

مقایسه تخلخل و تراوایی بدست آمده از نمودار NMR و مغزه در یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی

مهناز دهقان زاده^{۱*}، محمدرضا رضایی^۲

۱- کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، دانشکده علوم، دانشگاه تهران

۲- استاد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه کرتین استرالیا

پذیرش مقاله: ۱۳۹۳/۴/۲۴

تأیید نهایی مقاله: ۱۳۹۳/۵/۲۶

چکیده

توصیف پارامترهای مخزنی از اهداف اصلی جهت توسعه مخازن می‌باشد. از میان این پارامترها ارزیابی تخلخل و تراوایی از اهمیت خاصی برخوردار است. به علت بالا بودن هزینه‌های عملیات، در بیشتر موارد مغزه‌گیری از برنامه کاری حذف می‌گردد. بنابراین بایستی اطلاعات نمودارهای چاه‌پیمایی را بهینه‌سازی کرد، تا نتایج مشابه با نتایج مغزه فراهم گردد. یکی از ابزارهای نمودارگیری جدیدی که اخیراً مورد توجه واقع شده است، ابزار NMR است که توانایی فراهم کردن میدان وسیع‌تری از اطلاعات را نسبت به قبل دارا می‌باشد. در این مطالعه از نتایج ابزار CMR به عنوان یکی از ابزارهای بکار برنده روش تشدید مغناطیسی هسته‌ای استفاده شده است. ابتدا مقادیر تخلخل و تراوایی بدست آمده از نمودار CMR یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی با مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه همان چاه برای واحدهای مخزنی کنگان و دالان مقایسه گردیدند. تخلخل مغزه و تخلخل سیال آزاد CMR از روند مشابهی تبعیت کرده و ضریب همبستگی قابل قبولی بدست آمد. از مقایسه تراوایی CMR با تراوایی مغزه انطباق خوبی حاصل نشد. در ادامه اشباع آب تعیین شده توسط نمودارهای مقاومت به صورت منحنی ترسیم گردید و با نمودارهای تخلخل متفاوت حاصل از ابزار CMR مقایسه شد. با توجه به نتایج بدست آمده، بخش اعظم آب موجود در واحدهای مخزنی مورد نظر غیر متحرک و فاقد قابلیت تولید شناسایی گردید. سپس با تلفیق مقاطع نازک تهیه شده از واحدهای مخزنی با منحنی‌های پراکندگی T_2 ، چگونگی توزیع حفرات و گسترش تخلخل در سنگ مخزن مورد مطالعه قرار گرفت. نهایتاً این نتیجه حاصل شد که در صورت فقدان مقاطع نازک در مخازن هیدروکربنی می‌توان با بررسی منحنی‌های پراکندگی T_2 به شناخت کلی در مورد نحوه توزیع تخلخل‌ها در مخزن دست یافت.

واژه های کلیدی: تخلخل، تراوایی، نمودار NMR، میدان گازی پارس جنوبی

مقدمه

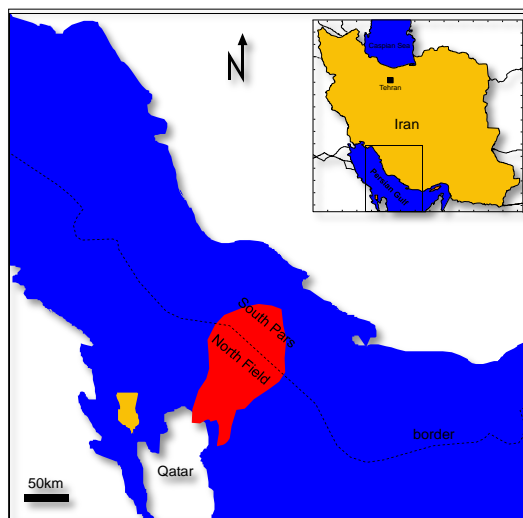
تعیین دقیق پارامترهای پتروفیزیکی از قبیل تخلخل و تراوایی همواره بزرگترین نیاز پتروفیزیکست‌ها و مهندسان مخزن بوده است. نمودارهای ژئوفیزیکی در نبود مغزه نقش مؤثری در مرتفع ساختن این نیاز ایفا می‌کنند. در طول دهه‌های گذشته، شرکت‌های نفتی سعی نموده‌اند تا با طراحی و ارائه ابزارهای پیشرفته‌تر، بیش از پیش در جهت رفع مشکلات موجود در صنعت نفت گام بردارند. ابزار (Nuclear Magnetic Resonance) یکی از ابزارهای نمودارگیری جدید است که در راستای ارزیابی دقیق‌تر لایه مخزن طراحی و مورد استفاده قرار گرفته است. نمودارهای حاصل از این ابزار به خصوص در مواردی که برای جلوگیری از افزایش هزینه‌های حفاری، عملیاتی نظیر مغزه‌گیری حذف می‌گردد، قادر است اطلاعات ارزشمندی در خصوص تخمین تخلخل کل، تخلخل مؤثر، نفوذپذیری، منحنی فشار موئینه، میزان اشباع آب و همچنین اندازه‌گیری منحنی نوسانات (T_2 Distribution) و تراوایی ارائه دهد. NMR یک تکنیک غیر تهاجمی است که می‌تواند اطلاعاتی را در مورد ساختمان منفذی و مقدار سیال در مکان مخزن و فعل و انفعالات بین سیالات منفذی و سنگ فراهم کند. بنابراین این روش، می‌تواند به عنوان یک روش نسبتاً آسان و سریع برای ارزیابی ترشوندگی مخزن بکار برود (المهروکی و همکاران، ۲۰۰۳). استفاده از اطلاعات این ابزار به همراه سایر موقعیت منطقه: میدان پارس جنوبی در موقعیت ۵۲ تا ۵۲/۵ درجه شرقی و ۲۶/۵ تا ۲۷ درجه شمالی قرار دارد. این میدان در ۱۰۵ کیلومتری جنوب غربی بندر عسلویه در آبهای خلیج فارس واقع شده

