

تعیین پارامترهای مخزنی بخش بالایی سازند دالان با استفاده از مغزه و لاگ NMR در میدان نفتی پارس جنوبی

محمد باقر براتی دیز^۱، علی کدخدایی^۲، بهمن سلیمانی^{۳*}، فاطمه صابری^۳ و پوریا آسوده^۳

۱- گروه زمین‌شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز

۲- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز

۳- گروه حوضه‌های رسوبی و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۴/۲۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۱/۲۰

چکیده

تعیین پارامترهای مخزنی دارای اهمیت زیادی است که به‌طور معمول در آزمایشگاه انجام می‌پذیرد اما هزینه‌بر، زمان‌بر و مشکل است. بنابراین در این پژوهش، از لاگ NMR برای تعیین تخلخل، تراوایی، فشار موئینه در بخش بالایی سازند دالان در چاه SP-A میدان گازی پارس جنوبی استفاده شده است. در این روش از طریق توزیع T_2 به‌دست آمده از لاگ NMR فشار موئینه محاسبه و در مقابل S_w ترسیم شد. همچنین، مقایسه داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه و لاگ NMR تطابق خوبی با ضریب همبستگی حدود ۰/۹۳ و ۰/۹۸ برای زون مخزنی K4 نشان داد. براساس ارزیابی نمودارهای چاه‌پیمایی و تفسیر داده‌ها توسط نرم‌افزار تک لاگ نشان داده شد که فاصله مورد مطالعه دارای میانگین تخلخل کل ۱۵/۵۵٪ و میانگین تخلخل مؤثر ۱۱/۹٪ می‌باشد، همچنین، حجم شیل پایین و تخلخل مناسب نشان داد که استعداد مخزنی زون مورد مطالعه بالا می‌باشد.

کلمات کلیدی: پارامترهای مخزنی، لاگ NMR، سازند دالان، میدان گازی پارس جنوبی، نرم‌افزار تک لاگ

مقدمه

از ابزارهای مهم نمودارگیری در صنعت نفت مورد استفاده قرار گرفته است [۵-۶]. ابزارهای نمودارگیری NMR اساساً با سایر ابزارهای نمودارگیری از قبیل نوترون، دانسیته و ابزارهای صوتی که توسط تمام اجزاء سنگ مخزن تحت تأثیرند، متفاوت می‌باشند. علاوه‌براین، ابزارهای NMR قادرند تا به‌کمک 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 [۷-۸].

تشدید مغناطیس هسته‌ای برای اولین بار در هسته‌های هیدروژن، توسط Purcell و Block مشاهده شد و از آن زمان به‌طور گسترده برای تعیین ویژگی‌های مواد به‌کار رفته است [۴-۱]. بنابراین نمودار مغناطیسی هسته‌ای (NMR (Nuclear Magnetic Resonance) به‌عنوان یکی

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی soleimani_b@scu.ac.ir

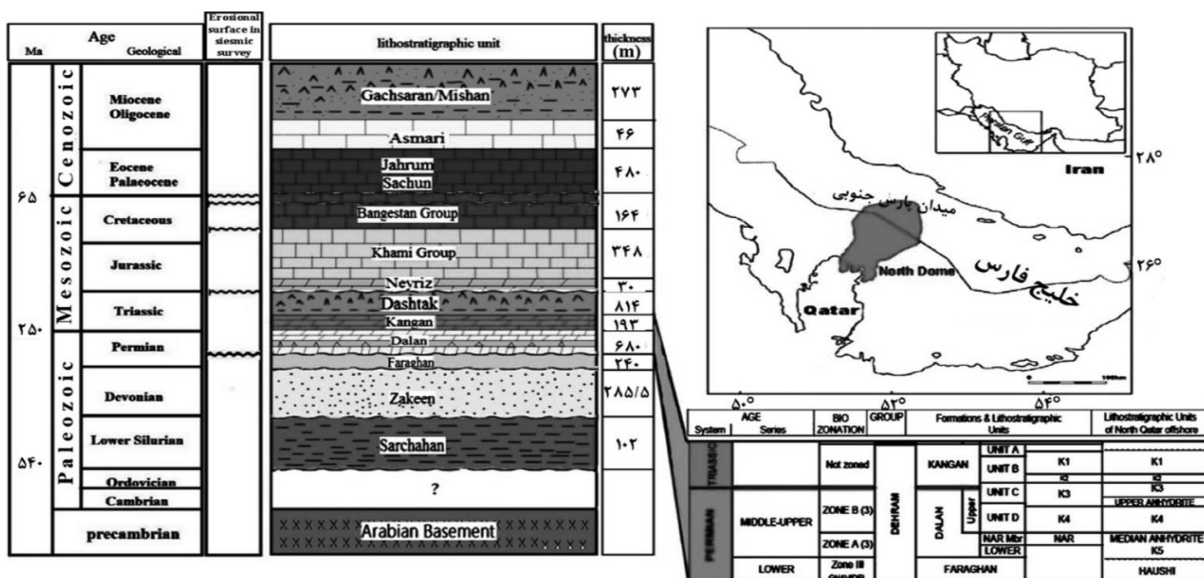
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4546.3052)

ویژگی‌های مخزنی از قسمت بالایی سازند دالان به سن پرمین پسین با نام واحد K4 که در میدان گازی پارس جنوبی واقع شده است از کلیه اطلاعات اعم از زمین‌شناسی، پتروفیزیکی استفاده شده است اما تخمین تخلخل و تراوایی با استفاده از روش مغزه‌گیری برای تمامی میدان‌های نفتی امکان‌پذیر نمی‌باشد. از سوی دیگر، استفاده تلفیقی از روش‌های مغزه‌گیری و NMR برای تمامی میدان‌های نفتی به دلیل هزینه‌های بالای آن امکان‌پذیر نمی‌باشد. لذا ضروری است که از تکنیک‌های ساده، کم هزینه و راهبردی استفاده نمود. تکنیک مورد نظر در این پروژه استفاده از داده‌های NMRهای انجام شده در مخزن نفتی پارس جنوبی است و با داده‌های آنالیز مغزه استفاده و تلفیق شده است تا آگاهی و شناخت دقیق تری از ویژگی‌ها و خصوصیات مخزن (تخلخل و تراوایی) و در نتیجه پتانسیل مخزنی بخش مورد نظر به دست آید.

ناحیه مورد مطالعه

منطقه مورد مطالعه بخشی از میدان گازی پارس جنوبی است که بین کشورهای ایران و قطر مشترک است. این میدان در ۱۰۵ کیلومتری جنوب غربی بندر عسلویه و در آب‌های مشترک سرزمین ایران و قطر واقع شده است (شکل ۱).

