

# بررسی نرخ‌های رسوب‌گذاری و فرونشست در دشت گرگان با استفاده از مدل‌سازی حوضه

ارسلان زینلزاده<sup>\*</sup>، جواد هنرمند، سمیه پرهام و کتابون رضایی پرتو

پژوهشکده علوم زمین، پردیس توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۳/۰۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۶/۲۲

## چکیده

دشت‌گرگان در شمال ایران واقع شده و دارای گل‌فشان و افق‌های پرفشار است. از رسوبات میوسن و قدیمی‌تر این منطقه اطلاعات محدودی وجود دارد و داده‌های موجود از رسوبات پلیوسن و جوان‌تر، شناخت کاملی از زمین‌شناسی این ناحیه ارائه نمی‌دهد. عدم وجود فسیل‌های شاخص در رسوبات، تعیین سن و بررسی گسترش لایه‌ها را با ابهاماتی همراه کرده است. در این مطالعه نرخ‌های رسوب‌گذاری و فرونشست لایه‌های سنوزوئیک در دو چاه، با استفاده از نرم‌افزارهای مدل‌سازی حوضه مورد بررسی قرار گرفته است. رسوبات سنوزوئیک دشت‌گرگان شامل رسوبات پالئوسن-میوسن و سازندهای چلکن (پلیوسن پایینی)، آفچاگیل (پلیوسن بالایی)، آپشرون (پلیستوسن پایینی)، باکو (پلیستوسن بالایی) و نفوکاسپین (هلوسن) است که عمدتاً از ماسه‌سنگ و گل‌سنگ تشکیل شده‌اند. این مطالعه نشان می‌دهد، رسوبات ضخیم پلیوسن-عهد حاضر دشت‌گرگان با نرخ‌های بالا نهشته شده‌اند که هم‌زمان با افزایش فعالیت کوه‌زایی در منطقه و جدایش تدریجی حوضه‌خزر جنوبی از آب‌های آزاد و تغییر محیط رسوبی از دریایی به رودخانه‌ای-دلتایی است. نرخ‌های رسوب‌گذاری نهشته‌های سنوزوئیک به سمت بخش ساحلی دشت‌گرگان افزایش می‌یابند. کمترین نرخ‌های رسوب‌گذاری در نهشته‌های پالئوسن-اوسن و بیشترین نرخ در سازند باکو (پلیستوسن بالایی) است. نرخ‌های رسوب‌گذاری بالا از عوامل شکل‌گیری گل‌فشان و افق‌های پرفشار در منطقه است و این نرخ‌ها می‌توانند تأثیر مهمی در عناصر و فرآیندهای سیستم‌نفتی ناحیه داشته باشند.

**کلمات کلیدی:** مدل‌سازی حوضه، نرخ رسوب‌گذاری، نرخ فرونشست، رسوبات سنوزوئیک، دشت‌گرگان

## مقدمه

شمال به مرز ایران و ترکمنستان محدود می‌شود (شکل ۱). در ۶۰ سال گذشته فعالیت‌های اکتشاف نفت در این منطقه منجر به حفر ۱۰ چاه شده است. در این چاه‌ها رسوبات زمان حال تا پالئوسن و در دو چاه تا ژوراسیک حفاری شده است.

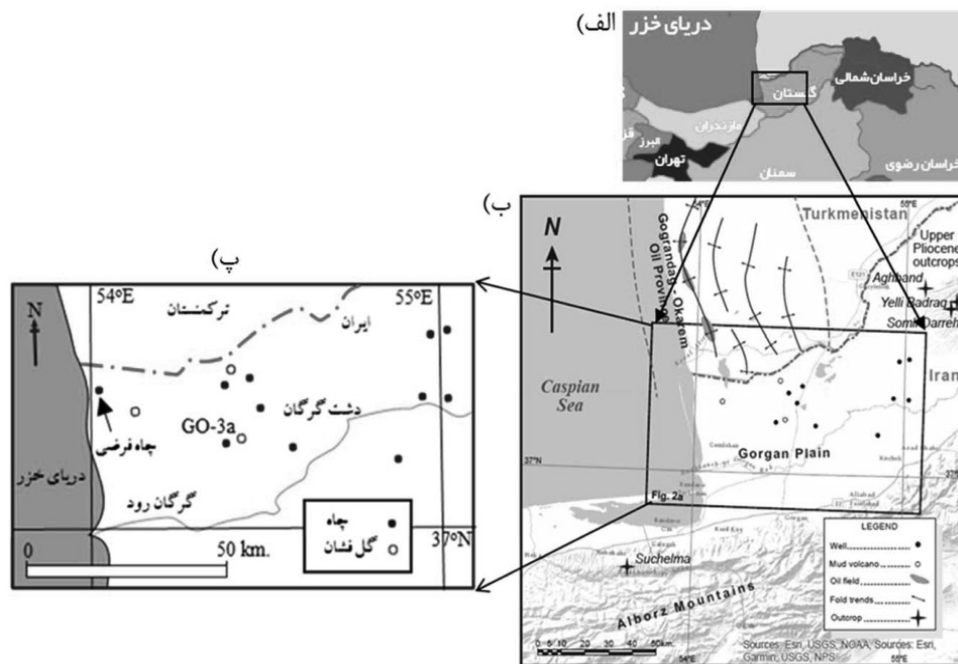
دشت‌گرگان در جنوب شرق دریاچه خزر واقع شده است. این منطقه از جنوب به کوه‌های البرز و از

\*مسئول مکاتبات

Zeinalzadeha@ripi.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4804.3156)

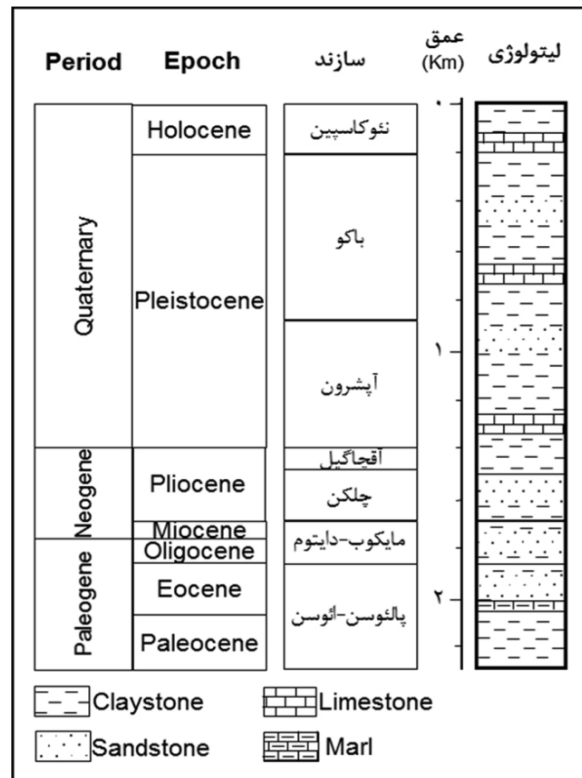


شکل ۱ موقعیت دشت گرگان در تقسیم‌بندی استانی الف)، پدیده‌های زمین‌شناسی منطقه ب) [براساس ۴] و موقعیت چاه‌های مورد مطالعه پ)

رسوبی همراه است [۸]. مدل‌سازی حوضه کاربردهای مختلفی در مطالعه مناطق زمین‌شناسی دارد. از جمله این کاربردها، بررسی فرآیند نفت‌زایی سنگ منشأ [۹]، تأثیر چین‌خوردگی بر فرآیند نفت‌زایی سنگ‌های منشأ [۱۰-۱۲] و مطالعه اثر گسل‌های تراستی بر فرآیند نفت‌زایی [۱۳] است. در این مطالعه از مدل‌سازی حوضه برای بررسی نرخ‌های رسوب‌گذاری و فرونشست در دشت گرگان استفاده شده است. هنگامی که رسوبات با نرخ‌های بالا نهشته شوند، فشردگی به شکل همگن در توالی عمودی یا به شکل جانبی انجام نمی‌شود. نرخ‌های بالای رسوب‌گذاری و تراوایی پایین رسوبات شیل‌ها باعث می‌شود سیالات در تخلخل رسوبات محبوس شده و فشار هیدرواستاتیک افزایش یابد. افزایش فشار هیدرواستاتیک می‌تواند منجر به شکسته شدن سنگ‌ها شود. هنگامی که رسوبات شکل‌پذیر وجود داشته باشند، افق‌های پرفشار و فرآیند نفت‌زایی منجر به تشکیل گل‌فشان می‌شود [۱۴].

