

# بهینه‌سازی ارزیابی پتروفیزیکی با بهره‌گیری از ضریب سیمان‌شدگی متغیر جهت شناسایی زون‌های مخزنی در یکی از میادین حوضه زاگرس

کوروش کرامتی<sup>۱</sup>، احمدرضا ربانی<sup>۲</sup>، خالد معروفی<sup>۳\*</sup>، علی کدخدائی<sup>۴</sup>

۱. دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت و زمین انرژی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۲. استاد، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت و زمین انرژی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۳. استادیار، دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی تبریز، تبریز، ایران

۴. استاد، گروه علوم زمین، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: [maroufi@sut.ac.ir](mailto:maroufi@sut.ac.ir)

مقاله علمی- پژوهشی

صفحه ۲۵ - ۳۸

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۷/۲۵

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۴/۱۷

## چکیده

شناسایی زون‌های تولیدی هیدروکربنی به‌عنوان هدف اصلی پروژه‌های اکتشافی و تولیدی، نیازمند تحلیل دقیق داده‌های پتروفیزیکی است. یکی از پارامترهای مهم در ارزیابی پتروفیزیکی، ضریب سیمان‌شدگی است که از آن جهت محاسبه اشباع آب (مانند معادلات آرچی و اندونزی) استفاده می‌شود. این ضریب، اثر سیمان‌شدگی و فشردگی را بر تخلخل مشخص کرده و در سنگ‌های کربناته وابسته به نوع حفرات است. تغییرات جزئی این پارامتر می‌تواند برآوردهای اشباع سیال را تحت تأثیر قرار داده و شناسایی دقیق زون‌های تولیدی را با چالش روبرو سازد. هدف این مطالعه، بررسی اثر استفاده از مقادیر متغیر ضریب سیمان‌شدگی بجای مقادیر ثابت بر نتایج تحلیل پتروفیزیکی از طریق نرم‌افزار ژئولاگ (مدل‌سازی مولتی‌مین) است. برای انجام این مهم، مقادیر نگاره تخلخل مؤثر خروجی نرم‌افزار در رابطه بورای (۱۹۸۷) اعمال و مقادیر ضریب سیمان‌شدگی به‌صورت متغیر و عمقی محاسبه و با مقادیر ثابت متداول مقایسه شد. نتایج نشان داد که مقادیر اشباع آب حاصل از دو روش متفاوت بوده (اختلاف ۱ تا ۹ درصد) و بر همین اساس، ضخامت زون‌های تولیدی و موقعیت مرز آب - نفت، تغییر می‌یابد. ضمناً، مقایسه زون‌های مخزنی شناسایی شده، دقت بالاتر مدل مبتنی بر ضریب سیمان‌شدگی متغیر را آشکار نمود. زون اصلی مخزنی در چاه مورد مطالعه در بخش‌های ۳ و ۴ سازند سروک واقع شده است و از تخلخل و اشباع هیدروکربن مناسبی برخوردار است. درنهایت، نتایج این مطالعه مشخص نمود که سنجش دقیق مقادیر اشباع سیالات براساس ضریب سیمان‌شدگی متغیر منجر به شناسایی دقیق‌تر زون‌های مخزنی و موقعیت سطوح سیالات شده و در نتیجه، خطای تخمین‌های حجمی را کاهش می‌دهد.

کلید واژه‌ها: زون تولیدی، چاه‌نگاری، اشباع سیالات، نرم‌افزار ژئولاگ، سازند سروک





## ۱. مقدمه

هدف اصلی یک برنامه اکتشافی و تولیدی موفق، شناسایی توالی‌های واجد ذخایر هیدروکربن اقتصادی است. زمانی که در مورد بخش‌های واجد ذخایر هیدروکربن اقتصادی صحبت می‌شود، مفهوم زون مخزنی<sup>۱</sup> یا زون بهره‌ده مطرح می‌شود که به بازه‌ای از سازند مخزنی گفته می‌شود که حاوی نفت و گاز در مقادیر قابل استحصال<sup>۲</sup> و اقتصادی است. برای شناسایی این زون‌ها از روش‌هایی نظیر تجزیه و تحلیل داده‌های چاه‌نگاری، لرزه‌ای و تست‌های مخزنی استفاده می‌شود [۱].

در ارزیابی پتروفیزیکی با استفاده از داده‌های چاه‌نگاری، با اندازه‌گیری خواص فیزیکی سنگ و سیال، امکان شناسایی و مطالعه مخازن هیدروکربنی میسر می‌شود. این روش به‌ویژه در شناسایی زون‌های تولیدی در مخازن کاربرد فراوانی دارد. ویژگی‌هایی نظیر تخلخل، حجم شیل، اشباع آب و هیدروکربن، سنگ‌شناسی، سطوح تماس سیالات و درنهایت، زون‌های تولیدی، از طریق تحلیل و تفسیر داده‌های چاه‌نگاری استخراج می‌شوند [۲]. کاربرد گسترده نگاره‌های چاه و امکان تلفیق آن‌ها باعث تبدیل آن‌ها به معمول‌ترین ابزار برای شناسایی و ارزیابی زون‌های مخزنی شده است.

آرچی در سال ۱۹۴۲ با بیان مزایای نگاره مقاومت الکتریکی، ضمن اشاره به توانایی این نگاره در شناسایی سیالات، از ظرفیت این نگاره جهت تعیین پارامترهای مخزنی نیز صحبت کرد [۳]. همچنین متخصصان دیگر با بهره‌گیری از تحقیقات آرچی امکان بررسی کیفی میزان اشباع‌شدگی سیالات مخزنی را به کمک روش چاه‌نگاری بررسی کردند [۴]. فونس در سال ۱۹۶۹ کاربردهای نگاره‌های چاه را برای ارزیابی ذخایر نفتی بررسی کرده و رویکردی کلی برای برقراری ارتباط مابین داده‌های نگاره و ویژگی‌های زمین‌شناسی مخازن نفتی و ذخایر معدنی ارائه داد [۵]. برخی محققان نیز با بهره‌گیری از داده‌های متنوع و تلفیق آن با نگاره‌های چاه و استفاده از روش‌های یادگیری ماشین (نظیر روش‌های طبقه‌بندی) اقدام به افزایش سرعت و دقت

## شناسایی زون‌های مخزنی کرده‌اند [۶، ۷].

یکی از پارامترهای موردنیاز برای محاسبات اشباع سیالات مخزنی در نرم‌افزار ژئولاگ، ضریب سیمان‌شدگی است. ضریب سیمان‌شدگی پارامتری کلیدی در معادلات محاسبه اشباع آب (مانند معادلات آرچی و اندونزی) است. این ضریب، اثر سیمان‌شدگی و فشردگی را بر تخلخل مشخص کرده و بیانگر میزان پیچیدگی مسیرهای جریان در محیط متخلخل سنگ است. با توجه به وابستگی آن به نوع حفرات، تعیین مقدار ضریب سیمان‌شدگی در سنگ‌های کربناته چالش‌برانگیز می‌باشد. تغییرات این ضریب می‌تواند برآوردهای اشباع سیال را تحت تأثیر قرار دهد، لذا شناخت دقیق‌تر رفتار این پارامتر برای ارزیابی ذخایر هیدروکربنی ضروری است. مقدار ضریب سیمان‌شدگی برابر با ۲ تنها در شرایط ایده‌آل محقق می‌شود. شرایط ایده‌آل به حالتی گفته می‌شود که منافذ سنگ به مانند لوله‌های استوانه‌ای موازی و مستقیم در امتداد جریان قرار گیرند؛ اما در سنگ‌های واقعی، وجود دانه‌های با اشکال نامنظم موجب کاهش سطح مقطع مؤثر هادی (فضای تخلخل اشباع‌شده) می‌گردد. این پدیده افزایش مقاومت الکتریکی سنگ و در نتیجه مقادیر ضریب سیمان‌شدگی متغیر را به دنبال دارد [۸].

