



مجله زمین شناسی نفت ایران

سال سوم، شماره ۶، پاییز و زمستان ۱۳۹۲

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

دکتر کاظم سید امامی، استاد دانشگاه تهران

دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان

دکتر محمدرضا رضایی، استاد دانشگاه کرتین استرالیا

دکتر ایرج عبدالهی فرد، اداره پژوهش ژئوفیزیک مدیریت

اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

دکتر عزت اله 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

ویراستار: میلاد پورفرج قاجاری

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

- | | |
|---------------------------|-------------------------|
| ۱- دکتر علیرضا بشری | ۱۴- دکتر سید علی معلمی |
| ۲- دکتر بهرام حبیب نیا | ۱۵- دکتر رضا موسوی حرمی |
| ۳- مهندس فرهاد خوشبخت | |
| ۴- دکتر میترا دادور | |
| ۵- دکتر احمد رضا ربانی | |
| ۶- دکتر علی شکاری فرد | |
| ۷- دکتر علی صیرفیان | |
| ۸- دکتر علیرضا عرب امیری | |
| ۹- دکتر عزت اله کاظم زاده | |
| ۱۰- دکتر محمدرضا کمالی | |
| ۱۱- دکتر محمد کرامتی | |
| ۱۲- مهندس محمد محمدنیا | |
| ۱۳- مهندس بهزاد مهرگینی | |

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/ ۰۶ به تاریخ ۱۳۸۹/۰۹/ ۰۶ از وزارت علوم، تحقیقات و فناوری می باشد و همچنین این نشریه در پایگاه استنادی علوم جهانی اسلام (ISC) نمایه می شود.



زمین شناسی نفت ایران

سال سوم، شماره ۶، پاییز و زمستان ۱۳۹۲

فهرست مقالات

صفحه

۱. تعیین محدوده‌ی تنش برجا در اطراف چاه‌های آسیب‌دیده‌ی میدان نفتی مارون
میثم فارسی‌مدان، مرتضی احمدی، کاوه آهنگری، جاسم دشت بزرگی
۲. بررسی ژئوشیمیایی و تعیین خانواده‌ی های نفتی مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان
بهرام علیزاده، حسین سعادت، سید حسین حسینی
۳. تخمین سرعت امواج صوتی با استفاده از روش‌های هوشمند و روش خوشه‌بندی گراف پایه
با توان تفکیک چندگانه: مطالعه موردی در یکی از میادین جنوب ایران
مرتضی نوری طالقانی، مینا کریمی خالدي، بهزاد مهرگینی
۴. محاسبه عددی تانسور تراوایی در مخازن شکافدار
سیما جلیلی رثوف، حسین معماریان، محمد رضا رسایی، بهزاد تخم‌چی
۵. زون‌بندی مخزن با استفاده از روش تفکیک تداخل مفید و غیرمفید در یکی از میادین نفتی
جنوب غرب ایران؛ با نگرش ویژه به نمودارهای مقاومت
جواد هنرمند، ژایلا رضائیان دلویی، ارسلان زینلزاده
۶. مطالعه جامع لایه‌های شیلی سازند بورگان بانگرش به مسئله پایداری دیواره چاه
محمد سلیمانی، سعیده رعیت دوست

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 شکل‌ها با قلم Lotus شماره ۱۰ ضخیم تایپ گردد. عنوان جداول در بالا و عنوان شکل‌ها در پایین آن‌ها نوشته می‌شود.
 - 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 فرمول‌ها باید به ترتیب شماره‌گذاری شده و با استفاده از بسته Equation Editor در نرم افزار Word تهیه گردند.
 - IX. کلیه شکل‌ها باید بصورت سیاه و سفید و بصورت کاملاً واضح ارائه شوند.
 - X. از تکرار داده‌ها 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. شکل‌های مقالات به صورت فایل اصلی (در همان نرم افزاری که توسط آن تهیه شده‌اند مانند Excel و غیره) ارسال گردد.
 - XIII. از به کار بردن واژه‌های انگلیسی در متن مقاله خودداری شود. معادل انگلیسی کلمات فارسی و نام نویسنده (گان) که برای نخستین بار در مقاله به کار می‌رود، به صورت زیر نویس در صفحه مربوط درج گردد. زیر نویس‌ها در هر صفحه با گذاردن شماره فارسی در گوشه بالایی آخرین حرف از کلمه، در متن مشخص شوند.
 - ۱۱) ارائه مراجع بر اساس الگوی زیر صورت می‌گیرد:
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.
- 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، مهم‌ترین یافته‌ها و نتیجه‌گیری باشد. در بخش چکیده نباید ارجاعی به معادلات و یا مراجع مقاله داده شود.
 - ۳) واژه‌های کلیدی: شامل ۳ الی ۶ واژه کلیدی که نکات اصلی در مقاله را معرفی می‌کند.
 - ۴) مقدمه: مقدمه ضمن بیان هدف تحقیق، باید حاوی خلاصه‌ای از اهمیت موضوع، نتایج مطالعات و مشاهدات مرتبط با تحقیق مورد نظر که در گذشته انجام شده است، با ذکر منابع و ماخذهای لازم آن‌ها باشد.
 - ۵) روش کار: در این بخش لازم است روش‌های آزمایشگاهی و مواد مصرفی و تجهیزات مورد استفاده به طور کامل معرفی شود. همچنین چگونگی و روش نمونه‌گیری با دقت بیان شود و آزمون‌های 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 پدیده‌ها و مقایسه با یافته‌های مرتبط است.
 - ۷) نتیجه‌گیری: در این بخش یافته‌های حاصل از تحقیق به صورت مختصر و شفاف ارائه می‌گردد.
 - ۸) مراجع: کلیه مراجع مورد استفاده به ترتیب ارجاع آن‌ها در متن، در این بخش ارائه می‌گردند.
 - ۹) عنوان، چکیده و واژه‌های کلیدی انگلیسی: این بخش باید در صفحه‌ای 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 می‌شود.
 - ۱۰) لطفاً در تنظیم مقالات، نکات زیر را رعایت فرمایید:

تعیین محدوده ی تنش برجا در اطراف چاه های آسیب دیده ی میدان نفتی مارون

میشم فارسی مدان^{۱*}، مرتضی احمدی^۲، کاوه آهنگری^۳، جاسم دشت بزرگی^۴

^۱ کارشناسی ارشد زمین شناسی مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران، دانشکده علوم پایه

^۲ عضو هیئت علمی گروه مهندسی معدن دانشگاه تربیت مدرس

^۳ عضو هیئت علمی گروه مهندسی معدن دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران

^۴ کارشناس شرکت ملی نفت ایران، اداره کل حفاری مناطق نفت خیز جنوب، اهواز

*Geoblog@yahoo.com

(دریافت: آبان ۱۳۹۲، پذیرش: تیر ۱۳۹۳)

چکیده

تعیین محدوده ای دقیق از تنش برجا در میداین نفتی از اهمیت ویژه ای جهت عملیات حفاری، تکمیل و نگهداری چاه و همچنین در علم ژئومکانیک نفت برخوردار می باشد. به زبانی ساده تر تعیین مقدار و جهت تنش های القایی ناشی از حفاری در اطراف چاه های حفاری شده اولین گام در بررسی ژئومکانیکی و تحلیل پایداری چاه می باشد. در این مقاله به دلیل اهمیت موضوع مچالگی لوله های جداری در میدان مارون، در گام نخست مطالعات ژئومکانیکی به تعیین محدوده ی تنش برجا در چاه های آسیب دیده پرداخته شده است. مقدار تنش قائم (S_v) در بازه ۸۵ تا ۹۰ مگاپاسکال برای تمامی چاه ها برآورد شد. برای تخمین مقدار محدوده ی تنش افقی حداکثر (S_{Hmax}) از روش تئوری گسلش آندرسون و چندضلعی تنش استفاده شد که مقداری نزدیک به تنش قائم بدست آمد. همچنین تنش افقی حداقل (S_{Hmin}) به وسیله روش های مختلف محاسبه و مقایسه شد که دارای کمترین مقدار تنش برجا بود. در انتها رژیم گسلش منطقه از نوع گسلش نرمال / امتداد لغز تعیین و مشخص شد که به دلیل لیتولوژی نمک و وجود فشار منفذی بالا در سازند گچساران (منطقه مشکل زا)، تنش ها دارای مقدار نزدیک به هم می باشند و می توان حالت تنش را نزدیک به تنش هیدرو استاتیک در نظر گرفت.

کلمات کلیدی: تنش برجا، مچالگی لوله جداری و آستری، تنش هیدرو استاتیک، سازند گچساران، میدان نفتی مارون.

۱. مقدمه

تنش برجا از سه جزء تنش قائم (S_v)، تنش افقی حداقل (S_{hmin}) و تنش افق حداکثر (S_{Hmax}) تشکیل شده که در یک عمق خاص هر سه به صورت عمود برهم به سنگ اعمال می‌شوند. با انجام حفاری، توزیع و همچنین مقدار تنش برجا از حالت اولیه تغییر می‌کند و در اطراف چاه دچار اغتشاش خواهد شد [۳]. این به هم ریختگی تنش در دیواره چاه، سبب بروز مشکلاتی همچون ناپایداری دیواره چاه^۱، تنگ‌شدگی چاه^۲، ایجاد شکستگی‌های کششی - القایی^۳ و خردشدگی^۴ در دیواره چاه و حرکت خزشی لایه‌های نمکی به سمت چاه خواهد شد. از مزایای دانستن و تعیین تنش برجا قبل و بعد از حفاری می‌توان به تعیین فشار بهینه گل^۵، انتخاب بهترین مسیر حفاری^۶ جهت دار به منظور کاهش ریسک و هزینه‌های نگهداری چاه، بررسی پدیده مچاله شدن^۷ و برش لوله‌های جداری، پایداری دیواره چاه و طراحی مته مناسب به منظور حفاری چاه‌های بعدی، انتخاب لوله‌های جداری مناسب، جلوگیری از تولید ماسه و ریزش دیواره چاه، انتخاب استراتژی مناسب جهت تکمیل چاه و همچنین میزان برداشت مخزن اشاره داشت. شکستگی‌های کششی - القایی و خردشدگی‌ها هر دو نشانه‌هایی از ناپایداری در دیواره چاه می‌باشد [۴]. این دو ناپایداری زمانی که تمرکز تنش در دیواره چاه از مقاومت چاه بیشتر شود ایجاد می‌شوند. بدین صورت که شکستگی‌های کششی - القایی و خردشدگی‌ها هنگامی رخ می‌دهند که مقدار تنش در دیواره چاه به ترتیب از مقاومت کششی و مقاومت فشاری سنگ‌ها بیشتر شوند. جهت شکستگی‌های کششی - القایی و خردشدگی‌ها به ترتیب نشان‌دهنده جهت تنش افقی حداقل (S_{hmin}) و تنش افق حداکثر (S_{Hmax}) می‌باشد [۴]. خردشدگی‌ها در دیواره چاه از طریق چاه نمودارهای تصویری^۸ و قطر سنج^۹ قابل شناسایی و بررسی هستند [۵]. در صورتی که شکستگی‌های کششی - القایی فقط با چاه نمودارهای تصویری قابل شناسایی می‌باشند [۶ و ۷]. سنگ‌های رسوبی که حفاری چاه‌های نفت در آن‌ها صورت می‌گیرد متخلخل بوده و حاوی سیالاتی می‌باشند. فشار منفذی به میزان سیال موجود در سازند اطلاق می‌گردد. فشار منفذی نرمال در عمق H عبارت است از وزن ستون سیال بالای آن عمق، به طور پیوسته فشار منفذی نرمال p_{fn} برابر است با

$$p_{fn} = \int_0^H \rho_f(z) g dz$$

چگالی سیال منفذی برای آب شور دریا در بازه $1.03-1.07 \text{ g/cm}^3$ می‌باشد. بنابراین افزایش

فشار منفذی نرمال با عمق تقریباً 10 MPa/km است. در بیشتر مواقع فشار منفذی از مقدار نرمال منحرف شده که در این حالت به آن فشار منفذی غیر نرمال می‌گویند که با افزایش عمق در سنگ‌های رسوبی چیزی در حدود $10/5 \text{ MPa/km}$ می‌باشد [۸].

^۱ Wellbore Instability

^۲ Tight Hole

^۳ Drilling-Induced Tensile Fracture

^۴ Breakout

^۵ Optimum Mud Weight

^۶ Optimum Trajectory

^۷ Casing Collapse

^۸ Image Log

^۹ Caliper

برای تعیین مقدار تنش افقی حداقل می توان از آزمون هایی همچون آزمایش نشست^{۱۰}، آزمایش نشست ادامه داده شده^{۱۱}، آزمایش ریز ترک^{۱۲} و آزمایش شکست هیدرولیکی^{۱۳} استفاده کرد. همگی این آزمون ها در عمق مورد نظر به صورت برجا انجام می شوند. نحوه انجام این آزمون ها بدین صورت است که با بالا بردن میزان فشار سیال در یک عمق خاص سبب ایجاد شکست در سازند و یا باز کردن شکستگی های از قبل موجود می شوند. فشاری که در لحظه شکست ثبت می شود به دلیل اینکه بر مقاومت سازند غلبه کرده است، می تواند مقدار تنش افقی حداقل را بازگو کند [۹].

هرچند که تاکنون هیچ آزمایش برجای خاصی جهت تعیین مقدار تنش افقی حداکثر ارائه نشده است، یکی از روش های معمول برای بدست آوردن محدوده ای از تنش افقی حداکثر، استفاده از چندضلعی تنش^{۱۴} می باشد. بدین صورت که با داشتن مقدار فشار منفذی، مقاومت فشاری تک محوری سنگ، میزان انحراف چاه، آزیموت تنش افقی حداکثر و عرض خردشدگی (wBO)^{۱۵}، تنش قائم و تنش افقی حداقل می توان حدود پایین و بالای تنش افقی حداکثر را تعیین کرد.

۲. توزیع تنش در سازندهای نمکی

نمک یکی از سنگ های تبخیری است که خاصیت شکل پذیری بالایی با افزایش دما و تنش های اعمالی دارد. در سازندهای نمکی حالت تنش بسیار پیچیده و متغیر است. این سنگ تحت تأثیر تنش برجا در منطقه می تواند در درازمدت رفتار ویسکوپلاستیک و وابسته به زمان (خزشی) از خود نشان دهد [۱۰]. آلمانندو و دوسالت^{۱۶} با انجام آزمون های خزش سه محوری بر روی نمک متوجه شدند که تنش های برشی هشت وجهی و تنش های انحرافی بر روی خزش نمک تأثیر بسزایی دارند [۱۱]. در این رابطه با انجام آزمون های خزشی در دما و فشارهای مختلف بر روی ۱۰ مغزه نمک از سازند گچساران رفتار ویسکوپلاستیک نمک به اثبات رسید [۱]. به دلیل وجود پوش سنگ های تبخیری بر روی مخازن هیدروکربنی و جلوگیری از فرار آن، استفاده از سازندهای نمکی جهت دفن زباله های اتمی و ذخیره کردن هیدروکربن، مشخص شده است که سنگ نمک دارای تخلخل و تراوایی بسیار کم می باشد. لذا با افزایش تنش، قابلیت تراکم پذیری کمی داشته و به صورت خمیری شروع به حرکت می کند. این پدیده به دلیل وجود نسبت پواسون بالا در نمک هاست. این بدان معنی است که با وارد شدن یک مقدار خاص تنش به نمک، به دلیل عدم توانایی در نگهداری و برقرار داشتن تنش های انحرافی^{۱۷} درون خود، حالت تنش در آن کاملاً هیدرو استاتیک یا نزدیک به آن می شود. تنش در نمک ها حالت رهایی و آزادی^{۱۸} پیدا می کند و در نهایت به هیدرو استاتیک تبدیل می شود اما با فاصله گرفتن از نمک ها به سمت سازندهای غیر نمکی شرایط و میزان تنش بهم می خورد و از حالت هیدرو استاتیک خارج می شود. یعنی میزان تنش قائم و افقی در آن ها متفاوت می شود [۱۲]. حالت ایزوتروپ تنش فقط در سنگ های ویسکوز و گل های خیلی نرم ایجاد می شود. بر این اساس با قبول ایزوتروپ بودن تنش

^{۱۰} Leak-off Test (LOT)

^{۱۱} Extended Leak-off Test (XLOT)

^{۱۲} Mini-frac Test

^{۱۳} Hydraulic Fracturing

^{۱۴} Stress Polygon

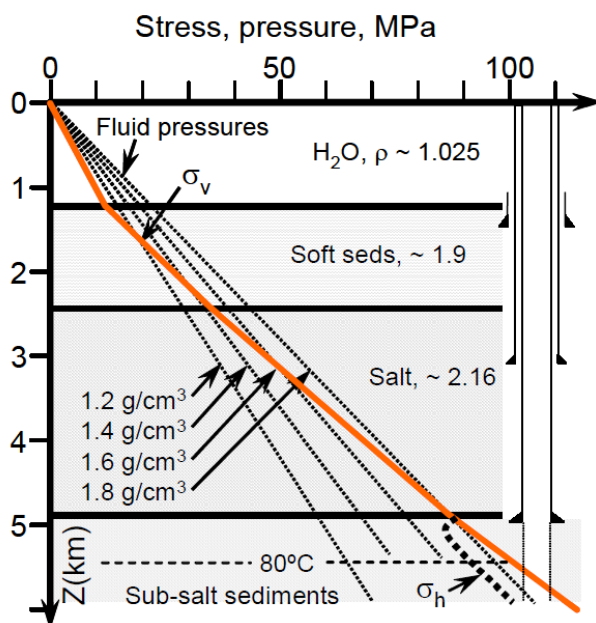
^{۱۵} Breakout Width

^{۱۶} Allemandou and Desseault

^{۱۷} Deviatoric Stresses

^{۱۸} Stress Relaxation

در نمک، مقدار تنش افقی تقریباً با وزن روباره برابر است. از این رو از واژه تحت تعادل در حفاری سازندهای نمکی استفاده می‌شود که به معنی کمتر بودن مقدار فشار گل از تنش قائم است (شکل ۱) [۱۳].



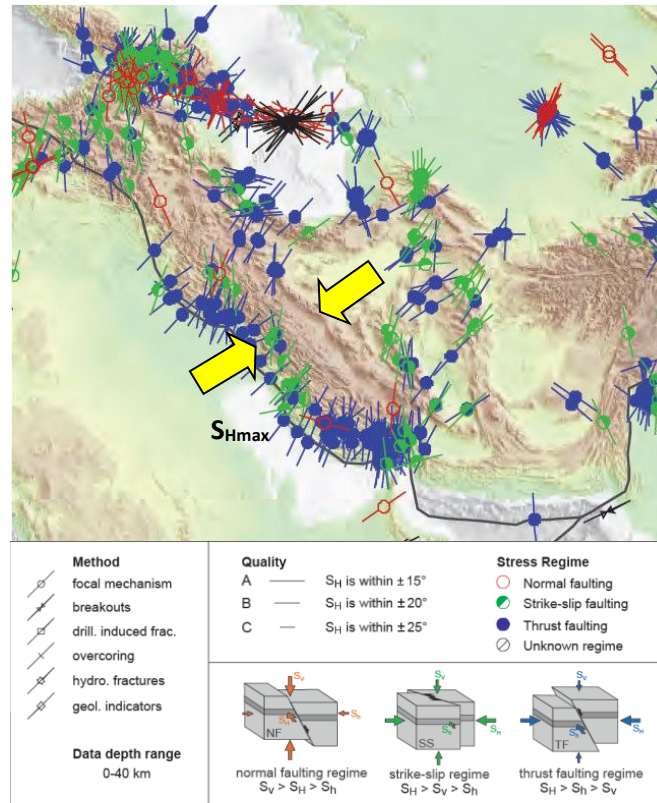
شکل ۱: تغییر گرایان تنش در نمک [۱۳]

۳. میدان مارون و پدیده مچالگی لوله‌های جداری

میدان نفتی مارون در سال ۱۳۴۲ به روش لرزه نگاری کشف گردید. مخزن مارون در شمال شرقی شهر اهواز، هم‌جوار با میداین کوپال از شمال و آجاجاری از شرق و اهواز از شمال غرب می‌باشد. به طور کلی این میدان در قسمت شرقی حوزه عظیم فرو افتادگی دزفول قرار دارد. تا کنون در حدود ۴۰۰ حلقه چاه در آن حفر شده است. میدان مارون در قسمت غربی تا مرکزی با روند شمال غربی- جنوب شرقی و در قسمت انتهایی شرقی با روند شمال شرقی- جنوب غربی امتداد یافته و دارای ۶۵ کیلومتر طول و به طور متوسط ۷ کیلومتر عرض می‌باشد. فاصله بین ستیغ مخزن و عمیق‌ترین سطح آب و نفت در سازند آسماری حدود ۲۰۰۰ متر می‌باشد. در میدان مارون گسلی به همین نام وجود دارد. گسل مارون در شمال غربی گسل آجاجاری و در کمر بند زاگرس چین خورده قرار دارد. طول آن نزدیک به ۵۰ کیلومتر است و روند شمال غربی- جنوب شرقی دارد. سازوکار گسل مارون از نوع راندگی است که در اثر عملکرد آن تاقدیس مارون به روی دشت مجاور رانده شده است.

طی گزارشی که در سال ۲۰۰۵ توسط شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و شرکت نفتی شلمبرژه در رابطه با مسئله مچالگی لوله‌های جداری در میدان مارون ارائه شد، مشخص شد که از زمان شروع تولید نفت در این میدان (سال ۱۹۵۰ میلادی) تا سال ۲۰۰۵، حدود ۴۸ حلقه چاه از ۲۶۷ حلقه چاه حفاری شده تا آن، زمان دچار مشکل مچالگی لوله‌های جداری شده‌اند. این میزان برابر با ۱۷/۵ درصد از کل چاه‌های حفاری شده می‌باشد [۱۴]. با استفاده از ابزارهای موجود، مشخص شد که اکثر این گسیختگی‌ها در بخش ۲-۴ سازند گچساران که از جنس نمک به همراه درصد کمتری از میان لایه‌های مارون و انیدریت می‌باشند صورت گرفته است، که بسته به محل قرارگیری چاه حفر شده، دارای ضخامت‌های متفاوتی می‌باشند (به علت تأثیرات تکنونیک بر سازند گچساران که دارای خاصیت پلاستیک است این سازند در قسمت‌های مختلف میدان مارون دارای ضخامت‌های متفاوت می‌باشد). با توجه به لیتولوژی و رفتار خزشی نمک با گذر زمان، در صورتی که مقدار تنش اعمالی

حاصل از حرکت خزشی نمک های سازند گچساران به لوله جداری (در صورت عدم وجود سیمان در پشت لوله جداری) بیش از مقاومت فروریختگی لوله های جداری باشد، یقیناً سبب مچالگی آن ها خواهد شد. به همین علت، ضرورت تعیین مقدار تنش برجا جهت تحلیل و بررسی نرخ حرکت خزشی نمک های سازند گچساران در چاه های آسیب دیده میدان مارون احساس می شود. روند تاقدیس مارون به صورت شمال غربی - جنوب شرقی است. با مشاهده به نقشه سازوکار کانونی زمین لرزه ها (شکل ۲) در جنوب غرب ایران می توان جهت تنش افقی حداکثر را بررسی کرد که آزمونتی در حدود ۴۰ تا ۴۵ درجه دارد [۱۵].



شکل ۲: نقشه جهانی تنش برای ایران (آزمون کلی تنش افقی حداکثر بر اساس داده های کانونی زمین لرزه) [۱۵]

۴. تعیین تنش برجا در چاه های مارون ۴۲، ۱۳۰ و ۱۳۳

۴.۱ تعیین مقدار تنش قائم

مؤلفه تنش قائم از طریق چاه نمودارهای زمین شناسی و انتگرال گیری از مقدار چاه نمودار چگالی از سطح تا عمق مورد نظر قابل محاسبه می باشد.

$$S_v = \int_0^z \rho(z) g dz \cong \bar{\rho} g z \quad (2)$$

که g شتاب ثقل و $\rho(z)$ چگالی در عمق z و $\bar{\rho}$ چگالی میانگین روباره می باشد. چگالی سنگ های رسوبی از 2 gr/cm^3 تا 3 gr/cm^3 تغییر می کند. البته در بیشتر سنگ های رسوبی، چگالی میانگین $2/5 \text{ gr/cm}^3$ می باشد [۸]. در اعماق بالای مخزن

(روباره ۱۹) که معمولاً نمودار چگالی در آنجا وجود ندارد می‌توان چگالی سنگ‌ها را از روی نمودارهای گرافیکی زمین-شناسی ۲۰ و یا گزارشات حفاری روزانه برای هر لیتولوژی بدست آورد. برای محاسبه تنش قائم به دلیل قرارگیری سازند گچساران در بالای مخزن چاه نمودار دنیستی رانده نشده است. همان‌طور که گفته شد، از طریق میانگین‌گیری چگالی سنگ‌های سازندهای موجود، می‌توان مقدار تنش قائم را محاسبه نمود [۱۸]. با استفاده از چاه نمودارهای صوتی و آزمون‌های آزمایشگاهی بر روی مارن، انیدریت و نمک، چگالی متوسط هر کدام به ترتیب 2.35 gr/cm^3 ، 2.96 و 2.14 و چگالی متوسط آن‌ها برابر با 2.6 gr/cm^3 در نظر گرفته شد. لذا مقدار گرادیان تنش قائم در سازند گچساران برابر 0.026 MPa/m معادل با 1.15 psi/ft می‌باشد. بر این اساس با استفاده از رابطه ۱ مقدار تنش قائم در اعماق گسیختگی در چاه‌های مارون ۴۲، ۱۳۰ و ۱۳۳ به ترتیب برابر با $85/3$ ، $88/86$ و $86/58$ مگاپاسکال محاسبه شد. لازم به ذکر است که اعماق گسیختگی در این سه چاه به ترتیب برابر با 3481 ، 3418 و 3330 متری است.

۲.۴ تعیین مقدار تنش افقی حداقل

برای محاسبه تنش افقی حداقل به دلیل عدم وجود آزمایش‌های شکست هیدرولیکی و نشت در سازند گچساران میدان مارون، از اطلاعات هرزروی گل در سازند ۲۱ به هنگام حفاری استفاده شد. بدین صورت که اگر وزن گل باعث ایجاد شکست در سازند یا باز شدن شکستگی‌های از قبل موجود شود، می‌توان وزن گل موجود را برابر با مقدار تنش افقی حداقل در نظر گرفت [۹ و ۱۷]. بر اساس اطلاعات وزن گل در گزارش‌های روزانه حفاری، میزان فشار منفذی در سازند گچساران در میدان مارون در بخش‌های ۴ تا پوش سنگ در حدود 1 psi/ft معادل 0.022 MPa/m می‌باشد. این مقدار حاکی از وجود مقدار زیاد آب شور ۲۲ در این اعماق است که پرفشار بودن سازند گچساران را نشان می‌دهد. میزان فشار منفذی در عمق گسیختگی در چاه‌های مارون ۴۲، ۱۳۰ و ۱۳۳ به ترتیب برابر با $66/8$ ، $73/44$ و $71/55$ مگاپاسکال می‌باشد. در حفاری بخش ۴-۲ سازند گچساران در چاه مارون ۱۳۳ وزن گل تا 145 pcf یعنی گرادیان تنشی معادل با 0.0235 MPa/m هم رسیده که با هرزروی ۲۲ بشکه در ساعت مواجه و به 140 pcf کاهش داده شده است [۲]. فشار حاصل از وزن ستون گل یا همان فشار چاه در عمق گسیختگی برابر با $75/85$ مگاپاسکال می‌باشد. لازم به ذکر است که گرادیان شکست سازند گچساران برابر با 1 psi/ft معادل 0.024 MPa/m می‌باشد. بر اساس فشار شکست سازند گچساران، احتمالاً وزن گل 145 pcf می‌تواند سبب ایجاد شکستگی یا باز شدن ترک‌های از قبل موجود در عمق گسیختگی شود. به دلیل اینکه مشخص شده است که شکستگی ناشی از افزایش وزن گل تا بیش از مقاومت سازند، در جهت تنش افقی حداقل صورت می‌گیرد، با قرار دادن و تبدیل واحد وزن گل (pcf) به واحد فشار (MPa)، می‌توان مقدار وزن ستون گل در عمق گسیختگی را در حدود میزان تنش افقی حداقل دانست. در چاه مارون ۱۳۰ نیز در عمق گسیختگی وزن گل تا 150 pcf افزایش داده شده است [۲]. فشار چاه در این لحظه برابر با $80/54$ مگاپاسکال بوده و سپس وزن گل به 146 pcf کاهش یافته است. در چاه مارون ۴۲ نیز در عمق گسیختگی وزن گل تا 145 pcf افزایش یافته که به 135 pcf کاهش داده شده است [۲]. فشار چاه در عمق گسیختگی در این لحظه برابر با $74/74$ مگاپاسکال می‌باشد.

همچنین از رابطه‌ای که توسط هابرت و ویلیس (۱۹۵۷) ارائه شده است، استفاده شد (رابطه ۳). آن‌ها این رابطه را با انجام

^{۱۹} Overburden

^{۲۰} Graphic Well Log

^{۲۱} Formation Mud Losses

^{۲۲} Over Pressure

^{۲۳} Hubbert and Willis

و تحلیل آزمایشات شکست هیدرولیکی بسیار بدست آوردند [۱۹]. اما پس از آن‌ها زوباک و هیلی ۲۴ (۱۹۸۴) مشخص کردند که عدد ثابت ۰/۵ می‌تواند مربوط به تئوری گسلش اصطکاکی ۲۵ باشد که در این تئوری مقدار ضریب اصطکاک لغزش ۲۶ برابر با ۰/۶ در نظر گرفته می‌شود [۲۰]. بر این اساس مقدار تنش افقی حداقل در چاه‌های مارون ۴۲، ۱۳۰ و ۱۳۳ محاسبه شد که به ترتیب برابر با ۷۶/۰۵، ۸۱/۱۵ و ۷۹/۰۶ مگاپاسکال می‌باشند.

$$S_{hmin} = 0.5 (Sv - Pp) + Pp \quad (۳)$$

برکلز و ون اکلن ۲۷ (۲۰۰۸) نیز از داده‌های آزمایش شکست هیدرولیکی در چندین منطقه استفاده کردند و رابطه بین تنش افقی و عمق را بدست آوردند. آن‌ها همچنین اثر فشارهای غیر نرمال موجود را در رابطه تأثیر دادند و روابط ۴ و ۵ را ارائه دادند [۸]:

$$\sigma_h = 0.0053 H^{1.145} + 0.46 (P_f - P_{fn}) \quad \text{For } H < 3500 \quad (۴)$$

$$\sigma_h = 0.026 H - 31.7 + 0.46 (P_f - P_{fn}) \quad \text{For } H > 3500 \quad (۵)$$

که در این روابط H عمق بر حسب متر، pf فشار منفذی بر حسب MPa ، P_{fn} فشار نرمال منفذی (با توجه به گرادبان MPa/km ۱۰/۵) و σ_h تنش افقی حداقل بر حسب MPa می‌باشد. از رابطه‌های ۴، ۵، ۶ و همچنین از چندضلعی تنش برای تخمین مقدار تنش افقی حداقل نیز استفاده شد که نتایج بدست آمده در جدول ۱ ارائه شده است. رابطه ۶ توسط ایتون ۲۸ (۱۹۶۹) بکار رفت [۲۱].

$$S_{hmin} = \frac{v}{1-v} (Sv - PP) + PP \quad (۶)$$

که در آن Pp و U به ترتیب فشار منفذی و نسبت پواسون هستند. همان‌طور که در جدول ۱ مشاهده می‌شود، مقدار تنش افقی حداقل بدست آمده از رابطه ۶ خیلی نزدیک به تنش قائم می‌باشد. علت این امر خاصیت ویسکوپلاستیک نمک و نسبت پواسون بالای آن است.

۳.۴ تعیین حدود تنش افقی حداکثر

هرچند که در مقاطع نمکی مقدار تنش‌های قائم، افقی حداقل و حداکثر را با هم برابر می‌دانند اما جهت بررسی دقیق‌تر از روش چندضلعی تنش نیز این موضوع دنبال شد. در میدان مارون در هیچ یک از چاه‌های آسیب‌دیده تاکنون هیچ‌گونه چاه نمودار تصویری در سازندهای بالای مخزن جهت تصویربرداری از شکستگی‌های کششی-القایی، خردشدگی‌ها و یا حتی شکستگی‌های طبیعی در دیواره چاه رانده نشده است. با مطالعات انجام‌شده توسط متخصصین ژئومکانیک نفت در سراسر دنیا مشخص شده است که ایجاد شکستگی‌های کششی-القایی و یا خردشدگی‌ها در دیواره چاه فاقد ارتباط با لیتولوژی است. بدین معنی که این ناپیوستگی‌ها می‌توانند در هر نوع لیتولوژی در طول مسیر چاه در حین حفاری ایجاد شوند. به همین علت در صورت راندن چاه نمودارهای تصویری همچون UBI و FMI می‌توان جهت و مقدار تنش‌های افقی حداقل و افقی حداکثر را شناسایی و تحلیل کرد. برای تعیین مقدار تنش افقی حداکثر با استفاده از چندضلعی تنش، نیاز به آزمون تنش افقی حداکثر و عرض خردشدگی است. به دلیل عدم وجود این دو پارامتر، حتی با داشتن مقدار تنش قائم، تنش افقی حداقل، مقاومت فشاری تک‌محوری، فشار منفذی و فشار چاه باز هم نمی‌توان مقدار دقیق تنش افقی حداکثر را در این چاه‌ها مشخص

²⁴ Zobak and Healy

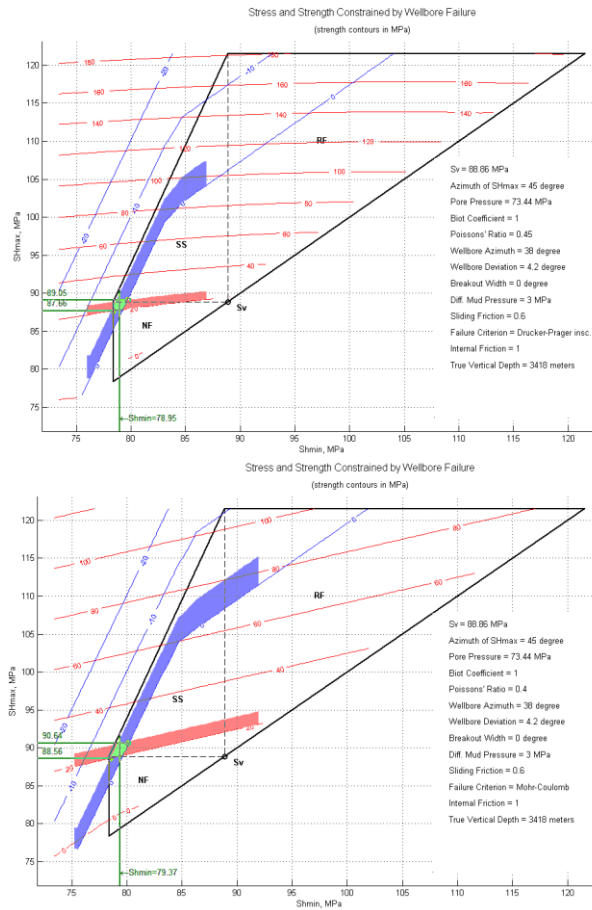
^{۲۵} Friction Faulting Theory

²⁶ Sliding Friction Coefficient

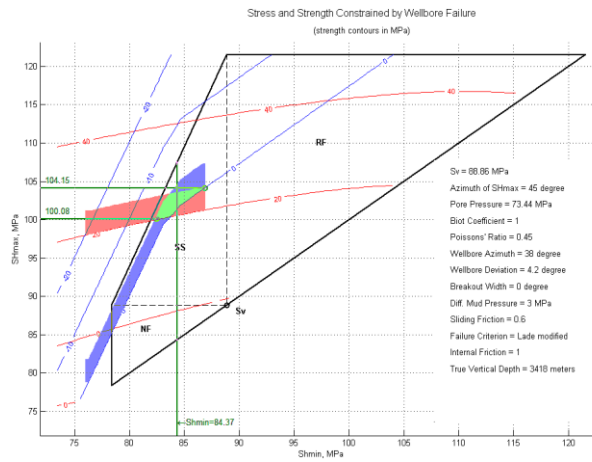
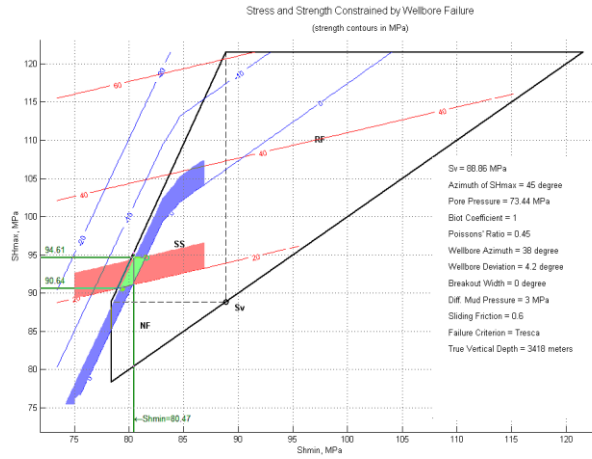
²⁷ Breckels and Van Eekelen

²⁸ Eaton

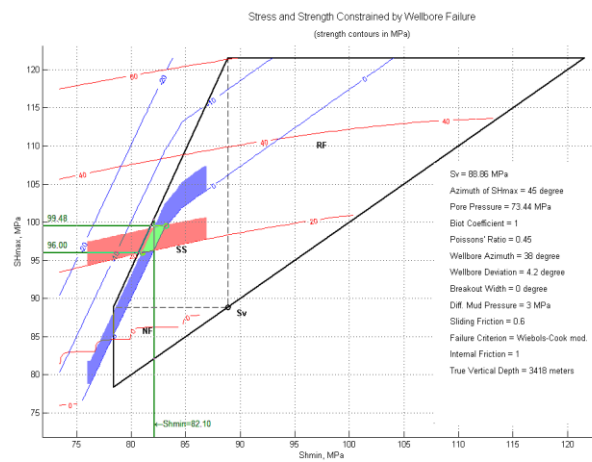
کرد. در شکل های ۳ تا ۱۱ چندضلعی های تنش با استفاده از معیارهای شکست Mohr-Coulomb, Lade modified, Tresca, و Drucker-Prager و Wiebols-Cook modified برای چاه های مارون ۴۲، ۱۳۰ و ۱۳۳ رسم شده است. در شکل های ۳ تا ۱۱ اطلاعات لازم جهت رسم چندضلعی تنش در قسمت راست آن ها دیده می شود. در اینجا اطلاعاتی که در دسترس نیستند، شامل مقدار عرض خردشدگی (WBO) و آزمون تنش افقی حداکثر می باشد. هر دوی این اطلاعات را می توان از تفسیر چاه نمودارهای تصویری بدست آورد. به همین دلیل، عرض خردشدگی (WBO) مساوی صفر درجه و آزمون تنش افقی حداکثر بر اساس داده های کانونی زمین لرزه (شکل ۲) برابر با ۴۵ درجه در نظر گرفته شد. خط های موازی قرمز رنگ کم شیب کنتورهای میزان مقاومت فشاری تک محوری سنگ می باشند که با انجام آزمون مقاومت فشاری تک محوری برای نمک های سازند گچساران ۲۲ مگاپاسکال بدست آمده است. همچنین مقدار نسبت پواسون برای نمک های سازند گچساران ۰/۴۵ برآورد شده است [۱]. خط های موازی آبی رنگ پرشیب نیز کنتورهای میزان مقاومت کششی سنگ هستند که برای نمک در حدود ۱- تا ۲- مگاپاسکال می باشد [۱]. بر این اساس با وارد کردن این دو مقدار و تلاقی آن ها منطقه ای بر روی چندضلعی تنش ایجاد می شود که می توان بر اساس آن مقدار تنش افقی حداقل و همچنین حدود بالایی و پایینی تنش افقی حداکثر را مشخص کرد. با توجه به نتایج حاصله از معیارهای شکست مختلف و همچنین دانستن این موضوع که حالت تنش در سازندهای نمکی به صورت هیدرو استاتیک است، لذا در تحلیل تنش در چاه، معیارهای شکست مور-کولومب و دراکر-پراگر از دقت بیشتری برخوردارند.



