

## چینه‌نگاری چرخه‌ای و تطابق مخزنی رسوبات آلیگو- میوسن (سازند آسماری) در میدان نفتی مارون، حوضه زاگرس

شهرام آورجانی<sup>۱</sup>، اسداله محبوبی<sup>\*</sup>، رضا موسوی حرمی<sup>۱</sup>، حسن امیری بختیار<sup>۲</sup>

<sup>۱</sup> گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد

<sup>۲</sup> اداره زمین‌شناسی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز

\*avarjani@gmail.com

تاریخ دریافت: فروردین ۹۲، تاریخ پذیرش: شهریور ۹۲

### چکیده

سازند آسماری در میدان نفتی مارون، از سنگ آهک فسیل‌دار، سنگ آهک دولومیتی، سنگ آهک رسی، ماسه‌سنگ و شیل تشکیل شده است و اصلی‌ترین سنگ مخزن در چندین میدان نفتی زاگرس ایران است. سن این سازند در میدان مارون آلیگو- میوسن (روپلین- بوردیگالین) است. در این مطالعه تطابق زیر سطحی بین ۴ چاه این میدان بر اساس اصول چینه‌نگاری اقلیمی و با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ انجام شده است. ۹ سطح مرزی مثبت (PBS) و ۱۰ سطح مرزی منفی (NBS) در این مطالعه شناسایی شده است. برخی از سطوح مرزی مثبت و برخی از سطوح مرزی منفی به ترتیب بر مرزهای سکانسی و سطوح حداکثر پیشروی سطح آب دریا منطبق هستند. بعلاوه برخی از سطوح مرزی مثبت مرزهای زمانی اصلی (مرز آشکوب‌ها) را مشخص می‌کنند. تطابقی بین زون‌های ده‌گانه مخزنی سازند آسماری میدان مارون با سطوح مرزی شناسایی شده انجام شده است. برخی از زون‌های مخزنی (بویژه زون‌های مخزنی آسماری پائینی و میانی) تطابق خوبی نشان می‌دهند اما برخی دیگر انطباقی با سطوح مرزی نشان نمی‌دهند. به نظر می‌رسد با تلفیق این داده‌ها با سایر عوامل نظیر سنگ‌شناسی، تخلخل و تراوایی بازنگری دقیق در زون‌بندی مخزنی سازند آسماری میدان مارون لازم باشد.

**واژه های کلیدی:** سازند آسماری، مارون، سیکلولاگ، چینه‌نگاری سکانسی

## ۱. مقدمه

سازند آسماری (الیگو- میوسن)، مهمترین سنگ مخزن میدین نفتی جنوب غرب ایران است. این سازند از سنگ آهک فسیل دار، سنگ آهک دولومیتی، سنگ آهک رسی، ماسه سنگ و شیل تشکیل شده است [۵]، که بطور هم شیب روی رسوبات سازند پاینده و در زیر رسوبات تبخیری سازند گچساران قرار دارد.

برش نمونه سازند آسماری در تنگ گل ترش کوه آسماری به ضخامت ۳۱۴ متر از سنگ‌های آهکی مقاوم کرم تا قهوه‌ای رنگ با درزهای فراوان و بین لایه‌های شیلی تشکیل شده است [۱]. این سازند در ناحیه فرو افتادگی دزفول دارای بیشترین ضخامت است و از شمال غرب تا خاک عراق تداوم دارد و از جنوب شاید تا عمان هم دیده شود.

مطالعه سطوح سکansı در چاه‌های نفتی به دلیل فقدان مغزه در اکثر چاه‌ها، عدم کیفیت مقاطع نازک تهیه شده از خرده‌های حفاری، زیاد بودن فواصل نمونه‌برداری در چاه‌های فاقد مغزه مشکل است و نمی‌توان اطلاعات مفیدی به دست آورد. بنابراین بهترین ابزار استفاده از نمودارهای الکتریکی به ویژه نمودار گاماست که تقریباً در همه چاه‌ها موجود است و از این رو زمین‌شناسان نفتی از آن جهت تفکیک زون‌های مخزنی و انطباق بین چاه‌های مختلف یک میدان و نیز در آنالیز چینه‌نگاری سکansı جهت شناسایی سطوح سکansı استفاده می‌کنند [۲، ۳].

یک نمودار الکتریکی (برای مثال نمودار گاما) را می‌توان بصورت یک موج مرکب فرض کرد که از تعداد زیادی موجک تشکیل شده است. این موجک‌ها در حقیقت همان آثار چرخه‌های میلانکوویچ هستند که به همراه یکسری امواج مزاحم (Noise) نمودارهای الکتریکی را می‌سازند. برای مطالعه سیکلواستراتیگرافی باید بتوان این موج مرکب را به اجزای تشکیل دهنده آن تجزیه نمود که برای این منظور از نرم‌افزار سیکلولاگ استفاده می‌شود [۶].

در این تحقیق، سکانس‌های رسوبی سازند آسماری در میدان نفتی مارون [۳]، با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ مورد بررسی قرار می‌گیرد و سپس با استفاده از نتایج آن مخزن آسماری میدان مارون زون‌بندی می‌گردد.

## ۲. موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

فروافتادگی دزفول جزئی از حوضه رسوبی زاگرس است که در جنوب شرقی دزفول و شمال شرقی اهواز واقع شده است [۴]. میدان نفتی مارون در فروافتادگی دزفول، در حوضه دزفول شمالی و با طول و عرض  $65 \times 10$  کیلومتر و بستگی ساختمان (Closure) ۲۰۰۰ متر در جنوب خوزستان در فاصله حدود ۵۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر اهواز واقع است (شکل ۱-الف). این میدان دارای ۳ مخزن آسماری، بنگستان و خامی است. سازند آسماری با سن آلیگو - میوسن در این میدان بطور متوسط ۳۰۰ متر ضخامت دارد. در تحقیق حاضر، چاه‌های شماره ۲۸۱، ۲۹۲، ۶۸ و ۳۱۲ در میدان مارون انتخاب شدند (شکل ۱-ب).

## ۳. مواد و روش مطالعه

نمودار گاما در چاه‌های مورد مطالعه بعنوان داده ورودی نرم‌افزار سیکلولاگ استفاده شده است. در نرم‌افزار سیکلولاگ روش (Integrate Predicate Error Filter Analysis) INPEFA و (Predicate Error Filter Analysis) PEFA برای بررسی چرخه‌های میلانکوویچ وجود دارد. در روش PEFA آنالیز موجک در یک بازه با طول مشخص (برای مثال ۱۰ متر) که توسط کاربر مشخص می‌شود، انجام می‌گیرد. سپس براساس نتایج بدست آمده روند نمودار را در مرحله بعد پیش‌بینی می‌کند و با نمودار واقعی مقایسه می‌کند و در آخر نتیجه را بصورت یک نمودار جدید نشان می‌دهد. در این نمودار، میزان خطا

بین مقدار پیش‌بینی شده و مقدار واقعی نشان داده می‌شود. این خطا می‌تواند نشان دهنده تغییر یا توقف روند رسوبگذاری باشد. عدم اختلاف بین میزان پیش‌بینی شده و نمودار اولیه یک رسوب‌گذاری عادی و بدون تغییر را نشان می‌دهد [۶]. نمودارهای حاصله در روش INPEFA و PEFA مشابه یکدیگرند با این تفاوت که در این روش میزان خطای پیش‌بینی شده در هر مرحله با هم ترکیب شده و روند آن‌ها نشان داده می‌شود. میزان انحراف نمودار INPEFA نشان‌دهنده میزان تغییرات فضای رسوب‌گذاری (Accommodation space) است. انحراف به سمت چپ این نمودار افزایش فضای رسوب‌گذاری و انحراف به سمت راست آن کاهش فضای رسوب‌گذاری را نشان می‌دهد.

