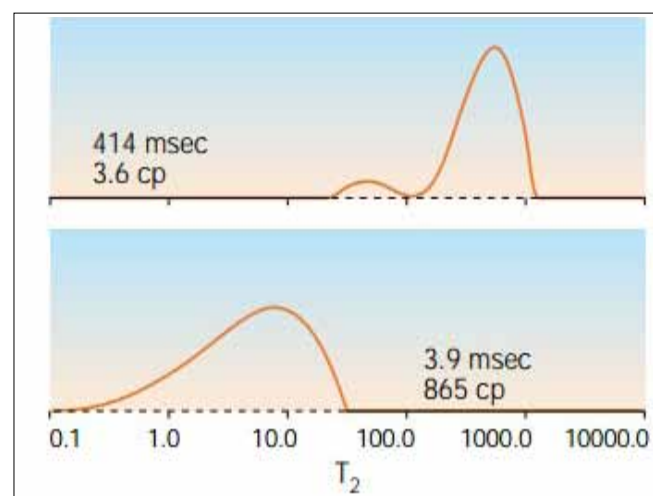
تراوایی^{۱۵} سنگ مخزن از عوامل اصلی در تولید از یک مخزن است و از ویژگی‌های سنگ محسوب می‌شود. محاسبه‌ی دقیق این متغیر در طراحی عملیات بهره‌برداری و ازدیاد برداشت بهینه ضروری است. در روش NMR با استفاده از روابط تجربی موجود بین تخلخل محاسبه

بسیار کوچک رس) ب) آب در حفراتی که در آنها نیروهای موئینه تأثیر زیادی بر حرکت سیال دارند (ج) آبی که می‌تواند به راحتی حرکت کند (معمولاً در فضاهای بزرگ). این انواع آب از لحاظ ضریب پخش با یکدیگر متفاوتند. به‌طور کلی سیال محصور شده در یک فضای کوچک، زمان‌های T_1 و T_2 کوتاه و ضریب پخش کوچکی دارند که این به‌دلیل محدودیت حرکت مولکولی در فضاهای کوچک است. آب آزاد (آبی که می‌تواند در سنگ حرکت کند) معمولاً T_1 و T_2 و ضریب پخش متوسطی دارند (شکل-۵) [۱۴ و ۷ و ۶ و ۲ و ۱].

بنابراین استفاده از NMR در تعیین جزء حجمی لایه‌های دانه‌ریز مانند شیل (که موجب کاهش مقاومت الکتریکی در سازندهای لایه‌لایه می‌شوند) رایج است و می‌توان با تحلیل توزیع اندازه‌ی حفرات حاصل از نمودار توزیع زمان T_2 این نتایج را به‌دست آورد. این جزء حجمی شامل لایه‌هایی است که بیشترین اشباع آب به‌دام افتاده در رس^{۱۱} و به‌دام افتاده به‌دلیل نیروی



شکل ۵ | شماییک نحوه‌ی جداسازی آب آزاد از آب محصور در حفرات از روی نمودار توزیع T_2



شکل ۶ | تأثیر گرانی و نفت بر نمودار توزیع T_2 [۲]

$$K_{NMR} = 1000 \left(\frac{\Phi_{FF}}{\Phi_{BF}} \right)^2 \Phi^4 \quad (4)$$

۲-۶- تعیین توزیع فشار موئینه و توزیع اندازه‌ی حفرات

فشار موئینه در واقع اثر متقابل نیروهای بین سیالات موجود در سنگ و سطح جامد است. محاسبه‌ی دقیق این فشار در تعیین اشباع سیالات در محیط متخلخل و بازده تولید از مخزن بسیار مهم و ضروری است. پس از محاسبه‌ی فشار موئینه می‌توان توزیع اندازه‌ی حفرات را نیز به دست آورد. ابتدا فشار موئینه توسط NMR اندازه‌گیری می‌شود که به آن فشار شبه‌موئینه^{۱۷} نیز می‌گویند. فشار موئینه‌ی ایجاد شده برای ورود سیال غیرترکونده^{۱۸} به حفرات، بستگی به ترشوندگی^{۱۹}، کشش سطحی بین سیالات و میانگین شعاع حفرات دارد که توسط رابطه‌ی ۵- تعریف می‌شود [۱۷ و ۱۸]:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (5)$$