با وجود قدمت زیاد فعالیت‌های اکتشاف منابع نفتی در این منطقه، رسوبات این منطقه نیاز به مطالعه و معرفی دارند. دشت گرگان با رسوبات سخت نشده و سست عهد حاضر پوشیده شده [۱] و رخنمون لایه‌ها در این دشت وجود ندارد. عمده شناختی که از لایه‌های این منطقه وجود دارد مربوط به لایه‌های پلیوسن و جوان‌تر است (شکل ۲). از لایه‌های پالئوسن-میوسن در این منطقه داده‌های محدودی منتشر شده است [از جمله ۲، ۳، ۴]. گسترش لایه‌های مزوزوئیک در دشت گرگان با ابهاماتی همراه است اما مطالعاتی در شرق و جنوب دشت گرگان روی سازند آیتامیر (آلبین-سنومانین) [۵] و سازند شمشک (تریاس بالایی و ژوراسیک میانی) انجام شده است [۶، ۷]. در رسوبات سنوزوئیک این منطقه، سیمان‌شدگی ضعیف است که این موجب شده امکان وجود رخنمون یا مغزه‌گیری از این لایه‌ها به راحتی میسر نباشد. همچنین، کاهش ضخامت یا عدم وجود لایه‌ها به سمت حاشیه دشت (کوه‌های البرز و شرق منطقه) وجود دارد [۴] که با تغییرات قابل توجهی در رخساره‌های

قطع شده [۲۴-۲۷] پس از اتصال موقت در پلیوسن بالایی [۲۶]، حوضه خزر جنوبی تا زمان حال با آب‌های آزاد ارتباط ندارد. پی‌سنگ دشت گرگان، رسوبات ژوراسیک-کرتاسه است که در کپه داغ بالا آمده است [۲۸]. حرکت صفحه عربی موجب دو فاز تکتونیک در الیگو-میوسن و پلیوسن-عهد حاضر شده که فاز دوم موجب بالآمدگی کوه‌های قفقاز، البرز و کپه‌داغ شده است [۲۲، ۲۷]. مرز رسوبات سنوزوئیک با لایه‌های پایین‌تر دگرشیب است [۲۹] و ضخامت این رسوبات به سمت مرکز حوضه خزر جنوبی افزایش می‌یابد [۴]. در شرق و جنوب دشت گرگان، رسوبات پالئوسن-پلیوسن به شکل آنلپ روی رسوبات کرتاسه قرار می‌گیرند [۳۰]. نهشته‌های پالئوسن دریایی و نهشته‌های میوسن نیمه دریایی است و در زمان نهشته شدن این رسوبات، حوضه خزر جنوبی از طریق قفقاز میانی با آب‌های آزاد ارتباط داشته است [۲، ۳]. سپس رسوبات عمدتاً رودخانه‌ای و دلتایی پلیوسن و جوان‌تر تشکیل شده‌اند که شامل سازندهای چلکن (پلیوسن پایینی)، رسوبات نیمه دریایی آقچاگیل (پلیوسن بالایی)، آپشرون (پلیستوسن پایینی)، باکو (پلیستوسن بالایی) و نئوکاسپین (هلوسن) است [۲، ۸، ۳۱] (شکل ۲). مطالعاتی بر روی نانوفسیل‌های نهشته‌های سنوزوئیک در دشت گرگان انجام شده و سن سازندهای آقچاگیل و آپشرون به ترتیب پلیوسن بالایی-پلیستوسن پایینی و پلیستوسن میانی تعیین شده است [۳۱]. تعیین سن رسوبات به علت عدم وجود فسیل‌های شاخص با ابهاماتی روبرو است. به همین علت، مطالعه وجود فرسایش یا عدم رسوب‌گذاری را با عدم قطعیت مواجه می‌کند. رسوبات سیلیسی آواری پالئوسن در جنوب نگاه (برش سوچلما) از مارن و ماسه‌سنگ‌های نازک لایه تشکیل شده و در محیط رسوبی کم‌عمق تا عمیق نهشته شده است [۲].



شکل ۲ ستون چینه‌شناسی دشت گرگان (براساس [۴])

تغییرات ناحیه‌ای نرخ‌های رسوب‌گذاری می‌تواند الگوی گسترش افق‌های پرفشار را نشان دهد [۱۵]؛ بنابراین مطالعه نرخ‌های رسوب‌گذاری می‌تواند روشی برای بررسی امکان وجود و گسترش لایه‌های پرفشار در منطقه و کاهش ریسک‌های حفاری باشد [۱۶]. افق‌های پرفشار می‌تواند در فرآیندها و عناصر سیستم‌نفتی از جمله پختگی سنگ منشأ [۱۷]، مهاجرت هیدروکربن [۱۸]، کیفیت مخزن [۱۹، ۲۰] و کیفیت سنگ پوش [۲۱] تأثیرگذار باشند.

### زمین‌شناسی منطقه

دشت گرگان بخشی از حوضه خزر جنوبی<sup>۱</sup> در نظر گرفته می‌شود. این حوضه حاصل گسلش پشت قوسی در زمان ژوراسیک میانی-کرتاسه ابتدایی است [۲۲، ۲۳]. با حرکت صفحه عربی به سمت شمال شرق در اواخر ائوسن-ابتدای الیگوسن و همچنین افت سطح آب، ارتباط دریای خزر با دریاهای آزاد

1. South Caspian Basin

[۳۶]. همچنین، وجود گل‌فشان‌ها شواهدی از وجود لایه‌های پرفشار در لایه‌های زیرین است. وجود لایه‌های غنی از ماده آلی در سازند شمشک کوه‌های البرز این تصور را به وجود آورده بود که این سازند در دشت‌گران گسترش داشته و سنگ منشأ مؤثری در سیستم‌نفتی و تشکیل منابع هیدروکربنی است [۳۷]. عمق تدفین لایه‌های ژوراسیک و وجود لایه‌های شمشک در چاه‌های قزل تپه از جمله شواهدی بودند که این ایده را تقویت می‌کردند و به نظر می‌رسد چاه‌های حفاری شده در این منطقه با تصور وجود سیستم‌نفتی ژوراسیک در این منطقه حفاری شده‌اند؛ اما نبود منابع هیدروکربن در چاه‌های حفاری شده، عدم وجود یا ناقص عمل کردن سیستم‌نفتی ژوراسیک در دشت‌گران را نشان می‌دهد.

### روش مطالعه

در این مطالعه برای محاسبه نرخ‌های رسوب‌گذاری و فرونشست از مدل‌سازی یک‌بعدی حوضه استفاده شده است. از نرم‌افزارهای تمیس<sup>۱</sup> (زیرمجموعه نرم‌افزارهای Open Flow) و جنکس<sup>۲</sup> شرکت بیسیب فرنلب<sup>۳</sup> برای ترسیم نمودارهای تاریخچه تدفین و نمودارهای نرخ‌های رسوب‌گذاری استفاده شده است. در دشت‌گران، ضخامت سازندها به طرف ساحل خزر افزایش می‌یابد، از آنجاکه چاهی در این منطقه حفاری نشده است براساس داده‌های لرزه‌ای موجود از منطقه، چاه فرضی در نظر گرفته شده است. با توجه به اختلاف ضخامت قابل توجه در رسوبات سنوزوئیک چاه گرگان ۳a در نزدیکی گل‌فشان قارنیاریق و چاه فرضی در نزدیکی گل‌فشان نفتلیچه، مدل‌سازی یک‌بعدی این چاه‌ها انجام شده است. با وجود فاصله کم بین این دو چاه (کمتر از ۴۰ km)، اختلاف ضخامت رسوبات سنوزوئیک در این دو چاه حدود ۳۳۷۰ m است.