به منظور ایجاد منحنی INPEFA، که از جدیدترین دستاوردهای چینه‌شناسی در راستای تطابق است، مقادیر داده‌های پتروفیزیکی نمودار گاما به نرم‌افزار وارد شد. با در نظر گرفتن روند منحنی INPEFA در چاه‌های مورد مطالعه و تغییر محدوده این منحنی، روندهای مثبت و منفی مشابه به عنوان مرزهای هم‌زمان تحت نام‌های nb (negative break) و pb (positive break) در چارت ترکیبی (Composite well chart) هر چاه مشخص شده‌اند. بعنوان مثال چارت تطابقی چاه ۲۸۱ در شکل ۲- آورده شده است.

برای انطباق خطوط زمانی در چاه‌های مختلف برای هر pb و nb یک شماره یا یک کد اختصاص داده می‌شود و در پایان با توجه به مرزهای شناسایی شده و اطلاعات حاصل از چینه‌نگاری زیستی [۳]، یک انطباق برقرار می‌گردد. ۱۰ مرز nb و ۹ مرز pb در سازند آسماری نام‌گذاری شده‌اند که اطلاعات رقومی آن در جدول ۱- ارائه شده است. مرزها و واحدهای چینه‌ای هم‌زمان در کلیه چاه‌ها به هم وصل شدند و یک چارت انطباقی (Correlation panel) در سازند آسماری میدان نفتی مارون ایجاد گردید (شکل ۳-).

در این مطالعه سکانس‌های شناسایی شده در سازند آسماری میدان مارون [۳]، بعنوان مبنای کار قرار گرفته و سپس بر اساس روند تغییرات نمودار INPEFA مرزهای زمانی مثبت و منفی شناسایی شده است. برخی از این مرزها بر سطوح سکانسی و سطوح حداکثر گسترش آب دریا در خشکی منطبق هستند. بر این اساس سکانس‌های رسوبی سازند آسماری بر مبنای داده‌های زیرسطحی تفکیک شدند. مرزهای زمانی مثبت و منفی نامگذاری شدند و با مرزهای زمانی سکانس‌های سازند آسماری در میدان مارون، سایر مناطق فروافتادگی دزفول، حوضه اروپا و صفحه عربی مقایسه شده‌اند.

## ۴. چینه‌نگاری سکانسی و تطابق زمانی

بر اساس مطالعه ون‌بوخم و همکاران [۸] در فروافتادگی دزفول و زون ایذه ۳ سکانس در رسوبات آلیگوسن و ۳ سکانس در رسوبات میوسن شناسایی شده است. این سکانس‌ها دارای سن مطلق هستند (جدول ۲). در سازند آسماری میدان مارون نیز ۳ سکانس رسوبی به سن آلیگوسن و ۳ سکانس به سن میوسن شناسایی شده است [۳].

در مطالعه ون‌بوخم و همکاران [۸]، مرزهای سکانسی دارای سن مطلق هستند. در مطالعه آورجانی و همکاران [۳] مرزهای سکانسی شناسایی شده با مطالعه ون‌بوخم و همکاران [۸] مطابقت داده شد. در این مطالعه نیز مرزهای سکانسی و سطوح حداکثر گسترش آب دریا از طریق نمودار INPEFA و استفاده از چینه‌نگاری زیستی و سکانسی [۳] بدست آمده است. بنابراین از طریق تطابق سن نسبتاً درستی برای خطوط زمانی pb و nb به دست آمده در نمودار INPEFA ارائه شده است. خطوط زمانی مهم به دست آمده در این تطابق به ترتیب عبارتند از pb5000, nb7000, pb6000, nb8000, pb9000, nb5000, pb4000, nb4000, pb3000, nb2000, pb2000 و nb1000 که هر pb مؤید یک مرز سکانس (Sequence Boundary) و هر nb مؤید یک سطح حداکثر گسترش آب دریا (Maximum flooding surface) در خشکی است. مرزهای pb و nb شناسایی شده در این مطالعه با سکانس‌های رسوبی شناسایی شده در مطالعه آورجانی و

همکاران [۳] تطابق خوبی نشان می‌دهند. بعنوان مثال در شکل-۴ انطباق این مرزها با سکانس‌های رسوبی چاه ۲۸۱ میدان نفتی مارون آورده شده است. در ادامه سکانس‌های رسوبی سازند آسماری در میدان مارون بر اساس خطوط زمانی شناسایی شده در نمودار INPEFA معرفی شده و با مرزهای زمانی دارای سن مطلق [۸، ۹] مقایسه خواهند شد. همچنین در شکل-۵ مرزهای سکانسی شناسایی شده در این مطالعه با سایر نواحی فروفاتدگی دزفول، حوضه اروپا [۱۰] و صفحه عربی [۱۱، ۱۲، ۱۳] مقایسه شده است. تغییرات روند رخساره‌ها و تغییرات سنگ‌شناسی سکانس‌های رسوبی سازند آسماری میدان مارون در آورجانی و همکاران [۳] آورده شده است.