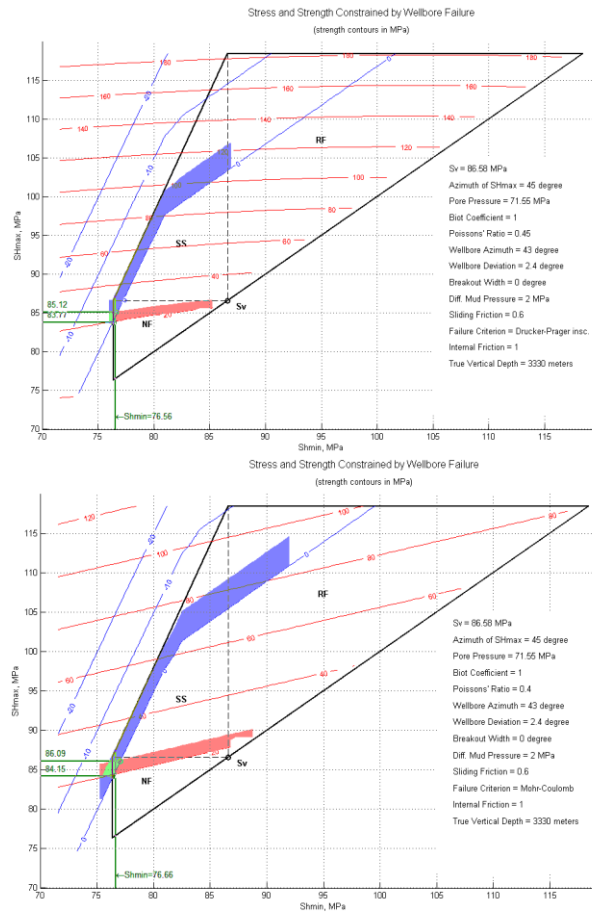
شکل ۳: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی Mohr-Coulomb (چپ) و Drucker-Prager (راست) برای چاه مارون ۱۳۰



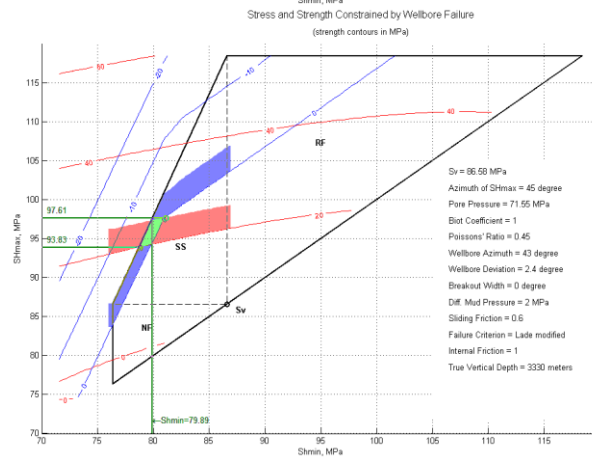
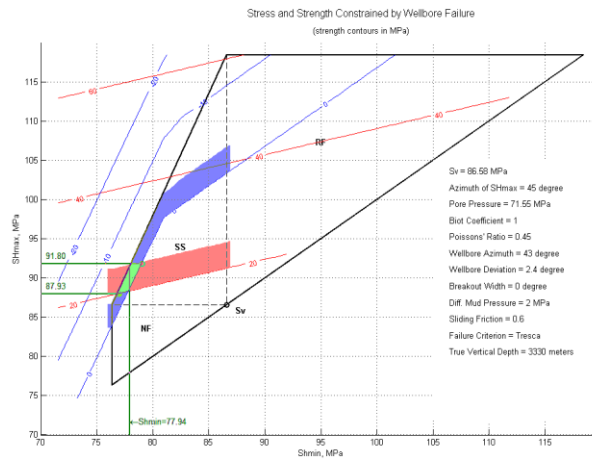
شکل ۴: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی Lade modified (چپ) و Tresca (راست) برای چاه مارون ۱۳۰



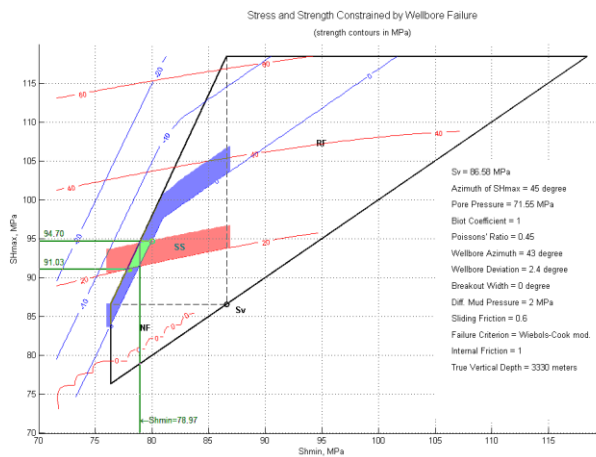
شکل ۵: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی Wiebols-Cook modified برای چاه مارون ۱۳۰



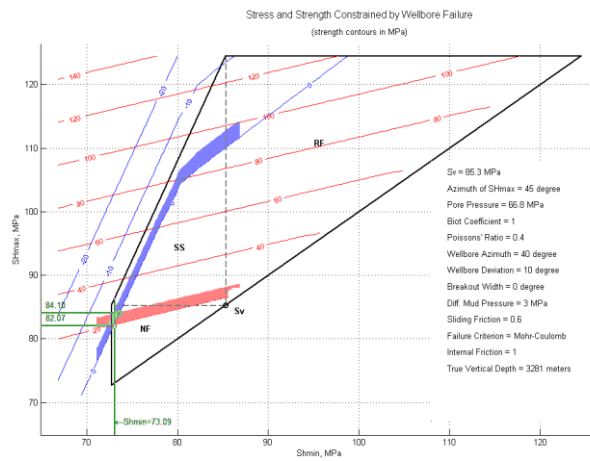
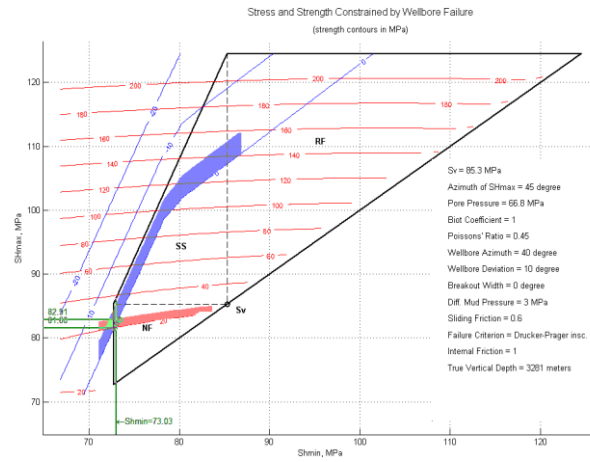
شکل ۶: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی Mohr-Coulomb (چپ) و Drucker-Prager (راست) برای چاه مارون ۱۳۳



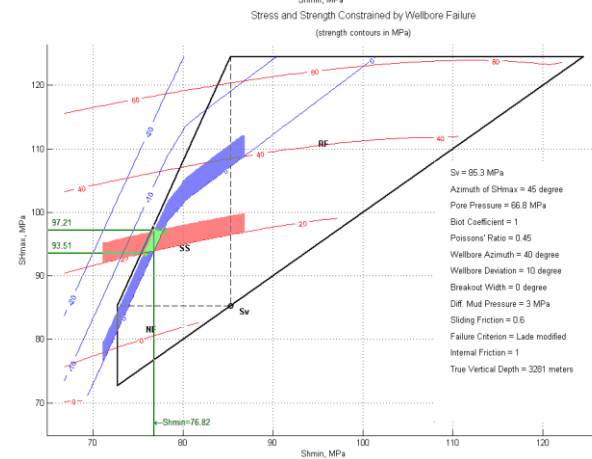
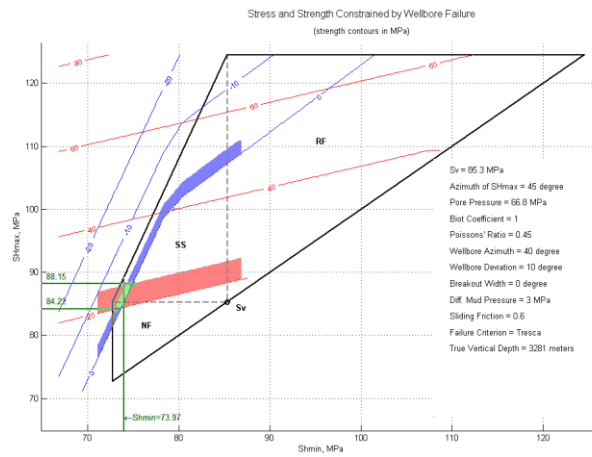
شکل ۷: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی **Lade modified** (چپ) و **Tresca** (راست) برای چاه مارون ۱۳۳



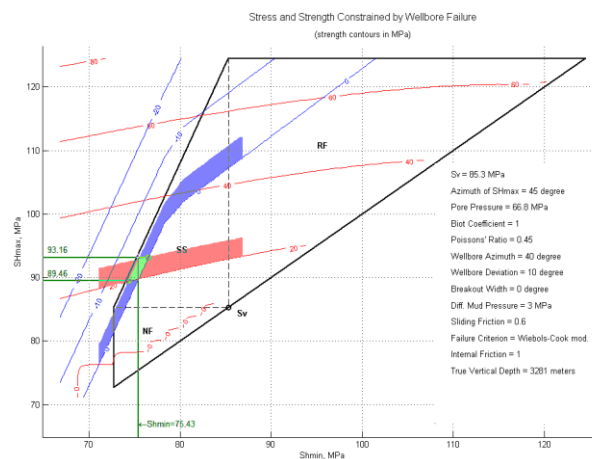
شکل ۸: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی **Wiebols-Cook modified** برای چاه مارون ۱۳۳



شکل ۹: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی Mohr-Coulomb (چپ) و Drucker-Prager (راست) برای چاه مارون ۴۲



شکل ۱۰: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی **Lade modified** (چپ) و **Tresca** (راست) برای چاه مارون ۴۲



شکل ۱۱: چندضلعی تنش بر اساس معیار گسیختگی **Wiebols-Cook modified** برای چاه مارون ۴۲

۵. تفسیر تنش برجا بر اساس معیار شکست مور- کولومب

با توجه به مراحل انجام شده جهت تعیین مقدار تنش برجا بر اساس معیارهای شکست مختلف، به دلیل جامعیت معیار شکست مور- کولومب در مباحث مکانیک سنگ و همچنین تراوایی اندک سازند گچساران (شرط لازم جهت استفاده از این معیار شکست)، در زیر به تفسیر چندضلعی های تنش که بر اساس این معیار شکست رسم شده اند پرداخته شده است.

در چاه مارون ۱۳۰ مقدار تنش افقی حداقل برابر با ۷۹/۳۷ مگاپاسکال محاسبه شده است که با مقدار ۸۰/۵۴ مگاپاسکال (رجوع به بخش ۴-۲) اختلافی اندک و در حدود ۱ مگاپاسکال دارد. در عمق گسیختگی چاه مارون ۱۳۰ مقدار تنش قائم برابر با ۸۸/۸۶ مگاپاسکال می باشد. همان طور که دیده می شود حد پایینی تنش افقی حداکثر برابر با ۸۸/۵۶ و حد بالایی آن برابر با ۹۰/۶۴ مگاپاسکال بوده و با مقدار تنش قائم اختلافی کم و در حدود ۲ مگاپاسکال دارد. همچنین رژیم گسلش در ناحیه بین گسلش نرمال و امتداد لغز قرار گرفته است (شکل ۳).

همچنین بر اساس نتایج حاصله از نرم افزار میزان تنش افقی حداقل برای چاه مارون ۱۳۳ در عمق گسیختگی برابر با ۷۶/۶۶ مگاپاسکال است که با مقدار ۷۵/۸۵ مگاپاسکال (رجوع به بخش ۴-۲) اختلافی کم و در حدود ۱ مگاپاسکال دارد. حدود بالایی و پایینی تنش افقی حداکثر در اینجا به ترتیب ۸۴/۱۵ و ۸۶/۰۹ مگاپاسکال و مقدار تنش قائم ۸۶/۵۸ مگاپاسکال است. این مقدار تنش قائم تقریباً با حد بالایی تنش افقی حداکثر برابر است. همچنین رژیم گسلش در ناحیه گسلش نرمال قرار گرفته است (شکل ۶).

در چاه مارون ۴۲ نیز میزان تنش افقی حداقل برابر ۷۳/۰۹ مگاپاسکال برآورد شد که با مقدار ۷۴/۷۳ مگاپاسکال (رجوع به بخش ۴-۲) اختلافی در حدود ۱ مگاپاسکال دارد. مقدار تنش قائم نیز ۸۵/۳ مگاپاسکال در عمق گسیختگی است که با حد بالایی تنش افقی حداکثر که برابر با ۸۴/۱ مگاپاسکال اختلاف اندکی دارد. همچنین رژیم گسلش در ناحیه گسلش نرمال قرار گرفته است (شکل ۹).

این اختلاف کم نشان دهنده نزدیک شدن مقدار و حالت تنش برجا به حالت هیدرو استاتیک در نمک های سازند گچساران می باشد. یکی از دلایل نزدیکی مقدار تنش برجا، مقدار بالای فشار منفذی است که باعث نزدیک شدن مقدار تنش برجا در چندضلعی تنش خواهد شد [۱۸]. مراحل تعیین تنش برجا برای کلیه اعماق سازند گچساران در چاه های مارون ۴۲، ۱۳۰ و ۱۳۳ انجام شد و گرادیان آن به همراه گرادیان فشار منفذی نرمال، فشار منفذی و فشار چاه در اشکال ۱۲، ۱۳ و ۱۴ نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود از اعماق ۳۰۰۰ متری به بعد مقدار تنش افقی حداکثر و تنش قائم خیلی به هم نزدیک می شود اما از مقدار تنش افقی حداقل بیشترند. البته در ناحیه گسیختگی به دلیل وجود لیتولوژی نمک (خاصیت ویسکوپلاستیک) مقدار هر سه تنش به هم نزدیک می شود. رژیم گسلش نیز به صورت $S_v \geq S_{Hmax} > S_{Hmin}$ می باشد که در واقع نشان دهنده رژیم گسلش نرمال / امتداد لغز است. در این تصاویر عمق گسیختگی ها به وسیله پیکان مشخص شده است. همان طور که دیده می شود در اعماق گسیختگی، به دلیل لیتولوژی نمک و میزان فشار منفذی بالا، تنش برجا محاسبه شده دارای مقدار بسیار نزدیک به هم می باشد و می توان حالت تنش را نزدیک به هیدرو استاتیک در نظر گرفت. همچنین نکته قابل توجه در ناحیه گسیختگی، افزایش مقدار تنش افقی حداقل نسبت به گرادیان فشار شکست سازند است. در جدول ۱ خلاصه ای از نتایج بدست آمده از مقدار تنش برجا در چاه های مارون ۴۲، ۱۳۰ و ۱۳۳ آورده شده است.

جدول ۱: نتایج بدست آمده از مقدار تنش برجا در چاه‌های مارون ۴۲، ۱۳۰ و ۱۳۳.

Well No.	Depth (m)	P_p (MPa)	Max Mud Weight (pcf)	P_{frac} (MPa)	S_v (MPa)	S_{hmin} (Eaton) (MPa)	S_{hmin} (Excess of P_w) (MPa)	S_{hmin} (Hubbert and Willis) (MPa)	S_{hmin} (Breckels & van Eekelen) (MPa)	S_{hmin} (Stress polygon) (MPa)	S_{Hmax} (Stress polygon) (MPa)
MN#130	3481	73.44	145	85.04	88.86	86.06	80.54	81.15	76.16	79.37	88.56 - 90.64
MN#133	3330	71.55	150	82.85	86.58	83.84	75.85	79.06	74.02	76.66	84.15 - 86.09
MN#42	3281	66.8	145	81.63	85.3	81.94	74.74	76.05	71.12	73.09	82.07 - 84.1

۶. نتیجه‌گیری و پیشنهادات

با توجه به اهمیت تعیین مقدار تنش برجا در چاه‌های نفت و گاز چه قبل از حفاری چه پس از آن در این مقاله سعی بر تخمین تنش برجا در بخش‌های نمکی سازند گچساران در چاه‌های آسیب‌دیده میدان مارون شد. با استفاده از تمامی اطلاعات موجود از چاه‌های آسیب‌دیده میدان مارون و به‌کارگیری آن‌ها در روابط و روش‌های مختلف جهت محاسبه مقدار تنش برجا، مشخص شد که تنش برجا در اعماق گسیختگی چاه‌های آسیب‌دیده میدان مارون دارای مقدار نزدیک به هم می‌باشد تا جایی که می‌توان حالت تنش را از نوع هیدرو استاتیک دانست.

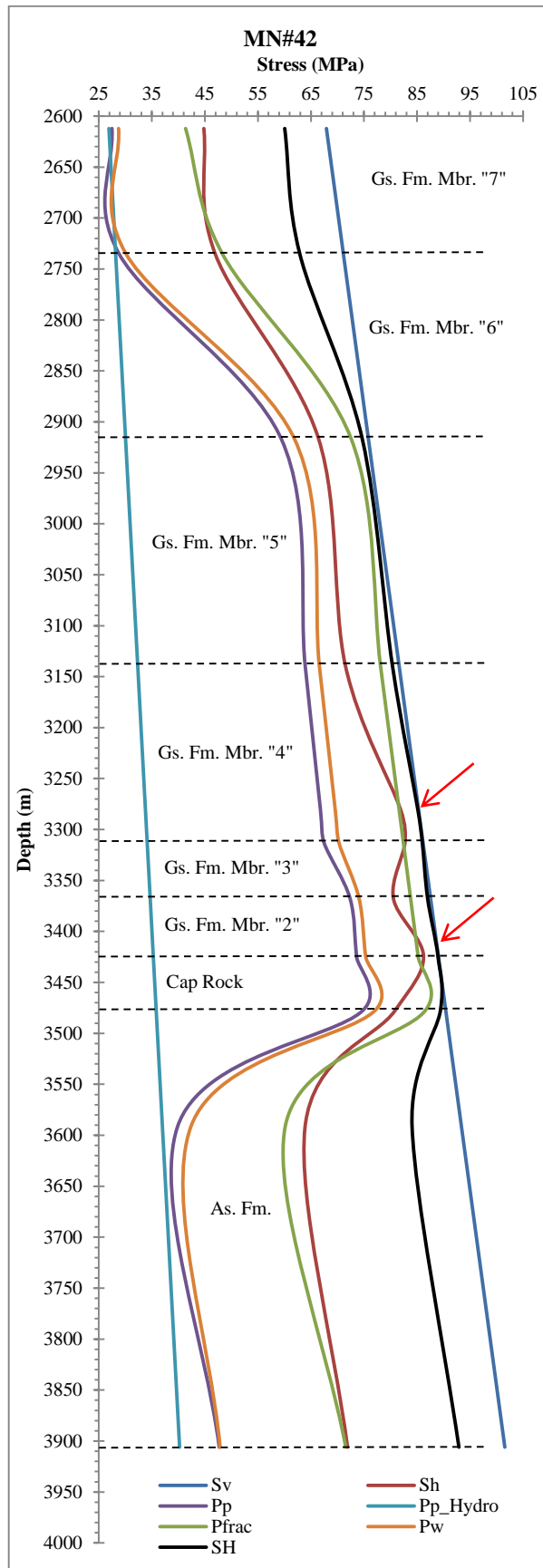
از مزایای تعیین مقدار تنش برجا، مشخص شدن رژیم گسلش منطقه است که در این تحقیق از نوع گسلش نرمال / امتداد لغز بدست آمد. لازم به ذکر است که اختلاف بین مقدار تنش افقی حداقل با تنش افقی حداکثر و تنش قائم (برای فرض حالت هیدرو استاتیک) در هر سه چاه می‌تواند به علت عدم وجود اطلاعات کامل، استفاده از روابط تجربی و از همه مهم‌تر وجود میان لایه‌های مارن و انیدریت در اعماق گسیختگی باشد. البته استفاده از رابطه ایتون (۱۹۶۹) (به دلیل پارامترهای موجود در خود)، مقدار نزدیک‌تری از تنش افقی حداقل را با تنش قائم در اعماق گسیختگی بدست می‌دهد. بنابراین برای تعیین تنش افقی حداقل، استفاده از این رابطه پیشنهاد می‌شود.

در نواحی گسیختگی مشخص شد که مقدار تنش افقی حداقل از میزان گرادیان شکست سازند بیشتر می‌شود. این نکته می‌تواند نشان‌دهنده ناحیه گسیختگی و حتی ایزاری برای پیش‌بینی ناحیه مشکل‌ساز در حفاری چاه‌های جدیدتر باشد. با توجه به اینکه تاکنون در سازند گچساران میدان مارون چاه نمودار دنسیتی (جهت تعیین مقدار چگالی حقیقی سازندها و محاسبه مقدار تنش قائم)، چاه نمودار تصویری (همچون UBI، FMI جهت آنالیز شکستگی‌های کششی - القایی و خردشدگی - ها)، چاه نمودار صوتی (همچون DSI جهت تعیین مقدار دقیق پارامترهای الاستیک سازندها)، آزمایش نشت و شکست هیدرولیکی (جهت تعیین مقدار دقیق تنش افقی حداقل) و همچنین تعیین مقدار دقیق فشار منفذی صورت نگرفته است، پیشنهاد می‌شود که جهت تعیین مقدار تنش برجا و تحلیل‌های ژئومکانیکی پیشنهادات فوق در برنامه‌های آتی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب قرار گیرد.

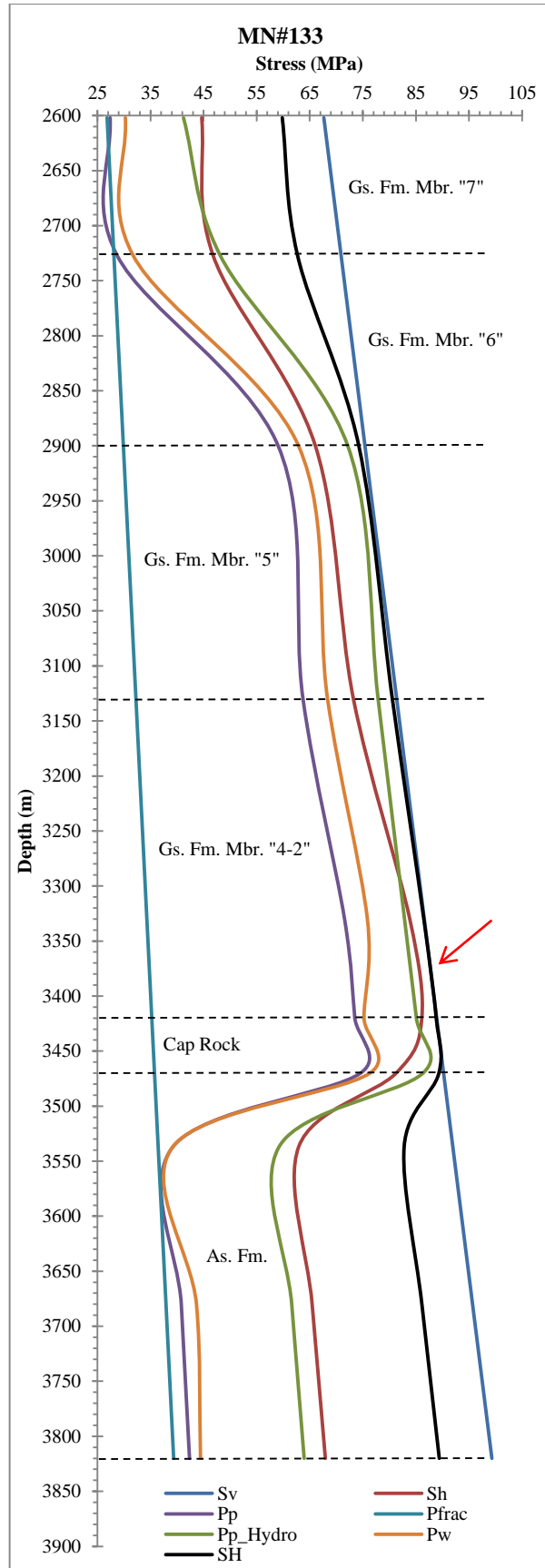
تشکر و قدردانی

در انتها لازم می‌دانیم که از اداره‌های زمین‌شناسی و پژوهش مناطق نفت‌خیز جنوب، به ترتیب آقایان حسین شیخ زاده و حمیدرضا عسکری جهت همکاری دوستانه و در اختیار قرار دادن اطلاعات مفید تشکر لازم را داشته باشیم.

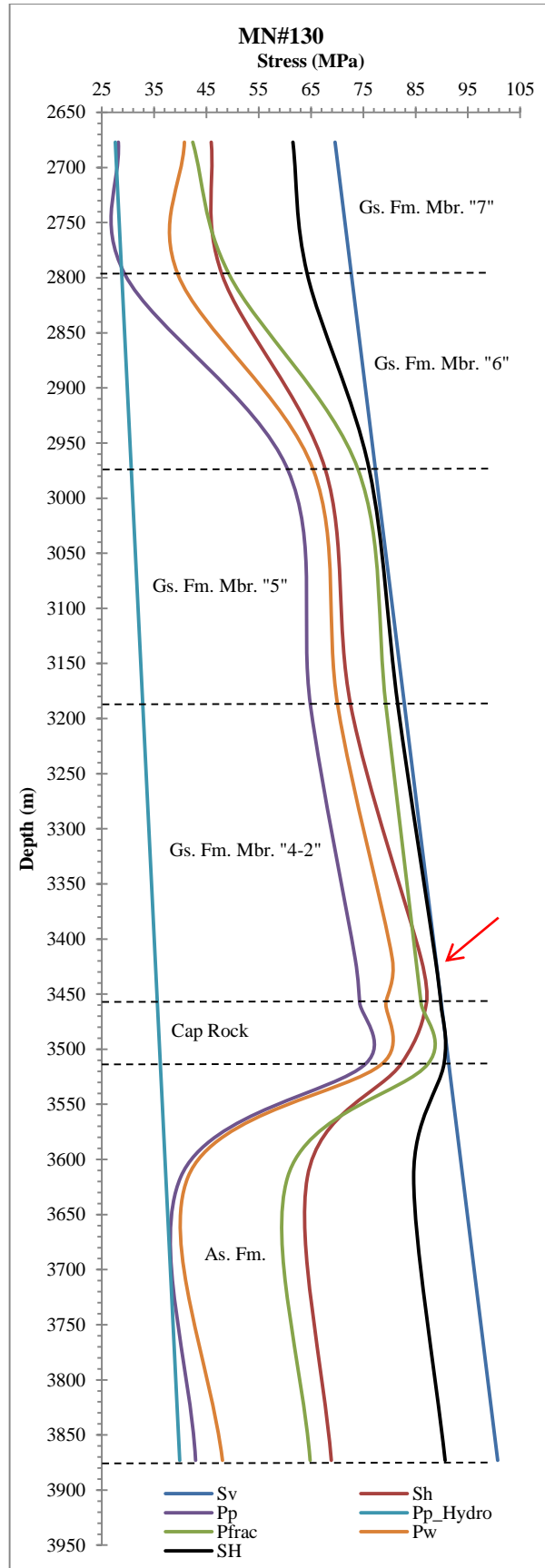
" هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر عزت اله کاظم زاده و دکتر بهرام حبیب نیا و مهندس بهزاد مهرگینی که داوری مقاله را به عهده داشته‌اند، تشکر و قدردانی می‌نماید"



شکل ۱۲: مقدار تنش برجا تعیین شده برای چاه مارون ۴۲



شکل ۱۳: مقدار تنش برجا تعیین شده برای چاه مارون ۱۳۳



شکل ۱۴: مقدار تنش برجا تعیین شده برای چاه مارون ۱۳۰

منابع

- [۱] فارسی مدان، م، ۱۳۸۹، بررسی اثر خزش سنگ در ایجاد پدیده مچالگی لوله‌های جداری در میدان نفتی مارون، پایان‌نامه کارشناسی ارشد زمین‌شناسی مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران.
- [۲] گزارش‌های روزانه حفاری میدان مارون، بایگانی اداره کل حفاری شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز.
- [3] Jaeger, J. C. and N. G. W. Cook, 1979, *Fundamentals of rock mechanics*, Chapman & Hall, New York.
- [4] Bell, J. S. and D. I. Gough, 1979, Northeast-southwest compressive stress in Alberta: evidence from oil wells, *Earth Planet. Sci. Lett.*, 475–482.
- [5] Peska, P. and M. D. Zoback, 1995, Compressive and tensile failure of inclined borehole and determination of in situ stress and rock strength. *J. Geophys. Res.* 100 (B7), 12791–12811.
- [6] Brudy, M. and M. D. Zoback, 1993, Compressive and tensile failure of bore-holes arbitrarily inclined to principal stress axis: application to the KTB boreholes, 34th US Symposium on Rock Mechanics Germany.
- [7] Lund, B. and M. D. Zoback, 1999, Orientation and magnitude of in situ stress to 6.5 km depth in the Baltic Shield, *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 36, 169–190.
- [8] Fjaer, E., Holt, R. M. et al, 1992, *Petroleum Related Rock Mechanics*, 2nd edition, Amsterdam, Elsevier.
- [9] Zoback, M. D., 2007, *Reservoir Geomechanics*, Cambridge University Press.
- [10] Jandakaew, M., 2007, *Stress-path dependency of rock salt*. *Rock Mechanics*, Fuenkajorn & Phien-wej, ISBN 978 974 533 613 1.
- [11] Allemandou, X. and M. B. Dusseault, 1993, Procedure for cyclic creep testing of salt rock, results and discussion. In *Proceedings of the 3rd Conference on the Mechanical Behavior of Salt*. Clausthal-Zellerfeld: Trans Tech Publications, pp. 207-218.
- [12] Fredrich, J. T. and A. F., Fossum, 2002, Large-Scale Three-Dimensional Geomechanical Modeling of Reservoirs: Examples from California and the Deepwater Gulf of Mexico. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 57, No. 5, pp. 423-441.
- [13] Maurice, B., Dusseault., et al, 2004, drilling through salt: constitutive behavior and drilling strategies.
- [14] Rolf, B., Mohammed, W. and P. Mohsen, 2006, *A Preliminary Study of Casing Collapse in Iran*. Hydroquest report, Schlumberger Oil Company.
- [15] www.world-stress-map.org
- [16] Eaton, B. A., 1969, Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*, 246, 1353–1360.
- [17] Ward, C. D., Andreassen, E., 1997, Pressure while drilling data improves reservoir drilling performance. SPE 37588. *SPE/IADC Drilling Conference*, Amsterdam.
- [18] Zoback, M. D., et al, 2003, Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 40, pp1049–1076.
- [19] Hubbert, M. K. and D. G. Willis, 1957, Mechanics of hydraulic fracturing. *Petr. Trans. AIME*, 210, 153–163.
- [20] Zoback, M. D. and J. H. Healy, 1984, Friction, faulting, and “in situ” stresses. *Annales Geophysicae*, 2, 689–698.
- [21] Eaton, B. A., 1969, Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*, 246, 1353–1360.

بررسی ژئوشیمیایی و تعیین خانواده های نفتی مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان

بهرام علیزاده^۱، حسین سعادت^{۲*}، سید حسین حسینی^۲

^۱ مرکز پژوهشی زمین شناسی و زمین شیمی نفت دانشگاه شهید چمران، اهواز

^۱ استاد، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران، اهواز

^۲ دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران، اهواز

*hsaadati29@gmail.com

(دریافت: اسفند ۱۳۹۱، پذیرش شهریور ۱۳۹۳)

چکیده

هدف از این مطالعه ارزیابی ژئوشیمیایی نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان با استفاده از روش های GC-MS و GC می باشد. بخش ماسه سنگ آزادگان حاوی نفت پارافینی و پارافینی- نفتنی با درجه API ۳۰ می باشد. بر اساس نتایج حاصل از داده های کروماتوگرافی گازی (GC) این نفت ها از سنگ های منشأ با کروژن نوع II در یک محیط دریایی احیایی حاصل شده اند و دارای بلوغ حرارتی بالا می باشند. نسبت هویان C31R/C30Hopane، C29/C30، C35S/C34S و همچنین نسبت Pr/Ph، Ph/nC18، و نسبت DBT/Phen نشان دهنده سنگ منشأ کربناتی برای نفت های مورد مطالعه می باشد. نسبت -C21+/C21، Pr/Ph، TAR و نسبت استران های (20R) C29/C27 در برابر نسبت Pr/Ph مبین شرایط احیایی دریایی و فراوانی مواد آلی جلبکی در محیط رسوبگذاری سنگ های منشأ می باشد. حضور تریان های سه حلقه ای، نسبت ETR و نمودار تغییرات مقادیر ایزوتوپ کربن ($\delta^{13}C$) در برابر نسبت Pr/Ph مشخص کننده سنگ منشائی دریایی و قدیمی تر از کرتاسه می باشد. نهایتاً بررسی داده های بیومارکری و ایزوتوپی نشان دادند که نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان از سنگ های منشأ کربناته با سن ژوراسیک میانی تا بالایی در یک محیط دریایی تا پارالیک با فراوانی بالایی از مواد جلبکی بوجود آمده اند و از نظر بلوغ در اواسط پنجره نفتی قرار دارند.

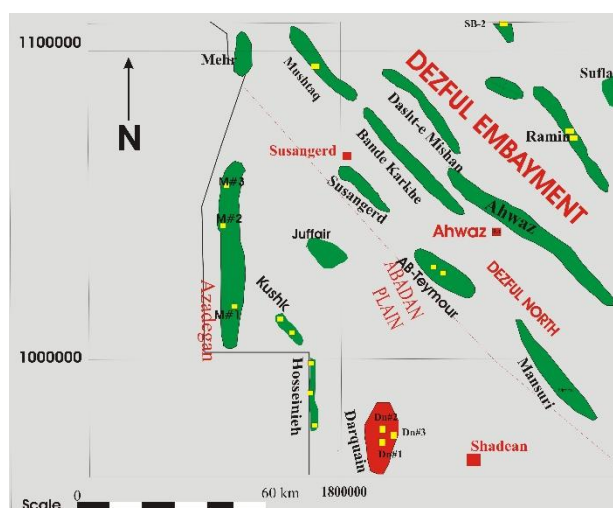
کلمات کلیدی: بیومارکر، مخزن آزادگان، سازند کژدمی، میدان نفتی آزادگان.

۱. مقدمه

آلکان‌های نرمال (n-alkanes) به طور معمول برای شناسایی منشأ و بلوغ هیدروکربورها مورد استفاده قرار می‌گیرند. آلکان‌ها نرمال حاصل از واکس‌های سطح پوششی برگ‌ها (epicuticular leaf waxes) فراوانترین منشأ در رسوبات هستند و در محدوده C24 - C34 غالب می‌باشند [۱،۲]، در حالی که آلکان‌های نرمال حاصل از بلوغ حرارتی سنگ منشأ ارجحیت کربنی فرد (odd carbon preference) در محدوده آلکان‌های نرمال C15 - C25 نشان می‌دهند [۳،۴،۵،۶].

بیومارکرها می‌توانند برای تعیین نوع ماده آلی اولیه سنگ منشاء، محیط رسوبگذاری و شرایط حاکم بر آن، برای تطابق نفت‌ها با همدیگر و با سنگ‌های منشاء، تخمین بلوغ حرارتی نفت‌ها، سن سنگ منشاء بوجود آورنده نفت‌ها و همچنین در ارزیابی مهاجرت نفت و درجه تخریب زیستی آن مورد استفاده قرار گیرند [۷]. علاوه بر این، بیومارکرها می‌توانند برای تعیین لیتولوژی سنگ منشاء (کربناته یا شیلی بودن آن) نیز مورد استفاده قرار گیرند [۸].

دشت آبادان با داشتن میادین نفتی همچون آزادگان، جفیر، دارخوین، حسینیه، ماهشهر، نوروز، هندیجان و کوشک با داشتن ۳۵ تریلیون فوت مکعب گاز و ۵۶ میلیارد بشکه نفت به صورت درجا [۹] دومین ایالت نفتی ایران بعد از فروافتادگی دزفول به شمار می‌رود (شکل ۱). سازند کزدمی در میدان نفتی آزادگان دارای دو بخش آهکی - شیلی (بخش بالایی) و ماسه‌سنگ آزادگان (بخش پایینی و معادل نهر عمر در جنوب عراق و سازند بورگان در کویت) می‌باشد. سازند بورگان با سن کرتاسه پایینی - میانی عمدتاً از ماسه سنگ و شیل تشکیل شده که در سیستم دلتایی برجای گذاشته شده است. در برش الگو خود در کشور کویت بصورت یک طاق‌دیس عظیم (بورگان بزرگ، دومین مخزن بزرگ نفتی شناسایی شده جهان با ۷۲ میلیارد بشکه ذخیره نفت) شناسایی شده است [۱۰]. در ایران در بخش ماسه‌سنگ آزادگان ۳۳۰ میلیون بشکه نفت با ۳۰ درجه API به صورت درجا وجود دارد [۹]. این مطالعه با هدف ارزیابی ژئوشیمیایی نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان صورت گرفته است. به همین دلیل تعداد ۳ نمونه نفت از سه بخش شمالی (M-3)، مرکزی (M-2) و جنوبی (M-1) میدان نفتی آزادگان مورد آنالیز قرار گرفته است (شکل ۱).



شکل ۱: موقعیت میدان نفتی آزادگان نسبت به میادین همجوار

۲. روش کار

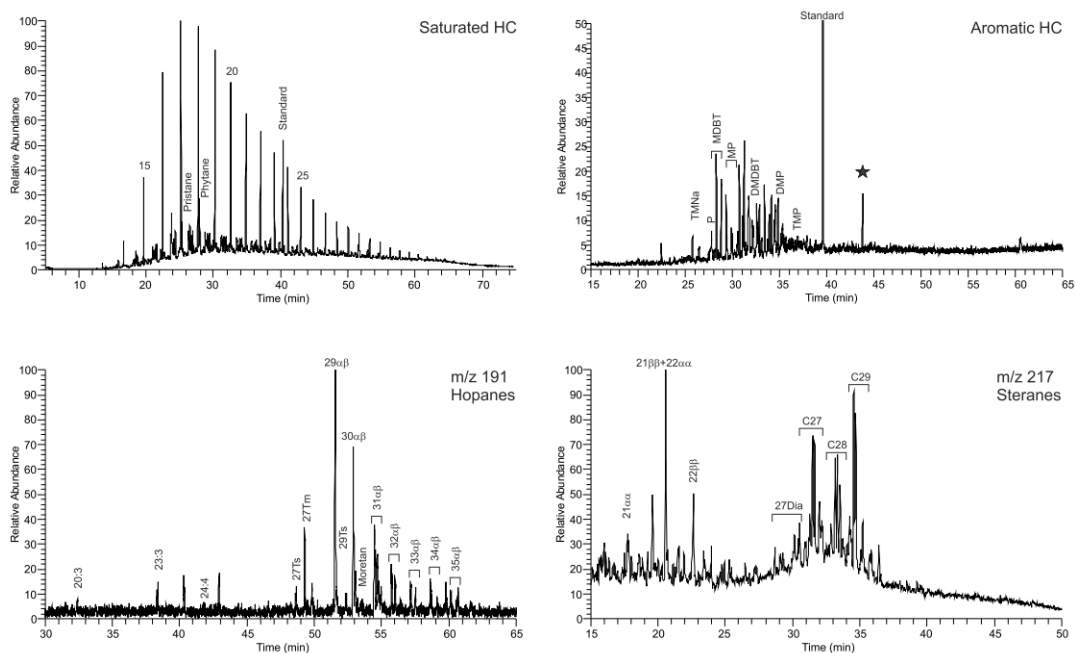
۲.۱ آسفالتن گیری و کروماتوگرافی ستونی

ابتدا آسفالتن نمونه ها توسط روش استاندارد آسفالتن گیری از طریق اضافه نمودن نرمال هگزان از نفت خام تفکیک شد، سپس توسط کروماتوگرافی ستونی نفت به برش های اشباع، آروماتیک و قطبی (NSO) به ترتیب با استفاده از نرمال هگزان، بنزن و متانول تفکیک شد.

