

# تجزیه طیفی نمودارهای پتروفیزیکی جهت تعیین مرزهای چینه‌نگاری سکانسی سازند دالان و کنگان در یکی از میادین گازی جنوب ایران با استفاده از آنالیز موجک و نگاره اینپفا (INPEFA)

سیده اعظم طیبیان<sup>۱</sup>، علی کدخدایی<sup>۲\*</sup>، مهران آرین<sup>۱</sup>، حسین رحیم پوربناب<sup>۳</sup> و سید محسن آل علی<sup>۱</sup>

۱- گروه علوم زمین، دانشکده علوم و فن‌آوری‌های همگرا، دانشگاه آزاداسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۲- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه تبریز، ایران

۳- دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم پایه، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۲/۱۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۹/۲۳

## چکیده

میدان گازی پارس جنوبی، یکی از میادین جنوب غربی ایران در حوضه رسوبی زاگرس بوده و شامل دو مخزن کنگان و دالان است. سازندهای کنگان و دالان به گروه دهرم تعلق دارند و از مهم‌ترین مخازن گازی در ناحیه خلیج فارس محسوب می‌شوند. استفاده از لاگ‌های چاه‌پیمایی، در چاه‌های بدون مغزه، به منظور شناسایی عوارض وابسته به طبقات سنگی، همواره مورد بحث زمین‌شناسان بوده است. در این مطالعه، براساس آنالیز موجک لاگ‌های گاما، نوترون و صوتی، سطوح سکانسی شامل مرز سکانسی و سطح حداکثر غرقابی، شناسایی شد. در این مطالعه سعی شده است با استفاده از آنالیز موجک داده‌های چاه‌پیمایی مانند GR, NPHI, RHOB, DT و نیز ترکیب نمودن آنها با داده‌های سیکلولاگ، روشی مناسب و کم‌خطا برای تعیین خودکار این مرزها ارائه شود. همچنین در این مطالعه، بررسی چینه‌نگاری سکانسی با روش INPEFA نرم‌افزار سیکلولاگ انجام گردید و مرزهای سکانسی (SB) و سطح حداکثر غرقابی (MFS) به ترتیب با نقاط عطف مثبت و نقاط عطف منفی منحنی INPEFA لاگ‌های در دسترس، تعیین شد. به علاوه، دسته رخساره‌های تراز بالا (HST) از روی روند منفی منحنی INPEFA و دسته رخساره‌های پیش‌رونده (TST) هم از طریق روند مثبت این منحنی مشخص شدند. بر همین اساس، بررسی چینه‌نگاری سکانسی سازندهای دالان و کنگان با روش INPEFA در ۴ چاه میدان گازی پارس جنوبی انجام شد. در نهایت تطابق بین مرزهای سکانسی خودکار به دست آمده از روش تبدیل موجک و INPEFA و مقایسه آن با اطلاعات مغزه در چهار چاه از میدان مورد مطالعه، نتایج رضایت‌بخشی را نشان می‌دهد.

**کلمات کلیدی:** سازند دالان، سازند کنگان، چینه‌نگاری سکانسی، آنالیز موجک، سیکلولاگ

## مقدمه

تطابق واحدهای مخزنی در قالب واحدهای رسوبی امکان پذیر می‌گردد. در این مطالعه سعی داریم با استفاده از آنالیز موجک به تجزیه تحلیل داده‌های چاه‌پیمایی پرداخته و به‌وسیله آن مرز سکانس‌های رسوبی که معمولاً از نوع ناپیوستگی‌ها بوده و منطبق بر مرز مخازن هیدروکربنی می‌باشند را شناسایی نماییم. با استفاده از نرم‌افزار متلب و سیکلولاگ و تلفیق داده‌های حاصل از خروجی هر دو نرم‌افزار، تطابق بین سکانس‌های رسوبی در چاه‌های مورد مطالعه انجام شد.

زمین‌شناسان نفتی از نمودارهای الکتریکی به‌ویژه نمودار گاما جهت تفکیک مناطق مخزنی و انطباق بین چاه‌های مختلف یک میدان و نیز در آنالیز چینه‌نگاری سکانسی جهت شناسایی سطوح سکانسی استفاده می‌کنند. نمودار الکتریکی گاما را می‌توان به‌صورت یک موج مرکب فرض کرد که از تعداد زیادی موجک تشکیل شده است. این موجک‌ها در حقیقت همان آثار چرخه‌های میلانکوویچ هستند که به‌همراه دسته‌ای از امواج مزاحم، نمودارهای الکتریکی را می‌سازند. برای مطالعه سیکلواستراتیگرافی باید بتوان این موج مرکب را به اجزای تشکیل‌دهنده آن تجزیه نمود که برای این منظور از نرم‌افزار سیکلولاگ استفاده می‌شود [۱۴]. نرم‌افزار سیکلولاگ<sup>۱</sup> یک نرم‌افزار مهندسی تخصصی می‌باشد که ویژه زمین‌شناسی نفت طراحی شده و جهت انجام کارهایی از قبیل خوشه‌بندی، زون‌بندی مخزنی، انطباق لاگ‌ها، آنالیز فراوانی، محاسبات پتروفیزیکی، محاسبه و ایجاد لاگ (دانسیته از صوتی، صوتی از دانسیته، نمودار (INPEFA) و ساخت ساینموگراف کاربرد دارد [۱۵]. اگرچه نمودار گاما سطوح سکانسی مهم را نشان می‌دهد ولی سطوح سکانس‌های کوچک‌تر و پارا سکانس‌ها را خوب نشان نمی‌دهد و تغییرات جزئی را به‌خوبی مشخص نمی‌کند.

سازندالان (پرمین فوقانی) و سازندکنگان (تریاس زیرین)، معادل سازند خوف، با توالی کربناته-تبخیری به‌عنوان اصلی‌ترین مخازن گازدار به‌حساب می‌آیند. سازند دالان و کنگان در میدان پارس جنوبی به‌دلیل قابلیت‌های مخزنی و داشتن توان هیدروکربنی از دیرباز مورد توجه زمین‌شناسان بوده است و از جنبه‌های مختلفی مانند محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنزی، چینه‌نگاری سکانسی و تغییرات کیفیت مخزنی مورد پژوهش قرار گرفته است [۵-۱۱]. مطالعه مستقیم بر روی داده‌های حفاری مانند آنالیز مغزه، هزینه بسیار بالایی دارد. از این رو متخصصان برای شناسایی خصوصیات مخازن نفتی، تلاش می‌نمایند به‌روش‌های کم‌هزینه‌تر و سریع‌تر روی آورند. استفاده از داده‌های چاه‌پیمایی و تجزیه و تحلیل آن با تکنیک‌های جدید پردازش کامپیوتری، مبتنی بر الگوریتم‌های ریاضی یکی از آن روش‌ها است. یکی از روش‌های جدید پردازش داده‌ها، آنالیز موجک می‌باشد. آنالیز موجک روشی است که حساسیت بالایی نسبت به تغییرات ناگهانی دارد [۹-۶]. بر این اساس می‌تواند در تشخیص و تعیین مرزهای سکانسی که معمولاً از نوع ناپیوستگی می‌باشند؛ مورد استفاده قرار گیرد. چینه‌نگاری سکانسی زیرشاخه‌ای از علم چینه‌نگاری است که براساس الگوهای انباشت چینه‌ای و روابط چینه‌ای میان آنها به‌شرح، تفسیر، طبقه‌بندی و نام‌گذاری سنگ‌های رسوبی می‌پردازد [۱۰-۱۲]. چینه‌نگاری سکانسی به‌طور منحصر به فردی در تجزیه و تحلیل تغییرات رخساره‌ها و خصوصیات شکل هندسی چینه‌ها و شناسایی سطوح کلیدی، جهت تعیین ترتیب زمان‌شناسی پرشدن حوضه و رخدادهای فرسایشی متمرکز می‌باشد [۱۳]. علم چینه‌نگاری سکانسی، مرزهای واحدهای اصلی خود را به نام سکانس رسوبی در قالب مرزهای زمانی قرار داده است و واحدهای مرتبط از نظر زایشی را از یکدیگر متمایز می‌نماید. بر این اساس

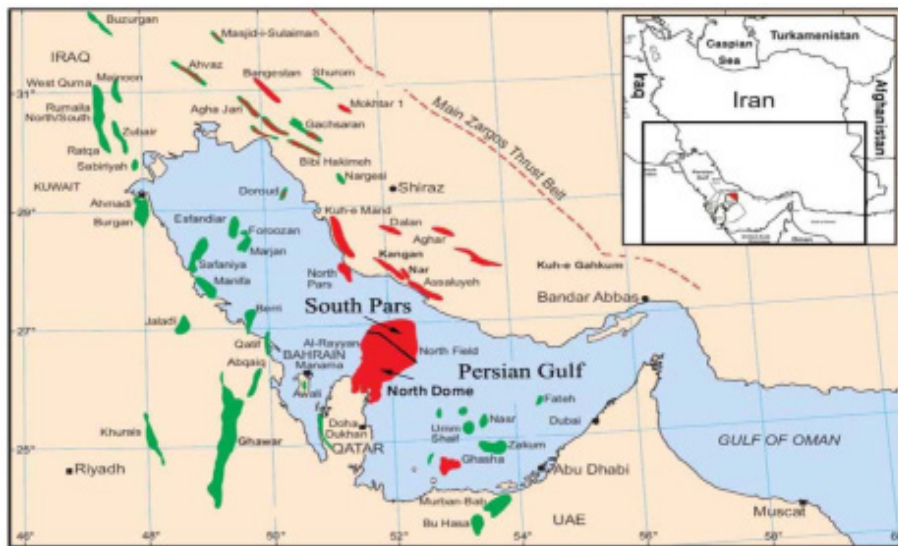
1. Joule – thomson (JT)

