



زمین شناسی نفت ایران

سال سوم، شماره ۵، بهار و تابستان ۱۳۹۲

صفحه

فهرست مقالات

۱. سنجش حساسیت سازند کربناته فهلیان توسط تزریق سیال های قلیایی و ارزیابی میزان آسیب سازند
علی حسینی، سید علیرضا مرتضوی
۲. ارائه راهکاری جدید در مدل سازی رخساره های سنگی با استفاده از روش زنجیره مارکوف در یکی از میادین نفتی ایران
هانیه نیکوگفتار، بهزاد مهرگینی، عباس بحرودی، بهزاد تخم چی، غلامحسین نوروزی
۳. ساخت نگار لیتولوژی با رویکرد خوشه بندی - تخمین در چاه های یک میدان نفتی جنوب ایران
ساره صدیق، مهرانوش علی پور شهسواری، حسین معماریان، بهزاد تخم چی
۴. مقایسه نتایج حاصل از نمودار تصویری FMS با داده های مقاطع نازک در یکی از میادین شرق حوضه کپه داغ
زهرا شمشیری، فریدون سبحانی، غلامحسین نوروزی، حسین معماریان
۵. بکارگیری مدل ترکیبی VISA-SCM و داده کاوی مکانی جهت تشخیص تراوش های هیدروکربنی با استفاده از داده های ابرطیفی Hyperion و اسپکترومتری میدانی
محمد حمزه، علی شکاری فرد، علی درویشی بلورانی، سید کاظم علوی پناه، فروغ بیک، حسین نصیری
۶. بهبود روش LET و بکارگیری آن در مدل سازی منحنی های تراوانی نسبی سنگ یکی از مخازن هیدروکربوری کشور
سید مجید هاشمی، غلامرضا بشیری و عزت اله کاظم زاده

مجله زمین شناسی نفت ایران

سال سوم، شماره ۵، بهار و تابستان ۱۳۹۲

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر کاظم سید امامی، استاد دانشگاه تهران
دکتر علی صیرفیان، دانشیار دانشگاه اصفهان
دکتر محمدرضا رضایی، دانشیار دانشگاه کرتین استرالیا
دکتر ایرج عبدالهی فرد، اداره پژوهش ژئوفیزیک مدیریت
اکتشاف شرکت ملی نفت ایران
دکتر عزت الله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر محمدرضا کمالی، دانشیار پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد
دکتر علی وطنی، دانشیار انستیتو نفت دانشگاه تهران

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

مدیر مسئول: دکتر عزت اله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

سر دبیر: دکتر محمدرضا کمالی، دانشیار پژوهشگاه صنعت نفت

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

مدیر اجرایی: بهزاد مهرگینی

مدیر داخلی: یاسر سلیمی دلشاد، میر محمود رضوی حسابی

ویراستار: میلاد پورفرج قاجاری

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

- ۱- دکتر ریاض خراط
- ۲- مهندس حسام آلوکی بختیاری
- ۳- دکتر محمود جزایری
- ۴- دکتر محمدرضا کمالی
- ۵- دکتر علیرضا عرب امیری
- ۶- دکتر امین روشندل
- ۷- دکتر علیرضا بشری
- ۸- مهندس محمد محمدنیا
- ۹- دکتر بهرام موحد
- ۱۰- دکتر علی کدخدایی

نشانی:

تهران، خیابان دکتر شریعتی خیابان، خواجه عبدالله انصاری،

خیابان ابوذر جنوبی، کوچه نهم، پلاک ۷، طبقه ۴

کد پستی: ۱۶۶۱۶۳۴۱۵۱

صندوق پستی: ۴۹۹-۱۶۳۱۵

تلفن: ۲۲۸۵۶۴۰۸ نمابر: ۲۲۸۵۶۴۰۷

<http://www.ispg.ir>

این مجله دارای مجوز علمی - پژوهشی به شماره ۱۱/۵۱۱۵۳/۸۹/۳ به تاریخ ۰۶/۰۹/۱۳۸۹ از وزارت علوم،

تحقیقات و فناوری می باشد.

راهنمای نگارش مقالات

I

عنوان اصلی مقاله با قلم Lotus شماره ۱۸ ضخیم تایپ شود.

II

عناوین اصلی داخل مقاله با قلم Lotus شماره ۱۶ ضخیم و عناوین فرعی با قلم Lotus شماره ۱۴ ضخیم تایپ شوند. هر تیترا از متن قبلی خود با یک خط فاصله جدا شود.

III

متن فارسی مقاله با قلم Lotus شماره ۱۲ نازک و واژه ها و متن انگلیسی با قلم Times New Roman شماره ۱۰ نازک تایپ شود.

IV

عنوان جداول و شکل ها با قلم Lotus شماره ۱۰ ضخیم تایپ گردد. عنوان جداول در بالا و عنوان شکل ها در پایین آن ها نوشته می شود.

V

محتوای فارسی جداول با قلم Lotus شماره ۱۱ نازک و عبارات انگلیسی جداول با قلم Times New Roman شماره ۹ نازک تایپ شود.

VI

کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

VII

واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

VIII

کلیه فرمول ها باید به ترتیب شماره گذاری شده و با استفاده از بسته Equation Editor در نرم افزار Word تهیه گردند.

IX

کلیه شکل ها باید بصورت سیاه و سفید و بصورت کاملاً واضح ارائه شوند.

X

از تکرار داده ها به صورت چندگانه خودداری گردد.

XI

اگر شکل یا جدولی از مرجع دیگر اخذ شده باشد، ضمن درج شماره آن مرجع در انتهای عنوان شکل یا جدول در بخش مراجع نیز ارائه گردد.

XII

شکل های مقالات به صورت فایل اصلی (در همان نرم افزاری که توسط آن تهیه شده اند مانند Excel و غیره) ارسال گردد.

XIII

از به کار بردن واژه های انگلیسی در متن مقاله خودداری شود. معادل انگلیسی کلمات فارسی و نام نویسنده (گان) که برای نخستین بار در مقاله به کار می رود، به صورت زیر نویس در صفحه مربوط درج گردد. زیر نویس ها در هر صفحه با گذاردن شماره فارسی در گوشه بالای آخرین حرف از کلمه، در متن مشخص شوند.

(۱۱)

ارائه مراجع بر اساس الگوی زیر صورت می گیرد: کتاب و گزارش فارسی و خارجی: نام خانوادگی، حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان، نام کتاب، شماره ویرایش کتاب، ناشر، سال.

(۱۲)

مقاله فارسی: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان، عنوان مقاله، نام مجله، شماره مجله، شماره صفحات، سال.

(۱۳)

مقاله خارجی: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان، سال، عنوان مقاله، نام اختصاری مجله، شماره مجله، شماره صفحات.

مجله علمی پژوهشی زمین شناسی نفت ایران دو بار در سال منتشر می شود. در این نشریه مقاله های پژوهشی در زمینه های زمین شناسی نفت، پتروفیزیک، ژئوشیمی و علوم مرتبط زبان فارسی پذیرفته می شود. این مقاله ها را می توان به صورت فایل رایانه ای با فرمت word 2000 به صورت الکترونیکی از طریق سایت انجمن زمین شناسی نفت ایران (www.ispg.ir) ارسال کرد. هیئت تحریریه مجله زمین شناسی نفت ایران، رعایت دقیق دستور عمل زیر را در حکم یکی از شرایط پذیرش مقاله ضروری می باشد.

۱) عنوان: باید تا حد امکان کوتاه و کاملاً گویای موضوع مقاله باشد. نام نویسنده یا نویسندگان پس از عنوان مقاله و سپس آدرس و پست الکترونیکی ذکر شود. نویسنده طرف مکاتبات باید با علامت * در کنار نام ایشان مشخص شود.

۲) چکیده: باید بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ کلمه و شامل هدف از تحقیق، روش کار، مهم ترین یافته ها و نتیجه گیری باشد. در بخش چکیده نباید ارجاعی به معادلات و یا مراجع مقاله داده شود.

۳) واژه های کلیدی: شامل ۳ الی ۶ واژه کلیدی که نکات اصلی در مقاله را معرفی می کند.

۴) مقدمه: مقدمه ضمن بیان هدف تحقیق، باید حاوی خلاصه ای از اهمیت موضوع، نتایج مطالعات و مشاهدات مرتبط با تحقیق مورد نظر که در گذشته انجام شده است، با ذکر منابع و ماخذهای لازم آن ها باشد.

۵) روش کار: در این بخش لازم است روش های آزمایشگاهی و مواد مصرفی و تجهیزات مورد استفاده به طور کامل معرفی شود. همچنین چگونگی و روش نمونه گیری با دقت بیان شود و آزمون های آماری مورد استفاده و مراحل استنتاج آماری به خوبی تشریح گردد.

۶) نتایج و بحث: در برگزیده نتایج حاصل از تحقیق به صورت متن، جدول، نمودار و تصویر و بحث در خصوص علل پدیده ها و مقایسه با یافته های مرتبط است.

۷) نتیجه گیری: در این بخش یافته های حاصل از تحقیق به صورت مختصر و شفاف ارائه می گردد.

۸) مراجع: کلیه مراجع مورد استفاده به ترتیب ارجاع آن ها در متن، در این بخش ارائه می گردند.

۹) عنوان، چکیده و واژه های کلیدی انگلیسی: این بخش باید در صفحه ای جداگانه ارائه شود. تطبیق عنوان و چکیده فارسی با انگلیسی باید مورد توجه قرار گیرد. کلیه نکات مندرج در بند ۱، در ترجمه انگلیسی آن نیز رعایت می شود.

۱۰) لطفاً در تنظیم مقالات، نکات زیر را رعایت فرمایید:

سنجش حساسیت سازند کربناته فلهیان توسط تزریق سیال های قلیایی و ارزیابی میزان آسیب سازند

علی حسنی^{۱*}، سید علیرضا مرتضوی^۱

^۱پژوهشگاه صنعت نفت، واحد پژوهش و فناوری حفاری و تکمیل چاه

*hassania@ripi.ir

تاریخ دریافت: اسفند ۹۱، تاریخ پذیرش: اسفند ۹۲

چکیده

باز یافت ثانویه و ثالثیه می تواند منجر به کاهش شدید و دائمی نفوذپذیری سنگ شود که دلیل اصلی آن واکنش بین سیال های تزریقی و سنگ مخزن است. این امر به ویژه در مخازنی با درصد رس بالا، نفوذپذیری کم و سنگ شدگی ضعیف دیده می شود. پس از ورود سیالی با pH بالا به درون سنگ مخزن، بافت کانی های رسی و سیمان سیلیسی موجود در مخزن به دلیل انحلال کانی های رسی و سیمان، آزاد شدن ذرات ریز و مهاجرت آنها تخریب شده و منجر به بسته شدن منافذ موجود در سنگ مخزن می گردد. آسیب سازند نیز ممکن است به صورت موقتی و برگشت پذیر و یا دائمی که ناشی از رسوب محصولات حاصل از واکنش بین سیال های دارای pH بالا و سنگ مخزن بوده و منجر به بسته شدن منافذ می گردد، اتفاق بیفتد. در تحقیق حاضر یکسری آزمایش های تزریق به منظور تعیین pH بحرانی سیال های قلیایی در نمونه پلاگ های سازند کربناته فلهیان صورت گرفته است. سیال های قلیایی با pH های متفاوت (۷، ۸/۵، ۱۰ و ۱۲) به درون سنگ تزریق شده و میزان حساسیت نمونه مغزه های کربناته نسبت به سیال های قلیایی به توسط یک روش جدید و کاربردی اندازه گیری شده است. استفاده از روش ارائه شده منجر به تعیین دقیق پارامتر درجه آسیب سازند خواهد شد. نتایج نشان می دهند که نمونه های مورد استفاده رفتارهای متفاوتی را نسبت به تزریق سیال های قلیایی از خود نشان داده و آسیب ایجاد شده در آنها از بدون آسیب تا آسیب جدی متغیر است که در بعضی موارد قابل ملاحظه و برگشت ناپذیر می باشد. لذا می بایست میزان pH سیال های تزریقی در چاه کمتر از مقدار بحرانی آن نگاه داشته شود تا از بروز آسیب سازند جلوگیری گردد.

کلمات کلیدی: حساسیت سنجی، pH بحرانی، سیلابزنی نمونه، آسیب سازند، سازند کربناته

۱. مقدمه

اکثر مخازن دارای کانی های حساس با درجات متغیر می باشند. به طور کلی این کانی ها دارای قطر دانه ای خیلی کوچک (کوچکتر از ۲۰ میکرومتر) بوده و بر روی سطح فضاها ی خالی که به طور برجسته ای با سیال های خارجی در تماس می باشند، پراکنده می باشند. در طول عملیات تکمیل، سیال های خارجی مختلف با سیال های و کانی های موجود در مخزن واکنش داده و در نتیجه تولید طبیعی یا تزریق پذیری مخزن را کاهش می دهد. این پدیده آسیب سازند نامیده می شود که درجه آن به توسط میزان کاهش نفوذپذیری مخزن مشخص می گردد [۱-۵].

ممکن است آسیب سازند به صورت های فیزیکی، شیمیایی، بیولوژیکی و حرارتی ایجاد شود و هر کدام از موارد مذکور به زیر شاخه های مختلف طبقه بندی می گردد [۳-۴]. در طول عملیات حفاری، تکمیل، انگیزش، تعمیر چاه، تزریق آب و تولید نفت، ممکن است انواع و درجه های مختلفی از آسیب سازند ایجاد گردند. در اکثر موارد این پدیده به صورت دائم و برگشتناپذیر است [۴]. این اصل که پیشگیری و جلوگیری از آسیب سازند بهتر از درمان آن است می بایست به عنوان یک رویکرد منطقی در نظر گرفته شود تا مشکلات ناشی از این پدیده به حداقل برسد. با مشخص شدن درجه آسیب، می توان یک زمینه علمی جهت بهینه سازی طراحی سیال تکمیل چاه و پارامترهای مهندسی ایجاد کرد.

آسیب نفوذپذیری که نتیجه واکنش سیال های تزریقی و سنگ سازند است، معمولاً نتیجه حرکت ذرات است. به هر حال مکانیزم خاصی که منجر به حرکت دانه ها می شود به شدت به فرآیند بازیافت مورد نظر بستگی دارد. دما، ترکیب سیال تزریقی، نرخ تزریق، pH و ترکیب کانی شناسی از جمله مهمترین پارامترهایی هستند که طبیعت و گستره واکنش سنگ و سیال را تحت تاثیر قرار می دهد [۱-۲].

معمولاً pH آب سازند در محدوده ۴ تا ۹ و برای اکثر سیال های حفاری و تکمیل چاه و دوغاب سیمان در محدوده ۸ تا ۱۲ می باشد. پس از ورود سیالی با pH بالا به درون سنگ مخزن، بافت کانی های رسی و سیلیسی موجود در مخزن به دلیل انحلال کانی های رسی، سیمان و آزاد شدن ذرات جدا شده تخریب شده و منجر به مسدود شدن منافذ موجود می گردد [۱-۸]. علاوه بر این، ماده غیر قابل حل ایجاد شده که از به هم چسبیدن رادیکال های هیدروکسیدی با کاتیون های دو ظرفیتی ایجاد می شود نیز منجر به بسته شدن منافذ می گردد. از این رو آزمایش های ارزیابی حساسیت سنجی قلیایی به منظور تعیین میزان pH بحرانی و درجه آسیب سازند حاصل انجام می شوند و از نتایج آن می توان به عنوان اصل در طراحی سیال های مختلف استفاده کرد [۹-۱۲].

محلول های قلیایی مانند NaOH، KOH، آب دریا، آب نمک های اشباع و نیمه اشباع جهت بررسی وضعیت بازیافت ثانویه نفت و امکان سنجی دفع سیال های مختلف مورد استفاده قرار می گیرند. در آزمایش های سیلابزنی سیال های قلیایی، کاهش نفوذپذیری در نتیجه تزریق سیال هایی با خاصیت قلیایی بالا ($pH > 7$) نظیر NaOH و $NaSiO_4$ مشاهده می شود [۲]. همچنین کاهش نفوذپذیری در اثر تزریق مخلوط از محلول های آب نمک و کلرید کلسیم و کلرید پتاسیم مشاهده شده است [۷]. پدیده رسوب در حین فرآیند تزریق سیال های قلیایی در pH بحرانی خاص دیده می شود. نفوذپذیری نمونه ها به توسط تزریق آب سازند با مقادیر مختلف pH اندازه گیری و درجه آسیب حاصل از تزریق سیال های قلیایی از طریق تغییر نفوذپذیری و در نتیجه تعیین شرایط ایجاد کننده آسیب ارزیابی می گردد [۱۰].

به منظور درک پدیده آسیب سازند و تعیین pH بحرانی، آزمایش های تزریق بر روی سه نمونه پلاگ از سازند فهلیان انجام گرفت. سیال های قلیایی با pH های مختلف (۷، ۸/۵، ۱۰ و ۱۲) به درون نمونه پلاگ ها با نرخ ۰/۵ سی سی بر دقیقه تزریق شده و نفوذپذیری نمونه پلاگ ها به توسط قانون خطی داریسی اندازه گیری شد. مقدار pH سیال به صورت مرحله

ای افزایش یافته و در نهایت به مقدار پایه $\text{pH} = 7$ پس از هر بار افزایش برگردانده می‌شود. ارزیابی محدوده آسیب سازند به دو روش کیفی و کمی ارائه شده است. در روش کمی از پارامتر D_k که درجه آسیب سازند نامیده می‌شود، جهت اندازه‌گیری میزان آسیب در نمونه استفاده شده است. در کارهای قبلی انجام گرفته، درجه آسیب سازند در pH های مختلف مورد محاسبه قرار گرفته در صورتیکه در مقاله حاضر که جنبه جدید و نوآوری مقاله می‌باشد، این پارامتر در پایه محاسبه شده است. بزرگترین مزیت این کار در این است که ممکن است هر گونه افزایش یا کاهش در نفوذپذیری در هنگام تزریق سیالات مختلف به عنوان آسیب در نظر گرفته شود، در صورتیکه ممکن است پس از بازگشت به تزریق سیال با $\text{pH} = 7$ هیچگونه آسیبی در سنگ مشاهده نشود. نتایج بررسی‌ها نشان می‌دهند که با استفاده از روش استفاده شده به راحتی می‌توان محدوده آسیب سازند را در نمونه‌ها شناسایی نمود. نتایج حاصل نشان می‌دهند نمونه‌های مورد استفاده رفتارهای متفاوتی را نسبت به تزریق سیال‌های قلیایی از خود نشان داده و آسیب ایجاد شده در آنها از بدون آسیب تا آسیب جدی متغیر است که در بعضی موارد قابل ملاحظه و برگشت ناپذیر می‌باشد. لذا می‌بایست قبل از انجام عملیات حفاری و یا هرگونه عملیات تزریق در سازند، میزان خاصیت قلیایی سیال تزریق شونده مورد بررسی قرار گیرد و مقدار بحرانی آن تعیین شود تا از بروز آسیب سازند جلوگیری شود.

۲. ارزیابی میزان حساسیت سنگ مخزن نسبت به pH سیال تزریقی

حساسیت سنگ مخزن نسبت به pH سیال تزریقی عبارت است از پدیده کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن به توسط رسوب محصولات واکنش در منافذ و بسته شدن منافذ به واسطه جریان سیال در محیط متخلخل در طول عملیات حفاری، تولید، انگیزش و تزریق آب. به منظور ارزیابی آسیب سازند حاصل از تزریق سیال‌های قلیایی، نفوذپذیری نمونه مغزه در حین تزریق سیال‌های قلیایی مختلف اندازه‌گیری می‌شود. بر این اساس، حساسیت نمونه مغزه نسبت به pH سیال سنجیده شده و سپس pH بحرانی که در آن نفوذپذیری به طور واضح کاهش می‌یابد، مشخص می‌گردد. حساسیت نمونه مغزه به pH سیال قلیایی زمانی اتفاق می‌افتد که نفوذپذیری K_{i-1} حاصل از تزریق سیال با pH_{i-1} با نفوذپذیری K_i حاصل از تزریق سیال با pH_i رابطه زیر را داشته باشند [۴]:

$$D_k = \left| \frac{K_{i-1} - K_i}{K_{i-1}} \right| \times 100 \geq 5 \quad (1)$$

که در رابطه بالا pH_{i-1} حد بحرانی میزان خاصیت قلیایی سیال جریان خوانده می‌شود. درجه آسیب حاصل از حساسیت سنجی مذکور در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۱: تعیین درجه آسیب ناشی از حساسیت سنجی قلیایی [۴]

$D_k > 70$	$50 < D_k \leq 70$	$30 < D_k \leq 50$	$5 < D_k \leq 30$	$D_k \leq 5$	درصد آسیب نفوذپذیری (%)
قوی	متوسط تا قوی	متوسط تا ضعیف	ضعیف	فاقد آسیب	درجه آسیب

۲-۱ روش انجام آزمایش

آزمایش‌های سیلابزنی مغزه به منظور اندازه‌گیری میزان کاهش نفوذپذیری و ثبت جریان خروجی از نمونه مغزه‌های ماسه سنگی و کربناته به صورت تابعی از زمان انجام می‌شوند. آزمایش‌های مذکور در سرعت جریان کمتر از سرعت بحرانی جریان تزریق انجام می‌شوند. سرعت جریانی که در آن ذرات کلئیدی ریز از محل خود جدا شده و در طول سازند

حرکت می‌کنند، سرعت جریان بحرانی^۱ نامیده می‌شود. به منظور تعیین سرعت بحرانی تزریق، ابتدا یک نرخ تزریق ایمن که در آن آسیب سازند اتفاق نمی‌افتد، انتخاب و مقدار نفوذپذیری در آن اندازه‌گیری می‌شود (مرحله ۱) که خط پایه نفوذپذیری^۲ نامیده می‌شود. سپس مقدار نرخ تزریق به مقادیر بالاتر افزایش یافته (مرحله ۲) و پس از آن دوباره به مقدار پایه بازگردانده می‌شود (مرحله ۳). مقدار نفوذپذیری در این مرحله اندازه‌گیری و با مقدار آن در مرحله ۱ مقایسه می‌شود. چنانچه مقدار بدست آمده تغییر یافته باشد، نرخ تزریق مرحله ۲ به عنوان نرخ تزریق بحرانی تعیین می‌شود در غیر این صورت آزمایش تا یافتن نرخ بحرانی تزریق در مراحل بعدی ادامه می‌یابد [۴].

در ابتدا نمونه مغزه به توسط محلول ۴ درصد کلرید پتاسیم (4% wt. KCl) با $\text{pH}=7$ اشباع شده و نفوذپذیری آن در pH موردنظر اندازه‌گیری می‌شود. در گام بعدی مقدار pH آب نمک به مقادیر بالاتر (۵/۱۰ و ۱۲) افزایش داده می‌شود. پس از هر مرحله افزایشی، pH آب نمک تزریقی به مقدار پایه ($\text{pH}=7$) کاهش یافته تا میزان آسیب سازند به صورت کمی (رابطه ۱) و کیفی ارزیابی گردد. میزان نفوذپذیری در هر مرحله سنجیده شده و pH بحرانی جریان تزریقی تعیین و بررسی می‌گردد.

کاهش نفوذپذیری نمونه مغزه در آزمایش تزریق سیال‌های قلیایی، در یک pH بحرانی اتفاق می‌افتد. نرخ جریان تزریق در هر مرحله ۵/۰ سی سی بر دقیقه می‌باشد. مقدار نفوذپذیری در هر مرحله توسط فرمول داری در جریان خطی محاسبه و نمودار حاصل از آن در زمان‌های مختلف ایجاد می‌شود. سپس با استفاده از رابطه ۱ درجه آسیب سازند حاصله در $\text{pH}=7$ اندازه‌گیری شده و مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد.

۲-۲ اطلاعات کلی آزمایش

اطلاعات مربوط به نمونه پلاگ‌های انتخاب شده به منظور انجام تست حساسیت سنجی سرعت در جدول ۲ آورده شده است.

جدول ۲: خصوصیات نمونه مغزه های کربناته

نمونه	جنس	عمق (متر)	تخلخل (%)	نفوذپذیری مطلق (میلی داری)	ابعاد		حجم منافذ (سی سی)
					قطر (cm)	طول (cm)	
۱	کربناته	۴۲۵۹/۵۳	۶/۷۷	۱۱/۱۰۳	۳/۸۱	۵/۰۰	۳/۸۶
۲	کربناته	۴۲۷۸/۵۰	۳۰/۴۵	۱۶/۲۳۷	۳/۸۰	۵/۱۳۶	۱۷/۳۶
۳	کربناته	۴۲۸۳/۷۹	۲۰/۳۱	۶/۷۲۹	۳/۸۱	۵/۱۲۸	۱۱/۵۸

اطلاعات مینرالوژیکی نمونه‌های مختلف در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳: خصوصیات نمونه مغزه های کربناته

نمونه	Calcite (CaCO_3)	Dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)	Quartz (SiO_2)	کائولینیت
۱	٪۸۹	٪۸	٪۱	٪۲
۲	٪۸۲	٪۱۸	---	---
۳	٪۷۳	٪۲۷	---	---

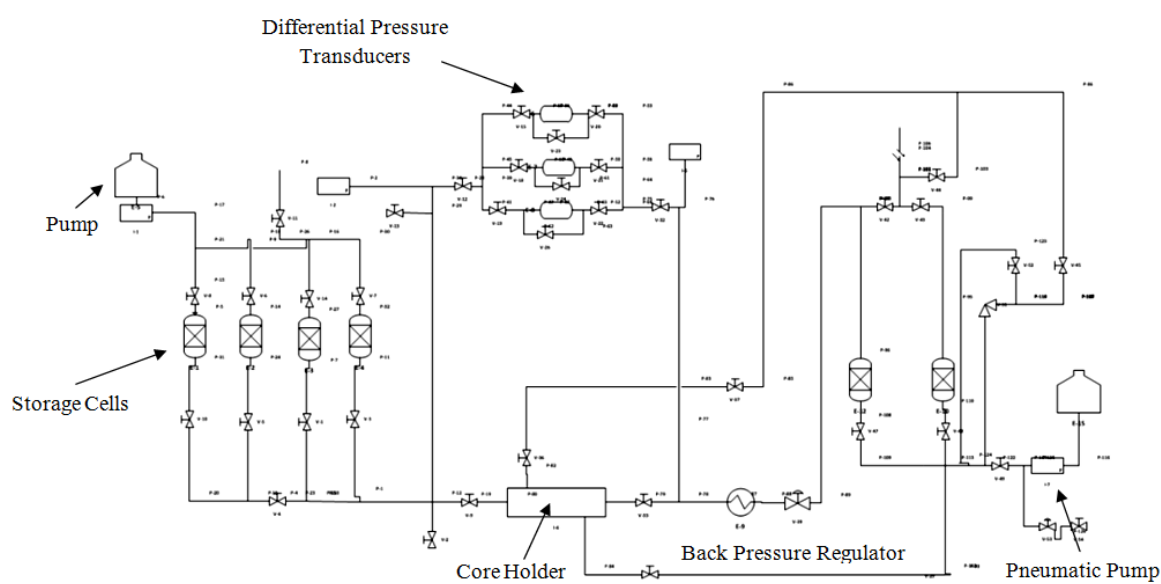
¹ Critical Flow Rate

² Base-Line Permeability

۳-۲ سیستم تزریق آزمایشگاهی

سیستم تزریق نمونه‌ها از یک قسمت نگهدارنده نمونه^۳، مبدل فشار به منظور اندازه‌گیری افت فشار کلی در طول مغزه و افت فشار مقطعی در طول مقاطع مغزه، پمپ پنوماتیکی به منظور اعمال فشار روباره^۴ به روی غلاف لاستیکی^۵ که بر روی نمونه مغزه قرار می‌گیرد، سیستم فشار برگشتی^۶ که همانند فشار منفذی عمل کرده و ظرف جمع‌آوری نمونه سیال خروجی (شکل ۱).

به منظور جلوگیری از آسیب سازند ناشی از برهم‌کنش میان رس و آب، در ابتدا نمونه‌ها با سیال حاوی نمک کلرید پتاسیم با ۴ درصد وزنی اشباع گردیدند. لذا نفوذپذیری نسبی نسبت به آب نمک در این نقطه اندازه‌گیری گردید.



شکل ۱: شماتیک دستگاه آزمایشگاهی مورد استفاده در آزمایش‌های سیلابزنی نمونه مغزه

۳. آزمایش‌های سیلابزنی نمونه

پلاگ شماره ۱

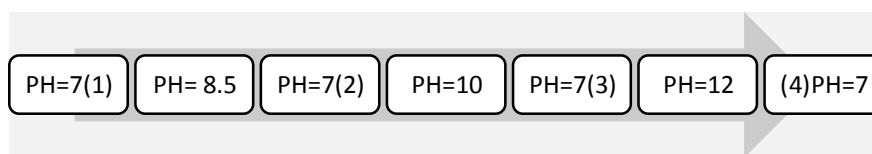
پس از جایگذاری پلاگ مورد نظر در قسمت نگهدارنده نمونه، به منظور شبیه‌سازی شرایط مخزن به مدت ۲۴ ساعت تحت دما و فشار مخزن قرار گرفت. سپس تزریق آب نمک (نمک کلرید پتاسیم با ۴ درصد وزنی) به منظور حفظ حالت اشباع نمونه انجام شد. عملیات تزریق بر روی نمونه‌های مورد نظر تا زمانی که به یک اختلاف فشار ثابت برسیم ادامه می‌یابد. دستگاه تزریق نیز با دمای ۱۴۰ درجه سانتی‌گراد، اختلاف فشار روباره با فشار ورودی به اندازه ۲۰ تا ۳۰ بار و فشار منفذی (BP) ۶۰ بار با نرخ جریان تزریق ۰/۵ سی سی بر دقیقه تنظیم گردید. شکل ۲ روند تزریق سیال‌های قلیایی را نشان می‌دهد.

³ Core Holder

⁴ Overburden Pressure

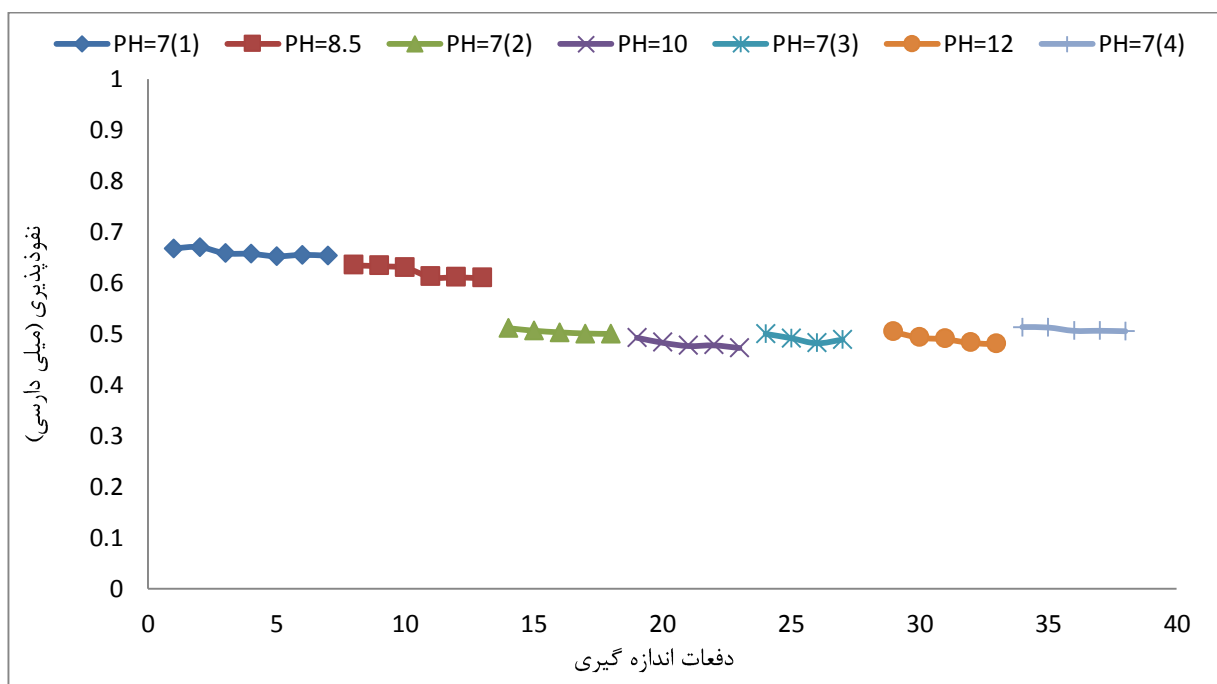
⁵ Sleeve

⁶ Back Pressure



شکل ۲: برنامه تزریق سیال های قلیایی با خاصیت قلیایی متفاوت بر روی نمونه مغزه های سازند فهلیان

تغییرات نفوذپذیری نمونه شماره ۱ به ازای تزریق سیال های قلیایی متفاوت در شکل ۳ نمایش داده شده است. همانطور که دیده می شود پس از تزریق سیال قلیایی با $pH= ۸/۵$ ، نفوذپذیری نمونه مغزه در مرحله سوم تزریق نسبت به حالت اولیه آن یعنی $pH= ۷(۱)$ به اندازه ۲۰ درصد کاهش یافته و با ادامه مراحل تزریق تا انتهای تزریق مرحله ۷ ثابت مانده است. این تغییر در مقدار نفوذپذیری به صورت ماندگار بوده و غیر قابل رفع می باشد. از آنجائیکه در حدود ۲ درصد این نمونه از کائولینیت تشکیل شده است (جدول ۳)، لذا ممکن است در اثر واکنش میان کلسیت و سیال قلیایی این ذرات از محل خود جدا شده و در منافذ جای بگیرند و این ذرات به عنوان عامل اصلی پدیده مهاجرت ذرات^۷ شناخته شده اند [۳]. همچنین ممکن است در اثر واکنش صورت گرفته، ذراتی از بدنه نمونه مانند کوارتز از محل خود جدا شده و درون منافذ قرار گرفته باشند که کاهش نفوذپذیری را در بر خواهد داشت. با افزایش خاصیت قلیایی سیال تزریقی (مرحله ۴ تا ۷) هیچگونه تغییری در میزان آسیب سازند دیده نمی شود ($D_k < ۵$).



شکل ۳: تغییرات نفوذپذیری پلاگ شماره ۱ در زمان تزریق سیال های با خاصیت قلیایی متفاوت

⁷ Fine Migration

جدول ۴: مقادیر میانگین نفوذپذیری در مراحل مختلف تزریق برای نمونه پلاگ شماره ۱

مرحله	دبی (سی سی بر دقیقه)	pH	نفوذپذیری میانگین (میلی داری)
۱	۰/۵	۷	۰/۶۵۹
۲	۰/۵	۸/۵	۰/۶۲۱
۳	۰/۵	۷	۰/۵۰۴
۴	۰/۵	۱۰	۰/۴۸۱
۵	۰/۵	۷	۰/۴۹۰
۶	۰/۵	۱۲	۰/۴۸۹
۷	۰/۵	۷	۰/۵۰۸

به منظور ارزیابی کمی آسیب ایجاد شده از پارامتر D_k و محاسبه آن در مقادیر میانگین نفوذپذیری در $pH = 7$ استفاده می شود (مراحل ۱، ۳، ۵ و ۷). مقادیر محاسبه شده در جدول ۵ آورده شده است.

جدول ۵: مقادیر محاسبه شده پارامتر D_k برای نمونه پلاگ شماره ۱

مراحل	pH	پارامتر	مقدار محاسبه شده
۱ و ۳	۷	$D_{k(1,3)}$	۲۳/۵۲۰
۳ و ۵	۷	$D_{k(3,5)}$	۲/۷۷۸
۵ و ۷	۷	$D_{k(5,7)}$	۳/۶۷۳

همانطور که در جدول ۵ دیده می شود، مرحله دوم تزریق دارای آسیب ضعیف ($D_k \leq 30$) بوده و آسیب ایجاد شده در مراحل ۴ و ۶ تزریق باقی مانده است. لذا $pH = 8/5$ (مرحله دوم تزریق) برای نمونه مغزه مورد آزمایش به عنوان حد بحرانی میزان خاصیت قلیایی سیال تعیین می شود. یعنی چنانچه سیالی با $pH \geq 8/5$ در محدوده عمقی مورد نظر تزریق شود موجب آسیب سازند و رسوب سیال‌های قلیایی در منافذ سازند می شود.

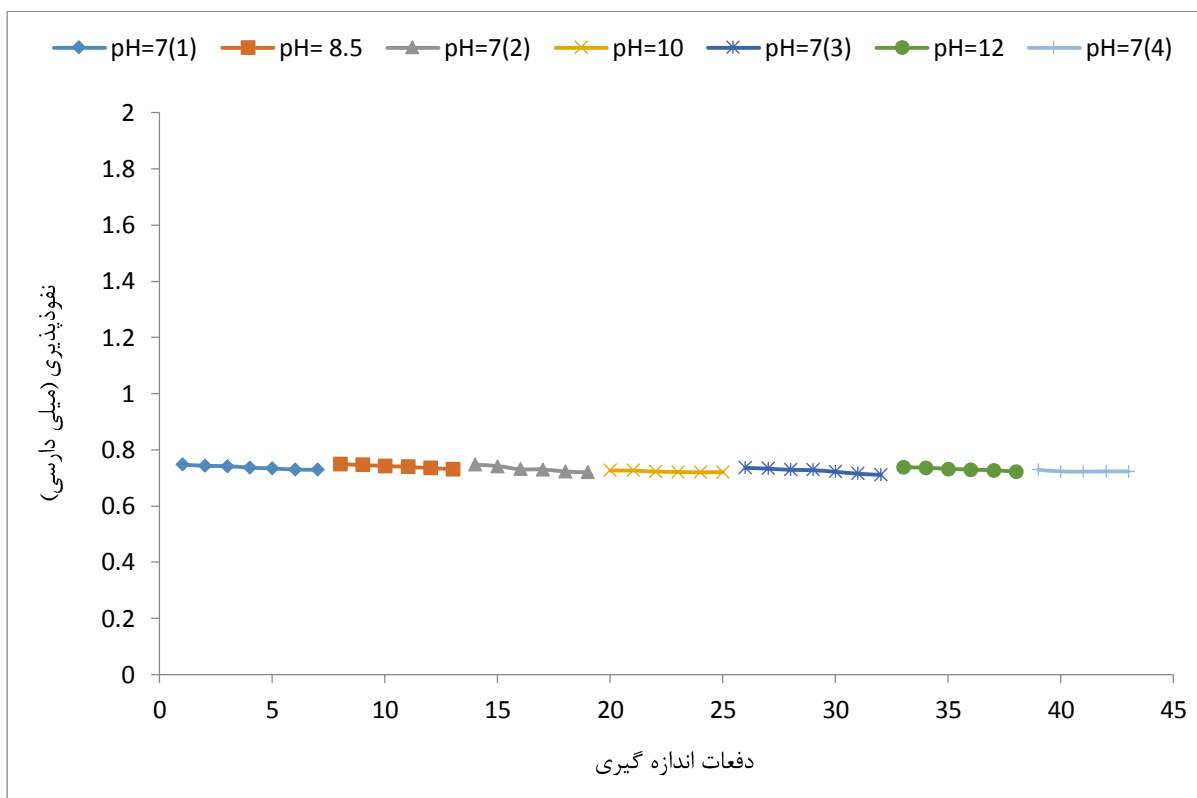
پلاگ شماره ۲

به منظور شبیه‌سازی شرایط مخزن، پس از قرارگیری پلاگ مورد نظر در قسمت نگه دارنده نمونه به مدت ۲۴ ساعت تحت دما و فشار مخزن قرار گرفت. تزریق اولیه آب نمک (نمک کلرید پتاسیم با ۴ درصد وزنی) به منظور حفظ حالت اشباع نمونه انجام گرفت. همانطور که در شکل ۴ دیده می شود، نمونه مورد نظر هیچگونه حساسیتی نسبت به تزریق سیال‌های قلیایی با pH مشخص از خود نشان نمی دهد. نتایج آزمایش CEC^8 برای نمونه مورد نظر نشان می دهد که میزان رس موجود در نمونه‌های مورد استفاده بسیار کم می باشد (جدول ۶). میزان کلسیت این نمونه نسبت به نمونه ۱ در حدود ۷ درصد کمتر و مقدار کانی دولومیت در حدود ۱۰ درصد بیشتر می باشد و فاقد کانی کائولینیت می باشد. لذا اثری از ایجاد رسوب حاصل از واکنش میان سنگ و سیال و یا پدیده مهاجرت ذرات در این سنگ نمی باشد.

⁸ Cation Exchange Capacity

جدول ۶: نتایج آزمایش CEC برای نمونه های مورد استفاده

میزان رس	حجم متیلن بلو مصرفی (meq/100 gr)	شماره نمونه
کم	۳	۱
بسیار کم	۰/۶	۲
بسیار کم	۰/۴	۳



شکل ۴: تغییرات نفوذپذیری پلاگ شماره ۲ در زمان تزریق سیال هایی با خاصیت قلیایی متفاوت

جدول ۷: مقادیر میانگین نفوذپذیری در مراحل مختلف تزریق برای نمونه پلاگ شماره ۲

مرحله	دبی (سی سی بر دقیقه)	pH	نفوذپذیری میانگین (میلی داریسی)
۱	۰/۵	۷	۰/۷۳۷
۲	۰/۵	۸/۵	۰/۷۴۱
۳	۰/۵	۷	۰/۷۳۲
۴	۰/۵	۱۰	۰/۷۲۳
۵	۰/۵	۷	۰/۷۲۵
۶	۰/۵	۱۲	۰/۷۳۱
۷	۰/۵	۷	۰/۷۲۴

به منظور ارزیابی کمی آسیب ایجاد شده از پارامتر D_k و محاسبه آن در مقادیر میانگین نفوذپذیری در $\text{pH} = 7$ استفاده می شود (مراحل ۱، ۳، ۵ و ۷). مقادیر محاسبه شده در جدول ۸ آورده شده است.

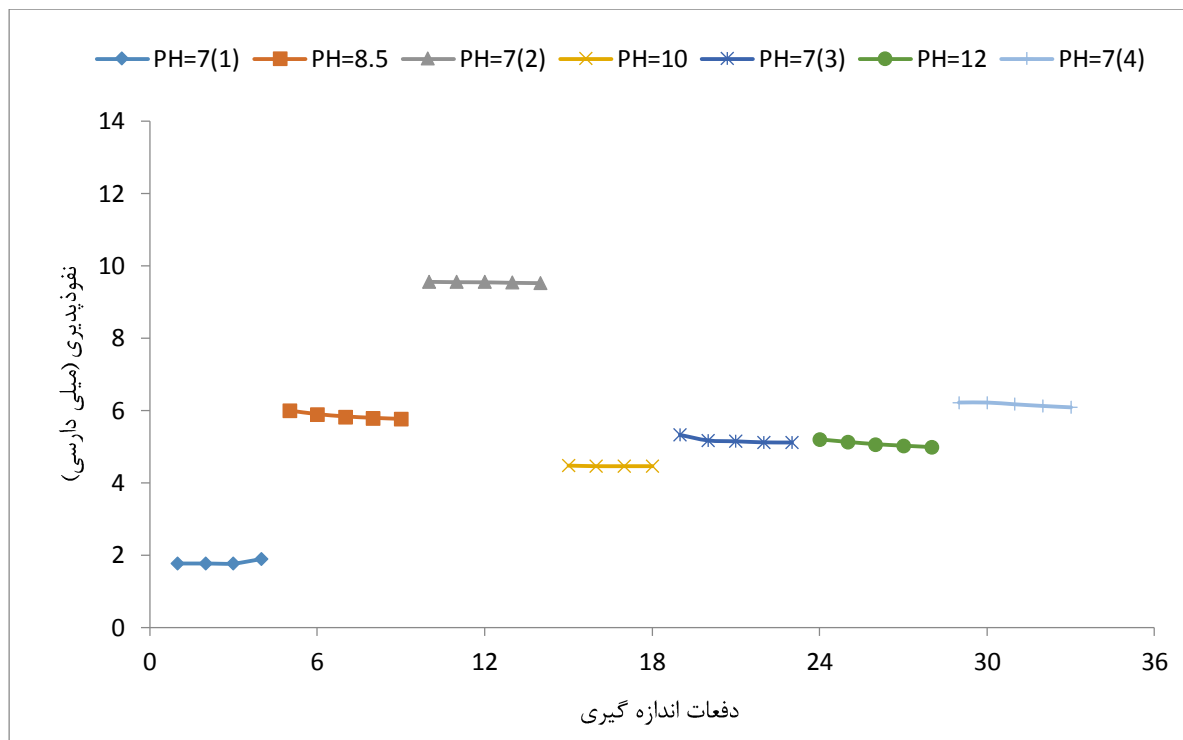
جدول ۸: مقادیر محاسبه شده پارامتر D_k برای نمونه پلاگ شماره ۲

مقدار محاسبه شده	پارامتر	pH	مراحل
۰/۶۷۸	$D_{k(1,3)}$	۷	۱ و ۳
۰/۹۵۶	$D_{k(3,5)}$	۷	۳ و ۵
۰/۱۳۸	$D_{k(5,7)}$	۷	۵ و ۷

همانطور که در جدول ۷ دیده می شود، هیچگونه آسیبی در مراحل تزریق ایجاد نشده است. زیرا مقدار پارامتر D_k کمتر از ۵ ($D_k < 5$) می باشد. بنابراین نمونه مورد نظر فاقد حساسیت نسبت به تزریق سیالهای قلیایی می باشد.

پلاگ شماره ۳

پلاگ مورد نظر به مدت ۲۴ ساعت تحت دما و فشار مخزن قرار گرفته و به منظور حفظ حالت اشباع آن از آب نمک حاوی ۴ درصد وزنی KCl استفاده گردید. دستگاه تزریق نیز همانند شرایط ایجاد شده برای پلاگهای قبلی تنظیم گردید. نمونه شماره ۳ رفتارهای متفاوتی را به هنگام تزریق سیال های قلیایی متفاوت از خود نشان می دهد. میزان نفوذپذیری نمونه در $\text{pH} = 7$ برابر $1/8$ میلی داری بوده و پس از تزریق سیالی با $\text{pH} = 8/5$ و اندازه گیری مجدد نفوذپذیری در $\text{pH} = 7$ این مقدار به $9/549$ میلی داری تغییر یافته است. یعنی مقدار نفوذپذیری به اندازه بیش از ۵ برابر افزایش یافته است (شکل ۵). با در نظر گرفتن دما و فشار موجود و همچنین کانی های تشکیل دهنده نمونه سنگ، سیال با $\text{pH} = 8/5$ باعث انحلال یکسری از ذرات موجود شده و به مشابه یک سیال موثر اسیدکاری، میزان نفوذپذیری را افزایش داده است. در اثر واکنش صورت گرفته میان این سنگ و سیال قلیایی قسمتی از نمونه حل شده و از سنگ خارج شده است. نتایج آنالیز سیال خروجی از این نمونه نشان می دهد که میزان کربنات پتاسیم و سدیم موجود در سیال خروجی افزایش یافته که نشان دهنده انحلال بخشی از کربنات کلسیم موجود در سیال قلیایی بوده که در اثر آن نفوذپذیری افزایش یافته است. با ادامه فرآیند تزریق و تغییر pH سیال، مقادیر نفوذپذیری کاهش یافته اما میزان آن به اندازه بیشتر از دو برابر مقدار اولیه آن ($1/8$ میلی داری) در هنگام تزریق pH برابر ۱۰ و ۱۲ می باشد. در طی این مرحله نیز بدلیل ایجاد رسوب حاصل از واکنش میان سیال قلیایی و کانی های تشکیل دهنده سنگ، تعدادی از منافذ هادی موجود در سنگ بسته شده و مقدار نفوذپذیری کاهش یافته است.