همچنین، دیگر خروجی‌های پتروفیزیکی مانند تراوایی، فشار موئینه، اشباع شدگی آب و هیدرو کربن، ترشددگی، شناسایی حفرات، شکستگی‌ها و اندازه دانه‌ها در سنگ مخزن از طریق این نمودار پتروفیزیکی قابل اندازه‌گیری است [۹-۱۰]. در این میان، مطالعات متعددی از نمودار NMR صورت گرفته است از جمله مردانی و رضایی [۱۱] نشان داد که تخلخل حاصل از لاگ NMR، مستقل از لیتولوژی سازند اندازه‌گیری می‌شود. این لاگ قادر است انواع تخلخل‌ها را از هم تشخیص دهد و برای حصول تخلخل از این لاگ نیازی به استفاده از روابط خاصی ناست که نشانه ساده‌تر بودن این روش و درصد اطمینان بالاتر آن می‌باشد. زارعی و همکاران [۱۲-۱۳] نشان دادند که تراوایی حاصل از Timur با تراوایی مغزه تطابق بیشتری نسبت به تراوایی حاصل از SDR دارد که دلیل آن حساسیت مدل SDR به حضور هیدروکربن سبک می‌باشد. همچنین، لبانی و همکاران [۱۴] و کخدایی و همکاران [۱۵] به نتیجه رسیدند که لاگ NMR راه حل مناسبی برای تخمین پارامترهای مخزنی به نظر می‌رسد. روش NMR ما را قادر می‌سازد تا اطلاعاتی در مورد توزیع اندازه و منافذ گلوگاه و حجم آن‌ها به دست آوریم [۱۶-۲۰]. در این مطالعه برای شناخت بیشتر



شکل ۱ موقعیت، زون بندی و لیتولوژی میدان پارس جنوبی در خلیج فارس [۲۱]

روش کار

مغزه‌های مربوط به چاه SP-A از قبل توسط پژوهشگاه صنعت نفت تهران مورد بررسی قرار گرفته بود و داده‌های تخلخل، تراوایی و فشار موئینگی حاصل از تزریق جیوه در آزمایشگاه محاسبه و در اختیار بوده است (جدول ۱). (همان‌طور که اشاره شد با توجه به اهمیت مخزنی زون K4 تاکید مطالعات انجام شده در این پژوهش بر روی این زون صورت گرفته است).
تبدیل داده‌های آزمایشگاهی به دست آمده از مغزه

به شرایط مخزن

سیالات و شرایط آزمایش، با آنچه در مخزن رخ می‌دهد، تفاوت دارد. بنابراین لازم است که نتایج آزمایشگاهی با شرایط مخزن، هماهنگ شوند. در این مقاله برای اندازه‌گیری فشار موئینگی از سیستم هوا-جیوه استفاده شده است در حالی که در شرایط مخزن، سیستم آب-نفت برقرار است. لذا، اگر فرض شود که تخلخل و نفوذپذیری اندازه‌گیری شده نمونه سنگ تحت آزمایش، بیانگر تخلخل و نفوذپذیری واقعی مخزن باشد.

جدول ۱ تخلخل، تراوایی و فشار موئینگی حاصل از تزریق جیوه در آزمایشگاه در زون K4

تراوایی مغزه	NMR تخلخل	تراوایی مغزه	NMR تراوایی
۰/۱۶	۰/۱۷	۳۰۷	۳۰۵
۰/۱۷	۰/۱۶	۲۳۰	۲۳۰
۰/۱۵	۰/۱۴	۲۳۰	۲۱۰
۰/۲۳	۰/۲۱	۱۸۴	۱۸۴
۰/۲۴	۰/۲۲	۱۵۷	۱۵۷
۰/۲۳	۰/۲۱	۱۳۰	۱۴۰
۰/۲۵	۰/۲۳	۱۱۷	۱۳۰
۰/۲۵	۰/۲۵	۱۱۰	۱۲۰
۰/۱۲	۰/۱۲	۱۰۹	۱۰۰
۰/۱۷	۰/۱۹	۸۰	۱۰۰
۰/۱۵	۰/۱۴	۸۷	۸۷
۰/۱۸	۰/۱۸	۸۰	۸۰
۰/۱۶	۰/۱۶	۶۶	۶۵
۰/۱۵	۰/۱۴	۳۵	۵۰
۰/۱	۰/۱	۴۰	۳۳
۰/۱۴	۰/۱۲	۳۵	۳۵
۰/۱۵	۰/۱۶	۱۴	۲۵
۰/۱۴	۰/۱۴	۱۴	۲۴
۰/۱۴	۰/۱۳		
۰/۱۴	۰/۱۳		
۰/۱۳	۰/۱۱		
۰/۱۵	۰/۱۴		
۰/۱۱	۰/۱		
۰/۱۲	۰/۱۲		
۰/۱۳	۰/۱۳		

نمی‌کند، بلکه آن را به صورت تجربی توسط روابط مرتبط کننده تخلخل و تراوایی و بعضی از جنبه‌های پراکندگی اندازه منفذی به دست می‌آورد. در این پژوهش برای تعیین تراوایی به کمک NMR از فرمول Coates-Timur استفاده شده است.

$$KTIM = a * [FFI / BVI]^b * [\varphi_{NMR}]^c \quad (2)$$

در این فرمول نشان‌دهنده حجم سیال آزاد و BVI نشان‌دهنده حجم سیال نواری است. هرچه نسبت سیال آزاد به سیال نواری بزرگتر باشد، تراوایی نیز بیشتر است. در این فرمول $b=2$ ، $c=4$ و $a=1$ می‌باشد. در نهایت داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از ابزار NMR به وسیله نرم‌افزار Techlog 2011.1 با نتایج مغزه همان چاه مورد مقایسه قرار گرفته است.

تعیین فشار موئینگی از طریق لاگ NMR

یکی از پارامترهایی که لاگ NMR قادر به پاسخگویی به آن می‌باشد، فشار موئینگی است اما زمانی که شکل حفرات دچار کج شدگی می‌شود و از حالت‌های متعارف به اشکال غیرمتعارف (کج و معوج) تبدیل می‌شوند معادل‌سازی فشار موئینه و روابط مربوط به زوال T_2 ممکن است با مشکل همراه باشد [۲۴]. رابطه بین حجم حفرات و اندازه شعاع گلوگاه تغییر کرده و پیچیده‌تر می‌شود. در نتیجه توانایی برای محاسبه خواصی که وابسته به ویژگی‌های شعاع گلوگاه هستند از طریق استفاده از خواص اندازه حفرات غیر قابل اتکاتر می‌شوند. با این حال شکل حفرات در این پژوهش از اشکال متعارف (کروی یا لوله‌ای) فرض شد که نسبت سطح به حجم براساس اندازه حفرات محاسبه گردید:

$$\frac{S}{V} = \frac{F_s}{r_b} \quad (3)$$

F_s : فاکتور شکل، r_b : شعاع فضای خالی، s/v : نسبت سطح به حجم که برای حفرات کروی شکل

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

فشار موئینگی در شرایط مخزن، به صورت زیر قابل محاسبه خواهد بود [۲۲]:

$$(P_C)_R = \frac{\delta_{res} \cos \theta_{res}}{\delta_{lab} \cos \theta_{lab}} * (P_C)_L \quad (1)$$

δ_{res} : کشش سطحی و بین سطحی سیالات در مخزن (dyne/cm)

δ_{lab} : کشش سطحی و بین سطحی سیالات در آزمایشگاه (dyne/cm)

θ : زاویه تماس ($^\circ$)

$(P_C)_R$: فشار موئینگی در شرایط مخزن (psi)

$(P_C)_L$: فشار موئینگی در شرایط آزمایشگاه (psi)

اما اگر کل افق مخزنی تحت آزمایش تزریق جیوه قرار گیرد زمان و هزینه زیادی می‌تواند مصرف شود. لذا ضروری است که از تکنیک‌های ساده، کم هزینه و راهبردی استفاده شود. تکنیک مورد نظر در این پژوهش، استفاده از داده‌های NMR انجام شده در مخزن نفتی و تعمیم آن به کل میدان نفتی می‌باشد. در این پژوهش ابتدا تخلخل و تراوایی با استفاده از NMR تعیین می‌شود و سپس فشار موئینگی با کالیبره کردن داده‌ها به دست می‌آید [۲۲].

