Archive of SID

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی
۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما
مجری: اهم اندیشان انرژی کیمیا ۸۸۶۷۱۶۷۶ – ۰۲۱
www.Reservoir.ir

ارائه یک رابطهٔ تجربی جدید برای نمای اشباع آب سازند (n) جهت محاسبات اشباع سیال

محمد شاهی کوتیانی [۱]، مصیب کمری [۲]
ستاد شرکت ملی مناطق نفتخیز، اداره مهندسی پتروفیزیک
(m_shahi_k@yahoo.com)

چکیده

محاسبه میزان اشباع آب، یکی از مراحل بنیادی در محاسبات حجمی و تخمین ذخایر مخازن هیدروکربوری است. برای این منظور، تا کنون مدل‌های متنوعی ارائه گردیده است که البته هر کدام در شرایط خاصی استفاده می‌شوند. انتخاب بهترین مدل برای هر مخزن و انتخاب صحیح پارامترهای آن برای تعیین دقیق‌تر درصد اشباع آب اجتناب‌ناپذیر است. در این مطالعه، با استفاده از داده‌های چاه‌پیمایی و نتایج حاصل از تفسیر آن‌ها در کنار داده‌های آزمایشات ویژهٔ مغزه، بهترین رگراسیون برای تخمین نمای اشباع آب سازند (n) معرفی و ضرایب معادله براساس داده‌های موجود بومی‌سازی شدند. استفاده از رابطهٔ جدید برای محاسبهٔ اشباع آب در ۳ چاه مورد مطالعه از مخزن آسماری یکی از میادین جنوب غرب ایران، با کاهش اختلاف بین نتایج حاصل از تفسیر نمودار و اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی مغزه همراه بود. ضمناً با توجه به اینکه ترشوندگی اصلی‌ترین فاکتور تاثیرگذار در نمای اشباع است، ترشوندگی به عنوان معیاری برای فیلتر کردن و دسته‌بندی داده‌های مورد استفاده در نظر گرفته شد و مغزه‌های مورد استفاده، شرایط مشابهی از لحاظ کیفیت ترشوندگی دارا بودند.

واژه‌های کلیدی: اشباع آب سازند، رابطهٔ آرچی، نمای اشباع آب، تخلخل، نمودارهای پتروفیزیکی، مغزه.

۱- کارشناسی ارشد مهندسی نفت، مهندس پتروفیزیک
۲- کارشناسی ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری، مهندس پتروفیزیک

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

ارزیابی مخزن، نقش بسیار مهمی در صنعت نفت ایفا می‌کند. مهم‌ترین پارامترهای پتروفیزیکی[1] مورد نیاز برای ارزیابی کمی یک مخزن شامل تخلخل، اشباع آب وهیدروکربور، ضخامت، نفوذپذیری و جنس سنگ‌مخزن می‌باشند. برای اندازه‌گیری هر یک از پارامترهای مذکور، دو روش مستقیم[2] و غیرمستقیم[3] وجود دارد. روش مستقیم، دسترسی به نمونه سنگ‌مخزن از طریق مغزه‌گیری و اندازه‌گیری هر یک از پارامترهای مذکور در آزمایشگاه است که با توجه به هزینه بالای مغزه‌گیری، انجام آزمایشات مختلف بر روی مغزه و همچنین با توجه به وسعت بسیار زیاد میادین نفتی، این روش به لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نیست. روش غیرمستقیم اندازه‌گیری پارامترهای مذکور، همان علم چاه‌پیمایی[4] است. محاسبات و آنالیز اطلاعات و داده‌های مختلف چاه‌پیمایی نقش مهمی در مطالعه و بهره‌برداری از مخازن هیدروکربوری دارد [۱].

محاسبه میزان اشباع شدگی سنگ مخزن توسط آب و سیال یکی از مراحل بنیادی در محاسبات حجمی و تخمین ذخایر مخازن نفت و گاز و همینطور یکی از مهمترین چالش‌ها در مطالعات مخزن از ابتدای کشف منابع هیدروکربوری تا کنون بوده و هست. استفاده از داده‌های پتروفیزیکی برای محاسبه اشباع آب، اولین بار توسط "آرچی" صورت گرفت و عمده معادلات بعدی با الگوبرداری از همین معادله مطرح شدند. شکل کلی رابطه آرچی به صورت زیر است:

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \qquad (۱)$$

که در این رابطه، a ضریب پیچاپیچی، R_w مقاومت الکتریکی آب سازند، ϕ تخلخل سنگ، R_t مقاومت کل سنگ ومحتویات آن، m ضریب سیمان شدگی و n نمای اشباع می‌باشد [۲].