شکل ۵: تغییرات نفوذپذیری پلاگ شماره ۳ در زمان تزریق سیال‌هایی با خاصیت قلیایی متفاوت

جدول ۹: مقادیر میانگین نفوذپذیری در مراحل مختلف تزریق برای نمونه پلاگ شماره ۳

مرحله	دبی (سی سی بر دقیقه)	pH	نفوذپذیری میانگین (میلی داری)
۱	۰/۵	۷	۱/۷۹۷
۲	۰/۵	۸/۵	۵/۸۵۷
۳	۰/۵	۷	۹/۵۴۹
۴	۰/۵	۱۰	۴/۴۶۸
۵	۰/۵	۷	۵/۱۸۲
۶	۰/۵	۱۲	۵/۰۸۴
۷	۰/۵	۷	۶/۱۶۵

به منظور ارزیابی کمی آسیب ایجاد شده از پارامتر D_k و محاسبه آن در مقادیر میانگین نفوذپذیری در $pH = 7$ استفاده می‌شود (مراحل ۱، ۳، ۵ و ۷). مقادیر محاسبه شده در جدول ۱۰ آورده شده است.

جدول ۱۰: مقادیر محاسبه شده پارامتر D_k برای نمونه پلاگ شماره ۳

مقدار محاسبه شده	پارامتر	pH	مراحل
۴۳۱/۳۸۶	$D_{k(1,3)}$	۷	۱ و ۳
۴۵/۷۳۳	$D_{k(3,5)}$	۷	۳ و ۵
۱۸/۹۷۰	$D_{k(5,7)}$	۷	۵ و ۷

با توجه به جدول ۱۰، در مرحله دوم تزریق ($\text{pH} = 8/5$) آسیب جدی ($D_k = 431/386 > 70$)، در مرحله ۴ آسیب متوسط تا ضعیف ($50 < D_k \leq 30$) و در مرحله ۶ آسیب ضعیف ($5 < D_k \leq 30$) در نمونه پلاگ شماره ۳ ایجاد شده است. لذا $\text{pH} = 8/5$ به عنوان حد بحرانی افزایش نفوذپذیری و $\text{pH} = 10$ به عنوان حد بحرانی کاهش نفوذپذیری در نمونه سنگ می باشد.

چنانچه بخواهیم عملیات حفاری یا سیمانکاری و یا تکمیل چاه را در چنین چاهی انجام دهیم، می بایست pH سیال تزریقی را کمتر از ۱۰ نگاه داشت تا از بروز آسیب سازند ناشی از رسوب سیال های قلیایی ممانعت شود. با توجه به تفسیر ارائه شده برای نمونه پلاگ های مورد استفاده از اعماق مختلف نمی توان روند خاصی را جهت سنجش حساسیت سازند فهلیان ارائه نمود. در اعماق کمتر، پدیده کاهش نفوذپذیری بدلیل مهاجرت ذرات در سنگ دیده شد که در اعماق میانی و انتهایی سازند این پدیده دیده نمی شود. نمونه شماره ۲ نیز فاقد حساسیت نسبت به تزریق سیالات قلیایی بوده اما نمونه شماره ۳ رفتار دوگانه ای را از خود نشان می دهد. ابتدا افزایش و متعاقب آن کاهش میزان نفوذپذیری در نتیجه انحلال کربنات ها در سیال قلیایی و در ادامه کاهش میزان نفوذپذیری بدلیل ایجاد رسوب در نمونه دیده می شود. لذا جهت تعیین رفتار دقیق سازند فهلیان نسبت به سیالات قلیایی می بایست آزمایش های تکمیلی بر روی نمونه های بیشتر صورت گیرد.

نتیجه گیری

۱. در مقاله حاضر، میزان حساسیت سه نمونه مغزه نسبت به تزریق سیال های قلیایی ارائه شده است. آزمایش های سیلابزنی توسط محلول ۴ درصد کلرید پتاسیم به عنوان سیال تزریقی و در pH های متفاوت (۷، ۸/۵، ۱۰ و ۱۲) صورت پذیرفته است. آزمایش تزریق به صورت مرحله ای انجام شده و میزان کاهش نفوذپذیری به توسط قانون دارسی در جریان خطی محاسبه شده است. همچنین میزان آسیب با استفاده از یک روش جدید جهت محاسبه پارامتر درجه آسیب سازند به صورت کمی و کیفی انجام شده است.
۲. نتایج آزمایش بر روی پلاگ شماره ۱ نشان می دهد که در $\text{pH} = 8/5$ آسیب ضعیف در نمونه ایجاد شده و با افزایش pH سیال میزان نفوذپذیری ثابت مانده است و لذا $\text{pH} = 8/5$ به عنوان حد بحرانی آسیب سازند می باشد. علت این آسیب، وجود کانی کائولینیت در سازند، مهاجرت آنها در محیط متخلخل و در نهایت مسدود کردن حفرات می باشد.
۳. نتایج تست حساسیت سنجی بر روی پلاگ شماره ۲ حاکی از آن است سیال های قلیایی هیچگونه تاثیری بر میزان نفوذپذیری سنگ مورد نظر نداشته و آسیب سازند ناشی از رسوب سیال های قلیایی در نمونه مورد نظر مشاهده نمی شود. مقدار پارامتر D_k برای نمونه مورد نظر بسیار کم می باشد.
۴. با در نظر گرفتن رفتارهای متفاوت نمونه شماره ۳ در حین تزریق سیال های قلیایی مختلف، در $\text{pH} = 8/5$ یکسری کانیها انحلال یافته و نفوذپذیری افزایش یافته است. همچنین در $\text{pH} = 10$ بدلیل ایجاد رسوب در منافذ، نفوذپذیری کاهش یافته است. لذا $\text{pH} = 8/5$ به عنوان حد بحرانی افزایش نفوذپذیری و $\text{pH} = 10$ به عنوان حد بحرانی کاهش نفوذپذیری در نمونه سنگ نامیده می شود.
۵. به منظور تعیین دقیق رفتار سازند فهلیان نسبت به تزریق سیالات قلیایی می بایست آزمایش های تکمیلی بر روی نمونه های بیشتر صورت گیرد. همچنین برای جلوگیری از آسیب سازند ناشی از برهمکنش میان سیال های قلیایی و سنگ مخزن و بسته شدن منافذ آن، در هنگام عملیات حفاری یا سیمانکاری و یا تکمیل چاه می بایست pH سیال تزریقی را کمتر از مقدار بحرانی آن نگاه داشت تا از بروز آسیب سازند ناشی از رسوب سیال های قلیایی جلوگیری شود.

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله موارد امتنان خود را از مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران به جهت حمایت از تحقیقات منتهی به این نتایج، اعلام می دارند.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر احسان کمبری و دکتر بهزاد رستمی که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Patino, O., F. Civan, N. Subhash, D. R. Zornes and E. A. Spinler, 2003, Identification of Mechanisms and Parameters of Formation Damage Associated with Chemical Flooding, Paper SPE 80271 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston; Texas, U.S.A., 5-7 Feb.
- [2] Bagci, S. and M.V. Kok, 2001, Effect of Brine Composition and Alkaline Fluid on the Permeability Damage of Limestone Reservoirs, Paper SPE 65394 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 13-16 Feb.
- [3] Civan, F., 2007, Reservoir Formation Damage- Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, Gulf Publication Company, Houston; TX, 742 pp.
- [4] Renpu, W., 2011, Advanced Well Completion Engineering, Third Edition, 716 pp (in English).
- [5] Leone, A. L. and E.M Scott, 1988, Characterization and Control of Formation Damage during Waterflooding of a High-Clay-Content Reservoir, SPE Reservoir Engineering Journal, 1279-86.
- [6] Moghadasi, J., M. Jamialahmadi, H. M. Steinhagen, A. Sharif, M. R. Izadpanah, E. Motaei and R. Barati, 2002, Formation Damage in Iranian Oil Fields, Paper SPE 151611-MS presented at International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control; Lafayette; Louisiana; 20-21 Feb.
- [7] Mungan, N., 1965, Permeability Reduction through Changes in pH and Salinity, Journal of Petroleum Technology, pp 1449-1453, Dec.
- [8] Surkalo, H., 1990, Enhanced Alkaline Flooding, Paper SPE 19896, JPT, pp 6-7.
- [9] Wojtanowicz, A. K., Z. Krilov and J. P. Langlinais, 1987, Study on the effect of pore blocking mechanisms on formation damage, Paper SPE 16233 presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, 8-10 March.
- [10] Bertaux, J. and Z. R. Lemanczyk, 1987, Importance of dissolution/precipitation mechanisms in sandstone-alkali interactions, Paper SPE 16278 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas; 4-6 Feb.
- [11] Nguyen, P. T., A. Zeinijahromi and P. Bedrikovetsky, 2012, Taking advantage of fines migration formation damage for enhanced gas recovery, Paper SPE 151611-MS presented at SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette; Louisiana, 15-17 Feb.
- [12] Zeinijahromi, A., T. N. Phuong and P. Bedrikovetsky, 2011, Taking advantage of fines-migration-induced formation damage for improved waterflooding, Paper SPE 144009-MS presented at SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, Netherlands, 7-10 June.

Quantifying alkaline sensitivity of Fahlyian Formation by alkaline flooding and formation damage evaluation

Hasani A., Mortazavi S. A.

Abstract

Secondary and Tertiary recovery processes can lead to severe and permanent reductions in permeability due to the interactions between injected fluids and the reservoir rock that is especially true in high clay content, low permeability, poorly consolidated reservoirs. After the fluid with a high pH value enters the reservoir, the texture of clay minerals and siliceous cement in the reservoir is destroyed due to the dissolution of clay minerals and cement and the release of fine particles produced, thus causing reservoir plugging. Formation damage could be both temporarily due to the precipitation of reaction products caused by interaction between high pH fluids and reservoir rock which will result in pore plugging. In this study, a series of core flooding experiments have been carried out to determine the critical pH of Alkaline fluids for plug samples of Fahlyian carbonate formation. Alkaline fluids with different pH (7, 8.5, 10 and 12) were injected into plug samples and the alkaline sensitivity of the carbonate formation has been measured in both qualitative and quantitative forms by a new applicable method. Using this approach will result in the accurate estimation of the degree of formation damage. Results indicate that used plugs show different behavior when exposed to fluids with different alkalinity and the degree of resulted formation damage varies from zero to serious and in certain cases are noticeable and Irreversible. Therefore, pH of injecting fluids must be kept less than its threshold value to prevent formation damage.

Keywords: Sensitivity measurement, Critical pH, Core flooding, Formation damage, Carbonate formation

ارائه راهکاری جدید در مدل‌سازی رخساره‌های سنگی با استفاده از روش زنجره مارکوف در یکی از میادین نفتی ایران

هانیه نیکوگفتار^{۱*}، بهزاد مهرگینی^۱، عباس بحرودی^۱، بهزاد تخم‌چی^۲، غلامحسین نوروزی^۱

^۱دانشکده فنی، دانشگاه تهران

^۲دانشگاه صنعتی شاهرود

*hanienikoo@yahoo.com

تاریخ دریافت: فروردین ۹۲، تاریخ پذیرش: خرداد ۹۲

چکیده

شناسایی و تفسیر ناهمگنی‌های زیرسطحی به ویژه رخساره‌های سنگی، همواره نقشی اساسی در ارزیابی و مدیریت منابع هیدروکربوری دارد. روش‌های متنوعی برای مدل‌سازی ویژگی‌های گسسته مخازن هیدروکربوری، نظیر رخساره‌های سنگی، ارائه شده‌اند که از این میان ارائه روشی نوین که نتایج آن تطابق بهتری با واقعیت رخساره‌های مخزنی داشته باشد، همواره مورد توجه بوده است. امروزه زنجره مارکوف به عنوان روشی قدرتمند برای مدل‌سازی رخساره‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد که بر مبنای احتمالات شرطی و ارائه ماتریس انتقال حالات است. در این مطالعه علاوه بر معرفی روش مدل‌سازی زنجره مارکوف، جهت بهبود این روش به پیشنهاد راهکاری پرداخته شده است. این راهکار بر مبنای تغییر نوع حرکت زنجره در روش مارکوف استوار است. مطالعه حاضر بر روی یکی از میادین هیدروکربوری جنوب غرب ایران صورت گرفته است که در آن سازند آسماری مخزن اصلی هیدروکربور را تشکیل می‌دهد که به مدل‌سازی سه بخش اصلی سازند آسماری و پوش سنگ آن در یک مقطع به طول ۱۲ کیلومتر و ضخامت ۱۱۰ با استفاده از فرآیند مارکوف و راهکار پیشنهادی پرداخته شده است. بهترین نتیجه مدل‌سازی با استفاده از اطلاعات دو چاه و پنج افق لرزه‌ای برای حالت به کارگیری حرکت رفت و برگشتی بوده که بطور متوسط دقت ۹۰ درصد را به همراه داشته است.

کلمات کلیدی: زنجره مارکوف، رخساره سنگی، ماتریس انتقال حالت، مخازن هیدروکربوری، سازند آسماری.

۱. مقدمه

ارزیابی ناهمگنی‌های زیرسطحی، به ویژه شناسایی رخساره‌های سنگی همواره نقشی کلیدی در شناخت و مدیریت مخازن هیدروکربوری دارد. از این رو به کارگیری روش‌هایی با حداکثر کارایی و دقت که بتوانند با استفاده از اطلاعات موجود دیدی صحیح و روشن از این ناهمگنی‌ها (رخساره‌های سنگی) را ارائه دهند، ضروری می‌باشد [۱]. امروزه روش‌های متنوعی جهت تفسیر کمی رخساره‌های نفتی توسعه یافته است که به‌طور کلی به دو دسته تعینی و احتمالاتی تقسیم‌بندی می‌شوند. روش‌های تعینی برخلاف سادگی فرآیند مدل‌سازی، قادر به ارائه خطا یا میزان صحت مدل به دست آمده نیستند. اما با استفاده از روش‌های احتمالاتی، علاوه بر کمی کردن خطای مدل، و برآورد میزان احتمال صحت آن، می‌توان ارزش هر یک از اطلاعات را نیز در افزایش دقت مدل بررسی کرد [۲]. روش زنجیره مارکوف که به افتخار "آندری مارکوف" (Andry Markov) ریاضیدان اهل روسیه این گونه نام‌گذاری شده است، یک روش احتمالاتی است که کاربرد آن در علوم زمین به سرعت در طول چند سال اخیر افزایش یافته است.

زنجیره مارکوف در زمین‌شناسی برای مدل‌سازی متغیرهای گسسته (رخساره‌ها) به کار می‌رود. بسیاری از تکنیک‌های پیشین توسط واریوگرام‌ها و کواریوگرام‌ها، ساختارهای فضایی خواص ناهمگونی مخزن را مشخص می‌کنند. مدل‌سازی در زمین‌شناسی توسط زنجیره مارکوف از واریوگرام‌ها و کواریوگرام‌ها استفاده نمی‌کند بلکه بر پایه احتمالات شرطی می‌باشد. استفاده از ابزار احتمالات شرطی علاوه بر ارائه نتایج دقیق‌تر، این مزیت را دارند که تفسیر زمین‌شناسی آنها بسیار آسان‌تر از واریوگرام‌ها بوده و همین دلیلی بر محبوبیت استفاده از زنجیره مارکوف در میان زمین‌شناسان شده است [۳].

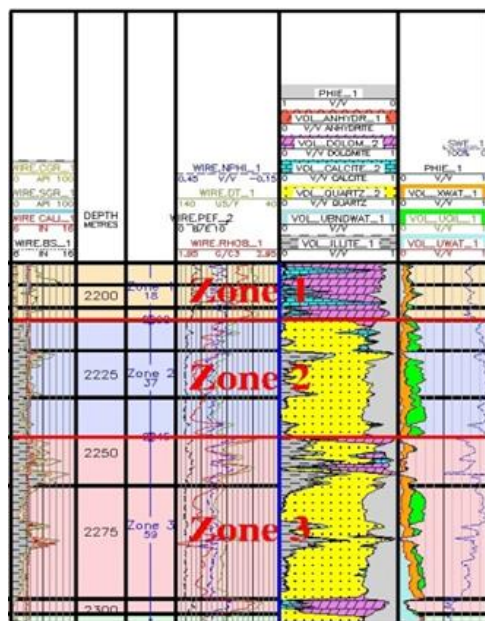
مطالعاتی توسط اندرسون، گودمنو بیلین جسللی، نشان داد که زنجیره مارکوف می‌تواند نقش شایانی در مدل‌سازی ناهمگنی‌های زیرسطحی به ویژه رخساره سنگی داشته باشد [۴]. از این رو، در ادامه محققان بسیاری از این ابزار برای تجزیه و تحلیل چینه‌های رسوبی و مدل‌سازی رخساره‌ها با استفاده از اطلاعات رخنمون‌ها و گمانه‌های اکتشافی پرداختند [۵]. لازم به ذکر است که علاوه بر مطالعات نام برده، پژوهش‌هایی نیز در ارتباط با توسعه ابعاد مدل‌سازی با استفاده از زنجیره مارکوف صورت گرفته است [۶]. نکته قابل ذکر آن که در تمامی این مطالعات از ابزار فوق صرفاً در راستای مدل‌سازی رخساره‌های کم عمق به کمک اطلاعات رخنمون‌ها، استفاده شده است. تاکنون مطالعات جامعی در ارتباط با رخساره‌های عمیق به ویژه در میدین نفتی با استفاده از زنجیره مارکوف صورت نگرفته است. به کارگیری روش مارکوف در مدل‌سازی رخساره‌های سنگی میدین نفتی نیازمند استفاده از برخی اطلاعات ویژه، نظیر اطلاعات لرزه‌ای و چاه نمودارها می‌باشد که به منظور افزایش دقت نتایج مدل‌سازی، بایستی تغییراتی در روند فرآیند مارکوف صورت پذیرد.

مطالعه حاضر به بررسی کاربرد زنجیره مارکوف در مدل‌سازی رخساره‌های سنگی در یکی از میدین هیدروکربوری جنوب غرب ایران پرداخته است. در این مطالعه، در ابتدا به معرفی تئوری زنجیره مارکوف و چگونگی مدل‌سازی با این روش در حیطه زمین‌شناسی پرداخته شده و پس از پیشنهاد راهکاری جهت بهبود دقت مدل‌سازی، مدلی از رخساره‌های زیرسطحی در مخزن مورد نظر ارائه شده است. راهکار معرفی شده در ارتباط با تغییر نوع حرکت زنجیره مارکوف در شبیه‌سازی شرطی می‌باشد که نقش بسزایی در افزایش دقت مدل‌سازی داشته است. در انتها، نتایج حاصل از اعتبارسنجی مدل ساخته شده و دقت آن برای شرایط مختلف ارائه شده است.

۲. زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی مورد مطالعه در دشت خوزستان، در ناحیه فروافتادگی دزفول شمالی واقع است. این میدان هیچ رخنمونی در سطح نداشته و از طریق اکتشافات زیرزمینی به کمک عملیات لرزه‌نگاری در سال ۱۹۶۲ کشف شده است. ساختار این

میدان نیز مانند بسیاری از میداین این ناحیه از روند زاگرس (شمال غرب- جنوب شرق)، تبعیت می کند. این میدان دارای سه مخزن نفتی آسماری، بنگستان و خامی می باشد که مطالعه حاضر بر روی مخزن آسماری و پوش سنگ آن انجام شده است. ضخامت سازند آسماری در میدان مورد مطالعه بین ۴۵۰ تا ۵۱۵ متر متغیر است. از دید سنگ شناسی، سازند آسماری غالباً از ماسه سنگ و سنگ های کربناته تشکیل شده است. بر اساس تغییرات لیتولوژی و تخلخل، در این میدان سازند آسماری به طور قائم به هشت بخش و نوزده زیربخش متمایز شامل سنگ های آهکی، ماسه سنگی و رسی تقسیم شده است. بخش های یک، دو و سه بالای سطح جدایش نفت و آب قرار داشته و لایه های نفت ده را تشکیل می دهند، که در این مطالعه به مدل سازی این بخش های نفت ده پرداخته شده است. همان طور که در شکل ۱ مشاهده می شود، می توان سازند آسماری را در سه زون مختلف در نظر گرفت که به شرح زیر است [۷].



شکل ۱: نمایشی از زون های مخزنی آسماری در یک چاه [۷].

بخش یک: این بخش عمدتاً از آهک های دولومیتی و دولومیت های آهکی، آهک تشکیل یافته و از میزان تخلخل خوب تا خیلی خوب برخوردار است. میزان ضخامت خالص در این بخش متنوع بوده و از مقدار کمتر از یک متر تا ۲۱ متر متغیر است. مقدار ضخامت خالص در قسمت های مرکزی طاق دیس، نسبت به یال های آن بیشتر است [۷].

بخش دو: این بخش عمدتاً از ماسه سنگ های تحکیم یافته همراه با مقادیر کمی شیل و آهک تشکیل یافته و از توسعه تخلخل متوسط، خوب و خیلی خوب برخوردار و هیدروکربن دار می باشد [۷].

بخش سه: این بخش عمدتاً از ماسه سنگ تحکیم نیافته همراه با مقادیر قابل توجهی از شیل تشکیل یافته و دارای تناوبی از تخلخل پایین تا خیلی خوب است [۷].

در این پژوهش هم چنین به مدل سازی بخش پوش سنگ انیدریتی سازند آسماری علاوه بر سه بخش مخزنی، پرداخته شده است.

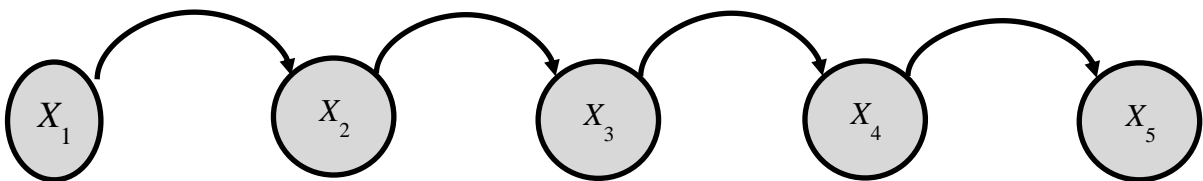
۳. تئوری روش مارکوف و مدل سازی توسط آن

یک فرایند تصادفی مجموعه ای از متغیرهای تصادفی است که با $\{X(n), n \in N\}$ نمایش داده می شود که در آن مقادیر ممکن $X(n)$ ، حالت (State) فرایند نامیده می شوند. زنجیره مارکوف یک فرایند تصادفی است که در متغیرهای تصادفی آن،

انتقال از یک حالت به حالت دیگر صورت می‌گیرد. ویژگی مارکوف (Property Markov) بیان می‌دارد که حالت بعدی یک متغیر تنها به حالت فعلی آن متغیر بستگی دارد و به وقایع قبل از آن وابسته نیست [۸]. فرض کنید $\{X(n)\}$ یک فرایند تصادفی و $\{S(n)\}$ حالت‌های فرایند تصادفی را نشان دهد، گفته می‌شود فرایند در ویژگی مارکوف صدق می‌کند، اگر رابطه زیر برقرار باشد:

$$P[X(n+1) = S(n+1) | X(n) = S(n), X(n-1) = S(n-1), \dots, X(0) = S(0)] = P[X(n+1) = S(n+1) | X(n) = S(n)] \quad (1)$$

فرایند تصادفی‌ای را که در ویژگی مارکوف صدق کند، فرایند مارکوف (Markov process) و چنین فرایندهایی را که دارای حالت‌های گسسته هستند، زنجیره مارکوف (Markov chain) می‌نامند. واژه زنجیره به این نکته که هر برآمد به برآمد بلافاصله قبل از خودش وابسته است، اشاره دارد. شکل ۲ بیانگر ویژگی مارکوف است، همان‌طور که نشان داده شده است هر سلول فقط به سلول قبل از خود وابسته بوده و مستقل از رخداد دیگر سلول‌ها می‌باشد [۹].



شکل ۲. طرح شماتیکی از ویژگی مارکوف

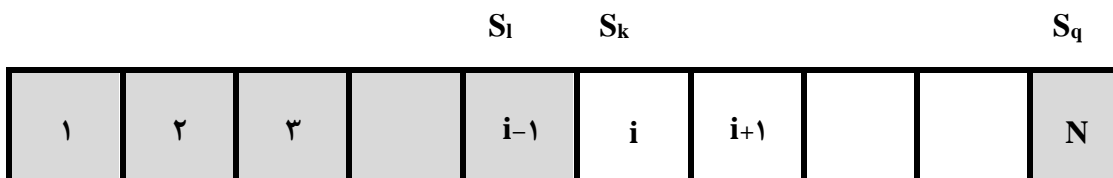
احتمال تغییر حالت یک مرحله‌ای بر اساس احتمالات شرطی است، به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$P(i \rightarrow j) = P[X = j | X = i] \quad (2)$$

احتمال تغییر حالت یک مرحله‌ای، برابر با احتمال انتقال از حالت i به حالت j است. احتمال تغییر حالت یک مرحله‌ای، در نظریه و کاربرد زنجیره‌های مارکوف نقش کلیدی دارد. استفاده از ماتریس تغییر حالت یک مرحله‌ای ابزاری کارآمد جهت ارائه احتمال‌های تغییر حالت یک زنجیره مارکوف است. درایه‌های ماتریس تغییر حالت متناظر با احتمال‌های تغییر حالت i به حالت j می‌باشد. ابعاد این ماتریس با تعداد حالت‌های ممکن برای متغیر تصادفی تعریف شده و اندیس سطری با حالت کنونی i و اندیس ستونی با حالت بعدی j متناظر است [۹ و ۱۰].

در شکل ۳، یک توالی از رخدادها وجود دارد که ویژگی مارکوف را دارا هستند. سلول i در حالت S_k ، سلول $i-1$ در حالت S_l و سلول N در حالت S_q قرار دارد که رخداد S_k مشروط به رخداد S_l و S_q است Z_i بیانگر حالت سلول $i=1, \dots, N$ می‌باشد. احتمال انتقال حالت pr از i به حالت j به صورت رابطه زیر ارائه می‌شود:

$$pr(Z_i = S_k | Z_{i-1} = S_l, Z_n = S_q) \quad (3)$$



شکل ۳: یک توالی از رخدادها برای زنجیره مارکوف یک بعدی. سلول‌های خاکستری دارای مقدار و سلول‌های سفید مورد تخمین با روش مارکوف هستند [۱۰].

رابطه ۳ را می توان به صورت زیر نوشت:

$$pr(Z_i = S_k | Z_{i-1} = S_l, Z_N = S_q) = \frac{pr(Z_{i-1} = S_l, Z_i = S_k, Z_N = S_q)}{pr(Z_{i-1} = S_l, Z_N = S_q)} \quad (4)$$

با توجه به ویژگی مارکوف می توان احتمالات شرطی در معادله (۴) به صورت زیر بیان کرد:

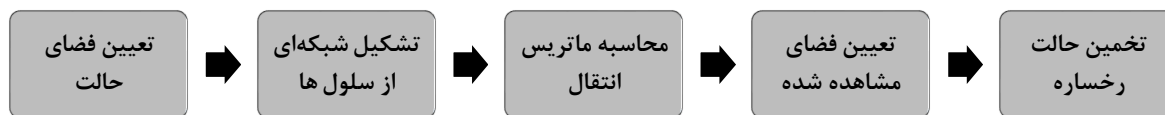
$$pr(Z_i = S_k | Z_{i-1} = S_l, Z_N = S_q) = \frac{p_{kq}^{(N-i)} p_{lk}}{p_{lq}^{(N-i+1)}} \quad (5)$$

که در آن، $p_{kq}^{(N-i)}$ در واقع احتمال انتقال از حالت k به حالت q ، به فاصله $(N-i)$ سلول و همچنین $p_{lq}^{(N-i+1)}$ احتمال انتقال از حالت l به حالت q به فاصله $(N-i+1)$ سلول است [۱۱].

۱-۳ مدل سازی رخساره ها با استفاده از زنجیره مارکوف

همان طور که می دانیم حضور ویژگی مارکوف در یک توالی از رخساره ها مبین وابستگی بین رخساره ها است. از طرف دیگر طبق قانون والتر (۱۸۹۳ الی ۱۸۹۴) محیط های رسوبی که در آنها رخساره های متفاوت گسترش پیدا می کنند، دارای ارتباط طبیعی (ارتباط در شرایط محیطی) هستند. بر این اساس مجموعه واحدهای رسوبی که مجاور یکدیگر تشکیل می شوند، دارای یک وابستگی طبیعی در شرایط فیزیکی، شیمیایی و بیولوژیکی هستند. از این رو، با توجه به این قانون می توان بیان کرد که تشکیل توالی های رسوبی به صورت تصادفی و مستقل از هم نبوده و وابستگی معناداری بین رخساره ها وجود دارد [۱۲].

با توجه به شکل ۴، مدل سازی رخساره ها با استفاده از زنجیره مارکوف در چهار مرحله مختلف تقسیم بندی می شود که در زیر تشریح شده است:



شکل ۴: نمایشی از مراحل مختلف مدل سازی رخساره ها توسط روش زنجیره مارکوف

گام اول: تعیین فضای حالت بر مبنای متغیر مورد بررسی می باشد. در این مطالعه متغیر مورد بررسی رخساره های سنگی است، از این رو فضای حالت برابر با تعداد رخساره های موجود در توالی رسوبی است. با توجه به اینکه هدف، مدل سازی پوش سنگ (انیدریت)، بخش یک (کربناته)، دو (ماسه سنگ)، سه (ماسه سنگ شیلی) مخزن میدان مورد مطالعه است، در نتیجه فضای حالت دارای چهار عضو خواهد بود.

جدول ۱: مشخص کردن تعداد حالت ها و رخساره ها

حالت	رخساره
حالت اول	انیدریت
حالت دوم	آهک
حالت سوم	ماسه سنگ
حالت چهارم	ماسه شیلی

گام دوم: داده‌های مورد استفاده در این مدل‌سازی، رخساره‌های مشخص شده توسط چاه‌نمودارها و اطلاعات لرزه‌ای است. در یک مقطع دوبعدی داده‌های چاه (رخساره‌های مشخص شده توسط چاه‌نمودارها) در راستای قائم و داده‌های لرزه‌ای (رخساره‌های مشخص شده توسط داده‌های لرزه‌ای) در راستای افقی مورد استفاده قرار می‌گیرند. همان‌طور که در شکل ۵ نشان داده شده است دو چاه در راستای قائم (مرز اول و سوم) و اطلاعات لرزه‌ای (مرز دوم) در راستای افقی (رنگ خاکستری تیره) به عنوان فضای مشاهده شده، در نظر گرفته شده است. در این شکل، چاه سمت چپ در بازه (۱ و i) و N_y و ... و $i=2$ چاه سمت راست در بازه (i و N_x) و N_y و ... و $j=2$ و داده‌های لرزه‌ای در بازه (j و 1) و N_x و ... و $j=1$ قرار گرفته و فضای بین دو چاه به سلول‌هایی تقسیم‌بندی شده است. ابعاد سلول‌ها با توجه به قدرت تفکیک (Resolution) داده‌های چاه و لرزه‌ای مشخص می‌شوند. طول مقطع مورد بررسی ۱۲ کیلومتر بوده که با توجه به قدرت تفکیک داده‌های لرزه‌ای (به ازای هر ۲۰ متر، رخساره‌ها از روی داده‌های لرزه‌ای مشخص شده‌اند)، این مقطع به ۶۰۰ سلول ۲۰ متری در راستای افقی تقسیم شده است. همچنین ضخامت این مقطع ۱۱۰ متر بوده که با توجه به قدرت تفکیک داده‌های چاه (به ازای هر ۱ متر، رخساره‌ها از روی داده‌های چاه مشخص شده‌اند) به ۱۱۰ سلول یک متری در راستای قائم تقسیم شده است. به ازای هر سلول یک شماره سطر i ، یک شماره ستون j و یک حالت از رخساره s وجود دارد.

$1, N_x$									
$N_y, 1$									N_y, N_x

شکل ۵: شبکه‌بندی فضای بین اطلاعات دوچاه (راستای عمودی) و لرزه (راستای افقی) با توجه به قدرت تفکیک چاه و داده‌های لرزه‌ای. سلول‌های خاکستری تیره نقاط مشاهده شده، سلول‌های خاکستری روشن سلول‌های تخمین زده شده و سلول‌های سفید مجهول هستند.

گام سوم: هدف این مرحله تشکیل ماتریس احتمال انتقال در دو راستای افقی و قائم است. از این رو با توجه به شبکه‌بندی انجام داده شده در راستای قائم (چاه) و در راستای افقی (لرزه)، انتقال حالت‌ها را از i به j (می‌تواند $i=j$ باشد) شمارش شده و سپس برای به دست آوردن احتمال انتقال هر حالت به خودش و حالت‌های دیگر، تعداد شمارش‌ها را تقسیم بر کل شمارش‌های هر سطر می‌شود. احتمال انتقال درایه p_{ij} منعکس‌کننده احتمال گذر از حالت i به حالت j است که توسط رابطه زیر محاسبه می‌شود [۱۳]:

$$p_{ij} = \frac{f_{ij}}{T_i} \quad (6)$$

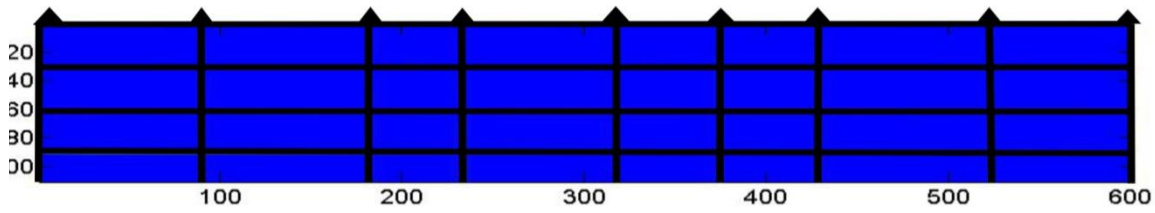
که در آن f_{ij} تعداد انتقال‌های صورت گرفته از رخساره i به رخساره j ، T_i تعداد کل انتقال‌های رخساره اول یا به عبارتی مجموع سطر اول ماتریس انتقال و p_{ij} نسبت این دو پارامتر و یا احتمال انتقال صورت گرفته می‌باشد. برای مثال، در جدول ۲ در راستای افقی، ۳۵۰ شمارش رخساره انیدریت وجود دارد که سهم انتقال به رخساره ماسه تنها ۲ شمارش است، بنابراین احتمال انتقال آن $0.006 = (2/350)$ می‌شود.

جدول ۲: ماتریس انتقال و ماتریس احتمال انتقال در دو راستای افقی و قائم

طول مقطع قائم ۱۱۰ متر					طول مقطع افقی ۱۲ کیلومتر				
فاصله نمونه برداری در راستای قائم یک متر					فاصله نمونه برداری در راستای افقی ۲۰ متر				
ماتریس تعداد انتقال در راستای قائم					ماتریس تعداد انتقال در راستای افقی				
حالت	۱	۲	۳	۴	حالت	۱	۲	۳	۴
۱	۴۹	۸	۲	۶	۱	۳۴۰	۵	۲	۳
۲	۱	۱۰	۳	۱	۲	۲	۱۳۷	۸	۳
۳	۱	۱	۱۵	۲	۳	۲	۳	۴۹	۶
۴	۲	۱	۲	۶	۴	۱	۱	۳	۳۵
ماتریس احتمال انتقال در راستای قائم					ماتریس احتمال انتقال در راستای افقی				
حالت	۱	۲	۳	۴	حالت	۱	۲	۳	۴
۱	۰/۷۵۴	۰/۱۲۳	۰/۰۳۱	۰/۰۹۲	۱	۰/۹۷۱	۰/۰۱۴	۰/۰۰۶	۰/۰۰۹
۲	۰/۰۴۰	۰/۹۰۰	۰/۰۳۰	۰/۰۳۰	۲	۰/۰۱۳	۰/۹۱۳	۰/۰۵۴	۰/۰۲۰
۳	۰/۰۵۳	۰/۰۵۳	۰/۷۸۹	۰/۱۰۵	۳	۰/۰۳۳	۰/۰۵۰	۰/۸۱۷	۰/۱۰۰
۴	۰/۱۸۲	۰/۰۹۱	۰/۱۸۲	۰/۵۴۵	۴	۰/۰۲۵	۰/۰۲۵	۰/۰۷۵	۰/۸۷۵

گام چهارم: در این مرحله به مشخص نمودن فضای داده‌های مشاهده شده پرداخته می‌شود. فضای مورد مطالعه یک مقطع زمین‌شناسی به طول ۱۲ کیلومتر (۶۰۰ سلول به طول ۲۰ متر) و ضخامت ۱۱۰ متر (۱۱۰ سلول به طول ۱ متر) است. برای مدل‌سازی این مقطع دو بعدی از اطلاعات ۹ چاه با فاصله‌های معلوم و ۴ افق اطلاعات لرزه‌ای با فاصله ۳۰ متر (شکل ۶) به عنوان فضای مشاهده شده استفاده شده است.

در این تقسیم‌بندی همه سلول‌ها بین اطلاعات مشاهده شده از دو چاه و دو افق لرزه‌ای قرار می‌گیرند. به منظور تخمین حالت هر سلول، با توجه به شماره سطر و ستون آن، از ماتریس احتمال عمودی چاه سمت چپ (مرز اول) و ماتریس احتمال افقی لرزه‌ای که در سطر بالایی (مرز دوم) قرار گرفته استفاده می‌شود. چاه سمت راست (مرز سوم) هر سلول در شبیه‌سازی شرطی بکارگرفته می‌شود.



شکل ۶: نحوه قرار گرفتن چاه‌ها و افق‌های لرزه‌ای در مقطع مورد بررسی. نه چاه با فاصله‌های مشخص در راستای قائم و چهار افق لرزه‌ای با فاصله ۳۰ متر در راستای افقی

گام پنجم: در مرحله آخر تخمین حالت هر یک از سلول‌ها با استفاده از ماتریس احتمال انتقال و داده‌های مشاهده شده انجام می‌پذیرد. زنجیره مارکوف در دو بعد بیانگر رفتار دو زنجیره مستقل از هم است که هر کدام بر اساس قوانین مارکوف یک بعدی عمل می‌کنند. این دو زنجیره به صورت (X_i) و (Y_j) تعریف می‌شوند که به ترتیب معرف توالی رخساره‌ها در راستای افقی و قائم می‌باشند [۱۲]. احتمال انتقال در راستای افقی به صورت رابطه زیر معرفی می‌شود:

$$p_{ik}^h = pr(X_{i+1} = S_k | X_i = S_l) \quad (7)$$

که در آن p_{ik}^h بیانگر احتمال انتقال حالت از سلول X_i به سلول X_{i+1} است. هم‌چنین در راستای قائم رابطه احتمال انتقال به صورت زیر بیان می‌شود:

$$p_{mk}^v = pr(Y_{j+1} = S_k | Y_j = S_m) \quad (8)$$

که در آن p_{mk}^v بیانگر احتمال انتقال حالت از سلول Y_j به سلول Y_{j+1} است. به منظور تعیین حالت هر سلول در دو بعد $(Z_{i,j})$ از هر دو زنجیره X_i و Y_j استفاده می‌شود [۱۳]. از این رو با بسط رابطه (۵) در دو بعد خواهیم داشت:

$$\begin{aligned} & Pr(Z_{i,j} = S_k | Z_{i-1,j} = S_l, Z_{i,j-1} = S_m, Z_{N_x,j} = S_q) \\ &= \frac{p_{ik}^h \cdot p_{kq}^{h(N_x-j)} \cdot p_{mk}^v}{\sum_f p_{lf}^h \cdot p_{fq}^{h(N_x-j)} \cdot p_{mf}^v} \quad k = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (9)$$

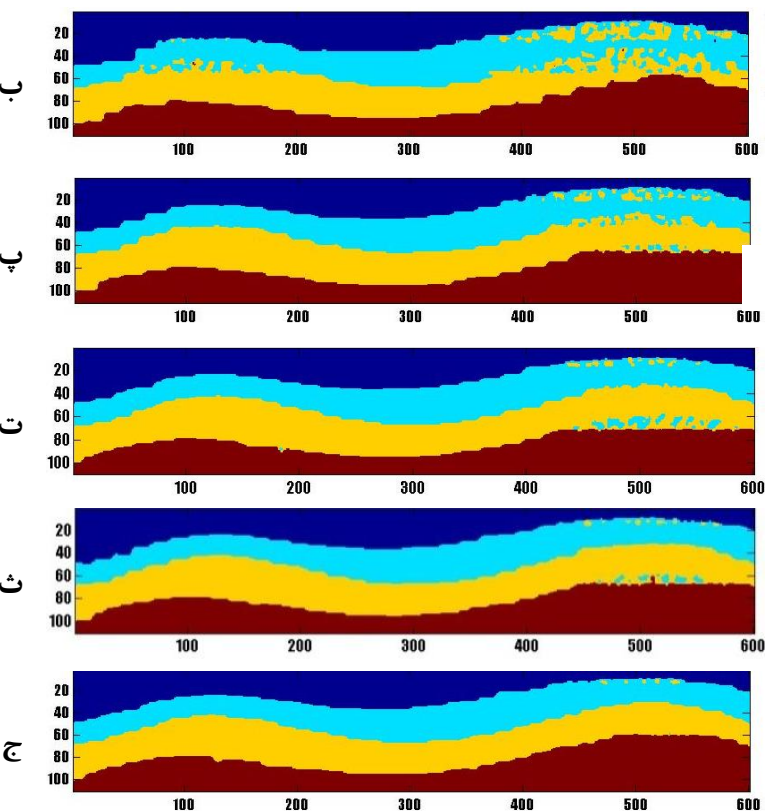
در این رابطه، هر سلول ناشناخته $Z_{i,j}$ توسط حالت‌های معلوم سلول‌های $(i-1,j)$ و $(i,j-1)$ و (i,N_x) با توزیع شرطی $Pr(Z_{i,j} = S_k | Z_{i-1,j} = S_m, Z_{i,j-1} = S_l, Z_{N_x,j} = S_q)$ مورد تخمین قرار می‌گیرد. با توجه به شکل ۵، سلول $(i-1,j)$ دارای حالت S_m در همسایگی قائم، سلول $(i,j-1)$ دارای حالت S_l در همسایگی افقی و (i,N_x) که در مرز سمت راست سلول (چاه سمت راست) قرار دارد، دارای حالت S_q است. با داشتن این چهار پارامتر توسط رابطه (۹) حالت S_k سلول (i,j) تخمین زده می‌شود؛ که در آن $p_{kq}^{h(N_x-j)}$ بیانگر احتمال انتقال از حالت k به حالت q در ماتریس افقی که به توان اختلاف فاصله (N_x-j) سلول مورد تخمین تا چاه سمت راست آن رسیده، می‌باشد. مخرج کسر فوق که بیانگر مجموع احتمال تمامی حالات رخداد رخساره‌ها می‌باشد، جهت نرمال نمودن Pr استفاده می‌شود. با توجه جهت حرکت تخمین حالت سلول‌ها (از چپ به راست)، همان‌طور که در رابطه (۹) مشاهده می‌شود از چاه دوم (مرز سوم) برای شرطی کردن شبیه‌سازی استفاده شده است تا نتایج بهتری را به همراه داشته باشد [۱۳].

نتایج مدل‌سازی کلاسیک رخساره‌ها در مقطع مورد مطالعه در شکل ۷ ارائه شده است. شکل الف، بیانگر حالت واقعی تغییرات رخساره‌ها در مقطع مورد نظر است. در اشکال بعدی در سمت چپ موقعیت قرار گرفتن چاه‌ها و در سمت راست مدل‌سازی انجام شده، نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش تعداد چاه‌ها، مدل ارائه شده به ساختار واقعی نزدیک‌تر می‌شود. به بیان دیگر دقت مدل‌سازی به شدت تحت تاثیر تعداد و فاصله بین اطلاعات عمودی

شکل ۷. الف) شکل واقعی تغییرات رخصاره‌ها در مقطع مورد مطالعه را نشان می‌دهد. اشکال سمت چپ موقعیت، تعداد چاه‌ها (با نشانگر مثلث نشان داده شده است) و افق‌های لرزهای و اشکال سمت راست مدل‌سازی رخصاره‌ها با استفاده از روش مارکوف را نمایش می‌دهند. مدل‌سازی رخصاره‌ها با (ب) در چاه، (پ) سه چاه، (ت) پنج چاه، (ث) هفت چاه و (ج) تمامی چاه‌ها (نه چاه). شکل (ح) بهترین نتیجه با دقت ۹۴ درصد را نشان می‌دهد

۲۲

الف



ب

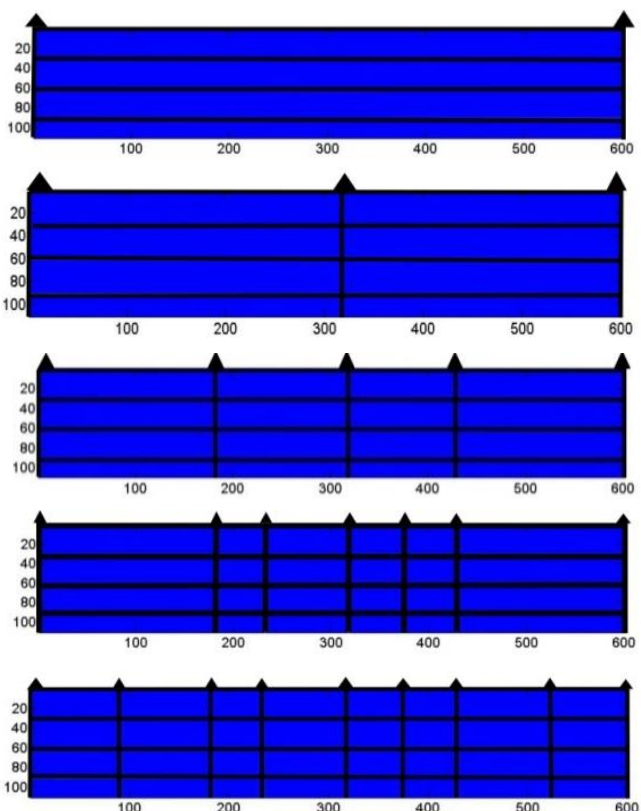
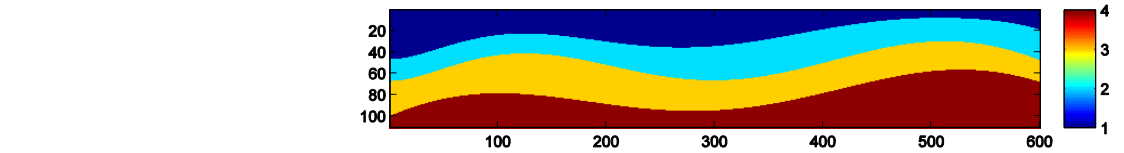
پ

ت

ث

ج

۲۲



ب

پ

ت

ث

ج

۴. راهکار در جهت بهبود دقت مدل‌سازی با روش مارکوف

به منظور افزایش دقت مدل‌سازی تغییراتی در فرآیند مدل‌سازی زنجیره مارکوف صورت پذیرفت که در ادامه به معرفی این راهکار پرداخته می‌شود. با توجه به اشکال ۸ و ۹ در این راهکار جهت حرکت در دو سطر متوالی از سلول‌های شبکه عکس یکدیگر می‌باشد. به عنوان مثال حرکت زنجیره در سطر دوم از چپ به راست بوده و مرز شرطی چاه سمت راست است در صورتی که در سطر سوم حرکت از راست به چپ و مرز شرطی چاه سمت چپ در نظر گرفته می‌شود.