تخمین تخلخل از طریق لاگ NMR

برای تعیین تخلخل با استفاده از NMR ترسیم دامنه‌های میرایش اکوها به عنوان تابعی از زمان، منحنی‌ای ایجاد خواهد کرد که اولین دامنه اکوی اسپین ثبت شده، در ارتباط با کل هسته‌های هیدروژنی است که در سیالات داخل منافذ قرار دارند. بنابراین این دامنه می‌تواند شاخصی از تخلخل باشد [۲].

تخمین تراوایی از طریق لاگ NMR

تراوایی یکی از مهم‌ترین خصوصیات مخازن هیدروکربنی است که تخمین صحیح آن برای مهندسين نفت دارای اهمیت زیادی می‌باشد زیرا در پیدا کردن راه حل‌هایی برای بالا بردن باز یافت نفت، تعیین حجم درجای مخازن نفت و گاز، مدیریت هرچه بهتر آن‌ها بسیار مؤثر است [۲۳]. لاگ NMR به‌طور مستقیم تراوایی را حساب

با تغییراتی که در فرمول بالا داده شد، می‌توان مقدار C را طبق رابطه زیر تعریف کرد:

$$C = \frac{\rho}{2\sigma \cos(\theta)} \frac{r_{pt}}{r_b} * F_s \quad (6)$$

می‌توان فرمول اصلی را به صورت زیر ساده کرد:

$$\frac{1}{P_c} = C T_2 \quad (7)$$

و یا اینکه رابطه را به صورت جبری زیر نوشت [۲۴]:

$$\text{Log } C = \text{Log } (1/P_c) - \text{Log } (T_2) \quad (8)$$

در این مطالعه به دلیل کمبود امکانات آزمایشگاهی نمی‌توان عدد ثابت C را به دست آورد. در این مطالعه برای رفع این مشکل، از نرم‌افزار تک لاگ استفاده شده است. در نرم‌افزار تک لاگ از رابطه ۸ استفاده شده است، که عدد ثابت C در این نرم‌افزار به صورت اتوماتیک ۱۰۰۰ تعریف شده است. اما عدد ثابت C برای هر میدان متغیر است و برای به دست آوردن عدد C ، ابتدا یک چاه NMR فراخوانده می‌شود و بعد آنقدر عدد ثابت C تغییر داده می‌شود تا P_c که از لاگ NMR به دست می‌آید با P_c مغزه بیشترین تطابق را داشته باشد (شکل‌های ۲ الی ۵).

مقدار فاکتور شکل (F_s) برای حفرات کروی ۳ و برای اشکال لوله‌ای (سیلندری) ۲ می‌باشد. هر دو رابطه (P_c و زوال T_2) دو حالت مختلف را تداعی می‌کنند و می‌توانند توسط متغیر اندازه شعاع گلوگاه (r_{pt}) به فشار موئینه و اندازه حجم حفرات مرتبط شوند (از طریق زوال T_2 و با فرض اینکه می‌توان اندازه حجم‌های قابل تطابق را به شعاع گلوگاه تبدیل کرد). اگر مقادیر r_{pt} در رابطه‌ی فشار موئینه را با مقادیر مربوط به T_2 حاصل از فرمول زوال T_2 جایگزین کنیم، فشار موئینه می‌تواند برحسب زوال T_2 برای زمان استراحت اسپین تعریف شود [۲۴].

$$\frac{1}{P_c} = \frac{\rho}{2\sigma \cos(\theta)} \frac{r_{pt}}{r_b} * F_s T_2 \quad (5)$$

F_s : فاکتور شکل

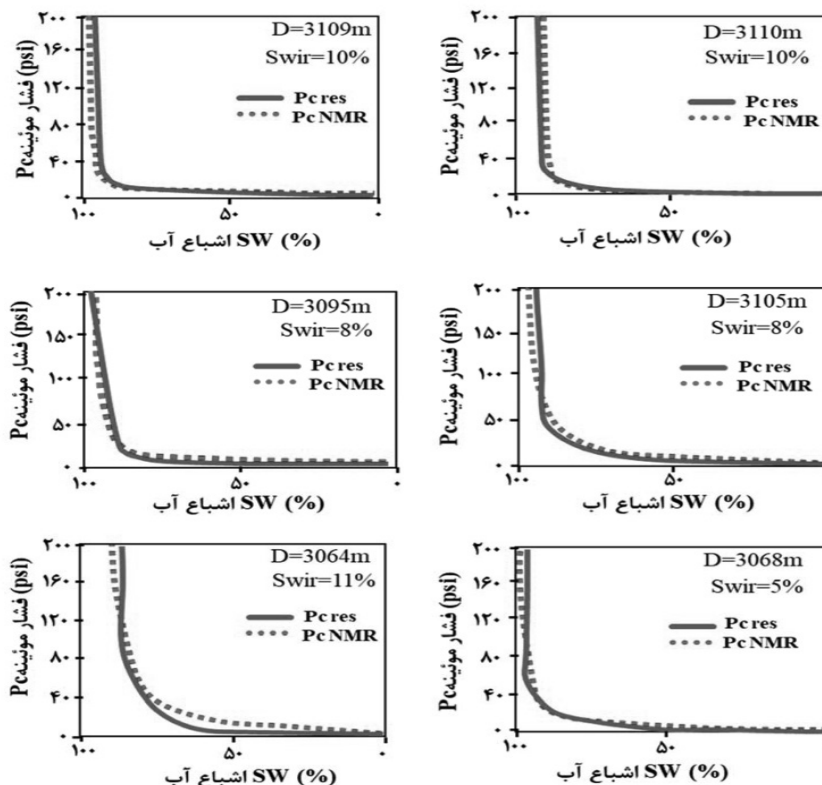
P_c : فشار موئینگی (psi)

θ : زاویه تماس ($^\circ$)

