

کاربرد نمودار تلفیقی فیلتر پیش بینی خطای دینامیکی گاما در مطالعات چینه نگاری سکانسی، بخش منیفا و سازند فهلان، شمال باختر خلیج فارس

بری ناز رسولی قادی^۱، مهدی صرفی^{۲*}، سید محسن آل علی^۱ و زهرا ملکی^۱

^۱ گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، واحد علوم و تحقیقات تهران، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

^۲ گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه دامغان، دامغان، ایران

چکیده

شناسایی سطوح کلیدی چینه نگاری سکانسی، از بخش های مهم سرشت نمایی زمین شناسی مخازن هیدروکربنی است. توالی های کربناته بخش منیفا و سازند فهلان با سن ژوراسیک بالایی-کرتاسه زیرین، مخازن هیدروکربنی مهمی در بخش شمال باختری خلیج فارس به شمار می روند. در این مطالعه، کارآیی نمودار D-INPEFA گاما در شناسایی و تفکیک سکانس ها و سطوح کلیدی سکانسی در پنج چاه کلیدی در یکی از میادین نفتی خلیج فارس بررسی شده است. به این منظور، سطوح کلیدی سکانسی تفکیک شده بر اساس توصیف مغزه ها و بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی، با نتایج تفسیر نمودار D-INPEFA گاما مقایسه شده است. از دیدگاه چینه نگاری سکانسی و با توجه به نتایج مطالعات زمین شناسی، چهار سکانس رده سوم در توالی تیتونین بالایی-نئوکومین شناسایی و توصیف گردید. مرز سکانسی رأس بخش منیفا به عنوان یک ناپوستگی مهم توسط شواهد کارستی شدن و تغییرات گسترده رخساره ای در مرز زیرین و بالایی مشخص می شود. مقایسه سکانس ها با سطوح کلیدی تفکیک شده از طریق نمودار D-INPEFA گاما، نشان می دهد که این روش می تواند به صورت کارآمد در شناسایی و انطباق سکانس ها در محدوده یک میدان هیدروکربنی به کار برده شود.

اطلاعات مقاله

تاریخچه مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۶/۲۰

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۹/۰۹

تاریخ انتشار: ۱۴۰۱/۰۷/۰۱

کلیدواژه ها:

چینه نگاری سکانسی

انطباق

نمودار D-INPEFA گاما

کربنات های بخش منیفا-سازند فهلان

خلیج فارس

۱- پیش نوشتار

اطلاعات مغزه و مقاطع نازک میکروسکوپی به عنوان داده های مستقیم، اطلاعات ارزشمندی در ارتباط با تفسیر زمین شناسی-پتروفیزیکی مخزن فراهم می آورند (Taghavi et al., 2006; Assadi et al., 2016; Daraei et al., 2017; Mohseni et al., 2020; Hosseini et al., 2021). مغزه ها عموماً محدود به چاه های کلیدی و به صورت ناپوسته در دسترس بوده و به منظور آگاهی از چارچوب چینه شناسی سکانسی در محدوده میدان، می بایست از شواهد و داده های غیرمستقیم مانند نمودارهای پتروفیزیکی استفاده شود (Ehrenberg and Svana, 2001; Kadkhodaie and Rezaee, 2017; Tavakoli, 2017; Mansour et al., 2018; Ayyad et al., 2020).

استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی به ویژه گاما، می تواند در مطالعات چینه نگاری سکانسی استفاده گردد (Ehrenberg and Svana, 2001; Tavakoli, 2017). نمودار گاما با توجه به تأثیر اندک از عوامل محیطی، پایداری در برابر فرایندهای دیاژنزی و نیز فراهم بودن در بیشتر چاه های حفاری شده در یک میدان، به صورت گسترده در مطالعات چینه نگاری سکانسی استفاده می شود (Ainsworth, 2006). توکلی (Tavakoli, 2017)، در یک مطالعه موردی بر

چینه نگاری سکانسی، یکی از شاخه های مهم چینه شناسی است و کاربرد زیادی در تفسیر حوضه رسوبی و شناسایی زون های مستعد از دیدگاه سنگ منشأ، سنگ مخزن و پوش سنگ در مطالعات جامع مخزنی دارد (Catuneanu, 2006; Morad et al., 2012). در مطالعات چینه نگاری سکانسی الگوی برانبارش رسوبات در فضا و زمان توسط تباین (Interaction) پارامترهای فضای رسوب گذاری (Accommodation Space) و تأمین رسوب (Sediment Supply) کنترل می شود (Catuneanu, 2006; Miall, 2010; Morad et al., 2012). در جدیدترین تعریف که با هدف قدرت تفکیک و دقت بالاتر در استفاده از داده های لرزه ای سکانس ارائه گردیده است، به صورت یک چرخه از تغییر در الگوی برانبارش که توسط رخداد سطوح کلیدی سکانسی در توالی سنگی مشخص می شود، تعریف می گردد (Catuneanu et al., 2017). در مطالعات چینه نگاری سکانسی از داده های با مقیاس مختلف شامل، مقاطع نازک میکروسکوپی، مغزه ها، نمودارهای پتروفیزیکی و نيمرخ های لرزه ای استفاده می شود (Reynolds, 1994; van Buchem et al., 2011; Kadkhodaie and Rezaee, 2017; Tavakoli, 2017; Cao et al., 2018; Seyedmehdi et al., 2019). در مطالعات چینه نگاری سکانسی و شناسایی سطوح کلیدی،

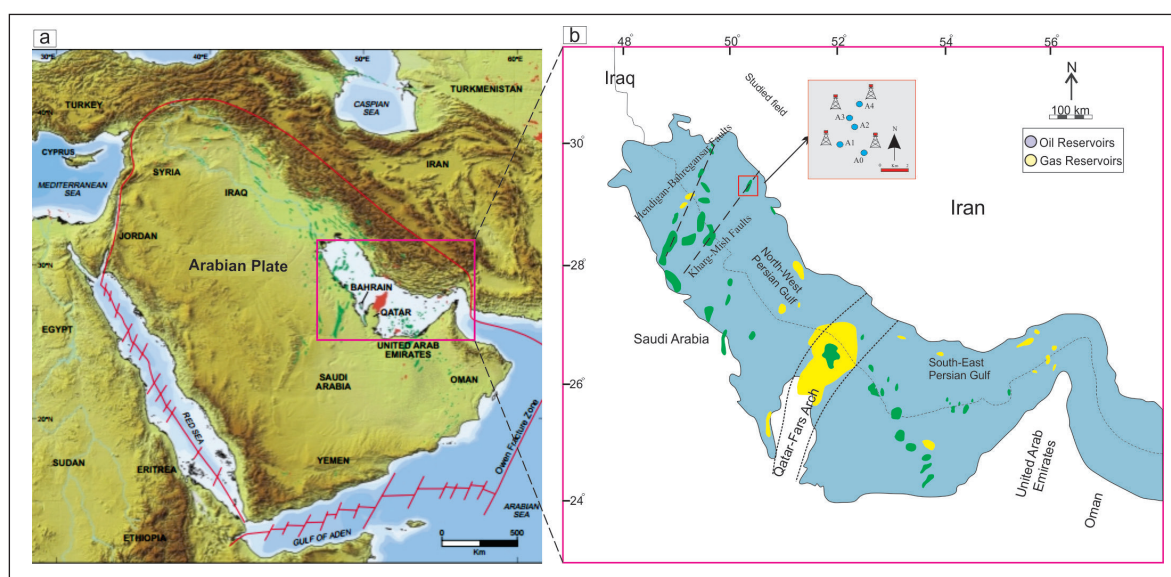
عمده میادین هیدروکربنی بزرگ خلیج فارس و به ویژه بخش خشکی عربستان و کویت در امتداد بلندی‌های دیرینه مهمی با روند شمالی-شمال خاوری و در طی پرکامبرین پسین شکل گرفته‌اند (Al-Husseini, 2000). بلندای ساختاری قطر-فارس با روند شمال خاور-جنوب باختر، خلیج فارس را به بخش شمال باختری و جنوب خاوری تقسیم نموده است (Sharland et al., 2001). در بخش شمال باختری خلیج فارس، گسل‌های عمیق پی‌سنگی خارک-میش و هنديجان-بهرگانسر از عوامل مهم در شکل‌گیری ساختمان‌ها بوده‌اند (Orang et al., 2018, 2020). میدان مورد بررسی در بخش شمال باختری خلیج فارس و در مجاورت بلندای خارک می‌ش قرار گرفته است (شکل ۱-ب). ساختار هیدروکربنی مورد مطالعه یک تاقیدیس کشیده با شیب به سمت شمال-شمال باختر است که بر روی بلندای خارک-میش واقع بوده و در شکل‌گیری آن گسل‌های پی‌سنگی قدیمی و کوهزایی زاگرس نقش داشته‌اند (Chehrizi et al., 2011).

در طی ژوراسیک بالایی-کرتاسه، سازندهای کربناته-ماسه سنگی مختلفی در خلیج فارس از نظر مخزنی دارای اهمیت می‌باشند (Al-Husseini, 2007; Ziegler, 2001) (شکل ۲-ا). سه ناپیوستگی ناحیه‌ای تیتونین پیشین، آپتین پسین و تورونین میانی، نقش مهمی در تحولات رخساره‌ای-دیاژنزی و توزیع مخازن هیدروکربنی کرتاسه داشته‌اند (Sharland et al., 2001; Ziegler, 2001; Al-Husseini, 2007). ناپیوستگی ناحیه‌ای تیتونین بالایی در رأس سازندهای تبخیری هیث و گوتنیا، مرز جدا کننده سکانس‌های بزرگ مقیاس رسوبی-ساختار AP8-AP7 به‌شمار می‌رود (Sharland et al., 2001). بخش منیفا و سازند فهلیان با سن ژوراسیک بالایی-کرتاسه زیرین از مخازن مهم کربناته در برخی از میادین نفتی شمال باختری خلیج فارس می‌باشند (Chehrizi et al., 2011, 2013). کربنات‌های استروماتولیتی منیفا با سن ژوراسیک بالایی، به عنوان بخش کربناته سازند تبخیری هیث در نظر گرفته می‌شوند (Sharland et al., 2001; Hughes and Naji, 2008). به عبارت دیگر، ناپیوستگی تیتونین پسین در مرز ژوراسیک-کرتاسه و در رأس بخش منیفا مشاهده می‌گردد. بخش منیفا و سازند فهلیان با سنگ‌شناسی عمدتاً آهکی در میدان مورد بررسی به ترتیب حدود ۵۵ و ۳۵۰ متر ستبرادراند (شکل ۲-ب). هر دو توالی کربناته از نظر مخزنی دارای اهمیت بوده و به دلیل یکپارچه بودن از نظر سنگ‌شناسی، یک مخزن واحد در نظر گرفته می‌شوند (Chehrizi et al., 2011). ناپیوستگی مهم در مرز بخش منیفا و سازند فهلیان، به عنوان مرز سکانسی مهم، سبب ایجاد یک زون متخلخل در بخش منیفا شده است.