۱, ۱									۱, N _x
					(i-1, j) = S _m				
				(i, j-1) = S _l	(i, j) = S _k				(i, N _x) = S _q
N _y , ۱									N _y , N _x

شکل ۸: نمایش حرکت رفت و برگشتی از سمت چپ به راست در شبکه‌بندی از فضای بین اطلاعات دو چاه (راستای عمودی) و یک افق لرزه‌ای (راستای افقی). سلول‌های خاکستری تیره نقاط مشاهده شده، سلول‌های خاکستری روشن سلول‌های تخمین زده شده، سلول‌های سفید ناشناخته هستند.

۱, ۱									۱, N _x
					(i-1, j) = S _m				
(i, ۱) = S _w					(i, j) = S _k	(i, j+1) = S _l			
N _y , ۱									N _y , N _x

شکل ۹: نمایش حرکت رفت و برگشتی از سمت راست به چپ در شبکه‌بندی از فضای بین اطلاعات دو چاه (راستای عمودی) و یک افق لرزه‌ای (راستای افقی) با توجه به قدرت تفکیک چاه و لرزه. سلول‌های خاکستری تیره نقاط مشاهده شده، سلول‌های خاکستری روشن سلول‌های تخمین زده شده، سلول‌های سفید ناشناخته هستند.

با توجه به شکل ۸ هنگامی که حرکت زنجیره از چپ به راست (رفت) می باشد ماتریس احتمال انتقال قائم از چاه سمت چپ (مرز اول) به دست آمده و چاه سمت راست به عنوان مرز شرطی در نظر گرفته می شود. هم چنین برای محاسبه ماتریس احتمال افقی، شمارش انتقالها از چپ به راست صورت می گیرد.

حال اگر مسیر حرکت زنجیره از راست به چپ (برگشت) باشد (شکل ۹)، برای محاسبه ماتریس احتمال قائم از چاه سمت راست (مرز دوم) استفاده شده و چاه سمت چپ به عنوان مرز شرطی فرض می شود. با توجه به این که جهت حرکت زنجیره در شمارش انتقالها موثر است، از این رو ماتریس احتمال افقی برای حرکت از راست به چپ بار دیگر محاسبه می شود.

با توجه به حرکت زنجیره که از چپ به راست و یا از راست به چپ باشد دو رابطه زیر برای تخمین حالت سلولها در نظر گرفته می شود. برای حرکت از چپ به راست همان طور که پیش تر اشاره شد از رابطه (۹) استفاده می شود.

$$\Pr(Z_{i,j} = S_k \mid Z_{i-1,j} = S_m, Z_{i,j-1} = S_l, Z_{i,N_x} = S_q) \\ = \frac{p_{lk}^{h1} \cdot p_{kq}^{h1(N_x-j)} \cdot p_{mk}^v}{\sum_f p_{lf}^{h2} \cdot p_{fq}^{h2(N_x-j)} \cdot p_{mf}^v} \quad k = 1, \dots, n \quad (10)$$

در رابطه بالا منظور از p^{h1} ، ماتریس احتمال انتقال افقی در حرکت از چپ به راست است. در حرکت از راست به چپ، با توجه به توضیحاتی که در قبل بیان شد و شکل ۹، شرایط مرزی تغییر پیدا می کند از این رو رابطه (۱۰) به شکل زیر تغییر می یابد:

$$\Pr(Z_{i,j} = S_k \mid Z_{i+1,j} = S_m, Z_{i,j-1} = S_l, Z_{i,1} = S_w) \\ = \frac{p_{lk}^{h2} \cdot p_{kw}^{h2(j-1)} \cdot p_{mk}^v}{\sum_f p_{lf}^{h2} \cdot p_{fw}^{h2(j-1)} \cdot p_{mf}^v} \quad k = 1, \dots, n \quad (11)$$

p^{h2} بیانگر احتمال انتقال افقی برای حرکت از راست به چپ می باشد. توان در پارامتر $p_{kw}^{h2(j-1)}$ اختلاف سلول مورد تخمین تا چاه مرزی اول (چاه سمت چپ) می باشد.

برای بررسی تاثیر این راهکار بر روی دقت مدل سازی از جداول ۳ و ۴ استفاده شده است. جدول ۳ نتایج دقت تخمین رخسارهها را برای تعداد افقهای لرزه ای ثابت سه (اختلاف بین افقهای لرزه ۲۰ سلول می باشد) و تعداد چاههای متغیر در هر دو حالت از نوع حرکت تخمین را نشان می دهد. همان طور که در جدول ۳ مشخص است اثر مثبت حرکت رفت و برگشتی بر روی دقت مدل سازی نسبت به حرکت رفت قابل مشاهده است. در جدول ۴ نتایج دقت تخمین رخسارهها برای تعداد افقهای لرزه ای متغیر و تعداد چاههای ثابت (دو چاه) در هر دو حالت از نوع حرکت ارائه شده است. برای تعداد ثابت دو چاه دقت تخمین مدل سازی در حرکت دو نسبت به حرکت یک در هر تعداد از افقهای لرزه ای از افزایش قابل ملاحظه ای برخوردار است.

جدول ۳: میزان دقت مدل‌سازی با استفاده از سه افق لرزه‌ای و تعداد چاه‌های متغیر با استفاده از حرکت رفت و برگشتی

تعداد افق لرزه‌ای		۳ افق
تعداد چاه	حرکت ۱ حرکت رفت	حرکت ۲ حرکت رفت و برگشتی
۲ چاه	۰/۷۵۳۲	۰/۷۷۱۲
۳ چاه	۰/۷۶۶۷	۰/۷۹۲۱
۵ چاه	۰/۸۲۵۴	۰/۸۵۳۸
۷ چاه	۰/۸۴۶۵	۰/۹۰۴۲
۹ چاه	۰/۸۶۱۲	۰/۹۲۵۷

جدول ۴: میزان دقت مدل‌سازی با استفاده از دو چاه و تعداد افق‌های لرزه‌ای متغیر برای حرکت رفت و برگشتی

تعداد چاه		۲ چاه
تعداد افق لرزه‌ای	حرکت ۱ حرکت رفت	حرکت ۲ حرکت رفت و برگشتی
۵ افق	۰/۸۴۱۲	۰/۹۰۱۰
۴ افق	۰/۸۰۶۷	۰/۸۵۲۱
۳ افق	۰/۷۵۳۲	۰/۷۷۱۲
۲ افق	۰/۷۰۳۸	۰/۷۱۸۴

با توجه به نتایج جداول بالا همان‌طور که مشاهده می‌شود دقت مدل‌سازی در این راهکار نسبت به روش مارکوف بالاتر بوده و با افزایش تعداد چاه‌ها، دقت به طور قابل تشخیصی افزایش می‌یابد. از مزایای این روش این است که در واقع بدون اینکه تغییری در حجم اطلاعات مورد استفاده صورت گیرد اثر هر دو چاه در تخمین حالت هر سلول لحاظ می‌شود. به عبارت دیگر در این راهکار از هر دو چاه برای شمارش انتقال حالت‌ها و شبیه‌سازی شرطی استفاده می‌شود و فقط محدود به یک چاه نیست. هم‌چنین برای تشکیل ماتریس احتمال افقی نیز شمارش انتقال‌ها در هر دو جهت حرکت (از چپ به راست و از راست به چپ) در نظر گرفته می‌شود.

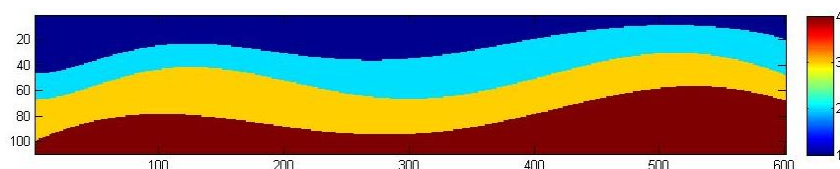
۵. مقایسه نتایج حاصل از راهکار پیشنهادی با روش مارکوف

به منظور مقایسه نتایج حاصل از راهکار مذکور با روش مارکوف از جداول ماتریس درهم‌ریختگی و خطای تخمین استفاده شده است. در این راستا اطلاعات دو چاه و پنج افق لرزه‌ای مورد استفاده قرار گرفت تا بتوان به خوبی نشان داد که راهکار پیشنهادی در این تحقیق، مدل‌سازی قابل قبولی از رخساره‌ها را ارائه می‌دهد. در ادامه ماتریس درهم‌ریختگی و خطای کلی دسته‌بندی رخساره‌ها برای روش مارکوف و حرکت رفت و برگشتی در جدول ۵ ارائه شده است.

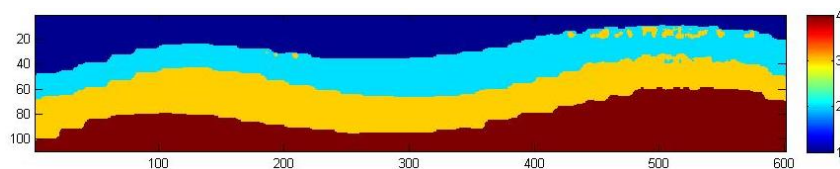
جدول ۵. ماتریس درهم‌ریختگی و متوسط احتمال خطای حاصل از روش مارکوف و حرکت رفت‌وبرگشتی

روش	مارکوف	حرکت رفت‌وبرگشتی
ماتریس درهم‌ریختگی	$\begin{bmatrix} 0.951 & 0.049 & 0 & 0 \\ 0.1858 & 0.7699 & 0.0443 & 0 \\ 0 & 0.2501 & 0.7448 & 0.0051 \\ 0 & 0 & 0.113 & 0.887 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0.1777 & 0.812 & 0.0103 & 0 \\ 0 & 0.0679 & 0.7980 & 0.1341 \\ 0 & 0 & 0.0166 & 0.9834 \end{bmatrix}$
اثر ماتریس درهم‌ریختگی	3.35	3.59
CCR	0.8382	0.8984
متوسط احتمال خطا	0.1618	0.1016

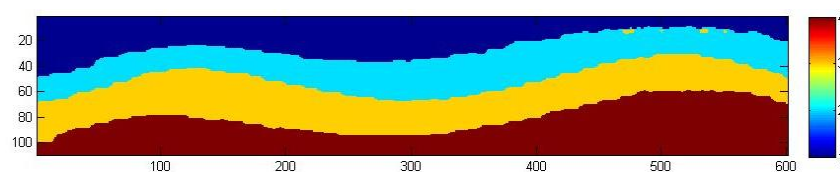
همان طور که از نتایج جدول بالا مشخص است راهکار پیشنهادی دارای دقت بالاتری نسبت به روش مارکوف است. هم‌چنین نتایج مدل‌سازی رخساره‌ها با روش مارکوف و حرکت رفت‌وبرگشتی برای تعداد دو چاه و پنج افق لرزه‌ای به صورت شماتیک در شکل ۱۰ نمایش داده شده است. مدل‌سازی با حرکت رفت‌وبرگشتی با دقت ۹۰٪، بهترین مدل ارائه شده است.



(الف)



(ب)



(پ)

شکل ۱۰. الف) شکل واقعی از مقطع مورد مطالعه، مدل‌سازی با استفاده از اطلاعات دو چاه و پنج افق لرزه‌ای توسط، ب) روش مارکوف، پ) حرکت رفت‌وبرگشتی. حرکت رفت‌وبرگشتی با دقت ۹۰٪، بهترین مدل است.

نتیجه‌گیری

روش زنجیره مارکوف یکی از ابزارهای توانمند جهت مدل‌سازی رخساره‌های سنگی بوده که اکثر مطالعات صورت گرفته در این زمینه در ارتباط با رخساره‌های کم عمق همراه با رخنمون می‌باشد. در این مطالعه به تشریح روند مدل‌سازی رخساره‌های عمیق با استفاده از اطلاعات چاه نمودارها و داده‌های لرزه‌ای پرداخته شد. همان‌طور که نشان داده

شد مدل‌سازی رخساره‌ها با استفاده از روش زنجیره مارکوف به اطلاعات مشاهده شده کمی نیاز داشته و این مقدار از اطلاعات دقت قابل قبولی ارائه می‌دهد.

به منظور افزایش دقت مدل‌سازی توسط روش مارکوف به پیشنهاد راهکاری تحت عنوان حرکت رفت و برگشتی پرداخته شد. این راهکار بر مبنای تغییر نوع حرکت زنجیره استوار است. نتایج نشان داد تغییر نوع حرکت زنجیره می‌تواند نقش مهمی بر کاهش خطای تخمین داشته باشد.

دقت مدل‌سازی و تفکیک چهار رخساره انیدریت، آهک، ماسه و ماسه‌شیلی با کمک روش زنجیره مارکوف و استفاده از اطلاعات دو چاه و پنج افق لرزه‌ای برای روش مارکوف ۸۴٪ و راهکار حرکت رفت و برگشتی ۹۰٪ می‌باشد. در نتیجه راهکار حرکت رفت و برگشتی بهترین دقت را برای مدل‌سازی رخساره‌ها با توجه به اطلاعات موجود ارائه کرد.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر عرب امیری و دکتر امین روشن‌دل که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Mukerji, T., P. A. Jorstad, P. Avseth, G. Mavko and R. Granli, 2001, Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir: Seismic inversions and statistical rock physics, *Geophysics*, 66, 988-1001.
- [2] Mukerji, T., A. Jorstad, P. Avseth, G. Mavko and J. R. Granli, 2001, Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir, *Seismic inversions and statistical rock physics, Geophysics*, 66, 1001-1020.
- [3] Dacey, M. F. and W.C. Krumbein, 1969, Markov chains and embedded Markov chains in geology, *Math. Geol.*, 1, 79-96.
- [4] Anderson, T.W. and L. A. Goodman, 1957, Statistical inference about Markov chains, *Ann. Math Stat.*, 28, 89-110.
- [5] Billingsley, P., 1961, Statistical methods in Markov chains, *Ann. Math. Stat.*, 32, 12-40.
- [6] Li, W., 2007, Markov chain random fields for estimation of categorical variables, *Math Geol.*, 39, 321-335.
- [7] EDCO Kish International Company, 2006, Geological Studies Report for Mansuri Oil Field development in Asmari Formation.
- [8] J. Higgins, J., Keller and S. McNulty, 1995, *Concepts in Probability and Stochastic Modeling*, Duxbury Press; first edition.
- [9] Papoulis, A., 2002, *Probability, Random Variables and Stochastic*, Mathematical, 75, 211-286.
- [10] Modica, G. & L. Poggiolini, 2013, *A first course in probability and Markov Chains*, Wiley, 54pp.
- [11] Li, W. and C. Zhang, 2009, A single-chain-based multidimensional Markov chain model for subsurface characterization, *Environ Ecol Stat.*, 15, 157-174.

[۱۲] امینی، ع.، ۱۳۸۸، مبانی چینه‌نگاری سکانسی، انتشارات دانشگاه تهران.

- [13] Elfeki, A. M. and F. M. Dekking, 2001, A Markov chains model for subsurface characterization: theory and applications, *Math. Geol.*, 33, 569-589.

Proposing new approach for litho-facies modeling by use of Markov Chain method, an Iranian oil field

Nikogoftar, H., Mehrgini, B., Tokhmchi, A., Norozi, Gh.

Abstract

Reconnaissance and interpretation of underground heterogeneity, particularly litho-facies, always plays an important role in evaluation and management of hydrocarbon resources. Between various methods presented for modeling discrete characteristics of hydrocarbon reservoirs such as litho-facies, one with a more proper conformity with actual condition of reservoir facies is of great advantage. Formed on basis of probability and presenting transition matrix, Markov method is widely applied as a powerful tool for modeling the facies. In the present study, first the method is introduced in details; then, in order to optimize it, suggestion is made based on changing the type of the move of chain in simulation procedure. The case study is a 12 km long 110 m thick section of Anhydrite and three major members of Asmari Formation from an oil field, South-West Iran. This section is modeled through Markov procedure and proposed solution. The models set indicated that on basis of using the data from two wells and five seismic horizons, best result, with 90% accuracy, is for reciprocating motion.

Keywords: Markov chain, Litho-facies, Transition matrix, Hydrocarbon reservoirs, Conditional simulation.

ساخت نگار لیتولوژی با رویکرد خوشه‌بندی - تخمین در چاه‌های یک میدان نفتی جنوب ایران

ساره صدیق^{۱*}، مهرانوش علی‌پور شهسواری^۱، حسین معماریان^۱، بهزاد تخم‌چی^۲

^۱دانشکده فنی، دانشگاه تهران

^۲دانشگاه صنعتی شاهرود

*sarehsadigh@yahoo.com

تاریخ دریافت: خرداد ۹۲، تاریخ پذیرش: شهریور ۹۲

چکیده

تعیین لیتولوژی مخزن از مهم‌ترین بررسی‌های مخزنی است که جهت تطابق چاه‌ها و تشخیص قسمت‌های تولیدی مخزن به کار می‌رود. بهترین روش در تعیین لیتولوژی استفاده از اطلاعات مغزه و خرده‌های حفاری است. اما در بسیاری از چاه‌ها این اطلاعات به صورت کامل و پیوسته موجود نیست. به طور معمول در موارد نبود مغزه نسبت به تخمین لیتولوژی از نگارهای پتروفیزیکی استفاده می‌شود. هدف این مقاله ارائه‌ی روش دقیق‌تری جهت تخمین لیتولوژی از داده‌های پتروفیزیکی با رویکرد خوشه‌بندی - تخمین است. این روش بر اساس داده‌های یک چاه اکتشافی از یکی از میداین نفتی جنوب ایران که دارای نتایج آنالیز مغزه بوده توسعه داده شده و نسبت به بهینه‌سازی پارامترهای مدل اقدام شده است. سپس این مدل بر روی چاه‌های فاقد مغزه تعمیم داده شده است. خوشه‌بندی به عنوان عاملی برای تفکیک داده‌های چاه به جوامع همگن لیتولوژیکی مورد استفاده قرار می‌گیرد، سپس تخمین درصد کانی‌ها در هر کدام از این جوامع غالب لیتولوژیکی صورت گرفته است و به ترتیب ضرایب همبستگی ۹۲/۹۳٪ و ۷۴/۹۹٪ بین داده‌های واقعی و تخمینی دولومیت و کلسیت در یکی از چاه‌ها به دست آمده است. نتایج معرف دقت مناسب و قابلیت تعمیم قابل توجه رویکرد است.

کلمات کلیدی: مخزن آسماری، خوشه‌بندی، لیتولوژی، تخمین گر MLP، خوشه‌بندی میانگین k داده، خوشه‌بندی گوستاوسون کسل، ایران.

۱. مقدمه

مهم‌ترین روش‌های تعیین لیتولوژی، استفاده از چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی، مطالعه مغزه‌ها و استفاده از نمودارهای استاندارد تعیین لیتولوژی است. استفاده از مغزه‌ها روشی مستقیم در شناسایی لیتولوژی به حساب می‌آید، اما تهیه مغزه بسیار پرهزینه است و همچنین به علت تهیه ناپیوسته آنها در طول یک چاه، معمولاً شرح کاملی از سازند را در بر نخواهند داشت. این در حالی است که چاه‌نمودارها می‌توانند یک برآورد پیوسته از یک سازند را در طول چاه مشخص نمایند. محققانی همچون دلفینر^۱، کلاویر^۲ و روست^۳ نشان دادند که پاسخ چاه‌نمودارها ایده‌ی مناسبی جهت تعیین لیتولوژی است [۱ و ۲].

پیش از پیدایش کامپیوترهای امروزی متداول‌ترین روش تعیین لیتولوژی استفاده از نمودارهای استاندارد بود. پرکاربردترین این نمودارها توسط شرکت شلومبرژه^۴ ارائه شده است. بالغ بر ۱۰ نمودار دویعدی برای تعیین لیتولوژی وجود دارد که هر کدام بر اساس ویژگی‌های پتروفیزیکی گوناگونی نظیر چگالی حجمی، اثر فتوالکتریک و غیره قادر به تعیین کانی‌های مخزنی هستند [۳]. اما این نمودارها تنها قادر به استفاده از دو ویژگی پتروفیزیکی جهت تعیین لیتولوژی بودند و در تعیین ساختارهای لیتولوژیکی ساده کارایی داشتند. در مجموع در این نمودارها، نظر کارشناسان اهمیت بیشتری داشت. با پیدایش نسل جدید کامپیوترها و ارتقای برنامه‌های پردازشی، قدرت پردازش داده‌ها چند برابر شد و طی سه دهه‌ی اخیر استفاده از روش‌های هوشمند جایگزینی مناسب برای تعیین لیتولوژی شد. مهم‌ترین مزیت استفاده از این تکنیک‌ها، قدرت افزایش فضای ویژگی و در نتیجه افزایش دقت پردازش است. چاه‌نمودارهای اثر فتوالکتریک، چگالی، اشعه‌ی گاما و تخلخل نوترون مهم‌ترین چاه‌نمودارها در تخمین لیتولوژی هستند که به عنوان ورودی در خوشه‌بندی و تخمین‌گرها مورد استفاده قرار می‌گیرند. برخی محققین نظیر کودی^۵ و اجبای^۶ (سال ۲۰۱۲) اظهار داشتند که می‌توان به کمک چاه نمودار اشعه‌ی گاما، لیتولوژی‌های غالب مانند ماسه و شیل را از یکدیگر تفکیک نمود و زون‌های تراوا و متخلخل را از زون‌های ناتراوا و کم تخلخل جدا کرد [۴]. محققان دیگری نظیر آکینوکان^۷ و همکاران (سال ۲۰۰۹) با استفاده از چاه نمودارهای چگالی، اشعه‌ی گاما و تخلخل نوترون و به‌کارگیری روش‌های شبکه‌ی عصبی به تخمین لیتولوژی پرداخته‌اند و موفق به تفکیک لیتولوژی‌های غالب نظیر ماسه‌سنگ و شیل شدند، علاوه بر آن با استفاده از این تکنیک‌ها و به‌کارگیری نمودارهای مقاومت ویژه سازند به محتوای سیال نیز پی بردند [۵].

با توجه به اهمیت تعیین لیتولوژی در ارزیابی ذخایر هیدروکربنی و سنجش کیفیت مخزن، هدف این مقاله بهینه‌سازی روش‌های خوشه‌بندی در جهت تعیین جوامع غالب لیتولوژیکی و ارائه‌ی رویکرد خوشه‌بندی-تخمین جهت تخمین لیتولوژی است. به این منظور در ابتدا به معرفی روش تحقیق، که شامل الگوریتم خوشه‌بندی و تخمین است پرداخته شده است، در مرحله‌ی بعد داده‌های مورد استفاده و ارزیابی اولیه‌ی آنها ارائه شده است. در خاتمه نیز نتایج اعمال خوشه‌بندی و تخمین‌گر بر روی داده‌ها نشان داده شده است.

¹ Delfiner

² Clavier

³ Rust

⁴ Schlumberger

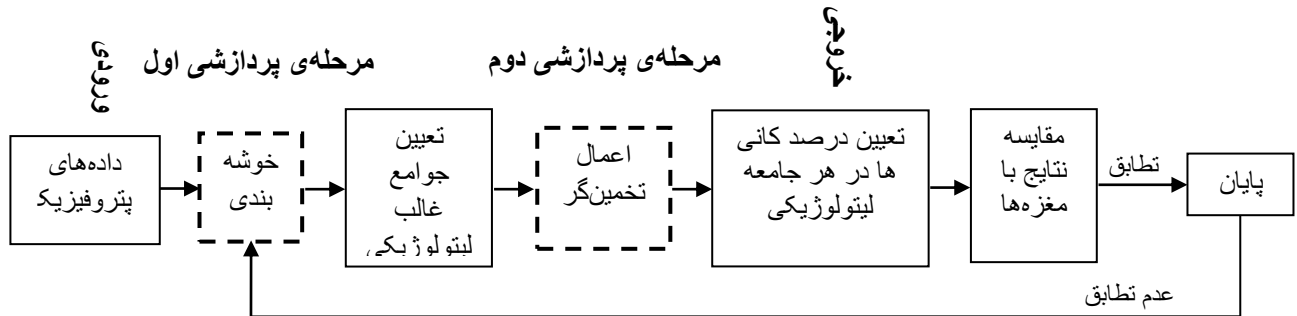
⁵ Cuddy

⁶ Egbai

⁷ Akinyokun

۲. روش تحقیق

فرایند پژوهش حاضر شامل سه بخش ورود داده‌های پتروفیزیکی، بخش پردازشی و دریافت خروجی‌ها است (شکل ۱).



شکل ۱: نمایش گرافیکی از مراحل انجام تحقیق

بخش پردازشی خود از دو زیربخش اساسی تشکیل شده است. قسمت اول مربوط به استفاده از خوشه‌بندی جهت تعیین جوامع غالب لیتولوژیکی و همگن کردن فضای داده است. روش خوشه‌بندی استفاده شده در این مقاله الگوریتم گوستاوسون کسل^۱ و تخمین‌گر مورد استفاده شبکه‌ی پرسپترون چند لایه (MLP) است.

۲-۱۱ الگوریتم گوستاوسون کسل

الگوریتم گوستاوسون کسل یکی از روش‌های خوشه‌بندی فازی به‌شمار می‌آید که در آن برخلاف روش‌های خوشه‌بندی معمول نظیر الگوریتم میانگین k داده^۲، برای سنجش میزان شباهت بین نمونه‌ها، از معیار فاصله‌ی ماهالانوبیس^۳ استفاده می‌شود. مزیت این معیار، تفکیک خوشه‌ها با توجه به ساختار داده‌ها است و این عمل با محاسبه‌ی ماتریس القاگر داده‌ها در خوشه‌ها صورت می‌گیرد همین امر سبب می‌شود تا الگوریتم قادر به تشخیص خوشه‌های با ساختارهای خطی و بیضوی نیز باشد [۶]. مراحل پردازشی الگوریتم به شرح زیر است [۷]:

الف- قبل از وارد کردن داده‌ها در الگوریتم نیاز است تا تمامی آنها در دامنه‌ی عددی مشابهی قرار گرفته تا بتوان برای پردازش‌های بعدی از آنها استفاده نمود. برای نرمال کردن داده‌ها از معادله‌ی (۱) استفاده شده است:

$$\bar{x}_i = \frac{x_i - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}$$

که در آن x_i داده‌ی نرمال نشده، x_{\max} و x_{\min} به ترتیب کمترین و بیشترین داده‌ی نرمال نشده و \bar{x} داده‌ی نرمال شده است.

ب- تعیین تعداد خوشه‌های c ، و مقدار دهی پارامتر وزنی m که معمولاً برابر با دو در نظر گرفته می‌شود و میزان فازی بودن داده‌ها را نشان می‌دهد.

ج- تعیین مقدار اولیه ماتریس جداسازی $U_0 = [u_{ik}]$ به صورت تصادفی.

د- محاسبه‌ی مراکز خوشه‌ها V_i مطابق معادله‌ی (۲):

$$V_i = \frac{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m x_k}{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m}, \quad i \in [1, c] \text{ and } k \in [1, n]$$

^۱ Gustafson Kessel

^۲ برای کسب اطلاعات بیشتر در ارتباط با عملکرد این الگوریتم می‌توان به Webb A., 2002 Statistical Pattern Recognition, مراجعه نمود.

^۳ Mahalanobis

که در آن n تعداد دفعات محاسبه‌ی ماتریس جداسازی و محاسبه‌ی مرکز خوشه است.
 ه- محاسبه‌ی ماتریس کواریانس F_i که نشان‌دهنده‌ی چگونگی پراکندگی داده‌ها در یک خوشه است و نحوه‌ی محاسبه‌ی آن برای هر خوشه مطابق با معادله‌ی (۳) است:

$$F_i = \frac{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m (x_k - v_i)(x_k - v_i)^T}{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m}, \quad i \in [1, c]$$

و- محاسبه‌ی ماتریس الفاکر A_i برای هر خوشه مطابق معادله‌ی (۴):

$$A_i = \sqrt[n]{\rho_i \det(F_i)} F_i^{-1}, \quad i \in [1, c]$$

که در آن h بعد فضای داده و ρ_i برابر با ۱ در نظر گرفته می‌شود.

ز- محاسبه‌ی فاصله‌ی ماحالانویس برای هر نمونه x_k از هر مرکز خوشه v_i مطابق با معادله توسط معادله‌ی (۵):

$$d_{ik}^2 = (x_k - v_i)^T A_i (x_k - v_i)$$

ح- جدید کردن ماتریس جداسازی $U = [u_{ik}]$ برای هر نمونه و تعیین درجه‌ی عضویت نمونه‌ها مطابق با معادله‌ی (۶):

$$u_{ik} = \frac{1}{\sum_{j=1}^c \left(\frac{d_{ik}}{d_{ij}} \right)^{\frac{2}{m-1}}}, \quad i \in [1, c] \text{ and } k \in [1, n]$$

پس از تعیین جوامع غالب لیتولوژیکی به کمک روش‌های خوشه‌بندی، بخش دوم پردازش استفاده از تخمین‌گر MLP جهت تخمین درصد کانی‌هاست.

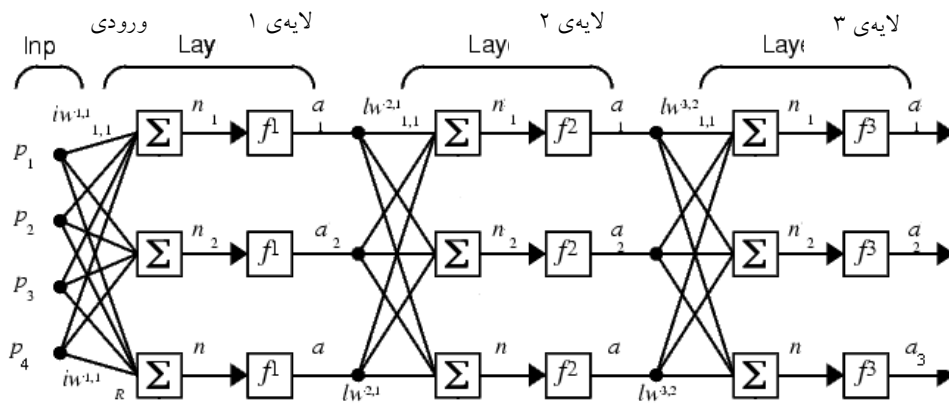
۲-۲ تخمین‌گر MLP

یک شبکه‌ی عصبی مصنوعی (ANN)^۱ ابزاری محاسباتی موازی برای پردازش اطلاعات است که از سیستم عصبی زیستی الهام گرفته شده و مانند مغز به پردازش اطلاعات می‌پردازد. عنصر کلیدی این ایده، ساختار جدید سیستم پردازش اطلاعات است. یک شبکه‌ی عصبی قادر به انجام پردازش‌هایی نظیر شناسایی الگوها و دسته‌بندی اطلاعات است [۸ و ۹]. در این مقاله هدف تعیین درصد کانی‌های مخزنی در بخش‌های فاقد مغزه است، لذا ابتدا به کمک داده‌های مغزه به شبکه‌ی عصبی آموزش داده می‌شود و سپس از آن خواسته می‌شود تا در بخش‌های دیگر درصد کانی‌ها را تخمین بزند. عناصر در شبکه‌های عصبی به طرق مختلفی به یکدیگر اتصال پیدا می‌کنند و ساختارهای گوناگونی را پدید می‌آورند. یکی از این ساختارها، شبکه‌ی پرسپترون چند لایه (MLP)^۲ است.

^۱ Artificial Neural Network

^۲ Multilayer Perceptron

این شبکه‌ها قادرند با انتخاب مناسب تعداد لایه‌ها و سلول‌های عصبی، یک نگاشت غیرخطی را با دقت دلخواه انجام دهند. شبکه‌های پرسپترون تک لایه از این مشکل اساسی برخوردارند که تنها توانایی حل آن دسته از مسائل طبقه‌بندی را داشتند، که به طور خطی از هم متمایز می‌شدند. برای حل این مشکل شبکه‌های پرسپترون چند لایه مطرح شد. وجود لایه‌ی میانی، قابلیت شبکه‌های پرسپترون چند لایه را در تخمین یک نگاشت افزایش می‌دهد. افزایش تعداد لایه میانی شبکه را قادر می‌سازد تا اطلاعات آماری کامل‌تری در مورد مسئله کسب کند [۱۰]. به عنوان مثال در شکل ۲ یک شبکه‌ی عصبی با چهار ورودی، سه لایه و سه خروجی است. ورودی‌های p_1 تا p_4 وارد لایه ورودی می‌شوند و پس از ضرب هر ورودی در مقدار وزن خود و محاسبه‌ی ورودی کل، وارد تابع هر نرون می‌شوند. هر نرون یک خروجی تولید می‌کند که این خروجی به عنوان ورودی، وارد تمام نرون‌های لایه بعدی می‌شود. بدین ترتیب، خروجی‌های لایه اول، بردار ورودی لایه دوم را تشکیل می‌دهند و به همین ترتیب بردار خروجی لایه دوم، ورودی‌های لایه سوم را می‌سازند و خروجی‌های لایه سوم، پاسخ واقعی شبکه را تشکیل می‌دهند. در نهایت خروجی‌های a_1 تا a_3 به عنوان خروجی‌های شبکه حاصل می‌شوند [۱۱].



شکل ۲: مثالی از شبکه‌ی عصبی پرسپترون چند لایه [۱۱]

مراحل کلی در الگوریتم MLP به شرح زیر است [۱۰ و ۱۲]:

الف- تعیین متغیرهای ورودی و خروجی مطلوب.

ب- نرمال‌سازی داده‌ها در دامنه‌ی دلخواه که این مرحله مطابق با معادله‌ی (۱) در قسمت خوشه‌بندی صورت گرفته است.

ج- انتخاب تصادفی ۷۰٪ و ۳۰٪ داده‌ها به ترتیب به عنوان داده‌های آموزش و داده‌های آزمون.

د- تعیین تابع برای محاسبه‌ی خروجی. توابع برانگیزش متعددی برای محاسبه‌ی خروجی وجود دارد، که در این مقاله از تابع برانگیزش خطی مطابق معادله‌ی (۷) استفاده شده است که در آن خروجی به‌دست آمده برابر با ورودی آن است.

$$a = f(n) = \text{purelin}(n) = n$$

ه- شبکه مقادیر بردارهای وزن خود را در حین ارائه‌ی دسته داده‌های آموزشی و با استفاده از یک قانون یادگیری، طوری تنظیم می‌کند که با کمترین خطای ممکن رابطه بین خروجی‌ها و ورودی‌های الگوهای آموزشی را تشخیص دهد. این فرآیند را مرحله یادگیری یا آموزش شبکه می‌نامند.

و- با توجه به مشخص بودن خروجی، آموزش با نظارت بر روی داده‌ها صورت گرفته و از خروجی به عنوان بردار آموزش‌دهنده استفاده می‌شود. بعد از اعمال ورودی x_i به شبکه، خروجی y_i به عنوان تقریبی از مقدار حقیقی t_i ساخته

می‌شود و از خطای $(y_i - t_i)$ به عنوان عاملی برای اصلاح وزن‌ها استفاده می‌شود. خطای کلی شبکه از معادله‌ی (۸) به دست می‌آید:

$$E = \frac{1}{2} \sum_{p=1}^P \sum_{N=1}^N (y_i - t_i)^2$$

که در آن E خطای کلی شبکه، P تعداد الگوهای آموزشی، t_i خروجی واقعی، y_i خروجی شبکه در گره‌ی i و N تعداد گره‌های خروجی است. بر اساس خطای محاسبه شده‌ی وزن‌های شبکه آنقدر تغییر داده می‌شوند تا اختلاف خروجی شبکه و خروجی مطلوب به حداقل مورد نظر برسد.

ز- آموزش هنگامی متوقف می‌شود که مقادیر خروجی محاسبه شده بهترین تقریب را با مقادیر مطلوب داشته باشند. به عبارت دیگر، اگر مجموع خطاهای کلیه الگوهای یادگیری به یک مقدار کوچک از پیش تعیین شده همگرا شود، فاز یادگیری خاتمه می‌یابد. در غیر این صورت، انتشار پسرو انجام شده و خطای محاسبه شده به صورت پسرو در شبکه منتشر می‌شوند و وزن‌های ارتباطی را تصحیح می‌کند.

۳. داده‌ها

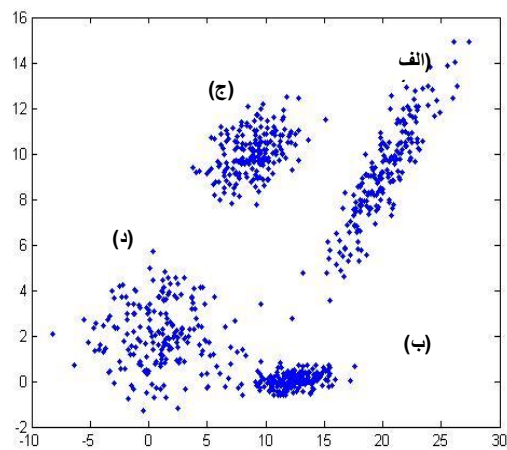
در این مقاله، به منظور بررسی میزان کارایی روش‌های خوشه‌بندی از دو سری داده‌های مصنوعی و واقعی استفاده شد. در ابتدا الگوریتم‌ها بر روی داده‌های مصنوعی اعمال و میزان کارایی و صحت پاسخ‌ها بررسی شد و با توجه به نتایج به دست آمده، عملیات خوشه‌بندی بر روی داده‌های واقعی مورد آزمایش قرار گرفت.

۳-۱- داده‌های مصنوعی

یکی از راه‌های کنترل نحوه‌ی عملکرد یک الگوریتم استفاده از داده‌های مصنوعی است. یک مجموعه داده‌ی مصنوعی همان‌طور که از اسم آن پیداست ساخته دست انسان است و اطلاع کامل در ارتباط با جنس داده، نوع توزیع آن، چگونگی پراکندگی و غیره در دست است. استفاده از داده‌های مصنوعی در واقع راهی برای ارزیابی یک کد و الگوریتم محاسباتی است [۱۳].

در این مقاله از یک مجموعه داده‌ی مصنوعی که داده‌های آن از چهار دسته با ساختارهای کروی، بیضوی و خطی تشکیل شده‌اند استفاده شده است. این مجموعه داده در نرم افزار متلب^۱ آماده سازی شده و با انتخاب یک ماتریس میانگین با درایه‌های 2×2 به عنوان مرکز هر خوشه و ماتریس کواریانس با درایه‌های 2×2 به عنوان عاملی برای تعیین نحوه‌ی پراکندگی داده‌ها و شکل هر خوشه برای هر یک از چهار خوشه، این مجموعه داده‌ی مصنوعی ساخته شد (شکل ۳).

¹ Matlab



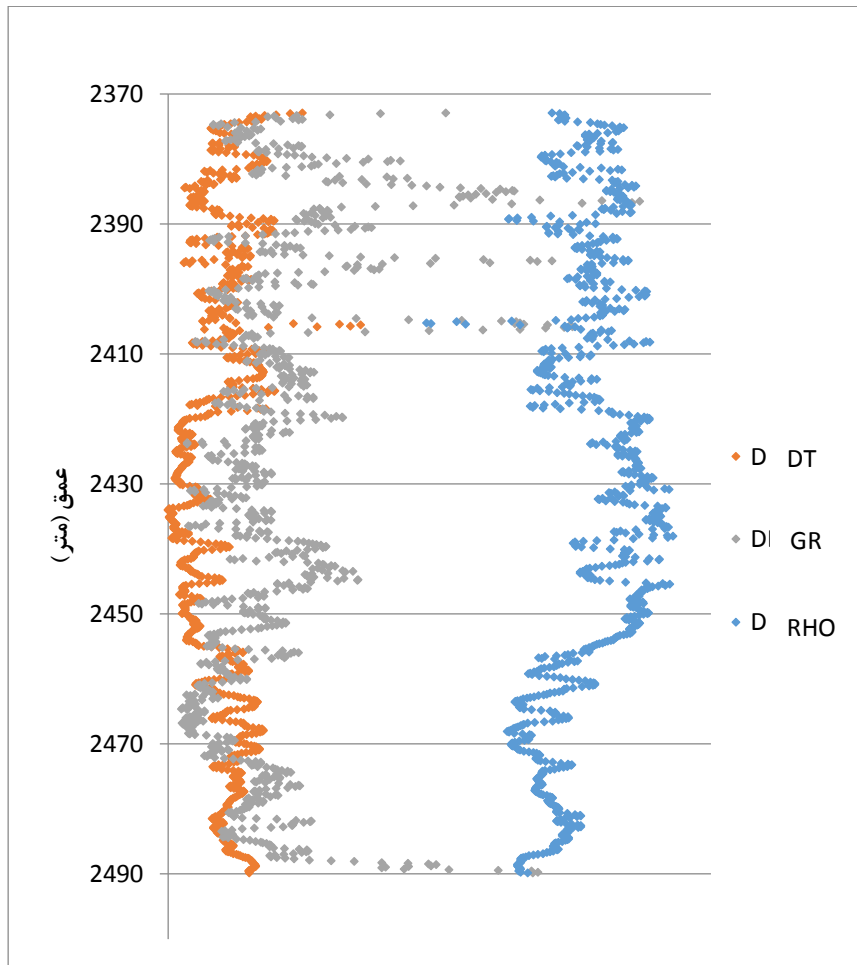
شکل ۳: داده‌های مصنوعی با ساختار (الف) - خطی، (ب) - بیضوی، (ج) و (د) - توده‌ای

۲-۳ داده‌های واقعی

داده‌های واقعی که در این مقاله از آن استفاده شد، داده‌های مربوط به اطلاعات لاگ‌های پتروفیزیکی مخزن آسماری در چاه شماره ۷ واقع در یکی از میداین نفتی جنوب ایران است (شکل ۴). نکته‌ی قابل اهمیت در انتخاب ویژگی‌ها، بررسی میزان اهمیت و تاثیر آنها در به دست آوردن پاسخ‌های صحیح و نزدیک به واقعیت است. به همین خاطر ابتدا می‌بایست از حجم وسیع اطلاعات موجود به انتخاب ویژگی^۲ پرداخت و پارامترهای تاثیر گذار بر تعیین لیتولوژی را از بین آنها انتخاب نمود.

¹ Features

² Feature Selection



شکل ۴: نمایی از چاه‌نمودارهای استفاده شده در تخمین لیتولوژی

همان طور که در شکل ۴ مشاهده می‌شود مهمترین ویژگی‌ها که در این مقاله برای تعیین لیتولوژی و درصد کانی‌های مخزنی به کار گرفته شده‌اند عبارت از نمودارهای چگالی حجمی (RHOB)، اشعه‌ی گاما (GR) و سرعت صوت (DT) است. همان‌طور که ذکر شد در این مقاله تنها نتایج بررسی بر روی چاه شماره‌ی ۷ از یک میدان نفتی آورده شده است و نمودارهای موجود در سایر چاه‌ها و محدوده‌ای عمقی آنها در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۱: مشخصات چاه‌های مورد استفاده در تخمین لیتولوژی

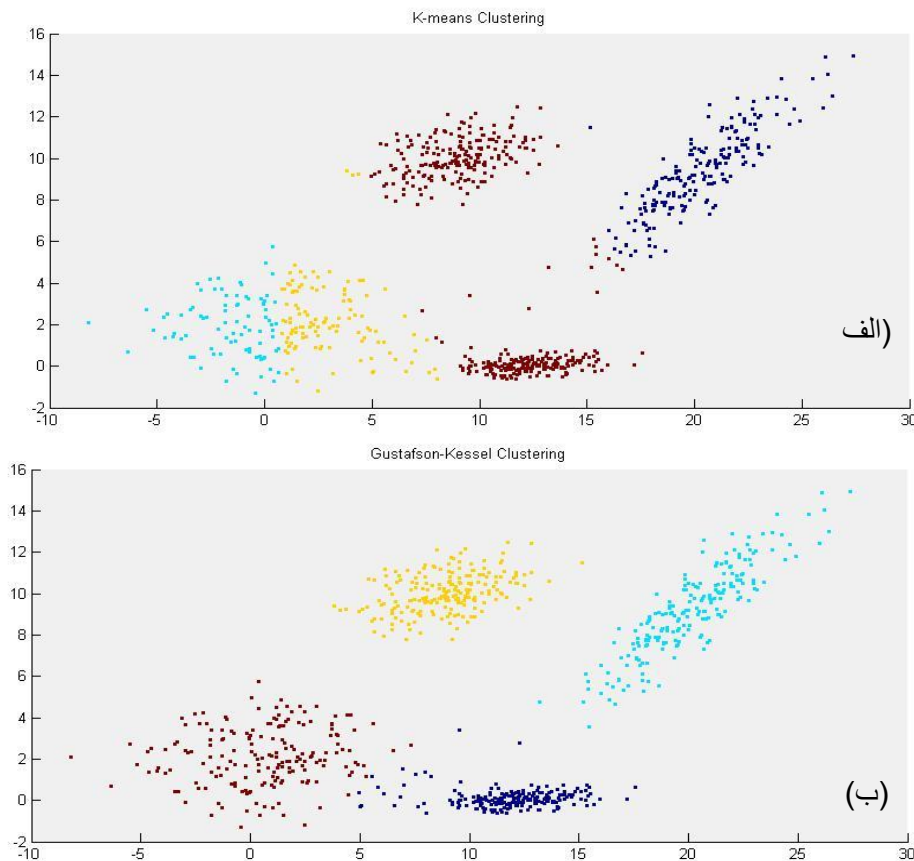
چاه‌نمودار RHO	چاه‌نمودار PEF	چاه‌نمودار GR	چاه‌نمودار DT	عمق (m)	چاه شماره‌ی
✓	-	✓	✓	۲۵۱۵/۵ - ۲۳۸۹/۶	۱
✓	-	✓	✓	۲۵۲۴ - ۲۴۰۳	۲
✓	-	✓	✓	۲۵۲۷ - ۲۴۰۷	۳
✓	-	✓	✓	۲۵۱۲/۵ - ۲۳۸۶/۱	۴
✓	-	✓	✓	۲۵۲۳/۹ - ۲۳۹۸/۲	۵
✓	✓	✓	✓	۲۴۸۹/۸ - ۲۳۷۳	۷

۴. نتایج خوشه‌بندی

برای کاهش خطا در تخمین درصد کانی‌ها، ابتدا لازم بود تا با اعمال خوشه‌بندی، جوامع غالب لیتولوژیکی تعیین شود و سپس در هر یک از آنها تخمین‌ها صورت گیرد. الگوریتم‌های خوشه‌بندی بر روی دو گروه داده‌های مصنوعی و واقعی اعمال شده و نتایج آن در ادامه آمده است.

۴-۱ نتایج خوشه‌بندی داده‌های مصنوعی

داده‌های مصنوعی در چهار خوشه‌ی جدا از هم ساخته شده‌اند. همان‌طور که در شکل ۵-الف پیداست، الگوریتم میانگین k ، داده‌ها را به درستی تفکیک نکرده چرا که با توجه به تعریفی که در معیار فاصله‌ی آن وجود دارد، این الگوریتم تمایل به تشخیص خوشه‌های کروی و به عبارتی توده‌ای دارد، خواه این خوشه‌ها وجود خارجی داشته و یا نداشته باشند. اما مطابق شکل ۵-ب، الگوریتم گوستاوسون-کسل به خوبی خوشه‌ها را تشخیص داده و تفکیک بهینه‌تری نسبت به روش میانگین k داده انجام داده است.