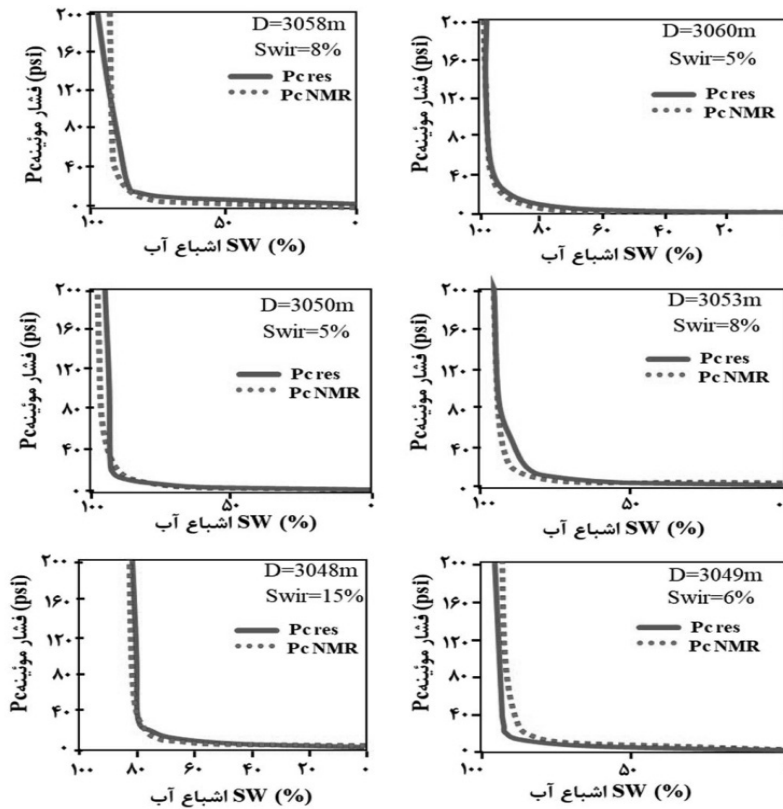
δ : کشش سطحی (dyne/cm)

r_{pt} : شعاع موئینگی (cm)

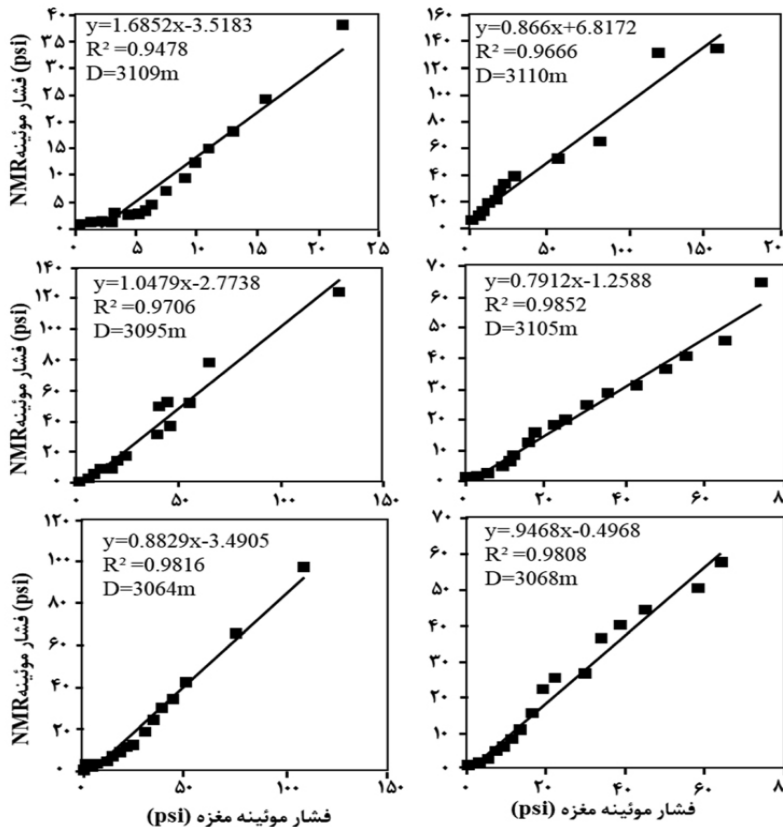
r_b : شعاع فضای خالی (cm)



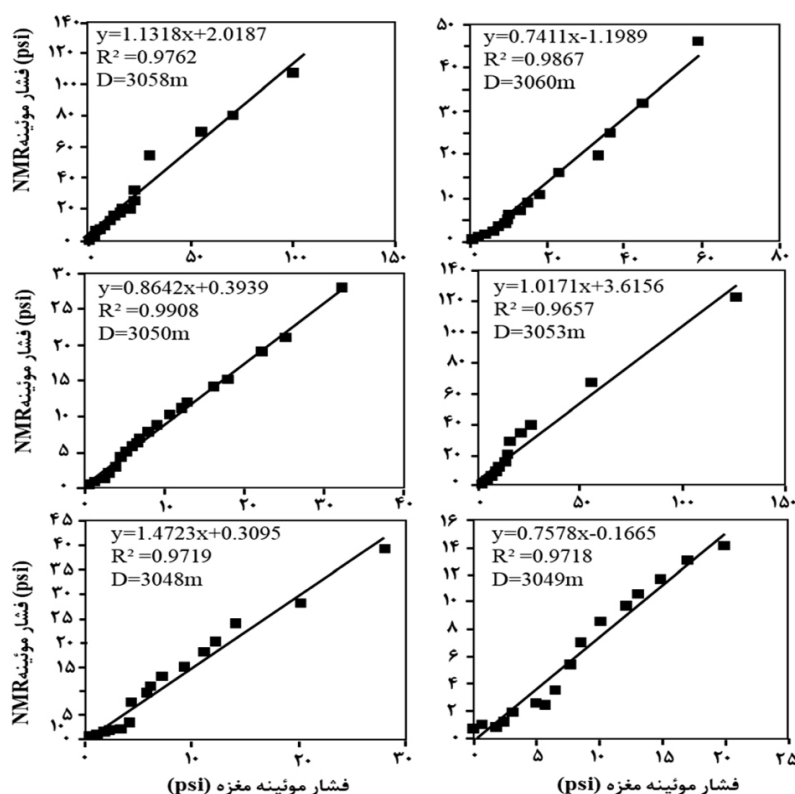
شکل ۲ مقایسه فشار موئینه مغزه ($P_{c,RES}$) و فشار موئینه NMR و آب کاهش نیافتنی (Swir)



شکل ۳ مقایسه فشار موئینه مغزه (PC RES) و فشار موئینه NMR و آب کاهش نیافتنی (Swir)



شکل ۴ ضریب همبستگی بین فشار موئینه مغزه و فشار موئینه NMR در بخش K4 در اعماق انتخابی (D) سازند دالان



شکل ۵ ضریب همبستگی بین فشار موئینه مغزه و فشار موئینه NMR در بخش K4 در اعماق انتخابی (D) سازند دالان

تخلخل کل سنگ را می‌سازند از هم تفکیک کند که این عمل کاربردهای بسیاری در صنعت نفت دارد [۲۸-۲۹]. در این مطالعه نمودار تخلخل NMR به‌دست آمده از بخش K4 سازند دالان با تخلخل حاصل از مغزه مورد مقایسه قرار گرفته است که تطابق خوبی را نشان می‌دهد (شکل‌های ۶ و ۷).

