

مطالعه موردی تعیین تراوایی مخازن کربناته با استفاده از لاگ NMR در

یکی از میادین جنوب غربی ایران

هدایت اله طیبی^۱، بهرام حبیب نیا^{۲*}

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه، امیدیه، ایران

^۲ عضو هیات علمی دانشگاه صنعت نفت اهواز

*habibnia@put.ac.ir

دریافت شهریور ۱۳۹۶، پذیرش بهمن ۱۳۹۶

چکیده

تراوایی یکی از پارامترهای بسیار پراهمیت در تعیین مشخصه‌های مخازن هیدروکربنی محسوب می‌شود که تقریباً در تمامی مسائل مهندسی نفت نقش اساسی ایفا می‌نماید. تعیین دقیق تراوایی مخزن اغلب در آزمایشگاه مغزه طی فرایندی زمانبر صورت می‌گیرد. در چاه‌آزمایی نیز مقادیر تراوایی محاسبه شده به صورت میانگین به ناحیه‌ای که تولید آن صورت گرفته است تخصیص می‌یابد. به علت هزینه‌بر بودن دو روش مذکور، عموماً در تمام چاه‌ها صورت نمی‌پذیرند، در حالی که ابزار نمودارگیری در تمامی چاه‌ها به دلیل صرفه اقتصادی و زمانی اغلب انجام می‌شود.

با پیشرفت‌های صورت گرفته در ابزارهای نمودارگیری تلاش‌هایی برای تخمین تراوایی به صورت مستقیم از نمودارهای ویژه مانند نمودار NMR انجام شد. داده‌های حاصل از نمودار NMR به عنوان یک منبع پر استفاده‌ی مستقل از لیتولوژی برای تخمین درجه اشباع آب، تخلخل و آنالیز سیستم‌های فضای متخلخل مورد استفاده قرار گرفته است. یکی از پارامترهای مهمی که در NMR اندازه‌گیری می‌شود مقدار زمان آرامیدگی عرضی (T_2) می‌باشد.

در این مقاله از اندازه‌گیری‌های صورت گرفته مربوط به نمودارهای NMR زون ۱ و ۲ سازند سروک برای تخمین مقدار تراوایی با استفاده از مدل‌های Timur، SDR و مدل رگرسیونی استفاده شده است. همچنین در ادامه، نتایج حاصل از این سه روش با مقادیر محاسبه شده تراوایی از مغزه مقایسه گردید و روش SDR به عنوان مناسب‌ترین روش با میزان دقت ۴۴/۱ و خطای ۲۳/۱۲ برای اندازه‌گیری تراوایی در این مخزن معرفی شد.

کلمات کلیدی: تراوایی مخزن، لاگ NMR، روش SDR، روش Timur، توزیع زمان آرامیدگی (T_2)

مقدمه

تراوایی یکی از مشخصه‌های مهم مخازن هیدروکربنی محسوب می‌گردد. تعیین دقیق مقدار تراوایی ابزاری را در اختیار مهندس مخزن قرار می‌دهد که با استفاده از آن می‌تواند مدیریت مناسب‌تری بر تولید از میدان داشته باشد. اهمیت تعیین دقیق تراوایی و بررسی نحوه پراکندگی آن در مخزن در فرایند ازدیاد برداشت دو چندان می‌گردد [۱۲، ۱۱، ۸]. تعیین دقیق تراوایی مخزن اغلب در آزمایشگاه مغزه طی فرایندی زمانبر صورت می‌گیرد. در چاه آزمایی نیز مقادیر تراوایی محاسبه شده به صورت میانگین به ناحیه‌ای که تولید از آن صورت گرفته است تخصیص می‌یابد. این دو روش به علت هزینه‌بر بودن عموماً در تمام چاه‌ها صورت نمی‌پذیرند، در حالی که ابزار نمودارگیری در تمامی چاه‌ها به دلیل صرفه اقتصادی و زمانی اغلب انجام می‌شود [۶]. محققین بسیاری از نتایج به دست آمده از نمودارهای NMR برای بررسی تخلخل، تراوایی و فشار موینگی سنگ مخزن استفاده کرده‌اند [۱۵، ۱۴، ۱۱، ۱].

نمودارهای چاه‌پیمایی معمول^۱ به طور مستقیم قادر نمی‌باشند که مقدار تراوایی را تخمین بزنند [۸]. روش‌های رگرسیونی و تجربی نیز که برای تخمین تراوایی با استفاده از نمودارهای معمول چاه‌پیمایی توسط محققین (مانند فرمول Wyllie-Rose و فرمول تخلخل شلمبرگر) ارائه گردیده است در مخازن کربناته به دلیل ناهمگنی در شکل و اندازه‌ی فضای متخلخل با خطای زیادی همراه می‌باشند و پاسخ مناسبی را ارائه نمی‌دهند. با پیشرفت‌های صورت گرفته در ابزارهای نمودارگیری تلاش‌هایی برای تخمین تراوایی به صورت مستقیم از نمودارهای ویژه^۲ مانند نمودار NMR انجام شد [۷]. داده‌های حاصل از نمودار NMR به عنوان یک منبع پر استفاده‌ی مستقل از لیتولوژی برای تخمین درجه اشباع آب، تخلخل و آنالیز سیستم‌های فضای متخلخل مورد استفاده قرار گرفته است. یکی از پارامترهای مهمی که در NMR اندازه‌گیری می‌شود مقدار زمان آرامیدگی عرضی (T_2) می‌باشد. نتایج برخی از محققین مانند Timur و Kai Cheng نشان می‌دهد که اندازه‌گیری T_2 می‌تواند اطلاعاتی را فراهم نماید که در محاسبه تراوایی ضروری است [۱ و ۱۳]. دهقان‌زاده و همکارانش در مطالعه‌ای بر روی یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی نتایج تخلخل و تراوایی حاصل از ابزار CMR را با نتایج مغزه همان چاه مقایسه کردند. نتایج به دست آمده نشان داد که تراوایی به دست آمده از نمودار CMR انطباق قابل قبولی با تراوایی مغزه نشان می‌دهد [۲]. این درحالیست که مسلمان نژاد و همکاران قبل از این در سال ۱۳۸۵ تراوایی سنگ مخزن میدان کنگان را با استفاده از داده‌های نمودار NMR تحلیل و با داده‌های اکوستیک مورد مقایسه قرار داده بودند [۵]. آقای سیمی و همکاران با استفاده از نگار CMR و روش‌های تجربی، تراوایی سنگ‌های کربناته سازند دالان را با استفاده از داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی مورد محاسبه و تخمین قرار دادند [۳]. عابدینی و همکاران تراوایی میدان گازی پارس جنوبی را با استفاده از آنالیز تصویر پتروگرافی و سه سیستم هوشمند شامل شبکه عصبی کم عمق، منطق فازی و عصبی فازی محاسبه کرده و نتایج را با تراوایی به دست آمده از لاگ NMR مقایسه کردند [۴]. در سال‌های اخیر از این روش برای تعیین ویژگی‌های پتروفیزیکی مخازن کم‌تراوا نیز استفاده شده است [۱۶].

در این مقاله از اندازه‌گیری‌های صورت گرفته مربوط به نمودارهای NMR یکی از میادین کربناته جنوب غربی ایران برای تخمین مقدار تراوایی با استفاده از روش‌های موجود استفاده شده است. در این مطالعه زون‌های ۱ و ۲ سازند سروک

¹ Conventional Well-logging

² Special Well-logging

بررسی شده است که زون ۱ از عمق ۲۶۰۰ متری تا ۲۸۲۵ متری و زون ۲ از عمق ۲۸۲۵ تا عمق ۳۸۰۰ می‌باشد. همچنین در ادامه، مقدار تراوایی از نمودارهای چاه‌پیمایی معمول با استفاده از روابط تجربی محاسبه گردیده و نتایج حاصل از دو روش با مقادیر محاسبه شده تراوایی از مغزه مقایسه شده‌اند.

روش کار

تخمین تراوایی با استفاده از روش‌های تجربی

همانطور که در بخش‌های قبلی به آن اشاره شد، محققین زیادی تلاش نمودند تا با استفاده از روش‌های پتروفیزیکی مقدار تراوایی را از داده‌های نمودارگیری محاسبه نمایند. از جمله روش‌های تجربی که در تعیین تراوایی از آن استفاده می‌شود می‌توان به روش‌های تجربی Timur و SDR اشاره نمود [۹، ۱۰].