رسوبات پالئوسن-ائوسن در چاه حفاری شده در دشت‌گران از شیل سیاه تا خاکستری، رس‌سنگ، مارن و سیلتستون تشکیل شده و رسوبات الیگو-میوسن شامل شیل، رس‌سنگ و سنگ‌آهک است [۴]. براساس مطالعه شرفی و همکاران ۱۴۰۰ ب، سازند چلکن دارای بخش ماسه‌سنگی در پایین و لایه‌های گل‌سنگ در بالا است و با وجود تخلخل مناسب دارای پتانسیل سنگ مخزن منابع هیدروکربن است. همچنین براساس نانوفسیل‌های آهکی در بخش‌هایی از بازه زمانی نهشته شدن این سازند، ارتباط بین حوضه خزر و دریای سیاه وجود داشته است [۳۱]. سازند آچاگیل متشکل از واحدهای ماسه‌سنگ در پایین و واحدهای کربناته دریایی در بالا است و با داشتن تخلخل مناسب دارای پتانسیل مخزن هیدروکربن است و سازند آپشرون دارای لایه‌های ماسه‌سنگ در پایین و گل‌سنگ در بالا است [۸]. رسوبات باکو و نئوکاسپین شامل رس‌سنگ، سنگ‌آهک و ماسه‌سنگ است [۴]. افق‌های پرفشار در بخش‌های مختلفی از حوضه خزر جنوبی دیده می‌شود که دارای روند کاهشی از سمت مرکز و شمال غرب حوضه به سمت شمال شرق است [۳۲]. رسوبات ضخیم و فشرده نشده، حاصل نرخ رسوب‌گذاری بالا در منطقه هستند. سیالاتی که در افق‌های پرفشار وجود دارند، می‌توانند منجر به تشکیل گل‌فشان یا گنبد‌های گلی شوند [۳۳]. تعداد ۴۰۰ گل‌فشان فعال در حوضه خزر جنوبی گزارش شده است که عمدتاً در بخش‌های ساحلی آذربایجان و ترکمنستان دیده می‌شوند [۳۴]. همچنین میدان‌های گازی و نفتی در بخش‌های شرقی و غربی حوضه وجود دارد. در دشت‌گران، چهار گل‌فشان فعال و گل‌فشان‌های خاموش متعددی وجود دارد [۳۵]. گل‌فشان‌های حوضه خزر جنوبی را مرتبط با تاقدیس‌ها و تجمعات نفتی دانسته‌اند [۳۴، ۱۴]. در گزارش چاه‌های حفاری شده، وجود افق‌های پرفشار اشاره شده برای مثال افق پرفشار در سازند چلکن چاه گرگان ۳ گزارش شده است

شدن در نظر گرفته می‌شود و از رابطه ۳ محاسبه می‌شود.

$$R_T = \frac{T_0}{A}(m / Ma) \quad (3)$$

که در این رابطه  $T_0$  ضخامت اولیه لایه است. هنگامی که فرآیند فشردگی صورت نگرفته است. در طی نهشته شدن رسوبات، بر اثر بار رسوبات و نیروهای زیرسطحی، فرونشست پی‌سنگ رخ می‌دهد. در طی زمان زمین‌شناسی نرخ فرونشست تغییر می‌کند و برای محاسبه آن نیاز است تغییرات عمق محیط رسوبی و تغییرات جهانی سطح آب دریا در نظر گرفته شود. نرخ فرونشست کل از معادله ۴ محاسبه می‌شود.

$$R_S = R - \frac{\Delta(W + E)}{A} m / Ma \quad (4)$$

$W$  تغییرات عمق محیط رسوبی و  $E$  تغییرات سطح دریا در طی نهشته شدن لایه است.

### نتایج و بحث

نمودارهای تاریخچه تدفین چاه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهند، رسوبات پالئوسن تا میوسن (از ۴۷/۸ تا ۵/۸ Ma) نرخ تدفین پایین تری نسبت به رسوبات جوان تر دارند، سپس رسوبات پلیوسن و جوان تر (سازند چلکن و رسوبات جوان تر) با نرخ‌های بالاتری نهشته شده‌اند و نمودارهای تاریخچه تدفین شیب تندی را نشان می‌دهند (شکل ۳). ضخامت رسوبات سنوزوئیک در چاه‌های گرگان a ۳ و چاه فرضی به ترتیب ۲۹۴۳ m و ۶۳۲۰ m است (جدول ۱). که نشان‌دهنده افزایش ضخامت توالی رسوبات تا حدود دو برابر در چاه فرضی است. در حالی که فاصله چاه‌ها کمتر از ۴۰ km است که نشان‌دهنده افزایش نرخ رسوب‌گذاری و ضخامت سازندها به سمت ساحل دشت گرگان است.

1. Temis
2. Genex
3. Beicip Franlab
4. Uncorrected Sedimentation Rate
5. Solid Sedimentation Rate
6. Total Sedimentation Rate

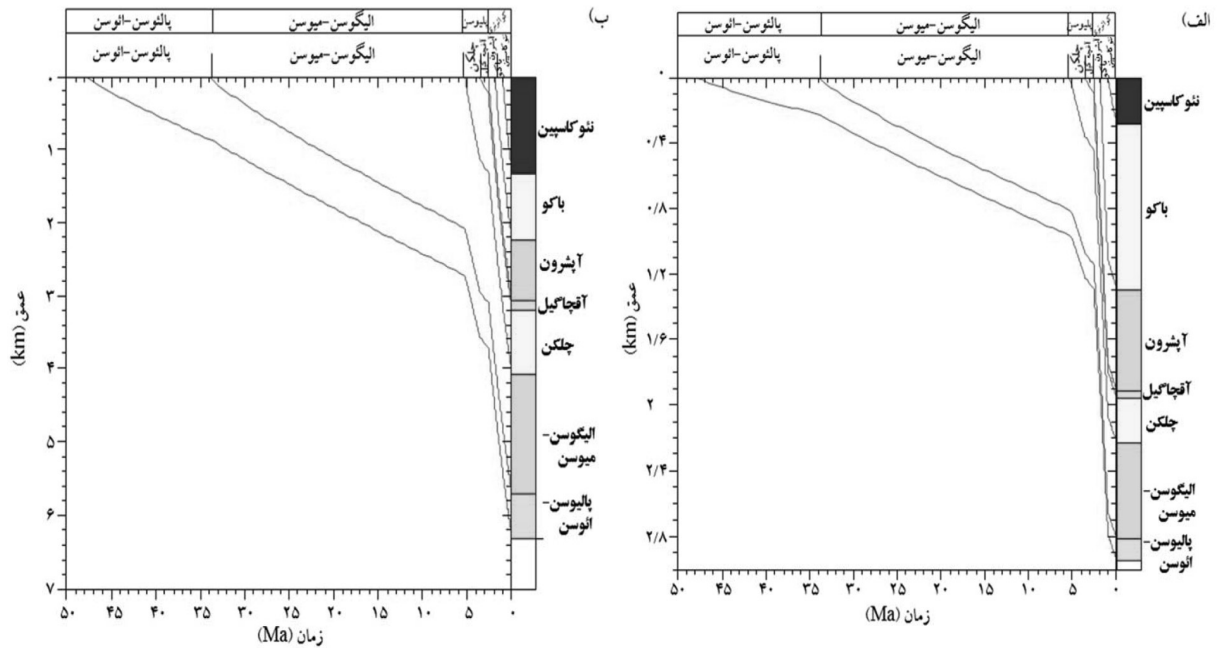
داده‌های چاه‌های مورد مطالعه در نرم‌افزار وارد شده که شامل عمق سر سازندها، لیتولوژی سازندها و سن لایه‌ها است. تعیین سن زمین‌شناسی لایه‌ها بر اساس مطالعه‌ای بوده که در پژوهشگاه صنعت نفت انجام شده [۴] و سن عددی با استفاده از جدول زمان‌زمین‌شناسی [۳۸] استخراج شده است. داده‌های عمق چاه فرضی از داده‌های لزرهای و لیتولوژی از اطلاعات منطقه‌ای استخراج شده است. نرم‌افزار مدل‌سازی حوضه، تغییرات ضخامت و تخلخل لایه‌ها از زمان رسوب‌گذاری تا زمان حال را محاسبه می‌کند. با داشتن میزان تخلخل می‌توان نرخ‌های رسوب‌گذاری مانند نرخ رسوب‌گذاری تصحیح‌نشده<sup>۴</sup>، نرخ رسوب‌گذاری جامد<sup>۵</sup> و نرخ رسوب‌گذاری کل<sup>۶</sup> را بر اساس رابطه‌های ۱، ۲، ۳ و ۴ محاسبه کرد [۳۹، ۴۰]. نرخ رسوب‌گذاری تصحیح‌نشده با در نظر گرفتن ضخامت زمان حال لایه و با استفاده از رابطه ۱ محاسبه می‌شود:

$$uR = \frac{T_p}{A}(m / Ma) \quad (1)$$

در این رابطه  $A$  مدت زمان نهشته شدن لایه به میلیون سال،  $T_p$  ضخامت زمان حال لایه به متر و  $uR$  نرخ رسوب‌گذاری تصحیح‌نشده است. تصحیح فشردگی لایه بر اثر بار رسوبی در طی تاریخچه تدفین در این نرخ لحاظ نشده است. در محاسبه نرخ رسوب‌گذاری جامد با حذف میزان تخلخل سنگ، ضخامت لایه هنگامی که تخلخل ندارد (تخلخل ۰٪) به دست می‌آید و از رابطه ۲ محاسبه می‌شود. از آنجا که در این نرخ، میزان فشردگی لایه طی تاریخچه تدفین تأثیرگذار نیست، می‌توان برای مقایسه لایه‌های مختلف در اعماق متفاوت از آن استفاده کرد.