به دلیل تفاوت و پیچیدگی خاص مخازن هیدروکربوری، استفاده از روش و معادلهٔ یکسان جهت محاسبات درصد اشباع آب، نتایج درستی ارائه نمی‌دهد و باعث خطا در محاسبات حجمی می‌شود. به همین علت، با توجه به ویژگی‌های منحصر بفرد هر مخزن و با در نظر گرفتن نوع، جنس و سایر خواص فیزیکی سنگ، استفاده از یک معادلهٔ بهبود یافته یا بومی شده محاسبه اشباع آب و تنظیم پارامترهای آن معادله برای تخمین دقیق‌تر حجم سیالات آن مخزن اجتناب‌ناپذیر می‌باشد. این مقاله، بخشی از مطالعه‌ای با همین منظور است که به ارائه یک رابطهٔ تجربی بومی برای تخمین نمای اشباع آب سازند[1] (n) می‌پردازد [۳].

معمولاً این پارامترها توسط خطوطی با بهترین برازش از داده‌های آزمایشگاهی به دست می‌آید. زمانیکه شواهد کافی (داده‌های مغزه) به منظور اثبات صحت معادلات در یک مخزن موجود باشد، محاسبه مقادیر بهینه پارامترهای فرمول آرچی می‌تواند مقدار خطا در محاسبات را به حداقل برساند. عوامل بسیاری بر مقادیر عامل سیمان‌شدگی و اشباع اثر می‌گذارند؛ بنابراین بدون توجه به رفتار مخزن، درجه سیمان‌شدگی سنگ، تخلخل، نوع دانه‌ها، اندازه گلوگاه‌ها، نوع و نحوه توزیع شیل و مینرال‌ها، ترشوندگی و توزیع سیال، سطح کشش بین سطحی، شوری آب سازند و میزان گذردهی الکتریکی، به سختی می‌توان پارامترهای فرمول آرچی را ثابت درنظر گرفت. برای این منظور، تاکنون مدل‌های متنوعی ارائه گردیده است که البته هر کدام در شرایط خاصی استفاده می‌شوند. انتخاب بهترین مدل برای هر مخزن و انتخاب صحیح پارامترهای آن برای تعیین دقیق‌تر درصد اشباع آب اجتناب‌ناپذیر است [۴].

1-Petrophysic
2-Direct Method
3-Indirect Method
4-Well Logging

[1] Saturation exponent

www.SID.ir

Archive of SID

لازم به ذکر است، رایج‌ترین روشها در صنعت برای تخمین اشباع آب براساس مدل‌های پتروفیزیکی می‌باشند.آرچی ارتباط بین مقاومت و تخلخل سنگ کاملاً اشباع شده از نمک را در سازندهای ماسه سنگی تمیز (عاری از شیل) پیشنهاد کرد. این مدل بر پایهٔ فرضیه‌ای است که فقط نمک هادی رسانایی است. به هر حال، این روش در سازندهای شیلی کمتر مورد استفاده قرار گرفت. استفاده از روش آرچی مشکلاتی دارد مانند بدست آوردن R_w و دقت پارامتر تخلخل زمانی که نوع ماتریکس سنگ نامعلوم باشد، اما مشکل اصلی در استفاده از این روش، نامعلوم بودن ذاتی در تخمین پارامترهای m ، n و a است [۵].