در نرم‌افزار ژئولاگ این دو روش گنجانده شده‌اند. قبل از آنکه بتوان از ماژول‌های تعبیه شده برای تعیین تراوایی در نرم‌افزار ژئولاگ استفاده نمود نیاز است که ابتدا نمودارهای پتروفیزیکی را برای تعیین پارامترهای مورد نیاز مدل‌ها تفسیر نمود. در این مطالعه، با توجه به مزایای روش احتمالات آماری در ارزیابی نمودارهای چاه‌پیمایی از ماژول مولتی‌مین نرم‌افزار ژئولاگ که بر مبنای روش احتمالات آماری استوار است، جهت پردازش و تفسیر داده‌های چاه‌پیمایی و در نهایت تخمین پارامترهای پتروفیزیکی استفاده گردیده است. شایان ذکر است قبل از ساخت مدل مولتی‌مین با استفاده از نرم‌افزار ژئولاگ نیاز است که یک استراتژی چهار مرحله‌ای که بارگذاری و کنترل کیفیت داده‌ها (QC)، تطابق عمقی هموارسازی، محاسبات پارامترهای مورد نیاز و انجام تصحیحات محیطی می‌باشد را جهت آماده سازی داده‌ها در ژئولاگ انجام داد.

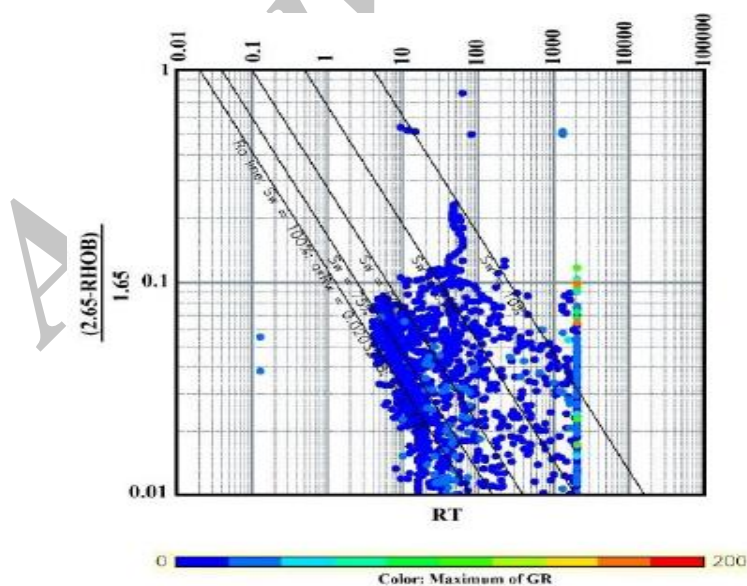
داده‌هایی که در این مطالعه در نرم‌افزار ژئولاگ بارگذاری شدند شامل نمودارهای NGS (SGR و CGR)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، اندیس فوتوالکتریک (PEF)، صوتی (DT)، کالیپر (CALI)، مقاومت الکتریکی (LLD) می‌باشند. در این مرحله همچنین با توجه به قرائت نمودار CALI، ناحیه‌هایی از چاه که در آن‌ها ریزش صورت گرفته است مشخص می‌گردد. به طور تجربی فواصلی که اختلاف میان اندازه دهانه چاه و سایز مته بیش از یک و نیم اینچ باشد جزء فواصلی که در آن ریزش اتفاق افتاده است در نظر گرفته می‌شوند. این نواحی به دلیل آنکه در پاسخ مربوط به بعضی از نمودارها به خصوص ابزار اندازه‌گیری چگالی تاثیر می‌گذارند به عنوان فواصل نامناسب چاه (Bad hole) مشخص می‌گردند. در صورت وجود نمودار DRHO، اگر مقادیر قرائت شده خارج از محدوده $0/1$ و $-0/1$ باشد، می‌توان آن را جزء فواصل نامناسب چاه در نظر گرفت.

در مرحله بعد به دلیل آنکه ممکن است میان نمودارهای چاه‌پیمایی با یکدیگر و یا با داده‌های حاصل از آنالیز مغزه اختلاف عمق وجود داشته باشد برای غلبه بر آن نیاز است که ابتدا یک نمودار به عنوان نمودار مبنا انتخاب گردد و دیگر نمودارها و سپس داده‌های مغزه نسبت به آن تطابق عمقی داده شوند. معمولاً نمودار نوترون به عنوان مبنا برای انجام تطابق عمقی مورد استفاده قرار می‌گیرد. پس از تطابق عمقی نیاز است برای کاهش خطا در صورتی که نوفه بر روی نمودارها به خصوص نمودارهای چگالی و نوترون وجود دارد، در محاسبات هموارسازی صورت گیرد. در این مرحله در صورت وجود پراش در نمودار صوتی تصحیح صورت می‌گیرد.

در مرحله پیش محاسبات (Precalc)، برخی از پارامترهای مهم و مورد نیاز در مدل مولتی‌مین تخمین زده می‌شوند. برای اجرای پیش محاسبات به برخی پارامترهای مربوط به چاه شامل وزن گل، اندازه مته حفاری، مقاومت الکتریکی گل حفاری، مقاومت الکتریکی گل کبره، نقطه شروع و اتمام نمودارگیری و مقدار دما در آن نقاط مورد نیاز می‌باشد که از سربرگ نمودارهای چاه‌پیمایی می‌توان این اطلاعات را جمع‌آوری نمود. مهم‌ترین خروجی‌های این مرحله پارامترهایی مانند فشار، دما، نمودار مقطع عرضی فوتوالکتریک (U)، و مقادیر قابلیت هدایت الکتریکی در زون مورد هجوم و گل حفاری و دست نخورده می‌باشد.

در مرحله بعد نیاز است که تصحیحات محیطی بر روی نمودارهای چاه‌پیمایی صورت گیرد. به این منظور از چارت‌های استاندارد که در نرم‌افزار ژئولاگ با توجه به تنوع ابزار تعریف شده است استفاده می‌نماییم. به همین منظور برای تصحیح نمودار گاما از چارت pot-1 شلمبرژر، برای تصحیح نمودار چگالی از چارت por 15a شلمبرژر، و برای تصحیح نمودار مقاومت از چارت Rox3 شلمبرژر استفاده شده است.

قبل از ساخت مدل مولتی‌مین جهت تخمین درجه اشباع آب به کمک مدل آرچی نیاز است که پارامترهای مجهول رابطه آرچی شامل ضریب پیچایی (a)، ضریب سیمان شدگی (m) و توان اشباع آب (n) تعیین گردند. به این منظور از نمودار پیکت پلات استفاده شده است. این نمودار (شکل ۱) بر اساس مقادیر مقاومت الکتریکی سازند (نمودار LLD) و مقادیر نمودار چگالی که بیانگر مقدار تخلخل می‌باشد بیان گردیده است. با توجه به نتایج حاصله برای چاه شماره ۱۹ مقادیر aR_w ، m و n به ترتیب برابر با 0/01632، 1/8 و 2/3 در نظر گرفته شده‌اند. با توجه به مقدار شوری آب این سازند که برابر با 200,000ppm می‌باشد، و با توجه به دمای متوسط که برابر با ۲۴۴ درجه فارنهایت می‌باشد مقدار مقاومت الکتریکی آب هم‌زاد برابر با 0/0143 Ωm در نظر گرفته شد و در نتیجه مقدار ضریب پیچایی 1/13 فرض گردید.



شکل ۱) استفاده از روش پیکت پلات جهت محاسبه ضرایب رابطه آرچی در چاه شماره ۱۹.

پس از انجام مراحل آماده‌سازی نوبت به ساخت مدل مولتی‌مین می‌باشد که می‌توان مراحل ساخت آن در نرم‌افزار ژئولاگ را در چهار مرحله خلاصه نمود. این چهار مرحله عبارتند از تعریف مدل اولیه، تعریف عدم قطعیت نمودارها، اجرای مدل و بسط مدل اولیه، رسم نمودار و گرفتن خروجی نهایی.

تعریف مدل اولیه: در این مرحله ابتدا کانی‌ها و سیالات موجود در منافذ با توجه به اطلاعات اولیه در مدل تعریف می‌گردند. با توجه به نمودارهای چاه‌پیمایی موجود از چاه‌های مطالعه شده در میدان رامشیر، سازند سروک به جز در بعضی از عمق‌ها که دارای لایه‌های نازکی از شیل می‌باشد، از سنگ آهک خالص تشکیل شده است. بنابراین برای فواصلی که از سنگ آهک خالص تشکیل شده است کانی تشکیل دهنده ی مدل، کلسیت در نظر گرفته شده است و برای بازه‌هایی که ابزار اشعه گاما مقادیر زیادی را نشان می‌دهد علاوه بر کلسیت، ایلیت به عنوان کانی سازنده در مدل در نظر گرفته شده است. سیالات موجود در منافذ نواحی دور از چاه (نواحی دست نخورده) نیز با توجه به اطلاعات حاصل از عملیات چاه‌آزمایی نفت و آب نمک در نظر گرفته شده است. از رابطه غیرخطی آرچی به عنوان معادله نموداربرداری استفاده و مقادیر پارامترهای آن با توجه به نمودار پیکت پلات به ترتیب برای a ، m و n برابر با $1/13$ ، $1/8$ و $2/3$ در نظر گرفته شد. همچنین در این مرحله نیاز است که مقادیر دمای متوسط سازند، مقدار گراویتی نفت بر حسب API و مقاومت آب سازندی براساس اطلاعات موجود به ترتیب ۲۴۴ فارنهایت، $31/1$ سانتی پواز و $0/0143$ ohmm مشخص گردند.