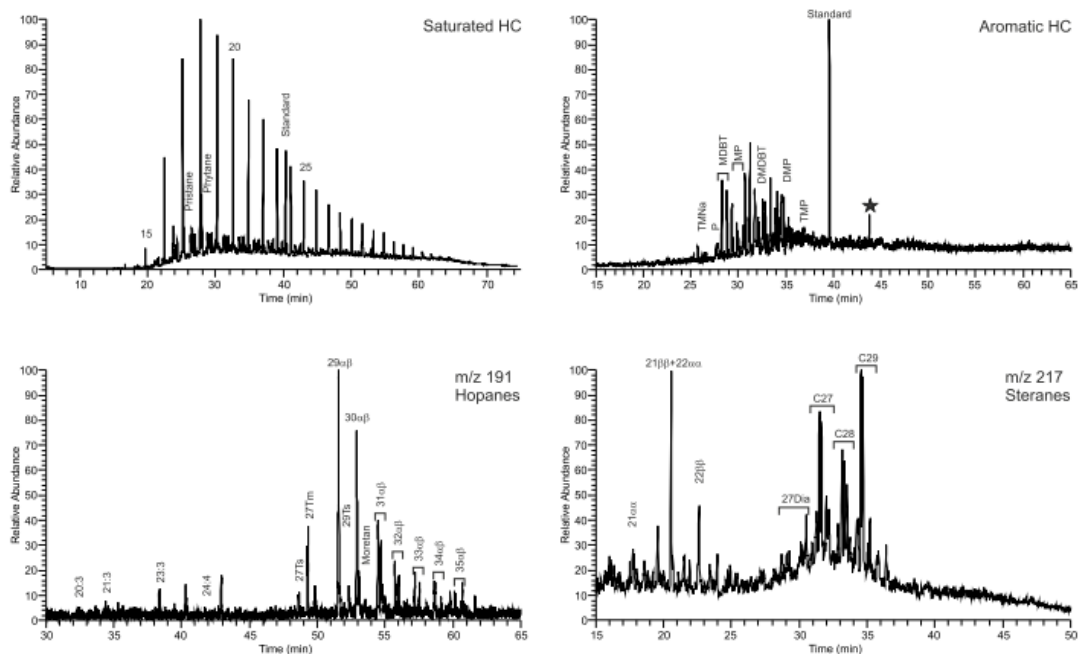
۲.۲ کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی - طیف سنج جرمی

اجزاء اشباع و آروماتیک توسط دستگاه کروماتوگرافی گازی با ستون موئین ۳۰ متری (قطر داخلی ۰/۲۲ میلی متر) متصل به یک تله یونی در طیف سنج جرمی با مدل Finnigan MAT GCQ مورد آنالیز قرار گرفتند. برنامه دمایی ۷۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی گراد و افزایش دمایی ۴ درجه در دقیقه ($4\text{ }^{\circ}\text{C min}^{-1}$) با یک دوره هم دمایی (isothermal period) ۱۵ دقیقه ای انجام گرفت. از هلیوم به عنوان گاز حامل استفاده گردید. برای مطالعات بیومارکری نیز نسبت های m/z 191 و m/z 217 حاصل از دستگاه طیف سنج جرمی مورد استفاده قرار گرفتند در شکل شماره ۲ کروماتوگرام گازی و جرمی نفت های مورد مطالعه آمده است.

M-1



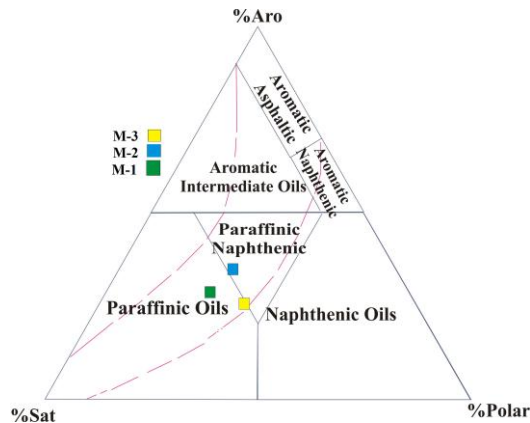
M-2



شکل ۲: کروماتوگرام گازی و جرمی نفت‌های مورد مطالعه

۳. بحث

در نمونه های نفتی مورد مطالعه اجزا اشباع، قطبی و آروماتیک به ترتیب بیشترین برش هیدروکربوری را به خود اختصاص داده اند (جدول ۱). میزان ترکیبات اشباع از جنوب به سمت شمال میدان کاهش پیدا می کند این امر می تواند به علت کاهش بلوغ و یا درصد مواد قاره ای وارد به حوضه رسوبی رخ داده باشد. با ترسیم نمودار مثلثی تیسوت و ولته [۱۱] نفت های مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان در محدوده ی پارافینی و پارافینی - نفتنی قرار می گیرند (شکل ۳).



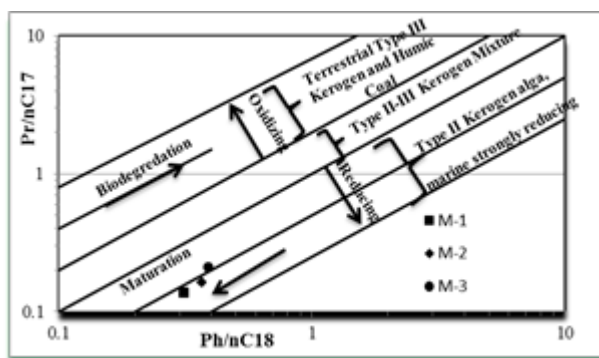
شکل ۳: نتایج حاصل از کروماتوگرافی ستونی بر روی نمونه های مورد مطالعه (اقتباس از [11]).

۳.۱ تعیین بلوغ حرارتی نفت های مورد مطالعه

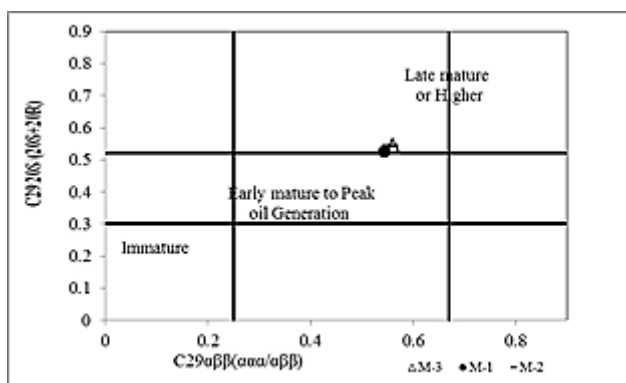
مقادیر شاخص ارجحیت کربنی (CPI) بدست آمده توسط نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی (GC) برای تمامی نفت های مورد مطالعه (۰/۹۸ - ۰/۹۳)، بلوغ نسبتا بالایی را برای آنها نشان می دهد (جدول ۱). نمودار تغییرات نسبت Pr/nC17 در برابر Ph/nC18 جهت ارزیابی بلوغ [۱۲] در نمونه های نفتی مخزن آزادگان، حاکی از بالا بودن نسبی بلوغ (maturity) می باشد (شکل ۴).

از میان تمامی نسبت های بیومارکری مورد استفاده برای تعیین بلوغ حرارتی، نسبت های به دست آمده بر مبنای واکنش های ایزومریزاسیون و اپیمریزاسیون استران های C29 دارای اعتبار بیشتری هستند [۸]. استفاده از این نسبت ها نشان می دهد که نمونه های مورد مطالعه در مراحل ابتدایی بلوغ تا پنجره زایش نفت (Early Mature/Peak Oil Generation) قرار می گیرد (شکل ۵).

استفاده از نسبت های اپیمریزاسیون استران های C29 در مقابل هوپان C32 نیز می تواند برای تعیین بلوغ حرارتی ماده آلی مورد استفاده قرار گیرد [۱۳].



شکل ۴: نمودار تغییرات نسبت $Pristane/nC17$ در مقابل $Phytane/nC18$ (اقتباس از [۱۲]).

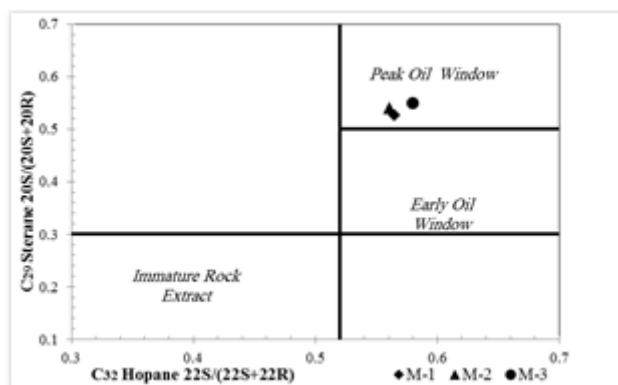


شکل ۵: نمودار نسبت $C29\text{ Sterane } \alpha\beta/(\alpha\beta+aaa)$ در برابر نسبت $C29\text{ Sterane } 20S/(20S+20R)$ برای تشخیص میزان بلوغ نمونه مورد مطالعه (اقتباس از [۸]).

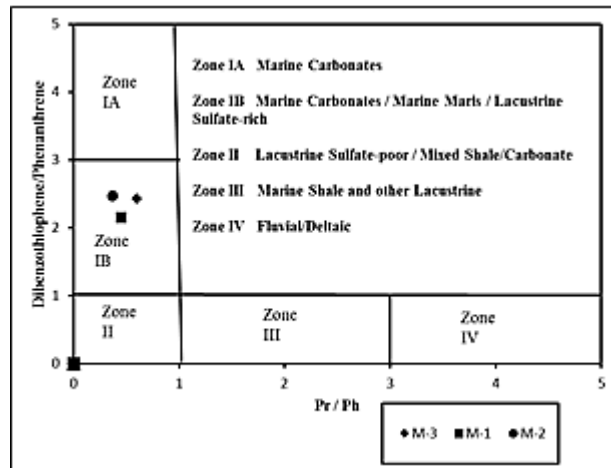
استفاده از این نمودار نیز نمونه‌های مورد مطالعه را از لحاظ بلوغ حرارتی در مرحله پنجره نفتی (Peak Oil Window) قرار می‌دهد (شکل ۶).

۲.۳ تعیین لیتولوژی سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان

هنگامی که نسبت‌های Pr/Ph به همراه نسبت‌های $DBT/Phen$ در کنار یکدیگر مورد استفاده قرار گیرند، اطلاعات با ارزشی را در مورد محیط ته‌نشینی و لیتولوژی سنگ منشاء فراهم می‌کنند [۱۴]. استفاده از این نمودار نشان می‌دهد سنگ‌های منشأ نمونه‌های مورد مطالعه در زون IB (محدوده محیط دریایی کربناته و مارنی تا دریاچه‌ای غنی از سولفات) قرار می‌گیرند (شکل ۷).



شکل ۶: نمودار نسبت $C29\text{ Sterane } 20S/(20S+20R)$ در مقابل نسبت $C32\text{ Hopane } 22S/(22S+22R)$ برای تعیین بلوغ حرارتی (اقتباس از [۱۳]).



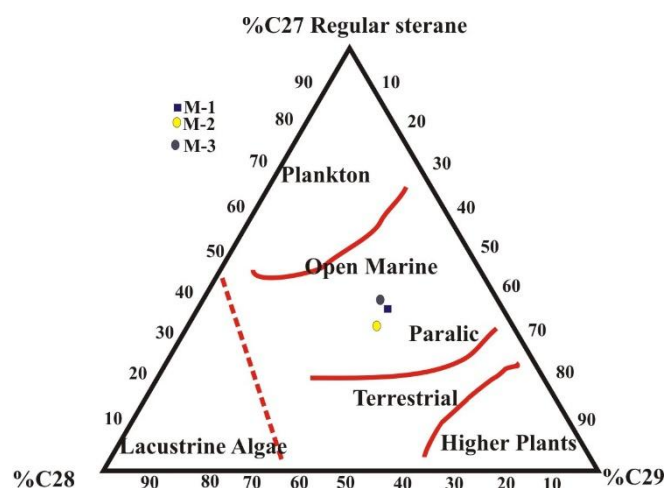
شکل ۷: استفاده از نمودارهای نسبت DBT/Phen در مقابل نسبت Pr/Ph برای تعیین محیط رسوبی و لیتولوژی نمونه مورد مطالعه (اقتباس از [۱۴])

نفت های مشتق شده از سنگ های منشاء کربناته با مقادیر بالای $0.08 > C_{31R}/C_{30}Hopane$ مشخص می گردند [۱۵]. مقادیر بالای نسبت های فوق در نمونه های مورد مطالعه نشان دهنده سنگ منشأ کربناته برای نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان می باشد (جدول ۲).

نسبت پرستان به فیتان (Pr/Ph) کمتر از ۱ [۱۶، ۱۷، ۱۸، ۱۹، ۲۰] و Ph/nC_{18} بیشتر از 0.3 [۱۶، ۱۸] برای نفت های مورد مطالعه نشان دهنده تشکیل آنها از سنگ های منشأ کربناته می باشد (جدول ۱).

۳.۳ تعیین محیط رسوبگذاری و نوع ماده آلی سنگ های منشأ تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان

یکی از رایج ترین روش ها برای تعیین محیط ته نشینی سنگ های منشأ، استفاده از دیاگرام های سه تایی (Ternary Diagrams) استران های منظم (C27, C28 and C29 Regular Steranes) است [۱۹]. استفاده از این دیاگرام ها برای نمونه های مورد مطالعه در این مطالعه نشان می دهد که سنگ های منشأ احتمالی در محدوده بین محیط دریای باز (Open Marine) و محیط پارالیک (Paralic) [محیط دریایی با عمق بسیار کم آب که عمدتاً بخش روبه خشکی ساحل را در بر می گیرد] [۲۱]. قرار می گیرند (شکل ۸).



شکل ۸: دیاگرام مثلثی تغییرات استرانهای C27، C28 و C29 به منظور شناسایی محیط رسوبگذاری سنگ های منشأ نفت مخزن آزادگان (اقتباس از [۱۹])

نمودار تغییرات مقادیر Pr/nC17 در برابر Ph/nC18 [12] برای نفت‌های مورد مطالعه مبین آن است که محیط رسوبگذاری سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت‌های مخزن آزادگان دریایی احیایی با فراوانی مواد جلبکی می‌باشد (شکل ۴).

در نفت‌های مورد مطالعه نسبت C21+/C21- بین ۲/۸ - ۱/۲، نسبت Pr/Ph بین ۰/۳۷ - ۰/۶۱ و نسبت TAR ۰/۲۸ - ۰/۱۷ تغییر می‌کند [۲۲، ۲۳] همه این شواهد نشان دهنده نفت‌های با منشأ دریایی و شرایط احیایی می‌باشد همچنین تغییرات کم مقادیر CPI [24] نیز مبین آن است که مواد آلی اولیه بوجود آورنده نفت‌های مورد مطالعه از قسمت جنوب تا شمال میدان نفتی آزادگان تقریباً هموزن می‌باشند.

جدول ۱: نتایج حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی ستونی و گازی نمونه‌های مورد مطالعه

نام نمونه	Ts/Ts+Tm	C29/ C27	C35/C3 4	C31R/ C30H	C29H/ C30H	C ₂₇ %	C ₂₈ %	C ₂₉ %	δC13
M-1	۰/۲۷	۱	۱/۶۱	۰/۴۷	۱/۳	۳۵	۲۴	۴۱	-۲۶/۶۷
M-2	۰/۲۹	۱/۱۶	۱/۳۱	۰/۷۸	۱/۳	۳۴	۲۵	۴۲	-۲۶/۶۲
M-3	۰/۱۸	۱/۰۴	۱/۱۹	۰/۴۷	۱/۶۷	۳۲	۲۶	۴۱	-۲۷/۲

جدول ۲: نتایج حاصل از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی - طیف‌سنج جرمی

نام نمونه	20S/ (20S+20R)	Abb /(abb + aaa)	22S /(22S+22R)	DBT/P	C ₂₈ / C ₂₉	Mor/H	ETR	1,2,7/1,3,7 TMN
M-1	۰/۵۳	۰/۵۴	۰/۵۷	۲/۱۵	۰/۶	۰/۱۱	-	-
M-2	۰/۵۴	۰/۵۵	۰/۵۶	۲/۴۷	۰/۶	۰/۱۲	-	-
M-3	۰/۵۵	۰/۵۶	۰/۵۸	۲/۴۴	۰/۵۵	۰/۰۷	۰/۶۱	۰/۳۵

نمودار تغییرات نسبت استران‌های (C29/C27 (20R) در برابر نسبت Pr/Ph [۲۵]، نشان‌دهنده شرایط احیایی و فراوانی مواد آلی جلبکی

نام نمونه	Sat	Aro	Polar	CPI	TAR	Pr/nC17	Ph/nC18	Ph/Ph	nC21+/nC21-
M-1	۴۷/۳۸	۲۸/۷۸	۲۳/۸۴	۰/۹۸	۰/۱۸	۰/۱۴	۰/۳۱	۰/۴۵	۱/۶۷
M-2	۴۰/۵۳	۲۵/۵۵	۳۳/۹۲	۰/۹۶	۰/۲۸	۰/۱۶	۰/۳۷	۰/۳۷	۱/۲۴
M-3	۳۳/۸	۳۴/۸	۲۶/۹	۰/۹۳	۰/۱۷	۰/۲۱	۰/۳۹	۰/۶۱	۲/۸۴

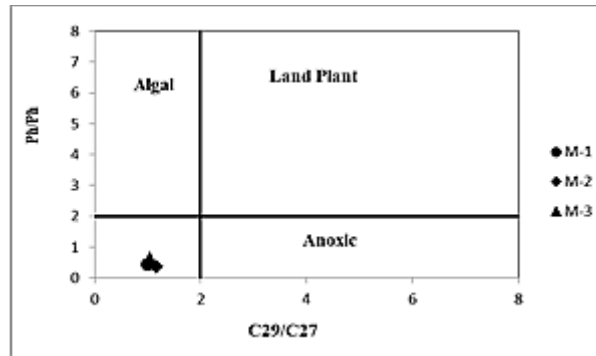
در محیط رسوبگذاری سنگ منشأ بوجود آورنده نفت مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان بوده است (شکل ۹).

حضور تریپان‌های سه‌حلقه‌ای (tricyclic trepans) نشان‌دهنده تشکیل سنگ منشاء در یک محیط دریایی می‌باشد [۸]، چرا که این تریپانها در سنگ‌های منشاء قاره‌ای دیده نمی‌شوند (جدول ۲).

فراوانی نسبی مورتان‌ها نیز می‌تواند در ارتباط با ورود مقدار بالایی از مواد آلی قاره‌ای به محیط ته‌نشینی باشد [۸]، مقدار کم نسبت Moretane/Hopane (۰/۱۲ - ۰/۰۷) در نمونه‌های مورد مطالعه می‌تواند در ارتباط با ورود کمتر مواد آلی گیاهی به محیط ته‌نشینی سنگ منشأ باشد (جدول ۲).

۴.۳ تعیین سن سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان

پس از رسیدن به نتایجی در مورد محیط ته‌نشست و لیتولوژی سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان در این قسمت به توضیح پارامترهای مورد استفاده در تعیین سن سنگ منشاء پرداخته می‌شود:



شکل ۹: نمودار تغییرات استرانهای C29/C27(20R) در مقابل Pr/Ph برای تشخیص نوع ماده آلی و شرایط رسوبگذاری سنگ منشاء تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان (اقتباس از [۲۵])

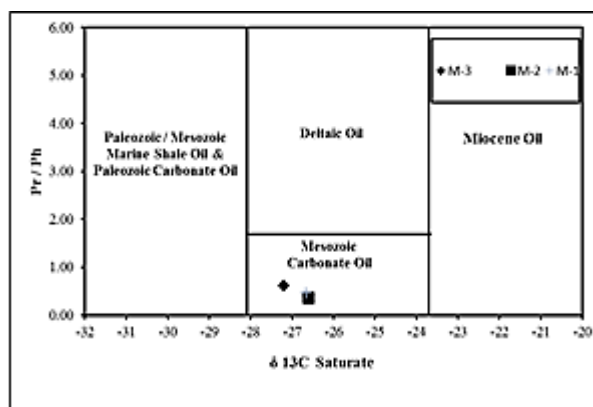
حضور ترپانهای سه حلقه‌ای (tricyclic terpanes) در محدوده C19 تا C30 [۲۴] در نمونه‌های نفت خام مخزن آزادگان می‌تواند نشان‌دهنده سنگ منشائی از سن ژوراسیک تا ترشیاری باشد که به دلیل محدوده وسیع سنی باید با پارامترهای دیگر مورد تطابق قرار گیرد (جدول ۲).

مقدار ETR (Extended Tricyclic Terpane Ratio) محاسبه شده [۲۶] (جدول ۲)، تداعی کننده سنگ منشائی با سن ژوراسیک میانی-بالایی یا جوانتر برای نفت مخزن آزادگان می‌باشد.

نبود الینان که از آنژیوسپرمها (گیاهان گل‌دار) و گیاهان عالی با سن کرتاسه و جوانتر مشتق می‌شود نشان‌دهنده سنگ منشائی با سن قدیمی‌تر از کرتاسه می‌باشد [۲۷] (جدول ۲).

از آنجائیکه مقدار 1,2,7-Trimethylnaphthalene در کرتاسه و جوانتر به مقدار زیادتر یافت می‌شود، لذا نسبت این بیوماکر آروماتیکی به 1,3,7-trimethylnaphthalenes می‌تواند در جدایش سن سنگ‌های منشاء مورد استفاده قرار گیرد [۲۸] مقدار بدست آمده از این نسبت (جدول ۲) مشخص‌کننده سنگ منشائی دریایی و قدیمی‌تر از کرتاسه می‌باشد.

جهت تعیین سن و لیتولوژی سنگ منشاء نفت خام مخزن آزادگان می‌توان از نمودار تغییرات مقادیر ایزوتوپ کربن ($\delta^{13}C$) در برابر نسبت Pr/Ph استفاده نمود [۲۹]. همانطور که مشاهده می‌گردد، نمونه‌های مورد مطالعه با قرارگرفتن در محدوده نفت‌هایی با سنگ منشائی کربناته با سن مزوزوئیک نتایج پیشین را تأیید می‌کند (شکل ۱۰).



شکل ۱۰: نمودار تغییرات ایزوتوپ کربن ۱۳ نفت خام ($\delta^{13}C$) در برابر نسبت پرستان به فیتان جهت شناسایی سن و لیتولوژی سنگ منشاء در نفت‌های مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان (اقتباس از [۲۹])

مقادیر استران‌های C28/C29 با تغییرات سن سنگ‌های منشأ بوجود آورنده نفت‌ها [۲۹] نشان دهنده‌ی نفت‌های به سن پالئوزوئیک بالایی تا ژوراسیک زیرین می‌باشد.

۴. نتیجه‌گیری

طبق نمودار مثلثی تیسوت و ولته، نفت‌های مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان در محدوده‌ی پارافینی و پارافینی - نفتنی قرار می‌گیرند.

بررسی لیتولوژی سنگ منشأ بوجود آورنده نفت مخزن آزادگان بیانگر این است که آنها از سنگ‌های منشأ کربناته - مارنی مشتق شده‌اند به طوری که سهم کربنات بیشتر از مارن بوده است.

به طور کلی شواهد نشان می‌دهند که سنگ منشأ تشکیل دهنده نفت مخزن آزادگان در یک محیط دریایی تا حدواسط تحت شرایط احیایی با فراوانی مواد جلبکی و مقادیر اندک مواد گیاهی منشأ گرفته‌اند.

ارزیابی بلوغ نفت‌های مخزن آزادگان در میدان نفتی آزادگان با استفاده از بیومارکرهای مختلف نشان داد که تقریباً تمامی آنها از بلوغ نسبتاً بالایی برخوردار می‌باشند و در مرحله پنجره نفتی (Peak oil window) تشکیل گردیده‌اند.

نتایج بررسی سن نشان می‌دهند که نفت مخزن آزادگان از سنگ منشائی کربناته و به احتمال زیاد با سن ژوراسیک حاصل شده است.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله بر خود لازم می‌دانند که از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران به منظور تأمین بودجه لازم برای این تحقیق، دانشگاه شهید چمران اهواز و مرکز پژوهشی زمین‌شناسی و زمین‌شیمی نفت دانشگاه شهید چمران جهت تأمین امکانات آزمایشگاهی تشکر و قدردانی نمایند.

" هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر محمدرضا کمالی و دکتر احمدرضا ربانی و دکتر علی شکاری فرد که داوری مقاله را به عهده داشته‌اند، تشکر و قدردانی می‌نمایند."

- [1] Eglinton, T.I., BenitezNelson, B.C., Pearson, A., McNichol and A.P., Bauer, J.E. and E.R.M. Druffel, 1997, Variability in radiocarbon ages of individual organic compounds from marine sediments, *Science* 277, 796-799.
- [2] Bray, E.E. and E. D. Evans, 1961, Distribution of n-paraffin's as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 22, 2-15.
- [3] Amijaya, H., Schwarzbauer, J. and R. Littke, 2006, Organic geochemistry of the Lower Suban coal seam, South Sumatra Basin, Indonesia: palaeoecological and thermal metamorphism implications. *Organic Geochemistry* 37, 261-279.
- [4] Esemé, E., Littke, R. and C.M. Agyingi, 2006, Geochemical characterization of a Cretaceous black shale from the Mamfe Basin, Cameroon. *Petroleum Geoscience* 12, 69-74.
- [5] Harb, F.S.D., El Nady, M.M. and J.S. Basta, 2003, Oil :oil correlation for some oil fi elds in the north western part of the Western Desert, Egypt. *Petroleum Science and Technology* 21, 1583-1600
- [6] Petersen, H.I., Nytoft, H.P., Ratanasthien, B., and A. Foopatthanakamol, 2007. Oils from Cenozoic rift-basins in central and northern Thailand: source and thermal maturity. *Journal of Petroleum Geology* 30, 59-77.
- [7] Wang, Z. and S. A. Stout, 2007, Oil spill environmental forensics, fingerprinting and Source identification, Elsevier, Academic Press, 617 pages.
- [8] Peters, K. E., Clifford, C. E. and J. M. Moldowan, 2005, *The Biomarker Guide*. 2nd ed. Prentice Hall, New Jersey.
- [9] مطیعی، همایون (۱۳۸۹). "مقدمه‌ای بر ارزیابی مخازن نفتی زاگرس (برای زمین‌شناسان)", چاپ اول. انتشارات ایران زمین. جلد دوم. صفحه ۶۸۱.
- [۱۰] افشار حرب، عباس، ۱۳۸۱، "زمین شناسی نفت"، انتشارات دانشگاه پیام نور، صفحه ۱۷۸.
- [11] Tissot, B.P. and D.H. Welte, 1984, *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Edition. Springer-Verlag, New York.
- [12] Connan, J. and A. M. Cassou, 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 44, pp. 1-23.
- [13] Ourisson, G., Albrecht, P. and , M. Rohmer, 1984, The microbial origin of fossil fuels. *Scientific American*, v. 251, pp. 44-51.
- [14] Hughes, W. B., Holba, A. G. and L. I. P., Dzou, 1995, The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 59. pp. 3581-3598.
- [15] Subroto, E.A., Alexander, R. and R.I. Kagi, 1991, 30-Norhopanes: their occurrence in sediments and crude oils. *Chemical Geology*, v. 93, p. 179-192.
- [16] Connan, J., 1981; Biological marker in crude oil. In: *Petroleum Geology in China*. p. 48-70
- [17] hughes, W.B., 1984, use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic source. In: *petroleum Geochemistry and source rock potential of carbonate rocks*, American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Ok, pp.181-196.
- [18] Palacas, J.G., 1984, Carbonate rocks as sources of petroleum: geological and chemical characteristics and oil – source correlations: In: *Proceedings of the Eleventh World Petroleum Congress 1983*, Vol.2 , UK, pp.31-43
- [19] Moldowan, J. M., Seifert, W. K. and E. J. Gallegos, 1985, Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bull.*, 69, 1255-1268.
- [20] Ten Haven, H. L., de Leeuw, J. W., Rulkotter J. W. and J. S. Sinninghe Damste, 1987, Can the Pristane/Phytane ratio be used as a pelo-environmental indicator? *Nature*, 330, pp. 641-643.
- [21] Goudie A. S., 2004, *Encyclopedia of geomorphology*, volume 1, A-1, Taylor and Francis Group, Routledge Ltd. 1202 pages.
- [22] Peters, K.E. and J. M. Moldowan, 1993, *The Biomarker Guide*. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey
- [23] Powell, T.G. and , C. J. Boreham, 1994, Terrestrially sourced oils: where do they exist and what are our limits of knowledge? In: Scott, A.C., Fleet, A.J. (Eds.), *Coal and Coal-bearing Strata as Oil-prone Source Rocks?* Geological Society, London, Special Publication 77, pp. 11-30.
- [24] Hunt, J. M., 1996, *Petroleum geochemistry and geology*. Freeman, New York, p. 743.
- [25] Mackenzie, A. S., Hoffmann, C. F. and J. R. Maxwell, 1981, Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 45, pp. 1345-1355.

- [26] Holba, A.G., Ellis, L. and I. L. Dzou, 2001, Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils. Presented at the 20th International Meeting on Organic Geochemistry, v. 10, 10-14 September, 2001, Nancy, France.
- [27] Peters, K. E., Clutson, M. J. and G. Robertson, 1999, Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccia from Brora, Scotland. *Organic Geochemistry*, v. 30, pp. 237-248.
- [28] Strachan, M. G., Alexander, R. and R. I. Kagi, 1988, Thimethylnaphthalenes in crude oils and sediments: effects of source and maturity. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 52, pp. 1255-1264.
- [29] Chung, H. M., Rooney, M. A., Toon, M. B. and G. E. Claypool, 1992, Carbon isotope composition of marine crude oils. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 76, pp. 1000-1007.
- [30] Grantham, P. J and L. L. Wakefield, 1988, Variation in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oil through geologic time. *Organic Geochemistry*, 12, 61-73.

تخمین سرعت امواج صوتی با استفاده از روش‌های هوشمند و روش خوشه- بندی گراف پایه با توان تفکیک چندگانه: مطالعه موردی دریکی از میادین جنوب ایران

مرتضی نوری طالقانی^{۱*}، مینا کریمی خالدی^۲، بهزاد مهرگینی^۳

^۱دانشجوی کارشناسی ارشد دانشکده فنی دانشگاه تهران

^۲کارشناس دانشگاه صنعت نفت

^۳دانشجوی دکتری دانشکده فنی دانشگاه تهران

*morteza.noori@ut.ac.ir

(دریافت: شهریور ۹۲، پذیرش: آذر ۹۲)

چکیده

سرعت موج برشی (V_s) و تراکمی (V_p) دو پارامتر اساسی هستند که در اکثر مطالعات پتروفیزیکی، ژئوفیزیکی و ژئومکانیکی کاربردهای عمده‌ای دارند. این دو پارامتر را می‌توان از طریق ابزار تصویرگر دوقطبی صوتی (Dipole sonic imaging tool) بدست آورد، اما متأسفانه به دلیل هزینه بالای این ابزار، اطلاعات مربوط به سرعت موج برشی و تراکمی تنها در تعداد محدودی از چاه‌ها موجود است. بنابراین پیش‌بینی سرعت امواج به صورت غیرمستقیم از روی دیگر نمودارهای متداول که همبستگی خوبی با این پارامترها دارند، اهمیت بسزایی دارد. درگذشته از روش‌های تجربی و تحلیل‌های رگرسیونی برای تخمین سرعت امواج استفاده می‌شد، در حالی که امروزه از سیستم‌های هوشمند که عملکرد بهتری نسبت به این روش‌ها دارند، استفاده می‌شود. مهم‌ترین ابزار برای این کار، سیستم‌های هوشمند شامل شبکه هوش مصنوعی، منطق فازی، و خوشه‌بندی گراف پایه با توان تفکیک چندگانه (Multi resolution graph base clustering) می‌باشد. در این مطالعه ۱۳۲۱ نقطه داده از سازند کنگان و دالان که دارای سرعت‌های برشی و تراکمی بودند، استفاده شده است. این داده‌ها به دو گروه تقسیم می‌شوند: ۹۹۵ نقطه داده برای ساخت سیستم‌های هوشمند و ۳۲۶ نقطه داده برای تست مدل استفاده شد. نتایج نشان داد که علی‌رغم اختلاف در مفهوم، همه تکنیک‌های هوشمند در برآورد سرعت امواج عملکرد قابل قبولی داشته‌اند. از طرفی، روش خوشه‌بندی گراف پایه با توان تفکیک چندگانه با توجه به تفکیک داده به خوشه‌هایی بر اساس میزان شباهت و تفاوت آن‌ها، تخمین دقیق‌تری از دیگر روش‌ها دارد. با استفاده از روش خوشه‌بندی، سرعت امواج تراکمی و برشی با ضریب همبستگی برابر ۰/۹۵۰۵ و ۰/۹۴۰۷. تخمین زده شد. از آنجایی که در این فرآیند، از عمق داده‌ها و لیتولوژی به عنوان ورودی استفاده نشده است، می‌توان از این روش در چاه‌ها و میادین دیگر نیز استفاده نمود.

کلمات کلیدی: سرعت برشی، سرعت تراکمی، تصویرگر دوقطبی صوتی، شبکه عصبی، منطق فازی و خوشه‌بندی گراف پایه با توان تفکیک چندگانه

۱. مقدمه

تعیین دقیق ویژگی‌های کشسان و مقاومتی برای تحریک مخزن، پیش بینی ریزش دیواره چاه، تولید ماسه و تعدادی از کاربردهای ژئومکانیکی ضروری است. اگرچه می‌توان خصوصیات کشسان سنگ‌ها را با تقریب از روی اطلاعات چاه‌نگارها نیز بدست آورد، اما تنها روش بدست آوردن دقیق این ویژگی‌ها، انجام آزمایش بر روی پلاگ (plug) مغزه‌ها در آزمایشگاه می‌باشد. معمولاً داده‌های مغزه محدود به بازه کمی از طول چاه می‌باشند و در کل چاه در دسترس نیستند. سرعت امواج برشی و تراکمی دو پارامتر مهم هستند که به طور متداول برای برآورد ویژگی‌های کشسان و مقاومتی استفاده می‌شود، از طرفی این دو پارامتر تنها از طریق ابزار تصویرگر دوقطبی صوتی که به ندرت در چاه‌پیمایی‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد، بدست می‌آیند. از این رو ساماندهی و طراحی مدل‌هایی جهت تخمین سرعت امواج همواره مورد توجه و اهمیت بوده است. تاکنون محققان زیادی همانند لینی (سال ۲۰۱۰)، رضایی (سال‌های ۱۹۹۷ و ۲۰۰۵) و هاکین (سال ۱۹۹۱) و غیره سعی در برآورد سرعت امواج و دیگر پارامترهای مخزنی با روش‌های مختلف داشته‌اند [۲، ۳ و ۴]. از طرفی در مخازن کربناته و شکافدار به دلیل وجود ناهمسانگردی و ناهمگونی بسیار بالای خصوصیات پتروفیزیکی و غیره، پاسخ‌های نمودارهای چاه‌نگاری به طور دقیق نشان دهنده این تغییرات نیست. از این رو استفاده از روش‌های داده مبنای می‌تواند نشان دهنده این تغییرات در خصوصیات سازند مورد نظر باشد و دسته بندی داده‌ها به خوشه‌هایی بر اساس میزان شباهت و تفاوت آن‌ها بسیار حائز اهمیت است و به تخمین دقیق‌تر خصوصیت مورد نظر کمک می‌کند. در این مطالعه از روش‌های منطق فازی، شبکه عصبی و روش خوشه بندی گراف پایه به منظور تخمین سرعت امواج استفاده شده است. در نهایت روش خوشه بندی گراف پایه به دلیل تفکیک داده‌ها به خوشه‌های همگن، به عنوان یکی از ابزارهای کارآمد در این راستا پیشنهاد شده است.

۲. روش‌ها

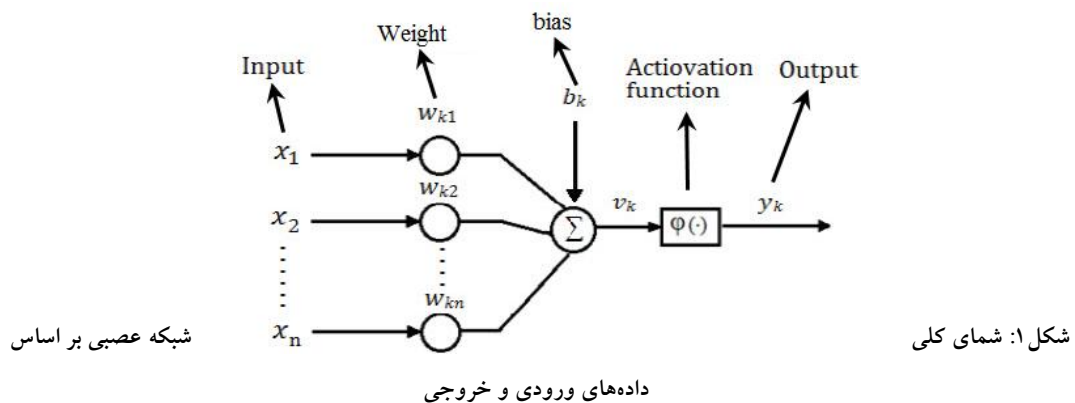
در این مقاله از روش‌های شبکه‌های عصبی مصنوعی، منطق فازی و روش خوشه‌بندی گراف پایه با توان تفکیک چندگانه استفاده شده است، که در ادامه این روش‌ها معرفی و بررسی شده‌اند.

۱.۲ منطق فازی

سیستم استنتاج فازی یک روش فرمول‌بندی برای مجموعه‌ای از داده‌های ورودی به داده‌های خروجی، با استفاده از تئوری مجموعه‌های فازی است [۶]. تئوری منطق فازی تعمیم منطق بولی (۱ و ۰) است، که از پاسخ نسبتاً درست در بین تناوبی از بازه‌ی کاملاً نادرست و کاملاً درست استفاده می‌کند [۷]. هر مجموعه‌ی فازی بوسیله‌ی توابع عضویت مشخص می‌شود. توابع عضویت دارای انواع مختلفی شامل گوسی، مثلثی، دوزنقه‌ای، حلقوی، S شکل و غیره می‌باشند. روش سیستم استنتاج فازی شامل فازی‌سازی متغیرهای ورودی، فرمول‌بندی بر اساس قانون اگر-پس (if - then)، تعمیم استنتاج فازی و غیرفازی‌سازی است. از میان انواع روش‌های سیستم استنتاج فازی، سیستم استنتاج فازی سوگنو در این مطالعه استفاده شده است. سوگنو در سال ۱۹۹۳ یک سیستم استنتاج فازی معرفی کرد، که در آن توابع عضویت خروجی ثابت یا خطی هستند و در طی فرایند خوشه‌بندی فازی ایجاد می‌شوند [۸].