۲- نمای اشباع آب

نمای اشباع آب (n) براساس میزان تخلیه سیال از پلاگ مغزه بع دست می‌آید. مطالعات بسیاری نشان می‌دهد که میزان ترشوندگی و تغییرات آن بیشترین تاثیر را بر نمای اشباع دارد. در حین فرایند تخلیه، آب شور به وسیله نفت خام خارج شده و ترشوندگی سنگ از حالت آب دوست به نفت دوست تغییر می‌کند. این تغییر ترشوندگی باعث افزایش سطح تماس نفت با دانه-های سنگ می‌شود و باعث می‌شود که یک فاز ناپیوستهٔ آب شور به طور متناوب درون منافذ به دام بیافتد. این فاز ناپیوسته به وسیلهٔ نفت محصور شده و به صورت یک عایق عمل کرده که باعث ایجاد مقاومت الکتریکی بالاتری می‌شود. با ادامهٔ جریان تخلیه، آب شور تشکیل فاز ناپیوسته می‌دهد؛ به عبارت دیگر آب شور به صورت دو فاز تشکیل می‌شود که یکی کاملاً محصور وفاز دیگر پیوسته و دارای ارتباط هیدرولیکی در سیستم است و در اشباع غیرقابل کاهش، فراوانی فاز ناپیوسته بیشتر است. بیشترین انحراف از قانون آرچی در اشباع غیرقابل کاهش مشاهده می‌شود. این پروسه هنگامی که آب توسط نفت خام درون مخزن جابجا می‌شود نیز اتفاق می‌افتد. در سنگ‌های آب دوست، آب روی سطح دانه‌ها یک فیلم نازک و یک مسیر پیوسته برای جریان سیال ایجاد می‌کند. بنابراین در این حالت، مقدار اشباع آب تاثیری بر نمای اشباع نداشته و میزان n تقریباً ثابت و برابر ۲ است. در سنگ‌های نفت دوست، آب درون حفره‌ها محصور شده و یک ناپیوستگی در مسیر جریان ایجاد می‌کند. در این حالت، با کاهش اشباع آب مسیرهای جریان مسدود شده و بخشی از آب که توسط فاز نارسانای سیال محصور شده در جریان یونی شرکت نمی‌کند و باعث افزایش مقاومت فضای متخلخل و نمای اشباع آب می‌شود. بنابراین نمای اشباع آب در سنگ‌های نفت دوست بیشتر از سنگ‌های آب دوست است؛ به عبارت دیگر، نمای اشباع آب با افزایش نفت دوست شدن سنگ افزایش می‌یابد [۵].

باید توجه کرد که وقتی میزان اشباع آب بالاست و یک فیلم از جریان یونی موجود است، میزان نمای اشباع مستقل از ترشوندگی بوده و تاثیر ترشوندگی وقتی اهمیت بالایی پیدا میکند که اشباع آب کاهش می‌یابد. بنابراین در آنالیز مغزه جهت تعیین نمای اشباع، چنانچه مغزه در شرایط ترشوندگی مخزن مورد آزمایش قرار نگیرد، نتایج از دقت کافی برخوردار نمی‌باشد، بجز در مواردی که سنگ به شدت آب دوست باشد.

در آزمایشگاه لوله‌های مویین با اندازه‌های بزرگ تا کوچک جهت شبیه‌سازی گلوگاه‌ها و همینطور ترشوندگی و توزیع سیالات مورد استفاده قرار می‌گیرد. راسموس با روش‌های ریاضی ثابت کرده است که چگونه تغییر سایز لوله‌های مویین بر تخلیهٔ مغزه و در نتیجه محاسبهٔ نمای اشباع تاثیر می‌گذارد. توزیع واقعی سیال ممکن است با نتایج آزمایشگاهی متفاوت باشد؛ بنابراین پارامترهای m و n به دست آمده از آزمایشگاه ممکن است در محاسبات واقعی مخزن قابل استفاده نباشد [۵].

وایلی و همکاران دریافتند که نمای اشباع از یک تا بی‌نهایت متغیر است. آرچی معادله اشباع را با درنظر گرفتن n=2 بنا نهاد و مقاله‌های تحقیقاتی نشان می‌دهد که عملاً میزان نمای اشباع بین ۱ تا ۳ متغیر است (جدول ۱).

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۱ محدودهٔ تغییرات نمای اشباع آب سازند براساس دیگر مطالعات انجام شده