تعریف عدم قطعیت نمودارها: تعیین عدم قطعیت نمودارها از اهمیت ویژه‌ای در ساخت مدل مولتی‌مین برخوردار است. در صورتی که یک ابزار دارای نتایج با عدم قطعیت پایین باشد اثر آن در مدل مولتی‌مین باید افزایش یابد. تعیین عدم قطعیت‌ها با توجه به شرکت سرویس دهنده و بر مبنای تصحیحات محیطی صورت می‌گیرد. در این مطالعه از مقادیر ثابت پیش فرض برای هر نمودار توسط خود نرم‌افزار استفاده شده است.

اجرای مدل و بسط مدل اولیه: بخش اصلی، اجرای مدل می‌باشد. با ساخت مدل اولیه و معرفی پارامترهای مورد نیاز که شامل دما، فشار، مقاومت ویژه الکتریکی گل حفاری می‌باشد، مدل اولیه به نرم‌افزار داده می‌شود. پس از اجرای مدل و نمایش به صورت گرافیکی می‌توان نواقص موجود در تفسیر را رفع کرد. به طور مثال در صورتی که عدم قطعیت یک نمودار در بعضی فواصل بسیار زیاد باشد حذف آن نمودار در آن فاصله باعث بهبود عملکرد مدل مولتی‌مین می‌گردد. به همین منظور دوباره یک مدل مولتی‌مین جدید ایجاد می‌گردد و به عنوان مدل ثانویه ذخیره می‌گردد. با تعریف یک برگ^۱ می‌توان ناحیه‌هایی که مربوط به پاسخ نامناسب ابزار است تعیین نمود. پس از اجرای مجدد مدل، نواحی انتخاب شده در برگ با مدل ثانویه اجرا و نتایج آن با نتایج اولیه جایگزین می‌گردد. به همین ترتیب می‌توان دیگر مدل‌ها را نیز تعریف و با استفاده از تعریف یک برگ آن‌ها را در فواصل مشخص اجرا و نتایج را بهبود داد. همچنین به همین روش می‌توان در فواصلی که ابزار اشعه گاما پاسخ زیادی را نشان می‌دهد کانی ایلیت را نیز در مدل تعریف نموده و در این فواصل مقدار حجم شیل را نیز اندازه‌گیری نمود.

رسم نمودار و گرفتن نتایج خروجی: پس از اجرای مدل نهایی و کسب نتایج مطلوب نوبت به نمایش نتایج به صورت گرافیکی می‌باشد. جهت بررسی عملکرد مدل مولتی‌مین در تخمین پارامترهای پتروفیزیکی، نتایج حاصل از مغزه نیز به

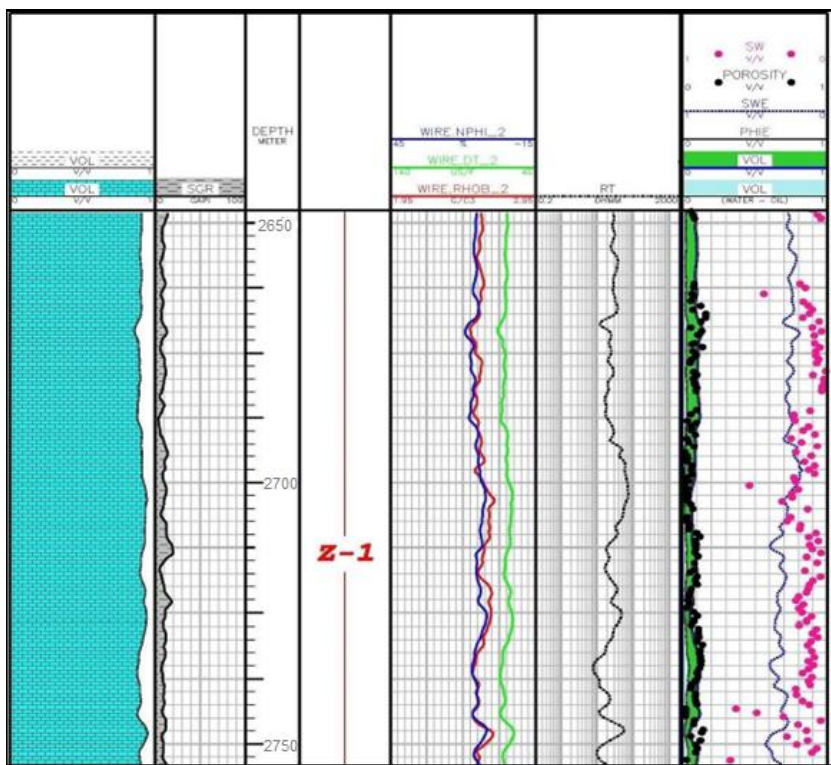
¹ Flag

صورت نقاط ناپیوسته در عمق‌های مربوطه در کنار نمودار درجه اشباع آب حاصله رسم می‌گردد. به منظور یکپارچه سازی داده‌های اندازه‌گیری شده مغزه و اطلاعات مربوط به نمودارهای چاه‌پیمایی، به دلیل وجود اختلاف بین عمق نمودارها و عمق نمونه‌های مغزه، داده‌های مغزه باید با توجه به داده‌های چاه‌پیمایی از نظر عمق همبستگی داشته باشد. معمولاً در نمودار اشعه گامای اندازه‌گیری شده از مغزه، از تخلخل مغزه و تخلخل حاصله از نمودارهای چاه‌پیمایی به منظور همبستگی عمق استفاده می‌شود. جدول ۱ اطلاعات مورد نیاز جهت ساخت مدل مولتی‌مین در چاه مورد مطالعه را نشان می‌دهد.

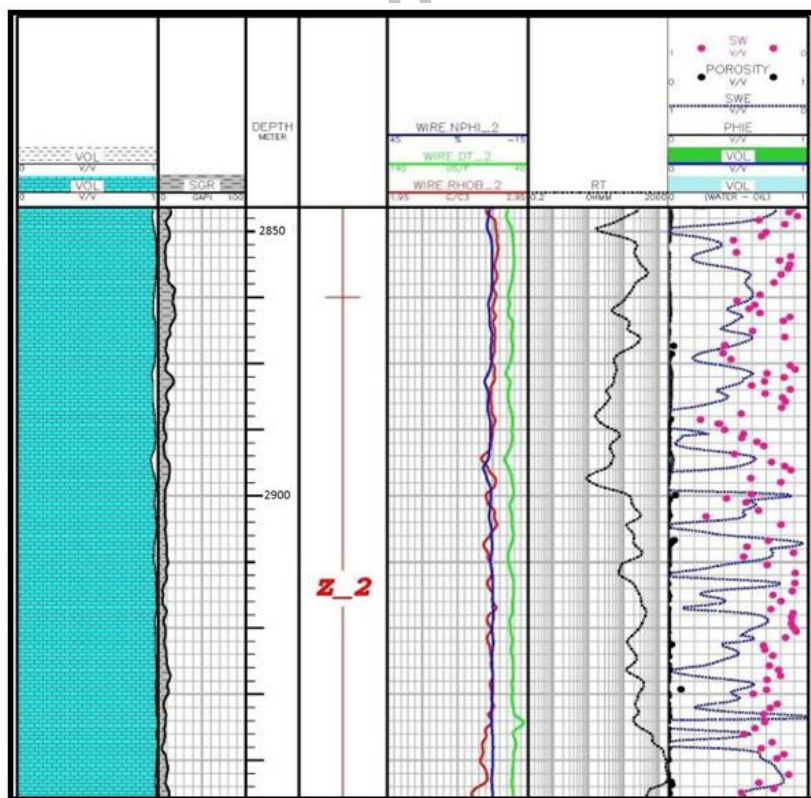
جدول ۱: پارامترهای مدل مولتی‌مین

پارامتر	مقدار
دمای ته چاه	۲۴۴/۴۶
مقاومت نمونه آب سازندی (اهم متر)	۰/۰۱۴۲۷
چگالی گل حفاری (پوند بر گالن)	۱۰/۴
دمای نمونه آب سازندی (درجه فارنهایت)	۲۴۴/۶۴
دمای سازندی (درجه فارنهایت)	۲۴۴/۶۴
مقاومت نمونه فیلتره گل حفاری (اهم متر)	۰/۴۷۵
دمای نمونه فیلتره گل حفاری (درجه فارنهایت)	۹۲
درجه گراویتی نفت (API)	۳۱/۱
غلظت KCl در گل حفاری (درصد)	۰
عدم قطعیت اولیه ابزار چگالی (گرم بر سانتیمتر مربع)	۰/۰۲۶۴
عدم قطعیت اولیه ابزار نوترون (حجم بر حجم)	۰/۰۱۴
عدم قطعیت اولیه ابزار سونیک (میکروثانیه بر فوت)	۱/۹۵۱