روش‌های متداول محاسبه پارامتر سیمان‌شدگی برای ارزیابی‌های پتروفیزیکی شامل اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی، تخمین بر اساس دیگر پارامترها و همچنین با استفاده از مقدار مقاومت ویژه در نواحی و زون‌های ۱۰۰ درصد آبدار می‌باشد [۹]. بسته به انواع لیتولوژی، معادلات مختلفی جهت تعیین مقدار این ضریب معرفی شده است [۱۰، ۱۱]. یکی از معادلات مهم که برای سنجش ضریب سیمان‌شدگی در سازندهای کربناته معرفی شده است، معادله بورای است که در سال ۱۹۷۸ ارائه شد [۱۲]. معادله بورای (۱۹۷۸) معادله‌ای تجربی است که در آن از میزان تخلخل مؤثر جهت سنجش ضریب سیمان‌شدگی استفاده می‌شود. توضیحات بیشتر در مورد این معادله در بخش ۳-۳ ارائه شده است.

هدف از این پژوهش، شناسایی دقیق‌تر زون‌های مخزنی با بهره‌گیری از ضریب سیمان‌شدگی متغیر می‌باشد. برای انجام این مهم، اثرات اعمال مقادیر

1. Reservoir pay zone

2. Exploitable

ثابت و متغیر ضریب سیمان‌شدگی بر خروجی ارزیابی پتروفیزیکی به کمک داده‌های چاه‌نگاری در یکی از چاه‌های واقع در حوضه زاگرس مورد بررسی قرار گرفته است.

## ۲. زمین‌شناسی منطقه

حوضه زاگرس که بخش اعظم آن در جنوب غرب ایران واقع شده است، بخشی فعال از کمربند کوه‌زایی آلپ-همالیا به شمار می‌آید. این حوضه از رسوبات بسیار ضخیم دوره‌های پالئوزوئیک تا سنوزوئیک تشکیل شده است که ضخامت آن‌ها در برخی مناطق به بیش از ۱۰ کیلومتر می‌رسد. ترکیب این رسوبات عمدتاً شامل توالی‌هایی از سنگ‌های کربناته (مانند سازندهای آسماری، ایلام، سروک، داریان و فهلیان)، تبخیری (به‌ویژه سازند گچساران که به‌عنوان پوش سنگ اصلی منطقه ایفای نقش می‌کند) و آواری (نظیر سازندهای بختیاری، میشان و آجاجاری) است. ساختار تکتونیکی این منطقه تحت تأثیر فرورانش صفحه عربی به زیر صفحه ایران مرکزی شکل گرفته است و منجر به ایجاد مجموعه‌ای از طاق‌دیس‌های کشیده با روند شمال غربی- جنوب شرقی همراه با سامانه‌های گسلی رانده شده است. این ساختارهای چین‌خورده، محل اصلی انباشت مخازن هیدروکربنی در کشور به شمار می‌روند [۱۳، ۱۴].

مخازن هیدروکربنی حوضه زاگرس عمدتاً در درون سازندهای کربناته شکسته و دولومیتی‌شده متعلق به دوران‌های مزوزوئیک و سنوزوئیک گسترش یافته‌اند که کیفیت مخزنی آن‌ها عمدتاً توسط تخلخل ثانویه (شکستگی‌ها و کارست) کنترل می‌شود [۱۵، ۱۶]. (شکل ۱) موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه را به تصویر کشیده است.

توالی سازندهای مورد مطالعه (از قدیم به جدید) به شرح زیر است:

- سازند سروک (سنومانین<sup>۱</sup> - تورونین<sup>۲</sup>): ضخیم‌ترین واحد کرتاسه در منطقه را تشکیل می‌دهد و عمدتاً از سنگ‌آهک‌ها و دولومیت‌های ستبرلایه تا توده‌ای

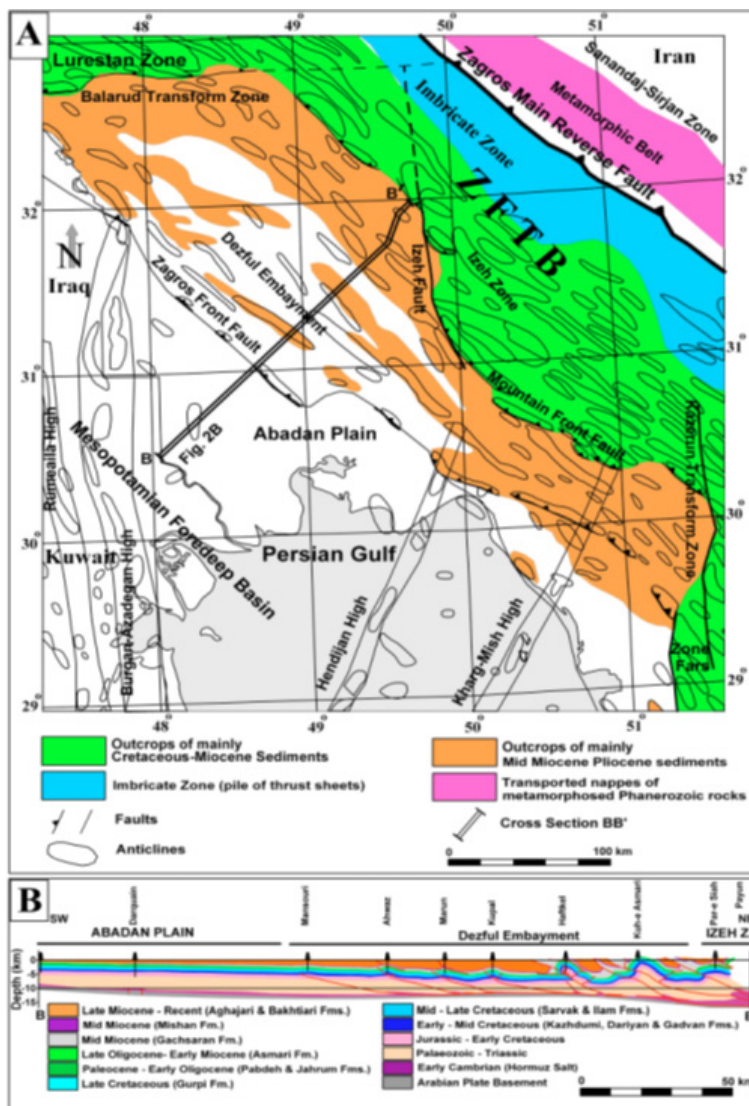
با ویژگی‌های ریفی و پلاتفرمی تشکیل شده است. تخلخل بالا و گسترش رخساره‌های کربناتی، این سازند را به یکی از مهم‌ترین مخازن هیدروکربوری ایران و جهان تبدیل کرده است [۱۷]. در این مطالعه با توجه به تقسیم‌بندی مخزنی، سازند سروک به چهار بخش تقسیم و مطالعه شده است.