به‌عنوان سنگ مخزن این میدان به‌شمار می‌آیند. نبود جدایش هیدرولیکی میان این دو سازند موجب یکپارچه شدن این مخزن شده است. ویژگی‌های این دو سازند در ایران و معادل آنها در صفحه عربی (سازند خوف) مختصر تفاوت‌هایی دارند که ناشی از نوسانات شرایط محیطی در حوضه رسوبی (رمپ کربناتی اپیریک) است [۲۳-۲۰]. میدان گازی پارس جنوبی بخشی از زاگرس است که در حوضه خلیج فارس و در حاشیه شرقی و در محل تقاطع سپر عربی و بلوک قاره‌ای ایران قرار دارد. سازند کنگان در حد فاصل این دو بلوک قاره‌ای نهشته شده است [۲۴]. سازند کنگان بخشی از گروه دهرم است که به‌عنوان بزرگترین میزبان ذخایر گازی دنیا، دارای اهمیت فوق‌العاده‌ای است و بیش از ۱۹۰ ستبرا دارد و شامل رخساره‌های آهکی، دولومیتی، دولومیت انیدریتی و لایه‌های نازک شیلی است [۱۸ و ۱۲۵]. با توجه به مطالعات انجام شده و جایگاه چینه‌شناسی سن سازند کنگان، تریاس پیشین می‌باشد و از بالا به سازند دشتک و از پایین به سازند دالان محدود شده است [۲۵ و ۲۳]. سازند آهکی دالان با رخساره‌های کربناتی تبخیری ردیف‌های پرمین بالایی زاگرس مشخص می‌شود و تغییرات سنگ‌شناسی آن تابع تغییرات رخساره‌ای در موقعیت‌های مختلف می‌باشد. سازند آهکی کنگان نیز که بیانگر رسوبات حاصل از پیشروی دریای تریاس است، در شرایطی مشابه با سازند دالان نهشته شده است. میدان پارس جنوبی در موقعیت ۵۲° تا ۵۲/۵° شرقی و ۲۶ تا ۲۷° شمالی در حدود ۱۰۰ km بندر عسلویه، ۱۷۵ km کیش و ۱۰۵ km سواحل قطر واقع شده است (شکل ۱). وسعت این میدان بیش از ۶۰۰۰ km<sup>2</sup> و دارای طول تقریبی ۱۵۰ و عرض تقریبی ۷۰ km است [۲۶]. ساختمان زمین‌شناسی میدان پارس جنوبی که بخش شمالی گنبد پارس جنوبی گنبد شمالی را تشکیل می‌دهد، دارای یال‌های ملایم بوده که خود تشکیل‌دهنده یکی از چند قله ساختمانی برآمدگی قطر-فارس بر روی پلاتفرم کربناته منطقه است [۲۷ و ۲۴ و ۱۹].

نرم‌افزار سیکلولاگ با استفاده از نمودار گاما و آنالیز آن، نموداری به نام INPEFA<sup>۱</sup> تهیه می‌کند که در آن سطوح سکansı کاملاً مجزا شده و شناسایی آن آسان می‌شود. همچنین، انطباق سطح‌هایی شناسایی شده به راحتی انجام می‌گیرد. منحنی INPEFA (منحنی فیلتر تحلیل پیش بینی خطای یکپارچه) یک روش منحصر به فرد در شناسایی سطوح سکansı و همچنین تقسیمات چینه‌نگاری سکansı می‌باشد، که در مطالعات به‌صورت گسترده مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۶ و ۱۷].

### زمین‌شناسی و چینه‌شناسی

زمین‌شناسی و چینه‌شناسی حوضه رسوب‌گذاری منطقه مورد مطالعه دربرگیرنده رسوبات و وقایعی از زمان پرکامبرین تا زمان حال است. تصور بر این است که شیل‌های سیلورین، سنگ منشأ ذخایر نفتی و گازی عظیم پالئوزوئیک در این حوضه رسوبی می‌باشند [۱۸]. بخش‌های شمالی صفحه عربی از دیرباز به دلیل دارا بودن ذخایر عظیم هیدروکربوری مورد توجه بوده است [۱۹]. میدان پارس جنوبی واقع در جنوب ایران در منطقه خلیج فارس بخشی از بزرگترین میدان گازی جهان در مرز مشترک ایران و قطر و در ادامه میدان شمالی قطر می‌باشد. میدان گازی پارس جنوبی با وسعت ۹۷۰۰ km<sup>2</sup> در مرز مشترک ایران و قطر در خلیج فارس قرار گرفته است که ۳۷۰۰ km<sup>2</sup> از آن در داخل مرزهای ایران قرار دارد. سازندهای کنگان و دالان از گروه دهرم به سن پرموتریاس به‌عنوان سنگ مخزن اصلی این میدان شناخته می‌شوند. بخش ایرانی این میدان وسعتی معادل ۳۷۰۰ km<sup>2</sup> و ذخیره‌ای برابر ۱۴ تریلیون متر مکعب گاز به‌همراه ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی دارد که حدود ۷/۵٪ از کل گاز دنیا و نزدیک به نیمی از ذخایر گاز ایران را شامل می‌شود [۱۸]. بخش بالایی سازند دالان و سازند کنگان با سن پرمین پسین-تریاس پیشین در میدان پارس جنوبی قرار دارند و



شکل ۱ موقعیت میدان گازی پارس جنوبی در آب‌های خلیج فارس [۲۹].

یافته‌های چاه اول بر روی چاه‌های بعدی نتایج را به کار می‌بریم. تبدیل موجک یک ابزار پردازش سیگنال است. که سیگنالی را به شکل دیگری تبدیل می‌کند. چنین تبدیل می‌تواند اطلاعات پنهان را در سیگنال نشان دهد که می‌تواند به نوبه خود در تفسیرهای زمین‌شناسی استفاده شود. سیگنال در این مطالعه موردی مجموعه‌ای از داده‌های لاگ چاه شامل لاگ‌های مربوط به گاما و تخلخل شامل لاگ‌های مربوط به نوترون و صوتی است که در چاه‌های حفاری اندازه‌گیری می‌شوند [۳۰].

#### آنالیز موجک

از نرم‌افزار متلب جهت تجزیه طیفی نمودارهای پتروفیزیکی در چاه‌های مورد مطالعه استفاده شده است. برای این کار در نرم‌افزار متلب از روش تبدیل موجک یک بعدی<sup>۱</sup> استفاده شد. تبدیل موجک یک بعدی به دو صورت تبدیل موجک زمان گسسته در یک بعد<sup>۲</sup> (DWT) و تبدیل موجک زمان پیوسته در یک بعد<sup>۳</sup> (CWT) می‌باشد. که لاگ‌های مورد نظر در هر چاه توسط هر دو روش تبدیل موجک (گسسته و پیوسته) مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفتند [۳۱].

حوضه خلیج فارس و نواحی مجاور آن از زمان پروتروزوئیک تحت تأثیر گسل‌های پی سنگ سه روند اصلی NW-SE, N-S, NE-SW قرار داشته است [۲۸]. ستون چینه‌شناسی میدان پارس جنوبی با توجه به عمق و ضخامت هر لایه در شکل زیر آمده است (شکل ۲).

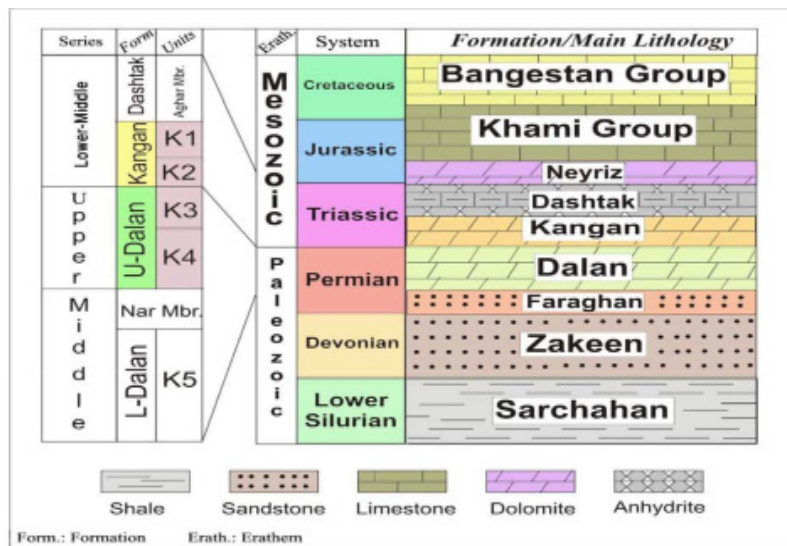
#### روش انجام تحقیق

در این تحقیق از اکثر مطالعات پیشین استفاده گردیده است. با بیان مفاهیم پایه مانند آنالیز موجک و چینه‌نگاری سکانسی به بررسی منطقه مورد مطالعه از لحاظ زمین‌شناسی پرداخته و با بررسی یک چاه اکتشافی که اطلاعات آنها کاملتر و دقیق‌تر از چاه‌های دیگر می‌باشد و به کارگیری آنالیز موجک برای تمامی داده‌های در دسترس سعی بر آن داریم تا بهترین داده‌ها و دقیق‌ترین و سریع‌ترین روش را برای تعیین این مرزها به کار ببریم. با بررسی داده‌های چاه‌پیمایی یکی از چاه‌ها که از لحاظ داده‌های برداشت شده، حاوی دقیقترین و بیشترین داده‌های چاه‌پیمایی است؛ بهترین روش و مناسب‌ترین داده‌ها را برای تعیین مرزهای سکانسی تعیین می‌کنیم و برای راستی آزمایشی آن را بر روی چهار چاه دیگر می‌آزماییم و در صورت تطابق

1. Wavelate 1-D

2. Discrete Wavelate 1-D

3. Continuoue Wavelate 1-D



شکل ۲ چینه‌شناسی واحدهای مطالعه شده و واحدهای همجوار [۲۹].

که در آن  $\alpha$  پارامتر مقیاس ( $\alpha > 0$ )،  $\beta$  پارامتر موقعیت،  $f(t)$  سیگنال و  $\psi(t)$  موجک تحلیلی است. حاصل تبدیل موجک یک نمودار در سه بعد زمان "t"، مقیاس "S" و ضریب همبستگی "C" می‌باشد که اسکالوگرام نام دارد. همانند آنالیز فوریه در تبدیل موجک با بسط توابع سروکار داریم ولی این بسط بر حسب توابع سینوسی و کسینوسی صورت نمی‌پذیرد بلکه بر اساس مقیاس‌های موجک انجام می‌شود.