نمودارها و بهره‌گیری از نرم‌افزارهای پیشرفته ابهامات متعددی را در مورد تخمین میزان اشباع آب و نفت برطرف می‌سازد. مهمترین کاربرد این دستگاه، اندازه‌گیری منحنی نوسانات T_2 است که به واسطه آن چگونگی توزیع و گسترش تخلخل و حفرات موجود در سنگ تعیین می‌گردد (کلاینبرگ و همکاران، ۱۹۹۶). بر اساس این ویژگی مهم می‌توان به طور غیر مستقیم، پارامترهای مخزنی دیگر از قبیل میزان اشباع آب و مقدار فشار موئینه را بدست آورد. مبنای تئوریک دستگاه بر پایه پاسخ هسته در میدان مغناطیسی و اندازه‌گیری سری واکنش‌های پروتون‌های هیدروژن موجود در مولکول‌های سیال پرکننده فضاهای خالی سنگ مخزن قرار گرفته است. مشخص کردن نوع هیدروکربن و تعیین ویسکوزیته آن و ارزیابی حجم سیال نواری و آزاد از پارامترهای دیگری است که ابزار NMR قادر به پاسخگویی به آنهاست (براتی و وزیری، ۱۳۸۳). در این پروژه اطلاعات CMR یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی به همراه نتایج حاصل از آنالیز مغزه همان چاه برای مقایسه تخلخل و تراوایی CMR و مغزه بکار گرفته شد. هدف از این مطالعه تعیین میزان اعتبار و دقت ابزار CMR در تعیین پارامترهایی نظیر تخلخل و تراوایی می‌باشد تا مشخص گردد در صورت فقدان اطلاعات مغزه تا چه حد می‌توان به این ابزار برای تعیین اینگونه پارامترها اعتماد کرد.

است که ادامه میدان گازی گنبد شمالی امیر نشین قطر می‌باشد. میدان پارس جنوبی بزرگترین میدان off shore جهان است که در مرز ایران و قطر در آبهای خلیج فارس واقع شده و بین دو کشور ایران و

پتروفیزیکی و تلفیق مطالعات میکروسکوپی و ماکروسکوپی و با بکار بردن پارامترهایی از قبیل لیتولوژی، رخساره‌ها و خصوصیات مخزنی و با توجه به تقسیم‌بندی توالی کربنات خاف در پلت فرم عربستان، توالی‌های مغزه‌گیری شده کنگان و دالان می‌توانند به چهار واحد مخزنی مشخص و مجزا شامل K_1 ، K_2 ، K_3 و K_4 تقسیم شوند (گزارش داخلی شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۸۳).

قطر مشترک می‌باشد. وسعت این میدان ۱۰۰۰ کیلومتر مربع است که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع از آن به ایران تعلق دارد و حدود ۶۰۰۰ کیلومتر مربع از این میدان عظیم در بخش قطر واقع شده است. اندازه بزرگ این میدان، آن را به یکی از بزرگترین و قابل قبول‌ترین منابع‌های انرژی برای ایران و جهان مبدل ساخته است. سازندهای کنگان و دالان به سن پرموتریاس، مخازن اصلی این میدان را تشکیل می‌دهند. بر اساس توصیف مغزه و اطلاعات



شکل ۱: موقعیت میدان گازی پارس جنوبی (شرکت نفت و گاز پارس)

NMR تنها به سیالات منفذی حساس‌اند. سیالات منفذی را می‌توان به آب نواری رس‌ها، آب نواری موئینه، آب متحرک و هیدروکربن تقسیم کرد (کتس و همکاران، ۱۹۹۹).

پراکندگی T_2 و پراکندگی اندازه منفذی: ثابت زمانی تنزل دامنه اکوی مشخص، زمان آسایش عرضی یا T_2 نامیده می‌شود که از معکوس کردن ریاضی نرخ تنزل سیگنال NMR حاصل می‌گردد. مجموعه تمام ثابت‌های زمانی، منحنی پراکندگی T_2 یا طیف

مواد و روش‌ها

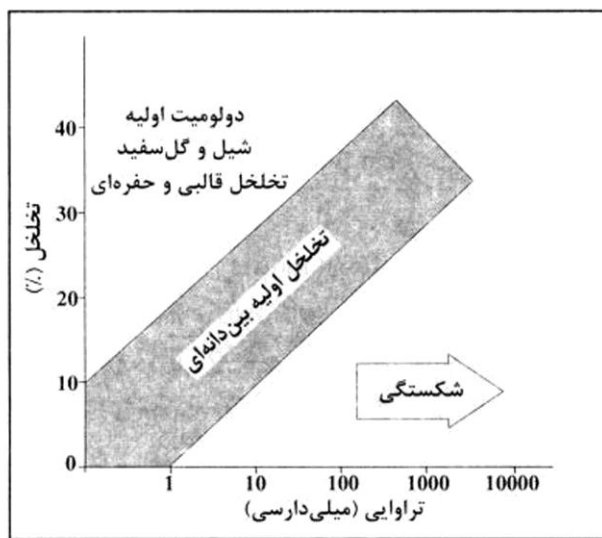
نحوه تعیین پارامترهای پتروفیزیکی توسط NMR تخلخل NMR: دامنه اولین سری اکوی اسپین NMR یا سطح زیر منحنی پراکندگی T_2 با تعداد پروتون‌های هیدروژن موجود در سیالات منفذی در حجم حساس متناسب می‌باشد. بنابراین این دامنه برای بدست آوردن تخلخل کالیبره می‌گردد. تخلخل NMR مستقل از کانی‌شناسی سنگ مخزن بوده و به ماتریکس وابسته نمی‌باشد، زیرا ابزارهای

داده‌های آزمایشگاهی مقدار ۳۳ میلی ثانیه برای ماسه‌سنگ‌ها و ۱۰۰ میلی ثانیه برای کربنات‌ها (به علت طول‌تر بودن زمان‌های استراحت در آن‌ها) را تعیین می‌کند. منحنی پراکندگی T_2 غالباً بین زمان‌های ۰/۳ تا ۳۰۰۰ میلی ثانیه قرار می‌گیرد. فضای زیر منحنی با تخلخل کل متناسب بوده که از ۰/۳ تا ۳ میلی ثانیه مربوط به تخلخل آب نواری رس‌ها، از ۳ تا ۳۳ میلی ثانیه مربوط به تخلخل نواری موئینه و از ۳۳ تا ۳۰۰۰ میلی ثانیه هم مربوط به تخلخل سیال قابل تولید است که می‌تواند آب، نفت یا گاز باشد. بنابراین با تلفیق کردن حجم‌های منفذی در بخش پائینی حد آستانه می‌توان حجم آب غیر متحرک را بدست آورد که این کمیت پارامتر پتروفیزیکی مهمی را نشان می‌دهد، زیرا می‌توان به کمک آن حجم منفذی حداکثر را که توسط هیدروکربن قابل پر شدن است ارزیابی نمود (کتس و همکاران، ۱۹۹۹).