$$R_{\phi=0} = \frac{T_N}{A}(m / Ma) \quad (2)$$

که  $A$  مدت زمان نهشته شدن لایه به میلیون سال و  $T_N$  ضخامت لایه با تخلخل ۰٪ است. در محاسبه نرخ رسوب‌گذاری کل، ضخامت لایه بعد از نهشته



شکل ۳ نمودار تاریخچه تدفین چاه گرگان ۳ a (الف) و تاریخچه تدفین چاه فرضی ب (ب)

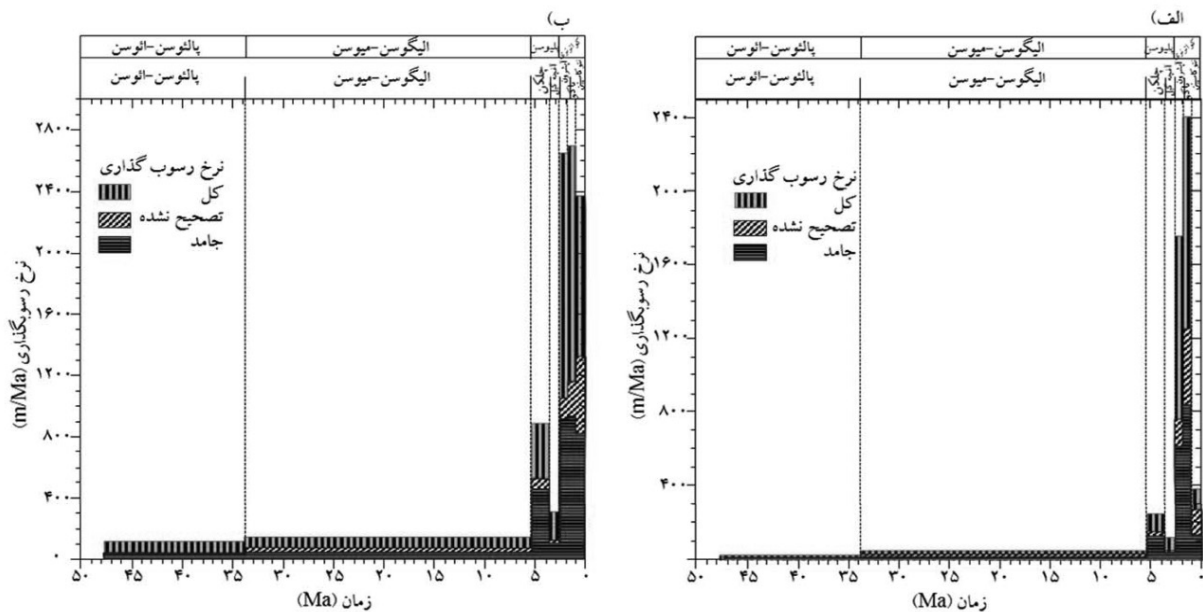
جدول ۱ داده‌های سن، عمق سازندها و نرخ‌های رسوب‌گذاری در چاه گرگان ۳ a و چاه فرضی

چاه گرگان ۳ a				چاه فرضی					مدت زمان (Ma)	سن پایینی (Ma)	سازند	
نرخ رسوب‌گذاری (m/Ma)			ضخامت (m)	عمق (m)	نرخ رسوب‌گذاری (m/Ma)			ضخامت (m)				عمق (m)
کل	جامد	تصحیح‌نشده			کل	جامد	تصحیح‌نشده					
۳۹۱	۱۳۷	۲۸۵	۲۸۵	۰	۲۳۷۴	۸۳۱	۱۳۲۰	۱۳۲۰	۰	۱	۱	نئوگن
۲۴۱۱	۸۴۴	۱۲۶۳	۱۰۱۰	۲۸۵	۲۶۹۷	۹۴۴	۱۱۵۰	۹۲۰	۱۳۲۰	۰/۸	۱/۸	باکو
۱۷۵۸	۶۱۵	۷۶۹	۶۱۵	۱۲۹۵	۲۶۴۷	۹۲۶	۱۰۵۰	۸۴۰	۲۲۴۰	۰/۸	۲/۶	آپشرون
۱۲۱	۴۲	۵۰	۵۰	۱۹۱۰	۳۰۹	۱۰۸	۱۲۰	۱۲۰	۳۰۸۰	۱	۳/۶	آقچاگیل
۲۴۹	۱۳۲	۱۵۶	۲۶۵	۱۹۶۰	۸۸۳	۴۶۸	۵۱۸	۸۸۰	۳۲۰۰	۱/۷	۵/۳	چلکن
۵۱	۱۸	۳۰	۵۸۵	۲۲۲۵	۱۵۲	۵۴	۸۵	۱۶۴۰	۴۰۸۰	۱۹/۴	۳۳/۹	الیگوسن-میوسن
۲۵	۹	۱۰	۱۳۳/۶	۲۸۱۰	۱۱۸	۴۰	۴۳	۶۰۰	۵۷۲۰	۱۳/۹	۴۷/۸	پالئو-ائوسن
				۲۹۴۳/۶					۶۳۲۰			

چاه فرضی، رسوبات باکو ضخامت کمتری در این چاه نسبت به چاه گرگان ۳ a دارد. این سازند، با ضخامت ۹۲۰ m در چاه فرضی و ۱۰۱۰ m در چاه گرگان ۳ a به ترتیب دارای نرخ‌های رسوب‌گذاری جامد ۹۴۴ m/Ma و ۸۴۴ m/Ma است که بالاترین نرخ‌های رسوب‌گذاری جامد در چاه‌های مورد مطالعه است (شکل ۴).

کمترین نرخ‌های رسوب‌گذاری در رسوبات پالئوسن تا میوسن دیده می‌شود به طوری که نرخ رسوب‌گذاری جامد رسوبات پالئوسن-ائوسن ۹ و ۴۰ m/Ma به ترتیب در چاه گرگان ۳ a و چاه فرضی است (جدول ۱). این نرخ‌ها نشان‌دهنده افزایش نرخ به سمت چاه فرضی و مرکز حوضه خزر جنوبی است. با وجود افزایش نرخ‌های رسوب‌گذاری به سمت

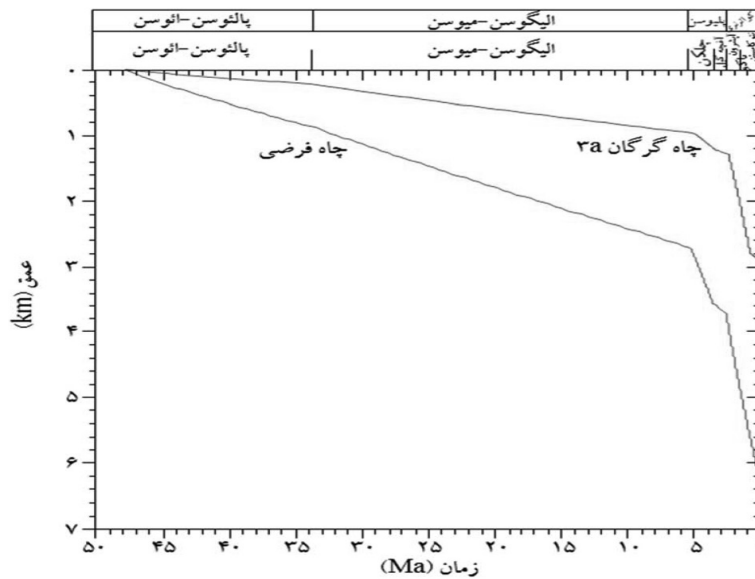




شکل ۴ نرخ‌های رسوب‌گذاری در چاه گرگان ۳ a (الف) و چاه فرضی ب (ب)