۲.۲ شبکه عصبی مصنوعی

شبکه عصبی مصنوعی یک مدل رایانه‌ای است، که سعی در تقلید از فرایندهای یادگیری زیستی دارد و وظایف مشخصی از سیستم عصبی انسان را شبیه‌سازی می‌کند [۸]. شبکه‌های عصبی از نرون‌ها (Neurons) به عنوان ریزپردازشگرها تشکیل شده‌اند، که هر یک از آن‌ها وظیفه‌ی ساده‌ای بر عهده دارند. این اجزا، یک تابع ریاضی را بر داده‌های ورودی اعمال کرده و خروجی حاصل از این عمل را نشان می‌دهند. همانند دستگاه عصبی زیستی، نرون‌ها توسط اتصالاتی به هم متصل می‌شوند، که سیگنال‌ها در بین آن‌ها انتقال می‌یابند. شدت این اتصالات با تغییر وزن مربوط به آن‌ها تغییر می‌کند. شکل ۱ شمای کلی شبکه عصبی بر اساس داده‌های ورودی و خروجی را نشان می‌دهد [۹]. نرون‌ها در قالب لایه‌هایی قرار می‌گیرند که هر یک از این لایه‌ها دارای تعدادی نرون با وظایف خاص خود می‌باشند، که در نهایت نوعی ارتباط بین ورودی‌ها و خروجی‌های مورد نظر ایجاد می‌کنند [۹].



در بحث شبکه‌های عصبی، نرونی که در خروجی قرار گرفته را نرون خروجی و همه نرون‌های خروجی را با هم لایه خروجی می‌نامند. هر کدام از نرون‌های قرار گرفته در مرکز را که در واقع یک تابع اساسی هستند. نرون میانی و مجموع نرون‌های میانی را لایه میانی و یا لایه پنهان می‌نامند.

۳.۲ روش خوشه‌بندی گراف پایه با توان تفکیک چندگانه (MRGC)

هدف از خوشه‌بندی داده‌ها طبقه‌بندی آن‌ها بر اساس بیشترین تشابه درون گروهی و بیشترین اختلاف بین گروهی است. خوشه‌بندی داده‌ها کاربرد گسترده‌ای در بسیاری از مطالعات مرتبط با نفت و گاز دارد. استفاده از روش‌های خوشه‌بندی در مخازن ناهمگن به دلیل وجود ناهمسانگردی بالا، برای تفکیک و دسته‌بندی داده‌ها بسیار حائز اهمیت است. روش MRGC یکی از روش‌های غیر پارامتریک و بسیار مناسب برای مطالعه و تحلیل خوشه‌ای داده‌های حاصل از نمودارگیری و مغزه‌های حفاری است. این روش مزیت‌هایی همچون قدرت شناسایی الگوهای طبیعی موجود در لاگ‌ها، بی‌نیازی از دانش قبلی در مورد داده‌ها، پیشنهاد خودکار بهترین تعداد خوشه‌ها، استفاده از کمترین پارامترها و ورودی و عدم حساسیت به تغییرات آن‌ها و نیز عدم محدودیت در تعداد داده‌ها و خوشه‌ها را دارد. این روش مبتنی بر تشخیص الگوی نقطه‌ای چند بعدی بر مبنای نزدیک‌ترین همسایگی و نمایش گرافیکی داده‌هاست. داده‌ها را می‌توان توسط دو شاخص زیر که نشانه رابطه همسایگی میان آن‌ها است، مشخص کرد.

۱.۳.۲ شاخص همسایگی (Neighbouring Index)

این شاخص جایگزین پارامتر فاصله است. زمانی که دو نقطه در مجاورت یکدیگر قرار دارند، اگر آن‌ها دارای مقدار بالای NI باشند، می‌توان به سادگی آن‌ها را تفکیک کرد. بر خلاف دیگر روش‌های سلسله مراتبی که وابسته به رفتار خوشه‌ها می‌باشند، شناسایی تعداد خوشه‌ها محتمل تر است.

$$NI(X) = \sum_{N=1}^{n-1} \exp[-m_{n,a}] \quad (1)$$

که در آن

m: رتبه‌ی همسایگی

a: پارامتر تباین و تفکیک‌پذیری

۲.۳.۲ شاخص معرف هسته اصلی (Kernel Representative Index)

این شاخص ترکیبی از شاخص همسایگی (NI)، فاصله و تابع وزن فاصله $P(x, y)$ می‌باشد که مشخص‌کننده درجه‌ی همسایگی تابع $P(x, y)$ است. در شرایطی که KRI دارای مقدار کم باشد، تحت تاثیر $P(x, y)$ می‌باشد و در غیر این صورت دارای درجه‌ی عضویت بالایی است و تحت تاثیر $P(x, y)$ نمی‌باشد. معادلات این شاخص‌ها بصورت زیر هستند:

$$KRI = NI(x) P(x, y) D(x, y) \quad (2)$$

که در آن

$P(x, y)$: وزن فاصله

D: فاصله بین x و y

نکته این که روابط همسایگی از روی فاصله فضایی داده‌ها محاسبه می‌شود. در ابتدا هسته اصلی یا نقطه‌ی مرکزی که بر روی همه نقاط اعضای مجاور موثر است، مشخص می‌شود و بعد همه‌ی اعضا با یکدیگر مقایسه می‌شوند. در این بررسی عضوهایی تحت تاثیر هسته موثر دیگر اعضا نیز هستند. بنابراین مرزها در جاهایی که یک عضو متأثر از هسته اولیه بوده و تحت تاثیر دیگر اعضا نمی‌باشد، مشخص می‌شود. روش MRGC که یک روش غیر پارامتریک است، می‌تواند بهترین دسته‌ها را در بین حدود پایین و بالایی از قبل تعیین شده ارائه دهد [۱۰].

۳. زمین شناسی میدان مورد مطالعه

این میدان در بخش داخلی صفحه عربی واقع شده است و چندین میدان گازی و نفتی در این ناحیه اکتشاف شده‌اند، که مخازن نفتی در سازنده‌ای خامی و بنگستان و بخش‌های گازی آن شامل سازند های کنگان و دالان با سن زمین شناسی پرمین و تریاس می‌باشند. درسازندهای کنگان و دالان، چهار زون تولیدی K1، K2، K3 و K4 از بالا به پایین وجود دارد، که K1 و K2 متعلق به سازند دالان و K3 و K4 متعلق به سازند کنگان است. این مخازن بوسیله‌ی لایه‌های انهدیریتی از یکدیگر تفکیک شده‌اند. لیتولوژی سازند کنگان سنگ آهک است، که در اوایل تریاس رسوب گذاری کرده است. سازند دالان از ریف‌های کربناته تبخیری تشکیل شده است، که به سه بخش تقسیم می‌شوند: دالان پایینی، نار، دالان بالایی. لیتولوژی دالان به صورت تناوبی است و به تغییر رخساره در حالت‌های مختلف بستگی دارد [۱۱].

۴. بحث و نتایج

۱.۴ انتخاب ورودی

مجموعه داده‌های مورد استفاده در این مقاله، از دو چاه در یکی از میادین جنوب غرب اخذ شده است. در مرحله‌ی آماده سازی داده‌ها بعد از تطابق عمقی، اطلاعات مربوط به بازه‌های ریزشی چاه به دلیل عدم کارایی ابزارهای چاه‌نگاری، حذف شده و در نهایت مجموعه ۱۳۲۸ نقطه داده که حاوی اطلاعات سرعت امواج برشی و تراکمی بودند، استفاده شد. این داده‌ها به دو گروه تقسیم شده‌اند: ۹۹۸ نقطه داده برای ساخت سیستم‌های هوشمند و ۳۳۰ نقطه داده برای تست مدل استفاده شد. گام بعدی قبل از استفاده از سیستم‌های هوشمند، انتخاب ورودی‌های مناسب از مجموعه داده‌ها می‌باشد، که در این مطالعه از ضریب همبستگی بدست آمده از بررسی لاگ‌ها استفاده شده است و در هر مرحله، عملکرد مدل ساخته شده با داده‌های تست اندازه‌گیری شد (جدول ۱). نتایج نشان داده‌اند که برای پیش‌بینی سرعت امواج برشی و تراکمی، در هر دو، انتخاب لاگ نوترون (NPHI)، لاگ جرم مخصوص (RHOB)، لاگ پرتوی گاما (CGR)، لاگ صوتی (DT) و لگاریتم لاگ مقاومت (Log RT) به عنوان ورودی با حداقل تابع مربع میانگین خطا (MSE(mean square error)) با هم ترکیب می‌شوند [۱۲].

جدول ۱: ضریب همبستگی بین نمودارهای ورودی و سرعت‌های امواج تراکمی و برشی

	RHOB	CGR	DT	PEF	NPHI	LogRT
Vp	0.61	0.24	0.89	0.03	0.21	0.31
Vs	0.53	0.32	0.42	0.001	0.54	0.29

۲.۴ مدل سوگنو منطق فازی

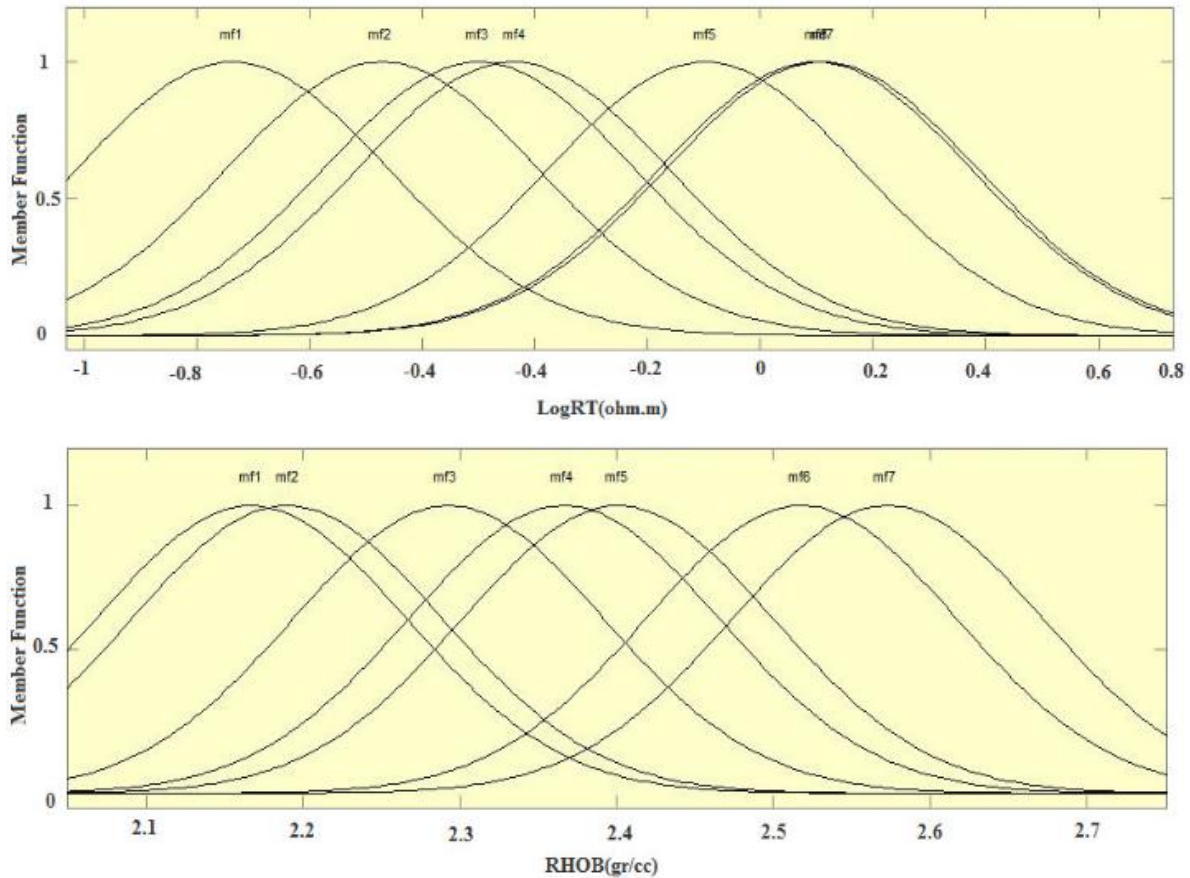
در این مطالعه از یک مدل سوگنو برای پیش‌بینی سرعت امواج در محیط برنامه‌نویسی MATLAB استفاده شده است. همه توابع عضویت ورودی و خروجی و پارامترهای آن از روش خوشه‌بندی تفاضلی و مجموعه قوانین فازی "If_then" تولید شده‌اند. در خوشه بندی تفاضلی وقتی شعاع خوشه تغییر می‌کند، تعداد توابع عضویت و قوانین if_then تغییر می‌کند [۱۳]. بعد از انتخاب شعاع، میزان خطا یا MSE برای هر مدل اندازه‌گیری شده است و مدلی با بهترین عملکرد (کمترین خطا) به عنوان سیستم استنتاج فازی انتخاب شد [۱۴]. در این مطالعه برای محاسبه تعداد توابع عضویت و قوانین if_then شعاع بین ۰ تا ۱ با افزایش ۰٫۱ در هر مرحله تغییر می‌کند، که نتایج آن در جدول ۲ ارائه شده است. با توجه به توزیع نرمال اکثر نمودارهای چاه‌پیمایی و مطالعات گذشته از توابع عضویت گوسی استفاده شده است. برای نمونه در مورد سرعت موج تراکمی با انتخاب شعاع ۰٫۴، با کمترین مقدار خطا، هفت تابع عضویت گوسی برای داده‌های ورودی بدست می‌آید که برای نمونه توابع عضویت برای دو لاگ ورودی در شکل ۲ نشان داده شده است. در این نمونه قوانین if_then به صورت زیر می‌باشند که توابع عضویت با شماره تفکیک شده‌اند:

- ۱) اگر (RHOB برابر mf1) و (DT برابر mf۳) و (GR برابر mf۵) و (RT برابر mf۶) پس (Vp برابر mf 1) است.
- ۲) اگر (RHOB برابر mf6) و (DT برابر mf۲) و (GR برابر mf۷) و (RT برابر mf۴) پس (Vp برابر mf2) است.
- ۳) اگر (RHOB برابر mf3) و (DT برابر mf4) و (GR برابر mf1) و (RT برابر mf5) پس (Vp برابر mf3) است.
- ۴) اگر (RHOB برابر mf5) و (DT برابر mf6) و (GR برابر mf2) و (RT برابر mf1) پس (Vp برابر mf4) است.
- ۵) اگر (RHOB برابر mf7) و (DT برابر mf1) و (GR برابر 32) و (RT برابر mf4) پس (Vp برابر mf5) است.
- ۶) اگر (RHOB برابر mf2) و (DT برابر mf5) و (GR برابر mf6) و (RT برابر mf3) پس (Vp برابر mf6) است.

(۷) اگر (RHOB برابر mf1) و (DT برابر mf7) و (GR برابر mf2) و (RT برابر mf3) پس (Vp برابر mf6) است.

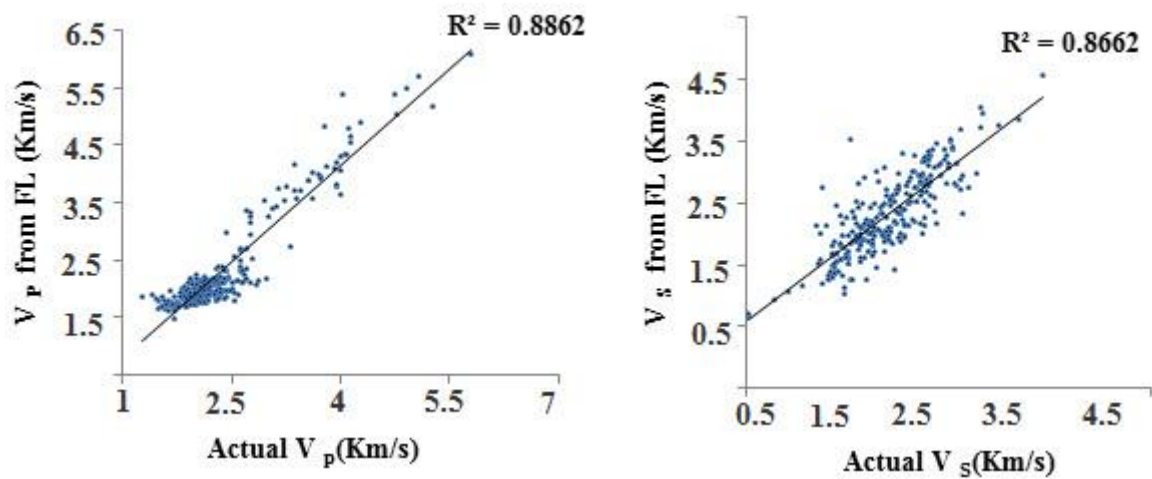
جدول ۲: تغییرات تعداد توابع عضویت و مقدار خطا یا MSE به ازای شعاع‌های مختلف برای سرعت برشی و تراکمی

شماره	تغییرات شعاع	MSE یا خطا		تعداد قوانین فازی	
		V _p	V _s	V _p	V _s
FIS					
1	0.1	0.00392	0.00423	44	55
2	0.2	0.00355	0.00366	23	14
3	0.3	0.00348	0.00355	11	8
4	0.4	0.00344	0.00382	7	5
5	0.5	0.00369	0.00379	4	5
6	0.6	0.00361	0.00377	3	5
7	0.7	0.00366	0.00378	2	4
8	0.8	0.00380	0.00312	2	2
9	0.9	0.00559	0.00344	1	2
10	1.0	0.00567	0.0035	1	1



شکل ۲: نمونه‌ای از توابع عضویت داده‌های ورودی مدل سوگنو فازی برای مدل سرعت تراکمی

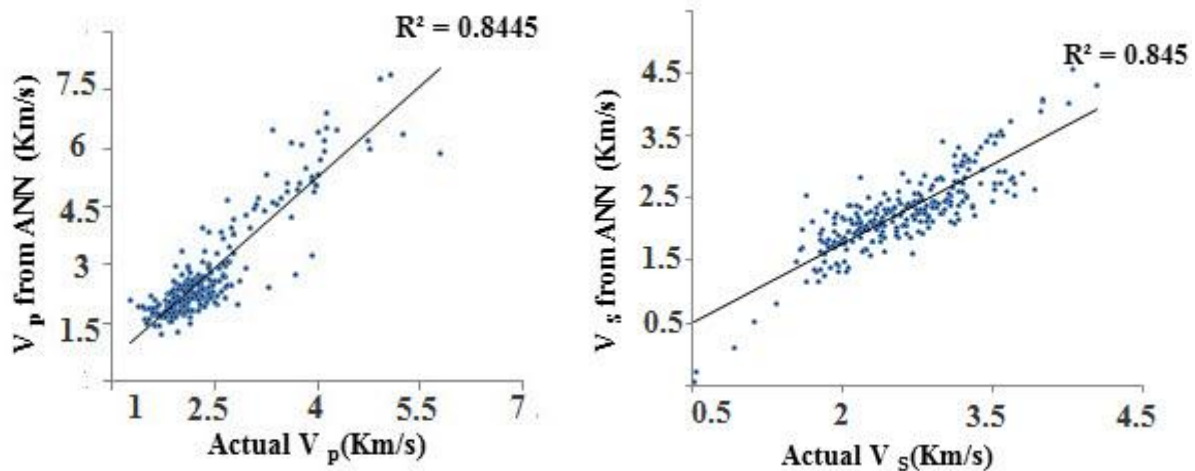
بعد از آماده‌سازی مدل منطق فازی، از داده‌های تست برای پیش‌بینی به مدل‌های مذکور استفاده شد، که خطا یا MSE در پیش‌بینی سرعت امواج برشی و تراکمی به ترتیب برابر ۰.۲۹۵٪ و ۰.۳۲۹٪ می‌باشند. از طرفی R^2 یا ضریب همبستگی بین داده‌های واقعی و پیش‌بینی شده برای مدل فازی به ترتیب برابر ۰.۸۹ و ۰.۸۶ بدست آمد (شکل ۳).



شکل ۳: نمودار ضریب همبستگی بین داده‌های اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با استفاده از منطق فازی برای سرعت‌های تراکمی و برشی

۳.۴ مدل شبکه عصبی

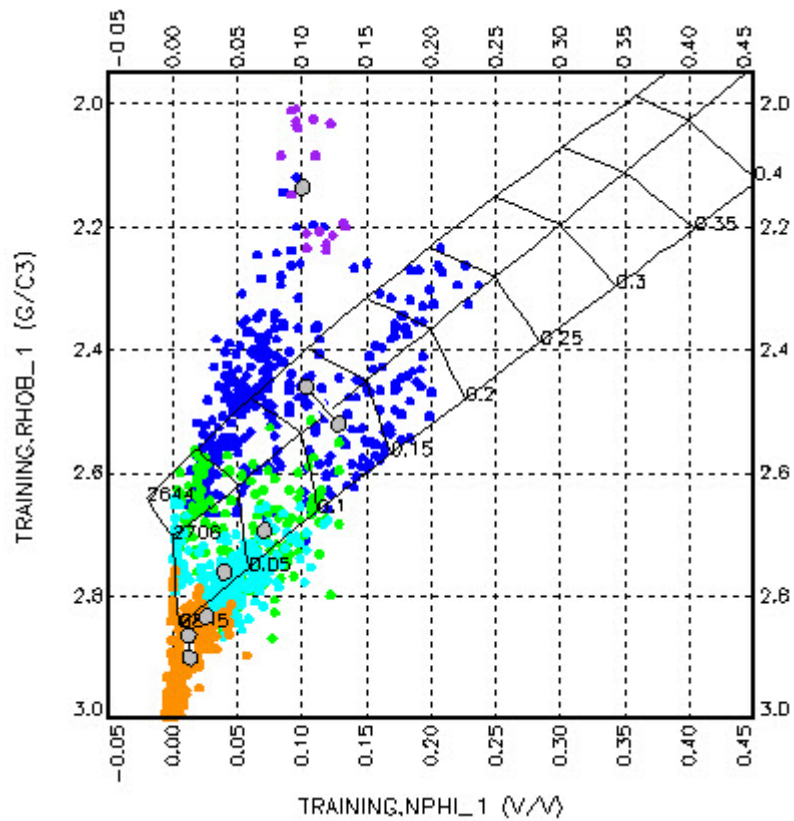
در ساخت مدل شبکه عصبی از الگوریتم لونیگ-مارکارد (Levenberg_marquardt algorithm) برای آموزش داده‌ها استفاده شده است. این شبکه با سه لایه (لایه ورودی، لایه پنهان و لایه خروجی) طراحی شده‌اند. تعداد نرون‌ها در لایه ورودی، پنهان و خروجی به ترتیب با ۴، ۱۰ و ۱ تنظیم شده و از تابع انتقال TANSIG و PURELIN برای انتقال بین یک لایه با لایه‌های دیگر استفاده شده است. بعد از آماده سازی و آموزش مدل‌های شبکه عصبی، خطا یا MSE در پیش‌بینی سرعت امواج تراکمی و برشی به ترتیب برابر ۰.۱۴۴ و ۰.۱۶۲ می‌باشند. از طرفی R2 یا ضریب همبستگی بین داده‌های واقعی و پیش‌بینی شده برای مدل شبکه عصبی به ترتیب برابر ۰.۸۴ و ۰.۸۵ می‌باشند (شکل ۴).



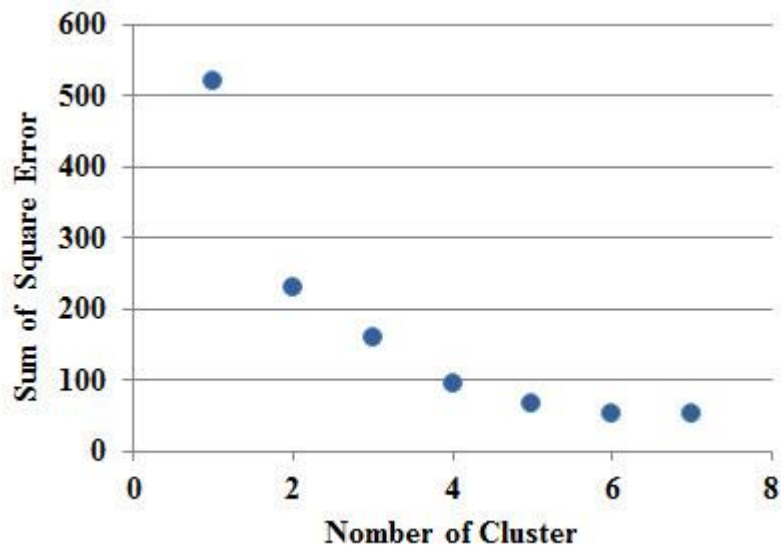
شکل ۴: نمودار ضریب همبستگی بین داده‌های اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با استفاده از شبکه عصبی برای سرعت‌های تراکمی و برشی

۴.۴ مدل MRGC

در این مطالعه سه مدل با تعداد خوشه‌های چهار، هفت و یازده بدست آمد که با استفاده از روش سعی و خطا و بررسی همپوشانی خوشه‌ها در نمودارهای پراکندگی متفاوت در هر مدل، مدل با هفت خوشه برای ساخت مدل نهایی و تخمین سرعت امواج استفاده شده است. در واقع پیش از تخمین سرعت امواج، خوشه‌ها با همپوشانی زیاد با هم ادغام شده‌اند. شکل ۵ خوشه‌های مدل MRGC برای تخمین سرعت تراکمی را بعد از ادغام نشان می‌دهد. برای اطمینان از تعداد خوشه‌ها از روش طبقه‌بندی تریبی صعودی (Ascendant Hierarchical Clustering) استفاده شده که در این روش به ازای خوشه‌های مختلف مقدار مجموع مربع خطا محاسبه شده است. همانطور که در شکل ۶ نشان داده شده است بعد از تعداد ۷ خوشه، مقدار مجموع مربع خطا ثابت می‌شود. و براساس این روش نیز تعداد خوشه‌های هفت تایید می‌شود. بعد از انتخاب خوشه‌ها از روش نزدیک‌ترین همسایگی k (K Nearest Neighbor) برای مدلسازی و تخمین نهایی داده‌ها استفاده شد، که در نهایت مقدار خطا یا MSE در پیش‌بینی سرعت امواج تراکمی و برشی به ترتیب برابر ۰.۳۱۴ و ۰.۷۲ بدست آمد. از طرفی ضریب همبستگی برای مدل MRGC به ترتیب برابر ۰.۹۵ و ۰.۹۴ می‌باشند؛ که در شکل ۷ نشان داده شده است، که نسبت به دو مدل قبیل بالاتر می‌باشد. برای بررسی دقیق‌تر عملکرد این روش داده‌های واقعی و تخمینی در کنار هم نمایش داده شده است (شکل ۸).

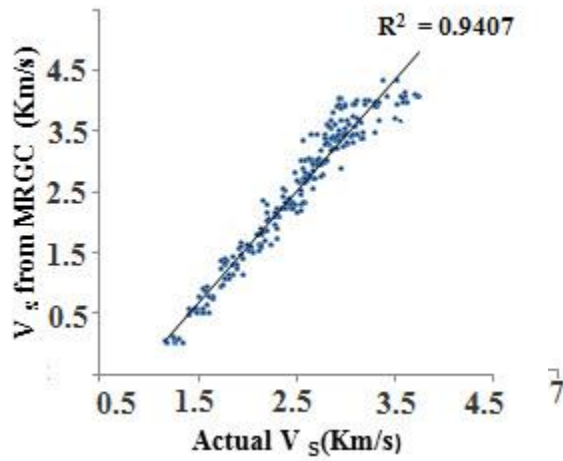


شکل ۵: نمودار نوترون- دانسیته خوشه‌های مدل MRGC برای تخمین سرعت تراکمی

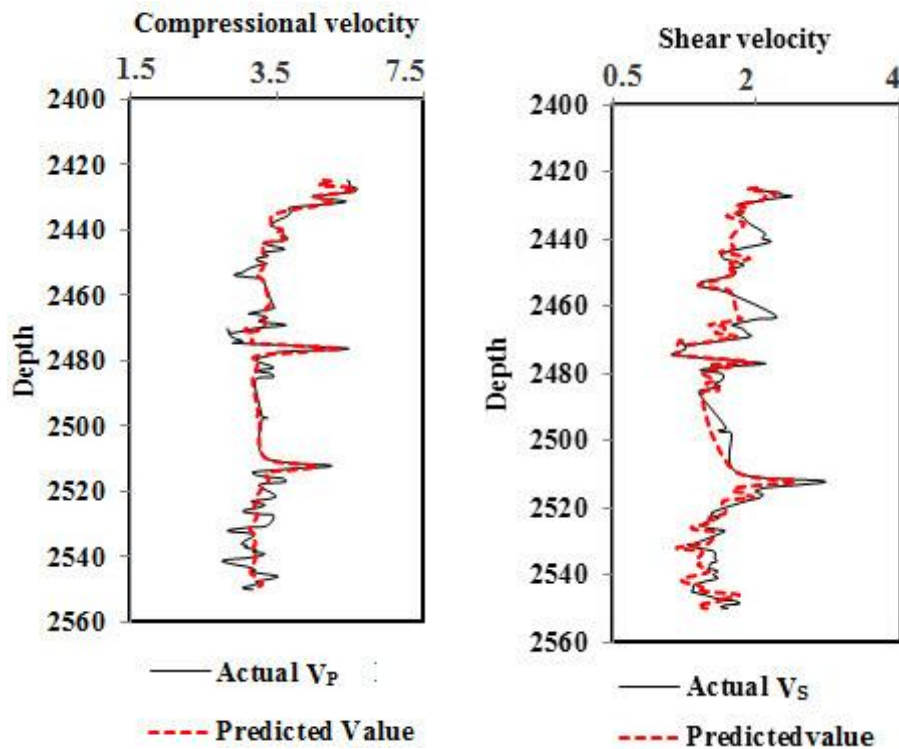


شکل ۶: مقدار مجموع مربع خطا (sum square error) برای تعیین خوشه‌های بهینه در تخمین سرعت تراکمی و برشی از روش طبقه‌بندی

ترتیبی صعودی (Ascendant Hierarchical Clustering)



شکل ۷: نمودار ضریب همبستگی بین داده‌های اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با استفاده از روش MRGC برای سرعت‌های تراکمی و برشی



شکل ۸: مقایسه عمقی بین داده‌های تخمینی و واقعی در روش خوشه‌بندی گراف پایه با توان تفکیک چندگانه برای سرعت‌های تراکمی و برشی

۵. نتیجه گیری

در جدول ۳ مقایسه‌ی خطا یا MSE برای داده‌های تست با استفاده از سیستم‌های هوشمند منطق فازی، شبکه عصبی و روش خوشه بندی گراف پایه ارائه شده است. خطا یا MSE بدست آمده توسط این سیستم‌ها نزدیک به همدیگر است و نتیجه می‌شود که علی‌رغم تفاوت در مفاهیم و روش‌ها، این تکنیک‌ها همگی منحصراً یک ابزار قدرتمند برای پیش بینی سرعت برشی و تراکمی هستند. علاوه بر این، نتایج نشان می‌دهد زمانی که یک رابطه منطقی بین داده‌های ورودی و خروجی برقرار است، سیستم‌های هوشمند می‌توانند الگوهای را در داده‌های تست با موفقیت تشخیص دهند و سازش خوبی بین داده‌های واقعی و تخمینی ایجاد شود. اگر پارامترهای ضروری برای ساخت این مدل‌ها تنظیم شوند، صرف نظر از لیتولوژی و خصوصیات سازند در میدان نفتی مربوطه، این روش‌ها را می‌توان برای دیگر چاه‌های میدان که فاقد سرعت امواج برشی و تراکمی هستند نیز، استفاده کرد. از طرفی با مقایسه عملکرد پارامترهای اندازه گیری شده و تخمین زده شده از روش‌های مختلف می‌توان نتیجه گرفت که روش MRGC به دلیل ناهمسانگردی بالای مخزن از دیگر روش‌ها عملکرد بهتری داشته است و این روش برای تعیین این پارامترها در چاه‌ها و بازه‌های فاقد این پارامترها مناسب تر می‌باشد. در خاتمه شایان ذکر است که روش MRGC یک روش کارآمد برای خوشه بندی و همگن سازی داده‌ها و تعیین پارامترهای مختلف مخزن می‌باشد، که علاوه بر سرعت عمل بالا، محدود به ابعاد داده‌ها و تعداد آن‌ها نمی‌باشد.

جدول ۳: مقایسه خطا یا MSE سیستم‌های هوشمند در پیش‌بینی الف) سرعت برشی و ب) تراکمی برای داده‌های تست

الف) سرعت تراکمی

Method	MSE	Rank
TKS-F1S	0.00295	1
ANN	0.00329	3
MRGC	0.00314	2

ب) سرعت برشی

Method	MSE	Rank
TKS-F1S	0.00144	2
ANN	0.00162	3
MRGC	0.00072	1

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر علیرضا عرب امیری، مهندس فرهاد خوشبخت و مهندس محمد محمدنیا که داوری مقاله را بر عهده داشته اند، تشکر و قدردانی می‌نماید."

- [1] Bhatt, A. and H. B. Helle, 2002. Committee neural networks for porosity and permeability prediction from well logs. *Geophys. Prospect.* 50, 645–660.
- [2] Haykin, S., 1991, *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, p. 842.
- [3] Labani, M. M., Kadkhodaie Ilkhchi, A. and K. Salahshoor, 2010, Estimation of NMR log parameters from conventional well log data using a committee machine with intelligent systems: A case study from the Iranian part of the South Pars gas field, Persian Gulf Basin, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72, 175–185.
- [4] Nells, O., 2001, *Nonlinear system identification: From classical approaches to neural networks and Fuzzy Models*, Springer, 785 pp.
- [5] *Matlab user's Guide 2012. Fuzzy logic, Neural Network and Direct Search toolboxes*, Matlab CD-ROM, by the Mathworks, Inc.
- [6] Zadeh, L. A., 1965, Fuzzy sets. *Information and Control* 8, 338–353.
- [7] Sugeno, M. and T. Yasukawa, 1993, A fuzzy-logic based approach to qualitative modeling, *IEEE Trans. Syst. Man Cybern.*, 1.
- [8] Wong P. M, Henderson D. J. and L.J. Brooks, 1997, Reservoir Permeability Determination from Well Log Data using Artificial Neural Networks: An Example from the Ravva Field, Offshore India, *SPE Paper* 38034.
- [9] Nells, O., 2001, *Nonlinear system identification: From classical approaches to neural networks and Fuzzy Models*, Springer, 785 pp
- [10] Lim, J. S., 2005, Reservoir properties determination using Fuzzy Logic and neural networks from well data in offshore Korea, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 49 (3-4): 182-192
- [11] Shine-Ju, Y. and P. Rabiller, 2000, A New Tool for Electrofacies Analysis: Multi-Resolution Graph- Based Clustering, presented at the SPWLA 41st Annual Logging Symposium, June 4-7
- [12] Motiee, H., *Iran Geology-Zagros Stratigraphy*, Ministry of Industries and Mines Publication, Tehran, Iran, 1990
- [13] Chiu, S., 1994, Fuzzy model identification based on cluster estimation. *J. Intell. Fuzzy Syst.* 2, 267–278.
- [14] Rezaee, M. R., Kadkhodaie Ilkhchi, A. and A. Barabadi, 2006, Prediction of shear wave velocity from petrophysical data utilizing intelligent systems: an example from a sandstone reservoir of Carnarvon Basin, Australia. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 55, 201–212.

محاسبه عددی تانسور تراوایی در مخازن شکافدار

سیما جلیلی رئوف^۱، حسین معماریان^۲، محمد رضا رسایی^{۳*}، بهزاد تخم‌چی^۴

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشکده فنی دانشگاه تهران

^۲ استاد دانشکده معدن، دانشگاه تهران

^۳ استادیار انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی دانشگاه تهران

^۴ دانشیار دانشکده معدن دانشگاه تهران

*mrasaei@ut.ac.ir

(دریافت: آبان ۱۳۹۲، پذیرش: تیر ۱۳۹۳)

چکیده

توسعه مناسب مخازن هیدروکربوری شکافدار به سرشت نمایی درست شکستگی‌ها بستگی دارد. توصیف خصوصیات و شبیه‌سازی این دسته از مخازن هیدروکربوری به دلیل ناهمگنی و ناهمسانگردی ذاتی در پارامترهای مخزنی مانند تراوایی، بسیار پیچیده و در عین حال ضروری می‌باشد. شبیه‌سازی مخازن شکافدار معمولاً به روش‌های تخلخل دوگانه و یا تراوایی دوگانه انجام می‌شود. در این روش‌ها شکستگی‌ها به صورت الگوهای منظم فرض می‌شوند. برای رفع این مشکل در این مطالعه روش عددی برای محاسبه تانسور تراوایی در مخازن شکافدار ارائه شده است. در این روش خصوصیات شکستگی‌ها با جهت متفاوت و الگوهای نامنظم که در طبیعت بیشتر دیده می‌شود در نظر گرفته می‌شود. برای این منظور ابتدا یک شبکه شکستگی در دو بعد با توجه به مختصات ابتدا و انتها شکستگی ساخته شد، سپس با در نظر گرفتن مدل دو بعدی ریز دانه و تک فاز و در نظر گرفتن توزیعی از مشخصات شکستگی در شبکه ریز دانه و با اعمال شرایط مرزی مناسب، فشار و دبی در راستاهای مختلف محاسبه گردید. سپس با استفاده از رابطه داری المان‌های ماتریس تراوایی بدست آمد. نتایج به دست آمده از این روش با روش تحلیلی برای یک شکستگی در زوایای مختلف مقایسه شد و نشان داد که از دقت خوبی در محاسبه تانسور تراوایی برخوردار است. روش ارائه شده در محاسبه تانسور تراوایی سیستم شکستگی تصادفی که روش‌های تحلیلی در آن با محدودیت مواجه است با موفقیت عمل می‌کند.

کلمات کلیدی: مخازن شکافدار، تانسور تراوایی، شبکه شکستگی، ناهمسانگردی تراوایی، شبیه‌سازی جریان سیال.

۱. مقدمه

مدلسازی دقیق مخازن شکافدار و پیش بینی رفتار جریان سیال در مخازن شکافدار طبیعی یکی از مهمترین و چالش برانگیزترین موضوعات در مهندسی نفت است. دو مدل رایج برای توصیف جریان و پدیده انتقال سیال در مخازن شکافدار مدل‌های گسسته و پیوسته می‌باشد. در مدل‌های گسسته، تراوایی ماتریکس صفر در نظر گرفته می‌شود و نیاز به حجم بالایی از محاسبات پیچیده دارد. مدل تخلخل دوگانه در حالتی که شکستگی‌ها به خوبی گسترش یافته و به موازات یکی از محورهای اصلی باشند، معتبر است. مدل تخلخل دوگانه توانایی مدلسازی صحیح مخازنی که دارای تغییرات در طول، جهت و فاصله شکستگی‌ها هستند را ندارد (امیر علی، ۲۰۱۱). تانسور تراوایی روشی کارا برای ارائه تراوایی در سازندهای شکافدار است. در این روش هر بلوک از مخزن با یک بلوک همگن که دارای یک تانسور تراوایی معادل است جایگزین می‌شود.

تانسور تراوایی اولین بار توسط اسنو در سال ۱۹۶۹ برای شکستگی‌های موازی با تراوایی ماتریکس صفر، معرفی شد. وی مدلی ریاضی برای محاسبه تراوایی یک دسته شکستگی موازی و نامحدود ارائه کرد. چن و همکاران در سال ۱۹۹۹ بر اساس مدل اسنو، روشی تحلیلی برای محاسبه تراوایی معادل یک سیستم شکستگی با شکستگی‌های موازی ارائه کردند. لانگ و همکاران (۱۹۸۲) با در نظر گرفتن اتصال بین شکستگی‌ها سیستمی از شکستگی‌ها با جهت دلخواه مطالعه کردند. ادا در سال ۱۹۸۵ برای محاسبه تانسور تراوایی خط تولید-تزیق در شکستگی‌هایی با توزیع تصادفی در نظر گرفت. در روش‌های ذکر شده تراوایی ماتریکس نادیده گرفته شده است.

