

تخمین شاخص منطقه جریانی با استفاده از نتایج تشدید مغناطیس هسته

سید محمود فاطمی عقدا^۱، ماشاءاله تسلیمی^۲ و احمد فهیمی^۳ فر

استاد، گروه زمین شناسی کاربردی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

ادکترا، گروه زمین شناسی کاربردی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

آستاد، گروه ژئوتکنیک، دانشکده عمران و محیط زیست، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۱۱/۱۱ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۰۴/۰۹

چکیده

هدف اصلی در این مطالعه، بررسی امکان تخمین پارامتر شاخص منطقه جریانی در سنگ‌های کربناته با استفاده از ادغام مفهوم واحدهای جریان هیدرولیکی و مدل‌های تراوایی تشدید مغناطیس هسته است. برای بررسی قابلیت تخمین شاخص منطقه جریانی با استفاده از روش تشدید مغناطیس هسته از دو مدل اصلی تراوایی تیمور- کوتز و T_2 میانگین، با توجه به گستردگی استفاده از آنها در سرتاسر دنیا، استفاده شده است. یکی از مهم‌ترین نکات در این مطالعه استفاده از نتایج آزمایش تشدید مغناطیس هسته در آزمایشگاه بر روی مغزه بوده که در ایران سابقه نداشته است. در این مطالعه ۲۴ نمونه کربناته انتخاب و آزمایشات تخلخل، تراوایی و همچنین تشدید مغناطیس هسته بر روی آنها انجام شد. سپس با استفاده از نتایج آزمایشات تخلخل و تراوایی، شاخص منطقه جریانی مغزه تعیین و به عنوان شاخصی جهت ارزیابی دقت روش تشدید مغناطیس هسته در تخمین شاخص منطقه جریانی در نظر گرفته شد. با استفاده از پارامترهای به دست آمده از آزمایش تشدید مغناطیس هسته و مدل‌های تراوایی تشدید مغناطیس هسته، مقدار شاخص منطقه جریانی تخمین و با مقدار شاخص منطقه جریانی مغزه مقایسه شد. با توجه به نتایج به دست آمده به نظر می‌رسد مدل‌های تراوایی تشدید مغناطیس هسته، با ضرایب معمول، توانایی مناسبی برای تخمین شاخص منطقه جریانی را ندارند و نیاز به اصلاح ضرایب با توجه به جنس سنگ‌ها وجود دارد.

کلیدواژه‌ها: تراوایی، تخلخل، تشدید مغناطیس هسته، مدل تراوایی تیمور- کوتز، مدل تراوایی T_2 میانگین.

*نویسنده مسئول: سید محمود فاطمی عقدا

E-mail: fatemi@khu.ac.ir

۱- پیش‌نوشتار

کارشناسان قرار دهد. فناوری تشدید مغناطیس هسته توانایی اندازه‌گیری تخلخل را به‌طور مستقیم و تراوایی را به‌طور غیر مستقیم و با استفاده از مدل‌های تراوایی دارد. در این مطالعه تلاش شده است توانایی فناوری تشدید مغناطیس هسته در تخمین شاخص منطقه جریانی در سنگ‌های کربناته بررسی شود. در این مطالعه با ادغام مدل تراوایی واحدهای جریان هیدرولیکی و دو مدل اصلی تراوایی در فناوری تشدید مغناطیس هسته (مدل‌های تیمور- کوتز و T_2 میانگین) رابطه‌هایی برای تخمین شاخص منطقه جریانی برای هر یک از مدل‌های تیمور- کوتز و T_2 میانگین به دست آمد که با استفاده از نتایج آزمایش تشدید مغناطیس هسته برای تخمین شاخص منطقه جریانی از آنها استفاده شد. در انتها مقادیر تخمین زده شده از شاخص منطقه جریانی با مقادیر مغزه مقایسه و توانایی تشدید مغناطیس هسته برای تخمین شاخص منطقه جریانی بررسی شد.

فناوری تشدید مغناطیس هسته در ایران در صنعت نفت در نگارهای درون‌چاهی بسیار مورد استفاده قرار گرفته است. اما مطالعات آزمایشگاهی بر روی نمونه‌های مغزه تا به امروز در ایران انجام نگرفته و این مطالعه برای اولین بار به این حوزه پرداخته است.

۲- مشخصات زمین‌شناسی

در این مطالعه از ۲۴ نمونه کربناته جهت مطالعه استفاده شده است که سازندهای آسماری، بورگان، داریان، قدوان، یاماما و سولای را شامل می‌شود که در ادامه خلاصه‌ای از آنها آورده شده است.

۲-۱. سازند آسماری

سازند آسماری یکی از مخازن بسیار مهم تولید هیدروکربون در جهان بوده که در ناحیه زاگرس واقع شده است. این سازند بیش از ۵۰ ساختار مخزنی در زاگرس مرکزی دارد. میداین اهواز، آغاچاری، گچساران و مارون از مهم‌ترین میداین در حال تولید هیدروکربون سازند آسماری هستند (Beydoun et al., 1992; Motiei, 1995; Bordenave and Hegre, 2010). سازند آسماری با سن الیگو-میوسن