شکل ۲ و ۳ نیز نتایج حاصل از مدل مولتی‌مین در تخمین پارامترهای پتروفیزیکی (لیتولوژی، حجم شیل، تخلخل و درجه اشباع آب) در زون‌های مخزنی ۱ و ۲ سازند سروک در چاه شماره ۱۹ را نشان می‌دهند. در این دو شکل تراک اول نشان دهنده لیتولوژی سازند، تراک دوم نشان دهنده مقادیر اشعه گاما سازند (SGR)، تراک سوم و چهارم به ترتیب مربوط به مقیاس عمق و زون مربوطه، تراک پنجم شامل نمودارهای نوترون (رنگ آبی)، دانسیته (رنگ قرمز) و صوتی (رنگ سبز)، تراک ششم مربوط به نمودار مقاومت الکتریکی سازند، و تراک هفتم نیز تخلخل و درجه اشباع آب حاصل از مدل مولتی‌مین و نتایج آنالیز مغزه را نشان می‌دهد. در تراک آخر خطوط سیاه رنگ پیوسته که با رنگ سبز (حجم نفت) و آبی روشن (حجم آب) تا حاشیه سمت چپ رنگ آمیزی شده است، تخلخل مدل مولتی‌مین و خطوط ناپیوسته آبی رنگ درجه اشباع آب مدل مولتی‌مین را نشان می‌دهد. نقاط سیاه رنگ و صورتی رنگ نیز به ترتیب تخلخل و درجه اشباع آب حاصل از مغزه را نشان می‌دهد.



شکل ۲) داده‌های مغزه، نمودارهای چاه‌پیمایی و آنالیز مولتی‌مین زون ۱ سازند سروک در چاه شماره ۱۹



شکل ۳) داده‌های مغزه، نمودارهای چاه‌پیمایی و آنالیز مولتیمین زون ۲ سازند سروک در چاه شماره ۱۹

تخمین تراوایی با استفاده از روش رگرسیون

یکی از روش‌های کاربردی در تعیین تراوایی استفاده از روش رگرسیونی می‌باشد. مهم‌ترین عاملی که باعث می‌شود روش‌های رگرسیونی در مخزن به خوبی پاسخگو نباشد درجه بالای ناهمگنی پارامترهای پتروفیزیکی مخزن است. در سنگ‌های کربناته پارامترهای پتروفیزیکی به شدت به صورت افقی و قائم در مخزن تغییر می‌نماید که باعث ناهمگنی این پارامترها به خصوص تراوایی می‌شود. هر چه مقدار این ناهمگنی افزایش می‌یابد تعیین این پارامترها با استفاده از لاگ نیز سخت‌تر می‌شود. یکی از روش‌ها برای تعیین ناهمگنی تراوایی مخازن کربناته، استفاده از روش لورنز می‌باشد. با کمک روش لورنز می‌توان درک صحیح‌تری از درجه ناهمگنی پارامترهای مخزن داشت. در این روش به صورت آماری ضریبی تعریف می‌گردد که به آن ضریب لورنز می‌گویند. این ضریب مقادیری بین صفر و یک را اختیار می‌نماید که هرچه به صفر نزدیکتر باشد نشان از همگن‌تر بودن بیشتر تراوایی است. به عبارتی دیگر هرچه نمودار لورنز به خط با شیب برابر با یک (خط همگن) نزدیکتر باشد همگنی افزایش می‌یابد. می‌توان روش محاسبه این ضریب را به صورت زیر خلاصه نمود:

- ابتدا نمونه‌های موجود را بر اساس نسبت تراوایی به تخلخل بصورت نزولی مرتب می‌نماییم.
- با استفاده از روابط زیر مقدار ظرفیت جریان^۱ و ظرفیت ذخیره^۲ را محاسبه می‌نماییم.

$$(\text{Flow Capacity})_j = \frac{K_j h_j}{\sum_{i=1}^n k_i h_i} \quad (1)$$

$$(\text{Storage Capacity})_j = \frac{\phi_j h_j}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (2)$$

در این روابط چون تراوایی از نمونه‌های مغزه محاسبه گردیده است بنابراین مقدار آن‌ها را ثابت قرار می‌دهیم که در نهایت کافی است مقدار تراوایی و تخلخل هر نمونه را به ترتیب بر تراوایی و تخلخل کل تقسیم نمود.

- مقادیر تجمعی ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره را محاسبه می‌نماییم.
- نمودار مقادیر تجمعی ظرفیت جریان در برابر مقادیر تجمعی ظرفیت ذخیره را رسم نموده و مقدار مساحت زیر نمودار آن را بدست می‌آوریم. شکل ۴ نمودار مقادیر تجمعی ظرفیت جریان در برابر مقادیر تجمعی ظرفیت ذخیره را به‌ازای داده‌های مغزه چاه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد.

برای محاسبه مساحت زیر نمودار ابتدا با استفاده از برازش منحنی^۳ نرم‌افزار متلب^۴ یک تابع چندجمله‌ای بر داده‌ها منطبق گردید و با محاسبه انتگرال آن از مقدار صفر تا یک، مساحت زیر نمودار منحنی ABC محاسبه شد. در این شکل، مقادیر

¹ Flow Capacity

² Storage Capacity

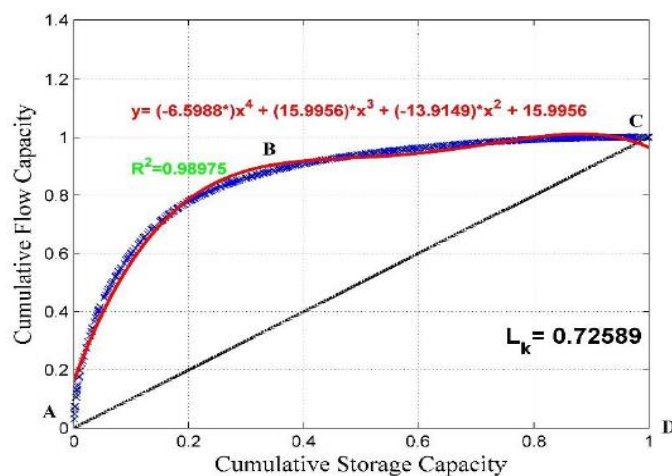
³ Curve Fitting

⁴ Matlab

Y مربوط به مقادیر تجمعی ظرفیت جریان و محور X مربوط به مقادیر تجمعی ظرفیت ذخیره می‌باشد. نقاط نشان داده شده مربوط به داده‌های مغزه چاه‌های مورد مطالعه می‌باشد و منحنی قرمز رنگ نیز نمودار تابع چند جمله ای منطبق بر داده‌های مغزه می‌باشد.

با استفاده از رابطه زیر مقدار ضریب لورنز محاسبه می‌گردد:

$$L_K = \frac{\text{Area of ABCA}}{\text{Area of ADCA}} \quad (3)$$



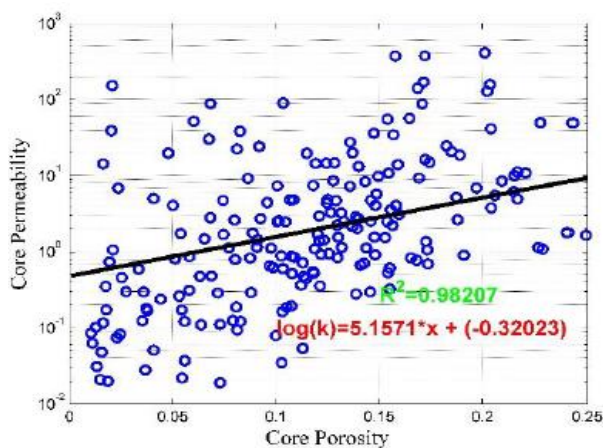
شکل ۴: تعیین ناهمگنی مخزن با استفاده از روش لورنز

در این مطالعه مقدار ضریب لورنز برابر با ۰/۷۲۶ به دست آمد که نشان از ناهمگنی بالای مخزن سروک در میدان مورد مطالعه و تغییرات شدید تراوایی است. همانگونه که می‌دانیم مهم‌ترین عامل در تعیین مقدار تراوایی حجم فضای متخلخل است. یکی از روش‌های معمول در تخمین تراوایی ایجاد رابطه میان تخلخل و تراوایی است. در این روش ابتدا یک رابطه میان تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه ایجاد می‌گردد، سپس در چاه‌هایی که در آن‌ها نمودارگیری معمول^۱ صورت گرفته است ولی داده‌های مغزه وجود ندارد مورد استفاده قرار می‌گیرد. یکی از ساده‌ترین روابط موجود به صورت زیر است:

$$\log(k) = A + B\phi \quad (4)$$

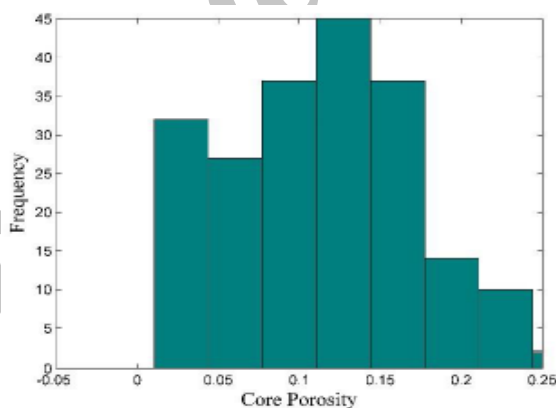
که این رابطه، به عنوان یک تخمین آماری از تراوایی با استفاده از آنالیز رگرسیونی محسوب می‌گردد. A و B مقادیر ثابت هستند که با استفاده از داده‌های مغزه قابل محاسبه است و در این رابطه تخلخل متغیر مستقل و لگاریتم تراوایی متغیر وابسته می‌باشد. شکل ۵ نیز رابطه میان تراوایی و تخلخل را در چاه شماره ۱۹ نشان می‌دهد.

