نشریه ژئومکانیک و ژئوانرژی (ژئومکانیک نفت)
GEOMECHANICS and GEOENERGY JOURNAL (GGJ)

مقاله پژوهشی

تخمین کندی فشارشی و فشار منفذی با رزولوشن بالا در میدان نفتی بینالود با استفاده از داده های NMR در آموزش شبکه عصبی

ارغوان حقیقت جو[۱]؛ سید محمد ابطحی فروشانی[۲*]؛ نادر فتحیان پور[۳]؛ بیتا ارباب[۴]
۱- دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان
۲- استادیار، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان
۳- دانشیار، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی اصفهان
۴- کارشناس ارشد پتروفیزیک، شرکت نفت فلات قاره ایران

دریافت مقاله: 1404/03/23 پذیرش مقاله: 1404/06/31
شناسه دیجیتال (DOI): 10.22107/ 10.22107/ggj.2026.530187.1255

واژگان کلیدی
نمودار NMR، فشارسنجی MDT، کندی فشارشی، فشارحفره ای، شبکه های عصبی مصنوعی

چکیده

فشار منفذی یکی از پارامترهای اساسی در مهندسی نفت است. عدم تعیین صحیح و دقیق این پارامتر می تواند به مشکلاتی جدی نظیر فوران چاه در زمان حفاری و یا مدلسازی نادرست مخزن منجر شود. از سوی دیگر استفاده از روشهای تجربی محاسبه فشار منفذی نیز عموما با استفاده از داده های کندی فشارشی نمودار صوتی سنتی انجام می شود که رزولوشن قائم محدودی در حد ۰/۱ متر دارند. به این ترتیب ممکن است پدیده هایی نازک که تغییرات فشار منفذی قابل توجهی دارند شناسایی نشوند. برای رفع این مشکل، پژوهش حاضر ابتدا با استفاده از داده های متنوع نمودار NMR به تخمین کندی فشارشی با رزولوشن ۰/۰۰۵ متر در چاه شماره ۶ میدان نفتی بینالود پرداخته و سپس با استفاده از این کندی فشار منفذی را محاسبه کرده است. به این منظور از دادههای نمودار NMR و کندی فشارشی نمودار صوتی سنتی برای طراحی یک شبکهی عصبی پرسپترون چندلایه استفاده شد که کندی موج فشارشی را با استفاده از پارامترهای NMR تخمین می زند. شبکه یاد شده در مرحله اعتبار سنجی توانست کندی فشارشی را با ضریب همبستگی ۰/۹۴ و خطای نسبی ۰/۰۳ تخمین بزند. با تعمیم شبکه عصبی به کل اعماق دارای داده NMR، کندی فشارشی با رزولوشن بالا در اعماق ۲۱۷۹ تا ۲۲۷۵ متری در سازند بورگان محاسبه شد. سپس فشار منفذی با استفاده معادله ایتون و به کارگیری داده های نمودار صوتی و کندی فشارشی تخمین زده شد. بر اساس نمودار فشار منفذی به دست آمده، شرایط فشار نرمال تا حدود عمق ۱۷۰۰ متری برقرار است و در اعماق بیشتر پدیده فرافشار به صورت غیر یکنواخت تا کف چاه ادامه دارد. این تحقیق همچنین نشان داد که استفاده از کندی تخمین زده شده با رزولوشن بالا توانست تغییراتی تا حد ۵۰ psi را در چاه بارزسازی کند که بدون استفاده از آن داده ها قابل تشخیص نبودند.

۱. پیش‌گفتار

تخمین صحیح و دقیق فشار منفذی در مخازن نفت و گاز به عنوان یکی از پارامترهای کلیدی در ارزیابی خصوصیات مکانیکی و فیزیکی سازندها، طراحی عملیات حفاری، و بهبود ایمنی حفاری اهمیت ویژه‌ای دارد. محاسبه فشار یاد شده بویژه برای شبیه‌سازی مخزن و پیش‌بینی رفتار آن در شرایط استاتیک و دینامیک ضرورت دارد. همچنین برای طراحی عملیات بهبود برداشت نفت (IOR) و بهبود ازدیاد برداشت نفت (EOR)، باید مدل فشار منفذی مخازن در دست باشد[۱-۳].

* ایران، اصفهان، دانشگاه صنعتی اصفهان، دانشکده مهندسی معدن، smabtahif@iut.ac.ir

برای تخمین فشار منفذی انجام مطالعات فشارسنجی در مراحل چاه آزمایی و بهره برداری چاه امکان پذیر است. اما با توجه به هزینه بالای انجام این آزمایش‌ها، معمولا تعداد این داده ها محدود است. برای رفع این مشکل روش‌های متعددی جهت پیش‌بینی نظری فشار منفذی ارائه شده است. در این راستا، معادله تجربی ایتون (۱۹۷۴) همچنان جایگاه ویژه ای برای تخمین فشار منفذی داشته و محققان بسیاری از آن معادله برای تخمین فشار یاد شده استفاده نموده‌اند. برای مثال، ابروم و همکاران (۲۰۰۳) با به کارگیری سرعت امواج S و P و C و با گسترش مدل تجربی ایتون به تخمین فشار حفره ای در یک میدان نفتی واقع در سواحل ترینیداد پرداختند [۴]. آزاد پور و همکاران (۲۰۱۵) ابتدا روند خطی زمان کندی را با استفاده از داده‌های نمودارهای صوتی چاه پیمایی تعیین کردند. سپس با تخمین توان نسبت کندی نرمال به کندی نقطه‌ای در معادله ایتون، فشار منفذی را در یکی از مخازن کربناته واقع در جنوب ایران تخمین زدند [۵]. ستیوان و همکاران (۲۰۱۷) با استفاده از زمان سرعت امواج صوتی و با به کارگیری رابطه ایتون، فشار منفذی را در یک میدان نفت و گازی واقع در حوضه سوماترای شمالی به دست آوردند و نتایج تحقیقات آن‌ها نشان داد که نتایج به دست آمده از روش ایتون تطابق خوبی با فشار واقعی اندازه گیری شده در چاه دارد[۶]. آلام و همکاران (۲۰۱۸) با به کارگیری روش ایتون به تخمین فشار منفذی در حوضه آسام علیا واقع درشمال شرق هند پرداختند. نتایج تحقیقات آن‌ها نشان داد که نواحی با فشار منفذی بالا در بخش‌هایی از حوضه قرار دارند که تحت تاثیر فعالیت تکتونیکی و تغییر کرنش قرار گرفته‌اند [۷]. تالینگا و همکاران(۲۰۲۱) با ترکیب داده‌های ژئوفیزیکی و لیتولوژی، مدل سه بعدی فشار منفذی را در یک مخزن نفتی واقع در دریای شمال تخمین زدند [۸]. این محققان و سایر همکارانشان همه بر توانمندی معادله ایتون در فشار منفذی صحه گذاشته و کاربرد نمودارهای صوتی را به این منظور تایید کرده‌اند. با این وجود، رزولوشن محدود داده‌های نمودارهای سنتی چاه پیمایی محدودیت اساسی تحقیقات مربوط به تخمین فشار منفذی می‌باشد. در حقیقت هیچ یک از تحقیقات یاد شده قادر به تخمین تغییرات فشار منفذی ناشی از حضور یک لایه یا گسل با بازشدگی کمتر از رزولوشن قائم داده‌های نمودار صوتی سنتی نبوده‌اند. بنابراین ارائه روشی برای تخمین فشار منفذی با رزولوشن قائم بالا می‌تواند راهی برای برون رفت از مشکل فوق باشد. در این راستا، می‌توان از روش‌های پیشرفته تر، مانند طراحی شبکه‌های عصبی، که قبلا توانمندی آن‌ها در تخمین فشار منفذی بررسی شده استفاده نمود. البته رزولوشن قائم فشار منفذی به دست آمده از این روش‌ها با رزولوشن قائم داده هایی که برای طراحی شبکه عصبی استفاده می‌شوند برابر است [۹]. پس در صورت استفاده از نمودارهای نوین چاه پیمایی نظیر نمودار NMR که رزولوشن قائم بالاتری نسبت به نمودارهای سنتی دارند، می‌توان فشار منفذی را با رزولوشن بالا تخمین زد. به همین منظور پژوهش حاضر به بررسی امکان تخمین فشار منفذی با رزولوشن بالا در میدان نفتی بینالود واقع در خلیج فارس پرداخته است. در همین راستا، با ابداع روشی در دو مرحله، ابتدا با استفاده از اطلاعات نمودار NMR و داده‌های کندی با رزولوشن کمتر، یک شبکه عصبی پرسپترون چهارلایه آموزش داده شده و اعتبارسنجی شد. سپس با استفاده از این شبکه عصبی، کندی فشارشی با رزولوشن بالا در تمامی اعماق دارای داده NMR تخمین زده شد. سپس، با استفاده داده‌های فشار سنجی MDT در ۱۶ نقطه از چاه مورد مطالعه بود، ضرایب معادله ایتون تعیین گردید. در نهایت، با استفاده از مقادیر کندی فشارشی بالا و معادله ایتون، فشار منفذی در سراسر سازند چاه محاسبه و ارزیابی شد. در بخشی از چاه که مربوط به مخزن نفتی بوده و دارای اطلاعات نمودار NMR است، تخمین فشار منفذی با استفاده از کندی فشارشی که در مرحله قبل توسط شبکه عصبی به دست آمد صورت گرفت. به این ترتیب، افزون بر تعیین زون‌های دارای پدیده های فرافشار، تغییرات فشار منفذی با رزولوشن بالا در محدوده مخزنی چاه تخمین زده شد.