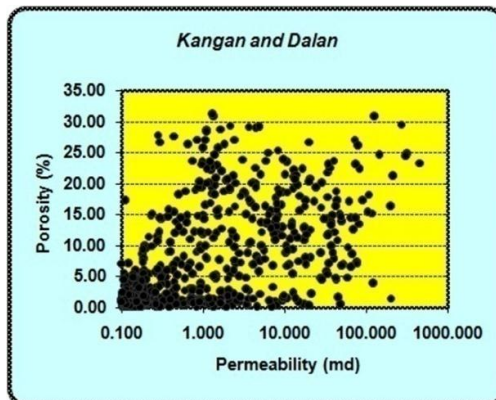
تعیین نوع تخلخل سنگ مخزن: جهت تعیین نوع تخلخل در لایه‌های مخزنی از کراس‌پلات تخلخل در مقابل تراوایی استفاده شده است. با توجه به کراس‌پلات تخلخل مغزه در برابر تراوایی برای واحدهای مخزنی کنگان - دالان و مقایسه آن با شکل ۲، نوع تخلخل سنگ مخزن مورد مطالعه عمدتاً اولیه، قالبی، حفره‌ای، بین بلوری و تخلخل حاصل از شکستگی تعیین می‌گردد (شکل ۳).

نوسانات T_2 را شکل می‌دهند (کلاینبرگ و همکاران، ۱۹۹۴). در یک سنگ آبدوست کاملاً اشباع از آب نرخ تنزل از یک منفذ منفرد با نسبت سطح به حجم $(\frac{S}{V})$ آن منفذ متناسب است و از آنجایی که در هیدرودینامیک نسبت حجم به سطح به عنوان قطر هیدرولیکی شناخته می‌شود و T_2 با نرخ تنزل رابطه عکس دارد، بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که T_2 یک اندازه‌گیری از اندازه بدنه منفذی را به نمایش می‌گذارد. به نحوی که منافذ کوچک مقادیر T_2 کمتر و منافذ بزرگ مقادیر T_2 بزرگتری دارند. از طرفی سطح زیر منحنی پراکندگی T_2 با دامنه اولیه سری اکوی اسپین معادل است. بنابراین پراکندگی T_2 می‌تواند مستقیماً به عبارت تخلخل کالیبره گردد (کتس و همکاران، ۱۹۹۹).

حد آستانه T_2 (T_2 Cut off): با توجه به این که مقادیر T_2 با اندازه بدنه منفذی در ارتباط می‌باشند، می‌توان با تعیین یک مقدار T_2 ، سیالاتی را که در منافذ کوچک قرار دارند از سیالات موجود در منافذ بزرگ تفکیک کرد. این مقدار T_2 به نام حد آستانه T_2 نامیده می‌شود. بنابراین حد آستانه سیال آزاد یک پارامتر ورودی است که جهت تقسیم‌بندی تخلخل به دو بخش سیال آزاد و نواری به کار برده می‌شود که حجم منفذی در بالای حد آستانه توانایی تولید دارد. تعیین حد آستانه به کانی شناسی وابسته بوده و به صورت تجربی برای ماسه‌سنگ‌ها و کربنات‌ها تعیین شده است.



شکل ۲: خلاصه‌ای از روابط تخلخل و تراوایی و انواع تخلخل (رضایی، ۱۳۸۰)



شکل ۳: کراس پلات تخلخل مغزه در مقابل تراوایی برای واحدهای مخزنی

نتایج

نتایج محاسبات تخلخل

مقایسه تخلخل سیال آزاد CMR و تخلخل مغزه: در شکل ۴ نتایج تخلخل سیال آزاد حاصل از نمودار CMR در مقایسه با تخلخل بدست آمده از آنالیز مغزه ترسیم گردیده است که توضیح نتایج از چپ به راست به شرح زیر می باشد:

- عمق بر حسب متر

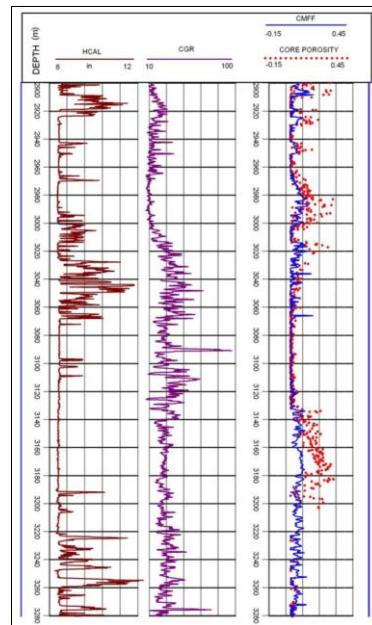
- ستون اول: نمودار کالیپر (Caliper, HCAL)

- ستون دوم: نمودار پرتو گاما (Corrected Gamma)

Ray, CGR) گاماری تصحیح شده برای اورانیوم

- ستون سوم: تلفیق نمودار تخلخل سیال آزاد

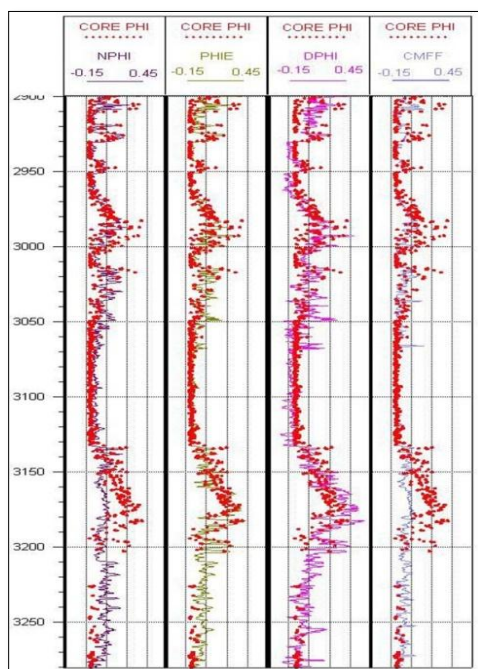
(CMFF) و نقاط تخلخل بدست آمده از آنالیز مغزه