- سازند ایلام (سانتونین<sup>۳</sup> - کامپانین<sup>۴</sup>): شامل سنگ‌آهک‌های نازک تا متوسط لایه با میان‌لایه‌های شیل است که نشان‌دهنده محیط رسوبی عمیق‌تر نسبت به سازند سروک است. ضخامت این سازند به‌طور معمول کمتر از چند صد متر است و در برخی از میداین مخازن مهمی را شکل داده است [۱۷].

- سازند گورپی (کامپانین - ماستریشتین<sup>۵</sup>): شامل شیل‌ها و مارن‌های تیره‌رنگ با میان‌لایه‌های نازک آهکی است که در محیط‌های عمیق دریایی نهشته شده‌اند. این سازند علاوه بر عملکرد به‌عنوان سنگ منشأ ثانویه، سنگ پوش مخازن سروک و ایلام محسوب می‌شود و از ضخامت قابل توجهی برخوردار است [۱۷، ۱۸]. لیتولوژی عمدتاً آهکی سازند گورپی در میدان مورد مطالعه موجب شد تا سازند مذکور نیز تحت ارزیابی پتروفیزیکی قرار گیرد.

- سازند پابده (پالئوسن - ائوسن میانی): متشکل از تناوب شیل‌ها و مارن‌های تیره‌رنگ با میان‌لایه‌های آهکی بوده و تداوم محیط‌های رسوبی نسبتاً عمیق را نشان می‌دهد. این سازند به‌عنوان یکی از اصلی‌ترین سنگ‌های منشأ هیدروکربنی در حوضه زاگرس شناخته می‌شود و همراه با سازند گورپی، به‌عنوان پوش سنگ مخازن گروه بنگستان (سروک و ایلام) ایفای نقش کرده است [۱۷، ۱۸]. لیتولوژی آهکی بخش‌های میانی و زیرین سازند پابده در میدان مورد مطالعه موجب شد تا سازند مذکور نیز تحت ارزیابی پتروفیزیکی قرار گیرد.

1. Cenomanian
2. Turonian
3. Santonian
4. Campanian
5. Maastrichtian



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه: نقشه زمین‌شناسی ساده‌شده غرب منطقه زاگرس بر اساس نقشه زمین‌شناسی جنوب غربی ایران در مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰۰ (A) و مقطع عرضی فرافتادگی دزفول (B) [۱۹]

### ۳. داده‌ها و روش‌ها

تجمیع مدل‌های مربوط به هر سازند، آنالیز مولتی‌مین و آنالیز زون‌های مخزنی<sup>۵</sup> بر روی کل چاه انجام و زون‌بندی مخزنی مشخص شد. روندنا (نمودار جریان) مطالعه در قالب (شکل ۲) ارائه شده است.

در این مطالعه، ابتدا داده‌های چاه‌نگاری جمع‌آوری شده و پس از پیش‌پردازش اولیه، به نرم‌افزار ژئولاگ وارد شدند. سپس یک طرح<sup>۱</sup> در نرم‌افزار از تمام نمودارها به همراه سرسازندهای زمین‌شناسی<sup>۲</sup> تهیه و کنترل شد. پس از آن دما و فشار سازندی برای هر عمق از طریق پیش‌محاسبات<sup>۳</sup>، به دست آمد و پس از آن برای هر سازند مطابق با خصوصیات و ویژگی‌های آن یک مدل مولتی‌مین<sup>۴</sup> تهیه و در نهایت با

#### ۳-۱. تأیید کیفیت و کالیبراسیون داده‌ها

داده‌های نمودارگیری مورداستفاده در این مطالعه شامل نگاره‌های صوتی، مقاومت، چگالی، فوتوالکتریک، گاما (به‌صورت ساده و طیفی)، نوترون و قطرسنجی می‌باشند.

1. Layout
2. Geological tops
3. Pre-calculation
4. Multimin
5. Pay summary analysis

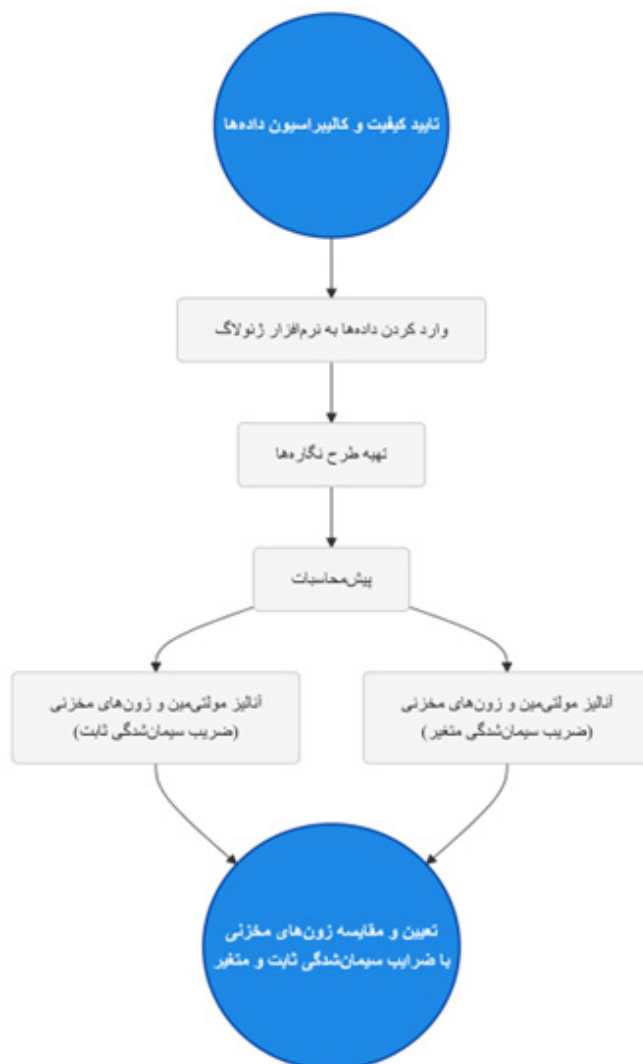
نگاره‌های اخذشده در برداشت‌های مختلف بر اساس نگاره گاما (به‌عنوان نگاره مرجع) هم‌عمق‌سازی گردید و از نتایج حاصل از نگاره قطرسنج به‌منظور اطمینان از صحت دیگر نگاره‌ها استفاده شد، زیرا ریزش دیواره چاه می‌تواند بر کیفیت نگاره‌ها اثرگذار باشد. همچنین نگاره‌های خام با اتکا به نقاط کنترل عمقی<sup>۱</sup> موجود در نگاره مرجع، کالیبره شدند. این فرایند با تطبیق عمودی<sup>۲</sup> بر مبنای سازندهای شاخص (سرسازندهای مشخص در گزارش زمین‌شناسی) انجام گرفت.

### ۲-۳. تهیه طرح اولیه

پردازش داده‌های چاه‌پیمایی در این پژوهش با به‌کارگیری

نرم‌افزارهای پارادایم<sup>۳</sup> انجام شد. پس از ایجاد پروژه و وارد کردن داده‌ها، پیکربندی و تنظیم پارامترهای پایه شامل نرم‌افزار تخصصی ژئولاگ<sup>۲۰۲۲</sup> (وابسته به مجموعه تنظیم واحدهای اندازه‌گیری (عمق برحسب متر، مقاومت الکتریکی برحسب اهم‌متر) و تنظیم مشخصات نمودارها (همچون شناسایی نگاره‌ها) انجام شد.