میوسن به محیط رودخانه‌ای-دلتایی-دریاچه‌ای رخ داده و موجب نهشته شدن رسوبات عمدتاً آواری رودخانه‌ای-دلتایی سازندهای چلکن و جوان‌تر با نرخ بالایی شده است. این واقعه هم‌زمان با شدت گرفتن فعالیت‌های کوه‌زایی و جدایش حوضه خزر از آب‌های آزاد است [۲۲، ۲۷]. حرکت صفحه عربی در زمان پلیوسن-عهد حاضر موجب بالآمدگی کوه‌های قفقاز، البرز و کپه‌داغ شده است [۲۲، ۲۷]. این فعالیت کوه‌زایی موجب تأمین رسوبات و نهشته شدن لایه‌های ضخیم و نرخ‌های فرونشست بالا شده است. نرخ‌های رسوب‌گذاری لایه‌ها نشان‌دهنده روند افزایشی کلی از پالئوسن تا سازند باکو در هر دو چاه است. سازندهای آقچاگیل و نئوکاسپین از این روند افزایشی پیروی نمی‌کنند. سازند آقچاگیل در پلیوسن بالایی در طی اتصال مجدد دریاچه خزر به آب‌های آزاد، نهشته شده [۲۶] و تغییرات ضخامت کمتری نسبت به سایر سازندها در دشت گرگان، نشان می‌دهد [۴]. تغییر ناگهانی محیط رسوبی از محیط رودخانه‌ای-دریاچه‌ای به محیط دریایی می‌تواند علت نرخ‌های پایین‌تر رسوب‌گذاری در سازند آقچاگیل باشد.

باوجود ضخامت بیشتر این رسوبات در چاه گرگان ۳ a اما نرخ رسوب‌گذاری جامد نسبت به چاه فرضی کمتر است. علت آن عمق تدفین کمتر (ضخامت سازند نئوکاسپین) و فشردگی کمتر سازند باکو در چاه گرگان ۳ a است. در محاسبه نرخ رسوب‌گذاری جامد ضخامت سازند با تخلخل صفر لحاظ می‌شود (رابطه ۲). همچنین نرخ رسوب‌گذاری کل سازند باکو در چاه فرضی بالاتر است (۲۶۹۷ و ۲۴۱۱ m/Ma به ترتیب در چاه فرضی و گرگان ۳ a). نمودارهای نرخ فرونشست نشان می‌دهند شکل ۵ که فرونشست پی‌سنگ در زمان نهشته شدن رسوبات پالئوسن-میوسن (۸/۴۷ تا ۳/۵ Ma) حدود ۹۵۰ و ۲۶۵۰ m به ترتیب در چاه گرگان ۳ a و چاه فرضی است. تفاوت میزان نهشته شدن رسوبات در دو چاه مورد مطالعه موجب اختلاف نرخ‌های فرونشست شده است. با شروع رسوب‌گذاری سازند چلکن و رسوبات جوان‌تر (۵/۳ تا زمان حال)، فرونشست با نرخ‌های بالاتری رخ داده و طی این مدت، میزان فرونشست ۲۰۰۰ و ۳۵۵۰ m به ترتیب در چاه گرگان ۳ a و چاه فرضی است. تغییر محیط رسوبی دریایی پالئوسن-



شکل ۵ نمودار فرونشست تکتونیکی در چاه‌های مورد مطالعه

گزارش شده است [۴۳]. درحالی‌که ضخامت این رسوبات در دشت‌گرگان به حدود ۴ km می‌رسد [۴]. رسوبات معادل چلکن در ناحیه ساحلی ترکمنستان و آذربایجان، با ضخامت حدود ۶ km در طی ۲ تا ۳ Ma نهشته شده است [۴۴، ۴۵]. می‌توان نتیجه گرفت با وجود بالا بودن نرخ در رسوبات پلیوسن و جوان‌تر دشت‌گرگان، به سمت مرکز حوضه‌خزر جنوبی نرخ‌های رسوب‌گذاری افزایش یافته است. نرخ‌های رسوب‌گذاری بالا موجب عدم یکنواختی میزان فشردگی رسوبات در طی تدفین می‌شود. در نتیجه افق‌های پرفشار تشکیل می‌شود که در این افق‌ها، تخلخل اولیه کمتر تحت تأثیر فشردگی رسوبات قرار می‌گیرد [۱۴]؛ بنابراین در مناطقی که افق‌های پرفشار وجود دارند می‌توان انتظار ویژگی‌های مخزنی بهتری را داشت و رسوبات می‌توانند با وجود عمق تدفین زیاد، تخلخل و تراوایی مناسبی داشته باشند. وجود افق‌های پرفشار می‌تواند موجب تأخیر در فرآیند نفت‌زایی گردد [۱۷]. همچنین افق‌های پرفشار موجب افزایش ریسک حفاری و وقوع حوادث هنگام حفر چاه می‌شود؛ مانند فوران چاه گرگان ۳ در عمق ۲۰۹۰ m (گزارش منتشر نشده حفاری چاه

سازند نئوکاسپین دارای ضخامت ۱۳۲۰ m در چاه فرضی و ۲۸۵ m در چاه گرگان ۳a است (جدول ۱). این اختلاف ضخامت زیاد موجب بیشترین اختلاف نرخ رسوب‌گذاری محاسبه شده در دو چاه شده است. این سازند، از روند افزایشی نرخ رسوب‌گذاری در رسوبات قدیمی‌تر پیروی نمی‌کند (جدول ۱). در چاه فرضی دارای نرخ‌های رسوب‌گذاری بالا است، اما در چاه گرگان ۳a کاهش قابل توجهی در نرخ‌های رسوب‌گذاری این سازند رخ داده که نشان‌دهنده رسوب‌گذاری سریع‌تر در بخش‌های ساحلی دشت‌گرگان است. به‌علت کاهش فضای تجمع یا کاهش ورود رسوبات به منطقه، در بخش‌های نزدیک‌تر به منشأ رسوبات (چاه گرگان ۳a)، نرخ رسوب‌گذاری بسیار پایین‌تر است. تمرکز رسوب‌گذاری در غرب دشت‌گرگان می‌تواند نشان‌دهنده تغییر الگوی رسوب‌گذاری در زمان نهشته شدن رسوبات نئوکاسپین در منطقه باشد. رسوبات کواترنر و پلیوسن دشت‌گرگان با نرخ‌های بسیار بالایی نهشته شده‌اند. با این وجود، در بخش‌های آبی حوضه‌خزر جنوبی رسوبات جوان‌تر از میوسن، ضخامت بیش از ۱۰ km دارند [۴۱، ۴۲] و نرخ رسوب‌گذاری تا حد ۴/۵ km/Ma



دشت‌گرگان افزایش می‌یابد. نرخ نهشته شدن سازند نئوکاسپین در چاه‌های مورد مطالعه، نشان‌دهنده ادامه بالا بودن نرخ ته‌نشینی رسوبات در بخش‌های ساحلی دشت‌گرگان و کاهش این نرخ به سمت چاه گرگان ۳ a است. کمترین نرخ رسوب‌گذاری در نهشته‌های پالئوسن-اؤسن (نرخ رسوب‌گذاری جامد ۹ m/Ma) و بیشترین نرخ در سازند باکو (نرخ رسوب‌گذاری جامد ۹۴۴ m/Ma) است.

نرخ‌های رسوب‌گذاری بالا از عوامل شکل‌گیری افق پرفشار و گل‌فشان در ناحیه است. همچنین این نرخ‌ها می‌توانند تأثیر قابل توجهی بر سیستم‌نفتی داشته باشند. مطالعه نرخ‌های رسوب‌گذاری در گستره دشت‌گرگان و تهیه نقشه‌های نرخ‌های رسوب‌گذاری و فرونشست و بررسی تأثیر آن‌ها بر فرآیندها و عناصر سیستم‌نفتی می‌تواند کمک شایانی در پیشبرد اهداف اکتشاف منابع هیدروکربنی منطقه، باشد.

گرگان ۳ [۳۶]. نرخ رسوب‌گذاری بالا، عدم سیمانی شدن رسوبات و وجود رسوبات رسی و ماسه‌ای سخت نشده، همچنین وجود لایه‌های سنگ منشأ که هیدروکربن‌زایی کرده‌اند، از جمله عواملی هستند که موجب تشکیل گل‌فشان‌هایی مانند گل‌فشان قارنیاریق، نفتلیچه و سوفیکم در دشت‌گرگان شده‌اند.

