



مجله علمی - پژوهشی

زمین شناسی نفت ایران

سال اول، شماره ۲، زمستان ۱۳۹۰

فهرست مقالات

صفحه

۱. تخمین نمودارهای تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار موینگی در یکی از مخازن کربناته ایران
بابک شعبانی و عزت اله کاظم زاده
۲. بکارگیری روش های تشخیص الگو جهت شناسایی سیالات مخزنی با استفاده از داده های پتروفیزیکی
امیر ملاجان، حسین معماریان و بهزاد تخم چی
۳. مطالعه ژئوشیمیائی و پتروفیزیکی بروی کانی‌های رسی بخش E سازند قم، میدان گازی سراجه قم
عباس دهکار، علیرضا بشری و سهیلا اصلانی
۴. بررسی اثر نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بر بهبود پاکسازی فضای حلقوی چاه‌های هیدروکربنی
محمد سلیمانی و سعیده رعیت دوست
۵. مطالعه آزمایشگاهی روش نوین حفاری با لیزر: انقلابی در صنعت حفاری و اکتشاف
مهدی بخت بیدار، محسن قربانخانی، محمدرضا کاظمی اسفه، مهدی علی محمدی
۶. استفاده از تئوری انتروپی اطلاعات و روش تصمیم گیری بیزین، در شناسایی پارامترهای مناسب برای ارزیابی و تفکیک رخساره‌های نفتی (میدان نفتی منصوری، جنوب ایران)
بهزاد مهرگینی و حسین معماریان
۷. مطالعه تاثیر کانی‌های رسی بر ناهمسانگردی نفوذپذیری سنگ های کربناته در یکی از مخازن جنوب غرب ایران
یاسر سلیمی دلشاد
۸. ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای سنگ منشاء در میدان نفتی کیلورکریم، جنوب غرب ایران
بهرام علیزاده، هاشم صراف‌دخت، ندا جنت‌مکان

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر کاظم سید امامی، استاد دانشگاه تهران
دکتر علی صیرفیان، دانشیار دانشگاه اصفهان
دکتر محمد رضا رضایی، دانشیار دانشگاه کر تین استرالیا
دکتر ایرج عبدالهی فرد، اداره پژوهش ژئوفیزیک مدیریت
اکتشاف شرکت ملی نفت ایران
دکتر عزت اله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر محمد رضا 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

سردبیر: دکتر محمد رضا کمالی، دانشیار پژوهشگاه صنعت نفت

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

مدیر اجرایی: مهندس بهزاد مهرگینی

مدیر داخلی: مهندس میر محمود رضوی حسابی

ویراستار: مهندس یاسر سلیمی دلشاد

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا، آقایان:

- | | | |
|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| ۱. مهندس محمد اویار حسین | ۱۵. مهندس محمد سلیمانی | ۲۹. مهندس بیژن نوری |
| ۲. دکتر علیرضا بشری | ۱۶. دکتر عباس شهرآبادی | ۳۰. دکتر حجت اله نوروزی |
| ۳. مهندس حسام الوکی بختیاری | ۱۷. مهندس سجاد کاظم شیرودی | |
| ۴. دکتر محمود برگریزان | ۱۸. مهندس قربانعلی صبحی | |
| ۵. مهندس حسین پورصیامی | ۱۹. دکتر علی صیرفیان | |
| ۶. مهندس خسرو جدلی | ۲۰. دکتر عزت اله کاظم زاده | |
| ۷. دکتر محمد جهانی | ۲۱. دکتر علی کدخدایی | |
| ۸. دکتر علی چهارزی | ۲۲. دکتر محمد رضا کمالی | |
| ۹. دکتر الهام حاج کاظمی | ۲۳. مهندس سید محمد جواد مجتهدی | |
| ۱۰. دکتر بهروز حبیب نیا | ۲۴. مهندس محمد محمد نیا | |
| ۱۱. آقای مهندس فرهاد خوشبخت | ۲۵. دکتر محمد مختاری | |
| ۱۲. دکتر احمد رضا ربانی | ۲۶. دکتر سید علی معلمی | |
| ۱۳. دکتر محمد رضا رضایی | ۲۷. دکتر محمود معماریانی | |
| ۱۴. مهندس سهراب ظهیره بند | ۲۸. دکتر بهرام موحد | |

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 نامبر: 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.

راهنمای نگارش مقالات

مجله علمی پژوهشی زمین‌شناسی نفت ایران دو بار در سال منتشر می‌شود. در این نشریه مقاله‌های پژوهشی در زمینه‌های زمین‌شناسی نفت، پتروفیزیک ژئوشیمی و علوم مرتبط که به زبان فارسی نگاشته می‌شود پذیرفته می‌شود. این مقاله‌ها را می‌توان به صورت فایل رایانه ای با فرمت word 2000 به صورت الکترونیکی از طریق سایت انجمن زمین‌شناسی نفت ایران (www.ispg.ir) ارسال کرد. هیئت تحریریه مجله زمین‌شناسی نفت ایران، رعایت دقیق دستور عمل زیر را در حکم یکی از شرایط پذیرش مقاله ضروری می‌باشد.

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 به‌خوبی 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:

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 واژه‌ها 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 افزار 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 بالای 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. مقاله فارسی: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان، عنوان مقاله، نام مجله، شماره مجله، شماره صفحات، سال. مقاله خارجی: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان، عنوان مقاله، نام اختصاری مجله، شماره مجله، شماره صفحات، سال انتشار.

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

تخمین نمودارهای تراوایی نسبی آب- نفت با استفاده از داده‌های فشار مویینگی در یکی از مخازن کربناته ایران

بابک شعبانی^۱، عزت اله کاظم زاده^{۲*}

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد دانشگاه صنعتی امیرکبیر، ۲- استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

kazemzadehe@ripi.ir

چکیده

تراوایی نسبی را می‌توان با آزمایش مغزه‌های نفتی به صورت مستقیم محاسبه نمود، ولی با توجه به عواملی چون عدم دسترسی به نتایج آزمایشگاهی اندازه‌گیری مستقیم تراوایی نسبی سیالات، از روش‌های غیر مستقیم نیز برای اندازه‌گیری آن استفاده می‌شود. یکی از این روش‌ها، تخمین نمودارهای تراوایی نسبی با استفاده از داده‌های فشار مویینگی می‌باشد و درستی آن برای محاسبه تراوایی نسبی مایع-گاز، در سال‌های گذشته مورد بررسی قرار گرفته است؛ ولی، هنوز اطلاعات کافی برای انتخاب بهترین مدل برای محاسبه تراوایی نسبی آب-نفت موجود نیست. در این مقاله از مدل‌های مختلفی چون Corey، Li-Purcell، Brooks-Corey و Li-Burdine برای محاسبه تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار مویینگی آب-نفت در فرآیند تخلیه در یکی از مخازن کربناته نفت‌تر ایران استفاده شد. نتایج به دست آمده با داده‌های آزمایشگاهی تراوایی نسبی آب-نفت مقایسه شدند. مدل‌های Corey و Brooks-Corey مقادیر تقریباً دقیقی را برای محاسبه تراوایی نسبی نفت تخمین زدند، ولی، مدل‌های Li-Purcell و Li-Burdine مقادیر کمتری را برای فاز تر کننده محاسبه کردند. همچنین، به جز مدل Li-Purcell، نتایج حاصل از سایر مدل‌ها برای تراوایی نسبی آب تقریباً یکسان است و در اکثر موارد مقادیر بیشتری را نسبت به داده‌های آزمایشگاهی تخمین می‌زنند. سپس، طبقه بندی مخزن با استفاده از اطلاعات شعاع منافذ مغزه‌ها در اشباع ۳۵ درصد از جیوه انجام شد و دقت هر یک از مدل‌ها برای هر گونه سنگی مورد بررسی و تفسیر قرار گرفت؛ نتایج حاصل از این کار نشان داد که تخمین نمودارهای تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار مویینگی می‌تواند به عنوان یک روش قابل قبول در محیط‌های کربناته نفت‌تر نیز، مورد استفاده قرار گیرد.

کلمات کلیدی: تراوایی نسبی، فشار مویینگی، فاز ترکننده، فاز غیرترکننده، اشباع و مغزه

۱- مقدمه

تراوایی و فشار موینگی خواص مخزنی بسیار مهمی هستند. تراوایی میزان توانایی عبور سیال در سنگ مخزن را نشان می‌دهد و یکی از پارامترهای بسیار مهم برای مدیریت و توسعه مخازن می‌باشد. اطلاعات فشار موینگی در تخمین ضخامت ناحیه گذرا، هیدروکربنی یا غیر هیدروکربنی بودن و تراوایی مطلق و نسبی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

تراوایی نسبی را می‌توان با آزمایش مغزه‌های نفتی به صورت مستقیم محاسبه نمود، ولی با توجه به عواملی از جمله تأثیر پارامترهای مختلف آزمایشگاهی روی نتایج اندازه‌گیری تراوایی نسبی و عدم دسترسی به نتایج آزمایشگاهی اندازه‌گیری مستقیم تراوایی نسبی سیالات، از روش‌های غیر مستقیم نیز برای اندازه‌گیری آن استفاده می‌شود. یکی از این روش‌ها، استفاده از روابط تجربی محاسبه تراوایی نسبی با کمک اطلاعات فشار موینگی می‌باشد. روش‌هایی که برای محاسبه تراوایی نسبی با استفاده از اطلاعات فشار موینگی به کار گرفته شده‌اند، به طور کلی برای شرایط تخلیه بسط داده شده‌اند، به طوری که فاز غیرترکننده (گاز)، فاز ترکننده (آب یا نفت) را جا بجا می‌کند. در نتیجه، کاربرد این روش‌ها به طور کلی محدود به سیستم‌های گاز-آب و گاز-نفت می‌باشد که مخزن به روش تخلیه تولید می‌کند. اگر چه محاسبه تراوایی نسبی در سیستم آب-نفت با کمک اطلاعات فشار موینگی امکان پذیر است، دقت این روش‌ها برای آن معلوم نیست. مقاله‌های زیادی در زمینه تخمین تراوایی نسبی آب-نفت با کمک اطلاعات فشار موینگی وجود دارند [۱، ۲، ۳، ۴، ۵، ۷، ۸، ۹، ۱۰، ۱۱]. این مقاله‌ها و داده‌های آزمایشگاهی تراوایی نسبی و فشار موینگی برای اینکه بتوان نتیجه گرفت کدام روش برای تخمین تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از اطلاعات فشار موینگی در یک سیستم نفت تر مناسب است، کافی نیستند. برای تشریح شکل ریاضی مدل‌های به کار گرفته شده، در ابتدا مدل‌های Purcell و Burdine به طور خلاصه داده می‌شوند.

۲- مدل Purcell

اولین مدل برای محاسبه میزان تراوایی و تراوایی نسبی با استفاده از داده‌های فشار موینگی، در سال ۱۹۴۹ توسط Purcell ارائه گردید. Purcell با استفاده از مفهوم توزیع اندازه منافذ و اندازه‌گیری فشار موینگی با روش تزریق جیوه، مدل خود را ارائه داد. این روش می‌تواند برای محاسبه نفوذ پذیری نسبی چند فاز بسط داده شود. در حالت دو فاز تراوایی نسبی فاز ترکننده و غیرترکننده به صورت زیر به دست می‌آیند:

$$k_{rw}(s_w) = \frac{k_w(s_w)}{k_w(s_w=1)} = \frac{\int_0^{s_w} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (۱-الف)$$

$$k_{mw}(s_w) = \frac{\int_{s_w}^1 \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (۱-ب)$$

k_{rw} و S_w تراوایی نسبی و اشباع فاز ترکننده، k_{mw} تراوایی نسبی فاز غیرترکننده و P_c فشار موینگی به عنوان تابعی از S_w می‌باشد [۱۱].

۳- مدل Burdine

Burdine در سال ۱۹۵۳ رابطه‌ای مشابه روش Purcell با معرفی ضریب پیچاپیچی به عنوان تابعی از اشباع فاز ترکنده ارائه داد. تراوایی نسبی فاز ترکنده و غیرترکنده به صورت زیر به دست می‌آیند:

$$k_{nw} = (\lambda_{nw})^2 \frac{\int_0^{s_w} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (۲-الف)$$

$$k_{mw} = (\lambda_{mw})^2 \frac{\int_{s_w}^1 \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (۲-ب)$$

λ_{mw} و λ_{nw} نسبت پیچاپیچی فاز ترکنده و غیرترکنده هستند که به صورت زیر محاسبه می‌گردند:

$$\lambda_{nw} = \frac{\tau_w(1.0)}{\tau_w(s_w)} = S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (۳-الف)$$

$$\lambda_{mw} = \frac{\tau_{nw}(1.0)}{\tau_{nw}(s_w)} = S_{nw}^* = \frac{1 - S_w - S_{nwr}}{1 - S_{wr} - S_{nwr}} \quad (۳-ب)$$

S_{nwr} و S_{wr} حداقل درجه اشباع فاز ترکنده و غیرترکنده، $\tau_w(1.0)$ و $\tau_w(s_w)$ به ترتیب پیچاپیچی فاز ترکنده در اشباع ۱۰۰٪ و s_w و τ_{nw} پیچاپیچی فاز غیرترکنده است [۲].

۴- مدل Corey

بر اساس مدل‌های Purcell و Burdine و با داشتن عبارت ریاضی برای فشار موینگی، منحنی‌های نفوذ پذیری نسبی قابل محاسبه می‌باشند. در سال ۱۹۵۴، Corey دریافت که منحنی فشار موینگی گاز-نفت می‌تواند به صورت یک رابطه خطی به صورت زیر بیان شود:

$$\frac{1}{P_c^2} = C \cdot S_w^* \quad (۴)$$

که C ضریب ثابت و S_w^* اشباع نرمالیزه فاز ترکنده می‌باشد و طبق رابطه زیر بیان می‌شود:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (۵-الف)$$

که S_{wr} درجه اشباع باقی مانده فاز ترکنده می‌باشد.

در صورت استفاده از این روش برای محاسبه نفوذ پذیری سیستم آب-نفت، میزان S_w^* را می‌توان با استفاده از رابطه زیر به دست آورد:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{nwr}} \quad (۵-ب)$$

که S_{nwr} درجه اشباع باقی مانده فاز غیرترکنده می‌باشد [۳].

Corey، با جایگزینی رابطه خطی فشار موینگی در رابطه Burdine، رابطه‌های زیر را برای محاسبه تراوایی نسبی در حالت تخلیه به دست آورد:

$$k_{nw} = (S_w^*)^4 \quad (۶-الف)$$

$$k_{mw} = (1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*2}) \quad (۶-ب)$$

محدودیت اصلی مدل Corey در رابطه خطی مجذور فشار موینگی با درجه اشباع نرمالیزه می باشد، زیرا این رابطه تنها در حالت های خاصی صادق است.

۵- مدل Brooks-Corey

با توجه به محدودیت های مدل Corey، این مدل توسط Brooks و Corey در سال ۱۹۶۶ بهبود داده شد. در مدل Brooks-Corey رابطه فشار موینگی به صورت زیر تعریف گردید:

$$P_c = \frac{P_e}{(S_w^*)^{1/\lambda}} \quad (۷)$$

که P_e فشار موینگی ورود و λ شاخص توزیع اندازه منافذ می باشد و هرچه λ بزرگتر باشد نشانگر این است که ناهمگونی مغزه پایین است؛ میزان λ معمولاً بین ۱ و ۴ می باشد.

با قرار دادن رابطه فشار موینگی در مدل Burdine رابطه های محاسبه تراوایی فازهای ترکنده و غیرترکنده به صورت زیر به دست آمد:

$$k_{nw} = (S_w^*)^{2/\lambda+3} \quad (۸-الف)$$

$$k_{mw} = (1 - S_w^*)^2 \left[1 - (S_w^*)^{2/\lambda+1} \right] \quad (۸-ب)$$

در حالت خاصی که λ برابر ۲ باشد، رابطه Brooks-Corey به شکل رابطه Corey در می آید [۱].

۶- مدل Li-Purcell

این مدل با استفاده از مدل جامع فشار موینگی Li و مدل تراوایی نسبی Purcell استخراج شده است که به صورت زیر بیان می شود:

$$k_{nw} = \frac{1 - (S_{we})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}}{1 - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}} \quad (۹-الف)$$

$$k_{mw} = \frac{(S_{we})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}}{1 - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}} \quad (۹-ب)$$

که k_{nw} و k_{mw} به ترتیب تراوایی نسبی فاز ترکنده و فاز غیرترکنده می باشند؛ S_{we} به صورت زیر تعریف می شود:

$$S_{we} = 1 - b S_w^* \quad (۱۰)$$

یک ضریب ثابت است و به صورت زیر تعریف می گردد:

$$b = 1 - \left(\frac{P_e}{P_{\max}} \right)^{-\lambda} \quad (۱۱)$$

و α نیز به صورت زیر تعریف می گردد:

$$\alpha = \left(\frac{P_e}{P_{max}} \right)^{-\lambda} \quad (12)$$

که P_{max} فشار موینگی بیشینه می‌باشد، P_e فشار موینگی ورودی و λ اندیس توزیع اندازه حفره‌ها می‌باشد [۹].

۷- مدل Li-Burdine

این مدل با استفاده از مدل جامع فشار موینگی Li و مدل تراوایی نسبی Burdine استخراج شده است که به صورت زیر بیان می‌شود:

$$k_{nw} = \frac{1 - (S_{we})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}}{1 - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}} (S_w^*)^2 \quad (13-الف)$$

$$k_{mw} = \frac{(S_{we})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}}{1 - \alpha^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}} (1 - S_w^*)^2 \quad (13-ب)$$

S_{we} و α نیز با رابطه‌های (۱۰) و (۱۲) تعریف می‌گردند [۹].

مدل‌های مختلفی شامل مدل‌های Corey، Li-Purcell، Brooks-Corey و Li-Burdine را برای محاسبه تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار موینگی آب-نفت در حالت تخلیه در یکی از مخازن کربناته ایران به کار گرفتیم. با وجود رواج زیاد مدل‌های Purcell و Burdine، ما از مدل‌های جدید Li-Purcell و Li-Burdine استفاده کردیم. برای تعیین گونه سنگی از روش Winland استفاده شد. در معادله Winland داریم:

$$\log(R_{35}) = 0.732 + 0.588 \log(k) - 0.864 \log(\phi) \quad (14)$$

که R_{35} شعاع منافذ مغزه بر حسب میکرون در اشباع ۳۵ درصد از جیوه در آزمایش فشار موینگی تزریق جیوه، k تراوایی بر حسب میلی داریسی، و ϕ تخلخل بر حسب درصد می‌باشد. مغزه‌های گونه سنگی یکسان، مقادیر مشابه R_{35} دارند [۶]. میزان R_{35} یک گونه سنگی، منعکس کننده بافت رسوبی و دیاژنتیکی است و بر روی عبور سیال و بازدهی مخزن تأثیر می‌گذارد؛ همچنین، R_{35} مشخص کننده نوع حفره‌های موثر کنترل کننده عبور سیال در سنگ می‌باشد. مقادیر R_{35} به صورت زیر برای تعریف واحدهای پتروفیزیکی به کار می‌روند:

مگاپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها بزرگ‌تر از ۱۰ میکرون می‌باشد.

ماکروپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها بین ۲ و ۱۰ میکرون می‌باشد.

مزوپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها بین ۰.۵ و ۲ میکرون می‌باشد.

میکروپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها بین ۰.۱ و ۰.۵ میکرون می‌باشد.

نانوپورت؛ واحدهایی که R_{35} آن‌ها کوچک‌تر از ۰.۱ میکرون می‌باشد [۶].

در انتها نتایج محاسبه شده برای مغزه‌ها و گونه‌های سنگی با داده‌های آزمایشگاهی تراوایی نسبی مقایسه می‌شوند.

۸- بررسی و تفسیر نتایج

داده‌های آزمایشگاهی مورد استفاده با همکاری شرکت نفت فلات قاره ایران تهیه شده است. این داده‌ها شامل ۶ نمونه می‌باشند که در اعماق مختلف چاه گرفته شده‌اند. از هر نمونه ۲ مغزه به قطر ۱/۵ اینچ و طول ۲-۱/۵ اینچ جدا و در دستگاه ساکسلت و با استفاده از تولوئن و متانول داغ تمیز شده‌اند؛ سپس، در آن معمولی با دمای ۱۰۵ درجه سانتیگراد خشک

شده‌اند. حجم و چگالی جامد توسط دستگاه AutoPorosimeter اندازه‌گیری شده است و بعد از آن تخلخل و تراوایی مغزه‌ها در دستگاه CMS-300 و در فشار ۱۷۳۱ psi اندازه‌گیری شده‌اند. تمامی مغزه‌ها کربناته است؛ پس از استراحت دادن مغزه‌ها با نفت به مدت ۴۰ روز و بازسازی شرایط مخزن، آزمایشات تعیین ترشوندگی Amout و USBM انجام شدند و نشان دادند که تمامی مغزه‌ها نفت‌تر یا مایل به نفت‌تر می‌باشند. در این مقاله فرض بر نفت‌تر بودن تمامی مغزه‌ها است، لذا فاز ترکنده نفت و فاز غیرترکنده آب می‌باشد. بر روی یک سری از مغزه‌ها، آزمایش فشارمویبگی به روش سانتیریویژ و آزمایش تراوایی نسبی انجام شد. تراوایی نسبی مغزه‌های ۱ و ۴ به روش ناپایا و تراوایی نسبی مغزه‌های ۲، ۳، ۵ و ۶ به روش پایا اندازه‌گیری شده‌اند. ویژگی‌های سنگ و سیال مورد استفاده در جدول ۱ و مقادیر آزمایشگاهی تراوایی نسبی در جدول ۲ نشان داده شده است.

برای به دست آوردن ضرایب مورد نیاز برای مدل‌های تراوایی نسبی Brooks-Corey و Li-Burdine، ابتدا با استفاده از داده‌های فشار مویبگی و مدل‌های فشار مویبگی Brooks-Corey و Li، منحنی‌ای که بهترین تطابق را با این داده‌ها داشته باشد، به دست می‌آوریم. برای این کار از نرم افزار مطلب (MATLAB)، بسته ابزاری Curve Fitting استفاده شده است. شکل‌های ۱ و ۲ داده‌های فشار مویبگی و مدل‌های مویبگی برای به دست آوردن ضرایب مورد نیاز در مدل‌های تراوایی نسبی می‌باشند. نتایج تراوایی نسبی محاسبه شده و مقایسه آن‌ها با داده‌های آزمایشگاهی در شکل ۳ نشان داده شده است. خطای هر یک از مدل‌ها به روش جذر میانگین مربع‌ها محاسبه گردید که در جداول ۱-۳ و ۲-۳ مقادیر آن‌ها نشان داده شده است. مدل‌های Brooks-Corey و Corey، بهترین تطابق را با داده‌های آزمایشگاهی فاز ترکنده دارند و مدل‌های Li-Purcell و Li-Burdine، مقادیر کمتری نسبت به داده‌های آزمایشگاهی به دست می‌دهند. تراوایی نسبی فاز غیرترکنده محاسبه شده توسط تمامی مدل‌ها به جز مدل Li-Purcell، تقریباً یکسان بوده و در اکثر موارد مقادیر بیشتری را محاسبه می‌کنند. تراوایی نسبی فاز غیرترکنده محاسبه شده با مدل Li-Purcell در هیچ یک از شکل‌ها نشان داده نشده است، زیرا تقعر نمودار در مختصات کارتزین به سمت محور اشباع نرمالیزه است که با داده‌های آزمایشگاهی فاصله زیادی داشته و غیرقابل قبول می‌باشد. از آنجا که در رابطه Brooks-Corey سعی شده تا با وارد کردن پارامتر λ بر محدودیت رابطه Corey در خصوص در نظر گرفتن توزیع خاص از اندازه منافذ غلبه گردد، بنابراین رابطه Brooks-Corey دارای قابلیت بیشتری در محاسبه منحنی‌های تراوایی نسبی برای انواع مختلف سنگ‌های مخزنی می‌باشد. تنها می‌بایست در محاسبه پارامتر λ دقت نمود، زیرا منحنی‌های فشار مویبگی قادر به تخمین دقیق توزیع اندازه منافذ نبوده و علاوه بر این، برخی از منحنی‌ها با استفاده از یک λ قابل توصیف نیستند. به نظر می‌رسد تعریف λ های مختلف در بازه‌های متفاوت اشباع فازها، منجر به توصیف بهتر منحنی فشار مویبگی گردیده و دقت روش را در تخمین تراوایی نسبی افزایش دهد. ذکر این نکته ضروری است که توان ضریب انتگرال به صورت $\tau(s_w^* = 1) / \tau(s_w^*)$ الزاماً برابر ۲ نبوده و Burdine نیز دلیل تئوری برای آن ارائه نداده است. از آنجا که این ضریب بر نتایج مدل‌ها به خصوص میزان انحنای منحنی‌های تراوایی نسبی موثر است، بنابراین، بهتر است ضریب به طور کلی $(s_w^*)^n$ تعریف شده و n بر اساس شکل منحنی فشار مویبگی تعیین شود. در مورد مدل Li-Purcell نیز، خطای کم برای فاز ترکنده و خطای زیاد برای فاز غیرترکنده، نشان از تأثیر ناچیز ضریب پیچاپیچی به عنوان تابعی از اشباع فاز تر، بر تراوایی نسبی فاز ترکنده دارد. بر اساس تعریف ضریب پیچاپیچی در رابطه Burdine، وقتی S_w به S_{wr} میل می‌کند، طول محیط متخلخل، l ، به سمت بی نهایت سوق پیدا می‌کند و فاز ترکنده به صورت ناپیوسته در می‌آید که این امر درست به نظر نمی‌آید، زیرا، همان‌طور که Li و Horne نیز بیان کردند، در این حالت فاز ترکنده به صورت یک فیلم پیوسته بر روی سطح سنگ می‌ماند، در نتیجه، میزان پیچاپیچی در این حالت تقریباً برابر پیچاپیچی در حالت اشباع کامل از فاز ترکنده است که نشان دهنده اثر ناچیز اشباع فاز ترکنده بر روی پیچاپیچی فاز ترکنده است [۱۰]. به طور مشابه، زمانی که S_w به $S_{wr} - 1$ میل

می‌کند، طول محیط متخلخل، l ، به سمت بی نهایت سوق پیدا می‌کند و فاز غیرترکونده به صورت ناپیوسته در می‌آید. این امر درست به نظر می‌آید، زیرا، در این حالت، فاز غیرترکونده ممکن است به صورت قطرات ناپیوسته بر سطح سنگ باقی بماند. به نظر می‌رسد که پیچاپیچی فاز ترکونده و غیر ترکونده، رفتار متفاوتی به عنوان تابعی از اشباع فاز ترکونده از خود نشان می‌دهند. این می‌تواند دلیلی برای معرفی پیچاپیچی برای فاز غیرترکونده باشد.

پس از محاسبه خطا برای هر یک از مغزه‌ها، گونه سنگی با استفاده از روش Winland برای این مخزن انجام شد [۶]. مغزه‌های شماره ۲ و ۳ در بازه مگاپورت ($>10\mu$)، مغزه‌های شماره ۱ و ۵ در بازه ماکروپورت ($10\mu-2$) و مغزه‌های شماره ۴ و ۶ در بازه مزوپورت ($2\mu-0.5$) قرار گرفتند. محدوده مگاپورت را گونه سنگی نوع ۱، محدوده ماکروپورت را گونه سنگی نوع ۲ و محدوده مزوپورت را گونه سنگی نوع ۳ می‌نامیم. با میانگین‌گیری از مقادیر تراوایی نسبی آزمایشگاهی و اندازه‌گیری شده، تراوایی نسبی هر یک از گونه‌های سنگی به دست آمد که در شکل ۴ نشان داده شده است [۱۲]. میزان خطای هر یک از مدل‌ها برای هر گونه سنگی در جداول ۳-۳ و ۳-۴ نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل ۴ دیده می‌شود، مقادیر تخمین زده شده برای فاز تر نسبتاً دقیق بوده و قابل اعتماد می‌باشند. برای حالت غیرتر، به طور کلی، در اشباع‌های پایین آب، مقادیر تخمین زده شده مناسب است، ولی، با افزایش میزان اشباع از دقت مقادیر محاسبه شده کاسته می‌شود؛ نکته قابل توجه تطابق مناسب مدل‌ها با منحنی تراوایی نسبی فاز غیرترکونده گونه سنگی نوع اول است؛ با توجه به λ های به دست آمده از مدل‌های مویینگی، این امر می‌تواند به دلیل ناهمگونی کم نمونه‌های بازه مگاپورت و در نتیجه پاسخ بهتر شبیه سازی محیط متخلخل با لوله‌های مویین باشد.

۹- نتیجه گیری

مطالعات انجام شده نشان داد که در صورت اندازه‌گیری صحیح منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار مویینگی، ارتباط مناسبی بین تراوایی نسبی و فشار مویینگی وجود داشته و می‌توان از مدل‌های موجود، با تقریب خوبی، برای پیش بینی منحنی تراوایی نسبی فازها استفاده نمود. بر اساس داده‌های موجود از یکی از مخازن کربناته ایران و مطالعات انجام شده بر روی آن‌ها، نتایج زیر برای تخمین منحنی‌های تراوایی نسبی آب-نفت از فشار مویینگی در یک مخزن کربناته نفت حاصل شد:

۱- مدل‌های Corey و Brooks-Corey بهترین تطابق را با داده‌های آزمایشگاهی فاز ترکونده دارند که با توجه به کامل‌تر بودن مدل Brooks-Corey، این مدل به عنوان مدل بهینه برای تخمین تراوایی نسبی فاز ترکونده مخازن کربناته نفت تر، پیشنهاد می‌گردد.

۲- مدل‌های Li-Purcell و Li-Burdine نیز، در برخی نمونه‌ها، تخمین خوبی برای تراوایی نسبی فاز تر فراهم می‌آورند.

۳- تراوایی نسبی فاز غیرترکونده محاسبه شده توسط تمامی مدل‌ها به جز مدل Li-Purcell، تقریباً یکسان بوده و در اکثر موارد مقادیر بیشتری را محاسبه می‌کنند.

۴- برای محاسبه تراوایی نسبی فاز ترکونده برای هر گونه سنگی نیز، استفاده از مدل Brooks-Corey به عنوان مدل بهینه پیشنهاد می‌گردد.

۵- برای محاسبه تراوایی نسبی فاز غیرترکونده برای هر گونه سنگی، استفاده از مدل‌ها در بازه مگاپورت مناسب است.

۶- تخمین نمودارهای تراوایی نسبی آب-نفت با استفاده از داده‌های فشار مویینگی می‌تواند به عنوان یک روش قابل قبول در محیط‌های کربناته نفت‌تر، مورد استفاده قرار گیرد.

تشکر و قدردانی

این مقاله تحت حمایت مادی واحد پژوهش و توسعه شرکت نفت فلات قاره ایران انجام شده است.

جدول ۱- ویژگی‌های سنگ و سیال

شماره نمونه	تراوایی نسبت به هوا، میلی داریسی	تخلخل، کسر	چگالی سنگ، گرم بر سی سی	شاخص ترشوندگی آموت- هاروی	تراوایی نسبت به نفت در S_{wr} میلی داریسی	گرانروی آب، سانتی پواز	گرانروی نفت در ۶۳ سانتیگراد، سانتی پواز	چگالی آب، گرم بر سی سی	چگالی نفت، گرم بر سی سی	قطر، سانتی متر	طول، سانتی متر
1	25.4	0.309	2.87	-0.177	14.9	1.7708	1.6786	1.1460	0.8643	3.830	4.749
2	977.0	0.246	2.84	-0.578	154	1.8170	1.6979	1.1464	0.8647	3.823	4.424
3	401.0	0.136	2.82	-0.351	292	1.7708	1.6598	1.1460	0.8639	3.823	4.199
4	33.2	0.276	2.85	-0.211	14.4	1.8409	1.6236	1.1466	0.8630	3.799	4.808
5	28.5	0.159	2.83	-0.209	13.8	1.7266	1.6236	1.1455	0.8630	3.826	4.326
6	16.5	0.207	2.84	-0.269	8.8	1.8170	1.6979	1.1464	0.8647	3.828	4.268

جدول ۲- مقادیر آزمایشگاهی تراوایی نسبی نفت-آب

نمونه شماره ۱			نمونه شماره ۴			نمونه شماره ۲			نمونه شماره ۳			نمونه شماره ۵			نمونه شماره ۶		
S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}	S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.165	0.000	1.0000	0.136	0	1.0000	0.095	0	1	0.170	0	1.000	0.161	0	1	0.138	0	1.000
0.557	0.228	0.0294	0.609	0.237	0.0194	0.247	0.075	0.428	0.292	0.035	0.296	0.191	0.040	0.722	0.256	0.010	0.352
0.565	0.241	0.0271	0.622	0.257	0.0162	0.269	0.086	0.327	0.352	0.048	0.181	0.236	0.058	0.488	0.350	0.037	0.138
0.574	0.254	0.0241	0.629	0.269	0.0145	0.287	0.164	0.230	0.378	0.063	0.088	0.264	0.113	0.423	0.426	0.051	0.072
0.582	0.266	0.0217	0.638	0.285	0.0125	0.307	0.204	0.190	0.425	0.078	0.073	0.360	0.163	0.231	0.443	0.065	0.061
0.589	0.276	0.0198	0.643	0.294	0.0115	0.358	0.246	0.058	0.444	0.100	0.063	0.388	0.187	0.176	0.463	0.087	0.054
0.595	0.285	0.0181	0.648	0.302	0.0106	0.408	0.297	0.031	0.485	0.143	0.034	0.417	0.195	0.122	0.520	0.129	0.030
0.603	0.296	0.0163	0.652	0.309	0.0099	0.446	0.365	0.009	0.529	0.190	0.020	0.488	0.295	0.070	0.566	0.164	0.017
0.610	0.307	0.0145	0.656	0.316	0.0092	0.625	0.790	0	0.593	0.291	0.007	0.539	0.399	0.042	0.760	0.502	0.000
0.619	0.320	0.0128	0.660	0.322	0.0087				0.710	0.458	0.000	0.580	0.476	0.023			
0.626	0.332	0.0113	0.663	0.328	0.0081							0.817	0.954	0.000			
0.633	0.342	0.0101	0.666	0.334	0.0077												
0.639	0.352	0.0091	0.676	0.352	0.0063												
0.644	0.360	0.0083	0.679	0.359	0.0059												
0.649	0.368	0.0077	0.689	0.378	0.0048												
0.656	0.380	0.0067	0.692	0.384	0.0044												
0.663	0.391	0.0059	0.695	0.389	0.0041												
0.671	0.406	0.0050	0.698	0.394	0.0039												
0.678	0.418	0.0043	0.700	0.399	0.0037												
0.684	0.428	0.0038	0.702	0.404	0.0034												
0.689	0.437	0.0034	0.705	0.408	0.0033												
0.693	0.445	0.0031	0.708	0.414	0.0030												
0.697	0.452	0.0028	0.717	0.429	0.0023												
0.705	0.465	0.0023	0.725	0.442	0.0019												
0.708	0.471	0.0021	0.735	0.459	0.0014												
0.717	0.488	0.0017	0.747	0.476	0.0009												
0.719	0.492	0.0016	0.752	0.482	0.0007												
0.728	0.508	0.0012	0.761	0.492	0.0006												
0.733	0.517	0.0010	0.764	0.495	0.0005												
0.742	0.532	0.0008	0.766	0.497	0.0004												
0.750	0.546	0.0006	0.770	0.500	0.0004												
0.755	0.554	0.0005	0.772	0.502	0.0003												
0.762	0.566	0.0004	0.775	0.505	0.0003												
0.765	0.571	0.0003	0.778	0.507	0.0003												
0.795	0.654	0.0000	0.802	0.572	0.0000												

جدول ۳-۱- خطای هر یک از مدل‌ها برای فاز تر

شماره مغزه	خطای مدل Corey	خطای مدل Brooks-Corey	خطای مدل Li-Purcell	خطای مدل Li-Burdine
1	0.0049	0.0016	0.0115	0.0115
2	0.0758	0.0606	0.2064	0.2064
3	0.0369	0.0270	0.0655	0.0236
4	0.0052	0.0036	0.0072	0.0064
5	0.0564	0.0744	0.2280	0.2180
6	0.0513	0.0531	0.0895	0.0650

جدول ۳-۲- خطای هر یک از مدل‌ها برای فاز غیر تر

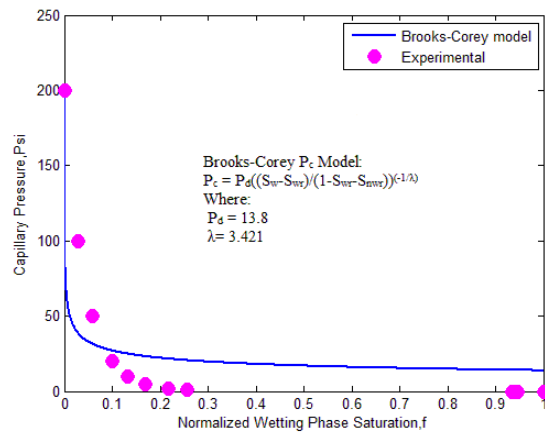
شماره مغزه	خطای مدل Corey	خطای مدل Brooks-Corey	خطای مدل Li-Burdine
1	0.2257	0.2090	0.2459
2	0.0871	0.0910	0.0787
3	0.2139	0.2092	0.2336
4	0.3162	0.3018	0.3312
5	0.0943	0.1065	0.0575
6	0.2093	0.1981	0.2361

جدول ۳-۳- خطای هر یک از مدل‌ها برای هر گونه سنگی برای فاز تر

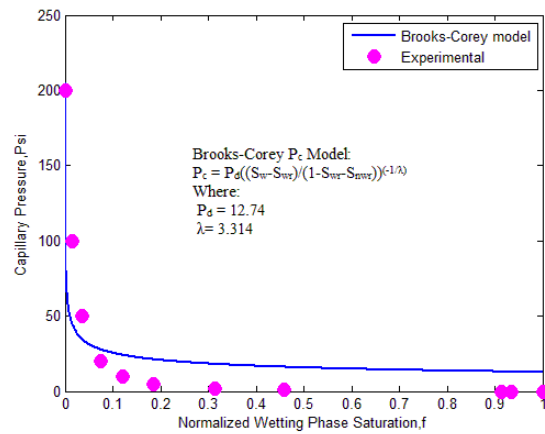
گونه سنگی	خطای مدل Corey	خطای مدل Brooks-Corey	خطای مدل Li-Burdine
1	0.0568	0.0601	0.1236
2	0.1164	0.114	0.3728
3	0.0432	0.0389	0.1169

جدول ۳-۴- خطای هر یک از مدل‌ها برای هر گونه سنگی برای فاز غیر تر

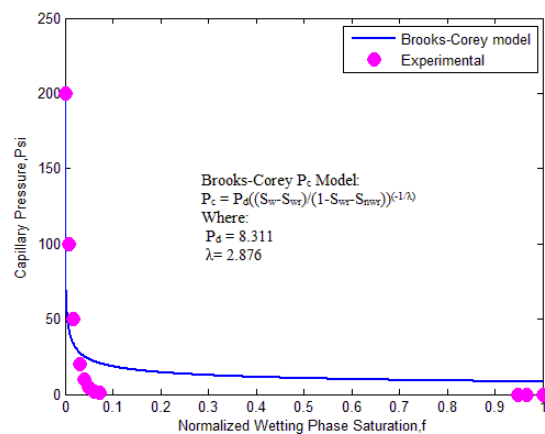
گونه سنگی	خطای مدل Corey	خطای مدل Brooks-Corey	خطای مدل Li-Burdine
1	0.0272	0.0514	0.0878
2	0.2975	0.2529	0.2796
3	0.2464	0.2416	0.2788



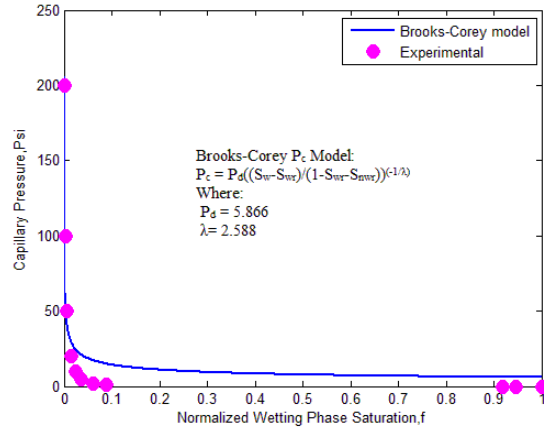
شکل ۱-۱- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۱



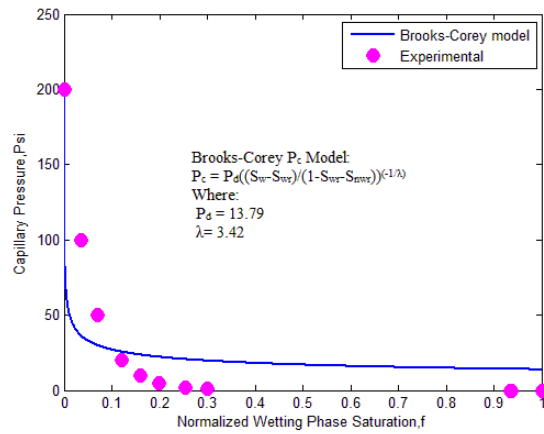
شکل ۲-۱- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۲



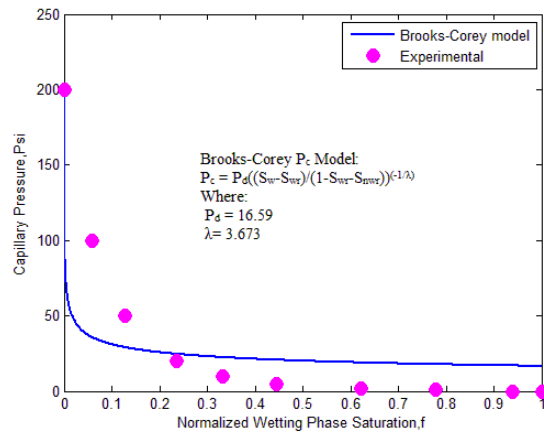
شکل ۳-۱- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۳



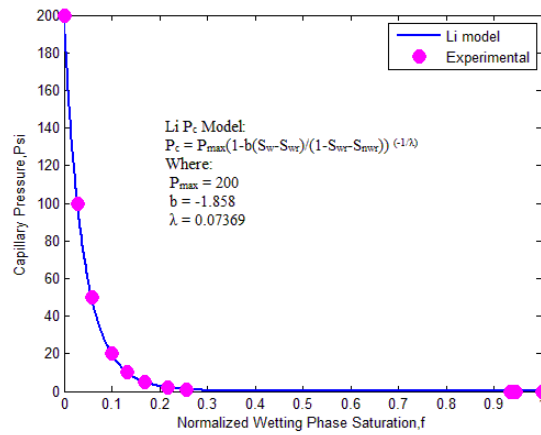
شکل ۱-۴- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۳



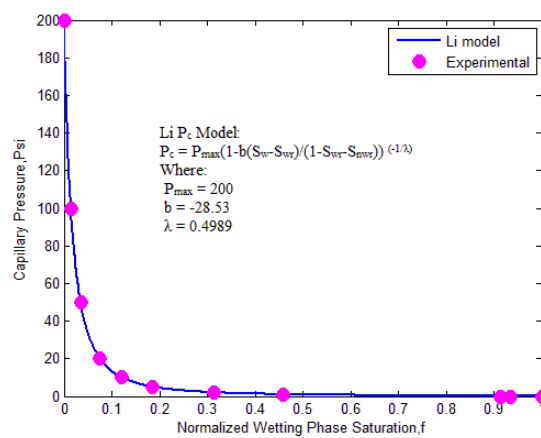
شکل ۱-۵- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۵



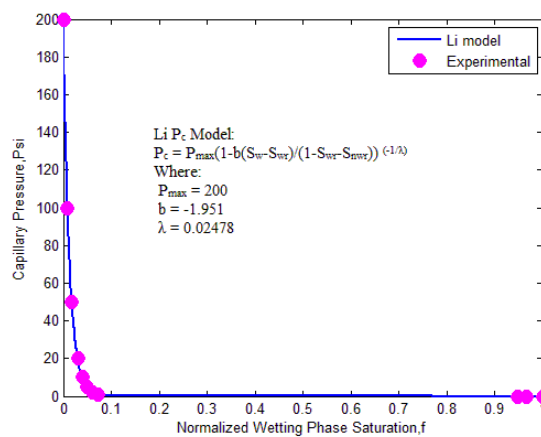
شکل ۱-۶- همبستگی فشار موینگی Brooks-Corey مغزه شماره ۶



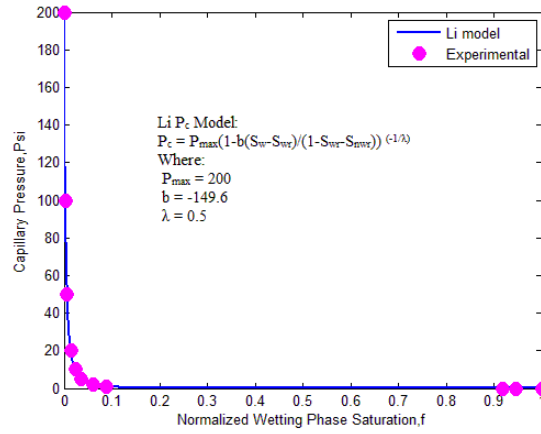
شکل ۲-۱- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۱



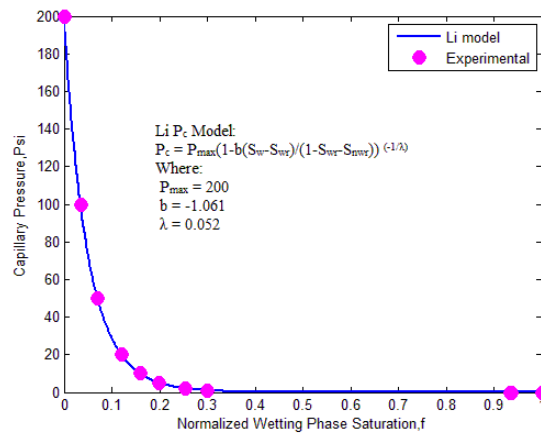
شکل ۲-۲- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۴



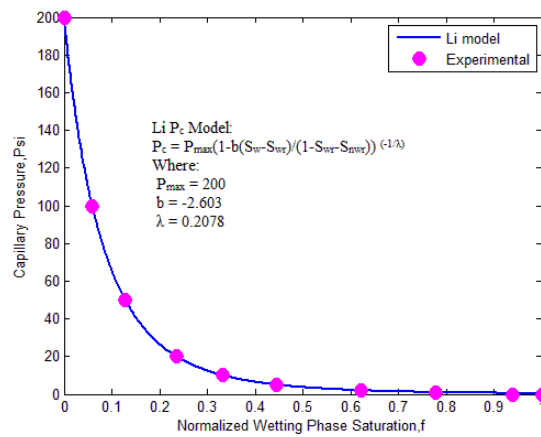
شکل ۲-۳- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۲



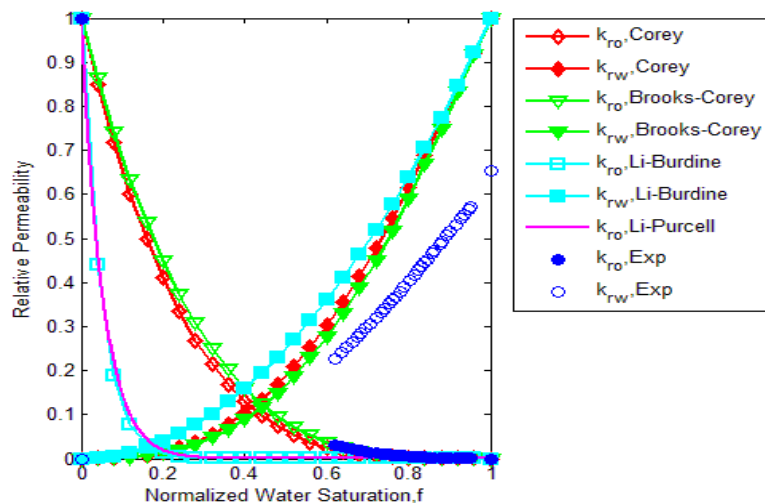
شکل ۲-۴- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۳



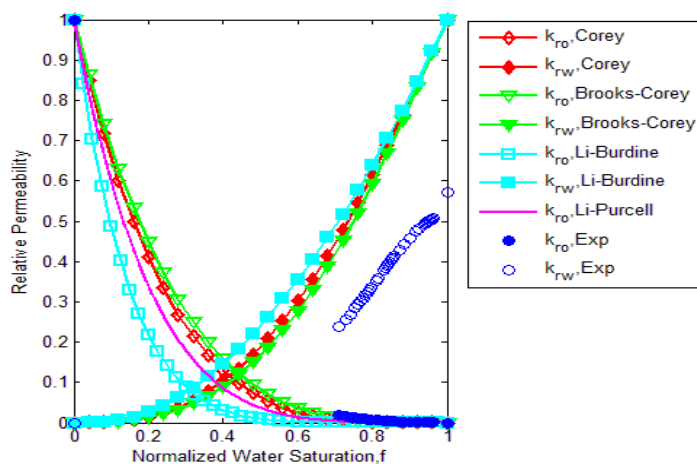
شکل ۲-۵- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۵



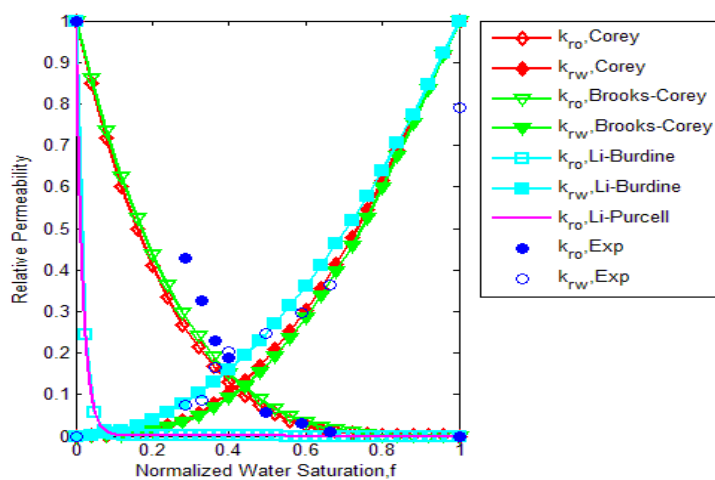
شکل ۲-۶- مدل فشار موینگی Li مغزه شماره ۶



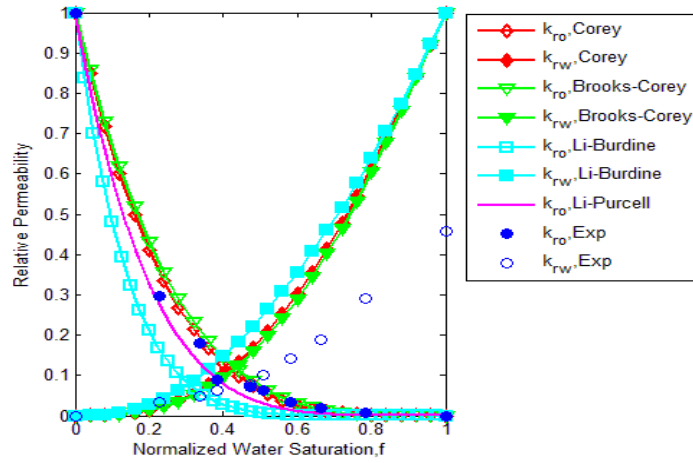
شکل ۱-۳- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۱ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



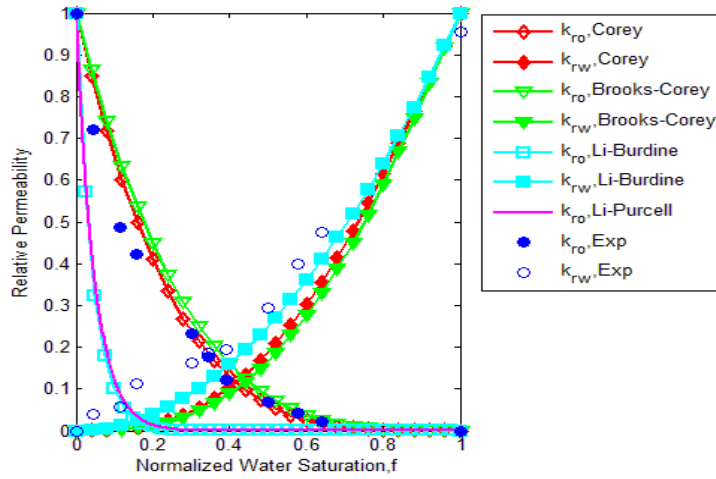
شکل ۲-۳- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۴ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



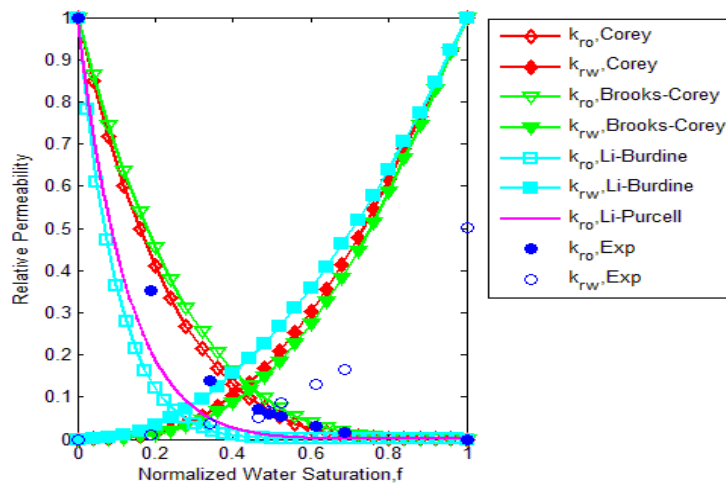
شکل ۳-۳- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۲ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



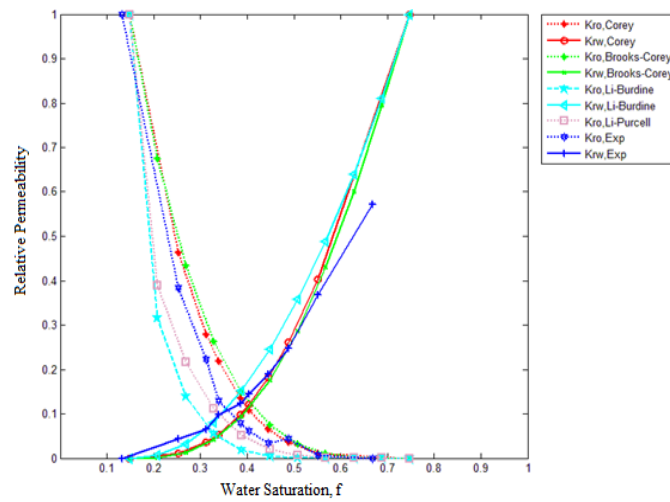
شکل ۳-۴- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۳ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



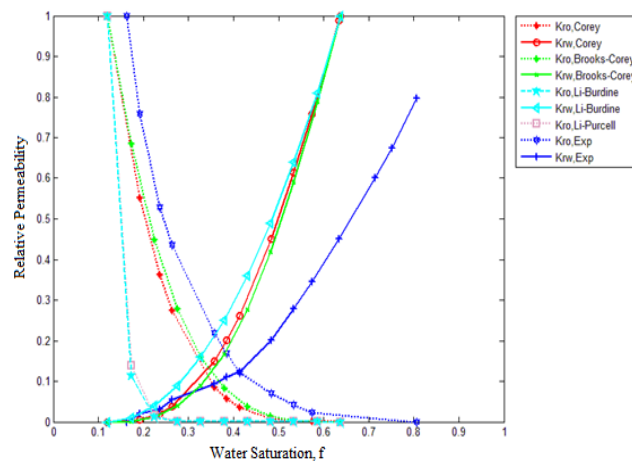
شکل ۳-۵- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۵ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



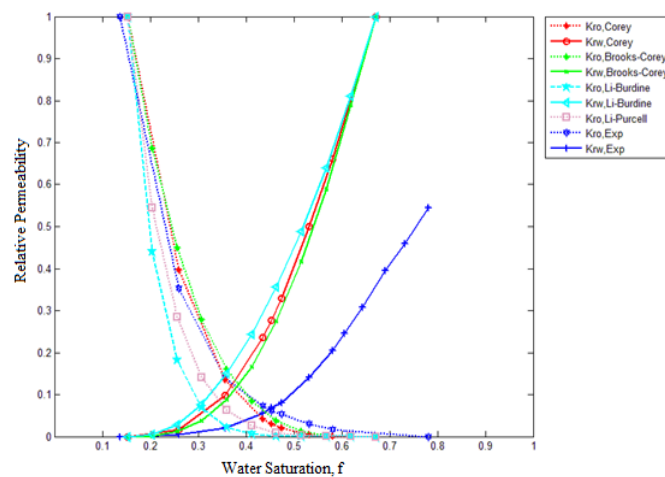
شکل ۳-۶- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده مغزه شماره ۶ و مقایسه آن با مقادیر آزمایشگاهی



شکل ۴-۱- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده گونه سنگی نوع اول و مقایسه آن با مقادیر واقعی



شکل ۴-۲- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده گونه سنگی نوع دوم و مقایسه آن با مقادیر واقعی



شکل ۴-۳- تراوایی نسبی نفت-آب محاسبه شده گونه سنگی نوع سوم و مقایسه آن با مقادیر واقع

منابع

- [1] Brooks, R.H.; Corey, A.T.; (1966); *Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow*, J. Irrigation and Drainage Engineering, vol.92, 61-87.
- [2] Burdine, N.T.; (1953); *Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data*, Trans. AIME, vol.198, 71-78.
- [3] Corey, A.T.; (1954); *The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities*, Producers Monthly, vol. 19, 38-41.
- [4] Honarpour, M.M.; Koederitz, L.; Harvey, A.H.; (1986); *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*, CRC press, Boca Raton, Florida, USA.
- [5] Huang, D.D.; Honarpour, M.M.; Al-Hussainy, R.; (1997); *An Improved Model for Relative Permeability and Capillary Pressure Incorporating Wettability*, Paper SCA 9718, Proceeding of International Symposium of the Society of Core Analysts, Calgary, Canada, September 7-10.
- [6] Kolodzie, S.; Jr.; (1980); *Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smiths Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado*, paper SPE 9382 presented at the 1980 Annual Fall Technical Conference of Society of Petroleum Engineers held in Dallas, Texas, September 21-24.
- [7] Land, C. S.; (1968); *Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow from Rock Properties*, SPEJ, June, 149-156.
- [8] Land, C. S.; (1971); *Comparison of Calculated with Experimental Imbibition Relative Permeability*, Trans. AIME, vol. 251, 419-425.
- [9] Li, K.; (2004); *Generalized Capillary Pressure and Relative Permeability Model Inferred from Fractal Characterization of Porous Media*, Paper SPE 89874, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in, Houston, Texas, September 26-29.
- [10] Li, K.; Horne, R.N.; (2001); *Steam-Water Relative Permeability by the Capillary Pressure Method*, Presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Edinburgh, Scotland, September 17-19.
- [11] Purcell, W.R.; (1949); *Capillary Pressures-their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability*, Trans. AIME, vol. 186, 39-48.
- [12] Ahmad, Tarek; (1997); *Reservoir Engineering Handbook*, 2nd Edition, Gulf professional publishing, 304-307.