سپس مرزهای چین‌شناختی (سرسازندها) بر پایه بررسی‌های زمین‌شناسی پیشین تعیین گردید. آنگاه با بهره‌گیری از بخش نمایش نمودارها، تغییرات عمقی نمودارها همراه با محدوده‌های سازندی در قالب یک طرح بر مبنای عمق ترسیم شد.



شکل ۲: نمودار جریان مطالعه

1. Depth Control Points - DCPs
2. Vertical shifting
3. Geolog software 2022



### ۳-۳. انجام پیش محاسبات و ساخت مدل‌های

#### مولتی‌مین

جهت تعیین فشار مخزن، دمای مخزن، مقاومت‌های گل<sup>۱</sup>، فیلتره گل<sup>۲</sup> و کیک گل<sup>۳</sup> و غیره در راستای عمقی، در بخش پیش محاسبات داده‌های مدنظر طبق گزارش نمودارگیری وارد و نتایج به صورت یک سری جدید دریافت شد. برای هر سازند، بر اساس مشخصات کلی، لیتولوژی، دقت نگاره‌ها و غیره، مدلی در بخش مدل‌سازی مولتی‌مین نرم‌افزار ایجاد شد. به عنوان مثال، در سازند پابده مقدار عدم قطعیت تخصیص‌یافته به نمودار چگالی به دلیل کیفیت پایین این نگاره، به طور محسوسی افزایش داده شد تا اثرات خطاهای احتمالی در آن کاهش یابد. در مقابل، باتوجه به کیفیت بالای داده‌های نمودار صوتی در همان سازند، مقدار عدم قطعیت مربوط به این نمودار کاهش یافت. این تنظیمات منجر به بهبود چشمگیر تطابق مدل با واقعیت زمین‌شناسی و در نهایت، حصول نتایج مطلوب‌تر و قابل‌اطمینان‌تر در تخمین پارامترهای پتروفیزیکی شد.

آنالیز مولتی‌مین در دو حالت استفاده از ضریب سیمان‌شدگی ثابت و متغیر انجام گرفت. برای حالت دوم، پس از محاسبه تخلخل مفید می‌توان با اعمال روابطی، ضریب سیمان‌شدگی را به صورت متغیر و تابعی از تخلخل به دست آورد. بسیاری از پتروفیزیست‌ها این روش را به‌ویژه در مخازن کربناته ناهمگون ترجیح می‌دهند، زیرا اشباع‌شدگی آب حاصل از این روش از اطمینان بیشتری برخوردار است [۲].

در این مطالعه، با استفاده از نگاره تخلخل مؤثر تعیین‌شده توسط نرم‌افزار در مرحله پیش محاسبات و اعمال آن در رابطه (۱) (معادله بورای ۱۹۷۸)، مقادیر ضریب سیمان‌شدگی به صورت متغیر و عمقی برای افزایش دقت محاسبات اشباع سیالات به دست آمد.

$$m = 2.2 - \frac{0.035}{\phi + 0.042} \quad (1)$$

که در آن  $m$  ضریب سیمان‌شدگی و  $\phi$  تخلخل مؤثر

می‌باشند [۱۲].

### ۳-۴. اعمال حدود برش جهت تعیین زون‌های مخزنی

برای جداسازی زون‌های مخزنی از غیرمخزنی، ۳ حد برش یا آستانه شامل تخلخل مؤثر حداقل ۳ درصد، اشباع آب حداکثر ۵۰ درصد و حجم شیل حداکثر ۴۰ درصد در نظر گرفته شد. این اعداد بر پایه مطالعات پیشین مربوط به مخازن کربناته و تجربه‌های میدانی انتخاب شده‌اند. در واقع، بخش‌های واجد تخلخل کمتر از ۳ درصد توانایی ذخیره‌سازی اقتصادی هیدروکربن را ندارند [۲۰] و حجم شیل بالاتر از ۴۰ درصد، کاهش قابل‌ملاحظه نفوذپذیری مخزن را در پی خواهد داشت و بر همین اساس، کارایی تولید به شدت افت خواهد کرد [۲۱].

### ۴. بحث و بررسی

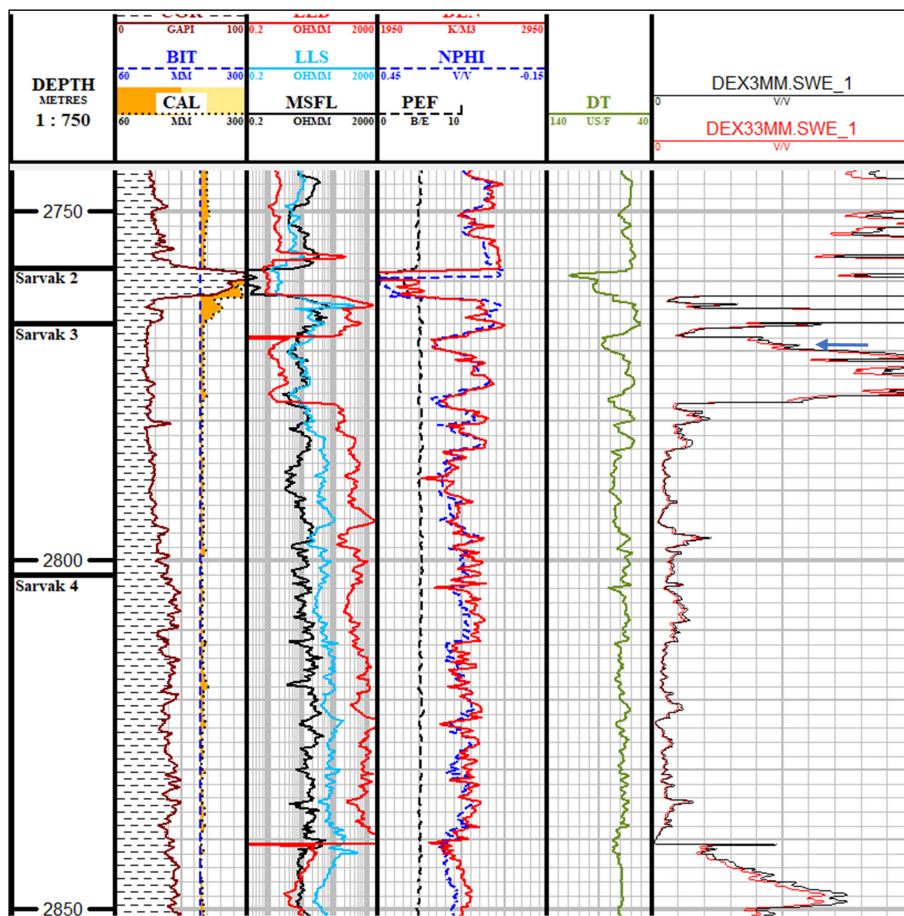
بخشی از نتایج حاصل از محاسبه اشباع‌شدگی با اعمال ضریب سیمان‌شدگی ثابت (به مقدار ۲) و متغیر در (جدول ۱) و (شکل ۳) ارائه شده است. در برخی نواحی در صورت اعمال ضریب سیمان‌شدگی ثابت، تفکیک زون مخزنی از غیرمخزنی باتوجه به حدود برش مخزنی چالش‌برانگیز خواهد بود که مؤید اهمیت استفاده از ضریب متغیر می‌باشد. از سوی دیگر، اختلاف خروجی دو روش برای بخش‌های واجد اشباع آب بالا نسبت به بخش‌های دارای اشباع آب پایین، بیشتر است. در واقع، میزان اشباع آب محاسبه‌شده از طریق دو روش، تفاوت معناداری (عمدتاً بیشتر از ۵ درصد) در بخش‌های واجد آب بیشتر از ۴۰ درصد نشان می‌دهد و با افزایش میزان اشباع آب تفاوت مذکور به حدود ۱۰ درصد نیز می‌رسد. با توجه به فرض حد برش ۵۰ درصدی برای اشباع آب، قاعدتاً مرز سطوح سیالات مشخص شده بر اساس نتایج دو روش تا حدودی متفاوت خواهد بود که در ادامه به این مهم پرداخته می‌شود.