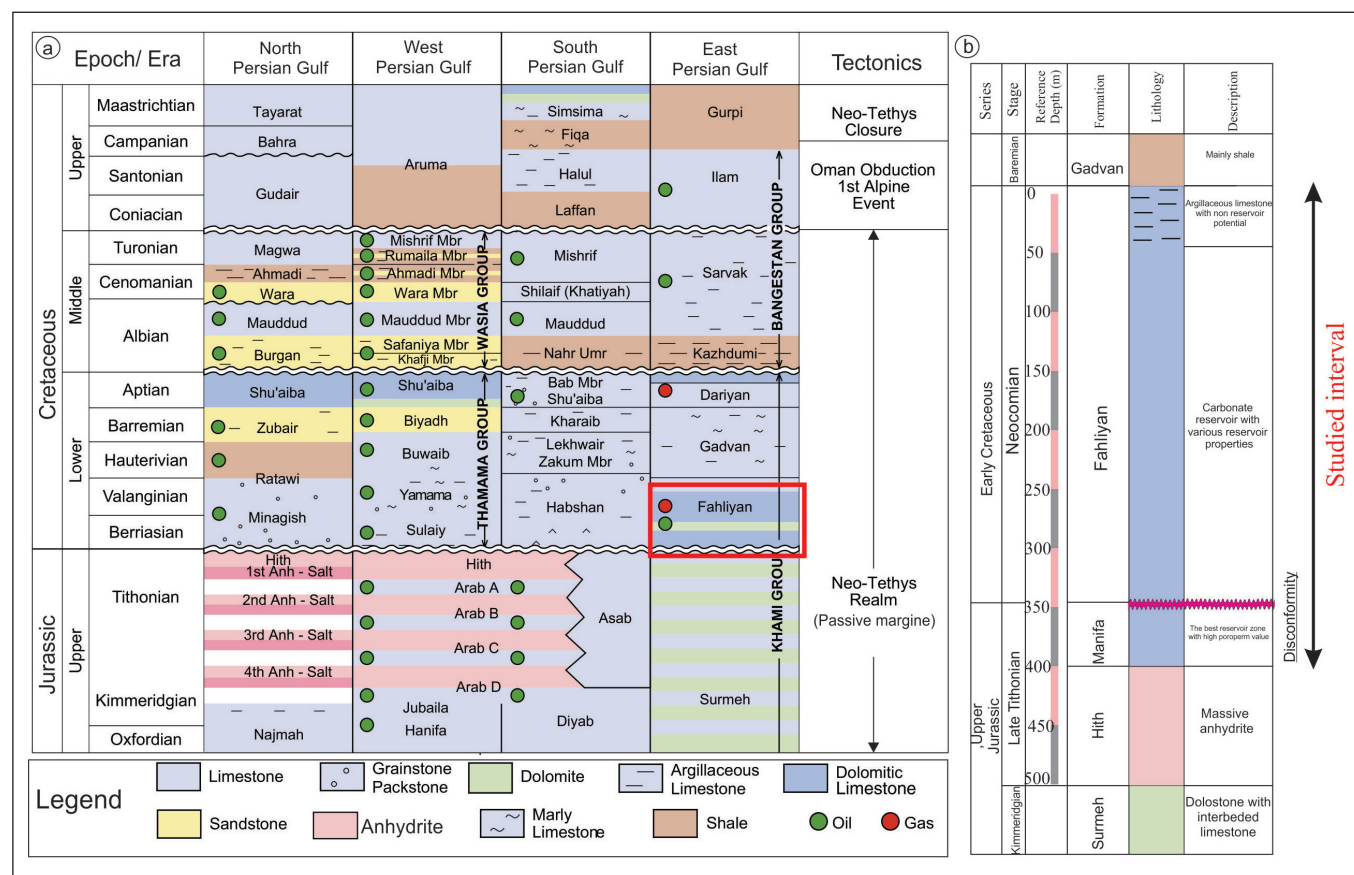
روی توالی پرمین-تریاس یکی از میادین گازی خلیج فارس، از نمودار انحراف گاما ((Gamma Deviation Log (GDL)) به منظور شناسایی سکانس‌ها استفاده نمود. او ابتدا انحراف از میانگین را محاسبه و سپس نمودار تجمعی این انحراف را محاسبه و در برابر ژرفا رسم کردند (Tavakoli, 2017). با استفاده از این روش و مقایسه با نتایج توصیف مغزه‌ها مشخص گردید که با استفاده از این روش ساده محاسباتی می‌توان سکانس‌ها و سطوح کلیدی به ویژه مرز پرمین-تریاس را شناسایی نمود. با وجود سادگی روش معرفی شده (Tavakoli, 2017)، استفاده از آن با توجه به اینکه چرخه‌های محاسباتی باید به صورت مکرر تکرار و محاسبه آن عموماً به صورت دستی انجام شود، در زمانی که در محدوده یک میدان با چاه‌های متعدد از آن استفاده می‌شود، زمان بر، دشوار و با محدودیت‌هایی همراه است. آنالیز تلفیقی فیلتر پیش بینی خطای دینامیکی (Dynamic integrated prediction error filter analysis (D-INPEFA))، یکی از نمودارهایی است که از طریق نرم‌افزار سیکلولاگ (CycloLog Software) محاسبه و از آن به منظور انطباق زون‌های مخزنی و تفسیر سطوح کلیدی چینه‌نگاری سکانسی استفاده می‌شود (De Jong et al., 2006; Nio et al., 2008; Soua, 2012; Li et al., 2018). در این مطالعه، در یک بررسی موردی در توالی‌های کربناته بخش منیفا و سازند فهلیان با سن ژوراسیک بالایی-کرتاسه زیرین در یکی از میادین جنوب باختر خلیج فارس، نمودار GR-DINPEF محاسبه و از طریق مقایسه نتایج آن با سکانس‌های شناسایی شده از طریق توصیف مغزه‌ها و پتروگرافی مقاطع نازک، کارآرایی این روش ارزیابی شده است. نتایج این پژوهش می‌تواند در ارتباط با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی در شناسایی سکانس‌ها و انطباق بین چاه‌های کلیدی اطلاعات ارزشمندی فراهم آورد.

۲- زمین‌شناسی منطقه و چینه‌شناسی

ورقه عربی توسط حاشیه ریفتی دریای سرخ در جنوب باختری، دریای مرده در شمال باختری، حاشیه غیرفعال اقیانوس هند در جنوب خاوری و توسط زون خرد شده زاگرس-توروس در شمال خاوری احاطه می‌شود (Sharland et al., 2001) (شکل ۱-ا). بخش شمال خاوری ورقه عربی، حوضه‌های مهم هیدروکربنی خلیج فارس، زاگرس و میان رودان عراق را شامل می‌شود. خلیج فارس به عنوان یکی از حوضه‌های مهم هیدروکربنی دنیا، توسط خطواره‌ها، به فروافتادگی‌ها (Trough) و بلندی‌هایی (High) تقسیم می‌شود (Konyuhov and Maleki, 2006; Farzadi, 2006).



شکل ۱- (a) نقشه زمین‌شناسی-ساختارنی ورقه عربی که خلیج فارس از حوضه‌های مهم هیدروکربنی آن به‌شمار می‌رود (Sharland et al., 2001). (b) موقعیت میدان نفتی مورد مطالعه و موقعیت ۵ چاه کلیدی مورد بررسی نشان داده شده است.



شکل ۲- چینه‌شناسی توالی ژوراسیک بالایی- کرتاسه خلیج فارس و نواحی مجاور همراه با تحولات ساختمانی عمده نشان داده شده است. (با برخی تغییرات از زیگلر (Ziegler, 2001) و الحسینی (Al-Husseini, 2007)). (b) ناپوستگی مهم مرز ژوراسیک کرتاسه در بین دو توالی کربناته بخش منیفا و سازند فاهلیان مشخص شده است.

۳- داده‌ها و روش مطالعه

و تفسیر محیط رسوبی بر اساس نتایج مطالعات پتروگرافی مقاطع نازک و توصیف مغزه‌ها تکمیل گردیده است. به منظور تعیین کانی شناسی و سنگ‌شناسایی (تفکیک کلسیت از دولومیت)، نمونه‌ها با محلول آلزاین قرمز با استفاده از روش دیکسون (Dickson, 1965) رنگ آمیزی شده‌اند. با توجه به اهمیت مرز بخش کربناته منیفا و سازند فاهلیان به عنوان یک سطح ناپوستگی مهم، این سطح کلیدی تشریح شده است.

در این مطالعه، به منظور ارزیابی استفاده از نمودار D-INPEFA گاما در مطالعات چینه‌نگاری سکانسی بخش منیفا و سازند فاهلیان در یکی از میدانی نفتی شمال باختر خلیج فارس، مجموعه کامل از اطلاعات شامل نمودارهای پتروفیزیکی مرسوم، اطلاعات مغزه و مقاطع نازک میکروسکوپی در پنج چاه کلیدی تلفیق شده است (جدول ۱). در این مطالعه از یک رویکرد سیستماتیک استفاده شده است. ابتدا شناسایی رخساره‌ها