Estimation of relative permeability curves from capillary pressure data in one of Iranian carbonate reservoir

Babak Shabani & Ezatallah Kazemzadeh

Abstract

Relative permeability can be measured directly from cores, but due to problems such as unavailability of experimental results of direct relative permeability measurement, indirect techniques also have been used to calculate relative permeability. One of these methods is estimating relative permeability curves from capillary pressure data that the reliability of this method for approximation of liquid-gas relative permeability curves had thoroughly investigated. However, there is not enough information to conclude which method is the standard one for calculating oil-water relative permeability curves. Various capillary pressure techniques such as the Corey, Brooks-Corey, Li-Purcell and Li-Burdine methods were utilized to calculate oil-water relative permeabilities using the measured oil-water capillary pressure data in drainage process in an oil-wet Carbonate reservoir. Despite wide popularity of Purcell and Burdine methods for calculating relative permeability, new Li-Purcell and Li-Burdine methods were used. The calculated results were compared to the experimental data of oil-water relative permeabilities measured in a Carbonate reservoir. The Corey and Brooks-Corey models are shown an acceptable and nearly exact match with the measured oil relative permeability values. However, the Li-Purcell and Li-Burdine models underestimate the values for wetting phase in most cases. It is also worth mentioning that, except Li-Purcell method, the results of all other methods for calculating non-wetting phase relative permeability are almost the same and overestimate the values. Then, rock typing on the basis of pore throat radius at 35% mercury saturation were done and the accuracy of each model were examined for all rock types. Results of this work revealed that calculation of oil-water relative permeability using the capillary pressure data is also a reliable technique in oil-wet carbonate reservoirs.

Key Words:Relative Permeability, Capillary Pressure, Wetting Phase, Nonwetting Phase, Saturation, Core.

بکارگیری روش‌های تشخیص الگو جهت شناسایی سیالات مخزنی با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی

امیر ملاجان^{۱*}، حسین معماریان^۲، بهزاد تخم‌چی^۳

۱- کارشناس ارشد مهندسی اکتشاف معدن، دانشگاه تهران، ۲- استاد دانشکده مهندسی معدن دانشگاه تهران، ۳- استادیار دانشکده مهندسی معدن،

نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود

a.mollajan@alumni.ut.ac.ir

چکیده

تشخیص نوع و نحوه‌ی توزیع سیالات مخزنی یکی از کارهای اصلی در چاه‌پیمایی و تست چاه محسوب می‌شود. تاکنون روش‌های مختلفی برای شناسایی نوع سیالات مخزنی ارائه شده است که در یک تقسیم‌بندی کلی می‌توان آن‌ها را دو گروه روش‌های مستقیم (تست چاه و ...) و روش‌های غیرمستقیم (مطالعات لرزه سه بعدی و استفاده از چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی) تقسیم‌بندی نمود. در این بین استفاده از داده‌های مربوط به چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی به دلیل قدرت تفکیک بالا و انطباق بیشتر بر واقعیت چاه‌های نفتی، بسیار مرسوم‌تر از روش‌های مستقیم و نیز داده‌های ژئوفیزیک لرزه‌ای هستند. در این مقاله با استفاده از چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی نسبت به شناسایی نوع سیالات مخزنی در سه گروه نفت، نفت آبدار و آب در یک مخزن کربناته اقدام شده است. در الگوریتم طراحی شده از دو تکنیک آنالیز موجک و طبقه‌بندی استفاده شده و روش انتخابی بر روی داده‌های مربوط به پنج چاه از یک میدان نفتی در جنوب غرب ایران پیاده‌سازی شده است. در نهایت نیز نتایج به‌دست آمده از این روش با پاسخ‌های تست چاه مورد مقایسه و صحت‌سنجی قرار گرفته است. نتایج حاکی از آن است که با استفاده از این روش می‌توان با دقت قابل‌قبولی نوع سیالات درون مخزن را شناسایی نمود.

کلمات کلیدی: سیالات مخزنی، چاه‌نمودار پتروفیزیکی، طبقه‌بندی، تجزیه موجک

۱- مقدمه

تشخیص دقیق توزیع سیالات مخزنی از کارهای اصلی در چاه‌پیمایی و تست چاه بوده و تعیین آن نقش بسیار مهمی در کاهش عدم قطعیت در ارزیابی ذخیره هیدروکربنی مخزن و در نتیجه انتخاب استراتژی توسعه میدان دارد. نحوه توزیع و انتشار سیالات مخزنی توسط عواملی همچون نیروهای ارشمیدس، موئینه و هیدرواستاتیک، همچنین شرایط هیدرودینامیک مخزن و نیز تخلخل و نفوذپذیری سنگ مخزن کنترل می‌شود [۱]. به‌طور کلی در یک ستون آب و نفت براساس تراوایی نسبی سیالات مخزنی، می‌توان سه بخش تولیدکننده ۱۰۰٪ نفت (با تراوایی نسبی بالاتر نفت نسبت به آب)، بخش تدریجی آب - نفت و بخش تولید کننده ۱۰۰٪ آب (با تراوایی نسبی بالاتر آب نسبت به نفت) را در نظر گرفت. در یک تقسیم بندی کلی روش‌های تشخیص عمق سطوح تماس سیالات را می‌توان به دو دسته روش‌های مستقیم و غیرمستقیم تقسیم نمود. در روش‌های مستقیم مانند تست چاه، سطح تماس سیالات مخزنی از طریق مشاهده مایع مخزنی تشخیص داده می‌شود اما در روش‌های غیر مستقیم این سطوح با استفاده از تفسیر چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی یا مطالعات لرزه سه بعدی مشخص می‌شوند. در این بین استفاده از داده‌های مربوط به چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی به دلیل قدرت تفکیک بالا و انطباق بیشتر بر واقعیت چاه‌های نفتی، بسیار مرسوم‌تر از داده‌های ژئوفیزیک لرزه‌ای هستند. در این راستا گنگ و همکاران [۲] و دالبرگ و فرنس [۳] برای تشخیص انواع سیالات مخزنی به صورت موثری از چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی استفاده کرده‌اند. کوتس با استفاده از طیف سنجی تفریقی T2 چاه نمودارهای NMR، سیالات مخزنی را طبقه بندی کرده‌است [۴]. یو و همکاران از تکنیک تبدیل موجک برای تشخیص سیالات مخزنی کمک گرفتند [۵]. ادوارد و همکاران نیز به بررسی سطوح تماس سیالات در یک مخزن کربناته شکاف‌دار پرداخته‌اند [۶].

در این مقاله با استفاده از چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی به شناسایی نوع سیالات در سه گروه نفت، نفت آبدار و آب در یک مخزن کربناته اقدام شده است. در الگوریتم طراحی شده از دو تکنیک آنالیز موجک و طبقه‌بندی استفاده شده و روش انتخابی بر روی داده‌های مربوط به پنج چاه از یک میدان نفتی در جنوب غرب ایران پیاده سازی شده است. در نهایت نیز نتایج به دست آمده از این روش با پاسخ‌های تست چاه مورد مقایسه و صحت سنجی قرار گرفته است.

۲- پاسخ چاه‌نمودارهای مختلف به تغییرات سیالات مخزنی

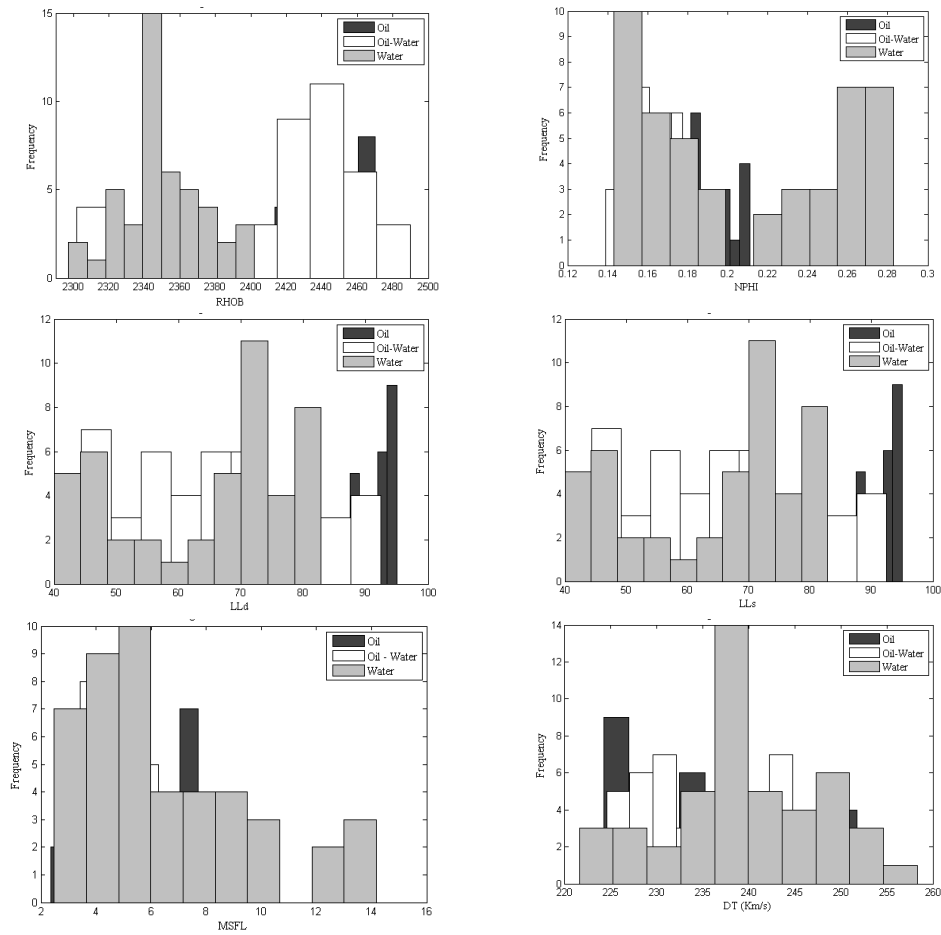
معمولاً در زون نفتی شعاع بررسی نمودار مقاومت ویژه کم عمق کوچک است و این شعاع عمیق‌تر از شعاع نفوذ فیلترای گل حفاری نیست. در چنین حالتی مقدار مقاومت الکتریکی قرائت شده به وسیله نمودار مقاومت ویژه کم عمق از مقدار قرائت شده به وسیله نمودار مقاومت عمیق کمتر است و از سویی دیگر در زون نفتی جدایش کافی بین نمودارهای مقاومت ویژه الکتریکی عمیق و کم عمق از شاخص‌های تعیین کننده است.

در زون آب چنانچه مشخص است، قسمت‌های مورد تهاجم فیلترای گل حفاری (با پایه آب) و یا دست نخورده هر دو حاوی آب سازندی می‌باشند، لذا مقدار مقاومت الکتریکی قرائت شده توسط نمودارهای مقاومت ویژه عمیق و کم عمق، کم و درعین حال هر دو نمودار در کنار و یا بر روی هم ثبت می‌شود، البته این مورد بستگی زیادی به مقاومت الکتریکی سیال حفاری (R_{mf}) دارد [۷]. بنابراین می‌توان گفت که در محل سطح تماس آب - نفت مقدار مقاومت به کمترین مقدار خود در یک مخزن تمیز و متخلخل افت می‌کند. شیلی شدن، تغییرات تخلخل، نفت باقیمانده یا مواد قیری ممکن است این پیک را پنهان کند [۸]. جدول ۱ چاه‌نمودارهای استفاده شده را به همراه توضیح مختصر درباره اثر سیالات مختلف بر مقادیر آن‌ها نشان می‌دهد. شکل ۱ هیستوگرام هریک از چاه‌نمودارها را برای سه کلاس مورد نظر در چاه شماره ۱ نشان می‌دهد. به-

طور کلی همان طور که در یک مخزن کربناته توقع آن می‌رفت، حضور سیال نفت باعث افزایش در مقدار چاه‌نمودارهای مقاومت سنجی شده و مقادیر چاه‌نمودارهای چگالی و سرعت موج فشاری نیز کاهش یافته است. در چاه‌نمودار نوترن نیز ارتباط مشخص و واضحی مشاهده نمی‌شود.

جدول ۱- چاه‌نمودارهای انتخابی جهت طبقه بندی [۹]

نمودار	توضیحات
LLD	عمق تجسس آن در حدود چندین فوت بوده و مقداری که این نمودار به- دست می‌دهد، مجموع مقاومت زون رخنه، تدریجی و دست نخورده است.
LLS	عمق تجسس در این حالت در حدود یک فوت بوده و مجموع مقاومت زون رخنه و تدریجی را بدست می‌دهد.
MSFL	ابزاری متمرکز است که برای جانشینی MLL و PL بوجود آمده است. محدودیت اصلی MLL حساسیت آن به گل کبره است. این ابزار به خوبی قادر است مقدار R_{xo} را بدست بدهد. عمق جستجوی آن کم تا متوسط بوده، لکن قدرت تفکیک قائم خوبی داشته و در سازندهای بسیار مقاوم نیز تأثیر کمی از محیط می‌گیرد.
DT	این نمودار، زمان عبور را در مقابل عمق (مدت زمانی که یک ضربه صوتی طول معینی از یک سنگ (یک فوت) را طی می‌کند) نشان می‌دهد. نمودار صوتی فقط در یک چاه باز پر شده از مایع عمل کرده و تخلخل زمینه (اولیه) را اندازه‌گیری می‌کند. در صورتی که سیال موجود در فضای تخلخل از هیدروکربن پُر شده باشد، مقدار تخلخل به دست آمده زیاده‌تر از اندازه حقیقی است و بایستی تصحیح گردد.
RHOB	در سنگ‌های متخلخل و تمیز، چگالی اندازه‌گیری شده شامل چگالی مایع در فضاهای خلل و فرج به علاوه چگالی دانه‌های سنگ است که به آن چگالی کلی گویند. این نمودار برخلاف نمودار صوتی تخلخل کلی (اولیه و ثانویه) را اندازه‌گیری می‌کند.
NPHI	محتوای هیدروژن سنگ‌ها به ماهیت سیال موجود در فضای خالی و مقدار رس آن بستگی دارد. وجود گاز در خلل و فرج سنگ (به دلیل تمرکز کم هیدروژن) سبب می‌شود که ابزار نوترن نتواند تخلخل دقیق سنگ را اندازه‌گیری کند. همانند نمودار چگالی این نمودار نیز تخلخل کلی را بدست می‌دهد.



شکل ۱- هیستوگرام چاه‌نمودارهای مختلف چاه شماره ۱ برای کلاس‌های مختلف

۳- روش شناسی

در این قسمت به اختصار تکنیک‌های بکارگرفته شده در این مقاله توضیح داده خواهد شد.

• تجزیه موجک

تئوری موجک برای غلبه بر مشکلات تبدیل فوریه و فوریه زمان کوتاه ارائه گردیده است. تبدیل موجک پیوسته یک روش تجزیه و تحلیل زمان-فرکانس می باشد. در این روش مسئله تقسیم سیگنال به بخش‌های مختلف با استفاده از مقیاس‌گذاری و انتقال دادن یک تابع حل می‌شود. این تابع در طول سری اطلاعاتی انتقال پیدا می‌کند و برای هر موقعیت آن، طیف سری اطلاعاتی محاسبه می‌شود. این مراحل برای توابعی با مقیاس‌های مختلف تکرار می‌شود و در نهایت نتیجه حاصل به صورت مجموعه‌ای از اطلاعات آرگومان-فرکانس بدست می‌آید. ویژگی اصلی تبدیل موجک در مقابل تبدیل فوریه زمان کوتاه این است، که تمامی توابع پایه از انتقال و مقیاسی تابع موجک مادر بدست می‌آیند. توابع موجک مادر مختلفی تاکنون تعریف و استفاده شده‌اند. تبدیل موجک پیوسته با اضافه کردن دو پارامتر انتقال و مقیاس، به صورت زیر از روی موجک مادر بدست می‌آیند [۱۰]:

$$W_{\psi}[x](a,b) = \langle x, \psi_{a,b} \rangle = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \psi^* \left(\frac{t-b}{a} \right) dt \quad (1)$$

این تابع، سیگنال $x(t)$ را با استفاده از موجک مادر $\psi^*(t)$ از حوزه عمق Z به سیگنالی در حوزه‌ی مقیاس (a) - موقعیت (b) تبدیل می‌کند. جمله $(\sqrt{a})^{-1}$ ، ضریب به‌هنجارسازی است. نتیجه تبدیل موجک پیوسته یک ماتریس بنام C است، که شامل ضرایب موجک می‌باشد. این ضرایب تابعی از مکان و مقیاس بوده و میزان شباهت بین بازشدگی و انتقال موجک و تابع $x(t)$ را در زمان b و مقیاس a نشان می‌دهد.

• طبقه بندی کننده بیزین

یکی از روش‌های مؤثر برای طبقه‌بندی، روش بیزین است. مطابق این روش برای تعیین این‌که یک عمق مشخص به کدام گروه (نفت، نفت‌آبدار و یا آب) تعلق دارد، از داده‌های چاه‌نمودارها (X_i) استفاده شده و میزان احتمال تعلق یک عمق خاص به هر کدام از گروه‌ها (W_i) محاسبه می‌شود. در نهایت هر عمق به گروهی که دارای احتمال تعلق بیشتری است منتسب می‌شود. برای این منظور فرض کنیم $n=2$ باشد، مطابق قانون بیز داریم [۱۱، ۱۲]:

$$P(W_i|X) = \frac{P(X|W_i) \cdot P(W_i)}{P(X)} \quad (21)$$

مقدار $P(W_i)$ را احتمال پیشین نامیده شده و آن احتمال تعلق عمق مورد نظر به یکی از گروه‌ها بدون در نظر گرفتن نوع چاه-نمودار مورد استفاده است. برای این منظور می‌بایستی از مجموعه داده‌های آموزشی (مجموعه‌ای از داده‌ها با مشخص بودن گروهی که به آن تعلق دارند) استفاده نمود. لذا اگر m داده آموزشی داشته باشیم که n_1 تای آن‌ها به گروه w_1 و n_2 تای آن‌ها به w_2 تعلق داشته باشد، می‌توان نوشت:

$$P(w_1) = \frac{n_1}{m}, \quad P(w_2) = \frac{n_2}{m} \quad (3)$$

با فرض مشخص بودن توابع چگالی احتمال $P(X|W_1)$ و $P(X|W_2)$ ، چنانچه $P(X|W_1) < P(X|W_2)$ در این صورت بردار X به گروه ۱ تعلق دارد. همچنین درحالی‌که $P(X|W_1) < P(X|W_2)$ آنگاه بردار X متعلق به گروه ۲ خواهد بود. و درحالت کلی با استفاده از رابطه (۱) می‌توان نوشت:

$$\text{چنانچه } P(W_2|X) P(w_2) < P(w_1) P(W_1|X) \text{ آنگاه } x \in w_1$$

$$\text{چنانچه } P(W_1|X) P(w_1) < P(w_2) P(W_2|X) \text{ آنگاه } x \in w_2$$

۴- روند اجرای الگوریتم

در این مطالعه از شش چاه‌نمودار LLS, LLd, MSFL, RHOB, NPFI و مربوط به پنج چاه استفاده شده است. در ابتدا با استفاده از سه چاه نمودار LLd, NPFI, RHOB و داده‌های مغزه، درجه اشباع آب در هر چاه تخمین زده شده [۱۳] و سپس مخزن با استفاده از دو مقدار حدی زیر ۲۰ درصد آب (گروه نفت) و بالای ۵۵ درصد آب (گروه آب) به سه گروه تقسیم بندی شد. طبقه‌ای که بین درجه اشباع ۲۰ و ۵۵ درصد قرار گرفته است را گروه نفت‌آبدار (یعنی منطقه‌ای که در آن نفت به همراه آب تولید می‌شود) نام‌گذاری کرده‌ایم. در مرحله بعد الگوریتم زیر در دو وضعیت بررسی می‌شود:

در حالت اول داده‌های مربوط به چاه‌نمودارهای انتخابی ابتدا بدون هیچ‌گونه فرآیند پردازشی (داده‌های خام) در روند عمومی طبقه‌بندی وارد شده ولی در حالت دوم سعی می‌شود در ابتدا موجک مادر بهینه هر چاه‌نمودار با استفاده از الگوریتم انطباق انرژی تعیین شده و چاه‌نمودارهای مختلف پس از تجزیه طبقه بندی شوند.

۵- نتایج حاصل از اجرای الگوریتم

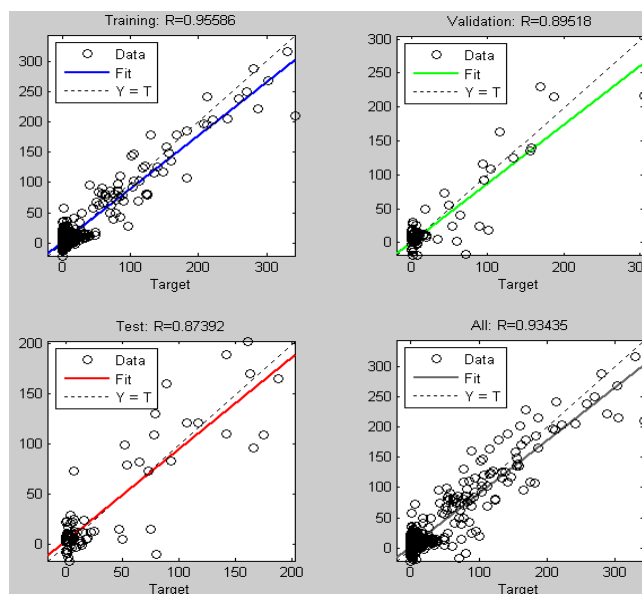
• تخمین چاه‌نمودار درجه اشباع آب

برای این منظور از یک شبکه عصبی^۱ MLP سه لایه استفاده شده است. جدول ۱ اطلاعات چند نمونه از مدل‌های مورد بررسی و نیز مدل انتخابی برای شبکه عصبی مورد استفاده را در چاه شماره ۴ را نشان می‌دهد. با توجه به این جدول مدل انتخاب شده (مدل شماره ۵ با مقدار RMSE پائین‌تر) برای تخمین مورد استفاده قرار گرفته است. نتایج حاصل از تخمین نیز در شکل ۲ آورده شده است.

جدول ۲- اطلاعات مدل‌های بررسی شده برای شبکه عصبی مورد استفاده شده جهت تخمین درجه اشباع آب

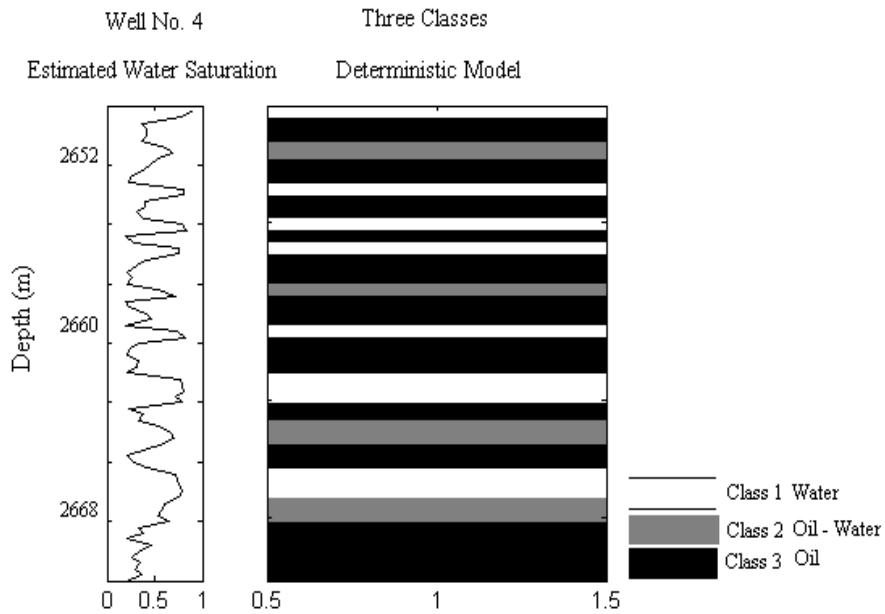
شماره مدل	تابع تحریک	تعداد لایه‌ها	RMSE
۱	TANSIG – LOGSIG – PURELINE	۴ – ۲۰ – ۱	۰.۰۴۴
۲	LOGSIG – LOGSIG – POSLIN	۴ – ۱۸ – ۱	۰.۱۴۲
۳	LOGSIG – LOGSIG – PURELINE	۴ – ۱۵ – ۱	۰.۰۵۱
۴	TANSIG – TANSIG – POSLIN	۴ – ۱۳ – ۱	۰.۰۳۱
۵	TANSIG – TANSIG – PURELINE	۴ – ۱۰ – ۱	۰.۰۰۰۲

با در نظر گرفتن حدود بیان شده برای درجه اشباع آب در چاه مورد بررسی، مدل تعیینی برای مخزن در شکل ۳ آورده شده است.

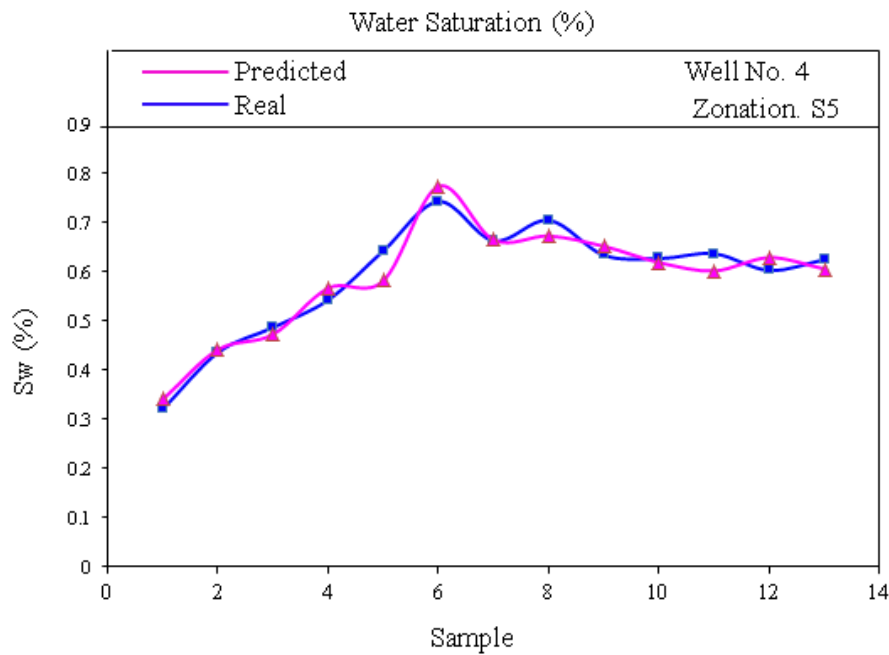


شکل ۲- نتایج حاصل از تخمین چاه‌نمودار درجه اشباع آب برای چاه شماره ۴

¹ Multi Layer Perceptron: MLP



شکل ۳- چاه نمودار درجه اشباع آب تخمین زده شده به همراه مدل تعیینی مخزن در چاه شماره ۴
شکل ۴ نتایج واقعی مغزه و تخمین زده شده درجه اشباع آب را براساس داده‌های مغزه نشان می‌دهد.



شکل ۴- مقایسه نتایج بدست آمده از تخمین درجه اشباع آب با مقادیر واقعی مربوط به مغزه

• انتخاب موجک مادر بهینه

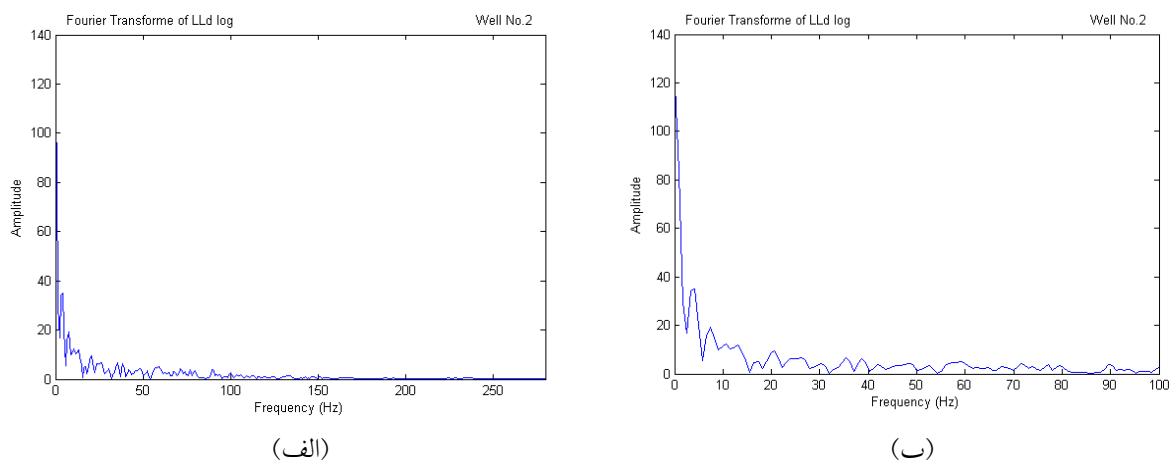
شکل ۵ طیف فوریه چاه نمودار لاترلوگ عمیق چاه شماره ۲ را در دو محدوده فرکانسی (صفر تا ۲۵۰ هرتز و نیز صفر تا ۱۰۰ هرتز) نمایش می‌دهد.

همانطور که در این نمودار مشاهده می‌شود مقدار بیشتر انرژی سیگنال در بخش فرکانس پائین قرار دارد. برای تشخیص دقیق‌تر محدوده فرکانسی مناسب، سیگنال مورد بررسی با استفاده از موجک جعبه‌ای ۱ و تا ۳ مرحله تجزیه شد. نتایج این بررسی در جدول ۱ آورده شده است. چنانکه در این جدول مشاهده می‌شود چاه‌نمودار لاترلوگ عمیق در چاه‌های ۲ تا ۴ تجزیه شده و مقدار انرژی آن در ۴ محدوده فرکانسی محاسبه شده است. ستون آخر این جدول به‌خوبی نشان می‌دهد که بیش از ۹۶ درصد انرژی سیگنال مورد بررسی در چاه‌های مختلف، در محدوده‌های ذکر شده قرار دارد. به همین جهت ادامه مطالعات در همین محدوده فرکانسی صورت گرفته است.

در مرحله بعد انرژی چاه‌نمودار لاترلوگ عمیق در ۴ باند در نظر گرفته شده، با استفاده از موجک‌های مادر مختلف و نیز تبدیل فوریه به‌صورت جداگانه محاسبه گردید. طبق تئوری پارسوال، موجک مادر بهینه، موجکی است که اختلاف بین این دو انرژی (انرژی محاسبه شده با استفاده از تبدیل فوریه و انرژی محاسبه شده با استفاده از موجک انتخابی) برای آن کمینه باشد.

لذا چنانکه در جدول ۲ ملاحظه می‌گردد، معیار مجموع مربعات خطا^۲ (SSE) نیز به صورت ردیفی جداگانه آورده شده است. اعداد این ردیف تنها کمترین مقدار بدست آمده برای خانواده مورد بررسی بوده و اطلاعات سایر اعضای آن خانواده ذکر نشده است. به‌عنوان مثال با توجه به این جدول، موجک مادر بهینه برای تجزیه چاه‌نمودار لاترلوگ عمیق در چاه شماره ۲، موجک Coif1 است.

شکل ۶ چاه‌نمودار لاترلوگ عمیق در چاه شماره ۲ را که با موجک مادر بهینه Coif1 و تبدیل swt تا ۳ مرحله تجزیه شده است، نشان می‌دهد. همچنین به منظور تحقیق اینکه کدام بخش از سیگنال تجزیه شده برای ادامه طبقه بندی مناسب است یک بار فرآیند طبقه بندی صورت گرفته و باند فرکانسی a_2 (تقریب سطح دوم) انتخاب شد.



شکل ۵- طیف فوریه چاه‌نمودار **LLd** در محدوده‌های فرکانسی صفر تا ۲۵۰ (الف) و صفر تا ۱۰۰ (ب)

^۲Wavelet Packet

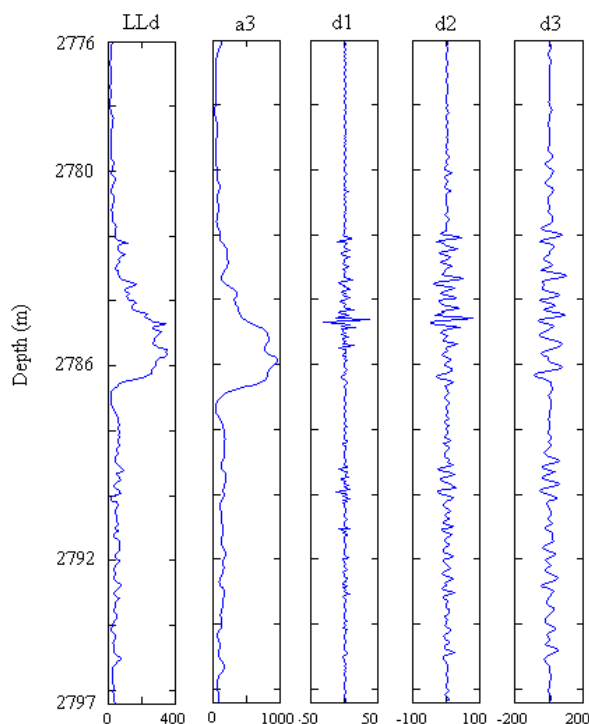
^۳Sum of Square Error

جدول ۳- درصد انرژی چاه‌نمودار (سیگنال) **LLd** در ۴ محدوده ی فرکانسی بخش‌های فرکانس پائین

۱-۵۰	۳۸-۵۰	۲۶-۳۷	۱۳-۲۵	۱-۱۲	محدوده فرکانسی (Hz)	چاه شماره ۲
۹۹.۰۲	۰.۹۱	۱.۸۵	۲.۱۱	۹۴.۱۵	انرژی سیگنال (%)	
۱-۴۰	۳۱-۴۰	۲۱-۳۰	۱۱-۲۰	۱-۱۰	محدوده فرکانسی (Hz)	چاه شماره ۳
۹۶.۳۲	۰.۵۵	۰.۹۴	۱.۲۳	۹۳.۶۰	انرژی سیگنال (%)	
۱-۴۰	۳۱-۴۰	۲۱-۳۰	۱۱-۲۰	۱-۱۰	محدوده فرکانسی (Hz)	چاه شماره ۴
۹۸.۹	۰.۳۸	۰.۹۸	۱.۶۶	۹۵.۸۸	انرژی سیگنال (%)	

جدول ۴- موجک‌های مادر انتخابی برای تجزیه چاه‌نمودار **LLd** در چاه‌های مختلف

Dmey	Sym	Rbio	Bior	Coif	Db	خانواده موجک مورد بررسی	
Dmey	sym 3	rbio 1.3	bior 1.1	coif 1	db 1	موجک مادر	چاه شماره ۲
۶۳.۵۲	۲۶.۵۲	۲۴.۱۷	۲۲.۱۵	۸.۳۷	۱۱۶.۲۱	SSE	
Dmey	sym 5	rbio 1.5	bior 1.1	coif 2	db 1	موجک مادر	چاه شماره ۳
۵۲.۱۷	۴۲.۳۶	۱۵.۶۷	۱۵.۵۴	۲۳.۱۷	۶۴.۱۲	SSE	
Dmey	sym 7	rbio 3.3	bior 1.1	coif 2	db 1	موجک مادر	چاه شماره ۴
۳۲.۱۴	۲۸.۱۵	۱۹.۷۶	۱۸.۵۱	۱۳.۴۲	۵۶.۳۲	SSE	



شکل ۶- تجزیه چاه‌نمودار LLd چاه شماره ۲ با استفاده از موجک Coif1

• طبقه بندی پیش از تجزیه به وسیله تکنیک موجک

برای بررسی میزان قابلیت طبقه‌بندی کننده در تشخیص صحیح گروه‌های در نظر گرفته شده، ۷۰ درصد داده‌های چاه- نمودارهای پتروفیزیکی در هر چاه برای آموزش و ۳۰ درصد باقیمانده برای آزمون مورد استفاده قرار گرفتند. برای نمایش نتایج در این جداول از ماتریس درهم ریختگی استفاده شده است. عناصر این ماتریس در شکل ۷ توضیح داده شده‌اند. جدول ۵ و ۶ به ترتیب خلاصه نتایج حاصل از طبقه بندی را پیش از تجزیه موجک و پس از آن (با استفاده از بخش a2) در چاه‌های مورد بررسی نمایش می‌دهند. نتایج آورده شده بهترین جواب‌ها پس از ده بار اجرای برنامه است. همانگونه که در جدول مشاهده می‌شود، به‌طور کلی دقت این طبقه بندی کننده در حالت اول (پیش از استفاده از تجزیه موجک) برای شناسایی گروه- های نفت آبدار (با دقت میانگین ۶۳.۴٪) و نفت (با دقت میانگین ۶۷.۴٪) بیشتر از گروه آب (با دقت میانگین ۴۷٪) بوده و در حد قابل قبولی است.

مقایسه‌ای بین نتایج بدست آمده از این دو حالت در جدول ۷ آورده شده است. براساس این جدول، در حالت دوم دقت طبقه بندی در چاه‌های مختلف میدان بین ۲٪ تا ۲۶٪ برای چاه‌های مختلف افزایش یافته است.

در نهایت نیز همانگونه که در شکل ۸ مشاهده می‌شود، نتایج حاصل از طبقه بندی به‌صورت گرافیکی برای چاه‌های ۱ تا ۴ رسم شده است. در این شکل عدد ۱ بیانگر نتیجه بدست آمده پیش از استفاده از تکنیک موجک بوده و عدد ۲ نتیجه بدست آمده پس از آن می‌باشد. این نتایج با پاسخ‌های بدست آمده از آزمون چاه مقایسه شده و صحت سنجی شده‌اند. لازم به ذکر است که برای چاه شماره ۵ آزمون چاه به‌درستی انجام نشده و به همین جهت از آن صرف‌نظر شده است.

داده های طبقه بندی شده

	کلاس آب	کلاس نفت آبدار	کلاس نفت
کلاس آب	درصدی از داده های کلاس آب که به درستی در همان کلاس قرار گرفته اند	درصدی از داده های کلاس آب که به اشتباه در کلاس نفت آبدار قرار گرفته اند	درصدی از داده های کلاس آب که به اشتباه در کلاس نفت قرار گرفته اند
کلاس نفت آبدار	درصدی از داده های کلاس نفت آبدار که به اشتباه در کلاس آب قرار گرفته اند	درصدی از داده های کلاس نفت آبدار که به درستی در همان کلاس قرار گرفته اند	درصدی از داده های کلاس نفت آبدار که به اشتباه در کلاس نفت قرار گرفته اند
کلاس نفت	درصدی از داده های کلاس نفت که به اشتباه در کلاس آب قرار گرفته اند	درصدی از داده های کلاس نفت که به اشتباه در کلاس نفت آبدار قرار گرفته اند	درصدی از داده های کلاس نفت که به درستی در همان کلاس قرار گرفته اند

شکل ۷- عناصر ماتریس درهم ریختگی

جدول ۵- نتایج طبقه بندی داده های اصلی با استفاده از طبقه بندی کننده بیزین

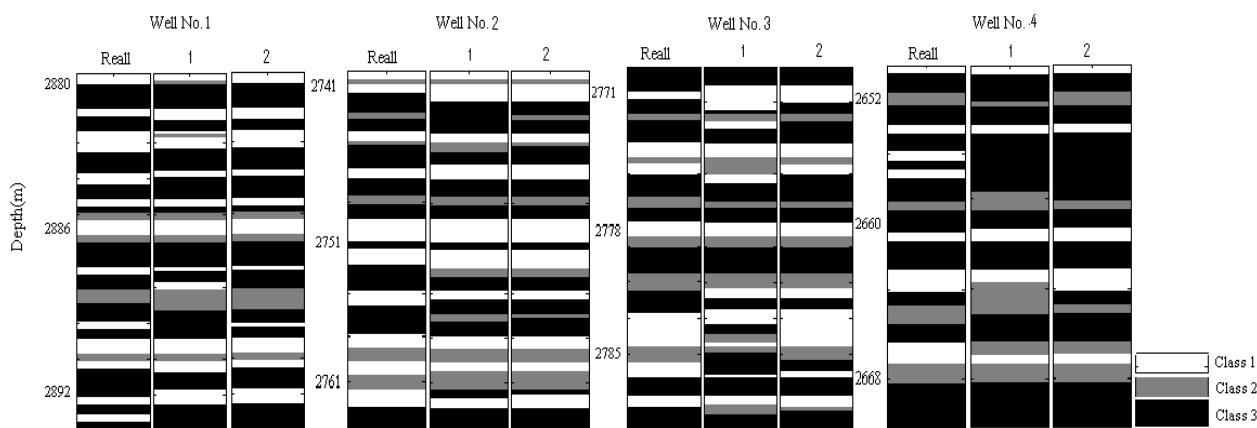
شماره چاه	ماتریس درهم ریختگی	رد (تریس) ماتریس	دقت طبقه بندی
۱	$\begin{bmatrix} 0.69 & 0.12 & 0.19 \\ 0.46 & 0.38 & 0.16 \\ 0.25 & 0.03 & 0.62 \end{bmatrix}$	۱.۶۹	۵۶.۳
۲	$\begin{bmatrix} 0.29 & 0.38 & 0.33 \\ 0.29 & 0.66 & 0.05 \\ 0.14 & 0.08 & 0.78 \end{bmatrix}$	۱.۷۳	۵۸.۳
۳	$\begin{bmatrix} 0.37 & 0.03 & 0.6 \\ 0.12 & 0.80 & 0.18 \\ 0.12 & 0.2 & 0.68 \end{bmatrix}$	۱.۸۵	۶۲
۴	$\begin{bmatrix} 0.75 & 0 & 0.15 \\ 0.08 & 0.61 & 0.31 \\ 0.32 & 0.23 & 0.45 \end{bmatrix}$	۱.۸۱	۶۰.۳
۵	$\begin{bmatrix} 0.31 & 0.48 & 0.21 \\ 0.23 & 0.72 & 0.05 \\ 0.05 & 0.11 & 0.84 \end{bmatrix}$	۱.۸۷	۶۲.۳

جدول ۶- نتایج طبقه بندی داده‌های تجزیه شده با استفاده از طبقه بندی کننده بیزین

شماره چاه	ماتریس درهم ریختگی	رد (تریس) ماتریس	دقت طبقه بندی
۱	$\begin{bmatrix} 0.71 & 0.12 & 0.19 \\ 0.44 & 0.40 & 0.16 \\ 0.12 & 0.2 & 0.68 \end{bmatrix}$	۱.۷۹	۵۹.۷
۲	$\begin{bmatrix} 0.29 & 0.38 & 0.33 \\ 0.29 & 0.66 & 0.05 \\ 0.13 & 0.08 & 0.79 \end{bmatrix}$	۱.۸۲	۶۰.۷
۳	$\begin{bmatrix} 0.38 & 0.05 & 0.57 \\ 0.10 & 0.81 & 0.09 \\ 0.10 & 0.14 & 0.76 \end{bmatrix}$	۱.۹۵	۶۵
۴	$\begin{bmatrix} 0.77 & 0 & 0.13 \\ 0.08 & 0.62 & 0.30 \\ 0.34 & 0.21 & 0.45 \end{bmatrix}$	۱.۸۴	۶۱.۳
۵	$\begin{bmatrix} 0.32 & 0.48 & 0.20 \\ 0.19 & 0.77 & 0.04 \\ 0.05 & 0.15 & 0.80 \end{bmatrix}$	۱.۹۳	۶۴.۳

جدول ۷- مقایسه نتایج قبل و بعد از استفاده از تکنیک موجک

شماره چاه	۱	۲	۳	۴	۵
دقت طبقه بندی پیش از تجزیه (%)	۵۶.۳	۵۸.۳	۶۲	۶۰.۳	۶۲.۳
دقت طبقه بندی پس از تجزیه (%)	۵۹.۷	۶۰.۷	۶۵	۶۱.۳	۶۴.۳
میزان بهبود در فرآیند طبقه بندی (%)	۳.۴	۲.۴	۳	۱	۲



شکل ۸- نتایج حاصل از روش پیشنهادی. در این شکل ۱ بیانگر نتیجه به دست آمده پیش از استفاده از تکنیک موجک بوده و ۲ نتیجه به دست آمده پس از آن می باشد

۶- نتیجه گیری

در این مقاله برای شناسایی سیالات درون مخازن با استفاده از چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی، الگوریتمی جدید و بر مبنای به-کارگیری تکنیک‌های مختلف شناسایی الگو همچون طبقه‌بندی و تجزیه موجک ارائه شده و الگوریتم پیشنهادی بر روی پنج چاه از یک مخزن کربناته مربوط به میدانی نفتی در جنوب غربی ایران مورد پیاده سازی قرار گرفت. مطابق این روش در ابتدا چاه‌نمودار درجه اشباع آب با استفاده از داده‌های چاه‌نمودارها و مغزه، توسط یک شبکه عصبی سه لایه‌ای تخمین زده شد و سپس با در نظر گرفتن دو مقدار حدی (که بر اساس CDF چاه‌نمودار درجه اشباع در نظر گرفته شده بود) مخزن مورد بررسی به لحاظ سیالات درون آن به سه زون بخش‌بندی شد. در مرحله بعد با استفاده از طبقه‌بندی کننده بی‌زین و در دو وضعیت متفاوت (قبل و بعد از استفاده از تجزیه موجک) اعماق مختلف مخزن با استفاده از داده‌های چاه‌نمودارهای پتروفیزیکی به لحاظ نوع سیال پُر کننده آن طبقه بندی شدند. همانگونه که در نتایج آورده شده است، زمانیکه از تجزیه موجک استفاده شد، دقت فرآیند طبقه بندی به صورت میانگین تا ۲.۶ درصد (بین ۳.۴٪ در چاه شماره یک و ۱٪ در چاه شماره چهار) بهبود یافت. در نهایت می‌توان گفت، این روش قادر است با دقت قابل قبولی نوع سیال پُر کننده فضای خالی را در مخزن تشخیص دهد.

منابع

- [1] Tiab D. and Donaldson, (1996), EC. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Gulf publishing company houston;
- [2] Geng X., Young, Y, Lu, P, and Zhao S. (1983), Delectric log – a logging method for determining oil saturation. SPE; Vol. 35
- [3] Dahlberg KE and Ference MV. (1984), a quantitative test of electromagnetic propagation (EPT) log for residual oil Determination. New Orlean : Paper DDD presented at 25th soc.of professional well log analyst annual logging symposium

- [4] Coates G, Xiao, LZ, and Parammer M. (2001), NMR logging principles and applications. Houston : Gulf publishing Co. - Vol. 23.
- [5] Wen - zheng yue Gau tau, zhen wu, (2006), liu. Identifying reservoir fluids by wavelet transform of well logs. SPE
- [6] Edwards J, Brown G, Vincent M, Keshishian A. (2011), Reservoir Surveillance - Fluid Contact Monitoring in Fractured Carbonate TA-GOGD Project; Schlumberger Pristiwanto Putra, Solenn Bettembourg, Petroleum Development Oman
- [7] مطیعی، همایون. ۱۳۸۵. زمین شناسی نفت سنگ‌های کربناته. جلد اول. انتشارات آراین زمین.
- [8] Serra O. (1989), Fundamental of Well – Logging interpretation. Houston: Schlumberger Education Service
- [9] Schlumberger (1998),. Log interpretation principles/Application. Texas : Seven printing, March sugar Land
- [10] Burrus C S, Burrus C Sidney, Guo H and Gopinath R A. (1997), Introduction to Wavelet and Wavelet Transforms. A Primer. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall
- [11] Theodoridis S and Koutroumbos K . Pattern (2002), Classification. 2nd edn ,San Diego: Elsevier/Academi
- [12] Duda RO, Hart PE, Stork DG. Pattern (2003), classification. 2nd ed.. New York: Wiley
- [13] Nabil Al-Bulushi Peter R. King , Martin J. Blunt , Martin Kraaijveld. (2009), Development of artificial neural network models for predicting water saturation and fluid distribution. Journal of Petroleum Science and Engineering

Reservoir fluid type identification from petrophysical logs using pattern recognition methods

Amir Mollajan, Hossein Memarian & Behzad Tokhmchi

Abstract:

Identifying the type and distribution of reservoir fluids is one of the main things on well logging logs and well testing. Several methods have been proposed to identify the type of reservoir fluids that in general, it can be divided into two groups of methods; direct (e.g. well testing) and indirect methods (e.g. seismic and log interpretation). Petrophysical logs due to their high resolution and more conformity are more frequently used than seismic data. This study aims to identify reservoir fluid types in PLs, based on 3 classes of oil, oil-water and water, in carbon reservoir. Suggested method applies wavelet decomposition as well as classification and was applied to PLs in five wells of an oil field in southwestern Iran. Eventually, obtained results have been evaluated by well testing responses.