ناکاشیما و همکاران با استفاده از روش المان مرزی متغیر در یک محیط دارای شکستگی با توزیع یکسان مدلی برای محاسبه تانسور تراوایی ارائه دادند. لی در سال ۲۰۰۰، با معرفی روش سلسله مراتبی مدلی را برای در نظر گرفتن شکستگی‌های کوچک و بزرگ در محاسبه تانسور تراوایی ارائه کرد. تیموری در سال ۲۰۰۵، شکستگی‌های کوتاه را به عنوان تخلخل ماتریکس در نظر گرفت. وی در یک محیط دو بعدی به زبان فورترن^۱، برنامه کامپیوتری برای محاسبه تانسور تراوایی ارائه کرد.

در مطالعه حاضر تانسور تراوایی با استفاده از شکستگی‌هایی با اندازه و جهت دلخواه محاسبه شده است. برای این منظور ابتدا یک شبکه شکستگی در دو بعد با توجه به مختصات ابتدا و انتهای شکستگی ساخته شده و سپس با در نظر گرفتن مدل دو بعدی ریز دانه و تک فاز و در نظر گرفتن توزیعی از مشخصات شکستگی در شبکه ریز دانه و با اعمال شرایط مرزی مناسب، فشار و دبی در راستاهای مختلف محاسبه میشود. سپس با استفاده از رابطه داری المان‌های ماتریس تراوایی موثر بدست می‌آید. در پایان نتایج بدست آمده از روش عددی توسعه یافته در این مطالعه با نتایج حاصل از روش تحلیلی، برای یک شکستگی منفرد در زوایای مختلف، مقایسه شده است.

۲. محاسبه تانسور تراوایی

قانون داری در مختصات کارتزین برای جریان سه فازی در محیط ناهمسانگرد به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$Q = -K \frac{A}{\mu} \nabla P \quad (1)$$

¹ Fortran

$$K = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\nabla P = \left[\frac{\partial p}{\partial x}, \frac{\partial p}{\partial y}, \frac{\partial p}{\partial z} \right] \quad (3)$$

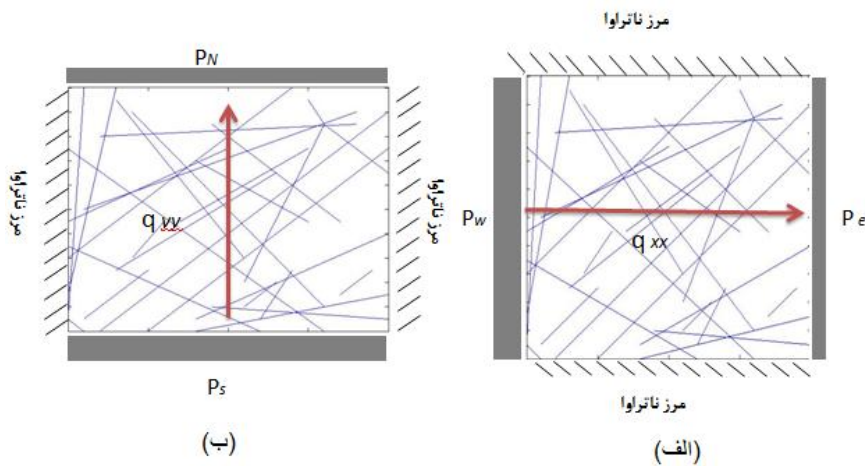
که در آن، P فشار، v سرعت، A سطح مقطع عبور سیال، μ گرانروی سیال و K تانسور تراوایی را نشان می‌دهد. در سیستم مختصات دو بعدی ماتریس تانسور تراوایی به صورت رابطه ۴ نمایش داده می‌شود.

$$K = \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} \\ K_{yx} & K_{yy} \end{bmatrix} \quad (4)$$

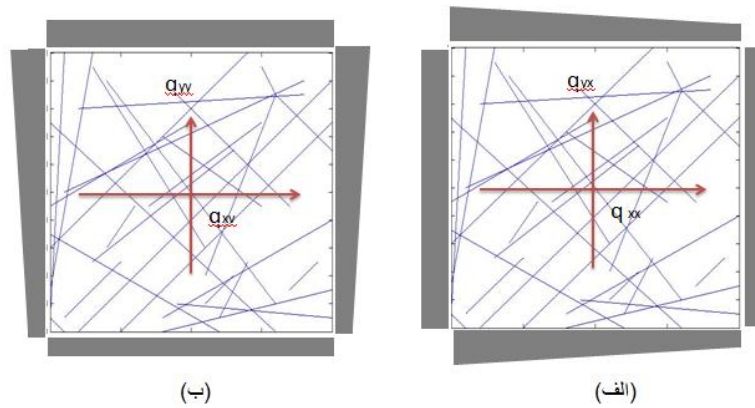
در این رابطه K_{xx} و K_{yy} عناصر قطری و K_{yx} و K_{xy} عناصر غیر قطری ماتریس تانسور تراوایی هستند. تانسور تراوایی یک ماتریس متقارن و مثبت است بنابراین، $K_{xy}=K_{yx}$ (دورلوفسکی، ۲۰۰۰).

$$K_{xx} \cdot K_{yy} > (K_{xy})^2, K_{xx} > 0, K_{yy} > 0 \quad (5)$$

شکل ۱ و شکل ۲ یک شبکه شکستگی با جهت دلخواه و شرایط مرزی مناسب جهت محاسبه تانسور تراوایی را نشان می‌دهد. شکل ۱ شرایط مرزی به منظور محاسبه المان‌های قطری تانسور تراوایی را نشان می‌دهد. در شکل ۲ الف q_{xx} نرخ جریان در جهت x ناشی از افت فشار در جهت x و در جهت y و در شکل ۲ ب q_{yy} نرخ جریان در جهت y ناشی از افت فشار در جهت y و q_{yx} نرخ جریان در جهت x ناشی از افت فشار در جهت x می‌باشد. بنابراین با استفاده از رابطه ۶ می‌توان تانسور تراوایی را محاسبه کرد.



شکل ۱: شرایط مرزی برای محاسبه المان‌های قطری تانسور تراوایی. (الف) مقدار تراوایی معادل در جهت y با توجه به نرخ جریان در جهت y بدست می‌آید. (ب) مقدار تراوایی معادل در جهت x با توجه به نرخ جریان در جهت x بدست می‌آید.



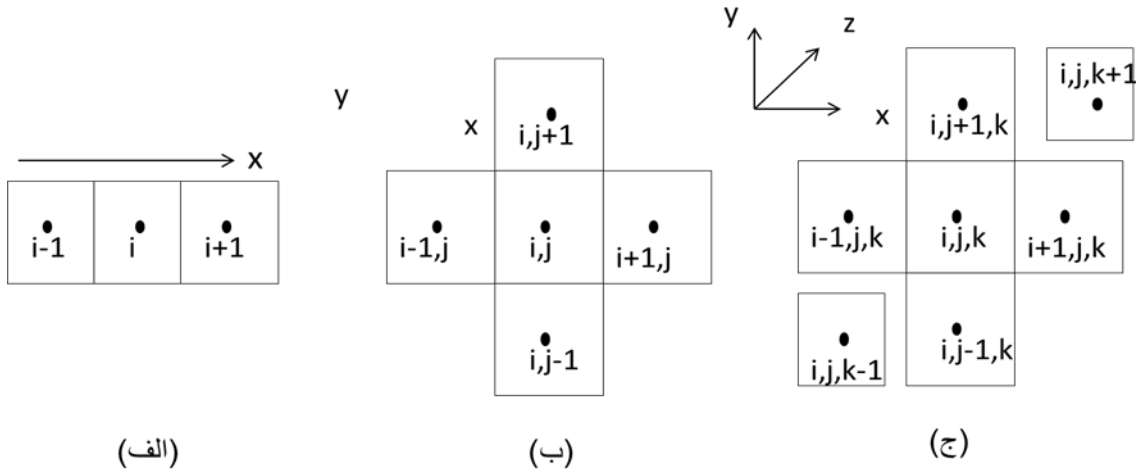
شکل ۲- شکل های الف و ب شرایط مرزی برای محاسبه المان های غیر قطری تانسور تراوایی، K_{yx} و K_{xy} را نشان می دهند.

$$\begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} \\ K_{yx} & K_{yy} \end{bmatrix} = \frac{\mu}{A} \times \begin{bmatrix} q_{xx} & q_{xy} \\ q_{yx} & q_{yy} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta x}{\Delta p_x} & 0 \\ 0 & \frac{\Delta y}{\Delta p_y} \end{bmatrix} \quad (۶)$$

۱.۲ معادلات جریان سیال

قوانین بقای جرم، مومنتم و انرژی می توانند رفتار سیال در محیط متخلخل را پردازش کنند. این قوانین فیزیکی همگی بصورت مجموعه ای از معادلات با مشتقات جزئی بیان شده اند که حل این معادلات بدلیل پیچیدگی که دارند از طریق روش های تحلیلی امکان پذیر نمی باشد و باید با روش های عددی آنها را حل کرد. برای حل این معادلات به روش های عددی ابتدا لازم است که قلمرو حل به تعدادی زیر قلمرو (بلوک) تقسیم شود که چنانچه معادله بقای خاصیت برای هر گرید نوشته شود در این صورت هر گرید از طریق معادله مشتق جزئی با گریدهای همسایه خود ارتباط پیدا می کند. گسسته سازی مخزن به معنای توصیف مخزن با یک سری گرید است که ویژگی، ابعاد، مرزها و مکان آنها در مخزن مشخص است. شکل ۳ گسسته سازی مخزن را در محیط یک بعدی، دو بعدی و سه بعدی نشان می دهد. در این مطالعه از روش گرید مرکزی^۲ برای گسسته سازی محیط دو بعدی شبکه شکستگی استفاده شده است. سپس با استفاده از روش تفاضل محدود معادلات جریان سیال برای هر گرید نوشته شده است.

² Block centered



شکل ۳: گسسته سازی مخزن و همسایگی گرید (i,j) در حالت یک بعدی، دو بعدی و سه بعدی (الف) گرید i دارای دو همسایگی در حالت جریان یک بعدی می باشد. (ب) تعداد همسایگی در حالت دو بعدی چهار همسایگی می باشد. (ج) تعداد همسایگی در حالت سه بعدی برای گرید i شش همسایگی است.

معادله گسسته شده جریان سیال تکفاز و تراکم ناپذیر به روش تفاضل محدود^۳ در مختصات دو بعدی به صورت معادله خطی^۷ است.

$$T_{y_{i,j-1/2}}^m [(p_{i,j-1}^m - p_{i,j}^m)] + T_{x_{i-1/2,j}}^m [(p_{i-1,j}^m - p_{i,j}^m)] + T_{x_{i+1/2,j}}^m [(p_{i+1,j}^m - p_{i,j}^m)] + T_{y_{i,j+1/2}}^m [(p_{i,j+1}^m - p_{i,j}^m)] + q_{sc_{i,j}}^m = 0 \quad (7)$$

که در آن فشار گرید (i,j) در گام زمانی m می باشد. در این معادله $q_{sc_{i,j}}$ نشان دهنده جریان ورودی (خروجی) به گرید (i,j) از چاه می باشد. در صورتیکه چاه تزریقی و یا تولیدی وجود نداشته باشد، این عبارت صفر در نظر گرفته می شود. $T_{x_{i\pm 1/2,j}}$ و $T_{y_{i\pm 1/2,j}}$ به ترتیب عبورپذیری^۴ در جهت x و y نام دارد. و از روابط بدست می آیند

$$T_{x_{i\pm 1/2,j}} = \left(\frac{k_x A_x}{\Delta x \mu B} \right) \Big|_{x_{i\pm 1/2,j}} \quad (8)$$

$$T_{y_{i\pm 1/2,j}} = \left(\frac{k_y A_y}{\Delta y \mu B} \right) \Big|_{y_{i\pm 1/2,j}} \quad (9)$$

اندیس $x_{i\pm 1/2,j}$ و $y_{i\pm 1/2,j}$ به این معنی است که عبورپذیری سیال بین دو گرید همسایه در مرز مشترک آنها محاسبه میشود. μ ویسکوزیته سیال بر حسب سانتی پواز، A_x و A_y سطح مقطع عبور جریان، B ضریب حجمی نفت با واحد حجم مخزن به حجم استاندارد و Δx و Δy ابعاد مخزن در جهت x و y است. معادلات خطی جریان برای تک تک گریدهای مخزن نوشته می شود. دستگاه معادلات بدست آمده به روش تکراری گوس سایدل تا جایی حل می شود که شرط همگرایی زیر بر قرار شود.

$$\delta^m = p^{m+1} - p^m < 10^{-5} \quad (10)$$

³ Finite difference

⁴ Transmissibility/Transmissivity

شرایط مرزی

در مطالعه حاضر ابتدا شرایط مرزی با اختلاف فشار ثابت در امتداد مرزهای شرقی و غربی اعمال شده است و شرایط مرزی بدون جریان در امتداد مرزهای شمالی-جنوبی در نظر گرفته شده است. در مرحله بعد به منظور محاسبه جریان در امتداد شمالی جنوبی شرایط مرزی بدون جریان در امتداد مرزهای شرقی و غربی و شرایط مرزی فشار ثابت در جهت شمالی جنوبی در نظر گرفته شده است (شکل ۱). به منظور محاسبه المان‌های غیر قطری تانسور تراوایی از شرایط مرزی شکل ۲ استفاده شده است.

در این مطالعه تانسور تراوایی معادل بر اساس مشخصات شکستگی‌های مجزا به منظور دسترسی به نتایج با دقت بالا، محاسبه گردید. برای این منظور ابتدا یک شبکه شکستگی دو بعدی با جهت و طول متفاوت بر اساس مختصات ابتدا و انتهای هر شکستگی در محیط نرم افزاری متلب (MATLAB) ساخته شد. سپس یک مدل دو بعدی ریز دانه، به طوری که اندازه هر سلول شبکه ریزدانه برابر بازشدگی شکستگی است، در نظر گرفته شد؛ در صورتی که هر شکستگی به صورت یک مستطیل با دهانه h فرض شود، هر سلول در صورتی متعلق به شکستگی است که مرکز آن داخل یا روی محیط مستطیل باشد. سلول‌هایی که شامل شکستگی اند تراوایی برابر تراوایی شکستگی دارند و سایر سلول‌ها تراوایی ماتریکس را خواهد داشت. به این ترتیب برنامه نوشته شده قادر است تا با داشتن مختصات ابتدا و انتهای شکستگی، شبکه شکستگی متناظر را بسازد و ویژگی‌های مورد نیاز برای شبیه سازی جریان سیال هر سلول را مشخص کند.

تراوایی شکستگی بسیار زیاد است بنابراین حضور شکستگی می‌تواند تراوایی سنگ‌هایی که دارای ماتریکس با تراوایی پایین هستند را بهبود ببخشد. جریان سیال درون یک شکستگی معمولاً با قانون مکعب^۵ توصیف می‌شود (مورفی و همکاران، ۲۰۰۴).

$$k_f = \frac{h^2}{12} \quad (11)$$

h دهانه و k_f تراوایی شکستگی است. با افزایش دهانه شکستگی تراوایی شکستگی نیز افزایش می‌یابد.

۳. مدل سازی عددی

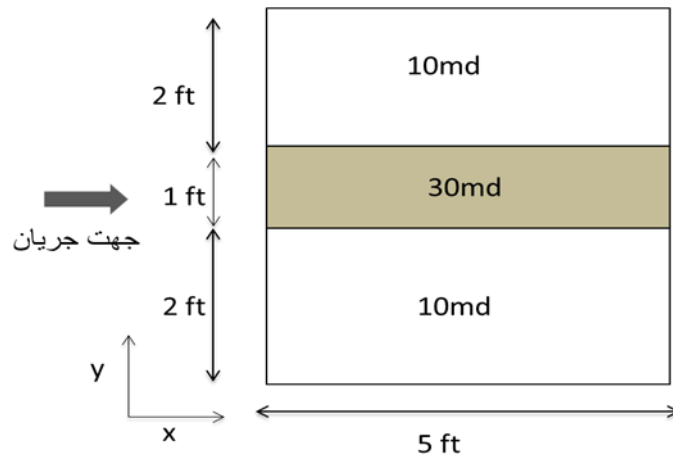
در این بخش کارایی و صحت روش عددی با چند مثال نشان داده می‌شود. در مثال اول یک سیستم متشکل از سه لایه موازی به ترتیب با تراوایی ماتریکس ۳۰، ۱۰ و ۱ میلی داری و ضخامت‌های ۲، ۱ و ۱ فوت ساخته شده است. لایه‌ها فاقد شکستگی می‌باشند (شکل ۴). در محاسبه عددی، این سیستم به ۲۵ گرید تقسیم شده است. ویسکوزیته سیال ۱cp و شرایط مرزی فشار ثابت با اختلاف فشار ۱۰۰۰psi در نظر گرفته شده است. برای محاسبه تراوایی به روش تحلیلی در جهت x از رابطه تراوایی میانگین لایه‌های موازی و در جهت y از رابطه تراوایی میانگین، لایه‌های سری استفاده شده است تراوایی معادل لایه‌های موازی و سری به روش تحلیلی به ترتیب با روابط ۱۲ و ۱۳ بدست می‌آید. جدول ۱ نتایج بدست آمده از دو روش تحلیلی و عددی را نشان می‌دهد. مقایسه بین نتایج تحلیلی و عددی در این مثال نشان می‌دهد که روش عددی توسعه یافته در این مطالعه از دقت خوبی در محاسبه تراوایی معادل برخوردار است.

⁵ Cubic law

$$k_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (12)$$

$$k_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}} \quad (13)$$

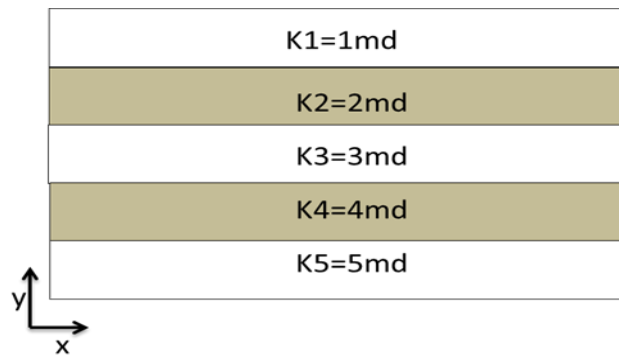
در مثالی دیگر یک سیستم پنج لایه با ضخامت یکسان به ترتیب با تراوایی ماتریکس ۱ تا ۵ میلی داری و بدون شکستگی فرض شده است. (Error! Reference source not found.) مدل دوبعدی به ۲۵ گرید تقسیم شده است. برای محاسبه تراوایی معادل در جهت x شرایط مرزی فشار ثابت بر روی مرزهای شرقی و غربی با اختلاف فشار ۱۰۰۰psi، و سیالی با ویسکوزیته ۱cp در نظر گرفته شده است. همچنین برای محاسبه تراوایی در جهت y مرزهای شرقی و غربی ناتراوا فرض شده‌اند، در حالیکه بر روی مرزهای شمالی و جنوبی شرایط مرزی فشار ثابت با اختلاف فشار ۱۰۰۰psi اعمال شده است. جدول ۲ مقایسه بین نتایج روش تحلیلی و عددی را برای این مثال نشان می‌دهد.



شکل ۴: مدل سه لایه ای با تراوایی لایه میانی برابر ۳۰ میلی داری

جدول ۱: مقایسه نتایج تانسور تراوایی بدست آمده از روش عددی و روش تحلیلی در مدل سه لایه ای

روش عددی	روش تحلیلی	تانسور تراوایی قطری
۲۰/۸۳۲۷	۲۰/۸۳	k_{xx}
۱/۲۴۶۹	۱/۲۴۶۸	k_{yy}



شکل ۵: مدل پنج لایه‌ای با ضخامت‌های یکسان

جدول ۲: مقایسه نتایج تانسور تراوایی بدست آمده از روش عددی و روش تحلیلی در مدل پنج لایه‌ای

روش عددی	روش تحلیلی	تانسور تراوایی قطری
۳	۳	k_{xx}
۲/۱۸۹۹	۲/۱۸۹۷	k_{yy}

در مثالی دیگر نتایج تانسور تراوایی حاصل از روش عددی با نتایج حاصل از روش تحلیلی مقایسه شد. این روش تحلیلی توسط لانگ و همکاران در سال ۱۹۹۸ به منظور اعتبار سنجی روش‌های عددی ارائه شده است. تانسور تراوایی به زاویه شکستگی‌ها بستگی دارد، بنابراین با توجه به زاویه شکستگی و مقدار تراوایی در زاویه صفر می‌توان المان‌های تانسور تراوایی را با استفاده از روابط زیر بدست آورد (شکل ۶).

$$K(\theta)_{xx} = K_1 \cos^2 \theta + K_2 \sin^2 \theta \quad (14)$$

$$K(\theta)_{yy} = K_1 \sin^2 \theta + K_2 \cos^2 \theta \quad (15)$$

$$K(\theta)_{xy} = (K_1 - K_2) \sin \theta \times \cos \theta \quad (16)$$

که در آن θ زاویه چرخش شکستگی و K_1 و K_2 عناصر تانسور تراوایی برای شکستگی افقی است.

برای مقایسه نتایج حاصل از این مطالعه با رابطه تحلیلی فوق، محاسبات بر روی یک شکستگی در زاویه‌های مختلف انجام گرفته است. به این منظور یک شکستگی با دهانه ۰/۴ میلی متر در یک گرید ماتریکس به ابعاد واحد باتراوایی ۲ میلی داری فرض شده است (شکل ۶). شکل ۷ توزیع فشار در این شبکه را بعد از حل معادله ۷ برای هر گرید، با استفاده از روش تکراری گوس سایدل نشان می‌دهد. شکل ۸ نشان می‌دهد که با انحراف زاویه شکستگی از جهت جریان (در جهت x) درایه‌ی قطری k_{xx} تانسور تراوایی کاهش می‌یابد و k_{yy} افزایش می‌یابد. درایه غیر قطری تانسور تراوایی با تغییر زاویه شکستگی از ۰ تا ۴۵ درجه افزایش و از ۴۵ تا ۹۰ درجه کاهش می‌یابد. در زاویه ۴۵ درجه شکستگی جریان را در جهت xy انتقال می‌دهد بنابراین تراوایی در این زاویه افزایش می‌یابد.

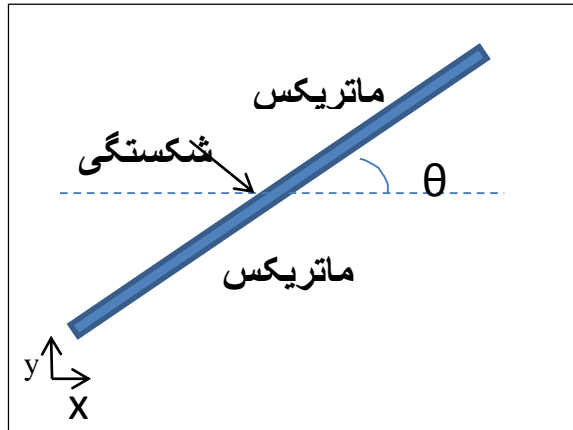
همانطور که شکل‌های ۸ و ۹ نشان می‌دهند روش عددی در محاسبه تانسور تراوایی از دقت بالایی برخوردار است. بیشترین خطا در روش عددی ۴/۶ درصد است.

به عنوان یک مثال پیچیده تر، یک دسته شکستگی موازی در یک محیط دو بعدی به ابعاد 10×10 و تراوایی ماتریکس ۱ میلی داری در نظر گرفته شده است (شکل ۱۰). دهانه شکستگی‌ها برابر 0.4 میلی متر و گرانروی سیال ۱ سانتی پواز می باشند. سپس با دوران این دسته شکستگی مقادیر عددی تانسور تراوایی برای زوایای 15° ، 30° ، 45° و 60° و 75° درجه محاسبه و با نتایج تحلیلی مقایسه شده اند. شکل ۱۱ نتایج عددی المان‌های قطری تانسور تراوایی این دسته درزه و مقایسه آن با نتایج روش تحلیلی را نشان می‌دهد. بیشینه خطا روش عددی حدود $6/7$ درصد است.

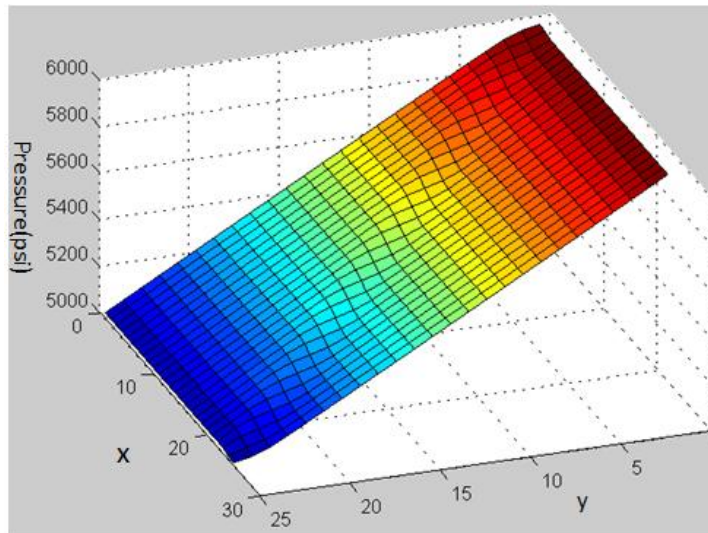
در نهایت یک شبکه شکستگی غیر موازی با 27 شکستگی شامل یک دسته شکستگی اصلی با زاویه 45° درجه و تعداد دیگری شکستگی با جهت‌های مختلف ساخته شده است. دهانه شکستگی‌ها 0.4 میلی متر، تراوایی ماتریکس ۱ میلی داری و سیالی تراکم ناپذیر با گرانروی ۱ سانتی پواز فرض شده است (شکل ۱۳). جدول ۴ مختصات ابتدا و انتهای شکستگی‌ها را نشان می‌دهد. در این جدول x_1 نشان دهنده مختصات ابتدا و x_2 نشان دهنده مختصات انتهای هر شکستگی است. پس از حل عددی شبکه فوق، ماتریس تانسور تراوایی متناظر با شبکه شکستگی به صورت زیر محاسبه شد:

$$k = \begin{bmatrix} 5.7824 & 1.9701 \\ 1.9701 & 6.0031 \end{bmatrix}$$

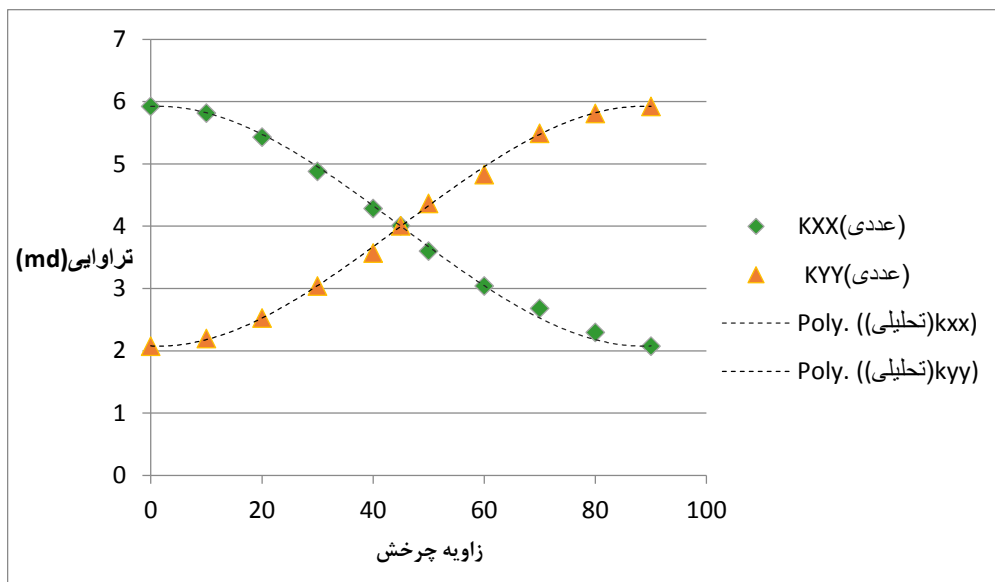
همانطور که مشاهده می‌شود، تانسور کامل متقارن برای شبکه شکستگی‌های تصادفی به صورت عددی به سرعت و بدون محدودیت خاصی قابل محاسبه می‌باشد. اما روش تحلیلی قادر به محاسبه تانسور فوق برای شبکه شکستگی غیر موازی (واقعی) نمی‌باشد.



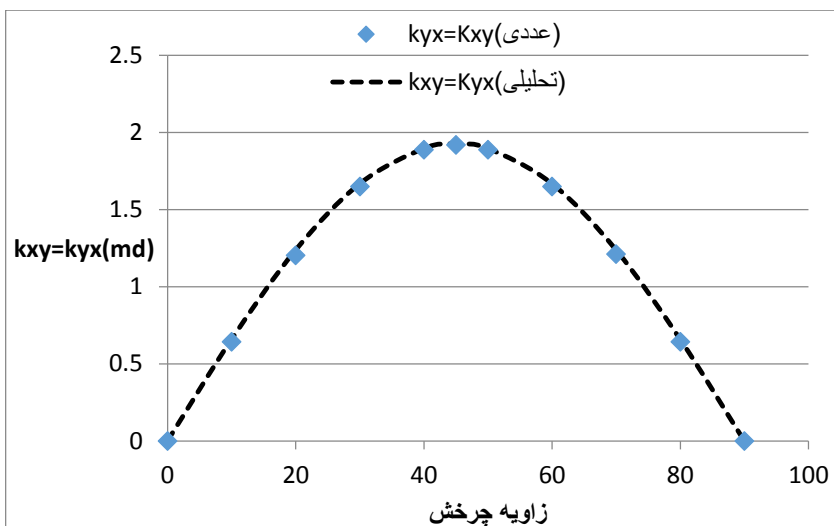
شکل ۶: یک شکستگی درون بلوک ماتریکسی چرخش یک شکستگی



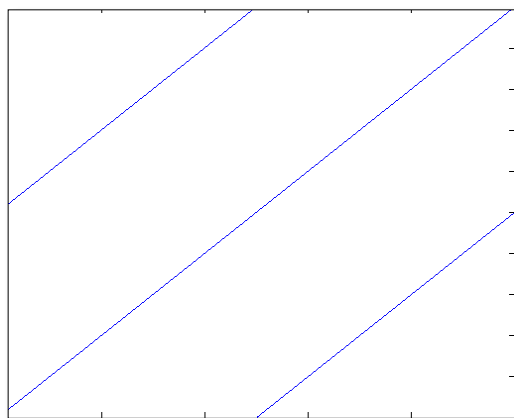
شکل ۷: توزیع فشار در شبکه ای با یک شکستگی مجزا با دهانه ۰/۴ میلی متر (سیال تکفاز تراکم ناپذیر فرض شده است).



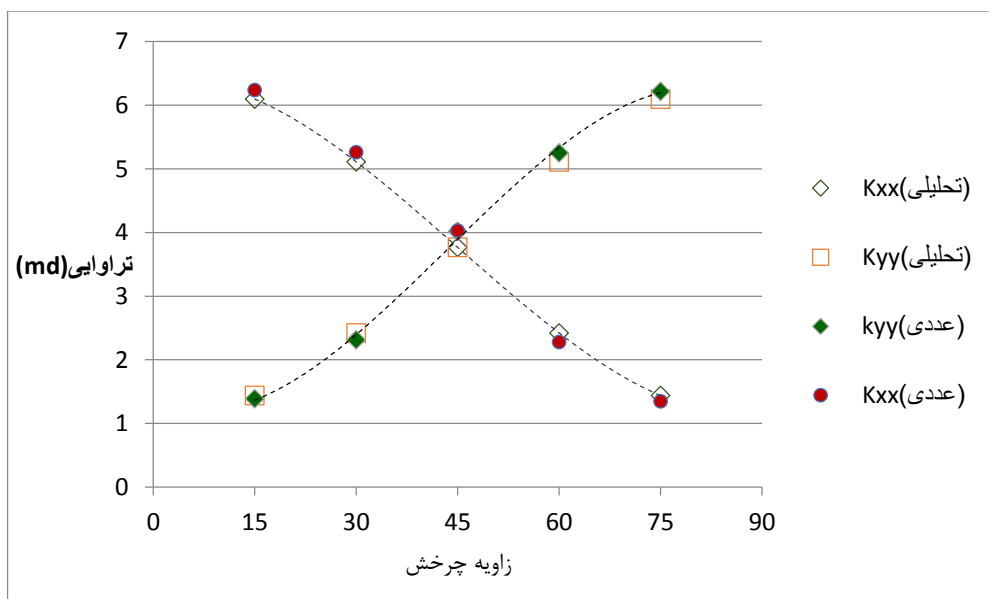
شکل ۸: مقایسه بین روش عددی و تحلیلی برای المان قطری تانسور تراوایی در جهت X و Y



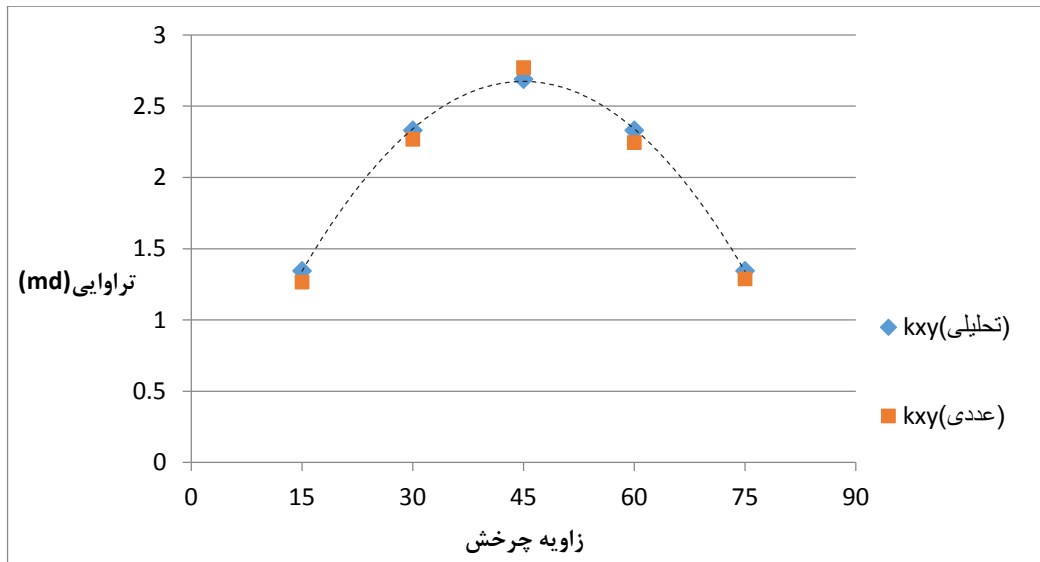
شکل ۹: مقایسه مقادیر K_{yx} و K_{xy} به روش تحلیلی و عددی



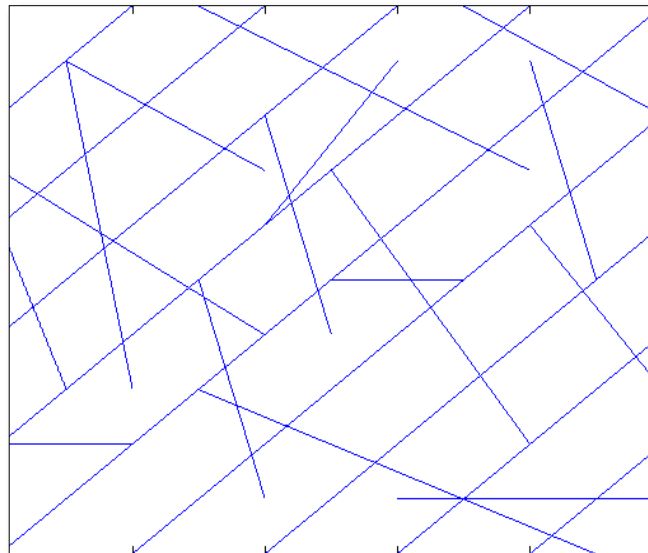
شکل ۱۰: مدل دو بعدی شبکه شکستگی با سه شکستگی موازی



شکل ۱۱: نتایج عددی المانهای قطری تانسور تراوایی شبکه شکستگی شکل ۱۰ و مقایسه نتایج با روش تحلیلی



شکل ۱۲: نتایج عددی المان‌های غیر قطری تانسور تراوایی شبکه شکستگی شکل ۱۰ و مقایسه نتایج با روش تحلیلی



شکل ۱۳: شبکه شکستگی ساخته شده شامل شکستگی‌هایی با جهت و طول متفاوت

جدول ۳: مختصات شکستگی‌های شکل ۱۳

$(x,y)_1$	$(x,y)_2$	$(x,y)_1$	$(x,y)_2$
(۰,۰)	(۰,۱۰)	(۰,۴)	(۶,۱۰)
(۱۰,۰)	(۱۰,۱۰)	(۶,۰)	(۱۰,۴)
(۰,۰)	(۱۰,۱۰)	(۸,۰)	(۱۰,۲)
(۲,۰)	(۱۰,۸)	(۰,۲)	(۸,۱۰)
(۰,۲)	(۸,۱۰)	(۰,۸)	(۲,۱۰)
(۴,۴)	(۰,۷)	(۴,۶)	(۶,۹)
(۰,۲)	(۲,۲)	(۸,۶)	(۱۰,۳)
(۵,۵)	(۷,۵)	(۳,۵)	(۴,۱)
(۱۰,۱)	(۶,۱)	(۵,۷)	(۸,۲)
(۱۰,۸)	(۷,۱۰)	(۸,۹)	(۹,۵)
(۸,۷)	(۳,۱۰)	(۰,۰)	(۱۰,۱۰)
(۴,۶)	(۶,۹)	(۰,۶)	(۱,۳)
(۴,۷)	(۱,۹)	(۱,۹)	(۲,۳)
(۴,۸)	(۵,۴)		

۴. خلاصه و نتیجه گیری

تانسور تراوایی مخازن شکافدار پارامتری کلیدی در توصیف جریان سیال در اینگونه مخازن است. این پارامتر داده‌ی ورودی بسیار مهمی در شبیه‌سازی جریان سیال است. در حقیقت در روش تانسور تراوایی تمام شکستگی‌هایی که در یک بلوک قرار می‌گیرند با یک تراوایی معادل که بیانگر تراوایی معادل تمام آن شکستگی‌های موجود است، جایگزین می‌شود. در نتیجه روش تانسور تراوایی در مقایسه با روش‌هایی نظیر تخلخل دوگانه، محیط‌های شکافدار متخلخل مانند مخازن شکافدار با جهت و اندازه‌های متفاوت را با دقت بیشتری شبیه‌سازی می‌کند. در این مطالعه نتایج زیر حاصل شد:

۱. در این مطالعه یک مدل عددی برای محاسبه تانسور تراوایی در مخازن شکافدار توسعه داده شده است.
۲. مدل عددی توسعه یافته در این مطالعه نسبت به روش‌های دیگر توانایی محاسبه تانسور تراوایی در مخازن شکافدار با شکستگی‌هایی با طول و جهت متفاوت را دارد. در این روش ماتریکس تراوا فرض می‌شود در صورتیکه اغلب روش‌هایی که تانسور تراوایی را محاسبه می‌کنند ماتریکس سنگ را ناتراوا در نظر می‌گیرند.
۳. به منظور اعتبار سنجی روش عددی دو مدل لایه‌ای به ترتیب با سه و پنج لایه ساخته شد و تراوایی معادل بدست آمده از روش عددی با تراوایی معادل لایه‌های سری و موازی مقایسه شد که انطباق بسیار نزدیکی از نتایج بدست آمد. همچنین مقایسه المان‌های قطری و غیر قطری بدست آمده برای یک شکستگی منفرد و نیز دسته‌ای از شکستگی‌های موازی در زوایای مختلف با روش عددی و روش تحلیلی لانگ نشان دهنده دقت بسیار بالای مدل عددی در محاسبه ماتریس تانسور تراوایی است.
۴. همچنین بررسی‌های عددی نشان دادند در حالت شبکه شکستگی‌های تصادفی که روش تحلیلی قادر به محاسبه

تانسور تراوایی نمی باشد، می توان از روش عددی بدون محدودیت خاصی استفاده نمود.