^۱ Full Set



شکل ۵) نمودار پراکندگی لگاریتم تراوایی بر حسب تخلخل در چاه شماره ۱۹

شکل ۶ نمودار پراکندگی تخلخل داده‌های مغزه را نشان می‌دهد. همانگونه که در این شکل دیده می‌شود نمی‌توان برای داده تخلخل حاصل از مغزه توزیع نرمال را تطبیق داد که نشان از وجود بیش از دو نوع فضای متخلخل می‌باشد. از آن جهت که نوع سیستم متخلخل حاکم بر محیط تراوا وابسته به اندازه ذرات می‌باشد، وجود چند سیستم متخلخل باعث انحراف بیشتر نقاط در نمودار تخلخل و تراوایی می‌شود که در نتیجه با خطای بیشتری در محاسبات همراه است. این موضوع به وضوح در شکل ۶ قابل مشاهده است. هر چه اندازه ذرات کوچکتر باشد مساحت سطح ذرات بزرگتر می‌گردد که باعث کاهش تراوایی می‌شود. با توجه به آنکه روشی برای تعیین اندازه ذرات به کمک نمودارهای معمول وجود ندارد در بسیار از مطالعات از این رابطه رگرسیونی میان تراوایی و تخلخل بدون در نظر گرفتن اندازه ذرات استفاده می‌شود.

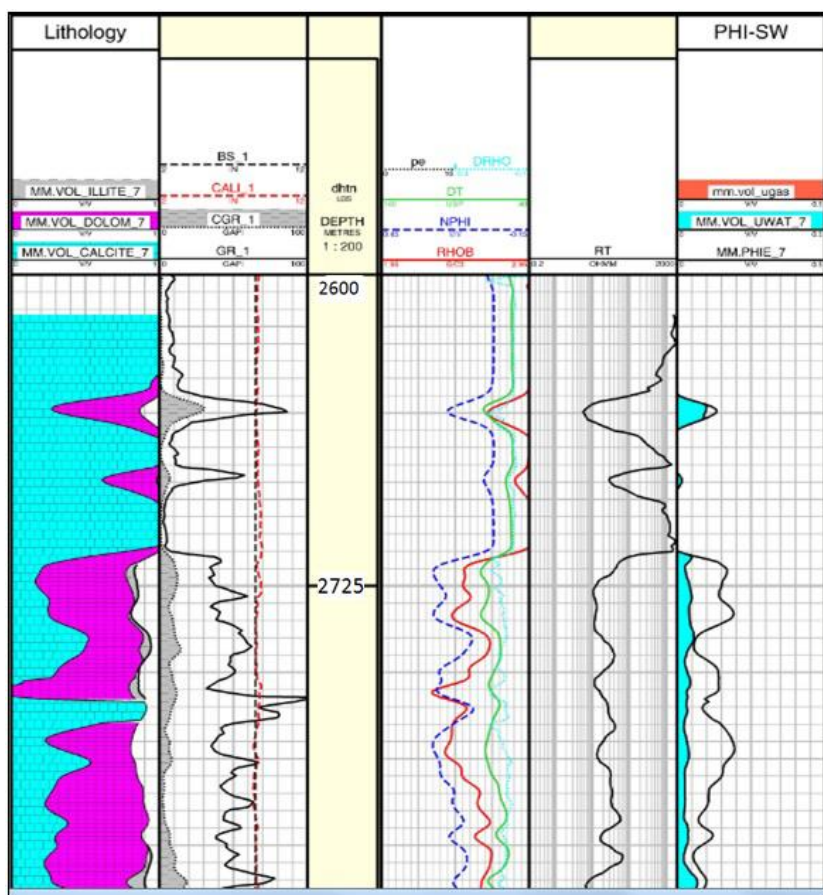


شکل ۶) نمودار هیستوگرام تخلخل مغزه در چاه شماره ۱۹

بحث و بررسی

ابتدا پارامترهای پتروفیزیکی مورد نیاز برای محاسبه‌ی نفوذپذیری از مدل‌های SDR و Timur از نمودار چاه‌پیمایی زیر که مربوط به این چاه است را استخراج و محاسبه می‌کنیم. شکل ۷ نمودار چاه‌پیمایی این چاه را نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است، تراک اول مربوط به لیتولوژی، تراک دوم نمودارهای گاما و CGR را نشان می‌دهد. تراک سوم عمق، تراک چهارم تخلخل حاصل از نمودارهای دانسیته، نوترون و صوتی، تراک پنجم مقاومت ویژه و تراک آخر میزان اشباع آب اولیه

را نشان می‌دهد. این نمودار از عمق ۲۶۰۰ متری تا ۲۸۵۰ متری را شامل می‌شود که در این نمودار تنها قسمت پایینی نمایش داده شده است. مطالعه‌ی کلی از عمق ۲۶۰۰ متری تا ۳۸۵۰ متری صورت گرفته است. نمودارهایی که در این فصل آورده شده‌اند تنها مربوط به بخش‌هایی از این عمق می‌باشند.



شکل ۷: نمودار Full set از چاه شماره ۱۹ برای تهیه‌ی داده‌های مورد نیاز

پس از آماده سازی داده‌های ورودی به مدل‌های پیشنهاد شده جهت اعتبارسنجی مدل و بررسی توانایی آن در تخمین تراوایی نوبت به بررسی نتایج حاصل از مدل‌های ارائه شده می‌باشد. جهت بررسی عملکرد مدل‌های پیشنهادی با استفاده از داده‌های اعتبارسنجی از معیار میانگین مجموع مربعات خطا (MSE) و ضریب کرولیشن (R^2) استفاده شده است.

داده‌های استاندارد شده مربوط به نمودارهای دانسیته، مقاومت الکتریکی، نوترون، اندیس فوتوالکتریک، صوتی و اشعه گاما، پس از آماده‌سازی جهت تعیین تراوایی به هریک از مدل‌های ذکر شده به عنوان ورودی داده شدند و نتایج آن با مقادیر تراوایی اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه مغزه مقایسه گردید.

ابتدا به کمک مدل مولتی‌مین نرم‌افزار ژئولاگ با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی موجود در چاه موردنظر پارامترهای پتروفیزیکی مورد محاسبه قرار می‌گیرد. در این چاه نیز پیش از مدل‌سازی مشابه با آنچه قبلاً توضیح داده شد، بارگذاری و کنترل کیفیت داده‌ها (QC)، تطابق عمقی هموارسازی، محاسبات پارامترهای مورد نیاز و انجام تصحیحات محیطی صورت گرفت.

نمودارهای NGS (SGR و CGR)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، اندیس فوتوالکتریک (PEF)، صوتی (DT)، کالیپر (CALI)، مقاومت الکتریکی (LLD) در این چاه موجود می‌باشند. پس از تعیین Bad hole، با استفاده از نمودار پیکت پلات مقادیر ضریب پیچاپیچی، ضریب سیمان شدگی و توان اشباع آب به ترتیب برابر با ۱/۳، ۱/۸ و ۲/۳ برای تعیین درجه اشباع آب محاسبه گردیدند. سپس مدل اولیه مولتی مین بر پایه رابطه آرچی و پس از تعریف عدم قطعیت نمودارهای چاه‌پیمایی اجرا و مدل اولیه با توجه به شرایط سازند و چاه بسط داده شد.

اندازه‌گیری نفوذپذیری با NMR

همانطور که قبلاً ذکر شد، دو مدل برای اندازه‌گیری نفوذپذیری با لاگ NMR وجود دارد.

مدل SDR:

$$K = a T_{2LM}^c \phi_{NMR}^b \quad (5)$$

که در این معادله T_{2LM} متوسط لگاریتمی طیف T_2 می‌باشد. ϕ_{NMR} تخلخل حاصل از لاگ NMR است. a ، b و c ضرایب ثابت هستند.