Key words: Reservoir fluids, petrophysical logs, classification, wavelet.

مطالعه ژئوشیمیائی و پتروفیزیکی بروی کانی‌های رسی بخش E سازند قم، میدان گازی سراجیه قم

عباس دهکار^{۱*}، علیرضا بشری^۲ و سهیلا اصلانی^۳

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد واحد علوم تحقیقات، ۲- استادیار پژوهشگاه صنعت نفت و ۳- استادیار دانشکده

فنی دانشگاه تهران

a.dehkar@yahoo.com

چکیده

مطالعات ژئوشیمیائی و پتروفیزیکی بخش E سازند قم (الیگوسن بالایی-میوسن زیرین) میدان گازی سراجیه حضور بخشی از کانی‌های رسی را نمایان می‌سازد. نتایج آزمایش پراش اشعه ایکس (XRD) و تصاویر میکروسکوپ الکترون (SEM)، همراه با (EDX) نشان دادند که نمونه‌ها مربوط به مارن‌های رسی بوده و گویای حضور کانی‌های ایلیت، کلریت، و رس‌های متورم شونده از نوع مخلوط لایه می‌باشند (I/S). بررسی میزان توریم و پتاسیم و همچنین نسبت این دو، در لاگ NGS مربوط به چاه شماره ۱۲ میدان گازی سراجیه بیانگر حضور کانی‌های رسی از نوع ایلیت، کلریت میزان جزئی کانی‌های رسی مخلوط لایه متورم شونده و جزئی کائولینیت در این چاه است. ضمناً مطالعات پتروفیزیکی تأیید کننده مطالعات ژئوشیمیائی مبتنی بر وجود کانی‌های رسی می‌باشد. حضور کانی‌های مشکل ساز رسی در بخشهایی از میدان گازی سراجیه امکان تأثیر گذاری بر روی ویژه گیهای های مخزنی و در نتیجه تولید از مخزن شدت می‌بخشد. حضور کانی‌های رسی متورم شونده می‌تواند در حین عملیات حفاری مشکل ساز گردند.

کلمات کلیدی: کانی‌های رسی سازند قم، بخش E، میدان گازی سراجیه، پتروفیزیک.

۱- مقدمه

به دلیل اهمیت کانی‌های رسی در زمین شناسی نفت در مراحل مختلف اکتشاف (به عنوان سنگ منشأ، پوش سنگ) و نیز در مطالعات تاریخچه حرارتی و دفنی سنگ مادر و ارزیابی آن با استفاده از تغییرات تبلور ایلیت و مطالعات کانی‌شناسی ضروری است. همچنین ضرورت مطالعات کانی‌های رسی در حین حفاری به واسطه تورم و ریزش شیل‌ها و پیامدهای آن و تاثیر بر مطالعات مخزنی و اثرات ناشی از تاثیر کانی‌های رسی بر ویژگی‌های مخزنی از قبیل تخلخل، تراوایی و ایجاد فشار موئینه، و حالت سد کنندگی، مطالعه کانی‌های رسی امری اجتناب ناپذیر است. [۵] جهت مقابله با این گونه مسائل که امروزه از آنها بعنوان مشکل شیل (*Shale problem*) یاد می‌شود، در حفاری راهکارهای متعددی از جمله ارائه گل‌های حفاری با ترکیبات جدید ارائه گردیده تا مشکلات مربوط به حفاری زون‌های شیلی را حل نمایند. وجود کانی‌های رسی گوناگون هر یک با توجه به ویژه‌گی‌های خود اثرات مختلفی بر کیفیت مخازن و سرشت مخازن می‌گذارد که این امر به تنهای توسط نمودارهای متداول پتروفیزیکی قابل شناسائی و تشخیص نمی‌باشد.

هدف از انجام این پژوهش، شناسایی تیپ کانی‌های رسی، شناخت آنها و رفتارشان بر روی کیفیت مخزن و علل ریزش شیل در هنگام حفاری، بر اساس تلفیق مطالعات پارامترهای پتروفیزیکی همراه با آنالیزهای پتروگرافی کانی‌های رسی می‌باشد که مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. جهت رسیدن به این هدف، متدها و راهکارهای متعددی از جمله تعبیر و تفسیر داده‌های نمودارهای چاه پیمایی (پتروفیزیکی)، مطالعات سنگ شناسی و آنالیز کانی‌های رسی بر روی نمونه‌های گرفته شده در چاه‌های شماره ۸ و ۱۲ میدان سراجیه مورد بررسی قرار گرفته است.

۲- منطقه مورد مطالعه

ساختمان میدان گازی سراجیه طاق‌دیسی به ابعاد ۵×۲۵ کیلومتر است که در ۴۵ کیلومتری جنوب شرق شهر قم قرار دارد. (شکل ۱) این میدان در نهشته‌های الیگومیوسن (سازند کربناته قم) قرار گرفته و با سازند قرمز بالائی با سن میوسن پوشیده شده است. در این ناحیه سازند قم شامل واحدهای A تا F است ولی در خود میدان سراجیه واحد F وجود ندارد. سنگ مخزن و تنها بخش تولیدی میدان سراجیه واحد E سازند قم است. طاق‌دیس سراجیه منظم و با جهت یافتگی شمال غرب- جنوب شرق بوده و محور طولی آن دارای امتداد $N120^{\circ}$ است. ویژگی دیگر ساختمان سراجیه وجود یک گسل رورانده با جهت شیب جنوب غربی است که در روی یال جنوبی آن قرار دارد. سن بخش مخزنی سازند قم بوردیگالین می‌باشد. [۶]

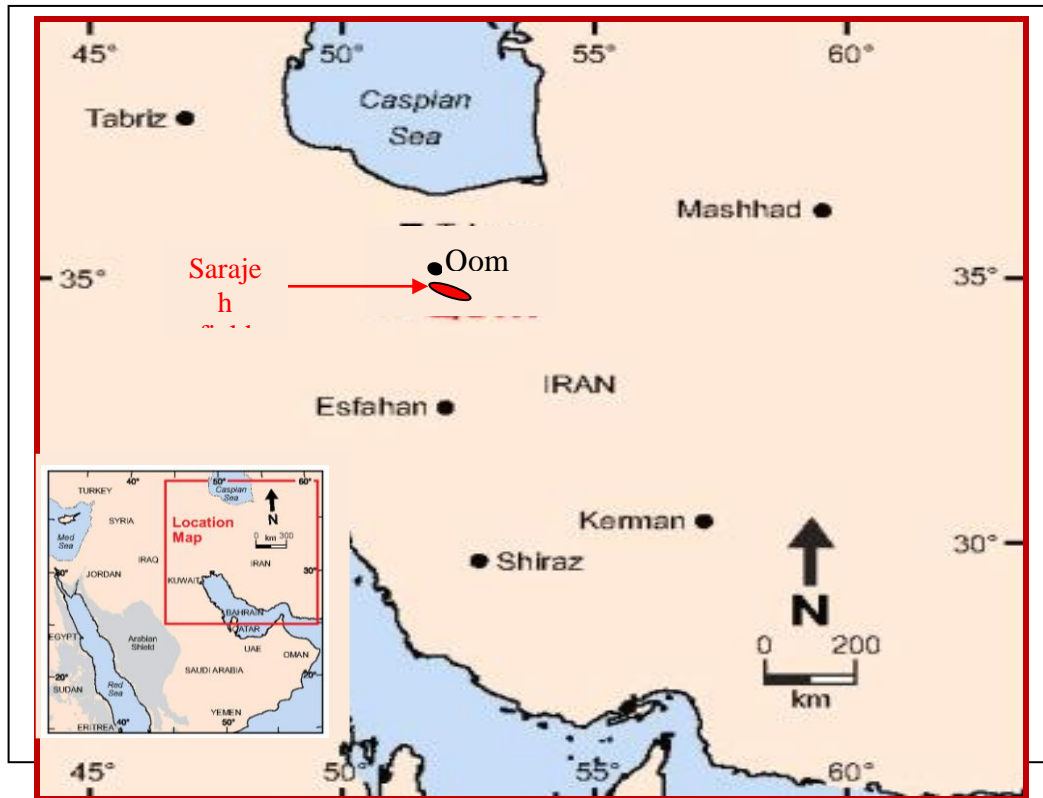
۳- روش مطالعه

مطالعات بر روی بخش E سازند قم در چاه‌های شماره ۱۲ و ۸ از میدان نفتی سراجیه صورت پذیرفت. برای مطالعه پتروگرافی این چاه‌ها در مجموع ۱۷۰ عدد مقطع نازک و نمونه در اختیار قرار گرفت. برای انجام این پژوهش از روش‌های سنگ شناسی با کمک میکروسکوپ پلاریزان، روش آزمایشگاهی پراش اشعه ایکس^۱، تصاویر میکروسکوپ الکترونی^۲ و

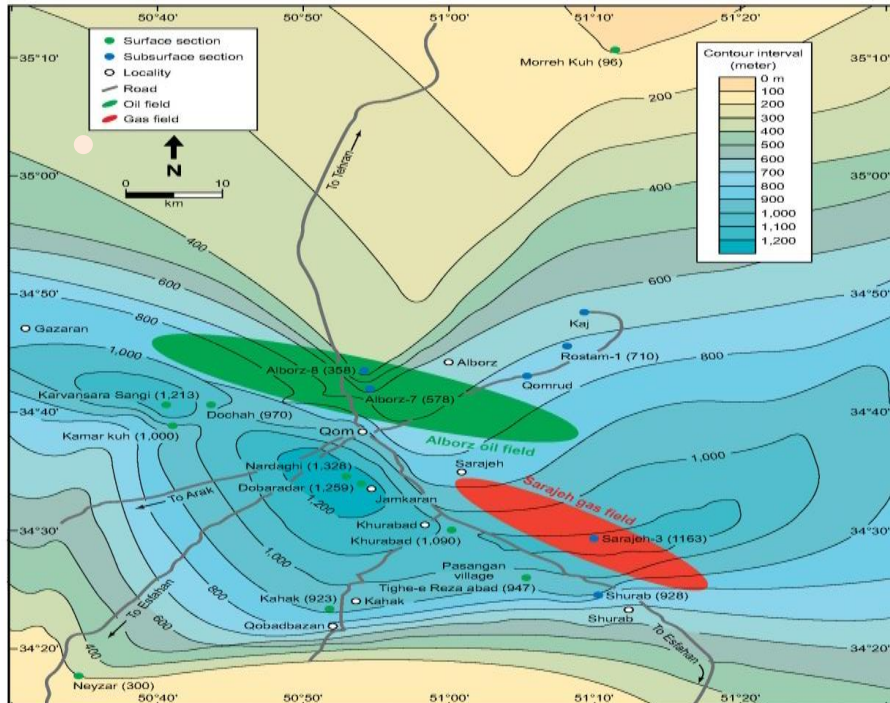
¹ X- Ray Diffraction(XRD)

² Scanning electron microscopy (SEM)

آنالیز نقطه‌ای میکروسکوپ الکترونی^۱ و تفسیر داده‌های درون چاهی^۲ (لاگ NGS) توسط نرم افزار ژئولاگ ۶.۶ کمک گرفته شد.



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان کاری سراجیه [۱]



شکل ۲- نقشه همترازی نهشته‌های الیگومیوسن سازند قم در قسمت میانی حوضه رسوبی ایران مرکزی (منطقه قم) با خطوط همترازی ۱۰۰ متر نشان داده شده است. ارتفاع بعضی نقاط از سطح دریا بر حسب متر مشخص شده است [۶]

¹ Energy-dispersive X-ray spectroscopy(EDX)

² Natural Gama Ray Spectrometry Log (NGS)

• روش مطالعات کانی‌های رسی

در آنالیز پراش اشعه ای‌کس، نمونه‌ها ابتدا بصورت خام و تیمار نشده بررسی می‌شوند. به‌علاوه، از آنالیز میکروسکوپ الکترونی روبشی و آنالیز نقطه‌ای جهت مشاهده ساختمان کانی‌های رسی و بررسی ژنز آنها استفاده می‌شود. مطالعه پتروفیزیکی با کمک نرم افزار ژئولاگ ۶.۶ و ورود اطلاعات لاگ گاما، می‌تواند کراس پلات‌های مربوط به شناسایی نوع کانی‌های رسی را بدست آورده و محدوده هر یک از کانی‌های رسی را مشخص نماید.

• آماده سازی نمونه‌ها

به منظور مطالعه کانی‌های رسی میدان گازی سراج، ۷۵ گرم از نمونه غربال شده با ابعاد ۷۵ میکرون انتخاب شد. وجود موادی مانند کربنات‌ها، مواد آلی، گچ، نمک‌های محلول در آب، شناسایی کانی‌های رسی با استفاده از پرتو اشعه ایکس را با مشکل مواجه می‌کردند. به همین دلیل تمامی نمونه‌ها جهت حذف کربنات، با استفاده از اسید استیک ۰/۵ نرمال به مدت ۱۲ ساعت شستشو داده شدند. بعد از خروج کامل آهک نمونه‌ها با آب مقطر شستشو داده شدند. سپس نمونه‌های کربنات زایی (زدایی) شده جهت جداسازی مواد آلی با استفاده از آب اکسیژنه تیمار شدند. پس از واکنش کامل آب اکسیژنه با مواد آلی موجود در نمونه‌ها، هر یک از نمونه‌ها چندین بار با آب مقطر شستشو داده شدند.

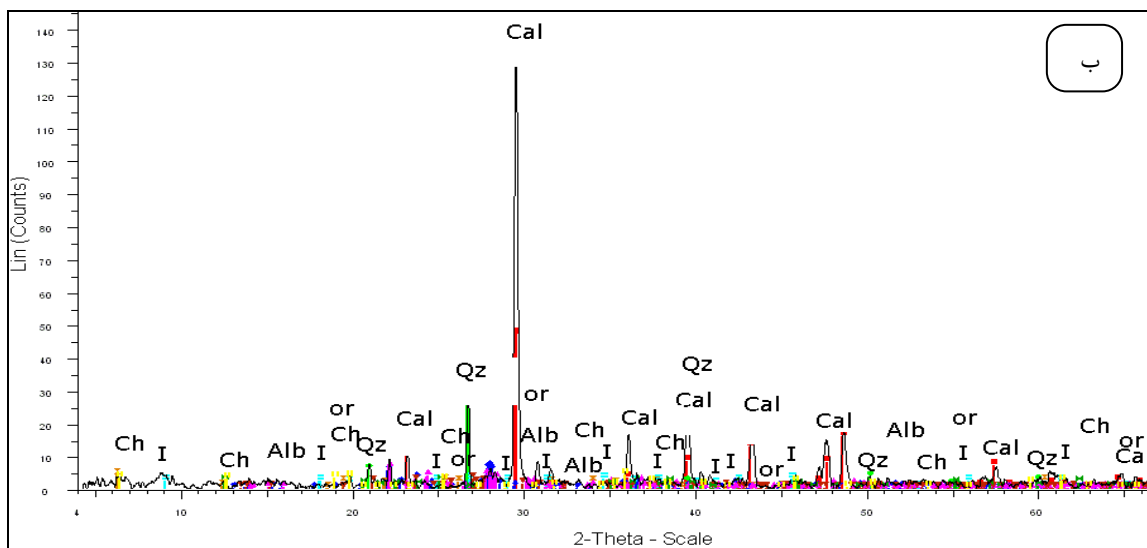
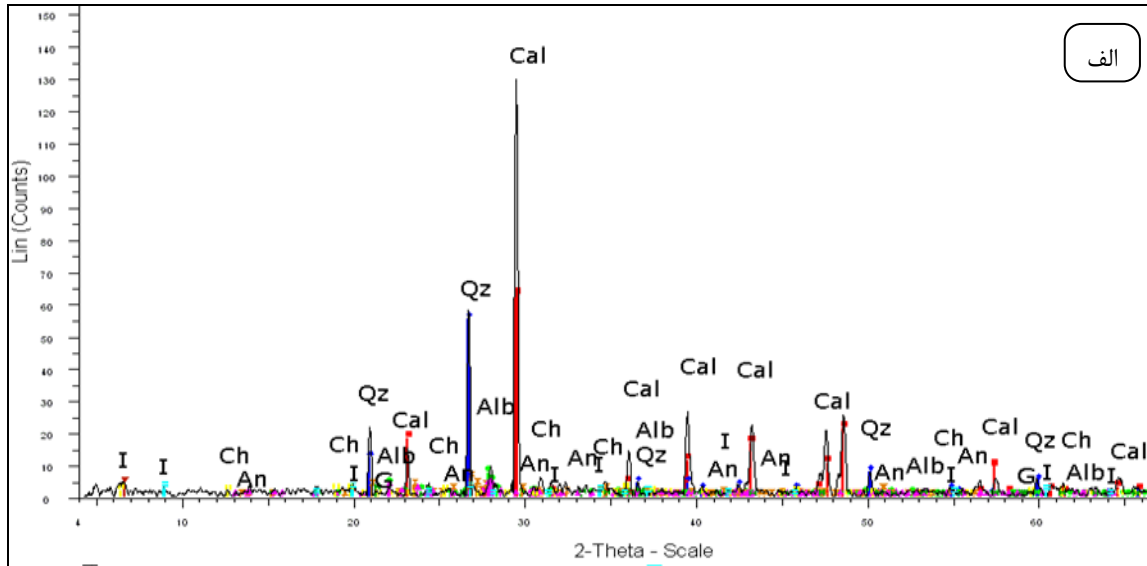
• جدا سازی کانی‌های رسی

پس از انجام مراحل حذف مواد ناخواسته، نمونه‌های شسته شده، خشک و توزین شدند. سپس درون یک استوانه مدرج ریخته و ۲.۱۶ گرم در لیتر پلی فسفات سدیم^۳ که از چسبیدگی ذرات رسی جلوگیری می‌کند، به نمونه‌های آماده، اضافه شد. حجم نمونه را با آب مقطر به یک لیتر رسانده شد. پس از مخلوط کردن کامل آن با همزن، نمونه‌ها به مدت هفت ساعت در دمای ۲۲ درجه سانتی گراد در حالت سکون قرار گرفتند. پس از گذشت این زمان، محلول موجود در ظرف را که در سه سانتی‌متری بالای مواد درشت دانه ته نشین شده معلق هستند، با یک سیفون جدا کرده و ذرات ریز محلول حاصل با استفاده از دستگاه سانتریفیوژ ته‌نشین شدند. اندازه هر یک از ذرات این نمونه‌ها کوچک‌تر از دو میکرون بوده و پس از خشک کردن و توزین، جهت شناسایی کانی‌های رسی موجود در آن با دستگاه پراش اشعه ایکس بررسی شدند. پس از تهیه نمودار در شرایط نرمال، تمامی نمونه‌ها در حمام اتیلن گلیکول، به مدت ۱۶ ساعت در دمای ۶۰ درجه سانتی‌گراد حرارت داده و دوباره مورد آزمایش پراش اشعه ایکس قرار گرفتند. در مرحله بعد، همین نمونه‌ها در دمای ۵۵۰ درجه سانتی‌گراد به مدت ۲ ساعت حرارت داده و سپس آزمایش پراش اشعه ایکس بر روی این نمونه نیز انجام شد. وجود یا عدم وجود هر یک از کانی‌های رسی و در صورت حضور، نسبت فراوانی هر کانی، از روی پیک‌های اصلی و مساحت زیر هر یک از پیک‌ها بصورت تقریبی بدست آمد.

۴- شناسایی کانی‌ها در میدان سراج

کلیه نمونه‌های کانی‌های رسی پس از انجام تیمارهای لازم با پرتو اشعه ایکس مورد بررسی قرار گرفتند. (نمودار ۱)

با توجه به نمودارهای بدست آمده، اصلی‌ترین کانی‌های رسی در میدان گازی سراجیه قم ایلیت و کلریت و به مقدار کم مخلوط لایه‌ای تشخیص داده شد. شکل قله‌های کانی‌های رسی نشان می‌دهد که تبلور کامل و خوب انجام نشده است. در تمام نمونه‌های مورد بررسی، بیشترین کانی‌های رسی ایلیت و کلریت بود که تقریباً بیش از ۷۰ درصد کل کانی‌های رسی این نمونه‌ها را تشکیل داده‌اند.



نمودار ۱- نمودارهای پراش اشعه ایکس (بالک) از میدان گازی سراجیه قم چاه شماره ۸: در هر دو پراش نگاشت، کانی‌های کلسیت، کوارتز، پلاژیوکلاز (آنورتیت - آلپیت) دیده می‌شود. ایلیت: I، ارتوکلاز: Or، کلریت: Ch، آنورتیت: An، آلپیت: Alb، کوارتز: Qz، کلسیت: Cal

۵- مطالعه میکروسکوپ الکترونی (SEM)

میکروسکوپ الکترونی می‌تواند بررسی تصویر ساختارهای سطحی و یا نزدیک به سطح را ممکن سازد، که سپس می‌توان با استفاده از اطلس‌های موجود به شناسایی تصاویر حاصل شده پرداخت. از برخورد اشعه الکترونی به سطح نمونه تصویری سه

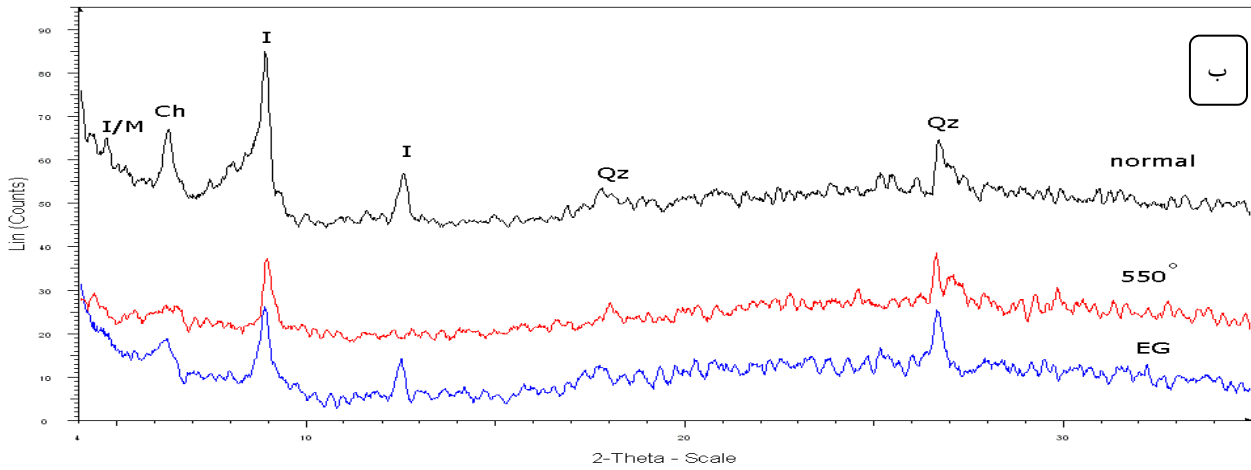
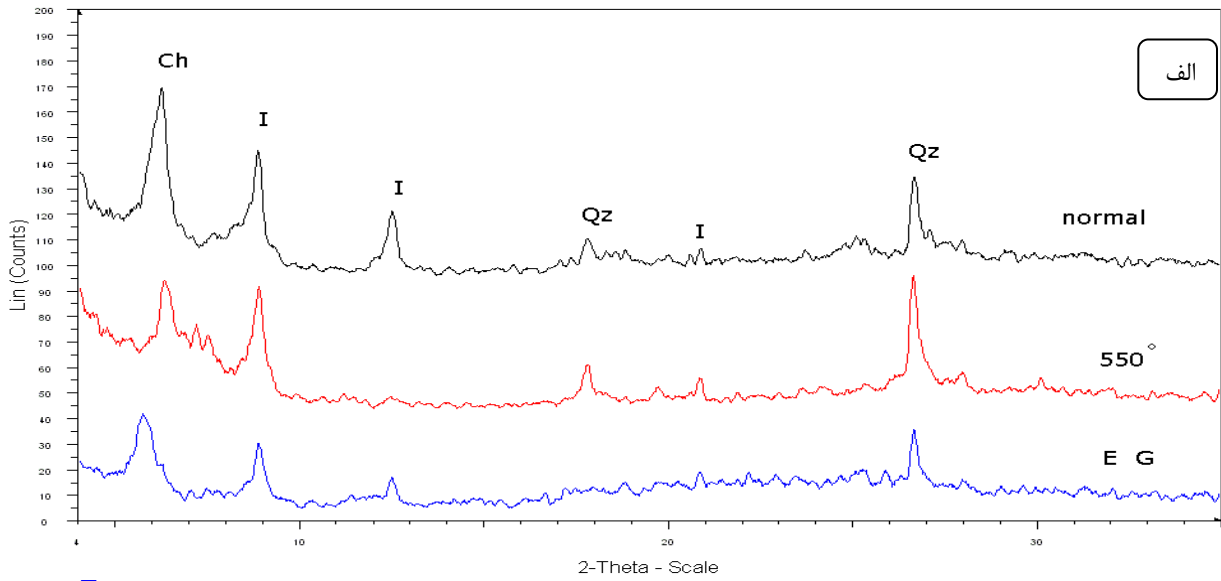
بعدی ایجاد می شود که در تعیین ساختار و شکل کانی رسی بسیار مفید می باشد [۹]. آنالیز سریع نمونه ها، قدرت تفکیک بالا و حد آشکارسازی خوب، از مزایای بارز استفاده از میکروسکوپ الکترونی روبشی می باشد. در تصاویر میکروسکوپ الکترونی روبشی، فراوانترین کانی های رسی مربوط به ایلیت و کلریت است. ذرات کوارتز و کلسیت دارای زوایای تیز می باشند و نشان می دهد بلورها از منشا خود زیاد فاصله نگرفته اند. کانی های ورقه ای رسی مابین بلورهای آهک و کوارتز را پر کرده است (شکل ۵).

جدول ۱- مقایسه نسبی کانی های موجود در چاههای مورد مطالعه در نمونه بالک در پنج نمونه مورد مطالعه (بصورت درصد)

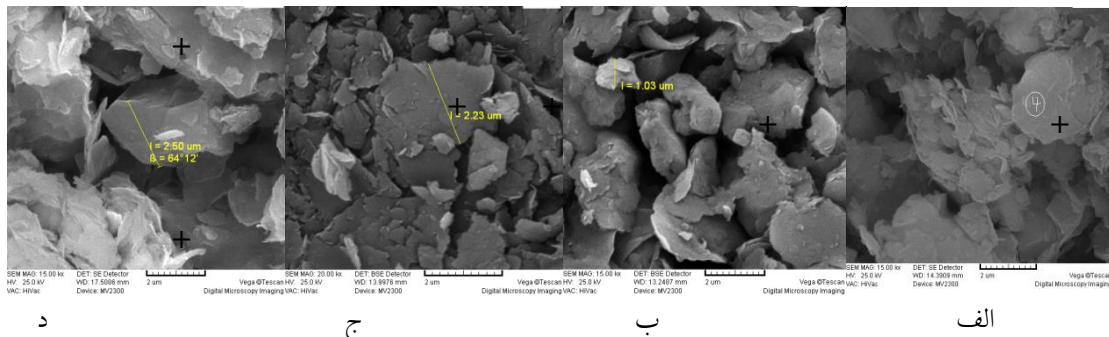
سراج ۱۲		سراج ۸			چاه
۲۶۰۱	۲۵۲۹	۲۵۲۰	۲۴۹۹	۲۴۵۸	عمق (متر)
۵	۴	۳	۲	۱	شماره نمونه
۵۱.۶	۵۰.۵	۴۴.۱	۵۷.۷	۵۹.۱	کلسیت
۹	۱۱.۳	۲۳.۱	۹.۲	۱۴.۵	کوارتز
۲۰.۵	۱۲.۱	۱۹.۵	۱۹.۸	۱۰.۵	فلدسپات
۶.۹	۸.۹	۷.۵	۸.۱	۴.۱	کلریت
۴.۵	۱۲.۲	۳.۴	۳.۹	۶.۵	ایلیت
--	۱	--	--	--	ایلیت-اسمکتیت
--	--	--	--	۱	اسمکتیت
--	۱	--	--	۱	ورمیکولیت
۷.۷	--	--	--	--	دولومیت
--	۳	۲.۳	--	۱.۷	هماتیت
۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	جمع کل

۶- آنالیز نقطه ای: (Energy Dispersive X-ray)

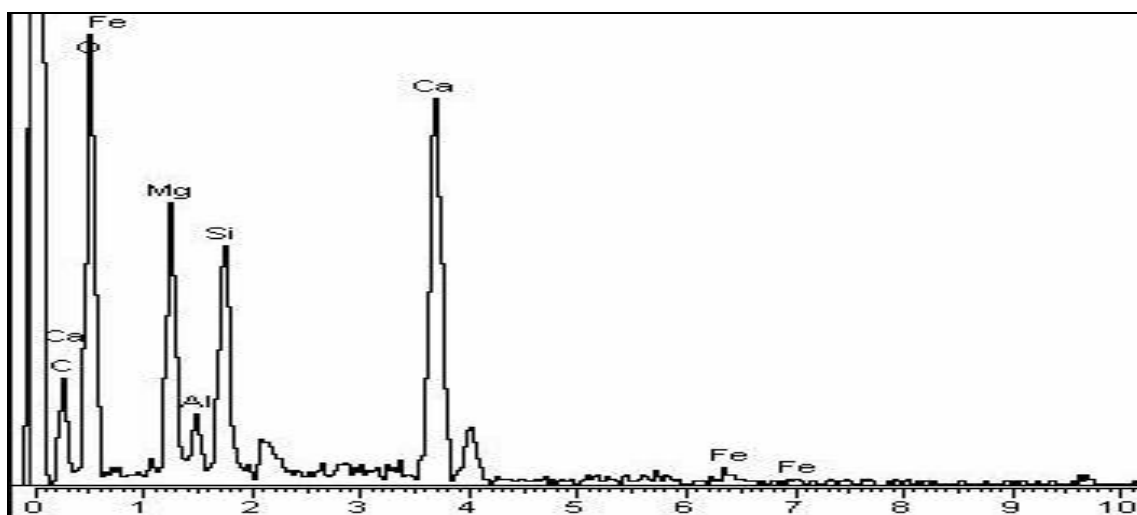
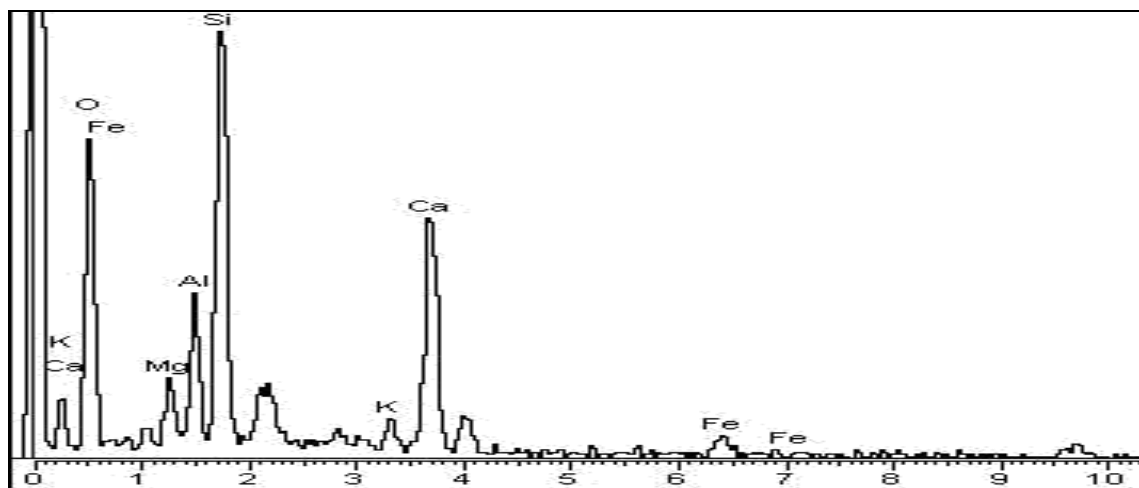
در آنالیز نقطه ای نیز درصد کانی های موجود در نمونه در نقطه مورد نظر مورد بررسی قرار می گیرد تا از روی درصد عناصر تشکیل دهنده، ترکیب کانی شناسی و نوع کانی رسی شناسایی شود (نمودار ۵). نتایج آنالیز نمونه ها نشان داد کلسیت، کوارتز و فلدسپات بیشترین حجم را در نمونه ها دارند و کانی های ایلیت و کلریت بیشترین حجم کانی های رسی را در تمام نمونه ها دارا بودند که نتایج آزمایشات اشعه ایکس را تایید می نماید.



نمودار ۲- پراش نگاشت اشعه ایکس (XRD) از نمونه‌های مورد مطالعه در مخزن سراجه چاه ۸ و ۲. نمودار اول در هر پراش، انجام آزمایش در شرایط نرمال- در نمودار دوم نمونه در دمای ۵۵۰ درجه و در نمودار سوم، نمونه تیمار شده در اتیلن گلیکول. بیشترین مقدار کانی‌های رسی مربوط به ایلیت و کلریت می‌باشد. Ch: کلریت، I: ایلیت، Qz: کوآرتز، k: کانولینیت



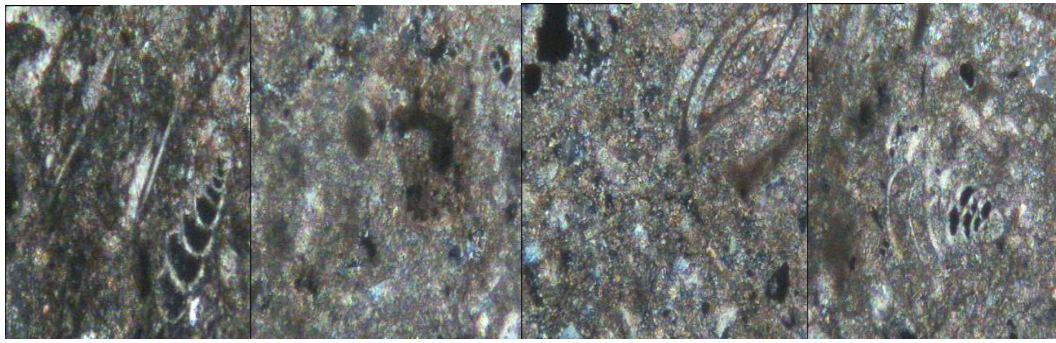
شکل ۴- تصاویر میکروسکوپ الکترونی (SEM) با بزرگنمایی حدود ۱۵۰۰۰ برابر می‌باشد. تصویر الف: کانی کوآرتز - تصویر ب و ج: کانی کلسیت که روی آنرا ایلیت گرفته است - تصویر د: کانی کلریت



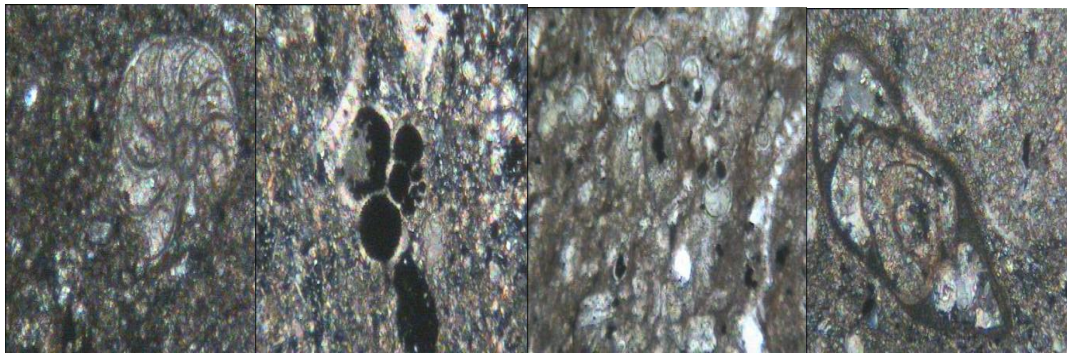
شکل ۵- نمودار آنالیز نقطه‌ای (EDX) از نمونه‌های مورد مطالعه در مخزن میدان گازی سراجی مربوط به آنالیز کلسیت و ایلیت، می‌باشد و شکل ب مربوط به نمودار آنالیز کانی‌های کلسیت و کلریت می‌باشد

۷- مطالعه سنگ شناسی تیغه‌های نازک

برای مطالعه پتروگرافی این چاه‌ها در مجموع ۱۷۰ عدد مقطع نازک مورد مطالعه قرار گرفت. سنگ‌های موجود عمدتاً از جنس آهک‌های دانه ریز و نهان بلور همراه با فسیل‌های فراوانی که زمینه خیلی ریز میکریتی غیر قابل تشخیص قرار دارند می‌باشد و سن مخزن، با توجه به فسیل‌های شاخصی مانند جنس اوستروتریلینا میوسن زیرین (بوردیگالین) تشخیص داده می‌شود. کانی‌های رسی قابل شناسایی نمی‌باشند و می‌بایست برای شناسایی کانی‌های رسی این مخزن روش‌های دیگری بکار برد. ریز رخساره E در محیط رسوبی حاشیه پلاتفرم و در بخش انتهایی لاگون به سمت دریای باز در فلات داخلی را نشان می‌دهد. (شکل ۶)



الف ب ج د



ز ر د ز

شکل ۶- تصاویر تیغه نازک از مخزن سراجیه چاه ۱۲ و بزرگنمایی ۶۰۰ برابر - نمونه‌های الف و ب: آهک بسیا ریز دانه - فسیل ویکتوریا (اوسن- میوسن) - نمونه‌های ج و ز: آهک بسیا ریز دانه - فسیل جنس اوستروتریلینا *Austrotrillina* (الیگوسن - میوسن زیرین) - نمونه د: آهک بسیا ریز دانه - نمونه ذ: آهک بسیا ریز دانه - فسیل جنس آمونیا *Amunia* (میوسن تا عهد حاضر) - نمونه ب و ژ: آهک بسیا ریز دانه - فسیل جنس گلوبی ژرینا *Globigerina triloculinoides* (اوسن بالایی تا عهد حاضر)

۸- تفسیر داده‌های پتروفیزیکی

از جمله روش‌هایی که برای مطالعه کانی‌های رسی در چاه‌ها و میادین نفتی مورد استفاده قرار می‌گیرد، روش چاه‌نگاری یا استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی می‌باشد. با توجه به اینکه هر نوع کانی رسی دارای میزان مشخصی از عناصر رادیو اکتیو (اورنیوم، تورنیوم، پتاسیم) را دارا می‌باشد، بنابراین میتوان با در دست داشتن مقدار این عناصر از روی نمودار، کانی رسی مورد نظر را شناسایی کرد.

علاوه بر مقادیر Th , U , K و نسبت‌های Th/U , Th/K که از روی نمودار طیف نگار پرتو گاما قرائت می‌شود و در تعیین انواع رس‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند استفاده از دیگر پارامترهای چاه نگاری نظیر فتوالکتریک فاکتور^۱، وزن مخصوص، زمان عبور صوت یا $t[\mu_s/f_t]\Delta$ و تخلخل نوترونی^۲ نیز در تعیین و تشخیص انواع کانی‌های رسی مفید و مؤثر می‌باشند. [۱۲]

نکته دیگر در مورد نمودار طیف نگار پرتو گاما و رس‌های شناسایی شده توسط آن، پارامتر زمان است. نمودار طیف نگار پرتو گاما شرایط فعلی را بیان می‌کند و تعیین حالت اولیه رس‌ها، امکان پذیر نیست، هر چند که در یک توالی، تغییرات

نسبت تورنیوم به پتاسیم بصورت افزایشی می‌تواند نشانه فرآیند دیاژنز باشد (این روند در جریان ایلیتی شدن مشاهده می‌شود). [۵] همچنین با شناسایی و تعیین محیط رسوبی می‌توان اطلاعاتی در مورد شرایط تشکیل و ته نشست انواع رس‌ها بدست آورد. [۱۳]

• نمودار طیف نگار پرتو گاما

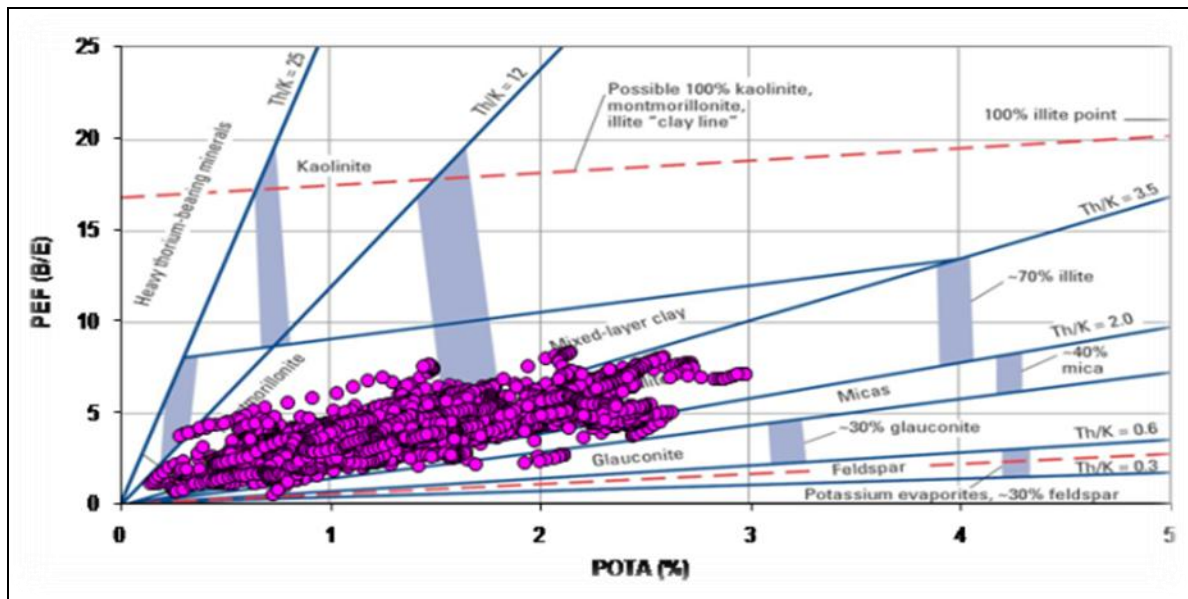
دستگاه نمودارگیر طیف نگار اشعه گامای طبیعی، تشعشعات گامای طبیعی با انرژی‌های متفاوتی از سازند منتشر می‌شوند ثبت می‌نمایند. این تشعشعات از عناصر رادیواکتیو توریوم، پتاسیم و اورانیوم که هر کدام طیف مشخصی دارند ساطع می‌شود. پراکندگی این سه عنصر در سازند بطور جداگانه از روی طیف انرژی هر کدام از آنها محاسبه می‌شود. [۱۴] توریوم و اورانیوم بر حسب قسمت در میلیون و پتاسیم بر حسب درصد بیان می‌شوند. پرتوهای توریوم و پتاسیم و اورانیوم ساطع شده از سازندها بصورت نمودارهای مجزا ثبت می‌شوند و همچنین نسبت‌های Th/U و Th/K نیز در نمودارهای مجزا و بصورت لگاریتمی ثبت می‌شوند. اصولاً این نمودار در اکثر موارد به همراه نمودار گاما ثبت و مورد تفسیر قرار می‌گیرد. [۱۵]

• نمودار یا فاکتور فتوالکتریک

فاکتور فتوالکتریک یکی از خواص سنگ‌ها می‌باشد که با دستگاه اندازه‌گیری چگالی سازند^۱ اندازه‌گیری می‌شود. [۱۵] جهت تعیین نوعی کانی رسی موجود از داده‌های دو لاگ $NGS-FDC$ و با توجه به نرم افزار ژئولاگ ۶.۶ از این برنامه استفاده شد. در این نرم افزار با استفاده از کراس پلات استاندارد^۲ شلومبرژه می‌توان نوع کانی رسی را تعیین می‌گردد. بر اساس این کراس پلات، رس غالب موجود در اعماق مختلف به ترتیب از نوع کلریت و ایلیت می‌باشد. در این قسمت از نمودار طیف نگار پرتو گاما و نمودار چگالی جهت شناسایی کانی‌های رسی استفاده می‌گردد. نتایج حاصل از مطالعات لاگ‌های موجود بر روی چاه ۱۲ مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است (نمودار ۹).

۹- بحث و نتیجه گیری

مطالعات صورت گرفته بر روی سازند قم در چاه‌های ۸ و ۱۲ از میدان گازی سراجی نشان می‌دهد که کانی‌های موجود در هر دو چاه ۸ و ۱۲ به ترتیب فراوانی کلسیت-فلدسپات - کوارتز و کانی رسی می‌باشد. بیش از ۵۰٪ حجم نمونه کانی کلسیت است و نسبت حجم کوارتز و فلدسپات حدوداً دو برابر کانی‌های رسی است که باید در تصحیح داده‌های درون چاهی لحاظ شود. حجم غالب کانی‌های رسی مربوط به ایلیت و کلریت است که جزء رس‌های مشکل ساز می‌باشند. در چاه شماره ۸ از سطح زمین به سمت عمق، کلسیت کمتر و فلدسپات‌ها فراوان‌تر است و این فراوانی در چاه ۱۲ نیز دیده می‌شود. ایلیت به طور نسبی مقاومت پایین دارد و اغلب از مقاومت سنگ‌های محتوی هیدروکربن پایین‌تر است. در ایلیت، دامنه SP زیاد است. افزایش ایلیت به دلیل تجمع پتاسیم با ایلیت و کانی‌های مشابه سبب افزایش رادیواکتیویته سازند خواهد شد. کلریت مقاومت ویژه بالا دارد. این به این دلیل است که آنها قدرت تبادل کاتیونی (CEC) خیلی پایین دارند و کاهش در لاگ مقاومت ویژه را نشان می‌دهد. تجمع کلریت با آهن به‌طور نسبی مقاومت ویژه پایین دارد. کلریت در لاگ SP تاثیرگذار است و اثرات مشابه در لاگ SP دانه‌های ماسه نشان می‌دهد زیرا به علت داشتن شیل‌های مشابه الزاماً مقادیر CEC قابل توجهی دارند که باید مورد توجه قرار گیرد.



نمودار ۹- نسبت فاکتور فوتوالکتریک بر درصد توریم به پتاسیم در مخزن سراجیه قم (چاه ۱۲) در نمودار شلومبرژه نشان می‌دهد اکثر کانی‌های رسی در محدوده ایلیت، کلریت و مقدار کمی کائولینیت و مخلوط لایه قرار دارد.

مکانیزم جدا شدگی ذرات ریز در چاه (کائولینیت) و روش تعلیق و به دام افتادن این ذرات معلق، مهمترین عامل در فرایند تخریب سازند^۱ می‌باشد.

اسمکتیت به آب شیرین، و کلریت به اسید، حساس است. کانی اسمکتیت به آب حساس بوده در نتیجه مخلوط لایه ایلیت-اسمکتیت در تماس با آب متورم شده، باعث سست شدن و فرو ریزش دیواره‌های چاه می‌شود که ایجاد مشکل در زمان حفاری را می‌نماید. کلریت به اسید حساس بوده و در زمان اسیدکاری درون سازند، کلریت باعث رسوب هیدروکسید آهن می‌گردد و همچنین باعث مسدود شدن تخلخل سازند و در نتیجه باعث کاهش شدید تخلخل در نتیجه تراوایی می‌گردد.

منابع

- ۱- افتخاری، نصرالله. [و دیگران] (۱۳۸۲)، بررسی کانی‌های رسی موجود در سازند قم، چاه‌های ۳ و ۴ سراجیه (حوضه ایران مرکزی) مجله تحقیق و پژوهش پژوهشگاه صنعت نفت، سال ۸، شماره ۲۸، صفحات ۱۳۷-۱۲۵.
- ۲- آقا نباتی، علی (۱۳۸۳)، زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ صفحه.
- ۳- دهقان رضوان [و دیگران] ۱۳۸۹، بررسی ریز رخساره‌ها و محیط رسوبی سازند قم در ناحیه قهرود (جنوب کاشان) مجله پژوهشهای دانش زمین، دانشگاه شهید بهشتی سال اول، شماره ۳، پائیز ۱۳۸۹.
- 4- Shakeri, A. R., J. Douraghinejad, M. Moradpour, (2007), Microfacies and sedimentary environment of late Oligocene, early Miocene of Qom formation of the GoorehBerenji region (Jandagharea, central Iran). Gulf Petrolink, bahrein, GeoArabia, vol 12, No 4,
- 5- Bashari, A., (1988). Diagenesis and reservoir development of sandstones in Triassic Rewan Group, Bowen Basin, Australia. Journal of Petroleum Geology, 21, 445-465.

- 6- National Iranian Oil Company, (2004). Reservoir simulation phase Report , coarse grid study Sarajeh field, Internal Report no: 50-71-10016, 45 page.
- 7- Marc Pansu , Jacques Gautheyroa , (2003), handbook of soil analysis , 909pp.
- 8- Setti, M., Marinoni, L., Lopez-galindo, A., (2004). Mineralogical and geochemical characteristic (major, minor, trace elements and REE) of detrial and authigenic clay minerals in a Cenozoic sequence from Ross Sea, Antarctica. Clay Minerals, 39, pp. 405-421.
- 9- Bashari, Alireza , (200۰). Petrography and clay mineralogy of volcanoclastic sandstone in the Triassic Rewan group, Bowen Basin, Australia, petroleum Geoscience, Vol6 , 2000, pp 151-163.
- 10- Carrol, D., (1970), Clay minerals; Aguide to their X-Rey Identification, Special Paper 126, Geo.Soc.Am.,Bouldr,Colorado.
- 11- Grim, R.E., (1965). Clay mineralogy. McGraw-Hill Book Co., New York, 596p.
- 12- Hurst, J,P. Nelson and f,L, Paillet, (2000), Well logging for physical properties,2^{2d} edition, John willy& sons 1 td,PP.482.
- 13- Georg Asquith. ,(1982) . Basic well log analysis for geologist. Published by the (AAPG).
- 14- Serra, O.,(1989) Sedimentary environment from wire line logs 2nd Edition Schulamberger.
- 15- Rider, M., (1991). The geological interpretation well logs, whittles publishing.
- 16- Bashari, (2001), A., Application of Wireline Log on Sedimentary Basin (Petrophysics),Research Institute of Petroleum Industry, (*RIPi*) Tehran

Geochemical analysis & petrophysical studies: An approach to clay minerals investigation of E member of Qom Formation, Sarajeh gas field

Abbas Dehkar, Alireza Bashari & Soheila Aslani

Abstract

Geochemical and petrophysical studies on E member of Sarajeh Gas field shows presence of different type of clay minerals. Petrography studies along with XRD , SEM and EDX analysis on the present samples, indicate presence of Illite, Chlorite and expandable clay minerals. Expandable clays comprise, smectite and mixed layer or interstratified Illite/Smectite (I/S) minerals. Petrophysical studies show Th/K on NGS log in Sarajeh, well 12, composed mainly, Illite, chlorite with minor amount of interstratified Illite/Smectite (I/S). Geochemical studies confirm validity of petrophysical results. The presence of different clay minerals of Qom formation in E member, Sarajeh Gas field, may have significant impact on petrophysical properties of reservoir, and hence affect reservoir productivity as well as cause problem during drilling operations.

Keywords: Clay Minerals, Sarajeh gas field, Qom Formation, E member, petrophysics

بررسی اثر نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بر بهبود پاکسازی فضای حلقوی چاه‌های هیدروکربنی

محمد سلیمانی^{۱*}، سعیده رعیت دوست^۲

۱ و ۲- مرکز مطالعات اکتشاف و تولید، پژوهشکده مهندسی نفت، مرکز مطالعات تکنولوژی حفاری

soleymanim@ripi.ir

چکیده

سیالات حفاری نقش مهمی در دستیابی به مخازن هیدروکربنی با استفاده از عملیات حفاری دارند. در عملیات حفاری پاکسازی ضعیف فضای حلقوی چاه یکی از نگرانی‌های اصلی صنعت نفت و گاز می‌باشد. این امر می‌تواند موجب مشکلات پرهزینه‌ای مانند گیر کردن لوله‌ها و رشته‌های حفاری، کاهش سرعت حفاری، افزایش گشتاوری و نیروی کششی، کاهش کنترل دانسیته و تضعیف عملیات سیمانکاری شود.

در این مطالعه، توان پاکسازی و ظرفیت بالا بری سیالات حفاری پایه آبی همراه با افزودنی نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بررسی شده است. پارامترهای میزان مصرف نانو لوله کربنی چند دیواره، اندازه کنده‌ها و تاثیر سرعت گل در چاه بر روی ظرفیت انتقال کنده‌ها بررسی شده است. نتایج نشان می‌دهد که حمل کنده‌ها با افزایش میزان نانو لوله کربنی چند دیواره در سیال حفاری افزایش می‌یابد. نانو لوله کربنی چند دیواره همراه با گل پایه آبی به عنوان عامل پایداری گل، زمانیکه نیروهای سطحی با نیروهای جاذبه به تعادل می‌رسند و باعث انتقال کنده‌های حفاری می‌شوند، عمل می‌کند و با افزایش نیروی کششی، انتقال کنده‌های حفاری به سطح نیز سریعتر و آسانتر می‌گردد. همچنین با افزایش گرانشی سیال حفاری با افزایش نانو لوله کربنی چند دیواره، ظرفیت حمل سیال حفاری افزایش می‌یابد. برای کنده‌ها با سایز کوچک و متوسط، بهبود نسبی در مقایسه با کنده‌ها با سایز بزرگتر مشاهده می‌گردد. این اثر با افزایش سرعت در فضای حلقوی چاه افزایش می‌یابد.