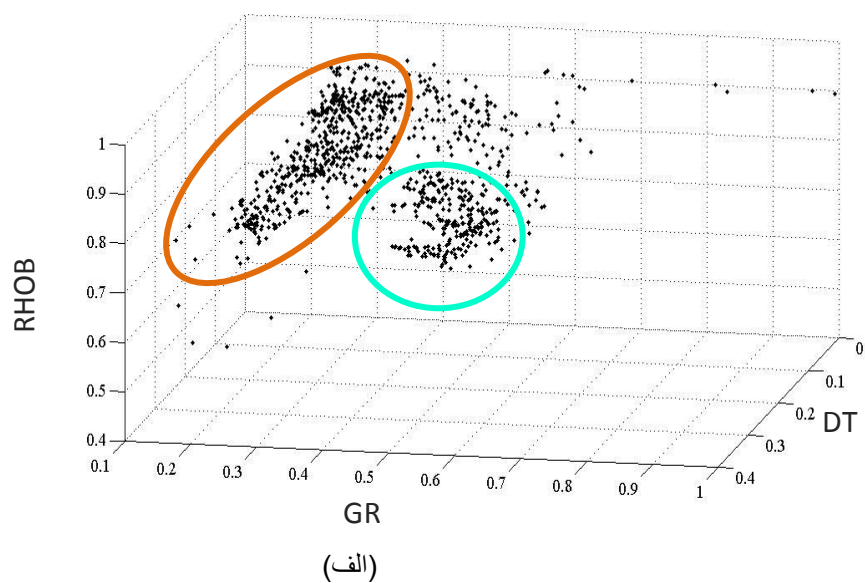


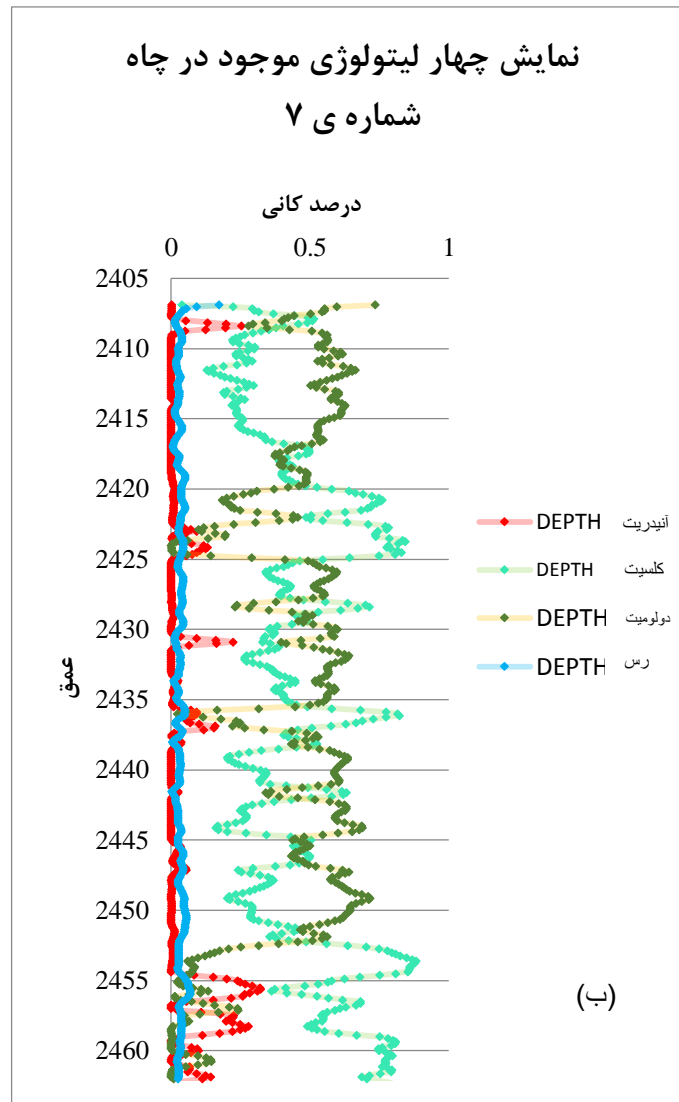
شکل ۵: خوشه‌بندی داده‌های مصنوعی، الف- به روش k میانگین‌داده، ب- به روش گوستاوسون-کسل

۴-۲ نتایج خوشه‌بندی داده‌های واقعی

همان‌طور که قبلاً اشاره شد، هدف از انجام خوشه‌بندی تعیین لیتولوژی‌های غالب در راستای چاه انتخابی‌ست، با توجه به داده‌های مغزه، در کل چاه انتخاب شده، ۴ نوع گوناگون از لیتولوژی وجود دارد، اما با انجام بررسی آماری بر روی داده‌های مغزه مشاهده شد که تنها دو نوع لیتولوژی در راستای این چاه غالب هستند. لذا مطابق شکل ۶-الف تعداد

اولیهی خوشه‌ها برابر ۲ انتخاب شد. این دو خوشه‌ی غالب لیتولوژیکی عبارتند از کلسیت و دولومیت. شکل ۶-ب نشان دهنده‌ی وجود چهار لیتولوژی در توالی مورد بررسی و غالب بودن دو لیتولوژی در راستای چاه شماره‌ی ۷ است.





شکل ۶- (الف) تفکیک دو لیتولوژی غالب کلسیت و دولومیت در نمودار سه‌بعدی DT-GR-RHOB. (ب) نشان‌دهنده‌ی چهار لیتولوژی در منطقه و غالب بودن دو لیتولوژی کلسیت و دولومیت در راستای چاه شماره‌ی ۷

۳-۴ شاخص‌های اعتبارسنجی^۱

از آنجا که خوشه‌بندی یک فرایند نظارت نشده است، لذا انتخاب الگوریتم امری بسیار مهم تلقی می‌شود و از مواردی که در خوشه‌بندی می‌بایست به آن توجه نمود، میزان عملکرد یک الگوریتم و انتخاب تعداد بهینه‌ی خوشه‌هاست، به همین منظور می‌توان از شاخص‌های اعتبارسنجی استفاده نمود [۱۴]. در این مقاله نیز برای اطمینان از انتخاب پارامترهای الگوریتم خوشه‌بندی از چهار شاخص اعتبارسنجی سیلهوته^۲، کالینسکی-هاراباسز^۳، کرزانوسکی-لای^۴ و دیویس-بولدین^۵ استفاده شده است. به‌طور کلی این شاخص‌ها بر اساس فواصل درون خوشه‌ای و برون خوشه‌ای تعریف می‌شود. معیار سیلهوته براساس میانگین فاصله هر یک از نمونه‌های یک خوشه با تمام نمونه‌های موجود در همان خوشه و

¹ Validity Index

² Silhouette

³ Calinski&Harabasz

⁴ Krzanowski&Lai

⁵ Davies & Bouldin

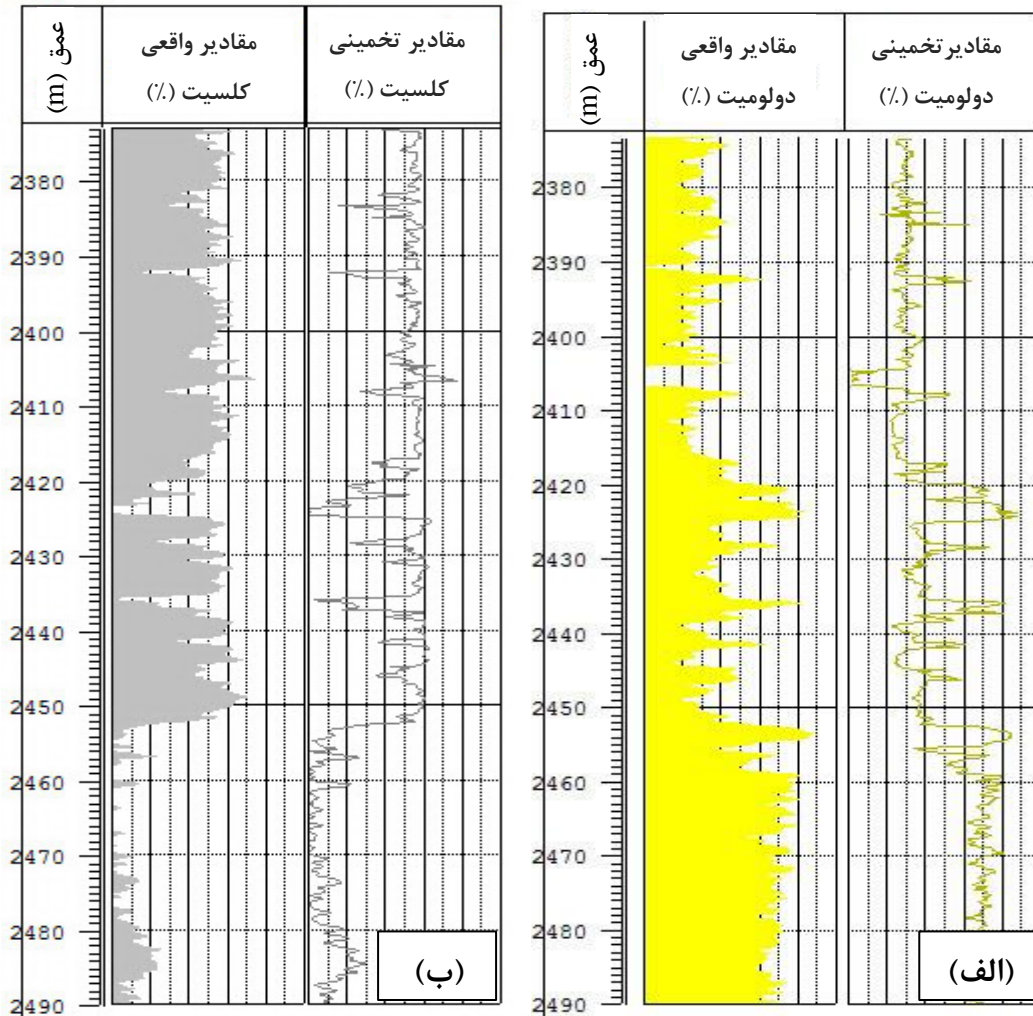
میانگین فاصله کل نمونه موجود در خوشه‌های دیگر با یک خوشه مشخص تعریف می‌شود. در روش‌های کالینسکی - هاراباسز، کرزانوسکی - لای از مجموع مربعات پراش بین خوشه‌ها و درون خوشه‌ای استفاده می‌شود. به عنوان مثال برای محاسبه‌ی شاخص کرزانوسکی - لای، ابتدا تابع تفاوت بر اساس ماتریس مجموع مربعات درون خوشه‌ای تعریف می‌شود و نسبت تابع تفاوت برای خوشه‌ها دو به دو بررسی می‌شود. همچنین معیار دیویس - بولدین تابعی از نسبت مجموع پراش درون خوشه به فاصله بین خوشه‌ها است. در سه معیار نخست هرچه مقدار به دست آمده بزرگتر باشد، نتیجه مطلوب‌تر خواهد بود. اما در شاخص دیویس - بولدین عکس آن صادق است و مقادیر کمتر نشان‌دهنده‌ی خوشه‌بندی بهتر است. پس از محاسبه‌ی مقدار هر یک از شاخص‌ها، نرمال کردن مقادیر و هم‌ارزش کردن آنان، برای هر خوشه‌ی مشخص جمع چهار شاخص محاسبه شده و خوشه‌ای که در آن جمع شاخص‌ها بیشترین مقدار را داشت به عنوان تعداد خوشه‌ی بهینه انتخاب شد. مطابق جدول ۲، بیشترین مقدار مربوط به تعداد خوشه‌ی ۲ است که تاییدی بر انتخاب ۲ خوشه بر اساس اطلاعات مغزه نیز بود.

جدول ۱: استفاده از شاخص‌های اعتبارسنجی جهت تعیین تعداد خوشه‌ی بهینه

شاخص اعتبارسنجی / تعداد خوشه‌ها	۲	۳	۴	۵	۶
سیلهوته	۰/۴۵۵۱۰۱	۰/۱۸۴۷۱۶	۰/۳۷۷۵۶۴	۰/۰۴۸۴۱۲	۰/۱۰۳۷۶۹
سیلهوته - نرمال شده	۱	۰/۳۳۵۱۵۵	۰/۸۰۹۳۴۶	۰	۰/۱۳۶۱۱۶
دیویس - بولدین	۱/۲۲۶۶۳۴	۱/۷۴۵۴۵۴	۱/۲۸۲۱۴۸	۲/۲۳۶۷۶۴	۱/۷۹۹۵۵۶
دیویس - بولدین - نرمال شده	۱	۰/۴۸۶۳۸۳	۰/۹۴۵۰۴۳	۰	۰/۴۳۲۸۲۳
کالینسکی - هاراباسز	۴۵/۸۶۶۶	۱۳۹/۲۱۰۱	۲۶۲/۰۸۹۲	۱۲۵/۸۰۶۹	۱۹۵/۸۳۸
کالینسکی - هاراباسز - نرمال شده	۱	۰/۰۶۰۹۰۷	۰/۶۱۹۲۹۷	۰	۰/۳۱۸۲۳۷
کرزانوسکی - لای	۴۵/۳۶۸۱۵	۵۳/۷۸۱۱۶	۳۷/۴۹۵۷	۴۹/۲۵۳۳۲	۳۶/۵۴۸۷۷
کرزانوسکی - لای - نرمال شده	۰/۵۱۱۷۹۱	۱	۰/۰۵۴۹۵	۰/۷۳۷۲۴۸	۰
جمع چهار شاخص	۳/۵۱۱۷۹۱	۱/۸۸۲۴۴۵	۲/۴۲۸۶۳۶	۰/۷۳۷۲۴۸	۰/۸۸۷۱۷۶

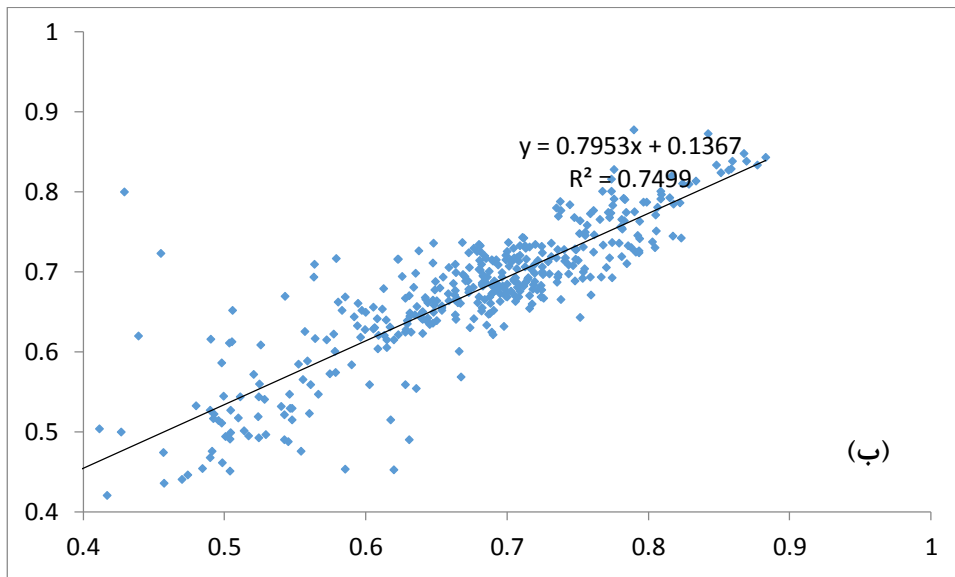
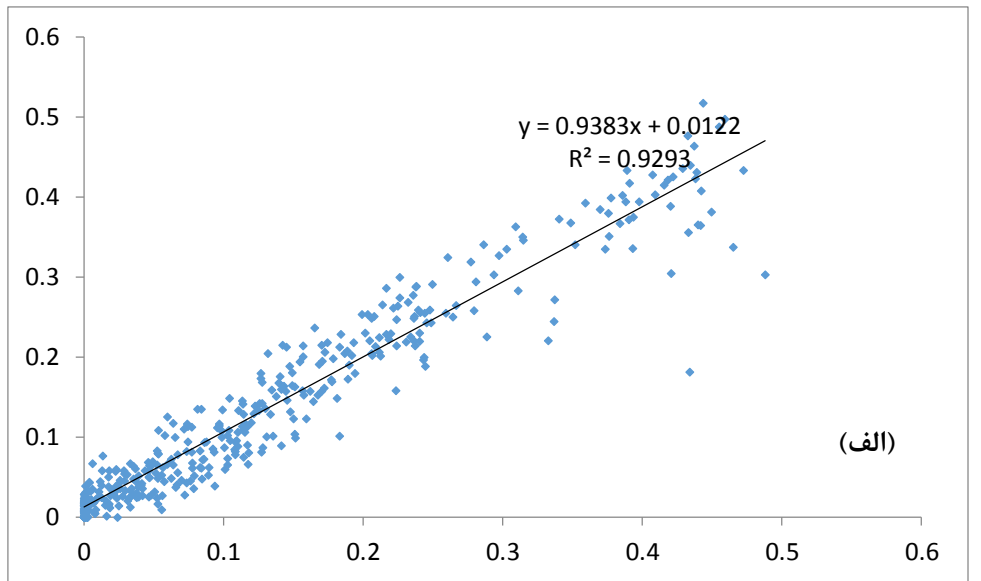
۵. نتایج تخمین بر روی داده‌های واقعی

پس از انجام خوشه‌بندی و تعیین دو جامعه‌ی غالب لیتولوژیکی کلسیت و دولومیت، در این مرحله درصد کانی‌ها در هر یک از جوامع توسط تخمین‌گر MLP تخمین زده شد و با مقادیر به دست آمده از مغزه‌ها مقایسه شدند. نتایجی که در شکل ۷-الف و ۷-ب آورده شده است، به ترتیب مربوط به مقادیر تخمینی دولومیت و کلسیت و مقایسه‌ی آنها با مقادیر واقعی است.



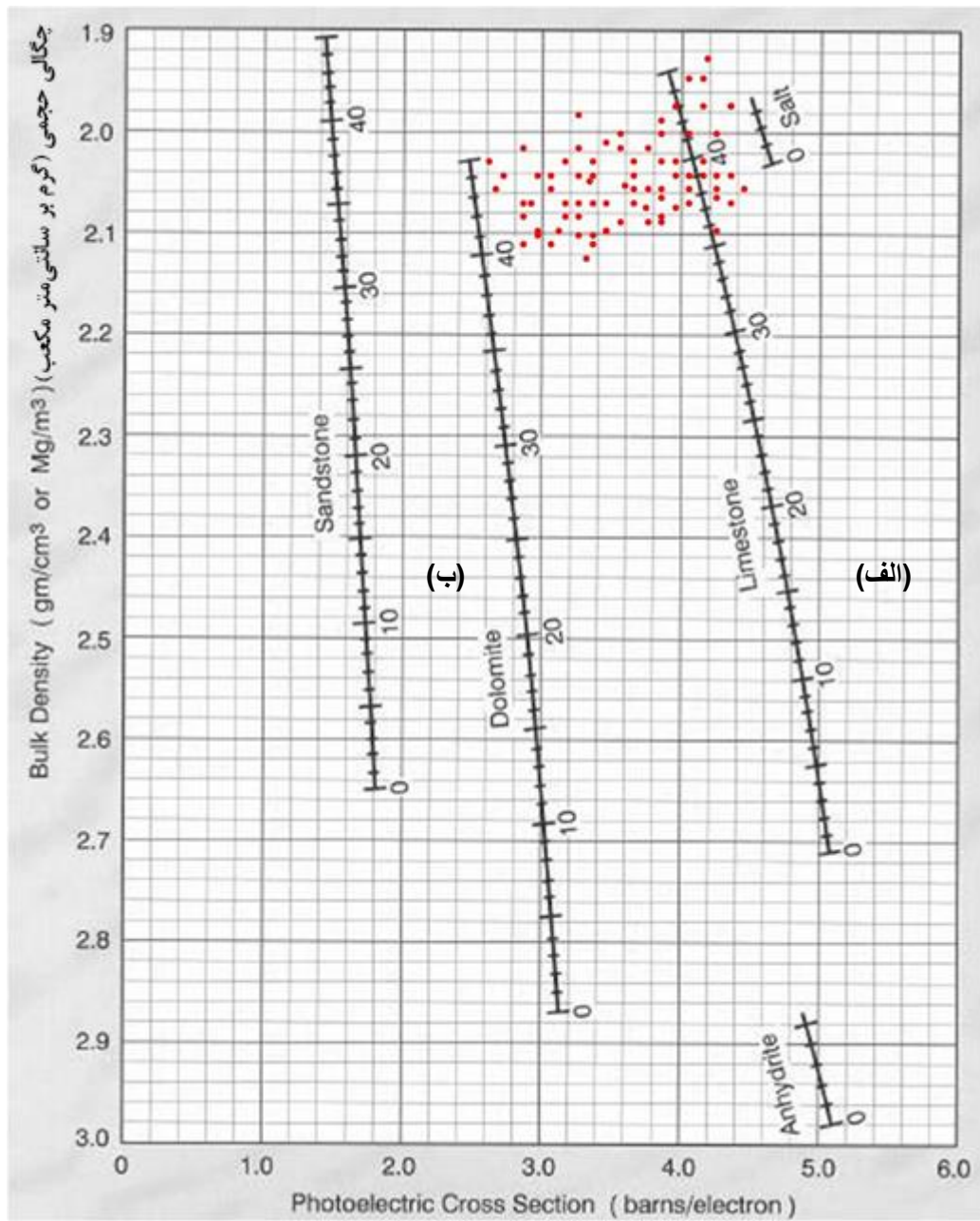
شکل ۷: مقایسه‌ی نتایج تخمین زده شده و واقعی در چاه شماره‌ی ۷، (الف) دولومیت (ب) کلسیت

همچنین در شکل ۸، این همبستگی به صورت دیگری نمایش داده شده است. در این شکل محور افقی مقادیر واقعی کلسیت و محور قائم مقادیر تخمینی هستند. هر چه میزان شیب خط در این نمودار نزدیک به عدد یک باشد، تخمین بهتری صورت گرفته، چرا که هر چه زاویه‌ی خط برازش داده شده بر نقاط نزدیک به ۴۵ درجه باشد به این معنی است که عرض و طول نقاط تقریباً مقادیر یکسانی داشته‌اند و این به معنای تخمین بهینه است. شکل ۸-الف نمایانگر مقادیر تخمینی و واقعی دولومیت در جامعه‌ی کلسیت غالب و شکل ۸-ب نمایانگر مقادیر تخمینی و واقعی کلسیت در جامعه‌ی کلسیت غالب است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود در ضریب همبستگی بین مقادیر واقعی و تخمینی در شکل ۸-الف و ۸-ب به ترتیب برابر ۹۲/۹۳٪ و ۷۴/۹۹٪ است.



شکل ۸: (الف) مقادیر تخمینی دولومیت، (ب) مقادیر تخمینی کلسیت

همچنین یکی دیگر از معیارهای سنجش اعتبار در ارتباط با میزان عملکرد تخمین گر، استفاده از نمودارهای استاندارد پتروفیزیکی شلومبرژه است. مطابق شکل ۹ این نمودارهای دو بعدی که هر بعد آن را یکی از ویژگی های پتروفیزیکی تشکیل داده، راهی برای تعیین لیتولوژی ها و مقایسه نتایج به دست آمده از تخمین با مقادیر واقعی هر پارامتر است. پس از تخمین درصدها و تعیین نوع لیتولوژی در طول یک چاه، می توان نقاط را بر روی نمودارهای استاندارد وارد کرد و بررسی نمود که آیا لیتولوژی حاصل از تخمین با لیتولوژی های استاندارد هم خوانی دارد یا خیر.



شکل ۹: نمودار استاندارد چگالی حجمی - اثر فتوالکتریک و قرارگیری نقاط بین دو خط کلسیت و دولومیت

برای مثال در شکل ۹ نقاط تخمین زده شده بر روی نمودار چگالی حجمی - اثر فتوالکتریک قرار داده شده و همان‌طور که دیده می‌شود نقاط در کنار خطوط استاندارد کلسیت، دولومیت و یا در بین این دو قرار گرفتند و این موضوع تطابق کامل با بررسی‌های قبلی را نشان می‌دهد.

نتیجه گیری

استفاده از روش‌های شناسایی الگو راهی مناسب جهت تعیین لیتولوژی و تخمین درصد کانی‌های مخزنی در چاه‌های بدون مغزه است. با بررسی‌های اولیه و آزمایش بر روی داده‌ها، مشاهده شد که عدم اعمال خوشه‌بندی در مرحله‌ی نخست موجب بروز و بالا رفتن خطا در مرحله‌ی تخمین می‌شود، لذا با انتخاب روش خوشه‌بندی مناسب با توجه به ساختار داده‌ها در جهت تعیین لیتولوژی‌های غالب، داده‌ها ابتدا در گروه‌هایی قرار گرفتند که با سایر داده‌های هم‌گروه خود تشابه بیشتری داشتند و خصوصیات پتروفیزیکی آنها مشابه یکدیگر بود. در ادامه از الگوریتم MLP، که یکی از روش‌های شناخته شده‌ی شناسایی الگو است، جهت تخمین درصد کانی‌ها استفاده شد. نتایج به دست آمده با درصد‌های حاصل شده از مغزه‌ها مقایسه شد و مشاهده شد که تخمین‌گر قادر به تولید ضریب همبستگی $۹۲/۹۳\%$ و $۷۴/۹۹\%$ بین داده‌های واقعی و تخمینی دولومیت و کلسیت است. با به دست آمدن این نتایج، می‌توان انتظار داشت که این الگوریتم‌ها در چاه‌هایی که فاقد مغزه‌ی حفاری هستند نیز پاسخ‌های قابل توجهی خواهند داد و بدون نیاز به صرف هزینه‌های زیاد برای تهیه مغزه، به کمک این روش‌ها و همچنین اطلاعات کلی که از منطقه موجود است، می‌توان به تخمین پارامترهای مورد نیاز پرداخت.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر عرب امیری و مهندس محمد محمدنیا که داوری مقاله را بر عهده داشته اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Delfiner P., O. Peyret and O. Serra, 1987, Automatic Determination of Lithology From Well Logs, SPE Formation Evaluation, Volume 2, Number 3.
- [2] Chang H., D. Kopaska-Merkel and Chen, 2000, Lithofacies Identification using Multiple Adaptive Resonance Theory Neural Networks and Group Decision Expert System, Computers and Geosciences p591 – 601.
- [3] Schlumberger, 1991, Log Interpretation Charts.
- [4] Egbai J. C. and C. O. Aigbogun, 2012, Mathematical modelling of petrophysical parameters for reservoir characterization using well log data, Science Research, 656-670.
- [5] Akinyokun O. C., P. A. Enikanselu and A. B. Adeyemo, 2009, Well Log Interpretation Model for the Determination of Lithology and Fluid Contents, The Pacific Journal of Science and Technology, Volume 10, Number 1.
- [6] Serir L., E. Ramasso and N. Zerhouni, 2012, Evidential Evolving Gustafson-Kessel Algorithm For Online Data Streams Partitioning Using Belief Function Theory, Symbolic and Quantitative Approaches to Reasoning with Uncertainty Lecture Notes in Computer Science Vol. 6717.
- [7] <http://ceit.aut.ac.ir/~shiry/lecture/machine-learning/tutorial/>
- [8] Awodele O. and O. Jegede, 2009, Neural Networks and Its Application in Engineering, Proceedings of Informing Science & IT Education Conference (InSITE).
- [9] Gurney K., 1997, An Introduction to Neural Network, 148 Pages.
- [10] Baan M. and Ch. Jutten, 2000, Neural networks in geophysical applications, Geophysics, Vol. 65, NO. 4, P. 1032-1047.
- [11] Vealenturf L. P. J., 1995, Analysis and Application of Neural Networks.
- [۱۲] منهاج، م. ب.، ۱۳۸۴، مبانی شبکه‌های عصبی، نشر دانشگاه صنعتی امیرکبیر، جلد اول، چاپ سوم، تهران.
- [13] Houkjær K., K. Torp and R. Wind, 2006, Simple and Realistic Data Generation.
- [14] Kovács F., C. Legány and A. Babos, 2006, Cluster Validity Measurement Techniques, AIKED'06 Proceedings of the 5th WSEAS International Conference on Artificial Intelligence, Knowledge Engineering and Data Bases, Pages 388-393.

Making the lithology log by Clustering-Estimation approach in the wells of an oil field in South of Iran

Seddigh, S., Alipoor Shahsavari, M., Moamerian, H., Tokhmchi, B.

Abstract

Reservoir lithology determination is one of the main studies used for well correlation and analyzing productive zones of the reservoir. The best way for lithology determination is using core and cutting information. Nevertheless, in most wells these data is not complete and continual, so in these cases usually use well logging for lithology estimation. The purpose of this paper is representing accurate method for lithology estimation of petrophysical well data with Clustering-Estimation approach. This method has been generalized according to one well from one of the oil fields in South of Iran that contains core data. Then this method is generalized in uncored wells. Clustering is used as a way for grouping well data in homogeneous lithology clusters. Afterward, percentage of mineral is estimated in each of these clusters. The regression coefficients are calculated 92.93% and 74.99% between real and estimated data respectively for calcite and dolomite in one of the wells. The results with high accuracy show the generalization of this method.

Keywords: Asmari reservoir, Clustering, Lithology, MLP estimator, K-means clustering, Gustafson-Kessel clustering, Iran.

مقایسه نتایج حاصل از نمودار تصویری FMS با داده‌های مقاطع نازک در یکی از میادین شرق حوضه کپه‌داغ

زهرا شمشیری^{۱*}، فریدون سبحانی^۱، غلامحسین نوروزی^۱، حسین معماریان^۱

^۱دانشکده فنی دانشگاه تهران

*shamshiri_66@yahoo.com

تاریخ دریافت: شهریور ۹۲، تاریخ پذیرش: آذر ۹۲

چکیده

بررسی و مطالعه تخلخل و شکل و اندازه آن در مخازن نفت و گاز به دلیل نقش کلیدی آن در کیفیت مخزن و میزان تولید، حائز اهمیت می‌باشد. در مقاله حاضر، برای شناخت هندسه و ریخت شناسی تخلخل بر خلاف روش‌های معمول در استفاده از مغزه، از نمودار تصویری FMS و مقاطع نازک حاصل از خرده‌های حفاری، استفاده شده است. پس از تعیین ابعاد کلی تخلخل به صورت لکه‌ها و یا نقاط پراکنده سیاه رنگ توسط نمودار FMS، شکل و اندازه تخلخل در قالب مطالعات پترولوژیک، روی مقاطع نازک سازند مخزنی مزدوران (ژوراسیک بالایی) در یکی از میادین گازی شرق حوضه کپه‌داغ، مورد بررسی قرار گرفت. همچنین برای کنترل نتایج و تعیین نوع غالب تخلخل در این سازند از نمودار انحراف سرعت نیز کمک گرفته شد. ردیابی و مقایسه نتایج به دست آمده از نمودار FMS و مقاطع نازک، تطابق خوبی را برای تشخیص نوع و هندسه تخلخل نشان می‌دهد. با توجه به نتایج به دست آمده، اگر چه مقایسه نمودار FMS و مقاطع نازک در تعیین هندسه تخلخل ابهامات داشته و دقت لازم و کافی را ندارد اما با تلفیق داده‌های نمودار FMS و مطالعات پترولوژیک برگرفته از مقاطع نازک خرده‌های حفاری مخصوصاً در موارد عدم وجود مغزه، می‌توان هندسه تخلخل را مطالعه کرد.

کلمات کلیدی: هندسه تخلخل، ریخت شناسی تخلخل، نمودار FMS، مطالعه مقاطع نازک، سازند مزدوران، حوضه کپه‌داغ.

۱. مقدمه

اندازه و شکل تخلخل، کمیت و کیفیت شبکه ارتباطی بین منافذ و نسبت اندازه گلوگاه‌ها به فضای خالی در کیفیت مخزنی و میزان بازدهی سنگ مخزن تأثیر بسیار دارد. بنابراین مطالعه و شناخت عوامل یاد شده، در بهینه سازی بهره برداری از مخازن اهمیت ویژه‌ای دارد. نمودار FMS که یکی از انواع نمودارهای الکتریکی تصویرگر می‌باشد، قدرت بررسی پارامترهای ساختمانی مانند امتداد و شیب و ساختارهای رسوبی مانند نواحی متخلخل و لایه‌بندی را دارد (Prenesky, 1999). توانمندی این ابزار در تعیین پارامترهای ساختمانی مانند شکستگی‌ها و ساختارهای استیلولیتی، با انجام مطالعات تطابق نتایج نمودار^۱ FMS و مغزه در تعیین پارامترهای فوق، در میداین مختلفی در دنیا و از جمله ایران، اثبات شده است. از آن جمله می‌توان به مقایسه نتایج به دست آمده از نمودار FMS و مغزه در تعیین شکستگی‌های سازند آسماری و مطالعه بر روی توانایی نمودار FMS در تشخیص این پارامتر اشاره کرد (آفاجری و سادات مولایی، ۱۳۹۰ و Khoshbakht et.al, 2009). با توجه به اینکه نمودار FMS مناطق رسانا و نارسانا را از یکدیگر تفکیک می‌کند، در نتیجه امکان تعیین نواحی متخلخل که به علت نفوذ گل حفاری رسانا، به رنگ تیره نمایان می‌شوند را دارد (Mahmoud, 2003). ارزیابی کلی تخلخل و لیتولوژی به کمک نمودار FMS در کنار نمودارهای پتروفیزیکی، مغزه و مقاطع نازک، در برخی سازندهای ماسه سنگی مناطق مختلف، مورد مطالعه قرار گرفته است (Tovaglieri, 2012 و Silva, 2003 و Kovak, 2009). بسیاری از سازندهای کربناته که قابلیت تولید دارند، دارای سیستم‌های پیچیده تخلخل با طیف وسیع تغییرات از تخلخل اولیه تا ثانویه می‌باشند. تخلخل ثانویه ممکن است شامل تخلخل کانالی^۲، حفره‌ای^۳، قالبی^۴ و شکستگی باشد. همچنین ممکن است ماتریکس یک دست یا تخلخل میان‌دانه‌ای اولیه، در اثر فرایندهای سیمانی شدن به صورت تکه تکه^۵ در آید (Choquette e and Pray, 1970). در این حالت، تخلخل بر روی نمودارهای پتروفیزیکی (چگالی، نوترون، صوتی) به صورت توزیع‌های یکنواخت دیده می‌شود و به علت وضوح پایین این چنین نمودارها، این نوع تخلخل‌ها یا به صورت اشتباه تخمین زده می‌شوند، یا کاملاً از آنها چشم‌پوشی می‌شود. در صورتی که نمودار FMS دارای قدرت تفکیک و پوشش‌دهی بالایی در تعیین انواع تخلخل‌های فوق است (Mahmoud Akbar, 2000). با توجه به دانش یافته شده، مطالعه کامل و جزئی در تعیین هندسه تخلخل به کمک نمودار FMS و قابلیت این نمودار در تشخیص پارامتر فوق، در ایران صورت نگرفته است. هدف اصلی در این مقاله، در راستای بررسی‌های مخزنی، انجام مطالعات اعتبارسنجی نمودار تصویری FMS و تلفیق و مقایسه آنها با ویژگی‌های پتروفیزیکی سنگ مخزن است که به منظور تعیین هندسه تخلخل در سازند کربناته مزدوران (ژوراسیک بالایی) در یکی از میداین شرق حوضه کپه داغ می‌باشد. در این راستا، مطالعه هندسه تخلخل که در واقع ارزیابی شکل و اندازه فضاهای خالی است، در بررسی‌های مخزنی نقش کلیدی ایفا می‌کند.

¹ Formation Micro Scanner

² Channel

³ Vuggy

⁴ Moldic

⁵ Patchy

۲. هندسه تخلخل^۱

اندازه و شکل تخلخل رابطه تنگاتنگ با روند تشکیل آن در محیط‌های رسوبی و محیط‌های دیاژنزی سنگ دارد. در این مقاله به دلیل ضرورت بحث، مروری گذرا بر طبقه‌بندی سنگ‌های کربناته و تعمیم آن بر سنگ آهک‌های مزدوران در منطقه مورد مطالعه مفید می‌باشد.

تخلخل در سنگ‌های کربناته با توجه به زمان و محیط تشکیل آنها به دو گروه در حین رسوبگذاری و بعد از رسوبگذاری تفکیک می‌شود: گروه اول، هنگام رسوبگذاری و تحت شرایط محیط رسوبی تشکیل شده است. سنگ آهک‌های درشت دانه با بافت تخریبی، از این نوع بوده که تخلخل در آنها درون دانه‌ای یا بین دانه‌ای می‌باشد. تخلخل نوع دوم که تشکیل آن بعد از رسوبگذاری و در محیط‌های دیاژنزی انجام گرفته، از تنوع زیادی برخوردار است. سطوح لایه‌بندی، شکستگی، گسل، حفره‌های انحلالی، فضاها بین بلوری و بسیاری انواع دیگر، در این گروه قرار می‌گیرند (سحابی، ۱۳۸۵).

معمولاً مطالعه هندسه تخلخل در برش‌های رخنمون شده روی دیواره چاه، به کمک تحلیل ماکروسکوپی و میکروسکوپی مغزه^۲ انجام می‌شود. هزینه بالای مغزه‌گیری و نیز عدم دسترسی به مغزه‌های تهیه شده قبلی، مشکلاتی را در عمل برای مطالعاتی از این دست به وجود آورده است. اگرچه هیچ مطالعه‌ای نمی‌تواند جایگزین داده‌های مغزه شود اما با مطالعه نمودار تصویری FMS و تلفیق آنها با پترولوژی تخلخل به کمک مقاطع نازک حاصل از خرده‌های حفاری، مخصوصاً در مواردی که مغزه وجود ندارد، می‌توان تا حدود زیادی ابعاد ماکروسکوپی (سطوح لایه‌بندی، حفره‌های انحلالی و ...) و میکروسکوپی (ویژگی‌های بافتی و دیاژنزی) هندسه تخلخل را شناسایی کرد. مهمتر آنکه در این روش، تمام ضخامت حفاری شده به طور ممتد و متوالی، مورد برداشت و بررسی قرار می‌گیرد. مطالعه پارامترهای صفحه‌ای نظیر سطوح لایه‌بندی، شکستگی‌ها و سطوح استیلولیتی روی نمودار FMS پیشنهاد شده است (Serra, 1989). در این قسمت نتایج حاصل از نمودار FMS با واقعیت پترولوژی نمونه‌ها در مقاطع نازک، برای تعیین هندسه تخلخل، ردیابی، مقایسه و تلفیق شده است.

۳. زمین شناسی منطقه

میدان مورد بررسی یکی از میادین عظیم گازی در شرق حوضه کپه‌داغ بوده که مخزن اصلی آن سازند کربناته مزدوران با سن ژوراسیک بالایی است که عمدتاً از جنس آهک‌های ضخیم لایه با میان لایه‌هایی از شیل و مارن می‌باشد. بخش‌های کربناته شامل سنگ آهک‌های درشت دانه و غنی از خرده‌های فسیل و قطعات اسکلتی با بافت بیوکلاستیک است. در برخی از دانه‌های اسکلتی در اثر انحلال بخشی، فضاها خالی درون دانه‌ای^۳ به صورت قالب‌های داخلی به وجود آمده است. برخی از این قالب‌ها با سیمان کلسیتی پر شده و به قالب‌های پر شده کلسیتی^۴ تبدیل شده اند (سحابی، ۱۳۸۵ و شکل ۳).

ضمن آنکه بخشی از فضاها بین دانه‌ای که همچنان خالی باقی مانده، به نوبه خود تخلخل بین دانه‌ای^۵ را در بافت سنگ تشکیل داده‌اند (شکل ۲).

¹ Geometry of porosity

² Core analysis

³ Intraparticle porosity

⁴ Calcite cement casts

⁵ Interparticle porosity

از دیگر شاخصه‌های سازند مزدوران، گسترش دولومیتی شدن در سنگ آهک‌های قدیمی است که به طرف شرق میدان شدت بیشتری یافته است. فرآیند دولومیتی شدن با ایجاد تخلخل بین بلوری^۱، کیفیت مخزنی سازند مزدوران را در میدان مورد مطالعه، افزایش داده است (شکل ۱).

۴. روش مطالعه

برای مطالعه تغییرات لیتواستراتیگرافیک و بررسی عملکرد نمودار تصویری FMS در سازند مخزنی مزدوران، چاه A که با گل آب پایه و اشباع نمکی حفاری شده، در یکی از میداین گازی در شرق حوضه کپه داغ انتخاب شد. در این چاه سری کامل مقاطع نازک حاصل از خرده‌های حفاری و نمودار FMS در دسترس می‌باشد. ویژگی‌های بافت شناسی و فرایندهای دیاژنزی سازند کربناته مزدوران با نگاه خاص بر هندسه تخلخل بر اساس منشأ رسوبی یا غیررسوبی آن (سحابی، ۱۳۸۵) با مطالعه تعداد ۱۱۹ مقطع نازک، بررسی شد. تخلخل رسوبی به صورت درون دانه‌ای و بین‌دانه‌ای و تخلخل غیر رسوبی به اشکال مختلف از جمله بازشدگی‌های استیلولیتی، سطوح شکستگی، حفره‌های انحلالی (کارستی) و فضاهای بین بلوری در بافت‌های دولومیتی، شناسایی و مشخص شد. لازم به ذکر است در این مطالعه به علت عدم وجود مقاطع حاصل از مغزه در چاه مورد نظر، از مقاطع حاصل از خرده‌های حفاری استفاده شده است.

فضاهای خالی با توجه به اندازه آنها، روی نمودار FMS به علت نفوذ گل حفاری، به صورت لکه‌ها و یا نقاط پراکنده سیاه رنگ، نمایان می‌شوند. لکه‌های بزرگ مربوط به قالب‌ها و حفره‌های انحلالی بزرگ می‌باشد. علی‌رغم اینکه تخلخل‌های اولیه بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری معمولاً به صورت یکنواخت و لایه‌ای هستند، روی نمودار FMS به علت مقیاس کوچک این تخلخل‌ها، به صورت نقاط سیاه رنگ و اندکی پراکنده نمایان می‌شوند. پس از آنکه محل و موقعیت فضاهای خالی روی نمودار FMS مشخص شد، نتایج پترولوژیک از مقاطع نازک مربوط به همان عمق، روی نمودار FMS ردیابی و با آن تطبیق داده شده است. به این ترتیب داده‌های نمودار FMS با نتایج مطالعات مقاطع نازک، تلفیق و تکمیل شده تا هندسه تخلخل روی دیواره چاه مشخص شود. با توجه به اینکه هدف در این مطالعه، بررسی کارایی نمودار FMS در تعیین هندسه تخلخل می‌باشد، لذا در این مقایسه حضور این پارامتر در اعماقی که نمودار FMS آنها را تعیین کرده است، روی مقاطع نازک جست‌وجو می‌شود و از مطالعه کمی و جزئیاتی مانند میزان دقیق تخلخل صرف نظر شده و بر کلیاتی همچون وجود تخلخل، نوع و هندسه آن تمرکز شده است.

در آخر جهت کنترل نتایج تعیین نوع تخلخل توسط نمودار FMS و مقاطع نازک، نمودار انحراف سرعت^۲ و نمودار چگالی شکستگی‌ها نسبت به عمق^۳ نیز ترسیم شده تا تأثیر شکستگی‌ها روی تخلخل نیز مشخص شود.

۵. بحث، ردیابی و مقایسه داده‌ها

در این قسمت چند مورد از نمایش تخلخل روی نمودار FMS و ردیابی و مقایسه ویژگی‌های پترولوژیکی از مقاطع نازک در عمق مربوطه آمده است. در بعضی از نمونه‌ها به دلیل کوچک بودن اندازه خرده سنگ‌ها و قطع شدگی فضای خالی و بافت سنگ طی حفاری، محدودیت‌هایی به وجود می‌آید.

¹ Intercrystalline porosity

² Velocity Deviation Log

³ Fracture Density

در مطالعه پیش رو نمودار FMS توسط نرم افزار Geoframe مورد پردازش و تفسیر قرار گرفته است. توسط مدول‌های مختلف این نرم افزار ابتدا تصحیحات محیطی و حفاری انجام گرفته، سپس تصحیحات سرعت و تصحیحات هندسی نمودار مانند تعداد دکمه‌های به کار گرفته شده در نمودارگیری و پس از آن فیلترهای تقویت کننده اضافه می‌شود. همچنین جهت انجام تطبیق عمق^۱ و هم عمق کردن نمودار مقاومت با جریان از مدول Borscale در نرم افزار Geoframe استفاده شده است.

لازم به ذکر است که خرده‌های حفاری بر اساس زمان تأخیر^۲ برگشت گل از نظر عمقی تطابق داده شده است. همچنین لازم به ذکر است چون نمودار FMS در چاه‌های حفاری شده با گل‌های پایه آبی رانده می‌شود، تأثیر گل حفاری حتی اگر وزن آن بالا باشد، روی این نمودار نا چیز است.

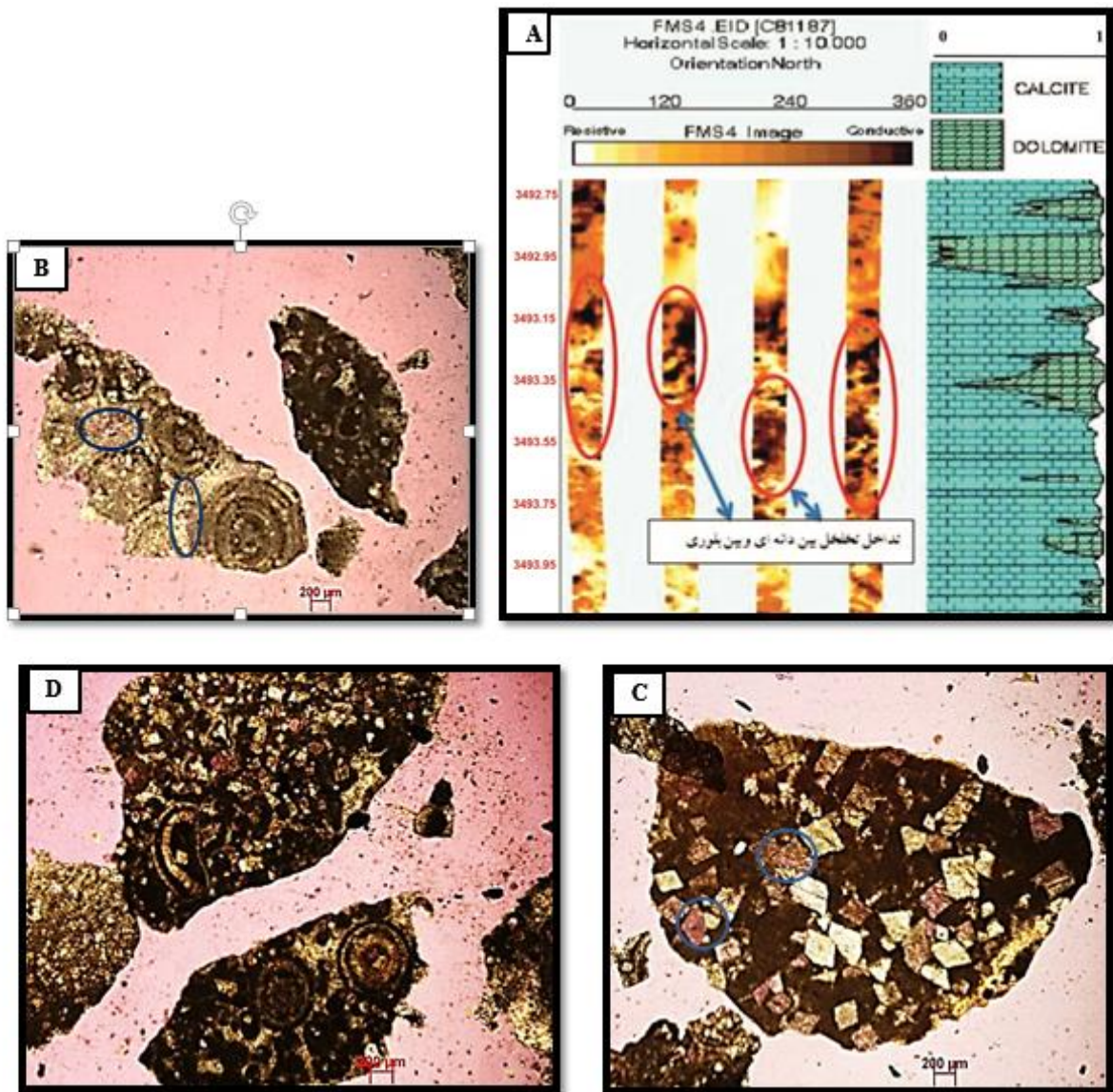
۱.۵ تخلخل بین بلوری

این نمونه در عمق ۳۴۹۲ تا ۳۴۹۴ متری روی نمودار FMS، نقاط پراکنده سیاه رنگ که نشان دهنده تخلخل کوچک مقیاس است را نشان می‌دهد. به منظور تعیین نوع دقیق تخلخل، به مطالعه مقاطع نازک در عمق ۳۴۹۲ تا ۳۴۹۴ متری پرداخته و مشاهده شد که در این عمق، گریستون و وکستون دولومیتی شده وجود دارد. بنابراین تخلخل موجود در این مقطع که وجود آن روی نمودار FMS نیز تأیید شده، تخلخل بین دانه‌ای و بین بلوری می‌باشد که در مقاطع نازک به رنگ صورتی کمرنگ درآمده است. با توجه به وجود دو نوع تخلخل، یعنی تخلخل بین دانه‌ای و بین بلوری و عدم امکان تفکیک آنها توسط نمودار FMS، این تخلخل‌ها با یکدیگر تلفیق و باعث شده‌اند که بر روی نمودار FMS ناحیه‌ای با تخلخل بالا (لکه‌های بزرگ تیره رنگ) نمایان شود (شکل A-۱).