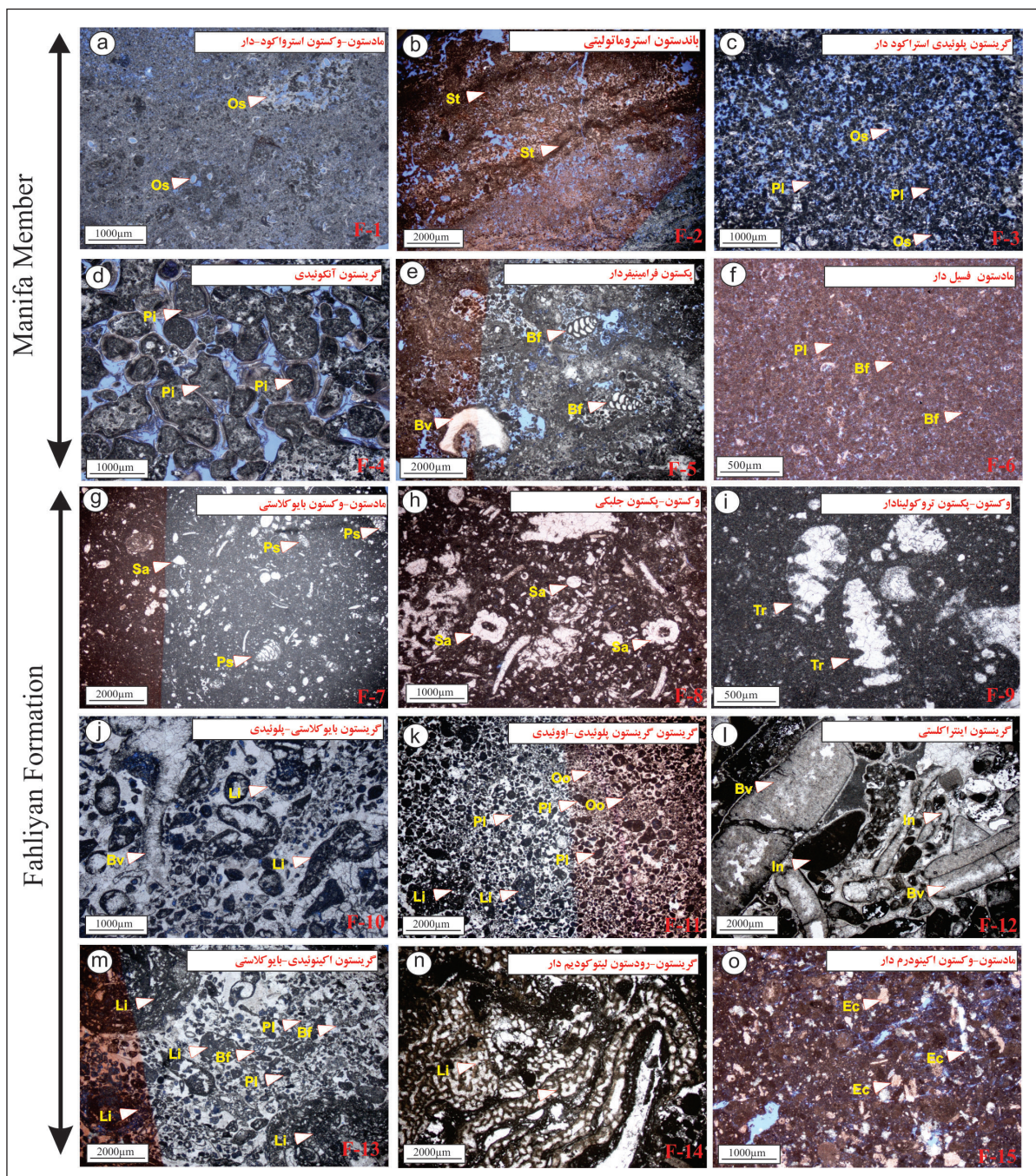
جدول ۱- داده‌های در دسترس از میدان مورد بررسی در بخش شمال باختری خلیج فارس.

نام چاه	مغزه‌ها (متر)		مقاطع نازک		نمودارهای پتروفیزیکی مرسوم
	سازند فاهلیان	بخش منیفا	سازند فاهلیان	بخش منیفا	
A-1	۷۰	۴۰	۵۲۰	-	موجود
A-2	۵۴	۵۲	۱۰۱	۱۱۳	موجود
A-3	۱۷۸	-	۲۴۸	-	موجود
A-4	۷۰	-	۹۰	-	موجود
A-5	۲۵۱	۱۴	۲۱۱	۱۶	موجود
مجموع چاه‌ها	۶۲۳	۱۰۶	۸۵۵	۱۲۹	۵ چاه

۴- رخنه ها و مجموعه های رخنه ای

شناسایی رخنه ها و کمر بندهای رخنه ای از مهم ترین اطلاعات در تغییرات روند عمیق و کم عمق شدگی حوضه رسوبی و شناسایی و تفکیک سکانس ها می باشد (Ahr, 2008). در این مطالعه با استفاده از مطالعات دقیق سنگ نگاری، فراوانی آلومک ها، ارتباط عمودی رخنه های میکروسکوپی و مقایسه با رخنه های استاندارد (Flugel, 2010) ۱۵ ریز رخنه شناسایی گردید. در جدول ۲ به صورت خلاصه این ریز رخنه ها در بخش منفا و سازند فهلیان توصیف گردیده است. تصاویر مقاطع نازک از انواع ریز رخنه ها نشان داده شده است (شکل ۳-۳-۱).

به منظور شناسایی سکانس ها و ارائه چارچوب چینه نگاری سکانسی توالی مورد بررسی از مدل واگنر و وایل (van Wagoner et al., 1990; Vail, 1991) استفاده شده است. بر اساس این مدل، یک سکانس با شناسایی دو سطح کلیدی سکانسی (SB) و حداکثر غرقابی (MFS) مشخص و با دو سیستم تراکت پیشرونده (TST) و تراز بالا (HST) معرفی می شود. سپس به منظور ارزیابی کارایی استفاده از نمودار D-INPEFA گاما در تفکیک سکانس ها و سطوح کلیدی، نتایج این روش با سکانس های مشخص شده از طریق مغزه ها و مقاطع نازک مقایسه گردیده است. در نهایت، بر اساس میزان انطباق نتایج سطوح کلیدی مشخص شده از طریق تفسیر نمودار D-INPEFA گاما با سکانس های واقعی، نتیجه گیری درباره کارایی این روش مشخص می شود.



شکل ۳- تصاویر میکروسکوپی از ریز رخنه های شناسایی شده در بخش منفا (a-f) و سازند فهلیان (g-o) نشان داده شده است. علائم اختصاری: Os- استراکود، St- استروماتولیت، Pl- پیلوید، Pi- پیزولیت، Bf- فرامینفر بنتیک، Sa- جلبک سالپینگوپورلا، Ps- فرامینفر سودوسیگلامینا لیتوس، Tr- فرامینفر تریلوکلینا، Bv- دوکفه ای، Li- جلبک لیتوکودیم، Oo- اووئید، Ec- خرده های اکینودرم. تمام تصاویر میکروسکوپی در نور معمولی (PPL) تهیه شده اند.

جدول ۲- ریز رخساره‌های و ویژگی‌های رسوبی مختلف آنها مشخص گردیده است (راه‌نمای جدول: (ف): فراوان، (ر): رایج، (ن): نادر، اندازه دانه‌ها: کلسی لوتایت- کوچک‌تر از ۰/۰۶۲ میلی‌متر، کالک‌آرنایت: ۰/۰۶۲-۱ میلی‌متر، کلسی رودایت: بزرگ‌تر از ۱ میلی‌متر).

شماره ریز	نام ریز رخساره	اندازه دانه‌ها	انرژی محیط	اجزاء		زیر شناسایی	ساختار
				اسکلتی	غیر اسکلتی		
F-1	مادستون-و کستون استراکود دار	کلسی لوتایت	کم	استراکود (ف)	-	پهنه جزر و مدی	منیفا (سازند هیث)
F-2	باندستون استروماتولیتی	کلسی لوتایت	متوسط	رشته‌های جلبکی (ف)، استراکود (ر)	-	پهنه جزر و مدی	منیفا (سازند هیث)
F-3	گرینستون پلونییدی استراکود دار	کالک آرنایت	زیاد	استراکود (ر)	پلونیید (ف)	پهنه جزر و مدی (سدهای ساحلی)	منیفا (سازند هیث)- سازند فهلپان
F-4	گرینستون پیروئید دار	کالک آرنایت	زیاد	-	پیروئید (ف)	پهنه جزر و مدی (سدهای ساحلی)	منیفا (سازند هیث)
F-5	پکستون فرامینفر دار	کالک آرنایت	متوسط	فرامینفرهای بتتیک (ر)، جلبک سبز (ر)	پلونیید (ر)	لاگون	منیفا (سازند هیث)
F-6	مادستون فسیل دار	کلسی لوتایت	کم	فرامینفرهای بتتیک (ف)	پلونیید (ن)	لاگون	منیفا (سازند هیث)
F-7	مادستون-و کستون بایو کلاستی	کلسی لوتایت	کم	فرامینفرهای بتتیک کوچک (ر)، گاستروپود (ر)	-	لاگون	فهلپان
F-8	و کستون جلبکی	کلسی لوتایت	متوسط	جلبک (ر)، فرامینفرهای بتتیک (ر)	پلونیید (ر)	لاگون	فهلپان
F-9	و کستون-پکستون ترو کولینا دار	کلسی لوتایت	متوسط	فرامینفرهای بتتیک (ر)، جلبک (ر)، دو کفه‌ای (ر)	-	لاگون	فهلپان
F-10	گرینستون بایو کلاستی-پلونییدی	کالک آرنایت	زیاد	فرامینفر بتتیک (ر)، دو کفه‌ای (ر)، گاستروپود (ر)	پلونیید (ر)	شول	فهلپان
F-11	گرینستون پلونییدی-اووئیدی	کالک آرنایت	زیاد	خرده‌های جلبکی (ن)	پلونیید (ف)، اووئید (ر)	شول	فهلپان
F-12	گرینستون اینتراکلتی	کلسی رودایت	زیاد	جلبک (ر)، دو کفه‌ای (ر)،	اینتراکلت (ف)	شول	فهلپان
F-13	گرینستون آنکوئیدی-بایو کلاستی	کلسی رودایت	زیاد	آنکوئید (ف)، جلبک لیتوکودیم (ر)	اینتراکلت (ر)	شول	فهلپان
F-14	گرینستون-رودستون لیتوکودیم دار	کلسی رودایت	زیاد	جلبک لیتوکودیم (ف)، مرجان (ر)، فرامینفر بتتیک (ر)	پلونیید (ن)	شول	فهلپان
F-15	مادستون-و کستون اکتینودرم دار	کلسی لوتایت	کم	اکتینودرم (ر)، اسپیکول اسفنج (ر)	پلونیید (ن)	دریای باز کم عمق	فهلپان

Hosseini et al., 2021) می‌تواند در قالب یک رمپ کرناته هم شیب تفسیر شود. سطح ناپیوستگی مهم مرز ژوراسیک-کرتاسه (مرز منیفا و سازند فهلپان)، تأثیر عمده‌ای در تحول رخساره‌ای و ریخت‌شناسی حوضه داشته است. مدل رسوبی و توزیع رخساره‌ها در کرنات‌های مورد مطالعه در این پژوهش به صورت شماتیک و در دو پلاتفرم کرناته نشان داده شده است (شکل ۴-۲a). همان‌گونه که مشخص است، پلاتفرم کرناته بخش منیفا بسیار کم عمق‌تر از سازند فهلپان است.