" هیئت تحریریه مجله از سرکار خانم دکتر میترا دادور و دکتر بهرام حبیب نیا که داوری مقاله را به عهده داشته اند، تشکر و قدردانی می نماید."

منابع

- [1] Ali, A., and M. Jakobsen, 2011, Anisotropic permeability in fractured reservoirs from frequency-dependent seismic AVAZ data, *Geophysical Prospecting, Journal of Geophysics and Engineering*, Published online.
- [2] Chen, M., M. Bai, et al., 1999, Permeability Tensors of Anisotropic Fracture Networks., *Mathematical Geology* 31(4), 335-373.
- [3] Durlafsky, L.J. ,1991, Numerical calculation of equivalent grid block permeability tensor for heterogeneous porous media, *Water Resources Research*, 27(5): 699-708
- [4] Lee, S. H., M. F. Lough, et al., 2001, Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales, *Water Resources Research* 37(3): 443-455.
- [5] Long, J. C. S., Remer, S., Wilson, C. R. and P. A. Witherspoon, 1982, Porous mediaequivalents for network of discontinuous fractures, *Water Resources Research*, 18(3): 645-658.
- [6] Lough, M.F., Lee, S.H. and J. Kamath, 1998, An efficient boundary integral formulation for flow through fractured porous media. *Journal of Computational Physics*, 143: 462-483.
- [7] Murphy, H., Huang, C., Dash, Z., Zyvoloski, G. and A. White, 2004 , Semianalytical solutions for fluid flow in rock joints with pressure dependent openings, *Water Resources Research*, 40, W12506, doi: 10.1029/2004WR003005.
- [8] Oda, M., 1985, Permeability tensor for discontinuous rock masses, *Geotechnique*, 35(4): 483-495.
- [9] Rasmussen, T. C., 1988, Fluid flow and solute transport through three- dimensional networks of variably saturated discrete fractures, PhD dissertation, University of Arizona.
- [10] Snow, D. T., 1969, Anisotropic permeability of fractured media. *Water Resources Research*, 5(6): 1273-1289.
- [11] Teimoori, A., Tran, N. H., Chen, Z. and S.S. Rahman, 2005, Simulation of production from naturally fractured reservoirs with the use of effective permeability tensor., SPE 88620, Society of Petroleum Engineers Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, Oct. 18-20.

زون‌بندی مخزن با استفاده از روش تفکیک تخلخل مفید و غیرمفید در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران؛ با نگرش ویژه به نمودارهای مقاومت

جواد هنرمند^{۱*}، ژیلا رضائیان دلویی^۲، و ارسلان زینل‌زاده^۳

^۱ استادیار پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت

^۲ دانشجوی کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد اسلامی، واحد تهران شمال

^۳ مربی پژوهشی گروه پژوهش ژئوشیمی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت

(دریافت: تیر ۱۳۹۲، پذیرش: تیر ۱۳۹۳)

Honarmandj@ripi.ir

چکیده

در این مقاله نمونه‌های مغزه از بخش کربناته بالایی (به سن میوسن) سازند آسماری متعلق به یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران مورد مطالعات ماکروسکوپی و میکروسکوپی قرار گرفت. سپس نتایج مطالعات بر روی نمونه‌های مغزه و مقاطع نازک با داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه و نمودارهای پتروفیزیکی، به ویژه نمودارهای مقاومت، مقایسه گردید. تنوع بافت (مادستون تا گرینستون) و پدیده‌های دیاژنزی (دولومیتی شدن، انحلال و گسترش سیمانهای کلسیتی و انیدریتی) باعث تغییرات زیادی در مقدار و نوع تخلخل در این سازند گردیده است. این مطالعه نشان داد که نمودارهای مقاومت می‌توانند به عنوان ابزاری کارآمد در تفکیک زونهای دارای تخلخل‌های مفید و غیرمفید مورد استفاده قرار گیرند. بازه‌های عمقی با تراوایی بالا از مقادیر نسبتاً بالای مقاومت عمیق یا مقاومت منطقه دست‌نخورده و جدایش خوب بین لاگهای مقاومت این منطقه و منطقه کم‌عمق یا شسته‌شده برخوردارند در حالیکه در بازه‌های عمقی غیرمخزنی مقاومت پایین بوده و جدایش بین لاگهای مقاومت این دو بخش کم است. بر این اساس توالی کربناته مورد مطالعه از سازند آسماری به ۱۳ زون تفکیک گردید. با استفاده از جدایش لاگهای مقاومت کم عمق و عمیق می‌توان این واحدهای جریان را در سراسر میدان مورد مطالعه با یکدیگر انطباق داد.

کلمات کلیدی: سازند آسماری، تخلخل مفید، نمودار مقاومت، زون‌بندی مخزنی.

۱. مقدمه

در مخازن کربناته، ارتباط بین تخلخل و تراوایی از پیچیدگی زیادی برخوردار است. این پیچیدگی به دلیل مکانیسم‌های مختلف تشکیل و گسترش انواع تخلخل (شامل مکانیسم‌های رسوبی و دیاژنزی) در این سنگهاست. به این ترتیب، پیش‌بینی عملکرد یک مخزن کربناته هتروژن و برآورد مقدار ذخیره و تولید آن نیازمند درک صحیح و دقیقی از ویژگیهای پتروفیزیکی این مخازن است. اندازه‌گیری و یا تخمین پارامترهای پتروفیزیکی مخزن نظیر تخلخل، تراوایی، فشار موئینه و ناهمگنی مخزن^۶ مستلزم استفاده از روش‌های آزمایشگاهی و مطالعاتی است. از جمله این روش‌ها می‌توان به روش‌های آنالیز مغزه (معمولی و ویژه)، تلفیق روش‌های پتروگرافی و آنالیز تصویری و استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی اشاره نمود (Moore, 2001; Ehrenberg et al., 2006; Lucia, 2007; Ahr, 2008; Honarmand and Amini, 2012).

با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی نظیر نمودارهای چگالی، صوتی و نوترون، اگرچه می‌توان مقدار کل تخلخل و همچنین درصد تخلخل ثانویه یا حفرات بزرگ غیرمرتبط (تفاضل تخلخل حاصل از لاگهای صوتی و چگالی) را تعیین نمود اما از آنجا که فضاهای خالی بین دانه‌ای^۷، فضاهای خالی قالبی و حفره‌ای^۸ و ریزتخلخل^۹ تأثیر مشابهی روی لاگهای چگالی و نوترون داشته و لاگ صوتی نیز عمدتاً فضاهای خالی ثانویه (از نوع انحلالی) را نشان نمی‌دهد (Anselmetti, and Eberli, 1993; Weger et al., 2009)، بنابراین تمام تخلخل غیرمفید که شامل انواع حفره‌ای غیرمرتبط (قالبی و حفره‌ای) و ریزتخلخل (ریزتخلخل موجود در آهکهای با بافت گل‌پشتیبان و ریزتخلخل بین بلوری در دولستون‌های ریزیلور) می‌باشد با استفاده از نمودارهای تخلخل از تخلخل‌های مفید قابل تفکیک نمی‌باشد (Serra, 1986; Ellis and Singer, 2008).

باتوجه به تأثیر تخلخل و بویژه تراوایی بر الگوی تغییرات مقاومت در سازندهای نفت‌دار، در این مطالعه به منظور تفکیک انواع تخلخل مفید از غیرمفید از نمودارهای مقاومت مخصوص^{۱۰} استفاده گردید. در ادامه، تغییرات مقدار مقاومت با نتایج مطالعات ماکروسکوپی و میکروسکوپی زمین‌شناسی مقایسه و زون‌بندی مخزنی ارائه گردید.

۲. موقعیت جغرافیایی

میدان مارون در بخش شرقی فروافتادگی دزفول، در شمال‌شرقی شهر اهواز و در مجاورت میداین کوپال از شمال و آغاچاری از شرق قرار دارد (شکل ۱). میدان مورد مطالعه با روند شمال غربی-جنوب شرقی در قسمت غربی تا مرکزی و روند شمال شرقی-جنوب غربی در قسمت انتهایی شرقی امتداد یافته و دارای ۶۵ کیلومتر طول و بطور متوسط ۷ کیلومتر عرض می‌باشد.

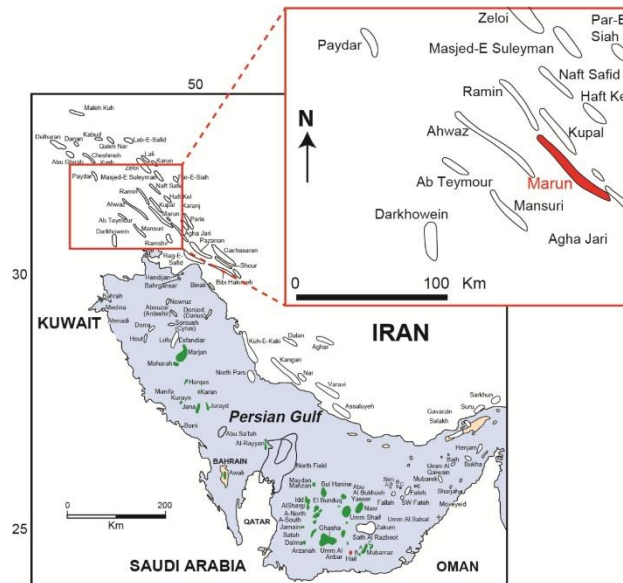
^۶ Reservoir heterogeneity

^۷ Interparticle Pores

^۸ Moldic and Vuggy Pores

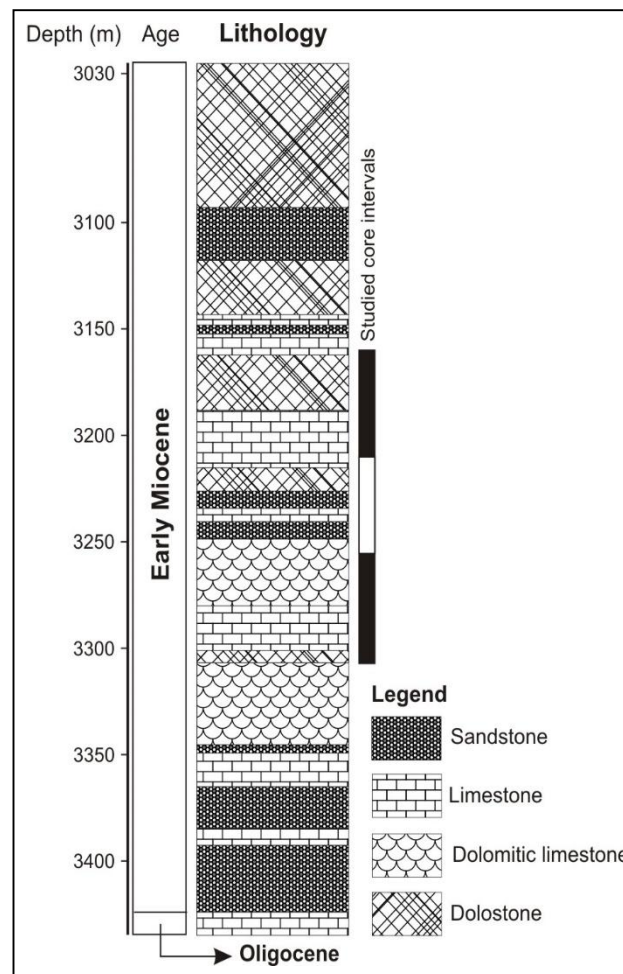
^۹ Microporosity

^{۱۰} Resistivity Logs



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه

سازند آسماری در این میدان از یک توالی مخلوط کربناته- آواری تشکیل شده است (شکل ۲). در توالی های کربناته این سازند به دلیل تأثیر فرآیندهای دیازنزی متنوع، به ویژه دولومیتی شدن و انحلال، افزون بر تخلخل های بین دانه ای و درون دانه ای اولیه، انواع تخلخل ثانویه مانند بین بلوری، قالبی و حفره ای به فراوانی مشاهده می شود.



شکل ۲: ستون سنگ شناسی سازند آسماری در چاه مورد مطالعه در میدان مارون

۳. روش مطالعه

در این مطالعه حدود ۱۰۰ متر نمونه مغزه از بخش کربناته سازند آسماری در میدان نفتی مارون مورد مطالعه قرار گرفت (شکل ۲). در مطالعه ماکروسکوپی پارامترهایی همچون سنگ‌شناسی، آغستگی به نفت، نوع و مقدار تخلخل قابل رویت برداشت شد. به منظور استفاده از پارامترهای کوچک مقیاس، تعداد ۳۰۰ مقطع نازک از نمونه‌های مغزه تهیه و با استفاده از میکروسکوپ پلاریزان مورد مطالعه قرار گرفت. در این مطالعات پارامترهای سنگ‌شناسی، بافت، اندازه دانه‌ها و بلورها، تعیین دقیق‌تر مقدار تخلخل و نوع تخلخل توصیف گردیدند (Choquette and Pray, 1970).

در ادامه با استفاده از روش‌های تخلخل هلیم^{۱۱} و تراوایی نسبت به هوا^{۱۲}، به ترتیب، مقادیر تخلخل و تراوایی تعداد ۳۰۰ نمونه پلاگ اندازه‌گیری شد. این داده‌ها در طی این تحقیق با داده‌های تخلخل حاصل از مطالعات پتروگرافی و نمودارهای پتروفیزیکی مقایسه گردیدند (Lucia, 2007).

به منظور تعیین درصد تخلخل و نوع آن (اولیه یا ثانویه) می‌توان از نمودارهای اندازه‌گیری تخلخل مانند نمودار وزن مخصوص یا چگالی^{۱۳}، صوتی^{۱۴}، نوترون^{۱۵} و تلفیق آنها استفاده نمود (Serra, 1986; Ellis and Singer, 2008). مبنای اندازه‌گیری تخلخل در نمودارهای مذکور با یکدیگر متفاوت است. اما هیچکدام از نمودارهای تخلخل به منظور تفکیک تخلخل مفید از غیرمفید به طور کامل قابل استفاده نیستند. نمودارهای چگالی و نوترون مجموع انواع تخلخل اعم از تخلخل بین دانه‌ای، قالبی، حفره‌ای و ریزتخلخل را اندازه‌گیری می‌نمایند که در واقع مجموع انواع تخلخل مفید و غیرمفید می‌باشد (Asquith, 1985; Serra, 1986). موج تراکمی قابلیت عبور از محیط سیال را ندارد، لذا در صورت وجود فضاهای خالی از نوع حفره‌ای، قالبی و شکستگی در سازند، موج صوتی تمایل به نادیده گرفتن آنها را داشته و این گونه فضاها را در محاسبه مقدار تخلخل در نظر نمی‌گیرد (Anselmetti, and Eberli, 1993; Lucia, 2007; Ellis and Singer, 2008; Weger et al., 2009). بنابراین تخلخل حاصل از نمودار صوتی تخلخل سازند بدون در نظر گرفتن تخلخل ثانویه می‌باشد. بنابراین با کم کردن مقدار تخلخل حاصل از نمودار صوتی از تخلخل بدست آمده از هر یک از نمودارهای چگالی یا نوترون می‌توان مقدار تخلخل ثانویه (بخشی از تخلخل غیرمفید) را محاسبه کرد (رابطه ۱). در صورتیکه تخلخل غیرمفید علاوه بر انواع ثانویه، ریزتخلخل موجود در ماتریکس را نیز شامل می‌شود که با استفاده از نمودارهای تخلخل قابل محاسبه و اندازه‌گیری نمی‌باشد.

$$\phi_{secondary} = \phi_{Density} (or \phi_{Neutron}) - \phi_{Sonic} \quad (1)$$

چرخش گل حفاری و سپس نفوذ آن به درون سازند باعث زون‌بندی دیواره چاه نسبت به میزان نفوذ گل می‌گردد. بطور کلی در نتیجه این نفوذ در دیواره چاه سه منطقه قابل تفکیک می‌باشد که از دیواره چاه به داخل سازند عبارتند از: (۱) منطقه اشغالی یا شسته‌شده^{۱۶}، (۲) منطقه عبوری^{۱۷} و (۳) منطقه دست‌نخورده یا بکر^{۱۸} (Serra, 1986).

¹¹ Helium Porosity

¹² Air Permeability

¹³ Density

¹⁴ Sonic

¹⁵ Neutron

¹⁶ Flashed Zone

¹⁷ Transition Zone

¹⁸ Uninvaded Zone

مقدار نفوذ گل به داخل سازند یا ضخامت هر یک از بخش‌های سه‌گانه فوق تابع تخلخل و تراوایی سازند و ویژگی‌های سیال سازندی می‌باشد، بطوریکه در سازندهای متخلخل و تراوا به دلیل ضخامت زیاد اندود گل^{۱۹} در مقابل سازند، عمق نفوذ گل کمتر می‌شود. بطور معمول ضخامت ناحیه اشغالی حدود ۳۰ تا ۷۰ سانتیمتر می‌باشد. در صورتیکه سازند دارای هیدروکربن باشد مقداری از هیدروکربن توسط تراویده گل^{۲۰} به عقب رانده خواهد شد. اشباع هیدروکربن باقی مانده معمولاً بین ۱۰ تا ۴۰ درصد (برحسب نوع تخلخل یا تراوایی سازند) خواهد بود (Smith et al., 2003; Ellis and Singer, 2008; Verwer et al., 2011).

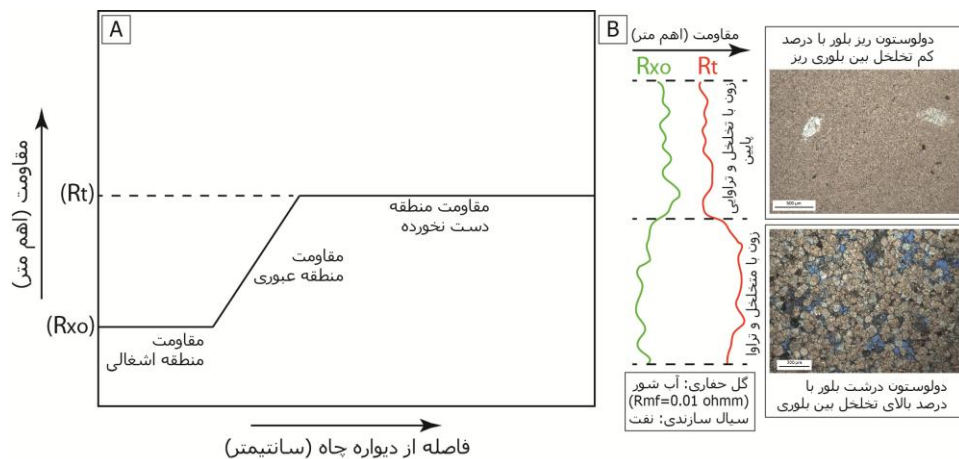
نمودارهای مقاومت الکتریکی مقدار مقاومت بخش‌های مختلف دیواره چاه را بر مبنای میزان اشباع‌شدگی آنها از آب و یا هیدروکربن اندازه‌گیری می‌نماید. بنابراین با توجه به: (۱) مقاومت گل حفاری (تابع نوع گل‌های حفاری: نوع نفتی، آب شیرین یا آب شور)، (۲) مقاومت سیال درون‌سازندی (تابع نوع سیال سازندی: آب، نفت یا گاز) و (۳) درصد و نوع تخلخل سازندی، نمودار تغییرات مقاومت سازندی در نواحی سه‌گانه دیواره چاه متفاوت خواهد بود (Asquith, 1985; Smith et al., 2003; Verwer et al., 2011). از آنجا که در این مطالعه گل حفاری آب شور ($R_{mf}=0.01 \text{ ohm m}$) و سیال سازندی نفت می‌باشد، بنظر می‌رسد ضمن اینکه مقاومت منطقه شسته‌شده (R_{xo}) یا کم‌عمق بایستی کمتر از مقاومت منطقه دست‌نخورده (R_t) یا عمیق باشد (شکل ۳)، مقادیر مقاومت در این دو بخش و اختلاف آنها با یکدیگر در بازه‌های عمقی مختلف دیواره چاه نشان‌دهنده تغییر در درصد و نوع تخلخل سازند است. بطوریکه در بخش‌های گل-پشتیبان^{۲۱} که تخلخل عمدتاً از نوع ریزتخلخل ماتریکس و یا ریزتخلخل بین ریزبلورهای دولومیت است، فیلتره گل حفاری قابلیت حرکت در این فضاهای خالی کوچک را نداشته و لذا نفوذ خیلی کم فیلتره گل حفاری در این سازند باعث می‌شود که R_t به دلیل وجود نفت در فضاهای خالی منطقه دست‌نخورده بالا بوده و R_{xo} نیز همچنان بالا باقی بماند. برعکس در زون‌های حاوی تخلخل‌های مفید بین‌دانه‌ای و بین‌بلوری که ارتباط فضاها با یکدیگر مناسب می‌باشد، نفوذ فیلتره گل به این بخش سازند خوب بوده و مقاومت منطقه شسته‌شده نسبت به منطقه دست‌نخورده کمتر خواهد بود. بعبارت دیگر در زون‌های دانه ریز با تراوایی کم، ضمن بالابودن مقادیر R_t و R_{xo} ، اختلاف مقدار این دو مقاومت کم است، در صورتیکه در زون‌های تراوا با تخلخل مفید بالا، مقادیر R_t زیاد و R_{xo} کم بوده بنابراین اختلاف این دو مقدار مقاومت بالا است (Smith et al, 2003). البته وجود شکستگی‌ها در زون‌های با تخلخل و تراوایی پایین باعث می‌شود که مقدار مقاومت، به ویژه در منطقه عمیق (R_t)، به شکل غیرقابل انتظاری افزایش یابد که این موضوع در زون‌بندی مخازن شکاف‌دار^{۲۲} بایستی مورد توجه قرار گیرد. در این مطالعه باتوجه به این ویژگی زون‌های متشکل از انواع تخلخل مفید و غیرمفید از یکدیگر متمایز گردیدند (Smith et al., 2003; Verwer et al., 2011).

¹⁹ Mud Cake

²⁰ Mud Filtrate

²¹ Mud-dominated

²² Fractured Reservoirs

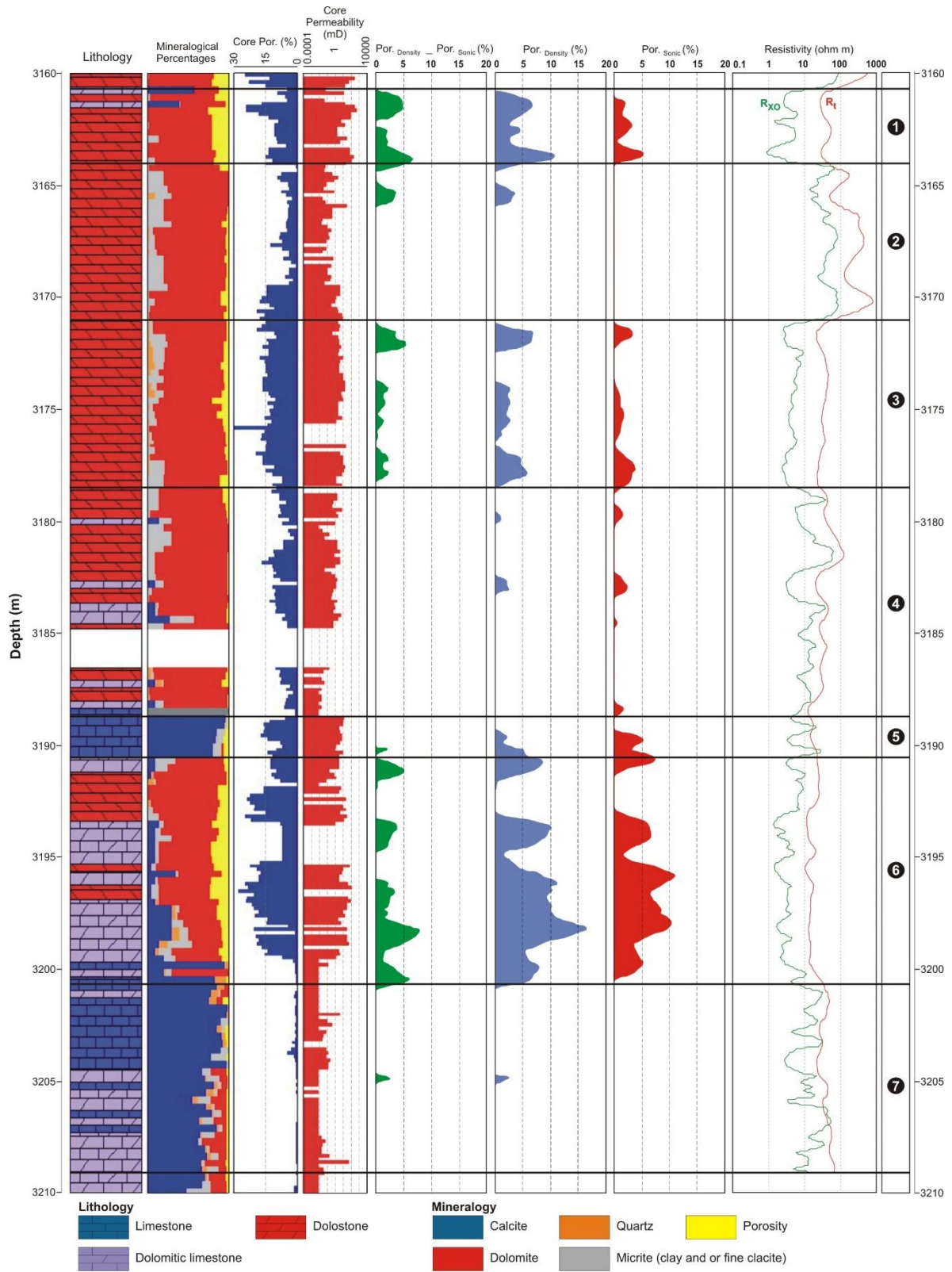


شکل ۳: (A) نمودار شماتیک مقدار مقاومت در مناطق یا زون‌های سه‌گانه اشغالی، عبوری و دست‌نخورده (در حالتی که مقاومت فیلتره گل حفاری به مراتب کمتر از سیال سازندی است) و (B) تغییرات مقدار نمودار مقاومت مناطق کم‌عمق و عمیق، مقدار جدایش آنها و ارتباط آن با کیفیت مخزنی.

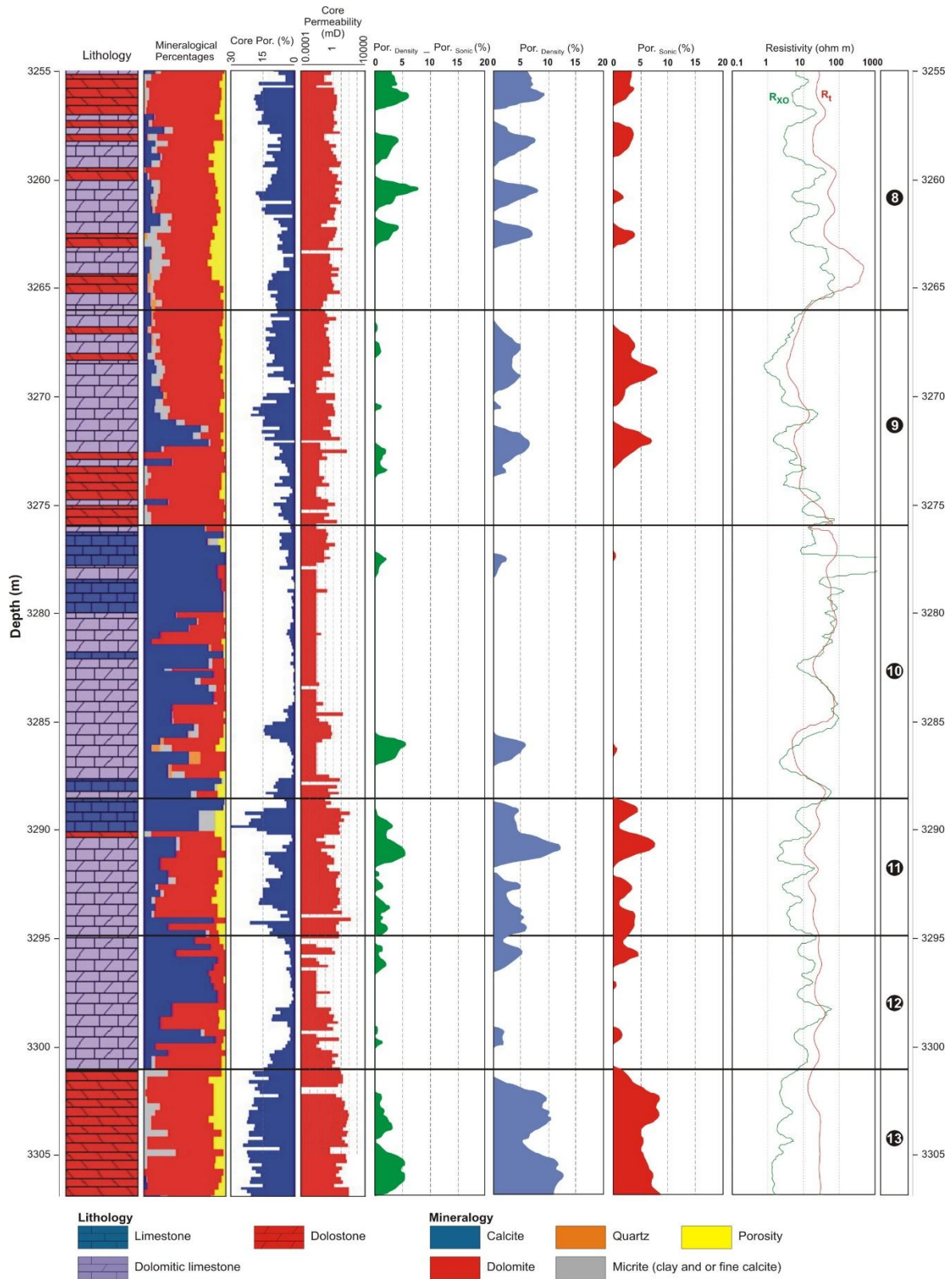
۴. زون‌بندی افق کربناته مورد مطالعه

پس از انجام مطالعات زمین‌شناسی، نتایج این مطالعات در مقابل ویژگی‌های پتروفیزیکی افق مورد مطالعه ترسیم گردید (شکل‌های ۴ و ۵). در این شکل‌ها، تغییرات سنگ‌شناسی، درصد کانی‌های تشکیل‌دهنده، مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه، تخلخل حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی و نمودار مقاومت در بخش‌های شسته‌شده (R_{xo}) و دست‌نخورده (R_t) به تصویر کشیده شد.

نمودارهای تخلخل چگالی، صوتی و اختلاف تخلخل چگالی و صوتی که معرف درصد فضاهای خالی بزرگ غیرمرتبط ۲۳ می‌باشد، در شکل‌های مذکور، نشان داده شده است. همانطور که در بخش روش مطالعه اشاره گردید، نمودار تغییرات اختلاف تخلخل چگالی و صوتی، فراوانی بخشی از تخلخل غیرمفید (انواع قالبی، حفره‌ای و شکستگی) مخزن را نشان می‌دهد در صورتی که ریزتخلخل موجود در ماتریکس سنگ آهک یا بین بلورهای ریز دولومیت، بویژه در بافت‌های گل-پشتیبان نیز بخش دیگری از تخلخل غیرمفید (غیرمرتبط) در مخزن به شمار می‌رود که با مقایسه مقادیر مقاومت در دو بخش شسته‌شده و دست‌نخورده قابل شناسایی می‌باشد (Smith et al., 2003; Lucia, 2007; Verwer et al., 2011). بنابراین مقادیر مقاومت در این دو بخش می‌تواند مبنایی برای تفکیک زون‌های تراوا و ناتراوا یا شناخت انواع تخلخل (مفید و غیرمفید) در مخزن باشد. در این مطالعه نیز براساس مقادیر این مقاومت‌ها و میزان جدایش نمودار تغییرات آنها (شکل‌های ۴ و ۵) و تلفیق آنها با مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه و نمودارهای پتروفیزیکی و مطالعات زمین‌شناسی، تعداد ۱۳ زون مخزنی شناسایی گردید (جدول ۱). در ادامه ویژگی‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی هر یک از این زون‌ها ارائه می‌گردد.



شکل ۴: ستون لیتولوژی، کانی شناسی، تخلخل-تراوایی مغزه و لاگ و مقادیر مقاومت در بازه های ۱-۷



شکل ۵: ستون لیتولوژی، کانی شناسی، تخلخل-تراوایی مغزه و لاگ و مقادیر مقاومت در بازه های ۸-۱۳

جدول ۱: متوسط مقادیر تخلخل، تراوایی، مقاومت، لیتولوژی و انواع تخلخل در بازه های مورد مطالعه

وضعیت مخزنی	انواع تخلخل	متوسط تخلخل قابل روئیت (%)	متوسط تراوایی مغزه (mD)	متوسط درصد تخلخل مغزه	$R_t - R_{x0}$	R_t	R_{x0}	لیتولوژی	بازه
زون تراوای مخزنی	بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای	17.90	106.90	13.61	34.43	37.90	3.47	دولستون	1
زون ناتراوا	ریز تخلخل بین‌بلوری	3.95	13.14	7.60	209.46	256.5	47.09	دولستون	2
زون تراوای مخزنی	بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای	7.94	6.45	15.75	27.54	32.02	4.48	دولستون	3
زون ناتراوا	بین‌بلوری	1.57	1.94	8.42	24.62	39.82	15.20	دولستون	4
زون ناتراوا	ریز تخلخل ماتریکس	5.40	5.45	12.11	8.57	17.82	13.38	سنگ آهک	5
زون تراوای مخزنی	بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای	21.20	11.70	14.90	12.47	16.24	3.77	دولستون	6
زون ناتراوا	ریز تخلخل ماتریکس	2.10	1.28	1.04	23.22	37.99	17.32	سنگ آهک	7
زون تراوای مخزنی	بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای	10.50	2.64	10.60	72.36	90.13	20.30	دولستون	8
زون ناتراوا	ریز تخلخل بین‌بلوری	4.46	0.53	9.50	3.10	6.40	3.30	دولستون	9
زون ناتراوا	ریز تخلخل بین‌بلوری و ریز تخلخل ماتریکس	2.40	1.10	5.10	14.89	35.32	32.56	سنگ آهک دولومیتی، سنگ آهک و دولوستون	10
زون تراوای مخزنی	بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای	9.10	12.70	11.90	12.86	20.20	7.82	دولوستون آهکی	11
زون ناتراوا	ریز تخلخل بین‌بلوری	2.80	1.10	4.88	12.58	26.14	15.25	سنگ آهک دولومیتی و دولوستون آهکی	12
زون تراوای مخزنی	بین‌بلوری، قالبی و حفره‌ای	12.95	40.00	19.47	22.38	24.77	2.40	دولستون	13

مطالعه نمونه‌های مغزه و مقاطع نازک متعلق به زون‌های ۱، ۳ و ۶، نشان می‌دهد که این زون‌ها عمدتاً از دولستون تشکیل شده و فضاهای خالی ثانویه شامل انواع قالبی و حفره‌ای موجود در آنها از طریق تخلخل‌های اولیه از نوع بین‌بلوری^{۱۹} (شکل‌های ۶-A و ۶-B) (تا ۵ درصد) به یکدیگر مرتبط شده‌اند. در این زون‌ها بدلیل اینکه فضاهای خالی ثانویه تا حدودی توسط فضاهای خالی بین‌بلوری با یکدیگر ارتباط پیدا نموده‌اند، تخلخل و تراوایی مخزن افزایش یافته است (جدول ۱). شکل ۴ نیز اختلاف مقادیر R_t و R_{x0} را در این سه بازه عمقی، که مؤید نفوذپذیری بیشتر این بخش‌ها در مخزن می‌باشد، را نشان می‌دهد. نمودارهای صوتی و چگالی نشان می‌دهد که بخشی از فضاهای خالی در این دولستون‌ها از نوع ثانویه (حفره‌ای و قالبی) می‌باشد (شکل‌های ۶-C و ۶-D) که توسط فضاهای خالی بین‌بلوری با هم ارتباط دارند.

¹⁹ Intercrystalline Porosity

مطالعه مقاطع نازک تهیه شده از نمونه‌های متعلق به این سه بازه (شکل ۴) نیز نشان می‌دهد که: (۱) تخلخل در این نمونه‌های دولومیتی از انواع بین‌دانه‌ای، بین‌بلوری، حفره‌ای و قالبی بوده و (۲) مقدار متوسط تخلخل قابل روئیت در زون‌های ۱، ۳ و ۶، به ترتیب، ۱۷/۹، ۷/۹۴ و ۲۱/۲ درصد می‌باشد.

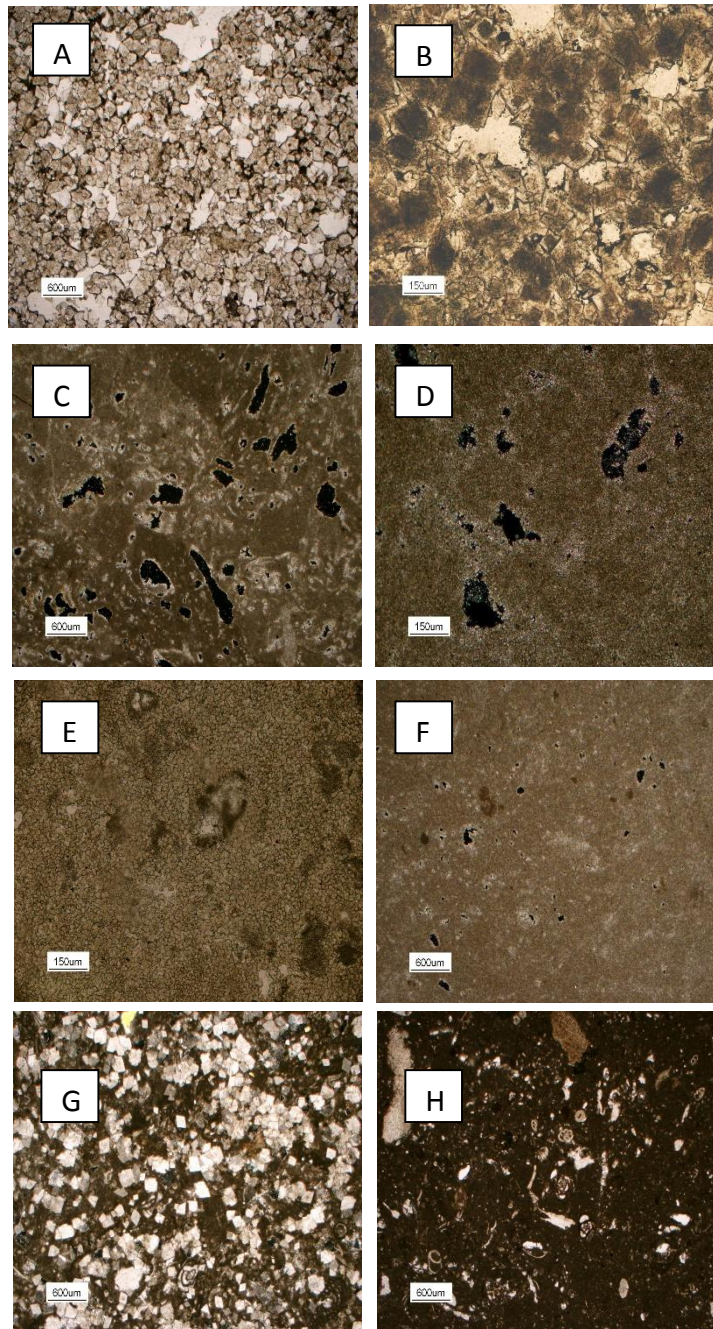
زون‌های دولومیتی ۲ و ۴ مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه کمتری را نشان می‌دهند. از طرفی مقادیر R_{x0} ، R_t و اختلاف کم این دو مقاومت در این دو بازه عمقی حاکی از این است که تخلخل کم موجود در این زون‌ها از نوع ریزتخلخل بین بلوری بوده که تراوایی کمی به سنگ می‌دهد. شکل ۴ نیز نشان می‌دهد که در این زون‌ها تخلخل حاصل از لاگ که مقدار آن کمتر از ۲ درصد می‌باشد از نوع ریزتخلخل بین بلوری است. مطالعه مقاطع نازک تهیه شده از این زون‌ها (شکل ۶-E) نیز مؤید همین موضوع است، به طوری که متوسط درصد تخلخل قابل روئیت در بازه ۲ و ۴، به ترتیب، ۳/۹۵ و ۱/۵۷ درصد می‌باشد. نمونه‌های مغزه از زون ۲ نشان داد که بالا بودن خیلی زیاد مقدار R_t در این زون به دلیل وجود شکستگی‌ها در دولومیت‌های ریزبلور آن می‌باشد. بنابراین بایستی نقش شکستگی‌ها را در ایجاد عدم انطباق بین مقدار تراوایی ماتریکس سنگ با مقدار R_t مورد توجه قرار داد.