.

۲. موقعیت زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی بینالود در جنوب خاور خلیج فارس و در ۶۰ کیلومتری جزیره‌ی پارسی قرار دارد. این میدان پس از فعالیت‌های اکتشافی از سوی شرکت دولتی نفت و گاز هند (ONGC) در بلوک فارسی کشف شد. چاه مورد مطالعه در این پژوهش، چاه شماره‌ی ۶ در میدان یاد شده می‌باشد. سازند بورگان سنگ مخزن اصلی این میدان است که جزو مخازن

ماسه سنگی به شمار می‌آید. این سازند در اثر تغییرات سطح جهانی دریا و پس از یک وقفه‌ی بزرگ چینه شناسی بر روی سازند داریان در اواخر اشکوب آپتین و اوایل آلبین شکل گرفته است. با کاهش سطح جهانی دریا محیط های دلتایی شروع به شکل‌گیری کردند که در آن رسوبات آواری از جمله ماسه های کانالی، دهانه‌های بار و نهشته های خلیج میان کانالی ته نشین شدند. پس از یک وقفه رسوبگذاری با افزایش سطح آب دریا ماسه‌های دریایی همراه با شیل‌های دریایی بر روی رسوبات قبلی نهشته شدند و باعث شکل‌گیری سازند بورگان در حاشیه‌ی شمال شرق صفحه عربستان و قسمت شمال غرب خلیج فارس شدند [۱۰، ۱۱]. سازند بورگان به دلیل دارا بودن رسوبات تخریبی پتانسیل بالایی برای تبدیل شدن به مخزن هیدروکربوری دارد و همین موضوع توالی‌های سیلیس آواری سازند بورگان را به یکی از عمده مخازن ماسه سنگی مهم در خاورمیانه تبدیل کرده است. برای مثال، در میدان‌های بورگان بزرگ، راوداتاین، صابریه در کویت و در جنوب غرب عراق و همچنین میادین سروش، نوروز و فروزان در شمال غرب خلیج فارس، سازند بورگان نقش سنگ مخزن را بر عهده دارد.

سازند بورگان از دو بخش A و B تشکیل شده است که عضو B بورگان در بخش زیرین قرار دارد و عضو A بورگان بر روی عضو B قرار گرفته است. سازند بورگان در منطقه‌ی مورد مطالعه بر روی سازند داریان قرارگرفته و سازند دیر و کژدمی (نهر عمر) آن را می‌پوشاند [۱۲]. طبق گزارش زمین شناسی تهیه شده از سوی شرکت نفت فلات قاره ایران، عضو B بورگان از سازند بورگان، یک بازه‌ی ماسه سنگی با ضخامت ۶۰ تا ۱۰۰ متر می‌باشد که به طور عمده از ماسه با مقداری کلسیت و رس (اغلب از نوع کائولینیت و ایلیت و مقداری پیریت) تشکیل شده است. این واحد سنگی متعلق به دوره‌ی کرتاسه پیشین و مرحله‌ی آپتین تا آلبین بوده که در عمق ۲۲۲۲ تا ۲۲۹۱ متر چاه مورد مطالعه واقع شده است. تخلخل خالص موثر این سازند به طور متوسط برابر ۲۱/۲ درصد می‌باشد.

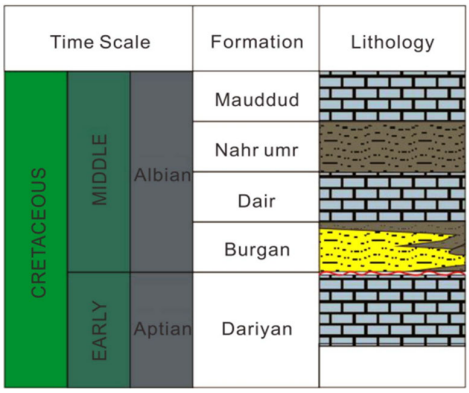
عضو A بورگان از سازند بورگان بر روی عضو B واقع شده است. این سازند دارای ضخامت ۴۰ تا ۶۰ متر و به طور عمده شامل رس (به طور غالب کائولینیت و ایلیت) همراه با مقداری پیریت و لایه‌های متناوب کربنات و ماسه می‌باشد. این واحد سنگی متعلق به دوره‌ی کرتاسه پیشین و مرحله‌ی آلبین می‌باشد. در چاه ۶ میدان بینالود، عضو A سازند بورگان در عمق ۲۱۶۵ تا ۲۲۲۲ متر واقع شده است و دارای متوسط تخلخل خالص موثر ۹/۲ درصد می‌باشد. در این محدوده زون تولیدی وجود ندارد. نشانگر آهکی بورگان A یک واحد سنگ آهک به ضخامت ۰/۵ تا ۲ متر می‌باشد که بورگان A را به دو قسمت مجزا از هم تقسیم می‌کند.

سازند بورگان توسط سازند دیر پوشانده شده است. سازند دیر به ضخامت ۱۰ تا ۵۰ متر به طور عمده از سنگ آهک و سنگ آهک رسی تشکیل شده است که بر روی عضو A سازند بورگان قرار دارد. این سازند متعلق به دوره‌ی کرتاسه پیشین و مرحله آپتین تا آلبین می‌باشد. در میدان مورد مطالعه سازند دیر در عمق ۲۱۴۵ تا ۲۱۶۵ متر واقع شده است.