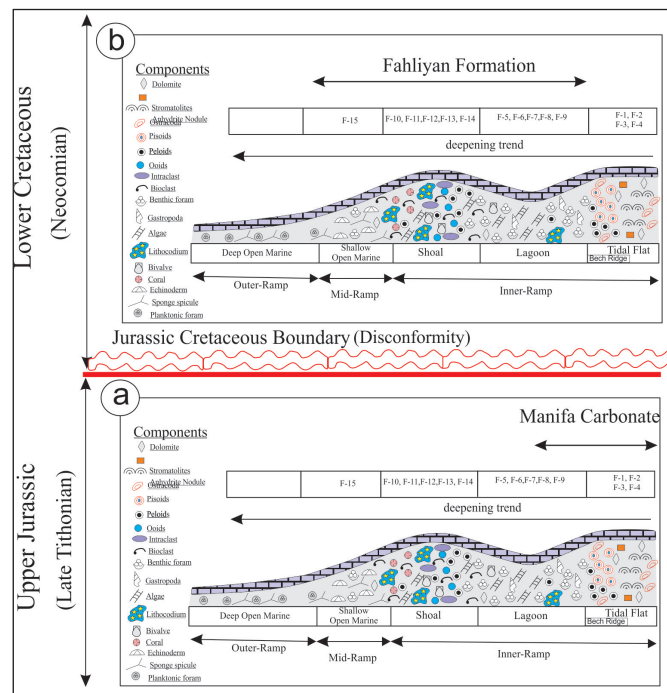
۵- ناپیوستگی رأس بخش منیفا

بر اساس مطالعات ناحیه‌ای چینه‌نگاری سکانسی در ورقه عربی، ناپیوستگی جداکننده سکانس‌های بزرگ مقیاس AP7 و AP8 در مرز بالایی سازند هیث و گوتیار رخ داده است (Sharland et al., 2001). بر اساس مطالعات پیشین (Sharland et al., 2001; Hughes and Naji, 2008) و با توجه به کم عمق بودن کرنات‌ها، همراه بودن به صورت پراکنده با بتخیری‌ها، موقعیت زمانی آن در چارچوب چینه‌شناسی (سن تیتونین پسین) و محدود شدن توسط یک سطح ناپیوستگی مهم در مرز ژوراسیک-کرتاسه (مرز تیتونین-بریازین)، کرنات‌های استروماتولیتی منیفا به عنوان بخش کرناته

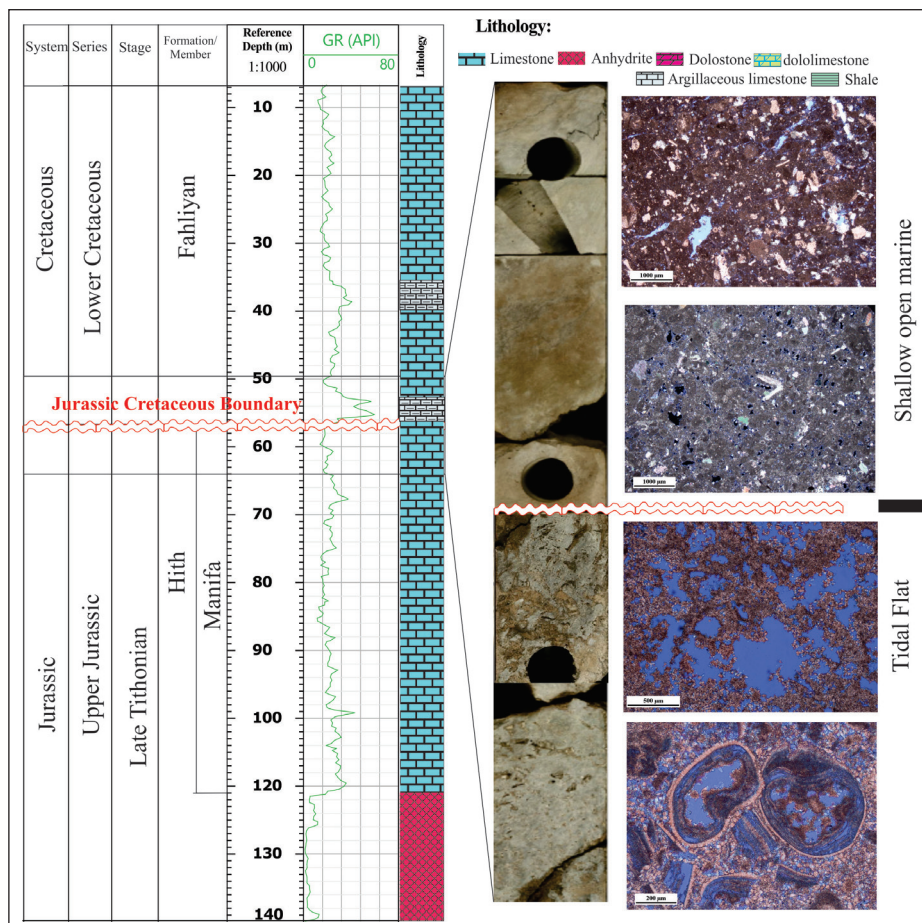
ریز رخساره‌ها بر اساس اجزای اسکلتی و غیر اسکلتی غالب، رخساره‌های همراه، انرژی محیط و سایر پارامترهای رسوب شناسی و مقایسه با رخساره‌های استاندارد و نتایج مطالعات پیشین (Hughes and Naji, 2008; Adabi et al., 2010; Hosseini et al., 2021) در قالب کمر بندهای رخساره‌های پهنه جزر و مدی، لاگون، شول و بخش کم عمق دریای باز تفسیر گردید. در کرنات‌های استروماتولیتی منیفا، توسعه رخساره‌های گرینستونی مرتبط با سدهای ساحلی است. سدهای ساحلی در زیر محیط پهنه جزر و مدی با گرینستون‌های با فراوانی پیروئیت و پلویید همراه با فابریک‌های چشم پرنده‌ای مشخص می‌شود. بخش کرناته منیفا تنوع رخساره‌ای اندکی نشان می‌دهد و رخساره‌های لاگونی عمیق‌ترین رخساره‌های شناسایی شده به‌شمار می‌روند. در مقابل، سازند فهلپان با فراوانی رخساره‌های گرینستونی مرتبط با زیر محیط شول و تنوع رخساره‌ای بالاتر مشخص می‌شود. محیط رسوبی بخش کرناته منیفا و سازند فهلپان در میدان مورد مطالعه با توجه به تغییر تدریجی رخساره‌ها، عدم وجود اجزای ریف‌ساز محدود کننده، فراوانی رخساره‌های پراثری شول، و مقایسه با مطالعات گذشته (Hughes and Naji, 2008; Adabi et al., 2010; Jamalian et, 2010;)

است. بر اساس مطالعه مغزه‌ها، سنگ‌نگاری مقاطع نازک میکروسکوپی و نمودارهای پتروفیزیکی، رخداد ناپوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه مشخص شده است (شکل ۵).

سازند هیث در نظر گرفته می‌شوند. به عبارت دیگر، با وجود پیوستگی سنگ‌شناسی این کرنات‌های کم عمق استروماتولیتی با سازند فلهیان، بخش کرنات سازند هیث



شکل ۴- شکل شماتیک از مدل‌های رسوبی رمپ کرنات بر اساس توزیع رخساره‌ها و روند تغییرات آنها نشان داده شده است. (a) مدل رسوبی بخش منیفای سازند هیث، (b) مدل رسوبی سازند فلهیان.

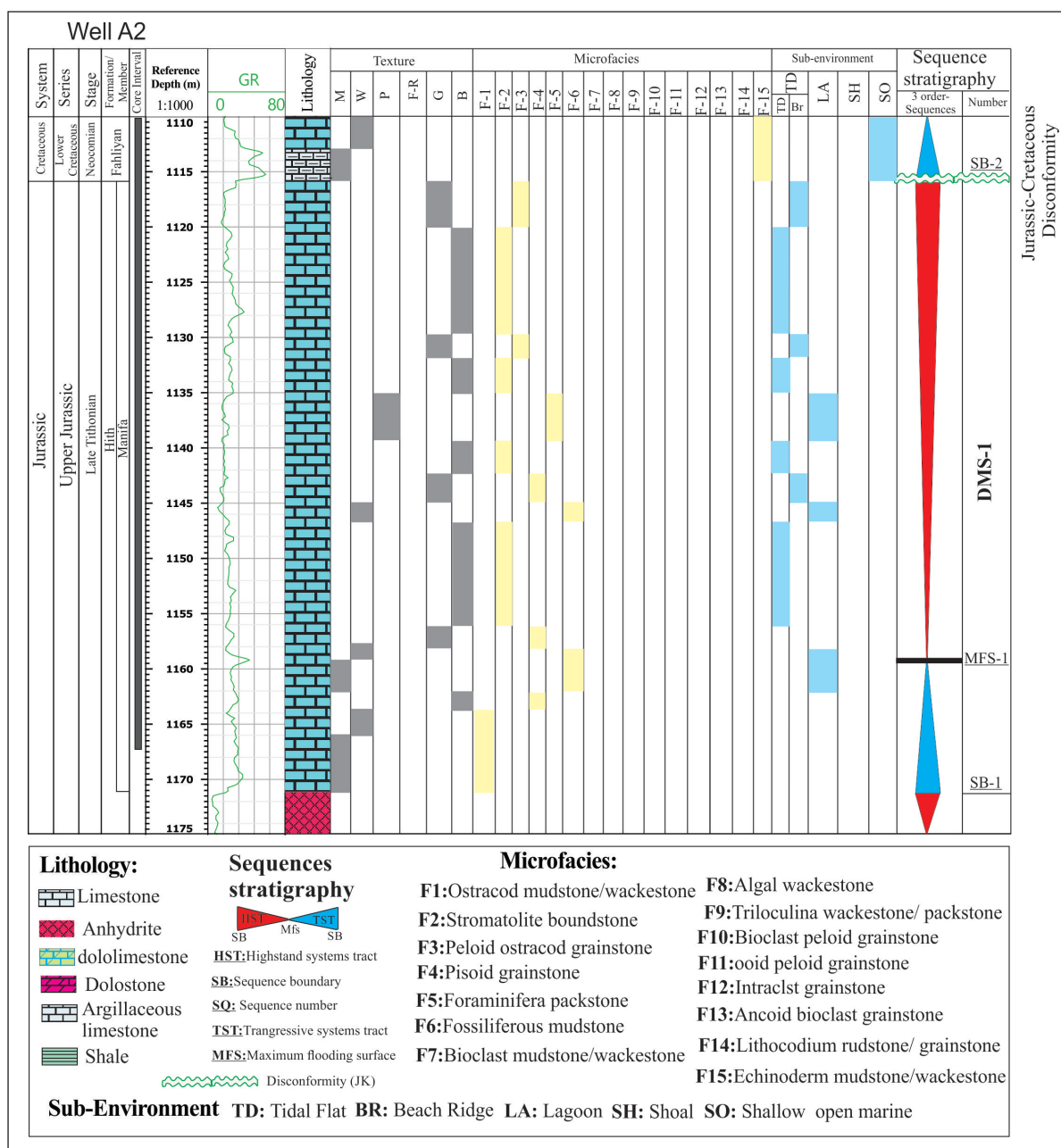


شکل ۵- شواهد ناپوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه در میدان مورد مطالعه مشخص گردیده است. این ناپوستگی به عنوان یک مرز سکانسی مهم و قابل انطباق، توسط شواهد مشخص بر روی مغزه‌ها، مقاطع نازک میکروسکوپی و نمودارهای پتروفیزیکی مشخص می‌گردد.