مدل Timur:

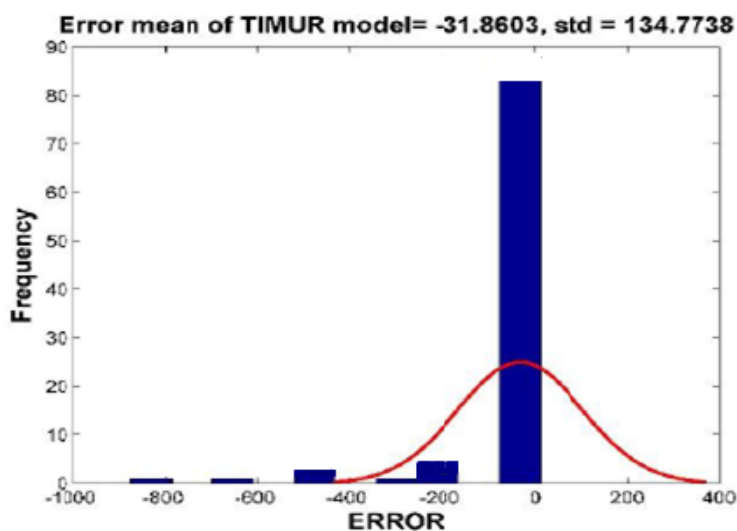
$$K = a \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^c \phi_{NMR}^b \quad (6)$$

در این معادله FFI برابر با حجم سیال آزاد^۱ و BVI برابر با حجم آب همزاد پیوندی^۲ است.

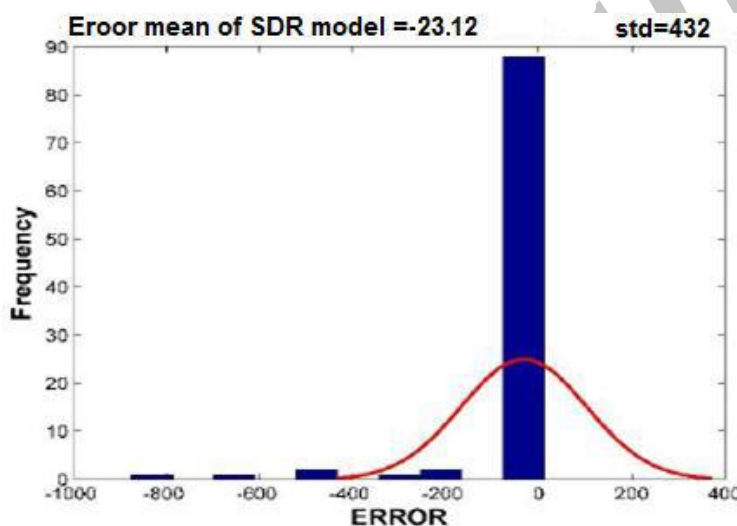
محاسبه‌ی زمان آرامیدگی T_2 در چاه شماره ۱۹ با استفاده از نمودار چاه‌پیمایی شکل ۸ صورت می‌گیرد. در این نمودار تراک اول نشان دهنده‌ی طیف T_2 برای مجموع طیف‌های حاصل از دو حالت T_w بلند و T_E کوتاه و همچنین پلاریزاسیون جزیی که برای محاسبه‌ی Clay bond water استفاده می‌شود. تراک دوم پراکندگی T_2 برای حالت T_w کوتاه و T_E بلند، تراک سوم اختلاف بین طیف T_2 برای دو حالت T_w بلند و T_E بلند را نشان می‌دهد. تراک چهارم نشان دهنده‌ی پراکندگی طیف T_2 برای T_w بلند و T_E کوتاه می‌باشد. تراک پنجم ترکیبی از دو حالت طیف T_2 می‌باشد. حالت اول T_w بلند و T_E کوتاه و حالت دوم T_w کوتاه و T_E بلند. تراک ششم تخلخل کل محاسبه شده توسط NMR را نشان می‌دهد که خط آبی رنگ تخلخل حاصل از MPHS و تخلخل به دست آمده‌ی حاصل از $T_{2cutoff}$ های ۱، ۳، ۱۰، ۳۰، ۱۰۰، ۳۰۰ و ۱۰۰۰ را نشان می‌دهد. تراک هفتم تخلخل مفید حاصل از MPHE و تخلخل مربوط به سیال آزاد MBVM و تخلخل کل MPHS را نشان می‌دهد. تراک هشتم آب آزاد PWFAN و تخلخل مفید MPHE را نشان می‌دهد و تراک نهم تراوایی حاصل از دو روش Timur و SDR را نشان می‌دهد. T_E نشان دهنده‌ی

¹ Free fluid bulk

² bulk volume irreducible

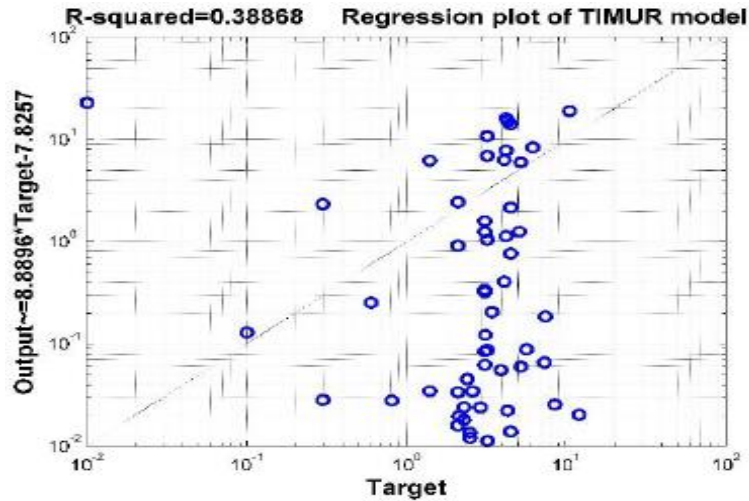


شکل ۹) نمودار هیستوگرام خطای مدل تیمور

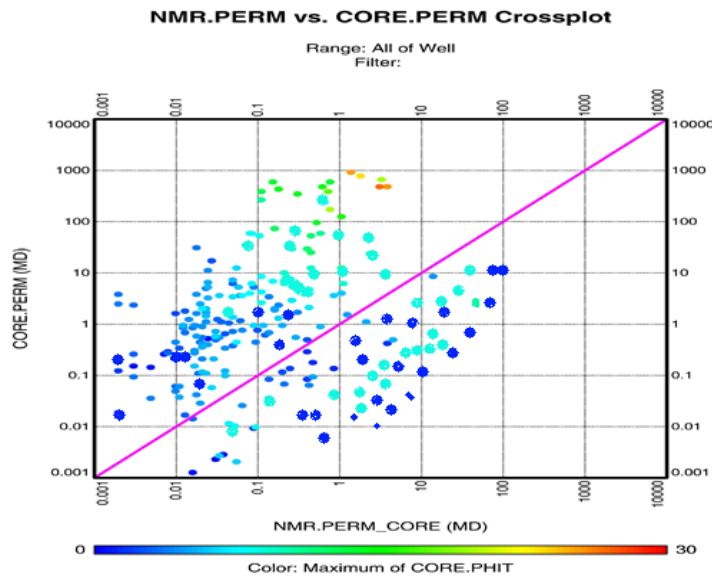


شکل ۱۰) نمودار هیستوگرام خطای مدل SDR

شکل ۱۱ و ۱۲ نمودار رگرسیون مربوط به مقادیر محاسبه شده از دو مدل تجربی ارائه شده در این مطالعه را نشان می‌دهد. خط با زاویه ۴۵ درجه در این نمودار مربوط به ضریب کرولیشن برابر با یک است. اگر نقاط به این خط نزدیک باشد به این معنا است که مقادیر تخمین زده شده از مدل برابر با مقادیر آزمایشگاهی می‌باشد. نمودار کرولیشن میان داده‌های تخمین زده شده توسط روش SDR و داده‌های مغزه در شکل ۱۲ نشان داده شده است. همانطور که شکل نشان می‌دهد تطابق خوبی میان آنها وجود دارد و میزان دقت آن ۴۴/۱ می‌باشد.



