





# دوره ۸، شماره۴، سال ۱۴۰۱، صفحات ۳۰۱ – ۳۱۳ (DOI): 10.22044/JRAG.2024.14395.1358) شناسه دیجیتال

# تخمین ترشوندگی با استفاده از آنالیز NMR مغزه و داده های چاه نگاری در یکی از مخازن جنوب ایران: مطالعه موردی

سجاد پور جهانی<sup>۱</sup>؛ احمد واعظیان<sup>۳\*</sup>؛ منصور ضیائی<sup>۳</sup>؛ یوسف شیری<sup>†</sup>

۱ - دانشجو کارشناسی ارشد؛ دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود ۲ و۴- استادیار؛ دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود ۳- دانشیار؛ دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود

دریافت مقاله: ۱۴۰۳/۰۱/۱۷؛ پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۷/۰۳

## \* نویسنده مسئول مکاتبات: avaezian@yahoo.com

#### ۱– مقدمه

با افزایش تقاضا برای شناسایی دقیق مخازن در اکتشاف و توسعه نفت و گاز، ترشوندگی نقش مهمی را ایفا می کند، زیرا بر توزیع نفت و آب تأثیر می گذارد. ترشوندگی به عنوان یکی از ویژگیهای سطح جامد و سیال، تأثیر بسزایی بر ویژگیهای مخزنی مانند تراوایی نسبی، فشار مویینگی، اشباع نفت باقيمانده و اشباع آب غير قابل تحرك دارد. ترشوندگي نشاندهنده تمایل یکی از سیالات به پخش شدن یا چسبیدن به سطح سنگ در مقابل سیال دیگر است که این پدیده تأثیر قابل توجهی بر توزيع سيال، فشار مويينگي، سيلابزني و اشباع باقيمانده دارد. ارزيابي ترشوندگی در مخزن یکی از چالشهایی است که مهندسان با آن رو به رو هستند، زیرا هیچ روشی نمیتواند مستقیماً آن را اندازه-گیری کند. در طول دو دهه گذشته، بسیاری از محققان تمایل به پیشبینی ترشوندگی مخزن با دادههای NMR داشتند. این دادهها برای اندازه گیری حساسیت بر همکنش سطح سیال و جامد و سایر خواص سنگ - سیال مانند تخلخل، توزيع اندازه منافذ، تراوايي نسبي و اشباع سيال استفاده مي شوند (Feng et al., 2021). بااین حال، هنوز یک روش سیستماتیک برای استفاده از این گزارشها برای اندازه گیری کمی ترشوندگی به دلیل روابط پیچیده و غیرخطی بین نگارهای متداول و ترشوندگی ایجاد نشده است .(Otchere et al., 2022)

مفهوم ترشوندگی در سیستمهای مختلفی مانند سیستمهای سنگ و سیالات، به میزان چسبندگی سطح جامد به دو سیال مختلف اشاره دارد و توسط زاویه تماس سیالات با سطح جامد مسطح یا لوله مویین بیان می شود. در سیستم های متخلخل که دارای دو یا بیشتر مایع غیر قابل ترکیب هستند، ترشوندگی نشاندهنده تمایل یکی از مایعات به پخش شدن یا چسبیدن به سطح در مقابل دیگری است ( Armstrong et al., 2021). این ویژگی تأثیر بسزایی بر ویژگیهای مخزنی مانند تراوایی نسبی، فشار مویینگی، اشباع نفت باقیمانده و اشباع آب غیر قابل تحرک دارد. بهعنوان مثال، سیالات با خاصیت ترشوندگی بالا، تمایل کمتری به جریان دارند و در اشباع غیر قابل تحرک تر واقع می شوند. به عبارت دیگر، سیال فاز تر کمتر به جریان میافتد و در حفرههای ریز سنگ میماند، درحالی که سیال فاز غیر تر به دلیل نیروهای دافعه، بیشتر به جریان میافتد و بزرگترین حفرههای موجود در محیط متخلخل را اشغال میکند (Guan et al., 2002). بااین حال، اندازه گیری و پیش بینی انواع مختلف ترشوندگی پیچیده و چالشبرانگیز است. بسیاری از محققان به طور مداوم ایدهها و روشهای جدیدی را در این زمینه امتحان کردهاند. در طول دو دهه گذشته، بسیاری از محققان به تخمین خصوصیات پتروفیزیکی با استفاده از دادههای NMR پرداخته اند. به عنوان مثال، شعبانی و همکاران به تخمین و ارزیابی تخلخل، تراوایی و توزیع اندازه و گلوگاه حفرات با استفاده ار داده های NMR پرداختند که نتایج گواه بر دقت بالای تخمین آنها بود (Shabani et al., 2021). این مطالعه نشان داد که استفاده از داده های NMR کیفیت مناسبی برای تخمین خصوصیات پتروفیزیکی دارند و می توان از این دادهها برای اندازه گیری خصوصیاتی که مرتبط با بر همکنش سطح سیال و جامد هستند استفاده کرد.