کلمات کلیدی: نانو سیالات حفاری، نانو لوله‌های کربنی، ظرفیت حمل ذرات، گرانشی، کنده‌های حفاری

۱- مقدمه

یکی از وظایف بسیار مهم سیالات حفاری، حمل‌کننده‌ها به سطح از فضای حلقوی (ظرفیت حمل یا قدرت فرازآوری) چاه می‌باشد. ظرفیت حمل بستگی به، خصوصیات رئولوژیکی، سرعت و نرخ جریان سیال، سرعت ته‌نشینی جامدات، اندازه، توزیع و پخش مواد آنها (تحت تاثیر از ژئومتری، جهت‌گیری و غلظت)، سرعت چرخش، میزان انحراف فضای حلقوی چاه، مته حفاری، موقعیت رشته حفاری در فضای چاه و ژئومتری جریان دارد [۱]. در چاه‌های عمودی و انحرافی، حمل و انتقال کنده‌ها یکی از مشکلات اصلی بوده که بر روی عملیات حفاری تاثیرگذار است. از جمله مشکلات موجود، ته‌نشینی کنده‌های حفاری در پایین فضای چاه ناشی از نیروهای جاذبه است. پاکسازی نامناسب چاه‌ها معمولاً منجر به مشکلات پر هزینه‌ای در عملیات حفاری می‌گردد.

برای حل این مشکلات، انواع عملیات پرهزینه مانند پمپ کردن خارج از چاه، شستشو و حفاری مجدد^۱ استفاده می‌شود. آزمایشگاه تخصصی نفت در دانشگاه شاندانگ^۲ چین بر روی یک سیال ویژه مرکب از نانو مواد و پودر با دانه‌های بسیار ریز که به طور قابل توجهی سرعت حفاری را بهبود می‌بخشند کار نموده‌اند [۲]. نانو مواد، خواص رئولوژیکی، مکانیکی، حرارتی و نوری و بصری^۳ را بهبود می‌بخشند. ترکیب‌هایی از مواد در اندازه نانو میزان پایداری در برابر ته‌نشینی و رسوب را افزایش می‌دهند.

آزمایشات اخیر نشان داده‌اند که نانو سیال، خواص جالبی برای کاربرد در انتقال حرارت، کاهش اصطکاک و نیروی کششی، توانایی استحکام و یکپارچه‌سازی ماسه سنگ‌های سست، ایجاد ژل، تغییر خاصیت ترشوندگی و کنترل خوردگی ایفا می‌نمایند [۳]. ابوزر و همکارانش در سال ۲۰۰۸ نشان دادند که نانو ذرات کربن سیاه در گل حفاری، موجب تشکیل اندود صافی یکپارچه و با پیوستگی بیشتری می‌شود بنابراین میزان صافاب و ضخامت اندود گل کاهش می‌یابد [۴]. در این تحقیق هدف، استفاده از نانو لوله کربنی لایه‌ای^۴ به عنوان یک افزودنی برای گل پایه آبی جهت بهبود قدرت پاکسازی و حمل‌کننده‌ها می‌باشد. در بررسی ظرفیت و قدرت انتقال کنده‌های حفاری توسط سیالات چهار نیروی زیر باید مد نظر گرفته شود:

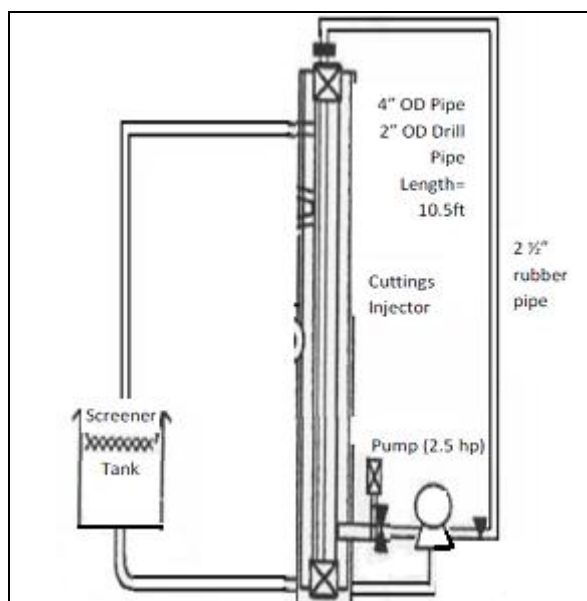
۱- نیروی جاذبه که رو به پایین اثر کرده و منجر به ته‌نشین شدن کنده‌های حفاری می‌شود (W).

۲- نیروی شناوری رو به بالا منجر به غوطه‌ور شدن کنده‌ها در گل می‌شود (B).

۳- نیروی اصطکاک، موازی جهت جریان گل که منجر به حرکت آن در اطراف کنده‌های حفاری می‌شود (Fd).

۴- نیروی بالا برنده عمود بر جهت جریان گل نیز وجود دارد.

مطالعات انجام گرفته نشان می‌دهند که نانو سیال تمایل به افزایش نیروی کششی اعمال شده دارد [۵]. شیفرمن و همکاران از سیالات مختلف و ذرات برای مطالعه انتقال کنده‌ها از یک لوله پلاستیکی شفاف و کاملاً عمودی استفاده کرده‌اند. آنها دریافتند که خواص رئولوژیکی سیال و سرعت جریان در فضای حلقوی نقش اساسی در انتقال کنده‌ها، زمانیکه اثر سایر کمیتها ناچیز یا متوسط می‌باشد، داشته است [۶].



شکل ۱- نمایی از دکل حفاری آزمایشگاهی

۲- نانو لوله‌های کربنی چند دیواره

نانو سیالات، سیالاتی شامل ذرات بسیار ریزی از مواد نانو در اندازه ۱ تا ۱۰۰ نانومتر است که به صورت سوسپانسیون یکنواخت و پایدار در مایع است. نانو لوله کربنی چند دیواره یک توده فشرده از صفحات گرافن^۱ در داخل استوانه‌های هم مرکز هستند. فاصله میان دیواره صفحات گرافنی ریز در نانو لوله کربنی چند دیواره در حدود ۰/۳۴ نانومتر است که مشابه فاصله بین صفحه‌ای در گرافیت است. ضخامت نانو لوله کربنی چند دیواره در محدوده کمتر از ۱۰ نانومتر و طول آن می‌تواند از میکرومتر تا میلی‌متر با دانسیته ۲/۶ گرم بر سانتیمتر مکعب باشد. در این مطالعه نانو لوله کربنی چند دیواره که به وسیله رسوب‌گیری بخار شیمیایی کاتالیزوری^۲ تولید شده است، و سیستم رسوب‌گیری شیمیایی، بهبود دهنده پلاسمایی^۳ به عنوان یک افزودنی به کار برده است. در روش رسوب‌گیری بخار شیمیایی کاتالیزوری، مواد کاتالیزور مانند نیکل، کبالت و آهن بین ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ درجه سانتی‌گراد (معمولاً ۷۰۰ درجه سانتی‌گراد) گرم شده‌اند و در معرض گازهای هیدروکربوری که در امتداد ناحیه واکنش جریان دارند، قرار گرفته‌اند. تجزیه گاز در سطح کاتالیزور داغ صورت گرفته و رسوب کربن در تیغه‌های فلزی اشباع شده منجر به تشکیل ساختار کربنی لوله‌ای به فرم نانو لوله شده است. تولید نانو لوله کربنی چند دیواره با استفاده از منبع گازی تامین کننده کربن تحت حمایت کاتالیزورها امکانپذیر است و با اکسیژن، آلومینیوم، سیلیکات و نیکل ترکیب شده است [۷].

بهبود دهنده پلاسمایی روش رسوب‌گیری بخار شیمیایی^۴ اجازه یک جایگزینی در دمای پایین‌تر، بر روی ورقه نازک سیلیکونی^۵ برای رشد نانو لوله‌های کربنی^۶ را می‌دهد. عملیات در دمای پایین زمانیکه تجزیه پیش ماده بوسیله الکترون‌ها با انرژی زیاد و یا در پلاسما سرد صورت می‌گیرد، امکانپذیر است. شکل ۲ ساختار تولید نانو لوله کربنی چند دیواره تحت میکروسکوپ FE-SEM و TEM نشان می‌دهد [۸]. نانو لوله کربنی چند دیواره قطری حدود ۸ تا ۴۰ نانومتر و طولی بزرگتر

¹ Graphene

² Catalytic chemical vapor deposition (CCVD)

³ DC Plasma enhanced chemical vapour deposition system (PECVD)

⁴ chemical vapor deposition (CVD)

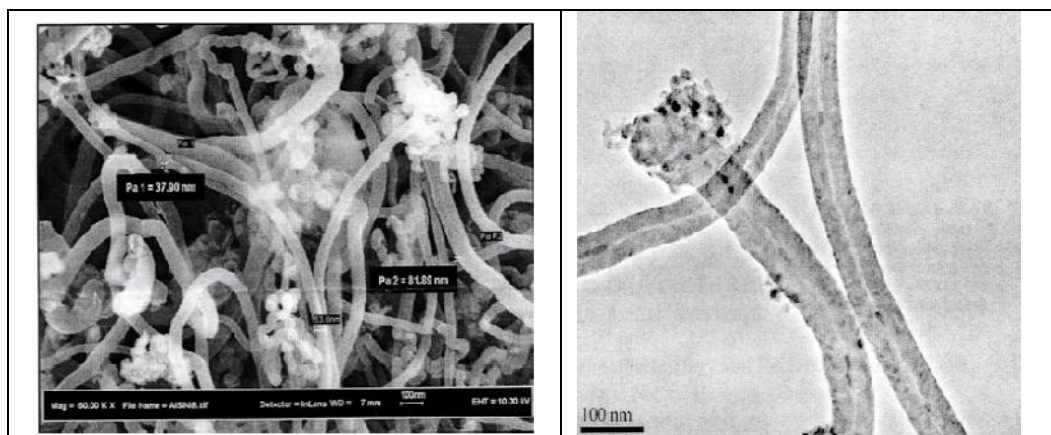
⁵ wafer

⁶ CNTs

از ۲۰۰ میکرومتر را دارا می‌باشد. وقتیکه مواد نانو در ماده پایه پراکنده می‌شوند، خاصیت هدایت گرمایی و شرایط ویسکوزیته را به ترتیب تغییر می‌دهند.

۳- مراحل انجام آزمایش

شکل ۱ بعنوان نمونه دستگاه گردش سیال حفاری در مقیاس آزمایشگاهی، شامل لوله شفاف (شبیه فضای حلقوی چاه) به طول اسمی ۱۴/۵ فوت و قطر خارجی ۴ اینچ (۱۰/۱۶ cm) و قطر داخلی ۳/۵۷ اینچ (۹/۰۷ سانتی‌متر) و یک لوله حفاری داخلی با قطر خارجی ۲ اینچ می‌باشد. سیال حفاری پایه آبی توسط یک پمپ با قدرت ۲/۵ اسب بخار به داخل فضای چاه تزریق شده است. ماسه با اندازه‌های مختلف ۲، ۴/۸ و ۲/۸ اینچ و دانسیته $20/6 \text{ lb/ft}^3$ به عنوان کنده در این تست مورد استفاده قرار گرفته است. به منظور مطالعه آزمایشگاهی، انتقال کنده‌های حفاری، توسط سیالات حفاری پایه آبی با دانسیته 10 lb/gal و با مقادیر مختلفی از نانو لوله‌های کربنی چند دیواره در سرعت‌های جریانی $29/2 \text{ ft/min}$ تا $102/1$ صورت گرفته است.



شکل ۲- تصاویر میکروسکوپی از نانو لوله‌های کربنی چند دیواره

نرخ و سرعت جریان بوسیله شیر در جلوی پمپ کنترل می‌شود. کنده‌ها باید وزن شده و قبل از تزریق به فضای چاه، بر حسب اندازه جداسازی گردند. زمان لازم جهت انتقال کنده‌ها از ته چاه به سطح توسط کرنومتر اندازه‌گیری شده است. مراحل زیر جهت تنظیم دستگاه و انجام آزمایش صورت گرفته است:

۱- آماده سازی گل پایه آبی جهت چرخش در دستگاه مدل آزمایشگاهی در دمای اتاق برای جلوگیری از هر گونه

نشستی احتمالی

۲- تنظیم آهسته دستگاه مدل آزمایشگاهی در موقعیت عمودی

۳- آماده‌سازی کنده‌ها (قبل از هر مرحله، کنده‌ها جداسازی شده، شسته و خشک گردیده‌اند)

۴- آماده سازی گل پایه آبی با مقادیر مختلف نانو لوله کربنی چند دیواره به عنوان افزاینده

۵- پمپ کردن گل به داخل فضای چاه از یک مخزن

۶- کنترل سرعت جریان، با استفاده از شیر اول پمپ، جریان ثابتی به داخل فضای چاه فرستاده شده و سطح گل در

تانک ثابت نگه داشته شده است.

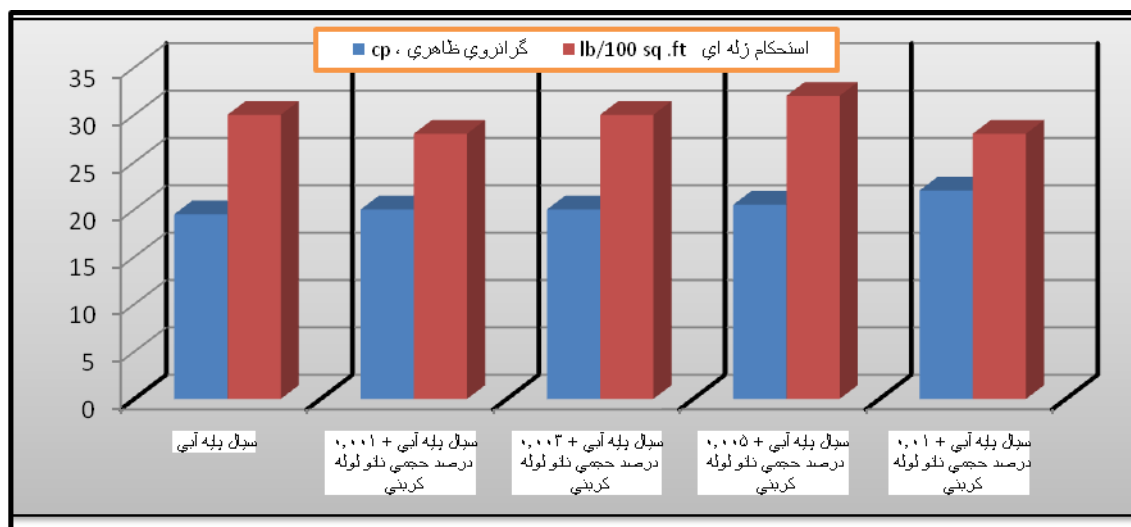
- ۷- تنظیم سرعت جریان در ۱۰ گالن بر دقیقه، پس از آنکه سرعت جریان ثابت شد، شیر دوم باز شده و کنده‌ها از مخزن مربوطه به داخل فضای حلقوی چاه تزریق گردیده است.
- ۸- بعد از اتمام تزریق تمام کنده‌ها، میزان بازیافت کنده‌ها پس از ۱ دقیقه از شروع جریان در روی الک اندازه‌گیری شده است.
- ۹- کنده‌های جمع‌آوری شده شسته، خشک و وزن گردیده اند.
- ۱۰- تمام کنده‌ها از فضای حلقوی خارج شده اند.
- ۱۱- مراحل ۳ تا ۶ با سرعت‌های مختلف جریان ۲۵ و ۳۵ گالن بر دقیقه تکرار شده و سپس اندازه کنده‌ها تغییر داده شده است.
- ۱۲- تکرار مراحل ۵ تا ۱۱ با ترکیبات مختلف سیالات انجام شده است.

۴- بحث و نتیجه گیری

خواص گل پایه آبی: خواص گل طبق دستورالعمل API سال ۲۰۰۹ آزمایش شده و در جدول ۱ نشان داده شده است (۹).

جدول ۱- خواص رئولوژیکی سیال حفاری با نانو لوله‌های کربنی مختلف

ردیف	ترکیب سیال حفاری	گرانروی در ۶۰۰ (cp)	گرانروی ظاهری (cp)	استحکام ژله‌ای (gr)
۱	سیال پایه آبی	۳۰	۱۹.۵	۳۰ (۵۱)
۲	سیال پایه آبی + ۰.۰۰۱ درصد حجمی نانو لوله کربنی	۴۰	۲۰	۲۸ (۳۶)
۳	سیال پایه آبی + ۰.۰۰۳ درصد حجمی نانو لوله کربنی	۴۰	۲۰	۳۰ (۳۰)
۴	سیال پایه آبی + ۰.۰۰۵ درصد حجمی نانو لوله کربنی	۴۱	۲۰/۵	۳۲ (۴۵)
۵	سیال پایه آبی + ۰.۰۱ درصد حجمی نانو لوله کربنی	۴۴	۲۲	۲۸ (۴۵)



شکل ۴- نمودار تاثیر میزان نانو لوله کربنی بر خواص رئولوژیکی سیال حفاری

همانگونه که در نمودارهای شکل ۴ و جدول ۱ مشاهده می‌شود، گرانروی ظاهری گل پایه آبی با افزایش میزان نانو لوله کربنی چند دیواره افزایش یافته و در مقابل استحکام ژله‌ای تا ۰/۰۰۵ درصد حجمی، افزایش یافته و سپس با مصرف بیشتر، سیر نزولی پیدا کرده است.

• سرعت سقوط کنده‌ها

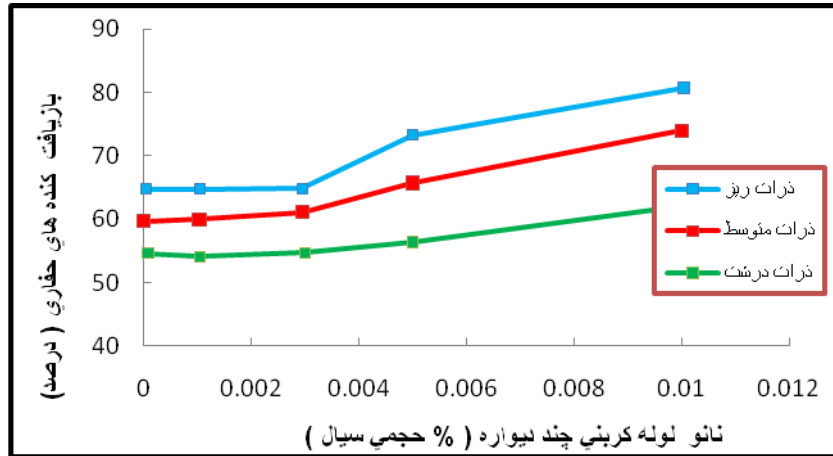
جدول ۲ نتایج سرعت لغزشی کنده‌ها در ترکیبات مختلف گل پایه آبی را نشان می‌دهد. طبق جدول افزایش سرعت لغزشی با افزایش سایز مشاهده می‌شود، اما افزایش میزان نانو لوله کربنی چند دیواره باعث کاهش میزان سرعت لغزشی می‌شود. به علت اینکه با اضافه کردن نانو لوله کربنی چند دیواره به سیستم گل، ویسکوزیته افزایش می‌یابد.

جدول ۲- خواص و سرعت سقوط کنده‌های حفاری

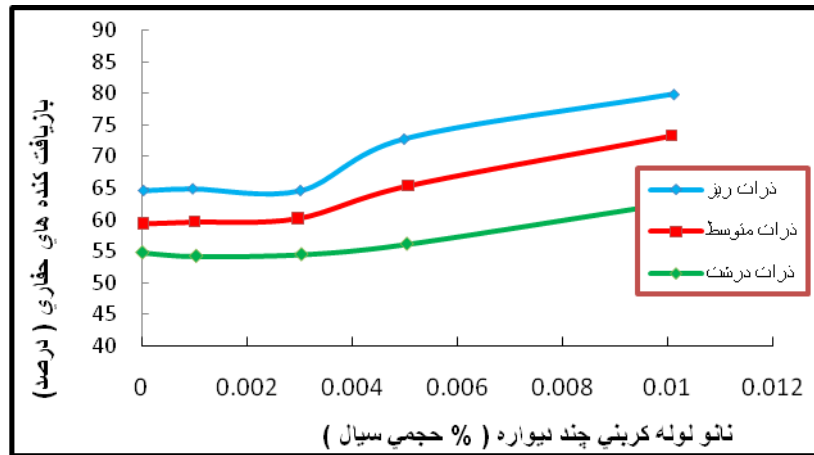
سرعت سقوط (ft/min)					قطر (mm)	اندازه کنده‌ها	ردیف
۰/۰۰۱٪	۰/۰۰۵٪	۰/۰۰۳٪	۰/۰۰۱٪	۰/۰۰۰٪			
۸/۷۶	۸/۹۷	۹/۰۴	۹/۰۴	۹/۱۲	۲	ریز	۱
۱۲/۲۷	۱۲/۵۶	۱۲/۶۷	۱۲/۶۷	۱۲/۷۷	۲/۸	متوسط	۲
۲۱/۰۴	۲۱/۵۴	۲۱/۷۲	۲۱/۷۲	۲۱/۹۱	۴/۸	درشت	۳

• اثر نانو لوله کربنی چند دیواره بر ظرفیت انتقال کنده‌ها

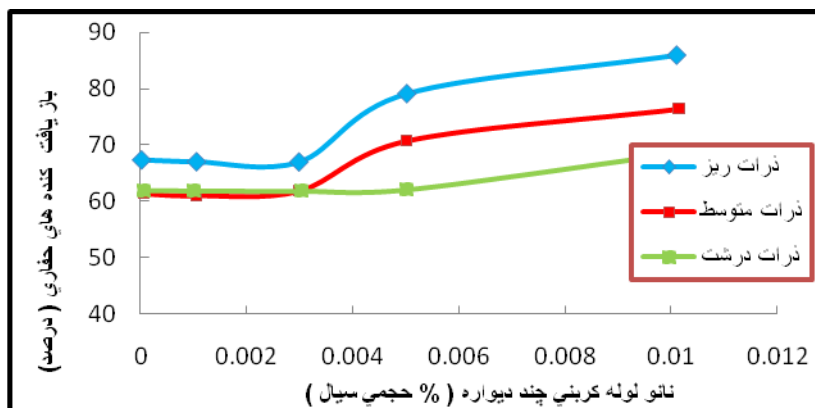
شکل ۵ تا ۷ اثر نانو لوله کربنی چند دیواره را بر ظرفیت بالابری گل پایه آبی برای سرعت‌های مختلف جریان نشان می‌دهند. درصد بازیافت کنده‌ها، نشان‌دهنده توانایی گل برای انتقال کنده‌ها، از ته چاه به سمت سطح می‌باشد. مطابق نمودارها، با افزایش میزان نانو لوله کربنی چند دیواره در گل پایه آبی، بازیافت کنده‌ها یا ظرفیت بالابری نیز افزایش می‌یابد. برای مقادیر کمتر نانو لوله کربنی چند دیواره (۰/۰۰۱ تا ۰/۰۰۳ درصد حجمی)، نتایج چندان قابل مشاهده نمی‌باشد اما برای مقادیر بیشتر، نتایج به طور مشهودی افزایش می‌یابد. برای مثال بازیافت کنده‌ها در حدود ۵ تا ۱۵٪ و قتیکه ۰/۰۰۵٪ حجمی نانو لوله کربنی چند دیواره به گل پایه آبی اضافه می‌گردد افزایش یافته است که وابسته به اندازه کنده‌ها و سرعت در فضای چاه است برای ۰/۰۰۱٪ حجمی نانو لوله کربنی چند دیواره، بازیافت کنده‌ها در محدوده ۵ تا ۲۱٪ افزایش می‌یابد. بهبود ظرفیت انتقال کنده‌ها برای کنده‌های ریز در مقایسه با اندازه درشت قابل توجه است. با اضافه کردن نانو لوله کربنی چند دیواره خواص رئولوژیکی گل بهبود می‌یابد. مواد نانو می‌توانند پایداری را زمانی که نیروهای سطحی با نیروهای جاذبه در تعادل هستند را افزایش دهند. وقتی که نیروی رو به پایین کاهش می‌یابد، کنده‌ها پتانسیل کمتری برای ته نشین شدن در ته چاه را دارا می‌باشند بنابراین تحت این شرایط، کنده‌ها می‌توانند به راحتی به سطح منتقل شوند.



شکل ۵- اثر نانو لوله های کربنی چند دیواره بر بازیافت کنده های حفاری در نرخ جریان ۱۰ گالن بر دقیقه



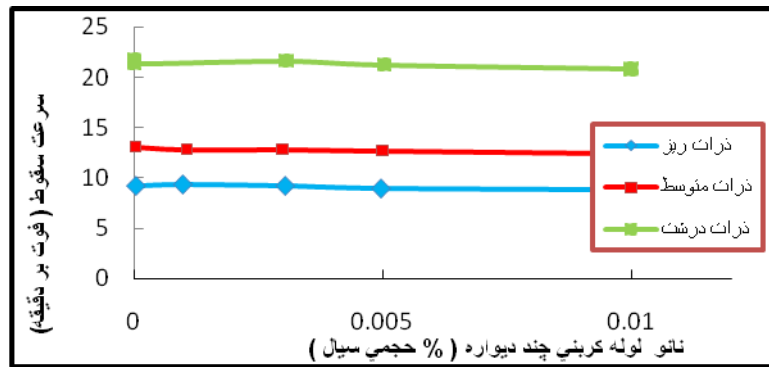
شکل ۶- اثر نانو لوله های کربنی چند دیواره بر بازیافت کنده های حفاری در نرخ جریان ۲۵ گالن بر دقیقه



شکل ۷- اثر نانو لوله های کربنی چند دیواره بر بازیافت کنده های حفاری در نرخ جریان ۳۵ گالن بر دقیقه

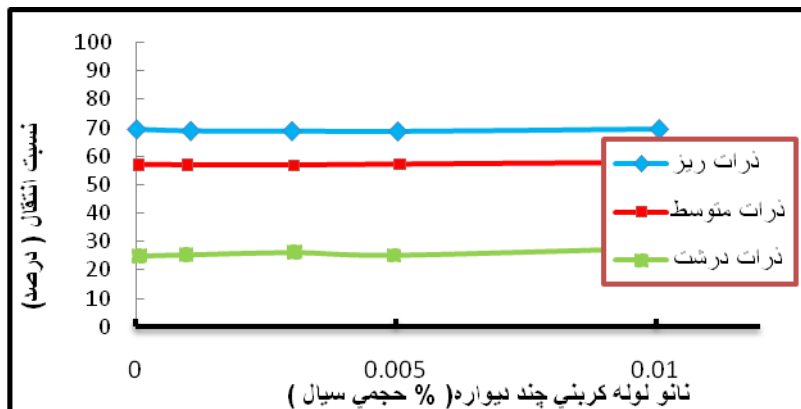
• **تأثیر گرانروی و استحکام ژله‌ای نانو سیال بر روی ظرفیت پاکسازی فضای حلقوی**

در حالت کلی، قدرت ژلی بالای گل سبب افزایش ویسکوزیته نیز می‌گردد. اما این مساله همیشه درست نمی‌باشد زیرا ویسکوزیته بالا می‌تواند وقتی مواد رسی در گل به میزان زیادی پراکنده شده باشند، نیز ایجاد گردد. برای این مطالعه، اضافه کردن نانو لوله کربنی چند دیواره به گل پایه آبی بر روی ویسکوزیته و قدرت ژلی تأثیر گذار است (جدول ۱). مواد نانو منحصر بفرد می‌توانند به عنوان عاملی برای پایداری ویسکوزیته سیال جهت بهبود ظرفیت بالابری عمل نمایند. شکل ۸ رابطه میان سرعت سقوط و درصد مواد نانو لوله کربنی چند دیواره مورد استفاده را نشان می‌دهد.

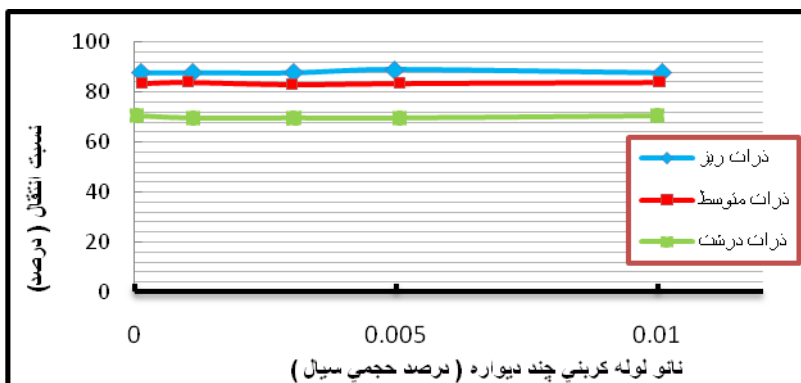


شکل ۸- اثر نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بر سرعت سقوط کنده‌های حفاری

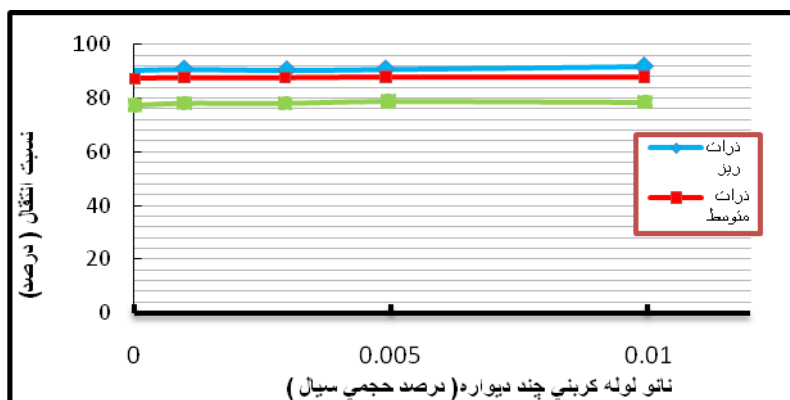
از نظر تئوری، سرعت لغزشی نسبت عکس با ویسکوزیته سیال در جریان آرام دارد با افزایش ویسکوزیته سیال، سرعت لغزشی کاهش می‌یابد. بنابراین به عنوان نتیجه، نسبت انتقال برای کنده‌های بازیافتی در غربال‌گری همانگونه که در شکل‌های ۹ تا ۱۱ مشاهده می‌شود، افزایش می‌یابد.



شکل ۹- اثر نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بر انتقال کنده‌های حفاری در نرخ جریان ۱۰ گالن بر دقیقه



شکل ۱۰- اثر نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بر انتقال کنده‌های حفاری در نرخ جریان ۲۵ گالن بر دقیقه

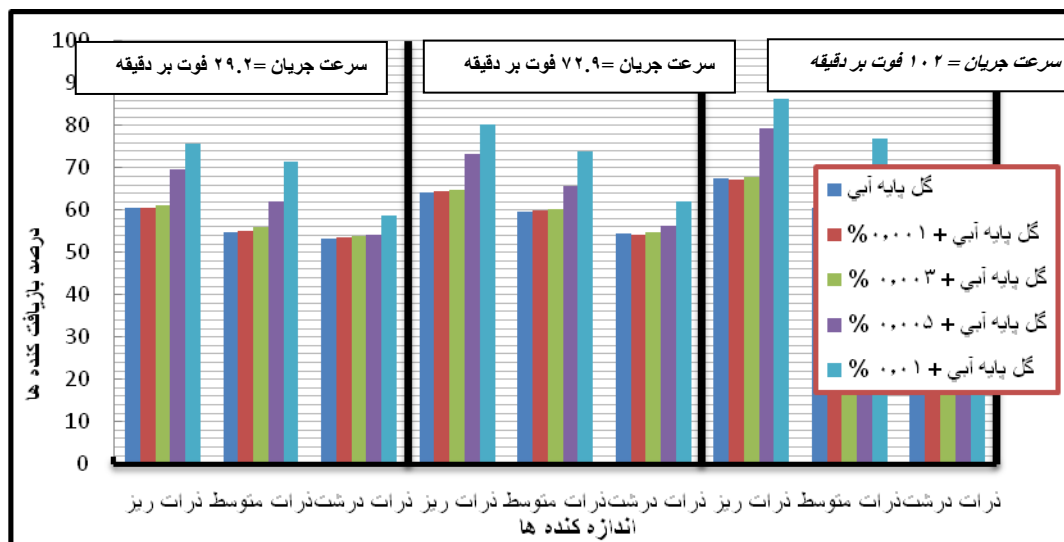


شکل ۱۱- اثر نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بر انتقال کنده‌های حفاری در نرخ جریان ۳۵ گالن بر دقیقه

شکل ۸ نشان می‌دهد که سرعت سقوط در سه اندازه مختلف کنده‌ها، وقتی که درصد نانو لوله کربنی چند دیواره افزایش می‌یابد، به طور آشکاری کاهش می‌یابد. این رفتار به علت افزایش ویسکوزیته گل پایه آبی با درصد مواد نانو می‌باشد. برای کنده‌های بزرگتر، سرعت لغزشی در مقایسه با سایز متوسط و کوچکتر بیشتر است. با ۰/۰۰۱ و ۰/۰۰۳٪ حجمی نانو لوله کربنی چند دیواره مورد استفاده، ویسکوزیته گل پایه آبی ۴۰ cp می‌باشد؛ اما با ۰/۰۰۵ و ۰/۰۱٪ حجمی، ویسکوزیته گل پایه آبی به ترتیب به ۴۱ و ۴۴ cp افزایش می‌یابد.

• تاثیر اندازه کنده‌ها بر روی ظرفیت انتقال کنده‌های حفاری:

شکل ۱۲، اثر اندازه کنده‌ها بر روی بازیافت آنها با حضور نانو لوله کربنی چند دیواره در گل حفاری را نشان می‌دهد.



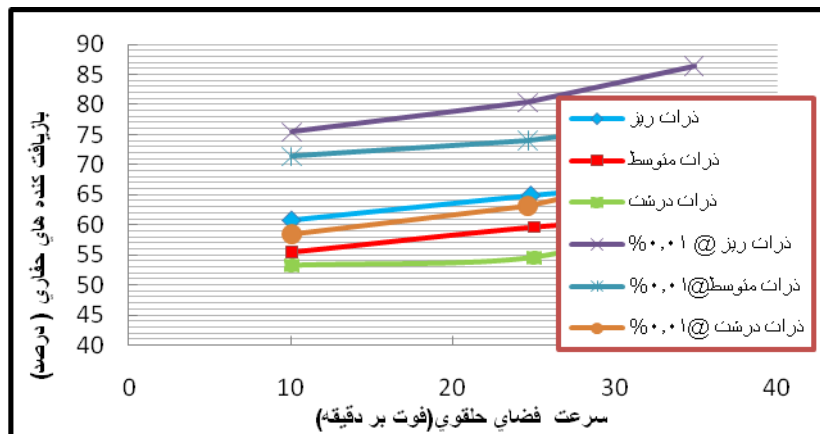
شکل ۱۲- تاثیر اندازه ذرات نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بر بازیافت کنده‌های حفاری در سرعت جریان مختلف

نتایج در جدول ۲ نشان می‌دهند که با افزایش درصد نانو لوله کربنی چند دیواره، ظرفیت بالابری کنده‌های کوچک بهبود یافته است. برای کنده‌ها با سایز متوسط و بزرگ، در سه سرعت مختلف سیال در فضای چاه، کمترین اثر بر روی بازیافت کنده‌های بزرگتر مشاهده شده است. به علت سرعت لغزشی بیشتر کنده‌های بزرگ در مقایسه با کنده‌های متوسط و کوچک، تمایل کنده‌ها برای ته‌نشین شدن در انتهای فضای چاه افزایش یافته است. از طرفی بازیافت در کنده‌های متوسط و کوچک با درصد

پایینی از نانو لوله کربنی چند دیواره (۰/۰۰۱ و ۰/۰۰۳٪ حجمی) تغییر قابل توجهی مشاهده نشده است اما در ۰/۰۰۵ و ۰/۰۰۱٪ حجمی نانو لوله کربنی چند دیواره، بهبود میزان بازیافت کنده‌ها مشهود بوده است. برای کنده‌های کوچک، در ۰/۰۰۵٪ حجمی نانو لوله کربنی چند دیواره، میزان بازیافت ۸/۶٪ نسبت به میزان اولیه ۶۱/۶ و در ۰/۰۰۱٪ حجمی نانو لوله کربنی چند دیواره ۵/۲٪ نسبت به میزان اولیه ۷۰/۲ افزایش یافته است و برای کنده‌های متوسط، بازیافت کنده‌ها ۶/۵٪ نسبت به میزان اولیه ۵۵/۸، در ۰/۰۰۵٪ حجمی نانو لوله کربنی چند دیواره و ۹٪ نسبت به میزان اولیه ۶۱/۳ در ۰/۰۰۱٪ حجمی نانو لوله کربنی چند دیواره افزایش مشاهده شده است.

• اثر سرعت در فضای حلقوی چاه بر روی ظرفیت بالابری:

شکل ۵، بازیافت کنده‌ها برای سرعت‌های مختلف فضای حلقوی چاه را نشان می‌دهد. به طور کلی بازیافت کنده‌ها با افزایش سرعت در فضای چاه تحت شرایط سرعت آرام، افزایش می‌یابد. بر اساس نتایج اثر سرعت در فضای چاه، در گل همراه با مواد نانو مشهود نبوده است. با توجه به شکل ۱۳ برای ۰/۰۱ از حجم نانو لوله کربنی چند دیواره مورد استفاده در گل، افزایش در سرعت، سبب افزایش در میزان کنده‌های حفاری شده است. زمانیکه سرعت ۱۰ الی ۲۵ gpm افزایش یافته، درصد بازیافت کنده‌ها نیز در حدود ۵٪ (۷۵/۴ به ۸۰٪) و ۶٪ در ۳۵ gpm افزایش یافته است. بدون نانو لوله کربنی چند دیواره در گل، بازیافت کنده‌های کوچک در ۱۰، ۲۵، ۳۵ gpm، به ترتیب ۶۰/۷، ۶۴/۲ و ۶۷/۲٪ بوده است. رفتار مشابهی برای کنده‌ها با سایز متوسط و بزرگ مشاهده شده است. برای کنده‌های بزرگتر همراه با نانو لوله کربنی چند دیواره موجود در گل، درصد بازیافت کنده‌ها از ۵ به ۶٪ زمانیکه ریت جریان از ۱۰ به ۲۵ gpm و از ۲۵ به ۳۵ gpm تغییر کرده است، افزایش یافته است. بدون نانو لوله کربنی چند دیواره در گل افزایش به ترتیب ۲ و ۵٪ بوده است.



شکل ۱۳- تاثیر سرعت فضای حلقوی بر حضور نانو لوله کربنی در بازیافت کنده‌های حفاری

۵- نتایج

۱- توان پاک‌سازی و ظرفیت بالابری سیالات حفاری پایه آبی همراه با افزودنی نانو لوله‌های کربنی چند دیواره بهبود می‌یابد. این امر وابسته به اندازه کنده‌ها، سرعت در فضای حلقوی چاه و نرخ جریان می‌باشد.

۲- زمانی که درصد نانو لوله کربنی چند دیواره در گل افزایش یافته، ویسکوزیته گل پایه آبی نیز افزایش می‌یابد. بنابراین ظرفیت پاکسازی چاه و انتقال کنده‌ها به سطح نیز افزایش می‌یابد. پخش نانو لوله کربنی در سیال پایه آبی

ناشی از جذب شدن آب درون نانو ذره و کلوخه‌ای شدن و چسبندگی آن می‌باشد که این پدیده سبب افزایش گرانیروی سیستم خواهد شد.

۳- معمولاً توان و قدرت بالا بری سیال حفاری در حالت کلی (چه در سیال ذرات نانو استفاده شده باشد یا نه) با افزایش سرعت آن در فضای حلقوی چاه افزایش می‌یابد.

منابع

1. Soleymani .M (2011). Laboratory Feasibility study on Effect of Multiwall Carbon Nanotubes on rheological properties of Water base drilling fluid. RIPI Project Report
2. Saeid M, Mariela AF, Rafiqul IM (2006). Applications of Nanotechnology in Oil & Gas E&P. Journal of Petroleum Technology, 58 (JPT online).
3. Phuoc X, Tran R, Gupta LW (2007). Nanofluids for Use as Ultra Deep Drilling Fluids. R&D Facts National Energy Technology Laboratory.
4. Abouzar MP, Bandar DA (2008). Using Nanoparticles to Decrease Differential Pipe Sticking and Its Feasibility in Iranian Oil Fields. Oil and Gas Business.
5. Tianping H, James BC (2007). Nanotechnology Applications in Viscoelastic-Surfactant Stimulation Fluids. European Formation Damage Conference. 30 May-1. Scheveningen, Nether lands: SPE paper 107728, 1-7.
6. Sifferman TR, George NM, Elera DH, Harry AW (1973). Drill Cutting Transport in Full Scale Vertical Annuli. 48th Annual Full Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Sept. 30 – Oct. 3. Las Vegas: SPE Pap. 4514: 1295-1302.
7. Yusran S, Buang NA, Sanip S, Ismail AF (2004) Production of Nano-Carbon Using Arc Discharge in Liquid Nitrogen. In H. Saidi, M.M.Nasef & Inayati eds. Advanced in Fuel Cell Research &Development in Malaysia, pp.195-201
8. Tee JC, Goh PS (2008). As Grown Multi-Walled Carbon Nano tubes. Advanced embrace Technology & Research Centre. University Technology Malaysia.
9. American Petroleum Institute (2009). Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. 4th. American Petroleum Institute Dojin K (2004). Multiwall Carbon Nanotubes. In H.S. Nalwa Ed.

Effect of multi-walled carbon nanotubes to improve hydrocarbon wells annular clearance space

Mohammad Soleimani & Saeide Raeiat Doost

Abstract

Proper drilling fluids has vital role for achieving to hydrocarbon reservoirs by using Drilling operation. Some important problems such as friction, stuck pipe, slow drilling rate, high torque and drag, lost of materials, density variation of mud can be happened due of poor hole annulus and cuttings down falling that induce expensive drilling. Various drilling fluids have been widely used in the wells drilling to improve lifting capacity of drilled cuttings. In this paper, the experimental results have been studied that conducted on effect of Multiwall Carbon Nano tubes (MWNTs) as additives for lifting capacity of water based mud.

The effect of Useful parameters such as amount of MWNTs used, cutting size and mud annular velocity on the drilling fluid cleaning capacity have been studied. The results show that lifted cuttings increase as the amount of MWNTs added increases. MWNTs associated with water based mud displays the stability against base mud since surface forces easily balance the gravity force and attached to drilled cuttings, resulting in increase of drag force acts to drilled cuttings and easily lifted cuttings to the surface. The MWNTs also will improve viscosity which will significantly increase carrying capacity of the mud. For small and medium cuttings, the improvement relatively simplified compare to the big cuttings. The impact will significantly increase as the annular velocity increase.

Key words: Drilling Fluids, Mud lifting capacity, Drilling additives, drilled cuttings, viscosity.

مطالعه آزمایشگاهی روش نوین حفاری با لیزر: انقلابی در صنعت حفاری و اکتشاف

مهدی بخت بیدار^{۱*}، محسن قربانخانی^۲، محمدرضا کاظمی اسفنه^۳، مهدی علی محمدی^۴

- ۱- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد امیدیه، باشگاه پژوهشگران جوان، امیدیه، ایران، ۲- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد امیدیه، باشگاه پژوهشگران جوان، امیدیه، ایران، ۳- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد امیدیه، گروه نفت، امیدیه، ایران، ۴- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد امیدیه، باشگاه پژوهشگران جوان، امیدیه، ایران

bakhtbidarm@hotmail.com

چکیده

در این مقاله به بحث و بررسی تکنولوژی حفاری با لیزر که اساسی‌ترین جایگزین برای حفاری دورانی می‌باشد، پرداخته می‌شود. ما ابتدا با تاریخچه کوتاهی از آزمایشاتی که قبلاً در موسسات دیگر انجام شده است می‌پردازیم. در ادامه با ذکر پارامترهای موثر بر روی کاهش مقدار انرژی مخصوص سنگ و در نتیجه افزایش مقدار سرعت حفاری، به بررسی این مورد خواهیم پرداخت. موضوع دیگری که در این آزمایش به آن اشاره خواهد شد، تأثیرات لیزر بر روی سرعت حفاری، هزینه‌های حفاری و همچنین محیط زیست می‌باشد. و در آخر با داده‌هایی که از آزمایشات مختلفی که در طی این تحقیق بدست آمده است اثبات خواهد شد که این نوع حفاری نوین می‌تواند جایگزین مناسب و مقرون به صرفه ای به جای حفاری دورانی باشد.

حفاری با لیزر یکی از راه‌کارهای موثر و مناسب جهت حفاری و عملیات مشبک کاری سازندهای سخت و متراکم با عمق زیاد می‌باشد. یکی از مزایای استفاده از لیزر جهت حفاری چاه‌های نفت و گاز، توانایی کاهش مدت زمان حفاری می‌باشد. در حفاری با لیزر به جهت تماس نداشتن با سطح سنگ در حین حفاری و جلوگیری از توقف حفاری برای تعویض مته، در مدت زمان حفاری صرفه جویی عمده‌ای صورت خواهد گرفت.

کلمات کلیدی: حفاری با لیزر، سرعت حفاری، انرژی مخصوص، محیط زیست

۱- مقدمه

امروزه، حفاری‌های نوین و بررسی در مورد روش‌های ممکن برای جایگزینی با حفاری دورانی بحث مورد علاقه بسیاری از سیاست‌گذاران صنعت نفت و مهندسين حفاری می‌باشد. روش‌های متعددی برای جایگزینی با حفاری دورانی پیشنهاد شده است که از جمله از آنها می‌توان به حفاری با بخار آب، حفاری با فشار آب و حفاری با لیزر اشاره کرد. از بین این روش‌ها، شاید حفاری با لیزر یکی از روش‌های مورد قبولی که نسبت به سایر روش‌ها تحقیقات گسترده در مورد آن انجام شده است، می‌باشد. آزمایش‌های متعدد ثابت کرده که با استفاده از تکنولوژی لیزر در حفاری سنگ‌ها می‌توان در عین افزایش سرعت حفاری، هم زمان هزینه‌های حفاری و آلودگی زیست محیطی را کاهش داد. در این مقاله سعی بر آن شده است که یک ارتباط قوی بین تکنولوژی لیزر و صنعت حفاری چاه‌های نفت و گاز ایجاد شده تا زمینه‌ساز ورود این تکنولوژی به صنعت حفاری شود.

از سال ۱۹۷۷ تا کنون در زمینه استفاده از تکنولوژی لیزر در حفاری چاه‌های نفت و گاز تحقیقات وسیعی صورت گرفته است. اولین آزمایش توسط ارتش آمریکا تحت عنوان پروژه MIRACL صورت گرفت. این آزمایش نشان داد که سرعت حفاری با استفاده از لیزر در حدود ۱۰ تا ۱۰۰ برابر افزایش می‌یابد. آزمایش بعدی توسط نیروی هوایی آمریکا تحت عنوان COIL انجام شد.^[۱] آزمایش‌های مختلفی که تا کنون انجام شده است، همگی یک هدف اصلی را دنبال می‌کردند و آن، بیشترین حفاری سنگ با کمترین توان مورد نیاز لیزر می‌باشد. بر همین اساس آزمایشات متعدد با پارامترهای مختلف انجام شد. از آن جمله، آزمایش MIRACL که توسط آقایان O'Brien و Graves انجام گرفت، که در آن از سیستم لیزری امواج پیوسته (CW) با طول موج $3/8 \mu\text{m}$ با توان لیزری ۶۰۰ KW تا ۱۲۰۰ KW، می‌باشد. در این آزمایش در طول ۴/۵ ثانیه تابش لیزری، عمق حفاری در حدود ۲/۵ اینچ برای ماسه سنگ گزارش شد. این موضوع برای پارامترهای مختلف فرق می‌کند، پارامترهایی که بر روی حفاری با لیزر تأثیر گذارند عبارتند از: توان لیزر، طول موج، مکانیسم کاری سیستم (امواج پیوسته یا امواج ضربه‌ای)، نوع لیزر و نیمرخ اشعه تابشی^[۲].

با انتخاب سیستم لیزی مناسب با توجه به پارامترهای لیزری می‌توان سرعت حفاری را به طور قابل توجهی افزایش داد. تا کنون مزایای بسیاری در مورد استفاده از لیزر در حفاری چاه‌های نفت و گاز، گزارش شده است. این مزایا عبارتند از: (ایجاد جداری سرامیکی بر روی دیواره چاه به دلیل ذوب شدن سنگ، کاهش روزهای کاری دکل حفاری و مدت زمان توقف حفاری، ایجاد قطر یکسان از سطح تا ته چاه، کاهش احتمال گیر لوله‌های حفاری، کاهش چشم‌گیر هزینه‌های حفاری، استفاده از لوله‌های سبک و جایگزینی برخی لوله‌های سنگین با فیبرهای نوری، کاهش آلودگی‌های زیست محیطی و مدیریت مطلوب محیط زیست، افزایش سرعت حفاری به ۱۰ تا ۱۰۰ برابر مقدار حاضر)^[۳].

جایگزینی حفاری با لیزر به جای حفاری دورانی با برخی مخالفان روبرو می‌باشد، زیرا برخی از مشکلات که در حین حفاری با لیزر با آن مواجه می‌شویم، هنوز به طور عمده قابل چشم‌پوشی نیستند. از جمله از این مشکلات عبارتند از: (۱- چرخش سیال حفاری در حین عملیات حفاری و تأثیر آن بر روی انرژی منتقل شده به سطح سنگ ۲- انتقال انرژی از منبع لیزر موجود در سطح به عدسی لیزر در ته چاه)^[۴].

۲- مراحل حفاری با لیزر

هنگامی که اشعه‌های لیزر به سطح سنگ برخورد می‌کنند، سنگ در طی مراحل زیر به ترتیب حفاری می‌شود: ایجاد ریز شکستگی، ذوب شدن، تبخیر شدن^[۳].

با برخورد اشعه‌های لیزر به سطح سنگ ممکن است اشعه‌ها یکی از عکس العمل‌های زیر را از خود نشان دهند: الف- اشعه‌ها منعکس شوند، ب- اشعه‌ها پخش شوند، ج- اشعه‌ها جذب شوند [۵] (شکل ۱).

آزمایشات نشان داده است که پرتوهای منعکس شده و پراکنده شده نسبت به پرتوهای جذب شده، اثر کمی بر روی سنگ می‌گذارند. در حقیقت مکانیسمی که باعث خرد شدن و در نهایت حفاری سنگ می‌شود، مکانیسم جذب شدن اشعه‌های لیزر می‌باشد [۶].

در سنگ‌هایی که ضریب انتقال گرمایی بالایی دارند، اشعه‌های لیزر می‌توانند آب‌های تجمعی کریستالی به همراه مواد معدنی محلول موجود در سنگ را تبخیر کرده و باعث انبساط سنگ شده و در نهایت در ساختار سنگ ریز شکستگی‌هایی به وجود آید. در آزمایشات مختلف همراه با عملیات لیزرکاری از گاز نیتروژن نیز استفاده می‌شود. از دلایل استفاده از گاز نیتروژن می‌توان به سوزاندن گازهای خارج شده در حین حفاری سنگ و خارج کردن غبارهای به وجود آمده، اشاره کرد. این گاز باعث تا در هر مرحله از لیزر کاری خرده‌های به وجود آمده پاک شود. در حفاری دورانی از سیال حفاری برای انتقال کنده‌ها از انتهای چاه به سطح استفاده می‌شود، در حالیکه تحقیقات در زمینه حفاری با لیزر در حضور سیال حفاری ادامه دارد [۷]. شاید یکی از پارامترهای حفاری که تا کنون کمتر مورد توجه واقع شده است، پارامتر سرعت حفاری می‌باشد. سرعت حفاری (ROP) یکی از فاکتورهای اساسی در حفاری چاه‌های نفت و گاز می‌باشد، به طوری که بسیاری از هزینه‌های حفاری به بهبود و کنترل نرخ حفاری بستگی دارد. به طور کلی برای مهندسان حفار نرخ حفاری زیاد، مطلوب می‌باشد، زیرا هزینه‌ها و روزهای کاری دکل حفاری کاهش می‌یابد.

در این مقاله سعی شده تا با مقایسه نرخ حفاری دورانی با حفاری لیزری، با استفاده از داده‌ها و اطلاعات آزمایشگاهی، یک رابطه پایدار و قوی بین تکنولوژی لیزر با حفاری چاه‌های نفت و گاز به وجود آید. با استفاده از آزمایشات متعدد، نرخ حفاری برای هر نمونه سنگ (ماسه سنگ، سنگ آهک و شیل) در حالت‌های اشباع و غیر اشباع بدست آمده است. هدف از این آزمایشات بدست آوردن مقدار واقعی نرخ حفاری با توجه به دستگاه‌های موجود می‌باشد.