### نتیجه‌گیری

رسوبات پلیوسن-عهد حاضر شامل سازندهای چلکن، آقچاگیل، آپشرون، باکو و نئوکاسپین با نرخ بالایی نهشته شده‌اند. این رسوبات در دشت‌گرگان به سمت دریای خزر با افزایش ضخامت به حدود ۴۰۸۰ m **جدول ۱** می‌رسد. نهشته شدن این رسوبات، همراه با نرخ فرونشست بالا و هم‌زمان با افزایش فعالیت‌های کوه‌زایی و جدایش دریای خزر از آب‌های آزاد است. نرخ‌های رسوب‌گذاری نهشته‌های سنوزوئیک به سمت بخش ساحلی

### مراجع

- [1]. Asadi S, Moore F, Keshavarzi B (2012) The nature and provenance of Golestan loess deposits in Northeast Iran, *Geological Journal*, 48: 646-660.
- [۲]. شرفی م، مرادپور م، بیرانوند ب، کهنسال پ، عبدالهی ا، طاعتی ف، مهاجر ح (۱۳۹۸) محیط رسوبی و چینه‌نگاری سکانسی یک سیستم بادبزن دریایی ژرف (پالئوسن)، البرز شمالی (ناحیه سوچلما)، دوفصلنامه رسوب‌شناسی کاربردی، ۷: ۳۴-۲۰.
- [۳]. شرفی م، زینل‌زاده ا، بایت گل ع، بیرانوند ب، مرادپور م، طاعتی ف (۱۴۰۰) توسعه سیستم رسوبی دلتایی (میوسن) در حوضه خزر جنوبی، فصلنامه علمی علوم زمین، ۳۱: ۹۴-۸۳.
- [4]. Zeinalzadeh A, Sharafi M, Mirshahani M, Shirzadi A (2021) Source rock evaluation and basin modelling in the Gorgan Plain, SE South Caspian Basin, Northern Iran, *Journal of Petroleum Geology*, 44: 509-529.
- [۵]. شرفی م، بیرانوند ب، زینل‌زاده ا، بایت گل ع، مرادپور م، کهنسال پ (۱۴۰۰) رخساره‌ها و محیط رسوبی سازند آیتامیر در دشت‌گرگان: مدلی از محیط حاشیة ساحلی زیر نفوذ امواج، پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۳۷: ۶۷-۵۱.
- [6]. Rad F K (1986) A jurassic delta in the eastern Alborz, NE Iran, *Journal of Petroleum Geology*, 9: 281-294.
- [7]. Shekarifard A, Baudin F, Seyed-Emami K, Schnyder J, Laggoun-Defarge F, Riboulleau A, Brunet M-F, Shahidi A (2012) Thermal maturity of the upper triassic-middle Jurassic Shemshak Group (Alborz Range, Northern Iran) based on organic petrography, geochemistry and basin modelling: implications for source rock evaluation and petroleum exploration, *Geological Magazine*, 149: 19-38.
- [8]. Soltani B, Beiranvand B, Moussavi-Harami R, Honarmand J, Taati F (2020) Facies analysis and depositional setting of the upper pliocene Akchagyl Formation in southeastern Caspian Basin, NE Iran, *Carbonates and Evaporites*, 35: 8.

- [۹]. زینل‌زاده ا (۱۳۹۰) ارزیابی سنگ‌های منشأ کژدمی و گدوان در چاه بی‌بی‌حکیمه ۱۲۰، پژوهش نفت، ۶۵: ۲۱-۸۱-۷۱.
- [۱۰]. زینل‌زاده ا، موسوی‌حرمی س ر، محبوبی ا (۱۳۹۷) بررسی فرآیند نفت‌زایی سنگ منشأ کژدمی در گستره ناحیه‌تغذیه میدان دارخوین در دشت‌آبادان، پژوهش نفت، ۲۸: ۲-۴۶-۵۸.
- [۱۱]. زینل‌زاده ا (۱۳۸۹) مدل‌سازی حرارتی یک‌بعدی رخنمون‌های سطحی، مثالی از کوه خامی و کوه میش، پژوهش نفت، ۶۱: ۲۰-۷۷-۸۷.
- [12]. Zeinalzadeh A (2020) Influence of folding on hydrocarbon generation: an example from the dezful embayment, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 10: 30-38.
- [۱۳]. زینل‌زاده ا، موسوی‌حرمی س، کسای نجفی م، میرشاهانی م (۱۳۹۴) مدل‌سازی فرآیند نفت‌زایی سنگ منشأ در مقاطع تراستی: مثالی از حوضه زاگرس، پژوهش نفت، ۲۵: ۸۳-۱۳۷-۱۴۸.
- [14]. Mazzini A, Etiope G (2017) Mud volcanism: An updated review, *Earth-Science Reviews*, 168: 81-112.
- [15]. Nifuku K, Kobayashi Y, Araki Y, Ashida T, Taniwaki T (2021) Overpressure evolution controlled by spatial and temporal changes in the sedimentation rate: Insights from a basin modelling study in offshore Suriname, *Basin Research*, 33: 1293-1314.
- [16]. Mouchet J P, Mitchell A (1989) Abnormal pressures while drilling: origins, prediction, detection, evaluation, Technip Editions, 2.
- [17]. Fang H, Yongchuan S, Sitian L, Qiming Z (1995) Overpressure retardation of organic-matter maturation and petroleum generation: a case study from the yinggehai and qiongdongnan basins, South China Sea 1, *AAPG Bulletin*, 79: 551-562.
- [18]. Hantschel T, Kauerauf A I (2009) Fundamentals of basin and petroleum systems modeling, Springer, 476.
- [19]. Bloch S, Lander R H, Bonnell L (2002) Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability, *American Association of Petroleum Geologists*, 86: 301-328.
- [20]. Stricker S, Jones S J, Sathar S, Bowen L, Oxtoby N (2016) Exceptional reservoir quality in HPHT reservoir settings: Examples from the Skagerrak Formation of the Heron Cluster, North Sea, UK., *Marine and Petroleum Geology*, 77: 198-215.
- [21]. Allen M B, Jones S, Ismail-Zadeh A, Simmons M, Anderson L (2002) Onset of subduction as the cause of rapid pliocene-quaternary subsidence in the South Caspian basin, *Geology*, 30: 775-778.
- [22]. Brunet M F, Korotaev M V, Ershov AV, Nikishin AM (2003) The South Caspian Basin: a review of its evolution from subsidence modelling, *Sedimentary Geology*, 156: 119-148.
- [23]. Golonka J, Yilmaz P O, Isaksen G H (2007) Geodynamic evolution of the South Caspian Basin, In: Yilmaz PO, Isaksen GH, (Eds): oil and gas of the greater Caspian Area, *American Association of Petroleum Geologists* 55: 17-41.
- [24]. Schulz H M, Bechtel A, Sachsenhofer R F (2005) The birth of the Paratethys during the Early Oligocene: From Tethys to an ancient Black Sea analogue?, *Global and Planetary Change*, 49: 163-176.
- [25]. Allen M, Armstrong H (2008) Arabia-Eurasia collision and the forcing of Mid-Cenozoic global cooling, *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 265: 52-58.
- [26]. Rogl F (1999) Mediterranean and paratethys. facts and hypotheses of an oligocene to miocene paleogeography (short overview), *Geologica Carpathica*, 50: 339-349.
- [27]. Popov S V, Rögl F, Rozanov A Y, Steininger F F, Shcherba I G, Kovac M (2004) Lithological-palaeogeographic maps of paratethys, *CFS Courier Forschungsinstitut Senckenberg*, 250: 1-46.
- [28]. Omrani H, Raghimi M (2018) Origin of the mud volcanoes in the south east Caspian Basin, Iran, *Marine and Petroleum Geology*, 96: 615-626.
- [29]. Radfar A, Chakdel A R, Nejati A, Soleimani M, FaridTaati (2019) New insights into the structure of the South Caspian Basin from seismic reflection data, Gorgan Plain, Iran, *International Journal of Earth Sciences*, 108: 379-402.
- [30]. Robert A M M, Letouzey J, Kavooosi M A, Sherkaty S, Müller C, Vergés J, Aghababaei A (2014) Structural evolution of the Kopeh Dagh fold-and-thrust belt (NE Iran) and interactions with the South Caspian Sea Basin and Amu Darya Basin, *Marine and Petroleum Geology*, 57: 68-87.
- [۳۱]. شرفی م، موسوی ن، مرادپور م، بیرانوند ب، بایت گل ی، مهاجر سلطانی ح (۱۴۰۰) سنگ‌شناسی و زیست‌چینه‌نگاری سازندهای آچاگیل و آپشرون براساس نانوپلانکتون‌های آهکی در دشت‌گران: کاربرد در بازسازی جغرافیای دیرینه حوضه خزر جنوبی، دوفصلنامه رسوب‌شناسی کاربردی، ۹: ۹۷-۱۱۲.