سازند کژدمی (نهر عمر) به ضخامت ۴۰ تا ۶۰ متر به طور عمده از ایلیت، مقدار کمی سنگ آهک و مقداری پیریت تشکیل شده است. این سازند بر روی سازند دیر قرار دارد و متعلق به دوره‌ی کرتاسه پیشین و مرحله‌ی اواخر آپتین تا آلبین می‌باشد. در میدان مورد مطالعه سازند کژدمی در عمق ۲۰۹۰ تا ۲۱۴۵ متر واقع شده است و دارای متوسط تخلخل خالص موثر ۸/۶ درصد می‌باشد. این سازند به عنوان سنگ پوش سازند بورگان عمل می کند. در محدوده سازند کژدمی زون تولیدی وجود ندارد.

سازند مودود بر روی سازند کژدمی قرار گرفته است. سازند مودود عمدتاً از سنگ آهک، مقدار کمی ایلیت و مقداری پیریت تشکیل شده است. متوسط تخلخل خالص موثر ۱۱/۹ درصد است. در این بازه زون تولیدی وجود ندارد. در میدان مورد مطالعه سازند مودود در عمق ۲۰۲۵ تا ۲۰۹۰ متر واقع شده است. سازند سروک که بر روی سازند مودود واقع شده است عمدتاً از سنگ آهک، ایلیت و مقداری پیریت تشکیل

شده است. متوسط تخلخل خالص موثر ۱۲/۸ درصد است. در این محدوده زون تولیدی وجود ندارد. شکل ۱ موقعیت چینه شناسی سازند بورگان و سازندهای جوانتر و پیرتر از آن را نشان می‌دهد.



شکل ۱. واحدهای چینه‌شناسی سازند بورگان در میان واحدهای رسوبی کرتاسه پیشین تا میانی در غرب خلیج فارس[۱۱].

۳. روش شناسی

این بخش از مقاله، به معرفی مفهوم فشار منفذی و پدیده های فرافشار و فروفشار و عوامل مؤثر بر ایجاد آن ها می پردازد. همچنین معادله ایتون و پارامترهای آن به عنوان یک ابزار تجربی شناخته شده برای تخمین فشار منفذی معرفی می شود. در ادامه، با توجه به ارتباط بین پارمترهای نمودار NMR و فشار منفذی، از این پارامترها برای آموزش شبکه عصبی جهت تخمین فشار منفذی با رزولوشن بالا استفاده می‌شود.

۱.۳. فشار منفذی

فشار منفذی، فشار سیالات موجود در حفره ها و درز و شکاف-های سازندهای متخلخل می‌باشد. در حالت نرمال فشار هیدرواستاتیک و فشار منفذی با یکدیگر برابر هستند. فشار هیدرواستاتیک فشار ناشی از وزن ستون سیالات در شرایط تعادل است و به عمق، چگالی سیال و شتاب گرانش وابسته است در حالی که فشار منفذی، علاوه بر عمق و چگالی ممکن است تحت تاثیر شرایط زمین شناسی و عوامل خارجی مانند تراکم رسوبات، سرعت رسوب‌گذاری، انبساط حرارتی، کراکینگ نفت و گسل‌خوردگی قرار بگیرد. هاتمن و جانسون (۱۹۶۵) با ترسیم نمودار صوتی در برابر عمق نشان دادند که به طور کلی تراکم رسوبات با افزایش عمق بیشتر شده و تخلخل سازندها کاهش می‌یابد. این روند کلی کاهش تخلخل با افزایش عمق به عنوان روند نرمال تراکم نامیده می‌شود [۱۳، ۱۴]. در روند تراکم نرمال و در صورت عدم وجود عوامل خارجی، فشار منفذی تنها به فشار سیالات درون منافذ و وزن ستون سیالات بستگی دارد و با فشار هیدرواستاتیک برابر است. فشار هیدرواستاتیک طبق رابطه

$$P_H=\int_0^z \rho_f(z)gdz+P_{air}=\rho_f gz+P_{air} \quad (۱)$$

تعریف می‌شود. در این معادله، z ارتفاع ستون سیال، ρ_f چگالی سیال، g شتاب گرانش و P_{air} فشار جو می‌باشد[۱۵].

اگر تحت شرایطی فشار منفذی از فشار هیدرواستاتیک بیش-تر گردد پدیده‌ی فشار بیش از حد یا فرافشار رخ می‌دهد. عوامل مختلفی می‌توانند سبب ایجاد پدیده فرافشار شود. برای مثال افزایش حجم سیالات بر اثر کراکینگ نفت باعث تبدیل هیدروکربن‌های سنگین به هیدروکربن‌های سبک همچون گاز و نفت سبک شده و باعث افزایش فشار درون حفره‌ها می‌گردد. همچنین دگرسانی مواد معدنی می تواند باعث آزادسازی آب و افزایش فشار درون حفره‌ها شده و سبب بروز پدیده‌ی فرافشار گردد. چنانچه دگرسانی کانی اسمکتیت و تبدیل آن به ایلیت با آزاد سازی مقدار زیادی آب همراه است و باعث افزایش فشار درون حفره‌ها می‌گردد. همچنین زمانی که نرخ رسوبگذاری بالا باشد و یا تراوایی سازند کم باشد سیالات داخل حفره‌ها فرصت خروج پیدا نمی‌کنند و این پدیده منجر به افزایش فشار درون حفره‌ها و پدیده‌ی فرافشار می‌گردد. کاهش فشار لیتواستاتیک از دیگر عوامل ایجاد کننده‌ی پدیده‌ی فرافشار می‌باشد[۱۵-۲۱]. فشار لیتواستاتیک یا فشار روباره فشاری است که در اثر وزن عمودی ستون سنگ‌ها و سیالات موجود در منافذ سنگ ایجاد می شود. فشار لیتواستاتیک با استفاده از معادله

$$P_L=g\int_{z_w}^{z}\rho_b(z)\,dz+g\int_0^{z_w}\rho_w(z)\,dz+P_{air} \quad (۲)$$

تعریف می‌شود که در آن، P_{air} فشار ناشی از جو زمین، ρ_b

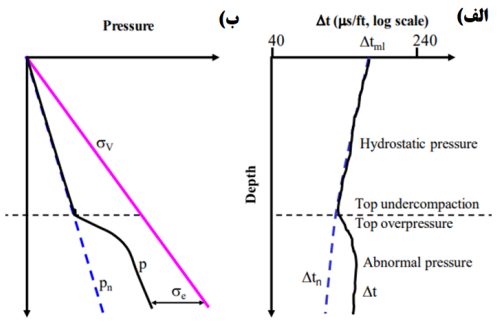
چگالی کلی یا چگالی حجمی سنگ، g شتاب گرانش زمین، Z عمق از سطح دریا، ρ_w چگالی آب و Z_w عمق تا کف دریا می‌باشد [۱۵].