#### تبدیل موجک گسسته

تبدیل موجک گسسته (DWT) تبدیل موجک را با استفاده از مجموعه‌ای گسسته از مقیاس‌ها و ترجمه‌های موجک به دنبال برخی قوانین تعریف شده پیاده‌سازی می‌کند. چنین تبدیلی سیگنال را به مجموعه‌ای از موجک‌های متعامد متقابل تجزیه می‌کند که تفاوت اصلی آن با CWT است. مزیت اصلی تجزیه، توانایی آن در تجزیه سیگنال‌های پیچیده به سیگنال‌های پایه با پهنای باند محدود و سپس بازسازی مجدد آنها با از دست دادن اطلاعات بسیار کمی است. همچنین، از تجزیه می‌توان برای حذف نویز سیگنال استفاده کرد. با استفاده از موجک می‌توانیم نویزهایی را که خارج از باند فرکانسی سیگنال هستند، سرکوب کنیم [۳۰].

#### تبدیل موجک پیوسته

تبدیل موجک ضرب کردن مقدار رقمی سیگنال در مقدار رقمی موجک در مقیاس‌ها و تغییر مکان‌های آن در تمام بازه زمانی سیگنال می‌باشد. این فرآیند ضریب همبستگی موجک را که رابطه مقیاس و مکان می‌باشد به وجود می‌آورد. تبدیل موجک پیوسته در حقیقت به دست آوردن مقدار ضریب همبستگی و به بیان ساده‌تر به دست آوردن میزان شباهت سیگنال با موجک در مقیاس‌ها و تغییر مکان‌های متعدد است. در حقیقت این عملیات نشان‌دهنده این امر است که در کدام قسمت موج چه میزان شباهت با کدام یک از مقیاس‌های موجک وجود دارد. ضریب همبستگی ضریبی است که بیانگر میزان شباهت سیگنال به موجک می‌باشد و اغلب با "C" نشان داده می‌شود. هر چه شباهت سیگنال به موج بیشتر باشد این ضریب بزرگتر می‌باشد. برای به دست آوردن این ضریب مقدار رقمی شده سیگنال را در مقدار رقمی شده موجک ضرب و تمام مقادیر با یکدیگر جمع می‌شوند. به بیان ریاضی اگر سیگنال با  $f(t)$  و موجک با  $\psi(t)$  نشان داده شود مقدار C از رابطه زیر به دست می‌آید [۳۲]:

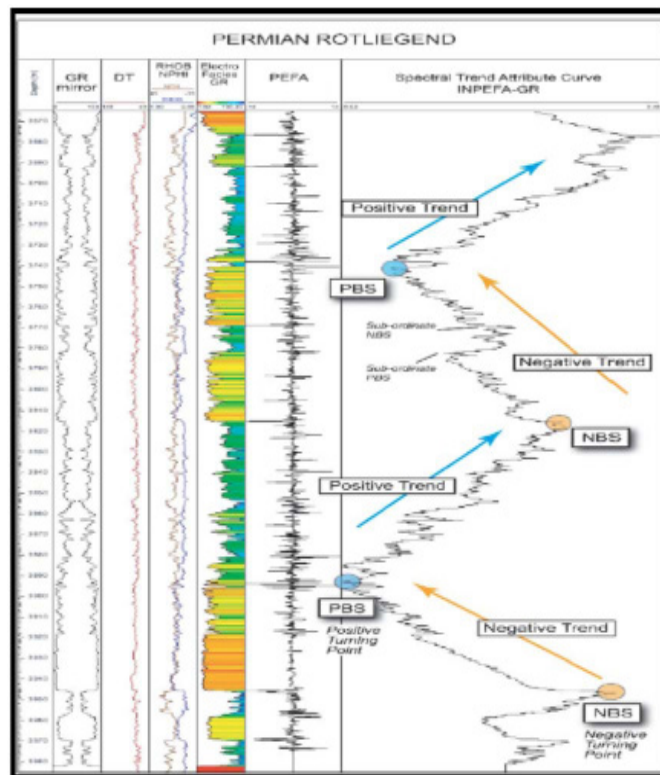
$$C(a, \beta, f(t), \psi(t)) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) \cdot \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-\beta}{a}\right) dt \quad (1)$$

INPEFA به دو صورت مثبت<sup>۱</sup> (PB) و منفی<sup>۲</sup> (NB) دیده می‌شود. به‌طور کلی، تغییرات روند مثبت در مرزهای سکansı و تغییرات منفی در سطح حداکثر سیلابی<sup>۳</sup> (MFS) را نشان می‌دهد [۳۵-۳۳]. داده‌های لاگ‌های دردسترس با فرمت LAS وارد نرم‌افزار سیکلولاگ شد و برای هر لاگ یک منحنی INPEFA منحصر به فرد خروجی گرفته شد و سطح حداکثر سیلابی MFS و مرزهای سکansı SB به ترتیب با نقاط عطف منفی (NBS) و نقاط عطف مثبت (PBS) منحنی INPEFA لاگ‌های دردسترس، تعیین شد (شکل ۳). به‌علاوه دسته رخساره‌های تراز بالا (HST) از روی روند منفی منحنی INPEFA و دسته رخساره‌های پیشرونده (TST) هم از طریق روند مثبت این منحنی مشخص شدند. بر همین اساس، بررسی چینه‌نگاری سکansı سازندهای دالان و کنگان با روش INPEFA در ۴ چاه میدان گازی پارس جنوبی انجام شد.

(۲) 
$$\psi(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} a_k \psi(S_t - K)$$
 که در آن S یک ضریب مقیاس است (معمولاً ۲ در نظر گرفته می‌شود). در حالت کلی، فقط تعداد کمی از ضرایب  $\alpha-k$  غیر صفر هستند که محاسبات را ساده می‌کند.

### تعیین سکانس‌ها با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ

داده‌های ورودی نرم‌افزار سیکلولاگ داده‌های خام نمودارهای الکتریکی (مقاومت)، هسته‌ای طبیعی (گاما)، هسته‌ای القایی (نوترون و دانسیته) و نمودار صوتی می‌باشد. اما از آنجا که دیاژنز بر روی نمودار گاما کمتر اثر می‌گذارد، از این نمودار بیشتر استفاده می‌شود. نرم‌افزار سیکلولاگ با استفاده از نمودار گاما نموداری به‌نام INPEFA می‌سازد. تفسیر این نمودار سبب ارزیابی چینه‌شناسی توالی رسوبی می‌شود و با استفاده از آن می‌توان یک توالی رسوبی را از قاعده به سطح در قالب بسته‌های رسوبی تفسیر نمود. تغییرات در روند نمودار



شکل ۳ منحنی INPEFA رسم شده برای لاگ گاما، و روندهای مثبت و منفی و نقاط عطف مثبت PBS و منفی NBS موجود در آن [۱۴]

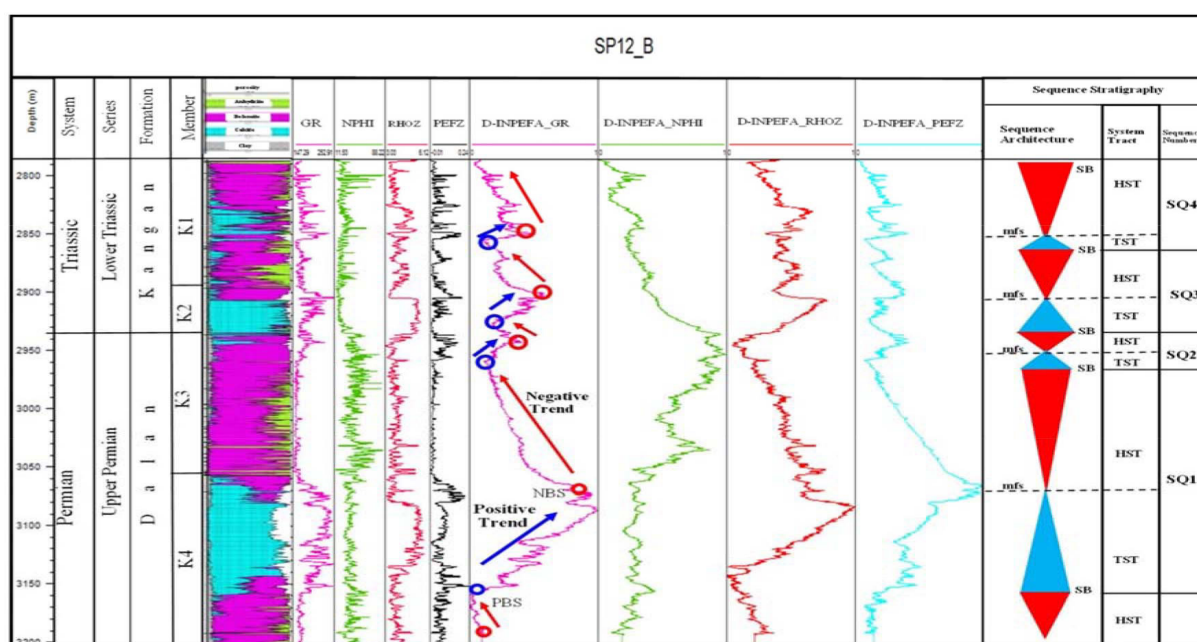
1. Break Positive
2. Break Negative
3. Maximum Flooding Surface

لاگ چگالی نیز کاهش داشته ولی میزان لاگ گاما با افزایش روبرو بوده ولی مقدار آن نسبت به لایه‌های شیلی کمتر می‌باشد. می‌توان بیان نمود که در نمودارهای سکانس چینه‌ای میزان اورانیوم بالا بوده و این خود مؤید وجود شیل و رس می‌باشد. همان‌گونه که در قبل نیز گفته شد میزان لاگ گاما بالا بوده که به همین ترتیب میزان لاگ تخلخل نوترون و میزان لاگ سونیک نیز بالا می‌رود و در سمت دیگر میزان لاگ چگالی پایین است. ما در پیک‌های لاگ گاما می‌توانیم مرز سکانس‌ها را تشخیص دهیم. از بالاترین پیک پیش رو تا بالاترین پیک در قسمت بعد ادامه داد که این خود تشکیل دهنده یک سکانس اصلی می‌باشد. همان‌طور که که قابل مشاهده است برای تمامی چاه‌ها یک ضریب همبستگی CWT با توجه به فرمول‌هایی که بیان شده طراحی گشته است که بین ۱ تا ۶۴ می‌باشد که در این محدوده عددی همان‌گونه که با رنگ‌بندی طوسی مشخص گردیده است به خوبی برای هر یک از لاگ‌های گاما و سونیک و نوترون مشخص گردیده است و با یک طیف رنگی مناسب به خوبی و با وضوح خوب قابل مشاهده می‌باشد.