#### ۱.۴ سکانس رسوبی اول

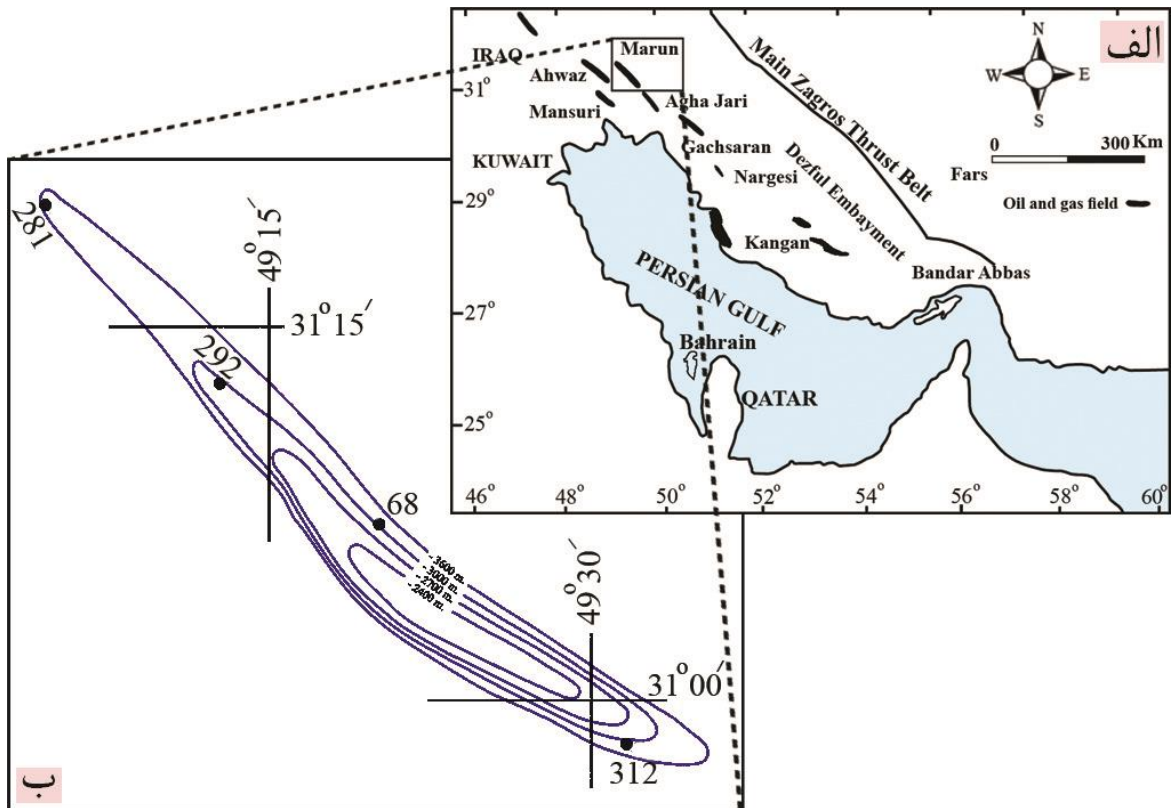
مرز زیرین این سکانس منطبق بر خط زمانی pb9000 است. این مرز سکانسی معادل مرز زیرین سکانس شماره ۱ ون‌بوخم و همکاران [۸] بوده و براین اساس از نظر زمانی معادل ۳۳/۹ میلیون سال پیش است. در مطالعه اهرنبرگ و همکاران [۹] برای این سطح معادل وجود ندارد. در مقایسه با سکانس‌های صفحه عربی [۱۱، ۱۲، ۱۳] این مرز معادل pg30SB است. سطح حداکثر پیشروی آب دریا در این سکانس با مرز زمانی nb8000 شناسایی شده است. سطح حداکثر گسترش آب دریا در این سکانس معادل mfs I ون‌بوخم و همکاران [۸] است و از نظر زمانی معادل ۳۲/۵ میلیون سال پیش است. این سطح همچنین معادل pgs30mfs صفحه عربی است. مرز بالایی این سکانس با خط زمانی pb6000 شناسایی شده، منطبق بر مرز بالایی سکانس شماره ۱ ون‌بوخم و همکاران [۸] بوده و معادل زمانی ۲۸/۹ میلیون سال پیش است. شواهد چینه‌نگاری زیستی [۳] در نزدیکی این مرز نمایانگر پایان حضور سنگواره Nummulites و مؤید سن روپلین است. همچنین این سطح معادل مرز سکانسی Ru30/Ch-10 اهرنبرگ و همکاران [۹] است. در صفحه عربی معادلی برای این سطح معرفی نشده است. این سکانس به سن روپلین است و مرز بالایی آن تفکیک کننده روپلین از شاتین است.

جدول ۱: مشخصات pb و nb مخزن آسماری در میدان نفتی مارون.

Name	pb1000	nb1000	pb2000	nb2000	pb3000	nb3000	nb4000	pb4000	nb5000	pb5000
Well#068	3252.7	3268	3274	3293.5	3295.5	3321	3349.5	3365.5	3443	3490.5
Well#281	3668.5	3696	3707	3722	3725	3752.5	3766	3792	3833	3872
Well#292	3272.5	3303	3318	3336	3338	3362.2	3382	3397	3432	3471.5
Well#312	3181.7	3222	3228	3247	3251.5	3269.6	3269.6	3315.7	3380	3414.5

ادامه جدول-۱

Name	nb6000	nb7000	pb6000	nb8000	pb7000	nb9000	pb8000	nb10000	pb9000
Well#068	3524.8	3542	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Well#281	3951.5	3968.25	3993	4008	4023.2	4037	4068	4078.5	4093
Well#292	3517.3	3550	3582	3591.5	3601	3621.8	3633.4	3674.5	3692
Well#312	3504.6	3534.5	3554	3564	3582.3	3606.4	3633	3644.5	3659

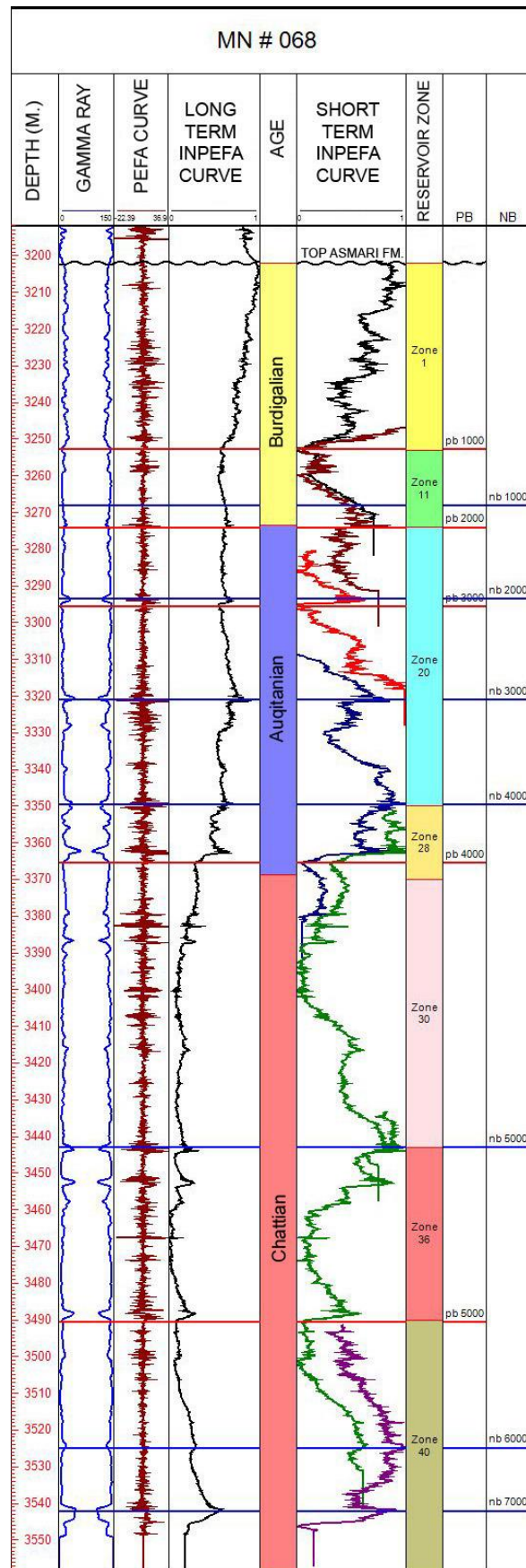


شکل-۱: الف) موقعیت میدان نفتی مارون در فروافتادگی دزفول [۷]؛

ب) موقعیت چاه‌های مورد مطالعه بر روی UGC میدان نفتی مارون.