تراوایی پارامتری است که در ارزیابی‌های مخازن نفتی از اهمیت بالایی برخوردار است و اندازه‌گیری آن نقش قابل توجهی در مطالعات مخازن دارد. از این رو محققان در سرتاسر دنیا به دنبال روش‌های مختلف (مستقیم و غیرمستقیم) برای اندازه‌گیری و یا تخمین آن با دقت قابل قبول هستند. یکی از مدل‌های ارائه شده برای تخمین تراوایی، مدل کوزنی- کارمن است که در ابتدا توسط (Kozeny (1927 ارائه و سپس توسط (Wyllie and Gardner (1958 اصلاح شد. مدلی کوزنی- کارمن از ادغام دو قانون داری، برای جریان سیال در محیط متخلخل، و مدل پوزای، برای جریان در لوله‌ها، به دست آمده است (Abbaszadeh et al., 1996). محاسبه تراوایی با استفاده از مدل کوزنی- کارمن، به علت وجود پارامترهای پیچیدگی مسیر جریان، فاکتور شکل و نسبت سطح حفره به حجم دانه، مشکل بوده و هزینه‌ها و زمان انجام آزمایشات لازم برای رسیدن به پارامترهای مذکور خیلی زیاد است. در این راستا محققان با تغییراتی در رابطه کوزنی- کارمن، مفهومی به نام واحدهای جریان هیدرولیکی را مطرح کردند که کمک شایانی به شناخت مخزن داشت، زیرا با استفاده از مفهوم واحدهای جریان هیدرولیکی، سنگ مخزن با توجه به خصوصیات هیدرولیکی سنگ‌ها و فارغ از جنسشان در دسته‌های مختلفی دسته‌بندی می‌شوند و مورد مطالعه قرار می‌گیرند. شاخص اصلی در این دسته‌بندی پارامتری به نام شاخص منطقه جریانی است که برای تعیین آن باید مطالعات آزمایشگاهی زمان‌بر و پرهزینه انجام گیرد. تعیین شاخص منطقه جریانی با استفاده از نتایج مطالعات آزمایشگاهی بر روی مغزه‌ها و همچنین نمودارهای چاه‌پیمایی تشدید مغناطیس هسته قابل تعیین است که در این مطالعه به بررسی شاخص منطقه جریانی با استفاده از نتایج مطالعات آزمایشگاهی تخلخل، تراوایی و NMR انجام شده است (Mohnke and Yaramanci, 2008; Nooruddin and Hossain, 2011; Dillinger, A. and Esteban, 2014; Ghadami et al., 2015). تشدید مغناطیس هسته فناوری است که در چند دهه اخیر در صنعت نفت برای تعیین خصوصیات سنگ و سیال مخزن کاربردهای فراوانی پیدا کرده است (Coates et al., 1999). تشدید مغناطیس هسته با استفاده از خصوصیات مغناطیسی الم هیدروژن می‌تواند اطلاعات گرانمایی از سنگ و سیال در اختیار

به عنوان ادامه سازندهای رتاوی و زوییر در بخش ایران در نظر گرفته می‌شود (James and Wynd, 1965). این سازند یکی از سنگ‌های مخزنی حوضه خلیج فارس بوده که در بخش‌هایی از میداین شمال غربی خلیج فارس، مثل میدان‌های اسفندیار و فروزان، دارای نفت است (Nairn and Alsharhan, 1997).

۲-۵. سازند یاماما

سازند یاماما، از گروه تاماما در کشورهای عربی (عربستان سعودی، بحرین و قطر)، شامل آهک‌های دوره نئوسومین بوده که بین آهک‌های متراکم سولای در پایین و سازند بویوب یا رتاوی در بالا قرار گرفته است (Steineke and Bramkamp, 1952; Sadooni, 1993; Shebl and Alsharhan, 1994; Nairn and Alsharhan, 1997). مرز بالایی و پایینی این سازند در بسیاری از موارد قابل تشخیص است و می‌تواند با سازندهای مختلفی مورد تطابق قرار گیرد (با سازندهای میناگیش کویت، حبشان امارات و سالیل عمان) همچنین این سازند معادل سازند فهلیان (گروه خامی) در بخش خشکی زاگرس است (James and Wynd, 1965). سازند یاماما و سازندهای معادل آن در کشورهای مختلف نظیر جنوب عراق، کویت، عربستان سعودی بحرین، قطر و امارات تولید نفت دارند (Nairn and Alsharhan, 1997).

۲-۶. سازند سولای

سازند سولای مربوط به دوره تیتونین-والانگینین است که مطالعات چاپ شده زیادی در خصوص آن وجود ندارد. سنگ چینه این سازند نشان‌دهنده این است که در بسیار از کشورها نظیر جنوب عراق، عربستان سعودی و جنوب غرب ایران سنگ منشأ خوبی است (Beydoun, 1991; Nairn and Alsharhan, 1997; Saad and Goff, 2006; Al-Ameri et al., 2009). به علت موقعیت زمین‌شناسی و شباهت‌های سازندی، نام این سازند از چینه‌شناسی عربستان گرفته شده است. سازندهای ماخول و گارو به ترتیب در قلمرو عرب و ایران معادل سنگ‌چینه این سازند هستند. بر اساس اطلاعات موجود، اولین بار سازند سولای توسط (Steineke and Bramkamp, 1952) تشریح شد. Powers et al. (1966) سازند سولای را دوباره از دیدگاه خصوصیات سنگ‌شناسی، ضخامت، چگونگی تشکیل سن، دیرینه‌شناسی و همچنین اقتصادی بررسی کردند. آنها نشان دادند که سازند سولای از لحاظ سنگ‌شناسی یکنواخت بوده و عمدتاً از آهک‌های نمان‌بلور، توده‌ای، چالکی و تیره تشکیل شده است. اطلاعات زمین‌شناسی، پتروفیزیکی و NMR مربوط به نمونه‌ها در جدول ۱ آورده شده است.

اولین بار توسط Thomas (1950) و بعدها توسط James and Wynd (1965) معرفی شد. این سازند در مقطع تیپ (کوه آسماری) دارای ۳۱۴ متر آهک فسیلی است که در بخش پایینی آن زبانه‌های ماسه‌سنگی حضور دارد. آهک‌های سازند آسماری به سمت جنوب غربی به تدریج به کربنات‌های آواری و رخساره‌های ماسه‌سنگی تغییر یافته‌اند. به علاوه یک واحد انیدریتی (عضو کلهر) در جنوب استان لرستان در داخل کربنات‌های آسماری قابل تشخیص است.

۲-۲. سازند بورگان

سازند بورگان، ماسه‌ها و شیل‌های کوتاه پایینی (آلبین) و به‌طور جانبی معادل سازند کژدمی در بخش شمال غربی خلیج فارس بوده و تشکیل‌دهنده سنگ مخزن بسیاری از میداین فوق عظیم و عظیم است (Alsharhan, 1991 and 1994; Al-Eidan et al., 2001; Strohmenger et al., 2006; Van Buchem et al., 2010). سازند بورگان اولین بار توسط Owen and Nasr (1958) در میدان بورگان تشریح شد. این سازند، در چاه شماره ۱۱۳ میدان بورگان، شامل چند ده تا چند صد متر ماسه، شیل، سنگ آهن اوویدی و مقداری آهک است (Alsharhan, 1994; Van Buchem et al., 2010).