شکل (۱۱) نمودار رگرسیونی میان داده‌های و نتایج حاصل از مدل تیمور

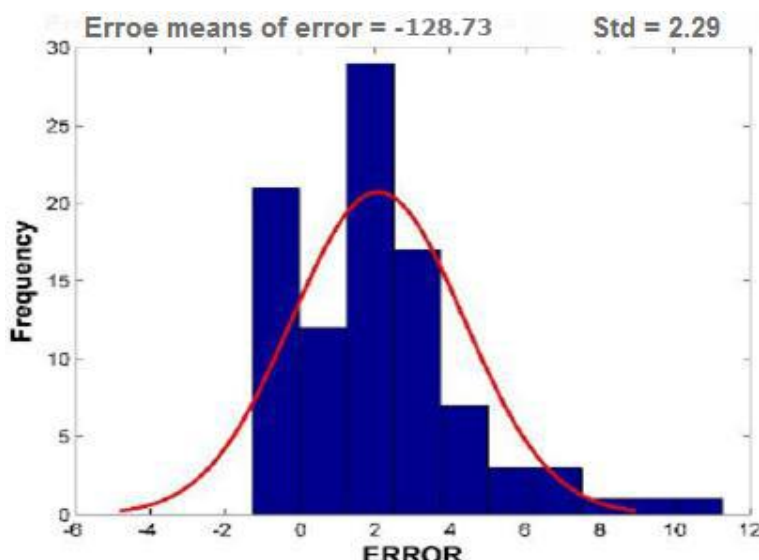


شکل (۱۲) نمودار رگرسیونی میان داده‌های مغزه و نتایج حاصل از مدل SDR

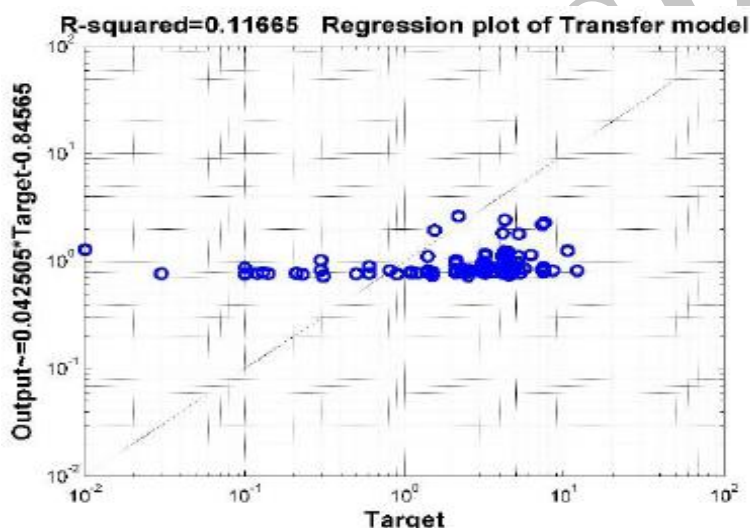
همچنین در این مطالعه از روش رگرسیونی که در فصل قبل مطرح گردید برای چاه شماره ۱۹ نیز استفاده می‌شود. همانطور که ذکر گردید یک پارامتر مهم که در این روش باید در نظر گرفته شود مقدار ناهمگنی مخزن می‌باشد. برای تعیین ناهمگنی در مخازن کربناته عمدتاً از روش لورنز استفاده می‌شود. مقدار ضریب لورنز در میدان مورد مطالعه برابر با ۰/۷۲۶ که نشان دهنده مقدار ناهمگنی بالای مخزن و تغییرات شدید تراوایی در تمامی مخزن می‌باشد. از این رو به نظر می‌رسد محاسبه تراوایی صرفاً با در نظر گرفتن مقدار تخلخل از دقت پایینی برخوردار است.

$$\log(k) = 5/1517\phi - 0/32023 \quad (V)$$

همچنین نمودار هیستوگرام خطا و نمودار کرویشن میان داده‌های تخمین زده شده توسط این روش و مقدار تراوایی واقعی محاسبه شده در آزمایشگاه مغزه که به ترتیب در شکل ۱۳ و ۱۴ آورده شده است ضعف مدل رگرسیونی برای تخمین تراوایی را به وضوح نشان می‌دهد.

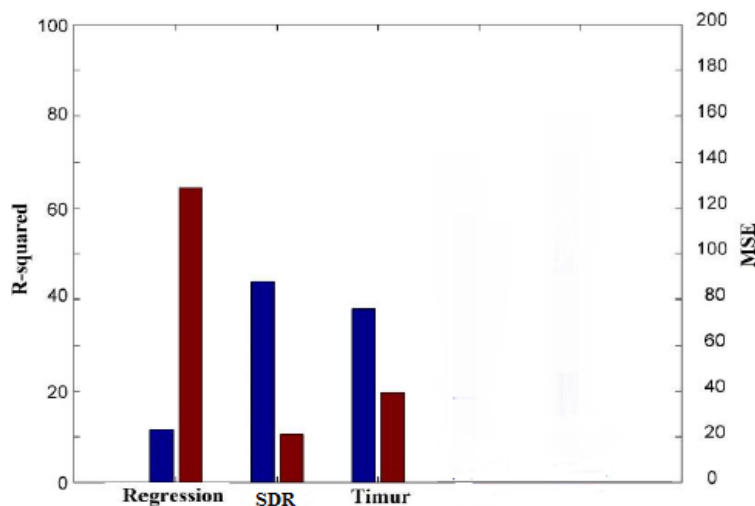


شکل ۱۳) نمودار هیستوگرام خطای مدل رگرسیونی



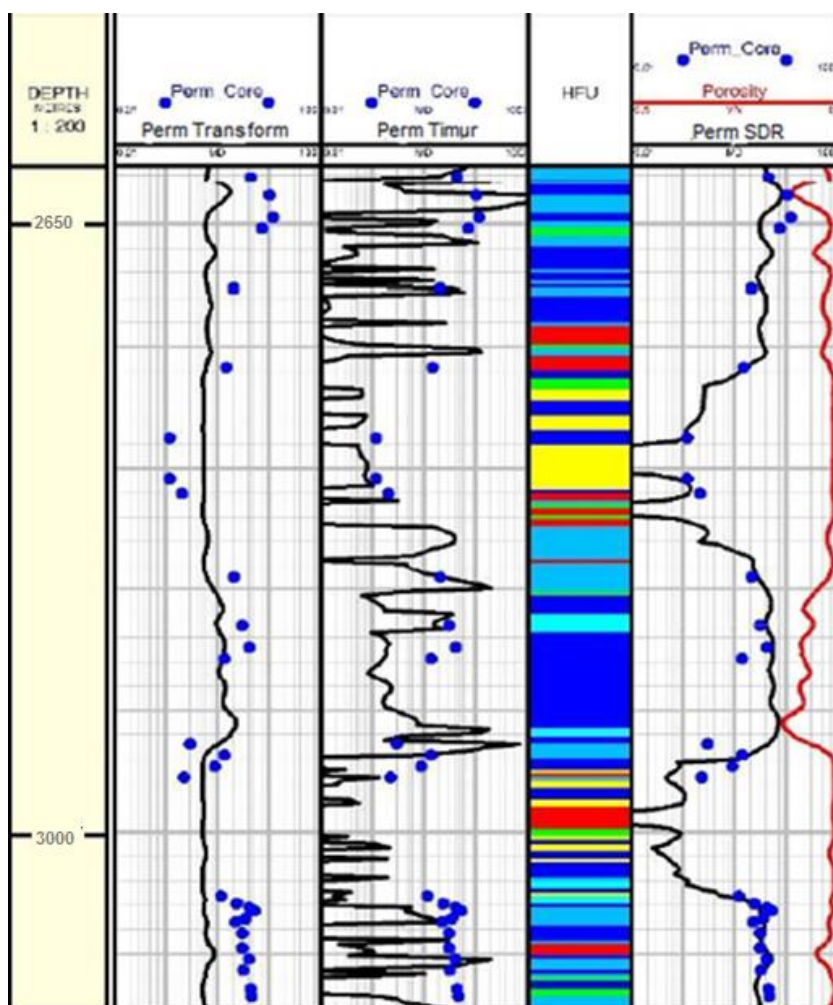
شکل ۱۴) نمودار رگرسیونی میان داده‌های مغزه و نتایج حاصل از مدل رگرسیونی

پس از اعمال داده‌های اعتبارسنجی به مدل‌های ارائه شده و محاسبه مقدار R^2 و MSE با توجه به مقادیر خروجی حاصل می‌توان به توان هر یک از روش‌های ارائه شده در تخمین تراوایی پی برد. شکل ۱۵ نمودار میله‌ای مقایسه میان مدل‌های ارائه شده در این مطالعه است که بر اساس آن می‌توان نتیجه گرفت که معادله‌ی تجربی SDR با دقت تخمین ۴۴/۱ و خطای ۲۳/۱۲- بهترین مدل برای تخمین تراوایی در این چاه است و مدل رگرسیونی با مقدار دقت تخمین (R^2) برابر ۱۱/۶ و مقدار (MSE) خطای برابر با ۱۲۸/۷۳- ضعیف‌تر از روابط تجربی در تخمین تراوایی می‌باشند. در این شکل ارتفاع میله‌های قرمز متناسب با اندازه خطای تخمین مدل و ارتفاع میله‌های آبی رنگ متناسب با اندازه دقت حاصل از تخمین مدل می‌باشد.



شکل ۱۵) مقایسه مقدار خطا و دقت اندازه‌گیری مدل‌های پیشنهادی تخمین تراوایی

همچنین در شکل ۱۶ نمایش گرافیکی نتایج مدل‌های بررسی شده در این مطالعه مربوط به زون ۱ و ۲ سازند سروک در چاه شماره ۱۹ نشان داده شده است. در این شکل تراک اول نشان دهنده عمق، تراک دوم مقادیر تراوایی با استفاده از روش رگرسیونی، تراک سوم نشان دهنده مقادیر تراوایی با استفاده از روش Timur می‌باشد. تراک چهارم HFU و تراک پنجم نیز مقدار تراوایی با روش SDR را نشان می‌دهد. نقاط آبی بر روی هر تراک مقدار تراوایی محاسبه شده در آنالیز مغزه را نشان می‌دهد. در صورتی که این نقاط به هر یک از نمودارها نزدیک‌تر باشد به این معنا است که مدل مربوط به آن نمودار از دقت بالاتری همراه است. همانگونه که از این شکل پیداست و با توجه به نتایج حاصل از هر یک از مدل‌ها، مدل تجربی SDR بهترین عملکرد را در میان دیگر روش‌ها دارد. از این رو پیشنهاد می‌شود که به جای استفاده از مدل‌های دیگر، از این مدل استفاده شود.