زون‌های ۵ و ۷ که متشکل از آهک‌های اسکلتی با بافت پکستون می‌باشند (شکل ۶-G) مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه پائینی را نشان می‌دهند. مقادیر مقاومت R_{x0} ، R_t و اختلاف کم آنها در این دو بازه حکایت از این دارد که سنگ فاقد تخلخل مفید بوده و تخلخل‌های کم موجود عمدتاً از نوع ریزتخلخل می‌باشند. بنابراین زون‌های آهکی مذکور به عنوان زون‌های ناتراوا در مخزن محسوب می‌شوند. مطالعه مقاطع نازک تهیه شده از نمونه‌ها (شکل ۶-G) نشان می‌دهد که مقدار متوسط ریزتخلخل موجود در نمونه‌های متعلق به زون‌های ۵ و ۷، به ترتیب، ۵/۴ و ۲/۱ درصد می‌باشد.

زون‌های ۸، ۱۱ و ۱۳ (شکل ۵) که متشکل از دولستون‌ها و دولستون‌های آهکی با بافت گل-پشتیبان می‌باشند اختلاف نسبتاً زیادی بین مقادیر R_{x0} و R_t نشان می‌دهند. بعلاوه مقدار متوسط تخلخل مغزه در بازه ۸، ۱۱ و ۱۳، به ترتیب، ۱۰/۶، ۱۱/۹ و ۱۹/۴۷ درصد و مقدار متوسط تراوایی مغزه، به ترتیب، ۲/۶۴، ۱۲/۷ و ۴۰ میلی داری می‌باشد. شکل ۵ نشان می‌دهد که از مجموع تخلخل لاگ موجود در زون‌های مذکور (تا ۱۲ درصد)، تخلخل نوع بین بلوری و ثانویه نوع حفره‌ای و قالبی، به ترتیب، تا ۸ و ۵ درصد را تشکیل می‌دهند. در این زون‌ها، فضاهای خالی بین بلوری ارتباط نسبتاً مناسبی بین حفرات ثانویه موجود ایجاد کرده که باعث افزایش نسبی تراوایی در این مناطق گردیده است. شکل ۶ تصاویر مربوط به مقاطع نازکی که از نمونه‌های مربوط به این زون‌ها تهیه شده را نشان می‌دهد. همانطور که دیده می‌شود تخلخل غالباً از نوع بین بلوری، حفره‌ای و قالبی می‌باشد. متوسط مقدار تخلخل قابل روئیت در زون‌های ۸، ۱۱ و ۱۳، به ترتیب، ۱۰/۵، ۹/۱ و ۱۲/۹۵ درصد می‌باشد. در زون ۹ که یک مادستون دولومیتی می‌باشد مقاومت R_{x0} و R_t افت شدید یافته، بعلاوه اختلاف مقادیر مقاومت نیز کاهش می‌یابد. با توجه به نحوه تغییرات مقادیر مقاومت در این زون مادستون دولومیتی به نظر می‌رسد که تخلخل عمدتاً از نوع ریزتخلخل بین بلوری بوده که ارتباط چندان خوبی نداشته و نهایتاً با یک زون ناتراوای غیرمخزنی مواجه باشیم. شکل ۴ نشان می‌دهد که تخلخل نمودار صوتی که از نوع بین بلوری است کمتر از ۷ درصد بوده و تخلخل‌های ثانویه از نوع حفره‌ای نیز در محدوده ۱-۰ درصد تغییر می‌کند. مطالعات میکروسکوپی مقاطع نازک نیز نشان‌دهنده درصد کم تخلخل (متوسط تخلخل کمتر از ۴/۵ درصد) از نوع ریزتخلخل بین بلوری و بسیار کم از نوع حفره‌ای می‌باشد.

در زون ۱۰ که از قاعده به سمت بالا متشکل از دولستون‌های آهکی، آهک و دولستون می‌باشد اختلاف خیلی کم مقادیر مقاومت R_{x0} و R_t نشان‌دهنده تخلخل ناچیز موجود در این بازه از نوع ریزتخلخل می‌باشد. بنابراین این زون به عنوان یک بازه ناتراوای غیرمخزنی محسوب می‌شود. شکل ۵ نشان می‌دهد که در زون ۱۰ فضاهای خالی موجود از نوع ریزتخلخل

مقدار بسیار کم حفره ای می باشد. تصاویر میکروسکوپی تهیه شده از نمونه های متعلق به زون ۱۰ (شکل ۶-H) نیز نشان می دهد که تخلخل در این رخساره های پکستونی دانه افزون ۲۰ بسیار کم (با متوسط تخلخل قابل روئیت ۲,۴ درصد) و از نوع ریزتخلخل می باشد.



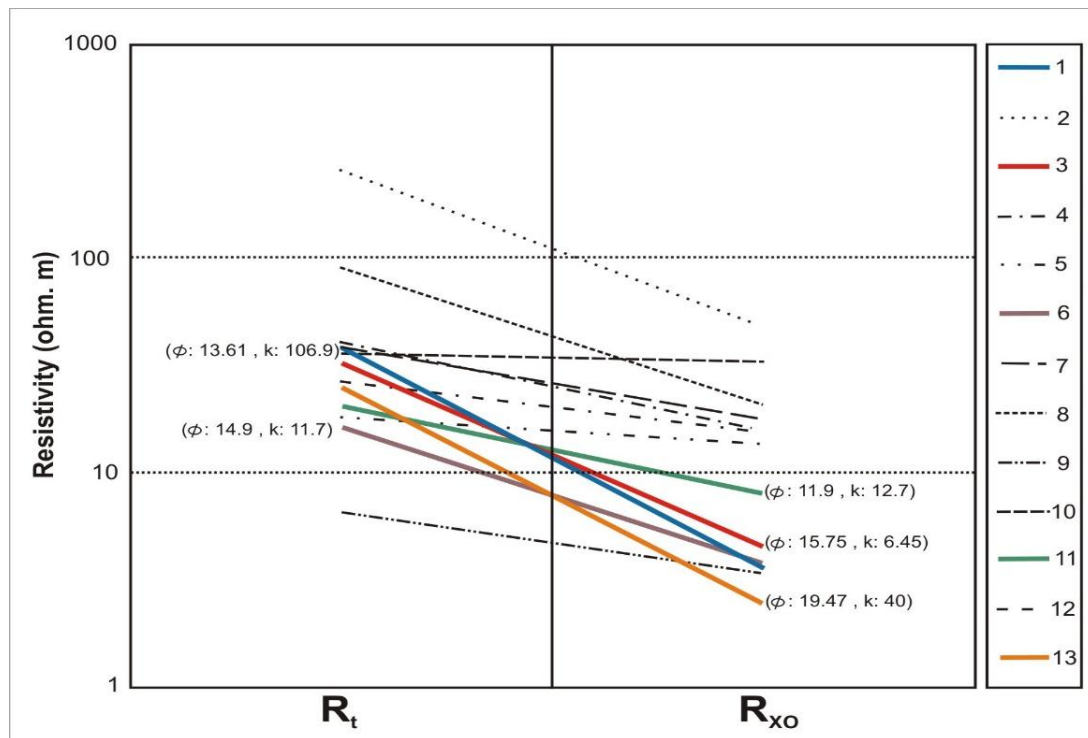
شکل ۶: تصویر مربوط به مقاطع نازک تهیه شده از نمونه های مورد مطالعه. (A) دولستون با بلورهای درشت (زون های ۱ و ۱۳). تخلخل و تراوایی مغزه، به ترتیب ۱۴/۵ درصد و ۷۵/۷ میلی داری؛ (B) نمایی نزدیک تر از نمونه دولستون شکل A؛ (C) دولستون با بافت وکستون اسکلتی (زون ۶)؛ درصد بالایی از تخلخل آن از نوع قالبی و حفره ای است. تخلخل و تراوایی، به ترتیب، ۱۰/۶ درصد و ۱۷/۳۲ میلی داری؛ (D) نمایی نزدیک تر از نمونه دولستون شکل C؛ (E) دولستون با بلورهای ریز دولومیت و بافت وکستون اسکلتی (زون های ۲، ۴ و ۹). در این نمونه ها بدلیل ارتباط ضعیف فضا های ریز بین بلوری تراوایی نیز کم می باشد.

تخلخل و تراوایی، به ترتیب ۵/۱۳ درصد و ۱/۶۱ میلی داریسی؛ (F) دولستون ریز بلور (زون ۹)؛ تخلخل عمدتاً از نوع بین بلوری و بعضاً قالبی است. تخلخل و تراوایی، به ترتیب ۷/۲ درصد و ۰/۹ میلی داریسی؛ (G) آهک دولومیتی با بافت و کستون اسکلتی (زون های ۷ و ۱۰)؛ فضاهای خالی آن از نوع ریزتخلخل ماتریکس. تخلخل و تراوایی خیلی کم است. تخلخل و تراوایی، به ترتیب ۲/۸۵ درصد و ۰/۵۳ میلی داریسی؛ (H) آهک دانه ریز با بافت و کستون اسکلتی (زون ۱۰)؛ تخلخل عمدتاً ریزتخلخل است. کیفیت مخزنی در این نمونه بسیار پایین است. تخلخل و تراوایی مغزه، به ترتیب ۱/۷۴ درصد و ۰/۱۵ میلی داریسی.

ماهیت متفاوت ریزتخلخل های موجود در سنگ آهک و دولستون به گونه ای است که ریزتخلخل های بین بلوری در دولستون ها شبکه فضای خالی بهتری را نسبت به ریزتخلخل های موجود در ماتریکس آهکی، جهت ارتباط فضاهای خالی ثانویه از نوع حفره ای و قالبی ایجاد می نماید. بنابراین با در نظر گرفتن این پیش فرض، در زون ۱۰، به تدریج که از قاعده زون به سمت بخش میانی می رسیم با افزایش درصد آهک، تخلخل و تراوایی مغزه و لاگ کاهش پیدا کرده و مقدار R_{XO} و R_t افزایش و اختلاف آنها به شدت کم می شود. با افزایش درصد دولومیت از بخش میانی به سمت بخش بالایی زون، ضمن افزایش تخلخل بین بلوری شاهد کاهش مقدار R_{XO} و اختلاف مقادیر R_t و R_{XO} و بهبود کیفیت مخزنی می باشیم.

بازه ۱۲ نیز که متشکل از آهک دولومیتی و دولستون آهکی با بافت و کستون تا پکستون می باشد ضمن افزایش مقدار R_{XO} نسبت به بازه مخزنی زیر آن (بازه ۱۳)، کاهش مقدار تخلخل و تراوایی را نشان می دهد (شکل ۵). افزایش مقدار R_{XO} به سمت بخش بالای این زون، همراه با افزایش درصد آهک، کاهش درصد تخلخل و کاهش تراوایی است. مقایسه مقادیر تخلخل حاصل از نمودارهای چگالی و صوتی (شکل ۵) و همچنین تصاویر میکروسکوپی نمونه ها نشان می دهد که به دلیل اینکه تخلخل در این رخساره های گل-پشتیبان غالباً از نوع ریزتخلخل می باشد، تراوایی به شدت کاهش یافته و این زون را در زمره زون های غیرمخزنی قرار می دهد.

در شکل ۷، ابتدا و انتهای هر یک از خطوط رسم شده نشان دهنده متوسط مقادیر R_t و R_{XO} در هر زون می باشد. از طرف دیگر شیب این خطوط متوسط اختلاف مقادیر R_t و R_{XO} در زون های مختلف می باشد. مقایسه مقادیر مقاومت و همچنین شیب خطوط با متوسط مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه در هر زون (جدول ۱) نشان می دهد که بهترین زون های مخزنی زون هایی هستند که R_{XO} در آنها کمتر از ۱۰ اهم متر بوده و R_t بیشتر از ۱۰ اهم متر باشد. با افزایش اختلاف R_t و R_{XO} نیز کیفیت مخزنی بهبود می یابد. بنابراین مطابق شکل ۵ زون های ۱، ۱۳، ۱۱، ۶ و ۳ به ترتیب بهترین زون های مخزنی محسوب می شوند.



شکل ۷: ارتباط بین متوسط مقادیر مقاومت در منطقه شسته شده و دست نخورده با متوسط مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه در زونهای مختلف مخزن

کاهش کیفیت مخزنی از زون ۱ به سمت زون ۳ ارتباط مستقیم با کاهش شیب خط $R_t - R_{xo}$ در این زونها دارد. در بازه ۹ از طرفی مقدار R_{xo} کمتر از ۱۰ اهم متر است و از طرفی دیگر مقدار R_t نیز خیلی کم می باشد. بنابراین بازه ۹ به عنوان زون فاقد هیدروکربور با ریزتخلخل موجود در ماتریکس محسوب می شود. شیب کم خط $R_t - R_{xo}$ در بازه های ۵، ۱۲، ۷ و ۱۰ نشان دهنده ناتراوا بودن این زونها می باشد. مطالعه مقاطع نازک مربوط به این زونها (شکل ۶) نیز تأییدکننده این موضوع است.

۵. نتایج

این مطالعه نشان داد که نمودارهای مقاومت به عنوان ابزاری کارآمد در تفکیک تخلخل مفید و غیرمفید، شناسایی زونهای تراوا و در نتیجه زونبندی مخزن قابل استفاده می باشند. روشهای پتروفیزیکی تعیین تخلخل اعم از نمودارهای چگالی، صوتی و نوترون، مقادیر تخلخل کل و درصد تخلخل ثانویه (شامل انواع حفره ای، قالبی و شکستگی) را تعیین می کنند اما از آنجا که رفتار این لاگها نسبت به فضاهای خالی بین دانه ای، بین بلوری و ریزتخلخل ماتریکس مشابه می باشد قادر به تعیین بخشی از تخلخل غیرمفید، که نوع ریزتخلخل می باشد، نیستند. با توجه به اینکه فضاهای خالی ریز موجود در ماتریکس سنگ آهک، در رخساره های گل-پشتیبان، و یا ریزتخلخل بین بلوری در دولستونهای دانه ریز ارتباط مناسبی با یکدیگر ندارند، نقش چندان مهمی در افزایش تراوایی سنگ ایفا نخواهند کرد. با استفاده از نفوذ متفاوت فیلتره گل حفاری در بخش های تراوا و ناتراوای مخزن، می توان زونهای حاوی تخلخل های غیرمفید و مفید را از یکدیگر تفکیک نمود. بنابراین در مواردی که دسترسی به نمونه های مغزه ممکن نیست، با تلفیق نمودارهای پتروفیزیکی مذکور می توان در گستره مورد مطالعه زونبندی مخزنی انجام داد. البته توجه به نتایج مطالعه انواع تخلخل در بررسی های ماکروسکوپی و میکروسکوپی

نمونه‌های مغزه و همچنین توجه به زون‌های دارای شکستگی می‌تواند نقش مهمی در ارزیابی دقیق‌تر این روش در زون‌بندی مخزن داشته باشد.

" هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر علی معلمی و دکتر رضا موسوی حرمی و دکتر محمد کرامتی که داوری مقاله را به عهده داشته‌اند، تشکر و قدردانی می‌نماید "

منابع

- [1] Ahr, W. M., 2008, *Geology of carbonate reservoirs: The identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*, John Wiley and Sons publication, 277 p.
- [2] Anselmetti, F. S., and G. P. Eberli, 1993, Controls on sonic velocity in carbonates: *Pure and Applied Geophysics*, v. 141, p. 287–323.
- [3] Asquith, G. B., 1985, *Handbook of log evaluation techniques for carbonate reservoirs: AAPG methods in exploration series*, no. 5, 47 p.
- [4] Choquette P. W., and L. C. Pray, 1970, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates, *AAPG Bulletin*, v. 54, no. 2, p. 207-250.
- [5] Ellis, D. V., and J. M. Singer, 2008, *Well Logging for Earth Scientists*, Springer, 692 p.
- [6] Ehrenberg, S. N., Eberli, G. P., Keramati, M. and S. A. Moallemi, 2006, Porosity-permeability relationships in interlayered limestone-dolostone reservoirs, *AAPG Bulletin*, v. 90, no. 1, p. 91-114.
- [7] Honarmand, J. and A. Amini, 2012, Diagenetic processes and reservoir properties in the ooid grainstones of the Asmari Formation, Cheshmeh Khush Oil Field, SW Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 81 p. 70-79.
- [8] Lucia, F. J., 1987, Rock-fabric, permeability, and log relationships in an upward-shallowing vuggy carbonate sequence: Bureau of economic geology, *Geological circular* 87, 22p.
- [9] Lucia, F. J., 2007, *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach*, Springer-Verlag, 336 p.
- [10] Moore, C. H, 2001, *Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework*, Elsevier, Amsterdam, *Developments in Sedimentology*, no. 55, 444 p.
- [11] Serra, O., 1987, *Fundamentals of Well-Log Interpretation: The Interpretation of Logging Data*, *Developments in Petroleum Science*, Elsevier, 684 p.
- [12] Smith, L. B., Eberli, G. P., Masferro, J. L. and S. Al-Dhahab, 2003, Discrimination of effective from ineffective porosity in heterogeneous Cretaceous Carbonates, AlGhubar Field, Oman: *AAPG Bulletin*, v. 87, no. 9, pp. 1509-1529.
- [13] Verwer, k., Eberli, G. P., and R. J. Weger, 2011, Effect of pore structure on electrical resistivity in carbonates: *AAPG Bulletin*, v. 95, no. 2, pp. 175-190.
- [14] Weger, R. J., G. P. Eberli, G. T. Baechle, J.-L. Massferro, and Y. F. Sun, 2009, Quantification of pore structure and its effect on sonic velocity and permeability in carbonates: *AAPG Bulletin*, v. 93, p. 1297–1317.

مطالعه جامع لایه های شیلی سازند بورگان بانگش به مسئله پایداری دیواره

چاه

محمد سلیمانی^{۱*}، سعیده رعیت دوست^۲

^{۱*}مربی پژوهشگاه صنعت نفت

^۲کارشناس پژوهشکده مهندسی نفت

*soleymanim@ripi.ir

(دریافت: تیر ۱۳۹۳، پذیرش: شهریور ۱۳۹۳)

چکیده

این مطالعه قصد دارد تا میان لایه‌های شیلی سازند بورگان در این میدان نفتی را از دیدگاه پایداری دیواره چاه شناسایی کند. در روند انجام این مطالعه مجموعه‌ای از اطلاعات و نمونه‌ها شامل نمونه‌های مغزه از میدان تهیه شده و یک مطالعه موردی با جزییات ارائه می‌شود. برای تعیین کانی شناسی نمونه‌ها آزمایشات پراش اشعه ایکس روی نمونه‌های توده‌ای انجام گرفته است. کانی‌های رسی نمونه‌ها استخراج شده و به روش‌های نرمال، حرارتی و اشباع اتیلنی آماده‌سازی شده و مجدداً آزمایشات پراش اشعه ایکس انجام گرفتند. مرحله بعد مطالعه با میکروسکوپ الکترونی و اندازه‌گیری ظرفیت تعویض کاتیونی^۱ نمونه‌ها می‌باشد. با طیف‌سنجی پرتو گاما و استفاده از کراس پلات نوع کانی‌های رسی نمونه‌ها مشخص گردیدند. کوارتز و کانی‌های رسی کائولینیت و ایلیت فراوانترین کانی‌های موجود در نمونه‌ها محسوب می‌شوند. سازند شیلی مورد مطالعه تمایل چندانی به آبگیری و تورم از خود نشان نمی‌دهد و مشکل آماس در تماس با سیالات حفاری پایه آبی را ندارد. پایین بودن مقادیر ظرفیت تبادل کاتیونی این مسئله را تایید می‌کند. تصاویر میکروسکوپ الکترونی نیز نفوذپذیری پایین سنگ را نمایش می‌دهد. می‌توان نمونه‌ها را جزء گروه شیل‌های ورقه‌ای و شکننده تقسیم بندی کرد که به هنگام حفاری می‌توانند منجر به شکست سازند در امتداد سطوح لایه‌بندی و ریزش دیواره چاه گردند. طراحی شیمیایی سیال حفاری در حل مشکل ناپایداری دیواره چاه در این سازند چندان موثر نخواهد بود و تنها ممانعت از نفوذ فشار و سیال حفاری با استفاده از مواد پرکننده می‌تواند پایداری را بهبود بخشد. مناسبترین روش در پایدارسازی دیواره چاه در این سازند استفاده از روش‌های مکانیک سنگی مانند انتخاب جهت و شیب مناسب چاه می‌باشد.

کلمات کلیدی: سازند بورگان، پایداری دیواره چاه، ریزش شیل، کانی رسی، شیل‌های ورقه‌ای

¹ Cation Exchange Capacity

۱. مقدمه

شیل‌ها سنگ‌های رسوبی دانه‌ریزی هستند که مقادیر متوسط به بالا از کانی‌های رسی دارند. ویژگی مشخصه شیل‌ها ورقه‌ورقه شدن یا شکستن آنها در امتداد سطوح لایه‌بندی است. این سنگ‌ها به علت ویژگی‌های خاصشان عامل بسیاری از مشکلات در حین عملیات حفاری هستند. برخی از عوامل مکانیکی مانند فشار گل حفاری، تنش‌های حرارتی، ضربه زدن و مکش به دلیل حرکت رشته حفاری و یا حرکت پلاستیکی شیل‌ها و عوامل شیمیایی مانند هیدراسیون یا دفع آب می‌تواند باعث تغییر شکل و یا تخریب شیل‌ها و در نهایت ایجاد مشکلات در عملیات حفاری شوند. از نتایج ناپایداری شیل‌ها می‌توان به مشکلاتی مانند ناپایداری دیواره چاه، افزایش گشتاور و دراگ در رشته حفاری، هرزروی گل، افزایش جامدات گل، افزایش قطر چاه، سیمان‌کاری ضعیف، تنگ شدن چاه و یا گیر کردن رشته حفاری اشاره کرد. این مشکلات را می‌توان با روش‌های مکانیکی مثل طراحی شیب و جهت مناسب چاه، افزایش وزن گل یا تراشیدن دیواره چاه و یا روش‌های شیمیایی مثل استفاده از سیالات حفاری طراحی شده برطرف کرد. مجموع این مشکلات هر ساله به اتلاف زمان و هزینه‌های بسیار زیاد در صنعت حفاری منجر می‌شوند [۴ و ۱].

یک برنامه کاهش مشکلات حفاری و هزینه‌ها در سازندهای شیلی همواره شامل یک مرحله مطالعه جامع سازند شیلی می‌باشد. اهداف اولیه شناسایی شیل‌ها تعیین نوع کانی‌های رسی موجود در نمونه شیل، خصوصیات سیال موجود در حفره شیل، مقدار فعالیت شیل و تعیین ویژگی‌های مشکل ساز شیل‌ها مثل آماس و پراکندگی و غیره می‌باشد. تعیین خصوصیات فیزیکی شیل بایستی دومین گام باشد. این امر مستلزم بررسی میزان سختی، شکنندگی، تعداد شکستگی (اعم از شکستگی‌های خیلی باز تا درزه‌های ریز بموازات سطوح چینه بندی) و تشخیص شکستگی‌هایی که پر شده‌اند یا با یک ماده محلول سیمان شده‌اند می‌باشد. روش‌های شناسایی شیل‌ها شامل روش‌های مستقیم و غیر مستقیم می‌باشند. روشهای مستقیم مثل مطالعه عکس‌های میکروسکوپ الکترونی (SEM)^۲، مطالعه پراش اشعه ایکس (XRD)^۳ و فلورسانس اشعه ایکس (XRF)^۴ می‌باشد. روش‌های غیر مستقیم مثل شناسایی پتروفیزیکی شیل‌ها، مطالعه وضعیت پایداری چاه در چاه‌های حفر شده و غیره هستند. برای دستیابی به نتایج دقیق در آزمایشات شناسایی شیل‌ها نمونه‌ها باید شرایط اولیه خود را حفظ کرده باشند. مطالعات و تحقیقات فراوان برای شناخت و درمان دقیق مشکلات حفاری ناشی از شیل‌ها انجام شده‌اند اما هنوز راه حلی کامل برای این مشکلات ارایه نشده است. همه متخصصان بر این باورند که نمی‌توان دستورالعملی واحد در سطح جهانی برای رفع مشکلات شیل‌ها پیشنهاد داد بلکه باید برای هر منطقه براساس مشکلات خاص موجود بهترین راه حل ممکن را ارایه کرد [۵، ۱۳ و ۱۴].

۲. روش کار و بحث

۱.۲ نمونه برداری

شناسایی و تشخیص کانی‌های رسی با نمونه‌برداری آغاز می‌شود. با توجه به نوع و تعداد آزمایش‌ها به مقدار لازم از مغزه‌ها و کنده‌های شیلی سازند نمونه‌برداری می‌شود. بهتر است محل دقیق نمونه‌برداری برای هر کدام از آزمایش‌ها در نقشه منطقه

^۲ Scanning Electron Microscopy

^۳ X-Ray Diffraction

^۴ X-ray fluorescence

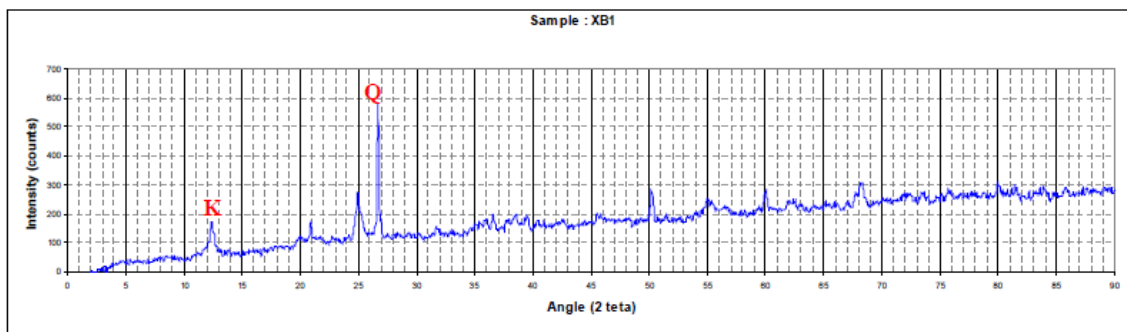
مشخص شود. سازند بورقان با سن کرتاسه از مهمترین سنگ مخزن های هیدروکربوری خلیج فارس محسوب می شود. سازند بورگان میدان نفتی متشکل از ماسه سنگ های خیلی دانه ریز تا دانه متوسط، رس سنگ، شیل های آهکی و توالی های محدود کربناته می باشد [۸ و ۲]. با توجه به نوع آزمایشات به تعداد و مقدار مورد نیاز از مغزه های شیلی سازند بورگان مربوط به عمق ۲۲۰۸ تا ۲۲۵۴ چاه x میدان که توسط کارفرما در اختیار قرار گرفته بود نمونه برداری صورت گرفت. آزمایشات و روشهای شناسایی با استفاده از تجارب آزمایشگاهی همکاران در پژوهشگاه صنعت نفت و همچنین نتایج مطالعات مقالات چاپ شده مرتبط تعیین و اجرایی گردید [۳]. این نمونه ها برای انجام آزمایشات لازم جهت مطالعه و شناسایی کانیهای رسی میان لایه های شیلی شامل آنالیز پراش اشعه ایکس (XRD)، مطالعه میکروسکوپ الکترونی (SEM)، آزمایش فلورسانس پرتو ایکس (XRF) و غیره مورد استفاده قرار خواهند گرفت.

۲.۲ شناسایی کانی های رسی

بطور کلی خواص هر گونه سنگ رس اعم از شیل یا کلی استون با گروه اصلی کانیهای رسی موجود در آن مشخص می شود. مهمترین و فراوانترین این کانیهای رسی کائولینیت، ایلیت، مونتوریلونیت و کلریت می باشند. با توجه به اندازه بسیار ریز ذرات رسی، مطالعه آنها تنها با روشهایی ویژه مانند یکی از روشهای آنالیز پراش اشعه ایکس، مطالعه فلورسانس اشعه ایکس و یا با میکروسکوپ الکترونی ممکن است [۱۶]. علاوه بر نوع کانی رسی، برخی آزمایشات دیگر مثل اندازه گیری قابلیت تعویض کاتیونی (CEC^۵) و طیف سنجی پرتوهای گاما^۶ در آزمایشگاه قابل اندازه گیری اند [۳ و ۶].

۳.۲ مطالعات توده ای پراش اشعه ایکس^۷

ذرات رس را به علت اندازه بسیار کوچکشان نمی توان با روشهای ماکرو یا میکروسکوپی مطالعه کرد. در این بخش از مطالعه، جهت شناسایی کانیهای اصلی تشکیل دهنده سنگ نمونه های انتخاب شده مورد مطالعه قرار گرفتن. گراف های آزمایشات پراش اشعه ایکس برای چهار نمونه انتخابی در اشکال ۱ تا ۴ ارائه شده اند. پیک های مربوط به کوارتز و کائولینیت در گراف ها مشخص شده اند. کانی های عمده تشکیل دهنده نمونه های شیلی سازند بورگان، کوارتز و کانی های رسی می باشند. نتایج حاصل از آزمایشات شامل عمق نمونه ها و درصد نیمه کمی کانی های تشکیل دهنده سنگ ها در جدول ۱ مشاهده می شود.

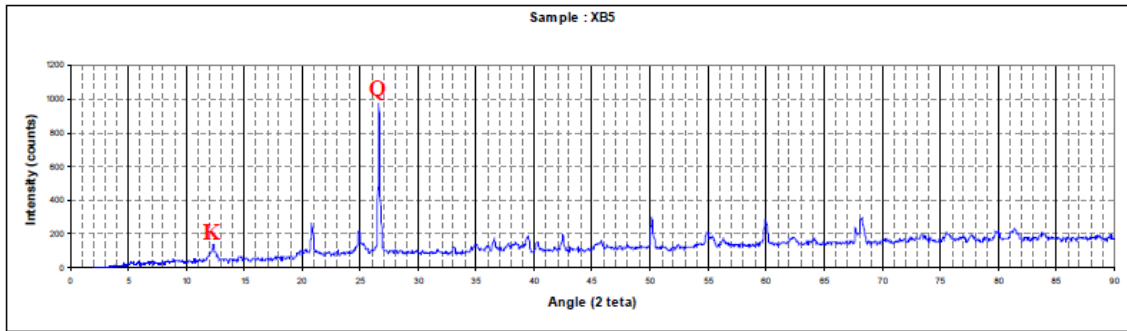


⁵ Cation Exchange Capacity

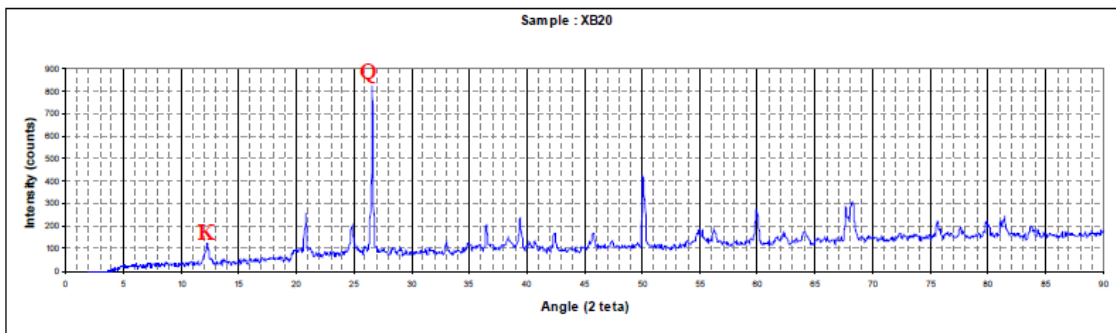
⁶ Gamma ray Spectrometry

⁷ Bulk XRD

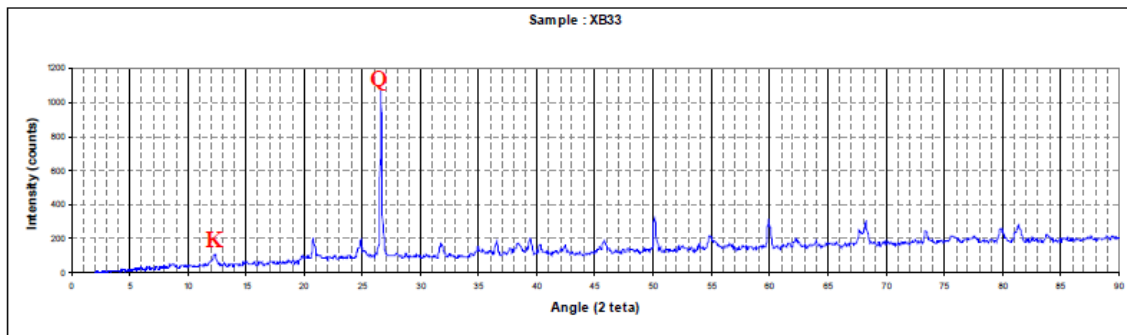
شکل ۱: گراف پراش اشعه ایکس مربوط به نمونه XB1



شکل ۲: گراف پراش اشعه ایکس مربوط به نمونه XB5



شکل ۳: گراف پراش اشعه ایکس مربوط به نمونه XB20



شکل ۴: گراف پراش اشعه ایکس مربوط به نمونه XB33

جدول ۱: درصد نیمه کمی کانی های اصلی توسط پراش اشعه ایکس

درصد کانی ها						نمونه	عمق
هالیت	پیریت	کلسیت	فلدسپات	کوارتز	کائولینیت		
۴	۱۵	۴	۴	۴۳	۲۲	XB-1	۲۲۰۹/۲
۳	-	-	۲	۷۳	۱۱	XB-4	۲۲۱۱/۷
۲	۱	-	۲	۸۳	۹	XB-5	۲۲۱۴/۹۵
۴	۳	-	-	۶۲	۲۷	XB-10	۲۲۱۸/۱
۱	۳	۱	۲	۸۲	۸	XB-17	۲۲۲۳/۴۵

۱	۳	۱	۲	۷۶	۱۰	XB-20	۲۲۲۴/۶۵
۱	۲	۱	۲	۸۲	۸	XB-23	۲۲۲۶/۶۵

ادامه جدول ۱

۳	۷	۳	-	۵۸	۲۵	XB-28	۲۲۳۵
۱۱	۱	۲	۲	۷۲	۱۰	XB-33	۲۲۵۳/۸

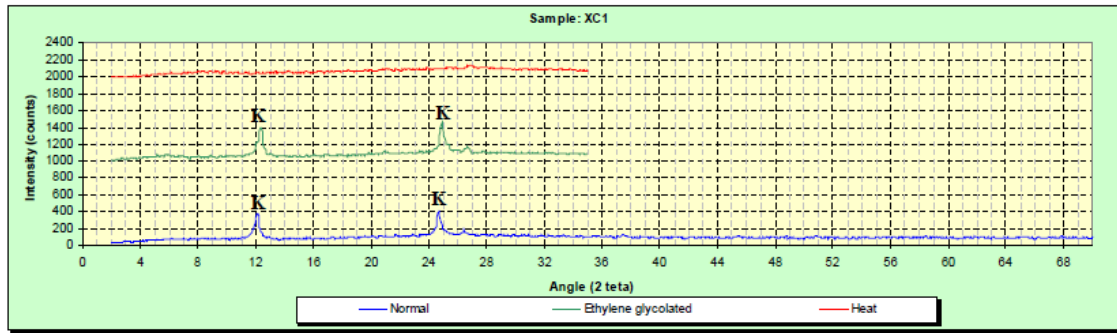
۴.۲ مطالعات پراش اشعه ایکس برای بخش رسی^۸

در شناسایی کانی رسی کائولینیت در حضور سایر رس ها به علت همپوشانی پیک ها مشکلاتی وجود دارد. به منظور شناسایی دقیق تر انواع کانیهای رسی موجود در نمونه های سنگ و همچنین درصد نیمه کمی هر یک از آنها بخش رسی نمونه های سازند استخراج شده و با روش های نرمال حرارتی و اشباع اتیلن گلیکولی به شرح زیر آماده سازی شدند. پس از پودر کردن نمونه ها، به منظور حذف کانیهای کربناته، سیلیسی و مواد آلی، نمونه ها به ترتیب، در معرض اسید کلریدریک، اسید فلوریدریک و آب اکسیژنه قرار گرفتند. پس از حذف مواد کربناته، سیلیسی و آلی، بخش باقیمانده با ۵۰۰ میلی لیتر آب مقطر مخلوط شده و در استوانه مدرج ریخته می شود و با استفاده از قانون استوک و روش کاربردی معمول در دانشگاه استراسبورگ فرانسه جداسازی کانیهای رسی صورت می گیرد. کانیهای رسی جدا شده پس از انتقال روی ۳ لامل جداگانه، به صورت سه نمونه متفاوت جهت مطالعه با اشعه ایکس آماده شدند، این سه نمونه عبارتند از:

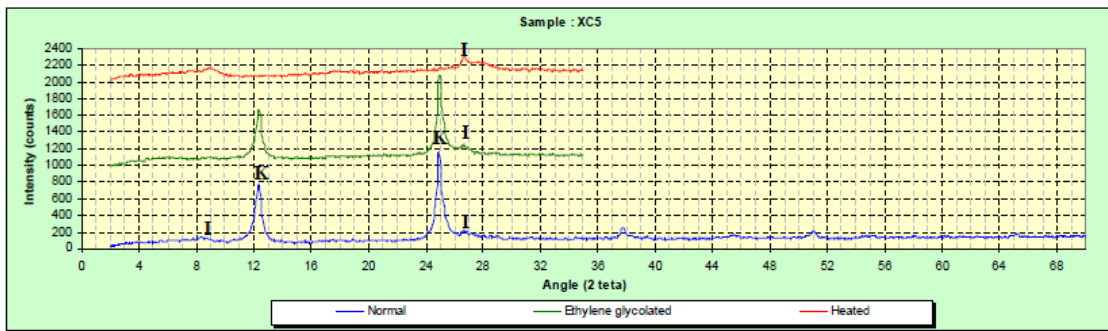
۱. اولین نمونه در درجه حرارت معمولی خشک شده و به عنوان نمونه نرمال شناخته می شود.
۲. دومین نمونه در دمای ۶۰ درجه سانتیگراد و حداقل به مدت ۱۶ ساعت با اتیلن گلیکول اشباع می گردد.
۳. سومین نمونه به مدت ۲ ساعت در معرض حرارت ۵۵۰ درجه سانتیگراد قرار می گیرد.