۳- بحث و روش کار

نمونه سنگ‌هایی که در این مقاله از آنها استفاده شده است، شامل سه گروه سنگ (ماسه سنگ، سنگ آهک، شیل) بوده است (شکل ۲). هر کدام از این سه گروه نیز شامل سه نوع سنگ با عمق، میزان تخلخل و اشباع متفاوت بودند. از هر کدام از این سه گروه، یک نمونه سنگ به وسیله آب اشباع شد تا نتایج و مقایسات دقیق بتواند صورت گیرد. برای اولین بار در کشور از دستگاه سی تی اسکن به منظور مشاهده تغییرات قبل و بعد از عملیات لیزر کاری، مورد استفاده قرار گرفت. دستگاه سی تی اسکن، Picker1200 با ولتاژ ۱۳۰ KW با مقدار جریان ۸۰ MA در طول دوره ۲ ثانیه مورد استفاده قرار گرفت. از تمامی ۹ نمونه تصویر برداری سی تی اسکن گرفته شد و سپس نمونه‌ها در آزمایشگاه لیزر مورد حفاری قرار گرفتند. سیستم لیزی مورد استفاده در این آزمایش، دستگاه DC-G-2512 با توان ۷۰W و مکانیسم کاری امواج پیوسته بود (شکل ۳). در این مقاله جهت بررسی دقیق پارامترهای موثر در تاثیر اشعه لیزر بر روی سنگ، دو مرحله آزمایش طراحی گردید.

• فاز اول آزمایشات

سیستم لیزر از ۱۰٪ توان خود استفاده کرده که سرعت پرتو زایی اشعه آن در حدود (10mm/s) بود. در این آزمایش از مکانیسم ماریپیچی برای حفاری استفاده شد که در آن سنگ به مدت ۶۶ ثانیه به قطر ۱ cm حفاری شد. پس از آن از نمونه‌ها

مجدداً تصویر بردای سی تی اسکن صورت گرفت. شکل ۴ تصاویر سی تی اسکن را قبل و بعد از لیزر کاری نشان می دهد. سپس مشاهدات زیر مورد بررسی قرار گرفت:

مقدار انرژی مخصوص (SE)، نرخ حفاری (ROP)، مقایسه میزان نرخ حفاری و انرژی مخصوص برای نمونه های اشباع و غیر اشباع، تأثیر حفاری با لیزر بر روی هزینه های حفاری، تأثیر حفاری با لیزر بر روی مدیریت محیط زیست. نمونه سنگ هایی که در این آزمایش از آنها استفاده شد، از سازندهایی که بیشترین مواجهه با این نوع سنگ ها در هنگام حفاری صورت می گیرد انتخاب شد. جدول ۱ مشخصات فیزیکی مانند حجم، وزن و عمق نمونه گیری هر نمونه سنگ را نشان می دهد. پس از اشباع سنگ ها مشخصات آنها از جمله تخلخل و وزن اشباع اندازه گیری شده که در جدول ۲ آمده است. نرخ حفاری به پارامترهای مختلفی بستگی دارد و از رابطه زیر بدست می آید [۸]:

$$ROP = \frac{SP}{SE} \quad (\text{cm/sec}) \quad (1)$$

که در آن

SP: توان منتقل شده به سیستم لیزری به ازای واحد سطح (w/cm^2)

SE: مقدار انرژی لازم برای خارج کردن حجم واحد سنگ (w.sec/cm^3)

برای بدست آوردن SP از رابطه ۲ استفاده می شود [۵]:

$$SP = \frac{P_{avg}}{A_r} \quad (2)$$

که در رابطه ۲

P_{avg} : میانگین توان لیزر (w)

A_r : سطح حفاری شده (cm^2)

همچنین برای بدست آوردن SE نیز از رابطه زیر استفاده می شود [۷]:

$$SE = \frac{E}{V_r} = \frac{P_{avg} \times t}{V_r} \quad (3)$$

که در فرمول بالا:

E: انرژی منتقل شده به واحد سطح (w.sec)

V_r : حجم کنده شده توسط اشعه لیزر (cm^3)

T: مدت زمان تابش اشعه لیزر (sec)

همانطور که پیش از این اشاره شد نرخ حفاری به دو عامل SP و SE بستگی دارد. در آزمایشات انجام شده مقدار SP با ثابت بودن سطح مقطع حفاری برای تمامی نمونه ها (1cm)، مقداری ثابت و در حدود 89.1719 w/cm^2 بوده است. با ثابت بودن SP و تغییرات در میزان SE، نرخ حفاری برای هر نمونه سنگ متفاوت می باشد. میزان SE وابسته به نوع سنگ و مشخصات فیزیکی سنگ مانند: ضریب انتقال گرما، تخلخل، دانسیته و ... می باشد. جدول ۳ مقدار انرژی مخصوص و سرعت حفاری را برای هر نمونه سنگ نشان می دهد.

• فاز دوم آزمایشات

در فاز دوم آزمایشات به منظور شناسایی سه ناحیه خرد شدگی، ذوب شدگی و تبخیر در اثر واکنش اشعه تابش شده به سنگ از فاصله های کانونی متغیر استفاده شد. سیستم لیزر CO_2 که با مکانیسم پالسی عملیات تابش لیزری را انجام می داد به گونه ای

طراحی گردید تا با بهترین فاصله کانونی عملیات حفاری را انجام دهد. طراحی فاصله کانونی و ثابت نمودن این فاصله باعث آن گردید تا بیشترین نفوذ حفاری بدست آید. در حین تغییر فاصله کانونی، شعاع اشعه لیزر نیز تغییر می‌یافت. با تغییر فاصله کانونی از ۰.۵- تا ۱۵ سانتی متر، شعاع اشعه لیزر نیز از ۰.۵ تا ۱۷ میلی متر تغییر کرد. هدف از طراحی فاز دوم آزمایشات رسیدن به بیشترین عمق حفاری در کنار تغییر پارامترهایی از قبیل توان متوسط لیزری تابش شده به سطح سنگ (P_{avg})، حداکثر توان تابشی در هر پالس (P_{peak})، مقدار انرژی در هر شلیک اشعه و سرعت تابش اشعه می‌باشد. در جدول ۴ نتایج بدست آمده از فاز دوم آزمایشات نشان داده شده است. همانگونه که در این جدول مشاهده می‌شود تعداد زیادی از پارامترها به نسبت فاز اول، مورد سنجش قرار گرفته شده است. در این مرحله انرژی هر شلیک اشعه از ۱ تا ۲۴ j/shot، حداکثر توان لیزر از ۱۰ تا ۲۰۰ وات و عرض هر پالس از ۰.۵ تا ۲ میکروثانیه متغیر بود. قبل از آزمایشات توان متوسط لیزر ۱۶۰ وات محاسبه گردیده بود ولی در حین آزمایشات این پارامتر از ۷۴ تا ۱۶۰ وات اندازه‌گیری شد. این اختلاف بین توان متوسط محاسبه شده و توان متوسط اندازه‌گیری شده به دلیل کیفیت پایین فیبرهای نوری منتقل کننده اشعه لیزر و شلیک‌های با انرژی پایین می‌باشد. با استفاده از این پارامترها و مشاهدات انجام گرفته نمودار شکل ۵ طراحی شد. در این نمودار نواحی مختلف که در اثر تابش اشعه لیزر ایجاد می‌شود، به وضوح مشخص شد. دامنه این تغییرات محسوس و قابل شناسایی می‌باشد. این نمودار برای نمونه ماسه سنگی کشیده شده است. تغییر ناحیه سنگ به توان لیزر و دمای ذوب مواد در نمونه سنگ بستگی دارد. دمای ذوب نمونه سنگ با درصد کوارتز موجود در سنگ رابطه مستقیم دارد. آزمایشات نشان داد که با افزایش دمای محیط سنگ، ناحیه خرد شدگی کاهش می‌یابد یا به عبارت دیگر عمق محدوده خردشدن کاهش می‌یابد. همانطور که در این نمودار ملاحظه می‌کنید پایین‌ترین مقدار انرژی مخصوص دقیقاً پیش از آغاز ناحیه ذوب قرار دارد. در شکل ۶ دو ناحیه خرد شدگی و ذوب شدگی بر روی نمونه سنگ شیل در اثر تابش لیزر به وضوح نشان داده شده است. با استفاده از مفهوم انرژی مخصوص که ذکر گردید، هر چه قدر درصد کوارتز موجود در سنگ بیشتر باشد آنگاه مقدار انرژی مخصوص افزایش پیدا می‌کند. در هنگام حفاری در مناطق کم عمق با توجه به درصد کوارتز کمتر، با طراحی یک سیستم بهینه شده برای خارج کردن غبارات حفاری می‌توان سرعت حفاری را به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش داد. پارامترهایی که بر این پدیده موثر می‌باشند شامل ترکیبات ماتریکس و مواد معدنی موجود در سنگ و مشخصات حرارتی مانند رسانایی، ظرفیت و ضریب انتقال حرارت سنگ می‌باشد. برخی مشخصات فیزیکی سنگ‌های بررسی شده به همراه درصد کوارتز این نمونه‌ها در جدول ۵ آمده است.

۴- مشاهدات

• مقدار انرژی مخصوص (SE)

همانطور که در جدول ۳ مشاهده شد، مقدار انرژی لازم برای حفاری واحد حجمی در ماسه سنگ در حالت غیر اشباع در مقایسه با دیگر نمونه‌ها کمتر می‌باشد. انرژی مخصوص برای ماسه سنگ در حدود 32 j/cm^3 تا 36 j/cm^3 می‌باشد. این مقدار برای سنگ آهک در حدود 39 j/cm^3 تا 42 j/cm^3 و برای شیل در حدود 42 j/cm^3 تا 45 j/cm^3 می‌باشد. با توجه به اینکه انرژی مخصوص وابسته به اشعه‌هایی که منعکس، پخش یا جذب می‌شوند، دارد، این مطلب قابل استنباط است که میزان اشعه‌های جذب شده در ماسه سنگ بیشتر از سنگ‌های دیگر می‌باشد. البته از طریق آزمایش‌های انجام گرفته، مشاهده گردید که این مطلب برای نمونه‌های اشباع معکوس می‌باشد. این تفاوت در مقدار انرژی مخصوص و در نتیجه سرعت حفاری بر

اساس چندین عامل قابل توجه است که در بخش ۳-۴ به آن خواهیم پرداخت. شکل ۷ این مطلب را به وضوح نشان می دهد.

• سرعت حفاری (ROP)

پس از اندازه گیری سرعت حفاری برای هر نمونه سنگ، مشخص شد که بیشترین نرخ حفاری مربوط به ماسه سنگ می باشد (جدول ۳). آزمایش ها نشان می دهد که بیشترین ضریب گرمایی جابجایی مربوط به ماسه سنگ می باشد. همانطور که در مطالب پیشین اشاره شد، با افزایش ضریب انتقال گرمایی، ریز شکستگی هایی که در اثر تابش لیزری بر روی سنگ ایجاد می شود، افزایش می یابد. با افزایش این ریز شکستگی ها سرعت حفاری بالا رفته و سنگ در مدت زمان کمتری حفاری می شود. همچنین افزایش ریز شکستگی ها که در داخل ماتریکس سنگ و سطح آن اتفاق می افتد، باعث افزایش تراوایی سنگ می شود. در این مقاله از لیزر کم توان در حدود ۷۰W استفاده شده است، در حالیکه امروزه آزمایشات لیزری با لیزرهای پر توان در حدود ۶۰KW انجام می شود. با بهبود و افزایش توان سیستم می توان سرعت حفاری را بالا برد، همچنین با تغییر پارامترهایی از جمله طول موج، نوع لیزر، نوع فیبرهای انتقال دهنده توان لیزر و شکل ۸ مقایسه سرعت حفاری برای هر کدام از نمونه سنگ ها در حالت غیر اشباع می باشد.

• مقایسه سرعت حفاری و انرژی مخصوص

همانطور که از جدول ۳ مشاهده می شود، نرخ حفاری و میزان SE برای نمونه های غیر اشباع کاملاً متفاوت با نرخ حفاری و میزان SE برای نمونه های اشباع می باشد.

محدوده انرژی مخصوص برای نمونه های اشباع، برای شیل در حدود 31 j/cm^3 برای سنگ آهک در حدود 59 j/cm^3 و برای ماسه سنگ در حدود 84 j/cm^3 می باشد. با توجه به مقادیر فوق، مشخص می شود که بیشترین نرخ حفاری برای نمونه های اشباع متعلق به شیل و سپس سنگ آهک و ماسه سنگ می باشد. این موضوع از آنجایی اهمیت پیدا می کند که در حفاری چاه های نفت و گاز، بیشترین مقدار حفاری متعلق به سازندهای شیلی می باشد. شیل دارای تخلخل زیاد ولی تراوایی کم می باشد و با توجه به عمق آن، دانسیته آن نیز فرق می کند. با توجه به جدول ۲ می توان دلیل این موضوع را به نسبت اشباع سنگ نیز مربوط ساخت. همانطوری که در جدول مشاهده می شود، اشباع ماسه سنگ بیشتر از شیل می باشد و مقدار آب بیشتری را در ساختمان خود حفظ می کند. بنابراین در هنگام تابش لیزر بر سطح ماسه سنگ بیشترین مقدار توان لیزر صرف تبخیر کردن آب موجود در ساختمان سنگ می شود و انرژی منتقل شده به سنگ کاهش می یابد که باعث کم شدن نرخ حفاری در نمونه های اشباع نسبت به نمونه های غیر اشباع می شود. البته این مطلب به استثنای شیل می باشد زیرا با اشباع شیل، سرعت حفاری آن نیز افزایش می یابد به طوری که نرخ حفاری لیزری شیل اشباع بیشتر از نرخ حفاری ماسه سنگ غیر اشباع می باشد. شکل ۹ این موضوع را به وضوح نشان می دهد.

• تأثیر حفاری با لیزر بر روی هزینه های حفاری

هزینه هر فوت حفاری چاه های نفت و گاز از فرمول زیر بدست می آید [۹]:

$$C_t = \frac{B + C_r(t+T)}{F} \quad (4)$$

که در رابطه ۴

C_1 : هزینه هر فوت حفاری بر حسب دلار (\$/ft)

B: هزینه هر مته حفاری بر حسب دلار (\$)

C_2 : هزینه ساعت‌های کاری دکل حفاری بر حسب دلار (\$/h)

t: عمر هر مته حفاری بر حسب ساعت (h)

T: مدت زمان‌های توقف حفاری و زمان‌های لوله بالا لوله پایین بر حسب ساعت (h)

F: عمق حفاری شده به ازای هر مته حفاری (ft)

همانطور که از فرمول بالا استنباط می‌شود، هزینه‌های حفاری با طول حفاری شده به ازای هر مته رابطه عکس دارد. به طوری که هنگام استفاده از سیستم لیزری به جای مته حفاری، طول حفاری شده توسط سیستم لیزری افزایش می‌یابد، بنابراین قسمت عمده‌ای از هزینه‌های حفاری کاهش می‌یابد. به نظر می‌رسد به دلیل استفاده از انرژی الکتریکی به جای انرژی مکانیکی در سیستم لیزری از میزان آسیب‌های وارده به رشته حفاری در حین حفاری کاسته می‌شود. که این مسئله خود نیازمند تحقیق و بررسی بیشتر می‌باشد. همچنین با استفاده از سیستم لیزری، طول روزهای کاری دکل حفاری کاهش یافته و عمر مته حفاری که از لیزر استفاده می‌کند، افزایش می‌یابد.

• تأثیر حفاری با لیزر بر روی آلودگی‌های زیست محیطی

در هنگام حفاری یک حلقه چاه، بسیاری از پساب‌هایی که در حین حفاری تولید شده است بدون مدیریت صحیح وارد چرخه طبیعت می‌شود. بسیاری از این پساب‌ها در اثر استفاده از تجهیزات قدیمی و تکنولوژی‌های نادرست تولید می‌شود. در حین حفاری و زمانی که از گل پایه روغنی برای حفر چاه استفاده می‌شود، آسیب بسیاری به محیط زیست وارد می‌شود زیرا در این نوع گل که بیشتر برای حفاری سازندهای شیلی از آن استفاده می‌شود، از مواد شیمیایی که برای محیط زیست مضر می‌باشد استفاده می‌شود. این مواد شیمیایی در اثر چرخش‌های متناوب سیال حفاری وارد چرخه محیط زیست می‌شوند. با ورود سیستم لیزری به صنعت حفاری چاه‌های نفت و گاز بسیاری از این آلودگی‌ها کاهش می‌یابد. در کاربردهای این سیستم ما می‌توانیم حفاری غباری را انجام دهیم که در این نوع حفاری به جای استفاده از گل‌های پایه روغنی از سیال هوا برای حفاری استفاده می‌شود. همچنین بسیاری از ضایعاتی که در حین حفاری به وجود می‌آید، کاهش می‌یابد، زیرا به دلیل جایگزینی سیستم الکترونیکی به جای سیستم مکانیکی، به جای استفاده از تجهیزات سنگین مانند لوله‌های حفاری سنگین از اجزای سبکتری استفاده می‌شود و آلودگی‌های زیست محیطی به طور چشم‌گیری کاهش می‌یابد.

۵- نتیجه گیری

استفاده از سیستم لیزری در صنعت حفاری به جای حفاری دورانی دارای مزایای زیادی می‌باشد ولی در عین حال این مزایا بستگی به بسیاری از پارامترهای لیزری و نوع لیزر مورد استفاده دارد. همانطور که در این مقاله نشان داده شد، می‌توان با ورود سیستم حفاری با لیزر به صنعت حفاری چاه‌های نفت و گاز شاهد پیشرفت چشم‌گیر و بسیار سریعی در این صنعت، باشیم. ورود این سیستم به صنعت حفاری مستلزم آزمایش‌های متعدد میدانی و گذشت زمان می‌باشد. برای شروع می‌توان از حفاری لایه‌های مشخص، مخصوصاً لایه‌هایی که در حفاری مشکل‌زا می‌باشند شروع کرد و با گذشت زمان و تثبیت سیستم آنرا

گسترش داد. با استفاده از نتایج به دست آمده مشاهده می‌شود افزایش سرعت حفاری در سنگ وابسته به کاهش میزان انرژی مورد نیاز برای حفاری سنگ می‌باشد [۱۰].

در نمونه‌های غیر اشباع، ماسه سنگ دارای بیشترین سرعت حفاری بوده و در نمونه‌های اشباع، شیل بیشترین سرعت حفاری را دارا بود. با توجه به این موضوع که بیشتر سازندهای حفاری شده در ایران از نوع شیل یا ماسه سنگ می‌باشند، می‌توان نتیجه‌گیری کرد که ورود این سیستم به صنعت حفاری، انقلابی بزرگ را به وجود خواهد آورد. در این مقاله به دلیل وجود برخی محدودیت‌ها، نمونه‌هایی که مورد آزمایش قرار گرفت از سه گروه اصلی سنگ‌ها تشکیل شده بود. از این رو برای نتیجه‌گیری‌های کلی می‌توان از نمونه‌های مختلف مانند سنگ‌های کربناته، دولومیتی، گرانیت و ... استفاده کرد که این خود مستلزم تحقیقات گسترده با همکاری سازمان‌های مربوطه می‌باشد.

آزمایشات نشان داد که با جذب انرژی منتقل شده از دستگاه لیزر به ماتریکس سنگ، دمای محیط سنگ به سرعت افزایش می‌یابد. این افزایش دما در زمان‌های آغازین باعث تبخیر مواد معدنی موجود در سنگ شده و با افزایش حجم سنگ باعث خرد شدن آن می‌گردد. در این مرحله انرژی مخصوص (SE)، تا ناحیه انتقال به طور منظم با شیب زیاد کاهش می‌یابد. با گذشت زمان و افزایش گرمای سنگ پس از تبخیر مواد معدنی، ماتریکس سنگ ذوب می‌شود و مقدار انرژی مخصوص (SE)، افزایش می‌یابد. لازم به ذکر است که با توجه به امکانات موجود در این مرحله از آزمایشات، قادر به بررسی ناحیه تبخیری نمی‌باشیم. به نظر می‌رسد افزایش انرژی مخصوص تا مرحله تبخیر به صورت آهسته صورت می‌گیرد اما در مورد ناحیه تبخیر هنوز اطلاعاتی در دست نویسندگان جهت ارائه موجود نمی‌باشد. با توجه به مشاهدات انجام گرفته می‌توان نتیجه‌گیری کرد که، سیستم تخلیه و خارج سازی غبارات حفاری تاثیر بسیار عمده‌ای بر روی کاهش انرژی مخصوص و در نتیجه افزایش سرعت حفاری دارد. با بهینه سازی سیستم تخلیه غبارات حفاری می‌توان زمانی که واکنش در ناحیه خرد شدن است افزایش داد و باعث افزایش عمق و سرعت حفاری شد. همچنین بدست آوردن یک فاصله کانونی مناسب حیاتی می‌باشد. با تابش اشعه لیزر از یک فاصله کانونی مناسب می‌توان شاهد حفاری عمیق‌تر، منظم و یک‌دست بود.

به نظر می‌رسد استفاده از حفاری با لیزر در مقاطع ابتدایی که خاک سست می‌باشد و احتمال ریزش خرده‌ها را داریم، مقرون به صرفه نمی‌باشد زیرا سرعت حفاری دورانی در این مقاطع به دلیل سست بودن خاک بیشتر از حفاری لیزر می‌باشد. همچنین با توجه به شعاع بیشتر چاه در مقاطع ابتدایی، میزان انرژی لازم برای حفاری سنگ افزایش می‌یابد و در نتیجه سرعت حفاری کاهش خواهد یافت. به نظر می‌رسد با استفاده از لیزر در لایه‌های پایین که خرده‌های حفاری به صورت غبار و سبک وزن می‌باشند، می‌توان با استفاده از سیال هوا خرده‌های حفاری (غبارهای به وجود آمده در اثر حفاری با لیزر) را به بیرون چاه هدایت کرد. به دلیل اینکه این غبارها با استفاده از هوا به بیرون هدایت شده‌اند و برای انتقال این غبارها از سیال پایه روغنی استفاده نشده است، آلودگی‌های زیست محیطی کمتری را نیز شاهد خواهیم بود. البته اثبات دقیق این نتیجه‌گیری‌ها نیازمند چالش‌های فراوان همراه با آزمایش‌های گسترده و میدانی می‌باشد.

در ابعادی دیگر از این بحث به نظر می‌رسد می‌توان عملیات مانده‌یابی درون چاه‌های نفت و گاز را با استفاده از لیزر بهبود بخشید. البته این تکنولوژی زمانی مفید خواهد بود که ما با مانده‌های ریز و بی‌ارزش روپرو باشیم که بیرون آوردن آن‌ها نیاز نمی‌باشد. می‌توان این مانده‌ها را به جای بیرون آوردن در همان جا ذوب کرده و عملیات حفاری را ادامه دهیم. همچنین امروزه بهبود مشبک کاری چاه‌های نفت و گاز با استفاده از لیزر در دست بررسی و تحقیق توسط مهندسين نفت می‌باشد [۱۱].

۶- پیشنهادات

در مراحل بعدی آزمایشات نیاز به تحقیق و بررسی بر روی موارد زیر ضروری می‌باشد:

أ. آزمایشات مربوط به زاویه تابش لیزر طراحی شده و بهترین زاویه جهت تابش اشعه لیزر بر روی سطح سنگ بدست آید.

ب. در طی حفاری با لیزر گازهای ایجاد شده از سازند در اثر حفاری با لیزر بر روی سرعت حفاری (ROP)، موثر می‌باشند. این گازها باعث کاهش سرعت حفاری می‌شوند.

ت. شرایط داخل زمین مانند فشار و دمای آن برای آزمایشات شبیه سازی شوند. آیا وارد کردن تنش و فشار بر روی سنگ باعث افزایش انرژی مخصوص می‌گردد و آیا اینکه افزایش حرارت باعث کاهش یا افزایش انرژی مخصوص می‌گردد، جزء سوالاتی می‌باشند که لازم است محققین درباره آن به بررسی‌های دقیق تر بپردازند.

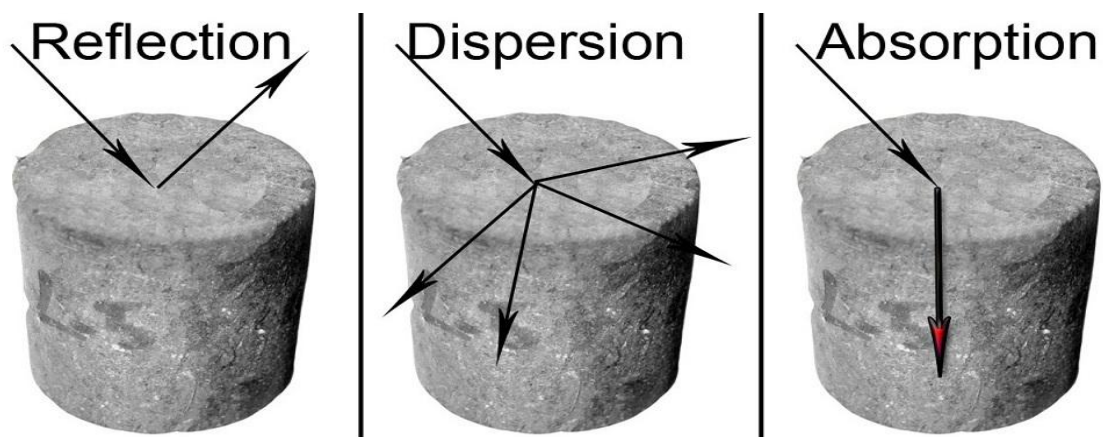
در پایان لازم می‌دانیم که ذکر شود، ورود کامل تکنولوژی جدید به هر صنعت نیازمند گذشت زمان و آزمایش‌های فراوان می‌باشد. بدیهی است که در ابتدای ورود هر تکنولوژی جدید آن تکنولوژی با مشکلات و نواقصی روبرو می‌باشد، ولی با گذشت زمان و گسترش تحقیقات می‌توان این نواقص را رفع کرده و تکنولوژی جدید را تثبیت کرد.

تشکر و قدردانی

در پایان لازم می‌دانیم از باشگاه پژوهشگران جوان واحد امیدیه که عهده دار و حامی هزینه‌های این آزمایشات بوده اند کمال تشکر و سپاس را داشته باشیم. همچنین از جناب آقای دکتر منتظری به عنوان استاد راهنمای این پروژه کمال قدردانی را داریم. از جناب آقای مولائی به عنوان رئیس باشگاه واحد امیدیه و همچنین انجمن بین المللی مهندسين نفت و به خصوص خانم احمدیانی که همواره مشوق و راهنمای ما بوده اند کمال تشکر و سپاسگذاری را داریم.

فهرست علائم:

ROP: سرعت حفاری، SP: توان مخصوص، SE: انرژی مخصوص، W: وات، S: ثانیه، ft: فوت، \$: دلار، J: ژول، h: ساعت، mm: میلی متر، cm: سانتی متر



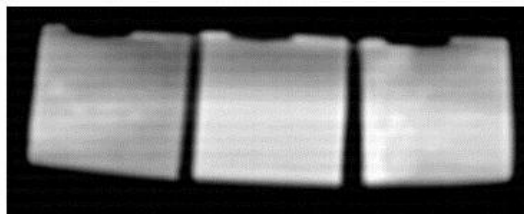
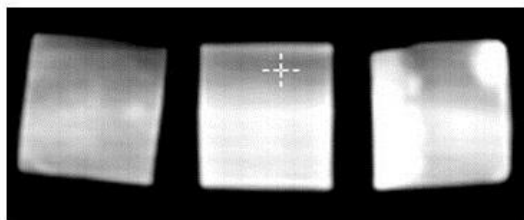
شکل ۱- عکس العمل اشعه‌های تابشی هنگام برخورد به سطح سنگ



شکل ۲- نمونه سنگ‌های مورد آزمایش (از راست به چپ: ماسه سنگ، سنگ شیل، سنگ آهک)



شکل ۳- دستگاه لیزری استفاده شده و عملکرد دستگاه



شکل ۴- تصاویر سی تی اسکن، قبل و بعد از حفاری با لیزر

جدول ۱- مشخصات فیزیکی نمونه سنگها (* نمونه‌های اشباع با آب)

نمونه‌ها	عمق (ft)	حجم (cm ³)	وزن (gr)
*ماسه سنگ-۱	2691	33.314	79.35
ماسه سنگ-۲	2806	30.722	80.22
ماسه سنگ-۳	3025	34.389	82.8
*سنگ آهک-۱	5106	12.722	35.2
سنگ آهک-۲	5146	12.756	33.83
سنگ آهک-۳	5207	12.756	38.48
*شیل-۱	6873	13.193	36.74
شیل-۲	7649	12.251	35.73
شیل-۳	8006	13.193	34.03

جدول ۲- میزان تخلخل و وزن اشباع نمونه‌های اشباع با آب

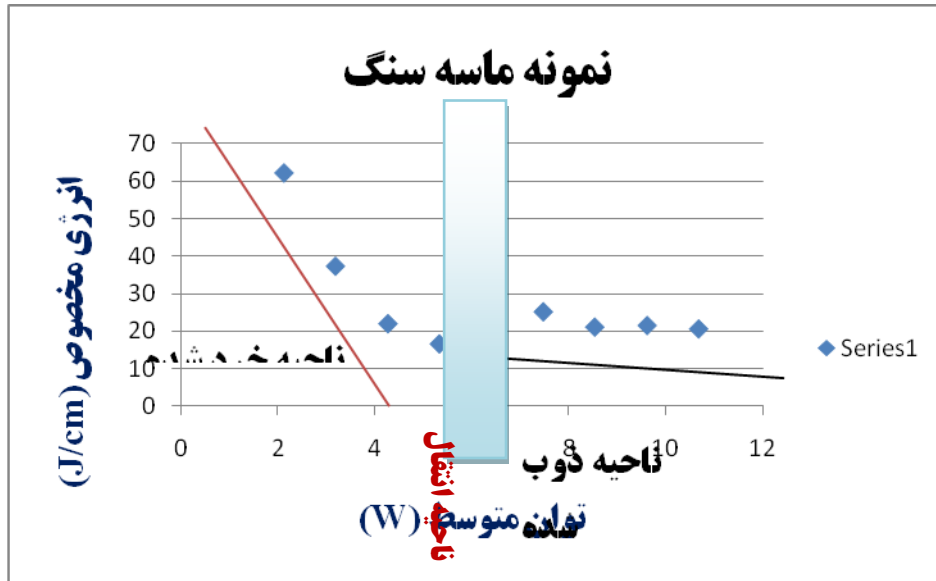
نمونه‌ها	تخلخل (%)	وزن اشباع (gr)
*ماسه سنگ-۱	8.52	82.19
*سنگ آهک-۱	1.96	35.45
*شیل-۱	2.27	37.04

جدول ۳- میزان انرژی مخصوص و سرعت حفاری برای نمونه سنگ‌ها

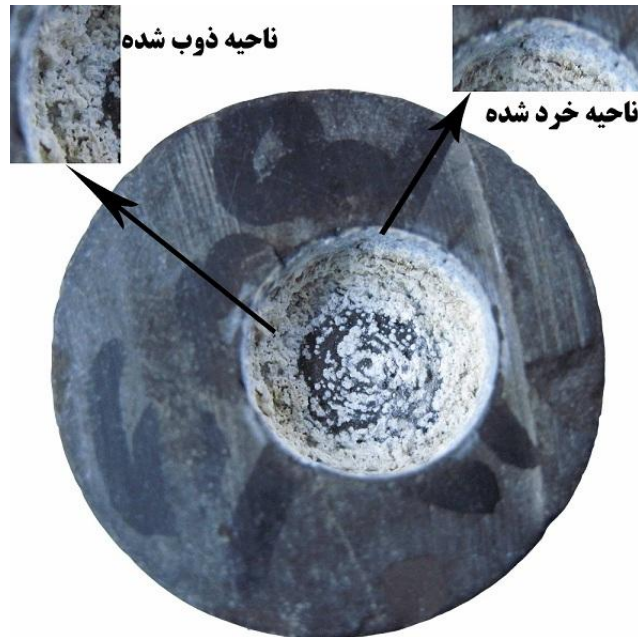
نمونه‌ها	انرژی مخصوص (J/cm ³)	سرعت حفاری (cm/sec)	سرعت حفاری (m/h)
*ماسه سنگ-۱	۸۴۰۷۶	۰.۰۰۱	۰.۰۳۸۱
ماسه سنگ-۲	۳۲۶۹۶	۰.۰۰۲۷	۰.۰۹۸۱
ماسه سنگ-۳	۳۶۷۸۳	۰.۰۰۲۴	۰.۰۸۷۲
*سنگ آهک-۱	۵۸۸۵۳	۰.۰۰۱۵	۰.۰۵۴۵
سنگ آهک-۲	۴۲۰۳۸	۰.۰۰۲۱	۰.۰۷۶۳
سنگ آهک-۳	۳۹۲۳۵	۰.۰۰۲۲	۰.۰۸۱۸
*شیل-۱	۳۰۹۷۶	۰.۰۰۲۸	۰.۱۰۳۶
شیل-۲	۴۲۰۳۸	۰.۰۰۲۱	۰.۰۷۶۳
شیل-۳	۴۵۲۷۱	۰.۰۰۱۹	۰.۰۷۰۹

جدول ۴- پارامترهای اندازه گیری شده در فاز دوم آزمایشات

سرعت اشعه	موارد اندازه گیری شده			موارد تخمین زده شده			نوع سیستم لیزری	نوع سنگ	شماره آزمایش
	انرژی هر شلیک (J/shot)	حداکثر توان (W)	توان متوسط (W)	انرژی هر شلیک (J/shot)	حداکثر توان (W)	توان متوسط (W)			
۱	۰.۳	۶۹	۷۴	۱	۳۰۰	۱۶۰	CO ₂ پالسی	ماسه سنگ	۱
۱	۱.۳	۹۲	۸۶	۳	۳۰۰	۱۶۰	CO ₂ پالسی		۲
۲									۳
۲	۴.۸	۱۳۳	۹۵	۶	۶۰۰	۱۶۰	CO ₂ پالسی		۴
۲	۱۰.۵	۲۲۱	۹۱	۱۲	۶۰۰	۱۶۰	CO ₂ پالسی		۵
۲	۲۳.۱	۲۶۰	۱۲۰	۲۴	۱۲۰۰	۱۶۰	CO ₂ پالسی		۶
۱	۸.۹	۱۱۸	۷۹	۱۲	۶۰۰	۱۶۰	CO ₂ پالسی	سنگ آهک	۷
۱	۹.۷	۱۴۲	۱۰۷	۱۲	۶۰۰	۱۶۰	CO ₂ پالسی	شیل	۸
۲									۹



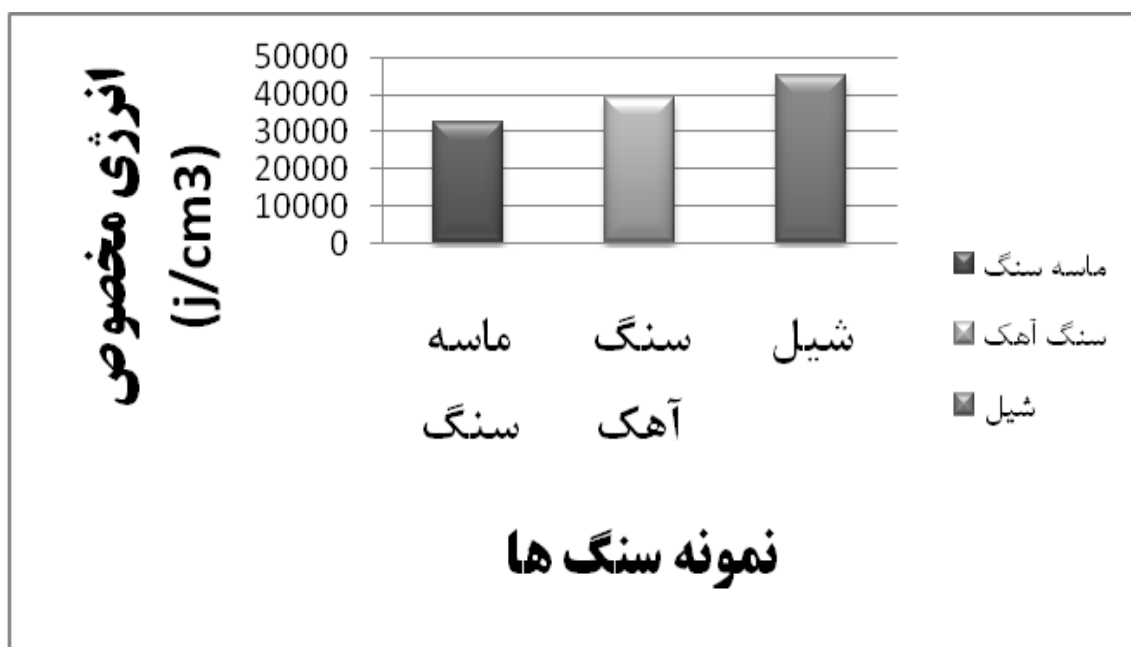
شکل ۵- نواحی مختلف واکنش در اثر تابش لیزر بر اساس توان متوسط (۱/۱۰۰) و انرژی مخصوص با لیزر CO₂ (در این نمودار ناحیه انتقال به وضوح مشخص شده است)



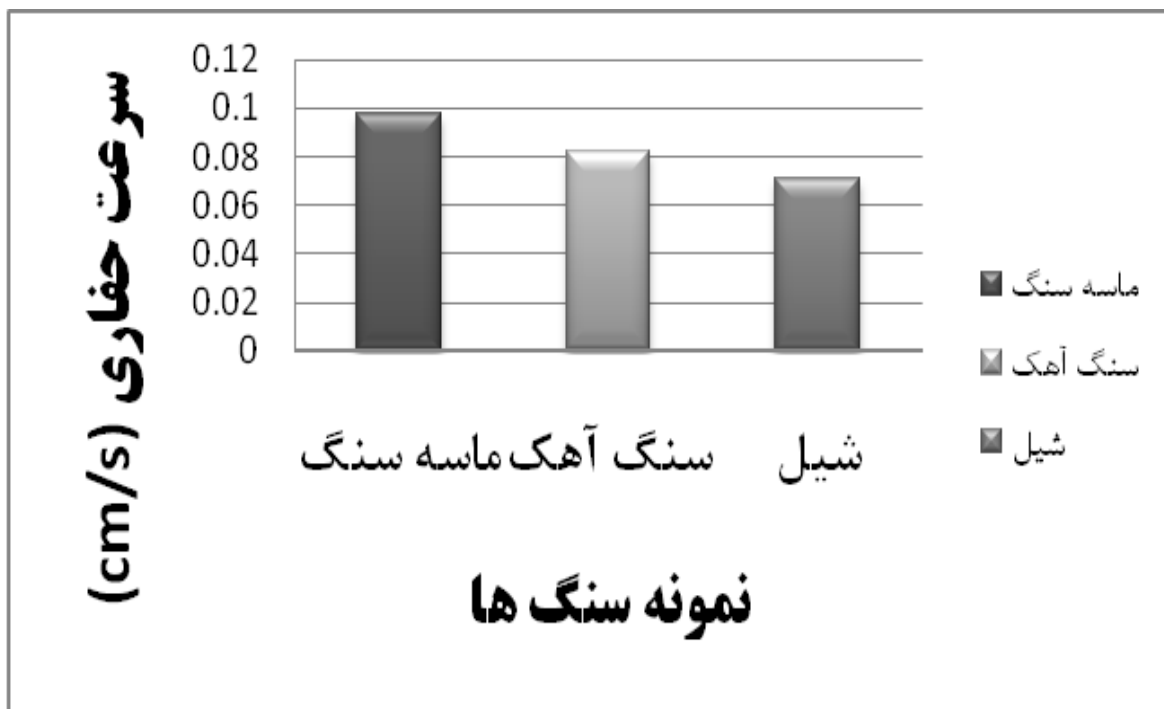
شکل ۶- نواحی ایجاد شده در اثر حفاری نمونه با لیزر (نمونه سنگ شیل)

جدول ۵- ترکیبات، درصد کوارتز، و مشخصات گرمایی انواع نمونه سنگ‌های مورد آزمایش

نمونه سنگ	کانی‌های موجود در بافت سنگ	ترکیبات	درصد کوارتز (%)	رسانایی گرمایی $10^3(\text{cal/sec/cm}^0\text{C})$	ظرفیت گرمایی $(\text{cal/g}^0\text{C})$	ضریب پخش (cm^2/esc)
ماسه سنگ	کوارتز فلدسپات Opaq سایر کانی‌ها	SiO ₂ Al ₂ O ₃ Fe -	85 10 3 2	۶.۲	0.21	11.3
سنگ آهک	کلسیم کربنات سایر کانی‌ها	CaCO ₃ MgO	85 5 10	4.8	0.22	8.1
شیل	کوارتز فلدسپات سایر کانی‌ها	SiO ₂ Al ₂ O ₃	۳۵ ۲۰ ۴۵	-	-	۷.۵



شکل ۷- مقدار انرژی مخصوص برای هر نمونه سنگ در حالت غیر اشباع



شکل ۸- مقدار نرخ حفاری برای هر نمونه سنگ در حالت غیر اشباع



شکل ۹- مقایسه میزان نرخ حفاری، در حالت اشباع و غیر اشباع

منابع

- [1] R.M Graves , D.G O'Brien D.(1998) "StarWars Laser Technology Applied to Drilling and Completion Gas Wells", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 549259.
- [2] R.M Graves , D.G O'Brien D.(1999) "StarWars Laser Technology for Gas Drilling and Completions in 21st Century", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE 56625.
- [3] S. Pooniwala. (2006) "Lasers: The next bit", SPE Eastern regional in Ohio, USA, SPE 104223.
- [4] N. Bjorndalen, H.A Belhaj, K.R Agha, M.R Islam. (2003) "Numerical investigation of laser drilling", SPE Eastern regional in Pennsylvania, USA, SPE 84844.
- [5] B.C. Gahan, Ricahad A. Parker, Sahim B, Humberto. F, Zhiyue X D.(2001) "Laser Drilling: Determination of Energy Required to Remove Rock", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, , New Orleans, Louisiana, SPE 71466.
- [6] Z. Xu, C. Reed, R. Graves, R. Parker. (2004) "Laser spallation of rocks for oil well drilling", 23rd PICALO conference in USA, LIA 140.
- [7] R. Parker, Z. Xu, R. Graves, B. Gahan. (2003) "Drilling large diameter holes in rocks using multiple laser beams", ICALEO conference in China, LIA 504.
- [8] P. Sihna, A. Gour D.(2006) "Laser Drilling Research and Application: An Update", SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition, Mumbai, India, SPE/IADC 102017.
- [9] A. Moazeni, M. Nabaei, E.F.(2009) "Drilling Engineering", Shabak 978-964-2596-874.
- [10] S. Batarseh, H. Figueroa, N. Skinner, Z. Xu. (2003) "Specific energy for pulsed laser rock drilling", Journal of Laser Applications, Volume 15.
- [11] Z. Xu, C. Reed, R. Graves, R. Parker. (2004) "Rock perforation by pulsed ND:YAG laser", 23rd PICALO conference in USA, LIA 138.

Experimental investigation of advanced laser drilling method: A revolution in drilling and exploration industry

Mahdi Bakhtbidar, Mohsen Ghorbankhani, Mohammad Reza Kazemi Asfeh & Mehdi Alimohammadi

Abstract

The paper is an update to the current status of laser drilling technique – the first fundamental change to rotary drilling. We begin with a brief history of already experiment which performed by another institutes. Next, we will discuss about effective parameters on reduce specific energy thereupon increase rate of penetration. Stress has been put on the effect of laser drilling on rate of penetration, drilling costs, and waste management that we discuss about these things in this research. Finally, experiments show that this advanced laser drilling technique can be efficient and economically for exchange with current rotary drilling.

Laser drilling is found to be more efficient way to drill and perforate wells through hard rock formations encountered at greater depth. One of the major advantages of laser drilling is its potential to reduce drilling time. Laser cut drilling time reduced by not contacting the rock, eliminating the need to stop and replace a bit.

Key words: Laser Drilling, Rate of Penetration, Specific Energy, Waste Management

استفاده از تئوری انتروپی اطلاعات و روش تصمیم گیری بیزین، در شناسایی

پارامترهای مناسب برای ارزیابی و تفکیک رخساره‌های نفتی (میدان نفتی

منصوری، جنوب ایران)

بهزاد مهرگینی^{۱*}، حسین معماریان^۲

۱- کارشناسی ارشد اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه تهران، ۲- استاد دانشکده مهندسی معدن، دانشگاه تهران

mehrgini@ut.ac.ir

چکیده

به دلیل ناهمگنی‌های زیر زمین از یک طرف و ابهامات موجود در تفسیرهای ژئوفیزیکی از طرف دیگر، همواره شناسایی و تفسیر رخساره‌های درون چاهی با عدم قطعیت و ریسک همراه است. امروزه روش‌های متنوعی جهت تفسیر کمی رخساره‌های نفتی گسترش یافته است که به‌طور کلی به دو دسته تعینی و احتمالاتی تقسیم‌بندی می‌شود. روش‌های تعینی برخلاف سادگی فرآیند مدل‌سازی، قادر به ارائه خطا یا میزان صحت مدل به‌دست آمده نیستند. روش‌های احتمالاتی، علاوه بر کمی کردن خطای مدل، احتمال صحت آن را نیز در جای جای مخزن، به‌دست می‌دهند. روش بیزین از جمله روش‌های احتمالاتی می‌باشد که از احتمالات شرطی جهت مدل‌سازی استفاده می‌کند. این روش، علاوه بر مدل‌سازی احتمالاتی رخساره‌های نفتی، اثر اطلاعات افزودنی در کاهش خطای دسته‌بندی را به صورت کمی ارائه می‌کند. تئوری انتروپی اطلاعات با کمی کردن عدم قطعیت ذاتی هر یک از پارامترهای ورودی برای مدل‌سازی، انتخاب پارامترهای با ارزش را به سادگی امکان‌پذیر می‌سازد. در این مطالعه، که بر روی یک چاه از میدان نفتی منصوری واقع در جنوب ایران صورت گرفته است، پس از تولید داده‌های آموزشی با روش فیزیک سنگ و به کمک رابطه گاسمن، ابتدا با تحلیل انتروپی ارزش هر یک از پارامترهای ورودی مشخص شد. سپس با استفاده از تحلیل بیزین و به کمک پارامترهای موثر جداسازی و تفکیک رخساره‌های نفتی، انجام شد. پنج پارامتر بهینه، پارامترهای امیدانس کشسانی، سرعت موج فشاری، سرعت موج برشی، چگالی و تخلخل بود که میزان خطای دسته‌بندی با استفاده از این پارامترهای با ارزش در حدود ۱۱ درصد بدست آمد. همچنین بررسی نشان داد که پارامتر پرتوزایی گاما تاثیر مثبتی در روند شناسایی و تفکیک رخساره‌ها نداشته، که با نتایج حاصل از انتروپی مطابق می‌باشد. **کلمات کلیدی:** روش‌های احتمالاتی، تئوری انتروپی اطلاعات، روش بیزین رخساره‌های نفتی، امیدانس کشسانی، میدان نفتی منصوری و ایران.

۱- مقدمه

شناسایی و تفسیر ناهمگنی‌های زیر زمین، نقشی اساسی در توصیف هرچه بهتر مخازن هیدروکربوری دارند. ناهمگنی‌ها در عدم قطعیت تفاسیر شرکت دارند. این ناهمگنی‌ها در مقیاس‌های مختلفی اتفاق می‌افتد و می‌تواند شامل تغییرات در سنگ‌شناسی، سیال منفذی، محتوای رس، تخلخل، فشار و دما باشد [۱]. از طرف دیگر، تخمین خصوصیات زیرزمینی با استفاده از اندازه‌گیری‌های از راه دور ژئوفیزیکی همیشه آمیخته با عدم قطعیت می‌باشد، که این امر در ارتباط با دشواری‌ها و ابهامات متعددی است که در برداشت داده‌ها و پردازش و تفسیر آن‌ها وجود دارد [۲]. از این رو، دستیابی به دیدی روشن، همراه با خطای کمتر از مخزن به‌ویژه در رخساره‌های نفتی، نیازمند استفاده از روش‌هایی با حداکثر کارایی و دقت می‌باشد.

روش انتروپی اطلاعات یکی از ابزارهای کارا و ساده جهت شناسایی پارامترهای با ارزش و یا به عبارت دیگر پارامترهای با عدم قطعیت پایین می‌باشد. این روش مرحله اول ارزیابی داده‌ها در راستای دستیابی به مدل‌های همراه با خطای کمتر می‌باشد.

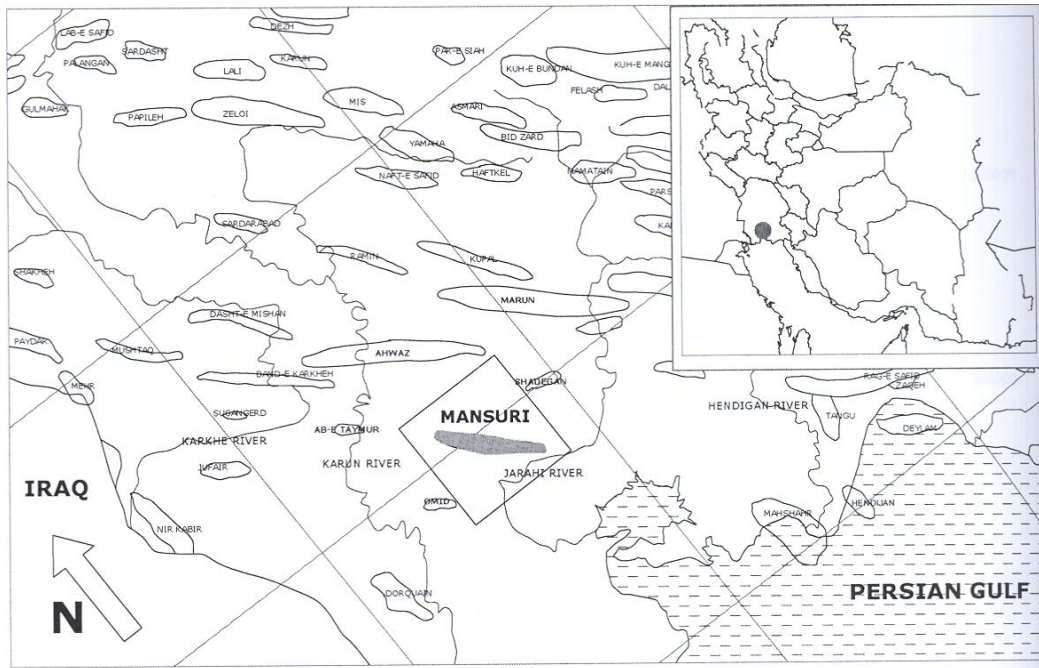
از طرف دیگر، روش‌های احتمالاتی شناسایی و مدلسازی رخساره‌های نفتی، در مقابل روش‌های تعینی، این امکان را به وجود می‌آورد که بتوان میزان خطای همراه مدل را کمی کرده و احتمال صحت آن‌را نیز بدست آورد. این روش‌ها همچنین می‌توانند ما را در شناسایی اطلاعات ارزشمند به صورت کمی یاری رسانند.

روش‌های مدلسازی احتمالاتی رخساره‌ها از تنوع نسبتاً بالایی برخوردار بوده که از جمله آن‌ها می‌توان به روش‌های جداسازی سنتی، روش بیزین، روش تشخیص الگو و غیره اشاره کرد [۲]. از میان این روش‌ها، روش بیزین از جایگاه ویژه‌ای برخوردار است، چرا که با به‌کارگیری توابع توزیع احتمال و احتمالات شرطی، علاوه بر دقت بالای تخمین و دسته‌بندی، می‌تواند اثر مربوط به حضور یک پارامتر ورودی را در افزایش احتمال موفقیت دسته‌بندی آشکار سازد.

در این مطالعه، در ابتدا پس از آنالیز جایگزینی سیال با استفاده از روش فیزیک سنگ، داده‌ها و دسته‌های آموزشی لازم برای تحلیل‌های شناسایی و جدایش رخساره‌ها فراهم شد. سپس با به‌کارگیری روش انتروپی اطلاعات ارزش هریک از پارامترهای چاه‌نگارها مشخص شد. در مرحله آخر، با به‌کارگیری داده‌های آموزشی، شناسایی و دسته‌بندی رخساره‌ها به کمک روش بیزین انجام و نتایج استفاده از داده‌های مختلف مقایسه شد.

۲- زمین شناسی میدان منصوری

میدان نفتی منصوری در دشت خوزستان، در ناحیه فروافتادگی دزفول شمالی واقع است. این میدان هیچ رخنه‌ی در سطح نداشته و از طریق اکتشافات زیرزمینی به کمک عملیات لرزه‌نگاری در سال ۱۹۶۲ کشف شده است. با حفر اولین چاه اکتشافی در سال ۱۹۶۳ وجود هیدروکربور در هر دو مخزن آسماری و بنگستان تایید شد. ساختار این میدان نیز مانند بسیاری از میادین این ناحیه از روند زاگرس (شمال غرب- جنوب شرق)، تبعیت می‌کند (شکل ۱) [۳].



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه

این میدان دارای سه مخزن نفتی آسماری، بنگستان و خامی می باشد که مطالعه حاضر بر روی مخزن آسماری انجام شده است. ضخامت سازند آسماری در میدان مورد مطالعه بین ۴۵۰ تا ۵۱۵ متر متغیر است. از دید سنگ شناسی، سازند آسماری غالباً از ماسه سنگ و سنگ های کربناته تشکیل شده است. بر اساس تغییرات لیتولوژی و تخلخل، در این میدان سازند آسماری به هشت بخش و نوزده زیر بخش متمایز شامل سنگ های آهکی، ماسه سنگی و رسی تقسیم شده است که لایه های ماسه سنگی به دلیل تخلخل و نفوذپذیری بیشتر و اشباع آب کمتر، قسمت اعظم نفت موجود در مخزن را در خود نگهداری می کند. این تقسیم بندی بر اساس داده های مربوط به چاه نمودارهای پرتوزایی گاما، نوترون، چگالی و تخلخل به دست آمده از تحلیل پتروفیزیکی جهت مشخص نمودن سرسازندها صورت گرفته است. بخش های دو و سه مهمترین قسمت مخزن آسماری هستند و بخش اعظم نفت از این زون ها استخراج می شود. این بخش ها از ماسه سنگ تشکیل شده است. بخش یک، از سنگ دولومیت همراه با مقدار قابل توجهی انیدریت تشکیل شده است. به طور کلی سه بخش یک، دو و سه قسمت مخزنی سازند آسماری را در این میدان تشکیل می دهد و حاوی هیدروکربن هستند [۳].