زمانی که سرعت رسوبگذاری بالا باشد رسوبات فرصت کافی برای متراکم شدن نخواهند داشت و فشار لیتواستاتیک کاهش می‌یابد. کاهش فشار لیتواستاتیک باعث می‌شود تخلخل سازند با آهنگ کمتری نسبت به عمق کاهش یابد. در صورت پوشیده شدن رسوبات متخلخل با رسوبات نفوذ ناپذیر، فشار بیش از حدی بر سیالات موجود در سازند متخلخل وارد می‌شود. این پدیده نیز سبب ایجاد پدیده فرافشار می‌گردد [۲۰]. از سوی دیگر، اگر فشار منفذی از فشار هیدرواستاتیک کمتر گردد پدیده فروفشار رخ می‌دهد. برای مثال، گسل می‌تواند سبب جا به جایی سازندی متخلخل که فشار هیدرواستاتیک داشته به اعماق بیشتر شود. در این حالت فشار منفذی سازند متخلخل از روند نرمال فشار هیدرواستاتیک کمتر شده و پدیده فرافشار رخ می‌دهد. همچنین تخلیه مخزن بر اثر برداشت نفت و گاز نیز باعث می‌شود تا فشار منفذی کمتر از فشار هیدرواستاتیک گردد و در نتیجه پدیده فروفشار رخ می‌دهد [۱۶، ۱۹-۲۱]. شکل ۲ الف نمایی از روند نرمال کندی فشارشی را با خط چین آبی و کندی فشارشی اندازه گیری شده را با خط چین مشکی نشان می‌دهد. شکل ۲ ب نیز فشارهای هیدرواستاتیک، لیتواستاتیک و فشار منفذی را به ترتیب با خط چین آبی، خط ممتد صورتی و خط سیاه رنگ نشان می‌دهد. خط چین افقی در این شکل‌ها نیز مرز محدوده فشار عادی و فرافشار را نشان می‌دهد. مقایسه این دو شکل نشان می‌دهد. این شکل‌ها نشان می‌دهند تا زمانی که شرایط نرمال است فشار هیدرواستاتیک و فشار منفذی با یکدیگر برابر و بر هم منطبق می‌باشند. در همین محدوده در قسمت الف کندی فشارشی اندازه‌گیری شده و روند نرمال کندی فشارشی نیز بر یکدیگر منطبق می‌باشند. اما در اعماق بیش از خط چین مشکی در قسمت ب، فشار منفذی از فشار هیدرواستاتیک انحراف پیدا کرده است و در قسمت الف نیز کندی فشارشی اندازه‌گیری شده از روند نرمال کندی فشارشی خارج شده است. این انحراف نشان دهنده شرایط غیر نرمال و پدیده فرافشار می‌باشد.

برای محاسبه فشار منفذی، ایتون در سال ۱۹۷۵ با استفاده از داده‌های نمودار صوتی معادله

$$P_P=P_L-(P_L-P_H)\left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T}\right)^n \quad (۳)$$

را ارائه کرد. در این معادله، ΔT_n روند نرمال کندی صوتی، ΔT کندی صوتی به دست آمده با استفاده از نمودارهای درون‌چاهی یا داده‌های لرزه‌ای، P_H فشار هیدرواستاتیک، P_L فشار لیتواستاتیک، P_p فشار منفذی و n توان معادله‌ی ایتون می‌باشد. به طور معمول مقدار n بین ۱ تا ۳ در نظر گرفته می‌شود، اما با توجه به شرایط مختلف زمین‌شناسی این مقدار می‌تواند متغیر باشد[۱۷]. سایر محققان نظیر آزادپور و همکاران (۲۰۱۵)، قدیروف و همکارن (۲۰۱۱) و ابروم و همکاران (۲۰۰۳) نشان دادند که توان نسبت بین کندی صوتی نرمال و کندی صوتی، که در معادله فوق به طور معمول برابر ۳ در نظر گرفته می‌شود، بسته به شرایط لیتولوژی و در میدان های نفتی می‌تواند متفاوت باشد. برای مثال مقدار توان یاد شده از ۰/۵ در مقاله آزادپور و همکاران (۲۰۱۵) تا به بیش از ۳ در مقاله ابروم و همکاران (۲۰۰۳) تغییر می‌کند [۵، ۲۲].



شکل ۲ . الف) روند نرمال کندی فشاری (خط چین آبی) و کندی فشاری اندازه‌گیری شده (خط سیاه) ب) فشار لیتواستاتیک (خط صورتی)، فشار منفذی (خط سیاه) و فشار هیدرواستاتیک (خط چین آبی) [۱۷].

۲.۳ مطالعه موردی

چاه مورد مطالعه در این پژوهش، چاه شماره‌ی ۶ می‌باشد که در میدان فارسی بینالود قرار دارد. در سال۲۰۰۶ یک مجموعه‌ی کامل از نمودارهای سنتی چاه پیمایی و همچنین برخی از نمودارهای پیشرفته همچون نمودار رزونانس مغناطیسی هسته‌ای (NMR) با هدف بررسی لیتولوژی، تخلخل، نفوذپذیری و محاسبه‌ی درصد اشباع سیالات در این

چاه رانده شد. افزون بر داده‌های چاه پیمایی، برداشت فشارسنجی از نوع سازندآزمای پویای قطعه ای[1] (MDT) در ۱۶ نقطه از اعماق مربوط به سازند بورگان انجام شده است.

با توجه به پژوهش‌های صورت گرفته توسط هاتمن و جانسون (۱۹۶۵)، ژانگ (۲۰۱۳) و داسگوپتا و موکرجی (۲۰۲۰) تخلخل و تراوایی از عوامل مهم و تعیین کننده فشار منفذی می‌باشند. بنابراین داده های نمودار NMR به عنوان یکی از دقیق‌ترین ابزارهای اندازه‌گیری تخلخل و تراوایی، دارای ارتباط منطقی با تغییرات فشار منفذی می باشند.

امروزه پتروفیزیکدانان با استفاده از نمودار زمان آرامش T_2 توانسته‌اند دامنه‌ی وسیعی از اطلاعات پتروفیزیکی مخزن همچون تخلخل کل، تخلخل موثر، اشباع آب کاهش نیافتنی، اشباع سیال آزاد، نوع و گرانروی سیالات، تراوایی و توزیع اندازه منافذ را به دست بیاورند که این امر به ارزیابی و تفسیر دقیق مخزن کمک کرده است[۲۳]. تجزیه و تحلیل منحنی توزیع زمان آرامش T_2 که با وارون سازی سیگنال مغناطش عرضی NMR به دست می‌آید امکان تفکیک دقیق انواع سیالات موجود در حفره‌های سنگ مخزن شامل آب همراه رس، سیالات کاهش نیافتنی و سیالات آزاد را فراهم می‌کند. تخلخل موثر و تخلخل کل و تراوایی از طریق منحنی توزیع زمان آرامش T_2 محاسبه می‌شوند. تخلخل موثر برابر مجموع سیال آزاد و آب موئینگی می‌باشد و تخلخل کل برابر با مجموع سیال آزاد و آب موئینگی و آب همراه رس می‌باشد. برای تخمین تراوایی با استفاده از نمودار توزیع T_2، دو مدل تراوایی تیمور-کوتس[2] و مدل دال- شلومبرژه[3] (SDR) پیشنهاد شده است [۲۴].

در این مطالعه، با استفاده از منحنی توزیع زمان آرامش T_2، تخلخل کل، تخلخل مفید و تراوایی NMR با روش تیمور-کوتس محاسبه گردید. این پارامتر به دلیل توانایی در نمایش دقیق توزیع اندازه منافذ و ارتباط مستقیم با قابلیت جریان سیال، به عنوان شاخصی کلیدی در ارزیابی کیفیت مخزن و تخمین تراوایی به کار گرفته شده است [۲۵-۲۷].

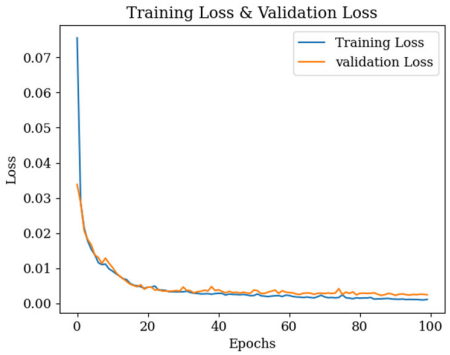
با توجه به ارتباط پارامترهای پتروفیزیکی استخراج شده از نمودار با فشار منفذی بررسی امکان تخمین این فشار از داده-های NMR در دستور کار این پژوهش قرار گرفت. همچنین از آن جا که داده‌های NMR با رزولوشن قائم بسیار بالاتر از داده‌های نمودارهای سنتی چاه پیمایی و در فواصل ۰/۰۰۵ متری برداشت شده اند، می توان فشار منفذی را با رزولوشن بالا تخمین زد.