۲-۳. سازند داریان

سازند داریان مربوط به دوره آبتین و یکی از مهم‌ترین مخازن نفتی در فروفنادگی دزفول و خلیج فارس است (Motiei, 1995; Ghazban, 2007). James and Wynd (1965) اولین بار این سازند را در کوه قدوان (۲۸۵ متر ضخامت) تشریح کردند. سازند داریان متعلق به گروه خامی بوده و عمدتاً از کربنات‌های غنی از اوریتولینا تشکیل شده است. سازند داریان به‌طور غیر رسمی به دو بخش بالایی و پایینی تقسیم شده است. سازند داریان، بر خلاف معادلش در کشورهای عربی (سازند شعبیه)، در ناحیه زاگرس در جنوب و جنوب غرب ایران به خوبی مطالعه و مستند نشده است (Alsharhan, 1985; Alsharhan et al., 2000).

۲-۴. سازند قدوان

سازند قدوان از لایه‌های پی‌درپی مارل و آهک‌های آب‌های کم‌عمق تشکیل شده است. لایه‌ای از آهک که به عنوان شاخص شناخته و عضو خلیج نام‌گذاری شده است نیز در بخش بالایی آن قرار دارد (James and Wynd, 1965; Schroeder et al., 2010; Van Buchem et al., 2010; Sharland et al., 2013). سازند قدوان از بالا به وسیله سازند داریان و از پایین توسط سازند یاماما پوشیده شده است. سن این سازند مربوط به بارمین تا آپتین است (Van Buchem et al., 2010). سازند قدوان

جدول ۱- اطلاعات نمونه‌های مورد مطالعه.

شماره نمونه	تخلخل مغزه	تراوایی مغزه (میلی داری)	میانگین هندسی زمان آسایش (میلی ثانیه)	MBVI (اعشاری)	MFFI (اعشاری)	T ₂ پرش (میلی ثانیه)	سازند
1	0.301	1.638	17.45824	0.225	0.124	16.6	Asmari
2	0.3043	3.75	41.12813	0.167942	0.211058	25	Asmari
3	0.3376	18.37689	76.14331	0.131895	0.300105	48	Asmari
4	0.0569	0.00369	7.217987	0.012591	0.038937	5.03	Burgan
5	0.0434	0.00118	7.474972	0.021073	0.041502	6.09	Dariyan
6	0.2713	5.54852	112.9674	0.054675	0.179325	88.05	Dariyan
7	0.2022	3.23471	66.43821	0.059395	0.141605	62.47	Dariyan
8	0.131	0.32405	32.6208	0.02066	0.08934	17.34	Dariyan
9	0.0826	0.00509	6.439165	0.022897	0.054198	5.05	Dariyan
10	0.0391	0.000511	4.355833	0.025493	0.014665	5.97	Ghadvan
11	0.1206	0.02284	17.11674	0.024995	0.076445	9.07	Ghadvan
12	0.186	0.48983	25.0234	0.031321	0.144679	12.64	Ghadvan
13	0.1884	0.94944	30.63529	0.106045	0.132955	20.3	Ghadvan

شماره نمونه	تخلخل مغزه	تراوایی مغزه (میلی داری)	میانگین هندسی زمان آسایش (میلی ثانیه)	MBVI (اعشاری)	MFFI (اعشاری)	T ₂ برش (میلی ثانیه)	سازند
14	0.1251	0.20511	24.68546	0.052914	0.106086	19	Ghadvan
15	0.1046	0.19993	24.39382	0.025011	0.075213	12.53	Yamama
16	0.1088	0.09056	23.12277	0.04022	0.041921	18.03	Yamama
17	0.0909	0.18757	25.18976	0.050554	0.033859	30.55	Yamama
18	0.0813	0.07227	16.24138	0.039067	0.051257	14.3	Yamama
19	0.0588	0.00342	3.883838	0.00489	0.017896	3.6	Yamama
20	0.0712	0.13543	60.3953	0.049938	0.060062	56.1	Yamama
21	0.1366	0.89103	52.85201	0.041122	0.098357	56.92	Yamama
22	0.0353	0.00013	3.431189	0.00128	0.009763	3.1	Sulaiy
23	0.0247	0.00232	10.76655	0.00836	0.039016	4.1	Sulaiy
24	0.0408	0.00533	8.697165	0.0092	0.034542	5	Sulaiy

۳- مبانی

۳-۱. تشدید مغناطیس هسته

تشدید مغناطیس هسته پدیده‌ای است که اولین بار توسط Rabi et al. (1938) کشف شد. تشدید مغناطیس هسته یک پدیده فیزیکی است که در آن هسته اتم‌هایی که دارای عدد کوانتومی غیر صفر هستند در اثر قرارگیری در یک میدان مغناطیس انرژی جذب می‌کنند و امواج الکترومغناطیس انتشار می‌دهند.

هسته‌های دارای عدد کوانتومی غیر صفر دارای چرخش هستند و بر اساس قانون فارادی هسته به یک دوقطبی مغناطیسی تبدیل می‌شود. زمانی که این دوقطبی‌های مغناطیسی تحت یک میدان مغناطیسی پایا قرار گیرند با میدان اعمالی همراستا می‌شوند و در نتیجه این هم‌راستایی، امواج الکترومغناطیسی از خود منتشر می‌کنند و همچنین با فرکانس مشخصی - که به فرکانس لارمور معروف است - حول میدان اعمالی حرکت تقدیمی انجام می‌دهند. برای تقویت و همچنین شناسایی اتم‌های مورد نظر، میدان نوسانی با فرکانس لارمور مورد نظر (در مطالعات نفتی بر اساس فرکانس لارمور اتم هیدروژن) تابیده می‌شود که در نتیجه جذب انرژی، اتم‌ها حرکت چرخشی هم‌افاز انجام می‌دهند و سیگنال تشدید شده ثبت می‌شود. پس از قطع میدان نوسانی افقی در سیگنال ارسالی رخ می‌دهد که چگونگی این افت پارامتر آسایش عرضی را ارائه می‌دهد که مبنای مطالعات پتروفیزیکی است (Coates et al., 1999). مدل‌های مختلفی برای تخمین تراوایی با استفاده از فناوری تشدید مغناطیس هسته ارائه شده که در این مطالعه دو مدل اصلی تیمور- کوتز (TC) (رابطه ۱) (Timur, 1968; Coates and Denoo, 1981; Coates et al., 1991) و T₂ میانگین (رابطه ۲) (Kenyon et al., 1988) با توجه به گستردگی استفاده از آنها در سرتاسر دنیا مد نظر قرار گرفته است (Coates et al., 1999).