در این رابطه ضریب σ نشانگر کشش سطحی، θ زاویه‌ی سطح تماس سیال با دیواره‌ی منفذ و r میانگین شعاع حفرات است. در گام بعدی از طریق رابطه‌ی ۵- می‌توان شعاع منافذ را نیز اندازه‌گیری کرد. برای محاسبه‌ی فشار موئینه‌ی درون حفرات می‌توان از روش NMR استفاده کرد. برای محاسبه‌ی فشار موئینه‌ی درون حفرات از نمودار توزیع زمان T_2 استفاده می‌شود. رابطه‌ی بین فشار موئینه و زمان آرامش T_2 در رابطه‌ی ۶- نمایش داده شده است [۱۷ و ۱۸].

$$K = \frac{P_c}{T_2^{-1}} \quad (6)$$

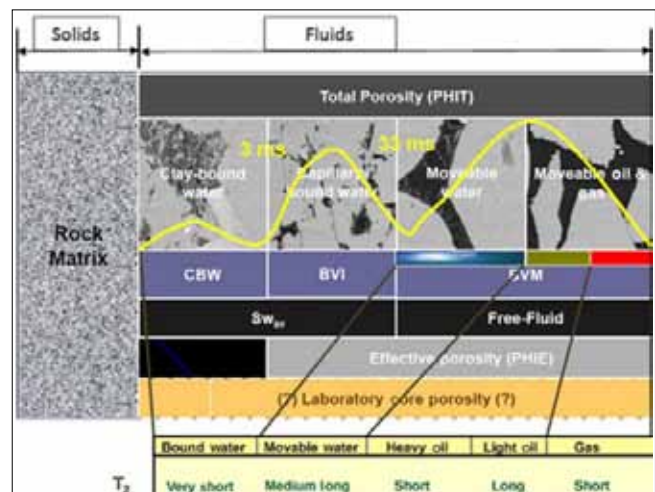
در این رابطه کاپا^{۲۰} (k) متغیر وابسته به نوع سنگ است. بنابراین P_c را می‌توان به‌طور مستقیم از T_2 و ضریب کاپا محاسبه کرد. برای محاسبه‌ی کاپای بهینه از میانگین تفاضل اشباع آب محاسبه شده با روش NMR و اشباع محاسبه شده از روش تزریق جیوه استفاده می‌شود. در شکل ۸- این تفاضل اشباع‌ها برای دو روش نشان داده شده است [۱۹].

برای محاسبه‌ی کاپای بهینه، از نمودارهای کاپا بر حسب خطای (اختلاف) بین اشباع آب محاسبه شده با توزیع T_2 (NMR) و روش تزریق جیوه، در اشباع‌های متفاوت استفاده می‌شود و مقداری از کاپا که در آن اختلاف محاسبات حداقل می‌گردد به‌عنوان ضریب کاپای بهینه برای رسم نمودارهای توزیع فشار موئینه بر حسب

شده و مقدار میانگین برای زمان‌های آرامش T_2 ، تراوایی سنگ محاسبه می‌شود. این روابط در آزمایشگاه و با استفاده از مغزه‌های سنگی محاسبه شده‌اند. (رابطه‌ی ۳-) یکی از مهم‌ترین فرمول‌هایی است که توسط شرکت SDR^{۱۶} توسعه یافته است [۱۰ و ۱۵ و ۲۰].

$$K_{NMR} = C(\Phi_{NMR})^4 (T_{2(LM)})^2 \quad (3)$$

در این فرمول C ضریب متناسب با نوع لیتولوژی سنگ (برای ماسه‌سنگ‌ها ۴ و برای سنگ‌های آهکی ۰/۱)، Φ تخلخل اندازه‌گیری شده به روش NMR و $T_{2(LM)}$ میانگین لگاریتمی توزیع زمان آرامش T_2 است. روش دیگر برای محاسبه‌ی تراوایی سنگ، استفاده از فرمول Timur-Coates است (رابطه‌ی ۴-) که متناسب با نسبت تخلخل آب قابل تولید (Φ_{FF}) به آب محصور در حفرات ریز (Φ_{BF}) به دلیل وجود فشار موئینه زیاد است (Φ : تخلخل سنگ). این فرمول به مقدار نفت موجود در سنگ حساس است. از بین روابط ۳ و ۴ برای محاسبه‌ی تخلخل سنگ، فرمول SDR معتبر است و نتایج قابل قبولی هم برای ماسه‌سنگ‌ها و هم برای سنگ‌های آهکی داشته است [۱۰ و ۱۵ و ۲۰].