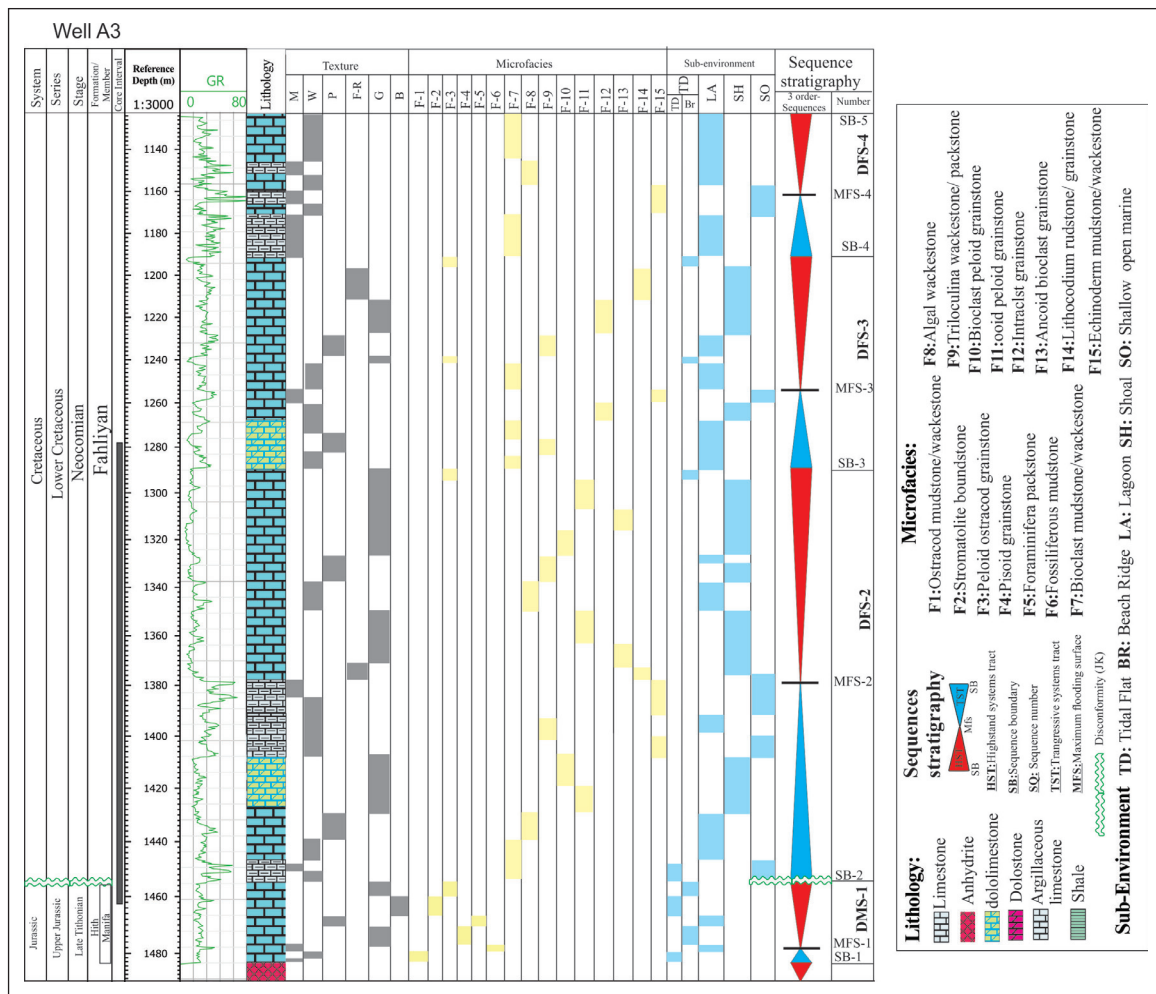
۶- چینه نگاری سکansı

به منظور تعیین چارچوب چینه نگاری سکansı، کربنات های بخش منیفا و سازند فهلان با سن تیتونین پسین-نئوکومین در یکی از میدانی نفتی شمال باختر خلیج فارس، تلفیق نتایج مطالعات رخساره ای، شواهد مهم دیاژنزی و تغییرات نمودارهای پتروفیزیکی استفاده گردیده است. بر این اساس و با استفاده از روش واگنر و همکاران (van Wagoner et al., 1990) و وایل (Vail, 1991)، یک سکانس رده سوم در بخش منیفا و سه سکانس رده سوم در سازند فهلان شناسایی شده است. در نام گذاری سکانس های بخش منیفا و سازند فهلان از علائم اختصاری استفاده شده است. برای درک بهتر و دقیق تر سکانس ها، چاه های دارای بیشترین مغزه از هر کدام از دو توالی کربناته انتخاب شده اند، بر این اساس، برای تفسیر و توصیف سکانس ها در بخش منیفا چاه A2 و برای سازند فهلان چاه A-3 انتخاب شده است (شکل ۶ و ۷).

کارستی شدن و توسعه تخلخل های حفره ای گسترده، افزایش اندازه گلوگاه ها در تخلخل های بین دانه ای، و توسعه سیمان های جوی (متوریک) از شواهد مرتبط با این سطحی ناپوستگی می باشد. تحت تأثیر این رخداد ناپوستگی، تغییرات رخساره ای گسترده ای در مرز ژوراسیک-کرتاسه مشاهده می گردد. در این ارتباط، رخساره های استروماتولیتی مرتبط با زیر محیط پهنه جزر و مدی به صورت ناگهانی با رخساره های وکستونی زیر محیط دریای باز کم عمق پوشیده می شود. این ناپوستگی افزون بر شواهد مشخص بر روی مغزه ها و مقاطع نازک، بر روی نمودارهای پتروفیزیکی مرسوم و به ویژه گاما با افزایش مقادیر گاما و نیز کاهش تخلخل به صورت ناگهانی تغییر می کند. ناپوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه منطبق بر مرز تفکیک کننده سکانس بزرگ مقیاس AP7 و AP8 در نظر گرفته شده است (Sharland et al., 2001).



شکل ۶- لاگ رسوب شناسی بخش منیفا همراه با چارچوب چینه شناسی سکansı در چاه کلیدی A نشان داده شده است. در این توالی کربناته یک سکانس رده سوم شناسایی شده است.



شکل ۷- چهار سکانس رده سوم شناسایی شده در بخش منیفا و سازند فهلپان بر اساس تفسیر بافت رسوبی، ریز رخساره‌ها و محیط رسوبی در چاه کلیدی A3 نشان داده شده است. سازند فهلپان به ۳ سکانس رده سوم تفکیک می‌شود.

نشان می‌دهد. مرز حداکثر غرقابی (MFS-2) توسط یک توالی آهک آرژیلیتی با رخساره‌های بخش کم عمق دریای باز و مقادیر بالای گاما مشخص می‌شود. سیستم تراکت HST عموماً منطبق با رخساره‌های گریستونی نهشته شده در محیط شول و پهنه جزر و مدی است. از نظر رخساره‌ای این سکانس روند کم عمق شونده به سمت بالا دارد.

DFS-3: این سکانس ستبرای حدود ۹۰ متری دارد. هر دو مرز سکانش (SB-3, SB-4) محدود این سکانس از نوع مرزهای سکانش نوع ۲ و منطبق بر پیوستگی‌های قابل انطباق است. رخساره‌های سیستم تراکت TST مشابه با سکانس DFS-2 از مرتبط با رخساره‌های گل غالب لاگونی و دریای باز و در مقابل سیستم تراکت HST از نوع رخساره‌های دانه غالب مرتبط با زیر محیط شول است. سطح حداکثر غرقابی (MFS-3) توسط رخساره‌های بخش کم عمق دریای باز مشخص می‌شود. سیستم تراکت HST این سکانس ستبر و با فراوانی رخساره‌های گریستونی مشخص می‌شود.

DFS-4: این سکانس با ستبرای حدود ۶۰ متر، جوان‌ترین سکانس سازند فهلپان است و با تنوع رخساره‌ای اندک و رخساره‌های گل غالب مشخص می‌شود. رخساره‌های مرتبط با سیستم تراکت TST در ارتباط با رخساره‌های بخش کم عمق دریای باز و سیستم تراکت HST عمدتاً با توسعه رخساره‌های لاگونی مشخص می‌شود. به طور کلی، این سکانس در مقایسه با دو سکانس DFS-1، DFS-2 ماهیت آرژیلیتی بالاتری دارد. با توجه به عدم وجود مغزه از رأس سازند فهلپان، مرز بالایی این سکانس بر اساس نمودارهای پتروفیزیکی مشخص گردیده است.

DMS-1: بخش کربناته منیفا به یک سکانس رده سوم تقسیم می‌شود. این سکانس ستبرای حدود ۵۰ متر دارد. مرز سکانشی زیرین (SB-1) با تغییر سنگ‌شناسی از انیدریت هیث به یک کربنات‌های استروماتولیت‌دار مشخص می‌شود. در مقابل، مرز سکانشی بالایی (SB-2) محدود کننده رأس بخش منیفا توسط یک سطح ناپیوستگی مهم (مرز ژوراسیک-کرتاسه) و توسط کارستی شدن شناسایی می‌شود. سیستم تراکت TST این سکانس با توسعه رخساره‌های گل غالب مادستون استراکوددار و مادستون فسیل‌دار (F1-F6) مشخص می‌شود. سطح حداکثر غرقابی (MFS-1) با توسعه رخساره F6 نهشته شده در محیط لاگون و مقادیر نسبتاً بالای گامای شناسایی می‌شود. سیستم تراکت HST با توسعه رخساره‌های استروماتولیتی و گریستونی-پکستونی مشخص می‌شود. سکانس محدود کننده رأس بخش منیفا ناپیوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه است (SB-2). به طور خلاصه، سکانس DMS-1 با رخساره‌های کم عمق پهنه جزر و مدی و به صورت پراکنده رخساره‌های لاگونی مشخص می‌شود. در شکل ۶ لاگ رسوب شناسی و چارچوب چینه‌نگاری بخش منیفا در چاه A2 نشان داده شده است.