نگار NMR برای ارزیابی ترشوندگی حاصل از نگار های متداول

(Looyestijn and Hofman, 2006)، و شاخص مقاومت الكتريكي (Feng et al., 2021)، ارائه شاخص ترشوندگی در مخازن ( Feng et al., 2021 al., 2020)، تخمين ترشوندگی (Liang et al., 2023)، ساخت منحنی فشار مويينگى (Feng et al., 2016; Xiao et al., 2012) استفاده شده است. در مطالعه اوتچره و همکاران در سال ۲۰۲۲، یک مدل ریاضی جدید برای اندازه گیری ترشوندگی مخازن نفتی بر اساس همبستگی بین ترشوندگی Amott-USBM و سیگنال NMR ارائه شد. آنها شرایط آبدوست و نفتدوست را بر اساس روند سیگنال NMR شناسایی کردند. با استفاده از میانگین سیگنال NMR و معادله ریاضی پیشنهادی، شرایط مختلف ترشوندگی به صورت کمی اندازه گیری شد ( . Otchere et al., 2022). در سال ۲۰۲۳ لیانگ و همکاران (Liang et al., 2023). یک شاخص دقیق ترشوندگی با استفاده از داده های NMR معرفی کردند که نتايج أن با نتايج ترشوندگي Ammot تطابق داشت. اين مطالعات نشان دادند که نگار NMR می تواند مطابق با شرایط تر شوندگی در داخل چاه تغییر کند، اما به دلیل شرایط اقتصادی نمی توان آن را در همه چاه ها اجرا کرد. اما نگارهای متداول اطلاعات ضروری در مورد خصوصیات سازندها در لایه های زیرسطحی، از جمله خواص فیزیکی، کانی شناسی و مورفولوژیکی را ارائه میدهند. اطلاعات ارائه شده در نگار های مرسوم و كمياب مىتواند به طور مستقيم يا غيرمستقيم با ترشوندگى مرتبط باشد که ضرورت مطالعه حاضر را نشان می دهد.

هدف از این تحقیق بررسی ترشوندگی با استفاده از دادههای نگارهای تخلخل نوترون و گاما، دادههای آزمایشگاهی USBM MICP و NMR میباشد. بدین منظور ابتدا با مقایسه دادههای NMR و MICP، مقدار فشار مویینگی حاصل از NMR را به دست آمد. سپس مقدار فشار مویینگی حاصل از نگارهای متداول را با استفاده از نگار گاما و تخلخل نوترون و USBM به دست آمد. در نهایت با مقایسه دو نمودار فشار مویینگی به دست آمده به ارزیابی ترشوندگی تخمینی پرداخته شد.

# ۲- روش شناسی و داده ها

## ۲-۱- داده ها و آنالیز ها

میدان مورد مطالعه، یکی از میادین نفتی واقع در خلیجفارس است (شکل ۱). این میدان در ناحیه زاگرس واقع شده و دارای یک مخزن گازی نیز میباشد. از نظر جغرافیایی، در نزدیکی مرز آبی بین ایران و امارات متحده عربی قرار دارد (Ghazban, 2007). مخازن این میدان، دارای نفت و گاز متنوعی هستند که از دورههای مختلف زمانی، از جمله پرمین تا ژوراسیک، مواد هیدروکربنی را در خود ذخیره کردهاند.



شکل ۱: موقعیت تقریبی میدان مورد مطالعه (Peyravi et al., 2015) دادههای نگار مورد استفاده در این پژوهش ، دادههای نگار گاما (GR) و نگار تخلخل نوترون (PHIE) میباشند. دادههای آزمایشگاهی NMR شامل توزیع زمان آرامش<sup>(۱)</sup> عرضی (T<sub>2</sub>) و توزیع اندازه منافذ میباشد که برای ۱۰ داده مغزه مختلف موجود است. این دادهها که از AI تا A10 نامگذاری شدهاند متعلق به سازند شعیبا در بازه عمقی ۱۷۰۸ تا ۱۸۴۵ هستند که در ۴ نوع سنگی متفاوت دسته بندی شده که در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۱: انواع دستهبندی نوع سنگ بر اساس متوسط تخلخل نوترون و

تراوايي

نوع سنگی	متوسط تخلخل نوترون (٪)	متوسط تراوایی (MD)
نوع اول	۱٩/۵۶	٠/۴٩
نوع دوم	17/99	•/9٣
نوع سوم	7) 77/77	Υ) Α/Α 1
نوع چهارم	8/54	• /٣٨