با هدف تخمین فشار منفذی با رزولوشن بالا، می‌توان مستقیما با استفاده از داده‌های NMR به عنوان ویژگی و داده-های فشارسنجی به عنوان هدف، یک شبکه عصبی طراحی نمود. اما با توجه به تعداد ناچیز داده‌های فشارسنجی MDT، عملا شبکه یاد شده دچار پدیده بیش برازش و ناپایداری شد. بنابراین، در نهایت به جای تخمین مستقیم فشارسنجی از داده‌های NMR، از راهکاری دو مرحله‌ای که در ادامه تشریح می‌شود، برای این منظور استفاده شد. جهت تخمین دقیق فشار منفذی با استفاده از معادله ۳، می‌توان از نمودار کندی فشارشی سنتی که در سراسر اعماق بین ۸۰۰ تا ۲۳۰۰ متری با رزولوشن قائم ۰/۱ متر موجود است استفاده نمود. اماما توجه به در اختیار بودن داده‌های NMR در محدوده مخزنی چاه مورد نظر در محدوده عمقی ۲۱۷۹ تا ۲۲۷۵ و با رزولوشن ۰/۰۰۵ اندازه گیری شده‌اند، امکان تخمین کندی فشارشی با این رزولوشن در اعماق یاد شده وجود دارد. در این راستا ابتدا با استفاده از این داده‌ها یک شبکه عصبی مصنوعی برای تخمین کندی فشارشی با رزولوشن بالا در محدوده عمقی یاد شده طراحی شد. سپس با استفاده از این داده و معادله ایتون، فشار منفذی با رزولوشن بالا در محدوده عمقی مخزن تخمین زده شد. در ادامه این بخش نحوه تخمین کندی فشارشی با رزولوشن بالا شرح داده شده است.

[1] Modular Formation Dynamics Tester
[2] Timur-Coates
[3] Schlumberger-Doll Research

۳.۳. تخمین کندی فشارشی با رزولوشن بالا

داده‌های نمودار صوتی سنتی که کندی فشارشی را نشان می‌دهند، با رزولوشن قائم ۰/۱ متری ثبت شده‌اند. ازاین‌رو، برای دستیابی به تخمین فشار منفذی با رزولوشن بالا از داده‌های نمودار NMR واقع در اعماق مخزن نفتی چاه که دارای رزولوشن ۰/۰۰۵ متری هستند استفاده شد. به این منظور، با کمک یک شبکه‌ی عصبی، کندی موج فشارشی را در اعماق یاد شده با همین رزولوشن تخمین زده شد. در فرآیند آموزش شبکه، کمیت‌های متنوع نمودار NMR در اعماق مشابه به عنوان ویژگی و کندی فشارشی نمودار صوتی به عنوان هدف در نظر گرفته می‌شود. با توجه به اینکه داده‌های نمودار NMR و نمودار صوتی سنتی در اعماق و رزولوشن متفاوتی ثبت شده‌اند، ابتدا مقادیر کمیت‌های NMR در اعماق در اعماق نمودار سنتی درونیابی شدند. به این ترتیب، در چاه شماره ۶ یک مجموعه‌ی شامل ۶۳۷ عمق ایجاد شد. از این تعداد، ۶۴ نقطه به طور تصادفی به عنوان شاهد برای آزمون (Test) شبکه کنار گذاشته شد و سایر عمق‌ها برای آموزش و اعتبار سنجی شبکه عصبی به کار رفت. ویژگی‌های به کار رفته برای آموزش شبکه عصبی از داده‌های NMR شامل تخلخل کل، نسبت زمان استراحت طولی به عرضی، تراوایی تیمور کوتس، نمودار کلیپر، میانگین هندسی زمان استراحت عرضی، حجم آب کاهش نیافتنی، مولفه‌ی موهومی داده‌های NMR، حجم سیال آزاد و تخلخل سبدهای ۱ تا ۸ آن بود. شبکه‌ی عصبی مورد استفاده از نوع ترتیبی و پرسپترون چهارلایه (MLP) انتخاب شد. آموزش مدل در ۲۰ دوره انجام شده است. به منظور ارزیابی صحت مدل در هر دوره آموزش، حدود ۲۰ درصد از عمق‌ها به طور تصادفی انتخاب شده و برای اعتبارسنجی مدل استفاده شدند. تابع خطای مورد استفاده از نوع میانگین مربعات خطا[4] (MSE) بود و بهینه ساز مورد استفاده نیز الگوریتم Adam می‌باشد [۲۸]. پس از تکمیل دوره‌های آموزش، خطای آموزش و خطای اعتبارسنجی در طول هر دوره به صورت نمودار ترسیم شد (شکل ۳).



شکل ۳. نمودار خطای آموزش و خطای اعتبارسنجی. منحنی آبی خطای آموزش و منحنی نارنجی خطای اعتبارسنجی را نشان می دهد.

شکل ۳ نشان می‌دهد که خطای آموزش و اعتبارسنجی تا پایان دوره‌ها همراه یکدیگر کاهش یافته‌اند و افزایش قابل توجه در خطای اعتبارسنجی نسبت به خطای آموزش رخ نداده است. بنابراین، با پدیده‌ی بیش برازش مواجه نیستیم [۲۸]. پس از آموزش، صحت شبکه‌ی عصبی روی داده‌های آزمون در ۶۴ نقطه شاهد ارزیابی شد و نتایج به دست آمده تخمین کندی فشارشی با ضریب همبستگی ۰/۹۴ و ریشه میانگین مجموع مربعات خطای نسبی[5] (RMSE) ۰/۰۳ را نشان داد (شکل ۴). به این ترتیب شبکه عصبی آموزش دیده شده توانست با موفقیت مقادیر کندی موج فشارشی را با رزولوشن ۰/۰۰۵ متری در اعماق دارای داده‌های NMR یعنی محدوده عمقی ۲۱۷۹ تا ۲۲۷۵ متری تخمین بزند. شکل های ۵ الف و ۵ ب به ترتیب کندی فشارشی داده‌های نمودار صوتی سنتی با رزولوشن ۰/۱ متری و فشارشی تخمین زده شده با استفاده از شبکه عصبی با رزولوشن ۰/۰۰۵ متر را نشان می‌دهند. مقایسه این دو شکل نشان می‌دهد که کندی به دست آمده از شبکه عصبی در عین هماهنگی با داده‌های اندازه‌گیری شده کندی صوتی سنتی، توانسته جزییاتی از اثر حضور لایه‌های بسیار نازک را بارز سازی کند.