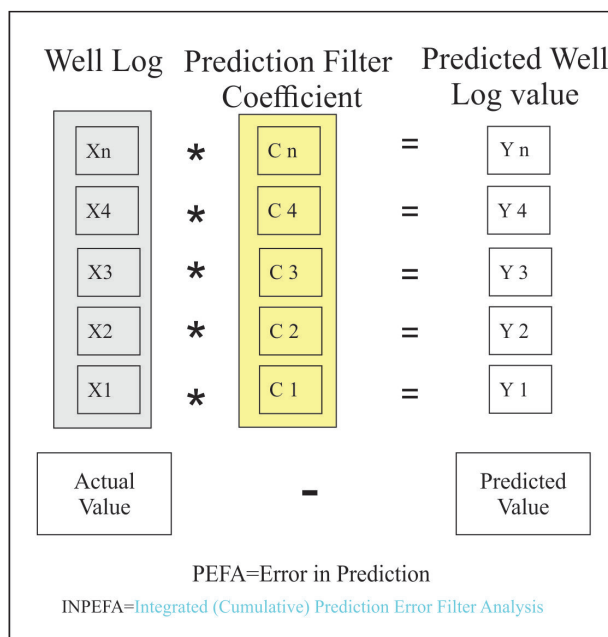
DFS-2: این سکانس با ستبرای حدود ۱۶۵ متر، اولین و ستبرترین سکانس سازند فهلپان می‌باشد. مرز سکانشی زیرین منطبق بر ناپیوستگی مرز ژوراسیک-کرتاسه (SB-2) و مرز سکانشی بالایی (SB-3) با توسعه رخساره گریستونی پلوییدی اوستراکوددار مرتبط با پهنه جزر و مدی (سدهای ساحلی) منطبق می‌باشد. سیستم تراکت TST منطبق بر رخساره‌های دریای باز کم عمق و لاگونی است که ستبرای بالایی

(De Jong et al., 2006). عموماً دو نمودار PEFA و D-INPEFA از طریق تجزیه تحلیل نمودار گاما محاسبه می شوند. ابتدا بر روی نمودار گاما پیش بینی آنالیز فیلتر خطا ((Prediction Error Filter Analysis (PEFA) انجام می شود. به این صورت که در یک بازه عمقی انتخابی، مقادیر گاما با استفاده از یک ضریب فیلتر (Filter Coefficients)، محاسبه می شود. سپس از حاصل ضرب مقادیر گاما در ضریب محاسباتی، مقادیر نمودار گاما محاسبه می شود. سپس خطای بین پیش بینی بین مقادیر واقعی و محاسبه شده گاما تعیین و تحت عنوان PEFA یا پیش بینی آنالیز فیلتر خطا نامیده می شود. این مقادیر به صورت یک لاگ پیوسته در هر ۰/۱۵ سانتی متر (فاصله نمونه گیری لاگ) ثبت می شود. با توجه به اینکه منحنی PEFA، تغییرات نمودار گاما و نیز تغییرات شرایط محیطی و چرخه های میلانکوویچ را به خوبی نمایش نمی دهد، از روی این نمودار، منحنی دیگری تحت عنوان نمودار تلفیقی پیش بینی آنالیز فیلتر خطای دینامیکی ((Dynamic Integrated Prediction Error Filter Analysis (D-INPEFA) به صورت تجمعی ساخته می شود. در واقع، نمودار D-INPEFA مقادیر تجمعی خطا است که نشان دهنده میزان خطای بین مقادیر واقعی و تخمین زده شده به صورت تجمعی است (De Jong et al., 2006). روند محاسبه نمودارهای PEFA و INPEFA در شکل ۸ نشان داده شده است (Nio et al., 2014). با توجه به حالت پویای محاسبه نمودار INPEFA می توان آن را D-INPEFA نامید.

به صورت کلی، سکانس های شناسایی شده در توالی کربناته تیتونین پسین-نئوکومین در میدان مورد مطالعه، عموماً یک روند کم عمق شونده به سمت بالا دارند. از دیدگاه مخزنی و به صورت توصیفی، مشاهده می شود که سیستم تراکت HST سکانس های DFS-1، DFS-2 با توسعه رخساره های دانه غالب گریستونی پتانسیل مخزنی بالاتری در مقایسه با سیستم تراکت TST دارد. سکانس DFS-3 بدون توسعه رخساره های گریستونی فاقد پتانسیل مخزنی است.

۷- نمودار طیفی گاما و چینه نگاری سکانسی

نمودارهای پتروفیزیکی به دلیل فراهم بودن در عموم چاه های حفاری شده در میدان و نیز ارتباط قابل تفسیر با تغییرات رخساره ای، در مطالعات چینه شناسی سکانسی مورد استفاده قرار می گیرند. از بین نمودارهای پتروفیزیکی، به دلیل حساسیت کمتر نسبت به فرایندهای دیاژنزی، نمودار گاما و طیفی گاما (GR-CGR-SGR) در شناسایی و تفسیر سطوح کلیدی سکانسی (MFS-SB) بیشتر مورد توجه قرار می گیرند. هر نمودار گاما از تعداد موزجک کوچک تر به صورت چرخه های میلانکوویچ و یک سری امواج مزاحم (Noise) تشکیل شده است (De Jong et al., 2006). نرم افزار سیکلولاگ، به صورت گسترده در مطالعات چینه شناسی سکانسی با تجزیه و تحلیل نمودارهای پتروفیزیکی به ویژه گاما، استفاده می شود



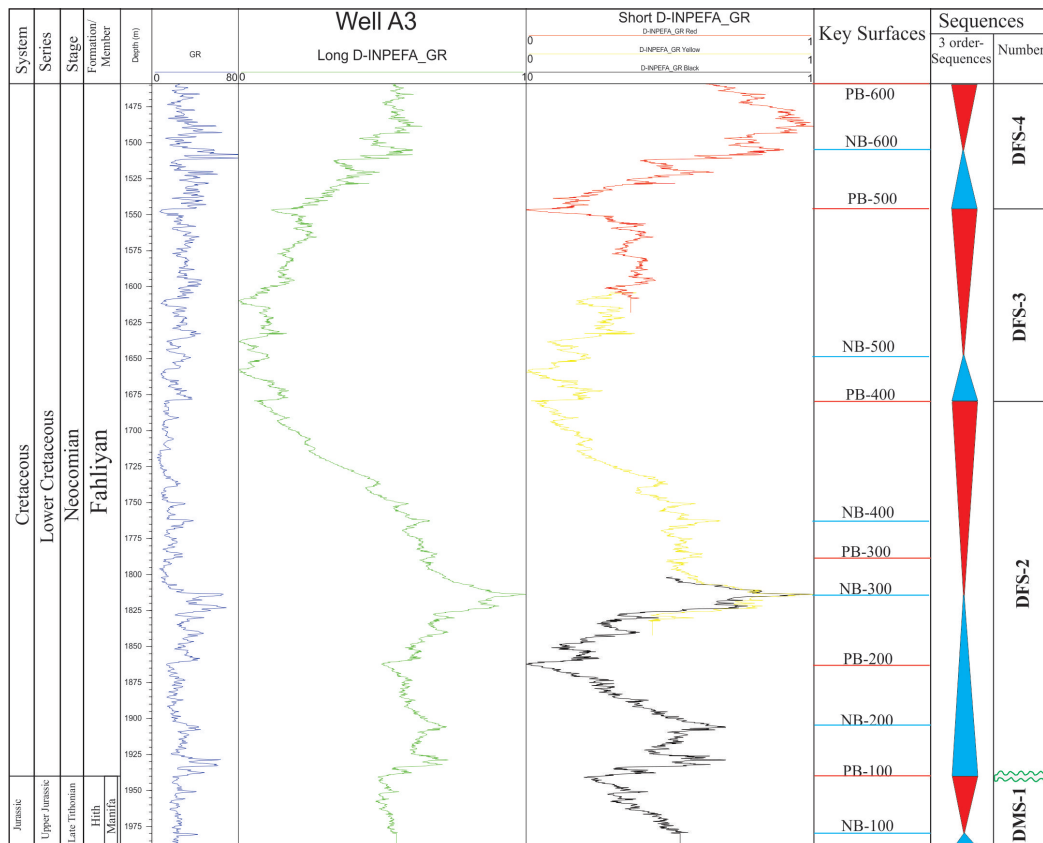
شکل ۸- روند محاسباتی تعیین نمودار PEFA و INPEFA مشخص گردیده است. نمودار INPEFA مقادیر تجمعی خطای نمودار PEFA است (Nio et al., 2014).

در این مطالعه، تفسیر نمودار D-INPEFA گاما در یک چاه کلیدی (A3) انجام و منجر به تفکیک ۱۲ سطح PB-NB گردید. به این صورت که تمام نقاط عطف مهم در نرم افزار شناسایی و مشخص می شود. در کنار سطوح تفسیر شده بر اساس تغییرات نمودار D-INPEFA سطوح سکانسی و مرزهای SB-MFS شناسایی شده از طریق مغزه ها نیز ارائه گردیده است (شکل ۹). نتایج نشان داد که مشابه با تفسیر ارائه شده برای ارتباط سطوح کلیدی PB-NB با مرزهای سکانسی و سطوح حداکثر غرقابی، مرزهای سکانسی واقعی منطبق بر PB-100، PB-400، PB-500 و سطوح حداکثر غرقابی منطبق بر NB-100، NB-300، NB-500، NB-600 هستند (جدول ۳). مقایسه سطوح کلیدی

تغییرات مقادیر D-INPEFA از ۱ تا ۱۰، و به دو صورت مثبت ((Positive Break (PB) و منفی ((Negative Break (NB) دیده می شود. نقاط عطف منحنی که روند تغییرات را مشخص می کند، در انطباق چینه شناسی استفاده می شود (Behdad, 2019). بر اساس تفسیر چینه شناسی ارائه شده، عموماً سطوح PB در بیشتر موارد منطبق بر مرز سکانسی و در مقابل سطوح NB منطبق بر سطوح حداکثر غرقابی است (De Jong et al., 2006). با این وجود، پیش از تفسیر چینه نگاری سکانسی بر اساس سطوح PB-NB مشخص شده، لازم است که با اطلاعات مغزه و سکانس های رسوبی حاصل از تفسیر اطلاعات زمین شناسی منطبق گردد.

سکانسی مشخص شده از طریق تفسیر تغییرات رخساره‌ای با مرزهای PB-NB تفسیر شده از طریق تحلیل نمودار D-INPEFA گاما، مشخص می‌کند که مرزهای سکانسی منطبق بر برخی از سطوح PB است. در این ارتباط می‌توان با انطباق سطوح PB-100- سکانسی مشخص شده از طریق تفسیر تغییرات رخساره‌ای با مرزهای PB-NB تفسیر شده از طریق تحلیل نمودار D-INPEFA گاما، مشخص می‌کند که مرزهای سکانسی منطبق بر برخی از سطوح PB است. در این ارتباط می‌توان با انطباق سطوح PB-100-

سکانسی مشخص شده از طریق تفسیر تغییرات رخساره‌ای با مرزهای PB-NB تفسیر شده از طریق تحلیل نمودار D-INPEFA گاما، مشخص می‌کند که مرزهای سکانسی منطبق بر برخی از سطوح PB است. در این ارتباط می‌توان با انطباق سطوح PB-100-