همان‌طور که در شکل (B-۱) مشاهده می‌شود بافت پکستون با تخلخل بین دانه‌ای وجود دارد که به علت انحلال آنها و ایجاد تخلخل قالبی بین ذرات آلوم، محیطی متخلخل و تراوا برای حرکت هیدروکربن ایجاد شده است. شکل (C-۱) و (D-۱) دولومیتی شدن بافت وکستون و پکستون را نشان می‌دهد. در این مقاطع مشاهده می‌شود که ذرات دولومیت در میان ذرات آلوم قرار گرفته‌اند و در واقع اختلاف لیتولوژی باعث ایجاد تخلخل شده است. همچنین فراوانی دولومیت‌ها همراه با تخلخل بین بلوری و انحلال همراه با دولومیتی شدن باعث شده تا تخلخل‌های بین دانه‌ای به هم متصل و تراوایی مناسبی در این نواحی به وجود آید.

¹Depth Match

²Lag time

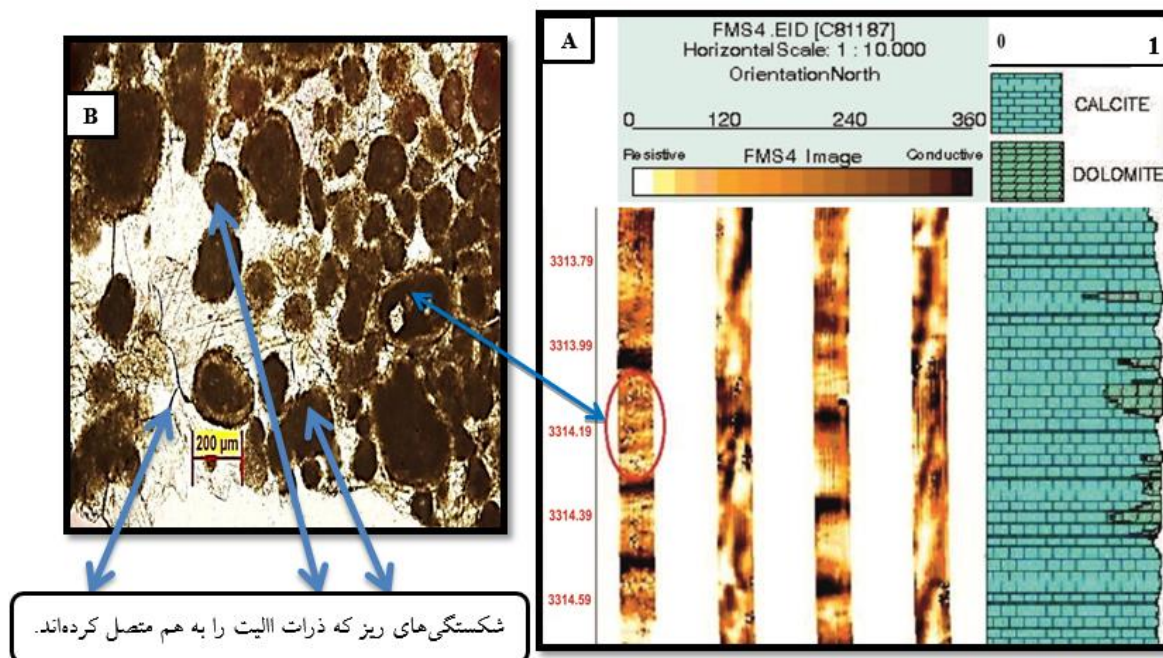


شکل ۱- مقایسه و ردیابی تخلخل بین بلوری و بین دانه‌ای در نمودار FMS و مقطع نازک. (A) نمودار FMS که در آن تخلخل کوچک مقیاس به صورت نقاط پراکنده تیره رنگ مشخص شده است. قسمتی از نمودار به علت تداخل تخلخل‌های بین دانه‌ای و بین بلوری به صورت حفره‌های سیاه رنگ نمایان شده است. (B) بافت پکستون همراه با تخلخل بین دانه‌ای (بیضی‌های آبی) که در اثر انحلال در برخی مناطق، تخلخل‌ها به هم مرتبط شده‌اند. (C) ذرات دولومیت همراه با تخلخل بین بلوری و درون بلوری (بیضی آبی). (D) بافت پکستون و وکستون دولومیتی شده. تبدیل کلسیت به دولومیت باعث تشکیل مجاری ارتباطی بین تخلخل‌های بین دانه‌ای شده و ناحیه‌ای با تخلخل و تراوایی مناسب ایجاد شده است.

۲.۵. تخلخل بین دانه‌ای

در این نمونه روی نمودار FMS و در عمق ۳۳۱۴ متری، روند Foreset که نشان دهنده بافت گرینستون بوده و نقاط پراکنده سیاه رنگ که نشان دهنده تخلخل کوچک مقیاس است، مشاهده می‌شود. روی نمودار، تخلخل حفره‌ای هم مشاهده می‌شود اما در این مثال تخلخل بین دانه‌ای به علت حجم بیشتر، مد نظر می‌باشد. توسط این نمودار به تنهایی نمی‌توان نوع دقیق تخلخل را مشخص کرد. با مطالعه مقطع نازک در عمق ۳۳۱۳ تا ۳۳۱۵ متری، ملاحظه می‌شود که تخلخل مشاهده شده روی نمودار FMS، از نوع تخلخل بین دانه‌ای و در بافت دانه پشتیبان گرینستون بوده که نشان دهنده انرژی بالای محیط می‌باشد و وجود تخلخل در مقطع نازک با نمودار تصویری در همان عمق مطابقت دارد. گرینستون موجود در این

مقطع به میزان اندک، سیمانی شده است اما چون سیمان رشد کافی نکرده تخلخل بین دانه‌ای اولیه از بین نرفته و باقی مانده است (سحابی، ۱۳۸۵). همان‌طور که در شکل (B-۲) مشاهده می‌شود، ابعاد این نوع تخلخل کوچک بوده اما ذرات آلوکم که در اینجا الیت می‌باشد، توسط شکستگی‌های ریز به هم متصل شده‌اند و این مطلب باعث اتصال تخلخل‌های بین‌دانه‌ای و افزایش تراوایی شده به طوری که در برخی نواحی، وجود هیدروکربن مشاهده می‌شود.

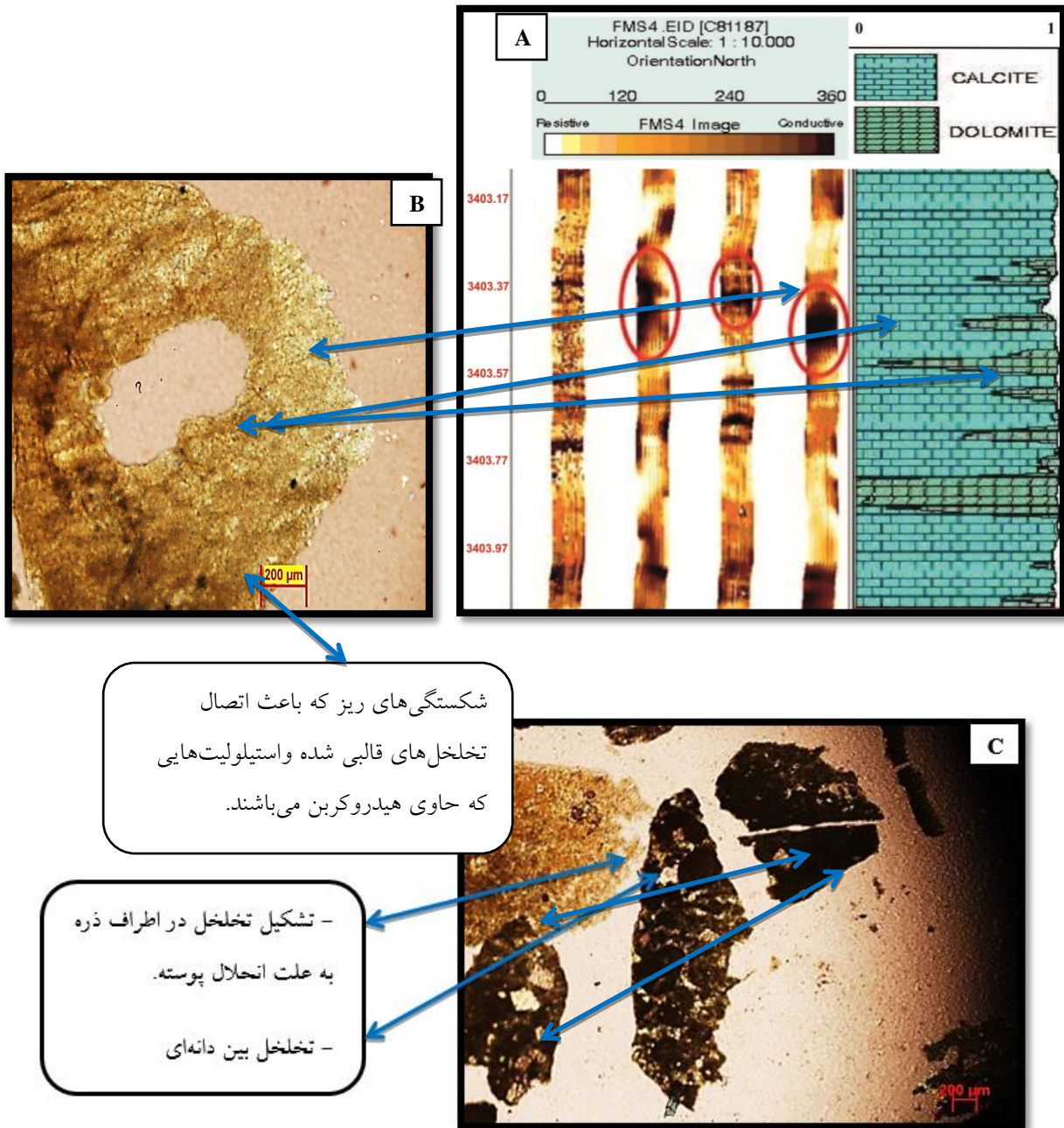


شکل ۲- مقایسه و ردیابی تخلخل بین دانه‌ای در مقطع نازک و نمودار FMS. A) تخلخل در نمودار FMS. این تخلخل به صورت نقاط تیره رنگ و پراکنده بر روی نمودار نمایان شده که نشان دهنده تخلخل کوچک مقیاس می‌باشد. نوع دقیق تخلخل توسط نمودار FMS قابل تشخیص نیست و باید از مطالعه مقاطع نازک در تشخیص این موضوع کمک گرفت. B) تخلخل بین دانه‌ای در مقطع نازک با بزرگ نمایی ۵X. این نوع تخلخل که معمولاً در بافت‌های گرینستون مشاهده می‌شود، اغلب به وسیله سیمان‌نکلسیتی یا دولومیت پر می‌شود. در این مقطع تخلخل‌های بین‌دانه‌ای توسط شکستگی‌ها به هم مرتبط شده‌اند.

۳.۵ تخلخل قالبی^۱

این نمونه روی نمودار FMS و در عمق ۳۴۰۳ تا ۳۴۰۴ متری لکه‌های تیره رنگی که نشان دهنده تخلخل با مقیاس بزرگ است را نشان می‌دهد (شکل ۳-A). در این نمونه، تخلخل قالبی بر روی مقطع نازک در عمق ۳۴۰۲ تا ۳۴۰۴ متری مشخص می‌باشد. به علت انحلال کامل قطعه اسکلتی و بر جا گذاشتن قالب خالی، نوع ذره اولیه قابل تشخیص نمی‌باشد و با توجه شکل (۳-C) که مقطع دیگری در همین عمق را نشان می‌دهد، مشخص است که در اطراف ذره نیز مقادیر اندک تخلخل به وجود آمده است که ممکن است پوسته حل شده و تخلخل قالبی بر جا گذاشته باشد (سحابی، ۱۳۸۵). در این مقطع شکستگی‌های ریز و ساختارهای استیلولیتی نیز وجود دارد. شکستگی‌های ریز و استیلولیت‌های موجود در این عمق، نقش مهمی در اتصال تخلخل‌های قالبی و افزایش تراوایی دارند و باعث شده‌اند برخی نواحی که به رنگ تیره درآمده است، حاوی هیدروکربن باشند.

¹ Moldic porosity



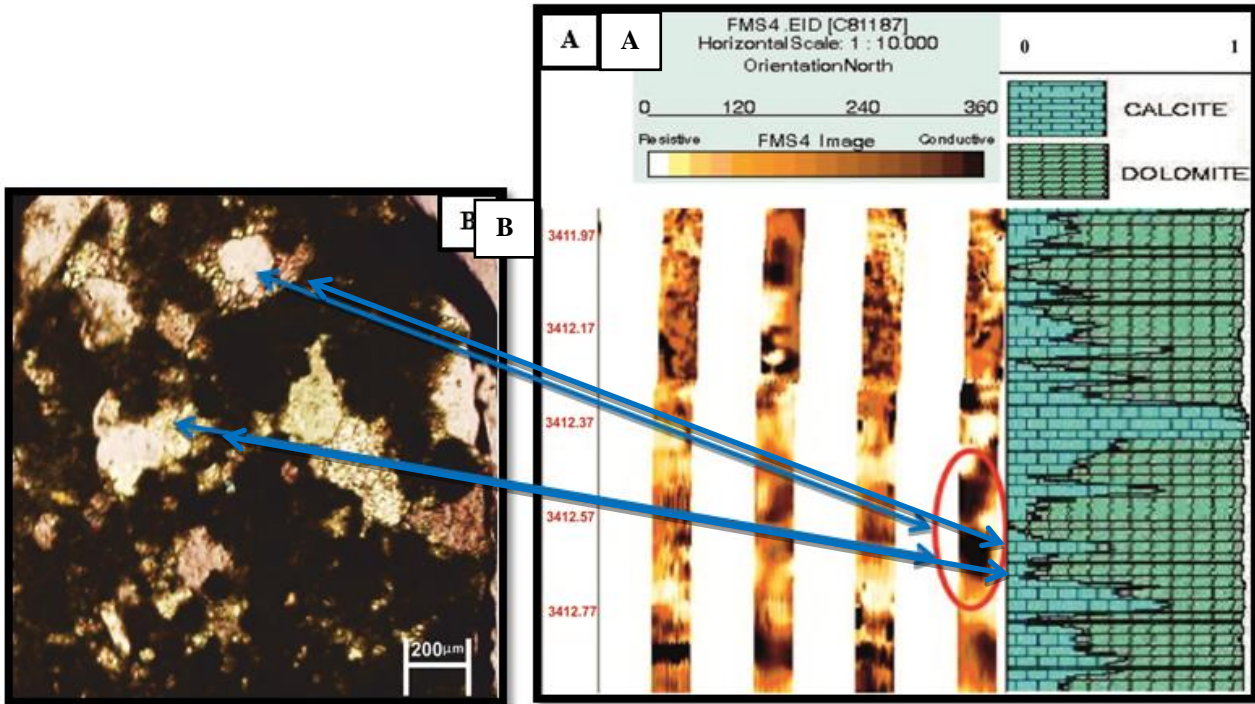
شکل ۳- مقایسه و ردیابی تخلخل قالبی در مقطع نازک و نمودار FMS (۳۴۰۳ تا ۳۴۰۴ متر). (A) نمودار FMS از عمق ۳۴۰۳/۱۷ تا ۳۴۰۴/۹۷ متر. لکه‌های سیاه، مربوط به فضاهای خالی است که هم به طور متمرکز و هم به صورت پراکنده دیده می‌شود. (B) مقطع نازک خرده‌های حفاری شده، با بزرگ‌نمایی ۲۰X در نور عادی. تخلخل قالبی حاصل از انحلال کامل یک قطعه اسکلتی و یا یک فسیل به صورت قالب داخلی^۱ و همچنین شکستگی‌های میکروسکوپی و بازشدگی‌های استیلولیتی روی شکل مشخص است. (C) وجود شکستگی در بافت و کستون با بزرگ‌نمایی ۲۰X و نور عادی که حاوی مقادیر اندکی تخلخل بین دانه‌ای نیز می‌باشد.

۵. حفره‌های انحلالی به صورت تخلخل حفره‌ای

این نمونه در عمق ۳۴۱۱ تا ۳۴۱۳ متری روی نمودار FMS لکه‌های تیره رنگی که حاکی از تخلخل بزرگ مقیاس هستند را نشان می‌دهد (شکل ۴- A). مقطع نازک در همین عمق بافت پکستونیوکلستی را نشان می‌دهد. در اثر انحلال بخشی در

¹ Internal mold

بعضی از قطعات اسکلتی، منجر به تشکیل تخلخل انحلالی درون دانه‌ها شده است. بخشی از این تخلخل، متعاقباً به وسیله سیمان کلسیتی پر شده و در نتیجه مقدار تخلخل ایجاد شده، کاهش یافته است. ابعاد حفره‌ها آن قدر بزرگ نیست که به تنهایی بتوانند هیدروکربن را از خود عبور دهند اما در میان تخلخل‌های حفره‌ای، شکستگی‌های بسیار ریزی وجود دارد که باعث اتصال حفره‌ها در جهت افزایش تراوایی شده‌اند.



شکل ۴- مقایسه و ردیابی تخلخل حفره‌ای در مقاطع نازک و نمودار FMS4. (A) نمودار FMS. لکه‌های سیاه رنگ در ابعاد مختلف نشان دهنده فضای خالی است. (B) مقطع نازک خردده‌های حفاری شده با بزرگ‌نمایی ۲۰X و در عمق یکسان با نمودار FMS. همان‌طور که مشاهده می‌شود، حفره‌های انحلالی ایجاد شده است.

۶- نمودار انحراف سرعت

نمودار VDL توسط روابط زیر در چاه‌های گازی ساخته می‌شود (Anselmetti and Eberli, 1999):

$$VDL = (V_{rock} - V_{dt}) \times (1000000 / 3.281) \quad (1)$$

$$\Phi = (\Phi_N + \Phi_D) / 3 \quad (2)$$

$$V_{rock} = (1 / (1 - \Phi))^{55} + (\Phi \cdot 189) \quad (3)$$

$$V_{dt} = (1 / DT) \quad (4)$$

که در آن

Φ : تخلخل

Φ_N : تخلخل نوترون

Φ_D : تخلخل دانسیته

V_{rock} : سرعت صوت در سنگ

V_{dt} : سرعت نمودار صوتی

DT: زمان نمودار صوتی

این نمودار بر اساس میزان انحراف، به سه زون تقسیم می‌شود:

۱- زون‌های با انحراف صفر (مقادیر بین ۵۰۰- تا ۵۰۰+) که نمایانگر تخلخل بین‌بلوری، بین دانه‌ای و یا تخلخل بسیار ریز می‌باشند و تراوایی نسبتاً خوبی را نشان می‌دهند.

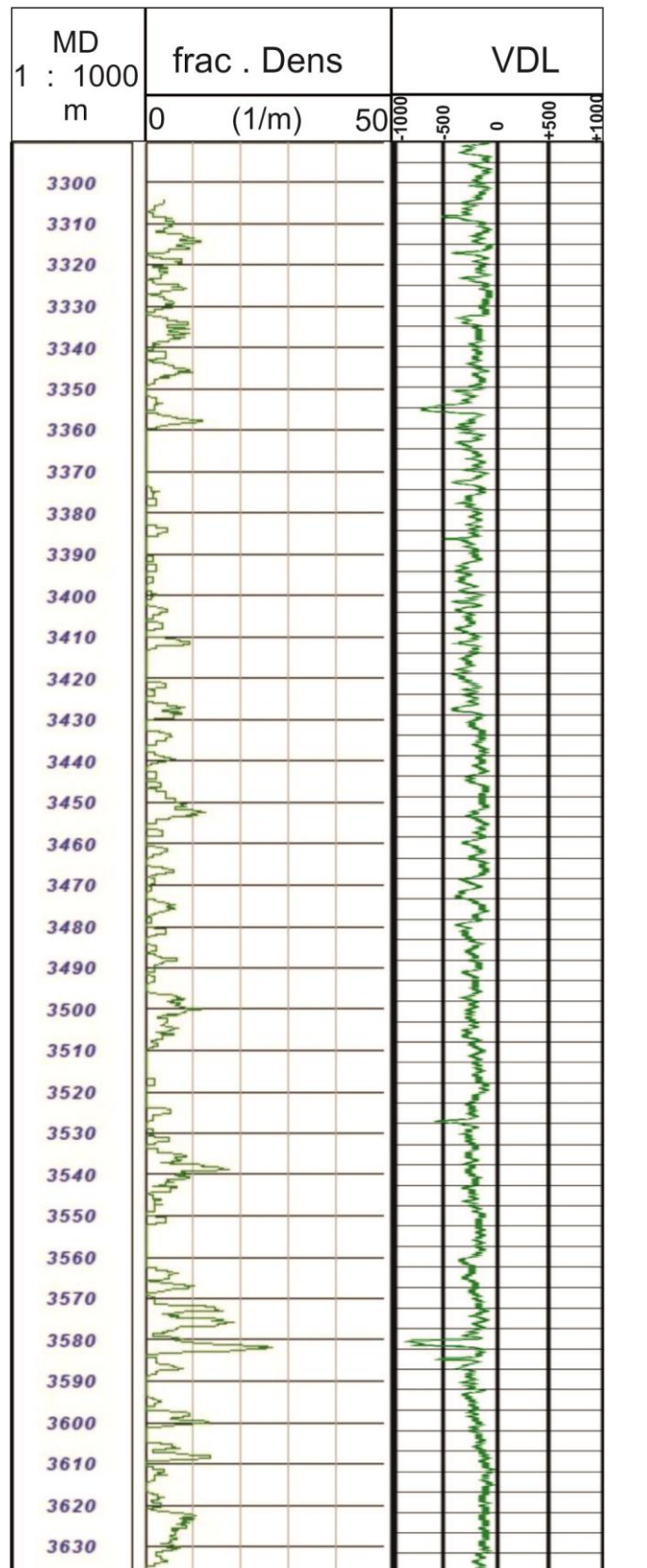
۲- زون‌های با انحراف منفی (مقادیر کمتر از ۵۰۰-)، زمانی ایجاد می‌شوند که سرعت نمودار صوتی کمتر از معادله زمان وایلی برای همان تخلخل باشد، که نمایانگر وجود شکستگی، وجود گاز آزاد در مخزن و یا وجود زون ریزشی می‌باشد.

۳- زون‌های با انحراف مثبت (مقادیر بیشتر از ۵۰۰+)، نمایانگر تخلخل‌های حفره‌ای و قالبی می‌باشد و معمولاً تراوایی کمی را نشان می‌دهد.

پس از تفسیر نتایج نمودار FMS برای تعیین هندسه تخلخل و همچنین تعداد شکستگی‌ها نسبت به عمق و مطالعه مقاطع نازک، نمودار انحراف سرعت در این چاه و از عمق ۳۲۵۰ تا ۳۶۵۰ متری ساخته شده تا با توجه به زون‌های این نمودار، تخلخل و تراوایی سازند مزدوران در این چاه تعیین و تأثیر شکستگی‌ها بر این دو پارامتر بررسی شود. در شکل ۵ نمودار انحراف سرعت همراه با نمودار چگالی شکستگی‌ها^۱ نسبت به عمق آورده شده است.

همان طور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود، نمودار انحراف سرعت در این چاه، مقادیری بین ۵۰۰- تا ۵۰۰+ را دارد و انحراف صفر را نشان می‌دهد. در نتیجه تخلخل غالب در سازند مزدوران در این چاه از نوع بین‌دانه‌ای و بین بلوری و میزان تراوایی نسبتاً مناسب می‌باشد. با توجه به وجود شکستگی‌ها در طول این چاه و نتایج نمودار چگالی آنها نسبت به عمق می‌توان گفت شکستگی‌ها تأثیر مثبتی روی تخلخل و تراوایی نداشته و تخلخل‌های موجود روی نمودار FMS که به آنها اشاره شد، شامل تخلخل‌های حاصل از شکستگی‌ها نبوده و تخلخل‌های بین دانه‌ای و بین بلوری می‌باشد.

¹ Fracture Density



شکل ۵- نمودار انحراف سرعت همراه با چگالی شکستگی‌ها

نتیجه گیری

پس از مقایسه نتایج مطالعه میکروسکوپی مقاطع نازک و نمودار تصویری FMS در تعیین هندسه تخلخل و تطابق آنها با نمودار انحراف سرعت مشاهده می‌شود که نمودارهای تصویری در تعیین هندسه تخلخل به تنهایی کارایی ندارند و باید از مطالعه مقاطع نازک و یا مغزه در کنار آنها برای تعیین نوع تخلخل استفاده شود. این نمودار فقط وجود تخلخل را با توجه به ابعاد آن به صورت حفره‌ها و یا لکه‌های تیره رنگ مشخص می‌کند. با توجه به این مطلب ممکن است به علت تلفیق تخلخل‌ها میزان تخلخل بالایی روی نمودار FMS نمایان شود اما چگونگی ارتباط آنها و شکل فضای تخلخل توسط این نمودار قابل تعیین نبوده و تنها وجود تخلخل به کمک این نمودار قابل تشخیص می‌باشد. در نتیجه این نمودار نمی‌تواند به عنوان جایگزین برای مقاطع نازک باشد اما می‌تواند به عنوان مکمل برای مقاطع نازک و ابزاری در تشخیص اولیه برای تعیین نوع و هندسه تخلخل به کار رود. همچنین با ساخت نمودار VDL جهت کنترل نتایج به دست آمده و تعیین نوع غالب تخلخل در سازند مزدوران مشاهده می‌شود که تخلخل غالب در این سازند، بین دانه‌ای و بین بلوری می‌باشد. در نتیجه تخلخل‌های تعیین شده توسط نمودار FMS حاصل تخلخل‌های شکستگی‌ها نمی‌باشند و شکستگی‌ها علی‌رغم وجودشان در اعماق مذکور، تأثیری روی تخلخل ندارند. همچنین تلفیق نتایج نمودار FMS در تعیین هندسه تخلخل و مطالعه میکروسکوپی مقاطع نازک در کنار یکدیگر مشروط به نمونه‌گیری و نگهداری صحیح مقاطع نازک خرده‌های حفاری، می‌تواند به عنوان ابزاری در تعیین پارامتر فوق به کار رود. این مطلب با توجه به مشکلاتی که مغزه، از جمله محدودیت در Recovery، محدود بودن طول مغزه، مشکل توجیه جغرافیایی و هزینه‌های بالای مغزه‌گیری دارد، از اهمیت بسزایی برخوردار می‌باشد.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر بهرام موحد و دکتر کدخدایی که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Choquette, P. W., and L. C. Pray, 1970, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. Bull. Am. Ass Petrol. Geology. V. 54, pp. 207-250 In Rahimpour Bonab, H., 1384. Carbonate rocks,
- [2] Prensky, S., 1999, Advances in borehole imaging technology and application, Geological Society London, Special Publications, 159:1-43.
- [3] Khoshbakht, F., H. Memarian, and M. Mohammadnia, 2009, Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log, Journal of Petroleum Science and Engineering, v.67, p.65-74.
- [4] Khoshbakht, F., H. Memarian, M. Azizzadeh, Gh. Nourozi, and A. Moallemi, 2009, Ability of FMS in detecting fractures and other geological features of Asmari fractured carbonate reservoir, 4th North African/Mediterranean Petroleum & Geosciences Conference & Exhibition.
- [5] Kovac, K.M. and S. Lutz, 2009, Borehole Image analysis and geological interpretation of selected features in well DP 27-17 At Desert Peak, Nevada, Thirty-Forth Workshop On Geothermal Reservoir Engineering Stanford University.
- [6] Mousavi N. and B. Soleimani, 2010, Fractures determination Of Khami reservoir in Chilingar oil field, using FMS image log, cores and microscopic thin section studies, The 1st Internation Applied Geological Congress,
- [7] Mahmoud Akbar and Z. Movahed, 2003, Borehole Image measurement, Schlumberger.
- [8] Mahmoud Akbar, 2000, Unconventional approach to resolving primary and secondary porosity in gulf carbonates from bore hole image log, Schlumberger.
- [9] Serra, O., Formation Micro Scanner Image Interpretation, Schlumberger Education Services, 2000.
- [10] Silva, I. and F. Domingos, Advanced Borehole Image Applications In Turbidite Reservoirs Drilled With Oil Based Mud, A Case Study From Deep Offshore Angola, SPWLA 44th Annual Logging Symposium, 2003.
- [11] Tovaglieri, F., And D. George, Sedimentology and Image Log Analysis of The Jurassic Deltaic Plover Formation, Browse Basin, Australian North West Shelf, AAPGACE, Long beach, California, USA, , 2012.
- [12] Anselmetti, F.S. and G.P. Eberli, 1999, The velocity Deviation Log ;A tool to Predict pore Type permeability Trends in carbonate Drill Holes from sonic and porosity or density logs, AAPG Bulletin , Volume 83, No.3, pp.450-466.
- [۱۳] افشارحرب، ع.، ۱۳۷۳، زمین شناسی ایران، زمین شناسی کپه داغ، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور. ۲۷۵
- [۱۴] سبحانی، ف.، سنگ شناسی رسوبی، انتشارات دانشگاه تهران، ۳۸۸. ۱۳۸۵.
- [۱۵] فردین، ه.، تفسیر نمودار تصویربرداری FMS در یکی از چاه های میدان نفتی اهواز، دانشکده زمین شناسی دانشگاه تهران، پردیس علوم، ۱۵۲. ۱۳۸۵.
- [۱۶] تقوی پور، ش.، تجزیه و تحلیل شکستگی های مخزن خامی میدان چیلینگر با استفاده از مغزه و نمودارهای تصویرگر، اولین کنگره ملی توسعه مخازن شکافدار، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۱۳۸۷.
- [۱۷] سادات مولایی، ش.، موحّد، ب.، مطالعه ساختمانی شکستگی ها و جهت جریان های قدیمی در سازند آسماری چاه اهواز ۱۸۶ با استفاده از نمودار تصویرگر FMS، فصلنامه زمین، ۱۳۹۰.
- [۱۸] آقاجری، ه.، موحّد، ب.، استفاده از نمودار تصویرگر FMS در مطالعه شکستگی های مخزن آسماری چاه بی بی حکیمه ۹۰، فصلنامه زمین، ۱۳۹۰.
- [۱۹] حسینی، ه.، ۱۳۹۱، کاربرد لاگ انحراف سرعت در تشخیص نوع تخلخل و روند تراوایی مخزن آسماری در میدان نفتی کیلور کریم، سی و یکمین گردهمایی علوم زمین.

Comparision of the results of FMS image log and thin sections data in one field of Kopedagh Basin

Shamshiri, Z., Sahabi, F., Norouzi, Gh., Memarian, H.

Abstract

Survey and study of porosity and the form and the size of that in oil and gas reservoirs are important due to its key role in reservoir quality and productivity. In this paper, unlike conventional methods of using cores to recognize the geometry and morphology of porosity, FMS image log and thin sections of cuttings from drilling are used. After determining the overall dimension of the porosity shown as black patches and spots by FMS log, the shape and the size of the porosity was studied in the form of petrological study, based on thin sections from Mozdouran reservoir formation(lower Jurassic) in one of the gas fields in the East of Kopedagh basin. Tracing and comparing of the results of the two methods show a good correlation for determining the type and geometry of porosity. Data fusion of FMS log data with petrological studies of thin sections of cuttings from drilling has advantages the most important of which is the possibility of replacement of core with FMS log and thin sections in order to determining the geometry of porosity.

Keywords: Geometry of porosity, Porosity morphology, FMS log, Thin sections study, Mozdouran Formation, Kopedagh Basin

بکارگیری مدل ترکیبی VISA-SCM و داده‌کاوی مکانی جهت تشخیص تراوش‌های هیدروکربنی با استفاده از داده‌های ابرطیفی Hyperion و اسپکترومتری میدانی

محمد حمزه^۱، علی شکاری فرد^{۱*}، علی درویشی بلورانی^۲، سید کاظم علوی پناه^۲، فروغ بیگ^۳، حسین نصیری^۴

^۱ پردیس دانشکده فنی دانشگاه تهران

^۲ دانشکده کارتوگرافی دانشگاه تهران

^۳ مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

^۴ دانشکده جغرافیا دانشگاه تهران

*shekarifard@gmail.com

تاریخ دریافت: شهریور ۹۲، تاریخ پذیرش: آبان ۹۲

چکیده

تئوری تراوش‌های هیدروکربنی یک رابطه علت و معلولی بین مخازن نفت و گاز و ناهنجاری‌های ویژه سطحی را مطرح می‌سازد. همچنین منحنی انعکاس طیفی هیدروکربن‌ها و دگرسانی‌های وابسته به آنها شواهد قابل اطمینانی را برای اکتشاف نفت و گاز مهیا می‌سازند. در این تحقیق برای شناسایی تراوش‌های نفتی و دگرسانی‌های مربوطه، ابتدا پیش‌پردازش‌های لازم روی تصاویر ابرطیفی سنجنده Hyperion ماهواره EO-1 صورت پذیرفت. به منظور تشخیص تراوش‌های نفتی روش ترکیبی VISA-SCM بر داده‌های تصحیح شده به همراه داده‌های حاصل از طیف‌سنجی نمونه‌های برداشت شده از منطقه مورد مطالعه اعمال گردید. نتایج حاکی از کارایی روش مذکور برای رسیدن به هدف مطالعه حاضر است.

کلمات کلیدی: تراوش نفتی، سنجش از دور، تصاویر ابر طیفی ماهواره‌ای، EO-1/Hyperion، اسپکترومتری میدانی، داده‌کاوی

۱. مقدمه

امروزه سنجش از دور در مطالعات زمین‌شناسی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است به طوری که این فناوری می‌تواند اطلاعات ارزشمندی در خصوص مطالعاتی از قبیل استخراج خطواره‌ها، شناسایی زون‌های آلتراسیونی و غیره در اختیار ما قرار دهد. سهولت به کارگیری، ارزان، سریع و غیرتهاجمی بودن روش‌های سنجش از دور به همراه نیازهای موجود برای استفاده از این فن‌آوری، سبب گسترش کمی و کیفی این شاخه از علم در مطالعات مربوط به زمین شده است.

از طرفی در حال حاضر روش‌های لرزه‌ای، مغناطیسی و پرتوسنجی به منظور اکتشافات هیدروکربنی در صنعت نفت استفاده می‌گردند، ولی بکارگیری این روش‌ها ضریب موفقیت ۳۰ تا ۳۵ درصدی را به طور متوسط در مقیاس جهانی به نمایش می‌گذارد. با توجه به هزینه‌های سنگین عملیات اکتشاف این ضریب بسیار پایین بوده و به منظور افزایش ضریب موفقیت و کاهش هزینه‌های مربوطه، باید روش‌های مذکور با تکنیک‌ها یا ابزارهای کمکی دیگری به صورت تلفیقی مورد استفاده قرار گیرند. بدون شک استفاده از تراوش‌های هیدروکربنی یکی از مهم‌ترین این ابزارها محسوب می‌شوند. تراوش‌های هیدروکربنی را می‌توان به صورت شواهد مستقیم یا غیرمستقیم مواد هیدروکربنی (اعم از نفت، قیر و یا گاز) در سطح زمین تعریف کرد که نتیجه مهاجرت هیدروکربن‌ها در امتداد شکستگی‌ها، درزها، صفحات گسلی، ناپیوستگی‌ها، سطوح لایه‌بندی یا از طریق هرگونه خلل و فرج متصل به هم در سنگ‌ها می‌باشند. بنابراین وقوع سطحی تراوش‌های هیدروکربنی در غالب موارد دال بر نشت مخازن نفت و گاز می‌باشد. رابطه تراوش‌های هیدروکربنی سطحی با میدین نفت و گاز را به صورت ساده می‌توان چنین تبیین کرد که این تراوش‌ها به وسیله مخازن هیدروکربنی زیرزمینی تغذیه می‌شوند همانگونه که اکثر چشمه‌های آب از سفره‌های تحت فشار آب زیرزمینی تغذیه می‌گردند. حضور یک چشمه هیدروکربنی فعال یا غیرفعال در سطح زمین هرچند ضرورتاً دلیل بر وجود مخزن یا مخازن هیدروکربنی که از نظر اقتصادی، استخراج آن مقرون به صرفه باشد، نیست، ولی این تراوش‌ها را می‌توان به عنوان یک ابزار اکتشافی مهم کمکی در صنعت نفت در نظر گرفت و مورد استفاده قرار داد.

از سویی دیگر به دلیل ملاحظات اقتصادی و محیطی اکتشاف ذخایر هیدروکربنی نیاز به روش‌های غیرتهاجمی و مقرون به صرفه دارد. علم سنجش‌ازدور را می‌توان بهترین گزینه برآورده کننده این دو مورد دانست. در طی دهه اخیر تکنولوژی سنجش از دور ابرطیفی برای تشخیص و شناسایی اهداف اکتشافی در مناطق تحت مطالعات کاوشی به صورت وسیعی مورد استفاده قرار گرفته است. علت استفاده از این تکنولوژی را می‌توان قدرت تفکیک طیفی بالای سنجنده‌های ابرطیفی برای تشخیص مواد متفاوت موجود در سطح زمین بر مبنای خصوصیات طیفی آن‌ها دانست. به عنوان مثال، میدین گازی مهم معمولاً در تله‌های ساختاری و تله‌های چینه‌ای جزئی یافت می‌شوند که هر دو گروه می‌توانند با اندازه‌گیری ریزتراوش‌های هیدروکربنی سطحی و ناهنجاری‌های وابسته به آن‌ها قابل تشخیص باشند. بنابراین تشخیص طیف انعکاسی ناهنجاری‌های سطحی برای اکتشاف نفت و گاز با استفاده از تکنولوژی سنجش از دور امکان پذیر است. اما آنچه مسلم است این است که بی‌شک کلید کاربرد موفقیت-آمیز تکنولوژی سنجش از دور در ترکیب آن با سایر ابزارهای اکتشافی مانند داده‌های لرزه‌ای، چاه، گرانی و مغناطیسی است. حضور دگرسانی سطحی متأثر از تراوشات هیدروکربنی در منابع مختلف مطرح شده است [۱،۲،۳]. تحقیقاتی نیز در مورد کاربرد اطلاعات طیفی برای تشخیص دگرسانی‌های سطحی که بتوانند حضور هیدروکربن‌ها در عمق را پیش‌بینی کنند، انجام گرفته است [۴،۵]. تعدادی از مطالعات نیز در مورد رفتار طیفی هیدروکربن‌ها انجام شده و مشخص نموده‌اند که هیدروکربن‌ها دو عارضه جذبی مهم در ۱/۷۳ و ۲/۳۱ میکرومتری دارند [۶، ۷، ۸، ۹]. Kühn و همکاران [۹] یک شاخص هیدروکربنی را با استفاده از عارضه جذبی ۱/۷۳ میکرومتری برای سنجنده HyMap توسعه داده و آن را برای تشخیص مستقیم سطوح دارای

هیدروکربن آزمایش کردند. این شاخص باندهای استفاده شده از داده‌های ابرطیفی HyMap را به تصویری تبدیل می‌کند که توزیع مواد دارای هیدروکربن در سطح زمین را نشان می‌دهد. مفادیر این شاخص به آسانی قابل محاسبه از داده‌های انعکاسی و حتی رادیانس است. Ellis و همکاران [۷] در تحقیقی با عنوان "تصاویر ابرطیفی هوایی برای صنعت نفت" با استفاده از داده‌های مذکور در محدوده طیفی مرئی - مادون قرمز نزدیک و طیف‌سنجی میدانی به شناسایی محل چشمه‌های نفتی پرداخته و نتیجه گرفتند که سنجنده‌هایی مانند Probe-1 و HyMap قدرت استخراج اطلاعات جدیدی از نظر زمین‌شناختی را دارند که از دیگر منابع قابل دسترسی نیستند. همچنین برای تشخیص و شناسایی تراوشات جزئی هیدروکربنی، لکه‌های نفتی و سطوح آلوده شده به نفت سنجنده‌هایی با مشخصات یاد شده را ضروری می‌دانند. پژوهش‌هایی نیز با تلفیق داده‌های سنجش از دوری و ژئوشیمیایی صورت گرفته است. به عنوان نمونه، Xu و همکاران [۱۰] به بررسی اکتشاف گاز طبیعی با استفاده از رفتار طیفی خاک سطحی پرداختند. در این تحقیق که از تصاویر Hyperion و طیف‌سنجی میدانی استفاده شده است، با به‌کارگیری روش نگاهت زاویه طیفی^۱ سه منطقه امیدبخش مشخص گردیده و حفر سه چاه آزمایشی در این مناطق به وسیله شرکت ملی نفت چین نشان داد که دارای مخازنی که استخراج آن‌ها از نظر اقتصادی مقرون به صرفه است، می‌باشند. در کاری متفاوت از سایر پژوهش‌های انجام شده DeBeukelaer و همکاران [۱۱] به صورت موفقیت‌آمیزی داده‌های سونار، SAR و پروفایلر^۲ صوتی را برای تشخیص تراوشات نفتی و گازی در خلیج مکزیکو^۳ به کار گرفته‌اند. گروهی دیگر از محققین [۱۲] برای تعیین محل چشمه‌های نفتی موجود در بستر دریا در سواحل استرالیا داده‌های TerraSAR-X را مورد ارزیابی قرار داده‌اند و نتایج حاکی از کارایی بالای این داده‌ها در تشخیص چشمه‌های نفتی در محیط آبی است.

vanderWerff [۱۳] پایان نامه دکتری خود در دانشگاه اُتریخت^۴ هلند را در رابطه با سنجش از دور دانش پایه برای شناسایی الگوهای طیفی و مکانی حاصل از تراوشات هیدروکربنی انجام داد. در این کار مباحث مختلفی مانند سنجش از دور چشمه‌های نفتی، ریزتراوشات هیدروکربنی در سواحل، تحلیل رفتار طیفی خاک‌های متأثر از تراوشات یا ریزتراوشات هیدروکربنی، و گیاهان تحت تأثیر ریزتراوشات نفتی و مباحث مرتبط با الگوهای متفاوت مکانی مورد بررسی قرار گرفته است.

صنعت نفت از مهم‌ترین و حساس‌ترین صنایع کشور است و با توجه به روند توسعه طرح‌های اجرایی در اکثر نقاط کشور، بیش از پیش مورد توجه خاص است. با توجه به این مورد و پتانسیل‌های بالای کشورمان از حیث منابع هیدروکربنی و همچنین قابلیت بالای سنجش‌از دور ابرطیفی در تشخیص پدیده‌های سطح زمین از جمله تراوش‌های هیدروکربنی که به عنوان ابزاری کلیدی در اکتشاف مخازن نفت و گاز مطرح می‌باشد، لزوم بهره‌گیری از این تکنولوژی در ایران از اهمیتی فراوانی برخوردار می‌باشد. بنابراین در این پژوهش از تصاویر ابرطیفی برای تشخیص تراوش‌های هیدروکربن در قسمتی از استان خوزستان استفاده شده است. حال با توجه به مسائل و ضرورت‌های فوق‌الذکر، در این تحقیق اهداف مورد بررسی عبارتند از: بررسی پتانسیل تصاویر ابرطیفی Hyperion برای تشخیص تراوش‌های هیدروکربنی و بررسی قابلیت تشخیص نموده‌های سطحی مستقیم و غیرمستقیم تراوشات هیدروکربنی به وسیله سنجش از دور ابرطیفی.