شکل ۷ | نمودار کیفی زمان آرامش T_2 برای سیالات مختلف [۱۷]

سیال	T_1 (ms)	T_2 (ms)	Typical T_1/T_2	μ (cp)*	$D_0 \times 10^{-5}$ (cm ² /s)**
آب	۱-۵۰۰	۱-۵۰۰	۲	۰/۸ - ۰/۲	۷ - ۱/۸
نفت	۳۰۰۰ - ۴۰۰۰	۱۰۰۰ - ۳۰۰۰	۴	۱۰۰۰ - ۰/۲	۷/۶ - ۰/۰۰۱۵
گاز	۴۰۰۰ - ۵۰۰۰	۳۰ - ۶۰	۸۰	۰/۰۱۱ - ۰/۰۱۴ متان	۱۰ - ۸۰

* گرانیوی سیال // ضریب انتقال سیال

در ناحیه‌ی مورد بررسی، توانایی تشخیص انواع مختلف سیالات از یکدیگر (مانند آب به دام افتاده، آب قابل تولید، گاز، نفت سبک، نفت با گرانی متوسط و نفت سنگین) را فراهم می‌کند.

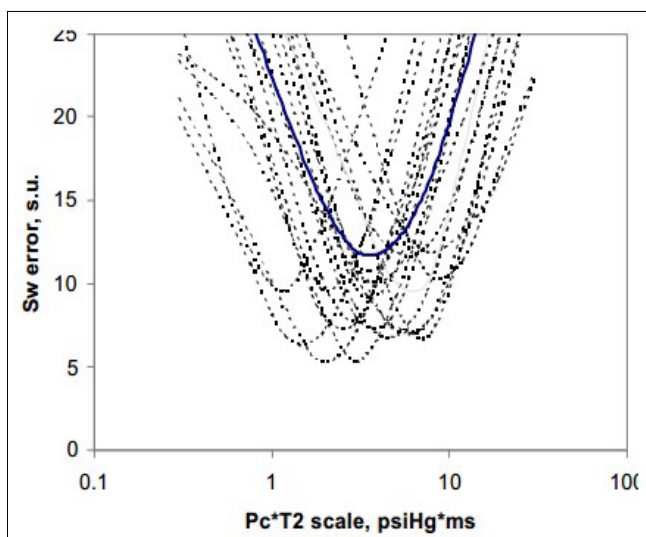
نتیجه‌گیری

- روش NMR قادر به تعیین حجم آب آزاد و حجم آب به دام افتاده در حفرات ریز (ناشی از نیروی موئینه) و در نتیجه محاسبه‌ی تخلخل مؤثر سنگ است.
- این روش قادر به تمایز بین انواع سیالات مخزن است و به کمک آن می‌توان سیالات مخزن (آب، نفت و گاز) را شناسایی و در تحلیل سایر روش‌ها از آن استفاده کرد.
- با استفاده از روش NMR خواص هیدروکربن موجود در محیط متخلخل نیز ارزیابی می‌شود و می‌توان در مورد سبک یا سنگین بودن نفت و گرانی نفت مخزن نیز اظهار نظر کرد.
- استفاده از این روش در تعیین لایه‌های شیلی نیز کاربرد دارد و می‌توان برای تصحیح نتایج سایر روش‌ها از آن استفاده کرد.
- با روش NMR اطلاعات مفیدی در مورد تراوایی لایه‌های مختلف از سنگ به دست می‌آید.
- با این روش می‌توان علاوه بر محاسبه‌ی فشار موئینه در حفرات، نمودار فشار موئینه بر حسب اشباع آب را ترسیم نمود و در مورد توزیع اندازه‌ی حفرات نیز اظهار نظر کرد.