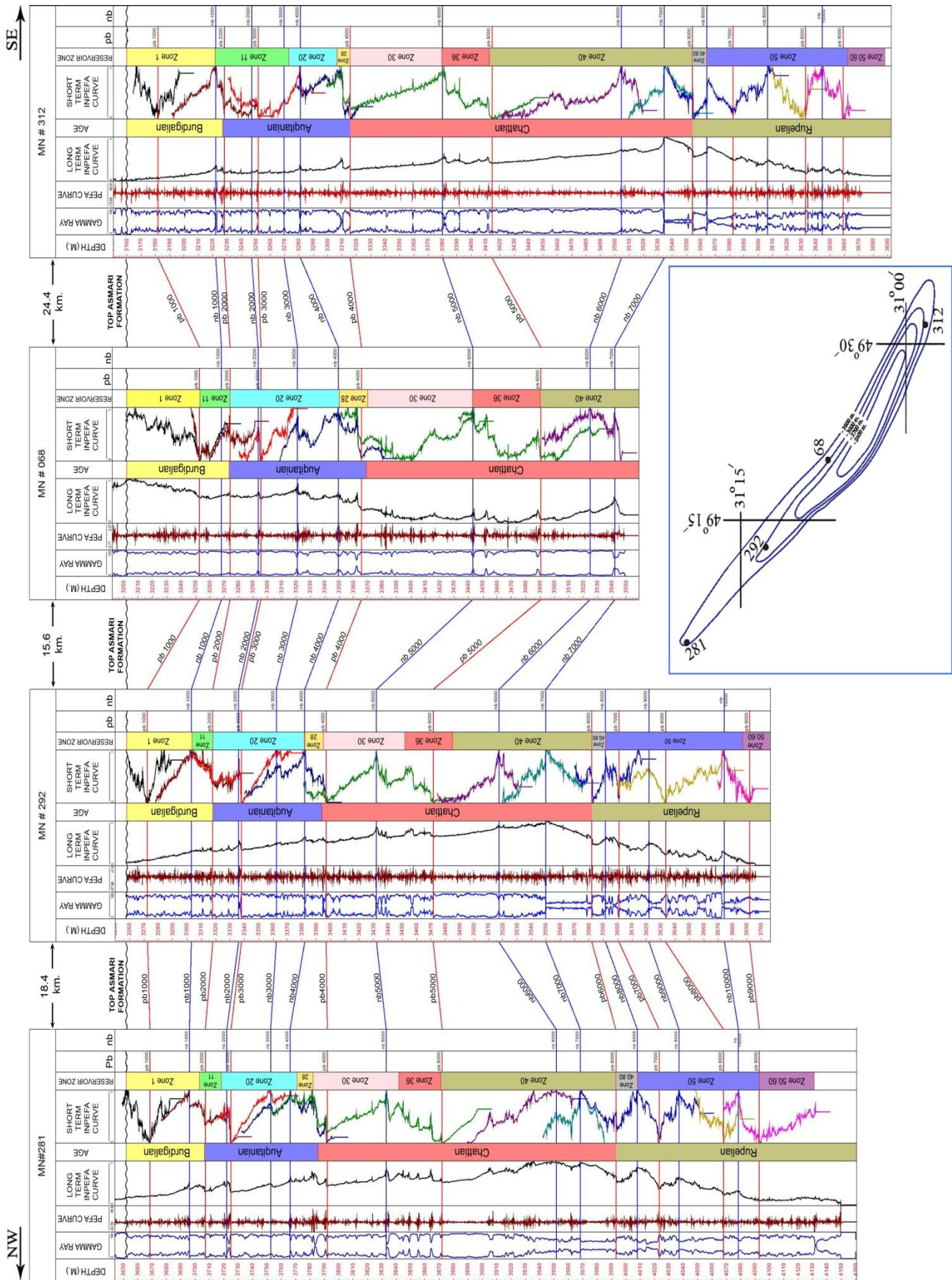
جدول ۲: شماره و سن سکانس‌های سازند آسماری فروافتادگی دزفول و زون ایذه [۸].

No.	Age	
6	Early Burdigalian	Miocene
5	Late Aquitanian	
4	Early Aquitanian	
3	Late Chattian	Oligocene
2	Early Chattian	
1	Rupelian	

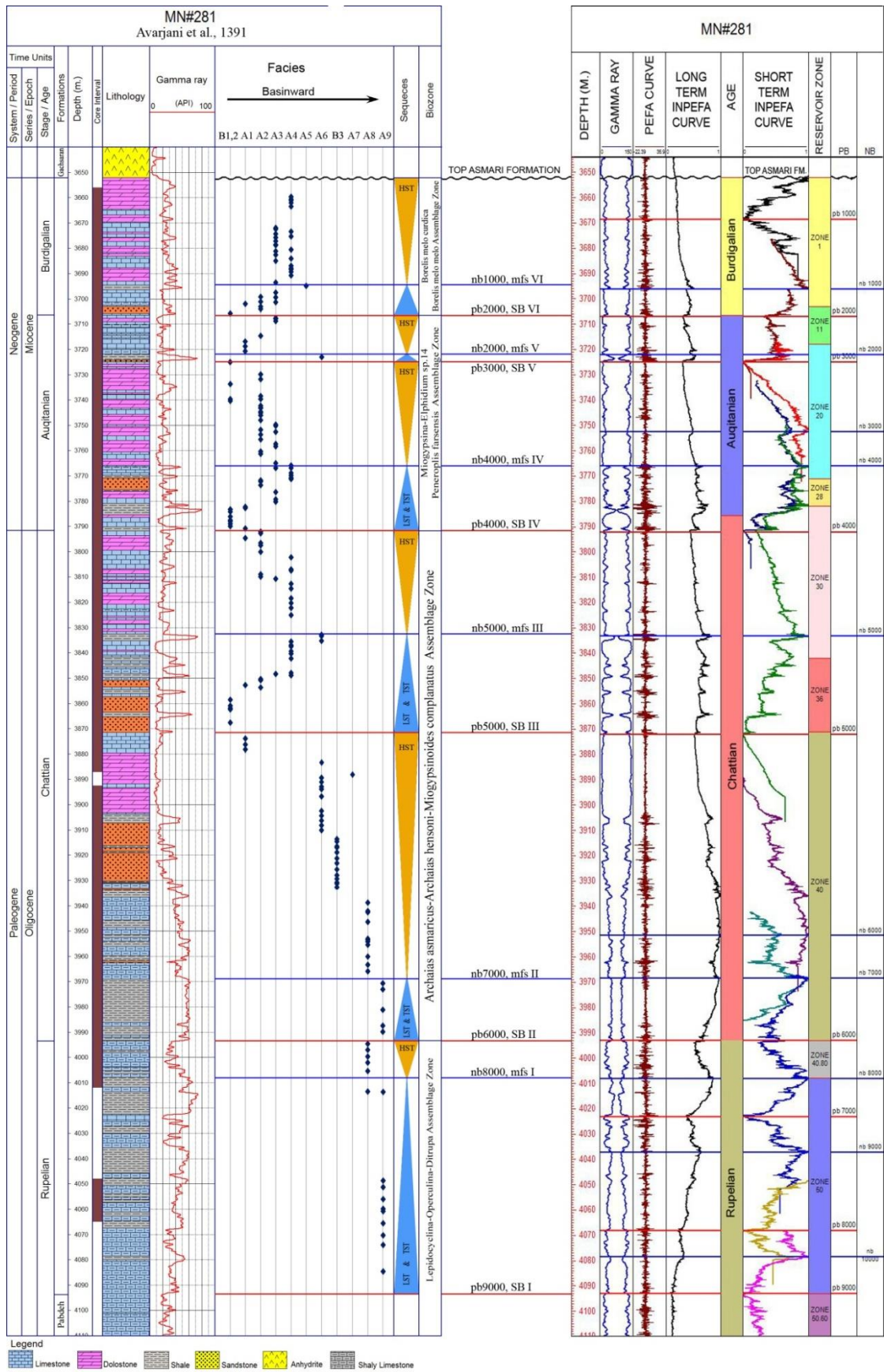


شکل ۲: پیک‌های nb و pb در چاه ۶۸ میدان نفتی مارون با استفاده از منحنی INPEFA





شکل ۳. چارت تطابقی تحت الارضی سطوح pb و nb قابل انطباق سازند آسماری در میدان نفتی مارون.



