

## بررسی ویژگی‌های مخزنی سازند سروک در میدان نفتی هندیجان با مطالعات رسوب‌شناسی، محیط رسوبی و ارزیابی پتروفیزیکی

بیژن نوری<sup>۱</sup>، علیرضا بشری<sup>۲</sup>

۱- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد تهران شمال- شرکت نفت فلات قاره bnoori@iooc.co.ir

۲- شرکت ملی نفت -داود جهانی، دانشگاه آزاد اسلامی-سجاد کاظم شیرودی، شرکت نفت فلات قاره

### چکیده

میدان نفتی هندیجان در شمال غربی خلیج فارس و بر روی دامنه جنوبی فروافتادگی دزفول قرار دارد. گروه بنگستان، بخصوص سازند سروک (سنومانین-تورونین) در این میدان از مخازن غنی نفتی محسوب می‌شود. مرز بالایی سروک، ناپیوستگی مربوط به تورونین است. مطالعه ترکیبی مقاطع نازک، مغزه، پتروفیزیک و دینامیک مخزن نشان می‌دهد که دولومیتی شدن بعنوان یکی از فرایندهای دیباژنزی، نقش اصلی را در تعیین خواص مخزنی دارد. تخلخل مخزن سروک بین ۳ تا ۲۵ درصد و تراوایی آن بین ۰/۰۱ تا ۱۰ میلی داری و حتی در محل شکستگی‌ها تا ۳۰۰ میلی داری متغیر است. تخلخل بین دانه‌ای، تخلخل غالب در سروک است. بر اساس مطالعه رسوب‌شناسی، پنج میکروفاسیس اصلی تعیین شده‌است. مدل محیط رسوبی سازند سروک در میدان مورد مطالعه، یک پلاتفرم کربناته از نوع رمپ تعیین شد. بر پایه ارزیابی پتروفیزیکی و نتایج رسوب‌شناسی، سازند سروک به چهار زون اصلی تقسیم شد. زون ۲ سروک که بصورت غالب تحت تاثیر دولومیتی شدن قرار گرفته است، بعنوان بهترین بخش مخزنی تشخیص داده شد. با توجه به وجود مرز ناپیوستگی در رأس سازند سروک، می‌توان وجود تله‌های نفتی چینه‌ای را در این ناحیه انتظار داشت که شناسایی دقیق آنها نیاز به مطالعه چینه‌شناسی لرزه‌ای دارد.

### Reservoir characterization of Sarvak formation in Hendijan oilfield using sedimentology and petrophysics evaluation

#### Abstract

Hendijan oilfield is located on western north of Persian Gulf in offshore Iran and geologically in the Dezful embayment which its Bangestan group formations especially Sarvak (Cenomanian-Turonian) are one of the most oil prone. The top boundary is a unconformity belong to Turonian stage. Integrated study by applying thin section, core, petrophysics and dynamic study showed dolomitization as a diagenetic process was main role in reservoir properties. Sarvak porosity is varied between 3 to 25 percent and matrix permeability from 0.01 to 10 mD even 300 in fracture intervals. Intergranular porosity is dominant in the rock. Mainly five microfacies has been defined based on sedimentology. A carbonate ramp was distinguished as sedimentary conceptual model. Based on