با استفاده از نرم‌افزار متلب و سیکولوگ و تلفیق داده‌های حاصل از خروجی هر دو نرم‌افزار، تطابق بین سکانس‌های رسوبی در چاه‌های مورد مطالعه انجام شد (شکل ۴).

### بحث

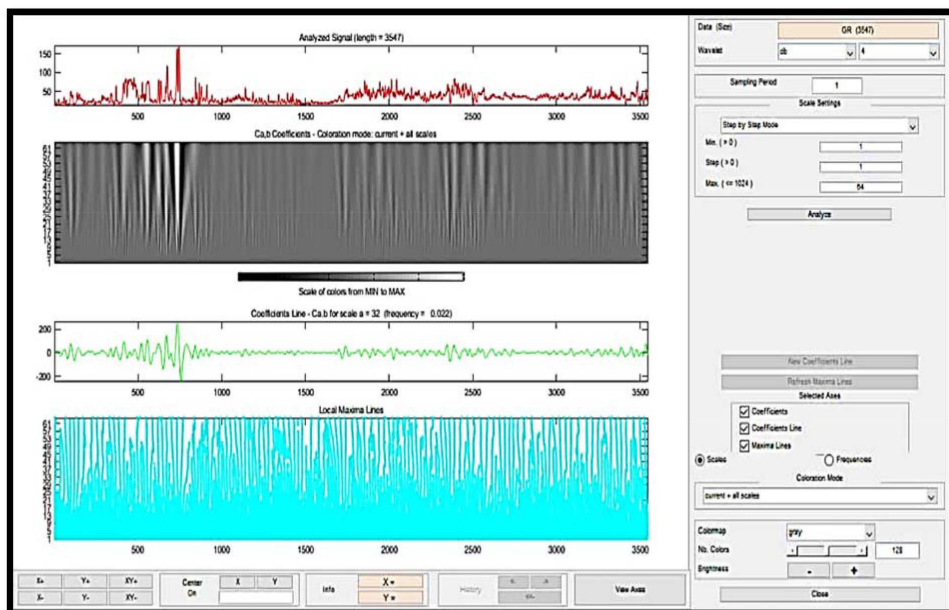
همان‌طور که مشاهده می‌کنید سکانس‌ها دارای میزان بالای گاما بوده و این میزان بالای گاما خود یکی از عوامل وجود سکانس چینه‌ای در چاه مورد نظر می‌باشد و از طرف دیگر، افزایش و کاهش ناگهانی می‌تواند خود یکی از نشانه‌های سکانس‌های چینه‌ای باشد. حال آنکه افزایش میزان لاگ نوترون و سونیک از یک سو و از سوی دیگر کاهش میزان لاگ چگالی خود مؤید وجود یک سکانس چینه‌ای می‌باشد. در لایه‌های شیلی میزان تخلخل بالاتر بوده پس می‌توان دریافت که میزان لاگ نوترون که تخلخل است به صورت افزایشی بوده و همان اندازه، میزان لاگ سونیک بالا خواهد بود و به طبع افزایش میزان لاگ گاما، لاگ چگالی با کاهش روبرو خواهد بود. حال آنکه در لایه‌های رسی آبدار همانند قبل میزان لاگ تخلخل نوترون و سونیک افزایشی بوده و



شکل ۴ تقسیم‌بندی چینه‌نگاری سکانسی با کاربرد روش INPEFA و مدل شماتیک آن

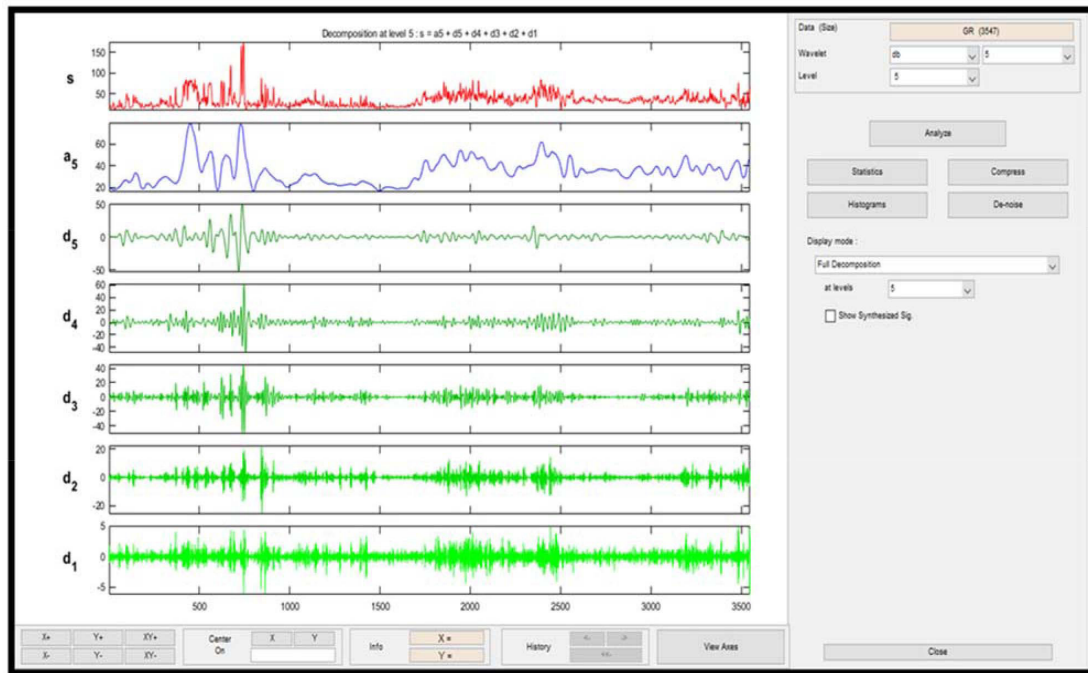
پنجم  $a_5$  را نشان داده و ۵ نمودار دیگر سبز رنگ  $(d_1, d_2, d_3, d_4, d_5)$  تمامی نمودارهای جزئیات را نشان دهند. از جمع تمامی نمودارهای جزئیات و جمع آنها با نمودار تقریب پنجم  $a_5$  نمودار گاما بازسازی خواهد شد. همان‌گونه که قابل مشاهده است تمامی یا لاقبل بیشتر پیک‌های ضعیف و نوسانات ضعیف لاگ گاما کاملاً تقویت شده است و به‌وسیله نمودار DWT قابل تجزیه و تفسیر است. این تقویت دامنه پیک‌های ضعیف یا همان نوسانات ضعیف لاگ گاما در تمامی چاه‌ها قابل مشاهده و رؤیت می‌باشد. DWT با موجک db-5 لاگ چاه را به پنج تقریب و پنج جزئیات تجزیه می‌کند. همان‌طور که مشاهده می‌شود لاگ گاما از جمع  $d_1, d_2, d_3, d_4, d_5$  بازسازی می‌شود (شکل ۶). با استفاده از تبدیل موجک گسسته DWT حداکثر سطح سیلابی از هر دو محتوای فرکانس بالا و فرکانس پایین سیگنال‌ها با موفقیت شناسایی شد. در تمام A و D یک پیک نوک تیز وجود دارد که مربوط به حداکثر سطح سیلابی MFS یک اوج شدید وجود دارد که به‌طور خاص در ضرایب تقریب پنجم  $a_5$  جزئیات پنجم  $d_5$  جزئیات چهارم  $d_4$  و جزئیات سوم  $d_3$  قابل مشاهده است.

روش تبدیل موجک پیوسته CWT برای تجزیه لاگ‌های گاما و تخلخل به مجموعه‌ای از ضرایب موجک در مقیاس‌های مختلف استفاده شد. روش‌های مختلف تجسم گرافیکی از نتایج تبدیل موجک پیوسته اجازه درک بهتر از مرزهای سکانسی اصلی را می‌دهد. ضرایب CWT در ۶۴ مقیاس با استفاده از موجک db-5 دابیشیز به‌دست آمده و یک حالت رنگ آمیزی مقیاس خاکستری برای نمایش انتخاب شد (شکل ۵). بعد از رسم لاگ سیگنال و CWT و لاگ گاما همان‌طور که در عکس مشخص است در جاهایی که پیک سیگنال وجود دارد در آنجا نیز CWT به سمت رنگ طوسی تیره می‌رود و در جاهایی که پیک سیگنال کم می‌شود CWT نیز به سمت رنگ طوسی روشن تمایل پیدا می‌کند. در حال حاضر می‌توان بیان نمود یک ارتباط خوب و واضح بین نمودار CWT و سیگنال وجود دارد که با افزایش پیک سیگنال میزان رنگ طوسی تیره و یا بلعکس روشن می‌شود. همان‌گونه که قابل مشاهده است نمودار CWT با موجک db-5 از تجزیه لاگ‌های چاه‌پیمایی به پنج دسته تقسیم شده و به‌وجود آمده است. در این شکل نمودار قرمز رنگ سیگنال را نشان می‌دهد، نمودار آبی رنگ نمودار تقریب