شکل ۴: تطابق سکانس‌های رسوبی سازند آسماری چاه ۲۸۱ میدان مارون [۳] و سطوح مرزی شناسایی شده در این مطالعه.



#### ۲.۴ سکانس رسوبی دوم

این سکانس به سن شاتین پیشین است. مرز زیرین این سکانس با pb6000 شناسایی شده که در بالا توضیح داده شد. حداکثر پیشروی سطح آب دریا در این سکانس با مرز زمانی nb7000 شناسایی شده است. این سطح معادل pg40mfs صفحه عربی است و با mfs II مطالعه ونبوخم و همکاران [۸] قابل مقایسه است که بر این اساس از نظر سن مطلق معادل ۲۷/۴ میلیون سال پیش است. مرز بالایی این سکانس با خط زمانی pb5000 مشخص شده است و معادل CH30 اهرنبرگ و همکاران [۹] و منطبق بر SB III ونبوخم و همکاران [۸] است و دارای سن مطلق ۲۵/۸ میلیون سال پیش است.

#### ۳.۴ سکانس رسوبی سوم

مرز زیرین این سکانس در واقع مرز بالایی سکانس دوم و با pb5000 شناسایی شده است. حداکثر گسترش سطح آب دریا در سکانس سوم با مرز زمانی nb5000 شناسایی شده که معادل pg50mfs صفحه عربی و mfs III مطالعه ونبوخم و همکاران [۸] است که بر این اساس معادل زمانی ۲۵/۱ میلیون سال پیش است. مرز زمانی pb4000 نشان دهنده مرز بالایی سکانس رسوبی سوم است. با استفاده از شواهد فسیل‌شناسی در این مرز [۳] و براساس مطالعه لارسن و همکاران [۱۴]، پایان حضور سنگواره Archaias در نزدیک این مرز واقع گردیده و بیانگر مرز آکی‌تانین - شاتین است. در صفحه عربی مرز سکانسی Ng10SB معادل این مرز و در مطالعه اهرنبرگ و همکاران [۸] مرز سکانسی Aq10 بر این مرز منطبق است. مرز سکانسی SB IV مطالعه ونبوخم و همکاران [۸] با معادل زمانی ۲۴/۲ میلیون سال پیش نیز بر این سطح منطبق است. سن این سکانس شاتین پسین و مرز بالایی آن منطبق بر مرز آلیگوسن - میوسن (آکی‌تانین - شاتین) است.

#### ۴.۴ سکانس رسوبی چهارم

حداکثر گسترش سطح آب دریا در سکانس چهارم با مرز زمانی nb4000 شناسایی شده است که منطبق بر mfs IV ونبوخم و همکاران [۸] با معادل زمانی ۲۲/۴ میلیون سال پیش است. مرز بالایی این سکانس با pb3000 شناسایی شده است. مرز سکانسی Aq20/Bu-10 اهرنبرگ و همکاران [۹] و SB V ونبوخم و همکاران [۸] با معادل زمانی ۲۱/۸ میلیون سال پیش قابل مقایسه با pb3000 است. سن سکانس رسوبی چهارم آکی‌تانین پیشین است.

#### ۵.۴ سکانس رسوبی پنجم

مرز زمانی pb3000 با معادل زمانی ۲۱/۸ میلیون سال پیش مرز زیرین سکانس پنجم است. حداکثر گسترش سطح آب دریا در این سکانس با nb2000 شناسایی شده، که معادل mfs V ونبوخم و همکاران [۸] با معادل زمانی ۲۰/۹ میلیون سال پیش است. مرز زمانی pb2000 معادل Bu-20 اهرنبرگ و همکاران [۹] و SB VI ونبوخم و همکاران [۸] با معادل زمانی ۲۰/۵ میلیون سال پیش است و مرز بالایی سکانس رسوبی پنجم است. شواهد چینه‌نگاری زیستی [۳] سن بوردیگالین را بالاتر از مرز تأیید می‌کند. سن سکانس رسوبی پنجم آکی‌تانین پسین است و مرز بالایی آن بر مرز بوردیگالین - آکی‌تانین منطبق است.

#### ۶.۴ سکانس رسوبی ششم

خط زمانی pb2000 و مرز سازند آسماری با سازند گچساران به ترتیب از پائین و بالا سکانس رسوبی سوم را محدود کرده‌اند. بین این دو مرز خط زمانی nb1000 بیانگر حداکثر پیشروی سطح آب دریا در سکانس رسوبی ششم است. Nb1000 معادل Ng10mfs صفحه عربی و mfs VI مطالعه ونبوخم و همکاران [۸] است که سن مطلق ۱۹/۶ میلیون سال پیش را نشان

می‌دهد. مرز بالایی این سکانس منطبق بر Ng20SB صفحه عربی و SB VII ونبوخم و همکاران [۸] با معادل زمانی ۱۸/۵ میلیون سال پیش است.

مطالعات چینه‌نگاری زیستی انجام شده بر روی سازند آسماری میدان مارون [۳] منجر به شناسایی ۴ زون زیستی شده که آشکوب‌های بوردیگالین، آکی تائین و شاتین را بخوبی تفکیک می‌کنند. اما مرز بین آشکوب شاتین و روپلین بر اساس این مطالعات مشخص نشده است. در ادامه مطالعات چینه‌نگاری سکانسی [۳] و همچنین این مطالعه که بر اساس ایجاد و تفسیر نمودار INPEFA انجام شده است، به خوبی مرز بین شاتین و روپلین مشخص شده است. به طوری که سکانس رسوبی اول به وضوح و با مقایسه با مطالعات نواحی دیگر و جدول زمانی زمین‌شناسی مبین سن روپلین و سکانس رسوبی دوم به سن شاتین پیشین است.