مقایسه تراوایی (Timur) NMR با تراوایی مغزه

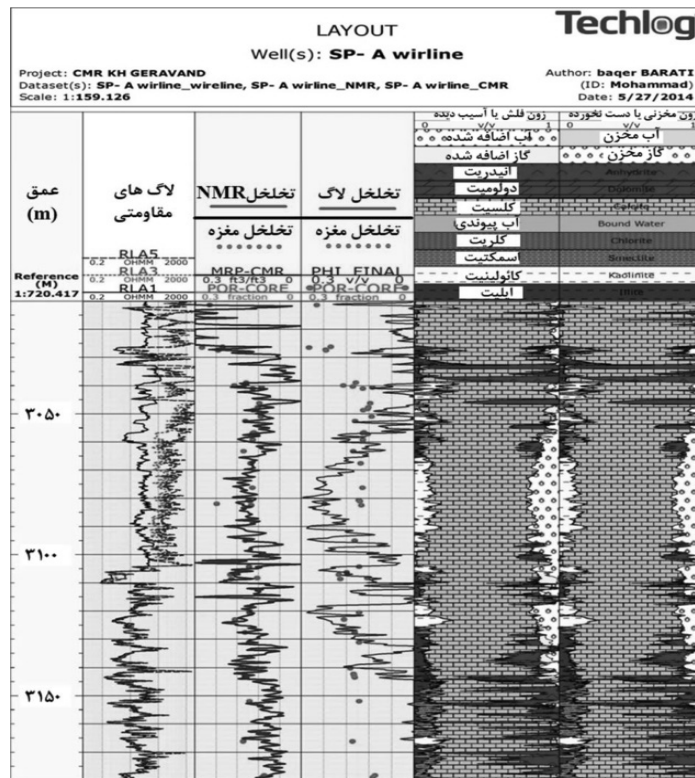
ضریب همبستگی تراوایی NMR (Timur) با تراوایی مغزه در بخش K4 برابر با ۰/۹۸ می‌باشد (شکل ۸). نتایج به‌دست آمده انطباق بسیار خوبی بین تراوایی NMR (Timur) و تراوایی مغزه وجود دارد (شکل ۹).

این عدد ثابت C برای دو چاه (دوفاز جدا از هم) از میدان پارس جنوبی، ۲۳۰۰ به‌دست آورده شد.

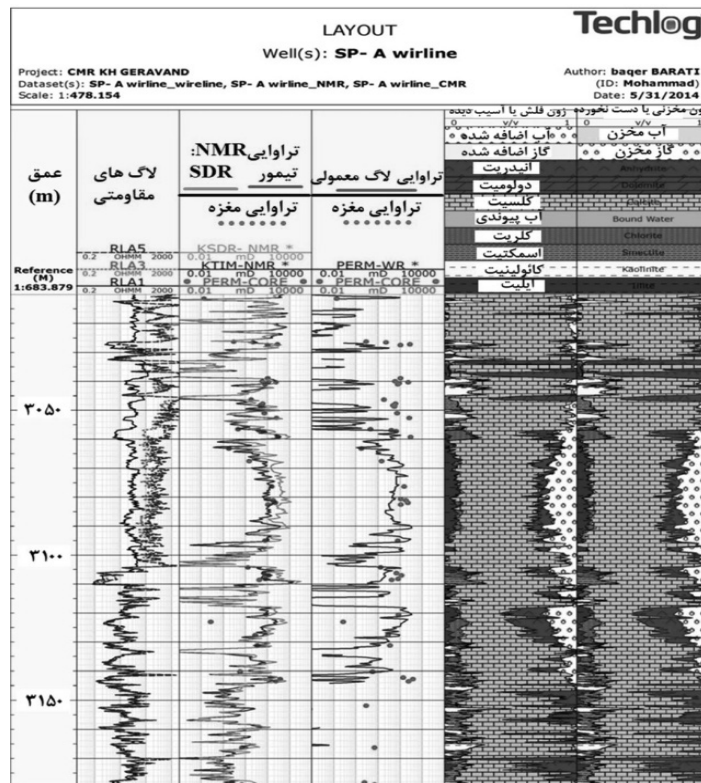
بحث و بررسی

مقایسه تخلخل مغزه و NMR

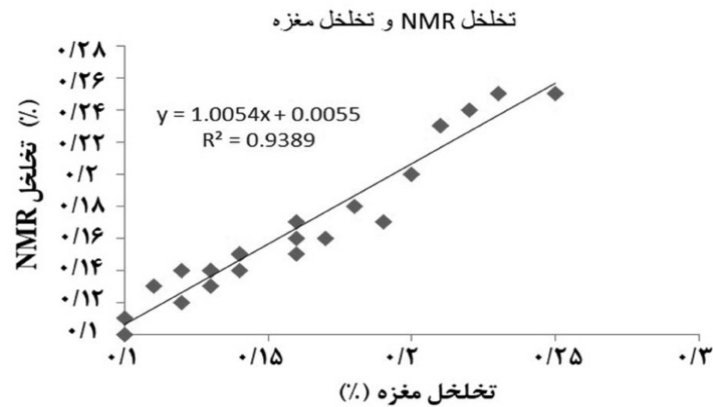
تخلخلی که از NMR به‌دست می‌آید مستقل از لیتولوژی است. لاگ نوترون تمامی هیدروژن‌ها را بدون توجه به مکان آن‌ها جزء تخلخل محسوب می‌کند [۲۵-۲۶]، ولی تخلخل NMR فقط هیدروژن‌های داخل سیالات را به‌حساب می‌آورد [۲۷]. لاگ NMR برخلاف لاگ‌های دیگر قادر است انواع بخش‌های مختلف که مجموعاً



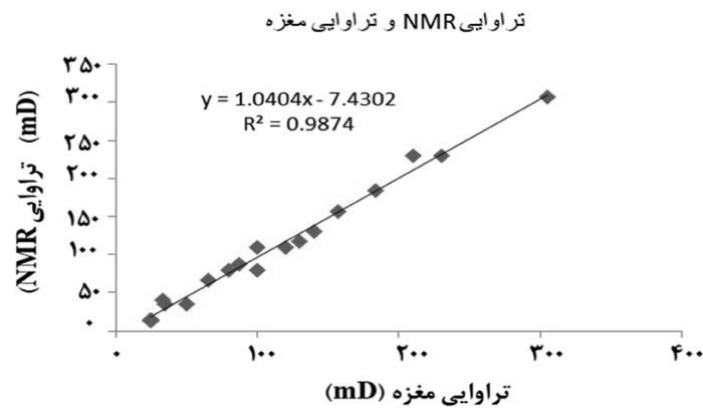
شکل ۶ لاگ‌های معمولی و NMR در چاه SP-A. ستون اول: نمودارهای مقاومت (RLA5, RLA3, RLA1)، ستون دوم: مقایسه تخلخل NMR با تخلخل مغزه، ستون سوم: مقایسه تخلخل لاگ‌های معمولی با تخلخل مغزه، ستون چهارم: لیتولوژی بخش K4 سازند دالان ترسیم شده است.