- [32]. Tagiyev M, Nadirov R, Bagirov E, Lerche I (1997) Geohistory, thermal history and hydrocarbon generation history of the north-west South Caspian Basin, *Marine and Petroleum Geology*, 14: 363-382.
- [33]. Kopf A J (2002) Significance of mud volcanism, *Reviews of Geophysics*, 40: 2-1-2-52.
- [34]. Jakubov A A, AliZade A A, Zeinalov M M (1971) Mud volcanoes of the Azerbaijan SSR: Atlas. Azerbaijan Academy of Sciences, Baku (in Russian).
- [35]. Farhadian Babadi M, Mehrabi B, Tassi F, Cabassi J, Pecchioni E, Shakeri A, Vaselli O (2021) Geochemistry of fluids discharged from mud volcanoes, in SE Caspian Sea (Gorgan Plain, Iran), *International Geology Review*, 63: 437-452.
- [36]. Paran Y, Donbali N (1963) Geological well completion report Gorgan-3 (Go-3).
- [37]. Rad F K (1982) Hydrocarbon potential of the eastern Alborz region, NE Iran, *Journal of Petroleum Geology*, 4: 419-435.
- [38]. Walker J D, Geissman J W, Bowring S A, Babcock L E (2013) The geological society of America geologic time scale, *Geological Society of America Bulletin*, 125: 259-272.
- [39]. Van Hinte J E (1978) Geohistory analysis; application of micropaleontology in exploration geology, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 62: 201-222.
- [40]. Allen P, Allen R (2013) Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment, Wiley-Blackwell; 3rd edition.
- [41]. Goodwin N R J, Abdullayev N, Javadova A, Volk H, Riley G (2020) Diamondoids and basin modelling reveal one of the world's deepest petroleum systems, South Caspian Basin, Azerbaijan, *Journal of Petroleum Geology*, 43: 133-149.
- [42]. Baganz O W, Bagirov E, Michael G E, Shultz A (2012) Productive Series Play of the Paleo-Volga Delta, South Caspian Basin: Exploration History, Sedimentation, and Petroleum System. In: Baganz OWT, Bartov Y, Bohacs KM, Nummedal D, (Eds): Lacustrine sandstone reservoirs and hydrocarbon systems, American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir 95, 57-70.
- [43]. Smith Rouch L S (2006) Oligocene-Miocene Maykop/Diatom total petroleum system of the South Caspian Basin Province, Azerbaijan, Iran, and Turkmenistan, *US Geological Survey Bulletin*, 2201.
- [44]. Green T, Abdullayev N, Hossack J, Riley G, Roberts A M (2009) Sedimentation and subsidence in the South Caspian Basin, Azerbaijan, *Geological Society, London, Special Publications*, 312: 241-260.
- [45]. Reynolds A D, Simmons M D, Bowman M B J, Henton J, Brayshaw A C, Ali-Zade A A, Guliyev I S, Suleymanova S F, Ateava E Z, Mamedova D N, Koshkarly O (1998) Implications of outcrop geology for reservoirs in the Neogene Productive Series: Apsheron Peninsula, Azerbaijan1, *AAPG Bulletin*, 82: 25-49.



## Petroleum Research

Petroleum Research, 2023(December-January ), Vol. 32, No. 126, 18-20  
DOI:10.22078/PR.2022.4804.3156

# Investigation of Sedimentation and Subsidence Rates in Gorgan Plain Using Basin Modeling

Arsalan Zeinalzadeh\*, Javad Honarmand, Somayeh Parham and Katayoon Rezaeeparto

Geology Faculty, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

zeinalzadeha@ripi.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4804.3156

Received: May/22/2022

Accepted: September/13/2022

## Introduction

The Gorgan Plain is located in the southeast of Caspian Sea. This region is limited to the Alborz Mountains from the south and the border of Iran and Turkmenistan from the north. In the last 60 years, oil exploration activities in this area have led to the drilling of 10 wells. In these wells, sediments from the present time to the Paleocene and in two wells to the Jurassic have been drilled.

This study was conducted with the aim of investigating sedimentation and subsidence rates in the Gorgan Plain using basin modeling. When sediments are deposited at high rates, compaction does not occur homogeneously in the vertical sequence or laterally. High rates of sedimentation and low permeability of sediments such as shales cause fluids to be trapped in sediment porosity and increase hydrostatic pressure. An increase in hydrostatic pressure can lead to the breaking of rocks. When there are gravitative instability sediments, high-pressure zones and the oil-generating process lead to the formation of mudflows [1]. Regional changes in sedimentation rates can show the pattern of expansion of high-pressure zones [2]. Therefore, the study of sedimentation rates can be a method to investigate the possibility of the existence and expansion of high-pressure layers in the region and reduce drilling risks [3]. High-pressure zones can affect processes and elements of the petroleum system, including source rock maturation [4].

## Geological Settings

The Gorgan Plain is considered a part of the South Caspian Basin. This basin is the result of back-arc faulting during the Middle Jurassic-Early Cretaceous [5, 6]. With the movement of the Arabian plate towards

the northeast in the late Eocene-early Oligocene and also the lowering of the water level, the Caspian Sea was separated from the open seas [7-10]. After being temporarily connected to open water in the Upper Pliocene [10], the South Caspian Basin has not been connected to open water until now.

High pressure zones can be seen in different parts of the South Caspian Basin, which has a decreasing trend from the center and northwest of the basin to the northeast [11]. Thick and uncompressed sediments are the result of high sedimentation rate in the region. Fluids that exist in high-pressure zones can lead to the formation of mud volcanoes or mud domes [12]. 400 active mud volcanoes have been reported in the South Caspian Basin, which are mainly found in the coastal areas of Azerbaijan and Turkmenistan [13]. There are also gas and oil fields in the eastern and western parts of the basin. In the Gorgan Plain, there are four active mud volcanoes and numerous silent mud volcanoes [14]. The mud volcanic eruptions of the South Caspian Basin have been considered to be related to anticlines and oil accumulations [1, 13]. In the report of the drilled wells, the presence of high-pressure zones has been reported, for example, the high-pressure zone in the Cheleken Formation of the Gorgan 3a well [15].

## Materials and Methods

In this study, 1D basin modeling has been used to calculate sedimentation rates. Temis software and Genex of Beicip Franlab Company were used to reconstruction burial history and sedimentation rate. In the Gorgan Plain, the thickness of the formations increases towards the Caspian coast, since no well has been drilled in this area, based on the available seismic data, a hypothetical well was used for modeling.

1D modeling of Gorgan 3a well near the Qarnariq mud volcano and the hypothetical well near the Naft-E-lijeh mud volcano, have been done.

The basin modeling software calculates the compaction of sediment through geological time. The thickness and porosity changes of the layers through geological time, were used for calculation sedimentation rates, such as uncorrected sedimentation rate, solid sedimentation rate and total sedimentation rate based on equations 1, 2 and 3, respectively [16, 17].