$$K_{TC} = \left(\frac{\phi}{C}\right)^4 \cdot \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^2 \quad (1)$$

که K_{TC} تراوایی تیمور- کوتز (میلی داری)، تخلخل (بی‌بعد)، C ضریب تصحیح وابسته به سازند (میلی داری^{-0.25})، BVM بخش تولیدی تخلخل (بی‌بعد) و BVI بخش غیرقابل تولید تخلخل (بی‌بعد) است.

$$K_{SDR} = A \cdot \phi^4 \cdot T_{2gm}^2 \quad (2)$$

که K_{SDR} تراوایی T₂ میانگین (میلی داری)، A ضریب تصحیح وابسته به سازند (بی‌بعد)، T_{2gm} میانگین هندسی زمان آسایش عرضی (میلی ثانیه) است.

این دو مدل به‌طور وسیعی در حال حاضر در سرتاسر دنیا برای تخمین تراوایی با استفاده از نتایج آزمایش تشدید مغناطیس مورد استفاده قرار می‌گیرند. باید توجه داشت که مقادیر C و A در رابطه ۱ و رابطه ۲ را می‌توان با قرار دادن تراوایی مغزه (در سمت چپ رابطه‌های ۱ و ۲) و همچنین اطلاعات مربوط به تخلخل (ϕ) و نتایج آزمایش تشدید مغناطیس هسته (BVM، BVI، T_{2gm}) در روابط مذکور به دست آورد.

۳-۲. واحدهای جریان هیدرولیکی

یک واحد جریان هیدرولیکی، بخشی از سنگ مخزن است که تمامی سنگ‌ها در آن خصوصیات هیدرولیکی مشابهی دارند. خصوصیات هیدرولیکی، تابع خصوصیات کانی‌شناسی و بافت سنگ‌هاست که البته این خصوصیات می‌توانند بسیار متفاوت باشند اما طبق تعاریف، سنگ‌هایی که ترکیب مشابهی از خصوصیات گفته شده دارند در یک گروه قرار می‌گیرند و به عنوان یک واحد هیدرولیکی شناخته می‌شوند. Kozeny (1927) و بعدها Wyllie and Gardner (1958) مدلی را برای تخمین

تراوایی ارائه کردند (رابطه ۳):

$$k = \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \quad (3)$$

که k تراوایی (μm²) فاکتور شکل (بی‌بعد)، τ ضریب پیچیدگی (بی‌بعد) و S_{gv} مساحت سطح ویژه (μm⁻¹) است. همان‌طور که مشخص است پارامتری که به عنوان شاخص منطقه جریانی شناخته می‌شود تابع خصوصیات زمین‌شناسی سنگ‌هاست و سنگ‌هایی از مخزن که مقدار یکسانی از این شاخص داشته باشند به عنوان یک واحد هیدرولیکی در نظر گرفته می‌شوند (رابطه ۴):

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \quad (4)$$

که FZI شاخص منطقه جریانی (μm) است. بنابراین می‌توان گفت اساس کار در تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی، تشخیص و تعیین شاخص منطقه جریانی است. برای این منظور می‌توان رابطه ۴ را به‌صورت زیر بازنویسی کرد (Ohen et al., 1995):

$$0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \phi_e \times FZI \quad (5)$$

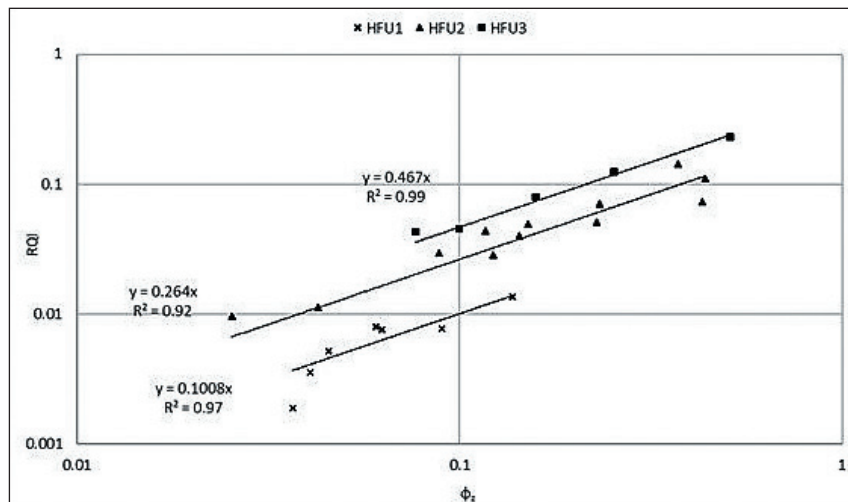
که در این رابطه با اضافه کردن ۰/۰۳۱۴ واحد تراوایی به میلی داری تغییر می‌یابد و می‌توان آنرا به‌صورت کلی زیر بازنویسی کرد (رابطه ۶):

نمودار احتمالات، آنالیزهای خوشه‌بندی و ... (Abbaszadeh et al., 1996). در این تحقیق هدف اصلی تخمین مقدار شاخص منطقه جریانی است. به همین دلیل به موضوع تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی پرداخته نمی‌شود. اما با توجه به آورده شدن روابط بالا نمودار نهایی مربوط به واحدهای هیدرولیکی آورده شده است (شکل ۱).

$$RQI = \phi_z \times FZI$$

۶)

چنانچه رابطه ۶ در مقیاس لگاریتمی ترسیم شود نمونه‌هایی که دارای مقدار یکسانی از شاخص منطقه جریانی هستند بر روی یک خط و واحدهای جریان هیدرولیکی به صورت خطوط موازی قابل تشخیص هستند. برای تعیین تعداد واحدهای جریان هیدرولیکی روش‌های مختلفی وجود دارد نظیر آنالیز هیستوگرام،



شکل ۱- واحدهای جریان هیدرولیکی.