شکل ۵ تصویری از ضرایب CWT، در چاه B

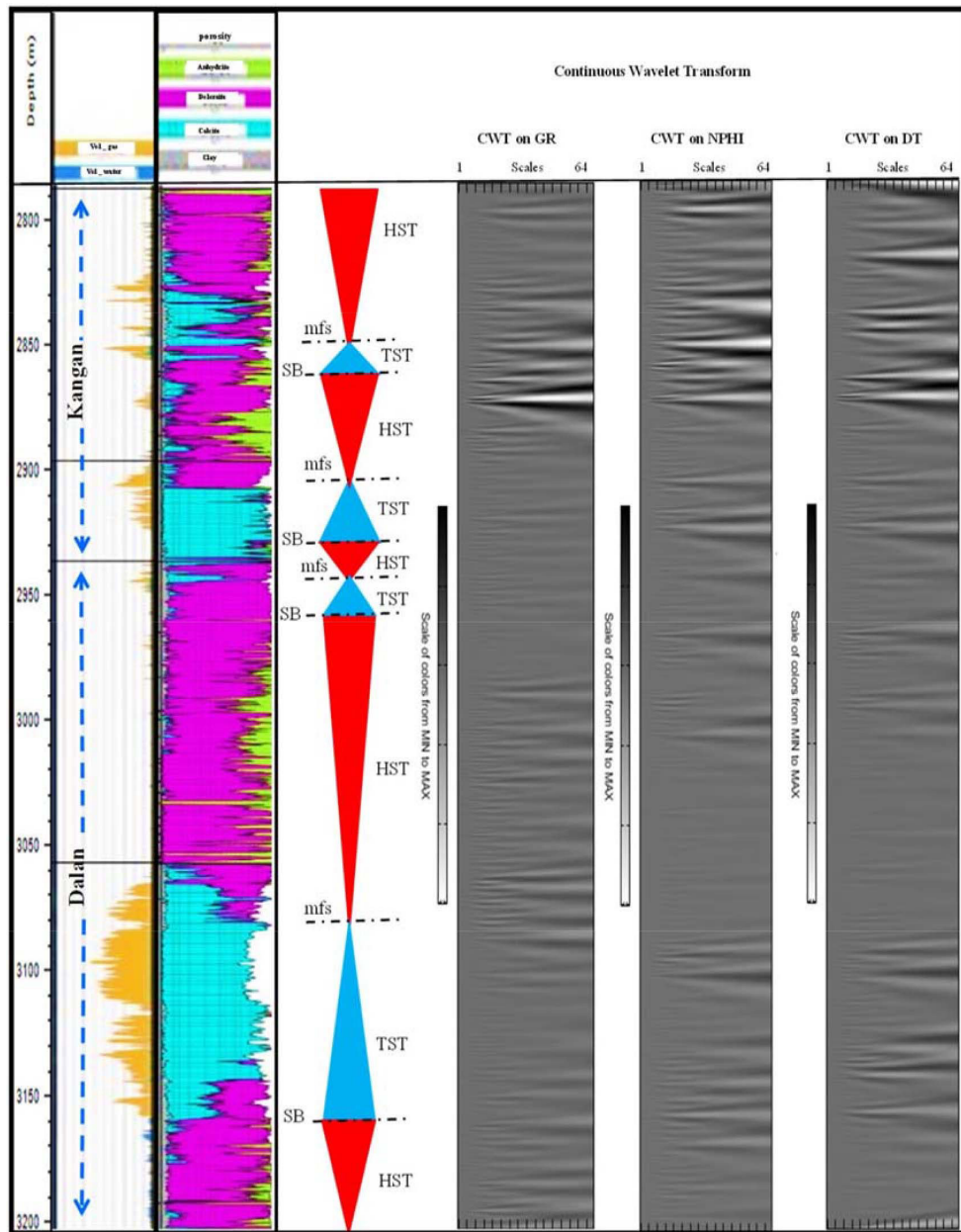




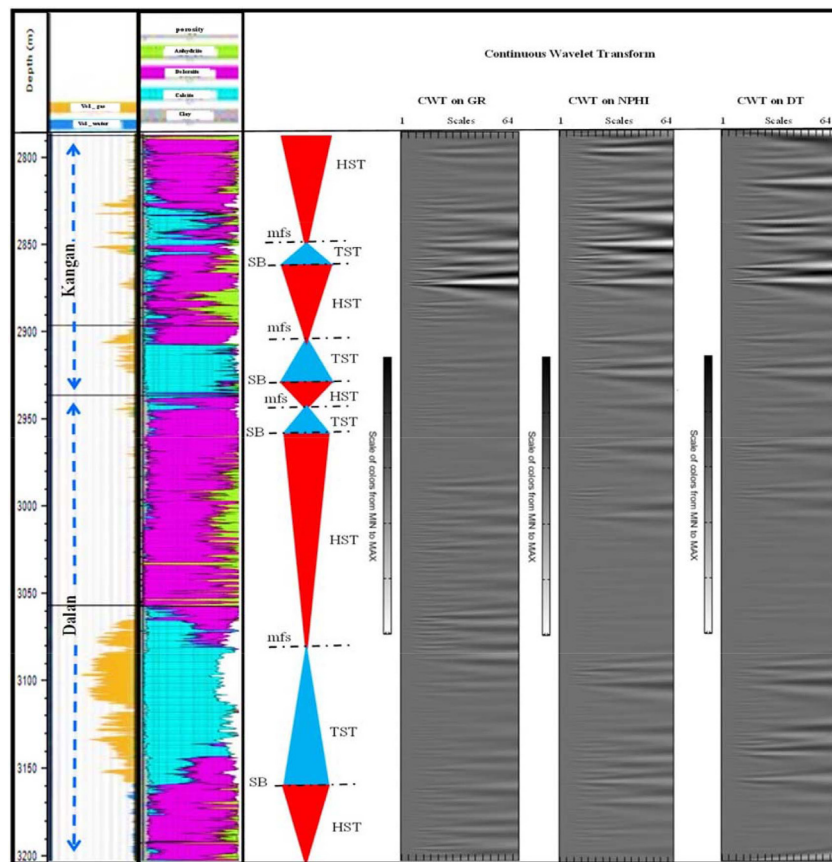
شکل ۶ اعمال DWT با موجک db-5

مقایسه با CWT بوده و در این حالت دارای تطابق بوده و نمودارها مطابقت دارند. در تمامی چاه‌ها میزان CWT برای ما بین ۱ تا ۶۴ بوده و در تمامی سکانس‌ها میزان CWT با تغییر رنگ همراه بوده که این میزان تغییر رنگ با لاگ‌های نوترون، گاما و سونیک که افزایشی بوده‌اند و لاگ چگالی که کاهششی بوده است کاملاً مطابقت دارد. در همین راستا همان‌گونه که می‌بینیم در جاهایی که ما دارای MFS بوده‌ایم میزان گاما نیز افزایشی بوده است که می‌توان بیان نمود زیرا لایه گاما تشکیل یافته است که دارای پتاسیم توریوم و اورانیوم است میزان رادیواکتیو در اینجا بالا بوده و این منطقه می‌تواند دارای لایه‌های شیلی غنی از مواد آلی باشد. حال آنکه حتی در جاهایی که میزان لاگ نوترون و صوتی افزایش داشته و در طرف دیگر، میزان لاگ چگالی کاهش داشته است و میزان لاگ گاما نیز کاهششی بوده می‌توان بیان نمود این مناطق مناطق رسی کم متخلخل هستند که در اسکالوگرام این مناطق به‌صورت روشن به‌خوبی قابل مشاهده هستند.

مرزهای سکانسی از محتویات فرکانس پایین سیگنال‌ها به‌ویژه تقریب پنجم a5 به بهترین وجه تشخیص داده می‌شوند. به‌طور معمول، تقریب پنجم مربوط به مرزهای سکانسی است که در تخلخل‌های بالاتر سنگ‌های کربناته سازند دالان وکنگان ایجاد می‌شود. توافق خوبی بین حداکثر سطح سیلابی و ضرایب موجک وجود دارد. نمایش رنگ ضرایب تبدیل موجک پیوسته از مقیاس ۶۴ تا ۱. یک ویژگی مخروطی شکل در اسکالوگرام مربوط به MFS ایجاد می‌شود. مرزهای سکانسی مربوط به اوج زون متخلخل است که با رنگ روشن اسکالوگرام مشخص می‌شود (شکل‌های ۸ و ۷). همان‌طور که می‌بینیم تمامی چاه‌ها از چهار سکانس تشکیل شدند که در ابتدا و انتهای هر سکانس SB و در میانه آن MFS که خودسکانس اصلی است قرار دارد. همان‌گونه که معلوم است در این چاه‌ها مرز سکانس‌ها در مقایسه با لاگ‌های گاما، نوترون و سونیک قابل رؤیت بوده و هرجایی که دارای افزایش بوده‌اند در لایه‌های چاه‌پیمایی چگالی کاهش داشته و از آن طرف در



شکل ۷ نتایج اعمال تبدیل موجک پیوسته CWT بر روی لاگ‌های GR, NPHI,DT همراه با ستون سنگ‌شناسی و سیالات برای سازندهای دالان و کنگان



شکل ۸ نتایج اعمال DWT بر روی لاگ‌های GR, NPHI,DT همراه با ستون سنگ‌شناسی و سیالات برای سازندهای دالان و کنگان

پس از در نظر گرفتن تصحیح شیل (لاگ گاما زون متخلخل) است زیرا فواصل شیل حاوی آب محصور است که به اشتباه به‌عنوان تخلخل در لاگ نوترون تفسیر می‌شود. در چاه D همانطور که می‌بینیم اسکالوگرام گاما در دو مرزسکانسی مطابقت خوبی دارد و به‌خوبی معلوم است درحالی‌که در دو مرز دیگر به‌خوبی آن دو مرز قبلی نیست و مرزهای سکانسی در اسکالوگرام نوترون در هر چهار سکانس به‌خوبی قابل رویت و نمایش می‌باشند. حال آنکه در چاه B در برخی نقاط اسکالوگرام گاما به‌خوبی با سکانس‌های معلوم شده تطابق دارد ولی در برخی نقاط دیگر نیز تطابق بوده ولی رنگ اصلی آن به تیرگی و وضوح در سکانس‌های قبلی نیست ولی با این حال می‌توان دریافت که در هر مرزسکانس اسکالوگرام تیره و روشن می‌شود.