¹ SpectralAngleMapper (SAM)

² Profiler

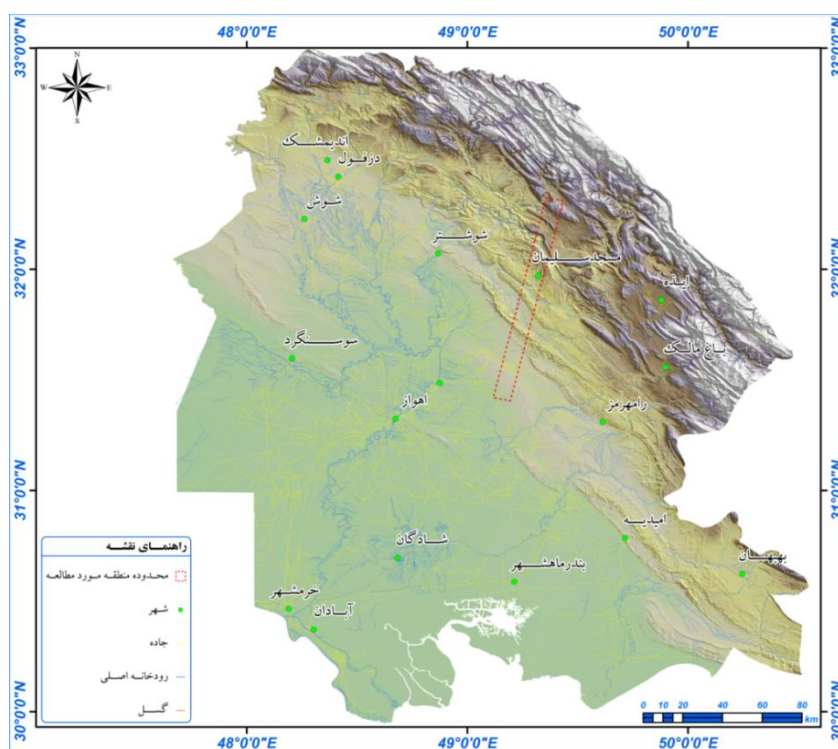
³ Gulf of Mexico

⁴ Utrecht

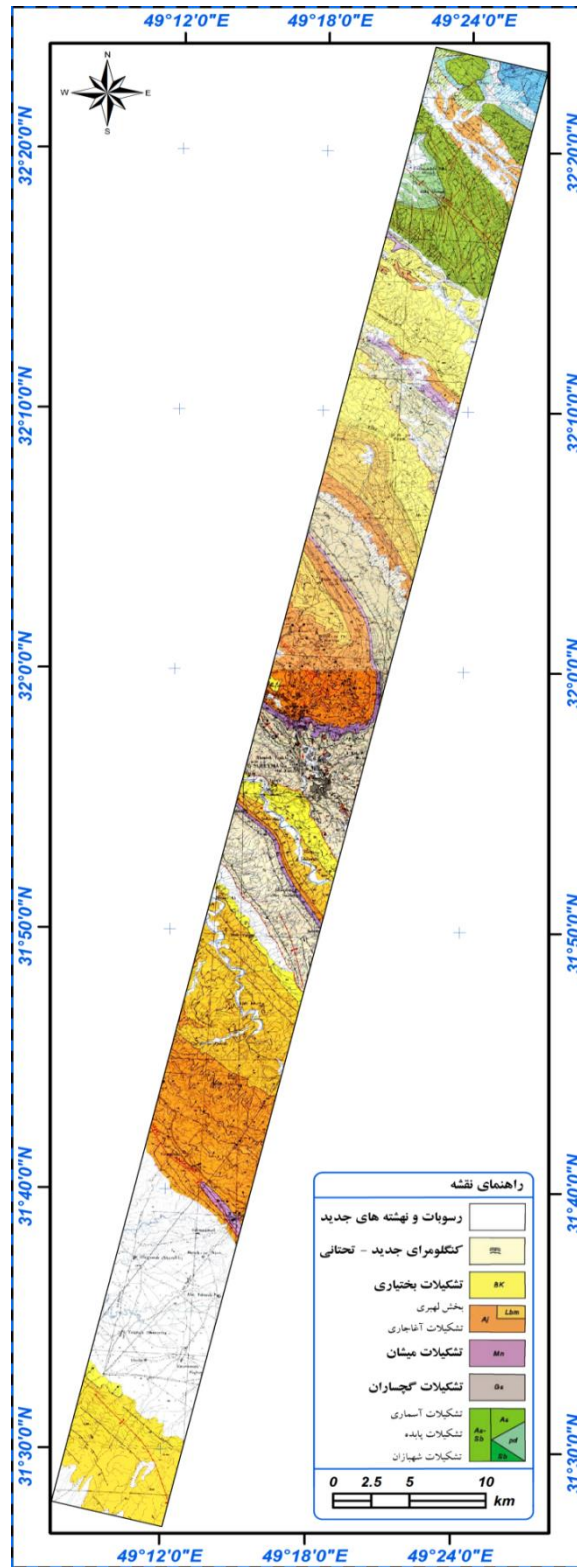
۲. روش مطالعه

۱-۲ منطقه مورد مطالعه

استان خوزستان (شکل ۱) در بخش جنوب غربی پهنه ساختاری- رسوبی زاگرس قرار دارد که یکی از ویژگی های عمده زمین- شناسی آن وجود میدان های نفتی متعدد در دو بخش کوهستانی و دشتی است. زمین شناسی منطقه مورد مطالعه نقش بسیار مهمی در شناسایی محل تراوشات هیدروکربنی و تحلیل ارتباط این تراوشات با مخازن هیدروکربنی دارد. همانگونه که در نقشه زمین شناسی منطقه مورد مطالعه (شکل ۲) دیده می شود دو ساختمان مهم زمین شناسی واقع در آن پابده و مسجد سلیمان است. سازندها و بخش هایی که در منطقه نمود بیشتری دارند عبارتند از سازند بختیاری، بخش لهبری، سازند آغاچاری، سازند میشان، سازند گچساران، سازند آسماری، سازند پابده، سازند شهبازان. فراوانی ذخایر نفتی سبب گردیده که به مطالعات زمین شناسی این استان توجه خاصی مبذول گردد. با عنایت به این مهم و شرایط خاص استان خوزستان از نظر منابع هیدروکربنی و نیز تراوشات هیدروکربنی فراوان آن، این استان به عنوان منطقه مورد مطالعه انتخاب گردید. ولی با توجه به استفاده از تصاویر Hyperion در این تحقیق، در عمل منطقه مورد مطالعه محدود به چهارچوب یکی از تصاویر موجود از این استان گردید.



شکل ۱- موقعیت منطقه مورد مطالعه در استان خوزستان



شکل ۲: نقشه زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

۲-۲ داده‌های مورد استفاده

با توجه به ماهیت این پژوهش که مبتنی بر خصوصیات طیفی تراوشات هیدروکربنی و اثرات آن‌هاست، برای انجام آن علاوه بر تصاویر ماهواره‌ای، داده‌های زمینی نیز مورد نیاز است. تصویر ماهواره‌ای Hyperion همراه با داده‌های طیف‌سنجی، مدل رقومی ارتفاع تهیه شده از داده‌های سنجنده P5 ماهواره‌ی IRS و نقشه‌های زمین‌شناسی ۱:۱۰۰۰۰۰ شرکت ملی نفت ایران در راستای هدف این تحقیق به کار گرفته شدند. تصویر Hyperion منطقه مورد مطالعه در سال ۲۰۰۹ در سطح پردازشی A1 و اخذ شده در تاریخ چهارم جولای ۲۰۰۶ دریافت گردید. با توجه به مشکلاتی که در سطوح پردازشی بالاتر از A1 وجود داشت، پیش پردازش‌های لازم باید بر روی داده‌هایی با سطوح پردازشی A1 انجام می‌شد که همین امر باعث شد تا این سطح مورد استفاده قرار گیرد. تصاویر سنجنده P5 ماهواره IRS برای استخراج مدل رقومی ارتفاع نیز از سازمان جغرافیایی نیروهای مسلح دریافت گردید.

۳-۲ نمونه برداری از محل تراوشات هیدروکربنی

برای شناسایی تراوشات و ریزتراوشات هیدروکربنی نیاز است که ابتدا رفتار طیفی این پدیده‌ها و اثرات جانبی آن‌ها مشخص گردد. همین امر نمونه‌برداری میدانی و عملیات طیف‌سنجی مربوط به این تحقیق را گریزناپذیر می‌نمود. از این رو با هماهنگی مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران بازدید میدانی از دو محل زیر انجام گرفته و نمونه‌برداری از مناطق زیر صورت پذیرفت.

۲-۳-۱ آسفالتیت بابا احمد

در کنار جاده مسجدسلیمان - قلعه خواجه و در روستای بن‌حیدر، ورودی تنگه بابا احمد در مرز سازندهای میشان و آسماری (به مختصات $42^{\circ} 19' 49''$ شرقی و $32^{\circ} 18'$ شمالی) تراوشات هیدروکربنی دیده می‌شود که گذر زمان باعث اکسید شدن آن‌ها گردیده و جلوه‌ی آسفالتی به آن‌ها داده که از این رو با نام آسفالتیت بابا احمد نام گذاری شده است. با اینکه نمود این تراوشات در محل خیلی چشمگیر نیست ولی خاک متأثر از آن‌ها کاملاً مشخص بوده و با رنگی متفاوت سطحی را در بر گرفته است. از این محل ۳ نمونه آسفالتیت و ۴ نمونه خاک تحت تأثیر تراوشات برداشت شد. شکل ۳ تصاویر تهیه شده از این منطقه را نمایش می‌دهد. لازم به ذکر است که این منطقه فقط برای رفتارسنجی طیفی مورد بررسی قرار گرفت و در محدوده تصویر منطقه مورد مطالعه قرار ندارد.



شکل ۳: تراوشات هیدروکربنی همراه با دگرسانی ایجاد شده (الف و ب)

۲-۳-۲ آسفالتیت بن حیدر

از جاده مسجدسلیمان به سمت سد شهیدعباسپور، دو راهی جعفرآباد، ۲۰ کیلومتر بعد از قلعه خواجه در روستای بن حیدر (به مختصات "۷' ۴۹° ۲۱' شرقی و ۱۶' ۳۲° شمالی و ارتفاع ۵۴۳ متری از سطح آب‌های آزاد) در کنگلومرای سازند بختیاری تراوشات وسیع هیدروکربنی به شکل مایع و آسفالتیت دیده می‌شود که در طول دره ادامه می‌یابد و تقریباً در مساحتی برابر با ۵۰۰۰ مترمربع خاک را به شکل مشخصی تحت تأثیر خود قرار داده و رنگ و حتی بوی آنرا تغییر داده است. از این محل نیز ۲ نمونه تقریباً مایع، ۴ نمونه آسفالتیت و ۷ نمونه خاک آثره شده برداشت گردید (شکل ۴).



شکل ۴- تراوشات هیدروکربنی از آسفالتیت بن حیدر

۲-۴ طیف‌سنجی نمونه‌های برداشت شده

به منظور طیف‌سنجی نمونه‌های برداشت شده از اسپکترومتر رادیومتر فیلدسپک^۱ سه استفاده گردید. در حالت کلی طیف‌سنج را می‌توان به عنوان وسیله‌ای معرفی کرد که با استفاده از آشکارسازها، برای اندازه‌گیری توزیع تابش از طول موجی خاصی استفاده می‌کند. اسپکترومتر رادیومتر فیلدسپک سه نوع خاصی از طیف‌سنج است که انرژی تابانده و بازتابیده شده را اندازه می‌گیرد. این دستگاه در محدوده طول‌موج‌های ۳۵۰ تا ۲۵۰۰ نانومتر و با زمان روبش^۲ صد میلی ثانیه به کار طیف‌سنجی می‌پردازد. برای طیف‌سنجی نمونه‌ها پس از بهینه‌سازی دستگاه و کالیبراسیون به وسیله مرجع سفید، میزان انرژی بازتابیده از نمونه‌ها توسط ContactProbe و نرم افزار RS3 اندازه‌گیری و ثبت گردید.

۳. روش شناسی

۳-۱ پیش‌پردازش

در این پژوهش به علت مشکلات فراوانی که در داده‌های Hyperion وجود دارد و با عنایت به اینکه برای تشخیص تراوشات هیدروکربنی از طیف‌سنجی استفاده می‌شود، اعمال پیش‌پردازش‌های زیر گریزناپذیر بود. تشخیص محل و تصحیح پیکسل‌های غیرعادی در تصویر Hyperion، حذف streak در داده‌های Hyperion، تصحیح اثر انحنای طیفی^۳، تصحیح هندسی و تصحیح تصحیح اتمسفری. در سنجنده Hyperion آرایه‌های مربوط به طیف‌سنج‌های VNIR و SWIR، به علت ثبت غیر صحیح زیرپیکسلی نمی‌توانند قبل از اعمال تصحیحات هندسی به صورت کامل بر روی هم قرار گیرند. جهت دستیابی به دقت

¹ FieldSpec

² Scanningtime

³ Spectralcurvature (spectralsmile)

بالا تر در مرحله تصحیح هندسی، ثبت غیرصحت^۱ آرایه‌های سنجنده در سطح پردازشی A1 تصحیح شد. برای این منظور نیمه سمت راست باندهای مربوط به SWIR (از پیکسل ۱۲۸ به بعد) به اندازه یک پیکسل به سمت بالا جابه‌جا شد. با این عمل در واقع ما خصوصیات هندسی تصویر را که در زمان اخذ داشته است به آن بر می‌گردانیم. از آنجایی که جابه‌جایی یک ستونی به سمت چپ در راستای محور x جزء جابه‌جایی‌های درونی محسوب نمی‌شود، نیازی به تصحیح آن در این مرحله نیست. در گام بعد داده‌های آرایه SWIR با داده‌های VNIR ثبت مشترک گردیده و دو سری داده‌ها با هم در یک ساختار فایلی به ترتیب طول موج قرار گرفتند. سپس با استفاده از ۲۶ نقطه کنترل زمینی با پراکنش مناسب داده‌های حاصل از عملیات بالا زمین مرجع شدند. برای انتقال مختصات تصویر به سیستم مختصات معلوم با توجه به انواع خطاهای موجود در تصویر از روش تبدیل چند جمله‌ای درجه دو استفاده گردید و خطای مجذور میانگین مربعات برای این مرحله با به کارگیری ۱۳ نقطه کنترلی ۰/۳۱ پیکسل برآورد گردید. در هر دو مرحله برای نمونه برداری مجدد به منظور تحمیل کم‌ترین تغییرات ممکن بر داده‌ها از روش نزدیک‌ترین همسایه استفاده شد. تصحیح اتمسفری داده‌ها با استفاده از مدل MODTRAN-4 انجام گردید. براساس این مدل، امکان محاسبه انعکاس زمینی^۲ (برای محدوده‌های طیفی مرئی و مادون قرمز نزدیک و میانی) و دمای درخشایی سطح^۳ (برای محدوده مادون قرمز حرارتی) در مناطق مسطح وجود دارد [۱۵، ۱۴]. این مدل دارای یک الگوریتم استاتیستیک برای حذف haze است. در این نوع تصحیح اتمسفری کد انتقال تابشی برای محاسبه انتقال اتمسفری، شار خورشیدی مستقیم و پخش شده و رادیانس مسیر باید استفاده گردد. یک بانک اطلاعاتی هم برای طیف وسیعی از تغییرات اتمسفری معمول در این مدل به کار گرفته می‌شود.

۳-۲ الگوریتم VISA^۴

متد VISA برای یافتن بسته‌های منسجم^۵ در یک جریان مابعد آشفته توسعه داده شده است [۱۷، ۱۶]. در این پژوهش ما روش VISA را برای یافتن تغییرات مهم موجود در سیگنال با محاسبه واریانس‌های محلی و فاصله کوتاه استفاده می‌کنیم. واریانس فاصله کوتاه به صورت زیر تعریف می‌گردد (رابطه ۱).

$$\tilde{f}(\lambda) = \tilde{f}^2(\lambda) - [\tilde{f}(\lambda)]^2 \quad (1)$$

که $\tilde{f}(\lambda)$ انرژی متوسط طیف در فاصله Δ است که با استفاده از رابطه (۲) محاسبه می‌گردد.

$$\tilde{f}(\lambda) = \frac{1}{\Delta} \int_{\lambda-\Delta/2}^{\lambda+\Delta/2} f(x) dx \quad \text{window} : \Delta > 0 \quad (2)$$

اعمال رابطه (۲) تعدادی بیشینه محلی یعنی M را نتیجه می‌دهد. بیشینه‌های مهم با تنظیم حد آستانه θ برای جلوگیری از ورود پس زمینه‌های ناخواسته به تحلیل به عنوان علائم^۶ مد نظر قرار می‌گیرند. به زبان ریاضی خروجی متد VISA می‌تواند به صورت زیر بیان گردد (رابطه ۳).

$$D_{\text{visa}}(\theta) = \{\tau \in M : \tilde{f}(\tau) \geq \theta\} \quad (3)$$

¹ Misregistration

² Groundreflectance

³ Surface brightness temperature

⁴ Variable interval spectral average

⁵ Coherent

⁶ Signatures

با تغییر اندازه فاصله طیفی Δ این امکان مهیا می‌گردد که عوارض ریز سیگنال در مقیاس‌های مختلف تفکیک پذیری مورد شناسایی واقع شوند که بسیار شبیه به تحلیل multiresolution موجک است. ولی به علت اینکه هیچ زیرنمونه‌گیری از سیگنال در مقیاس‌های مختلف موجود در VISA وجود ندارد، تفسیر مقیاس‌های مختلف آسان‌تر از تحلیل multiresolution است. برای تحلیل طیفی نیاز است که منحنی طیفی پیکسل‌های تصویر با منحنی طیفی ماده مورد نظر مقایسه قرار گیرد. این مقایسه را می‌توان با محاسبه کوواریانس بین دو منحنی طیفی ذکر شده انجام داد (رابطه ۴).

$$V_{01}(\lambda) = \hat{O}(\lambda)L(\lambda) - \hat{O}(\lambda)L^*(\lambda) \quad (4)$$

متغیرهای $O(\lambda)$ و $L(\lambda)$ به ترتیب نشانگر منحنی طیفی پیکسل تصویر و منحنی طیفی ماده مورد نظر هستند. به منظور طبقه‌بندی در مرحله اول مجموع مربعات اختلاف از طول‌موج‌های حداکثر (SSDP)^۱ و مجموع مربعات اختلاف از FWHM^۲ (SSDF)^۳ بین ارزش‌های رفتار طیفی مرجع و پیکسل‌های تصویر محاسبه می‌شود. در گام بعد این دو پارامتر به عنوان ارزش‌های مستقل در نظر گرفته شده و به هر پیکسل برچسب کلاسی اختصاص داده می‌شود که به صورت جداگانه هر یک از این مقادیر در پایین‌ترین سطح خود باشد. در پایان پیکسل به آن برچسب کلاسی اختصاص داده می‌شود که برچسب‌های کلاس اخذ شده در مرحله قبل برای آن مشابه باشد، در غیر این صورت پیکسل به عنوان طبقه بندی نشده در نظر گرفته می‌شود. بنابراین، هر دو این مقادیر اثر مساوی در تصمیم نهایی دارند [۸].

۳-۳ الگوریتم SCM^۴

الگوریتم SCM در حقیقت درجه شباهت بین دو داده طیفی را به وسیله تطابق تحلیلی شکل کامل طیف تصویر با طیف مرجع در یک بازه مشخص طول موجی می‌سنجد. یک برازش حداقل مربعات (LSF)^۵ بین تصویر و هر کدام از اعضای مرجع به صورت جداگانه محاسبه می‌شود. ریشه میانگین مربعات خطای (RMSE)^۶ این برازش نشانگر نکویی کلی بوده و ضریب همبستگی آن از رابطه زیر قابل محاسبه است (رابطه ۵).

$$b = \frac{\sum O_c L_c - (\sum O_c \sum L_c) / n}{\sum L_c^2 - (\sum L_c)^2 / n} = \frac{\sum O_c L_c - (\sum O_c \sum L_c) / n}{\sum O_c^2 - (\sum O_c)^2 / n} \quad (5)$$

که O_c و L_c به ترتیب منحنی طیفی با حذف پیوستگی^۷ برای منحنی طیفی مرجع و پیکسل تصویر است. سرانجام مقدار برازش از فرمول زیر قابل محاسبه است (رابطه ۶).

$$F = (bb^b)^{\frac{1}{2}} \quad (6)$$

هر چه مقدار این برازش بیشتر باشد نشانگر شباهت طیفی پیکسل تصویر با منحنی طیفی مرجع است ولی این امر مستقل از عمق جذبی می‌باشد [۱۸].

¹ Sum-square difference of peak wavelengths

² Full Width Half-Maximum

³ Sum-Square Difference of Full width half-maximum

⁴ Spectral curve matching

⁵ Least Square Fit

⁶ Root Mean Square Error

⁷ Continuum removed

۴-۳ روش ترکیبی VISA - SCM

در الگوریتم هیبرید، که برای اولین بار در این تحقیق مورد استفاده و ارزیابی قرار گرفته است، با توجه به قدرت تفکیک طیفی داده‌های Hyperion ابتدا عوارض جذبی پیکسل‌های تصویر با استفاده از الگوریتم VISA استخراج گردیدند. در گام بعد میزان برازش این عوارض با عوارض حاصل از اعمال الگوریتم VISA بر منحنی طیفی مرجع سنجیده شد. منحنی طیفی نمونه‌ها به عنوان مرجع در نظر گرفته شده و با L_i نمایش داده می‌شود و خود - واریانس‌های فاصله کوتاه (V_{LL}) مربوط به L_i با جایگزین نمودن O با L_i در معادله (۴) محاسبه می‌شود. برای هر پیکسل $O(i, j)$ تصویر واریانس‌های تقاطعی فاصله کوتاه (V_{OL}) بین O و L_i محاسبه می‌شود. در گام بعد ضرایب همبستگی از معادله ۵ با جایگذاری V_{LL} و V_{OL} به ترتیب به جای متغیرهای L_c و O_c محاسبه می‌گردد. سپس مقدار F برای L_i ورودی محاسبه شده و اگر مقدار F بزرگتر از حد آستانه تعیین شده باشد، برجسب کلاس نمونه مورد نظر به پیکسل تخصیص می‌یابد. این دو مرحله برای تمامی پیکسل‌های موجود در تصویر Hyperion تکرار می‌شود. تلفیق این دور روش با کد نویسی در محیط IDL صورت گرفت.

۵.۳ نحوه‌ی تعیین حد آستانه با استفاده از داده کاوی

در این پژوهش برای تعیین حد آستانه از الگوریتم C5.0 که به طور گسترده‌ای برای امور داده‌کاوی و طبقه‌بندی به کار گرفته می‌شود، استفاده گردید. این الگوریتم را می‌توان شکل تغییر یافته ID3 دانست که اولین بار توسط Quinlan [۱۹] ارائه گردیده است. C5.0 الگوریتمی است که به عنوان یک ابزار داده‌کاوی با قابلیت به کارگیری مشخصه‌های پیوسته، برای برقراری قاعده-های DecisionTree استفاده می‌شود. C5.0 با تعیین شاخه‌ها در مجموعه داده به گونه‌ای که آنتروپی در یک گره کم‌ترین حد ممکن باشد، DecisionTree را ایجاد می‌کند. تصمیم‌گیری در یک گره مشخص به گونه‌ای که بهترین انشعاب حاصل گردد بر مبنای معیار نسبت بهره (gainratio) صورت می‌گیرد، که عبارتست از نسبت بهره به اطلاعات شاخه (splitinfo). بهره در واقع تغییر در آنتروپی بین گره و آنتروپی حاصل از تمامی زیرگره‌های ریشه گرفته از شاخه است. بهره شاخه X به صورت زیر محاسبه می‌گردد (رابطه ۷).

$$\text{gain}(X) = \text{info}(T) - \sum_{i=1}^n \frac{|T_i|}{|T|} \text{info}(T_i) \quad (7)$$

که T موارد تعلیمی در گره، T_i موارد تعلیمی در زیرگره i -ام تحت شاخه X است. $\text{info}(T)$ و $\text{info}(T_i)$ به ترتیب میانگین اطلاعات مجموعه‌های T و T_i هستند. بنابراین، رابطه (۸) بدین گونه تعریف می‌شود.

$$\text{info}(S) = - \sum_{j=1}^K \frac{\text{freq}(C_j, S)}{|T|} \log_2 \left(\frac{\text{freq}(C_j, S)}{|T|} \right) \quad (8)$$

برای مجموعه S بوده و C_j کلاس j -ام را مشخص می‌کند. اطلاعات شاخه برای شاخه X به وسیله رابطه (۹) تعیین می‌گردد:

$$\text{split info}(X) = - \sum_{i=1}^n \frac{|T_i|}{|T|} \log_2 \left(\frac{|T_i|}{|T|} \right) \quad (9)$$

نسبت بهره، نسبت اطلاعات تولید شده به وسیله شاخه‌ای که برای طبقه‌بندی مناسب است را می‌سنجد. شاخه‌ای انتخاب می‌شود که نسبت بهره و در نتیجه اطلاعات بدست آمده را حداکثر سازد. در این تحقیق از الگوریتم C5.0 فقط جهت تعیین حد آستانه استفاده گردید. برای این منظور نرم افزار See5.0 به کار گرفته شد.

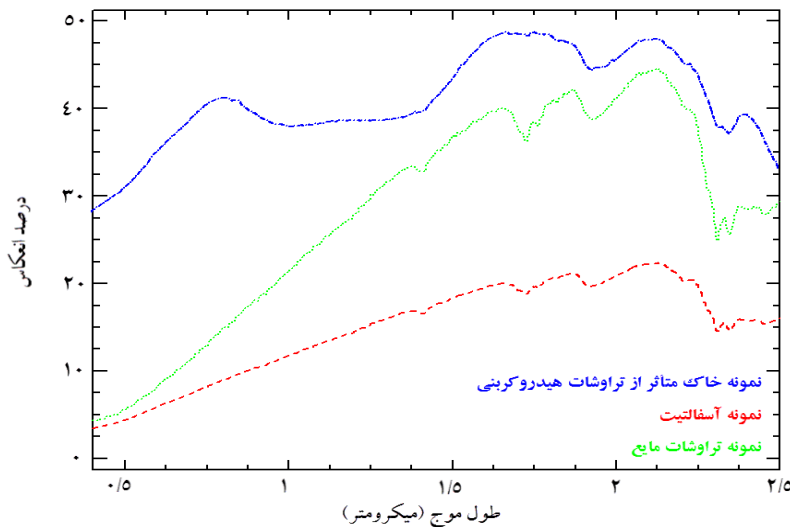
¹ Short interval self-variances

² Short interval cross-variances

۴. بحث و بررسی

۱-۴ نتایج طیفی سنجی نمونه‌های برداشت شده

نمونه‌های برداشت شده از مناطق آسفالتیت بابا احمد و بن حیدر در سه گروه مایع، آسفالتیت و خاک متأثر از تراوشات هیدروکربنی طبقه‌بندی شده و با استفاده از اسپکترورادایومتر فیلدسپیک سه در آزمایشگاه مورد طیف‌سنجی قرار گرفتند. نمونه‌های داخل هر گروه در هر دو منطقه‌ی نمونه برداری تقریباً یک انحراف پنج درصدی از میانگین درصد انعکاس داشته و عوارض جذبی مشابهی را به نمایش گذاشتند. شکل ۵ رفتار طیفی میانگین هر گروه را نشان می‌دهد.



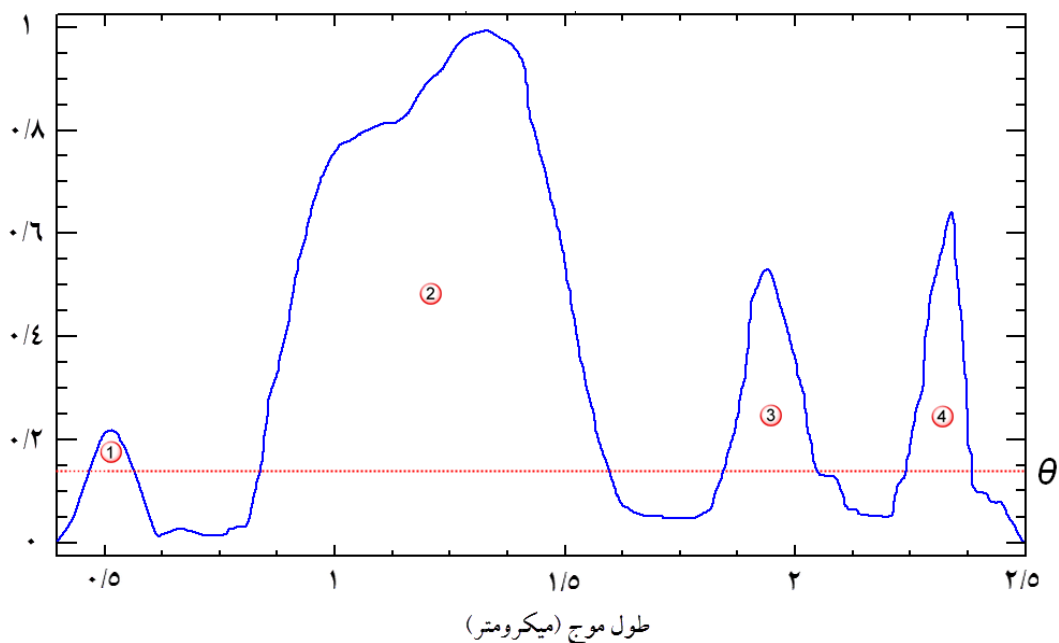
شکل ۵- میانگین رفتار طیفی نمونه‌های گروه خاک تحت تأثیر تراوشات هیدروکربنی (آبی)، آسفالتیت (قرمز) و تراوشات مایع (سبز)

عارضه جذبی ۲/۳۱ میکرومتری در هر سه گروه به صورت واضحی دیده می‌شود. این عارضه در نمونه تراوشات مایع عمق جذبی بیشتری نسبت به دو نمونه دیگر دارد. عارضه ۱/۷۳ میکرومتری مربوط به نمونه تراوشات مایع عمق و پهنای جذبی بیشتری نسبت به نمونه آسفالتیت دارد ولی این عارضه جذبی در نمونه خاک متأثر از تراوشات هیدروکربنی مشهود نیست. کالیبراسیون نادرست دستگاه اسپکترورادایومتر و نیز برخی خطاهای دستگاهی باعث می‌شوند که نتایج طیف‌سنجی دقت پایینی داشته باشد و یا حتی از نظر صحت دچار ایراد باشد. از این رو برای اطمینان از صحت و دقت داده‌های حاصل از طیف‌سنجی نمونه‌ها، عوارض جذبی مهم در رفتار طیفی نمونه مایع مورد بررسی قرار گرفت که کاملاً با طول موج جذبی هیدروکربن‌ها همخوانی داشت.

۲-۴ نتایج روش ترکیبی SCM - VISA

به علت ماهیت مدل SCM - VISA، نسبت سیگنال به نویز و قدرت تفکیک مکانی پایین سنجنده Hyperion اعمال این مدل در شناسایی مستقیم تراوشات هیدروکربنی با استفاده از منحنی طیفی آسفالتیت و نمونه‌های مایع نتایج مناسبی را ارائه نداد و حتی منطقه نمونه‌برداری شده هم شناسایی نگردید، از این رو این مدل بر روی داده‌های طیف‌سنجی خاک متأثر از تراوشات هیدروکربنی اعمال شد. برای این امر ابتدا الگوریتم VISA بر روی طیف خاک تحت تأثیر (شکل ۵ منحنی طیفی به رنگ آبی) اعمال گردید که نتایج آن در پنجره طول موج طیفی ۰/۰۵ میکرومتری و با ۴ عارضه جذبی مشخص در شکل ۶ نمایش داده شده است. برای انتخاب پنجره طول موجی، پنج مورد ۰/۰۱، ۰/۰۳، ۰/۰۵، ۰/۰۷، ۰/۰۹ میکرومتری مورد آزمایش قرار گرفتند. چون پنجره طول موجی ۰/۰۵ میکرومتری عوارض جذبی را به صورت مشخص و مجزأ نتیجه می‌داد، مورد استفاده قرار

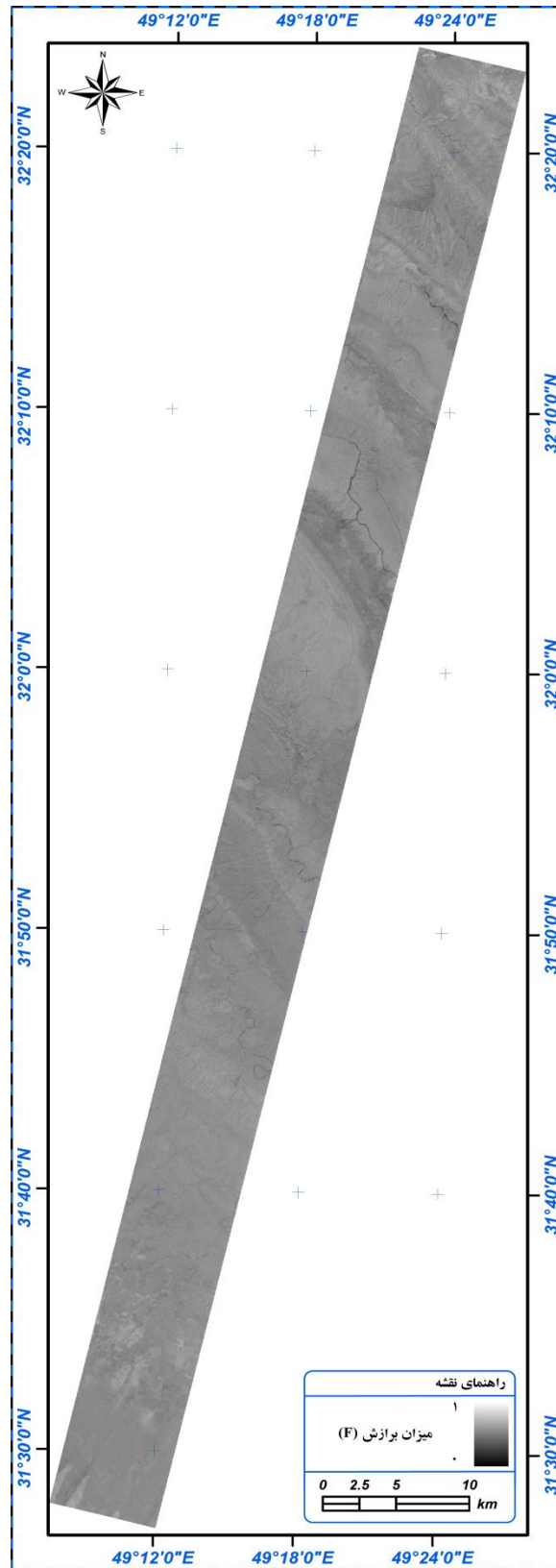
گرفت. برای جلوگیری از ورود پس‌زمینه‌های ناخواسته به تحلیل حد آستانه θ باید تعیین گردد. سیگنال پس‌زمینه خارج از باند جذبی که به صورت خط چین در شکل ۶ نشان داده شده است، به عنوان θ برابر با $1/419$ در نظر گرفته شد. علاوه بر این کاوش‌های مبتنی بر مشابهت عوارض جذبی در کتابخانه‌های طیفی سازمان زمین‌شناسی آمریکا، JPL^۱ و دانشگاه جان هاپکینز^۲ با استفاده از خود روش VISA حاکی از آن بود که عوارض ۱ و ۲ منحصر به فرد نبوده و در برخی از کانی‌ها به صورت مشابهی دیده می‌شوند، به همین علت این عوارض نیز همانند پس‌زمینه‌های ناخواسته حذف گردیدند. دو عارضه ۳ و ۴ در ادامه پردازش همراه با پیکسل‌های تصویر Hyperion منطقه مورد مطالعه که الگوریتم VISA بر آن‌ها هم اعمال شده بود به عنوان ورودی روش SCM در نظر گرفته شوند. در گام بعد روش SCM بر این دو سری اعمال گردیده و میزان برازش (F) مابین آن‌ها مشخص گردید. شکل ۷ مقدار برازش را در پیکسل‌های تصویر Hyperion منطقه مورد مطالعه نشان می‌دهد.



شکل ۶: نتایج الگوریتم VISA بر نمونه خاک تحت تأثیر پهنه طول موج طیفی 0.5 میکرومتری (خط ممتد آبی) و مقدار θ (خط چین قرمز)

¹ Jet Propulsion Laboratory

² Johns Hopkins University



شکل ۷: نتایج میزان برآزش (F) حاصل از روش VISA-SCM

در این مرحله خروجی الگوریتم یک تصویر تک بانندی است که مقادیر پیکسل های آن میزان برآزش را بین نتایج VISA بر خاک متأثر از تراوشات هیدروکربنی و بر پیکسل های تصویر بر اساس دو عارضه انتخابی نشان می دهد. بررسی مقادیر برآزش

در این تک‌باند حاکی از آن است که پیکسل‌های مناطق نمونه‌برداری همراه با تعدادی دیگر در سایر قسمتهای تصویر، مقادیر بالایی را به خود اختصاص داده‌اند. حال باید حد آستانه‌ای را برای جدا کردن پیکسل‌های هدف از سایر پیکسل‌ها در نظر گرفت. بسیاری از متخصصین سنجش از دور برای تعیین حدود آستانه آماره‌ها و به عبارتی خصوصیات آماری را لحاظ می‌کنند. هر چند این طریقه برخورد با حدود آستانه در برخی موارد که دقت بالایی مد نظر نیست می‌تواند قابل قبول باشد ولی در بسیاری موارد به کارگیری آن خالی از ایراد نیست. به همین دلیل برای تعیین حد آستانه مورد نظر یکی از متدهای داده‌کاوی با نام C5.0 استفاده شد. برای این منظور ۱۲ پیکسل که مربوط به تراوشات هیدروکربنی بودند و ۹۳ مورد از انواع پوشش اراضی که با مشاهده میدانی نوع آن‌ها مشخص شده بود به عنوان ورودی مدل C5.0 در نظر گرفته شد. این داده‌ها با نسبت سه به یک به داده‌های تعلیمی و تست تقسیم شدند. سپس با استفاده از داده‌های تعلیمی حدود آستانه تعیین شده و به کمک داده‌های تست خطای آن تخمین زده شد که مقدار آن برابر با ۱/۱ درصد بود. شکل ۸ حد آستانه محاسبه شده برای پیکسل‌های خاک تحت تأثیر را نشان می‌دهد.

See5 [Release 2.1] Fri Feb 04 12:34:01 2011

Class specified by attribute 'Seeps'

Read 105 cases (2 attributes) from SEEPS_Threshold.data

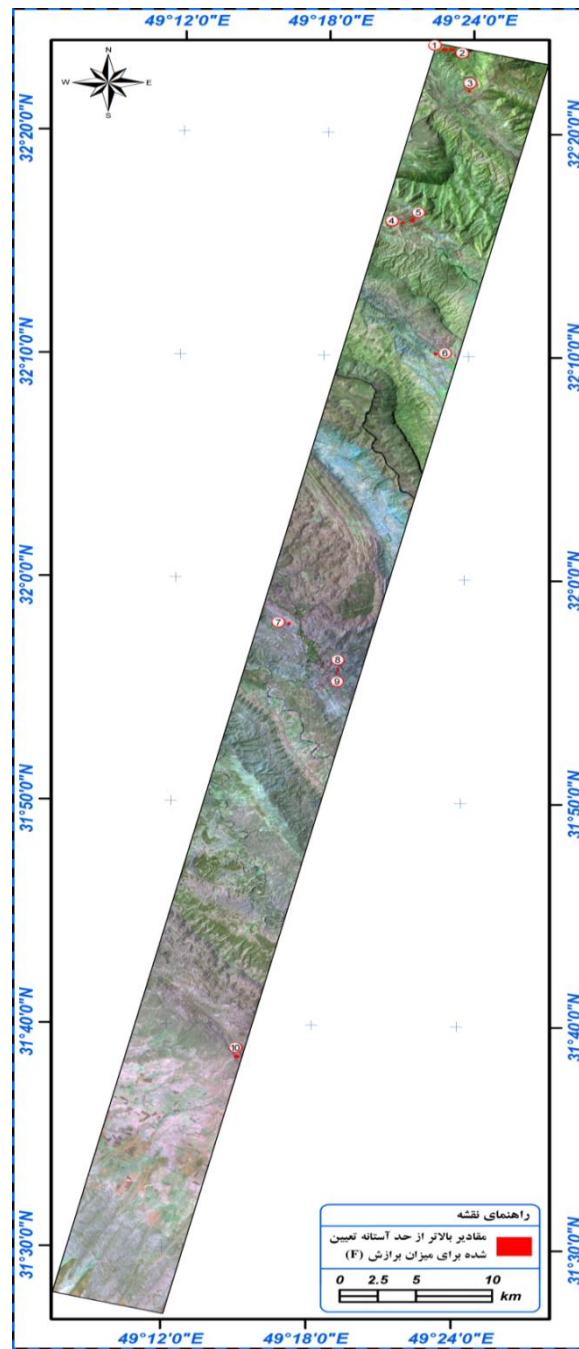
Decision tree:

Fit <= 0.937012: Non-Seeps_Data (93)

Fit > 0.937012: Seeps_Data (12)

شکل ۸: خروجی نرم افزار See5.0

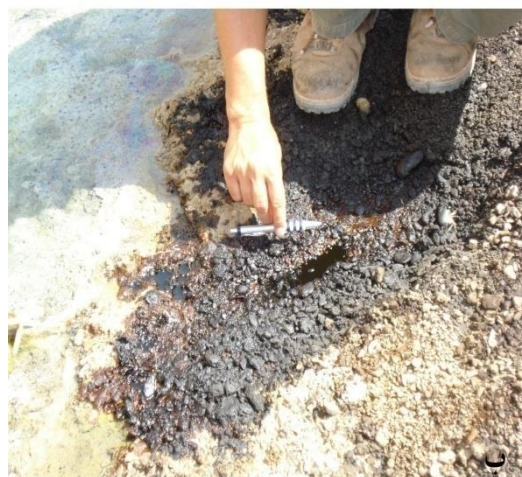
پس از اعمال حدود آستانه بر تک باند خروجی روش SCM-VISA نقشه مناطق امیدبخش که امکان وجود تراوشات هیدروکربنی در آن‌ها بود، حاصل گردید (شکل ۹). از این ده منطقه که مختصات مرکز آن‌ها در جدول ۱ آمده است، محدوده ۴ مربوط به بن حیدر با پوشش آسفالتی است که قسمتی از نمونه‌های طیف‌سنجی شده از آن اخذ شده بود. محدوده ۵ هم با حدود ۶۰۰ متر فاصله در شمال شرقی آسفالتیت بن حیدر بر روی کنگلومرای بختیاری واقع شده و بررسی مجدد منطقه نشان داد که دارای تراوش‌های هیدروکربنی با سطح قابل توجهی می‌باشد. مستندات موجود در شرکت ملی نفت ایران و انطباق مختصات، حاکی از آن است که محدوده ۱۰، مربوط به تراوشات هیدروکربنی با نام نفت سفید می‌باشد که نمونه‌برداری از آن صورت نگرفته بود ولی با روش اعمال شده بر روی داده‌ها شناسایی شده است. شکل ۱۰ قسمتی از تراوشات مربوط به چشمه نفت سفید را نمایش می‌دهد. علاوه بر این بازدید میدانی مجدد از منطقه نشان داد که محدوده‌های ۸ و ۹ در سازند گچساران دو نمونه تراوش نفتی واقع در حاشیه رودخانه‌ای در جنوب شرق مسجدسلیمان (شکل ۱۱، الف و ب) و نمونه ۷ در سازند میشان نیز تراوش نفتی بزرگی در غرب این شهر می‌باشند. لازم به ذکر است به غیر از آسفالتیت بن حیدر و چشمه نفت سفید هیچ یک از موارد ۵، ۷، ۸ و ۹ که وجود تراوش‌های هیدروکربنی در آن‌ها محرز گردید تا کنون بوسیله شرکت ملی نفت شناسایی و ثبت نشده بودند. محدوده‌های ۱، ۲، ۳ و ۶ نیز نیاز به بررسی میدانی دارند که با توجه به محدودیت‌های زمانی و اقتصادی و عدم وجود راه دسترسی این امر میسر نگردید، ولی با توجه به اینکه میانگین ارزش‌های بدست آمده برای این مناطق از تک باند خروجی روش SCM-VISA بیشتر از شش موردی است که وجود تراوش‌های هیدروکربنی در آن‌ها تایید شده است، به احتمال زیاد این محدوده‌ها نیز انواعی از تراوشات را دارا باشند.



شکل ۹: نقشه حاصل از اعمال حدود آستانه بر نتایج روش SCM-VISA



شکل ۱۰: تصویر قسمتی از محدوده‌ی ۱۰، مربوط به چشمه نفت سفید



شکل ۱۱: محدوده‌های ۸ و ۹، دو نمونه تراوش نفتی واقع در حاشیه رودخانه‌ای در جنوب شرق مسجدسلیمان

جدول ۱: مختصات مرکز محدوده‌های تعیین شده بوسیله روش SCM-VISA (سیستم تصویر UTM زون ۳۹)

شماره	طول جغرافیایی	عرض جغرافیایی
۱	۳۳۳۹۷۹	۳۵۰۲۱۶۲
۲	۳۴۰۵۴۰	۳۵۳۳۸۳۸
۳	۳۴۰۵۷۲	۳۵۳۴۲۱۹
۴	۳۳۷۳۹۶	۳۵۳۷۹۷۹
۵	۳۴۶۹۸۱	۳۵۶۰۲۹۸
۶	۳۴۴۸۳۳	۳۵۷۱۱۴۱
۷	۳۴۵۴۶۸	۳۵۷۱۳۱۴
۸	۳۴۹۱۹۱	۳۵۸۲۰۲۰
۹	۳۴۷۵۸۱	۳۵۸۵۴۷۸
۱۰	۳۴۸۰۳۹	۳۵۸۵۴۶۹

۵. برداشت

با توجه به افزایش روزافزون کاربرد سنجش از دور ابرطیفی، الگوریتم‌های استخراج اطلاعات از داده‌های ابرطیفی و طبقه‌بندی آن‌ها بسیار مورد توجه پژوهشگران سنجش از دور قرار گرفته است. تصاویر ابرطیفی از تعداد زیادی کانال‌های طیفی تشکیل شده و پتانسیل بالایی در استخراج اطلاعات از صحنه تصویربرداری شده دارند. مشکلی که برای داده‌های ابرطیفی علاوه بر حجم بالا وجود دارد اندازه زمینی بزرگ پیکسل‌های آن‌ها یا به عبارتی قدرت تفکیک مکانی پایین آن‌ها مخصوصاً در سنجنده‌های فضا برد است. همین امر باعث می‌شود عوارض زمینی متعدد به صورت مشترک در یک پیکسل قرار گرفته و مشکل پیکسل‌های ناخالص یا آمیخته پیش آید. تحلیل ناخالصی طیفی معمولاً با طبقه بندی پیکسل به وسیله تکنیک‌های تطابق طیفی آغاز شده و با استفاده از الگوریتم‌های unmixing برای تخمین فراوانی حضور endmember های دخالت داده شده در یک پیکسل دنبال می‌شود. تکنیک‌های انطباق طیفی مشابه با روش‌های الگوشناختی نظارت شده هستند و برای تخمین مشابهت بین منحنی‌های طیفی پیکسل‌های تصویر و منحنی طیفی مرجع استفاده می‌شوند. در این پژوهش با توجه به خصوصیات تراوشات هیدروکربنی از یک روش انطباق طیفی استفاده گردید که حاصل ترکیب روش‌های SCM - VISA است. روش VISA برای شناسایی عوارض طیفی در مقیاس‌های مختلف پنجره‌های طیفی استفاده می‌گردد، در حالیکه تکنیک SCM میزان تطابق بین این عوارض (مربوط به یک پیکسل) و عوارض حاصل از منحنی طیفی تراوشات هیدروکربنی یا خاک و رسوبات متأثر از این تراوشات را به وسیله برازش حداقل مربعات^۱ مشخص کرده و از این طریق امکان شناسایی مستقیم تراوشات هیدروکربنی فراهم می‌گردد. همچنین در این کار از روش C5.0 برای تعیین حدود آستانه استفاده گردید و موجب شد که به صورت علمی و با خطای کمتری نسبت به تعیین حدود آستانه اقدام شود. از آنجا که در پردازش تصاویر ابرطیفی با حجم وسیعی از داده‌ها روبه‌رو هستیم که روابط پیچیده‌ای بر آن‌ها حاکم است، استفاده از داده کاوی می‌تواند در تحلیل این روابط مفید واقع شود. به طور کلی، هر چه حجم داده‌ها بیشتر و روابط میان آن‌ها پیچیده‌تر باشد دسترسی به اطلاعات نهفته در داده‌ها مشکل‌تر می‌شود و نقش داده‌کاوی به عنوان یکی از روش‌های کشف دانش، آشکارتر می‌گردد.

¹ Least square fitting

نتایج این تحقیق نشان داد که با استفاده از داده‌های Hyperion امکان تشخیص نمودهای سطحی مستقیم و غیرمستقیم تراوشات هیدروکربنی وجود دارد. ولی این امر به شدت به شرایط تراوشات هیدروکربنی از جمله فراوانی و یا به عبارتی درصد حضور آثار مستقیم یا غیرمستقیم تراوشات در پیکسل بستگی دارد. با به کارگیری روش ترکیبی SCM-VISA امکان یافتن تغییرات مهم موجود در سیگنال با توجه به پنجره طیفی مهیا شده و هم سنجش درجه مشابهت بین دو داده طیفی به وسیله تطابق تحلیلی طیف تصویر با طیف مرجع در یک بازه مشخص طول موجی امکانپذیر می‌گردد. هر چند ورود منحنی طیفی آسفالتیت و نمونه مایع همراه با منحنی طیفی پیکسل‌های تصویر به علت برخی خصوصیات تراوشات هیدروکربنی در محل مورد نظر و ویژگی‌های سنجنده، نتایج قابل قبولی را ارائه نکرد ولی استفاده از منحنی خاک متأثر از تراوشات هیدروکربنی به علت سطح قابل توجه در روی زمین نسبت به قدرت تفکیک مکانی سنجنده Hyperion موجب شناسایی منطقه نمونه‌برداری شده و محدوده‌های دیگری شد که در آن‌ها تراوشات هیدروکربنی وجود داشت. از آنجائیکه این روش به صورت غیرمستقیم در شناسایی تراوشات هیدروکربنی به صورت موفقیت آمیزی عمل می‌نماید از این رو می‌توان از آن در شناسایی ریزتراوشات هیدروکربنی نیز سود جست. از سوئی دیگر شاخص‌های هیدروکربنی توسعه داده شده برای سنجنده Hyperion هم مواقعی که با بزرگ تراوشات هیدروکربنی روبه‌رو هستیم به صورت موفقیت آمیزی عمل می‌نمایند و در شناسایی مستقیم تراوشات موثر واقع می‌شوند. با بررسی نتایج حاصل از منحنی انعکاس طیفی تراوشات هیدروکربنی به نظر می‌رسد که در صورت استفاده از سیستم‌های تصویربرداری ابرطیفی با قابلیت بالاتر از Hyperion امکان تشخیص مناطقی از سطح که مقادیر کمی هیدروکربن در آنها وجود دارد نیز میسر گردد.