و T_2 میانگین تخمین زده و با مقادیر واقعی آن مقایسه می‌شود تا دقت این مدل‌ها در تخمین شاخص منطقه جریانی برآورد شود.

۳-۳ روش کار و داده‌ها

در این مرحله با استفاده از نتایج آزمایشگاهی (مقادیر تخلخل و تراوایی) و مدل کوزنی-کارمن، مقادیر شاخص کیفیت سنگ (رابطه ۹) و گروه تخلخلی (رابطه ۱۰) برای هر نمونه محاسبه می‌شود. سپس با داشتن اطلاعات مربوط به شاخص کیفیت سنگ و گروه تخلخلی می‌توان با توجه به رابطه ۶ مقدار شاخص منطقه جریانی را برای هر نمونه محاسبه کرد (جدول ۲).

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (9)$$

$$\phi_z = \frac{\phi}{1-\phi} \quad (10)$$

همان‌طور که قبلاً اشاره شد هدف اصلی در این مطالعه، برقراری ارتباط بین مفهوم واحدهای جریان هیدرولیکی و مدل‌های تراوایی تشدید مغناطیس هسته است تا از این طریق توانایی فناوری تشدید مغناطیس هسته در برآورد شاخص منطقه جریانی بررسی شود. از این رو مدل تراوایی کوزنی-کارمن با روابط مربوط به تیمور-کوتز و T_2 میانگین برابر قرار داده شده است تا از این طریق بتوان روابطی برای تخمین شاخص منطقه جریانی ارائه کرد. رابطه ۷ ارائه‌دهنده شاخص منطقه جریانی برای مدل تیمور-کوتز و رابطه ۸ ارائه‌دهنده شاخص منطقه جریانی برای مدل T_2 میانگین است.

$$1014.FZI^2 \cdot \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} = \left(\frac{\phi}{C}\right)^4 \cdot \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^2 \Rightarrow FZI_{TC} = \sqrt{\left(\frac{\phi(1-\phi)^2}{C^4 \cdot 1014}\right) \cdot \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^2} \quad (9)$$

$$1014.FZI^2 \cdot \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} = A \cdot \phi^4 T_{2gm}^2 \Rightarrow FZI_{SDR} = \sqrt{\frac{A \cdot \phi T_{2gm}^2 (1-\phi)^2}{1014}} \quad (10)$$

با توجه به روابط فوق، مقادیر شاخص منطقه جریانی برای دو مدل تیمور-کوتز

جدول ۲- اطلاعات تعیین شاخص منطقه جریانی.

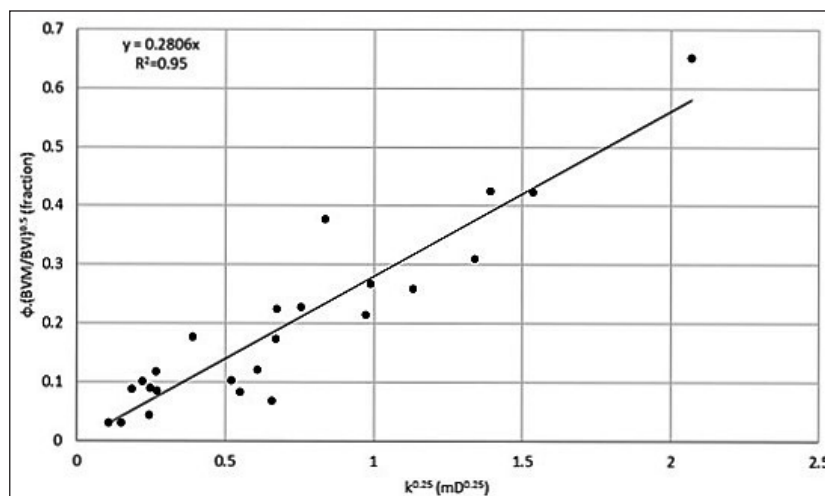
شماره نمونه	شاخص منطقه جریانی مغزه (میکرومتر)	شاخص منطقه جریانی TC (میکرومتر)	شاخص منطقه جریانی SDR (میکرومتر)
1	0.170104	0.084918	0.064616
2	0.252008	0.192494	0.151319
3	0.454551	0.340332	0.273569
4	0.132535	0.26676	0.014956
5	0.114121	0.185037	0.016869
6	0.38141	0.48692	0.402842
7	0.49553	0.342166	0.229038

شماره نمونه	شاخص منطقه جریان مغزه (میکرومتر)	شاخص منطقه جریان TC (میکرومتر)	شاخص منطقه جریان SDR (میکرومتر)
8	0.327603	0.511416	0.092667
9	0.086572	0.243026	0.01588
10	0.088217	0.044331	0.008063
11	0.099642	0.35068	0.047143
12	0.223001	0.639772	0.083248
13	0.303658	0.186879	0.109686
14	0.281187	0.269371	0.079667
15	0.371611	0.343202	0.066872
16	0.234655	0.109854	0.058538
17	0.451105	0.071382	0.064487
18	0.334539	0.143714	0.042732
19	0.121216	0.216291	0.005514
20	0.564923	0.142238	0.171567
21	0.506888	0.307974	0.163464
22	0.052075	0.317603	0.003432
23	0.379985	0.38771	0.021484
24	0.266816	0.300854	0.01674