شکل ۴: مقایسه نتایج تخلخل سیال آزاد با تخلخل حاصل از آنالیز مغزه

گاز و زمان پلاریزاسیون طولانی گاز، میزان تخلخل سیال آزاد را کمتر محاسبه می نماید. مقایسه تخلخل های سیال آزاد CMR، نوترون، چگالی و مؤثر با تخلخل مغزه: جهت مقایسه بهتر تخلخل سیال آزاد حاصل از ابزار CMR با تخلخل های بدست آمده از نمودارهای چاه پیمایی مرسوم، داده ها پس از اعمال تصحیحات لازم در نرم افزار لاگ پلات بارگذاری شده و نمودارها ترسیم گردیدند. سپس تخلخل مغزه بروی نمودارهای تخلخل نوترون، چگالی، تخلخل مؤثر (Effective Porosity, PHIE) و تخلخل سیال آزاد CMR (CMFF) پلات گردید (شکل ۵).

با توجه به شکل ۴ می توان مشاهده کرد که میان تخلخل سیال آزاد و تخلخل مغزه روند مشابهی وجود دارد. لازم به ذکر است که علت تطابق فوق این است که تخلخل بدست آمده از مغزه توسط تزریق هلیوم، تخلخل مؤثر می باشد که با تخلخل سیال آزاد که تخلخل قابل تولید است مطابقت دارد. اما در برخی از بخش ها همانند اعماق ۳۱۵۰ تا ۳۲۰۰ (معادل واحد مخزنی K_4) نمودار CMR انطباق خوبی با مغزه نشان نمی دهد. علت عدم همخوانی این نمودار با اطلاعات مغزه در عمق مذکور حضور چشمگیر گاز در این بخش بوده که منجر به ایجاد چنین اختلافی گردیده است. زیرا نمودار CMR به دلیل کاهش تمرکز هیدروژن در



شکل ۵: مقایسه تخلخل سیال آزاد CMR با تخلخل‌های بدست آمده از روش‌های معمول

نماید.

تعیین تراوایی به کمک NMR: ابزارهای CMR قادر به محاسبه مستقیم تراوایی نیستند بلکه ارزیابی تراوایی توسط مدل‌های تئوری صورت می‌گیرد. در این مطالعه تراوایی به کمک معادلات Timur-Coates و SDR که کاربرد بیشتری در صنعت نفت دارند محاسبه گردیده است. مدل سیال آزاد یا مدل Timur-Coates در ساده‌ترین شکل خود به صورت رابطه ۱ بیان می‌گردد:

رابطه ۱

$$K_{\text{Timur}} = a \cdot 10^4 \cdot \phi^b \cdot \left[\frac{\text{FFV}}{\text{BFV}} \right]^c$$

که K تراوایی تیمور بر حسب میلی‌داریسی، ϕ تخلخل کل حاصل از CMR بر حسب درصد و FFV حجم سیال آزاد و BFV حجم سیال نواری بدست آمده از منحنی پراکندگی T_2 می‌باشد و $a=1$, $b=4$, $c=2$ است.

مدل SDR (Schlumberger – Doll Research)

تخلخل مؤثر به کار رفته در این مطالعه به کمک نرم‌افزار Elan-Plus محاسبه گردیده که در مقایسه‌های موجود به کار گرفته شده است. همانگونه که در شکل ۵ نیز مشاهده می‌گردد رابطه تقریباً مشابه و قابل قبولی بین تخلخل CMR و نمودارهای تخلخل موجود وجود دارد، اما در اعماق ۳۱۵۰ تا ۳۲۰۰ (معادل واحد مخزنی K_4) نمودار CMR انطباق خوبی با مغزه نشان نمی‌دهد که مشابه این مسئله در نمودار نوترون نیز مشاهده می‌گردد. همانطور که قبلاً ذکر شد علت عدم همخوانی این دو نمودار با اطلاعات مغزه در عمق مذکور حضور چشمگیر گاز در این بخش بوده که منجر به ایجاد چنین اختلافی گردیده است. زیرا نمودار نوترون به دلیل تراکم کم هیدروژن در گاز تخلخل را کمتر نشان می‌دهد و نمودار CMR نیز به دلیل کاهش تمرکز هیدروژن در گاز و زمان پلاریزاسیون طولانی گاز، میزان تخلخل سیال آزاد را کمتر محاسبه می‌-

تراوایی حاصل از مغزه ترسیم گردیده است. با توجه به شکل توضیحات از سمت چپ به راست به صورت زیر می‌باشد:

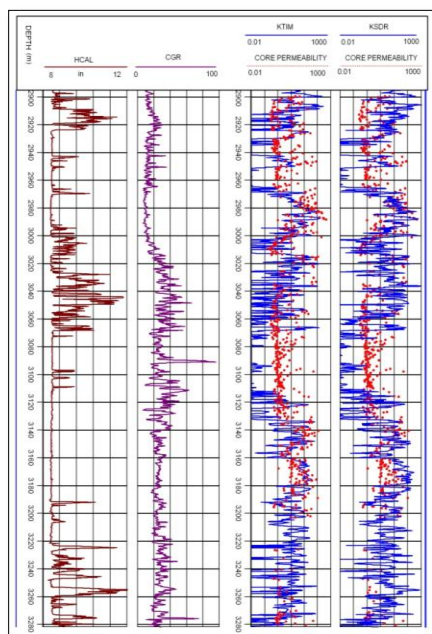
- عمق برحسب متر
- ستون اول: نمودار کالیپر (Caliper)
- ستون دوم: نمودار پرتوی گاما (CGR)
- ستون سوم: تلفیق نمودار تراوایی بدست آمده از روش Timur-Coates با نقاط تراوایی حاصل از آنالیز مغزه
- ستون چهارم: تلفیق نمودار تراوایی بدست آمده از روش SDR با نقاط تراوایی حاصل از آنالیز مغزه

توسط شرکت شلامبرگر ارائه شده است که به صورت رابطه ۲ بیان می‌گردد:

$$\text{KSDR} = a \cdot \phi^b \cdot (T_2 \text{LM})^c \quad (\text{رابطه ۲})$$

که KSDR تراوایی بدست آمده از مدل SDR بر حسب میلی داری و a, b, c ثابت‌های تجربی‌اند که به ترتیب ۴، ۴ و ۰/۱ می‌باشند (پارامتر a برای کربنات‌ها برابر با ۰/۱ و برای ماسه‌سنگ‌ها ۴ است) و $T_2 \text{LM}$ متوسط لگاریتمی T_2 برحسب میلی ثانیه می‌باشد (فرنک و همکاران، ۲۰۰۵).