در پایان پیشنهاد می‌گردد که چشمه‌های گازی بالای مخازن هیدروکربنی به علت اینکه نمود سطحی مشخصی ندارند تاکنون در ایران به صورت کامل شناسایی نگردیده‌اند. استفاده از این چشمه‌ها می‌تواند راهنمای مفیدی در اکتشاف منابع جدید هیدروکربنی باشد. از این رو در صورت وجود داده‌هایی با قدرت تفکیک طیفی بالا می‌توان در مطالعه مشابهی به شناسایی این چشمه‌ها پرداخت. با توجه به کارآمدی روش‌های داده کاوی در پردازش تصویر و تعیین حدود آستانه پیشنهاد می‌گردد که نتایج سایر روشها به صورت مقایسه‌ای با روش C5.0 مورد بررسی قرار گیرد.

قدردانی

این پژوهش تحت حمایت مالی و با استفاده از داده‌ها و تسهیلات مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران انجام پذیرفته است، لذا از تمامی مسئولین ذیربط تقدیر می‌گردد. از آقای دکتر شهرام شرکتی رئیس پژوهش و فناوری مدیریت اکتشاف به خاطر حمایت‌های علمی و تدرک بازدید از منطقه مسجد سلیمان نهایت تشکر را داریم. از پروفیسور Clark رئیس بخش طیف‌سنجی سازمان زمین‌شناسی آمریکا به خاطر مهیا نمودن امکان استفاده از داده‌های Hyperion منطقه مسجد سلیمان در سطوح پردازشی مختلف قدردانی می‌نماییم. همچنین از پروفیسور Quinlan به خاطر راهنمایی‌های ارزنده‌ایشان و در اختیار قرار دادن نرم افزار See5.0 تشکر گردد.

"هیئت تحریریه مجله از دکتر محمد رضا کمالی و مهندس فرزانه خرم که داوری مقاله را بر عهده داشته اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Donovan T.J., 1974, Petroleum microseepageat Cement, Oklahoma-evidenceand mechanism, AAPG Bulletin 58 , 429-446.
- [2] Saunders D. F., K. R. Burson and C. K. Thompson, 1999, Model forhydrocarbon microseepage and relatednear-surface alterations, AAPG Bulletin 83, 170-185.
- [3] Schumacher D., 1996, Hydrocarboninducedalteration of soils and sediments. In: Hydrocarbon Migrationand Its Near Surface Expression (D.Schumacher and M.A. Abrams, eds), AAPG Memoir 66, 71-89.
- [4] Lang H.R., W. H. Aldeman and F. F. Jr. Sabins, 1985, Patrick Draw, Wyomingpetroleum test case, reportIn: The Joint NASA/Geosat Test Case Project: Final Report (M.J. Abrams et al., eds) , American Association of Petroleum 2, 11-1 and 11-28.
- [5] Lang H.R., J. B. Curtis and J. C. Kovacs, 1985, Lost river, West Virginia - petroleum test site report. In: The Joint NASA/Geosat Test Case Project: Final Report (M.J. Abrams et al., eds)", American Association of Petroleum 2, 12-11 and 12-96.
- [6] Clutis E.A., 1989, Spectral reflectance properties of hydrocarbons: remote-sensing implication, Science245, 165-168.
- [7] Ellis J.M., H. H. Davis and M. B. Quinn, 2000, Airborne hyperspectral imagery for the petroleum industry, Proceedings of the 14 th international conference on applied geologic remote sensing, Las Vegas, Nevada.
- [8] Hörig B., F. Kühn, F. Oschütz and F. Lehmann, 2001, Hyperspectral remote sensing to detect hydrocarbons", International Journal of Remote Sensing 22, 1413-1422.
- [9] Kühn F. and B. Hörig, 1996, Environmental remote sensing for military exercise places, Remote sensing and GIS for site characterizations: Applications and standards, ASTM STP 1279, American society for testing and materials 5-16.
- [10] Xu D.Q., G. Q. Ni, L. L. Jiang, Y. T. Shen, T. Li, S. L. Ge and X. B. Shu, 2008, Exploring for natural gas using reflectance spectra of surface soils", Advances in Space Research 41, 1800-1817.
- [11] De Beukelaer S. M., I. R. MacDonald, N. L. Guinnasso and J. A. Murray, 2003, Distinct side-scan sonar, RADARSAT SAR, and acoustic profiler signatures of gas and oil seeps on the Gulf of Mexico slope, Geo-Marine Letters 23, 177-186.
- [12] Thankappan M., G. Logan, M. Wettle, S. Reddy and A. Jones, 2009, Evaluation of TerraSar-X for natural oil seep studies, Proc. of '4th Int. Workshop on Science and Applications of SAR Polarimetry and Polarimetric Interferometry – PolInSAR 2009', Frascati, Italy.
- [13] Van der Werff H.M.A., 2006, Knowledge-based remote sensing of complex objects: recognition of spectral and spatial patterns resulting from natural hydrocarbon seepages, Ph.D. Thesis, Utrecht University, Nederland
- [14] Richter R., 1996, A spatially adaptive fast atmospheric correction algorithm, International Journal of Remote Sensing 17, 1201-1214.
- [15] Richter R., 1996, Atmospheric correction of satellite data with haze removal including a haze/clear transition region, Computers & Geosciences 22, 675-681.
- [16] Hudgins L. and J. H. Kaspersen, 1999, Wavelets and detection of coherent structures in fluid turbulence", Cambridge University Press, Cambridge.
- [17] Kumar A.S., S. Jayabharathi, A. S. Manjunath and K. M. M. Rao, 2006, Fast searching of spectral library database using variable interval spectral average method, Proc. SPIE 6405, 64051. In: Multispectral, Hyperspectral and Ultraspectral Remote Sensing Technology and Applications.
- [18] van der Meer F. D. and S. M de Jong, 2002, Imaging spectrometry basic principle and prospective application", Kluwer Academic Publishers.
- [19] Quinlan J. R., 1986, Induction of decision trees, Machine Learning 1, 81-106.

Using hyperion hyperspectral data and field spectrometry for identification of hydrocarbon leakages via VISA - SCM combined methodology and spatial data mining

Hamzeh, M., Shekari Faed, A., Darvishi Bolorani, A., Alavi Panah, S. k., Beik, F., Nasireh, H.

Abstract

The hydrocarbon seepages theory puts forward a cause and effect relationship between the oil and gas reservoirs and the specific surface anomalies which are basically related to hydrocarbon leakages as well as their related alterations. Hence, the spectral reflectance of the hydrocarbons and their linked mineral alterations produce credible pieces of evidence for oil and gas exploration. Hyperion images of EO-1 satellite was used in this study for identifying the oil seepages and their relevant alterations. After collecting the required data, the images underwent the needed preprocessing. In order to recognize the oil seepages, these corrected data along with field-sampled spectrometric ones were employed. Then, VISA and SCM combined model was applied to indirectly identify the hydrocarbon seepages. Moreover, two hydrocarbon indexes were developed for direct recognition of the hydrocarbon seeps using Hyperion images. The findings indicate that the two mentioned techniques are efficacious for the purpose of the study at hand.

Keywords: Oil seepage, Remote sensing, Hyperspectral images, EO-1/ Hyperion, Field spectrometry, Data mining

بهبود روش LET و به کارگیری آن در مدل سازی منحنی های تراوائی نسبی سنگ یکی از مخازن هیدروکربوری کشور

سید مجید هاشمی^{۱*}، غلامرضا بشیری^۲ و عزت اله کاظم زاده^۳

۱ مربی پژوهشی، پژوهشکده ازدیاد براشت
۲ مربی پژوهشی، پژوهشکده ازدیاد برداشت
۳ استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

*smhashemi42@yahoo.com

تاریخ دریافت: دی ۹۱، تاریخ پذیرش: مهر ۹۲

چکیده

دو روش برای تخمین خواص سنگ و سیال در جریان چند فاز وجود دارد. یکی تعیین خواص سیال چند فاز توسط داده های آزمایشگاهی و دیگری ارائه توابع تحلیلی برای تعیین فشار موئینگی و تراوایی نسبی می باشد. ضروری است که این توابع از درجه آزادی کافی برخوردار باشند تا بتوانند داده های اندازه گیری شده را در عین راحتی و قابل فهم بودن تعیین نمایند. مدل های مختلفی از جمله مدل کوری، بروکس - کوری، لی - پورسل، لی - بوردین، و برای محاسبه تراوایی نسبی از روی داده های روتین مخزن موجود می باشد. برخی از این مدل ها در محدوده های خاص دارای حساسیت بوده و در برخی از نواحی دیگر جواب های پایداری ارائه نداده و قابل اطمینان نیستند. در تحقیقات اخیر یک رابطه تحلیلی ۳ پارامتری انعطاف پذیر برای تخمین تراوایی نسبی پیشنهاد شده است. مدل سازی نتایج آزمایشات تراوایی نسبی در حالت ناپایدار اغلب توسط روابط مورد استفاده مانند رابطه کوری را سخت می نماید. روابط جدید قسمت های مختلف منحنی های تراوایی نسبی را تحت تاثیر قرار داده و در نتیجه رفتار مختلف در کل محدوده اشباع تعیین می گردد. روابط بهبود یافته با انجام آزمایشات حالت ناپایدار بر روی مغزه های بدست آمده از یکی از میادین جنوب کشور در شرایط مخزن آزموده شده و دقت آن اثبات شده است نتایج مطالعه نشان می دهد که رابطه منطقی بین داده های اساسی سنگ مخزن و پارامترهای تطابق وجود دارد. به منظور مدلسازی منحنی های تراوایی نسبی، منحنی تغییرات پارامترهای تطابق در مقابل داده های اساسی سنگ مخزن از جمله تراوایی و تخلخل رسم و رابطه ای منطقی بین این مقادیر بدست می آید. سپس با دانستن رابطه و مقادیر تخلخل یا تراوایی میتوان منحنی تراوایی نسبی مربوط به آن نمونه را تعیین نمود.

کلمات کلیدی: تراوایی نسبی آب/نفت، مدل LET، مدلسازی، مدل توسعه یافته LET، گروه بندی سنگی.

۱. مقدمه

تراوایی نسبی به طور معمول برای مدل‌سازی میدانی یک مخزن اندازه‌گیری می‌شود. آزمایشات با تزریق متناوب آب یا گاز به درون نمونه‌های اشباع شده از نفت به همراه آب اولیه انجام می‌پذیرند. آنالیز این آزمایشات به صورت تحلیلی و یا عددی اطلاعات تراوایی نسبی را تا اشباع باقیمانده نفت می‌دهد که معمولاً بین ۵ تا ۱۵ درصد کل دامنه اشباع را شامل می‌شود. با چنین دامنه محدود استفاده از رابطه‌ای مانند کوری [۱] نسبتاً عادی می‌باشد. این یک رابطه توانی ساده می‌باشد که فقط یک پارامتر تجربی دارد که همان مقدار توان است. مقدار اشباع باقیمانده نفت S_{or} ، اشباع آب غیر قابل کاهش S_{wi} و ... هیچکدام نمیتوانند بعنوان پارامترهای تطابق محسوب شوند. اما به هر حال برای دستیابی به یک مدل قابل قبول در کاربردهای میدانی، آزمایشات باید برای کل دامنه اشباع از حداکثر اشباع نفت S_{wi} ، تا پائین ترین اشباع نفت S_{or} [۲، ۳] انجام پذیرد. رابطه کوری و روابط مشابه معمولاً انعطاف‌پذیری لازم برای محاسبه تراوایی نسبی برای کل دامنه اشباع را ندارند.

سیگموند و مک کافری [۴] یک تغییر ساده در روابط کوری را پیشنهاد نمودند. این تغییر شامل اضافه کردن یک جمله به قسمت خطی رابطه و یک ضریب تجربی به جمله توان استاندارد بود. چیه ریچی [۵] یک رابطه دو-پارامتری بر اساس توابع توانی را پیشنهاد نمود. این رابطه از رابطه قبل انعطاف‌پذیرتر است. به هر حال، از آنجایی که هر یک از پارامترها منحنی تراوایی را در کل دامنه اشباع تحت تأثیر قرار می‌دهند، شاید این تغییر به تنهایی کافی نباشد. توابع انعطاف‌پذیرتری شبیه B-Splines پیشنهاد شده‌اند و در چندین مقاله نیز تأیید شده‌اند [۶ و منابع آن]. اما B-Splines و مشتق Splines باعث بوجود آمدن یک یا چندین شکستگی در منحنی‌های تراوایی نسبی می‌گردند [۷، ۸] و به دلیل داشتن پارامترهای زیاد برای بکارگیری در ابعاد میدان مشکل می‌باشد.

روابط متعدد جایگزینی در حال حاضر مورد استفاده قرار می‌گیرند، اما رابطه جدید با بیشتر روابط استاندارد صنعتی منتشر شده مقایسه و بحث شده است. یک خاصیت معمول در روابط منتشر شده عدم توانایی آنها در پیش‌بینی تراوایی نسبی در تمامی دامنه اشباع می‌باشد. برای مدل‌سازی مناسب تراوایی نسبی به صورت یکنواخت و انعطاف‌پذیر در تمامی محدوده اشباع، یک رابطه تحلیلی ۳ پارامتری ارائه شده است.

در این مقاله ابتدا نمونه‌ها انتخاب و آزمایشات تعیین تخلخل و تراوایی و نیز آزمایشات تراوایی نسبی بر روی آنها انجام می‌گردد. سپس با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی سنگ‌های مخزن گروه‌بندی می‌شوند. با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی و نیز با بکارگیری رابطه LET منحنی‌های تراوایی نسبی بدست آمده و با نتایج آزمایشات مقایسه می‌گردند. در مرحله بعد رابطه بین ضرایب تطابق در رابطه LET با داده‌های روتین مخزن بدست آمده و نتایج مدل با ضرایب جدید با نتایج آزمایشات تراوایی نسبی مقایسه می‌گردند. در انتها پیرامون نتایج بدست آمده و دقت روش بهبود یافته بحث و نتیجه‌گیری می‌شود.

۲. رابطه LET برای تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی

یک رابطه سه پارامتری انعطاف‌پذیر به منظور به دست آوردن منحنی مناسب تغییرات نفوذپذیری در دامنه وسیعی از درصد اشباع ارائه شده است. رابطه مذکور قابلیت نمایش تغییرات نفوذپذیری در درصد‌های اشباع بسیار بالا و بسیار پایین نفت را دارا می‌باشد. راه حل عملی برای اینکه بتوان این قابلیت را در قالب یک رابطه ریاضی بیان نمود آن است که به طور همزمان از

درصد اشباع آب و نفت در رابطه استفاده شود. رابطه پیشنهادی از سه پارامتر L ، E و T استفاده می نماید. در سیستمی که دارای فاز آب و نفت باشد، این پارامترها به صورت L_o^w ، E_o^w ، T_o^w و L_w نوشته می شود که زیرنویس پارامترها بیانگر وجود فاز نفت و بالانویس پارامترها بیانگر وجود فاز آب در سیستم می باشد [۹].

با توجه به توضیحات فوق رابطه پیشنهادی برای نفوذپذیری نسبی فاز نفت و آب در حالتی که آب به سیستم تزریق می گردد به صورت ذیل خواهد بود :

$$K_{rw} = K_{ro} \frac{(1 - S_{wn})^{L_o^w}}{(1 - S_{wn})^{L_o^w} + E_o^w S_{wn}^{T_o^w}} \quad (۱)$$

$$K_{rw} = K_{rw}^o \frac{S_{wn}^{L_w}}{S_{wn}^{L_w} + E_w^o (1 - S_{wn})^{T_w^o}} \quad (۲)$$

در این حالت درصد اشباع نرمال شده آب به صورت زیر بیان می گردد:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (۳)$$

در روابط فوق پارامترهای S_{or} ، K_{orw} و K_{ro}^x دارای معنای فیزیکی هستند. پارامترهای L ، E و T به صورت تجربی به دست می آیند. پارامتر L بر روی بخش پایین منحنی تغییرات نفوذپذیری نسبت به درصد اشباع آب تاثیرگذار می باشد و می توان این پارامتر را قابل مقایسه با پارامتر رابطه کوری دانست. پارامتر T بر روی بخش بالای منحنی تغییرات نفوذپذیری نسبت به درصد اشباع آب تاثیرگذار بوده و پارامتر E در واقع بیانگر شیب منحنی می باشد. مقدار عددی یک برای پارامتر E باعث عدم تاثیر این پارامتر بر روی شیب منحنی گردیده و در این حالت پارامترهای L و T وضعیت شیب منحنی را مشخص می کنند. با افزایش مقدار پارامتر E ، شیب به سمت بالائی منحنی و با کاهش این مقدار به سمت پایین منحنی متمایل می شود. تجربه نشان داده است که مقادیر $E > 0$ و $T \geq 1$ و $T \geq 0.5$ بطور معمول در رابطه LET بکار می روند.

رابطه LET به منظور استفاده در آنالیز ویژه مغزه و شبیه سازی مخزن توسعه داده شده است. بعلاوه توضیحات بیشتری در رابطه با چگونگی استفاده تابع LET در مورد تغییرات نفوذپذیری نسبی فاز آب و نفت در حالتی که فاز آب به سیستم تزریق و فاز نفت تولید می گردد، در ضمیمه وجود دارد.

رابطه پیشنهادی جدید قادر به ارتباط سازی مقادیر پایانی^۱ منحنی های نفوذپذیری نسبی فاز نفت و آب با استفاده از درصد اشباع غیرنرمال شده می باشد. البته این قابلیت به واسطه انعطاف پذیری و توانایی رابطه مذکور در نشان دادن شکل S منحنی نفوذپذیری نسبی نرمال شده می باشد. رفتار S مانند منحنی نفوذپذیری نسبی در مورد سیستم های دارای فاز گاز-نفت در مرجع (۱۱) و در مورد سیستم های دارای فاز آب - نفت در مرجع (۱۰) بحث شده است.

¹ End Points

۳. آزمایشات

۱-۳ آماده سازی نمونه ها و انجام آزمایشات معمول مغزه

سنگ مخزن این میدان دولومیتی و کربناته و نمونه ها مربوط به دو لایه مخزنی آسماری و بنگستان میباشند. ابتدا از نمونه سنگ ها پلاگ هایی تهیه شده و سپس با تزریق حلال شستشو شده تا آب و مواد هیدروکربوری موجود در آنها تخلیه شوند. پس از خشک نمودن نمونه ها در آن تحت دمای مناسب، ابعاد نمونه اندازه گیری و ثبت گردیده و اطلاعات لازم برای محاسبه حجم نمونه و میزان تخلخل و تراوایی نمونه بدست می آید. در مرحله بعد تخلخل و تراوایی نمونه ها در شرایط محیط و فشار جانبی اندازه گیری می شوند.

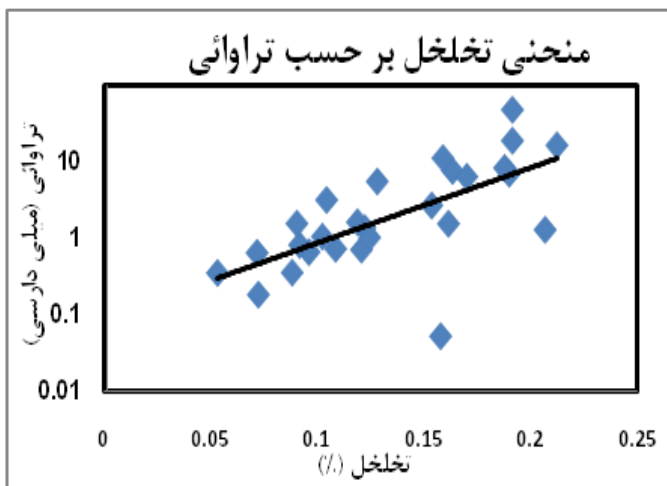
۲-۳ اشباع نمونه ها و انجام آزمایشات تراوایی نسبی بروش ناپایدار

پس از اندازه گیری تخلخل و تراوایی، نمونه ها با سیال مناسب (آب سازند) در دستگاه اشباع کننده تحت فشار و دمای مناسب، اشباع و برای مدت کافی به این حالت رها می شوند. نمونه ها برای انجام آزمایشات تراوایی نسبی درون محفظه نگهدار دستگاه اندازه گیری تراوایی نسبی قرار می گیرند. ابتدا آب سازند به نمونه ها تزریق شده و تراوایی مطلق نمونه نسبت به آب اندازه گیری می شود. سپس به منظور بازسازی تاریخچه مخزن، تحت اختلاف فشار مناسب نفت به نمونه ها تزریق می شود. این فرآیند تا رسیدن به اشباع آب غیر قابل کاهش ادامه می یابد. در این مرحله بار دیگر تراوایی نمونه نسبت به نفت در حضور آب غیر قابل کاهش اندازه گیری می شود. در انتها با تزریق مجدد آب به نمونه ها حجم آب و نفت خارج شده در زمانهای مشخص و تحت اختلاف فشار ثابت تا رسیدن به اشباع نفت باقیمانده ادامه می یابد. با داشتن دبی تزریق و تولید و مقدار آب و نفت تولید شده و بکارگیری روابط متداول برای محاسبه تراوایی نسبی بروش ناپایدار، تراوایی نسبی آب/نفت برای نمونه محاسبه می گردد.

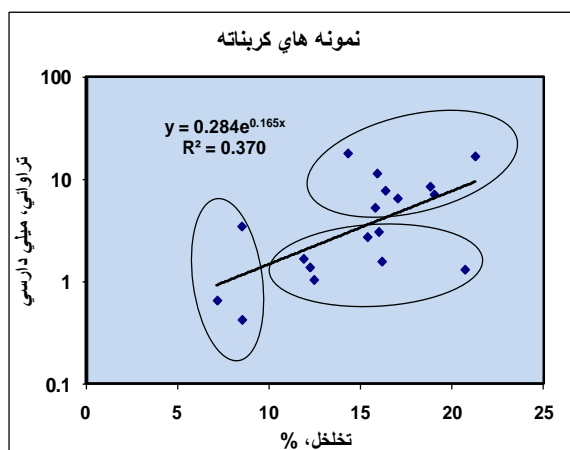
۴. نتایج حاصل از آزمایشات

۱-۴ نتایج آزمایشات معمول مغزه

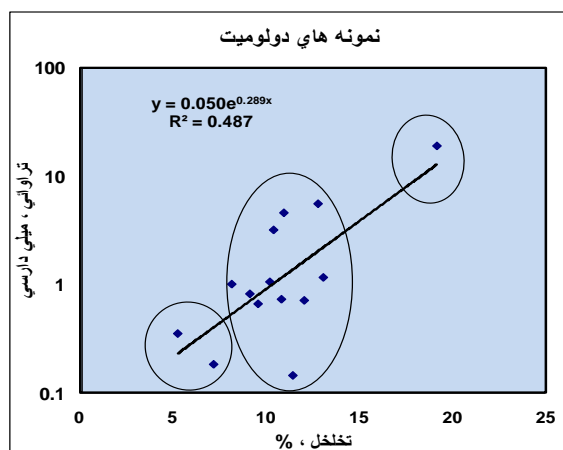
نتایج حاصل از آزمایشات بصورت منحنی تراوایی بر حسب تخلخل نمونه ها در شکل (۱) نشان داده شده است. همانگونه که در شکل پیداست دامنه تغییرات تخلخل و تراوایی در نمونه ها نسبتاً گسترده است ($\phi 0.29 \geq 0.21$ و $k_0/185 \geq 19/303$). این دامنه تغییرات مربوط به سنگ مخازن دولومیتی و کربناته بوده و نشان دهنده ناهمگونی بافت اینگونه سنگها می باشد. جهت سهولت کار مدل سازی، داده های مربوط به دو گروه سنگ های دولومیت و کربناته بترتیب بطور جداگانه محاسبه و در شکلهای (۲ و ۳) نشان داده شده اند. ضمناً تعدادی از نمونه ها شکافدار بودند که حذف گردیدند. در مطالعات زمین شناسی به منظور سهولت در مدل سازی مخزن، سنگهای مختلف بر اساس ویژگیهای جنس، بافت، دانه بندی، نوع رسوب گذاری، نوع تخلخل و ... گروه بندی می شوند. یکی از روش های سریع و تخمینی در این زمینه گروه بندی بر اساس داده های تخلخل بر حسب تراوایی می باشد. همانگونه که در شکل های (۲) و (۳) مشاهده می شود، این کار برای داده های مربوط به نمونه های دولومیتی و کربناته انجام شده و برای هر یک سه گروه سنگی تعیین شده است. گروه های سنگی و دامنه تغییرات تخلخل و تراوایی آنها در جدول (۱) و (۲) آورده شده است.



شکل ۱: منحنی تغییرات تراوایی بر حسب تخلخل



شکل ۳: منحنی تراوایی بر حسب تخلخل برای نمونه های کربناته



شکل ۲: منحنی تراوایی بر حسب تخلخل برای نمونه های دولومیتی

جدول ۲: گروههای تعیین شده برای سنگهای دولومیتی

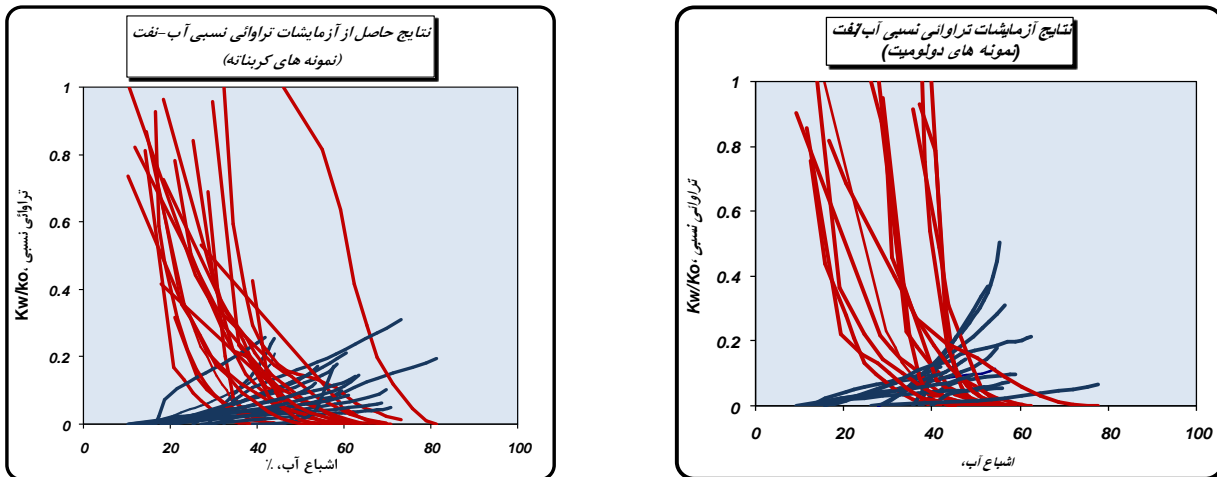
سنگهای دولومیتی				
ردیف	گروه سنگی	تخلخل (%)	تراوایی (میلی داریسی)	ملاحظات
۱	RT-I	$\phi \leq 7$	$K \leq 0.5$	
۲	RT-II	$8 \leq \phi \leq 12$	$0.1 \leq K \leq 9$	
۳	RT-III	$\phi \geq 13$	$K \geq 10$	

جدول ۳: گروههای تعیین شده برای سنگهای کربناته

سنگهای کربناته				
ردیف	گروه سنگی	تخلخل (%)	تراوایی (میلی داریسی)	ملاحظات
۱	RT-I	$\phi \leq 10$	$K \leq 5$	
۲	RT-II	$10 \leq \phi \leq 20$	$1 \leq K \leq 5$	
۳	RT-III	$\phi \geq 10$	$K \geq 5$	

۴-۲ نتایج آزمایشات تعیین تراوایی نسبی آب/نفت

آزمایش تعیین تراوایی نسبی آب/نفت در حالت ناپایدار بر روی تمامی نمونه ها انجام و نتایج بدست آمده برای نمونه سنگ های دولومیت و آهکی بطور جداگانه در شکل های (۴ و ۵) نشان داده شده اند. با توجه به ویژگی های سنگ این دو مخزن، شکل، تفرع منحنی ها، درصد اشباع آب غیرقابل کاهش و درصد اشباع نفت باقیمانده در منحنی های تراوایی آب و نفت نمونه ها یکدیگر متفاوت می باشند.

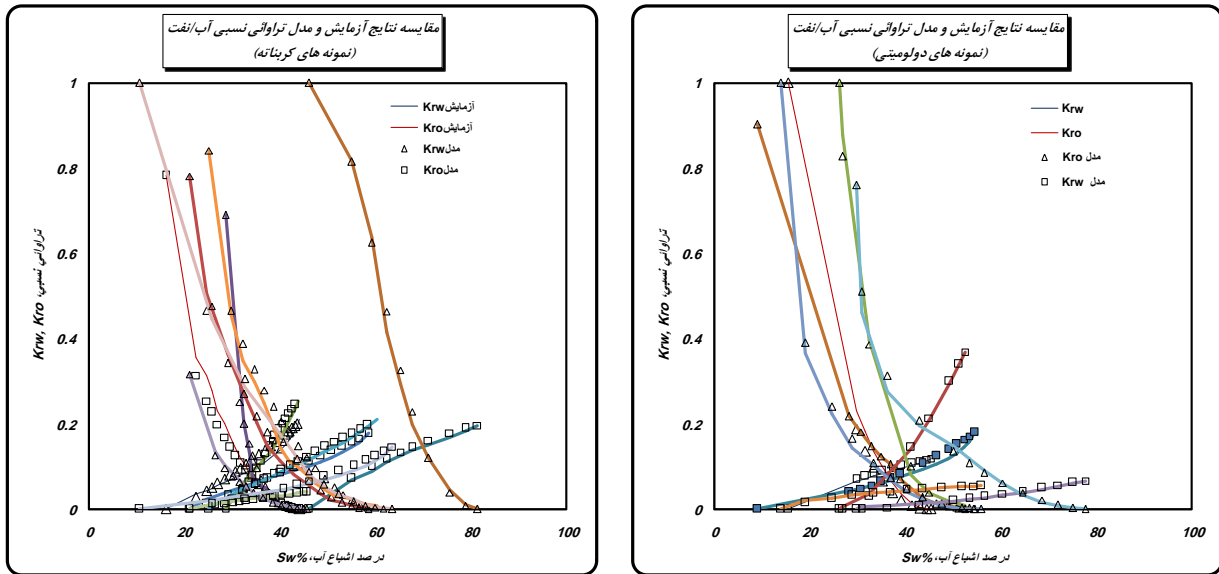


شکل ۴: منحنی های حاصل از آزمایشات تراوایی نسبی آب/نفت بر روی نمونه های دولومیتی
شکل ۵: منحنی های حاصل از آزمایشات تراوایی نسبی آب/نفت بر روی نمونه های کربناته

۴-۳ مدل سازی داده های حاصل از آزمایشات با استفاده از رابطه LET

داده های حاصل از آزمایشات تراوایی نسبی با استفاده از مدل پیشنهادی لوملند و ابل تافت (LET Function) شبیه سازی شدند [۹]. به همین منظور پارامترهای تطابق برای هر منحنی جداگانه تغییر داده شد تا بتوان بهترین تطابق را بدست آورد. نتایج حاصل از برخی از آنها در شکل های (۶) و (۷) نشان داده شده است. همانگونه که در این شکلها دیده می شود، در صورت استفاده از مقادیر مناسب برای پارامترهای تطابق میتوان به نتایج قابل قبولی دست یافت. نتایج نشان میدهد که مقادیر ضریب جذب متوسط مربع^۱ برای منحنی های بدست آمده بسیار مناسب است. جدول های (۳) و (۴) به ترتیب مقادیر پارامترهای تطابق رابطه LET حاصل از مدل سازی برای منحنی های تراوایی نسبی حاصل از انجام آزمایشات برای نمونه های دولومیت و کربناته را نشان می دهد.

¹ Root Mean Square (RMS)



شکل ۶: مقایسه نتایج آزمایشات با نتایج مدل در نمونه های دولومیتی
 شکل ۷: مقایسه نتایج آزمایشات با نتایج مدل در نمونه های کربناته

در این مرحله ابتدا داده های پرش دار مربوط به نمونه های دارای شکاف یا تخلخل حفره ای حذف و پس از دسته بندی بر حسب گروههای سنگی به منظور یافتن ارتباط پارامترهای تطابق با خواص سنگ، منحنی تغییرات این پارامترها نسبت به داده های مختلف از جمله تراوایی، تخلخل، درصد اشباع آب غیر قابل کاهش، نسبت تراوایی به تخلخل و... رسم شدند. نتایج نشان داد که تغییرات پارامترهای تطابق نسبت به تراوایی سنگ دارای روند منطقی و قابل قبولی می باشد. در شکلهای (۸) الی (۱۱) نتایج این بررسی نشان داده شده است. لازم بذکر است که برخی از گروهها دارای تعداد محدودی نمونه می باشند، مانند گروههای (I) و (III) از سنگهای دولومیتی، لذا رابطه و مقدار تعیین شده پارامترها در این گروهها تخمینی می باشد. جدولهای (۵ و ۶) روابط بدست آمده بین تراوایی و پارامترهای تطابق برای گونه های مختلف را نشان داده است.

جدول ۳: پارامترهای تطابق حاصل از مدلسازی منحنی های تراوایی نسبی آب/نفت نمونه های دولومیت

RT#	شماره نمونه	تراوایی (میلی داری)	تخلخل (%)	$L_w^0=$	$E_w^0=$	$T_w^0=$	$L_0^w=$	$E_0^w=$	$T_0^w=$
I	۴	۰/۱۹	۷/۲۱	۲/۰۰	۲/۲	۰/۶	۳/۵	۱/۲	۰/۶
	۸	۰/۳۵۶	۵/۲۹	۱/۰۰	۲/۰۰	۰/۶	۲/۰۰	۲/۵	۰/۷
II	۱	۱/۱۷۶	۱۳/۰۸	۱/۰۳	۱/۰۰	۰/۶۵	۲/۰۰	۲/۵۰	۱/۰۰
	۲	۰/۱۴۶	۱۱/۴۵	۱/۰۲۵	۰/۹۰	۰/۶۰	۲/۱۰	۲/۶۰	۰/۵۰
	۳	۰/۸۲۹	۹/۱۵	۱/۰۳	۰/۹۵	۰/۵۰	۲/۰۵	۲/۶۰	۰/۵۰
	۵	۳/۲۳	۱۰/۴۲	۱/۰۷	۱/۲۸	۱/۹۰	۲/۵۰	۱/۰۰	۰/۵۰
	۶	۵/۶۴۱	۱۲/۸۰	۱/۱۰	۱/۴۰	۰/۴۰	۱/۸۰	۲/۰۰	۰/۵۰
	۷	۱/۰۱۹	۸/۱۸	۱/۰۴	۱/۰۳	۰/۵۰	۲/۰۰	۲/۴۰	۱/۲۰
	۹	۱/۰۷	۱۰/۲۲	۱/۰۲۵	۱/۰۰	۰/۶۰	۲/۰۰	۲/۵۰	۰/۵۰
	۱۰	۰/۷۳۹	۱۰/۸۴	۱/۰۲	۰/۹۰	۰/۵۰	۲/۰۲	۲/۵۰	۰/۵۰
	۱۱	۰/۷۲	۱۲/۰۶	۱/۰۲	۱/۱۰	۰/۶۰	۱/۹۰	۲/۵۰	۱/۱۰
	۱۲	۰/۶۷	۹/۵۹	۱/۰۲۵	۰/۹۰	۰/۵۰	۲/۰۰	۲/۴۰	۰/۵۰
	۱۳	۴/۶۵	۱۰/۹۷	۱/۱۰	۱/۴۰	۰/۵۰	۱/۹۰	۲/۲۰	۰/۵۰
III	۱۴	۱۹/۳۰۳	۱۹/۱۶	۱/۰۰	۱/۶۰	۰/۷۰	۱/۵۰	۳/۱۰	۰/۵۰

جدول ۴: پارامترهای تطابق حاصل از مدلسازی منحنی های فشار موئینگی نمونه های کربناته

RT#	شماره نمونه	تراوانی (میلی داریسی)	تخلخل (%)	$L_w^0=$	$E_w^0=$	$T_w^0=$	$L_o^w=$	$E_o^w=$	$T_o^w=$
I	۱۷	۰/۴۲۴	۸/۵۱	۱/۱۰	۱/۰۰	۰/۶۰	۲/۰۰	۲/۰۰	۱/۰۰
	۱۸	۳/۴۶۷	۸/۴۹	۱/۷۰	۱/۷۰	۰/۵۵	۲/۳۰	۲/۵۰	۰/۵۰
	۲۴	۰/۶۵۵	۷/۱۵	۱/۱۰	۰/۸۵	۰/۵۹	۲/۰۰	۲/۰۰	۰/۷۰
II	۱۵	۱/۳۱۲	۲۰/۶۹	۰/۸۰	۱/۵۰	۰/۶۸	۱/۷۵	۲/۰۰	۰/۵۰
	۱۶	۱/۶۷۴	۱۱/۸۷	۱/۰۰	۱/۴۵	۰/۶۶	۱/۸۰	۲/۰۰	۰/۶۰
	۲۵	۱/۳۸	۱۲/۲۲	۰/۸۰	۱/۵۰	۰/۶۸	۱/۹۰	۱/۹۰	۰/۵۰
	۲۸	۲/۷۳۲	۱۵/۳۶	۰/۸۰	۱/۹۰	۰/۶۰	۱/۷۰	۱/۷۵	۱/۰۰
	۳۰	۱/۰۴۲	۱۲/۴۴	۰/۸۰	۱/۳۰	۰/۷۰	۱/۷۰	۲/۱۰	۰/۵۰
	۳۲	۳/۰۶۸	۱۵/۹۸	۰/۸۰	۲/۲۰	۰/۶۰	۱/۸۰	۱/۸۵	۱/۰۰
III	۳۳	۱/۵۷۴	۱۶/۱۵	۰/۸۰	۱/۵۰	۰/۶۵	۱/۷۰	۲/۰۰	۰/۷۰
	۱۹	۷/۷۵۶	۱۶/۳۴	۰/۹۰	۱/۲۵	۰/۷۵	۱/۸۰	۱/۸۰	۰/۵۰
	۲۰	۵/۲۸۳	۱۵/۷۸	۰/۹۰	۱/۳۰	۰/۶۰	۱/۹۰	۲/۲۰	۰/۴۰
	۲۱	۱۱/۴۲۳	۱۵/۸۹	۰/۹۵	۱/۱۰	۰/۸۰	۱/۷۰	۱/۸۰	۰/۵۰
	۲۲	۷/۱۱۶	۱۹/۰۱	۰/۸۷	۱/۲۰	۰/۷۰	۱/۸۹	۲/۱۰	۰/۴۰
	۲۳	۶/۵۱۲	۱۷/۰۱	۰/۹۰	۱/۲۰	۰/۶۰	۲/۰۰	۲/۰۰	۰/۵۰
	۲۶	۴۹/۱۰	۱۹/۱۶	۱/۰۰	۱/۶۰	۰/۷۰	۱/۸۰	۱/۳۰	۱/۶۰
	۲۷	۱۶/۷۹۱	۲۱/۲۵	۱/۱۰	۱/۰۰	۱/۰۰	۱/۵۰	۱/۳۵	۰/۶۰
	۲۹	۸/۴۹۷	۱۸/۷۹	۰/۹۵	۱/۲۵	۰/۸۰	۱/۷۵	۱/۸۰	۰/۷۰
۳۱	۰/۷۵	۱۱/۶۱	۰/۸۰	۱/۵۰	۷/۰۰	۲/۳۰	۲/۵۰	۰/۳۰	

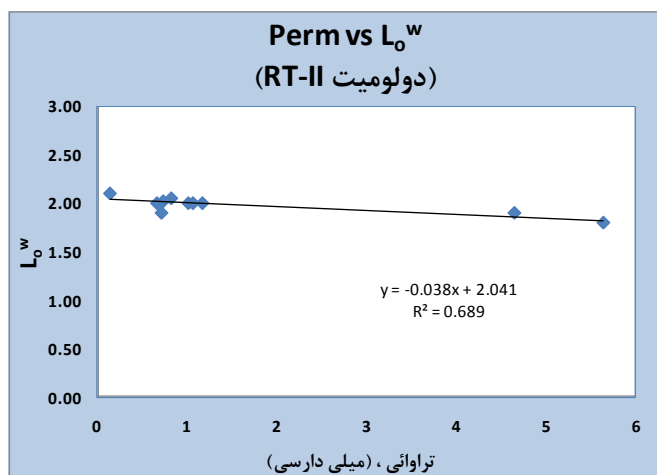
جدول ۵: روابط بدست آمده بین تراوانی و پارامترهای تطابق برای گونه های مختلف سنگ

نمونه سنگهای دولومیتی					
تراوانی نسبی آب، K_{rw}					
ردیف	گروه سنگی	$L_w^0=$	$E_w^0=$	$T_w^0=$	ملاحظات
۱	RT-I	$L_w^0 = 0.16K + 1.014$	$E_w^0 = 0.97K + 0.896$	$T_w^0 = -0.24K + 0.576$	دو نمونه
۲	RT-II	$L_w^0 = -0.24K + 3.144$	$E_w^0 = -1.024K + 2.428$	$T_w^0 = 0.6$	
۳	RT-III	$L_w^0 = 1.00$	$E_w^0 = 1.60$	$T_w^0 = 0.70$	یک نمونه
تراوانی نسبی نفت، K_{ro}					
ردیف	گروه سنگی	$L_o^w=$	$E_o^w=$	$T_o^w=$	ملاحظات
۱	RT-I	$L_o^w = 0.155K + 0.759$	$E_o^w = -0.93K + 2.576$	$T_o^w = -0.38K + 2.41$	
۲	RT-II	$L_o^w = -9.036K + 5.216$	$E_o^w = 7.831K - 0.288$	$T_o^w = 0.602K + 0.485$	
۳	RT-III	$L_o^w = 1.50$	$E_o^w = 3.10$	$T_o^w = 0.50$	

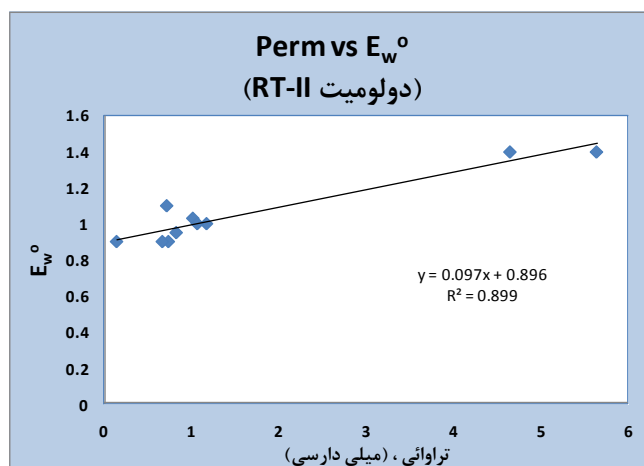
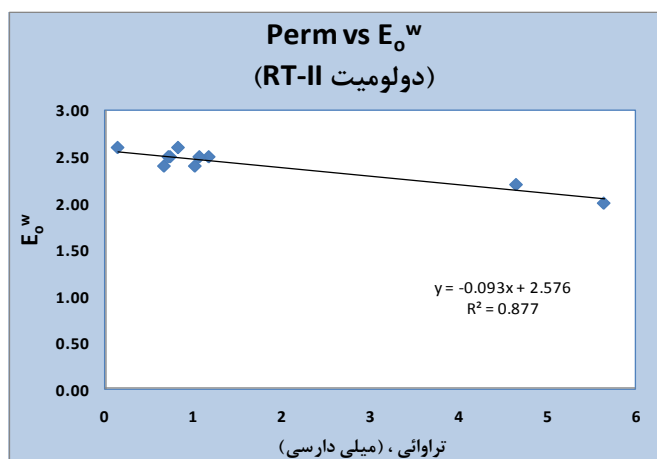
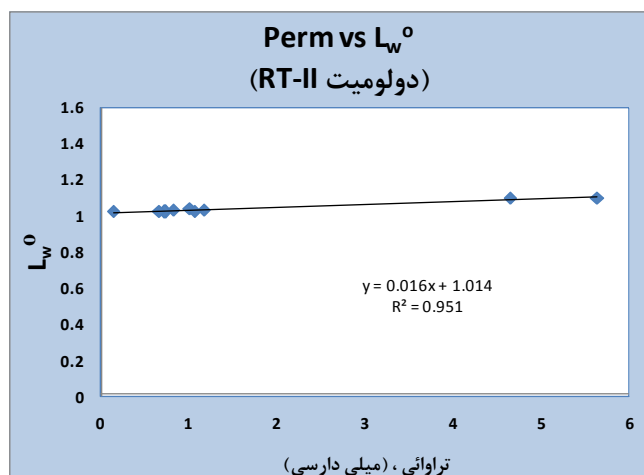
جدول ۶: روابط بدست آمده بین تراوانی و پارامترهای تطابق برای گونه های مختلف سنگ

نمونه سنگهای کربناته					
تراوانی نسبی آب، K_{rw}					
ملاحظات	$T_w^o =$	$E_w^o =$	$L_w^o =$	گروه سنگی	ردیف
	$T_w^o = 0.015K + 0.603$	$E_w^o = 0.260K + 0.788$	$L_w^o = 0.204K + 0.990$	RT-I	۱
	$T_w^o = 0.050K + 0.744$	$E_w^o = 0.395K + 0.898$	$L_w^o = 0.008K + 0.844$	RT-II	۲
	$T_w^o = 0.033K + 0.447$	$E_w^o = 0.029K + 1.463$	$L_w^o = 0.017K + 0.778$	RT-III	۳
تراوانی نسبی نفت، K_{ro}					
ملاحظات	$T_o^w =$	$E_o^w =$	$L_o^w =$	گروه سنگی	ردیف
	$T_o^w = -0.125K + 0.922$	$E_o^w = 0.102K + 1.945$	$L_o^w = 0.17K + 1.909$	RT-I	۱
	$T_o^w = 0.285K + 0.163$	$E_o^w = 0.126K + 2.174$	$L_o^w = -0.001K + 1.767$	RT-II	۲
	$T_o^w = 0.018K + 0.034$	$E_o^w = -0.070K + 2.507$	$L_o^w = -0.047K + 2.238$	RT-III	۳