۳- مدل سازی فیزیک سنگ

در طول ۵۰ سال گذشته پیشرفت های شگرفی در رابطه با مطالعات خصوصیات فیزیکی سنگ ها و کانی ها، در ارتباط با اکتشافات لرزه ای، صورت گرفته است. در طول این مدت تئوری های زیادی توسعه پیدا کرده و آزمایش های بسیاری به اجرا درآمده است. برخی از نتایج این تئوری ها و آزمایش ها نقشی اساسی در پیشرفت علوم زمین و تکنیک های اکتشافی داشته

است [۴]. امروزه تکنیک‌های کمی تفاسیر ژئوفیزیکی، به یکی از ابزارهای رایج برای صنایع نفتی به منظور ارزیابی اهداف اکتشافی و توصیف مخازن هیدروکربوری تبدیل گشته است [۲]. در واقع فیزیک سنگ به تشریح سنگ مخزن با استفاده از خواص فیزیکی نظیر تخلخل، سختی، تراکم‌پذیری و غیره می‌پردازد که این بررسی‌ها با تحلیل روند عبور امواج صوتی از داخل سنگ، صورت می‌پذیرد [۵].

بخش عمده‌ای از کارکرد روابط فیزیک سنگ، در تخمین پارامترهای غایب، با استفاده از پارامترهای حاضر و مدل‌سازی شرایطی از مخزن است که داده آموزشی کافی از آن شرایط خاص وجود ندارد و یا برداشت نشده است. این مطلب، به‌ویژه در ارتباط با سیالات مخزن و میزان اشباع آن‌ها است که شرایط مورد نظر را می‌توان با روابط جایگزینی سیال گاسمن مدل‌سازی کرده و داده‌های آموزشی لازم را تولید کرد.

با توجه به خصوصیات لیتولوژیکی مخزن مورد مطالعه، شناسایی و تفکیک رخساره‌های آهکی و ماسه‌ای بر اساس سیال اشباع‌کننده، از اهمیت فوق‌العاده‌ای برخوردار است. به این ترتیب چهار دسته مورد نظر، سنگ آهک اشباع از آب، ماسه سنگ اشباع از آب، سنگ آهک اشباع از نفت و ماسه سنگ اشباع از نفت می‌باشند که بایستی مورد تحلیل و جداسازی قرار گیرند.

برای اینکه بتوان داده‌های آموزشی لازم برای تحلیل‌های آماری جداکننده را تولید کرد، از فرآیند جایگزینی سیال گاسمن استفاده می‌شود. به این ترتیب داده‌های مرتبط با دسته‌های نام برده فراهم می‌شود. قبل از پرداختن به فرآیند جایگزینی سیال، مشخصات سیالات مخزنی باید مورد تحلیل و ارزیابی قرار گیرد.

۳-۱- خصوصیات سیالات مخزن

با توجه به اینکه شرایط دما و فشار مخزن، خصوصیات فیزیکی سیالات منفذی (نظیر سرعت موج فشاری و مدول ظاهری) را تحت تاثیر قرار می‌دهد، ابتدا باید این خصوصیات در شرایط مخزن (دما، فشار و ...) محاسبه شده و سپس در روابط نهایی وارد شوند. به منظور بررسی تاثیر فشار و دما بر روی برخی از خصوصیات مهم لرزه‌ای سیالاتی چون نفت، گاز و آب شور می‌توان از روابط ترمودینامیکی و روندهای تجربی استفاده کرد [۶].

بتزل و ونگ (۱۹۹۲) روابطی را به منظور محاسبه خصوصیات مورد نظر در آب سازندی، نفت و گاز ارائه داده‌اند. با به‌کارگیری این روابط، مشخصات نفت و آب سازندی موجود در مخزن مورد مطالعه به دست آمد. جدول ۱ دما و فشار مخزن مورد مطالعه و جدول ۲ میزان چگالی و سرعت موج فشاری سیالات مخزنی در میدان مورد مطالعه را نشان می‌دهند.

جدول ۱- مشخصات فیزیکی مخزن مورد مطالعه

دما (درجه سانتیگراد)	فشار (مگا پاسکال)
۸۰	۲۲/۴

جدول ۲- مشخصات سیالات مخزنی در میدان مورد مطالعه

سیال	چگالی (گرم بر سانتیمتر مکعب)	سرعت موج فشاری (متر بر ثانیه)
نفت	۰/۸۶۳۶	۱۳۴۹/۸
آب شور	۱/۱۲۶۳	۱۷۳۱/۵

• جایگزینی سیال

جایگزینی سیال از جمله مسائل فیزیک سنگی می باشد که به منظور درک و ارزیابی اثر سیالات منفذی بر روی سرعت و مقاومت صوتی، مورد بحث و بررسی قرار می گیرد. اساس تحلیل های جایگزینی سیال رابطه گاسمن می باشد که این رابطه تغییرات مدول سنگ را در اثر تغییر سیالات منفذی ارزیابی می کند [۲ و ۷]. این رابطه متکی بر مدول حجمی سیال، سنگ اشباع و کانی می باشد.

رابطه اصلی جایگزینی سیال گاسمن به صورت زیر است:

$$\frac{K_{sat}^{(2)}}{K_{mineral} - K_{sat}^{(2)}} - \frac{K_{fluid}^{(2)}}{\phi(K_{mineral} - K_{fluid}^{(2)})} = \frac{K_{sat}^{(1)}}{K_{mineral} - K_{sat}^{(1)}} - \frac{K_{fluid}^{(1)}}{\phi(K_{mineral} - K_{fluid}^{(1)})} \quad (1)$$

$$\mu_{sat}^{(2)} = \mu_{sat}^{(1)} \quad (2)$$

که در آن $K_{sat}^{(1)}$ و $K_{sat}^{(2)}$ بیانگر مدول حجمی سنگ اشباع از سیال اول (۱) و سیال دوم (۲) و نیز $K_{fluid}^{(1)}$ و $K_{fluid}^{(2)}$ معرف مدول حجمی این سیالات هستند. همچنین $K_{mineral}$ مدول حجمی کانی، ϕ تخلخل و $\mu_{sat}^{(1)}$ و $\mu_{sat}^{(2)}$ بیانگر مدول برشی سنگ اشباع از سیال اول (۱) و سیال دوم (۲) می باشند. مدول حجمی و برشی برای سیال اول با توجه به داده های چاه نگارهای سرعت و چگالی محاسبه می شود.

پس از بکارگیری رابطه گاسمن چگالی و سرعت امواج برای سنگ اشباع از سیال دوم مجدداً محاسبه می شود. با توجه به این که در بسیاری از موارد داده های سرعت موج برشی موجود نیست، می توان از نسخه ای از روابط گاسمن که متکی به مدول موج طولی است استفاده کرد. مدول موج طولی به صورت $M = \rho V_p^2$ تعریف می شود، در این صورت روابط جایگزینی سیال به صورت زیر تبدیل می شود [۸]:

$$M_{sat}^{(2)} = M_{mineral} \frac{\varphi M_{dry} - \frac{(1 + \varphi) M_{fluid}^{(2)} M_{dry}}{M_{mineral}} + M_{fluid}^{(2)}}{(1 - \varphi) M_{fluid}^{(2)} - \frac{M_{fluid}^{(2)} M_{dry}}{K_{mineral}} + \varphi M_{mineral}} \quad (3)$$

که در این رابطه M_{dry} مدول موج طولی سنگ خشک است که خود از رابطه زیر به دست می آید [۸]:

$$M_{dry} = M_{mineral} \frac{1 - \frac{(1 - \varphi) M_{sat}^{(1)}}{M_{mineral}} - \frac{\varphi M_{sat}^{(1)}}{M_{fluid}^{(1)}}}{1 + \varphi - \frac{\varphi M_{mineral}}{M_{fluid}^{(1)}} - \frac{M_{sat}^{(1)}}{K_{mineral}}} \quad (4)$$

بعد از محاسبه این دو پارامتر، چگالی جدید محاسبه و در ادامه سرعت موج فشاری به دست می آید.

• تولید داده‌های آموزشی

همان‌گونه که پیشتر ذکر گردید، قسمت مخزنی سازند آسماری در میدان مورد مطالعه شامل سه بخش می‌باشد، بخش یک که آهکی بوده و بخش دو و سه که ماسه‌ای می‌باشند. پس از حذف مقادیر خارج از ردیف در هر کدام از بخش‌ها و تقسیم کلیه داده‌های چاه‌نگارها به دو قسمت داده‌های مربوط به سنگ آهک خالص و داده‌های مربوط به ماسه سنگ خالص، فرآیند جایگزینی سیال (رابطه گاسمن) صورت گرفت. این فرآیند یک‌بار برای سیال آب شور و یک‌بار برای نفت محاسبه و بدین ترتیب داده‌های آموزشی چهار دسته مورد نظر تولید شد. لازم به ذکر است که طی این محاسبات تنها داده‌های چاه‌نگارهای سرعت و چگالی، نسبت به قبل از جایگزینی سیال تغییر کرده است و از مابقی داده‌ها تنها مقادیر خارج از ردیفشان حذف شده است. حذف داده‌های خارج از ردیف از این نظر ضروری است که داده‌های تولید شده کاملاً مختص سنگ آهک یا ماسه‌سنگ باشند، و به عبارت دیگر هر کدام از دسته‌ها تنها معرف یک جامعه آماری باشند.

۴- تئوری انتروپی اطلاعات

هر داده افزودنی گاهی اوقات می‌تواند اطلاعاتی را دخیل کنند که نتیجه آن کاهش در عدم قطعیت باشد. به‌عنوان مثال مطالعات نشان داده است که دانستن سرعت موج برشی، علاوه بر سرعت موج فشاری، می‌تواند ما را در حل ابهامات موجود در رخساره‌های مخزنی در ارتباط با شناسایی سیال، که از تغییرپذیری زمین‌شناسی حاصل می‌شود، کمک کند. یکی از ابزارهایی که می‌تواند این کاهش در عدم قطعیت را کمی کند، روش انتروپی اطلاعات^۱ است. در حقیقت این روش بر مبنای میزان کاهشی است که هر داده در انتروپی ایجاد می‌کند و در واقع کاهش در انتروپی به معنای کاهش در عدم قطعیت می‌باشد.

¹ Information Entropy

تئوری اطلاعات آماری، یک ابزار قدرتمند و در عین حال ساده‌ای را برای ما فراهم می‌آورد که می‌توانیم اطلاعاتی که هر نشانگر، برای تفکیک هر کدام از رخساره‌ها بدست می‌دهد را کمی نماییم [۵]. انتروپی اطلاعات $H(X)$ ، یک پارامتر آماری است که تغییر پذیری ذاتی متغیر تصادفی X را کمی می‌کند. در واقع مفهوم انتروپی، میزانی از عدم قطعیت متغیر تصادفی X است. انتروپی را می‌توان با استفاده از تابع چگالی احتمال $P(X)$ ، طبق روابط زیر محاسبه کرد [۹]:

$$H(X) = - \sum_i p(x_i) \ln[p(x_i)] \quad (5)$$

رابطه بالا برای زمانی است که X ، مقادیر گسسته اختیار کند؛ در صورتی که برای مقادیر پیوسته X ، رابطه متناظر به‌صورت زیر خواهد بود [۹]:

$$H(X) = - \int_{-\infty}^{+\infty} \ln[p(X)] p(X) dX \quad (6)$$

در این رابطه، انتگرال، شامل مقادیری از X ، در جایی که تابع چگالی احتمال یا همان $P(X)$ برابر صفر است، نمی‌شود. برای یک پراش مشخص، یک تابع چگالی احتمال با حداکثر انتروپی، همان توزیع نرمال یا گوسی است. لازم بذکر است که انتروپی تنها به تابع چگالی احتمال متغیر تصادفی X مرتبط بوده و به مقدار واقعی آن بستگی ندارد [۹]. در صورتی که انتروپی با لگاریتم در پایه ۲ محاسبه گردد واحد آن بیت، اگر در پایه ۱۰ باشد واحد آن دیت و بالاخره اگر لگاریتم طبیعی باشد واحد آن نات معرفی می‌شود [۹].

محاسباتی از این قبیل را می‌توان در انتخاب بهترین گروه از نشانگرها که در بردارنده بیشترین اطلاعات از خواص مورد نظر سنگ هدف هستند، بکار برد. انتروپی ابزار بهتری برای اندازه‌گیری عدم قطعیت می‌باشد، به‌خصوص زمانی که توابع چگالی احتمال، چندگانه یا چند وجهی هستند. دلیل این مدعا آن است که، واریانس تنها معیاری از پراکندگی مقادیر حول میانگین است؛ در حالی که انتروپی تمام توزیع را در محاسبات دخیل می‌کند. انتروپی وابستگی غیرخطی را نیز در نظر می‌گیرد در حالی که کوواریانس تنها وابستگی خطی را منظور می‌کند. همچنین اندازه‌گیری‌های انتروپی را می‌توان از توابع چگالی غیر پارامتری به‌دست آورد، با این وجود، اندازه‌گیری‌های خطی واریانس، به‌عنوان یک ارزیابی سریع در مراحل اولیه تحلیل تغییرپذیری داده‌ها، قبل از این که سراغ روش‌های غیر خطی برویم، ابزار مفیدی هستند. تنها ایراد استفاده از انتروپی به‌عنوان معیاری برای ارزیابی عدم قطعیت، عدم وابستگی انتروپی به مقادیر واقعی و تنها وابستگی به توابع چگالی احتمال می‌باشد [۲].

همان طور که در جدول ۳ دیده می‌شود، میزان انتروپی داده‌های چاه‌نگارها در دسته‌های مختلف، مقادیر متفاوتی است. در نتیجه، در صورتی که نیاز باشد ارزیابی خاصی با استفاده از داده‌های چاه‌نگارها انجام پذیرد، می‌توان به‌صورت انتخابی، چاه‌نگارهایی را انتخاب کرد که عدم قطعیت پایین‌تری را دارا هستند. جدول ۴ چاه‌نگارهای با اهمیت را به ترتیب ارزش (عدم قطعیت پایین‌تر) از بالا به پایین، در هریک از چهار دسته مورد نظر نشان می‌دهد.

جدول ۳- میزان انتروپی همراه با هرکدام از پارامترهای چهار دسته مورد نظر

چاه نمودار دسته مورد نظر	پرتوزایی گاما (API)	تخلخل (%)	چگالی (gr/cm ³)	سرعت موج فشاری (km/s)	سرعت موج برشی (km/s)
سنگ آهک اشباع از آب	۴/۰۹۳۶	۴/۰۹۲۷	۴/۰۸۷۲	۴/۰۸۲۱	۴/۰۹۰۸
ماسه سنگ اشباع از آب	۶/۱۴۱۸	۶/۱۴۲۵	۶/۱۳۹۴	۶/۱۴۱۴	۶/۱۳۹۷
سنگ آهک اشباع از نفت	۴/۰۹۴۲	۴/۰۹۳۱	۴/۰۸۷۸	۴/۰۸۲۴	۴/۰۹۰۵
ماسه سنگ اشباع از نفت	۵/۹۸۹۹	۵/۹۸۹۵	۵/۹۸۰۹	۵/۹۸۰۸	۵/۹۸۰۴

همان طور که جدول ۴ نشان می دهد، به طور کلی دو پارامتر سرعت موج فشاری و برشی از ارزش بیشتری نسبت به سایر پارامترها برخوردار بوده و پارامترهای چگالی، تخلخل و پرتوزایی اشعه گاما از درجات بعدی ارزش برخوردارند. بنابراین در دسته بندی بر مبنای چهار دسته نام برده، ترتیب استفاده از پارامترها به ترتیب ارزش آن ها خواهد بود.

جدول ۴- ترتیب چاه نگارهای با ارزش چاه مرجع در هر یک از بخش های مخزنی سازند آسماری

		سنگ آهک اشباع از آب	ماسه سنگ اشباع از آب	سنگ آهک اشباع از نفت	ماسه سنگ اشباع از نفت
چاه نگارها	ارزش بالا	سرعت موج فشاری	چگالی	سرعت موج فشاری	سرعت موج برشی
		چگالی	سرعت موج برشی	چگالی	سرعت موج فشاری
		سرعت موج برشی	سرعت موج فشاری	سرعت موج برشی	چگالی
		تخلخل	پرتوزایی گاما	تخلخل	تخلخل
	ارزش پایین	پرتوزایی گاما	تخلخل	پرتوزایی گاما	پرتوزایی گاما

۵- تحلیل بیزین

روش بیزین^۱ برگرفته از نام توماس بیز، یکی از پیشگامان تئوری احتمالات در قرن ۱۸، است. مهم ترین تفاوت اساسی روش های کلاسیک و بیزین در طبیعت راه حل ها می باشد [۱۰]. در رویکرد کلاسیک، یک مدل مشخص ولی ناشناخته X_{true} وجود دارد که ما مایل به کشف آن هستیم. این در صورتی است که در رویکرد بیزین، مدل یک متغیر تصادفی است و راه

¹ Bayesian theory

حل یک توزیع احتمال برای پارامترهای مدل می‌باشد. هنگامی که ما این توزیع احتمال را در دست داشته باشیم، می‌توانیم به سوالات احتمالاتی در ارتباط با مدل پاسخ دهیم که در رویکرد کلاسیک چنین سوالاتی قابل فهم نیست؛ به دلیل آنکه مدل صحیحی که ما به دنبال آن هستیم یک متغیر تصادفی نیست [۱۰].

رویکرد بیزین، تمام تابع توزیع احتمال را برای هر خصوصیت ورودی مورد استفاده قرار می‌دهد. این روش، همچنین فرض می‌کند که همه توابع چگالی احتمال معلوم هستند. در عمل آن‌ها بایستی باتوجه به داده‌های آموزشی تخمین زده شود [۱۱]. رابطه بیز این اجازه را می‌دهد، که احتمالات مربوط به یک دسته مشخص را با در دست بودن داده X با استفاده از رابطه زیر به دست آوریم [۱۱]:

$$P(c_j|x) = \frac{P(x, c_j)}{P(x)} = \frac{P(x|c_j)P(c_j)}{P(x)} \quad (7)$$

نماد X را به‌عنوان متغیر یگانه یا چندگانه در نظر می‌گیریم، که داده‌های پارامتر موجود می‌باشد (نظیر سرعت موج فشاری یا اطلاعات چاه‌نگارهای دیگر). حرف c_j با $j=1, \dots, N$ بیانگر N دسته یا حالات متفاوت است. $P(x, c_j)$ همان احتمال اشتراک x و c_j و $P(c_j)$ احتمالات اولیه مربوط به یک دسته خاص قبل از در دست بودن داده X می‌باشد. احتمال شرطی $P(x|c_j)$ از روی داده‌های آموزشی تخمین زده می‌شود [۲]. در صورتی که اطلاعات خاصی از احتمالات اولیه $P(c_j)$ در دست نباشد، برای همه دسته‌ها یکسان در نظر گرفته می‌شود. در این مطالعه چون چهار دسته وجود دارد، احتمال اولیه هرکدام برابر 0.25 می‌باشد. در رابطه بالا، $P(x)$ بیانگر pdf غیر شرطی از مقادیر پارامترهای قابل مشاهده در ارتباط با همه N حالت مخزن می‌باشد، که می‌توان آن را بصورت زیر نوشت [۱۱]:

$$P(X) = \sum_{i=1}^N P(X|c_i)P(c_i) \quad (8)$$

در واقع می‌توان گفت که رابطه بیز احتمالات اولیه مربوط به یک دسته خاص $P(c_j)$ را قبل از در دست بودن داده X به احتمالات پسین، در صورتی که داده X در دست باشد، تبدیل می‌کند [۱۱]. در نهایت، طبق قانون تصمیم‌گیری بیز، داده X به عنوان دسته c_k دسته بندی می‌شود اگر برای همه $j \neq k$ ، رابطه $P(c_k|x) > P(c_j|x)$ برقرار باشد.

۶- شناسایی و تفکیک کمی رخساره‌های مخزنی

دسته بندی یا کلاسه بندی آماری و کمی را می‌توان به دو صورت کلی زیر انجام داد:

- ۱- تحلیل‌های جدایش سنتی^۱: شامل روش‌های خطی، درجه دو که بر اساس توابع چگالی احتمال نرمال یا گوسی هستند [۱۲]؛
- ۲- دسته‌بندی بیزین^۲: بر مبنای احتمالات شرطی بوده و از توابع چگالی احتمال غیر پارامتری استفاده می‌کند.

^۱ Classical Discriminant analysis

^۲ Bayesian classification

مهمترین اختلاف این دو روش، در فرض نوع توابع چگالی احتمال است. تحلیل‌های جدایش سنتی وابسته به نوع تابع توزیع بوده و اصولاً برای توزیع‌های گوسی مناسب هستند، در صورتی که برای روش بیزین نوع تابع توزیع مهم نبوده و می‌توان از روش غیر پارامتری این توابع را تخمین زد. لازم به ذکر است که روش‌های سنتی جدایش به‌رغم اینکه جزو جداکننده‌ها ساده می‌باشند، اما اغلب از نتایج بسیار خوبی برخوردار بوده و از نظر کارایی جزو روش‌های با کارایی بالا محسوب می‌شوند [۲].

• احتمالات اولیه

نکته قابل ذکر آنکه، بحث احتمالات اولیه و دقت این احتمالات در فرایند دسته بندی از جایگاه ویژه‌ای برخوردار است، چنانکه در ادامه تاثیر آن در کاهش خطای دسته‌بندی نشان داده خواهد شد. در صورت عدم اطلاع از میزان احتمالات اولیه مربوط به حضور یا رخداد هر یک از چهار دسته مورد نظر (که معمولاً به دلیل کمبود اطلاعات این مسئله کاملاً شایع است)، بایستی از دو حالت زیر یکی را انتخاب کرد:

- ۱- احتمالات اولیه برابر، یعنی با توجه به اینکه تفکیک چهار دسته مورد نظر است، احتمال رخداد اولیه هر کدام از این چهار دسته مساوی و برابر ۲۵ درصد در نظر گرفته شود؛
- ۲- احتمالات اولیه تجربی، یعنی با توجه به تعداد رخداد هر دسته در چاه، مدل احتمال اولیه هر دسته تعیین شود، که در این صورت این احتمالات مطابق جدول زیر است.

جدول ۵- میزان احتمالات اولیه تجربی هر یک از چهار دسته نام‌برده.

کلاس	معرف	احتمال اولیه
دسته اول	سنگ آهک اشباع از آب	۰/۱
دسته دوم	ماسه‌سنگ اشباع از آب	۰/۴۳
دسته سوم	سنگ آهک اشباع از نفت	۰/۱
دسته چهارم	ماسه‌سنگ اشباع از نفت	۰/۳۷

• پارامترهای جدایش

تا این تاریخ، مطالعات خوبی در ارتباط با پارامترهای تفکیک کننده حالات اشباع متفاوت رخساره‌ها معرفی شده است که یکی از آن‌ها پارامتر امپدانس الاستیک می‌باشد که اثر همزمان سرعت موج فشاری، برشی و چگالی را در نظر می‌گیرد. از جمله این مطالعات می‌توان به مقاله کانولی (۱۹۹۹)، موکرچی و همکاران (۱۹۹۸) و تسونویاما و ماوکو (۲۰۰۷) اشاره کرد

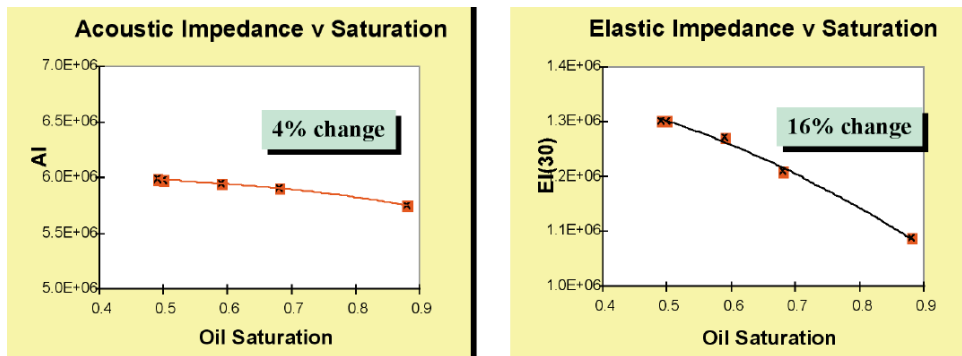
[۱۳، ۱۴ و ۱۵]. نکته قابل ذکر آنکه اکثر مطالعات مربوط به جداسازی رخساره‌های ماسه سنگی به عنوان رخساره مخزنی می‌باشد و تقریباً مطالعه خاصی در ارتباط با سنگ آهک‌ها صورت نگرفته است. امیدانس الاستیک برطبق رابطه زیر تعریف می‌شود [۱۵]:

$$EI(\theta) = V_p^a V_s^b \rho^c \quad (9)$$

که در این رابطه داریم:

$$a = 1 + \tan^2(\theta), \quad b = -8k \times \sin^2(\theta), \quad c = 1 - 4k \times \sin^2(\theta), \quad k = (V_s / V_p)^2$$

در این روابط θ زاویه تابش، V_p و V_s به ترتیب سرعت امواج برشی و فشاری می‌باشند. طبق مطالعات صورت گرفته، برای زاویه 30° درجه، بهترین جدایش رخساره‌های ماسه سنگی با اشباع‌ات متفاوت صورت می‌گیرد [۱۳]. در شکل ۳، علت توانایی امیدانس کشسانی در مقایسه با امیدانس صوتی را در جدایش ماسه‌سنگ‌های اشباع از سیالات متفاوت نشان می‌دهد، در واقع این شکل میزان تاثیرپذیری هر کدام از دو پارامتر را در اثر افزایش اشباع نفت، نشان می‌دهد.



شکل ۲- مقایسه تاثیر افزایش اشباع نفت بر روی تغییر امیدانس کشسانی و امیدانس صوتی [۱۳].

با توجه به کارایی بالای امیدانس کشسانی در تفکیک رخساره‌های ماسه سنگی با سیالات محتوی متفاوتی، از همراهی این پارامتر با سایر پارامترهای چاه‌نگاری نظیر سرعت امواج صوتی، چگالی، تخلخل و غیره جهت شناسایی و تفکیک رخساره‌ها میدان منصوری استفاده شد.

• تفکیک و جدایش رخساره‌ها

از جمله مشکلات موجود در زمینه شناسایی و جدایش رخساره‌ها، بحث رخساره‌های آهکی می‌باشد. از آنجایی که روابط گاسمن برای ماسه‌سنگ‌ها ارائه شده است، لذا در ارتباط با سنگ‌های آهکی نمی‌توان به درستی اثر سیالات را بررسی و مدل‌سازی کرد. از این رو برای برطرف کردن این مشکل نیاز است تا پارامترهای بیشتری در فرآیند شناسایی با استفاده از روش بیزین دخیل شوند. از طرف دیگر با توجه به تحلیل انتروپی صورت گرفته و شناسایی نگارهای با ارزش که از عدم قطعیت ذاتی کمتری برخوردار هستند، برای دستیابی به پارامترهای بهینه ورودی، که با استفاده از آن‌ها خطای دسته‌بندی کمینه

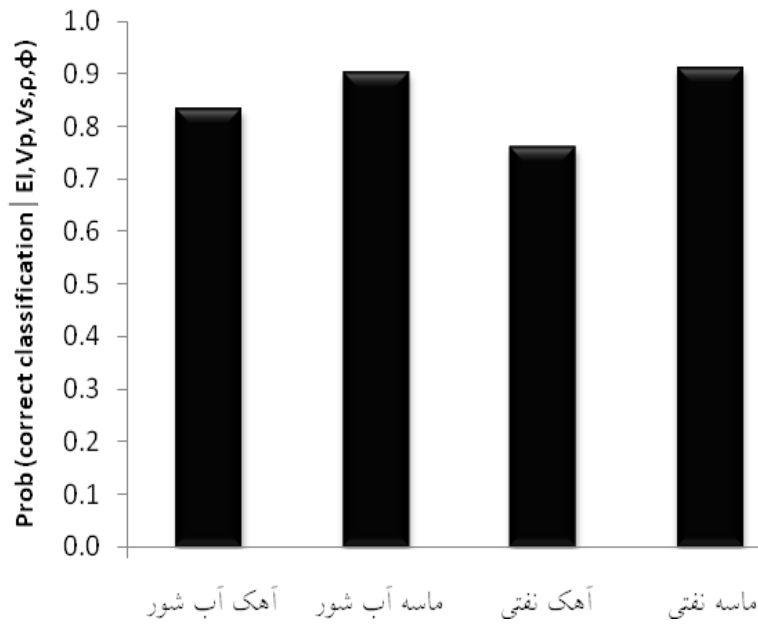
باشد، از همراهی پارامتر امیدانس الاستیک با داده‌های چاه‌نگارهای مختلف (به ترتیب ارزش آن‌ها) استفاده شد. به‌کارگیری همزمان پارامترهای امیدانس الاستیک، سرعت موج فشاری و برشی، چگالی و تخلخل، بهترین نتیجه ممکن را دربر داشت. لازم به ذکر است که در این بررسی‌ها اثر پارامترهای زیادی نظیر امیدانس صوتی، امیدانس پواسون، نسبت سرعت امواج فشاری به برشی و غیره در دسته بندی مطالعه شد، که بهترین حالت همان همراهی پنج پارامتر نام برده یعنی، امیدانس الاستیک، سرعت موج فشاری، سرعت موج برشی، چگالی و تخلخل، در دسته‌بندی بود. این بررسی برای هر دو حالت استفاده از احتمالات اولیه برابر و تجربی صورت گرفت.

برای نمایش میزان کارایی پارامترهای منتخب در جدایش بهینه رخساره‌ها، از نمودار احتمال موفقیت و ماتریس درهم ریختگی جدایش، استفاده شده است. شکل ۳ نمودار احتمال موفقیت دسته‌بندی، جدول ۶ ماتریس درهم ریختگی و جدول ۷ میزان خطای همراه با هر دسته و خطای کلی دسته‌بندی با پارامترهای منتخب به کمک روش بیزین را برای حالت احتمالات اولیه برابر را نشان می‌دهد. در صورتی‌که از احتمالات اولیه تجربی استفاده شود، نتایج در شکل ۴ و جداول ۸ و ۹ ارائه شده است.

جهت مقایسه با نتایج بالا و نیز تایید تحلیل انتروپی، در صورتی که داده‌های چاه‌نگار پرتوزایی اشعه گاما نیز در شناسایی و تفکیک رخساره‌ها مورد استفاده قرار گیرد، خطای دسته بندی افزایش می‌یابد و در واقع این پارامتر اثر مثبتی در شناسایی رخساره‌ها ندارد. شکل ۵ نمودار احتمال موفقیت دسته‌بندی، جدول ۱۰ ماتریس درهم ریختگی و جدول ۱۱ میزان خطای همراه با هر دسته و خطای کلی دسته‌بندی با پارامترهای منتخب به علاوه پارامتر پرتوزایی اشعه گاما را برای حالت احتمالات اولیه تجربی نشان می‌دهد.

۷- بحث و نتیجه گیری

پس از بررسی مجموعه داده‌های موجود و افزودن هر کدام از این متغیرهای در فرایند تخمین با روش بیزین، روشن شد که، اولاً افزودن هر اطلاعات به معنای افزایش دقت و یا کاهش خطای تخمین نیست (نظیر پارامتر پرتوزایی اشعه گاما) و در ثانی با وجود عدم کارایی برخی روابط برای شرایط خاص (نظیر روابط گاسمن برای سنگ آهک)، با افزایش تعداد پارامترهای حاضر در تخمین، به‌خوبی می‌توان به نتایج قابل قبول دست یافت. بهترین نتیجه حاصله برای تفکیک رخساره با استفاده از روش بیزین، با به‌کارگیری پارامترهای امیدانس کشسانی، سرعت موج فشاری، سرعت موج برشی، چگالی و تخلخل به‌دست آمد.



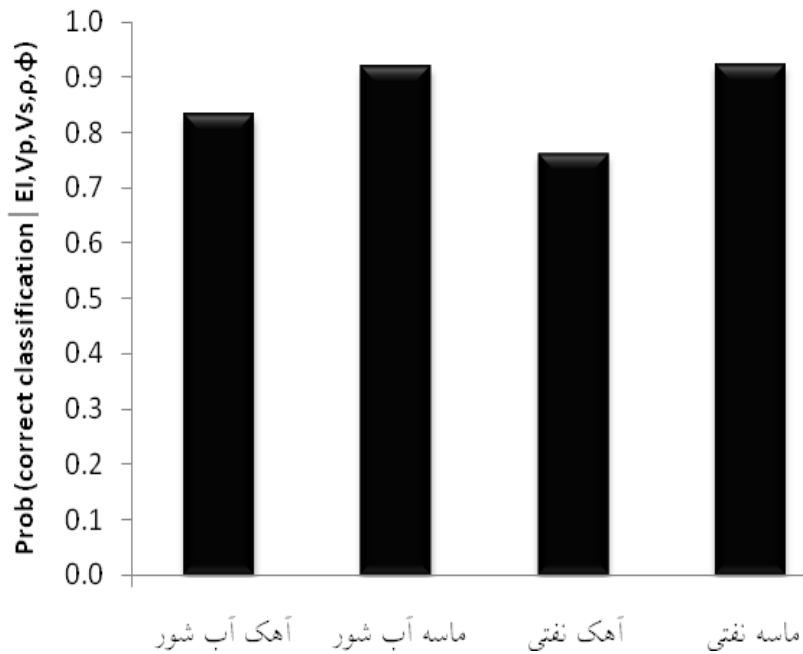
شکل ۳- نمودار احتمال موفقیت دسته‌بندی، با استفاده از پنج پارامتر منتخب در حالت استفاده از احتمالات اولیه برابر

جدول ۶- ماتریس درهم ریختگی دسته‌بندی، با استفاده از پنج پارامتر منتخب در حالت استفاده از احتمالات اولیه برابر

تخمینی					
آهک آب شور	ماسه آب شور	آهک نفتی	ماسه نفتی		
0/832	0/00	0/168	00/0	آهک آب شور	واقعی
0/004	0/903	0/009	0/084	ماسه آب شور	
0/23	009/0	0/761	0/00	آهک نفتی	
0/00	0/073	0/015	0/912	ماسه نفتی	

جدول ۷- احتمال خطای هر دسته و متوسط احتمال خطا برای دسته‌بندی با استفاده از پنج پارامتر منتخب در حالت استفاده از احتمالات اولیه برابر

آهک آب شور	ماسه آب شور	آهک نفتی	ماسه نفتی	
0/168	0/097	0/239	0/088	احتمال خطای هر دسته
0/116				متوسط احتمال خطا



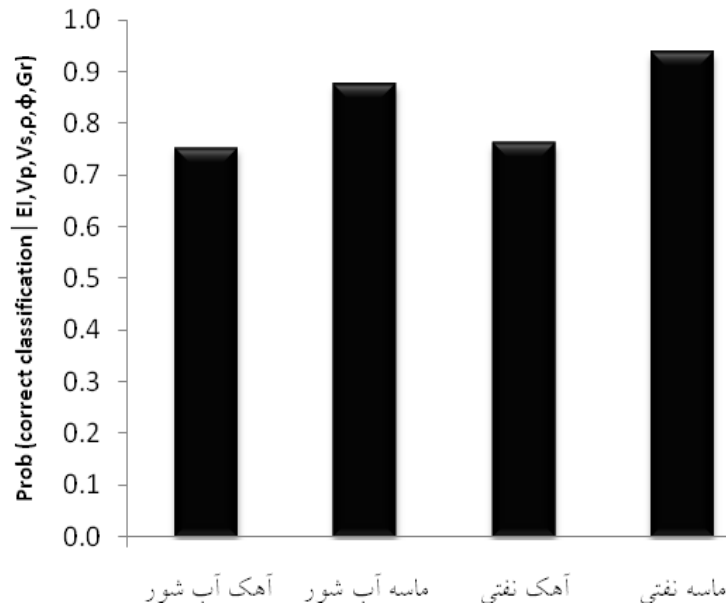
شکل ۴- نمودار احتمال موفقیت دسته‌بندی، با استفاده از پنج پارامتر منتخب در حالت استفاده از احتمالات اولیه تجربی

جدول ۸- ماتریس درهم ریختگی دسته‌بندی، با استفاده از پنج پارامتر منتخب در حالت استفاده از احتمالات اولیه تجربی

تخمینی					
آهک آب شور	ماسه آب شور	آهک نفتی	ماسه نفتی		
۰/۸۳۲	۰	۰/۱۶۸	۰	آهک آب شور	واقعی
۰	۰/۹۱۸	۰/۰۰۲	۰/۰۷۹	ماسه آب شور	
۰/۲۳	۰/۰۰۹	۰/۷۶۱	۰	آهک نفتی	
۰	۰/۰۷۵	۰/۰۰۳	۰/۹۲۲	ماسه نفتی	

جدول ۹- احتمال خطای هر دسته و متوسط احتمال خطا برای دسته‌بندی با استفاده از پنج پارامتر منتخب در حالت استفاده از احتمالات اولیه تجربی

آهک آب شور	ماسه آب شور	آهک نفتی	ماسه نفتی		
۰/۱۶۸	۰/۰۸۲	۰/۲۳۹	۰/۰۷۸	احتمال خطای هر دسته	
۰/۱۰۶				متوسط احتمال خطا	



شکل ۵- نمودار احتمال موفقیت دسته‌بندی، با استفاده از پنج پارامتر منتخب به علاوه پارامتر پرتوزایی اشعه گاما در حالت استفاده از احتمالات اولیه تجربی

جدول ۱۰- ماتریس درهم ریختگی دسته‌بندی، با استفاده از پنج پارامتر منتخب به علاوه پارامتر پرتوزایی اشعه گاما در حالت استفاده از احتمالات اولیه تجربی

تخمینی					
آهک آب شور	ماسه آب شور	آهک نفتی	ماسه نفتی		
0.752	0.009	0.239	0	آهک آب شور	واقعی
0	0.876	0	0.124	ماسه آب شور	
0.23	0.009	0.761	0	آهک نفتی	
0	0.063	0	0.937	ماسه نفتی	

جدول ۱۱- احتمال خطای هر دسته و متوسط احتمال خطا برای دسته‌بندی با استفاده از پنج پارامتر منتخب به علاوه پارامتر پرتوزایی اشعه گاما در حالت استفاده از احتمالات اولیه تجربی

آهک آب شور	ماسه آب شور	آهک نفتی	ماسه نفتی		
0.248	0.124	0.239	0.063	احتمال خطای هر دسته	
0.127				متوسط احتمال خطا	

به طور کلی تصمیم‌گیری اینکه چه پارامترهایی در فرآیند تخمین دخیل شوند، بستگی کامل به داده‌های موجود و هدف مورد نظر دارد. همانطور که این بررسی‌ها در چاه مرجع نشان می‌دهد، برای جدایش ماسه سنگ‌های اشباع از آب شور یا نفت با احتمال بالا، شاید یک پارامتر امیدانس کشسانی کافی باشد. اما برای جدایش کربنات‌ها قاعدتاً پارامترهای بیشتری نیاز است. از طرف دیگر، انتخاب پارامترهای مناسب در بین پارامترهای دیگر، خود یکی از مسائل حساس و مورد بحث است. البته این کار قبل از ورود به مرحله دسته بندی بیزین با استفاده از روش انتروپی اطلاعات انجام شد.

همانطور که ذکر شد، ترتیب نگارهای با اهمیت (انتروپی کمتر)، شامل سرعت موج فشاری، سرعت موج برشی، چگالی، تخلخل و در خاتمه پرتوژیی گاما بود، که این کار برای هر کدام از دسته‌ها انجام شد. نتایج حاصل از تفکیک رخساره‌ها، با روش بیزین هم که در بالا تشریح شد، بخوبی این مطلب را تأیید کرد.

بهترین نتیجه تفکیک رخساره‌ها با استفاده از روش بیزین، به کمک پنج پارامتر امیدانس کشسانی، سرعت موج فشاری، سرعت موج برشی، چگالی و تخلخل به دست آمد. خطای این روش، در صورت استفاده از احتمالات اولیه برابر، ۱۱/۶ درصد و در صورت استفاده از احتمالات اولیه تجربی، ۱۰/۶ درصد می‌باشد. با افزودن پارامتر پرتوژیی اشعه گاما به پنج پارامتر منتخب، خطای دسته بندی را افزایش داده و به ۱۲/۷ درصد رساند.

تقدیر و تشکر

به این وسیله از شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) به دلیل همکاری‌هایی که در راستای انجام این پژوهش داشته‌اند، صمیمانه تشکر می‌شود.

منابع

1. Mukerji, T., Jørstad, A., Avseth, P., Mavko, G., and Granli, J. R., (2001), "Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir: Seismic inversions and statistical rock physics", *Geophysics*, 66, 988-1001.
2. Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G., (2005), "Quantitative seismic Interpretation", Cambridge university press.
3. EDCO Kish International Company, (2006), "Geological Studies Report for Mansuri Oil Field development in Asmari Formation".
4. Wang, Z., (2001), "Fundamentals of seismic rock physics", *Geophysics*, 66, 398-412.
5. Dewar, J., Pickford, Sc., (2001), "Rock physics for the Rest of US-An Informal Discussion", A Core Laboratory Company.
6. Batzle, M., and Wang, Z., (1992), "Seismic properties of pore fluids", *Geophysics*, 57, 1396-1408.
7. Mukerji, T., Mavko, G., (2006), "Recent Advances in Rock physics and Fluid substitution", Stanford Rock physics project, Stanford university, USA.
8. Dvorkin, J., Mavko, G., Gurevich, B., (2007), "Fluid substitution in shaley sediment using effective porosity", *Geophysics*, 72, O1-O8.
9. Cover, T., and Thomas, J., (1991), "Elements of Information Theory". New York: Wiley.
10. Aster, R., Borchers, B., Thurber, C., (2005), "Parameter Estimation and Inverse Problem", Elsevier Academic Press.

11. Duda, R.O., Hart, P.E., (1973), "Pattern Classification and Scene Analysis", New York: Wiley.
12. Krzanowski, W. J., (1988), "Principles of Multivariate Analysis: A User's Perspective", New York: Oxford University Press.
13. Connolly, P., (1999), "Elastic impedance", The Leading Edge, 18, 438 – 452.
14. Mukerji, T., Jørstad, A., Mavko, G. and Granli, J.,(1998), "Near and far offset impedances: Seismic attributes for identifying lithofacies and pore fluids", Geophysical Research Letters, 25, 4557–4560.
15. Tsuneyama, F., Mavko, G., (2007), "Elastic-impedance analysis constrained by rock-physics bounds", Geophysical Prospecting, 55, 289–306.

Using information entropy theory and bayesian decision method to identify appropriate parameters for evaluating and discriminating oil facies (mansuri oil field, south of Iran)

Behzad Mehrgini & Hossein Memarian

Abstract

Due to subsurface heterogeneity and existing vagueness in geophysical interpretation, identifying and interpretation of facies in wellbores is always prone to uncertainty and risk. Nowadays several methods have developed for quantitative facies interpretation. These methods are generally divided into deterministic and stochastic categories. Deterministic methods, in spite of their simple modeling procedure, cannot expose the amount of error or accuracy of the model. On the other hand, stochastic methods, in addition to quantifying the error of the model, can provide the probability of the model's accuracy in each point of the reservoir. The Bayesian approach is one of the stochastic methods that use conditional probabilities for modeling. This approach, as well as probabilistic modeling of hydrocarbon facies, quantitatively computes the effect of additional data in decreasing the error of the classification. Information entropy theory, by quantifying the intrinsic uncertainty in each model input parameter, can easily provide the selection of valuable parameters. The present study was carried out on one of the wells of Mansuri oil field, south of Iran. After generation of training data by using rock physics techniques and Gassmann's relation, the value of each input parameter was identified by entropy analysis. Then, by use of Bayesian analysis and valuable parameters, oil facies classification and discrimination was implemented. The five optimum parameters were elastic impedance, compressional wave velocity, shear wave velocity, density and porosity. The amount of error in this method is approximated to be 11 percent. This investigation also showed that gamma ray parameter does not have a drastic positive effect on identification and discrimination procedure of oil facies, which has a good agreement with the results of entropy analysis.

Keywords: Stochastic methods, information entropy theory, Bayesian method, oil facies, elastic impedance, Mansuri oil field and Iran.

مطالعه تاثیر کانی‌های رسی بر ناهمسانگردی نفوذپذیری سنگ‌های کربناته در یکی از مخازن جنوب غرب ایران

ياسر سليمي دلشاد *

۱- پژوهشگاه صنعت نفت

salimidelshady@ripi.ir

چکیده

نفوذپذیری عمودی سنگ مخزن در تعیین استراتژی تولید، مطالعات ازدیاد برداشت و مدیریت مخزن از اهمیت بسزایی برخوردار است. در سازندهای کربناته غالباً نفوذپذیری عمودی نسبت به نفوذپذیری افقی متفاوت می‌باشد که این ناهمسانگردی نفوذپذیری به تاریخچه رسوب‌گذاری و دیاژنز، نوع و مقدار کانی‌های رسی و تراکم‌پذیری سازند وابسته است. در این مطالعه تاثیر کانی‌های رسی بر ناهمسانگردی نفوذپذیری سنگ‌های کربناته سازند دالان با استفاده از لاگ گامای مغزه در یکی از مخازن جنوب غرب ایران بررسی شده است. بدین منظور تعداد ۲۳۳ عدد نمونه پلاگ از سنگ مخزن این سازند از سه حلقه چاه انتخاب گردید و خصوصیات پتروفیزیکی آنها شامل نفوذپذیری مطلق نسبت به هوا و تخلخل اندازه‌گیری شد. گامای طبیعی عناصر توریم و پتاسیم نمونه‌های مغزه نیز اندازه‌گیری و نمونه‌ها به سه گروه کانی‌های رسی شامل کلریت، کائولینیت و مونتموریونیت تقسیم شده و پس از مقایسه ناهمسانگردی نفوذپذیری نمونه‌های عاری از کانی رسی و نمونه‌های حاوی کانی رسی به تفکیک نوع شیل، ناهمسانگردی نفوذپذیری بصورت روابط تجربی برای هر گروه بدست آمد. نفوذپذیری عمودی پیش‌بینی شده با استفاده از این روابط در چاه دیگری از مخزن، تطابق خوبی با داده‌های آزمایشگاهی آن داشته است بررسی نمونه‌های مختلف رسی نشان می‌دهد که با افزایش تخلخل ناهمسانگردی نفوذپذیری بتدریج افزایش یافته و نمونه‌های مغزه حاوی کائولینیت دارای بیشترین و نمونه‌های حاوی مونتموریونیت دارای کمترین ناهمسانگردی می‌باشند. با رسم نفوذپذیری نمونه‌های عمودی بر حسب متوسط شعاع هیدرولیکی نمونه‌های افقی نیز رابطه نمائی برای کلیه نمونه‌ها حاصل شده است.

کلمات کلیدی: ناهمسانگردی نفوذپذیری، متوسط شعاع هیدرولیکی، گامای مغزه، کلریت، کائولینیت و مونتموریونیت

۱- مقدمه

علیرغم اینکه در واقعیت، وجود مخازن کربناته همگن استثنا می‌باشد، مهندسی مخزن در مطالعات اولیه این مخازن را همگن و یکنواخت فرض می‌کنند. مخازن کربناته ذاتاً "ناهمگن بوده و می‌توان گفت که حتی بسیار ناهمگن هستند. در یک مخزن ناهمگن مقدار نفوذپذیری در یک جهت (افقی) نسبت به جهت‌های دیگر خصوصاً در دو جهت عمودی متفاوت می‌باشد. تاثیر مستقیم تفاوت نفوذپذیری در جهت‌های متفاوت مخزن در فرایندهای تولید و ازدیاد برداشت که اختلاف چگالی سیالات نقش دارد، خود را آشکار می‌سازد. تولید در شرایط زیر نقطه حباب، تزریق تناوبی آب-گاز، مخروطی شدن آب و گاز، تزریق بخار و تحریک چاه از این جمله‌اند. ناهمسانگردی همچنین می‌تواند بر روی نرخ برداشت و تزریق، و استراتژی تکمیل چاه‌ها مخصوصاً "در چاه‌های افقی تاثیر بگذارد.

زهاف و تیاب، ۲۰۰۰ [۱] بیان کردند که در یک مخزن ناهمسانگرد مقدار نفوذپذیری در امتداد افقی و عمودی ممکن است بصورت افزایشی و یا کاهش‌ی باشد. بطوری‌که در یک مخزن ممکن است نفوذپذیری اکثر نمونه‌های افقی از نفوذپذیری نمونه‌های عمودی متفاوت باشد که به دلایل متعدد از قبیل ساختار ماتریکس سنگ یا وجود شکستگی‌های ریز در یک امتداد خاص (افقی و یا عمودی) باعث تفاوت در مقدار نفوذپذیری در جهت‌های مختلف می‌گردد. زهاف، ۱۹۹۹ [۲] و ترشتر و ابطیحی، ۲۰۰۳ [۳] ناهمسانگردی نفوذپذیری^۱ در مخزن را با رابطه (۱) تعریف کردند:

$$I_A = \frac{K_H}{K_V} \quad (1)$$

که در آن I_A ضریب ناهمسانگردی نفوذپذیری، K_H و K_V به ترتیب نفوذپذیری در جهت افقی و عمودی تعریف می‌گردد. مقادیر نفوذپذیری در جهت افقی و عمودی به روش‌های مختلف، از جمله چاه‌آزمایی، تعیین می‌گردد که صحیح‌ترین روش، اندازه‌گیری مستقیم بر روی نمونه‌های مغزه در آزمایشگاه می‌باشد. به طور معمول در آزمایشگاه از هر یک متر مغزه سه عدد نمونه افقی و برای کاهش هزینه‌ها تنها یک عدد نمونه عمودی پلاگ‌گیری شده و خواص پتروفیزیکی آن‌ها اندازه‌گیری می‌شود.

در نمونه‌های ماسه‌سنگی تمیز (عاری از کانی رسی)، شکل حفرات، نحوه چیدمان دانه‌ها و اندازه دانه‌ها در تفاوت نسبی نفوذپذیری افقی و عمودی تاثیر بسزائی دارد. ترشتر و ابطیحی، ۲۰۰۳ [۳] تیاب و دونالتسون، ۱۹۹۶ [۴] رابطه بین نفوذپذیری افقی و عمودی را در نمونه‌های ماسه سنگ دوونین پائینی از سازند ایلیز، الجزایر بصورت رابطه (۲) بدست آورده‌اند.

$$k_V = 0.04 \left(\sqrt{\frac{K_H}{\phi_e}} \right) 2.48 \quad (2)$$

¹ Permeability anisotropy

که در آن K_v نفوذپذیری در جهت عمودی و $\sqrt{\frac{K_H}{\phi_e}}$ متوسط شعاع هیدرولیکی در جهت افقی می‌باشد. زهاف و تیاب، [۵]۲۰۰۲ نیز روابطی بین نفوذپذیری در جهت افقی و عمودی نمونه‌های ماسه‌سنگی به صورت تابعی از متوسط شعاع هیدرولیکی، وجود کانی رسی و تابعی از متوسط اندازه دانه‌ها ارائه نموده‌اند. با توجه به اینکه در نمونه‌های کربناته، بر خلاف نمونه‌های ماسه‌سنگی تمیز، قطر متوسط دانه‌ها محدوده وسیعی را پوشش می‌دهد، بنابراین نمی‌توان به درستی رابطه نفوذپذیری عمودی بر حسب قطر متوسط دانه‌ها نشان داد.

رس‌ها معمولاً از سیلیکات‌های آبدار آلومینیوم ساخته شده و دارای ساختمان بلورین می‌باشند. سنگ رس معمولاً مخلوطی از چند نوع کانی مانند فلدسپات، کوارتز، کربنات‌ها و میکا است. البته ممکن است تنها از یک نوع کانی ساخته شده باشد. یکی از انواع سنگ‌های ساخته شده از رس شیل‌ها می‌باشند که دارای لایه‌بندی ظریف بوده و در امتداد آنها می‌توان لایه‌های سنگ را جدا نمود. سنگ‌های رسی در محیط‌های آرام دریا رسوب می‌نمایند و هرگاه دارای مواد آلی باشند به رنگ‌های تیره دیده می‌شوند. این سنگ‌ها از نظر زمین‌شناسی نفت بسیار حائز اهمیت هستند، زیرا به عنوان سنگ منشاء نفت مورد بررسی و مطالعه قرار می‌گیرند.

کانی‌های رسی به گروه‌های مختلفی شامل: کائولینیت، مونت‌موریونیت، ایلیت، کلریت و کانی‌های رسی لایه مخلوطی دسته بندی می‌شوند. رضائی و همکاران، ۱۳۸۴ رس‌ها را در سنگ‌های مخازن به ۳ گونه دسته‌بندی کرده‌اند [۶]:

۱- رس‌های نواری یا برگ‌گی^۱:

در این توزیع رس‌ها به صورت لایه نازکی بین طبقات سنگ مخزن قرار دارند و تاثیری بر روی تخلخل مفید، درجه اشباع و نفوذپذیری مخزن ندارند.

۲- رس‌های پراکنده^۲:

در این نوع توزیع رس‌ها به دانه‌های اصلی سنگ چسبیده یا آنها را می‌پوشانند و ممکن است خلل و فرج را در سنگ پر کنند. نفوذپذیری به نحو چشمگیری کاهش می‌یابد.

۳- رس‌های ساختاری^۳:

این رس‌ها به شکل دانه‌ها یا نقاطی در سنگ وجود دارند و نقشی همانند دیگر دانه‌های ماتریکس سنگ را دارا هستند. به این ترتیب می‌توان پذیرفت دارای مشخصاتی شبیه رس‌های نواری هستند. شکل ۱ انواع رس‌ها را نشان می‌دهد.