شکل ۷ لاگ‌های معمولی و NMR در چاه SP-A. ستون اول: نمودارهای مقاومت (RLA5, RLA3, RLA1)، ستون دوم: مقایسه تراوایی (تیمور و SDR) NMR با تراوایی مغزه، ستون سوم: مقایسه تراوایی لاگ‌های معمولی با تراوایی مغزه، ستون چهارم: لیتولوژی بخش K4 سازند دالان



شکل ۸ ضریب همبستگی تخلخل NMR با تخلخل مغزه



شکل ۹ ضریب همبستگی تراوایی NMR با تراوایی مغزه

حاصل شده از مغزه‌ها در زون K4 می‌توان گفت لاگ NMR از دقت بسیار خوبی جهت تخمین P_c برخوردار است. همچنین براساس ارزیابی‌های انجام شده بر روی نمودارهای چاه‌پیمایی و تفسیر توسط نرم‌افزار جهت اندازه‌گیری میزان تخلخل، منطقه مورد مطالعه میانگین تخلخل بالایی را نشان می‌دهد (میانگین تخلخل کل ۱۵/۵۵٪ و میانگین تخلخل مؤثر ۱۱/۹٪). با توجه به حجم شیل پایین و تخلخل مناسب، ضخامت زون خالص این سازند بالا بوده و در نتیجه نسبت ضخامت خالص به ناخالص که یک پارامتر جهت نشان دادن استعداد مخزنی است بالا می‌باشد.

نتیجه‌گیری

نتایج زیر از مطالعات صورت گرفته در این تحقیق حاصل گردیده است: مقایسه تخلخل مغزه و تخلخل NMR تطابق خوبی را نشان می‌دهد و ضریب همبستگی بین تخلخل مغزه و تخلخل NMR برای بهترین زون مخزنی K4، ۰/۹۳ می‌باشد. با توجه به مقایسه تراوایی مغزه و تراوایی (تیمور) NMR تطابق بسیار خوبی را نشان می‌دهد و ضریب همبستگی بین آن‌ها هم برای بهترین زون مخزنی K4، ۰/۹۸ می‌باشد (میانگین تراوایی (تیمور) NMR ۸۰ mD). بنابراین با توجه به خروجی به‌دست آمده از نمودار NMR و مقایسه آن با منحنی P_c

مراجع

- [1]. Babadagli T, Al-salmi S (2004) A review of permeability Prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data: SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 75-88.
- [2]. Coates G R, Xiao I, Prammer MG (1999) NMR logging principles and Applications, Halliburton Energy Services Publication.
- [3]. Kenyon B, Klennberge R, straley G, Gubelin G, Morriss C (1995) Nuclear magnetic resonance imaging technology for the 21-Century, Schlumberger Oilfield Review, 19-33.
- [4]. Neuman C H, Brown R J S (1982) Application of nuclear magnetism logging ro formation evaluation, Journal of Petroleum Technology, 34: 2853-2862, .
- [5]. Akuurt R, Vinegar H J, Tutunjian P N, Guillory A J (1995) NMR logging of natural gas reservoirs: 36th annual SPWLA logging symposium Transactions.
- [6]. Epping W J, Eggenkamp L M, Reid I (1999) Added value form NMR measurement to characterize Gas Reservoirs in the U.K Southern North Sea: SPE 5694, P.1-13, doi.org/10.2118/56944-MS .
- [7]. Chehrazi A, Rezaee R (2012) A systematic method for permeability prediction, a Petro- Facies approach, Journal of Petroleum Science and Engineering, 82-83, 1-16, . http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.004.
- [8]. Daigle H, Thomas B, Rowe H, Nieto M (2014) Nuclear magnetic resonance characterization of shallow marine sediments from the Nankai Trough, Integrated Ocean Drilling Program Expedition 333, Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 119, 4: 2631-2650, , doi: 10.1002/2013JB010784.
- [9]. Hamada G M, Abushanab M A, Oraby M E I (2008) Petro physical properties evaluation of tight gas sand resevoirs using NMR and conventional borehole logs, SPE Asia Pacific oil and Gas Conference and Exhibition, SPE114254, doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.148.spe114254.
- [10]. Heaerst J R, Nelson P H, Pailet F L (2000) Well logging for physical properties, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester.
- [۱۱]. مردانی ع، رضایی م ر (۱۳۸۴) مقایسه ماهیت تخلخل‌های اندازه‌گیری شده توسط CMR، لاگ‌های معمولی و تخلخل مغزه، نهمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، ۱۲، تهران، <https://civilica.com/doc/31954>
- [۱۲]. زارعی س، موحد ب، باقری ع م، مردانی ع ر (۱۳۸۶) ارزیابی تراوایی سازند کنگان با استفاده از داده‌های نگار CMR و مغزه در میدان پارس جنوبی، بیست و ششمین گردهمایی علوم‌زمین، ۱۴ اسفند تهران.
- [۱۳]. زارعی س، بابتنگلی ع، موحد ب (۱۳۸۷) ارزیابی تراوایی سازند دالان با استفاده از داده‌های نگار CMR، رابطه‌های تجربی و مغزه در میدان گازی پارس جنوبی، اکتشاف و تولید، ۵۵: ۳۹-۴۴.
- [14]. Labani M M, Kadkhodaie-Ilkhchi A, 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, 72, 1-2: 175-185, doi: 10.1016/j.petrol.2010.03.015.
- [15]. Kadkhodaie A, Rezaee R, Kadkhodaie R (2019) An effective approach to generate drainage representative capillary pressure and relative permeability curves in the framework of reservoir electrofacies, Journal of Petroleum Science and Engineering , 176: 1082-1094, doi: 10.1016/j.petrol.2019.01.098.
- [16]. Dunn K, Bergman D, LaTorraca G (2002) Nuclear magnetic resonance, Petrophysical and Logging Applications, Elsevier.
- [17]. Lai J, Wang G, Wang Z, Chen J, Pang X, Wang S, Zhou Z, He Z, Qin Z, Fan X (2018) A review on pore structure characterization in tight sandstones, Earth-Science Reviews, 177: 436-457, doi.org/10.1016/j.earsci-rev.2017.12.003.
- [18]. Freedman R (2006) Advances in NMR logging, Journal of Petroleum Technolgy, 58, 1: 60-66, doi: 10.2118/89177-JPT.
- [19]. Wu H, Zhang C, Ji Y, Liu R, Wu H, Zhang Y, Geng Z, Zhang Y, Yang J (2018) An improved method of characterizing the pore structure in tight oil reservoirs: Integrated NMR and constant-rate- controlled porosimetry data, Journal of Petroleum Science and Engineering, , 166: 778-796, doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.065.
- [20]. Zhang L, Lu S, Xiao D, Li B (2017) Pore structure characteristics of tight sandstones in the northern Songliao Basin, China, Marine and Petroleum Geology, 88: 170-180, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.08.005.
- [21]. Sfidari E, Kadkhodaie-Ilkhchi A, Najjari S (2012) Comparison of intelligent and statistical clustering approaches to predicting total organic carbon using intelligent systems, Journal of Petroleum Science and Engineering, 86-87: 190-205, doi.org/10.1016/j.petrol.2012.03.024.
- [22]. Glorioso J C, Aguirre o, Piotti G, Mengul J F (2003) Deriving capillary pressure and water Saturation from NMR transversal relaxation times, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference,

org/10.2118/81057-MS.