Age	Standard Chronostratigraphy		European Basin	Arabian Plate	Dezful Embayment and Izeh Zone (SW Iran)							
	Epoch	Stage	(Hardenbol et al. 1998)	(Sharland et al., 2001 & 2004; Simmons et al., 2007)	(Ehrenberg et al. 2007)	(Daniel et al. 2008)	(Van Buchem et al. 2010)	(Avarjani et. al. 1391)	(This study 2012)			
20	Miocene	Burdigalian	17.54 Bur 4	17.5 Ng20				Base GS Fm.	Base GS Fm.			
			18.12 Bur 3	19.0 Ng20 SB	18.5 Base Gachsaran		18.5 SB VII					
			19.17 Bur 2	20 Ng10	20.2 Bu20 SB	20 Bu10	19.4 mfs VI	nb1000				
			20.43 Aq 3/Bur 1	20.43 Ng10 SB	20.2 Bu20 SB	20.2 Bu10	20.2 SB VI	SB6	pb2000			
		25	Oligocene	Aquitainian	21.44 Aq 2	21.5 Aq20/Bu10 SB	21.5 Aq20/Bu10 SB	21.1 Aq20	20.7 mfs V	21.4 SB V	SB5	nb2000
					23.03 Ch 4/Aq 1	23.0 Ng10 SB	23.0 Intra-Aq10	23 Aq10	21.8 mfs IV	21.8 SB V	SB5	nb4000
				Chattian	24.84 Ch 3	24.5 Pg50	23.5 Aq10 SB	23.5-24 Ch50	23.2 SB IV	SB4	pb4000	
					27.5 Ch 2	24.9 Pg50 SB	24.9 Ch30 SB	25.3 Ch40	24.3 mfs III		nb5000	
					28.4 Ch 1/Ru 4	29.0 Pg40	28.0 Ch20 SB	25.5-26.5 Ch30	25.1 SB III	SB3	pb5000	
					29.45 Ru 3	29.0 Pg40	28.9 Ru30/Ch10 SB	27-28 Ch20	27.2 mfs II		nb7000	
30	Rupelian	32.19 Ru 2	33.0 Pg30	30.0 Ru20 SB	28.5 Ch10	28.8 SB II	SB2	pb6000				
			33.5 Pg30 SB		29.1 Ru50							
					29.4 Ru40							
					30.5 Ru30							
33.9					31 Ru20							
					32.5 Ru10	32.6 mfs I		nb8000				
						34.0 SB I	SB1	pb9000				

شکل ۵: مقایسه سطوح سکانسی و حداکثر پیشروی سطح آب دریای شناسایی شده در این منطقه با صفحه عربی، سایر مطالعات فروفاندگی دزفول و حوضه اروپا.

## ۵. تطابق مخزنی

تطابق مخزنی بر اساس خطوط زمانی به این معناست که زون‌های مخزنی، خطوط زمانی را قطع نمی‌کنند، چرا که در یک مخزن واحدهای تراوا و غیرتراوا (بخصوص میان لایه‌های شیلی ممتد) باید از خطوط زمانی پیروی کنند [۱۶، ۱۷، ۱۸] با استفاده از تطابق خطوط زمانی به دست آمده از چارت انطباقی می‌توان زون‌های مخزنی را در امتداد میدان انطباق داد و تغییرات جانبی این زون‌ها را از نظر ضخامت و خواص مخزنی دنبال نمود. با استفاده از این مطالعه مرز این زون‌ها با دقت بیشتری قابل تشخیص است. مخزن آسماری میدان نفتی مارون بر پایه ویژگی‌های پتروفیزیکی و تغییر در ترکیب سنگ‌شناسی به ۱۰ زون

تقسیم شده است. با ایجاد انطباق بین زون‌های مخزنی در هر چاه و خطوط زمانی در هر زون، وضعیت قرارگیری مرزهای زمانی نسبت به زون‌های مخزنی با توجه به شکل ۷- مورد بررسی قرار گرفت و مشاهده شد که این زون‌ها به جز در موارد معدود از انطباق خوبی برخوردار هستند و زون‌های مخزنی خطوط زمانی را قطع نمی‌کنند. در برخی موارد نیز به نظر می‌رسد زون‌بندی مخزن آسماری در میدان مارون نیاز به بازنگری دارد. براساس خطوط زمانی (مرزهای **pb**, **nb**) و چینه‌نگاری سکانسی، زون‌بندی مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی مارون به شرح زیر است.

زون مخزنی شماره ۱ تقریباً در هر ۴ چاه مورد مطالعه ضخامت یکنواختی دارد. در ۲ چاه ۲۹۲ و ۳۱۲ زون مخزنی ۱ دربردارنده مرزهای **pb1000** و **nb1000** است. رأس این زون منطبق با رأس سازند آسماری (قاعده سازند گچساران و **SB VII**) بوده و قاعده آن در این ۲ چاه با مرز **nb1000** (**mfs VI**) بسته می‌شود. در چاه ۲۸۱ زون شماره ۱ تا کمی پائین‌تر از **nb1000** گسترش یافته است و در چاه ۶۸ این زون با مرز **pb1000** خاتمه می‌یابد. زون مخزنی شماره ۱ در محدوده زمانی بوردیگالین و سکانس شماره ۶ سازند آسماری قرار دارد.

ضخامت زون مخزنی شماره ۱۱ از سمت شمال‌غرب به طرف جنوب شرق افزایش می‌یابد. در محدوده این زون خطوط زمانی **pb1000**, **nb1000**, **pb2000**, **nb2000**, **pb3000** و **nb3000** قرار دارند. در چاه ۲۸۱ هیچکدام از خطوط زمانی به دقت در رأس یا قاعده این زون قرار ندارند. در چاه ۲۹۲ خطوط **nb1000** و **pb2000** (مرز آکی‌تائین - بوردیگالین) به ترتیب رأس و قاعده این زون را محدود می‌کنند. در چاه ۶۸ نیز **pb1000** و **pb2000** به ترتیب رأس و قاعده زون ۱۱ را محدود کرده‌اند و در چاه ۳۱۲ مرز زمانی **nb1000** دقیقاً در رأس این زون قرار دارد ولی قاعده آن کمی از خط زمانی **nb3000** پائین‌تر رفته است. در چاه ۲۹۲ و ۶۸ این زون تماماً در محدوده زمانی بوردیگالین (سکانس رسوبی ششم) قرار دارد. در ۲ چاه دیگر قسمت بیشتر این زون در محدوده زمانی آکی‌تائین (سکانس رسوبی پنجم) واقع شده است. به نظر می‌رسد با توجه به تغییرات ضخامت این زون و قرارگیری در محدوده زمانی متفاوت، با در نظر گرفتن سایر فاکتورهای زون‌بندی مخزنی، این زون مورد بازنگری قرار گیرد.

تفاوت در ضخامت زون مخزنی ۲۰ نیز منجر شده که این زون در چاه‌های مختلف توسط مرزهای زمانی متفاوتی در قاعده و رأس محدود شود. آنچه مسلم است اینکه این زون تماماً در محدوده زمانی آکی‌تائین (سکانس رسوبی پنجم و چهارم) قرار گرفته است. در ۲ چاه ۶۸ و ۲۹۲ رأس و قاعده این زون به ترتیب توسط خطوط زمانی **pb2000** و **nb4000** (مرز شاتین - آکی‌تائین) محدود می‌شود. در ۲ چاه دیگر در رأس و قاعده آن خط زمانی شناسایی نشده است. در این محدوده لازم است تغییراتی در ضخامت زون ۲۰ ایجاد شود و رأس و قاعده آن بر مرزهای شناسایی شده منطبق گردد. البته لازم است سایر موارد مؤثر در زون‌بندی نظیر لیتولوژی و تغییرات تخلخل و تراوایی نیز مد نظر قرار گیرد.