1. Resistivity of mud sample, RMS
2. Resistivity of filtrate sample, RMFS
3. Resistivity of mudcake sample, RMCS

جدول ۱: بخشی از مقادیر اشباع آب محاسبه شده در سازند سروک با استفاده از ضریب سیمان شدگی ثابت و متغیر

عمق	مقادیر اشباع آب محاسبه شده با ضریب سیمان شدگی برابر با ۲	مقادیر اشباع آب محاسبه شده با ضریب سیمان شدگی متغیر	تفاوت دو حالت
۲۸۴۵/۰۰	۰/۴۲	۰/۴۷	۰/۰۵
۲۸۴۵/۱۶	۰/۴	۰/۴۵	۰/۰۵
۲۸۴۵/۳۱	۰/۳۸	۰/۴۳	۰/۰۵
۲۸۴۵/۴۶	۰/۳۷	۰/۴۱	۰/۰۵
۲۸۴۵/۶۱	۰/۳۷	۰/۴۲	۰/۰۵
۲۸۴۵/۷۷	۰/۳۹	۰/۴۴	۰/۰۵
۲۸۴۵/۹۲	۰/۴۱	۰/۴۶	۰/۰۵
۲۸۴۶/۰۷	۰/۴۲	۰/۴۸	۰/۰۵
۲۴۴۶/۲۲	۰/۴۹	۰/۵۵	۰/۰۶
۲۴۴۶/۳۷	۰/۴۸	۰/۵۴	۰/۰۶
۲۴۴۶/۵۳	۰/۴۷	۰/۵۳	۰/۰۶
۲۴۴۶/۶۸	۰/۴۸	۰/۵۴	۰/۰۷
۲۴۴۶/۸۳	۰/۵۱	۰/۵۸	۰/۰۷
۲۴۴۶/۹۸	۰/۵۲	۰/۵۹	۰/۰۷
۲۸۴۷/۱۴	۰/۵۴	۰/۶۰	۰/۰۷
۲۸۴۷/۲۹	۰/۵۶	۰/۶۴	۰/۰۸
۲۸۴۷/۴۴	۰/۶	۰/۶۹	۰/۰۹
۲۸۴۷/۵۹	۰/۶۱	۰/۶۹	۰/۰۸
۲۸۴۷/۷۵	۰/۶۵	۰/۷۴	۰/۰۹
۲۸۴۷/۹۰	۰/۶۶	۰/۷۵	۰/۰۹
۲۸۴۸/۰۵	۰/۶۵	۰/۷۳	۰/۰۹
۲۸۴۸/۲۰	۰/۶۱	۰/۶۹	۰/۰۸
۲۸۴۸/۳۶	۰/۶	۰/۶۸	۰/۰۸
۲۸۴۸/۵۱	۰/۶۲	۰/۷۱	۰/۰۹
۲۸۴۸/۶۶	۰/۶۳	۰/۷۱	۰/۰۹
۲۸۴۸/۸۱	۰/۶۶	۰/۷۵	۰/۰۹
۲۸۴۸/۹۷	۰/۶۵	۰/۷۴	۰/۰۹





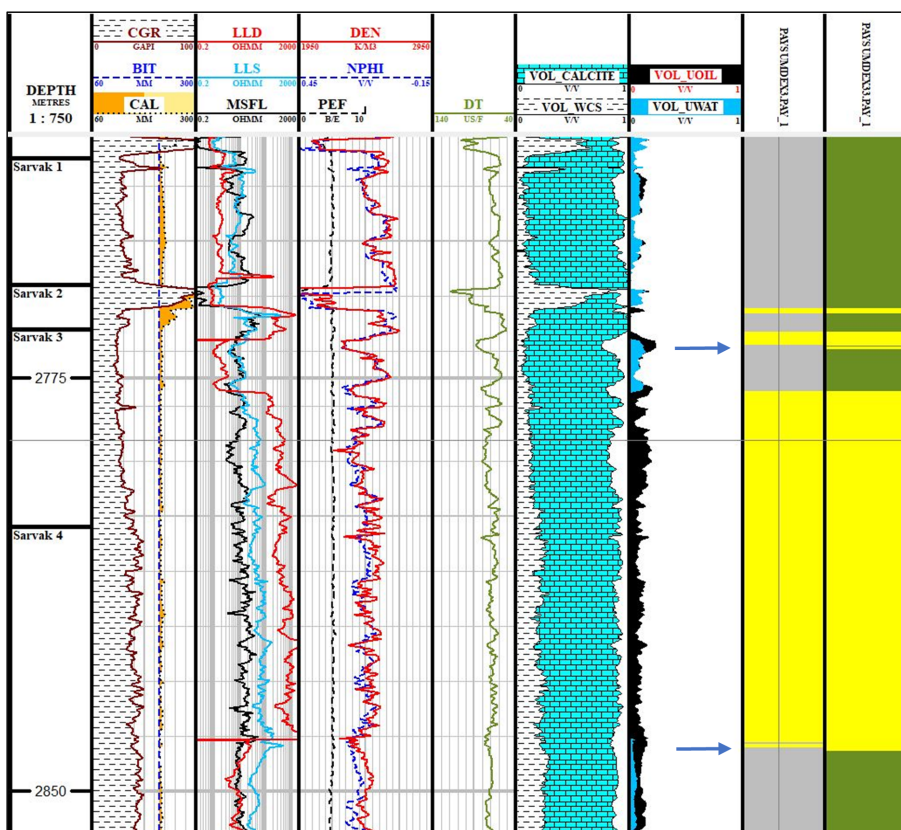
شکل ۳: طرح نگاره‌های اشباع آب حاصل از اعمال ضریب سیمان‌شدگی ثابت (نمودار قرمز رنگ در ستون اول از سمت راست) و متغیر (نمودار مشکی رنگ در ستون اول از سمت راست)

بیشتری برخوردار خواهد بود زیرا بر برنامه‌های تولیدی نظیر عملیات سوراخ‌کاری تأثیرگذار خواهد بود.