ده نمونه مغزه پایه روغنی دارای دادههای آزمایشگاهی NMR و نگار های متداول بودند. دادههای آزمایشگاهی MICP مورد استفاده شامل فشار تزریق و اشباع جیوه بودهی که برای ۵ نمونه اول از مغزهها در دسترس است. دادههای شاخص ترشوندگی USBM نیز برای پنج نمونه مغزه دیگر در دسترس بوده که برای اعتبار سنجی مورد استفاده قرار گرفتند. دادههای آزمایشگاهی NMR موجود، توسط دستگاه آنالایزر اندازه گیری ویژگیهای دامنه و آرامش مواد حاوی هیدروژن، سنگهای اندازه گیری ویژگیهای دامنه و آرامش مواد حاوی هیدروژن، سنگهای سازند و سیالات طراحی شده است. دو اندازه گیری NMR از یک نمونه مغزه انجام میشود: اول زمانی که با آبنمک اشباع شده است و دوم رانی که اشباع زدایی شده است. هنگامی که یک مغزه اشباع میشود، سیالات کل فضای منافذ را اشغال می کنند، اما هنگامی که اشباع زدایی میشوند، آب فقط در فرههای منافذ کوچک بین دانهها و در خاک رس باقی میماند.

نشریه پژوهشهای ژئوفیزیک کاربردی، دوره ۸، شماره ۴، ۱۴۰۱.



شکل ۲: دستگاه آنالایزر NMR مدل PROTON-20M

#### ۲-۲- تخمین فشار مویینگی NMR با استفاده از MICP

هی و همکاران (۲۰۰۵) روش بهبود یافتهای را برای ساخت منحنیهای فشار مویینگی از دادههای NMR را به صورت زیر پیشنهاد کردند ( he et. al., 2005).

 $\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} - \rho_2 \frac{s}{v}$ 

که در آن  $T_2$  زمان آرامش عرضی بر حسب میلی ثانیه است.  $T_{2B}$  زمان استراحت  $T_{2B}$  زمان استراحت سطح استراحت حجم مایع بر حسب میلی ثانیه است.  $\rho$  زمان استراحت سطح منافذ بر سنگ در میکرومتر بر معکوس ثانیه است. S مساحت سطح منافذ بر حسب سانتی متر مربع و V حجم منافذ بر حسب سانتی متر مکعب است (He et al., 2005).

سطح ویژه منافذ به ساختار منافذ مربوط می شود. هنگامی که منافذ و گلوگاهها کروی یا استوانهای فرض می شوند، یک رابطه خطی بین سطح ویژه منافذ و شعاع منافذ وجود دارد. با این حال، برای ساختار منافذ پیچیده، آنها یک رابطه غیرخطی را در مخازن با تراوایی پایین نشان می دهند (He et al., 2005). علاوه بر این، در  $T_{2B} > T_2$ ، معادله به صورت زیر ساده شده است:

 $\frac{1}{T_2} = \frac{\rho_2}{f(r_c)}$ 

که در آن  $r_c$  شعاع منافذ بر حسب میکرومتر است. f(rc) یک تابع غیرخطی است. بر اساس رابطه بین فشار مویینگی و شعاع منافذ گلوگاه، فشار مویینگی را میتوان بهصورت زیر بیان کرد:

 $p_C = \frac{2\sigma Cos\theta}{r}$ 

که در آن Pc فشار مویینگی برحسب  $dyn/cm^2$  است.  $\sigma$  کشش سطحی بین دو سیال بر حسب dyn/cm بوده و  $\theta$  زاویه تماس بر حسب درجه است. با ترکیب معادلات بالا، رابطه بین توزیع  $T_2$  و فشار مویینگی Pc بهصورت زیر نوشته می شود:

 $p_C = g\left(\frac{1}{T_2}\right)$ 

که در آن  $g\left(\frac{1}{T_2}
ight)$  یک تابع غیر خطی است. هی و همکاران معتقد بودند که  $\left(\frac{1}{T_2}
ight)$  باید تابع توان باشد (He et al., 2005). بنابراین، معادله به صورت زیر می شود:

 $p_{C} = m \left(rac{1}{T_{2}}
ight)^{n}$ که در آن m و n پارامترهای مدل هستند و از مقایسه با فشار مویینگی MICP به دست میآیند. این زمانهای اندازه گیری  $T_{2}$  و اندازه منافذ

بهعنوان معکوس زمان T<sub>2</sub> ترسیم میشوند، دستهبندی از زمانهای طولانی به زمان استراحت کوتاه (به ترتیب منافذ بزرگ به منافذ کوچک)، منعکس کننده منحنیهای تزریق *MICP* (گلوگاه های منافذ بزرگ به گلوگاه های منافذ کوچک) است (Volokitin et al., 1999).

برای تعیین فشار مویینگی از طریق دادههای NMR، ابتدا دادههای توزیع  $T_2$  از زیاد به کم مرتب شده و سپس مقدار  $1/T_2$  را به دست آورده و مقدار توزیع اندازه منافذ تجمعی آن نیز برای دادهها تعیین شد. با رسم مقدار  $1/T_2$  بر حسب توزیع تجمعی اندازه منافذ که به درصد تبدیل شدهاند، شبه فشار مویینگی NMR به دست می آید.