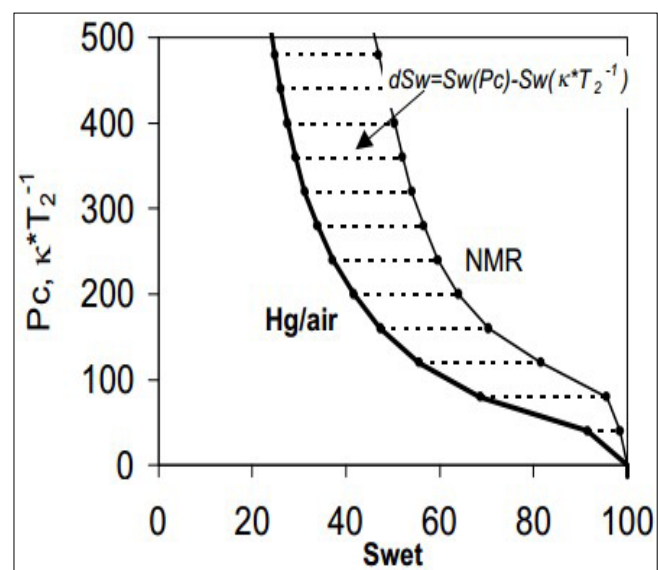
اشباع آب و سپس محاسبه‌ی توزیع اندازه‌ی حفرات استفاده می‌شود. در شکل ۹- برای مغزه‌های ماسه‌سنگی، نمودارهای کاپا بر حسب خطای محاسبه اشباع NMR و اشباع محاسبه شده از روش تزریق جیوه رسم گردیده که نحوه‌ی محاسبه کاپا بهینه در آن قابل مشاهده است. در صورت نبود نتایج مغزه، مقدار میانگین بهینه برای کاپا ۳ psia.s در نظر گرفته می‌شود [۱۹].

۳- مقایسه با سایر ابزارهای نگاربرد

تخلخل حاصل از NMR تحت تأثیر سنگ نیست؛ بنابراین نیازی به کالیبره کردن نتایج با سنگ‌های سازند نخواهد بود (چون T_2 بسیار کمی دارند). اگر تخلخل اندازه‌گیری شده توسط نگارهای مرسوم برای محاسبه‌ی تخلخل شامل نگارهای نوترون ^{235}U و چگالی ^{23}U ، تحت تأثیر تمامی مؤلفه‌های سنگ مخزن (که بخش اعظم آنرا سنگ تشکیل می‌دهد) قرار گیرد برای تفسیر مناسب پاسخ این ابزارها، باید خواص سازند و آب موجود در فضای حفره‌ها به صورت جامع در اختیار باشد [۸]. تخلخل حاصل از این نگارها تخلخل کل است که شامل سیالات متحرک و آب چسبیده به رس‌هاست. در حالی که تخلخل حاصل از NMR تحت تأثیر آب‌های موجود در ساختار مولکولی کانی‌ها (مانند رس) قرار نمی‌گیرد؛ چراکه هیدروژن موجود در سنگ یا آب چسبیده به رس‌ها زمان آرامش اندکی دارد و امکان محاسبه‌ی تخلخل مؤثر فراهم است. همچنین NMR با توجه به تفاوت‌های موجود در زمان‌های آرامش و ضریب انتشار ^{23}U در سیالات مختلف



شکل ۹ | نمودارهای کاپا (k) بر حسب خطای محاسبه‌ی اشباع NMR و اشباع روش تزریق جیوه از منفر تا ۵۰۰ psiaHg. نمودار یکپارچه نشان دهنده‌ی نمودار میانگین برای نمونه‌هاست [۱۹]



شکل ۸ | نحوه‌ی محاسبه‌ی کاپا (k) از نمودارهای NMR و اشباع محاسبه شده از روش تزریق جیوه [۱۹]