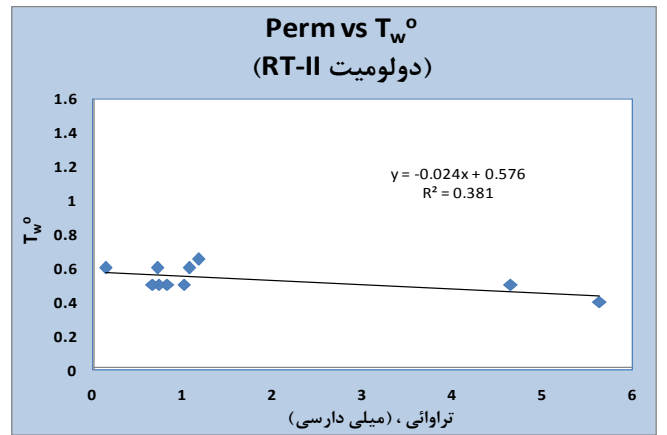
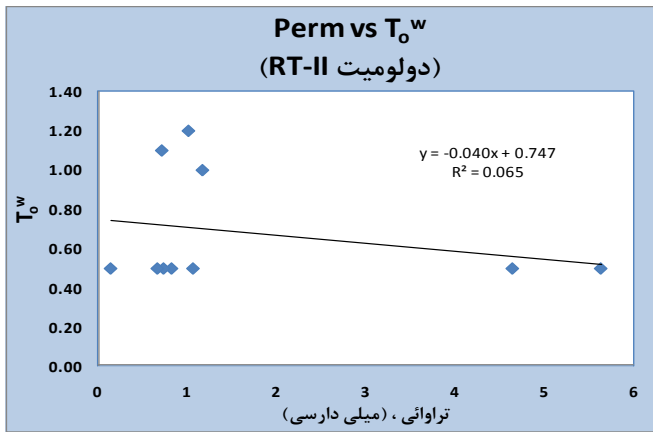
ضرایب تطابق منحنی های تراوانی نسبی نفت K_{ro}



ضرایب تطابق منحنی های تراوانی نسبی آب، K_{rw}

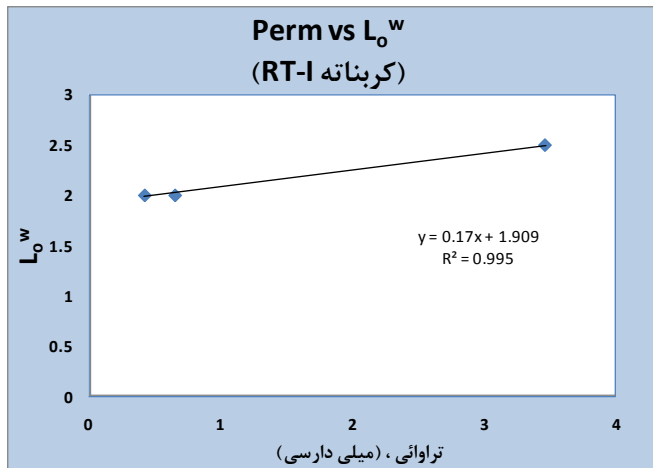


شکل ۸: منحنی تغییرات ضرایب تطابق برای نمونه های دولومیتی -T

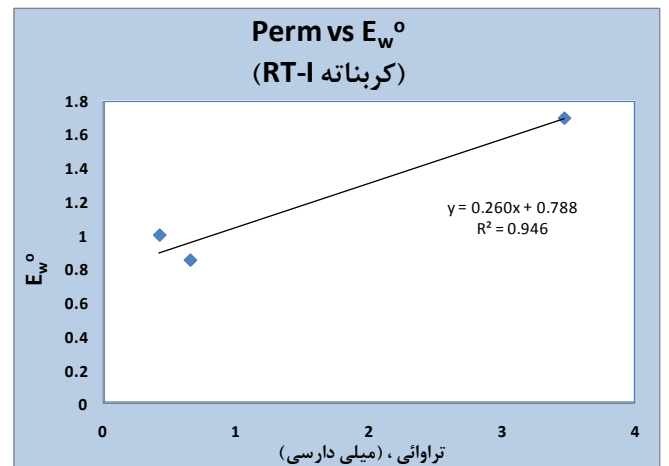
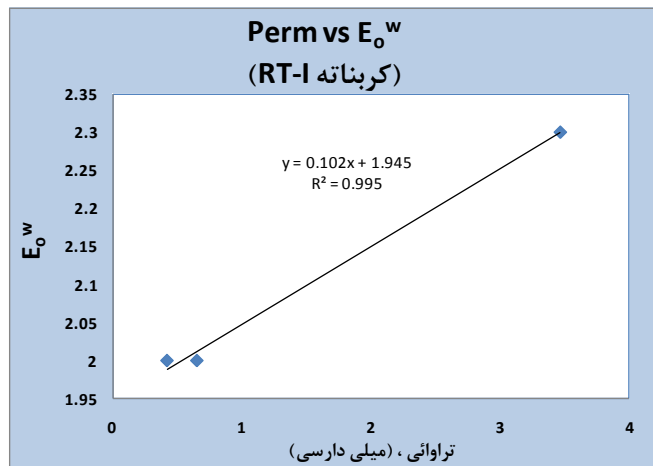
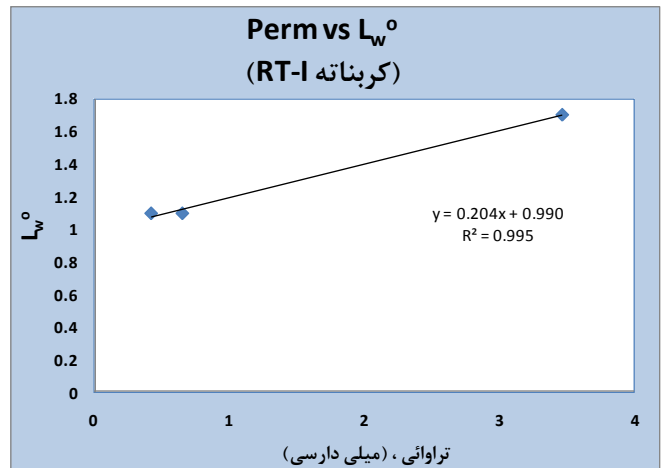


ادامه شکل ۸

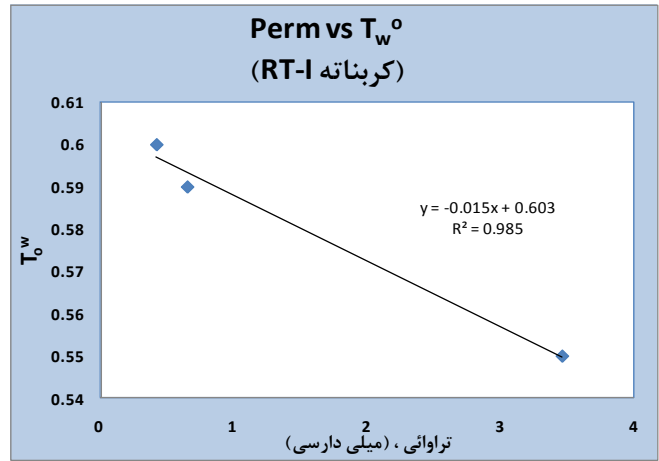
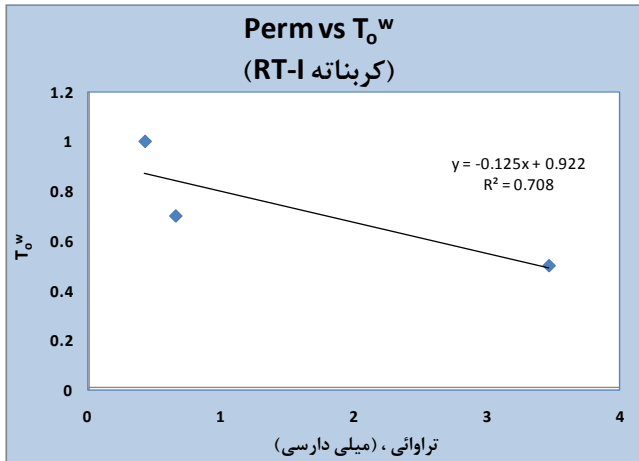
ضرایب تطابق منحنی های تراوایی نسبی نفت K_{ro}



ضرایب تطابق منحنی های تراوایی نسبی آب، K_{rw}

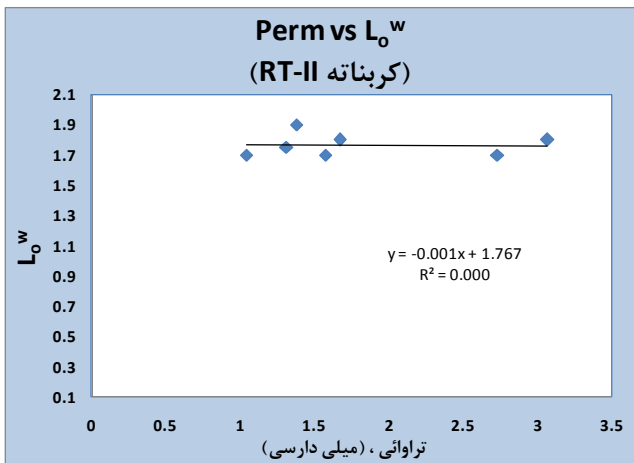


شکل ۹: منحنی تغییرات ضرایب تطابق برای نمونه های کربناته - (RT-I)

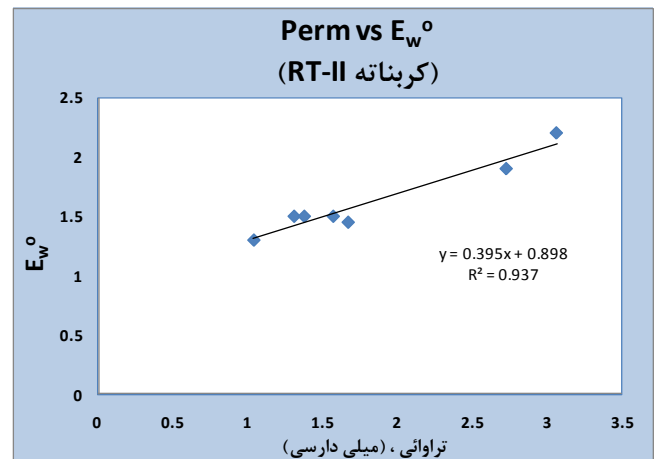
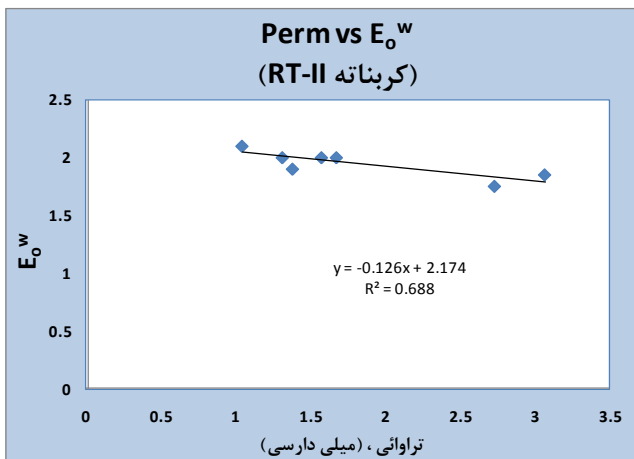
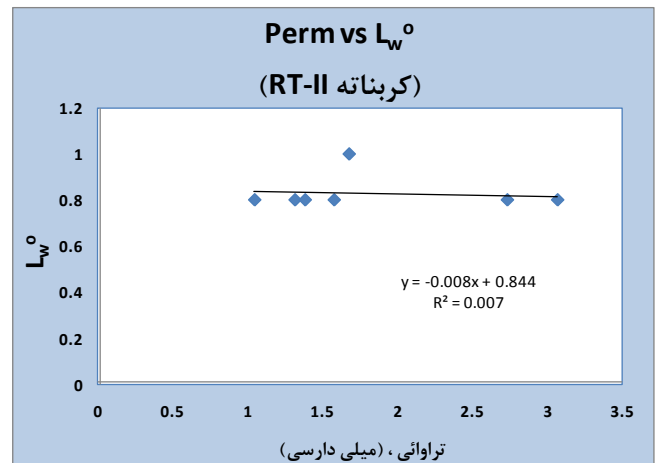


ادامه شکل ۹

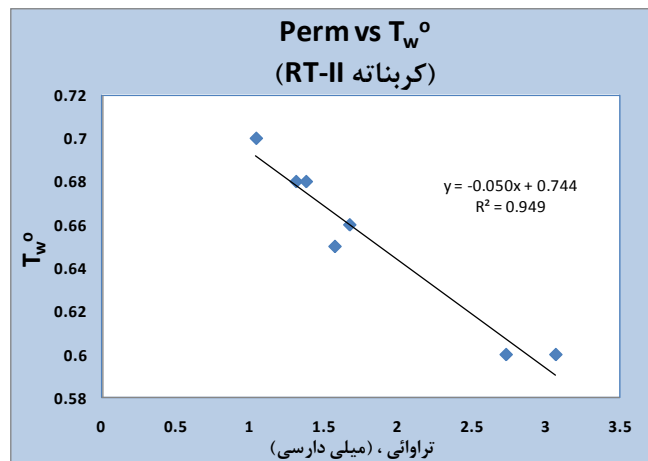
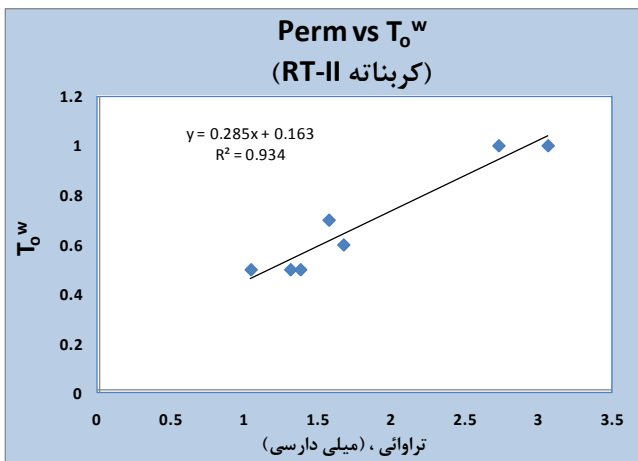
ضرایب تطابق منحنی های تراوائی نسبی نفت K_{rO}



ضرایب تطابق منحنی های تراوائی نسبی آب، K_{rW}

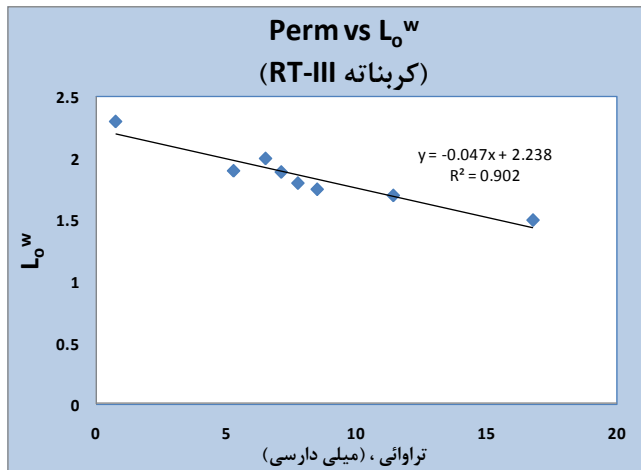


شکل ۱۰: منحنی تغییرات ضرایب تطابق برای نمونه های کربناته- (RT-II)

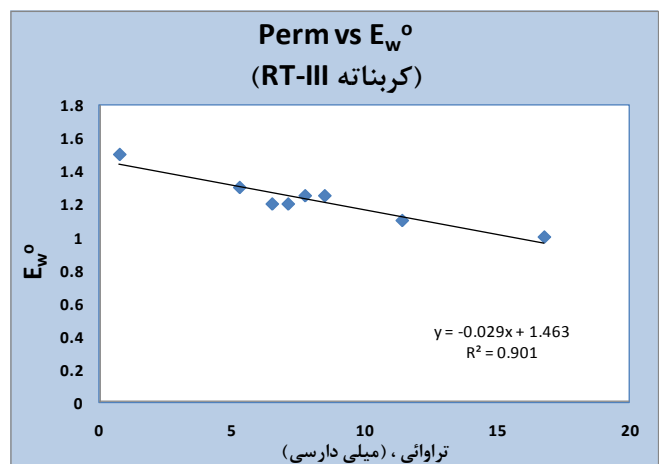
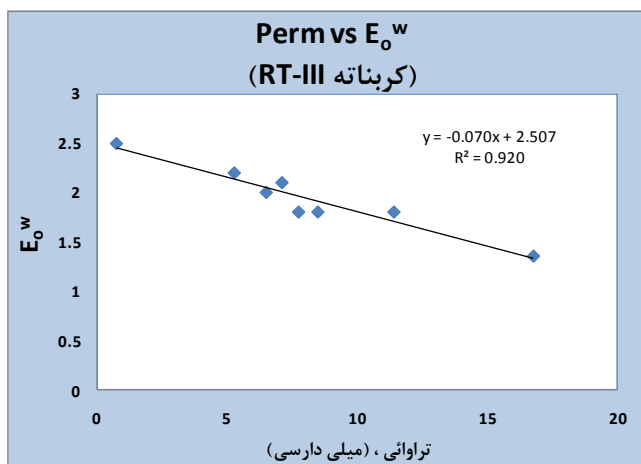
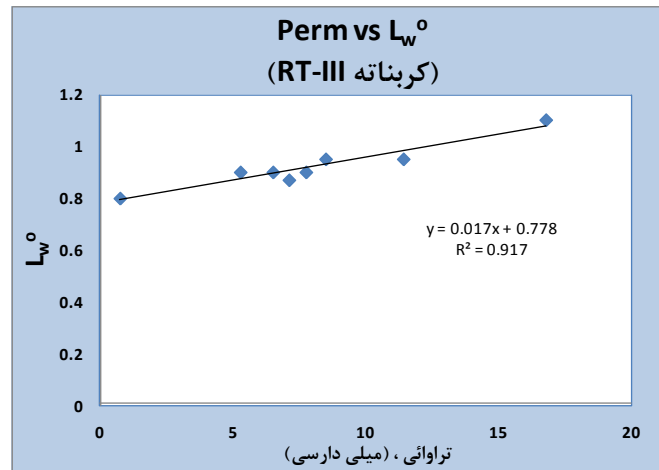


ادامه شکل ۱۰

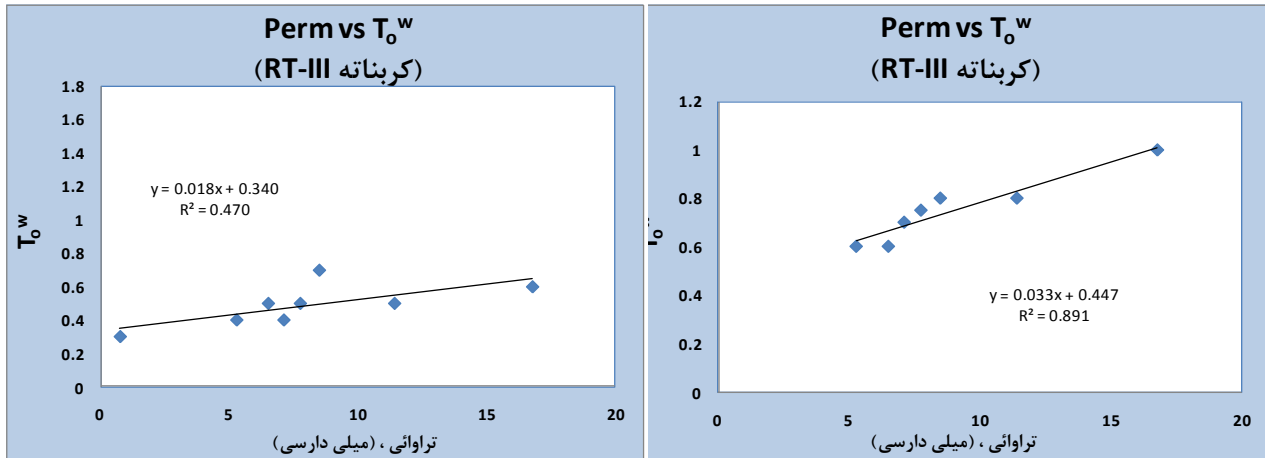
ضرایب تطابق منحنی های تراوائی نسبی نفت K_{ro}



ضرایب تطابق منحنی های تراوائی نسبی آب، K_{rw}



شکل ۱۱: منحنی تغییرات ضرایب تطابق برای نمونه های کربناته (RT-III)



ادامه شکل ۱۱

به منظور تحقیق در خصوص درستی روابط بدست آمده بین تراوایی و پارامترهای تطابق و نیز دقت مدل LET برای مدل سازی منحنی های تراوایی نسبی، ابتدا با حذف برخی نمونه ها از میان نمونه های دولومیتی و کربناته، رابطه بین تراوایی و پارامترهای تطابق را بدست می آوریم. سپس با استفاده از داده های تراوایی و روابط بدست آمده، پارامترهای تطابق را برای نمونه هایی که از لیست داده ها حذف گردیدند محاسبه می نماییم (جدولهای ۷ و ۸). با استفاده از این پارامترها و جایگزینی در مدل LET مقادیر منحنی های تراوایی نسبی نمونه های فوق را بدست می آوریم. با مقایسه منحنی های بدست آمده و منحنی های حاصل از آزمایشات دقت روش توسعه یافته مشخص خواهد شد (شکل ۱۲). در جدول های (۹) تا (۱۲) مقادیر تراوایی نسبی محاسبه شده با مقادیر حاصل از آزمایش مقایسه شده است.

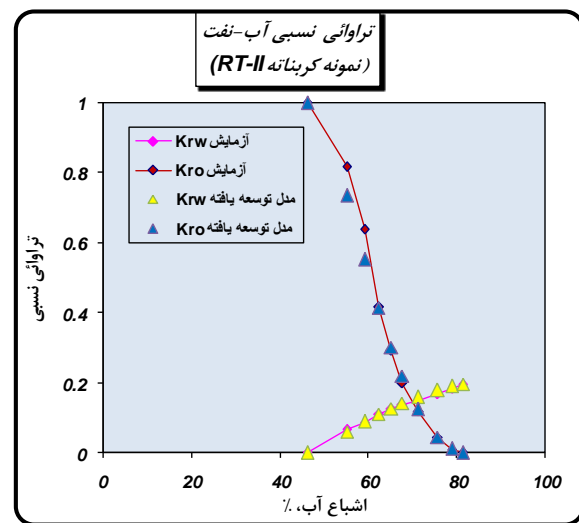
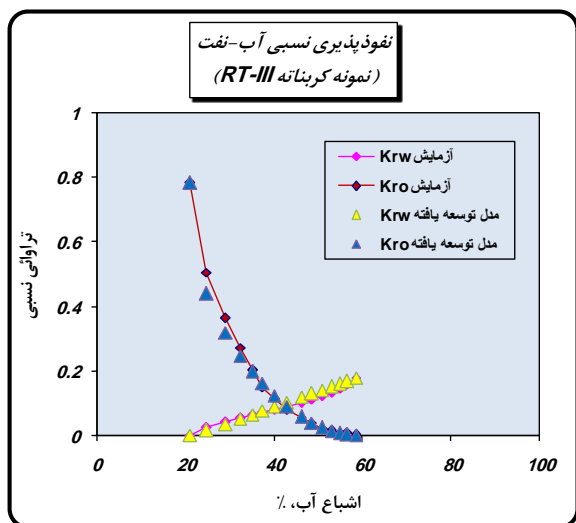
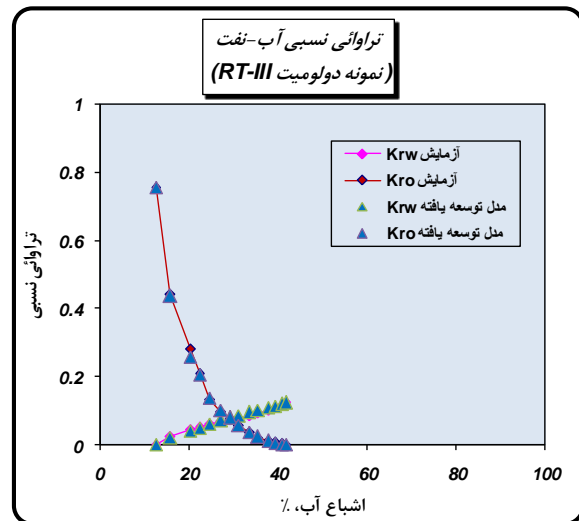
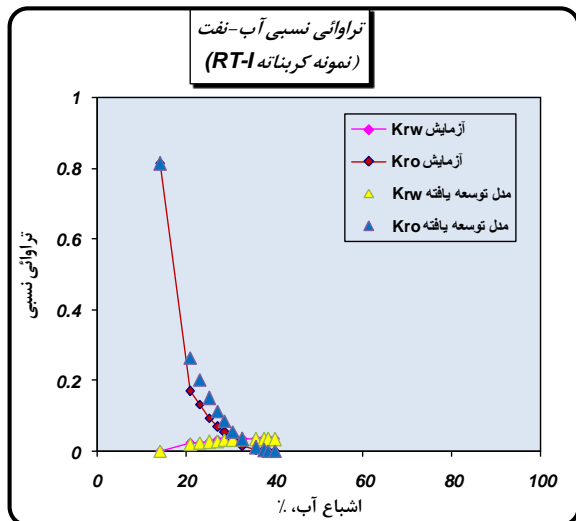
همانگونه که مقادیر محاسبه شده در جدولهای (۷) و (۸) نشان می دهد نتایج حاصل از محاسبه پارامترها با مقادیر واقعی آنها بسیار نزدیک بوده و نشان دهنده دقت پارامترهای بدست آمده می باشند. نتایج حاصل از مدل سازی منحنی های تراوایی نسبی با پارامترهای محاسبه شده نیز نشان می دهد منحنی های حاصل با کمترین خطا بدست آمده اند. در جدول های فوق همچنین میزان خطای (RMS) دو روش LET و روش توسعه یافته با یکدیگر مقایسه شده اند.

جدول ۷: مقایسه پارامترهای تطابق، محاسبه شده از روابط با تراوایی و مقادیر واقعی برای تراوایی نسبی آب

RMS		T_w^o		E_w^o		L_w^o		تراوایی (میلی داریسی)	RT#	سازند	نمونه
مدل توسعه یافته	مدل LET	مدل توسعه یافته	واقعی	مدل توسعه یافته	واقعی	مدل توسعه یافته	واقعی				
۰/۰۷۹	۰/۱۶۵۲	۰/۴۴۰۶۲	۰/۴	۱/۴۴۳۱۸	۱/۴	۱/۱۰۴۲۵۶	۱/۱	۵/۶۴۱	III	دولومیت	۶
۰/۰۴۵۸	۰/۴۱۱۷	۰/۶۶۰۳	۰/۶۶	۱/۵۵۹۲۳	۱/۴۵	۰/۸۳۰۶۱	۱	۱/۶۴۷	I	کربناته	۱۶
۰/۰۵۰۶	۰/۰۷۵۲	۰/۶۱۱۱	۰/۶	۱/۱۵۱۱۸	۱/۲۵	۱/۳۳۳۹۳	۱/۴	۱/۵۸۵	II	کربناته	۱۷
۰/۱۵۲۹	۰/۱۵۸۸	۰/۷۰۲۹۵	۰/۷۵	۱/۲۳۸۰۸	۱/۲۵	۰/۹۰۹۵۸	۰/۹	۷/۷۵۶	III	کربناته	۱۹

جدول ۸: مقایسه پارامترهای تطابق، محاسبه شده از روابط با تراوانی و مقادیر واقعی برای تراوانی نسبی نفت

RMS		T_o^w		E_o^w		L_o^w		تراوانی (میلی داریسی)	RT#	سازند	نمونه
مدل توسعه یافته	مدل LET	مدل توسعه یافته	واقعی	مدل توسعه یافته	واقعی	مدل توسعه یافته	واقعی				
۰/۳۵۸۱	۰/۳۸۷۵	۰/۵۲۰۳۶	۰/۵	۲/۰۵۱۳۹	۲	۱/۸۲۶۶۴	۱/۸	۵/۶۴۱	III	دولومیت	۶
۰/۴۴	۱/۰۱۶۶	۰/۶۴۰۰۹	۰/۶	۱/۹۶۳۰۸	۲	۱/۷۶۵۳۳	۱/۸	۱/۶۷۴	I	کربناته	۱۶
۰/۳۱۰۹	۰/۳۲۴۵	۱/۹۰۶۱۱	۲	۲/۰۸۰۳۵	۲/۰۵	۲/۱۷۷۳۸	۲/۲	۱/۵۸۵	II	کربناته	۱۷
۰/۳۵۶۴	۰/۳۵۸۹	۰/۴۷۹۶۱	۰/۵	۱/۹۶۴۰۸	۱/۸	۱/۸۷۳۴۷	۱/۸	۷/۷۵۶	III	کربناته	۱۹



شکل ۲۱۰: نحی مقایسه نتایج مدل توسعه یافته با روابط پیشنهادی برای نمونه های دولومیتی و کربناته

جدول ۹: مقایسه مقادیر تراوانی نسبی حاصل از مدل توسعه یافته و بدست آمده از آزمایش برای یک نمونه دولومیتی از گروه سنگی RT-III

Sw	تراوانی نسبی آب K_{rw}		تراوانی نسبی نفت K_{ro}	
	آزمایش	مدل توسعه یافته	آزمایش	مدل توسعه یافته
۱۲/۶۲	۰/۰۰۰۰	۰/۰۰۰۰	۰/۷۵۵۲	۰/۷۵۵۲
۱۵/۸۸	۰/۰۲۴۸	۰/۰۲۱۹	۰/۴۴۰۵	۰/۴۳۶۷
۳۸/۲۰	۰/۰۴۲۴	۰/۰۴۰۰	۰/۲۷۹۷	۰/۲۵۸۸
۲۲/۴۰	۰/۰۵۰۶	۰/۰۴۹۹	۰/۲۰۸۶	۰/۲۰۵۴
۲۴/۶۹	۰/۰۵۹۷	۰/۰۶۰۲	۰/۱۳۴۵	۰/۱۳۸۵
۲۷/۲۲	۰/۰۶۶۸	۰/۰۷۰۹	۰/۰۹۶۳	۰/۱۰۰۸
۲۹/۲۲	۰/۰۷۱۹	۰/۰۷۸۸	۰/۰۷۷۴	۰/۰۷۹۱
۳۱/۲۲	۰/۰۷۷۸	۰/۰۸۶۳	۰/۰۵۴۵	۰/۰۵۸۲
۳۳/۵۶	۰/۰۸۴۹	۰/۰۹۴۸	۰/۰۳۵۰	۰/۰۳۸۱
۳۵/۵۴	۰/۰۹۱۶	۰/۱۰۱۶	۰/۰۲۲۰	۰/۰۲۲۸
۳۷/۷۲	۰/۰۹۹۹	۰/۱۰۹۰	۰/۰۱۱۶	۰/۰۱۰۳
۳۹/۲۶	۰/۱۰۷۰	۰/۱۱۴۲	۰/۰۰۶۱	۰/۰۰۴۳
۴۰/۸۳	۰/۱۱۶۰	۰/۱۱۹۵	۰/۰۰۲۸	۰/۰۰۰۷
۴۱/۷۸	۰/۱۲۳۱	۰/۱۲۳۱	۰/۰۰۱۳	۰/۰۰۰۰

جدول ۱۰: مقایسه مقادیر تراوانی نسبی حاصل از مدل توسعه یافته و بدست آمده از آزمایش برای یک نمونه کربناته از گروه سنگی RT-I

Sw	تراوانی نسبی آب K_{rw}		تراوانی نسبی نفت K_{ro}	
	آزمایش	مدل توسعه یافته	آزمایش	مدل توسعه یافته
۱۴/۰۹	۰/۰۰۰۰	۰/۰۰۰۰	۰/۸۱۱۸	۰/۸۱۱۸
۲۰/۸۱	۰/۰۲۱۷	۰/۰۱۸۸	۰/۱۶۹۲	۰/۲۶۳۰
۲۳/۰۱	۰/۰۲۴۵	۰/۰۲۳۰	۰/۱۳۲۶	۰/۲۰۱۸
۲۵/۲۱	۰/۰۲۷۶	۰/۰۲۶۵	۰/۰۹۳۹	۰/۱۴۹۹
۲۷/۰۹	۰/۰۲۹۴	۰/۰۲۸۹	۰/۰۷۰۳	۰/۱۱۱۸
۲۸/۶۴	۰/۰۳۰۶	۰/۰۳۰۵	۰/۰۵۴۵	۰/۰۸۴۷
۳۰/۶۴	۰/۰۳۲۵	۰/۰۳۲۱	۰/۰۲۹۶	۰/۰۵۵۵
۳۲/۶۲	۰/۰۳۳۴	۰/۰۳۳۲	۰/۰۱۵۸	۰/۰۳۳۱
۳۵/۶۳	۰/۰۳۴۱	۰/۰۳۴۰	۰/۰۰۳۶	۰/۰۱۰۵
۳۷/۵۸	۰/۰۳۴۰	۰/۰۳۴۱	۰/۰۰۲۳	۰/۰۰۲۹
۳۸/۵۷	۰/۰۳۴۰	۰/۰۳۴۰	۰/۰۰۰۲	۰/۰۰۰۹
۳۹/۹۴	۰/۰۳۳۷	۰/۰۳۳۷	۰/۰۰۰۲	۰/۰۰۰۰

جدول ۱۱: مقایسه مقادیر تراوانی نسبی حاصل از مدل توسعه یافته و بدست آمده از آزمایش برای یک نمونه کربناته از گروه سنگی RT-II

Sw	تراوانی نسبی آب K_{rw}		تراوانی نسبی نفت K_{ro}	
	آزمایش	مدل توسعه یافته	آزمایش	مدل توسعه یافته
۴۶/۰۸	۰/۰۰۰۰	۰/۰۰۰۰	۱/۰۰۰۰	۱/۰۰۰۰
۵۵/۰۷	۰/۰۶۸۰	۰/۰۶۰۹	۰/۸۱۶۷	۰/۷۳۴۹
۵۹/۱۲	۰/۰۸۷۷	۰/۰۸۹۲	۰/۶۳۸۵	۰/۵۵۲۳
۶۲/۲۵	۰/۱۱۰۰	۰/۱۰۹۸	۰/۴۱۶۰	۰/۴۱۵۶
۶۵/۱۶	۰/۱۲۴۷	۰/۱۲۷۸	۰/۲۹۲۶	۰/۳۰۱۹
۶۷/۶۰	۰/۱۳۶۷	۰/۱۴۱۷	۰/۱۹۸۴	۰/۲۲۰۲
۷۱/۱۷	۰/۱۵۰۷	۰/۱۶۰۲	۰/۱۱۹۲	۰/۱۲۴۹
۷۵/۶۲	۰/۱۶۸۵	۰/۱۷۹۴	۰/۰۴۶۰	۰/۰۴۴۸
۷۸/۸۲	۰/۱۸۲۸	۰/۱۹۰۳	۰/۰۱۱۰	۰/۰۱۱۴
۸۱/۳۰	۰/۱۹۶۱	۰/۱۹۶۱	۰/۰۰۰۶	۰/۰۰۰۰

جدول ۱۲: مقایسه مقادیر تراوانی نسبی حاصل از مدل توسعه یافته و بدست آمده از آزمایش برای یک نمونه کربناته از گروه سنگی RT-III

Sw	تراوانی نسبی آب K_{rw}		تراوانی نسبی نفت K_{ro}	
	آزمایش	مدل توسعه یافته	آزمایش	مدل توسعه یافته
۲۱/۰۴	۰/۰۰۰۰	۰/۰۰۰۰	۰/۷۸۱۴	۰/۷۸۱۴
۲۴/۷۲	۰/۰۲۲۸	۰/۰۱۳۶	۰/۵۰۴۹	۰/۴۳۸۲
۲۹/۰۳	۰/۰۴۰۰	۰/۰۳۳۷	۰/۳۶۳۵	۰/۳۱۶۷
۳۲/۴۱	۰/۰۵۲۶	۰/۰۵۰۲	۰/۲۷۰۹	۰/۲۴۵۴
۳۵/۱۳	۰/۰۶۲۸	۰/۰۶۳۶	۰/۲۰۲۸	۰/۱۹۶۵
۳۷/۴۴	۰/۰۷۱۶	۰/۰۷۴۹	۰/۱۴۷۹	۰/۱۵۹۸
۴۰/۰۴	۰/۰۷۹۹	۰/۰۸۷۶	۰/۱۱۲۸	۰/۱۲۳۱
۴۲/۹۱	۰/۰۸۹۵	۰/۱۰۱۵	۰/۰۷۹۲	۰/۰۸۸۳
۴۶/۱۱	۰/۱۰۰۷	۰/۱۱۶۹	۰/۰۵۴۵	۰/۰۵۶۲
۴۸/۵۴	۰/۱۱۰۵	۰/۱۲۸۵	۰/۰۳۵۳	۰/۰۳۶۷
۵۰/۸۱	۰/۱۲۰۸	۰/۱۳۹۳	۰/۰۲۰۸	۰/۰۲۲۱
۵۲/۹۴	۰/۱۳۱۷	۰/۱۴۹۵	۰/۰۱۵۰	۰/۰۱۱۸
۵۴/۸۹	۰/۱۴۴۱	۰/۱۵۹۰	۰/۰۰۸۶	۰/۰۰۵۱
۵۶/۴۸	۰/۱۵۶۴	۰/۱۶۶۹	۰/۰۰۵۷	۰/۰۰۱۷
۵۸/۴۸	۰/۱۷۷۹	۰/۱۷۷۹	۰/۰۰۱۶	۰/۰۰۰۰

۵. بحث و نتیجه گیری

- رابطه (LET) تخمین مناسبی برای منحنی های تراوانی نسبی است. استفاده از سه پارامتر برای تطابق و مدل سازی داده ها، این رابطه را بطور قابل توجهی انعطاف پذیر کرده است.

- رابطه فوق با نمونه هائی از سنگهای ماسه ای از یکی از مخازن دریای شمال آزموده شده است. نتایج بدست آمده پارامترهای تطابق ثابتی را برای نمونه های مورد استفاده نشان میدهد. با توجه به اینکه نمونه های مورد مطالعه در این مقاله دولومیت و کربناته می باشند، مقادیر متفاوتی برای هر نوع سنگ مخزن بدست آمده است. برای دقت در این نتایج و جهت بهبود روش LET، نمونه ها بر اساس جنس و خصوصیات مخزنی به گروههای مختلف تقسیم و برای هر گروه دسته پارامترهای جداگانه بدست آمده است.
 - نتایج مطالعه نشان می دهد که رابطه منطقی بین داده های اساسی سنگ مخزن و پارامترهای تطابق وجود دارد. به منظور مدل سازی منحنی های تراوانی نسبی، منحنی تغییرات پارامترهای تطابق در مقابل داده های اساسی سنگ مخزن از جمله تراوانی و تخلخل رسم و رابطه ای منطقی بین این مقادیر بدست می آید. سپس با دانستن رابطه و مقادیر تخلخل یا تراوانی میتوان منحنی تراوانی نسبی مربوط به آن نمونه را تعیین نمود.
- الف) برای دقت هر چه بیشتر لازم است تا داده های مربوط به نمونه های دارای شکاف و حفره حذف گردند و حتی المقدور داده های غیر معتبر و پراکنده نیز در مدل سازی شرکت ننمایند.
- ب) مقادیر تراوانی نسبی برای نقاط انتهائی منحنی ها باید محدود و معین باشد، مقادیر نامحدود موجب بروز خطا در مدل سازی می گردد.
- ج) هر پارامتر تطابق نقش ویژه ای در مدل سازی داشته و تأثیر خاصی در تغییر شکل منحنی ها دارد. ضمن انجام فرآیند تطابق باید دقت شود تا تغییر پارامترها در جایگاه ویژه خود بکار رود.
- برای دستیابی به دقت بالاتر در نتایج، انجام مطالعات زمین شناسی و گروه بندی بر مبنای اصول زمین شناسی میتواند نتایج دقیق و منطقی تری برای رابطه پارامترهای تطابق و داده های اساسی سنگ مخزن بدست آورد.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر ریاض خراط و دکتر محمد جزایری که داوری مقاله را بر عهده داشته اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

منابع

- [1] Corey, A. T., 1954, The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities, Prod.Monthly, 19 (1), pp. 38-41.
- [2] Maas, J.G. and A. M. Schulte, 1997, Computer Simulation of Special Core Analysis (SCAL)Flow Experiments Shared on the Internet", Reviewed Proceedings of the 1997International Symposium of the SCA, Calgary, Canada.
- [3] Sylte A., E. Ebeltoft and E. B. Petersen, 2004, Simultaneously Determination of Relative permeability and Capillary Pressure from Several Types of Experiments, Reviwedpaper at the 2004 International Symposium of the SCA, Abu Dhabi,UAE.
- [4] Sigmund, P. M. and F.G. McCaffery, 1979, An improved Unsteady-state Procedure for Determining the Relative Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media , SPEJ, pp. 15-28.
- [5] Chierici, G.L., 1984, Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities, SPEJ, pp. 275-276.
- [6] Kulkarni, R., A. T. Watson, J. E. Nordtvedt and A. Sylte, , 1998, Two-Phase Flow in Porous Media: Property Identification and Model Validation, AIChE Journal, Vol. 44, No. 11
- [7] Nordvedt, J.E., G. Mejia, P. Yang, and A. T. Watson, 1993, Estimation of Capillary Pressure and Relative Permeability Functions From Centrifuge Experiments", SPE Reservoir Engineering, Vol. 8, No. 4, pp. 292-298.

- [8] Fincham, A. E. and B. Ferreol, 1998, History Matching of Laboratory Coreflooding Experiments", SPE 50576, The Hague, Netherlands.
- [9] Lomeland, F., E. Ebeltoft, W. H. Tomas, 2005, A New Versatile Relative Permeability Correlation, Int'l. Symposium of SCA, Toronto, Canada.
- [10] Amyx, J.W., Jr. D. M. Bass and R. L. Whiting, 1960, Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill Book Company, London, pp. 133-210.
- [11] Jerauld, G. R., 1997, Prudhoe Bay Gas/Oil Relative Permeability, SPE 35718, pp. 66-73.

فهرست علائم:

$E_{x^y z}$	پارامتر تجربی برای فاز x و فاز همراه y و دیگر اطلاعات z	K_{rw}^y	تراوایی نسبی آب در اشباع باقیمانده فاز y
$K_o(S_{wi})$	تراوایی نفت در حضور آب غیر قابل کاهش (میلی داری)	$L_{x^y z}$	پارامتر تجربی برای فاز x و فاز همراه y و دیگر اطلاعات z
K_{rg}	تراوایی نسبی گاز	S_{gn}	اشباع گاز نرمال شده
K_{rg}^x	تراوایی نسبی گاز در حضور آب غیر قابل کاهش و اشباع نفت	S_{grw}	اشباع گاز باقیمانده پس از هجوم آب
K_{rg}^y	تراوایی نسبی گاز در حضور اشباع باقیمانده فاز y	S_{org}	اشباع نفت باقیمانده پس از هجوم گاز
K_{ro}	تراوایی نسبی نفت	S_{orw}	اشباع نفت باقیمانده پس از هجوم آب
K_{ro}^x	تراوایی نسبی نفت در حضور آب غیر قابل کاهش و اشباع گاز	S_{wi}	اشباع آب غیر قابل کاهش
K_{rog}	تراوایی نسبی نفت در فرآیند تزریق گاز	S_{wn}	اشباع آب نرمال شده
K_{row}	تراوایی نسبی نفت در فرآیند تزریق آب	$T_{x^y z}$	پارامتر تجربی برای فاز x و فاز همراه y و دیگر اطلاعات z
K_{rw}	تراوایی نسبی آب		

ضمیمه

حالت تزریق آب و تولید نفت:

در زیر روابط تراوایی نسبی تابع LET برای تزریق و تولید نفت نشان داده شده است. در ابتدا اشباع آب نرمال شده را تعریف می کنیم:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (\text{الف-1})$$

رابطه تراوایی نسبی نفت با تزریق آب بصورت زیر خواهد بود:

$$K_{row} = K_{ro}^x \frac{(1 - S_{wn})^{L_o^w}}{(1 - S_{wn})^{L_o^w} + E_o^w S_{wn}^{T_o^w}} \quad (\text{الف-2})$$

رابطه تراوایی نسبی آب با تولید نفت عبارتست از:

$$K_{rw} = K_{rw}^o \frac{S_{wn}^{L_w^o}}{S_{wn}^{L_w^o} + E_w^o (1 - S_{wn})^{T_w^o}} \quad (\text{الف-3})$$

رابطه نقطه انتهایی تراوایی نسبی نفت عبارت خواهد بود از:

$$K_{ro}^x = \frac{(1 - S_{wi})^{L_o^k}}{(1 - S_{wi})^{L_o^k} + E_o^k S_{wi}^{T_o^k}} \quad (\text{الف-4})$$

رابطه نقطه انتهایی تراوایی نسبی آب همراه تولید نفت بصورت زیر است:

$$K_{rw}^o = \frac{(1 - S_{orw} - S_{wi})^{T_w^{ok}}}{(1 - S_{orw} - S_{wi})^{T_w^{ok}} + E_w^{ok} S_{orw}^{T_w^{ok}}} \quad (\text{الف-۵})$$

Improved LET function and use to modeling relative permeability curves for one of the Iranian carbonate reservoir rock

Hashemi, S. M., Bashiri, GH., Kazemzadeh, E.

Abstract

There are two key methods of simulating multi-phase flow experiments. One is the actual estimation of multi-phase flow properties from measured data, and the other is the representation of the analytical functions for relative permeability and capillary pressure. It is essential that these functions have sufficient degrees of freedom to model the measured data whilst remaining straightforward and easy to communicate. A new smooth and flexible three-parameter analytical correlation for relative permeability is proposed. Results from e.g. unsteady state relative permeability experiments often exhibit behavior which is difficult to model using e.g. Corey correlation. The new correlation influences different parts of the relative permeability curve and thereby captures variable behavior across the entire saturation range. The validity of new correlation is demonstrated by utilizing unsteady-state experiments performed at ambient conditions on core samples from the Southern Iranian reservoir rocks. Results show that there is a logical relation between the basic rock properties and tuning parameters of new correlation. For the modeling of the relative permeability, the relation of tuning parameters against basic parameters, i.e. permeability and porosity, should be found. Knowing the logical correlation and the basic parameters from routine analysis or logs, the tuning parameters and therefore relative permeability curves will be easily calculated.

Keywords: Water/ oil relative permeability, LET model, Modeling, Extended LET model, Rock classification

Iranian Journal of Petroleum Geology

No 5, Spring & Summer 2013

Licence Holder: Iranian Society of Petroleum Geology

Editorial Director: Dr. Ezatallah Kazemzadeh

Editor-in-Chief: Dr. Mohammad Reza Kamali

Associate Editor: Dr. Ali Reza Bashari

Executive manager: Eng. Behzad Mehrgini

Text Editor: Eng. Milad Pourfraj

Internal manager: Eng. Mir Mahmoud Razavi Hesabi,
Eng. Yaser Salimi Delshad

Editorial Board:

Dr. Ali Reza Bashari, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI)

Dr. Kazem Seyyed Emami, University of Tehran

Dr. Ali Seyrafiyan, University of Isfahan

Dr. Mohammad Reza Rezaie, Curtin University, Australia

Dr. Eraj Abdollahi fard, Exploration Directorate (NIOC)

Dr. Ezatallah Kazemzadeh, (RIPI)

Dr. Mohammad Reza Kamali, (RIPI)

Dr. Reza Mousavi Herami, Ferdowsi University of Mashhad

Dr. Ali Vatani, University of Tehran

Referees of this Issue:

1- Dr. Riaz Kharrat

2- Eng. Hesam Bakhtiari

3- Dr. Mahmood Jazayeri

4- Dr. Mohammadreza Kamali

5- Dr. Alireza Arabamiri

6- Dr. Alireza Bashari

7- Dr. Amin Roshandel

8- Eng. Mohammad Mohammadnia

9- Dr. Bahram Movahed

10- Dr. Ali Kadkhodaei

11- Eng. Farzane Khorram

Iranian Journal of Petroleum Geology is published semiannually by Iranian Society of Petroleum Geology (ISPG), and its language is Persian.

For information on joining the (ISPG), contact secretarial office Via info@ispg.ir.

All correspondence and communication for journal must be directed to: Iranian society of Petroleum Geology (ISPG), PO Box 16315-499, Tehran, 1661634151, Iran., Tel: (+98-21) 22856408, Fax: (+98-21) 22856407