# ۲-۳- تخمین فشار مویینگی با استفاده از نگارهای متداول و نتایج MICP

لورت تابع J را بر اساس آنالیز ابعادی پیشنهاد کرد که برای تعیین فشار مویینگی در اشباع های مختلف استفاده میشود (Leverett, 1941). فرمول بهصورت زیر ارائه میشود:

$$J(S_W) = \frac{P_C(S_W)}{\sigma Cos\theta} \sqrt{\frac{K}{\theta}}$$

که در آن  $S_W$  اشباع فاز ترکننده تحت فشار متناظر تزریق جیوه به درصد است. K تراوایی بر حسب میلی دارسی است.  $\emptyset$  تخلخل نوترون بر حسب درصد،  $\sigma$  کشش سطحی و  $\theta$  زاوبه تماس است.فرمول یکنواختی که برای تراوایی هز زون مخزنی قابل استفاده است به صورت معادله زیر بیان میشود که شامل تخلخل نوترون و اندازه میانه است. زون بندی مخزن به منظور عدم ایجاد ناهمگنی در زمان استفاده از تابع *I* است تا از این طریق بتوان از یک نوع تابع *I* استفاده کرد.

 $Log(K) = c(i) \times Log(\emptyset) + d(i) \times Log(Md) + e(i)$ ارزش نسبی پرتوهای گامای طبیعی را میتوان برای محاسبه اندازه میانه به طور پیوسته در معادلات زیر استفاده کرد (Feng et al., 2016).

 $Log(Md) = f(i) \times \Delta GR + g(i)$ 

 $\Delta GR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$ 

که در آنها Md اندازه متوسط بر حسب میلی متر است.  $\Delta GR$  مقدار نسبی پرتوهای گامای طبیعی بر حسب اعشار است. GRmaxو GRmin، GRmax و GR مقادیر حداکثر، حداقل و واقعی پرتوهای گامای طبیعی بر حسب GR مقادیر حداکثر، حداقل و واقعی پرتوهای گامای طبیعی بر کسب API هستند. c، d، c، d, c مربوط به کلاس API مستند. c مربوط به کلاس رخساره های دیاژنتیکی است. یک رابطه تابع توان بین اشباع فاز تر و تابع J تحت فشار مویینگی معین وجود دارد (2012).

 $S_W = a(i) \times (J(S_W))^{b(i)}$  که در آن a و d پارامترهای مدل هستند. معادلات (۶) تا (۹) را با معادله (۱۰) جایگزین کرده تا مدل منحنی فشار مویینگی با استفاده از نگارهای متداول به دست آید:

 $Log(100 - S_{Hg}) = A^{*}(i) \times Log(\emptyset) + B^{*}(i) \times \Delta GR + C^{*}(i)$ 

که در آن  $S_{H_8}$  اشباع تزریق جیوه تحت فشار تزریق جیوه مربوطه بر حسب درصد است.  $(A^*(i) \ A^*(i))$  و  $C^*(i)$  پارامترهای مدل هستند (Feng et al., 2016).

داده های تابع J می تواند به اشباع آب یک مخزن مربوط شود. یک نقص

این مدل کلاسیک اشباع تابع J این است که تراوایی را که از تخلخل ناشی می شود را اضافه می کند. برای رفع نقص، استفاده از مدل های پیشرفته تر که قادر به تفکیک تراوایی ناشی از تخلخل و تراوایی ناشی از شکاف ها و ترکها هستند، یک راهکار موثر است. به عبارت دیگر در سنگ ها ناهمگنی پارامتری است که باعث تغییرات اساسی در تراوایی و به تبع آن روی تابع J می گذارد که از نقاط ضعف این روش است. در این مطالعه، از تکنیکهای آزمایشگاهی مانند آزمایش های تراوایی تحت فشار متغیر و استفاده از میکروسکوپ های الکترونی برای مشاهده مستقیم ساختار سنگ و تعیین تراوایی بر اساس مشاهدات میکروسکوپی استفاده شد تا اثر ناهمگنی در نمونه ها وجود نداشته باشد. این روش به ما امکان می دهد تا تأثیر تخلخل بر تراوایی را بهتر درک کنیم و مدلهای دقیق ترى براى تخمين اشباع آب مخزن ارائه دهيم (Peters, 2012). همچنین، دسته-بندی نوع سنگ بر اساس متوسط تخلخل نوترون و تراوایی آنها و استفاده از تابع J برای هر زون باعث شد تا محیط های همگنی برای ارزیابی داشته باشیم و این نقطه ضعف تابع J را کمرنگ كنيم.

۳- نتيجه و بحث

## MICP التحمين فشار مويينگى NMR با استفاده از MICP

با توجه به دادههای فشار مویینگی MICP، باید فاکتورهای m و n مربوط به معادله (۵) به دست آید تا بتوان فشار مویینگی NMR را با رگرسیون خطی بدست آورد.