۴.۳. تعیین فشار منفذی با استفاده از نمودار صوتی سنتی

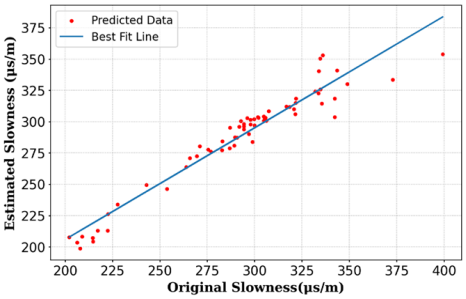
[4] Mean Square Error

[5] Relative Mean Square Error

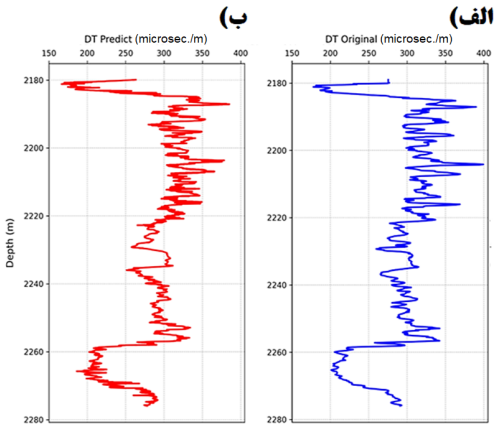
به منظور تخمین فشار منفذی با استفاده از روش ایتون، لازم است ابتدا روند نرمال کندی فشارشی به عنوان ΔT_n در معادله ۳ تعیین شود. به این منظور فشارشی نمودار سنتی صوتی در محدوده ۸۰۰ تا ۲۳۰۰ متری با هدف حذف داده های پرت و کلیه اثرات نوفه ای ناشی از کشیدگی[6] و پرش های چرخه ای[7] یک فیلتر پایین گذر ۲ متری روی دادهها اعمال شد. نمودار فیلتر شده یک روند کاهش نرمال برای کاهش کندی فشاری تا عمق ۱۶۰۰ را نشان داد. روند یاد شده با برازش یک تابع نمایی بر کندی فشارشی فیلتر شده در اعماق یاد شده، به صورت معادله

$$\Delta T_n = 437.12 \times e^{-0.0004 \times depth} \qquad (۴)$$

شناسایی شده و به عنوان تابع تغییرات روند نرمال کندی فشارشی در نظر گرفته شد. با استفاده از این تابع مقادیر روند نرمال کندی در کلیه اعماق چاه ۶ محاسبه شد. شکل ۶ نمودار کندی پیش از فیلتر، کندی فیلتر شده و روند تخمین زده شده را نشان می دهد. در ادامه تعیین پارامترهای معادله ۳، محاسبه فشار لیتواستاتیک P_L با استفاده از نمودار چگالی و معادله ۲ صورت گرفت. همچنین فشار هیدرواستاتیک P_H نیز با فرض چگالی ۱ گرم بر سانتی متر مکعب در کلیه اعماق چاه ۶ طبق معادله ۱ محاسبه شد. سپس با در دست بودن فشار منفذی در ۱۶



شکل۴. نمودار متقاطع بین داده‌های کندی نمودار صوتی سنتی در آموزش شبکه عصبی و مقادیر کندی به دست آمده در مرحله آزمون اعتبارسنجی در ۶۴ عمق شاهد.

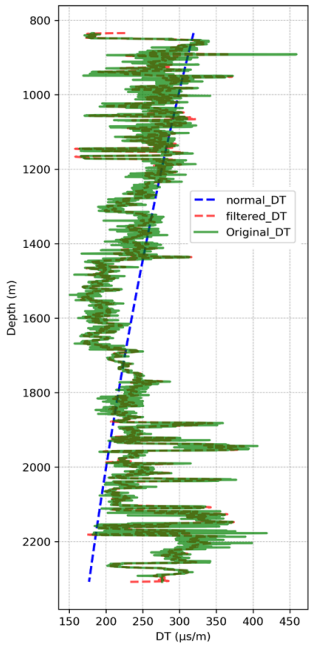


شکل۵. کندی فشارشی داده های الف) نمودار صوتی با رزولوشن ۰/۱ متری در محدوده سازند بورگان ب) کندی فشارشی تخمین زده شده با استفاده از شبکه های عصبی پرسپترون‌های چهار لایه در محدوده سازند بورگان با رزولوشن ۰/۰۰۵ متر.

نقطه از داده‌های MDT و در نظر گرفتن مقادیر کندی نمودار سنتی صوتی به عنوان "ΔT"، مقدار مقدار توان n در یک دستگاه معادلات شامل شامل ۱۶ معادله و یک مجهول برابر ۰/۱ به دست آمد. شایان ذکر است، آزادپور و شادمنامن (۲۰۱۵) و قدیروف و همکاران (۲۰۱۲) نیز مقادیری کمتر ۱ برای n به دست آورده بودند [۲۲]. به این ترتیب معادله‌ی ۳ برای شرایط میدان نفتی بینالود مطابقت یافت و فشار منفذی با داشتن کندی و کندی نرمال در سراسر چاه یاد شده محاسبه شد. شکل ۷، مقادیر فشار لیتواستاتیک، فشار هیدرواستاتیک و فشار منفذی را در اعماق ۸۳۱ تا ۲۳۰۸ متری از چاه ۶ نشان می‌دهد.

[6] Stretching

[7] Cycle Skipping

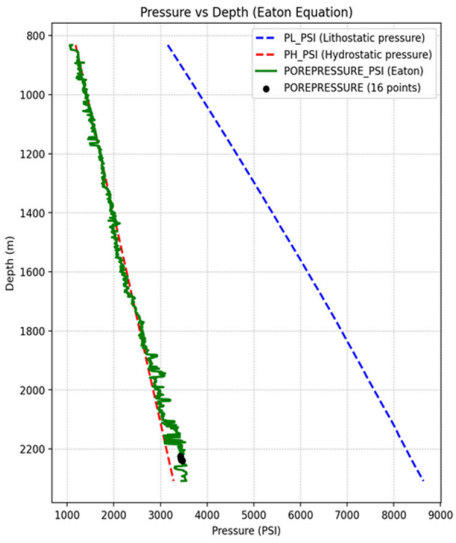


شکل۶. نمودار کندی فشارشی اولیه (سبز)، کندی فشارشی فیلتر شده (خط چین قرمز) و روند نرمال کندی فشارشی (خط چین آبی).

بر اساس شکل ۷، فشار منفذی از حدود عمق ۱۷۰۰ متری یعنی از سرسازند بورگان A، بیش از فشار هیدرواستاتیک بوده و دیواره چاه در شرایط فرافشار می‌باشد. این فشار به طور کلی با افزایش عمق زیاد می‌شود اما روند این تغییرات ثابت نیست و در برخی اعماق کاهش یافته و به طور مجدد افزایش می‌یابد.

۵.۳. تخمین فشار منفذی با رزولوشن بالا در سازند بورگان

پس از تخمین فشار منفذی با استفاده از نمودار صوتی سنتی، می‌توان تغییرات این فشار را در محدوده سازند بورگان واقع در اعماق ۲۱۷۹ تا ۲۲۷۵ متری مشاهده نمود (شکل ۸ الف). فشار یاد شده در عمق ۲۱۸۳ متری یک افزایش ناگهانی از حدود ۳۱۰۰ psi تا ۳۴۵۰ psi را نشان می‌دهد. سپس تا عمق ۲۲۵۰ متری با افت و خیز این فشار تا ۳۵۵۰ psi افزایش می‌یابد. در اعماق بیشتر، فشارمنفذی

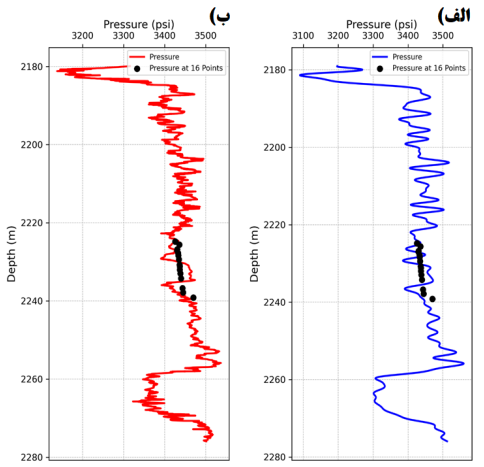


شکل۷. نمودار فشار لیتواستاتیک (خط چین آبی)، هیدرواستاتیک (خط چین قرمز) و فشار منفذی (خط سبز) به دست آمده از رابطه‌ی تجربی ایتون و مقایسه‌ی آن با فشار منفذی ۱۶ نقطه‌ی سیاه‌رنگ اندازه‌گیری شده از نمودار MDT .