Author	n	Restrictions
Martin, et al. (1938), Jakokosky et al. (1937), Wyckoff et al. (1936), Leverett (1939)	2	Porous Materials saturated with gas and water.
Guyod (1948)	1.7-4.3	Less than 2.0 formation containing conducting solids. Greater than 4.3 depending upon formation texture or fluid distribution.
Morse et al. (1947)	1.82	Artificial water-wet sands
Morse et al. (1947)	2.51	Artificial oil-wet sands
Wyllie et al. (1950)	1 - ∞ 1.5 – 2.5 2.5 – 4.0	Mathematically Practice @ S_w>30% Practice @ High S_w
Fatt (1956)	0.0 - 4.0	Theoretical study of pore networks, n depends on packing.
Waxman et al. (1974)	1.3 2.0	Non-clay corrected Clay-corrected
Dunlap et al. (1949)	1.11-2.24 1.69-2.90	Cotton Valley and Strawn sandstone cores. Ottawa silica (unconsolidated) cores. N_2, naphtha, kerosene, crude oil used as displacing media.
Maute et al. (1992)	1.79 – 1.82 1.87 – 1.88	Sandstone African cores: clean, high porosity. (a = 1) Conventional method CAPE
Maute et al. (1992)	1.748 2.948	Carbonate Middle East cores. (a = 1) Conventional method CAPE
Maute et al. (1992)	1.99 – 2.16 1.92 – 2.18	Sandstone Middle East cores: clean, high porosity. (a = 1) Conventional method CAPE
Aldoleimi et al.	1.81 – 2.00	Carbonate reservoir using logs. (a = 1)
Hamada, G.M.	2.00 1.56 – 1.76 1.61 – 1.92	Clean sandstone Common Conventional CAPE

www.SID.ir

Archive of SID

۳- رابطهٔ جدید نمای اشباع آب سازند (n)

چنانچه اشاره شد، نمای اشباع معیار فعل و انفعال بین سیالات و سطح جامد در سیستم حفرهٔ سنگ مخزن است. برای محاسبهٔ نمای اشباع، مقاومت مغزه‌ها در اشباع ۱۰۰ درصد آب اندازه‌گیری شده و بعد از هر مرحله، فشار موئینه در اشباع‌های کمتر آب نمک، اندازه‌گیری می‌شود. این آزمایش در شرایط فشار و دمای مخزن انجام می‌گردد. شاخص مقاومت (I)، نسبت مقاومت سازند در حضور هیدروکربور(R_t) به مقاومت سنگ اشباع شده با آب نمک (R_o) است. در این مطالعه، ازروش آنالیز رگرسیون برای تخمین ضریب اشباع استفاده شده است. متناسب با فیزیک مسأله، ضریب مقاومت مغزه و داده‌های نمودارها (مقاومت آب همزاد، مقاومت کل سنگ، تخلخل، نفوذپذیری و اشعه گامای تصحیح شده) در آنالیز رگرسیون برای تخمین نمای اشباع استفاده شده‌اند که نهایتاً رابطهٔ ۲ حاصل شد.

$$n = A_0 + A_1 \log(K + B_0) + A_2 CGR + A_3 \log R_t + A_4 \log R_w + A_5 \phi_{core} \qquad (۲)$$

که در این معادله:

$A_0 = 0.8735$ $A_1 = -0.1687$ $A_2 = 0.00358$ $A_3 = 0.2053$
$A_4 = -0.2736$ $A_5 = 2.34$ $B_0 = 0.1$

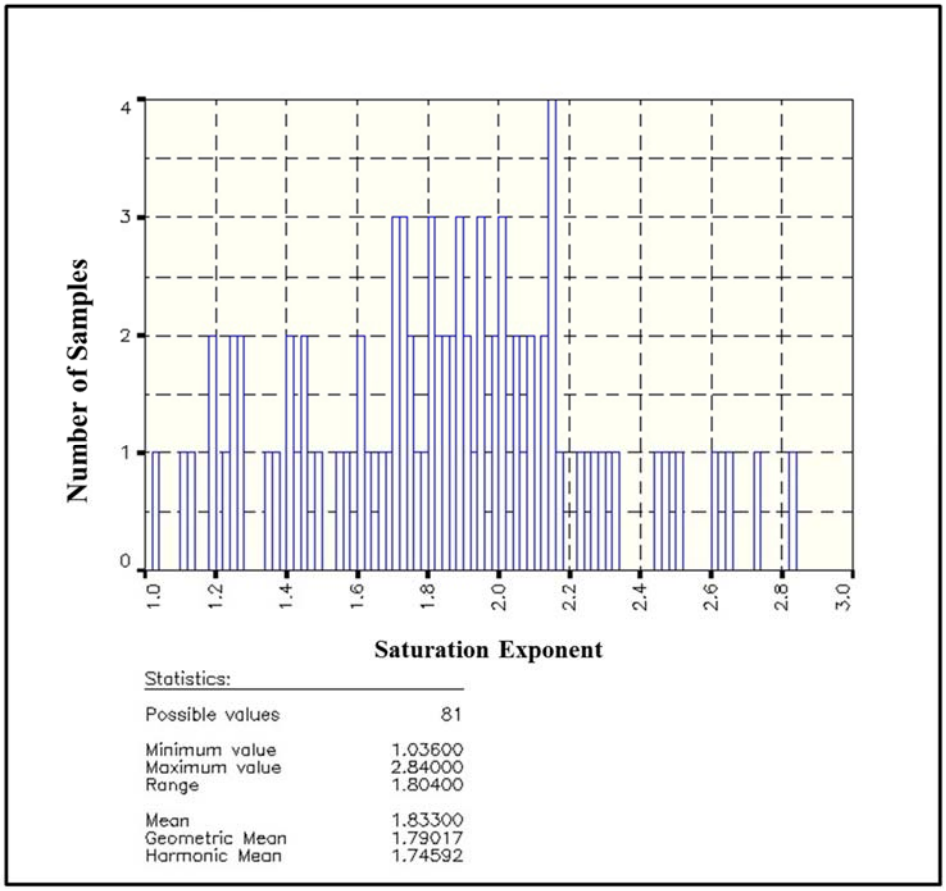
براساس تحقیقات انجام شده، نمای اشباع به این پارامترها به طور مستقیم و یا غیر مستقیم وابسته است. چندین مطالعه نشان می‌دهد که نمای اشباع در بازهٔ ۱ تا ۳ تغییر می‌کند. بنابراین نقاطی که نمای اشباع در این بازه دارند، برای رگرسیون انتخاب شده‌اند. با توجه به کمبود نمونه‌های دارای اندازه‌گیری نمای اشباع در میدان مورد مطالعه، در این رگرسیون ۶۷ نقطه از ۱۶ نمونه مغزه در سازند آسماری میادین مجاور میدان مورد مطالعه برای تخمین نمای اشباع با خطای نسبی ۱۴٫۵ درصد و ۱۴ نقطه از ۶ نمونه مغزه برای آزمایش این رگرسیون با خطای نسبی ۱۵٫۷۹ درصد استفاده شده‌اند.

تحلیل حساسیت‌سنجی پارامترها نشان می‌دهد که مقاومت آب سازند، تخلخل، مقاومت کل و نفوذپذیری، به ترتیب عمده‌ترین متغیرهای لازم برای تخمین نمای اشباع می‌باشند. ازآنجا که سازند آسماری میدان مورد مطالعه، مقدار شیل قابل توجهی ندارد، نمودار گامای اصلاحی اثر ناچیزی بر ضریب اشباع داشت.

همانطور که ذکر شد، میزان ترشوندگی اصلی‌ترین فاکتور تاثیرگذار روی نمای اشباع است. ترشوندگی نمونه-های مغزه با روش Amott محاسبه شده است و بر همین اساس، داده‌های مورد استفاده از مغزه‌های دارای ترشوندگی مشابه انتخاب شده‌اند. شکل ۱ توزیع مقادیر نمای اشباع را در جامعهٔ آماری مورد مطالعه نشان می‌دهد.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۱ نمودار توزیع فراوانی مقادیر نمای اشباع

نهایتاً به منظور اعتبارسنجی رابطهٔ به دست آمده، ارزیابی پتروفیزیکی جهت محاسبهٔ ذخیرهٔ هیدروکربن و تعیین نوع سیال و خواص پتروفیزیکی مخزن آسماری مورد مطالعه در ۳ چاه میدان انجام گرفت و با نتایج مغزه مقایسه شد که اختلاف نتایج اشباع آب حاصل از رابطهٔ ۲ با مغزه، نسبت به فرض $n=2$ در این ۳ چاه به ترتیب ۷، ۹ و ۵ درصد کاهش پیدا کرد. لازم به ذکر است، با توجه به تمیز بودن نسبی سازند مورد مطالعه، ازمعادلهٔ آرچی جهت محاسبهٔ میزان اشباع آب استفاده شد.

۴- نتایج و پیشنهادات

در این پژوهش، بر مبنای داده‌های مغزه و نمودارهای چاه‌پیمایی، رابطهٔ جدیدی جهت تخمین نمای اشباع آب سازند برای استفاده در رابطهٔ آرچی معرفی گردید که با توجه به مستندات ارائه شده، می‌تواند برای محاسبهٔ دقیق‌تر اشباع آب در میدان مورد مطالعه به کار گرفته شوند که با بهبود دقت محاسبات اشباع همراه بود. لازم به ذکر است که با توجه به تفاوت ماهیت پتروفیزیکی میادین به خصوص در ایران، پیشنهاد می‌شود که مطالعات مشابهی برای میادین دیگر نیز انجام شود.