نتایج محاسبات تراوایی: در شکل ۶ مقادیر تراوایی بدست آمده از روابط تیمور - کتس (KTIM) و SDR (KSDR) به صورت نمودار همراه با نقاط



شکل ۶: مقایسه تراوایی‌های تعیین شده توسط CMR و

تراوایی مغزه در واحدهای مخزنی

در حالی که در مابقی عمق‌ها می‌توان تا حدی به روند مشابهی دست یافت. یکی از علل عدم همخوانی مقادیر تراوایی بدست آمده از آنالیز مغزه و

همانگونه که در شکل ۶ نیز مشاهده می‌گردد در برخی از عمق‌ها بین تراوایی مغزه و تراوایی‌های حاصل از ابزار CMR رابطه مشابهی دیده نمی‌شود،

تراوایی‌های تعیین شده توسط روش CMR در واحدهای مخزنی مورد مطالعه، عدم وجود ارتباط مستقیم بین تخلخل و تراوایی در سنگ مخزن کربناته می‌باشد. در طبقه‌بندی لوسیا منافذ حفره‌ای به دو بخش حفره‌های بهم مرتبط و حفره‌های غیر مرتبط تقسیم شده‌اند. این مسئله در فهم تراوایی نقش بسیار مهمی را ایفا می‌کند. در کربنات‌هایی که فضاهای منفذی بین ذره‌ای وجود دارد، تراوایی به اندازه دانه‌ها (متوسط اندازه دانه‌ها) و تخلخل وابسته است. اما برای مواردی که حفره‌های مجزا حضور دارند، تراوایی از آنچه که از تخلخل و متوسط اندازه منافذ بدست می‌آید کمتر است، زیرا این حفره‌ها به هم مرتبط نبوده و در جریان سیال سهیم نمی‌باشند. در مواردی که حفره‌ها بهم مرتبطند تراوایی از آنچه که توسط تخلخل و متوسط اندازه منافذ بدست می‌آید بیشتر می‌باشد. با توجه به کربناته بودن این مخزن و وجود سیستم‌های منفذی پیچیده در آن می‌توان عدم همخوانی تراوایی حاصل از آنالیز مغزه و تراوایی‌های تعیین شده به روش CMR را توجیه نمود (هاسل و همکاران، ۲۰۰۴). عوامل دیگر تاثیر گذار بر ایجاد این تفاوت عبارتند از:

- تراوایی بدست آمده از مغزه به دلیل برداشته شدن استرس سازند و تغییر در اشباع سیال، با تراوایی بدست آمده توسط ابزار CMR تفاوت خواهد داشت.

- روش CMR تراوایی را به صورت استاتیک محاسبه می‌کند در حالی که تعیین تراوایی مغزه به کمک هوا یک اندازه‌گیری دینامیک است (هاداد و همکاران، ۲۰۰۰).

مقایسه اشباع آب بدست آمده از نمودارهای مقاومت و نمودارهای مختلف تخلخل CMR: با به کار بردن

پارامتر تخلخل سیال آزاد سطح زیر نمودار تخلخل کل CMR را می‌توان به دو بخش مجزا تقسیم کرد. با توجه به این که تخلخل‌های قرار گرفته در سمت چپ حد آستانه، تخلخل‌های فاقد قابلیت تولید می‌باشند از مقایسه این زون‌بندی با آب اشباع-شدگی بدست آمده از نمودارهای معمول می‌توان دریافت که اشباع آب مورد نظر تا چه حد می‌تواند برای فرآیند تولید ایجاد مزاحمت کند و پتروفیزیست‌ها را قادر می‌سازد تا به میزان آب قابل تولید و غیر قابل تولید موجود در زون‌های مخزنی دست یابند. علاوه بر این می‌توان فضای زیر نمودار تخلخل کل CMR را به کمک دو پارامتر تخلخل سیال آزاد و تخلخل ۳ میلی‌ثانیه به سه بخش تقسیم کرد که میزان سیالات قابل تولید، آب موجود در لوله‌های موئینه سنگ مخزن و آب نواری چسبیده به سطوح کانی‌های رسی را از یکدیگر تفکیک می‌کند. در این بخش به مقایسه آب اشباع شدگی بدست آمده از نمودارهای مقاومت با نمودارهای مختلف تخلخل بدست آمده از ابزار CMR پرداخته می‌شود (چن و همکاران، ۱۹۹۴). در شکل ۷ فضای زیر نمودار تخلخل کل CMR توسط به کار بردن تخلخل سیال آزاد به دو بخش تفکیک شده است که بخش قرمز رنگ میزان سیالات قابل تولید و بخش سبز رنگ میزان سیالات غیر قابل تولید اعم از آب به دام افتاده در لوله‌های موئینه سنگ و آب چسبیده به سطوح کانی‌های رسی را به نمایش می‌گذارد. نمودارهای رسم شده در شکل ۷ از چپ به راست به شرح زیر می‌باشند:

- عمق برحسب متر

- ستون اول: نمودارهای کالیپر، پرتوگاما و سائز سر

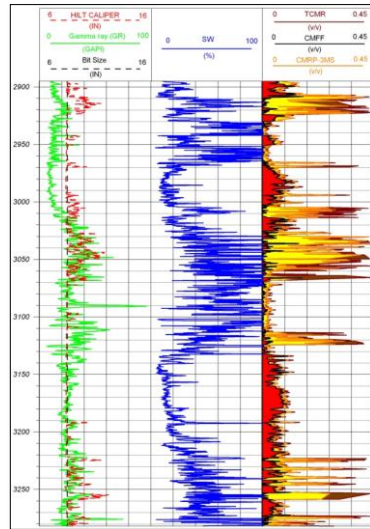
مته (Bit Size)