زون‌های مخزنی شناسایی شده از طریق اعمال ضریب سیمان‌شدگی ثابت و متغیر در (شکل ۴) باهم مقایسه شده‌اند. در این شکل، ستون اول از سمت راست بیانگر نتایج به‌دست آمده با در نظر گرفتن ضریب سیمان‌شدگی ثابت و ستون دوم از سمت راست مربوط به حالتی است که ضریب سیمان‌شدگی به‌صورت متغیر اعمال شده است. همان‌طور که مشخص است، نتایج حاصل از دو روش در بیشتر بخش‌ها مشابه است، اما در مرز سطوح سیالات اختلافاتی مهم در خروجی دو روش دیده می‌شود (مشخص شده با فلش آبی‌رنگ در شکل ۴). در اعماق ۲۷۶۹ الی ۲۷۷۰ متر استفاده از ضریب سیمان‌شدگی ثابت باعث شده است که این محدود زون مخزنی تشخیص داده شود لیکن روش ضریب سیمان‌شدگی متغیر این بخش را غیرمخزنی معرفی می‌نماید و بر همین اساس، ضخامت زون مخزنی ابتدای سروک ۳ کاهش یافته است. این مهم در مورد مرز آب-نفت زون ضخیم مخزنی سروک ۳ و ۴ نیز

ستون اول از سمت راست در (شکل ۳) تغییرات اشباع آب حاصل از استفاده از ضریب سیمان‌شدگی ثابت (نمودار قرمز رنگ) و متغیر (نمودار مشکی رنگ) را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل مشخص است، اختلاف مقادیر به‌دست‌آمده از طریق دو روش در بخش‌های واجد اشباع آب بالا، بیشتر می‌باشد. با اینکه میزان تغییرات در بخش‌های واجد هیدروکربن اقتصادی کم‌تر است (حدود ۵ درصد)، لیکن همین تغییرات اندک می‌تواند اختلاف قابل‌ملاحظه‌ای را در تخمین‌های حجمی ذخایر ایجاد نماید؛ بنابراین، استفاده از مقادیر ضریب سیمان‌شدگی متغیر برای سازندهای کربناته با توجه به دقت بالاتر آن، ضرورت دارد. به‌عنوان مثال، عمق ۲۷۷۹ متر مشخص شده با فلش آبی‌رنگ در (شکل ۳) با فرض یکسان بودن مابقی حدود برش، بر اساس خروجی اشباع آب حاصل از ضریب سیمان‌شدگی ثابت، به اشتباه، بخشی از زون مخزنی تشخیص داده خواهد شد در صورتی که با محاسبه اشباع آب از طریق معادله بورای، غیرمخزنی خواهد بود. این مهم زمانی که اختلاف در مرز سطوح سیالات باشد از اهمیت

صادق می‌باشد. در این موقعیت‌ها، با توجه به کاهش نگراره مقاومت الکتریکی عمیق، وجود ذخایر هیدروکربنی اقتصادی سیمان‌شدگی متغیر می‌باشد.

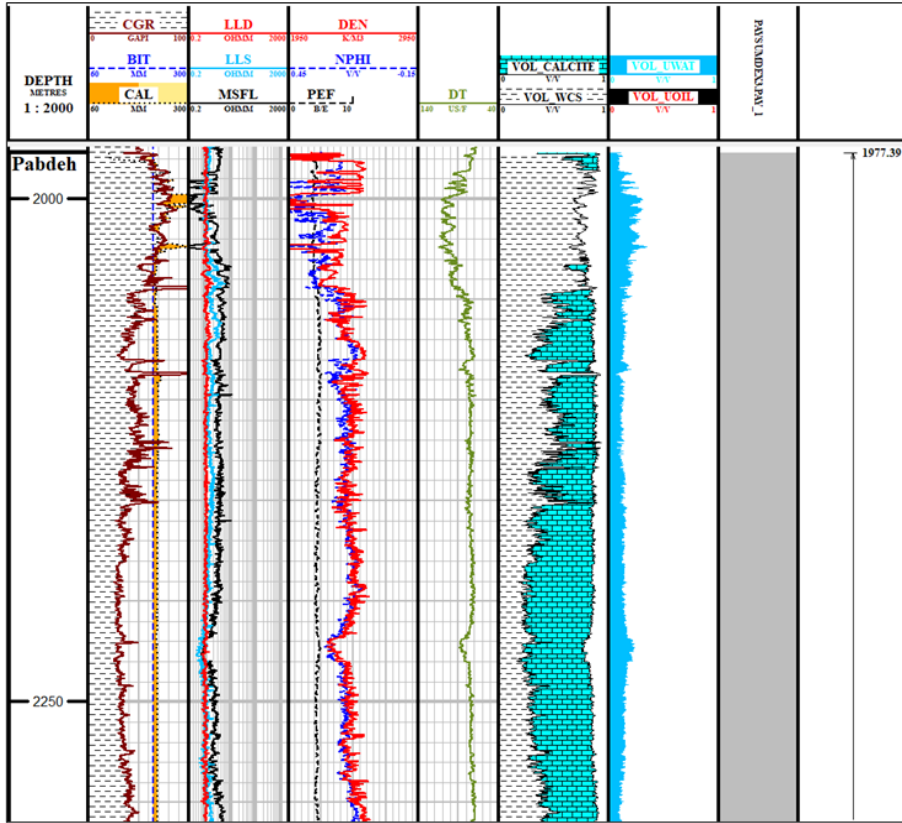


شکل ۴: نتایج آنالیز زون‌های مخزنی برای هر دو حالت ضریب سیمان‌شدگی متغیر و ثابت

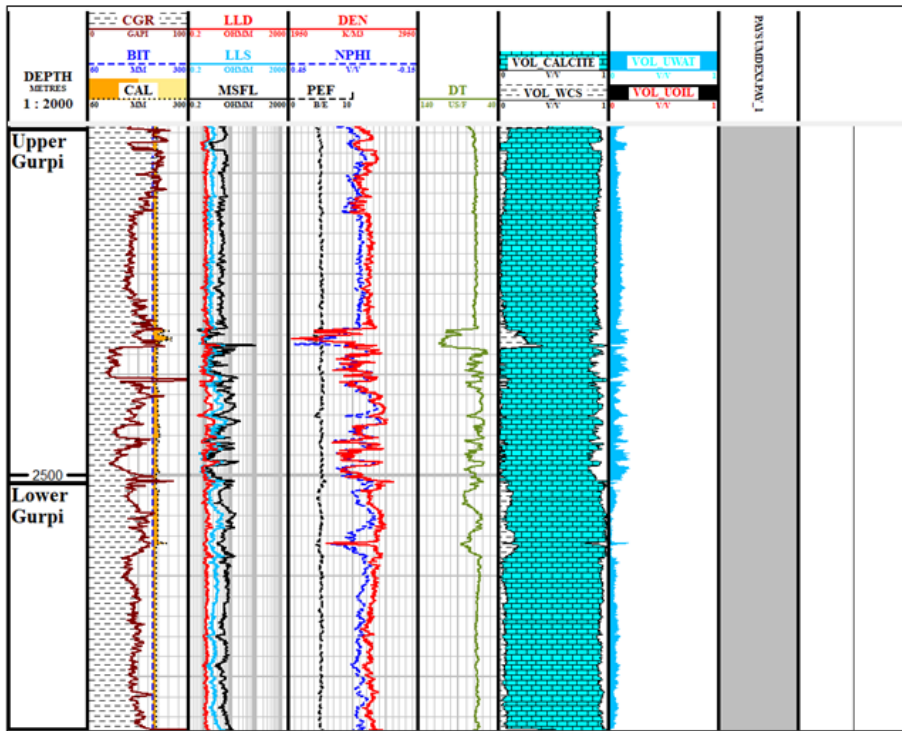
سروک ۳ و نیمه بالایی سروک ۴ متمرکز باشد. مشخصات پتروفیزیکی زون‌های مخزنی موجود در سازندهای ایلام و سروک در قالب (جدول ۲) ارائه شده است. با اعمال حدود برش شامل تخلخل مؤثر، اشباع آب و حجم شیل، در مجموع ۴ زون مخزنی با ضخامت کل ۷۱/۷۸ متر شناسایی شد. زون اول با ضخامت ۴/۴۲ متر در سازند ایلام واقع شده است. این زون از میزان تخلخل مناسبی برخوردار بوده لیکن اشباع آب بالایی نشان می‌دهد. زون‌های دوم و سوم به ترتیب در سروک ۲ و بخش بالایی سروک ۳ واقع شده‌اند و ضخامت اندکی دارند. تخلخل این بخش‌ها مناسب بوده و اشباع آب پایینی دارند. زون مخزنی اصلی در بخش‌های سروک ۳ و ۴ واقع شده است و با ضخامت بالا (حدود ۶۴ متر) از تخلخل و اشباع هیدروکربن بالایی برخوردار می‌باشد. ضمناً نسبت زون مخزنی به کل سازند برای سازند ایلام حدود ۴ درصد و برای سازند سروک حدود ۳۰ درصد است. شایان ذکر است، ضخامت زون‌های اول تا سوم در حدی نیست تا به‌عنوان زون‌های بهره‌ده معرفی شوند.