[23]. Ogilvie S, Cuddy S, Lindsay C, Hurst A (2002) Novel methods of permeability prediction from NMR tool data, Dialog Magazine, 339, 1981: 1–14, [Online]. Available: http://www.lps.org.uk/docs/Dialog_Final_draft3.pdf.

[24]. Altunbay M, Martain R, Robinson M (2001) Capillary pressure data from NMR logs and its implications on field economics, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3369–3378, doi: 10.2523/71703-ms.

[۲۵]. کاظم‌زاده ع، ولی ج، اصفهانی م ر، آلوکی بختیاری ح (۱۳۹۱) ترکیب داده‌های مغزه و چاه‌پیمایی به منظور پیش‌بینی سرعت امواج تراکمی در سنگ‌های مخازن کربناته، پژوهش نفت، ۲۲، ۷۱: ۵۷–۶۵، <https://sid.ir/paper/115186/fa>.

[۲۶]. نورافکن ا، سلیمانی ب، کدخدایی ع (۱۳۹۴) ساخت نمودار سرعت موج برشی با بهره‌گیری از الگوریتم کلونی مورچه و استفاده از داده‌های چاه‌پیمایی در میدان نفتی چشمه خوش، پژوهش نفت، ۲۵، ۱–۸۵: ۱۹۳–۲۰۳، <https://sid.ir/paper/114994/fa>.

[۲۷]. باسعادت م ر، کارگر ز، حسین‌زاده ج (۱۳۹۳) بررسی اشباع آب، ویسکوزیته و محاسبه میزان هیدروکربن موجود در سازند آسماری و ایلام به روش تشدید مغناطیسی هسته‌ای (NMR)، پژوهش نفت، ۲۴، ۷۹: ۴۰–۵۱، <https://sid.ir/paper/115011/fa>.

[28]. Murphy D P (1995) NMR logging and core analysis - simplified, World Oil, 216, 4: 65–68, [Online]. Available: <https://www.o sti.gov/biblio/39931>.

[29]. Shabani M, Ghaffary S, Yarmohammadi S (2021) Evaluation of rock properties determined from core and NMR data: a case study on asmari carbonate reservoir, Journal of Petroleum Science and Technology, 11, 3: 31, P.2-10, doi: 10.22078/JPST.2021.4540.1751.



Determination of Reservoir Parameters of the Upper Part of Dalan Formation Using NMR Log and Core in South Pars Oil Field

Mohammad Barati Diz¹, Ali Kadkhodaie², Bahman Soleimani^{3*}, Fatemeh Saberi⁴ and Pourya Asoude⁴

1. Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basin, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran

2. Department of Geology, Faculty of Natural Sciences, University of Tabriz, Iran

3. Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basin, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran

soleimani_b@scu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4546.3052

Received: July/13/2021

Accepted: April/09/2022

Introduction

NMR (Nuclear Magnetic Resonance) has been used as one of the important logging tools in the oil industries [1]. NMR logging tools are basically similar to other logging tools such as neutron, density and sonic that is affected by all components of the reservoir rock is different. NMR logging tools are essentially similar to other logging tools, such as neutron, density, and sonic, in that they are affected by all components of the reservoir rock, but they also have distinct differences. In addition, NMR instruments are able to identify the type of hydrocarbon in the reservoir and to determine some of its properties such as density [2]. Also, other petrophysical outputs such as permeability, capillary pressure, water and hydrocarbon saturation, wetting, identification of vogs, fractures and grain size in the reservoir rock can be measured through this petrophysical log [3].

In this study, to describe the most reservoir characteristics of upper part of Dalan Formation (late Permian) known as K4 unit in the South Pars Gas Field, all geological and petrophysical data have been used, but the estimation of porosity and permeability with it is not possible to use coring method for all oil fields. On the other hand, the combined use of coring and NMR methods for all oil fields is not possible due to its high costs. Therefore, it is necessary to use simple, low-cost and strategic techniques. The desired technique in this project is the use of NMR data conducted in the South Pars oil reservoir and it is

used and combined with the core analysis data to gain a more accurate understanding of the characteristics of the reservoir (porosity and permeability) and as a result, the reservoir potential of the desired section can be obtained.

Study Area

The studied area is a part of South Pars gas field which is shared between Iran and Qatar countries. This field is located 105 kilometers southwest of Asalouyeh port and in the common waters of Iran and Qatar.

Materials and Methods

The cores related to the SP-A well had already been examined by the Tehran Oil Industry Research Institute, and the data of porosity, permeability and capillary pressure resulting from K4 mercury injection were calculated and available in the laboratory. The Techlog software was also used for the reservoir parameters estimation.

Converting Laboratory Data Obtained from Core to Reservoir Conditions

The test fluids and conditions are different from what happens in the reservoir. Therefore, it is necessary to coordinate the laboratory results with the reservoir conditions. In this article, the air-mercury system is used to measure the capillary pressure, while the water-oil system is established in the reservoir conditions. Therefore, if it is assumed that the measured porosity

and permeability of the rock sample under test represents the actual porosity and permeability of the reservoir, the capillary pressure in the reservoir conditions can be calculated (using Equation 1) as follows [4]:

$$(P_c)_R = \frac{\delta_{res} \cos \theta_{res}}{\delta_{lab} \cos \theta_{lab}} \times (P_c)_L \quad (1)$$

δ_{res} : surface and interfacial tension of fluids in the tank (dyne/cm); δ_{lab} : surface and interfacial tension of fluids in the laboratory (dyne/cm); θ : contact angle ($^\circ$); $(P_c)_R$: capillary pressure in reservoir conditions (psi); $(P_c)_L$: Capillary pressure in laboratory conditions (psi).

In this research, porosity and permeability are first determined using NMR, and then capillary pressure is obtained by calibrating the data.

Estimation of Porosity through NMR Log

To determine the porosity using NMR, plotting the attenuation amplitudes of the echoes as a function of time will create a curve that the first recorded spin echo amplitude is related to all the hydrogen nuclei that are in the fluids inside the pores. Therefore, this range can be an indicator of porosity [5].

Permeability Estimation Through NMR Log

Permeability is one of the most important characteristics of hydrocarbon reservoirs, the correct estimation of which is very important for oil engineers, because it is very effective in finding solutions to increase oil recovery, determining the volume of oil and gas

reservoirs, and managing them is as best as possible [6].

Determination of Capillary Pressure Through NMR Log

One of the parameters that the NMR log is able to respond to is capillary pressure, but when the shape of the cavities becomes crooked and they change from conventional to unconventional shapes (crooked and warped), equalization of capillary pressure and equations for T2 decay may be problematic [4]. The relationship between pore volume and throat radius size changes and becomes more complex. As a result, the ability to calculate properties that depend on the characteristics of the throat radius through the use of properties of the size of the pores becomes more unreliable. However, the shape of the holes in this research was assumed to be conventional (spherical or tubular) and the ratio of surface to volume was calculated based on the size of the holes. Finally, the algebraic relationship between constant C, capillary pressure and T2 time was expressed (using Equation 2) as follows [4]:

$$\text{Log } C = \text{Log } (1/P_c) - \text{Log } (T_2) \quad (2)$$

Equation 2 was used in Techlog software, and the constant number C in this software is automatically defined as 1000. However, the constant number C is variable for each field, and to obtain the number C, first an NMR of the well is called, and then the constant number C is changed so much that the PC obtained from the NMR log matches the core PC the most (Figures 1 to 2).