هر یک از کانیهای رسی می توانند روی هر یک از پیک های نرمال، اتیلن گلیکول و حرارتی تقویت شده یا از بین بروند و به این ترتیب قابل شناسایی باشند. گراف های آزمایشات پراش اشعه ایکس برای بخش رسی چهار نمونه انتخابی در اشکال ۵ تا ۸ ارائه شده اند. نمودار مربوط به نمونه های نرمال، اشباع با اتیلن گلیکول و حرارتی جدا شده اند. پیک مربوط به کائولینیت در نمودارهای نمونه های نرمال و اشباع با اتیلن گلیکول بخوبی قابل مشاهده می باشد، اما به دلیل از بین رفتن کائولینیت در درجه حرارت ۵۵۰ درجه سانتیگراد پیک آن در نمودار مربوط به نمونه حرارتی حذف می گردد. بالعکس پیک مربوط به کانی ایلیت در نمودار نمونه حرارتی نسبت به دو نمودار دیگر تقویت شده و بهتر قابل مشاهده می باشد [۶]. تفسیر مینرالوژی این نمودارها حاکی از این است که کوارتز، کائولینیت، ایلیت و به مقدار کمی اسمکتیت کانیهای اصلی تشکیل دهنده این نمونه های شیلی می باشند. کائولینیت مهم ترین کانی رسی موجود در سازند بورگان محسوب میشود، بطوری که آنالیز نیمه کمی نمونه ها که با توجه به محاسبات سطح زیر منحنی صورت گرفته نشان میدهد که کائولینیت حدود ۸۷ درصد از کانیهای رسی موجود در نمونه را به خود اختصاص داده است در صورتیکه درصد ایلیت در نمونه های مختلف از کمتر از ۷ درصد تا حداکثر ۱۴ درصد تغییر می کند. نتایج حاصل از آزمایشات شامل عمق نمونه ها و درصد نیمه کمی کانی های رسی تشکیل دهنده سنگ ها در جدول ۲ مشاهده می شود.

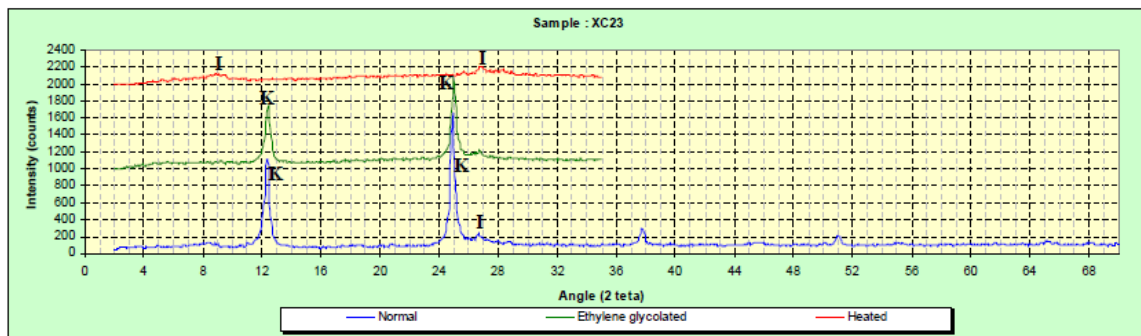
⁸ XRD Clay Fraction



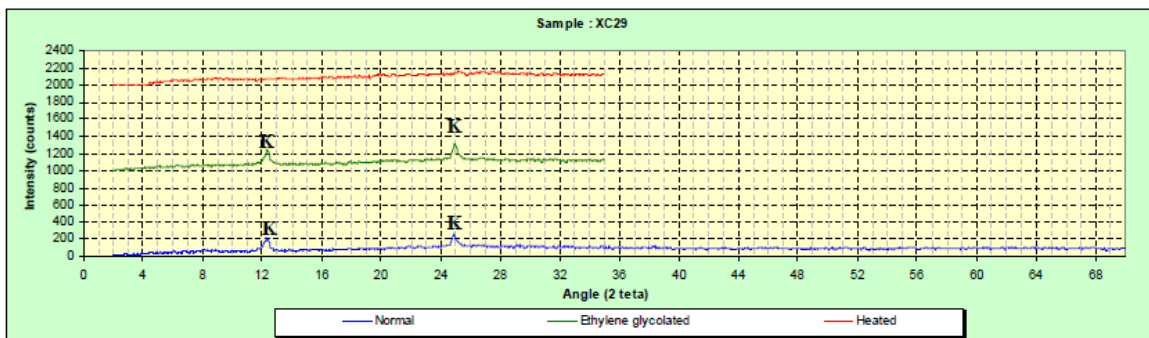
شکل ۵: گراف پراش اشعه ایکس مربوط به بخش رسی نمونه XC1



شکل ۶: گراف پراش اشعه ایکس مربوط به بخش رسی نمونه XC5



شکل ۷: گراف پراش اشعه ایکس مربوط به بخش رسی نمونه XC23



شکل ۸: گراف پراش اشعه ایکس مربوط به بخش رسی نمونه XC29

جدول ۲: درصد نیمه کمی کانیهای رسی در تعدادی از نمونه های کلوییدی رس انتخابی از مغزه ها جهت شناسایی کانیهای رسی توسط

پراش اشعه ایکس

درصد فراوانی کانی ها				نمونه	عمق (متر)
فلدسپات	کوارتز	ایلیت	کائولینیت		
۰	۱۰	۹	۸۱	XC-1	۲۲۰۸/۹۰
۰	۱۰	۱۲	۷۸	XC-4	۲۲۱۱/۴۰
۰	۵	۸	۸۷	XC-5	۲۲۱۴/۶۵
۰	۱۴	۸	۷۸	XC-11	۲۲۱۸/۱۰
۰	۵	۷	۸۸	XC-17	۲۲۲۳/۱۵
۰	۷	۱۰	۸۳	XC-19	۲۲۲۴/۰۰
۰	۵	۱۲	۸۳	XC-23	۲۲۲۶/۳۵
۰	۴	۱۲	۸۴	XC-29	۲۲۳۳/۵۰
۱	۳	۱۵	۸۱	XC-34	۲۲۵۴/۱۰

۲.۵ آزمایشات فلورسانس اشعه ایکس (XRF) (X-ray Fluorescence Spectrometry)

با استفاده از نتایج آزمایش فلورسانس اشعه ایکس می توان به درصد عناصر مختلف در یک نمونه پی برد. جهت شناسایی دقیق نمونه ها و اظهار نظر در مورد کانی های تشکیل دهنده آنها تعداد ۳ نمونه مورد بررسی و آنالیز قرار گرفت که عمق نمونه ها همراه با نتایج آزمایشات در جدول ۳ ارائه گردیده است. کوارتز کانی اصلی تشکیل دهنده نمونه های سازند بورقان می باشد به علاوه نمونه ها دارای مقداری کائولینیت نیز می باشند. نتایج حاصل از آزمایشات فلورسانس اشعه ایکس نتایج بدست آمده از آزمایشات پراش اشعه ایکس را تایید می کند. آنالیز کلی نمونه ها بوسیله پراش اشعه ایکس حاکی از این است که به طور کلی، درصد کائولینیت در نمونه ها کمتر از ۳۰ درصد می باشد (جدول ۱). حال آنکه آنالیز فلورسانس اشعه ایکس در نمونه ها نشان میدهد که درصد Al_2O_3 بیش از ۲۰ درصد است. از طرفی Al_2O_3 عمدتاً در ترکیب کانی های رسی بویژه کائولینیت با فرمول $Al_4(OH)_8[Si_4O_{10}]$ قرار می گیرد. در این ترکیب، مقدار اکسید های مختلف SiO_2 ، Al_2O_3 و H_2O به ترتیب برابر ۴۶/۶۵، ۳۹/۵ و ۱۴ درصد میباشد بنابر این در نمونه های شیلی سازند با مقدار Al_2O_3 بیش از ۲۰ درصد، مقدار کائولینیت حداقل در محدوده ۴۵ تا ۵۵ درصد متغییر خواهد بود. همانطور که ملاحظه می شود نتایج نیمه کمی حاصل از آنالیز پراش اشعه ایکس مقادیر کمتری نسبت به آنالیز فلورسانس اشعه ایکس نشان میدهد. با توجه به وجود ترکیبات آمورف همچون بیتومین و مواد آلی و همچنین کانی فلزی پیریت در تمام نمونه ها، به نظر می رسد که وجود این ترکیبات پیک های حاصل از آنالیز پراش اشعه ایکس را تحت تاثیر قرار داده به طوری که پیک کائولینیت شدت کمتری نشان می دهد حال آنکه نتایج حاصل از آنالیز فلورسانس اشعه ایکس متاثر از وجود چنین ترکیباتی نبوده است و بنابراین به نظر می رسد که نتایج واقعی تری نشان دهد

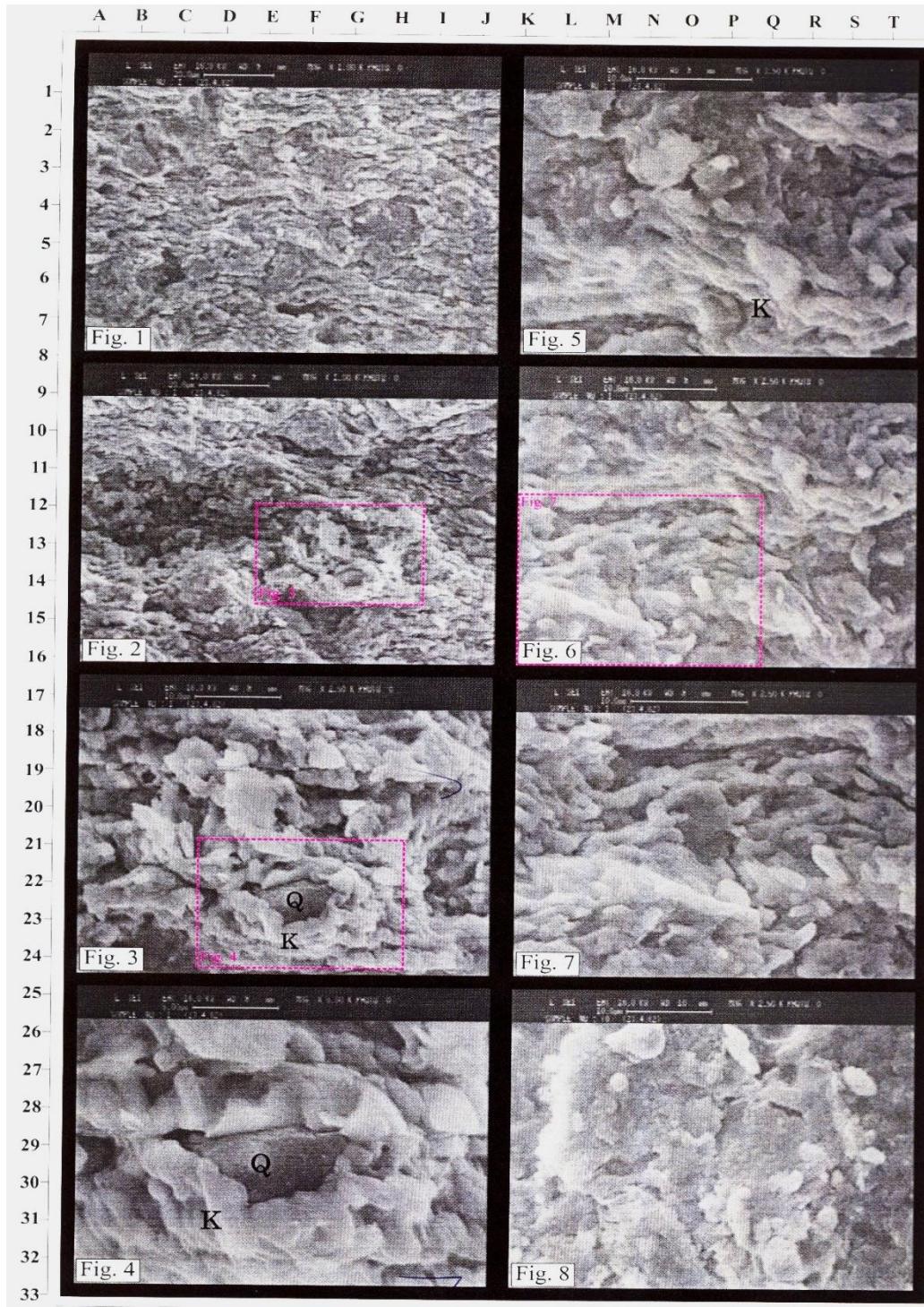
جدول ۳: درصد عناصر تشکیل دهنده سه نمونه انتخابی

درصد ترکیبات											عمق نمونه
L.O.I	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	K ₂ O	Cl	S	SiO ₂	Al ₂ O ₃	MgO	Na ₂ O	
۱۲/۹	۷	۱/۹۲	۰/۲۵	۰/۴۷	۰/۶۱	۱/۵۲	۵۰/۲	۳۲/۲	۰/۷۷	۰/۸۷	۲۲۰۸/۹
۱۲/۳۳	۴/۴۴	۱/۷۹	۰/۴۸	۰/۶۹	۱/۲۶	۰/۸۲	۵۵/۸	۲۰/۱	۰/۵۷	۱/۱۲	۲۲۲۳/۱۵
۱۲/۵	۵/۸	۲/۰۸	۰/۴۱	۰/۸۹	۰/۵۹	۰/۱	۶۳/۳	۲۲/۳	۰/۵۵	۰/۷۳	۲۲۵۲/۴

۶.۲ مطالعه با میکروسکوپ الکترونی

به منظور شناسایی کانیها به ویژه کانیهای رسی و اتوژنیک موجود در نمونه ها، تعدادی نمونه از بخش های شیلی مغزه های سازند بورقان انتخاب گردید. نمونه های انتخابی جهت آماده سازی با کربن و طلا پوشش داده شده و با میکروسکوپ الکترونی مورد مطالعه قرار گرفتند. شکل ۹ یک نمونه عکس تهیه شده از نمونه ها را نشان می دهد. کانیهای رسی بخش اعظم سنگ را به خود اختصاص داده اند. بعضاً دانه های کوارتز در اندازه ماسه ریز تا سیلت نیز توسط کانیهای رسی فرا گرفته شده اند. اشکال ورقه ای کانی کائولینیت که بخش عمده سنگ را تشکیل می دهد، قابل مشاهده می باشند. مطالعه نمونه ها با میکروسکوپ الکترونی نیز نشان می دهد که دو کانی کائولینیت و ایلیت مهمترین کانی های رسی موجود در نمونه ها می باشند. کائولینیت به شکل صفحات هگزاگونال یا کتابی به صورت پر کننده فضاهای خالی^۹ دیده می شود، در صورتیکه ایلیت به صورت صفحات نامنظم فضاهای خالی نمونه ها را فرا گرفته و باعث می شود که نفوذپذیری نمونه ها تا حد زیادی کاهش پیدا کند [۱۴ و ۱۱].

⁹ Pore filling



شکل ۹: تصویر تهیه شده توسط میکروسکوپ الکترونی از نمونه

تصویر ۱ و ۲ نمای کلی از کلی استون ، تصویر ۳ و ۴ نمای بزرگتری از قسمت مشخص شده از تصویر ۲ را نشان می دهند. اشکال ورقه ای کانی کائولینیت به عنوان تشکیل دهنده بخش عمده سنگ قابل رویت است . تصاویر ۵ و ۶ نمای دیگری از ورقه های کائولینیت با طول مقیاس ۱۰ میکرون می باشد تصویر ۷ نمای نزدیکتری از بخش مشخص شده از تصویر ۶ می باشد.

۷.۲ ظرفیت تبادل کاتیونی کانیهای رسی

ظرفیت تبادل کاتیونی مشخصه ای از کانی رسی است که با فعالیت رس و قابلیت جذب آب و تورم آن متناسب است به عبارت دیگر کانی هایی که قابلیت تعویض یونی بالاتری دارند دارای فعالیت بیشتری بوده و در روند عملیات حفاری مشکل سازترند. قابلیت تعویض کاتیونی تعداد ۹ نمونه بروش متیلن بلو در آزمایشگاه اندازه گیری شده و همراه با عمق نمونه ها در جدول ۴ ارائه می شوند. پایین بودن مقادیر بدست آمده تأکیدی بر کم بودن فعالیت کانی های رسی تشکیل دهنده سازند هستند [۷ و ۱۰].

جدول ۴: ظرفیت تبادل کاتیونی نمونه ها

ظرفیت تبادل یونی (میلی اکی والان بر صد گرم)	عمق نمونه (متر)
۱۶/۱۷	۲۲۰۸/۹
۸/۶۹	۲۲۱۱/۴
۶	۲۲۱۴/۶۵
۱۴	۲۲۱۸/۱
۶/۲	۲۲۲۳/۱۵
۶	۲۲۲۴
۱۸/۲۶	۲۲۲۶/۳۵
۱۱/۵	۲۲۳۳/۵
۶/۰۲	۲۲۵۴/۱

۸.۲ اسپکترومتری پرتوهای گاما

از روش های غیر مستقیم شناسایی کانی های رسی طیف سنجی اشعه گامای ساطع شونده از آنها می باشد. با استفاده از دستگاه ثبت اشعه گامای مغزه^{۱۰} موجود در واحد پژوهش مغزه های نفتی، پژوهشگاه صنعت نفت میزان تشعشع طبیعی تورיום (Th)، اورانیوم (U) و پتاسیم (K) نمونه ها اندازه گیری گردید. مقدار کمی تشعشع نمونه ها همراه با عمق نمونه در جدول ۵ ارائه شده است. با انتقال این داده ها به کراس پلات^{۱۱} نوع کانیهای تشکیل دهنده آنها مشخص می شود (شکل ۱۰). موقعیت نقطه ها روی کراس پلات نتایج حاصل از شناسایی های مستقیم یعنی کائولینیتی بودن کانی های رسی نمونه ها را تایید می کند [۹].

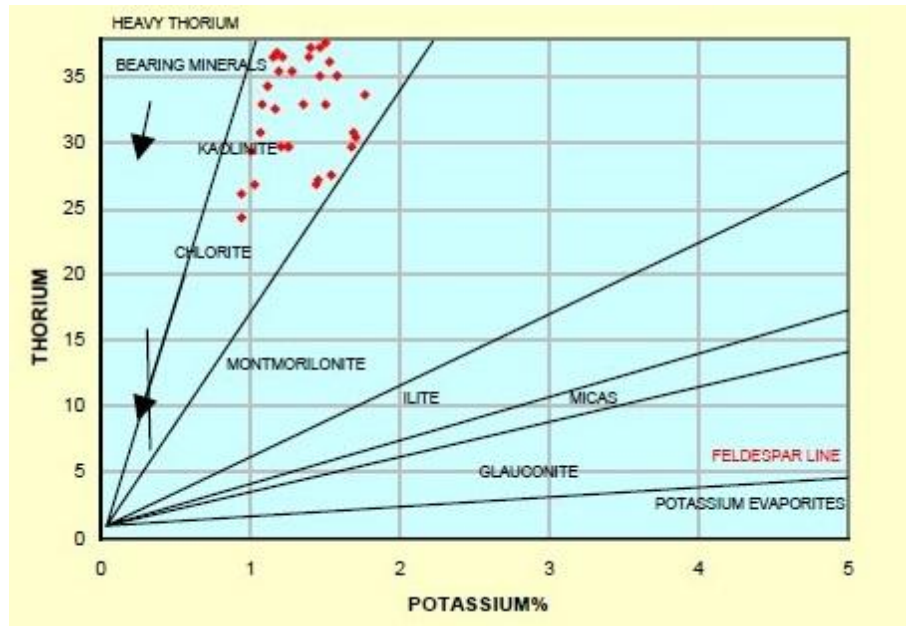
جدول ۵: اشعه گامای طبیعی اندازه گیری شده از نمونه ها

نسبت تورיום به پتاسیم (th/h)	جز در میلیون تورיום (th)	درصد پتاسیم (k)	عمق (متر)
۳۰/۷۹۱	۳۰/۴۵۲	۰/۹۸۹	۲۲۰۸/۹
۲۷/۸۵۲	۲۶/۱۵۳	۰/۹۳۹	۲۲۱۱/۴
۲۵/۹۴۴	۲۴/۳۶۱	۰/۹۳۹	۲۲۱۴/۶۵
۳۱/۳۷۸	۳۶/۹	۱/۱۷۶	۲۲۱۸/۱

¹⁰ Core Gamma Logger

¹¹ cross plot

۲۳/۷۰۴	۳۶/۱۹۶	۱/۵۲۷	۲۲۲۳/۱۵
ادامه جدول ۵			
۲۹/۳۴۸	۲۹/۳۷۷	۱/۰۰۱	۲۲۲۴
۲۴/۳۸۶	۳۲/۹۷	۱/۳۵۲	۲۲۲۶/۳۵
۱۷/۸۸۷	۳۰/۴۶۲	۱/۷۰۳	۲۲۳۳/۵
۲۶/۵۴۴	۳۷/۲۷۱	۱/۴۰۲	۲۲۵۴/۱



شکل ۱۰: کراس پلات نمونه ها که مشخص میکند نمونه از نوع کائولونیت می باشد

۳. نتیجه گیری

با توجه به نتایج بدست آمده از آزمایشات مختلف روی نمونه های سنگ مغزه چاه میتوان اظهار کرد که: کانی های عمده تشکیل دهنده نمونه های شیلی سازند، کوارتز و کانی های رسی می باشند. به طوریکه کائولینیت با فراوانی ۵۵ درصد و ایلیت با فراوانی کمتر از ۱۰ درصد فراوانترین کانی های رسی موجود در نمونه ها محسوب شده و کوارتز با فراوانی تا بیش از ۶۰ درصد فراوانترین کانی را تشکیل می دهد. اندازه ذرات کوارتز عمدتاً در محدوده سیلت تا ماسه ریز می باشد. سایر کانی ها مانند کلسیت، فلدسپات پیریت، هالیت و مواد آلی به مقدار بسیار کم غالباً حدود ۵ درصد و کمتر در نمونه ها موجود می باشند، بازه های شیلی سازند بورقان عمدتاً شیل های سیلتی و همچنین شیل های حاوی لنز های ماسه ای می باشند.

دو کانی کائولینیت و ایلیت مهمترین کانی های رسی موجود در نمونه ها هستند. کائولینیت به شکل صفحات هگزاگونال یا کتابی به صورت پر کننده فضاهای خالی دیده می شود، در صورتیکه ایلیت به صورت صفحات نامنظم فضاهای خالی نمونه ها را فرا گرفته و باعث می شود که نفوذپذیری نمونه ها تا حد زیادی کاهش پیدا کند. روش های مستقیم و غیر مستقیم شناسایی کانی های رسی در این نمونه ها نتایج مشابه دارند.

نمونه های شیل از نظر تقسیم بندی جزء گروه شیل های کائولینیتی شکننده با مقدار بسیار کمی ایلیت هستند. مشکل محتمل در حین حفاری این سازند ها شکسته شدن آنها در امتداد سطوح لایه بندی و ریزش شیل می باشد که منجر به مشکلات متعاقب مثل گشادشدگی چاه، گیر لوله ها و تمیزسازی و سیمانکاری ضعیف چاه می شود.

ناپایداری چاه به هنگام حفاری در میان لایه های شیلی سازند بورگان با طراحی شیمیایی سیال حفاری قابل درمان نیست و می بایست از روشهای مکانیک سنگی مانند جهت و شیب مناسب چاه و استفاده از مواد مسدود کننده در سیال حفاری برای بستن درز و شکاف های موجود در سازند و ممانعت از نفوذ سیال حفاری و فشار به داخل سازند استفاده شود. عمود بودن جهت چاه به جهت سطوح لایه بندی سازند شیلی و ممانعت از نفوذ سیال حفاری و حفظ نیروی حمایت کننده اعمالی از سوی سیال حفاری به دیواره چاه در پایداری این نوع سازندهای شیلی مفید بوده اند [۱۲].

" هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر علیرضا بشری و دکتر علی صیرفیان که داوری مقاله را به عهده داشته ، تشکر و قدردانی می نماید "

منابع

- [۱] قجری، ع.، مرتضوی، س.ع.، سلیمانی، م.، "حفاری در سازندهای شیلی"، انتشارات پژوهشگاه صنعت نفت، ۱۳۹۱.
- [۲] هنرمند، ج.، معلمی، س.ع.، لطف پور، م.، "بررسی رخساره های سنگی، محیط رسوبی و چینه شناسی توالی ها در سازند بورقان در شمال غرب خلیج فارس"، پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی (مجله پژوهشی علوم پایه دانشگاه اصفهان) پاییز و زمستان ۱۳۸۸.
- [۳] کردی، م.، بشری، ع.، شناخت کانیهای رسی سازند گژدمی (ماسه های بورگان) و تاثیر آنها بر سنگ مخزن خلیج فارس، مجله اکتشاف و تولید شماره ۱۶، ۱۳۸۲.
- [4] Bennett. R. H. et al., 1991, The Microstructure of fine-grained sediments, from mud to shale, Springer-Verlag New York Inc.
- [5] Da Fontoura et al., 2002, Characterization of Shales for Drilling Purposes, SPE 78218.
- [6] Eslinger, E., Pevear, D., 1988, clay minerals for petroleum geologists and engineers, SEPM short course notes no.22, Tulsa, OK. U.S.A.
- [7] Gall, Bonnie L. et al., April 1983, Semiautomated Method for Cation-Exchange-Capacity Determination of Reservoir Rocks, SPE Journal, Volume 23, Number 2, Pages 231-237.
- [8] Ghazban. F., 2009, Petroleum geology of the Persian Gulf, University of Tehran Press.
- [9] International Atomic Energy Agency, July 2003, Guidelines for Radioelement Mapping Using Gamma Ray Spectrometry Data.
- [10] Ma, C., Eggleton, R.A., 1999, Cation Exchange Capacity of Kaolinite, Clays and Clay Minerals Journal, Vol. 47, No. 2, 174-180.
- [11] Schieber, J. et al., 1998, Petrographic of shales: A survey of Techniques, Schweizerbart science publisher.
- [12] Soroush, H., Sampaio, J.H.B., 2006, Investigation into Strengthening Methods for Stabilizing Wellbores in Fractured Formations, SPE 101802-MS.
- [13] Van Oort, E., 2003, On the physical and chemical stability of shales, Journal of petroleum science and engineering 38, pp 213-235.
- [14] Welton. J. E., 1984, SEM Petrology Atlas, the American Association of Petroleum Geologists.
- [15] Wilson, M. J., 1987, A Handbook of Determinative Methods in Clay Mineralogy, Macaulay Institute for Soil Research, Aberdeen.

A comprehensive study of shale intervals of Burgan Formation: implications for borehole stability

M. Soleymani* and S. Rayat Doost

*soleymanim@ripi.ir

Received: July 2014, Accepted: September 2014

Abstract

This aims of this study is to characterize the Shale intervals of Burgan Formation from a borehole stability point of view. This paper describes the process and workflow for data-acquisition and interpretation in a shale formation characterization program and demonstrates not only the benefits of acquiring specific data, but also highlights the uses of the data to aid the exploration decision process. The next purpose of this paper is to provide a research process that can be applied in similar geological settings. In the study process, we collected a complete set of information and samples from the field and presented a detailed case study, including laboratorial studies of formation samples and interpretation of the information. Available samples and information sources from Burgan Formation include drillhole cores. The minerals were defined by direct and indirect methods. Bulk XRD analyses performed on core samples showed presence of traces of clay minerals. For determination of the exact clay mineral type, clay minerals were extracted and treated by heat and ethylene glycol saturation. Treated samples were subjected to XRD analyses. Interpretation of the natural gamma spectrometry logs allowed the determination of the type and content of clay minerals. In a next step, in order to study the distribution of minerals types, SEM photomicrographs and Cation exchange capacity (CEC) of the samples were carried out. The results revealed that shale intervals of Burgan Formation are not expandable clays. The instability problem cannot be completely solved by drilling fluid design. The study shows, different approached methods reached the same results.

Keywords: Burgan Formation, Well bore stability, Fissile shales, Clay minerals

Reservoir zonation using discrimination of effective and ineffective porosity method in one of the SW Iranian oil Fields; a special look at resistivity logs

J. Honarmand*, J. Rezaeian Dalooei and A. Zeinalzadeh

*Honarmandj@ripi.ir

Received: July 2013, Accepted: July 2014

Abstract

In this paper, core samples from Upper carbonates (Miocene age) of the Asmari Formation in one of the SW Iranian oil fields were studied in macro and microscopic scale. Subsequently, results from core and thin section studies compared with core porosity and permeability and petrophysical wireline logs, especially resistivity logs. Due to texture variation (mudstone to grainstone) and diagenetic events (dolomitization, dissolution, calcite and anhydrite cementation), porosity type and percentage changed in wide range in this formation. This study showed that resistivity logs could be used as an effective tool to distinct effective and ineffective-bearing zones. High permeability intervals have relatively high deep resistivity and high separation between deep and shallow resistivity logs, whereas non-reservoir intervals have low resistivity and very low separation between deep and shallow resistivity. Based on this study, studied carbonate interval of the Asmari Formation was divided into 13 zones. Using separation of deep and shallow resistivity logs, flow zones could be correlated throughout the studied field.

Keywords: Asmari Formation, Effective porosity, Resistivity log, Reservoir zonation.

Numerical calculation of permeability tensor in fractured reservoirs

J. Raof, M. R.Rasaei*, H. Memarian and B. Tokhmchi

* mrasaei@ut.ac.ir

Received: November 2013, Accepted: July 2014

Abstract

Proper characterization of fracture reservoir is crucial for their sound development plan. It is however very difficult to correctly obtain various fracture reservoir properties such as permeability due to high order of heterogeneity and anisotropy within these reservoirs. Classical dual porosity and/or dual permeability models consider a regular fracture network across the reservoir. To improve the concept, we develop a numerical method for tensorial permeability calculation of blocks with random/disordered fracture distribution. We considered a 2D Cartesian fine grid in which the fractures were defined explicitly with their endpoints coordinates. Applying proper boundary conditions, single phase flow is then solved. Full tensor permeability is then obtained analytically from the calculated flow and pressure fields. The result of our method is compared well with that of the analytical models for simple fracture systems. In addition we reported the permeability tensor values of random fracture networks where no analytical solution is available.

Keywords: Fracture reservoirs, Permeability tensor, Fracture network, Permeability anisotropy, Flow simulation.

Sonic wave velocity estimation using intelligent system and multi resolution graph base clustering: A case study from one of Iranian south field

M. Noori Taleghani*, M. Karimi Khaledi and B. Mehrgini

*morteza.noori@ut.ac.ir

Received: September 2013, Accepted: December 2013

Abstract

Compressional and shear velocity are two fundamental parameters, which have many applications in petrophysical, geophysical, and geomechanical operations. These two parameters can be obtained using Dipole Sonic Imaging tool (DSI), but unfortunately this tool is run just in few wells of a field. Therefore it is important to predict compressional and shear velocity indirectly from the other conventional well logs that have good correlation with these parameters in wells without these logs. Classical methods to predict the mentioned parameters are utilizing correlations and regression analysis. However, the best tool is intelligent systems including Artificial Neural Network, Fuzzy Logic, Adaptive Neuro Fuzzy Inference System, and Multi resolution graph base clustering for performing such tasks. In this paper 1321 data points from Kangan and Dalan formations which have compressional and shear velocity are used. These data are divided into two groups: 995 and 326 data points were used for construction of intelligent systems and model testing, respectively. The results showed that despite differences in concept, all of the intelligent techniques were successful for estimation of compressional and shear velocities. The Multi resolution graph base clustering. The method had the best performance among the others due to precise clustering the data points. Using this method, the compressional and shear velocity were correlated with correlation factor of 0.9505 and 0.9407, respectively. The developed model does not incorporate depth or lithological data as a part of the inputs to the network. This means that utilized methodology is applicable to any field.

Keywords: Compressional velocity, Shear velocity, Dipole sonic imaging, Neural network, Fuzzy logic, Multi resolution graph base clustering.

Geochemical characterization and oil family definition for the Azadegan reservoir in the Azadegan oil field

B. Alizadeh, H. Saadati* and S. H. Hoseyni

*hsaadati29@gmail.com

Received: March 2013, Accepted: September 2013

Abstract

This study aims at geochemical investigation of the hydrocarbons contained within the Azadegan sandstone reservoir by using the GC and GC-MS techniques. The Azadegan reservoir contains paraffinic and paraffinic – naphthenic oils with an API of 30. The gas chromatograms reveal that the source rocks responsible for these oils contains mainly type II kerogen deposited in a reducing environment. According to these data the studied oils have a relatively high level of thermal maturity. Ratios of C₃₅S/C₃₄S, C₂₉/C₃₀, C₃₁R/C₃₀ Hopane and Pr/Ph, Ph/nC₁₈ show that the studied oil derived from carbonate source rock; which is also evident from Pr/Ph Vs. DBT/Phen diagrams. Diagrams of (20R) C₂₉/C₂₇ vs. Pr/Ph as well as the ratios of C₂₁₊/C₂₁₋, Pr/P, TAR are consistent with abundance of algal organic matter. Presence of Tricyclic terpanes, higher ETR ratios and diagrams of $\delta^{13}C$ vs. Pr/P introduce a Jurassic aged source rock for the studied oils. Based on biomarker and isotopic data it could be concluded that oils within the Azadegan reservoir are mainly derived from carbonate source rocks of Mid-Upper Jurassic which are deposited in paralic/open marine environment with a predominance of algal organic matter.

Keywords: Biomarker, Azadegan reservoir, Kazhdumi Formation, Azadegan oil field.

Determination of In-situ stress in the Marun oilfield's failure wells

A. Farsimadan*, M. Ahmadi, K. Ahangari and J. Dashbozorgi
*Geoblog@yahoo.com

Received: November 2013, Accepted: July 2014

Abstract

Determination of In-situ stress domain in oilfields is so important for drilling, well completion and petroleum geomechanics. Simply, determination of magnitude and direction of In-situ stress around wellbore is the first step of geomechanical studies and wellbore stability particularly. Preliminarily, because of importance of casing collapse problem in the Marun oilfield, the magnitude of in-situ stress is determined. The magnitude of vertical stress (S_v) was in range of 85 to 90 MPa. The minimum horizontal stress (S_{hmin}) determined by some analytical methods. For estimating of maximum horizontal stress (S_{Hmax}) domain we used Anderson's faulting theory and stress polygon. So the magnitude of S_{Hmax} was so close to S_v and the faulting regime shows normal/strike slip. Within Gachsaran Formation in depth of collapses because of salty lithology and high pore pressure, magnitude of In-situ stress is so close and it can be assume hydrostatic stress state.

Keywords: In-situ stress, Casing collapse, Hydrostatic stress state, Gachsaran Formation, Marun oilfield.

Instruction for Authors

MANUSCRIPT: Manuscripts should be written in **Persian** and can be submitted in Word 2000 file formats via Society of petroleum geology web site (www.ispg.ir).

All manuscripts will be reviewed by the journal's referees and editors prior to their publication.

TITLE, NAME, AND ADDRESS: the first page of the manuscript should include the title, the name(S) of the author(s) with email, and the name and full address of the institution where the work was carried out.

ABSTRACT: the manuscript should have an abstract in the language of the paper. The abstract should be concise, clear and comprehensive, in continuous text. It should summarize the substance of the article. An English summary should be supplied if the article is not in English.

ARRANGEMENT: Distinction between headings and sub-headings should be clearly indicated. The following arrangement of sections is recommended:

1. Introduction
2. Measurements/Observations
3. Methods/Calculations
4. Results and/or Discussion
5. Conclusions/Concluding Remarks

Any of the latter four sections may be divided into two or more separate sub-sections.

TABLES: The tables should be numbered in Arabic numerals in the order of appearance in the text, and given a title on the top. Units should also be included in the column headings.

FIGURES: All photographs, diagrams and graphs should be referred to as "Figure" and numbered with Arabic numerals consecutively, as they are referred to in the text. Each figure should have a clear explanatory caption, with its approximate location noted in the margin, Figures must be suitable for reproduction without being altered or redrawn, and marginal notes such as coordinates should be included. Original drawings should be provided on white paper or tracing cloth.

UNITS: The metric system should be used for units. Abbreviations of units are used only when preceded by a number.

REFERENCES: References should be given on a separate sheet at the end of the manuscript in alphabetic order, in the following manner:

Hunt, B. R., 1978, Digital image processing: in Oppenheim, A. V., Ed., Applications of digital signal processing, Prentice-Hall, Inc. New York.

Lodha, G. S., 1974, Quantitative interpretation of airborne electromagnetic response for a spherical model, M.Sc. thesis, University of Toronto.

Zonge, K. L., and J. C. Wynn, 1975, EM coupling; its intrinsic value, its removal, and the cultural coupling problem, *Geophysics*, 40, 831-850.

If several references are given from the same author (s), they should appear in chronological order. If more than one reference correspond to the same year, the letters a, b, ... follow the year.

In the text, literature citations should be referred to with the name of authors and the year of publication, e.g., Davis and Rabinowitz (1975), when forming a part of a sentence, or (Davis and Rabinowitz, 1975), when forming and addition to a sentence, in parentheses. If a paper has three or more authors, it is referred to by the name of the first author and the expression et al.

Correspondence and communication for journal must be directed To: Editorial office via info@ispg.ir, Iranian Society of Petroleum Geology, or executive manager Behzad Mehrgini via mehrgini@ispg.ir.

P.O. Box 16315-499, Tehran. I.R. Iran.

Tel: (+98-21) 22856408

Fax: (+98-21) 22856407

www.ispg.ir

Iranian Journal of Petroleum Geology

Number 6, Autumn & Winter 2013



Contents	Page
Determination of In-situ stress in the Marun oilfield's failure wells A. Farsimadan, M. Ahmadi, K. Ahangari and J. Dashbozorgi	1
Geochemical characterization and oil family definition for the Azadegan reservoir in the Azadegan oil field B. Alizadeh, H. Saadati and S. H. Hoseyni	21
Sonic wave velocity estimation using intelligent system and multi resolution graph base clustering: A case study from one of Iranian south field M. Noori Taleghani, M. Karimi Khaledi and B. Mehrgini	33
Numerical calculation of permeability tensor in fractured reservoirs J. Raof, M. R. Rasaei, H. Memarian and B. Tokhmchi	45
Reservoir zonation using discrimination of effective and ineffective porosity method in one of the SW Iranian oil Fields; a special look at resistivity logs J. Honarmand, J. Rezaeian Dalooei and A. Zeinalzadeh	59
A comprehensive study of shale intervals of Burgan Formation: implications for borehole stability M. Soleymani and S. Rayat Doost	73

Publisher: Iranian Society of Petroleum Geology
Editor in Charge: E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI
Editor in Chief: M.R. Kamali, Associate Professor at RIPI
Co- Editor: A. Bashari, Assistant Professor at RIPI
Executive Officer: B. Mehrgini
Internal Officer: Y. Salami Delshad
Literary Editor: M. Poorfaraj



Editorial Board:

A. Bashari, Assistant Professor at RIPI
K. Seyed Emami, Professor at Tehran University
A. Seyrafian, Professor at University of Isfahan
M. R. Rezaei, Professor at Curtin University
I. Abdollahi fard, NIOC, Exploration Department
E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI
.R. Kamali, Associate Professor at RIPI
R. Mosavi Heami, Professor at Ferdosi Mashhad
A. Vatani, Associate Professor at Institute of Petroleum, Tehran University

Referees:

A. Bashari
B. Habibnia
F. Khoshbakht
M. Dadvar
A. R. Rabani
A. Shekarifard
A. Seyrafian
A. Arab Amiri
E. Kazemzadeh
M. R. Kamali
M. Keramati
M. Mohamadnia
B. Mehrgini
S. A. Moalemi
R. Mosavi Herami

Address:

Unit 4, No 7, 9th Alley, South Abozar St, Khajeh
Abd... St, Dr. Shariati Ave., Tehran

P. O. Box: 16315-499

Postal Code: 1661634151

Tel: (+98 21) 22856408

Fax: (+98 21) 22856407

Website: www.ispg.ir