نتایج نهایی حاصل از تحلیل مولتی‌مین سازندهای پایده، گورپی، ایلام و سروک بر اساس اعمال ضریب سیمان‌شدگی متغیر در (شکل‌های ۵ تا ۷) ارائه شده است. در این شکل‌ها، از سمت چپ، ستون اول مؤید عمق و زون‌های سازندی، ستون‌های ۲ تا ۵ نگراره‌های اصلاح‌شده، ستون ۶ تغییرات سنگ‌شناسی، ستون ۷ مقادیر اشباع سیالات، ستون ۸ بخش‌های مخزنی و غیرمخزنی و ستون ۵ ضخامت این زون‌ها را نشان می‌دهد.

سازند گورپی و بخش پایینی سازند پایده در این چاه عمدتاً سنگ‌شناسی آهکی دارند. این سازندها، فاقد زون مخزنی بوده و فضای متخلخل آن‌ها اشباع از آب می‌باشد. سازندهای ایلام و سروک در این چاه عمدتاً از نوع آهکی بوده و تنها بخش سروک ۲، لیتولوژی شیلی/مارنی دارد. تنها بخش واجد ویژگی‌های مخزنی در سازند ایلام، بازه ۲۶۴۹ تا ۲۶۵۳/۵ متری می‌باشد و مابقی سازند اشباع از آب است. بخش‌های سروک ۲ تا ۴ عمدتاً از اشباع نفت بالایی برخوردار بوده و این مهم باعث شده است تا زون اصلی مخزنی در نیمه پایینی

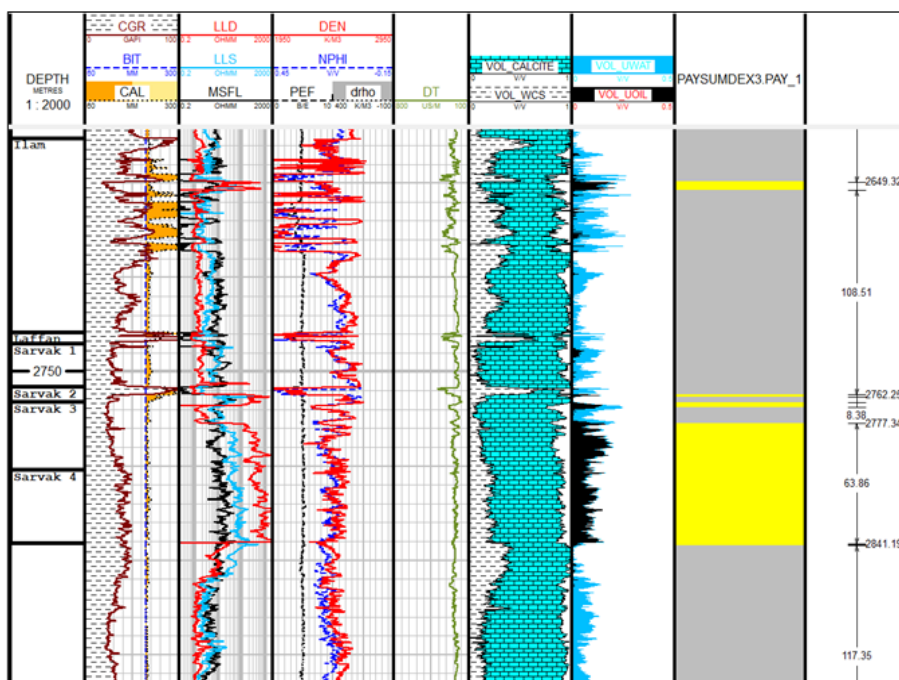


شکل ۵: نتیجه نهایی آنالیز زون های مخزنی سازند پابده



شکل ۶: نتیجه نهایی آنالیز زون های مخزنی سازند گورپی





شکل ۷: نتیجه نهایی آنالیز زون‌های مخزنی سازند ایلام و سروک

جدول ۲: زون‌های مخزنی شناسایی شده توالی مورد مطالعه

عنوان سازند	عمق شروع زون (متر)	عمق پایان زون (متر)	ضخامت زون (متر)	میانگین تخلخل (درصد)	میانگین اشباع آب (درصد)	حجم شیل (درصد)	نسبت زون مخزنی به کل سازند
ایلام	۲۶۴۹/۲۴	۲۶۵۳/۶۶	۴/۴۲	۳.۱۸	۱۵/۲	۱۰/۹	۰/۰۴
سروک ۲	۲۷۶۲/۱۷	۲۷۶۳/۲۴	۱/۰۷	۱۰	۹	۲۰/۳	
ابتدای سروک ۳	۲۷۶۶/۴۴	۲۷۶۸/۸۷	۲/۴۴	۱۵	۳۰	۷	۰/۳
سروک ۳ و ۴	۲۷۷۷/۳۴	۲۸۴۱/۲	۶۳/۸۶	۱۲	۶/۵	۱۷	

### ۵. نتیجه‌گیری

ارزیابی پتروفیزیکی و شناسایی زون‌های مخزنی در سازندهای آئوسن تا کرتاسه میانی یکی از چاه‌های حوضه زاگرس نشان داد که بهینه‌سازی ضریب سیمان‌شدگی با استفاده از رابطه بورای منجر به بهبود دقت محاسبات اشباع سیالات می‌گردد. این رویکرد، وابستگی ضریب سیمان‌شدگی به تغییرات تخلخل را لحاظ کرده و خطای ناشی از کاربرد مقادیر ثابت در مخازن ناهمگن کربناته را مرتفع می‌سازد. مقایسه مقادیر اشباع آب محاسبه‌شده بر اساس ضریب سیمان‌شدگی ثابت و متغیر، اختلاف معنادار خروجی دو روش را مشخص نمود که این اختلاف در زون‌های حاوی اشباع آب بالا، بیشتر می‌باشد. ارزیابی پتروفیزیکی سازندهای مورد مطالعه همگام با بهینه‌سازی ضریب سیمان‌شدگی منتج به شناسایی ۴ زون مخزنی در سازندهای ایلام و سروک شد. زون مخزنی اصلی در بخش میانی سازند آهکی سروک (سروک ۳ و ۴) واقع شده است و از تخلخل و اشباع هیدروکربن بالایی برخوردار می‌باشد. در نهایت، سنجش دقیق مقادیر اشباع سیالات بر اساس ضریب سیمان‌شدگی متغیر منجر به شناسایی دقیق‌تر زون‌های مخزنی و عمق سطوح سیالات شده و خطای تخمین‌های حجمی را کاهش می‌دهد.