- ستون دوم: اشباع آب بدست آمده از نمودارهای

مقاومت

- ستون سوم: نمودار تخلخل سیال آزاد و تخلخل

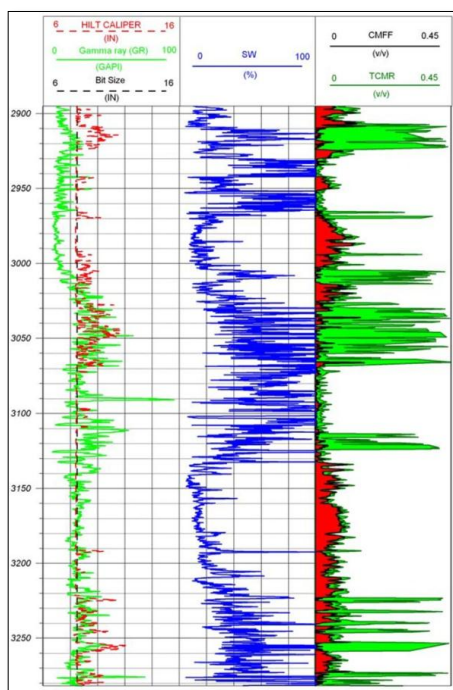
کل حاصل از CMR



شکل ۷: مقایسه نمودارهای تخلخل سیال آزاد و تخلخل کل CMR با نمودار آب اشباع شدگی حاصل از ابزارهای مقاومت

- عمق بر حسب متر
- ستون اول: کالیپر، پرتوگاما، سایز سر مته
- ستون دوم: نمودار اشباع آب حاصل از ابزارهای مقاومت
- ستون سوم: نمودار تخلخل کل CMR، تخلخل سیال آزاد و تخلخل ۳ میلی ثانیه

در شکل ۸ برای درک بهتر قابلیت ذکر شده از ابزار CMR، فضای مربوط به آب غیر متحرک توسط به کار بردن تخلخل ۳ میلی ثانیه به دو بخش تقسیم شده است که بخش زرد رنگ شامل آب موئینه و بخش قهوه‌ای تیره آب نواری رس‌ها را در بر می‌گیرد. نمودارهای رسم شده در شکل ۸ از چپ به راست به شرح زیر می‌باشند:



شکل ۸: مقایسه تخلخل های بدست آمده از ابزار CMR با اشباع آب بدست آمده از نمودارهای مقاومت در واحدهای مخزنی

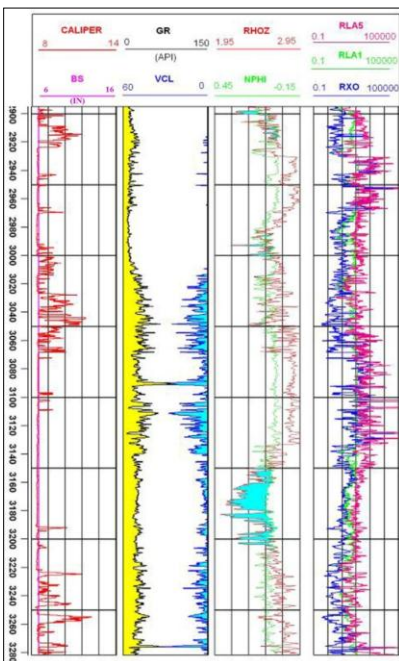
گاز حجم عمده سیالات آزاد موجود در این مخزن را به خود اختصاص داده است. بنابراین با کمک گرفتن از نمودار CMR می توان به دید واضح تری در مورد چگونگی تولید سیالات مخزنی و حجم آب غیر قابل تولید دست یافت.

ترسیم نمودارهای مقاومت همراه با کراس پلات نوترون - دانسیته برای شناخت بهتر مخزن: در شکل ۹ سعی شده است تا با ترسیم نمودارهای متفاوت ژئوفیزیکی در کنار هم، شناخت بهتری از واحدهای مخزنی حاوی گاز فراهم گردد. در این شکل به ترتیب از چپ به راست نمودارهای زیر رسم گردیده اند:

- عمق بر حسب متر
- ستون اول: نمودارهای کالیپر، سایز سر مته
- ستون دوم: نمودارهای پرتوگاما و حجم شیل
- ستون سوم: ترسیم نمودارهای نوترون (Neutron)

همانگونه که در شکل ۸ نیز مشاهده می گردد، قسمت اعظم اشباع آب واحدهای مخزنی به آب موجود در لوله های موئینه سنگ مخزن تعلق دارد (بخش زرد رنگ) و همچنین بخش اندکی از اشباع آب نیز به آب چسبیده به سطوح کانی های رسی باز می گردد (بخش قهوه ای تیره) که هر دو بخش فاقد قابلیت تولید می باشند. بنابراین می توان بیان کرد که در حین فرآیند تولید تنها میزان آب محدودی تولید خواهد شد. از طرفی در پاره ای از عمق ها، میزان آب اشباع شدگی کاهش یافته است که در مقایسه با ستون سوم، در این مکان ها حجم سیال آزاد (بخش قرمز رنگ) افزایش یافته است. سیال آزاد موجود می تواند آب و هیدروکربن (گاز در این مخزن) باشد که قابلیت تولید دارد. با توجه به این واقعیت که افزایش حجم سیال آزاد با کاهش اشباع آب همراه است، می توان به این نکته دست یافت که

و چگالی (Density) در کنار یکدیگر برای نشان دادن حضور گاز (رنگ آبی کم رنگ) - ستون چهارم: نمودارهای مقاومت (RLA5, RLA1, RXO)



شکل ۹: ترسیم نمودارهای مقاومت در کنار کراس پلات نوترون - دانسیته برای واحدهای مخزنی