- 1 . Laminar Clay
- 2 . Dispersed Clay
- 3 . Structural Clay

۲- روش کار

• آماده سازی نمونه‌ها و تعیین خواص پتروفیزیکی

مراحل انجام کار شامل تهیه نمونه پلاگ، شستشو، آماده‌سازی و اندازه‌گیری تخلخل و نفوذپذیری مطلق در شرایط محیط بر روی نمونه پلاگ‌های افقی و عمودی می‌باشد. نمونه‌های منتخب به شکل استوانه‌ای (پلاگ) از نمونه‌های تمام مغزه سنگ‌های کربناته سازند دالان ۳ چاه از یک مخزن هیدروکربوری واقع در جنوب غرب ایران در دو وضعیت افقی و عمودی نسبت به موقعیت تمام مغزه در چاه تهیه شده است. در نمونه‌گیری پلاگ‌های افقی و عمودی سعی شده است تا فاصله عمقی آن‌ها در حد چند میلی‌متر بیشتر نباشد تا نمونه‌ها دارای ساختار رسوبی یکسان باشند (شکل ۲).

به‌منظور خارج ساختن مواد زائد و هیدروکربورهای داخل نمونه مغزه، آن‌ها را در دستگاه ساکسولت در تماس با حلال نفتی قرار داده و پس از حل شدن مواد هیدروکربوری در حلال فوق نمونه‌ها شستشو شدند. در این مطالعه از سیال تولوئن و متانول جهت عاری نمودن نمونه‌های پلاگ از هیدروکربور و آب سازندی استفاده شده است. سپس نمونه‌ها در آون با حفظ رطوبت در دمای 60°C به مدت ۲۴ ساعت خشک شدند.

درصد تخلخل نمونه‌ها توسط دستگاه Ultraporosimeter اندازه‌گیری شده است. با انبساط دادن جرم مشخصی از گاز هلیوم به داخل یک نگهدارنده کالیبره شده و استفاده از قانون بویل، حجم دانه‌ای، چگالی دانه‌ای و حجم فضای خالی هر نمونه بدست آمده و درصد حجم فضای خالی یا تخلخل نمونه محاسبه می‌گردد.

نفوذپذیری مطلق نسبت به هوا توسط دستگاه Ultrapermeameter اندازه‌گیری شده است. در این دستگاه نمونه در داخل استوانه‌ای از جنس لاستیک مخصوص در محفظه مغزه‌نگهدار جاگذاری شده و فشار محدودکننده ۲۰۰ پام بر نمونه وارد می‌شود. اساس کار دستگاه مطابق قانون داری برای گازها (معادله ۳) می‌باشد که با اندازه‌گیری اختلاف فشار بین دو سر نمونه، نرخ جریان گاز و نیز معلوم بودن ابعاد نمونه، نفوذپذیری مطلق نمونه‌ها بر حسب میلی داری اندازه‌گیری می‌شود.

$$K_a = \frac{1000P_a\mu Q_a L}{A(P_1 - P_2)(P_1 + P_2)/2} \quad (3)$$

K_a : نفوذپذیری (mD)، μ_a : گرانیوی گاز (cp)، Q_a : نرخ جریان گاز (cc/sec)، L: طول نمونه (cm)، A: سطح مقطع نمونه (cm^2)، $P_1 - P_2$: اختلاف فشار در سر نمونه (atm)، $P_m = (P_1 + P_2)/2$: فشار میانگین در نمونه (atm)، P_a : فشار اتمسفریک

• دسته بندی کانی‌های رسی

با استفاده از دستگاه Core Gamma Logger مقدار گامای طبیعی نمونه‌های مغزه اندازه‌گیری می‌شود. پرتو رادیو اکتیو از عناصر خاص بصورت ذرات آلفا و بتا یا اشعه گاما ساطع می‌گردد. اتم‌های مواد رادیواکتیویته بصورت رندمی و با نرخ خاص کاهش جرمی دارند. طول زمان این واقعه مانند تابش کاهش یافته در هر مرحله (نیمه عمر) بوسیله تئوری کوانتم و یا در آزمایشگاه قابل محاسبه است. نیمه عمر در واقع مدت زمانی است که اتم‌های ماده رادیواکتیو به نصف تقلیل می‌یابند. پس از یک نیمه عمر مقدار تابش رادیواکتیویته نصف و پس از دو نیمه عمر به یک چهارم تقلیل می‌یابد.

در لاگ‌گیری اشعه گاما، سه اشعه اصلی پتاسیم (K^{40})، اورانیوم (U^{238}) و توریم (Th^{232}) با سه سطح انرژی متفاوت ثبت می‌گردند. سپس با حذف مقادیر گامای طبیعی زمینه و رسم مقادیر توریم بر حسب پتاسیم در منحنی استاندارد (شکل ۳) کانی‌های رسی موجود در نمونه‌های مغزه بر حسب درصد مشخص می‌شود. همانطوری که در شکل ۳ مشاهده می‌گردد کانی کائولینیت^۱ در محدوده پتاسیم تا ۱/۰ درصد وزنی و محدوده توریم ۵-۲۰ ppm، کلریت^۲ دارای محدوده پتاسیم تا ۰/۳ درصد وزنی و توریم تا ۵ ppm و مونت‌موریونیت^۳ پتاسیم تا ۱/۰ درصد وزنی و مقدار توریم تا ۱۰ ppm را دارا می‌باشد. جدول شماره (۱) فراوانی کانی‌های رسی در نمونه‌های مغزه بر حسب درصد را نشان می‌دهد که بیشترین آن مربوط به کائولینیت با حدود ۸۱ درصد و کمترین مقدار فراوانی نمونه‌ها مربوط به کلریت با ۴ درصد می‌باشد.

۳- بحث

نمونه‌های مغزه مورد مطالعه در سازند دالان از نظر جنس بر اساس چگالی دانه‌ای تفکیک شده‌اند و همانطوری که در شکل ۴ مشاهده می‌گردد تقریباً "نیمی از نمونه‌ها سنگ آهک با متوسط چگالی دانه‌ای ۲/۷۲ و حدود نیم دیگر نیز دولومیت با متوسط چگالی دانه‌ای ۲/۸۶ می‌باشند و تعداد اندکی نیز مابین این دو نوع سنگ قرار دارند. در بررسی مقاطع نازک نمونه‌های مورد مطالعه مشاهده شد که نمونه‌های دولومیتی دارای کمتر از ۱۰ درصد انیدریت می‌باشند. نمونه‌های سنگ آهک مورد مطالعه دارای حدود ۲۰ درصد تخلخل قالبی^۴، و به ندرت دارای تخلخل‌های بین دانه‌ای^۵ و بین کریستالی^۶ هستند.

با استفاده از لاگ گامای طبیعی مغزه، مناطق عاری از شیل شناسایی و ناهمسانگردی نفوذپذیری حدود ۷۰ نمونه کربناته در این مناطق محاسبه گردید. فراوانی و توزیع ناهمسانگردی نفوذپذیری نمونه‌های عاری از کانی رسی و نمونه‌های حاوی کانی رسی به تفکیک نوع کانی رسی در شکل ۵ آمده است. البته استفاده از روش‌های مانند XRD و SEM که از منابع استنتاج نوع کانی رسی می‌باشند می‌تواند نوع کانی رسی را با دقت بالا مشخص نماید، که با توجه به محدودیت‌های موجود امکان استفاده از این آزمایشات در مطالعه حاضر وجود نداشت.

همانطور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود می‌توان گفت وجود کانی‌های رسی در نمونه‌های کربناته، تاثیر به‌سزایی در افزایش ناهمسانگردی نفوذپذیری دارد، که در این بین نقش کائولینیت بارزتر است.

همچنین در شکل ۶ ناهمسانگردی نفوذپذیری نمونه‌های شیلی مختلف بر حسب تخلخل جهت مقایسه رسم شده است. روند افزایش تدریجی ناهمسانگردی نفوذپذیری با افزایش تخلخل ملاحظه می‌گردد. همانطوری که در شکل ۶ نشان داده شده است، به‌طور کلی بیشترین ناهمسانگردی نفوذپذیری مربوط به نمونه‌های حاوی کائولینیت، و نمونه‌های حاوی مونت‌موریونیت کمترین ناهمسانگردی نفوذپذیری را دارا می‌باشند.

1 - Kaolinite

2 - Chlorite

3 - Montmorillonite

4 - Moldic porosity

5 - Inter-particle porosity

6 - Inter-crystallin porosity

نفوذپذیری نمونه‌های عمودی بر حسب متوسط شعاع هیدرولیکی نمونه‌های افقی برای تمامی نمونه‌ها در سازند دالان در مقیاس نیمه لگاریتمی رسم گردید (شکل ۷). برازش داده‌ها با خطی بصورت تابع نمائی در معادله ۴ نشان داده شده است. همانطوری که در شکل ۷ مشاهده می‌گردد، نمونه‌ها دارای محدوده نفوذپذیری بین ۰/۱ تا ۱۰۰۰ میلی‌داری می‌باشند. مقادیر متوسط شعاع هیدرولیکی نیز در محدوده بین ۰/۱ تا ۱۰ می‌باشد.

$$k_V = 9.58 \left(\sqrt{\frac{KH}{\phi_e}} \right) 1.87 \quad (4)$$

جهت بررسی ناهمسانگردی نفوذپذیری بر حسب نوع کانی‌های رسی، نمونه‌های مغزه به سه گروه حاوی کانی رسی کائولینیت یا کلریت و یا مونتورینیت تقسیم‌بندی شدند. در شکل‌های ۸، ۹ و ۱۰ نفوذپذیری نمونه‌های عمودی بر حسب متوسط شعاع هیدرولیکی نمونه‌های افقی برای هر یک از سه گروه شیلی جداگانه رسم گردید و در نهایت روابط تجربی برای هر گروه بدست آمد (جدول ۲).

برای بررسی صحت روابط جدول شماره ۲، نفوذپذیری عمودی ۱۹ عدد نمونه مغزه با تخلخل متنوع در چاه دیگری از مخزن مطالعه گردید. این نمونه‌ها بر اساس نوع کانی رسی موجود در آن‌ها در دو گروه کائولینیت و مونتورینیت قرار گرفتند. همانطوری که در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ مشاهده می‌شود تطابق خوبی بین نفوذپذیری عمودی اندازه‌گیری شده و پیش‌بینی شده با استفاده از فرمول‌های تجربی وجود دارد. بنابراین با استفاده از این روابط می‌توان مقدار نفوذپذیری عمودی را از طریق نفوذپذیری افقی در سازند دالان این مخزن بر اساس نوع کانی رسی که از لاگ گامای مغزه بدست آمده پیش‌بینی کرد.

۴- نتایج

- با توجه به تعداد زیاد نمونه‌های مورد مطالعه از سازند دالان مخزن مورد بررسی با محدوده تقریباً وسیع تخلخل و نفوذپذیری، می‌توان انتظار داشت پیش‌بینی نفوذپذیری عمودی در چاه‌های دیگری که نفوذپذیری عمودی آن‌ها در دسترس نیست، نتایج قابل قبولی برای استفاده در نرم‌افزارهای شبیه‌ساز مخزن ارائه می‌دهد.
- بدلیل محدودیت تعداد نمونه‌های عمودی نسبت به نمونه پلاگ‌های افقی می‌توان برای تعیین نفوذپذیری قائم از روابط بدست آمده از دسته‌بندی گروه‌های شیلی برای تخمین دقیق‌تر نفوذپذیری قائم استفاده کرد.
- مقایسه بین ناهمسانگردی نفوذپذیری نمونه‌های عاری از کانی رسی و نمونه‌های حاوی کانی رسی نشان می‌دهد که حضور کانی‌های رسی به خصوص کانی کائولینیت میزان ناهمسانگردی را افزایش می‌دهد.
- بررسی نمونه‌های مغزه حاوی کانی‌های رسی سازند دالان نشان می‌دهد که نمونه‌های با کانی رسی کائولینیت با ناهمسانگردی متوسط ۲/۴۱ دارای بیشترین و نمونه‌های حاوی مونتورینیت با ناهمسانگردی متوسط ۱/۵۶ دارای کمترین ناهمسانگردی نفوذپذیری می‌باشند.
- با افزایش تخلخل نمونه‌های کربناته، ناهمسانگردی نفوذپذیری به تدریج افزایش می‌یابد.

منابع:

[1] K. Zahaf, Sonatrach-CRD; D. Tiab, U. of Oklahoma SPE/AAPG Western Regional Meeting, 19-22 June 2000, Long Beach, California

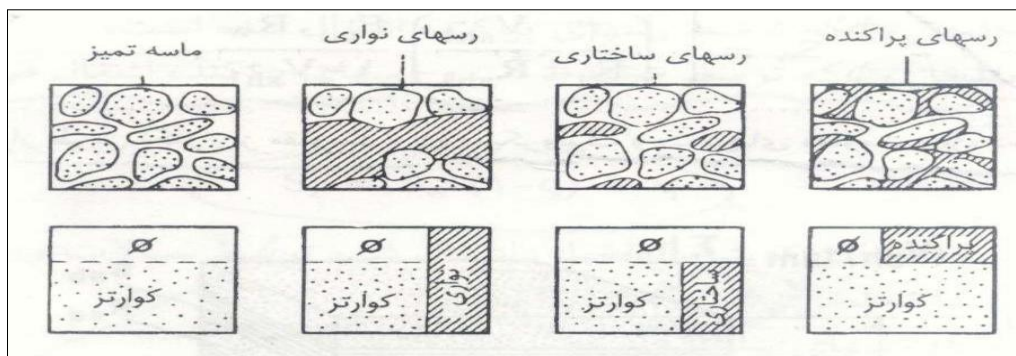
[2] Zahaf, K. (1999), "Vertical Permeability from In-Situ Horizontal permeability Measurement in Shaly Sand Reservoirs." MS Thesis, University of Oklahoma

[3] O. Torsaeter and M. Abtahi, Experimental Reservoir Engineering, Laboratory Work Book.

[4] Tiab, D., and Donaldson, E. C., (2003). Petrophysics, Theory and practice of measuring reservoir rocks and fied transport properties, Gulf Pub., Houston, TX, 706

[5] Zahaf, K. and Tiab, D. (2002), "Vertical Permeability from In Situ Horizontal Measurements in Shaly-Sand Reservoirs." JCPT, pp. 43-50

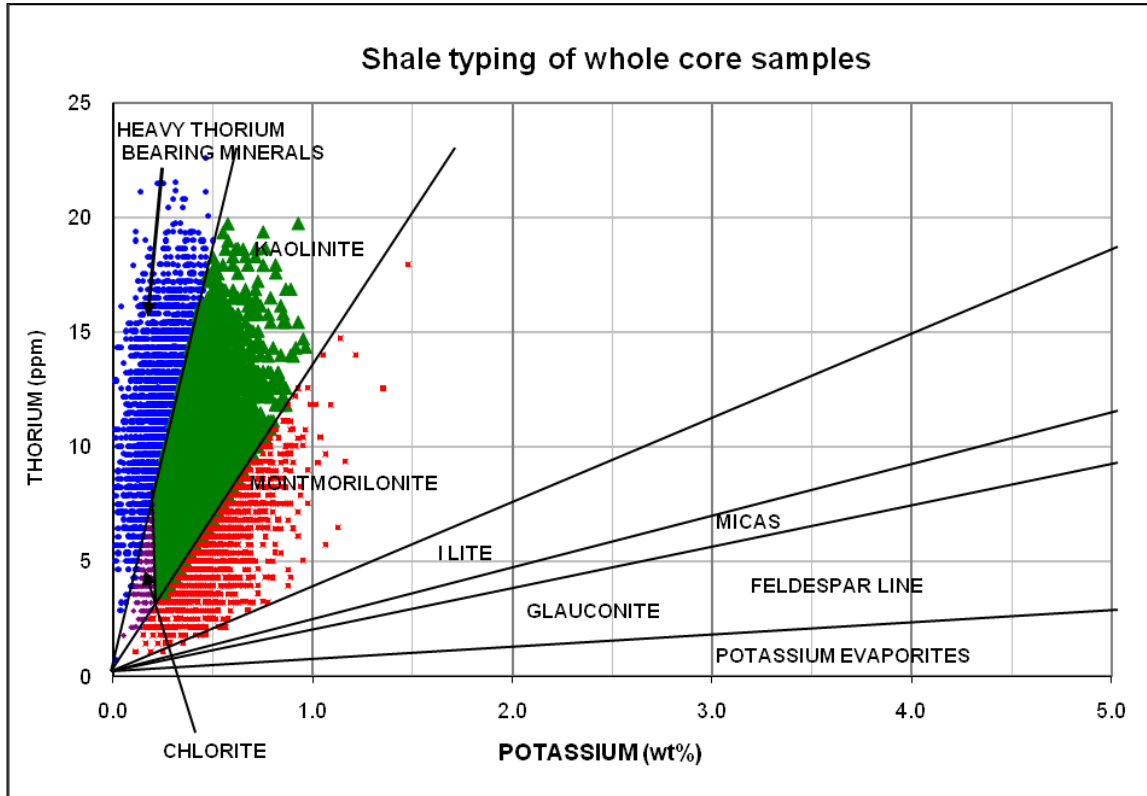
[6] کتاب زمین شناسی نفت، انتشارات علوی، رضایی و همکاران، ۱۳۸۴



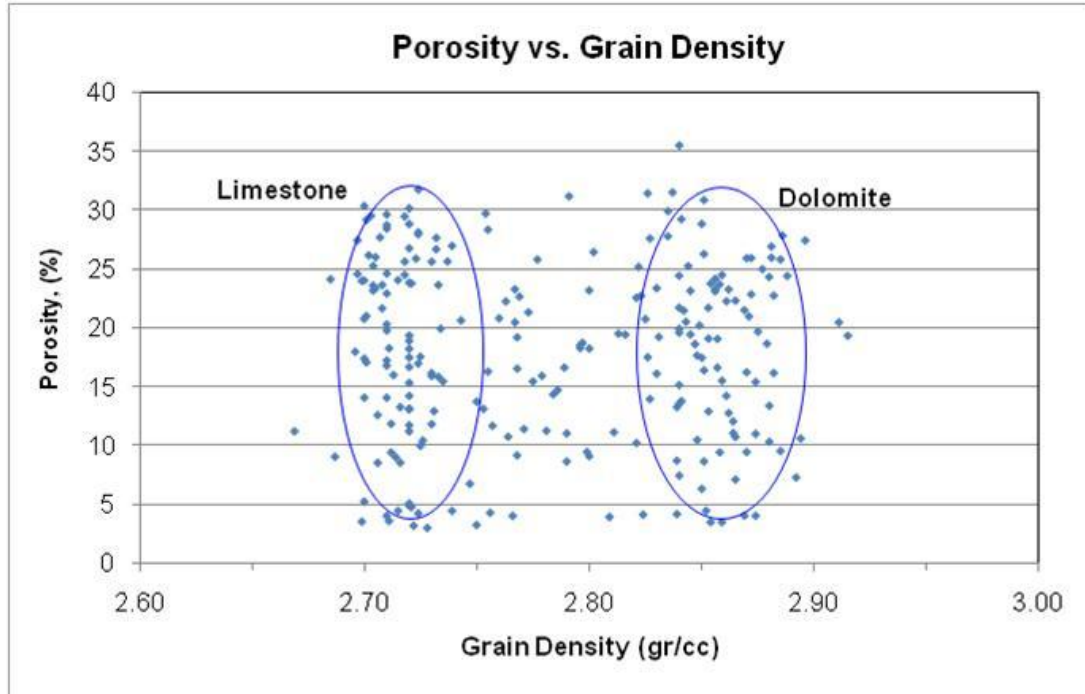
شکل ۱- شکل توزیع انواع رس‌ها و مقدار حجمی که اشغال می‌کنند (رضایی و همکاران [۶])



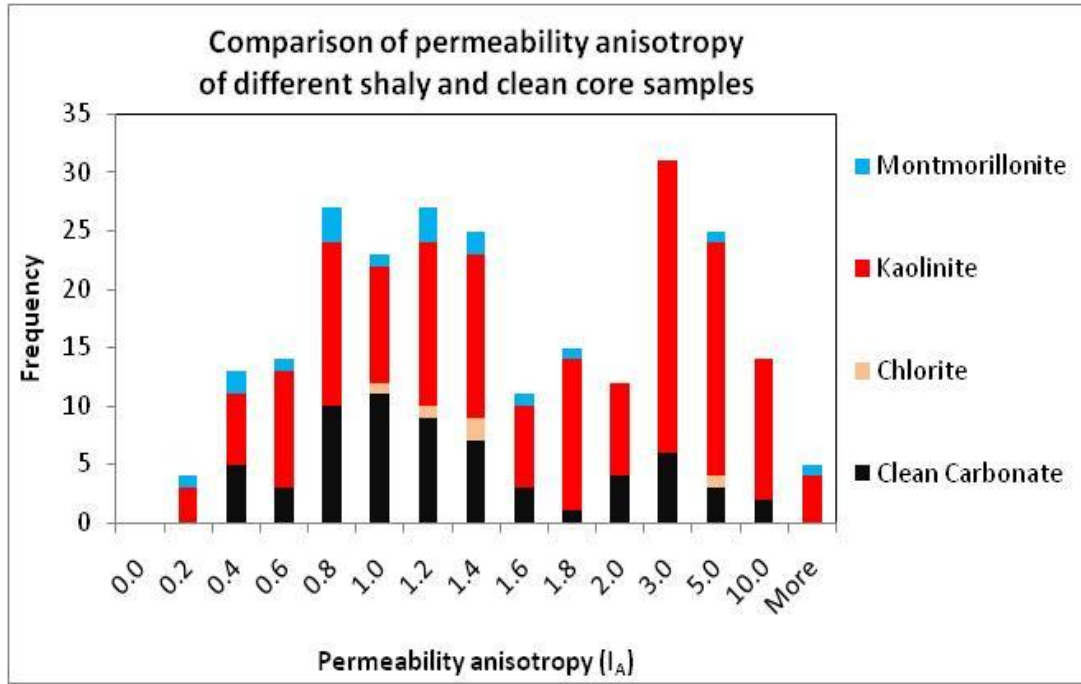
شکل ۲- موقعیت نمونه‌های افقی و عمودی به شکل پلاگ با قطر ۳/۸ سانتی متر و طول حدود ۵ سانتی متر



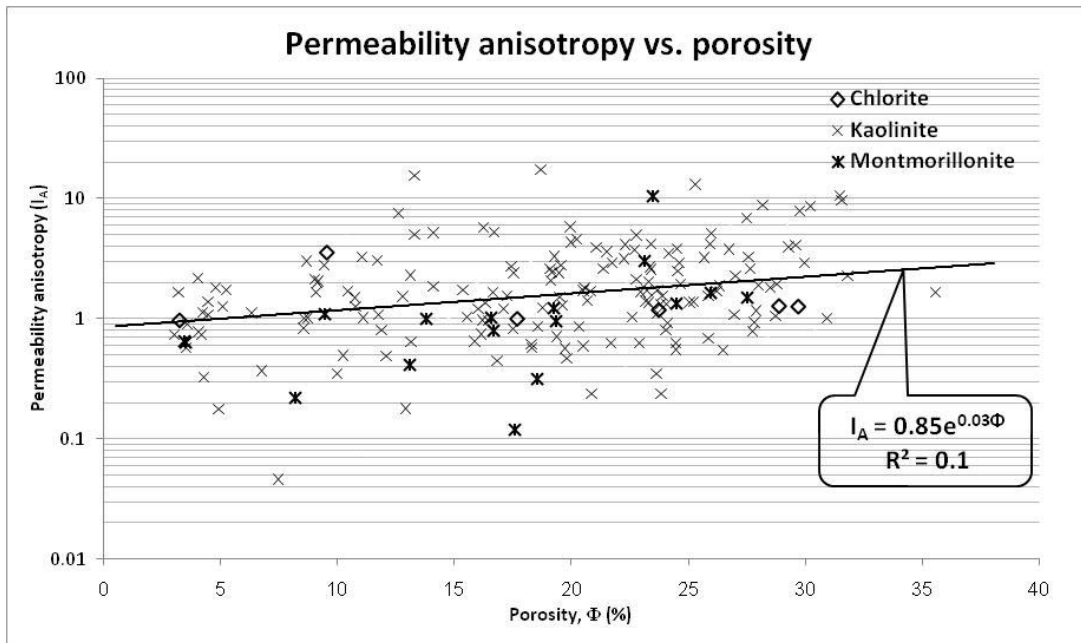
شکل ۳- مقادیر توریم بر حسب پتاسیم در منحنی استاندارد فراوانی که نشانگر توزیع کانی‌های شیلی موجود در نمونه‌های مغزه می‌باشد



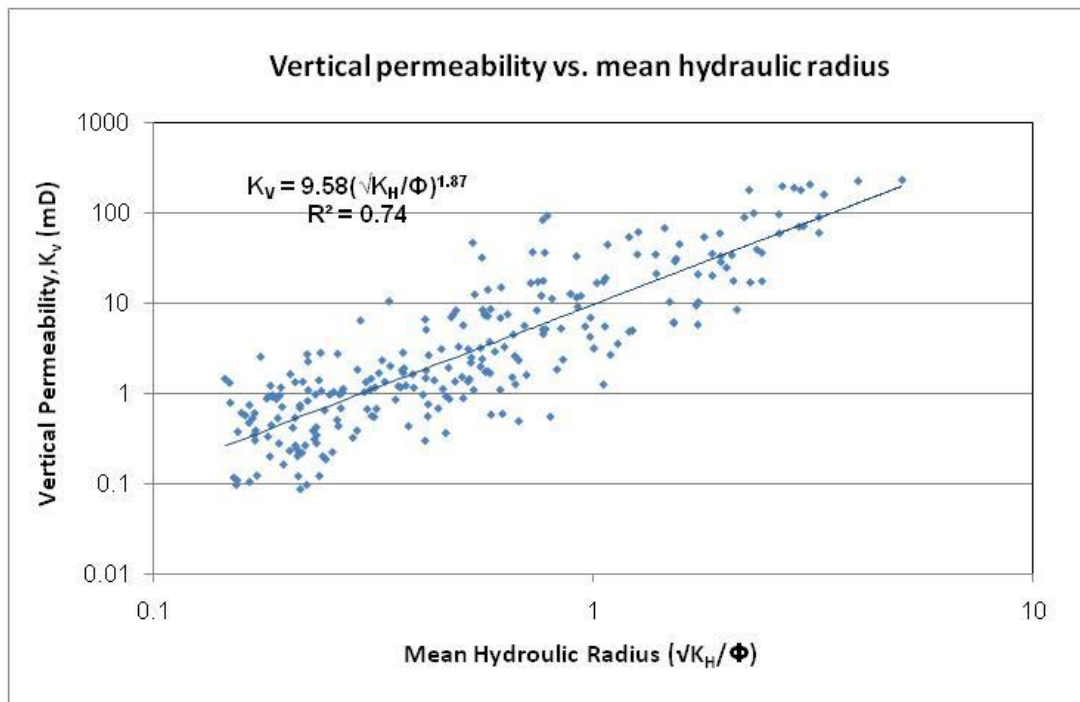
شکل ۴- تفکیک نمونه‌ها بر حسب جنس با تعیین چگالی دانه‌ای نمونه‌های مغزه، نیمی از نمونه‌ها دولومیت و نیم دیگر سنگ آهک می‌باشند



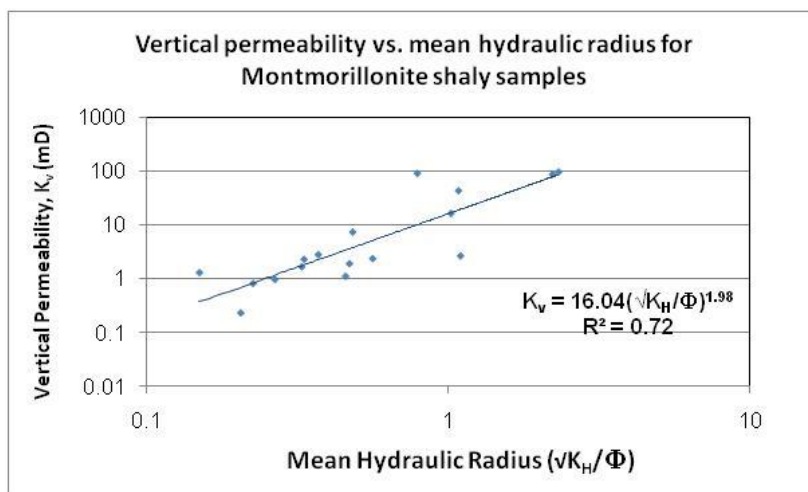
شکل ۵- مقایسه ناهمسانگردی نفوذپذیری نمونه‌های عاری از شیل و نمونه‌های شیلی به تفکیک نوع شیل



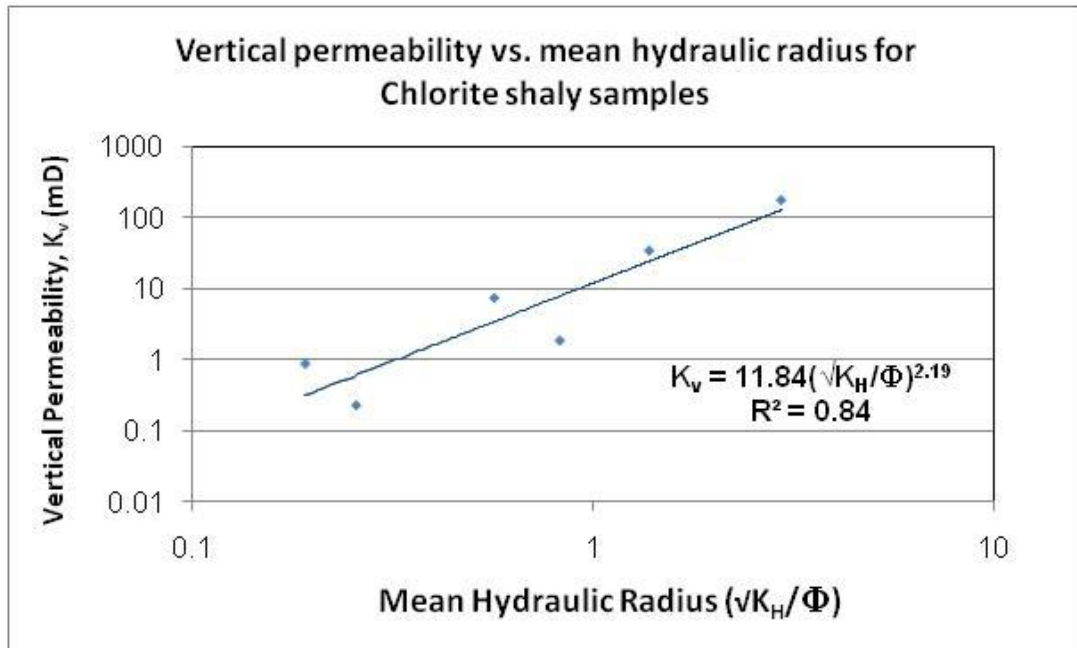
شکل ۷- ناهمسانگردی نفوذپذیری نمونه‌های شیلی مختلف، نمونه‌های حاوی کائولینیت دارای بیشترین و نمونه‌های حاوی مونت‌موریونیت دارای کمترین ناهمسانگردی می‌باشند



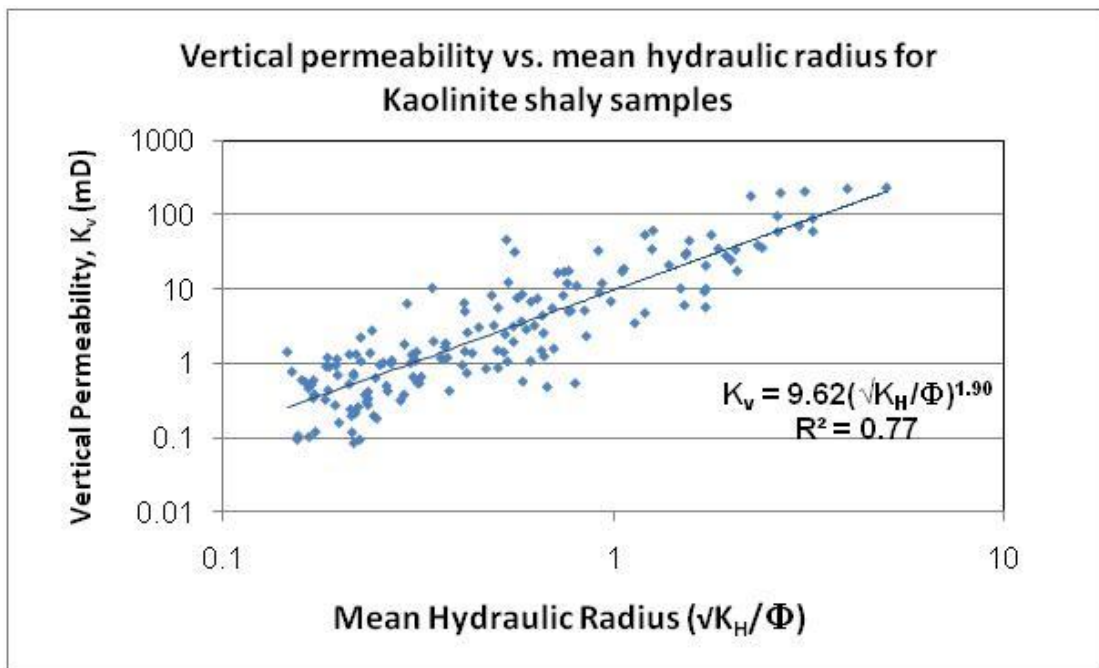
شکل ۷- نفوذپذیری عمودی نمونه‌ها بر حسب متوسط شعاع هیدرولیکی نمونه‌های افقی در تمامی نمونه‌های مغزه مورد مطالعه.



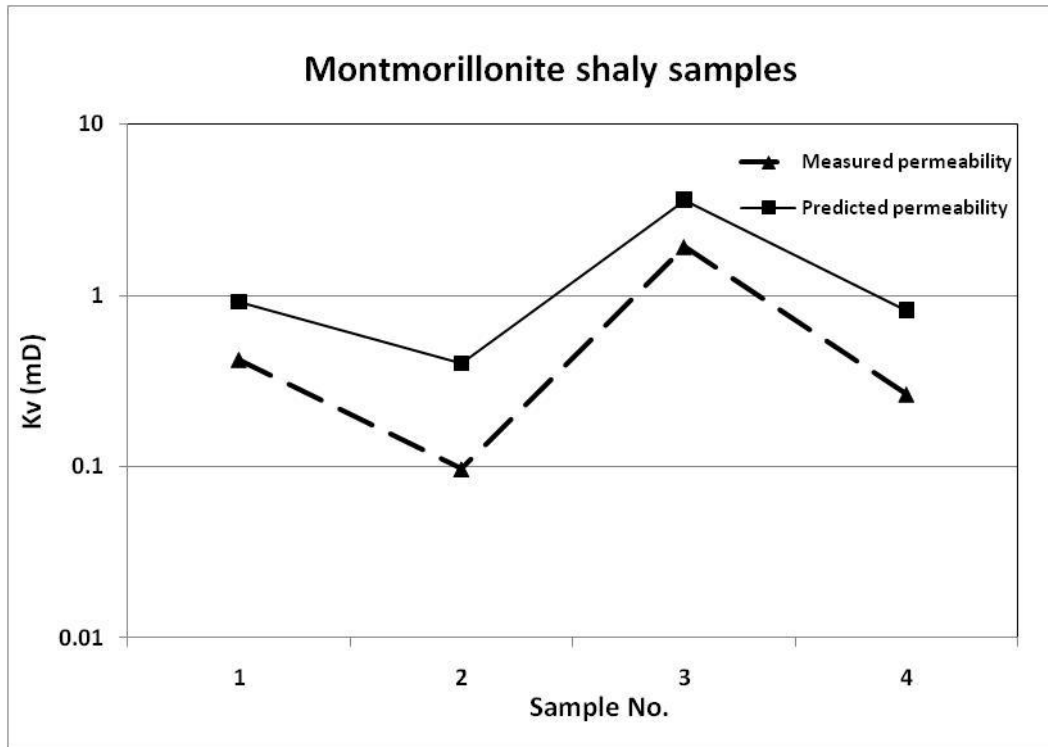
شکل ۸- نفوذپذیری عمودی بر حسب متوسط شعاع هیدرولیکی در نمونه‌های حاوی کانی مونت‌موریونیت



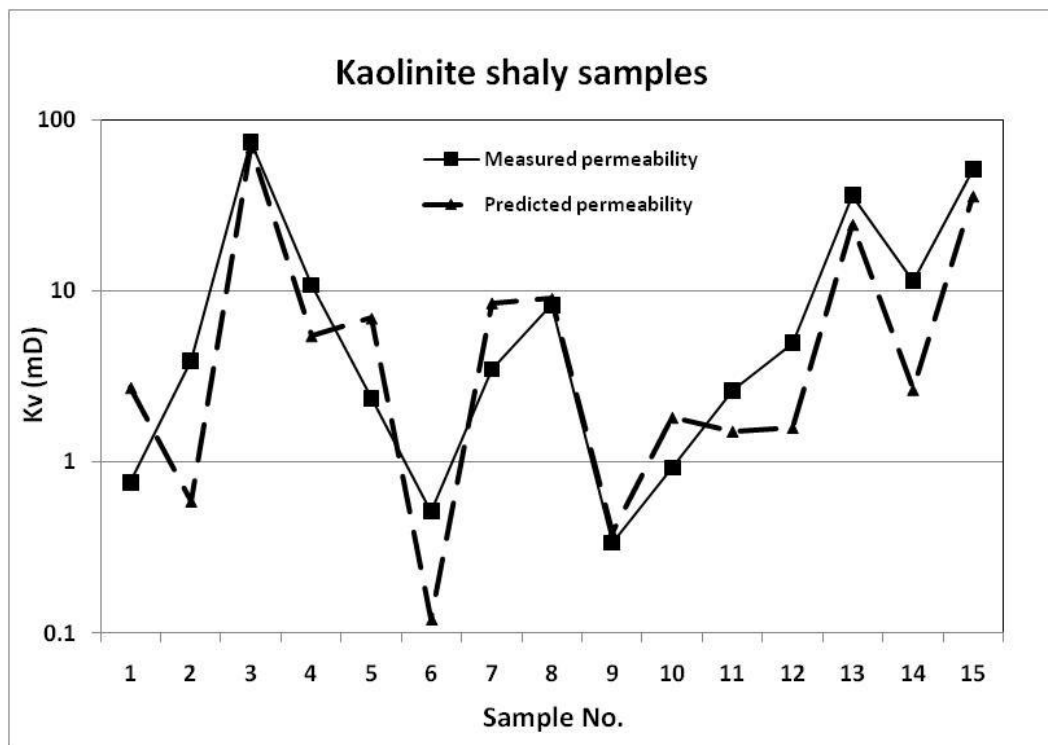
شکل ۹- نفوذپذیری عمودی بر حسب متوسط شعاع هیدرولیکی در نمونه‌های حاوی کانی کلریت



شکل ۱۰- نفوذپذیری عمودی بر حسب متوسط شعاع هیدرولیکی در نمونه‌های حاوی کانی کائولینیت



شکل ۱۱- نفوذپذیری عمودی پیش‌بینی شده بر اساس فرمول تجربی بدست آمده از نمونه‌های حاوی کائولینیت



شکل ۱۲- نفوذپذیری عمودی پیش‌بینی شده بر اساس فرمول تجربی بدست آمده از نمونه‌های حاوی مونموریونیت

جدول ۱- فراوانی عناصر شیلی در نمونه های مغزه مورد مطالعه بر حسب درصد

کانی شیلی	فراوانی (درصد)
کائولینیت	۸۱
کلریت	۴
مونتموریونیت	۱۵

جدول ۲- روابط نفوذپذیری عمودی بر حسب متوسط شعاع هیدرولیکی در نمونه های مختلف شیلی مغزه های مورد مطالعه

معادله نفوذپذیری عمودی	نوع شیل
$K_V = 9.58(\sqrt{K_H/\Phi})^{1.87} \quad R^2 = 0.74$	تمامی گروه های شیلی
$K_V = 9.62(\sqrt{K_H/\Phi})^{1.90} \quad R^2 = 0.77$	کائولینیت
$K_V = 16.04(\sqrt{K_H/\Phi})^{1.98} \quad R^2 = 0.72$	مونتموریونیت
$K_V = 11.84(\sqrt{K_H/\Phi})^{2.19} \quad R^2 = 0.84$	کلریت

The effect of shale minerals on the permeability anisotropy of carbonate reservoir rocks in the south-west of Iran

Yaser Salimi Delshad
salimidelshady@ripi.ir

Abstract:

The vertical permeability of reservoir rocks is of paramount importance in production strategies, EOR studies and reservoir management. The carbonate reservoirs are inherently heterogeneous and vertical permeability is different from horizontal permeability. This permeability anisotropy depends on deposition history and diagenesis, type and amount of shale present in the formation and compressibility of the rock.

In this study the effect of clay minerals has been investigated on the permeability anisotropy of Dalan formation in one of the South-West reservoirs of Iran using core Gamma log. For this purpose 233 core plug samples from 3 wells were selected and their petrophysical properties were measured. Natural gamma of the samples, including thorium and Potassium, was also measured by a core gamma logger and the samples were separated into 3 groups reach in Chlorite, Kaolinite and Montmorillonite clay minerals. Then vertical permeability of each group of shale-type was plotted against the mean hydraulic radius of horizontal samples and empirical equations of their permeability anisotropy were obtained. There was a good match between predicted and measured vertical permeability of some core plugs from another well in the reservoir. The studies indicated that permeability anisotropy is gradually increased with increasing porosity and the core samples containing Kaolinite have the most permeability anisotropy and the ones containing Montmorillonite have the least anisotropy.

Keywords: Permeability anisotropy, mean hydraulic radius, core gamma, kaolinite, chlorite, montmorillonite

ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای سنگ منشاء در میدان نفتی کیلورکریم، جنوب غرب

ایران

بهرام علیزاده^{۱*}، هاشم صرافدخت^۲

۱- گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین و مرکز پژوهشی زمین شناسی و زمین شیمی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز

۲- بخش زمین شناسی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

HashemSarafdokht@gmail.com

چکیده

میدان نفتی کیلورکریم در فاصله ۴۰ کیلومتری شمال خلیج فارس و در مجاورت میدانی نفتی سیاه‌مکان، شور، گلخاری و بی‌بی حکیمه واقع شده است. هدف از این مطالعه، ارزیابی ژئوشیمیایی سازندهای سنگ منشاء احتمالی در این میدان می‌باشد. برای این منظور با استفاده از روش راک‌ایول و مدل‌سازی تاریخچه تدفین سه چاه ۱، ۲ و ۴A مورد ارزیابی قرار گرفت. کروژن موجود در سنگ‌منشاءهای احتمالی این میدان بیشتر مخلوطی از نوع II و III می‌باشد. مطالعات پتروگرافی آلی در این میدان نشان داد که در سازندهای این میدان ماسرال‌های ویتترینایت، دتروویتترینایت، هومینایت، و فوزینایت وجود دارد؛ همچنین در برخی مقاطع از سازند پابده بیتومن‌های نابرجا مشاهده گردید. بر اساس اندازه‌گیری میزان انعکاس ویتترینایت مشخص شد که سازندهای پابده و گورپی در چاه شماره ۱ به پنجره نفتی وارد نشده ولی سازند کژدمی وارد پنجره نفتی گردیده است. در چاه شماره ۲، سازند پابده در ابتدای پنجره نفتی و سازند گورپی وارد پنجره نفتی شده است. در چاه شماره ۴A میزان درصد انعکاس ویتترینایت مبین ورود سازند کژدمی به پنجره نفتی می‌باشد.

بازسازی تاریخچه تدفین و مدل‌سازی حرارتی در این میدان توسط نرم‌افزار مدل‌سازی PBM 1D به انجام رسید. بر اساس نتایج مدل‌سازی در این میدان، مشخص شد که سازند کژدمی در هر سه چاه وارد پنجره نفت‌زایی گردیده است. در حالی که سازند پابده در چاه‌های ۱ و ۴A وارد پنجره نفت‌زایی نشده ولی در چاه شماره ۲ بخش میانی این سازند وارد پنجره نفت‌زایی شده است. به طور کلی می‌توان گفت به دلیل رسوب بیشتر سازند آغا‌جاری در بخش جنوبی این میدان، از سمت شمال به جنوب پنجره نفت‌زایی در عمق کم‌تری قرار می‌گیرد و بلوغ افزایش می‌یابد.

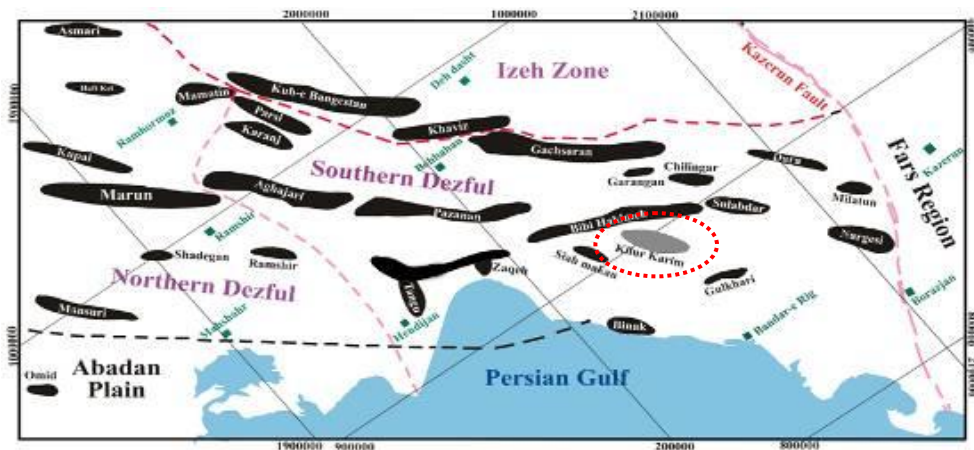
کلمات کلیدی: ارزیابی ژئوشیمیایی، ماسرال، انعکاس ویتترینایت، تاریخچه تدفین، میدان نفتی کیلورکریم

۱- مقدمه

تعیین خصوصیات مواد آلی که شامل سه فاکتور کمیت، کیفیت و بلوغ ماده آلی در سنگ‌های رسوبی می‌باشد، یکی از مهمترین اهداف ژئوشیمی آلی است که امروزه یکی از مراحل اصلی در ارزیابی پتانسیل هیدروکربورزایی سنگ‌های منشاء قلمداد می‌شود. در سال‌های اخیر پژوهشگران بسیاری [۱، ۲، ۳] روش‌های پیرولیز را برای بدست آوردن پتانسیل هیدروکربوری، میزان بلوغ و نوع ماده آلی سنگ‌های منشاء در حوضه‌های رسوبی مختلف به کار برده‌اند. از بین این روش‌ها، پیرولیز راک ایول به عنوان یک روش استاندارد بطور وسیعی در اکتشاف نفت به کار می‌رود. این دستگاه اطلاعات ذیقیمتی را در خصوص کل کربن آلی (TOC)، نوع ماده آلی، پتانسیل بالقوه و بالفعل، تحول حرارتی ماده آلی، رخساره زیستی منطقه مورد مطالعه، وضعیت محیط نهشتگی از لحاظ شرایط اکسیدان و احیا و همچنین مهاجرت هیدروکربور از سنگ منشاء را ارائه می‌نماید [۴]. پس از تعیین کمیت و کیفیت ماده آلی بهترین بخش ارزیابی سنگ‌های منشاء، پی بردن به میزان بلوغ ماده آلی می‌باشد. امروزه روش‌های مختلفی برای این ارزیابی استفاده می‌شود که عمدتاً بر پایه نمونه‌های به دست آمده از چاه‌های حفاری شده می‌باشند. اگرچه این اطلاعات مرحله کنونی تاریخچه حرارتی سنگ‌ها را که حاصل فرایندهای طولانی مدت و پیچیده است، نشان می‌دهد [۵] ولی آگاهی از زمان گذشته برای بازسازی وقایع حرارتی و زمین‌شناسی اهمیت بسزائی در اکتشاف دارد [۶]. مدل‌سازی حرارتی ابزاری برای بازسازی و مطالعه فرآیند نفت‌زایی سنگ منشاء در حال و گذشته است. میدان نفتی کیلورکریم در فروافتادگی دزفول جنوبی و بطور تقریبی در ۴۰ کیلومتری شمال خلیج فارس واقع می‌باشد (شکل ۱). هدف کلی این مطالعه در ابتدا تعیین پتانسیل هیدروکربورزایی سنگ‌های منشاء و در نهایت ارائه میزان بلوغ سنگ‌های منشاء و مدل‌سازی حرارتی در این میدان می‌باشد. بدین منظور اندازه‌گیری‌های انعکاس ویتیرینایت و آنالیز Rock-Eval 6 بر روی نمونه‌های ۳ چاه انجام پذیرفت و مدل‌سازی حرارتی برای این سه چاه انجام شد، مدل‌های بدست آمده با انعکاس ویتیرینایت اندازه‌گیری شده و T_{max} حاصل از دستگاه راک-ایول بهینه‌سازی گردیدند. و در نهایت بر اساس این مدل‌سازی تاریخ تشکیل نفت در این میدان مورد ارزیابی قرار گرفت.

۲- زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی کیلورکریم با ابعادی به طول ۲۸ و عرض بین ۶-۷ کیلومتر بر روی افق بنگستان در بخش جنوبی فروافتادگی دزفول در مجاورت میادین نفتی شور، گل‌خاری و بی‌بی حکیمه قرار گرفته است. این میدان از سمت شمال توسط یک گسل معکوس که شیب آن به سمت شمال شرق است از ساختار بی‌بی حکیمه جدا می‌شوند و محور آنها تحت تاثیر این گسل گردش کرده است [۷]. مقدار جابجایی قائم در محل برخورد این گسل با محور ساختمانی کیلورکریم بطور تقریب ۱۰۰ متر می‌باشد.



شکل ۱- موقعیت میدان نفتی کیلورکریم در حوضه رسوبی زاگرس [۸]

به نظر می‌رسد نیروهایی که تاقدیس بی‌بی حکیمه را تحت تأثیر قرار داده باعث ایجاد شکستگی و پیدایش گسل شده است. بدین دلیل می‌توان تصور نمود که ساختمان کیلورکریم از ابتدا به صورت تاقدیسی کم و بیش بیضی شکل و با امتداد محوری در جهت شمال- جنوب تحت تاثیر نیروهای قائم (گنندهای نمکی) قرار گرفته، رشد کرده، و سپس تحت تأثیر همان نیروهایی قرار گرفته‌اند که اکثر ساختمان‌های حاضر در جنوب غربی ایران (منجمله ساختمان بی‌بی حکیمه و متعاقب آن گسل واقع شده در دامنه جنوبی آن) را تحت تأثیر خود قرار داده‌اند. در بعضی از نقشه‌های ژئوفیزیکی می‌توان وجود گسلی را در جنوب غربی ساختمان سیاه‌مکان و یا به عبارت بهتر در امتداد محوری ناودیس موجود بین تاقدیس سیاه‌مکان و کیلورکریم مشاهده نمود که احتمالاً در افزایش بلوغ حرارتی سنگ‌های منشاء در چاه شماره ۴ میدان سیاه‌مکان نقش داشته است [۸]. سازندهای رسوبی حفاری شده در میدان کیلورکریم مربوط به دو سیستم سنوزوئیک و مزوزوئیک هستند. در سیستم سنوزوئیک این میدان سازندهای آجاجاری، میشان، گچساران (گروه فارس)، آسماری و پابده رسوب‌گذاری شده است. در سیستم مزوزوئیک سازندهای مربوط به گروه خامی و بنگستان دیده می‌شود. گروه بنگستان در میدان کیلورکریم شامل سازندهای سروک، کژدمی و سازند ایلام می‌باشد (شکل ۲). در این میدان فقط تا قسمت فوقانی سازند کژدمی در چاه شماره ۴A حفاری شده است. ضخامت سازندهای حفاری شده در این میدان تحت تاثیر فعالیت‌های تکنیکی در چاه‌های مختلف متفاوت می‌باشد.

۳- روش مطالعه

در این مطالعه ۳ چاه از میدان نفتی کیلورکریم در فروافتادگی دزفول جنوبی برای ارزیابی ژئوشیمیایی انتخاب شد. در این میدان سه سازند پابده، گورپی و کژدمی به عنوان سنگ منشاءهای احتمالی در نظر گرفته شدند. به منظور ارزیابی بلوغ حرارتی و ترسیم تاریخچه تدفین، داده‌های ورودی مانند داده‌های چینه‌شناسی از گزارش‌های حفاری و تکمیل چاه استفاده شد.