مجددا تا psi ۳۳۰۰ کاهش می‌یابد و مجددا از عمق ۲۲۷۰ افزایش می‌یابد. روندهای یاد شده افت و خیزهای بسیار دارد که با توجه شکل ۱ و لیتولوژی سازند بورگان و ماهیت ماسه‌ای تا رسی آن، احتمالا حاکی از تغییرات قابل توجه دانه بندی بین ماسه تا رس است. اما تغییراتی که شکل ۸ الف نشان می‌دهد تنها رزولوشن برابر ۱۰ سانتی متر دارد. حال آنکه می‌توان با استفاده از کندی تخمین زده شده با استفاده از شبکه عصبی که در شکل ۵ ب نمایش داده شده است استفاده نمود. به این منظور مجددا با طی مراحل قسمت قبل، فشار منفذی در اعماق دارای داده‌های NMR سازند بورگان با رزولوشن بالا به دست آمد. شکل ۸ ب کندی فشارشی تخمین زده شده با استفاده از شبکه‌های عصبی پرسپترون های چهار لایه را در محدوده‌ی سازند بورگان نشان می‌دهد. مقایسه شکلهای ۸ الف و ۸ ب نشان می‌دهد نه تنها رزولوشن فشارمنفذی در شکل ۸ ب افزایش یافته است، بلکه در برخی قسمت‌ها تغییراتی را نشان می دهد که شکل ۸ الف فاقد آن

است. برای مثال در حالی که شکل ۸ الف در عمق ۲۲۷۰ متری یک روند افزایش فشار منفذی یکنوا و هموار را نشان می‌دهد، شکل ۸ ب در همین عمق یک افزایش ناگهانی فشار منفذی در حدود ۵۰ psi نشان می‌دهد. عدم پیش بینی چنین تغییراتی در فشار منفذی می‌تواند به مشکلاتی نظیر ریزش چاه و فوران منجر شود. وجود همین تغییرات نشان می‌دهد که افزایش رزولوشن فشار منفذی می تواند گاه برای امور مهندسی نفت حیاتی باشد.

هر دو نمودار شکل‌های ۸ الف و ۸ ب در محدوده عمقی برداشت داده‌های MDT، تطابق کلی با ۱۶ نقطه سیاهرنگ مربوط به فشار منفذی اندازه‌گیری شده نشان می‌دهند. با این وجود، تغییرات فشار منفذی اندازه‌گیری شده MDT روندی تقریبا یکنوا و خطی دارد، در حالی که هر دو فشار منفذی محاسبه شده در همین بازه تغییراتی غیر یکنوا و با افت و اخیز در حد ۷۰ psi نشان می‌دهد. در خصوص این تفاوت معمولا انتظار می‌رود با توجه به آنکه ابزار MDT تحت تاثیر تغییرات لیتولوژی و یا تغییرات قطر چاه نیست، پاسخ های آن قابل اعتمادتر باشد. اما مطالعات دیگر محققان نشان داده است که پدیده هموار شدگی داده‌های MDT می‌تواند ناشی از آثار پدیده موبینگی و ترشوندگی سنگ دیواره چاه باشد [۲۹]. همچنین می‌دانیم با توجه به تاثیر شدید تنش در زمان حفاری بر دیواره چاه و ایجاد ریز شکاف‌ها، عملا اتصال بین حفره‌ای و تراوایی در سنگ دیواره چاه افزایش می‌یابد. از سوی دیگر ابزارهای فشارسنجی نیز فشار سیالات را در فاصله بسیار کمی از دیواره چاه اندازه می‌گیرند که در این فاصله حفره‌ها به وسطه ریز شکاف‌ها به هم متصل شده اند [۳۰]. بنابراین فشارهای اندازه‌گیری شده ممکن است بیش از حد هموار شود. در حالی که عمق تجسس نمودارهای صوتی به چندین اینچ در سنگ دیواره می‌رسد که کمتر تحت تاثیر تنش ناشی از حفاری قرار گرفته‌اند. بنابراین برای تعیین فشار منفذی سازندها پیش از تکمیل چاه، نمی‌توان صرفا به داده‌های فشارسنجی اعتماد نمود.



شکل۸. الف) فشار منفذی موجود در محدوده سازند بورگان با رزولوشن ۰/۱ متری با استفاده داده‌های کندی صوتی سنتی شکل ۵ الف و ب) فشار منفذی تخمین زده شده با رزولوشن ۰/۰۰۵ متری با کندی تخمین زده شده از شبکه عصبی در شکل ۵ ب. نقاط سیاهرنگ مقدار فشار اندازه گیری شده با ابزار MDT در شانزده نقطه از مخزن را نشان می‌دهند.

۴. بحث و نتیجه گیری

در این پژوهش، از وجود ارتباط معنادار بین پارامترهای نمودار NMR و فشار منفذی، برای تخمین فشار منفذی با رزولوشن بالا و در حد رزولوشن قائم داده‌های NMR استفاده شد. اما با توجه به تعداد اندک داده‌های فشار منفذی، طراحی یک شبکه عصبی پایدار که از پارامترهای NMR به عنوان ویژگی و از داده‌های فشار منفذی MDT به عنوان هدف استفاده کند، موفق نیست. بنابراین از یک روش دو مرحله برای تخمین فشار منفذی استفاده شد. در این راستا ابتدا با استفاده از داده‌های NMR و داده‌های کندی فشارشی نمودار کندی سنتی، یک شبکه عصبی پرسپترون چهارلایه طراحی شد. با استفاده از این شبکه، کندی فشارشی با رزولوشن بالا در محدوده مخزنی سازند بورگان در چاه ۶ میدان نفتی بینالود به دست آمد. همچنین هم با داده‌های نمودار سنتی صوتی و هم کندی فشارشی تخمین زده شده با شبکه عصبی، فشار

منفذی مطابق با معادله ایتون محاسبه شد. نمودار فشار منفذی به دست آمده وجود پدیده فرافشار را در محدوده سازند بورگان نشان داد. به نظر می رسد دلیل اصلی این پدیده را ماهیت عمدتا رسی و نفوذ ناپذیر سازند بورگان A باید جستجو نمود که سبب ایجاد پدیده فرافشار در این سازند و سازند زیرین آن یعنی بورگان B شده است. اما در سازند بورگان B تغییرات فشار منفذی پر نوسان اما با روند کلی افزایشی مواجه است. نوسان‌های یاد شده می‌تواند مربوط به تغییرات دانه‌بندی این سازند بین رس‌ها و ماسه‌ها باشد.

همچنین نمودار فشار منفذی با رزولوشن بالا وجود پدیده هایی با تغییرات فشار قابل توجه را نشان داد که در فشار منفذی تخمین زده شده با نمودار صوتی سنتی فاقد آن‌ها بود. همین پدیده نشان داد که افزایش رزولوشن تخمین فشار منفذی با استفاده از داده‌های NMR می تواند برای امور مهندسی نفت نظیر حفاری و مدلسازی مخزن مفید باشد. چرا که وجود تغییرات فشار منفذی پیش بینی نشده، می‌تواند سبب فوران چاه و یا ایجاد مدل‌های نادرست استاتیک و دینامیک مخزن شود. وجود این نوع خطا، سبب خواهد که طراحی مراحل IOR و EOR نیز با ریسک بالاتری مواجه شوند. مطالعه انجام شده همچنین نشان داد اعتماد به داده‌های فشارسنجی در مرحله بهره‌داری از چاه می‌تواند همراه با ریسک باشد. چرا که در مراحل حفاری و اندازه گیری فشار، تنش‌های وارد به دیواره می‌توانند سبب برقراری ارتباط هیدرولیکی بین منافذ سنگ شده و روند تغییر فشار منفذی را بیش از حد واقعی آن هموار نماید.