رگرسیون خطی به این صورت عمل کرده که مختصات فشار مویینگی MICP همراه با مقدار  $T_2$  از نگار NMR، متناظر با هر اشباع جیوه را گرفته و بهترین خطی که از تمام این نقاط عبور میکند را برازش می دهیم. فشار مویینگی MICP برای ۵ نمونه مغزه مورد نظر در شکل NMR آورده شده است و برای هرکدام از نوعهای سنگی فشار مویینگی NMR در جدول ۲ آورده شده است.

با استفاده از فرمولهای به دست آمده که در جدول ۲ نشان داده شده است، میتوان منحنی فشار مویینگی را برای هر نمونه که در هر ۴ نوع سنگی و فقط با استفاده از دادههای T<sub>2</sub> به دست آورد.

در شکل ۴ دو نمودار برای مغزه های AI-A5 رسم شده است. نمودار آبی رنگ که اندازه منافذ بر حسب مقدار  $T_2$  را در حالت اشباع آبنمک نشان داده و نمودار سبز رنگ که همان دادهها را در حالت زهکشی نشان می دهد. برای مغزه A مقدار  $T_2$  cutoff را در حالت زهکشی نشان می اندازه حفرات در این نمونه به صورت نرمال و متوسط میباشد. برای مغزه A2 مقدار  $T_2$  cutoff برابر با ۶۲ میلی ثانیه میباشد. برای مغزه مقدار  $T_2$  cutoff را مغزه به صورت نرمال و متوسط میباشد. برای مغزه مقدار  $T_2$  cutoff را مغزه به معرت نرمال و متوسط میباشد. برای مغزه مقدار  $T_2$  cutoff برابر با ۶۲ میلی ثانیه میباشد. برای مغزه A3مقدار  $T_2$  cutoff برابر با ۲۵ میلی ثانیه میباشد. برای مغزه را مقدار مغزه به صورت نرمال و متوسط میباشد. برای مغزه را مقدار با در این نمونه به صورت معلی ثانیه میباشد. برای مغزه را مقدار با ۱۰۹ میلی ثانیه میباشد. پراکندگی اندازه میباشد. برای مغزه A مقدار  $T_2$  cutoff میلی ثانیه میباشد. پراکندگی اندازه حفرات کم بوده در حالی که میانگین اندازه حفرات بزرگ میباشد. برای مغزه A مقدار  $T_2$  cutoff و مقرات که میباشد.

بررسی همزمان نمودار فشار بر حسب درصد اشباع با استفاده از داده های NMR و MICP یکی از ابزار بررسی کیفیت مخزنی می باشد که در کنار اعتبار سنجی نتایج NMR می توان از چنین مزیتی نیز برخوردار شد (Shabani et al., 2023). در شکل ۵ منحنی فشار مویینگی به دست آمده از NMR در کنار منحنی فشار مویینگی MICP برای مغزه های NMR در کنار منحنی فشار مویینگی MICP برای مغزه های NMR در کنار منحنی فشار مویینگی MICP برای مغزه مای NMR در کنار منحنی فشار مویینگی به دست آمده از NMR در کنار منحنی فشار مویینگی MICP برای مغزه علی مغزه ای NMR در کنار منحنی فشار مویینگی MICP برای مغزه عزه تعلی ما دارای شکل L هستند که نشاندهنده بخش مخزنی با کیفیت خیلی عدم تاسب بین حفرههای کوچک و بزرگ، یک برآمدگی جزئی به وجود آمده است. برای مغزه دارای شکل مغزه ماین دو منحنی بسیار منطبق بر هم بوده که هر دو منحنی دارای شکل مغزه مخزی با کیفیت مخزی با

نشریه پژوهشهای ژئوفیزیک کاربردی، دوره ۸، شماره ۴، ۱۴۰۱.



شکل ۳: دادههای فشار مویینگی MICP برای ۵ نمونه مغزه موجود



تخمین ترشوندگی با استفاده از آنالیز *NMR* مغزه و داده های چاه نگاری در یکی از مخازن جنوب ایران.، پورجهانی و همکاران، صفحات ۳۰۱–۳۱۳.



شکل ۴: نمودار اندازه منافذ بر حسب T<sub>2</sub> در سمت چپ و نمودار تجمعی اندازه منافذ بر حسب T<sub>2</sub> در سمت راست برای مغزه های A1 تا A5. نمودار آبی رنگ اندازه منافذ بر حسب مقدار  $T_2$  را در حالت اشباع آبنمک نشان می دهد و نمودار سبز رنگ برای حالت زهکشی است.