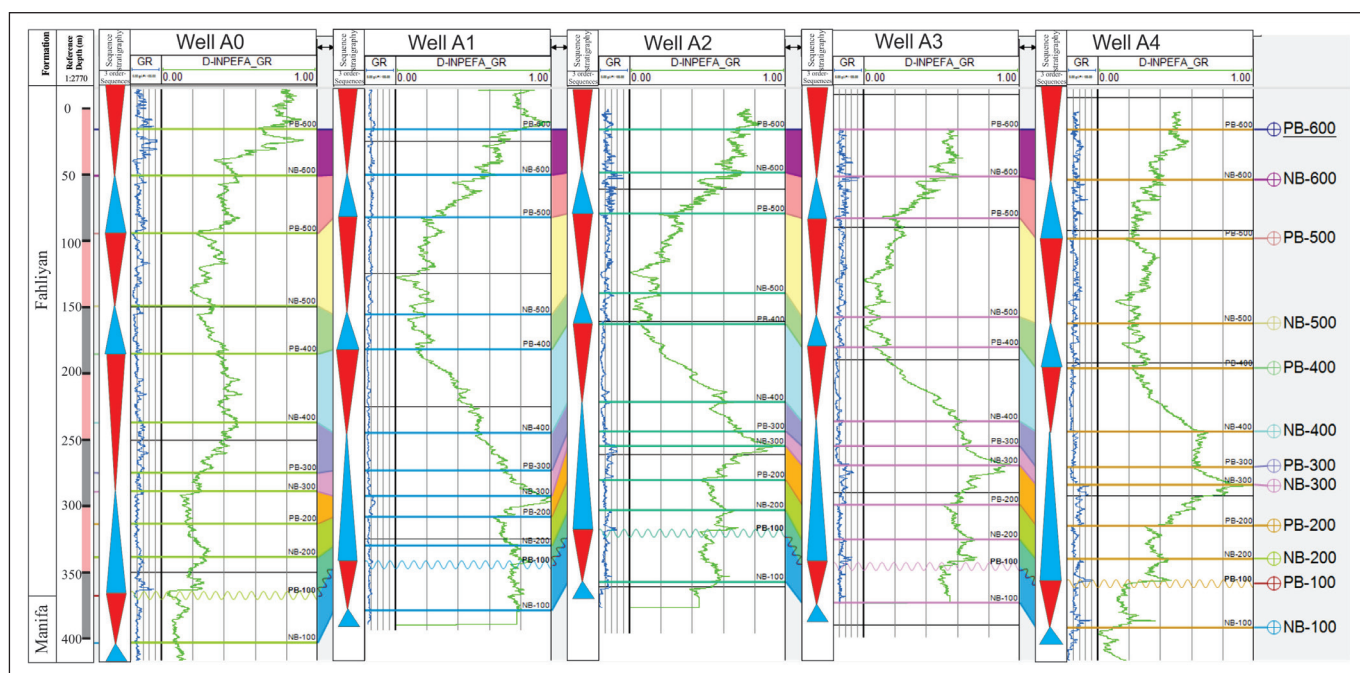
شکل ۹- مقایسه نتایج تفسیر نمودار D-INPEFA گاما با سکانس‌های شناسایی شده از طریق توصیف مغزه‌ها و سنگ‌نگاری مقاطع نازک نشان داده شده است. همانگونه که مشخص است یک انطباق مشخص و قابل تفسیر بین سطوح کلیدی شناسایی شده از طریق تفسیر اطلاعات زمین‌شناسی و تفسیر نمودار D-INPEFA گاما مشاهده می‌گردد.

جدول ۳- بررسی مقایسه‌ای سطوح کلیدی سکانسی و مرزهای شناسایی شده بر اساس تفسیر نمودار D-INPEFA در توالی‌های کربناته بخش منیفا و سازند فهلپان ارائه گردیده است. همانگونه که مشخص است مرزهای سکانسی منطبق بر برخی از سطوح PB و سطوح حداکثر غرقابی منطبق بر برخی از سطوح NB هستند.

Period	Epoch	Stage	Formation	Third-order Sequences Key Sequence Stratigraphic Surfaces			Cycloglog Stratigraphic Key Surfaces (D-INPEFA GR curve)	
				Sequences	SB	MFS	PB	NB
Cretaceous	Early Cretaceous	Neocomian	Fahlivan	DFS-4	SB-5		—	
						MFS-4		NB-600
				DFS-3	SB-4		PB-500	
						MFS-3		NB-500
Jurassic	Late Jurassic	Titihonian	Hith (Manifā Member)	DFS-2	SB-3		PB-400	
						MFS-2		NB-300
				DMS-1	SB-2		PB-100	
						MFS-1		NB-100
					SB-1		—	

در بررسی چینه نگاری سکانسی کربنات های منیفا و سازند فهلپان در میدان مورد بررسی، پس از انطباق قابل قبول بین سطوح کلیدی سکانسی و مرزهای مهم شناسایی شده از طریق تحلیل نمودار D-INPEFA، می توان در سایر چاه ها تنها بر اساس انطباق سطوح PB-NB چارچوب چینه شناسی سکانسی را در محدوده چاه های مورد بررسی مشخص نمود (شکل ۱۰). مشاهده می شود که در ۵ چاه میدان مورد بررسی (A0, A1, A2, A3, A4) سطوح کلیدی سکانسی به صورت کامل بر برخی از مرزهای

PB-NB چینه نگاری سکانسی کربنات های منیفا و سازند فهلپان در میدان مورد بررسی، پس از انطباق قابل قبول بین سطوح کلیدی سکانسی و مرزهای مهم شناسایی شده از طریق تحلیل نمودار D-INPEFA، می توان در سایر چاه ها تنها بر اساس انطباق سطوح PB-NB چارچوب چینه شناسی سکانسی را در محدوده چاه های مورد بررسی مشخص نمود (شکل ۱۰). مشاهده می شود که در ۵ چاه میدان مورد بررسی (A0, A1, A2, A3, A4) سطوح کلیدی سکانسی به صورت کامل بر برخی از مرزهای



شکل ۱۰- انطباق سکانس های شناسایی شده در بخش کربنات منیفا و سازند فهلپان در میدان مورد مطالعه بر اساس تحلیل نمودار D-INPEFA گاما و سطوح کلیدی NB-PB نشان داده شده است. موقعیت ناپیوستگی مرز بخش منیفا و سازند فهلپان منطبق بر سطح P100 است.

۸- نتیجه گیری

نتایج زیر از ارزیابی کاربرد نمودار آنالیز تلفیقی فیلتر پیش بینی خطای دینامیکی گاما در مطالعات چینه نگاری سکانسی، در توالی کربنات ژوراسیک بالایی-کرتاسه زیرین در یکی از میادین نفتی خلیج فارس، حاصل گردید.

- یک ناپیوستگی مشخص در مرز ژوراسیک کرتاسه (رأس بخش کربنات منیفا) از طریق شواهدی از قبیل کارستی شدن و توسعه تخلخل های به هم مرتبط در بخش منیفا مشخص می شود. این سطح ناپیوستگی به عنوان یک مرز سکانسی کلیدی، نقش مهمی در جدایش دو توالی کربنات فهلپان و منیفا در میدان مورد بررسی داشته است.

- مطالعات رخساره ای منجر به شناسایی ۱۵ ریزرخساره در زیرمحیط های پهنه جزر و مدی، لاگون، شول و بخش کم عمق دریای باز گردید. هر دو توالی کربنات منیفا (سن تیتونین) و سازند فهلپان (نئوکومین) در یک رمپ کربنات و در بخش های داخلی آن نهشته شده اند. عموماً رخساره های بخش منیفا با توسعه رخساره های استروماتولیتی در محیط پهنه جزر و مدی نهشته شده اند.

- بر اساس مطالعات رخساره ای و روند تغییرات عمیق و کم عمق شدگی رخساره ها،

سکانس ها شناسایی و تفسیر گردید. بر این اساس در بخش منیفا ۱ سکانس و در سازند فهلپان ۳ سکانس شناسایی شد. عموماً مشاهده می شود که به استثنای سکانس ابتدایی سازند فهلپان (DSF-2) در سایر سکانس ها رخساره های مرتبط با سیستم تراکت TST کم ستبر و در مقابل، بخش HST سترتر هستند.

- بر اساس آنالیز طیفی گاما، نمودار تجمعی تلفیقی پیش بینی آنالیز فیلتر خطای دینامیکی محاسبه و ۱۲ سطوح کلیدی NB-PB شناسایی و میزان انطباق آنها با سطوح SB-MFS بررسی گردید. نتایج نشان داد که مرزهای سکانسی منطبق بر برخی سطوح PB و در مقابل سطوح حداکثر غرقایی منطبق بر سطوح NB است. بر این اساس، سطوح NB-100, PB-100, NB-300, PB-400, NB-500, PB-500, NB-600 منطبق بر مرزهای سکانسی و سطوح غرقایی مهم توالی های کربنات مورد مطالعه هستند. با این وجود ضروری است پیش از تفسیر سکانس ها از طریق نمودار D-INPEFA آنها با سکانس های شناسایی شده از طریق نتایج مطالعات زمین شناسی مقایسه و راستی آزمایی شوند.

نتایج زیر از ارزیابی کاربرد نمودار آنالیز تلفیقی فیلتر پیش بینی خطای دینامیکی گاما در مطالعات چینه نگاری سکانسی، در توالی کربنات ژوراسیک بالایی-کرتاسه زیرین در یکی از میادین نفتی خلیج فارس، حاصل گردید.

- یک ناپیوستگی مشخص در مرز ژوراسیک کرتاسه (رأس بخش کربنات منیفا) از طریق شواهدی از قبیل کارستی شدن و توسعه تخلخل های به هم مرتبط در بخش منیفا مشخص می شود. این سطح ناپیوستگی به عنوان یک مرز سکانسی کلیدی، نقش مهمی در جدایش دو توالی کربنات فهلپان و منیفا در میدان مورد بررسی داشته است.

- مطالعات رخساره ای منجر به شناسایی ۱۵ ریزرخساره در زیرمحیط های پهنه جزر و مدی، لاگون، شول و بخش کم عمق دریای باز گردید. هر دو توالی کربنات منیفا (سن تیتونین) و سازند فهلپان (نئوکومین) در یک رمپ کربنات و در بخش های داخلی آن نهشته شده اند. عموماً رخساره های بخش منیفا با توسعه رخساره های استروماتولیتی در محیط پهنه جزر و مدی نهشته شده اند.