۵. سپاس‌گزاری

این پروژه با استفاده از داده‌های شرکت نفت فلات قاره ایران انجام شده است. نویسندگان بدین‌وسیله مراتب قدردانی خود را از این شرکت می‌دارند.

جدول ۱. فهرست نمادها

نماد	واحد	شرح
Z	متر	ارتفاع ستون سیال
ρ_f	گرم بر سانتی متر مکعب	چگالی سیال
g	متر بر مجذور ثانیه	شتاب گرانش
P_{air}	اتمسفر	فشار جو
ρ_b	گرم بر سانتی متر مکعب	چگالی سنگ
ρ_w	گرم بر سانتی متر مکعب	چگالی آب
$\boldsymbol{Z_w}$	متر	عمق تا کف دریا
ΔT_n	میکروثانیه بر متر	روند نرمال کندی
ΔT	میکروثانیه بر متر	کندی صوتی
P_H	پوند بر اینچ مربع	فشار هیدرواستاتیک
P_L	پوند بر اینچ مربع	فشار لیتواستاتیک
n	بدون بعد	توان معادله ایتون
T_2	میلی ثانیه	زمان آرامش عرضی

۶. مراجع

[1] Ogbu, A. D., K. A. Iwe, W. Ozowe, and A. H. Ikevuje, "Advances in rock physics for pore pressure prediction: A comprehensive review and future directions," *Engineering Science & Technology Journal,* vol. 5, no. 7, pp. 2304-2322, 2024.

[2] Ringrose P. and M. Bentley, *Reservoir model design*. Springer, 2016.

[3] B. E. Law and C. Spencer, "Abnormal pressure in hydrocarbon environments," 1998.

[4] Ebrom D., P. Heppard, M. Mueller, and L. Thomsen, "Pore pressure prediction from S-wave, C-wave, and P-wave velocities," in *SEG International Exposition and Annual Meeting*, 2003: SEG, pp. SEG-2003-1370

[5] Azadpour M. and N. Shad Manaman, "Determination of pore pressure from sonic log: a case study on one of Iran carbonate reservoir rocks," *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology,* vol. 4, no. 3, pp. 37-50, 2015.

[6] Setiawan, B. N. Hendri, and W. Triyoso, "Pore Pressure Prediction Using Seismic Velocity And Analysis Mechanisme Overpressure Cased Study In BW Field, North Sumatera Basin".

[7] Alam, J., R. Chatterjee, and S. Dasgupta, "Estimation of pore pressure, tectonic strain and stress magnitudes in the Upper Assam

basin: a tectonically active part of India," *Geophysical Journal International,* vol. 216, no. 1, pp. 659-675, 2019.

[8] Talinga D. and C. Reine, "Integrating pore pressure and lithology prediction from well and seismic data to characterize abnormal pressures in the compartmentalized Volve oil field," *Central North Sea: Canadian SEG, Recorder,* vol. 25, 2021.

[9] Li, H., et al., "A Comprehensive Prediction Method for Pore Pressure in Abnormally High-Pressure Blocks Based on Machine Learning," *Processes,* vol. 11, no. 9, p. 2603, 2023.

[10] Al-Hamad, H., A. A. Shaikh, L. a. Bo Gammaz, M. Al-Ajmi, and A. Al-Jasmi, "Reservoir characterization of heavy oil in Burgan Formation of North Kuwait," in *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition*, 2018: SPE, p. D022S032R002 .

[11] Ebrahimi, D., A. Amini, A. Solgi, and E. Hajikazemi, "An Integrated Appraisal of Burgan Reservoir in Soroosh Oil Field, Using Petrographic and Petrophysical Approaches," *Open Journal of Geology,* vol. 6, no. 09, p. 1014, 2016.

[12] Mehrabi, H., B. Esrafili-Dizaji, E. Hajikazemi, B. Noori, and H. Mohammad-Rezaei, "Reservoir characterization of the Burgan Formation in northwestern Persian Gulf," *Journal of Petroleum Science and Engineering,* vol. 174, pp. 328-350, 2019.

[13] Dasgupta, T. S. Mukherjee, T. Dasgupta, and S. Mukherjee, "Pore pressure determination methods," *Sediment compaction and applications in petroleum geoscience,* pp. 19-30, 2020.

[14] Li, C. L. Zhan, and H. Lu, "Mechanisms for overpressure development in marine sediments," *Journal of Marine Science and Engineering,* vol. 10, no. 4, p. 490, 2022.

[15] Dutta, N. C. R. Bachrach, and T. Mukerji, *Quantitative analysis of geopressure for geoscientists and engineers*. Cambridge University Press, 2021.

[16] Neuzil, C. "Abnormal pressures as hydrodynamic phenomena," *American journal of Science,* vol. 295, no. 6, pp. 742-786, 1995.

[17] Zhang, J. "Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches," *Earth-Science Reviews,* vol. 108, no. 1-2, pp. 50-63, 2011.

[18] Zhang, J., et al., "In-situ stresses, abnormal pore pressures and their impacts on the Triassic Xujiahe reservoirs in tectonically active western Sichuan basin," *Marine and Petroleum Geology,* vol. 122, p. 104708, 2020.

[19] Tingay, M. R., R. R. Hillis, R. E. Swarbrick, C. K. Morley, and A. R. Damit, "Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei "*,Aapg Bulletin,* vol. 93, no. 1, pp. 51-74, 2009.

[20] Zhang, J., "Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading," *Marine and Petroleum Geology,* vol. 45, pp. 2-11, 2013.

[21] Hottman C. and R. Johnson, "Estimation of formation pressures from log-derived shale properties," *AAPG Bulletin,* vol. 49, no. 10, pp. 1754-1754, 1965.

[22] Azadpour, M., N. S. Manaman, A. Kadkhodaie-Ilkhchi, and M.-R. Sedghipour, "Pore pressure prediction and modeling using well-logging data in one of the gas fields in south of Iran," *Journal of Petroleum Science and Engineering,* vol. 128, pp. 15-23, 2015.

[23] Allen, D., et al., "Trends in NMR logging," *Oilfield review,* vol. 12, no. 3, pp. 2-19, 2000.

[24] Coates, G. R., L. Xiao, and M. G. Prammer, "NMR logging: principles and applications," *No Title),* 1999.

[25] Chang, Y., K. Zhang, and Y. Zhang, "New Model for Absolute Permeability Prediction in Coal Samples: Application of Modified Purcell Model to Mercury Injection Pressure and Nuclear Magnetic Resonance Data," *ACS omega,* vol. 8, no. 23, pp. 21120-21132, 2023.

[26] Chi, L., and Z. Heidari, "Directional-permeability assessment in formations with complex pore geometry with a new nuclear-magnetic-resonance-based permeability model," *SPE Journal,* vol. 21, no. 04, pp. 1436-1449, 2016.

[27] Kenyon, W., P. Day, C. Straley, and J. Willemsen, "A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones," *SPE formation evaluation,* vol. 3, no. 03, pp. 622-636, 1988.

[28] Chollet, F. and F. Chollet, *Deep learning with Python*. Simon and Schuster, 2021.

[29] Elshahawi, H., K, Fathy and S. Hiekal, "Capillary pressure and rock wettability effects on wireline formation-tester measurements", In SPE Annual Technical Conference and Exhibition (paper SPE-56712-MS, 1999.

[30] Hillis, R. R., and S. D. Thomas, "Wellbore failure induced by formation testing", *Petroleum Geoscience, 5*(3), 235–239, 1999.