شکل ۵: مقایسه بین دو منحنی فشار موئینه به دست آمده از MICP و NMR برای نمونه ای A1 تا A5

نوع سنگی		فرمول فشار مویینگی NMR	ضریب همبستگی R2
نوع اول	A1	$p_{C} = 1456818 \left(rac{1}{T_{2}} ight)^{2.58}$	۰/۸۴
نوع دوم	A2	$p_c = 7825756.6 \left(\frac{1}{T_2}\right)^{2.30}$	•/٧٩
نوع سوم	A3, A4	$p_c = 1374481.8 \left(\frac{1}{T_2}\right)^{1.72}$	• / \ \ \ \
نوع چهارم	A5	$p_C = 12202.61 \left(\frac{1}{T_2}\right)^{0.65}$	•/٩•

جدول ۲: فرمولهای تعیین فشار مویینگی NMR بر اساس طبقه بندی نوع سنگی

## ۲-۳- تخمین فشار مویینگی با استفاده از نگارهای متداول

## و نتايج MICP

برای تعیین فشار مویینگی با استفاده از نگارهای تخلخل نوترون و گاما، ابتدا فشارهای معینی از فشار مویینگی در نظر گرفته می شود. سپس با استفاده از معادله (۱۱)، به تعیین پارامترهای  $(i)^*A$   $(i)^*B$  و  $(i)^*$ پرداخته می شود. برای این کار، مقدار نگار تخلخل نوترون و دلتای گاما را برای هر کدام از نمونههای مغزه به دست آورده و در فشار مویینگی معین، اشباع جیوه آن را از دادههای MICP بررسی کرده و در معادله جای گذاری کرده تا معادله مربوطه برای هر فشار مویینگی معین به دست آید. این فشارهای مویینگی با مقایسه دادههای فشاری هر ۵ نمونه مغزه تعیین می گردد.

دادههای نگار موجود در چاه مورد مطالعه شامل اطلاعات نگار تخلخل نوترون و نگار گاما مربوط به عمق هر یک از دادههای مغزه می باشد. مقدار بیشینه نگار گاما برابر با API ۵۷/۵۱ بوده و مقدار کمینه آن نیز API ۳/۵۶ می باشد. با توجه به این مقدارها، مقدار دلتای گاما نیز محاسبه شده و در جدول ۳ آورده شده است. با توجه به این که این معادله دارای سه مجهول می باشد، لذا حداقل سه معادله برای حل آن مورد نیاز است. با توجه به کمبود دادههای مغزه برای هر نوع سنگی، امکان تعیین این پارامترها برای هر کدام از ۴ نوع سنگی وجود نداشت،

لذا فقط یک معادله برای هر فشار مویینگی معین برای هر ۴ نوع سنگی به دست آمد (جدول ۴). با استفاده از دادههای چاه پیمایی هر نقطه از چاه که مقدار تابع *I* آن برابر با تابع *I* پنج نمونه مغزه *MICP* باشد، می-توان با استفاده از معادلههای بالا منحنی فشار مویینگی آنها را به دست آورد.

ای مغزههای موجود	و دلتای گاما برا	ِ تخلخل نوترون	جدول ۳: مقدار نگار
------------------	------------------	----------------	--------------------

نام مغزه	عمق مغزه	مقدار نگار	مقدار دلتای گاما
		تخلخل نوترون	(API)
A1	1842/98	• / ٢ •	•/۴۸٨
A2	1 V S 1 / V V	•/٣٣	•/117
A3	1898/10	۰/۲۵	• / • Y۶
A4	18+1/88	۰/۲۴	•/•Y۵
A5	1776/82	• / • A	• /٣۶٣
A6	1720/01	٠/١٩	• /Y۵۵
Α7	1700/29	•/٣٣	• / • Y Y
A8	176./18	۰/۲۵	•/• AA
A9	1780/68	• / \ Y	•/•۵٩
A10	1774/71	•/١٩	•/•Y۵

جدول ۴: معادلههای مدل ساخت منحنی فشار مویینگی با استفاده از دادههای نگارهای متداول

فشار مويينگي (پاسكال)	معادله	ضریب همبستگی
۲۰۰	$Log(100 - S_{Hg}) = -4.44 \times Log(\emptyset) + 7.63 \times \Delta GR - 1.71$	٠/٩٩
4	$Log(100 - S_{Hg}) = -8.78 \times Log(\emptyset) - 0.46 \times \Delta GR - 4.19$	۰/٨١
٨٠٠	$Log(100 - S_{Hg}) = -3.32 \times Log(\emptyset) + 0.61 \times \Delta GR - 1.46$	٠/٩٣
1	$Log(100 - S_{Hg}) = -2.95 \times Log(\emptyset) + 0.68 \times \Delta GR - 1.37$	٠/٩٩
18	$Log(100 - S_{Hg}) = -3.48 \times Log(\emptyset) + 0.63 \times \Delta GR - 1.97$	٠/٩٩
220.	$Log(100 - S_{Hg}) = -3.59 \times Log(\emptyset) + 0.68 \times \Delta GR - 2.25$	•/٩٩
22	$Log(100 - S_{Hg}) = -3.58 \times Log(\emptyset) + 0.81 \times \Delta GR - 2.51$	٠/٩٩
۵۰۰۰	$Log(100 - S_{Hg}) = -3.65 \times Log(\emptyset) + 0.78 \times \Delta GR - 2.85$	•/٩٩
54	$Log(100 - S_{Hg}) = -3.73 \times Log(\emptyset) + 0.80 \times \Delta GR - 3.14$	٠/٩٨
٩	$Log(100 - S_{Hg}) = -3.88 \times Log(\emptyset) + 0.68 \times \Delta GR - 3.61$	٠/٩٩