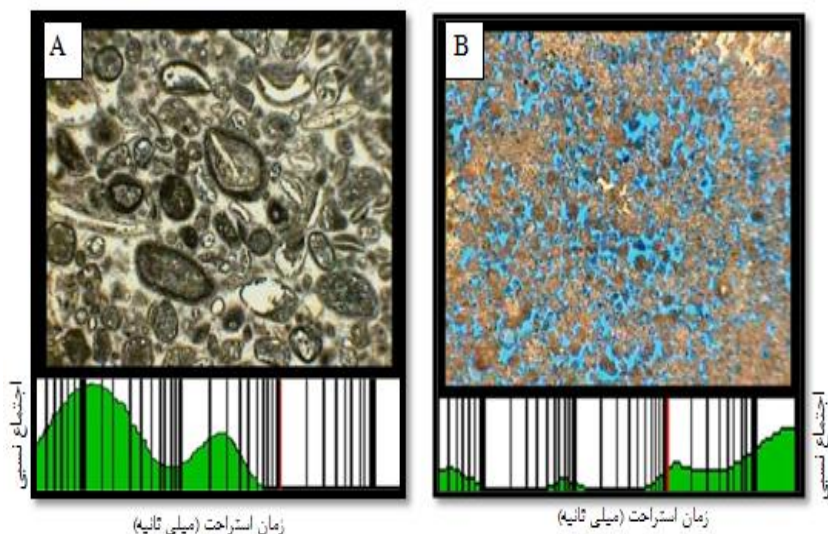
در همان عمق، توانایی خاص ابزار CMR در دستیابی به پراکندگی اندازه منفذی، چگونگی ارتباط منافذ با یکدیگر و کسب اطلاعاتی در مورد تخلخل و تراوایی و اشباع آب غیر متحرک به تصویر کشیده شود. لازم به یادآوری است که در سنگ‌های کربناته به دلیل حضور سیستم‌های منفذی پیچیده و عملکرد گسترده دیافراگم گاهی ارتباط مستقیم میان منحنی‌های پراکندگی T_2 و پراکندگی‌های اندازه منفذی دستخوش تحولاتی می‌گردد (باوز و همکاران، ۱۹۹۵). علیرغم این مسئله تلفیق منحنی‌های T_2 با مقاطع نازک همان عمق در این مطالعه توانست نتایج رضایت بخشی فراهم کند. خط قرمز موجود در تصاویر که منحنی‌های پراکندگی T_2 را به دو بخش تقسیم می‌کند در واقع

با توجه به این که نفوذ فیلتره گل حفاری به دیواره سازند باعث جدایش نمودارهای مقاومت در برابر زون‌های تراوا می‌گردد، می‌توان در شکل ۹ جدایش ذکر شده را در برابر زون‌های حاوی گاز (بخش‌های آبی کم‌رنگ در کراس پلات نوترون - دانسیته) به وضوح مشاهده کرد. در سایر فواصل هر سه نمودار مقاومت بر هم منطبق می‌باشند که نشان دهنده حضور زون‌های ناتراوا در مخزن است.

تلفیق منحنی‌های پراکندگی T_2 و مقاطع نازک برای بررسی پراکندگی اندازه منفذی و چگونگی توزیع تخلخل در سنگ مخزن: در این بخش از مطالعه سعی شد تا با تلفیق منحنی‌های پراکندگی T_2 ترسیم شده توسط نرم‌افزار CMR-Plus در یک عمق مشخص با مقاطع نازک بدست آمده از مغزه

رخساره‌های ریز دانه و درشت دانه را از یکدیگر تفکیک کرد (کنین و همکاران، ۱۹۸۹). توانایی دیگری که منحنی‌های پراکندگی T_2 را منحصر به فرد ساخته است نتایج بدست آمده از مقایسه این منحنی با میزان اشباع آب بدست آمده از روش‌های معمول می‌باشد. اگر بخش عمده منحنی پراکندگی T_2 در سمت چپ خط قرمز قرار گرفته باشد می‌توان دریافت که حتی اشباع آب بالا نیز قابلیت تولید نخواهد داشت. زیرا بخش عمده این آب به صورت به دام افتاده در لوله‌های موئینه و چسبیده به سطوح کانی‌های رسی قرار دارد. بنابراین افزایش مقادیر T_2 می‌تواند افزایش تخلخل، افزایش تراوایی (در صورت ارتباط تخلخل‌ها با یکدیگر) و کاهش آب اشباع شدگی کاهش نیافتنی (Sw_{ir}) را نشان دهد (کلاینبرگ و همکاران، ۱۹۹۷).

نشانگر حد آستانه صد میلی‌ثانیه در کربنات‌ها است که سیالات متحرک و غیر متحرک را از یکدیگر تفکیک کرده است. به بیان دیگر بخشی از منحنی که در سمت راست حد آستانه واقع شده است، سیالات قابل تولید اعم از آب و هیدروکربن (در این مخزن گاز) را به نمایش گذارده است و بخش دیگر منحنی که در سمت چپ حد آستانه قرار دارد نمایانگر آب موجود در لوله‌های موئینه سنگ و آب نواری رس‌ها می‌باشد. بنابراین زمانی که منحنی پراکندگی T_2 به سمت راست طیف پراکندگی تمایل می‌یابد نشان دهنده حضور منافذ بزرگ در سنگ می‌باشد، در حالی که تمایل منحنی به طرف گوشه سمت چپ طیف T_2 نشان دهنده حضور منافذ کوچک است. این قابلیت به زمین شناسان در آنالیز رخساره کمک می‌کند به نحوی که می‌توان



شکل ۱۰: تلفیق منحنی پراکندگی T_2 با مقاطع نازک

به شکل ظاهری مقطع قابل توجهی است. با یک نگاه کلی به شکل می‌توان دریافت اکثر منافذ به هم مرتبطند که بالا بودن تراوایی بدست آمده را توضیح می‌کند. پس می‌توان با توجه به قرارگیری قسمت اعظم منحنی T_2 در سمت راست حد آستانه تا حدودی در مورد تراوایی نیز اظهار نظر کرد.

بحث و نتیجه گیری

مطالعات صورت گرفته در این تحقیق به صورت نمودار و کراس پلات به نمایش گذارده شده و با بررسی آن‌ها نتایج زیر حاصل گردیده است:

۱- تخلخل موجود در واحدهای مخزنی کنگان و دالان (K_1, K_2, K_3, K_4) با توجه به کراس پلات تخلخل - تراوایی مغزه بیشتر تخلخل قالبی، حفره‌ای، بین‌بلوری، اولیه و تخلخل حاصل از شکستگی پیش‌بینی می‌گردد.

۲- نمودار تخلخل سیال آزاد (CMFF) با نمودارهای تخلخل نوترون، چگالی و تخلخل مؤثر به خوبی همخوانی داشته و از روند مشابهی تبعیت می‌کنند.