مرز زمانی **pb4000** بطور دقیق یا با فاصله کمی قاعده زون ۲۸ و رأس زون ۳۰ را مشخص می‌کند. در ۲ چاه ۶۸ و ۲۹۲ مرز زمانی **nb4000** منطبق بر رأس زون ۲۸ است. در ۲ چاه دیگر رأس این زون با فاصله نسبتاً زیادی از این مرز زمانی قرار دارد. زون ۲۸ نیز در محدوده زمانی آکی‌تائین (سکانس رسوبی چهارم) قرار دارد.

مرز زمانی **pb4000** بطور دقیق یا با فاصله کمی در رأس زون ۳۰ قرار دارد. قاعده این زون در چاه‌های ۶۸ و ۳۱۲ منطبق بر مرز **nb5000** و در چاه‌های ۲۸۱ و ۲۹۲ کمی پائین‌تر از این مرز قرار دارد. پیشنهاد می‌شود در مورد قاعده این زون تجدید نظر صورت گیرد تا بر این مرز زمانی منطبق گردد. این زون تماماً در محدوده زمانی شاتین پسین و سکانس رسوبی سوم قرار دارد.

قاعده زون ۳۶ در چاه‌های ۲۸۱، ۶۸ و ۳۱۲ کاملاً منطبق بر مرز زمانی **pb5000** (قاعده سکانس رسوبی سوم و مرز زمانی روپلین - شاتین) قرار دارد. در چاه ۲۹۲ کمی پائین‌تر از این مرز قرار گرفته و نیاز به تجدید نظر دارد. رأس این زون در چاه‌های

۶۸ و ۳۱۲ منطبق بر مرز زمانی nb5000 است، در صورتیکه در ۲ چاه دیگر با فاصله‌ای پائین‌تر از این مرز قرار دارد که باید مورد بازنگری قرار گیرد. بیشتر ضخامت این زون در محدوده زمانی شاتین پسین و دسته رخساره‌های تراز پائین و پیشرونده سکانس رسوبی سوم قرار دارد.

در محدوده زمانی شاتین پیشین، در چاه ۶۸ تنها زون مخزنی ۴۰ در این محدوده زمانی قرار دارد. در این چاه سازند آسماری از ۵ سکانس رسوبی تشکیل شده است و سکانس رسوبی اول در سازند آسماری وجود ندارد. به نظر می‌رسد در هنگام رسوب‌گذاری سکانس رسوبی اول این چاه در محدوده عمیق‌تری از حوضه قرار داشته و در آن زمان در این محدوده سازند پاینده در حال نهشته شدن بوده است.

مرز زمانی pb5000 به جز در چاه ۲۹۲ کاملاً منطبق بر زون مخزنی شماره ۴۰ است. قاعده این زون نیز کاملاً منطبق بر مرز زمانی pb6000 (قاعده سکانس رسوبی دوم) است. خطوط زمانی nb6000 و nb7000 نیز در محدوده این زون قرار دارند. زون‌های مخزنی ۴۰، ۸۰، ۵۰ و ۵۰، ۶۰ در محدوده زمانی روپلین قرار دارند. زون مخزنی ۴۰، ۸۰ در تمامی چاه‌ها در قاعده و رأس به ترتیب توسط خطوط زمانی nb8000 و pb6000 محدود می‌شود و در محدوده دسته رخساره‌های تراز بالای سکانس رسوبی اول قرار دارد. ضخامت این زون در تمامی چاه‌ها تقریباً برابر است. زون ۵۰ نیز با ضخامت تقریباً برابر در رأس توسط (mfs I) nb8000 و در قاعده توسط (SB I) pb9000 محدود می‌شود و در محدوده دسته رخساره‌های تراز پائین و پیشرونده سکانس رسوبی اول قرار دارد.

زون مخزنی ۵۰، ۶۰ در رأس توسط خط زمانی pb9000 (قاعده سکانس رسوبی اول، مرز سازند آسماری و پاینده) محدود شده و قاعده آن اتمام حفاری و عمق نهایی چاه‌های مورد مطالعه است. این زون بطور مشخص در سازند پاینده قرار دارد. به نظر می‌رسد در اکثر موارد بویژه در قسمت‌های میانی و قاعده مخزن آسماری میدان مارون زون‌بندی موجود با مرزهای زمانی شناسایی شده مطابقت کامل دارند که این موضوع نشان دهنده این است که کیفیت مخزنی سازند آسماری در این قسمت‌ها بیشتر تحت تأثیر محیط رسوبی بوده است. تغییرات جزئی موجود می‌تواند نتیجه عوامل دیگر نظیر تغییرات تخلخل (ثانویه) و تراوایی باشد که نیاز به بررسی بیشتری در این مورد وجود دارد. همچنین پیشنهاد می‌شود در مطالعه جامع‌تری تعداد بیشتری چاه از تمام قسمت‌های میدان مارون مورد بررسی قرار گرفته و زون‌بندی جدیدی بر اساس مطالعات چینه‌نگاری سکانسی انجام شود.

## ۶. نتیجه‌گیری

در این مطالعه به کمک نرم‌افزار سیکلولاگ و با استفاده از داده‌های نمودار گاما سازند آسماری در ۴ چاه از میدان نفتی مارون، نمودار تغییرات طیفی (INPEFA) ساخته شد. این نمودار در ۲ فرم بلند مدت (long-term inpefa curve) و کوتاه مدت (short-term inpefa curve) مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. در این بررسی ۹ سطح مرزی مثبت (PBS) و ۱۰ سطح مرزی منفی (NBS) شناسایی شد. ۵ سطح مرزی مثبت بر مرزهای سکانسی و ۶ سطح مرزی منفی شناسایی شده بر سطوح حداکثر گسترش آب دریا (mfs) منطبق هستند. تطابق بسیار خوبی بین سکانس‌های رسوبی شناسایی شده توسط آورجانی و همکاران [۳] و سطوح مرزی مثبت شناسایی شده در این مطالعه وجود دارد. همچنین برخی از سطوح مرزی مثبت مرزهای زمانی اصلی را مشخص می‌کنند به طوری که Pb6000 بر مرز زمانی روپلین- شاتین، pb4000 بر مرز زمانی شاتین- آکی تانین و pb2000 بر مرز آکی تانین- بوردیگالین منطبق است. علاوه بر این تطابق بین زون‌های ده‌گانه سازند آسماری میدان مارون با سطوح مرزی شناسایی شده نشان می‌دهد که برخی از زون‌های مخزنی (بویژه زون‌های مخزنی آسماری پائینی و میانی) تطابق خوبی نشان می‌دهند. اما برخی دیگر از این زون‌ها با سطوح مرزی انطباقی ندارند. به نظر می‌رسد با در نظر گرفتن سایر عوامل