# ۳-۳- مقایسه ترشوندگی حاصل از NMR و نگارهای مرسوم با نتایج USBM

هنگامی که مخزن نفتدوست باشد، آب منفذی سیال غیر ترکننده بوده و زمان آرامش  $T_2$  بازتاب زمان عمده آرامش آب است. در مقابل، به دلیل اثر آرامش سطح، زمان آرامش  $T_2$  آن به طور قابل توجهی کاهش مییابد. این مسئله نشاندهنده این موضوع است که نگار NMR میتواند تغییر ترشوندگی را مشخص کند، همان طور که منحنیهای فشار مویینگی ساخته شده از دادههای NMR نیز میتواند مشخص کند.

از طرف دیگر منحنیهای فشار مویینگی ساخته شده از نگارهای متداول تحت تأثیر این مسئله قرار نمی گیرند؛ بنابراین، می توان منحنیهای فشار مویینگی به دست آمده از NMR و نگارهای متداول را برای نمونههای مغزه با یکدیگر مقایسه کرد، اگر تقریباً یکسان باشند و روی هم قرار بگیرند، مخزن آب دوست است. در غیر این صورت، یا مخزن خنثی بوده و یا نفت دوست است. با این وجود، این روش قضاوت فقط کیفی بوده و برای دستیابی به روش کمی نیاز به دادههای آزمایشگاهی زاویه تماس می باشد.

در شکل ۶ نمودارهای ترشوندگی حاصل از NMR و نگار مای مرسوم

## نشریه پژوهشهای ژئوفیزیک کاربردی، دوره ۸، شماره ۴، ۱۴۰۱.

برای ۵ نمونه مغزه A6-A10 در کنار یکدیگر ترسیم شده اند و نتایج آزمایشگاهی ترشوندگی USBM آنها در جدول ۵ آورده شده است. با توجه به اینکه دو نمودار بر روی یکدیگر قرار نگرفتند که نشان می دهد این نمونه ها دارای ترشوندگی خنثی بوده اند و دادههای آزمایشگاهی USBM نیز دارای مقادیری نزدیک به صفر هستند که بیانگر ترشوندگی خنثی هستند. این ارزیابی نشان می دهد که ترشوندگی بدست آمده با استفاده از NMR تطابق خوبی با نتایج آزمایشگاهی USBM دارد و می توان به تخمین زده شده اعتماد کرد.

جدول ۵: مقایسه نتایج ترشوندگیهای تخمینی با ترشوندگیهای

TIODA		
	÷.	- •
USDNI	, wo	ار ما
	<b>U</b>	

نمونههای مغزه	A6	Α7	A8	A9	A10
ترشوندگی USBM	-•/١٧٢	-•/۲۶۵	-•/۲۶۵	-•/Y \ \	-•/Y \

#### تخمین ترشوندگی با استفاده از آنالیز *NMR* مغزه و داده های چاه نگاری در یکی از مخازن جنوب ایران.، پورجهانی و همکاران، صفحات ۳۰۱–۳۱۳.



A10

## شکل ۶: مقایسه نمودار فشار مویینگی NMR و فشار مویینگی نگارهای متداول برای مغزه A6-A10

# ۴- نتیجه گیری

در این مطالعه، به بررسی ارتباط بین ترشوندگی حاصل از داده هاس NMR و دادههای چاهنگاری متداول در یکی از میادین واقع در خلیجفارس پرداخته شد. خلاصه ای از نتابج حاصل از این مطالعه به صورت زیر است:

- با استفاده از دادههای آزمایشگاهی NMR و MICP، روابطی برای تعیین فشار مویینگی با استفاده از T<sub>2</sub> با مقدار ضریب همبستگی ۰/۸۴، ۰/۷۹، ۰/۸۴ و ۰/۹۰ برای ۴ نوع نمونه سنگ محتلف به دست آمد که مقادیر قابلقبولی میباشند.
- با استفاده از دادههای نگار تخلخل نوترون و گاما و نتایج آزمایشگاهی MICP، روابطی برای تعیین فشار مویینگی با ضریب همبستگی بالای ۰/۸۱ بدست آمد که نشاندهنده انطباق بسیار خوب این روابط با نتایج مشاهده شده می باشد.
- به منظور ارزیابی روابط فشار مویینگی بدست آمده، ، نمودارهای فشار مویینگی برای نمونههای A6 تا A10 با استفاده از دادههای

NMR و نگارهای متداول ترسیم شدند و ترشوندگی کیفی آنها خنثی به دست آمد که کاملاً منطبق بر نتایج به دست آمده از آزمایش USBM بود.