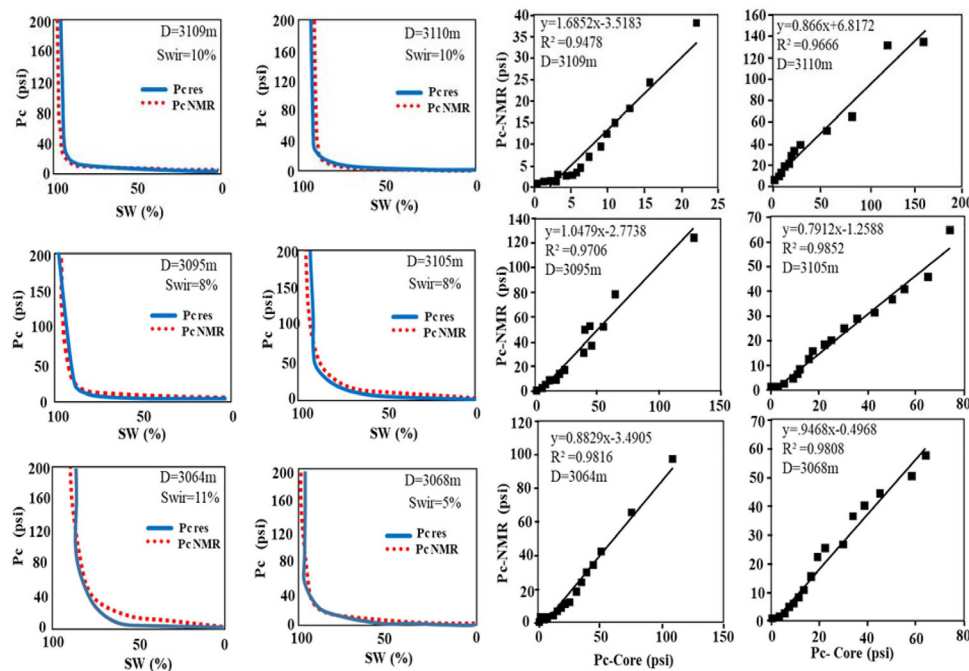


Fig. 1 Comparison of core capillary pressure (Pc res) with NMR capillary pressure (Pc NMR- irreducible water (Swir), and capillary pressure (Pc) (both core and NMR) and water saturation (Sw) in K4 unit of Dalan Formation in individual depth (D).

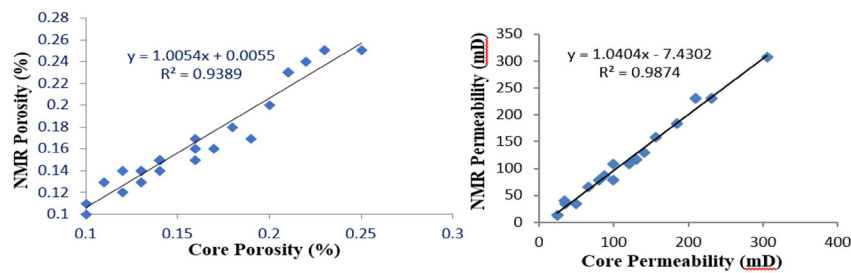


Fig. 2 Correlation coefficient of NMR porosity and permeability with core porosity and permeability.

This constant number C was obtained for two wells (two phases separated from each other) from South Pars field, 2300.

Results and Discussion

Comparison of Core Porosity and NMR

Porosity obtained from NMR is independent of lithology. Neutron log considers all hydrogens as part of porosity regardless of their location, but NMR porosity only considers hydrogens inside fluids. Unlike other logs, the NMR log is able to separate different types of parts that make up the porosity of the whole rock, which has many applications in the oil industry [7-8]. In this study, the NMR porosity diagram obtained from the K4 section of the Dalan Formation has been compared with the porosity obtained from the core, which shows a good match (Figure 1).

Comparison of NMR (Timur) with Core Permeabilities
The correlation coefficient of NMR permeability (Timur) with core permeability in K4 section is equal to 0.98 (Figure 2). The obtained results show a very good agreement between NMR permeability (Timur) and core permeability (mD).

Conclusions

The following results have been obtained from the studies conducted in this research:

The comparison of core porosity and NMR porosity shows a good match and the correlation coefficient between core porosity and NMR porosity for the best K4 reservoir zone is 0.93. According to the comparison of core permeability with permeability NMR (Timur) shows a very good match and the correlation coefficient between them is 0.98 for the best reservoir zone, K4, mean permeability NMR (Timur) is 80 mD. According to the comparison of core permeability with NMR permeability (Timur), there is a strong correlation between them, with a correlation coefficient of 0.98 for the best reservoir zone, K4. The mean permeability obtained from NMR (Timur) is 80 mD. Therefore, according to the output obtained from the NMR log and its comparison with the PC curve obtained from the cores of the K4 unit, it can be said that the NMR log has a very good accuracy for PC estimation.

Also, based on the evaluations done on the well loggings and interpretation by the software to measure

the porosity, the studied area shows a high average porosity (the average total porosity is 15.55% and the average effective porosity is 11.9%). Due to the low shale volume and suitable porosity, the net thickness of this formation is high, and as a result, the ratio of net to gross thickness, which is a parameter to show the potential of the reservoir, is high.

References

1. Akuurt R, Vinegar H J, Tutunjian P N, Guillory A J (1995) NMR logging of natural gas reservoirs: 36th annual SPWLA logging symposium Transactions.
2. Murphy D P (1995) NMR logging and core analysis -- simplified, *World Oil*, 216, 4: 65–68, [Online]. Available: <https://www.oosti.gov/biblio/39931>.
3. Ogilvie S, Cuddy S, Lindsay C, Hurst A (2002) Novel methods of permeability prediction from NMR tool data, *Dialog Magazine*, 339, 1981: 1–14, [Online]. Available: http://www.lps.org.uk/docs/Dialog_Final_draft3.pdf.
4. Chehrazi A, Rezaee R (2012) A systematic method for permeability prediction, a Petro-Facies approach, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 82–83, pp. 1–16, , doi: 10.1016/j.petrol.2011.12.004.
5. Hamada G M, AbuShanab M A, El Oraby M (2008) Petrophysical properties evaluation of tight gas sand reservoirs using NMR and conventional openhole logs, in *IPTC 2008: International Petroleum Technology Conference*, cp--148.
6. Altunbay M, Martain R, Robinson M (2001) Capillary pressure data from NMR logs and its implications on field economics, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3369–3378, doi: 10.2523/71703-ms
7. Coates G R, Xiao I, Prammer MG (1999) *NMR logging principles and Applications*, Halliburton Energy services publication.
8. Shabani M, Ghaffary S, Yarmohammadi S (2021) Evaluation of rock properties determined from core and NMR data: a case study on asmari carbonate reservoir, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 11, 3: 31, P.2-10, DOI: 10.22078/JPST.2021.4540.1751.