شکل ۱۶) مقایسه مدل‌های پیشنهادی تخمین تراوایی با مقادیر مغزه در چاه شماره ۱۹

نتیجه‌گیری

در این مطالعه هدف کلی محاسبه‌ی تراوایی با استفاده از نمودار NMR بود و برای این منظور از دو روش کلی موجود در نرم‌افزار ژئولاگ یعنی روش Timur و روش SDR استفاده شد. برای اطمینان از نتایج به دست آمده، تراوایی در چاه مورد نظر با مدل رگرسیونی نیز محاسبه شد و نتایجی به دست آمد که به شرح زیر است:

۱) با توجه به نتایج حاصله تخمین تراوایی با استفاده از روش رگرسیونی با خطای زیادی در محاسبه همراه است. این روش بر پایه محاسبات معمول و کلاسیک ریاضی می‌باشد، بنابراین مشخصاً نمی‌تواند مدلی را ارائه نماید که به خوبی تغییرات مربوط به تراوایی را مشخص نماید. بر اساس این مدل تراوایی فقط به مقدار تخلخل وابسته است که به دلیل آنکه این پارامتر به شدت با خواص فیزیکی سنگ مخزن کربناته در حال تغییر می‌باشد، بنابراین این فرضیه با خطای زیادی همراه است. نمودار هیستوگرام مقدار تخلخل در چاه شماره ۱۹ حاکم بودن چند فضای آماری را بر آن نشان می‌دهد که به معنای وجود چند سیستم تخلخل متمایز در سازند سروک می‌باشد. یکی دیگر از دلایل خطای محاسبه در روش رگرسیونی را می‌توان فرض بر یکسان بودن تخلخل در شرایط نمودارگیری و آزمایشگاه مغزه دانست. به دلیل آنکه شرایط آزمایشگاهی و مخزنی با یکدیگر متفاوت است این فرض همواره نادرست خواهد بود.

۲) در این مطالعه از روش‌های تجربی که در نرم‌افزار ژئولاگ تعبیه شده‌اند نیز استفاده شده است. روش SDR، نسبت به روش Timur نتایج بهتری را حاصل نمود. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که استفاده از روش SDR برای مخازن کربناته با این شرایط می‌تواند نتایج قابل قبولی را ارائه دهد.

۳) در بسیاری از مطالعات، مقادیر پارامترهای آرچی در مدل غیرخطی آرچی ثابت در نظر گرفته می‌شود که در مخازن کربناته با خطای زیادی حاصل می‌گردد. به منظور حذف این اثر، نمودار پیکت پلات برای محاسبه پارامترهای a ، m و n مورد استفاده قرار گرفته است که به ترتیب برای چاه شماره ۱۹ مقادیر $1/13$ ، $1/8$ و $2/3$ محاسبه گردید.

۴) در این مطالعه میزان دقت (R^2) مدل SDR در زون ۱ و ۲ سازند سروک در گروه بنگستان واقع در میدان نفتی رامشیر برابر با $44/1$ و میزان خطای (MSE) برابر با $23/12$ اندازه‌گیری شد که با توجه به مدل Timur و مدل رگرسیونی، در این مخزن مناسب‌تر به نظر می‌رسد.

تشکر و قدردانی

از داوران محترم مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی و دکتر عزت اله کاظم زاده تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] احمدی. م، یزدیان. ع و صائمی. م، (۱۳۸۵)، پیش‌بینی میزان تراوایی سنگ مخزن با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی. نشریه علمی-پژوهشی "مهندسی معدن" دوره اول، شماره ۲، صفحه ۴۳ تا ۵۴
- [۲] دهقان زاده. م، بهلولی. ب و رضایی. م، (۱۳۸۹). مقایسه‌ی تخلخل و تراوایی از نمودار NMR با تخلخل و تراوایی مغزه در یکی از چاه‌های میدان پارس جنوبی.
- [۳] سیمی. ع و همکاران، (۱۳۸۷)، منطقه‌بندی دو مخزن نفتی ایران براساس داده‌های چاه‌نگاری و استفاده از روش آماری. مجله فیزیک زمین و فضا، دوره ۳۴، شماره ۳، ۱۳۸۷، صفحه ۴۳-۵۶.
- [۴] مهناز عابدینی، منصور ضیائی، جواد قیاسی فریز، (۱۳۹۶). ارزیابی تراوایی سنگ مخزن با استفاده از روش آنالیز تصویر و نتایج لاگ NMR در جنوب ایران، پایان نامه مهندسی معدن، ژئوفیزیک و نفت مقطع کارشناسی ارشد.
- [۵] حمید مسلمان نژاد، محمدرضا رضایی و مهناز دهقان زاده، ۱۳۸۵، ارزیابی کمی تراوایی مخزن با استفاده از امواج اکوستیک و مقایسه آن با تراوایی حاصل از NMR و آنالیز مغزه (سازند کنگان در میدان پارس جنوبی)، اولین کنگره مهندسی نفت ایران، تهران، انجمن مهندسی نفت ایران.

[6] AMERI S., MOLNAR D., MOHAGHEGH, S., & AMINIAN, K. 1993,. Permeability evaluation in heterogeneous formations using geophysical well logs and geological interpretations. *Society of Petroleum Engineers*.

[7] COATES, G.R., XIAO L.Z., AND PRAMMER M.G., 1999, NMR Logging – principles and applications, Gulf publication Company, Houston, 256.

[8] FENG D. PENG X. XIAO L. HURUI X., LING X., ZHU L., 2015, Estimation of permeability from NMR logs based on formation classification method in tight gas sands, *Acta Geophysica*. **63(5)**, 1316-1338.

- [9] KENYON, W.E. ,1997, Petrophysical principles of applications of NMR logging, *The Log Analyst* **38(2)**, 21-43.
- [10]TIMUR. A, 1968. "An investigation of permeability, porosity, & residual water saturation relationships for sandstone reservoirs," *Journal of the log analysis*, **9(4)**, .
- [11] DAIGLE H. AND DUGAN B.,2011. An improved technique for computing permeability from NMR measurements in mudstones. *Journal of geophysical research*, **116**,
- [12] GABOR G. ,JAMES H., DEERING S., KELLY F. N., 2015, NMR Logs help formation testing and evaluation. SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition, 21-23 April, Al-Khobar, Saudi Arabia
- [13] KAI CHENG AND ZOYA HEIDARI., 2015, Pore connectivity and permeability assessment in carbonate formations using nmr log-inject-log method. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28-30 September, Houston, Texas, USA
- [14] ZHANG H., YUAN P., WU J., MEZZATESTA A., JIN G., SATTI R., KOLIHA N., BAUTISTA J., CROUSE B., 2017,Using digital rock modeling to estimate permeability and capillary pressure from nmr and geochemical logs. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March, Manama, Bahrain.
- [15]EVAN R. MCCARNEY, PATRICK N. BUTLER., 2015, Core plug nuclear magnetic resonance (NMR) analysis as a method to estimate permeability anisotropy. SPWLA 56th Annual Logging Symposium, 18-22 July, Long Beach, California, USA
- [16] YANA W., SUNA J., CHENGB Z., LIC J., SUNA Y., SHAOD W., SHAOD Y., 2017, Petrophysical characterization of tight oil formations using 1D and 2D NMR. *Fuel*. 206, **15**, 89-98

A case study of carbonate reservoir permeability determination using NMR log in one of the southwestern fields of Iran

H. Tayebi, B. Habibnia
* habibnia@put.ac.ir

Received: January 2017, Accepted: July 2017

Abstract

Permeability is one of the most important parameters for characterization of hydrocarbon reservoirs that has a basic role in almost all of the petroleum engineering problems. Determination of reservoir permeability is usually done in core laboratories in a time consuming process. In the well test, the obtained average permeability is related to the drainage area. Due to cost, these two methods are not performed in the all wells, whereas well logging tools are generally performed in all wells.

With progress of well logging tools, some researchers tried to estimate permeability from special well logs such as NMR directly. The data obtained from NMR was used as lithology independent data to estimate the water saturation and porosity, and also for analysis of pore space. One of the important parameters obtained from NMR is the transversal relaxation time (T2).

In this work, NMR log measurement in zones 1 and 2 of Sarvak Formation was used to estimate the permeability using Timur, SDR and regression models. The results of the methods were compared against core permeability. The results show that SDR method is more accurate with the accuracy of 44.1% and the error of 23.12%.

Keywords: reservoir permeability, NMR log, SDR model, Timur model, transversal relaxation time (T2).