 نتایج نشان داد که ترشوندگی تخمین زده شده در مقیاس انجام شده قابل اعتماد بوده و می-توان از این روش در صنعت به منظور تعیین ترشوندگی در شرایطی که اطلاعات آزمایشگاهی محدود بوده و نیاز به تعیین ترشوندگی در نقاط مختلف باشد استفاده کرد. همچنین، استفاده از داده ها و چاه های بیشتر جهت بالا بردن اعتبار این روش توصیه می شود.

# ۵- سپاسگزاری

این تحقیق تحت حمایت پژوهش و فناوری شرکت نفت فلات قاره ایران و مصوبات مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران انجام پذیرفته است. همچنین، از آقایان دکتر توکلی و مهندس سید حامد بلوری نهایت تشکر و قدردانی را دارم. نشریه پژوهشهای ژئوفیزیک کاربردی، دوره ۸، شماره ۴، ۱۴۰۱. https://doi.org/10.3390/app12062942

- Peters, E.J., 2012. Advanced Petrophysics: Geology, porosity, absolute permeability, heterogeneity, and geostatistics. Greenleaf Book Group.
- Peyravi, M., Rahimpour-Bonab, H., Nader, F.H., Kamali, M.R., 2015. Dolomitization and burial history of lower triassic carbonate reservoir-rocks in the Persian Gulf (Salman offshore field). Carbonates Evaporites 30, 25–43.
- 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, 2–10. https://doi.org/10.22078/JPST.2021.4540.1751
- Shabani, M., Yarmohammadi, S., Ghaffary, S., 2023. Reservoir quality investigation by combination of core measured data and NMR technique analysis: a case study of Asmari carbonate reservoir in Gachsaran field. Carbonates Evaporites 38. https://doi.org/10.1007/s13146-022-00824-y
- Tandon, S., Newgord, C., Heidari, Z., 2020. Wettability quantification in mixed-wet rocks using a new NMRbased method, in: SPE Reservoir Evaluation and Engineering. https://doi.org/10.2118/191509-PA
- Volokitin, Y., Looyestijn, W.J., Slijkerman, W.F.J., Hofman, J.P., 1999. A practical approach to obtain 1st drainage capillary pressure curves from NMR core and log data. SCA-9924.
- Xiao, L., Mao, Z., Wang, Z., Jin, Y., 2012. Application of NMR logs in tight gas reservoirs for formation evaluation: A case study of Sichuan basin in China. J Pet Sci Eng 81, 182–195.

۶- منابع

- Armstrong, R.T., Sun, C., Mostaghimi, P., Berg, S., Rücker, M., Luckham, P., Georgiadis, A., McClure, J.E., 2021. Multiscale Characterization of Wettability in Porous Media. Transp Porous Media 140. https://doi.org/10.1007/s11242-021-01615-0
- Feng, C., Feng, J., Feng, Z., Zhong, Y., Mao, Z., Ling, K., 2021. Determination of reservoir wettability based on resistivity index prediction from core and log data. J Pet Sci Eng 205. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108842
- Feng, C., Fu, J., Shi, Y., Li, G., Mao, Z., 2016. Predicting reservoir wettability via well logs. Journal of Geophysics and Engineering 13, 234–241.
- Ghazban, F., 2007. Petroleum geology of the Persian Gulf. Joint publication.
- Guan, H., Brougham, D., Sorbie, K.S., Packer, K.J., 2002. Wettability effects in a sandstone reservoir and outcrop cores from NMR relaxation time distributions. J Pet Sci Eng 34. https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00151-1
- He, Y.-D., Mao, Z.Q., Xiao, L.Z., Zhang, Y., 2005. A new method to obtain capillary pressure curve using NMR T2 distribution. Journal of Jilin University (Earth Science Edition) 35, 177–181.
- Leverett, M., 1941. Capillary behavior in porous solids. Transactions of the AIME 142, 152–169.
- Liang, C., Jia, Z., Xiao, L., Wang, G., Mao, Y., Ma, X., 2023. A potential NMR-based wettability index using free induction decay for rocks. Magnetic Resonance Letters.
- Looyestijn, W.J., Hofman, J.P., 2006. Wettability-index determination by nuclear magnetic resonance. SPE Reservoir Evaluation and Engineering 9. https://doi.org/10.2118/93624-pa
- Otchere, D.A., Mohammed, M.A.A., Ganat, T.O.A., Gholami, R., Merican, Z.M.A., 2022. A Novel Empirical and Deep Ensemble Super Learning Approach in Predicting Reservoir Wettability via Well Logs. Applied Sciences (Switzerland) 12.