نظیر سنگ‌شناسی، تخلخل و تراوایی، بازنگری جزئی در زون‌بندی مخزنی سازند آسماری میدان مارون لازم باشد. در نهایت، نتیجه این تحقیق نشان می‌دهد استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ در تفسیر داده‌های زیر سطحی (نمودارهای پتروفیزیکی) ابزاری مناسب در شناسایی سکانس‌های رسوبی و همچنین برقراری تطابق مخزنی است. این روش بویژه در مواردی که مغزه‌های حفاری موجود نیست و نمودارهای الکتریکی تنها داده‌های موجود هستند، اهمیت زیادی دارد. همچنین با مطالعه چاه‌های دارای مغزه کامل، می‌توان نتایج را به سایر چاه‌های فاقد مغزه تعمیم داد.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتر سید علی معلمی و دکتر محمدرضا کمالی که داوری مقاله را بر عهده داشته اند کمال تشکر و سپاس را دارد"

## منابع

- [۱] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، "زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس" انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [۲] غیبشای، ع.، رحمانی، ع.، ۱۳۸۵، "سکانس استراتیگرافی سازندهای ایلام و سروک در میدان نفتی آب‌تیمور (چاه شماره ۱۴)" گزارش شماره پ-۵۹۱۸، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ۶۷ صفحه، منتشر نشده.
- [۳] اورجانی، ش.، همت، م.، سبکرو، م.، صادقی، ر.، طاهری، م.، ۱۳۹۱، "توصیف مغزه‌ها، چینه‌نگاری زیستی، رخساره‌ها، محیط رسوبی، چینه‌نگاری سکانشی و دیاژنز سازند آسماری در میدان نفتی مارون" گزارش شماره پ-۷۴۸۹، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ۸۵ صفحه، منتشر نشده.
- [۴] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، "زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس جلد ۱" انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۸۹ صفحه.
- [5] James; G.A.; Wynd; J.G.; 1965; *Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium, agreement area*, AAPG. Bull. 49, pp. 2182-2245.
- [6] Cyclolog Version 2010 C User Guide; 2010; ENRES INTERNATIONAL COMPANY
- [7] Insalaco; E.; Virgone; A.; Courme; B.; Gaillot; J.; Kamali; M.; Moallemi; A.; Lotfpour; M.; Monibi; S.; 2006; *Upper Dalan Member and Kangan Formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran: depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture*, Bahrain, Gulf PetroLink, GeoArabia, v.11 (2), 75-176.
- [8] Van Buchem; F.S.P.; Allan; T.L.; Laursen; G.V.; Lotfpour; M.; Moallemi; A.; Monibi; S.; Motiei; H.; Pickard; N.A.H.; Tahmasbi; A.R.; Vedrenne; V.; and Vincent; B.; 2010; *Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran*, Geological Society, London, Special Publications, v. 329, pp. 219-263.
- [9] Ehrenberg; S.N.; Pickard; N.A.H.; Laursen; G.V.; Monibi; S.; Mossadegh; Z.K.; Svånå; T.A.; Aqrabi; A.A.M.; McArthur; J.M.; and Thirlwall; M.F.; 2007; *Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene- Lower Miocene), SW Iran*, Journal of Petroleum Geology, v.30 (2), p.107- 128.
- [10] Hardenbol; J.; Thierry; J.; Martin; B.; Jacquin; T.H.; Degraciansky; P.C.H.; and Vail; P.R.; 1998; *Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European basins*, In: Degraciansky; P.C.H.; Hardenbol; J.; Vail; P.R.; and Jacquin; T.H.; (eds.); *Mesozoic and Cenozoic sequence stratigraphy of European basins*, SEPM Special Publication, v.60, pp. 3-14.
- [11] Sharland; P. R.; Archer; R.; Casey; D. M.; Davies; R. B.; Hall; S. H.; Heward; A. P.; Horbury; A. D.; and Simmons; M.; 2001; *Arabian Plate Sequence Stratigraphy*, Special Publication, p. 490.
- [12] Sharland; P.R.; Casey; D.M.; Davies; R.B.; Simmons; M.D.; and Sutcliffe; O.E.; 2004; *Arabian plate sequence stratigraphy - revisions to SP2*, GeoArabia, v. 9, pp. 199-214.
- [13] Simmons; M. D.; Sharland; P. R.; Casey; D. M.; Davies; R.B.; and Sutcliffe; O.E.; 2007; *Arabian Plate sequence stratigraphy: Potential implications for global chronostratigraphy*, GeoArabia, v. 12, pp. 101-130.
- [14] Laursen; G.V.; Monib; S.; Allan; T.L.; Pickard; N.A.H.; Hosseiney; A.; Vincent; B.; Hamon; Y.; Van Buchem; F.S.P.; Moallemi; A.; and Druillion; G.; 2009; *The Asmari Formation Revisited: Changed Stratigraphic Allocation and New Biozonation*, First International Petroleum Conference & Exhibition, Shiraz, Iran.



- [15] Daniel; J.M.; Nader; F.; Hamon; J.Y.; and Callot; J.P.; 2008; *Asmari Reservoir Modeling-Field Scale Study of Gachsaran-Final Report Part1*, The international IOR research cooperation for Iranian fields, Joint Study Program, Tehran, Iran.
- [16] Borgomano; J.R.F.; Fournier; F.; Viseur; S.; and Rijkels; L.; 2008; *Stratigraphic well correlations for 3-D static modeling of carbonate reservoirs*: AAPG Bulletin, v. 92, p. 789-824.
- [17] Fournier, F.; Borgomano, J.; and Montaggioni; L.F.; 2005; *Development patterns and controlling factors of Tertiary carbonate buildups: Insights from high-resolution 3D seismic and well data in the Malampaya gas field (Offshore Palawan, Philippines)*, Sedimentary Geology, v. 175, p. 189-215.
- [18] Pranter; M.; & Hurley; N.; 2004; *Sequence-stratigraphic, petrophysical, and multicomponent seismic analysis of a shelf-margin reservoir: San Andres Formation, Permian, Vacuum field, New Mexico, United States*, Seismic imaging of carbonate reservoirs and systems, v. 81, pp. 59-89.

## **Cyclostratigraphy and Reservoir Correlation of the Oilgo-Miocene Sediments (Asmari Formation) in the Marun Oilfield, Zagros Basin**

Shahram Avarjani, Asadollah Mahboubi, Reza Moussavi-Harami, Hassan Amiri-Bakhtiar

### **Abstract**

The Asmari Formation in the Marun oilfield is composed of fossiliferous limestone, dolomitic limestone, argillaceous limestone, sandstone and shale. It is the major reservoir rock of Iran in several oil fields of the Zagros Basin. The age of Asmari Formation in this oilfield is Oligo-Miocene (Rupelian–Burdigalian). In this study, subsurface correlation between the four wells in the Marun oilfield, based on climate stratigraphy is done by using Cyclog Software. Nine Positive and ten negative bounding surfaces have been identified. Some positive and negative bounding surfaces coincide with sequence boundaries and maximum flooding surface, respectively. In addition, some of the positive bounding surfaces identified the main time boundary (stage boundaries). Reservoir correlation between the ten compartments reservoir zones of the Asmari Formation in the Marun oilfield is done with these boundary surfaces. Some reservoir zones (especially the lower and middle Asmari reservoir zones) show perfect matching but others do not show the boundary of adaptive zones. It seems combining these data with other factors such as lithology, porosity and permeability, detail revision of reservoir zoning of Asmari Formation in Marun Oilfield is required.

**Keywords:** Asmari Formation, Marun, Cyclog, sequence stratigraphy