- بر اساس مطالعات رخساره ای و روند تغییرات عمیق و کم عمق شدگی رخساره ها،

References

- Adabi, M. H., Salehi, M. A., and Ghabeishavi, A. 2010. Depositional environment, sequence stratigraphy and geochemistry of Lower Cretaceous carbonates (Fahliyan Formation), south-west Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, 39(3), 148-160. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2010.03.011>.
- Ahr, W., 2008. *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. Wiley, New York, 296 p. DOI:10.1002/9780470370650.
- Ainsworth, R. B., 2006. Sequence stratigraphic-based analysis of reservoir connectivity: influence of sealing faults—a case study from a marginal marine depositional setting. *Petroleum Geoscience*, 12(2), 127-141. DOI: <https://doi.org/10.1144/1354-079305-661>.
- Al-Husseini, M. I., 2000. Origin of the Arabian Plate structures: Amar collision and Najd rift. *GeoArabia*, 5(4), 527-542.
- Al-Husseini, M. I., 2007. Iran's crude oil reserves and production. *GeoArabia*, 12(2), 69-94.
- Assadi, A., Honarmand, J., Moallemi, S. A., and Abdollahie-Fard, I. 2016. Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil field in the Abadan Plain, SW Iran. *Facies*, 62(4), 1-22.
- Ayyad, H. M., Fathy, M., Hewaidy, A. G. A., and Abdallah, A., 2020. Sequence stratigraphy of the Burdigalian Rudeis Formation in Ras El-Ush oil field, Gulf of Suez: Application of gamma-ray analysis and biostratigraphy. *Marine and Petroleum Geology*, 122, 104694. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104694>.
- Behdad, A., 2019. A step toward the practical stratigraphic automatic correlation of well logs using continuous wavelet transform and dynamic time warping technique. *Journal of Applied Geophysics*, 167, 26-32. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2019.05.007>.
- Cao, Z., Lin, C., Dong, C., Ren, L., Han, S., Dai, J., and Zhu, P., 2018. Impact of sequence stratigraphy, depositional facies, diagenesis and CO₂ charge on reservoir quality of the lower cretaceous Quantou Formation, Southern Songliao Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 93, 497-519, <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.03.015>.
- Catuneanu, O., 2017. Sequence stratigraphy: Guidelines for a standard methodology. In *Stratigraphy & timescales*, Vol. 2, pp. 1-57. Academic Press. <https://doi.org/10.1016/bs.sats.2017.07.003>.
- Catuneanu, O., 2006. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Elsevier B.V., UK. 375p. ISBN: 9780444515681.
- Chehrizi, A., Rahimpour-Bonab, H., and Rezaee, M. R., 2013. Seismic data conditioning and neural network-based attribute selection for enhanced fault detection. *Petroleum Geoscience*, 19(2), 169-183. DOI: <https://doi.org/10.1144/petgeo2011-001>.
- Chehrizi, A., Rezaee, R., and Rahimpour, H., 2011. Pore-facies as a tool for incorporation of small-scale dynamic information in integrated reservoir studies. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8(2), 202-224. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/8/2/008>.
- Daraei, M., Bayet-Goll, A., and Ansari, M., 2017. An integrated reservoir zonation in sequence stratigraphic framework: A case from the Dezful Embayment, Zagros, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 389-404. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.038>.
- De Jong, M., Smith, D., Nio, S. D., and Hardy, N., 2006. Subsurface correlation of the Triassic of the UK southern Central Graben: new look at an old problem. *first break*, 24(6). DOI: <https://doi.org/10.3997/1365-2397.24.1096.26993>.
- Dickson, J. A. D., 1965. A modified staining technique for carbonates in thin section. *Nature*, 205, 587-587. <https://www.nature.com/articles/205587a0>.
- Ehrenberg, S. N., and Svana, T. A., 2001. Use of spectral gamma-ray signature to interpret stratigraphic surfaces in carbonate strata: An example from the Finnmark carbonate platform (Carboniferous-Permian), Barents Sea. *AAPG bulletin*, 85(2), 295-308. <https://doi.org/10.1306/8626C7C1-173B-11D7-8645000102C1865D>.
- Farzadi, P., 2006. The development of Middle Cretaceous carbonate platforms, Persian Gulf, Iran: constraints from seismic stratigraphy, well and biostratigraphy. *Petroleum Geoscience*, 12(1), 59-68. <https://doi.org/10.1144/1354-079305-654>.
- Flügel, E., 2010. *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application*, third ed. Springer, Berlin, p. 984. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-03796-2>.
- Hosseini, S., Conrad, M. A., and Kindler, P., 2021. Sequence stratigraphy, depositional setting and evolution of the Fahliyan carbonate platform (Zagros fold-thrust belt, SW Iran) in the Early Cretaceous. *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105062. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105062>.
- Hughes, G., and Naji, N., 2008. Sedimentological and micropalaeontological evidence to elucidate post-evaporitic carbonate palaeoenvironments of the Saudi Arabian latest Jurassic. *Volumina Jurassica*, 6(1), 61-74. <https://vjs.pgi.gov.pl/article/view/26523>.
- Jamalian, M., Adabi, M. H., Moussavi, M. R., Sadeghi, A., Baghbani, D., and Ariyafar, B., 2011. Facies characteristic and paleoenvironmental reconstruction of the Fahliyan Formation, Lower Cretaceous, in the Kuh-e Siah area, Zagros Basin, southern Iran. *Facies*, 57(1), 101-122. DOI:10.1007/s10347-010-0231-3.
- Kadkhodaie, A., and 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. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.02.010>.
- Konyuhov, A. I., and Maleki, B., 2006. The Persian Gulf Basin: Geological history, sedimentary formations, and petroleum potential. *Lithology and Mineral Resources*, 41(4), 344-361. <https://link.springer.com/article/10.1134/S0024490206040055>.

- Li, Y. N., Shao, L., Hou, H., Tang, Y., Yuan, Y., Zhang, J., and Lu, J., 2018. Sequence stratigraphy, palaeogeography, and coal accumulation of the fluvio-lacustrine Middle Jurassic Xishanyao Formation in central segment of southern Junggar Basin, NW China. *International Journal of Coal Geology*, 192, 14-38. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.04.003>.
- Mansour, A., Mohamed, O., Tahoun, S. S., and Elewa, A. M., 2018. Sequence stratigraphy of the Raha Formation, Bakr Oil Field, Gulf of Suez, Egypt: Insights from electrical well log and palynological data. *Journal of African Earth Sciences*, 139, 205-221. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2017.12.009>.
- Miall, A., 2010. *The Geology of Stratigraphic Sequences*. Springer, Berlin Heidelberg, 522p. <https://www.springer.com/gp/book/9783642050268>.
- Mohseni, H., and Javanmard, R. Z., 2020. New data on sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in Malekshahi city, (Ilam province) Zagros basin, Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 112, 104035. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104035>.
- Morad, S., Al-Aasm, I. S., Nader, F. H., Ceriani, A., Gasparri, M., and Mansurbeg, H., 2012. Impact of diagenesis on the spatial and temporal distribution of reservoir quality in the Jurassic Arab D and C members, offshore Abu Dhabi oilfield, United Arab Emirates. *GeoArabia*, 17(3), 17-56. <https://doi.org/10.2113/geoarabia170317>.
- Nio, S., Böhm, A., Brouwer, J., Jong, M.D., 2014. *Climate Stratigraphy. Principles and applications in subsurface correlation*, European Association of Geoscientists & Engineers, 134p.
- Nio, S. D., 2008. *Climate Stratigraphy—A New Approach in Near-Synchronous Subsurface Correlation (Geology Paper 18)*. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.258.GL18>.
- Orang, K., and Gharabeigli, G., 2020. Tectonostratigraphic evolution of the Helleh Paleo-high (NW Persian Gulf): Insights from 2D and 3D restoration methods. *Marine and Petroleum Geology*, 119, 104443. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104443>.
- Orang, K., Motamedi, H., Azadikhah, A., and Royatvand, M., 2018. Structural framework and tectono-stratigraphic evolution of the eastern Persian Gulf, offshore Iran. *Marine and Petroleum Geology*, 91, 89-107. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.12.014>.
- Reynolds, T., 1994. Quantitative analysis of submarine fans in the Tertiary of the North Sea Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 11(2), 202-207. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(94\)90096-5](https://doi.org/10.1016/0264-8172(94)90096-5).
- Seyedmehdi, Z., 2019. Sequence stratigraphy influenced by tectonics and implications for reservoir development, latest Devonian–Early Carboniferous ramp, Canning Basin, Australia. *Marine and Petroleum Geology*, 99, 252-264. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.10.002>.
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury, A.D., and Simmon, M.D., 2001. *Arabian Plate Sequence Stratigraphy*. *GeoArabia Special Publication 2*, 371 p.
- Soua, M., 2012. Application of facies associations, integrated prediction error filter analysis, and chemostratigraphy to the organic-rich and siliceous Cenomanian-Turonian sequence, Bargou Area, Tunisia: Integrated sequence stratigraphic analysis. *Journal of Geological Research*, vol. 2012, Article ID973195, 15 p., doi: 10.1155/2012/973195.
- Taghavi, A. A., Mørk, A., and Emadi, M. A., 2006. Sequence stratigraphically controlled diagenesis governs reservoir quality in the carbonate Dehloran Field, southwest Iran. *Petroleum Geoscience*, 12(2), 115-126. DOI: <https://doi.org/10.1144/1354-079305-672>.
- Tavakoli, V., 2017. Application of gamma deviation log (GDL) in sequence stratigraphy of carbonate strata, an example from offshore Persian Gulf, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, 868-876. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.069>.
- Vail, P., 1991. *The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy and sedimentology: an overview*. Springer, Berlin, pp 617–659.
- Van Buchem, F. S. P., Simmons, M. D., Droste, H. J., and Davies, R. B. 2011. Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian Plate—depositional sequences and lithostratigraphic nomenclature. *Petroleum Geoscience*, 17(3), 211-222. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-061>.
- Van Wagoner, J., Mitchum, R., Campion, K., Rahmanian, V., 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. *American Association of Petroleum Geologists Special series 7*.
- Zigler, M. A., 2001. Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia*, 6(3), 445-504. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0603445>.

Original Research Paper

The application of GR D-INPEFA Curve in sequence stratigraphy analysis Manifa member and Fahliyan Formation, Northwest of Persian Gulf

Parinaz Rasolui Ghadi¹, Mehdi Sarfi^{2*}, Seyed Mohsen Aleali¹, and Zahra Maleki¹

¹ Department of Geology, Faculty of Science, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

² Department of Geology, Faculty of Earth Sciences, University of Damghan, Damghan, Iran

ARTICLE INFO

Article history:

Received: 2021 September 11

Accepted: 2021 November 30

Available online: 2022 September 23

Keywords:

Sequence stratigraphy

Correlation

GR D-INPEFA curve

Manifa-Fahliyan carbonates

Persian Gulf

ABSTRACT

Identification of key sequence stratigraphic surfaces is a crucial task in geological characterization of hydrocarbon reservoirs. The uppermost Jurassic–lower Cretaceous carbonate successions of the Manifa member and Fahliyan Formation are as an important oil reservoir of Northwestern Persian Gulf. This study addresses the application of GR D-INPEFA curve to discriminate and correlate key stratigraphic surfaces and sequences of the studied carbonates in five wells a giant oil field of the Persian Gulf. To achieve this goal, identified key stratigraphic surfaces of core and thin sections were compared with interpretation of GR D-INPEFA curve. From sequence stratigraphic point of view and based on the results from geological studies, the Late Tithonian-Neocomian sequence has been discriminated into four third-order sequences which are described and interpreted. The top sequence boundary of the Manifa carbonate corresponds to a significant discontinuity that associated with evidence of karstification and distinct facies variation above and below this key surfaces. Based on the applied D-INPEFA curve, the identified sequence can be effectively discriminated and correlated in the field scale.

* Corresponding author: Mehdi Sarfi; E-mail: m.sarfi@du.ac.ir

E-ISSN: 2645-4963; Copyright©2021 G.S. Journal & the authors. All rights reserved.

doi: 10.22071/GSJ.2021.302660.1931

dor: 20.1001.1.10237429.1401.32.3.1.5



This is an open access article under the by-nc/4.0/ License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)