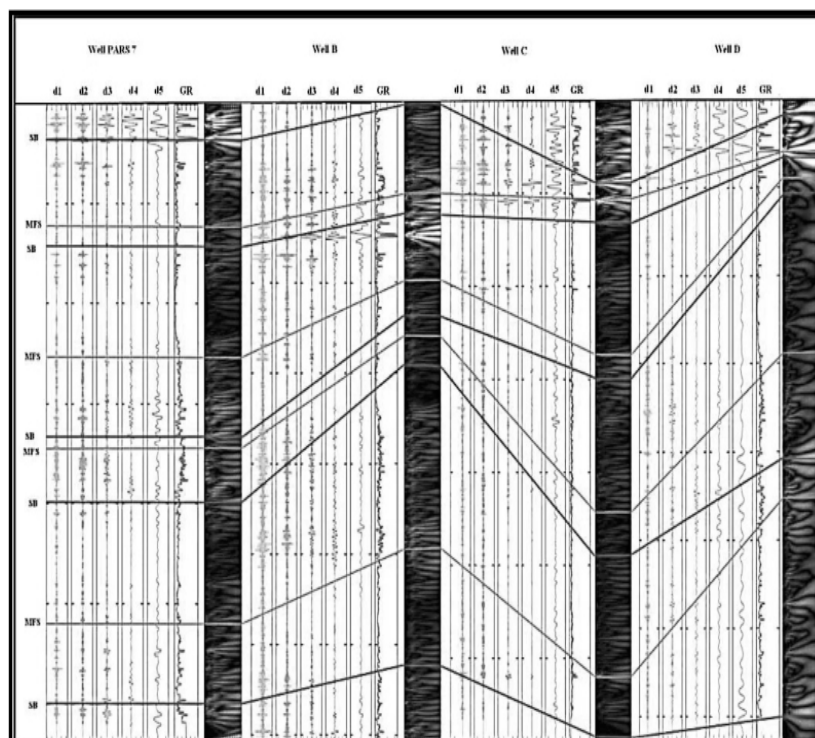
در زمان حرکت حداکثر خط ساحلی به‌سمت خشکی بسیاری از رسوبات دانه ریز مانند رس و شیل رسوب می‌کنند. به‌دلیل وجود شیل و رس‌های فعال رادیواکتیو و غالباً آلی، MFS با خواندن بیشترین اشعه گاما از جمله CGR (لاگ گاما اصلاح شده) یا SGR (مجموع لاگ گاما) و از این رو حجم بالاتر شیل نشان داده می‌شود. بر این اساس انتظار می‌رود که حداکثر رخداد شیلی با حداکثر سطح سیلابی در ارتباط باشد در حالی که فواصل آهکی و دولومیتی آزاد رس با تخلخل زیاد با مرزهای سکانسی انطباق دارد. شیل تخلخل بالاتر و خواندن چگالی کمتری را نشان می‌دهد. مرز سکانسی یک منطقه با تخلخل بالا است که با لاگ گاما پایین‌تر، تخلخل بیشتر نوترون پس از اصلاح اثر شیل، زمان انتقال صوتی بالاتر و لاگ چگالی کم مشخص می‌شود. بر این اساس، مرزهای سکانسی در ارتباط با لاگ تخلخل

ارتباط هستند که با همین در ارتباط بودن تمامی سکانس‌ها می‌توان عمق هر سکانس در هر چاه و تفاوت عمقی هر کدام از سکانس‌ها در هر چاه را مشخص نموده و بتوانیم تعیین نماییم. چیزی که معلوم است، ارتباط قابل قبول بین سکانس‌ها تعیین شده در هر چاه چاه و تعیین مرز سکانس‌ها و سکانس‌های اصلی در هر چاه چاه می‌باشد. برای این منظور ابتدا ضرایب موجک گسسته و پیوسته به صورت جداگانه روی هم چیده شده و نرمال‌سازی شده‌اند. پس از آن هر دو CWT و DWT بر روی حاصل ضرب ضرایب انباشته اعمال شدند. با استفاده از روش‌های موجک ترکیبی، توافق خوبی بین مرزهای سکانسی تعیین شده وجود دارد (شکل ۹).

### نتیجه‌گیری

برای هر یک از چاه‌ها میزان CWT و DWT آنها در کنار همدیگر رسم گردیده است که با توجه به وجود لاگ‌های چاه‌پیمایی صوتی، نوترون و گاما

در چاه C نیز چهار سکانس تشخیص داده شد که در آن اسکالوگرام گاما و نوترون به خوبی و وضوح خوب قابل مشاهده است ولی فقط یک سکانس‌ها در اسکالوگرام سونیک مشاهده می‌شود. دیگر سکانس‌ها در اسکالوگرام سونیک به خوبی قابل رویت نیستند. در پارس جنوبی ۷ نیز همان‌گونه که در چاه C بیان شد ما دارای چهار سکانس اصلی هستیم که با اسکالوگرام گاما و نوترون تطابق داشته و به خوبی قابل رویت بوده ولی در لاگ سونیک در اسکالوگرام سونیک به خوبی مشاهده نمی‌شود و ما در اینجا دارای ضعف می‌باشیم. حال همان‌طور که در شکل معلوم است برای تمامی چاه‌ها نمودار تبدیل موجک گسسته و تبدیل موجک پیوسته رسم گردیده است. از طریق انطباق MFS و SB بین آنها یک ارتباط مشترک به وجود آمده به طوری که در هر چاه چاه میزان MFS را به همدیگر با یک خط وصل نموده و در ادامه تمامی مرزهای سکانسی SB را با هم انطباق می‌دهیم. حال می‌توانیم بینیم تمامی سکانس‌ها در هر چاه چاه با همدیگر چگونه در



شکل ۹ انطباق سیستم تراکت‌های چاه‌ها A,B,C,D براساس ضرایب موجک ترکیبی CWT-DWT در منطقه مورد مطالعه

کمترین نمودار سیگنال در تبدیل موجک گسسته قابل تشخیص خواهد بود. زمانی که شما دارای ۵ نمودار جزئی و یک نمودار as هستید که از جمع آنها می‌توان نمودار گاما را بازسازی نموده و آنها را مقایسه نمایید، در نمودار as در مرز سکانس‌ها همانگونه که مشاهده کردید دارای میزان نوترون بالایی خواهیم داشت که این خود می‌تواند به خاطر نوع لیتولوژی در منطقه دالان و کنگان باشد. حال همان‌گونه که بیان شد می‌توان دریافت که با به دست آوردن میزان تبدیل موجک پیوسته و مقایسه آن با تبدیل موجک گسسته در کنار لاگ‌های چاه‌پیمایی می‌توانیم سکانس‌ها را بخوبی و به‌طور کامل تشخیص داده و بیان نمائیم.

تبدیل موجک پیوسته لاگ گاما، نوترون و لاگ صوتی در برجسته‌سازی حداکثر سطح سیلابی موفق شناخته شده است. ضرایب CWT در مقیاس پایین (به سمت ۱) با ویژگی‌های مقیاس ریز در بردار سیگنال انطباق دارند. مقادیر مقیاس بالا (به سمت ۶۴) موجک را کشیده و با محتوای فرکانس پایین سیگنال ارتباط بهتری دارد. ضرایب CWT در مقیاس بالا ویژگی‌های مقیاس درشت را در سیگنال ورودی از لاگ چاه نشان می‌دهد. با استفاده از CWT، حداکثر سطح سیلابی از هر دو محتوای فرکانس بالا و فرکانس پایین سیگنال‌ها با موفقیت شناخته می‌شود.

چهار سکانس رده سوم در آنها تشخیص داده شده است که معمولاً در مرزهای سکانسی دارای محیط‌های متخلخل بوده و میزان لاگ نوترون و صوتی در آنها نیز زیاد می‌باشد و میزان لاگ گاما پایین و چگالی کم (زون متخلخل کم رس) است. در این مطالعه، مرزهای سکانسی با اوج زون متخلخل انطباق دارد که با رنگ‌های کم نور روی اسکالوگرام مشخص می‌شود. هنگام ارتباط پیک تخلخل زیاد موجود در مرزهای سکانسی براساس داده‌ها و لاگ‌های چاه‌پیمایی موجود باید دقت نمود زیرا بخشی از تخلخل بالاتر خود می‌تواند ناشی از شکستگی، انحلال و تبلور مجدد در دیاژنز باشد که شکستگی‌های دیاژنزی این تخلخل‌های مناسب را به وجود آورده باشند. از طرف دیگر، در این ۴ سکانس دارای MFS هستیم که خود مناطق MFS دارای میزان لاگ گامای بالا بوده و نشان‌دهنده این است که در این مناطق رادیواکتیو وجود داشته و این مناطق دارای میزان اورانیوم بالایی هستند که خود این امر نشان‌دهنده لایه‌های شیلی غنی از مواد آلی باشد. حال آنکه وجود تبدیل موجک پیوسته خود امر بسیار مفید و مؤثر در تشخیص سطح حداکثر سیلابی MFS است که از تطبیق آن با نمودار سیگنال موجود می‌توان MFS و همچنین SB مرز سکانسی را تشخیص داد. همچنین، سطح حداکثر سیلابی MFS از ارتباط بین بیشترین و

## مراجع

- [1]. Alsharhan, A.S. (2006). Sedimentological character and hydrocarbon parameters of the middle Permian to Early Triassic Khuff Formation, United Arab Emirates, *GeoArabia*, 11, 121-158.
- [2]. Mehrabi, H., Mansouri, M., Rahimpour-Bonab, H., Tavakoli, V., & Hassanzadeh, M. (2016). Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 95-113.
- [3]. Tavakoli, V., Rezaei, M., & Rahimpour-Bonab, H. (2021). Comparison of different permeability estimation models based on pore throats in Dalan and Kangan Formations, the Central Persian Gulf, *Journal of Petroleum Research*.
- [4]. Nazemi, M., Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., & Sharifi-Yazdi, M. (2021) Integrating petrophysical attributes with saturation data in a geological framework, Permian-Triassic reservoirs of the central Persian Gulf, *Journal of African Earth Sciences*, 179, 104203.
- [5]. Falahatkah, O., Kadkhodai, A., Ciabeghods, A.A., & Mingsong, Li. (2021) Cyclostratigraphy of the lower Triassic Kangan Formation in the Salman gas field, eastern Persian Gulf, Iran, *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 561, 110045.
- [6]. Xia, L., Yiren, F., Shaogui, D., & Tongshan, W. (2009). Automatic demarcation of sequence stratigraphy