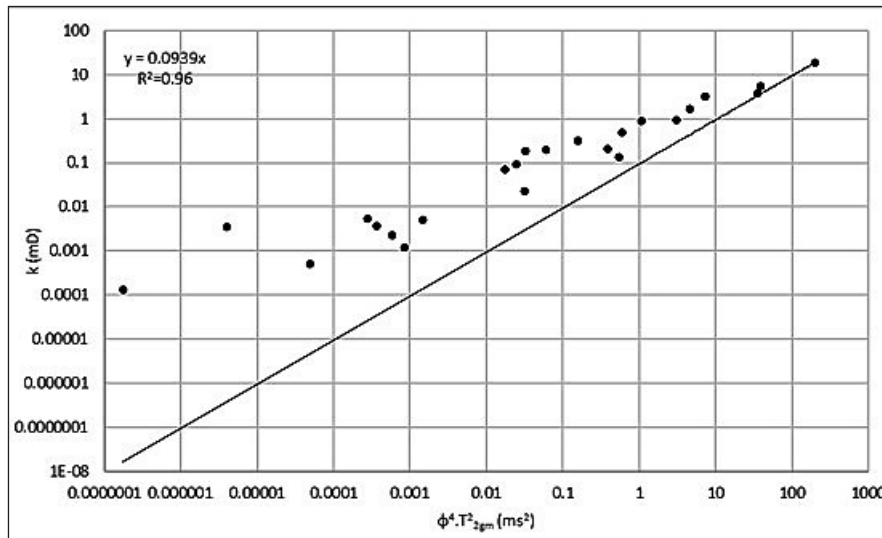
رابطه ۲) به دست می‌آیند. شیب خط در نمودارهای مذکور نشان‌دهنده مقدار C (شکل ۲) و مقدار A (شکل ۳) است.

$$\phi \sqrt{\frac{BVM}{BVI}} = C \cdot \sqrt[4]{K} \quad (11)$$

پس از مشخص شدن مقادیر شاخص منطقه جریانی برای هر نمونه، ضریب تصحیح در رابطه ۱ از طریق ترسیم نمودار $\phi \sqrt{\frac{BVM}{BVI}}$ در مقابل $\sqrt[4]{K}$ (رابطه ۱۱) و ضریب تصحیح A در رابطه ۲ از طریق ترسیم نمودار k در مقابل $\phi^4 T_{2gm}^2$



شکل ۲- چگونگی محاسبه ضریب تصحیح مدل تیمور- کوتز.



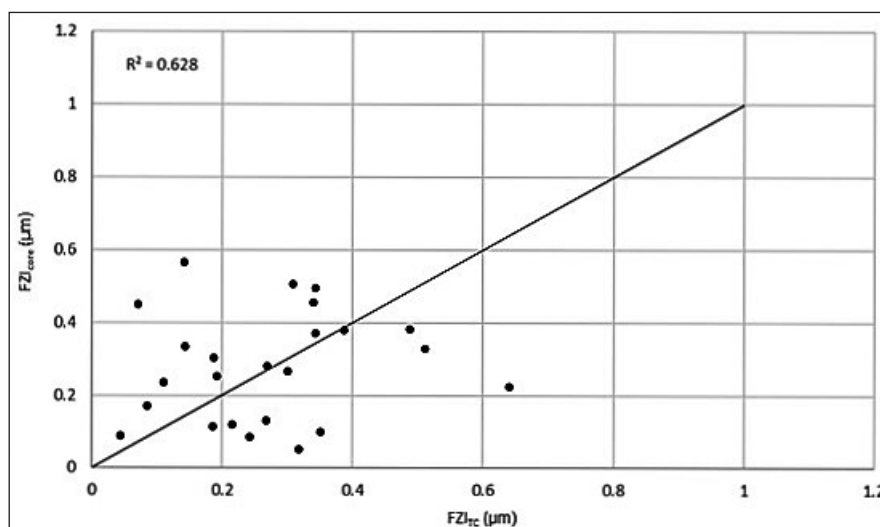
شکل ۳- محاسبه ضریب تصحیح مدل T_2 میانگین.

همان‌طور که در شکل دیده می‌شود ضریب تعیین شاخص منطقه جریانی مغزه و مدل TC برابر ۰/۶۲۸ است.

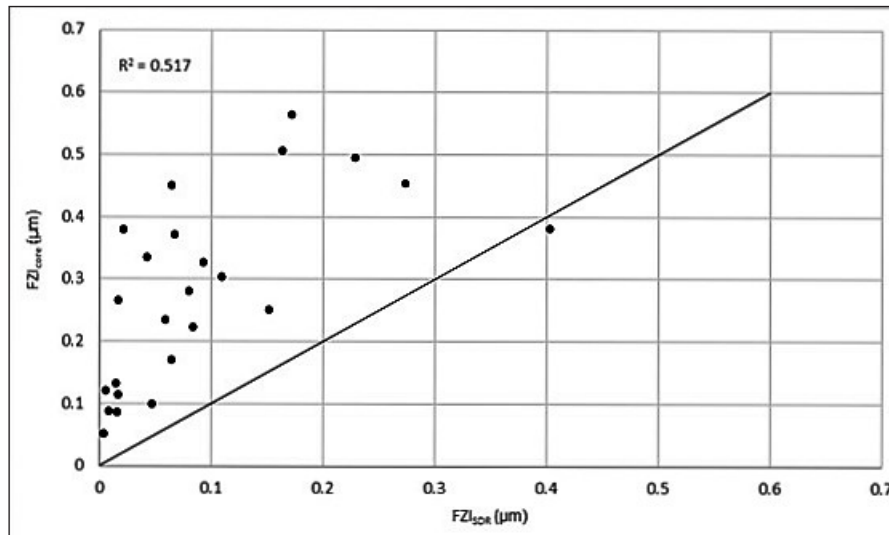
در شکل ۵ نتایج شاخص منطقه جریانی تخمین زده شده با استفاده از مدل T_2 میانگین در مقابل نتایج شاخص منطقه جریانی حاصل از مغزه آورده شده است. همان‌طور که در شکل نشان دیده می‌شود ضریب تعیین شاخص منطقه جریانی مغزه و مدل SDR برابر ۰/۵۱۷ است.

حال می‌توان با قرار دادن مقادیر A و C و همچنین نتایج آزمایش تشدید مغناطیس هسته در روابط ۷ و ۸، مقادیر شاخص منطقه جریانی را برای دو مدل تیمور- کوتز و T_2 میانگین تعیین و با نتایج شاخص منطقه جریانی مغزه مقایسه کرد.