- [9]. Pickett, G. R. (1966). A review of current techniques for determination of water saturation from logs. *Journal of petroleum Technology*, 18(11), 1425-1433.
- [10]. Nugent, W. H., Coates, G. R., & Peebler, R. P. (1978, June). A new approach to carbonate analysis. In *SPWLA Annual Logging Symposium* (pp. SPWLA-1978). SPWLA.
- [11]. Rasmus, J. C. (1983). A variable cementation exponent, m, for fractured carbonates. *The Log Analyst*, 24(06).
- [12]. Borai, A. M. (1987). A new correlation for the cementation factor in low-porosity carbonates. *SPE formation evaluation*, 2(04), 495-499.
- [13]. Alavi, M. (2004). Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American journal of Science*, 304(1), 1-20.
- [14]. Vergés, J., Saura, E., Casciello, E., Fernández, M., Villasenor, A., Jimenez-Munt, I., & García-Castellanos, D. (2011). Crustal-scale cross-sections across the NW Zagros belt: implications for the Arabian margin reconstruction. *Geological Magazine*, 148(5-6), 739-761.
- [15]. Bordenave, M. L., & Hegre, J. A. (2010). Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. *Geological Society, London, Special Publications*, 330(1), 291-353. <https://doi.org/10.1144/SP330.14>.
- [16]. Agard, P., Omrani, J., Jolivet, L., & Mouthereau, F. (2005). Convergence history across Zagros (Iran): constraints from collisional and earlier deformation. *International journal of earth sciences*, 94,
- [1]. Dembicki, H. (2022). *Practical petroleum geochemistry for exploration and production*. Elsevier.
- [2]. کدخدائی، علی؛ ارزیابی سازندهای نفتدار؛ دایره دانش، تهران، ۹۷۸۶۰۰۷۱۱۶۸۰، ویرایش پنجم، ۱۴۰۱.
- [3]. Archie, G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54-62.
- [4]. Wyllie, M. R. J., & Rose, W. D. (1950). Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data. *Journal of Petroleum Technology*, 2(04), 105-118.
- [5]. Fons, L. (1969, May). Geological applications of well logs. In *SPWLA Annual Logging Symposium* (pp. SPWLA-1969). SPWLA.
- [6]. Daniel, D. (2022). Machine learning for pay zone identification in the Smørbukk field using well logs and XRF data (Master's thesis, University of Stavanger).
- [7]. Zhang, J., He, Y., Zhang, Y., Li, W., & Zhang, J. (2022). Well-Logging-Based Lithology Classification Using Machine Learning Methods for High-Quality Reservoir Identification: A Case Study of Baikouquan Formation in Mahu Area of Junggar Basin, NW China. *Energies*, 15(10), 3675.
- [8]. Olsen, C., Hongdul, T., & Lykke Fabricius, I. (2008). Prediction of Archie's cementation factor from porosity and permeability through specific surface. *Geophysics*, 73(2), E81-E87.



401-419.

- [17]. Motiei, H. (1993). Geology of Iran: stratigraphy of Zagros. Geological survey of Iran, 1, p-536.
- [18]. Bordenave, M. L. (2002, March). The Middle Cretaceous to Early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran, and its prospect evaluation. In AAPG annual meeting (Vol. 6, pp. 1-9). Houston: Am. Assoc. Petrol. Geol..
- [19]. Fard, I. A., Braathen, A., Mokhtari, M., & Alavi, S. A. (2006). Interaction of the Zagros Fold-Thrust Belt and the Arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran. *Petroleum Geoscience*, 12(4), 347-362.
- [20]. Rider, M. (1996). The geological interpretation of well logs; 2.
- [21]. Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C. R. (2004). *Basic well log analysis* (Vol. 16, pp. 305-371). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.



## Optimization of Petrophysical Evaluation Utilizing Variable Cementation Factor for Identification of Pay-Zones in a Field within Zagros Basin

Koorosh Keramati<sup>1</sup>, Ahmad Reza Rabbani<sup>2</sup>, Khaled Maroufi<sup>3\*</sup>, Ali Kadkhodaie<sup>4</sup>

1. M.Sc. Student, Department of Petroleum Engineering, Faculty of Petroleum and Geoenergy Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran
2. Professor, Department of Petroleum Engineering, Faculty of Petroleum and Geoenergy Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran
3. Assistant Professor, Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Tabriz University of Technology, Tabriz, Iran
4. Professor, Earth Sciences Department, Agriculture Faculty, Tabriz University, Tabriz, Iran

### ARTICLE INFO

RESEARCH ARTICLE

#### Article History:

Received: 08 July 2025

Revised: 27 September 2025

Accepted: 17 October 2025

#### Keywords:

Pay-zone

Well logging

Fluid saturation

Geolog software

Sarvak Formation

### ABSTRACT

Identification of hydrocarbon-bearing zones, as a primary objective of exploration and production projects, requires precise analysis of petrophysical data. Cementation factor is one of the key parameters in petrophysical evaluation, which is used to calculate water saturation (such as the Archie and Indonesia equations). This coefficient describes the degree of cementation and consolidation on porosity. For carbonate rocks, cementation factor depends on pore type. Minor variations in this factor can influence fluid saturation estimates, thereby posing challenges for accurate identification of pay-zones. This study aims to investigate the effect of employing variable cementation exponent values instead of fixed ones on petrophysical analysis results using Geolog software (Multimin modeling). Effective porosity data resulted from the software were applied into the Borai equation (1987) and variable and depth-dependent cementation exponent values were calculated. They were then compared to the commonly used constant values. The results demonstrated evident differences between water saturation values obtained from two methods ranging from 1% to 9%. Accordingly, pay-zone thickness and oil-water contact location varied. Comparison of the identified pay-zones revealed higher accuracy of the variable cementation exponent-based model. The main pay-zone of the studied well is within units 3 and 4 of the Sarvak formation, exhibiting favorable porosity and hydrocarbon saturation. Ultimately, the findings of this study revealed that the precise determination of fluid saturation values, based on the variable cementation exponent, facilitates more accurate identification of reservoir zones and fluid contact surfaces, thereby minimizing errors in volumetric estimations.

DOR: [20.1001.1.2507.1099.1404.04.17](https://doi.org/10.1001.1.2507.1099.1404.04.17)

#### How to cite this article

K. Keramati, A.R. Rabbani, K. Maroufi, A. Kadkhodaie, Optimization of Petrophysical Evaluation Utilizing Variable Cementation Factor for Identification of Pay-Zones in a Field within Zagros Basin. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025 12(3): 25-38. ([https://ijge.irangi.org/article\\_735139.html](https://ijge.irangi.org/article_735139.html))

\* Corresponding Author.

E-mail address: [maroufi@sut.ac.ir](mailto:maroufi@sut.ac.ir), (K. Maroufi).

Available online 21 December 2025

25885-5251/© 2014 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>) 