- using the method of well logging multiscale data fusion, *Petroleum Exploration and Development*, 36, 221-227.
- [7]. Prokoph, A., & Thurow, J. (2000). Diachronous pattern of Milankovitch cyclicity in late Albian pelagic marlstones of the North German Basin, *Sedimentary Geology*, 134, 287-303.
- [8]. Niebuhr, B., & Prokoph, A. (1997). Periodic-cyclic and chaotic successions of Upper Cretaceous (Cenomanian to Campanian) pelagic sediments in the North German Basin, *Cretaceous Research*, 18: 731-750.
- [9]. Soroush, H., Rasouli, V. & Tokhmchi, B. (2010). A data processing algorithm proposed for identification of breakout zones in tight formations, A case study in Barnett gas shale, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 74, 154-162.
- [10]. Octavian Catuneanu & Massimo Zecchin (2016) Unique vs. non-unique stratigraphic geometries: Relevance to sequence stratigraphy, *Sequence Stratigraphy, Marine and Petroleum Geology*, Elsevier, 78, 184-195, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.09.019.
- [11]. Catuneanu, O. (2017). Sequence stratigraphy: Guidelines for a standard methodology. In *Stratigraphy & timescales*, 1st edition, Chapter One, University of Alberta, Edmonton, Canada, 2, 1-57. ISSN: 2468-5178
- [12]. Catuneanu, O. (2019). Model-independent sequence stratigraphy. *Earth-science reviews*, 188, 312-388, doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.09.017.
- [13]. Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J.P., Blum, M.D., Dalrymple, R.W., Eriksson, P.G. & Winker, C. (2009) Towards the standardization of sequence stratigraphy, *Earth-Science Reviews*, 92(1-2): 1-33, doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003.
- [14]. Version, C. (2010). C User Guide, Enres International Company.
- [۱۵]. رحمانی، ع. (۱۳۹۱). آشنایی با نرم افزار سیکلولاگ و کاربردهای آن در صنعت نفت مطالعات چینه‌نگاری سکانسی، مطالعه موردی مخزن آسماری میدان نفتی پارسی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۱۹.
- [16]. Wang, S., Qingchun, J., Zhiyong, C., Zecheng, W., Hua, J., Congsheng, B., Qingfu, F., & Yulin, W. (2015). Sequence stratigraphic features of the Middle Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and their controls on source rocks and reservoirs, *Natural Gas Industry*, 2(5): 421-429, doi.org/10.1016/j.ngib.2015.09.018.
- [17]. Yuan, R., Zhu, R., Xie, S., Hu, W., Zhou, F., & Yu, T. (2019). Utilizing maximum entropy spectral analysis (MESA) to identify Milankovitch cycles in Lower Member of Miocene Zhujiang Formation in north slope of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin, South China Sea, *De Gruyter, Open Geosci*, 11, 877-887, /doi.org/10.1515/geo-2019-0068.
- [18]. Aali, J., Rahimpour-Bonab, H., & Kamali, M. R. (2006). Geochemistry and origin of the world's largest gas field from Persian Gulf, Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50,(3-4): 161-175, doi.org/10.1016/j.petrol.2005.12.004.
- [19]. Alsharhan, A. S. & Nairn, A. E. M. (1997). *Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East*, Elsevier, Netherlands, 843.
- [20]. Al-Jallal, I. A. (1995). The Khuff Formation: Its regional reservoir potential in Saudi Arabia and other Gulf countries, depositional and stratigraphic approach, in M. I. Al-Huseini, ed, *Geo'94, Middle East Petroleum Geosciences: Bahrain*, Gulf PetroLink, 1, 103-119.
- [21]. Koehrer, B., Heymann, C., Prousa, F. & Aigner, T. (2010). Multiple-scale facies and reservoir quality variations within a dolomite body- Outcrop analog study from the Middle Triassic, SW German Basin, *Marine and Petroleum Geology*, 27(2): 386-411.
- [22]. Rahimpour-Bonab, H., Asadi-Eskandar, A., & Sonei, R. (2009). Effects of the Permian-Triassic boundary on reservoir characteristics of the South Pars gas field, Persian Gulf, *Geological*, 44(3): 341-364, doi.org/10.1002/gj.1148.
- [23]. Rahimpour-Bonab, H., Esrafil-Dizaji, B., Tavakoli, V. (2010). Dolomitization and anhydrite precipitation in Permo-Triassic carbonates at the South Pars gasfield, offshore Iran: controls on reservoir quality, *Journal of Petroleum Geology*, 33(1): 43-66, doi.org/10.1111/j.1747-5457.2010.00463.x.
- [24]. Ziegler, M. A. (2001). Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences, *Geo -Arabia*, 6 (3): 445-504.
- [25]. Szabo, F. & Kheradpir, A. (1978). Permian and Triassic stratigraphy, Zagros basin, south-west Iran, *Journal of Petroleum Geology*, 1(2): 57-82, doi.org/10.1111/j.1747-5457.1978.tb00611.x.
- [26]. Kashfi, M.S. (1992). Geology of the Permian "Super-Giant" gas reservoirs in the greater Persian Gulf area, *Journal of Petroleum Geology*, 15(3), 465-480.
- [27]. Konert, G., Afifi, A.M., Al-Hajri, S.A., de Groot K.M., Al Naim A.A., & Droste, H.J. (2001). Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate, *AAPG Memoir*, 74, 483-515.
- [28]. Edgell, H. (1996). Salt tectonism in the Persian Gulf basin, In: Alsop, I, Blundell, D & Davison, I (Eds) *Salt Tectonics*, Geological Society, London, Special Publications, 100: 129-151.

- [29]. Insalaco, E., Virgone, A., Courme, B., Gaillot, J., Kamali, M., Moallemi, A., & Monibi, S. (2006), Upper Dalan member and Kangan formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran, Depositional System, Biostratigraphy and Stratigraphic Architecture, *GeoArabia*, 11(2), 75-176.
- [30]. Kadkhodaie, A., & Rezaee, R. (2017). Intelligent sequence stratigraphy through a wavelet-based decomposition of well log data, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 40, 38-50.
- [31]. Matlab user's guide (2015). Wavelet Transform Toolbox, The Mathworks Inc.
- [32]. Chanh, S.G., Yu, B., & Vetterli, M. (2000). Adaptive wavelet thresholding for image denoising and compression, *IEEE Trans, Image Process*, 9, 1532-1546.
- [33]. Nio, S. D., Brouwer, J.H., Smith, D.G., De Jong, M.G., Bohm, A.R. (2005). Spectral trend attribute analysis applications in the stratigraphic analysis of wireline logs, *First Break*, 23, 7175.
- [34]. Nio, S.D., Bohm, A.R., Brouwer, J.H., De Jong, M.G., & Smith, D.G. (2006). Climate stratigraphy, principles and applications in subsurface correlation, *EAGE Short Course Series*, 1, 1- 130.
- [35]. De Jong, M., Smith, D., Djin Nio, S. & Hardy, N. (2006). Subsurface correlation of the Triassic of the UK southern central graben, *New Look at an Old Problem*, 24(6): 103-109.



# Spectral Analysis of Petrophysical Logs to determine the stratal surfaces of Dalan and Kangan formation in one of the Gas Fields in Southern Iran using Wavelet Analysis and INPEFA Log

Seyedeh Azam Tayeban<sup>1</sup>, Ali Kadkhodaie<sup>2\*</sup>, Mehran Arian<sup>1</sup>, Hossain Rahimpour- Bonab<sup>3</sup> and Seyed Mohsen Aleali<sup>1</sup>

1. Department of Geoscience, Faculty of Converging Science and Technologies , Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

2. Earth Science Department, Faculty of Natural Science, University of Tabriz, Iran

3. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

kadkhodaie\_ali@tabrizu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4753.3133

Received: March/07/2022

Accepted: December/14/2022

## Introduction

Direct study of drilling data such as core analysis is very expensive. Therefore, experts try to identify the characteristics of oil reservoirs using cheaper and faster methods. The use of well log data and its analysis with new computer processing techniques based on mathematical algorithms is one of those methods. One of the new methods of data processing is wavelet analysis. Wavelet analysis is a method that is highly sensitive to sudden changes [1,2,3]. Accordingly, it can be used to identify and determine the sequence boundaries, which are usually of the disconformity type. Petroleum geologists use electrical diagrams, especially gamma logs, to separate reservoir zones and correlation between different wells in a field, as well as in sequence stratigraphy analysis to identify stratal surfaces. The gamma electric log can be thought of as a composite wave consisting of a large number of wavelets. These waves are, in fact, the effects of the Milankovich cycles, which, along with a series of disturbing waves, form electrical logs. To study cyclostratigraphy, this composite wave must be decomposed into its constituent components, for which Cyclolog software is used [4].

Although the gamma log shows important stratal

surfaces, it does not show the levels of smaller and parasequences and does not specify minor changes. Using the gamma log and analyzing it, the Cyclolog software produces a diagram called INPEFA, in which the stratal surfaces are completely separated and easy to identify, as well as the level of correlation. INPEFA<sup>1</sup> curve (Integrated Error Prediction Analysis Filter Curve) is a unique method for identifying stratal surfaces [5,6].

## Materials and Methods

Wavelet transform is a signal processing tool that converts a signal to different form. Such a conversion can reveal the hidden information in signal which can in turn be used in geological interpretations. The signal in this case study is a set of well logging data including gamma ray and porosity logs including neutron and sonic logs measured at drilling wells [7].

## Wavelet Analysis

MATLAB software has been used for spectral analysis of petrophysical logs in the studied wells. For this purpose, one-dimensional wavelet transform method

1. Integrated Prediction Error Filter Analysis



(Wavelet 1-D) was used in MATLAB software. one-dimensional wavelet transform is in two forms: discrete time wavelet transform in one dimension (discrete Wavelet 1-D) and continuous time wavelet transform in one dimension (Continuous Wavelet 1-D). The desired logs in each well were analyzed by both wavelet transform methods (discrete DWT and continuous CWT) [8].

### Continuous Wavelet transform (CWT)

Wavelet transform is the multiplication of the digital value of the signal by the digital value of the wavelet on the scales and its displacement over the entire time interval of the signal. This process creates the wavelet correlation coefficient, which is the equation of scale and location. Correlation coefficient is a coefficient that indicates the similarity of the signal to the wavelet, and it is often indicated by “C”. The greater the similarity of the signal to the wave, the larger this coefficient. To obtain this coefficient, the digitized value of the signal is multiplied by the wavelet digitized value and all values are added together. Mathematically speaking, if the signal is denoted by  $f(t)$  and the wavelet is denoted by  $\psi(t)$ , the value of C is obtained from the following equation [9].

$$C(\alpha, \beta, f(t), \psi(t)) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \cdot \frac{1}{\sqrt{\alpha}} \Psi * \left( \frac{t-\beta}{\alpha} \right) dt \quad (1)$$

where  $\alpha$  is the scale parameter ( $\alpha > 0$ ),  $\beta$  is the position parameter, signal  $f(t)$  and analytical wavelet  $\psi(t)$ .