www.SID.ir

Archive of SID

همچنین چنانچه اشاره شد، در نظر گرفتن مقادیر ثابت n (و دیگر ضرائب آرچی) با توجه به وابستگی این ضرایب به عوامل متعدد در سنگ‌ها، صحیح نبوده و باعث بروز خطا در نتایج ارزیابی از جمله اشباع آب می-گردد. توجه شود که در محاسبهٔ اشباع آب، تأثیر ضریب سیمان‌شدگی نسبت به نمای اشباع بیشتر بوده و نیاز به دقت بیشتری در محاسبهٔآن می‌باشد که مطالعهٔ مشابهی به طور مجزا برای این پارامتر نیز توسط نویسندگان انجام شده است.

میزان ترشوندگی اصلی‌ترین فاکتور تاثیرگذار در نمای اشباع است. ترشوندگی به عنوان معیاری برای فیلتر کردن و دسته‌بندی داده‌های مورد استفاده در نظر گرفته شد و زاویهٔ تماس مغزه‌های مورد استفاده در یک محدوده قرار داشتند.

لازم به ذکر است که با توجه به اینکه فرمول ارائه شده بر اساس داده‌های میادین مجاور به دست آمده است؛ لیکن در صورت داشتن داده‌های معتبر و کافی از آزمایشات نمای اشباع وترشوندگی، می‌توان با رگرسیون ارائه شده در این پژوهش، رابطهٔ به دست امده را بهبود بخشید.

ضرائب فرمول آرچی برای محاسبهٔ میزان اشباع آب سازند و در نهایت برای تعیین میزان نفت درجای مخزن، بسیار حائز اهمیت و تعیین‌کننده می‌باشند. این ضرایب به دلیل وابستگی به ساختار میکروسکوپی سنگ‌ها شدیداً تغییر می‌کند، در حالی که در عمل به علت محدودیت‌های موجود و بعضاً برای سادگی کار، در بیشتر موارد این مقادیر برابر عددی ثابت فرض می‌شود؛ لیکن چگونگی تأثیر ساختار میکروسکوپی سنگ در مقدار ضرایب یاد شده و اندازه‌گیری آن‌ها برای بافت‌های مختلف سنگ و همچنین تأثیر فاکتورهای مختلف مانند دما، فشار، شوری آب و... در این پارامترها، لزوم اندازه‌گیری مستقیم این مقادیر را توسط آزمایش‌های ویژهٔ مغزه بر همگان روشن می‌نماید. لذا پیشنهاد می‌گردد که همزمان با توسعهٔ هر مخزن، عملیات مغزه‌گیری با پوشش جغرافیایی کامل و برای تمام لایه‌های مخزنی، انجام شده وآزمایشات روتین و ویژهٔ مغزه به خصوص آزمایشات اندازه‌گیری پارامترهای m و n و Sw_{ir}، نفوذپذیری و تعیین بافت و فابریک سنگ انجام گردد تا بتوان برای محاسبات اشباع آب و در نتیجه نفت درجا، به روابط مشخص و منطقی دست یافت.

www.SID.ir

Archive of SID

مراجع

1. Talia Shamsi Ara, Soran Talabani, H.H.Vaziri, M.R.Islam, In-Depth Investigation of the Validity of the Archie Equation in Carbonate Rocks, Dalhousie University, SPE 67204, 2001.

2. G.M. Hamada, A.A. AlMajed, T.M. Okasha, A.A. AlGathe, Analysis of Archie's Parameters Determination Techniques in Carbonate Reservoirs, The British University in Egypt, 10th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, March 23-25, 2011.

3. David Kennedy, The Porosity-Water Saturation-Conductivity Relationship, An Alternative to Archie's Model, ExxonMobil Exploration Company, the SPWLA 47th Annual Logging Symposium held in Veracruz, Mexico, June 4-7, 2006.

4. Rafiee S.,Hashemi A., Investigation of Archie's Formula Parameters and Reservoir Water Saturation Calculation Methods and Comparison with Core Data in Evaluation of Petrophysical Reservoir Data , Petroleum University of Technology,Ahwaz,Iran, January 2013.

۵- کمری، مصیب، مروری بر تحقیقات انجام شده جهت محاسبه ضریب سیمان شدگی سازند، گزارش شماره پ-۷۹۴۰، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اردیبهشت ۱۳۹۳.

www.SID.ir