پانویس‌ها

- | | |
|------------------------------------|-------------------------------------|
| 1. Resonance Magnetic Nuclear(NMR) | 13. Bounded Flow Volume- BFV |
| 2. logging | 14. Low Resistivity Pay |
| 3. Relaxation | 15. Permeability |
| 4. Echo | 16. Schlumberger-DollResearch (SDR) |
| 5. Effective Porosity | 17. Pseudo Capillary Pressure |
| 6. Gradient field | 18. Non Wet |
| 7. Inter-echo time | 19. Wettability |
| 8. Free Flow Index -FFI | 20. Kappa |
| 9. T ₂ Cut off | 21. Neutron log |
| 10. Trapped oil | 22. Density Log |
| 11. Clay-Bound water | 23. Diffusivity |
| 12. Capillary-Bound Water | |

منابع

- [1] Freedman R. Advances in NMR logging. Journal of Petroleum Technology. 2006 Jan 1; 58(01):606-.
- [2] Kenyon B, Kleinberg R, Straley C, Gubelin G, Morriss C. Nuclear magnetic resonance imaging—technology for the 21st century. Oilfield Review. 1995; 7(3):1933-.
- [3] Kenyon WE, Howard JJ, Sezginer A, Straley C, Matteson A, Horkowitz K, Ehrlich R. Pore-size distribution and NMR in microporous cherty sandstones. InSPWLA 30th Annual Logging Symposium 1989 Jan 1. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- [4] Strange JH, Rahman M, Smith EG. Characterization of porous solids by NMR. Physical review letters. 1993 Nov 22; 71(21):3589.
- [5] Serra O. Well logging handbook. Editions Technip; 2008.
- [6] Seevers DO. A nuclear magnetic method for determining the permeability of sandstones. InSPWLA 7th Annual Logging Symposium 1966 Jan 1. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- [7] Al-Mahrooqi SH, Grattoni CA, Moss AK, Jing XD. An investigation of the effect of wettability on NMR characteristics of sandstone rock and fluid systems. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2003 Sep 1; 39(3-98-389):4.
- [8] Coates GR, Xiao LI, Prammer MG. NMR logging. Principles & Applications, Halliburton Energy Services Publication. 1999.
- [9] Kleinberg RL, Kenyon WE, Mitra PP. Mechanism of NMR relaxation of fluids in rock. Journal of Magnetic Resonance, Series A. 1994 Jun 1;108(2):20614-.
- [10] Frank S, Narayanan R, Hansen P, Allen DF, Albrechtsen T, Steinhardt H, Raven MJ, Fordham E, Bize E, Rose DA. Carbonate rock typing using NMR data: a case study from Al Shaheen field, offshore Qatar. InInternational Petroleum Technology Conference 2005 Jan 1. International Petroleum Technology Conference.
- [11] Chang D, Vinegar HJ, Morriss C, Straley C. Effective porosity, producible fluid and permeability in carbonates from NMR logging. InSPWLA 35th Annual Logging Symposium 1994 Jan 1. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- [12] Sørland GH, Djurhuus K, Widerøe HC, Lien JR, Skauge A. Absolute pore size distributions from NMR. Diffusion Fundamentals. 2007;5:41-.
- [13] Kenyon WE. Petrophysical principles of applications of NMR logging. The Log Analyst. 1997 Mar 1; 38(02).
- [14] Coates GR, Galford J, Mardon D, Marschall D. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance. The log analyst. 1998 Jan 1;39.
- [15] Chen S, Arro R, Minetto C, Georgi D, Liu C. Methods for Computing SWI and BVI from NMR Logs. InSPWLA 39th Annual Logging Symposium 1998 Jan 1. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- [16] Coates GR, Miller M, Gillen M, Henderson C. The MRIL In Conoco 331- an investigation of a new magnetic resonance imaging log. InSPWLA 32nd Annual Logging Symposium 1991 Jan 1. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- [17] Ashqar A. A review of the nuclear magnetic resonance physics and application in petroleum industry 2017.
- [18] Altunbay M, Martain R, Robinson M. Capillary pressure data from NMR logs and its implications on field economics. In SPE annual technical conference and exhibition 2001 Jan 1. Society of Petroleum Engineers.
- [19] Volokitin Y, Looyestijn WJ, Slijkerman WF, Hofman JP. A practical approach to obtain 1st drainage capillary pressure curves from NMR core and log data. In The International Symposium of the Society of Core Analysts. 1999 Aug 1;24:14-.