۳-۱- آنالیز راک ایول

در این مطالعه تعداد ۵۳ نمونه از خرده سنگ‌های حاصل از حفاری انتخاب شد. پس از حذف آلودگی‌های حاصل از مواد افزودنی به گل حفاری مانند قطعات میکا، براده‌های آهن حاصل از فرسایش مته حفاری و همچنین مواد هیدروکربوری اضافه شده

EPOCH	AGE	FORMATIONS	SR	RES	SEAL
	LITOLGY				
TERTIARY	QUAT./PLIOC	BAKHTIARI			
	MIOCENE	AGHA JARI			GACH
		MISHANI			
		GACHSARAN			
	OLIGOCENE	ASMARI		ASMARI	
	EOCENE	PABDEH	PABDEHI	PABDEH	
SHAHBAZAN					
KASHAN					
PALEOCENE	AMIRAN				
CRETACE	MAASTR	GURPI			GURPI
	CAMPANIAN	ILAM			
	SANTONIAN CON./TUR	SARVAK	BANGESTAN GR		
	CENOMANIAN				
	ALBIAN	KAZHDUMI		KAZH	SARVAK-ILAM
	APTIAN	GARAU	DARIYANI		
	LURESTAN	KHUZESTAN			
	S.W. IRAN				SW IRAN

شکل ۲- ستون چینة‌شناسی سازندهای حفاری شده در میدان نفتی کیلورکریم

به گل حفاری از خرده‌ها، نمونه‌ها در هاون‌های چینی خرد شده و به منظور یکنواخت شدن از الک با مش ۶۰ گذرانده شدند. نمونه‌های پودر شده توسط کوره در دمای کمتر از 60°C خشک گردیدند و مقدار بین ۵۰-۳۰ میلی‌گرم به منظور ارزیابی کمیت و کیفیت مواد آلی و بررسی پتانسیل هیدروکربن‌زایی این سازندها توسط دستگاه راک ایول -۶ مورد پیرولیز قرار گرفتند (جدول ۱). در این دستگاه با استفاده از آشکارساز یونش شعله‌ای (Flame Ionization Detector, FID) ترکیبات آلی تولیدی در حین پیرولیز اندازه‌گیری می‌شوند. اولین پیک (S1) نشان‌دهنده هیدروکربن‌های آزادی است که از مواد آلی تولید شده و در سنگ منشاء باقی مانده‌اند. دومین پیک (S2) نشان‌دهنده هیدروکربن‌هایی است که توسط دگرسانی حرارتی کروژن در سنگ تولید می‌شود. شاخص هیدروژن (Hydrogen Index, HI) در ارتباط با کمیت و کیفیت مواد آلی قابل پیرولیز از نسبت S2/TOC به دست می‌آید و معرف تولید نفت و نوع ماده آلی است. شاخص اکسیژن (Oxygen Index, OI) نیز توسط نسبت S3/TOC بدست می‌آید و به طور غیر مستقیم معرف مقدار مواد آلی نابرجا در نمونه می‌باشد. دمایی که در آن بیشینه مقدار هیدروکربن‌های آلی (S2) تولید می‌شود به نام بیشینه حرارتی که سنگ متحمل شده (Tmax) و یا شاخص پختگی حرارتی ماده آلی خوانده می‌شود [۹،۱۰]. این دما تحت تاثیر عمق تدفین، درجه زمین گرمایی و نیز نوع کروژن بوده و برای مقادیر بزرگتر از ۰/۲ درصد TOC معتبر می‌باشد [۱۱]. مقدار Tmax همراه با بلوغ افزایش می‌یابد به شرط آنکه داده‌های

واقعی بدست بیایند. افراد بسیاری فاکتورهایی که T_{max} را تحت تاثیر قرار می دهد مانند نوع ماده آلی، آلودگی و ماتریکس کانیایی مورد بحث و بررسی قرار داده اند [۱۲، ۱۳، ۱۴]. T_{max} یک شاخص بلوغ خوب برای کروژن نوع سه می باشد که از گیاهان خشکی منشاء می گیرد [۱۰] و می تواند با انعکاس ویتربنایت برای زغال های هیومیک و یا کروژن نوع سه انطباق داده شود [۹، ۱۴، ۱۵، ۱۶]. اگرچه برخی از ترکیبات گل حفاری و یا بیتومن های طبیعی می توانند مقدار T_{max} را بر اساس ترکیبشان بالا و یا پایین بیاورند [۱۳، ۱۲]. مواد آلی با چرخه مجدد نیز می توانند مقدار T_{max} را تا بیش از $10^{\circ}C$ بالا ببرد [۱۳].

۳-۲- پتروگرافی آلی

تعیین بلوغ بر روی مواد آلی اطلاعات زیادی را درباره تاریخچه سنگ ارائه می دهد. در این مطالعه برای ارزیابی بلوغ حرارتی مواد آلی از اندازه گیری انعکاس ویتربنایت به همراه داده های بیشینه حرارتی (T_{max}) حاصل از دستگاه راک-ایول که معمولی ترین روش هاست استفاده شده است. ویتربنایت محصول زغالی شدن مواد هومیکی است که از لیگنین و دیواره سلولزی گیاهان منشاء گرفته اند [۱۷]. انعکاس نوری ویتربنایت بطور منظم و غیر قابل برگشتی با افزایش حرارت افزونی می یابد. بنابراین بالاترین حرارتی را که تجربه کرده است را نشان می دهد و می تواند اندازه گیری شود. در این مطالعه بر روی ۱۴ نمونه از خرده های حاصل از حفاری از سه چاه، اندازه گیری انعکاس ویتربنایت انجام شد. نمونه ها به طور عمده از رسوبات غنی از مواد آلی سازندهای پابده، گورپی و کژدمی در میدان نفتی کیلورکریم انتخاب شدند. اندازه گیری های انعکاس ویتربنایت با استفاده از میکروسکوپ ZISS مدل Actioplan II با بزرگنمایی $100\times$ همراه با روغن امرسیون در زیر نور سفید با طول موج 546 nm با استفاده از دستگاه PMT III همانند روش استاندارد تشریح شده توسط [۱۷] به انجام رسید. برای کالیبره کردن دستگاه PMT III از شیشه های کالیبراسیون با انعکاس $0/431$ ، $0/596$ و $0/906$ استفاده گردید. برای تمام نمونه های آنالیز شده میانگین انعکاس تصادفی تعیین شد. در این راستا سعی بر اندازه گیری حداقل 50 قطعه ویتربنایت منفرد بود اما در بسیاری از نمونه ها تنها چند قطعه ویتربنایت وجود داشت. نتایج این بررسی در جدول (۱) و میکروفوتوگراف برخی از مقاطع در شکل (۳) آورده شده است.

۳-۳- مدل سازی تاریخچه تدفین

در این مطالعه از نرم افزار Pars Basin Modeler, PBM نسخه 1.7.0 ساخت پژوهشگاه صنعت نفت برای مدل سازی استفاده شده است. انعکاس ویتربنایت و T_{max} حاصل از پیرولیز راک ایول برای بهینه سازی مدل استفاده شده است. در این مطالعه به دلیل عدم دسترسی به داده ها و نمونه های قبل از کرتاسه پایینی، تنها بخش بالای کرتاسه پایینی تا عهد حاضر مدل سازی شده-اند. برای محاسبه انعکاس ویتربنایت از تاریخچه حرارتی از الگوریتم Easy %Ro که توسط مرجع [۱۸] بر اساس نتایج واکنش های کینتیکی ارائه گردیده استفاده شد. برای مطالعات جزئی تر برای تکنیک مدل سازی عددی حوضه به [۱۹] رجوع شود.

۴- بحث و بررسی

۴-۱- پتروگرافی آلی

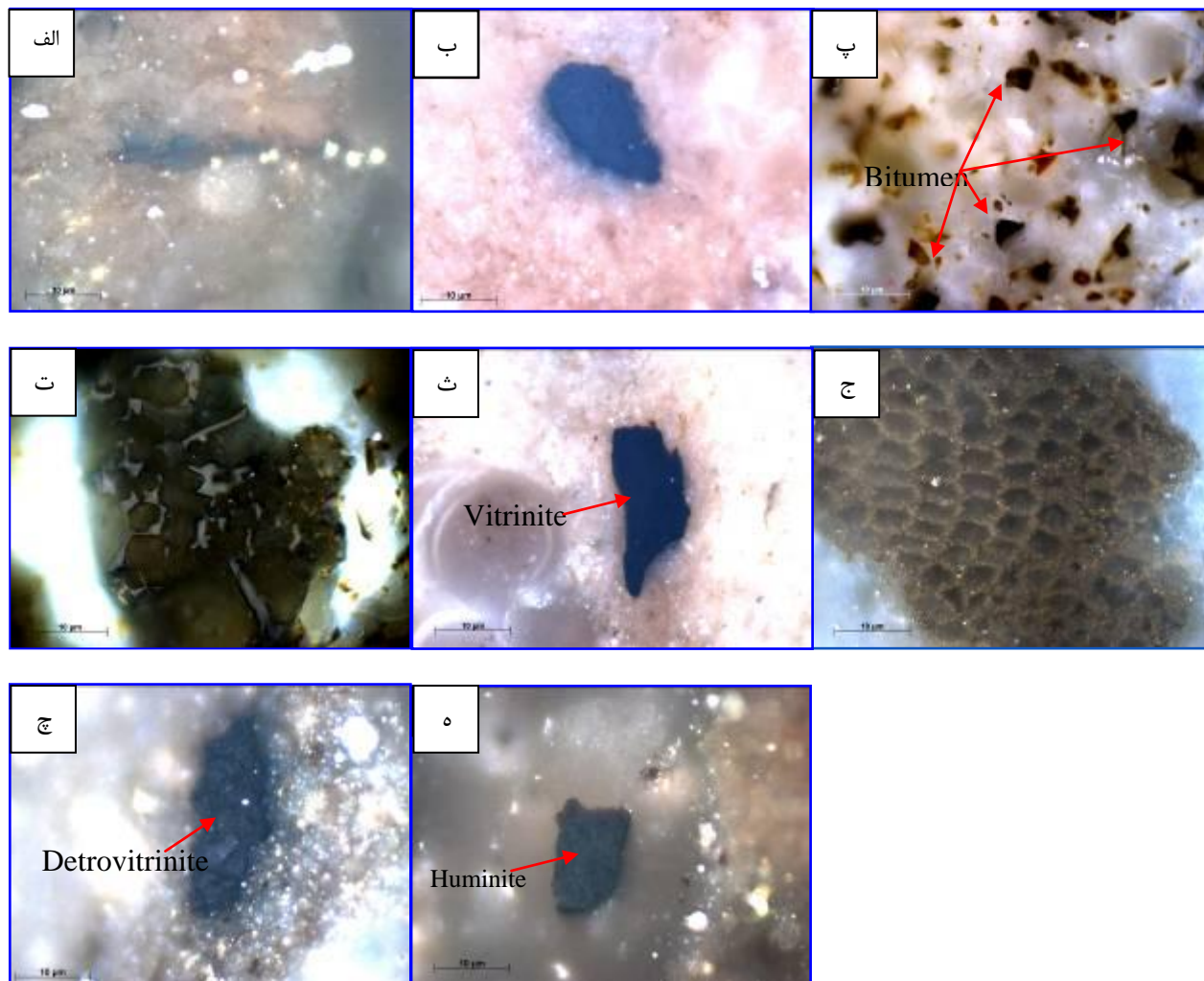
ماسرال‌ها هم‌ارز با کانی‌ها در سنگ‌ها هستند، این خرده‌های آلی پراکنده در سنگ برای تعیین کیفیت و بلوغ ماده آلی و هم چنین تعیین محیط رسوبی به کار می‌روند. ماسرال‌ها انواع گوناگونی دارند و شناسایی آن‌ها بصورت جزئی بسیار مشکل است. در اینجا ماسرال‌ها تنها در سه گروه اصلی بررسی شده و از مطالعات جزئی‌تر خودداری شده است. به منظور انجام پتروگرافی آلی، ۱۴ نمونه خرده حاصل از حفاری با توجه به میزان ماده آلی از سه سازند پابده، گورپی و کژدمی انتخاب شد. بر اساس مطالعات میکروسکوپی، سازند پابده دارای ماسرال‌های ویتترینایت فراوانی نیست و عمده ماسرال‌های آن را لپتینایت تشکیل داده است. همان‌طور که در مطالعات ژئوشیمیایی آلی دیده می‌شود کروژن غالب در آن مخلوطی از انواع II و III می‌باشد. در این سازند در بسیار از مقاطع ذراتی از مواد آلی نابرجا و اینرتینایت وجود دارد که احتمالاً موجب افزایش مقدار T_{max} در برخی از اینتروال‌های سازند پابده شده است. در سازند گورپی ماسرال ویتترینایت به ندرت یافت می‌شود، در این سازند در بعضی مقاطع ماسرال فوزینایت مشاهده می‌شود که دیواره آن کاملاً پیریتی شده است و سایر ماسرال‌ها به مقدار کمی وجود دارد. این موضوع در مقدار میانگین HI در این سازند نیز قابل مشاهده می‌باشد. در سازند کژدمی ماسرال‌های ویتترینایت بیشتری یافت می‌شود و همان‌طور که در داده‌های پیرولیز راک‌ایول مشاهده می‌گردد میانگین HI در آن حدود 240 mgHC/g TOC می‌باشد. ولی عمدتاً این ماسرال‌ها به دلیل خردشدگی تشکیل دتروویتترینایت داده‌اند، در این سازند همچنین ماسرال هیومینایت نیز قابل مشاهده می‌باشد (شکل ۳).

۴-۲- داده‌های پایرولیز راک-ایول

در بررسی‌های سنگ منشاء سه پارامتر کمیت یعنی پتانسیل تولید، کیفیت یا نوع کروژن موجود و بلوغ ماده آلی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. به منظور بررسی آغشتگی نمونه‌ها به هیدروکربن‌های نابرجا و آلودگی‌های گل حفاری از نمودار TOC در مقابل S_1 استفاده می‌گردد، در نمودار مذکور مقادیر بالای S_1 در مقابل مقادیر پایین TOC نشان دهنده حضور هیدروکربن‌های نابرجا در نمونه‌ها می‌باشد [۱۳]. ترسیم این نمودار برای نمونه‌های مورد بررسی حاکی از آن است که در برخی از خرده‌های حاصل از حفاری آثاری از هیدروکربن نابرجا ناشی از گل پایه روغنی در سازند کژدمی چاه شماره ۴A این میدان وجود دارد (شکل ۴).

جدول ۱- داده‌های حاصل از آنالیز راکایول و انعکاس ویتربایت بر روی نمونه‌های میدان نفتی کیلورکریم

نام سازند	عمق (متر)	شماره چاه	S ₁ (mgHC/g Rock)	S ₂ (mgHC/g Rock)	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgCO ₂ /g TOC)	TOC (wt %)	PI	%VR
پایده	2802	KK1	0.65	3.23	433	434	110	0.74	0.17	0.565
	2849	KK1	1.2	7.34	436	419	87	1.75	0.14	0.597
	2903	KK1	1.49	6.65	433	481	74	1.38	0.18	0.58
	2948	KK1	1.44	8.25	435	521	94	1.58	0.15	
	3043	KK1	0.92	4.25	436	431	76	0.99	0.18	0.63
	3070	KK2	0.26	0.7	434	390	205	0.18	0.27	
	3121	KK2	0.42	0.95	433	272	107	0.35	0.31	
	3169	KK2	0.79	1.74	433	331	63	0.52	0.31	
	3224	KK2	1.17	4.4	437	519	40	0.85	0.21	0.63
	3278	KK2	0.86	6.52	436	496	50	1.31	0.12	0.603
	3320	KK2	0.83	3.44	437	439	75	0.78	0.19	0.644
	3368	KK2	0.38	0.76	438	256	175	0.3	0.33	
	2916	4A	1.71	2.92	435	267	72	1.09	0.37	
	2936	4A	2.05	4.07	430	333	89	1.22	0.33	
	2976	4A	2.15	8.74	437	387	67	2.26	0.20	
	2996	4A	1.35	2.19	435	152	79	1.44	0.38	
	3016	4A	1.71	6.13	434	374	80	1.64	0.22	
	3036	4A	1.4	6.63	435	364	100	1.82	0.17	
	3056	4A	0.99	7.67	434	340	104	2.26	0.11	
	3076	4A	0.75	2.15	439	235	223	0.92	0.26	
3116	4A	0.62	1.3	438	163	216	0.8	0.32		
2956	4A	1.29	3.82	433	353	93	1.08	0.25		
گورپی	3090	KK1	0.65	2.11	433	373	222	0.57	0.24	
	3096	KK1	0.93	3.85	434	458	189	0.84	0.19	0.636
	3145	KK1	0.39	1.66	435	440	257	0.38	0.19	
	3180	KK1	0.4	1.33	434	360	180	0.37	0.23	
	3422	KK2	0.62	2.42	436	391	86	0.62	0.20	0.692
	3156	4A	0.25	0.31	429	70	278	0.44	0.45	
	3176	4A	0.39	0.6	434	112	225	0.53	0.39	
	3196	4A	0.34	0.8	434	138	268	0.58	0.30	
	3216	4A	0.63	1.03	434	133	214	0.78	0.38	
	3256	4A	0.93	4.03	432	309	122	1.31	0.19	
3276	4A	0.71	1.42	436	99	98	1.43	0.33		
سروک	3389	KK1	0.25	1	439	323	175	0.31	0.20	
	3421	KK1	0.7	1.59	435	271	117	0.59	0.31	
	3803	KK1	0.1	0.26	440	293	612	0.09	0.28	
	3852	KK1	0.15	0.28	440	236	359	0.12	0.35	
	3901	KK1	0.11	0.21	440	284	682	0.07	0.34	
کژدمی	3930	KK1	0.67	1.86	440	287	68	0.65	0.26	0.756
	3950	KK1	0.25	0.74	442	133	71	0.56	0.25	
	3980	4A	7.28	5.01	440	307	27	1.63	0.59	
	4001	4A	14.03	6.55	432	263	26	2.49	0.68	
	4017	4A	16.33	6.31	428	234	24	2.7	0.72	
	4040	4A	14.99	9.84	434	284	17	3.46	0.60	
	4058	4A	13.49	11.96	439	305	18	3.92	0.53	
	4078	4A	11.64	9.66	438	290	20	3.33	0.55	
	4100	4A	9.3	8.47	440	271	19	3.13	0.52	0.694
	4120	4A	6.3	7.13	440	325	32	2.2	0.47	0.695
	4140	4A	7.74	6.21	442	334	35	1.86	0.55	
	4160	4A	10.16	7.95	433	255	29	3.12	0.56	
	4180	4A	9.38	7.94	438	258	18	3.08	0.54	0.725
	4200	4A	11.39	7.53	427	289	26	2.6	0.60	0.731

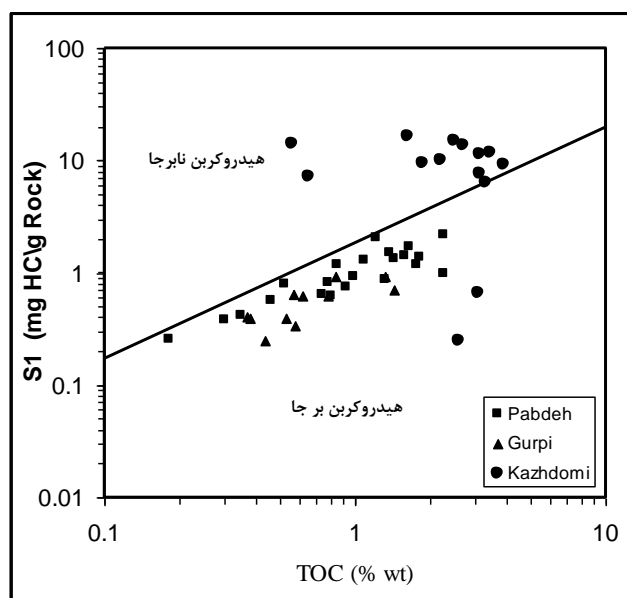


شکل ۳- (الف و ب) ماسرال ویتروینایت، (ب) ذرات بیتومن نابرجا و (ت) ماسرال‌های اینترتینایت موجود در سازند پابده. (ث) ماسرال ویتروینایت و (ج) فوزینایت در سازند گورپی. (چ) ماسرال‌های دتروویتروینایت و (ه) هیومینایت در سازند کزدمی.

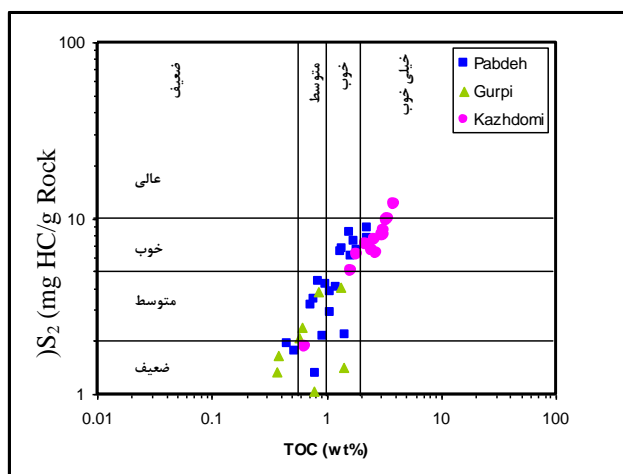
۴-۲-۱- ارزیابی کمیت یا پتانسیل زایش نفت

مقدار کل کربن آلی (TOC) عموماً به عنوان شاخص مقدار کروژن و بیتومن در سنگ منشاء در نظر گرفته می‌شود. مقادیر TOC در سازندهای موجود بین ۰/۰۹ تا ۳/۹۲ متغیر می‌باشد (جدول شماره ۱). اگرچه اندازه‌گیری میزان مواد آلی موجود در سنگ به تنهایی نمی‌تواند مبین پتانسیل نفتی سنگ منشاء باشد، بطوری که مواد آلی نشأت گرفته از محیط قاره‌ای بطور عمده گاز تولید کرده و یا مواد آلی نابرجا ممکن است باعث نشان دادن مقدار بالایی میزان مواد آلی (TOC) در سنگ منشاء گردد. جهت تعیین پتانسیل هیدروکربورزائی سنگ‌های منشاء، از نمودار تغییرات S_2 در برابر TOC (شکل ۵)، استفاده شد. با استفاده از دیاگرام S_2 -TOC، می‌توان پتانسیل هیدروکربوری واحدهای رسوبی را مشخص نمود. ترسیم نمودار TOC در برابر مقادیر S_2 نشان می‌دهد که سازند پابده گستره وسیعی از ضعیف تا خوب را شامل می‌شود. این موضوع احتمالاً در ارتباط با تغییرات محیط رسوب‌گذاری این سازند طی تهنشست می‌باشد. سازند گورپی در این میدان دارای پتانسیل ژنتیکی متوسط است.

ضمن این که پتانسیل هیدروکربنی سازند کژدمی از خوب تا خیلی خوب متغیر می باشد. همچنین در نمودار S_1+S_2 در مقابل TOC سازندهای پابده و گورپی دارای گستره وسیعی از متوسط تا خوب می باشند ولی سازند کژدمی پتانسیل ژنتیکی خوب و عالی را نشان می دهد، البته این امر ممکن است ناشی از مقادیر بالای S_1 در اثر آلودگی هیدروکربوری باشد (شکل ۶)، بنابراین در اینجا می توان نتیجه گرفت که استفاده از نمودار S_2 در مقابل TOC از صحت و دقت بیشتری برخوردار است، زیرا پیک S_2 کمتر متأثر از آلودگی های ناشی از حفاری و یا مهاجرت می باشد.



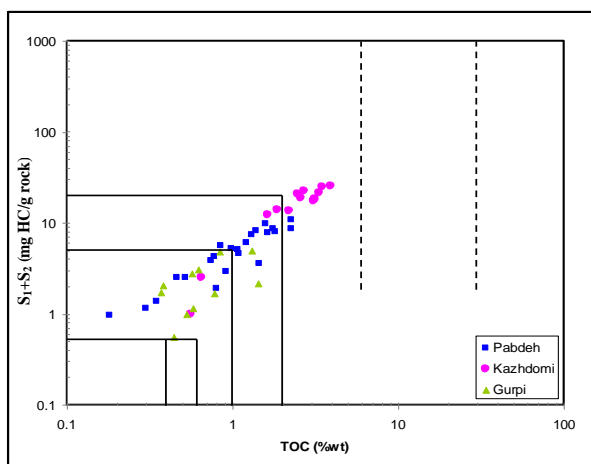
شکل ۴- نمودار TOC در مقابل S_1 برای مشخص نمودن هیدروکربن های نابر جا [۱۳]



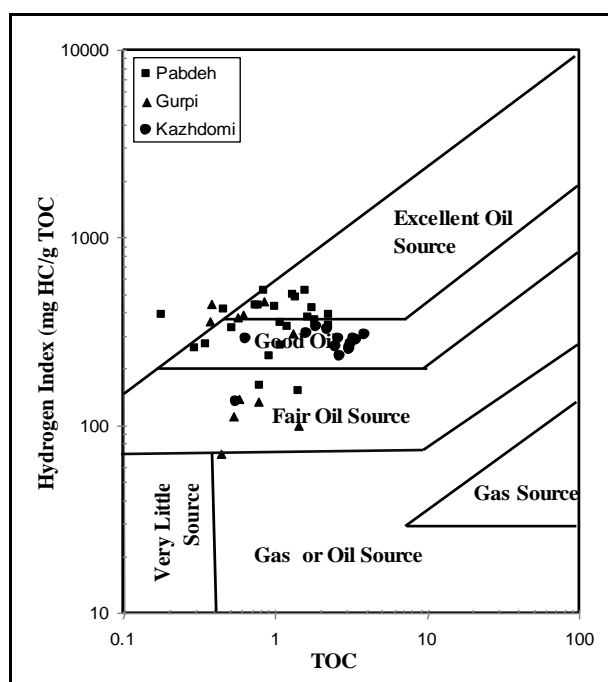
شکل ۵- نمودار تغییرات S_2 در برابر TOC به منظور ارزیابی پتانسیل ژنتیکی سازندهای مورد مطالعه [۱۳]

یکی دیگر از پارامترهای بسیار مهم در ارزیابی پتانسیل هیدروکربوری سنگ های منشاء، شاخص هیدروژن می باشد. با استفاده از نمودار تغییرات مقادیر شاخص هیدروژن در برابر TOC می توان علاوه بر تعیین پتانسیل سنگ های منشاء، نوع هیدروکربن

تولیدی را نیز مشخص نمود [۲۰]. بر اساس این نمودار پتانسیل هیدروکربنی تمامی نمونه‌های مورد مطالعه با داشتن مقادیر بالای شاخص هیدروژن ($HI > 200$)، در محدوده «خوب و بسیار خوب» قرار دارند (شکل ۷). بطور کلی می‌توان گفت که در این محدوده سازندهای پابده و کژدمی از پتانسیل هیدروکربوری خوب تا بسیار خوب و سازند گورپی دارای پتانسیل هیدروکربورزایی متوسط و ضعیفی برخوردار است.



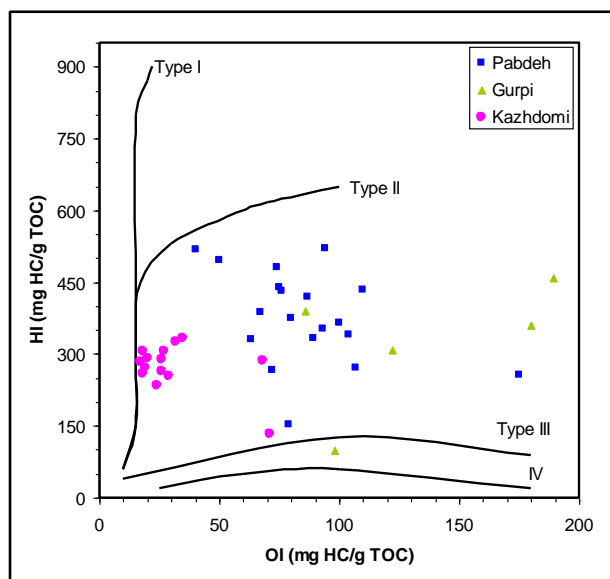
شکل ۶- نمودار S_1+S_2 در مقابل TOC برای ارزیابی مقدار ماده آلی [۲۳]



شکل ۷- نمودار تغییرات TOC در مقابل HI برای ارزیابی پتانسیل نفت‌زایی و نوع هیدروکربن [۱۹]

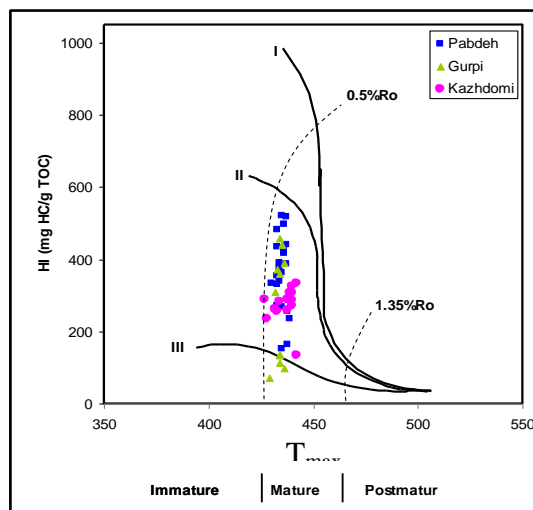
۲-۲-۴- ارزیابی کیفیت ماده آلی

ارزیابی کیفیت ماده آلی شامل بررسی نوع ماده آلی و یا نوع کروژن موجود می‌باشد. همچنین نوع کروژن موجود در یک سازند در ارتباط با محیط رسوب‌گذاری آن سازند است. بطور کلی نوع هیدروکربن‌های قابل تولید (نفت و یا گاز) در یک حوضه به‌طور بسیار نزدیکی در ارتباط با نوع ماده آلی و ترکیب شیمیایی آنها می‌باشد. برای تعیین نوع ماده آلی از نمودار شاخص اکسیژن (OI) در مقابل شاخص هیدروژن (HI) استفاده می‌شود. ترسیم این نمودار برای نمونه‌های سازندهای موجود در میدان کیلورکریم نشان داد که عمده ماده آلی در میدان مخلوطی از کروژن نوع II و III می‌باشد (شکل ۸).



شکل ۸- نمودار OI در برابر HI برای تعیین نوع کروژن [۱۳]

با استفاده از نمودار ترسیم کننده تغییرات شاخص هیدروژن در برابر T_{max} نیز می‌توان نوع کروژن و میزان بلوغ را در نمونه‌های مورد بررسی تعیین نمود (شکل ۹). برای تعیین رخساره آلی سازندهای مورد مطالعه از نمودار جونز استفاده می‌شود (Jones, 1987). در این نمودار بر اساس تغییرات مقادیر HI در برابر OI، محدوده رخساره‌ای سازندها مورد مطالعه تعیین شده است. این نمودار محدوده رخساره‌ای B و BC را برای سازندهای پابده، گورپی و BC را برای سازند کژدمی نشان می‌دهد. محدوده‌های سازندهای پابده و گورپی شاخص محیط دریایی نسبتاً آحیایی می‌باشد (شکل ۱۰). از نکات قابل توجه در این نمودار پراکندگی داده‌های سازندهای پابده و گورپی است. شاید بتوان علت این امر را به متغیر بودن شرایط محیطی در زمان نهشته شدن این سازند نسبت داد. از نکات قابل توجه در این نمودار پراکندگی داده‌های سازندهای پابده و گورپی است.



شکل ۹- نمودار T_{max} در مقابل HI برای تعیین نوع کروژن و میزان بلوغ [۱۳]

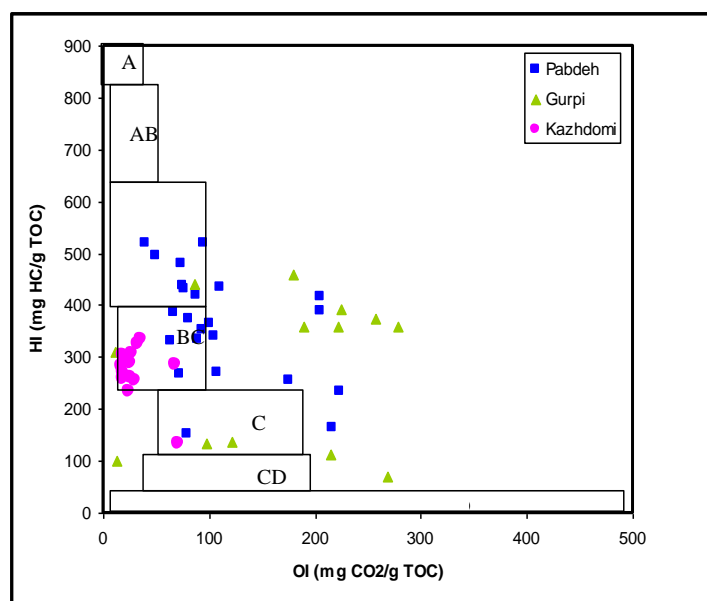
شاید بتوان علت این امر را به متغیر بودن شرایط محیطی در زمان نهشته شدن این سازند نسبت داد. جونز [۲۱] نشان داده است که رسوبات متعلق به رخساره‌های BC و C نشانگر رسوبات فلات قاره و شیب قاره دوران مزوزوئیک و ترشیاری بوده که در حاشیه‌های قاره‌ای نهشته شده‌اند، در حالی که رسوبات مربوط به رخساره‌های CD در نواحی قاره‌ای رسوب‌گذاری نموده‌اند. چنین حالتی در رسوبات پابده و گورپی نیز دیده می‌شود، که مبین تلفیق مواد آلی می‌باشد. چنین نتیجه‌ای در نمودار شکل (۱۱) نیز دیده می‌شود [۲۲]. بطوری که سازند پابده دارای گستردگی وسیعی می‌باشد که نشان دهنده تغییرات محیط رسوب‌گذاری در حین ته‌نشست این سازند است. سازند گورپی نیز دارای وضعیتی مشابه با سازند پابده است ولی احتمالاً در یک محیط پسروند نهشته شده است. همچنین این نمودار نشان می‌دهد که سازند کژدمی احتمالاً در یک محیط حد واسط نهشته شده است. بر اساس این نمودار مقدار اکسیژن موجود در آب در هنگام ته‌نشست این سازند متوسط بوده است.

۴-۲-۳- تعیین بلوغ ماده آلی

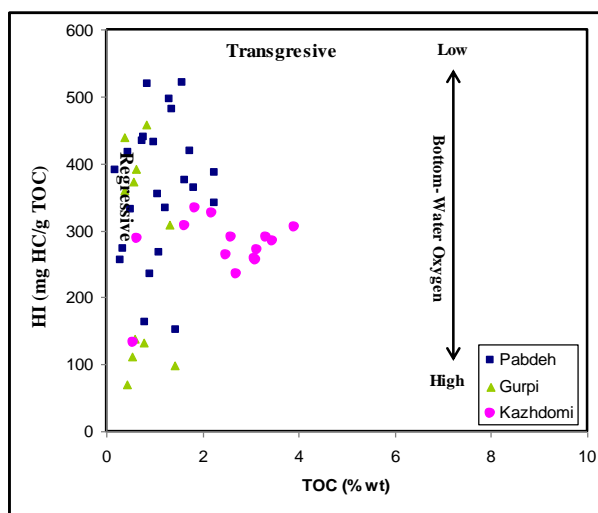
به منظور تعیین بلوغ ماده آلی در این میدان از نمودار PI در مقابل T_{max} ، اندازه‌گیری مقدار انعکاس ویترونیات همچنین از مدل‌سازی تاریخچه تدفین استفاده شده است. نمودار PI در مقابل T_{max} نشان می‌دهد که تمامی سازندهای پابده، گورپی و کژدمی در پنجره نفتی قرار دارند و مقدار بیشینه حرارتی در آنها بین ۴۳۳ تا ۴۴۲ درجه سانتی‌گراد متغیر است (شکل ۱۲). مقادیر اندازه‌گیری شده انعکاس ویترونیات نشان می‌دهند که این ماسرال‌ها در چاه یک کیلورکریم در سازندهای پابده و گورپی به پنجره نفتی وارد نشده و سازند کژدمی با مقدار R_o ۰/۷۶٪ وارد پنجره نفت‌زایی گردیده است.

در چاه شماره ۲ کیلورکریم سازند پابده در ابتدای پنجره نفتی و سازند گورپی وارد پنجره نفت‌زایی گردیده است. در چاه شماره ۴A نیز مقادیر انعکاس ویترونیات مبین ورود این سازند به پنجره نفتی می‌باشد. مدل‌سازی تاریخچه تدفین و استفاده از الگوریتم Easy %Ro نیز در این چاه‌ها نشان داد که در چاه شماره ۱ سن نفت‌زایی از شش میلیون سال پیش در بخش بالایی سازند کژدمی تخمین زده می‌شود و با گذشت زمان این مدل نشان می‌دهد که ابتدای پنجره نفتی امروزه باید در عمق ۳۲۱۲ متری یعنی در انتهای سازند گورپی قرار داشته باشد (شکل ۱۳الف). در چاه شماره ۲ سن نفت‌زایی از ۵ میلیون سال

پیش در عمق ۳۸۳۰ متری آغاز شده و اکنون ابتدای پنجره نفتی در عمق ۳۲۸۱ متری قرار دارد (شکل ۱۳ب) و در چاه شماره ۴A نفتزایی از ۶ میلیون سال پیش آغاز شده و اکنون ابتدای پنجره نفتی در عمق ۳۳۴۹ متری قرار دارد (شکل ۱۳پ).



شکل ۱۰- نمودار تعیین رخساره آلی با استفاده از نسبت تغییرات HI در مقابل OI. (A= محیط دریاچه‌ای شدیداً احیایی، AB= محیط‌های احیایی دریایی پیشرونده، B= محیط‌های دریایی یا دریاچه‌ای نسبتاً احیایی، BC= محیط‌های دارای مواد آلی دریایی و قاره‌ای و رسوب‌گذاری سریع در شرایط نسبتاً اکسیدان، C= محیط‌هایی با سرعت رسوب‌گذاری متوسط تا در شرایط احیایی، CD= محیط‌های عمیق در مجاورت نقاط کوه‌زایی، D= محیط‌های قاره‌ای شدیداً اکسیدان). [۲۱]

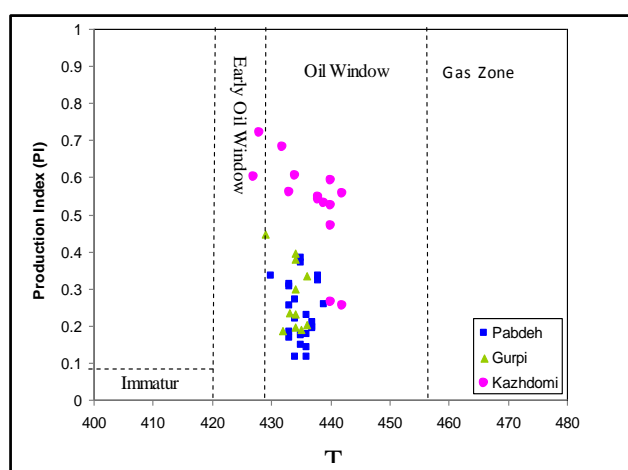


شکل ۱۱- نمودار تغییرات ماده آلی (TOC) در برابر شاخص هیدروژن (HI) به منظور شناسایی شرایط محیط رسوب‌گذاری سازندهای مورد مطالعه

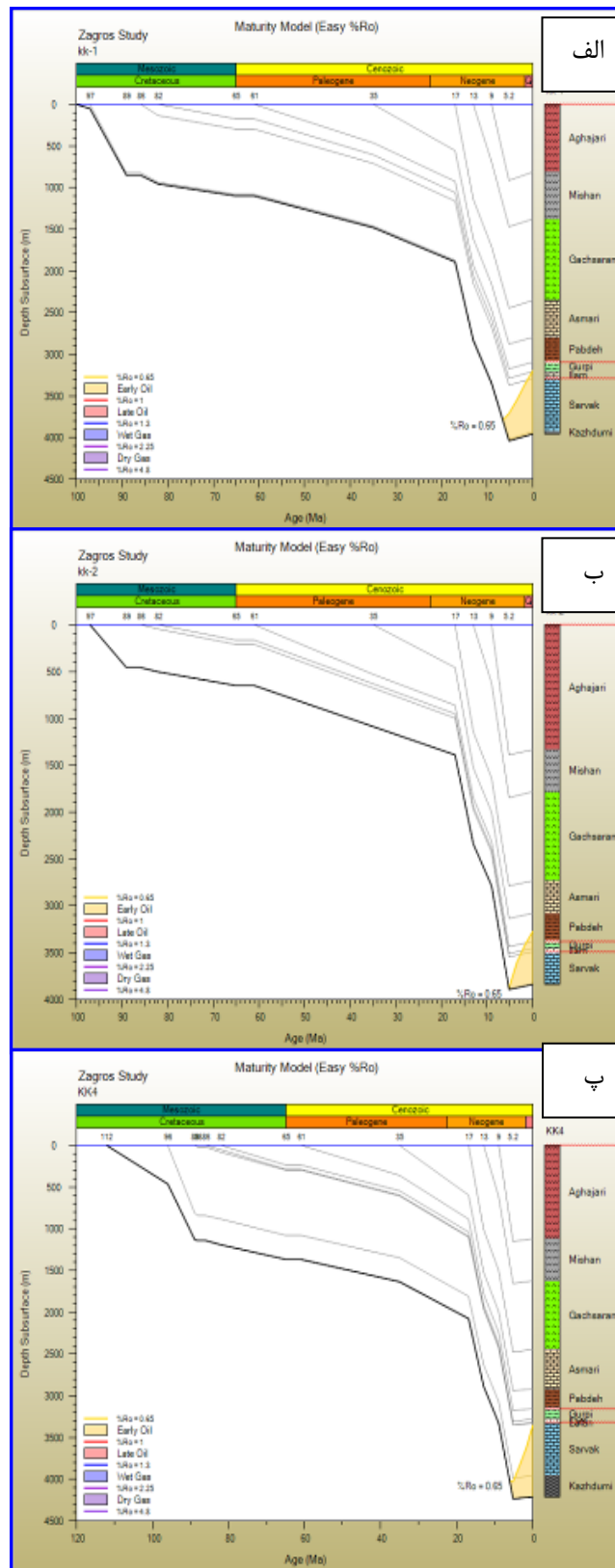
[۲۲]

۵- نتیجه گیری

همان‌طور که در پیش ارائه گردید بهترین روش برای ارزیابی کمیت و کیفیت مواد آلی سنگ منشاء استفاده از آنالیز راک‌ایول می‌باشد، اما عدم دسترسی به نمونه‌ها در چاه‌هایی که حفاری نشده‌اند و بالطبع نمونه‌ای جهت آنالیز در این مناطق وجود ندارد، محققان را به سمت استفاده از روش‌های غیر مستقیم کشانده است. بر اساس مطالعات ژئوشیمیایی انجام گرفته در این میدان نشان داده شد که برخی از نمونه‌های خرده‌های حاصل از حفاری در سازند کژدمی چاه شماره ۴A آلوده به گل حفاری پایه نفتی می‌باشد. مقدار کل کربن آلی در این سازندها بین ۰/۰۹ تا ۳/۹۲ درصد وزنی متغیر است. اگرچه مقدار کل کربن آلی به تنهایی نمی‌تواند معرف پتانسیل هیدروکربوری باشد همچنین در سازند کژدمی در چاه شماره ۴A بخشی از TOC محاسبه شده به دلیل آلودگی نفتی می‌باشد. در این میدان کروژن غالب از نوع II می‌باشد ولی در بیشتر جاها مخلوطی از کروژن نوع II و III وجود دارد. به لحاظ پتانسیل هیدروکربوری، سازندهای پایده و کژدمی از پتانسیل خوب تا بسیار خوب برخوردار بوده در صورتی که سازند گورپی دارای پتانسیل متوسط تا ضعیف می‌باشد. همچنین مطالعات پتروگرافی آلی انجام شده در این میدان نشان داد که ماسرال‌های ویتیرینایت در این میدان بندرت دیده می‌شود، مگر در چاه شماره ۴A که این امر احتمالاً به دلیل کم بودن عمق رسوب‌گذاری سازند کژدمی در زمان رسوب‌گذاری و احتمال مواد آلی با منشاء خشکی در این منطقه می‌باشد. همچنین در این میدان ماسرال‌های هومینایت، دتروویتیرینایت، اینرتینایت و فوزینایت در سازندهای پایده، گورپی و کژدمی مشاهده شد. بر اساس میزان درصد انعکاس ویتیرینایت در چاه شماره ۱ سازندهای پایده و گورپی به پنجره نفتی وارد نشده ولی سازند کژدمی وارد پنجره نفتی گردیده است. چاه شماره ۲ سازند پایده در ابتدای پنجره نفتی و سازند گورپی وارد پنجره نفتی شده است. در چاه شماره ۴a میزان درصد انعکاس ویتیرینایت مبین ورود سازند کژدمی به پنجره نفتی می‌باشد.



شکل ۱۲- نمودار PI در مقابل T_{max} برای ارزیابی بلوغ نمونه‌ها در میدان کیلورکریم



شکل ۱۳- عمق و زمان نفت‌زایی در چاه شماره ۱ (الف) چاه شماره ۲ (ب) و چاه شماره ۴ا (پ) بر اساس الگوریتم Easy %Ro

در این میدان مدل‌سازی تاریخچه تدفین نشان داد که اختلاف زیادی در کل میدان مشاهده نمی‌شود و تمام مدل‌سازی‌های یک‌بعدی در این میدان تقریباً مشابه به یکدیگر است. بر این اساس در این میدان سازندهای پابده در چاه‌های شماره ۱ و ۴A به

نفت‌زایی نرسیده است ولی در چاه شماره ۲ سازند بخش پایینی سازند پابده وارد پنجره نفت‌زایی گردیده است. احتمالاً علت به نفت‌زایی رسیدن سازند پابده در چاه شماره ۲ رسوب‌گذاری بیشتر سازند آغاچاری در بخش جنوبی تاقدیس کیلورکریم می‌باشد. بطورکلی از سمت شمال این تاقدیس به سمت جنوب رسوب‌گذاری سازند آغاچاری بیشتر شده و به همین دلیل مقدار بلوغ افزایش می‌یابد.

۶- تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله بر خود لازم می‌دانند که از آزمایشگاه نفت دانشگاه شهید چمران برای انجام آزمایشات ژئوشیمیایی و پتروگرافی آلی و همچنین اداره پژوهش شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب برای در دسترس قرار دادن اطلاعات لاگ و نرم‌افزار PBM تشکر و قدردانی به عمل آورند.

۷- منابع

- [1] Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., Janbaz, M., (2012). Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian-Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of Dezful Embayment, Iran. *Organic Geochemistry*, 49, 36-46.
- [2] Peters, K.E., Cassa, M.R., (1994). Applied Source Geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System—from Source to Trap: AAPG Bull.*, vol. 70, pp. 329.
- [3] Ghasemi-Nejad, E., Head, A.M., Naderi, M., (2009). Palynology and petroleum potential of the Kazhdumi Formation (Cretaceous: Albian-Cenomanian) in the South Pars field, northern Persian Gulf, *Marine and Petroleum Geology*. *Marine and Petroleum Geology* 26, 805-816.
- [4] Kotorba, M.j., Wieclaw, D., Kosakowski, P., Zacharski, j., Kowalski, A., (2003). Evaluation of Source rock and Petroleum potential of middle Jurassic strata in the South-eastern part of Poland. *Prezeglad Geologiczny*, 51, 1031-1040.
- [5] Bordenave, M.L. (1993). *Applied Petroleum Geochemistry*, Éditions Technip, Paris.
- [6] Barker, C., (1996), *Thermal modelling of petroleum generation: theory and applications*, Elsevier Science B. V., Amsterdam, 512 pp
- [7] شیرزاده، م. مطالعه زمین‌شناسی مخزن آسماری در میدان نفتی کیلورکریم، گزارش شماره پ-۳۸۷۷. ۲۶ ص. ۱۳۶۳.
- [8] علیزاده ب.، ابراع.، حیدری فرد م. ح.، صراف‌دخت ه. ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ‌های منشاء احتمالی در میدان نفتی سیاه مکان با استفاده از پایرولیز راک‌ایول-۶. اولین کنگره ملی کاوش نفت و گاز- تولید صیانتی. اهواز، اردیبهشت ۱۳۸۸.
- [9] Espitalie', J., Marquis, F., & Barsony, I. (1984), *Geochemical logging*. In K. J. Voorhees (Ed.), *Analytical pyrolysis: Techniques and applications* (pp. 276-304). London: Butterworths
- [10] Tissot, B. P., Pelet, R., & Ungerer, P. H (1987),. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 71, 1445-1466
- [11] English J. M., Fowler M., Johnston S.T., Mihalyuk M.G., Wight K.L. (2004): Thermal maturity in the central Whitehorse Trough, Northwest British Columbia. *Resource Development and Geosciences Branch. Summary of Activities*.
- [12] Peters, K. E (1986),.Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70, 318-329, 1986.
- [13] Hunt, J. M. (1996). *Petroleum geochemistry and geology* (2nd ed.). New York: W.H. Freeman, pp. 487-501, 507-516.
- [14] Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984), *Petroleum formation and occurrence* (2nd ed.). Berlin: Springer, pp. 509-523

- [15] Waples, D. W. (1985), *Geochemistry in petroleum exploration*. Dordrecht: Reidel, pp. 102, 108, 1985.
- [16] Teichmüller, M., & Durand, B. (1983). Fluorescence in microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with the results of the Rock Eval pyrolysis. *International Journal of Coal Geology*, 7, 197–230.
- [17] Taylor GH, Teichmüller M, Davis A, Diessel CFK, Littke R, Robert P (1998) *Organic Petrology*; Stuttgart, p 704.
- [18] Sweeney, J. J., & Burnham, A. K. (1990), Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 74, 1559–1570
- [19] Welte DH, Horsfield B, Baker DR (eds) (1997) *Petroleum and Basin Evolution*. Springer Verlag, Berlin, p 535.
- [20] Jackson, K. S., Hawkins, P. J. and Bennett, A. J. R. (1985). Regional facies and geochemical evolution of the southern Denison Trough. *APEA Journal* 20, 143-158.
- [21] Jones R.W. (1987): Organic facies. In: Brooks J., Welte D.H. (eds), *Advance in petroleum geochemistry*. Academic Press. New York, pp. 1-90.
- [22] Dean, W.E., Arthur, M.A., Claypool, G.E. (1986). Depletion of ^{13}C in Cretaceous marine organic matter: Source, diagenetic, or environmental signal, *Marine Geology*, v. 70, pp.119-157. Hunt, J.M., (1996), *Petroleum Geochemistry and Geology*. 2nd Edition. W.H. Freeman and Company, New York. 743 p.
- [23] Huang, B., Xiao, X., Li, X., (2003). Geochemistry and origins of natural gases in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea. *Organic Geochemistry*, 34, 1009–1025.

Geochemical evaluation of source rocks in the Kilur Karim oilfield, Southwest of Iran

Bahram Alizadeh & Hashem Sarafdokht

Abstract

Kilorkarim oilfield is located in 40 Km North of the Persian Gulf and in the vicinity of Siah Makan, Golkhari, Bibi Hakeemeh oilfields. The present study focuses on geochemical evaluation of probable source rocks in this oilfield. For this purpose, source rock samples that selected from three wells were evaluated using Rock-Eval pyrolysis and reconstruction of burial history modeling.

The results show that organic matter of these source rocks are mostly a mixture of Kerogen types II and III. Also organic petrography study showed that Vitrinite, Detrovitrinite, Hominite and Fuzinite macerals in Pabdeh, Gurpi and Kazhdumi Formations, and reworked Bitumen in some sections of the Pabdeh Formation.

Based on Vitrinite Reflectance measurements in well#1, Pabdeh and Gurpi Formations aren't interred in oil window and Kazhdumi Formation interred in oil window. In well#2 Pabdeh and Gurpi Formations are in the beginning and in oil window, respectively. In well#4 Vitrinite Reflectance is emphasized the entrance of Kazhdumi Formation into oil window.

Reconstruction of Burial history and thermal modeling was performed by PBM 1D software. Modeling showed that Pabdeh Formation in well #1 and 4a interred in oil window but the opposite is true for middle section of well #2.

Because of more deposition of Aghajari Formation in the south part, oil window occurs in shallower depth and therefore the maturity is higher in the south toward north of the oilfield.

Keyword: geochemical study, kerogen, maceral, vitrinite reflectance, burial history, kilor karim oil field.

Iranian Journal of Petroleum Geology

Vol. 2, No. 2, 2012

License Holder: Iranian Society of Petroleum Geology

Editorial Director: Dr. Ezatallah Kazemzadeh

Editor-in-Chief: Dr. Mohammad Reza Kamali

Associate Editor: Dr. Ali Reza Bashari

Executive manager: Eng. Behzad Mehrgini

Text Editor: Eng Yaser Salimi Delshad

Internal manager: Eng. Mir Mahmoud Razavi Hesabi

Editorial Board:

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

Dr. Kazem Seyyed Emami, University of Tehran

Dr. Ali Seyrafian, University of Isfahan

Dr. Mohammad Reza Rezaie, Curtin University, Australia

Dr. Eraj Abdollahi fard, Exploration Directorate (NIOC)

Dr. Ezatallah Kazemzadeh, (RIPI)

Dr. Mohammad Reza Kamali, (RIPI)

Dr. Reza Mousavi Herami, Ferdowsi University of Mashhad

Dr. Ali Vatani, University of Tehran

Referees of this Issue:

1- Mr. Mohammad Oyar Hossein

2- Dr. Alireza Bashari

3- Mr. Hesam Oloki Bakhtiari

4- Dr. Mahmood Bargrizan

5- Mr. Hossein Poursiami

6- Mr. Khosro Jadali

7- Dr. Mohammad Jahani

8- Dr. Ali Chehrazi

9- Dr. Elham Haj kazemi

10- Dr. Behrooz Habibnia

11- Mr. Farhad Khoshbakht

12- Dr. Ahmad Reza Rabbani

13- Dr. Mohammad Reza Rezaei

14- Mr. Sohrab Zohreband

15- Mr. Mohammad Soleimani

16- Mr. Abbas Shahrabadi

17- Mr. Sajjad Kazem Shiroodi

18- Mr. Ghorbanali Sobhi

19- Dr. Ali Seyrafian

20- Dr. Ezatallah Kazemzade

21- Mr. Ali Kadkhodaei

23- Dr. Mohammad Reza Kamali

22- Mr. Seyyad Mohammad Javad Mojtahedi

24- Mr. Mohammad Mohammadnia

25- Dr. Mohammad Mokhtari

26- Dr. Seyyed Ali Moalemi

27- Dr. Mahmood Memariani

28- Dr. Bahram Movahed

29- Mr. Bijan Noori

30- Dr. Hojjatollah Norozi

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

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

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