The result of wavelet transform is a graph in three dimensions of time “ $t$ ”, scale “ $S$ ” and correlation coefficient “ $C$ ”, which is called scalogram.

### Discrete Wavelet Transform (DWT)

Discrete Wavelet Transform (DWT) implements the wavelet transform by using a discrete set of the wavelet scales and translations following some defined rules. Such a transform decomposes the signal into set of mutually orthogonal wavelets, which is the main difference from the CWT. The main advantage of decomposition is its ability of deconstructing complex signals into basis signals of finite bandwidth, and then reconstructing them again with very little loss of information. Also, decomposition can be used for denoising of the signal. Using wavelet, we can suppress noise which are out of frequency band of the signal [7].

$$\psi(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} \alpha_k \psi(S_t - K) \quad (2)$$

where  $S$  is a scale factor (usually taken as 2). Usually, only few of the coefficients  $\alpha_k$  are nonzero which simplifies the calculations.

### Determining Sequences using Cyclog Software

Available log data in LAS format were entered into Cyclog software and a unique INPEFA curve was output for each log and the maximum flooding surface of MFS and SB sequence boundaries with negative

turning points (NBS) and positive turning points (PBS) of INPEFA curve, respectively, was determined. In addition, the highstand system tract (HST) was identified by the negative trend of the INPEFA curve and the transgressive system tract (TST) was determined by the positive trend of this curve (Figure 1).

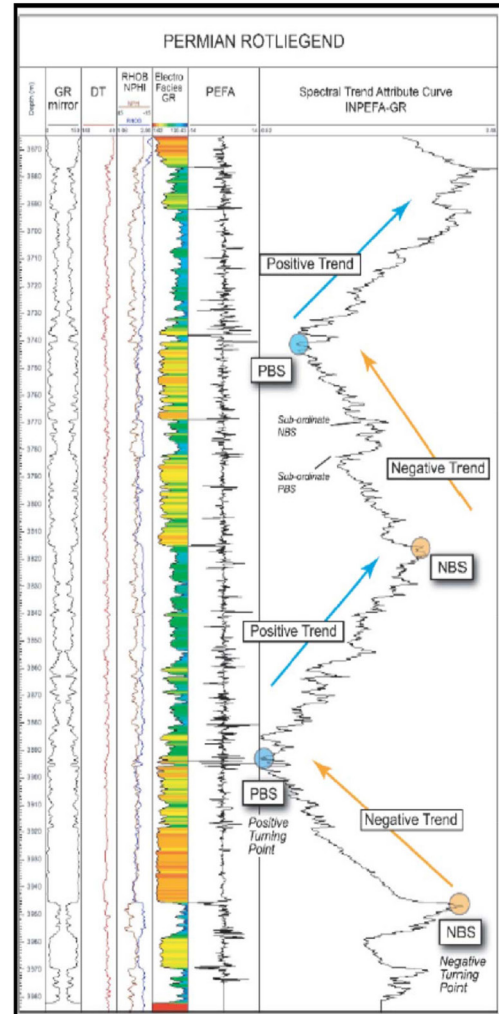


Fig. 1 Plotted INPEFA curve for log gamma, and positive and negative trends and positive and negative turning points.

### Results and Discussion

As can be seen, for all wells, a CWT correlation coefficient has been designed according to the formulas that have been expressed. It is characterized by gamma, sonic and neutron logs and can be seen well and with good resolution with a suitable color spectrum. The CWT continuous wavelet transform method was used to analyze gamma and porosity logs into a set of wavelet coefficients at different scales.

After drawing the signal log and CWT and gamma log, as shown in the picture, in places where there is a signal peak, it goes to CWT in dark gray, and in places where the signal peak decreases, CWT also tends to light gray. At present, it can be stated that there is a

good and clear relationship between the CWT diagram and the signal, which becomes darker or lighter with the increase of the signal peak.

As can be seen, the DWT diagram with the db-5 wavelet from the analysis of well logs is divided into five categories and is formed. In this figure, the red diagram shows the s signal, the blue diagram shows the fifth approximation diagram  $a_5$  and 5 The other green diagrams ( $d_1, d_2, d_3, d_4, d_5$ ) show all the detail diagrams. From the sum of all the detail diagrams and their sum with the fifth approximation diagram  $a_5$  the gamma log will be reconstructed. As can be seen, all or at least most of the weak peaks and weak oscillations of the gamma log are fully amplified and can be analyzed by the DWT diagram. This amplification of the weak peaks or the weak oscillations of the gamma log can be seen in all wells is.

### Conclusions

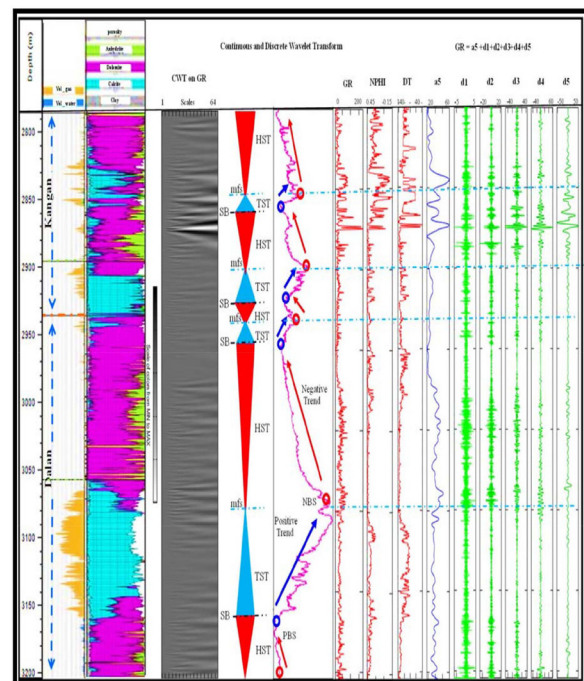
For each of the wells, their CWT and DWT levels have been plotted next to each other. Due to the presence of acoustic well, neutron and gamma well logs, four third-order sequences have been identified in them, which usually have porous environments at the sequence boundaries. The amount of neutron and sonic logs in them is also high and the amount of gamma logs is low and the density is low (porosity zone of low clay). In this study, the sequence boundaries correspond to the apex of the porous zone, which is characterized by light colors on the scalogram.

On the other hand, in these 4 sequences, we have MFS, which MFS regions themselves have a high gamma log content, indicating that there is radioactivity in these regions, and these regions have a high uranium content, which in turn indicates organic-rich shale layers.

However, the presence of CWT continuous wavelet transform itself is very useful and effective in detecting the maximum flooding surface of MFS, which can be detected by matching the existing signal diagram with MFS as well as SB sequence boundary. Also, the maximum flooding surface of MFS can be distinguished from the relationship between the maximum and minimum signal diagrams in DWT discrete wavelet transform. When you have 5 partial diagrams and one diagram  $a_5$  from which you can reconstruct the gamma log and compare them, in diagram  $a_5$  at the border of the sequences, as you can see, we had a high neutron content, which can be due to the type of lithology in Dalan and Kangan area. Now, as stated, we can see that by obtaining the rate of CWT continuous wavelet transform and comparing it with DWT discrete wavelet transform along with well logs, we can identify and express the sequences well and completely.

Ultimately, the continuous wavelet transform of gamma logs, neutrons and sonic logs is known to

be successful in highlighting the maximum flooding surface. The low-scale CWT coefficients (toward 1) correspond to the micro-scale properties of the signal vector. High-scale values (towards 64) pull the wavelet, and they have a better relationship with the lower frequency content of the signal. Large-scale CWT coefficients show large-scale characteristics in the input signal from the well log. Using DWT, the maximum flooding surface of both high frequency and low frequency content of signals is successfully identified (Figure 2).



**Fig. 2** The results of applying DWT on GR,NPHI and DT logs along with lithology and fluids column for the Dalan and Kangan formations.

### Nomenclatures

- DWT: Discrete Wavelet Transform
- HST: Highstand System Tract
- MFS: Maximum flooding surface
- NBS: Negative turning points
- PBS: Positive turning points
- SB: Sequence boundaries
- TST: Transgressive system tract

### References

1. Xia L, Yiren F, Shaogui D, Tongshan W (2009) Automatic demarcation of sequence stratigraphy using the method of well logging multiscale data fusion, *Petroleum Exploration and development*, 36: 221-227. Doi:10.1016/S1876-3804(09)60122-1.
2. Prokoph A Thurow J (2000) Diachronous pattern of Milankovitch cyclicity in late Albian pelagic marlstones of the North German Basin, *Sedimentary Geology*, 134: 287-303.

3. Soroush H, Rasouli V, Tokhmchi B (2010) A data processing algorithm proposed for identification of breakout zones in tight formations, A case study in Barnett gas shale, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 74: 154-162.
4. Cyclog Version (2010) C User Guide, Enres International Company.
5. Wang S, Qingchun J, Zhiyong C, Zecheng W, Hua J, Congsheng B, Qingfu F, Yulin W (2015) Sequence stratigraphic features of the Middle Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and their controls on source rocks and reservoirs, *Natural Gas Industry*, B, 2 : 421-429.
6. Yuan R, Zhu R, Xie S, Hu W, Zhou F, Yu T (2019) Utilizing Maximum Entropy Spectral Analysis (MESA) to identify Milankovitch cycles in Lower Member of Miocene Zhujiang Formation in north slope of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin, South China Sea, *Open Geosci*, 11: 877-887.
7. Kadkhodaie A, Rezaee R (2017) Intelligent sequence stratigraphy through a wavelet-based decomposition of well log data, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 40: 38-50.
8. Matlab user's guide (2015) Wavelet Transform Toolbox, The Mathworks Inc.
9. Chanh SG, Yu B, Vetterli M (2000) Adaptive wavelet thresholding for image denoising and compression, *IEEE Trans, Image Process*, 9:1532-1546.