۳- از پلات نقاط تراوایی مغزه بروی نمودارهای تراوایی بدست آمده از مدل‌های SDR و تیمور - کتس انطباق قابل قبولی حاصل نشد که عدم همخوانی این داده‌ها را می‌توان به کربناته بودن مخزن، حضور سیستم‌های منفذی پیچیده، ماهیت تخلخل‌ها و عدم ارتباط مستقیم تخلخل و تراوایی در سنگ مخزن کربناته اشاره کرد.

۴- سطح زیر نمودار تخلخل کل CMR توسط دو پارامتر تخلخل سیال آزاد و تخلخل سه میلی‌ثانیه به سه بخش مجزا تقسیم گردید و نتیجه با اشباع آب بدست آمده از نمودارهای مقاومت مقایسه شد. از مقایسه انجام شده این نتیجه بدست آمد که

مقطع نازک در شکل ۱۰(A) مربوط به یک گرین‌استون اسکلتی - ائیدی دانه درشت حاوی تخلخل قالبی و درون ذره‌ای است که تمام تخلخل‌ها توسط سیمان کلسیتی قابل توجه پر شده‌اند. سنگ مورد نظر به رخساره پست به باد پایاب از واحد مخزنی K_1 تعلق دارد. با توجه به منحنی پراکندگی T_2 در همین عمق، می‌توان مشاهده کرد که به خوبی منحنی T_2 ، اطلاعات بدست آمده از مطالعه مقطع نازک را تأیید می‌کند. همانگونه که مشاهده می‌گردد کل منحنی پراکندگی T_2 در سمت چپ حد آستانه محصور شده است و بیانگر عدم حضور سیالات قابل تولید و فراوانی سیالات غیر قابل تولید می‌باشد. البته لازم به ذکر است که قرار گرفتن منحنی در سمت چپ حد آستانه به معنای ریز دانه بودن سنگ نیست، بلکه در این جا با توجه به مقطع نازک می‌توان دریافت که سیمان کلسیتی با پر کردن تمام منافذ باعث ایجاد چنین پدیده‌ای گردیده است. مقطع نازک در شکل ۱۰(B) به یک دولوگرین‌استون پلوئیدی - ائیدی ریزدانه با تخلخل بین ذره‌ای قابل ملاحظه‌ای در کل مقطع، تعلق دارد. سنگ مورد نظر در رخساره رو به باد پایاب مربوط به واحد مخزنی K_2 شکل گرفته است. تخلخل و تراوایی نیز به ترتیب ۱۳/۵ درصد و ۸۳/۰۸۹ میلی داری می‌باشند. با توجه به این که بخش اعظم منحنی پراکندگی T_2 در سمت راست خط قرمز حد آستانه واقع شده است می‌توان حضور منافذ بزرگ و به هم مرتبط را شناسایی کرد که حاوی میزان قابل توجهی از سیالات قابل تولید می‌باشند. با مراجعه به شکل مقطع، صحت پیشگویی انجام شده به اثبات خواهد رسید و مشاهده می‌شود که پیک‌های کوتاه موجود در سمت چپ حد آستانه نیز با توجه

موجود در سنگ مخزن شناسایی گردید و سپس با تلفیق نتایج بدست آمده با مقاطع نازک در همان عمق صحت آنها به اثبات رسید.

۴۳-۴۴.

- رضایی، م.ر.، ۱۳۸۰. زمین‌شناسی نفت، انتشارات علوی، ۴۶۱ ص.
- گزارش داخلی شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۸۳.

-Al-Mahrooqi, S.H., Grattoni, C.A., Moss, A.K. and Jing, X.D., 2003. An investigation of the effect of wettability on NMR characteristics of sandstone rock and fluid systems, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 39, p. 389-398.

-Bowers, M.C., Ehrlich, R., Howard, J.J. and Kenyon, W.E., 1995. Determination of porosity types from NMR data and their relationship to porosity types derived from thin section, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 13, p. 1-14.

-Chang, D., Vinegar, H., Morriss, C. and Straley, C., 1994. Effective porosity, Producing fluid and permeability in carbonates from NMR logging. 35th Annual SPWLA logging Symposium Transactions, v. 38, p. 60-72.

-Coates, G., Xiao, L. and Prammer, M., 1999. *NMR Logging Principles and Applications*, Halliburton, Houston U.S.A. 300 p.

-Frank, S., Narayanan, R., Hansen, P.M., Allen, D., Albrechtsen, T., Steinhardt, H., Raven, M., Fordham, E., Bize, E. and Rose, D., 2005. Carbonate rock typing using NMR data: a case study from Al Shaheen field, offshore

بخش اعظم سیال آزاد پرکننده فضاها را منفذی بزرگ و بهم مرتبط را گاز اشغال کرده است.

۵- به کمک تفسیر منحنی‌های نوسانات T_2 ، نحوه پراکندگی تخلخل‌ها، توزیع حفرات و خلل و فرج

منابع

- براتی، ع. و وزیری، د.، ۱۳۸۳. استفاده از روش جدید نمودارگیری CMR-Plus در صنعت نفت ایران، مجله اکتشاف و تولید، شماره یازدهم، ص

Qatar. International Petroleum Technology Conference, paper no. 10889, 14 p.

-Haddad, S., Cribbs, M., Sagar, R., Viro, E., Castelijn, K. and Tang, Y., 2000. so what is the Reservoir Permeability, SPE 63138, p. 1-12.

-Hassall, J.K., Ferraris, P., Al-Raisi, M., Hurley, N.F., Boyd, A. and Allen, D.F., 2004. Comparison of permeability predictors from NMR, Formation Image and other logs in a carbonate Reservoir, SPE 88683, p. 1-13.

-Kenyon, W.E., Ehrlich, R. and Horkowitz, K., 1989. Pore-Size distribution and NMR in microporous cherty sandstones, 30th Annual SPWLA logging Symposium Transactions, p. 1-24.

-Kleinberg, R.L., Kenyon, W.E. and Mitra, P.P., 1994. Mechanism of NMR relaxation of fluids in rock, *Journal of Magnetic Resonance*, series A, v. 108, p. 206-214.

-Kleinberg, R.L. and Vinegar, H.J., 1996. NMR Properties of reservoir fluids, *The log Analyst*, v. 37, p. 20-32.

-Kleinberg, R.L. and Boyd, A., 1997. Tapered Cutoffs for Magnetic Resonance bound water volume, SPE 38737, p. 197-202.