در شکل ۴ نتایج شاخص منطقه جریانی تخمین زده شده با استفاده از مدل تیمور- کوتز در مقابل نتایج شاخص منطقه جریانی حاصل از مغزه آورده شده است.



شکل ۴- مقایسه شاخص منطقه جریانی مغزه و تشدید مغناطیس هسته (مدل تیمور- کوتز).



شکل ۵- مقایسه شاخص منطقه جریان مغزه و تشدید مغناطیس هسته (مدل T₂ میانگین).

۴- نتیجه گیری

داشت که نهایتاً نتایج بررسی‌ها نشان‌دهنده این موضوع است که برای تخمین شاخص منطقه جریان با استفاده از نتایج آزمایش تشدید مغناطیس هسته باید مدل‌های تراوایی تیمور- کوتز و T₂ میانگین اصلاح شوند که می‌تواند تأییدکننده این موضوع باشد که مدل‌های تراوایی تشدید مغناطیس هسته برای استفاده در سنگ‌های کربناته نیاز به اصلاح دارند.

همان‌طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود به دلیل وجود مقادیر بسیار پایین، برای نمایش بهتر نمودار به صورت لگاریتمی آورده شده است. ممکن است یکی از دلایلی که مدل SDR نسبت به مدل TC شاخص منطقه جریان را نامناسب‌تر ارائه می‌دهد همین مقادیر بسیار پایین باشد و به همین دلیل می‌توان گفت مدل SDR با ضرایب معمول نمی‌تواند برای تخمین شاخص منطقه جریان در نمونه‌های کربناته با تراوایی پایین مورد استفاده قرار گیرد.

در نمونه‌های کربناته مورد استفاده در این آزمایش مقادیر ضرایب تصحیح C، در مدل تیمور- کوتز، و A، در مدل T₂ میانگین، با دقت مناسبی تخمین زده می‌شود و با توجه به نتایج، می‌توان یک مقدار ثابت از C و A برای همه نمونه‌های مورد مطالعه استفاده کرد. شاخص منطقه جریان حاصل از مدل تیمور- کوتز با مقدار شاخص منطقه جریان مغزه، تطابق مناسب‌تری نسبت به مدل T₂ میانگین دارد و شاید بتوان با توجه به نتایج حاصل با کمی اغماض از مدل تیمور- کوتز برای تخمین شاخص منطقه جریان برای کربناته‌ها استفاده کرد که البته می‌تواند یک نگاه کلی نسبت به مقادیر شاخص منطقه جریان در اختیار کارشناسان قرار دهد.

ممکن است علت اصلی برتری مدل تیمور- کوتز نسبت به مدل T₂ میانگین در سنگ‌های کربناته، با توجه به فرایندهای دیاژنز و تغییرات در تخلخل‌های مرتبط و غیر مرتبط در سنگ‌های مذکور، استفاده از نسبت BVM/BVI باشد. اما باید توجه

References

- Abbaszadeh, M., Fujii, H. and Fujimoto, F., 1996- Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications. SPE Formation Evaluation 11(04): 263- 271.
- Al-Ameri, T. K., Al-Khafaji, A. J. and Zumberge, J., 2009- Petroleum system analysis of the Mishrif reservoir in the Ratawi, Zubair, North and South Rumaila oil fields, southern Iraq. GeoArabia 14(4): 91- 108.
- Al-Eidan, A. J., Wethington, W. B. and Davies, R. B., 2001- Upper Burgan reservoir description, northern Kuwait: impact on reservoir development. GEOARABIA-MANAMA- 6: 179- 208.
- Alsharhan, A. S., Al-Aasm, I. S. and Salah, M. G., 2000- Stratigraphy, stable isotopes, and hydrocarbon potential of the Aptian Shuaiba Formation, UAE.
- Alsharhan, A., 1985- Depositional environment, reservoir units evolution, and hydrocarbon habitat of Shuaiba formation, Lower Cretaceous, Abu Dhabi, United Arab Emirates. AAPG bulletin 69(6): 899- 912.
- Alsharhan, A., 1991- Sedimentological interpretation of the Albian Nahr Umr Formation in the United Arab Emirates. Sedimentary geology 73(3-4): 317- 327.
- Alsharhan, A., 1994- Albian clastics in the western Arabian Gulf region: a sedimentological and petroleum-geological interpretation. Journal of Petroleum Geology 17(3): 279-300.
- Beydoun, Z. R., 1991- Arabian plate hydrocarbon geology and potential.
- Beydoun, Z. R., Clarke, M. W. H. and Stoneley, R., 1992- Petroleum in the Zagros Basin: A Late Tertiary Foreland Basin Overprinted onto the Outer Edge of a Vast Hydrocarbon-Rich Paleozoic-Mesozoic Passive-Margin Shelf: Chapter 11.