$$uR = \frac{T}{A} \frac{P}{T} (m / Ma) \quad (1)$$

$$R_{\Phi=0} = \frac{T}{A} \frac{N}{T} (m / Ma) \quad (2)$$

$$R_T = \frac{T}{A} \frac{O}{T} (m / Ma) \quad (3)$$

### Results and Discussion

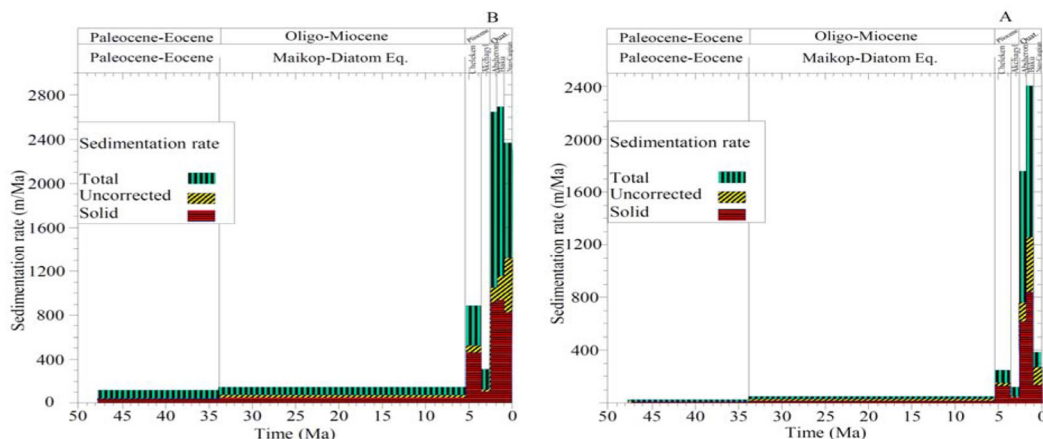
The thickness of Cenozoic sediments in Gorgan 3a and hypothetical wells are 2943 and 6320 meters, respectively (Table 1), which indicates an increase in the thickness of the sequence of sediments by about two times in the hypothetical well. While the distance of the wells is less than 40 km, which indicates the increase in the sedimentation rate and thickness of the formations towards the hypothetical well. The lowest sedimentation rate in the Gorgan 3a and hypothetical wells are solid sedimentation rate of the Paleocene-Eocene sediments 9 and 40 m/Ma, respectively (Table 1 and Figure 1). These rates show an increase towards the hypothetical well.

The thickness of the layers and sedimentation rates increase towards the hypothetical well, but the Baku sediments are less thick in this well than in the Gorgan 3a well. This formation in the hypothetical and Gorgan 3a wells has thickness of 920 and 1010 meters, and solid sedimentation rates of 944 and 844 m/Ma, respectively, which are the highest solid sedimentation rates in the studied wells. Despite the greater thickness of these sediments in the Gorgan 3a well, the rate of solid sedimentation is lower than the hypothetical well. The reason for that is the lower burial depth (thickness of the Neo-Caspian Formation) and the lower compaction of the Baku Formation in the Gorgan 3a well. In calculating the solid sedimentation rate, the thickness of the formation with zero porosity is taken into account (Equation 2). The total sedimentation rate of the Baku Formation is higher in the hypothetical well (2697 and 2411 m/Ma in the hypothetical well and Gorgan 3a, respectively).

The Neo-Caspian formation has a thickness of 1320 m in the hypothetical well and 285 m in the Gorgan 3a well (Table 1). This formation does not follow the increasing trend of sedimentation rate in older sediments (Table 1). In the hypothetical well, it has high sedimentation rates, but in the Gorgan 3a well, a significant decrease in the sedimentation rates occurred, which indicates faster sedimentation in the coastal parts. The concentration of sedimentation in the west of Gorgan Plain can indicate the change of sedimentation pattern during the deposition of Neo-Caspian sediments in the region.

**Table 1** Geological age, depth and sedimentation rates in the Gorgan 3a and hypothetical wells.

Formation	Base Age(Ma)	Duration (Ma)	Hypothetical well					Gorgan 3a well				
			Depth (m)	Thickness (m)	Sedimentation rate (m/Ma)			Depth (m)	Thickness (m)	Sedimentation rate (m/Ma)		
					Uncorrected	Solid	Total			Uncorrected	Solid	Total
Neo-Caspian	1	1	0	1320	1320	831	2374	0	285	285	137	391
Baku	1.8	0.8	1320	920	1150	944	2697	285	1010	1263	844	2411
Apsheron	2.6	0.8	2240	840	1050	926	2647	1295	615	769	615	1758
Akchagyl	3.6	1	3080	120	120	108	309	1910	50	50	42	121
Cheleken	5.3	1.7	3200	880	518	468	883	1960	265	156	132	249
Maikop-Diatom Eq.	33.9	19.4	4080	1640	85	54	152	2225	585	30	18	51
Paleocene-Eocene	47.8	13.9	5720	600	43	40	118	2810	133.6	10	9	25
			6320					2943.6				



**Fig. 1** Sedimentation rates in the Gorgan 3a well (A) and hypothetical well (B).



### Conclusions

The Pliocene-Present sediments, including Cheleken, Akchagyl, Apsheron, Baku and Neo-Caspian formations, were deposited at a high rate. The thickness of these sediments increases towards the Caspian Sea (Table 1). The deposition of these sediments is accompanied by a high subsidence rate and simultaneously with the increase in orogenic activities and the separation of the Caspian Sea from open waters.

The deposition rate of the Neo-Caspian Formation in the studied wells indicates the continued high rate of sediment deposition in the coastal parts of the Gorgan Plain and the decrease of this rate in the parts far from the coast.

The lowest sedimentation rates are in the Paleocene-Eocene deposits (solid sedimentation rate 9 m/Ma), and the highest rates are in Baku Formation (solid sedimentation rate 944 m/Ma).

High sedimentation rate is one of the controlling factors in the formation of mud volcanos and high-pressure zones in the region, and these rates can have a significant impact on the processes and elements of the petroleum system.

### References

- Mazzini A, Etiope G (2017) Mud volcanism: An updated review, *Earth-Science Reviews*, 168: 81-112.
- Nifuku K, Kobayashi Y, Araki Y, Ashida T, Taniwaki T (2021) Overpressure evolution controlled by spatial and temporal changes in the sedimentation rate: Insights from a basin modelling study in offshore Suriname, *Basin Research*, 33: 1293-1314.
- Mouchet JP, Mitchell A (1989) Abnormal pressures while drilling: origins, prediction, detection, evaluation, Technip Editions.
- Fang H, Yongchuan S, Sitian L, Qiming Z (1995) Overpressure retardation of organic-matter maturation and petroleum generation: A case study from the yinggehai and qiongdongnan Basins, South China Sea1, *AAPG Bulletin*, 79: 551-562.
- Golonka J, Yilmaz PO, Isaksen GH (2007) Geodynamic evolution of the south caspian basin, In: Yilmaz PO, Isaksen GH, (Eds): *Oil and Gas of the Greater Caspian Area*, American Association of Petroleum Geologists 55, p. 17-41.
- Brunet M-F, Korotaev MV, Ershov AV, Nikishin AM (2003) The South Caspian Basin: a review of its evolution from subsidence modelling, *Sedimentary Geology*, 156: 119-148.
- Allen M, Armstrong H (2008) Arabia-Eurasia collision and the forcing of Mid-Cenozoic global cooling, *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 265: 52-58.
- Soltani B, Beiranvand B, Moussavi-harami SR, Honarmand J, Taati F (2020) Original mineralogy and determining depositional condition of the Akchagyl Formation based on elemental geochemistry analysis in southeastern Caspian Basin, *Applied Sedimentology*, 8: 23-45.
- Popov SV, Rögl F, Rozanov AY, Steininger FF, Shcherba IG, Kovac M (2004) Lithological-Palaeogeographic maps of Paratethys, CFS Courier Forschungsinstitut Senckenberg, 250: 1-46.
- Stricker S, Jones SJ, Sathar S, Bowen L, Oxtoby N (2016) Exceptional reservoir quality in HPHT reservoir settings: Examples from the Skagerrak Formation of the Heron Cluster, North Sea, UK, *Marine and Petroleum Geology*, 77: 198-215.
- Karimzadeh-Rad F (1980) Stratigraphy, sedimentology, and organic geochemistry of the Lower Jurassic sediments from the Eastern Alborz Ranges, North-East Iran, with the study of uranium content in relation to organic matter distribution, PhD thesis, Imperial College London.
- Kopf AJ (2002) Significance of mud volcanism, *Reviews of Geophysics*, 40: 2-1-2-52.
- Jakubov AA, AliZade AA, Zeinalov MM (1971) Mud volcanoes of the Azerbaijan SSR: Atlas. Azerbaijan Academy of Sciences, Baku (in Russian).
- Farhadian Babadi M, Mehrabi B, Tassi F, Cabassi J, Pecchioni E, Shakeri A, Vaselli O (2021) Geochemistry of fluids discharged from mud volcanoes in SE Caspian Sea (Gorgan Plain, Iran), *International Geology Review*, 63: 437-452.
- Paran Y, Donbali N (1963) Geological well completion report Gorgan-3 (Go-3), NIOC Unpub.
- Allen P, Allen R (2013) Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment, Wiley-Blackwell; 3rd edition.
- Van Hinte JE (1978) Geohistory analysis; application of micropaleontology in exploration geology, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 62: 201-222.