- Bordenave, M. and Hegre, J., 2010- Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. Geological Society, London, Special Publications 330(1): 291- 353.
- Coates, G. and Denoo, S., 1981- The producibility answer product. The Technical Review 29(2): 54- 63.
- Coates, G. R., Miller, M., Gillen, M. and Henderson, C., 1991- The MRIL In Conoco 33-1 An Investigation Of A New Magnetic Resonance Imaging Log. SPWLA 32nd Annual Logging Symposium, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Coates, G. R., Xiao, L. and Prammer, M. G., 1999- NMR logging: principles and applications. Houston, Haliburton Energy Services.
- Dillinger, A. and Esteban, L., 2014- Experimental evaluation of reservoir quality in Mesozoic formations of the Perth Basin (Western Australia) by using a laboratory low field Nuclear Magnetic Resonance. Marine and Petroleum Geology 57: 455- 469.
- Ghadami, N., Rasaei, R. M., Hejri, S., Sajedian, A. and Afsari, K., 2015- Consistent porosity–permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering 131: 58- 69.
- Ghazban, F., 2007- Petroleum Geology of the Persian Gulf. Iran, Tehran University and National Iranian Oil Company.
- James, G. and Wynd, J., 1965- Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. AAPG bulletin 49(12): 2182- 2245.
- Kenyon, W. E., Day, P. I., Straley, C. and Willemsen, J. F., 1988- A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones. SPE Formation Evaluation 3(03): 622- 636.
- Kozeny, J., 1927- Uber kapillare Leitung der Wasser in Boden. Sitzungsber. Akad. Wiss. Wien 136: 271- 306.
- Mohnke, O. and Yaramanci, U., 2008- Pore size distributions and hydraulic conductivities of rocks derived from magnetic resonance sounding relaxation data using multi-exponential decay time inversion. Journal of Applied Geophysics 66(3): 73- 81.
- Motiei, H., 1995- Petroleum Geology of Zagros. Geological Survey of Iran: 1003.
- Nairn, A. and Alsharhan, A., 1997- Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East, Elsevier.
- Nooruddin, H. A. and Hossain, M. E., 2011- Modified Kozeny–Carmen correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization. Journal of Petroleum Science and Engineering 80(1): 107- 115.
- Ohen, H. A., Ajufo, A. and Curby, F. M., 1995- A hydraulic (flow) unit based model for the determination of petrophysical properties from NMR relaxation measurements. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- Owen, R. M. S. and Nasr, S. N., 1958- Stratigraphy of the Kuwait-Basra Area. Habitat of Oil American Association Petroleum Geologist Memoir 1: 1252- 1278.
- Powers, R. W., Ramirez, L. F., Redmond, C. D. and Elberg E. L., 1966- Geology of the Arabian Peninsula—Sedimentary Geology of Saudi Arabia: USG Survey Professional Paper, 560-D, Washington.
- Rabi, I. I., Zacharias, J. R., Millman, S. and Kusch, P., 1938- A New Method of Measuring Nuclear Magnetic Moment. Physical Review 53(4): 318- 318.
- Saad, Z. J. and Goff, J. C., 2006- Geology of Iraq. Brno, Czech Republic.
- Sadooni, F. N., 1993- Stratigraphic sequence, microfacies, and petroleum prospects of the Yamama Formation, Lower Cretaceous, southern Iraq. AAPG bulletin 77(11): 1971- 1988.
- Schroeder, R., Van Buchem, F. S. P., Cherchi, A., Baghbani, D., Vincent, B., Immenhauser, A. and Granier, B., 2010- Revised orbitolinid biostratigraphic zonation for the Barremian–Aptian of the eastern Arabian Plate and implications for regional stratigraphic correlations.” GeoArabia Special Publication 4(1): 49- 96.
- Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Davies, R. B., Hall, S. H., Heward, A. P., Horbury, A. D. and Simmons, M. D., 2013- Arabian plate sequence stratigraphy. GeoArabia, Journal of the Middle East Petroleum Geosciences 18(4).
- Shebl, H. and Alshahrhan, A., 1994- Sedimentary facies and hydrocarbon potential of Berriasian-Hauterivian carbonates in central Arabia.” Micropalaeontology and Hydrocarbon Exploration in the Middle East: London, Chapman & Hall: 159- 175.
- Steineke, M. and Bramkamp, R., 1952- Mesozoic Rocks of Eastern Saudi-Arabia. AAPG Bulletin-American Association of Petroleum Geologists.
- Strohmenger, C. J., Mitchell, J. C., Feldman, H. R., Lehmann, P. J., Broomhall, R. W., Patterson, P. E., Al-Sahlan, G., Demko, T. M., Wellner, R. W., McCrimmon, G. G., 2006- Sequence stratigraphy and reservoir architecture of the Burgan and Mauddud formations (Lower Cretaceous), Kuwait.”
- Thomas, A. N., 1950- The Asmari Limestone of south-west Iran. Hobson, G.D. (Ed.), International Geological Congress. London. part IV: 35- 44.
- Timur, A., 1968- An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships. SPWLA 9th annual logging symposium. New Orleans, Louisiana, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Van Buchem, F.S.P., Allan, T. L., Laursen, G. V., Lotfipour, M., Moallemi, A., Monibi, S., Motiei, H., Pickard, N. A. H., Tahmasbi, A. R. and Vedrenne, V., 2010- Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran. Geological Society, London, Special Publications 329(1): 219- 263.
- Wyllie, M. and Gardner, G., 1958- The generalized Kozeny-Carman equation. World oil 146(4): 210- 213.

Flow zone indicator estimation in carbonate rocks by using nuclear Magnetic resonance test

S. M. Fatemi Aghda^{1*}, M. Taslimi² and A. Fahimifar³

¹Professor, Department of Applied Geology, Faculty of Geological Science, Kharazmi University, Tehran, Iran

²Ph.D., Department of Applied Geology, Faculty of Geological Science, Kharazmi University, Tehran, Iran

³Professor, Department of Geotechnic, Faculty of Civil and Environmental Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

Received: 2018 January 31

Accepted: 2018 June 30

Abstract

The main aim of this study is to examine the feasibility of estimation of flow zone indicator in carbonate rocks by integration of hydraulic flow unit concept a nuclear magnetic resonance technology. The two main permeability models Timur-Cotes and mean T2 models, because of worldwide usage of these models, were used for evaluating the ability of nuclear magnetic resonance to estimate the flow zone indicator. One of the most important points in this study is the use of the experimental results of the nuclear magnetic resonance in laboratory on core that is never done in Iran. In this study, 24 carbonate samples were selected, and porosity, permeability and nuclear magnetic resonance experiments were performed. Then, using the results of the porosity and permeability tests, the flow zone indicator was determined and was considered as an index for evaluating the accuracy of the nuclear magnetic resonance method. Using the parameters obtained from the nuclear magnetic resonance test and nuclear magnetic resonance permeability models, flow zone indicator was estimated and compared with the core flow zone indicator. According to the results, it seems that the nuclear magnetic resonance permeability models, with the routine coefficients, do not have the proper ability to estimate the flow zone indicator, and it is necessary to correct the coefficients according to the lithology of rocks.

Keywords: Permeability, Porosity, Nuclear Magnetic Resonance, Timur-Coates Permeability Model, Mean T2 Permeability Model.

For Persian Version see pages 57 to 64

*Corresponding author: S. M. Fatemi Aghda; E-mail: fatemi@khu.ac.ir