

Karakterisasi shale berdasarkan sifat fisika batuan untuk penentuan potensi shale hidrokarbon: studi kasus dalaman tamiang, cekungan Sumatera Utara = Shale characterization based on petrophysical to determine hydrocarbon potential case study tamiang deep North Sumatra basin

Wiyono, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20454736&lokasi=lokal>

Abstrak

Shale hidrokarbon masih menjadi salah satu topik hangat dalam industri perminyakan. Indonesia memiliki potensi shale gas yang cukup besar yaitu sekitar 574 TCF. Pemerintah bersama investor sedang memulai perusahaan shale hidrokarbon. Parameter-parameter geokimia dan geomekanik merupakan aspek penting dalam eksplorasi potensi shale hidrokarbon dan memberikan informasi penting dalam rangka optimasi produksi. Namun demikian, masih cukup terbatas penelitian-penelitian terkait hubungan parameter-parameter petrofisik untuk shale hidrokarbon. Area penelitian berada pada bagian tepi selatan cekungan Sumatera Utara. Formasi Baong dipercaya sebagai target perusahaan shale hidrokarbon dengan dominan litologi adalah shale. Formasi Baong berada pada kisaran kedalaman 1.465 ndash;3.224 m dengan mudstone tebal, didominasi oleh calcareous shale berwarna abu-abu coklat hingga hitam yang kaya foraminifera, mengindikasikan pengendapan pada lingkungan laut. Umur Formasi Baong bervariasi dari Miocen Bawah hingga Miocen Tengah dan secara vertikal dapat diklasifikasikan menjadi 3 unit, yaitu : Baong Bagian Atas, Baong Bagian Tengah dan Baong Bagian Bawah yang didominasi oleh shale. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi potesni shale hidrokarbon dengan menganalisa Total Organic Carbon TOC , Brittleness Index BI , Hydrogen Index HI dan parameter-parameter kematangan. Berbagai metode dilakukan untuk menganalisa beberapa parameter tersebut, diantaranya dengan geokimia, mineralogi, petrofisik, cross plotting, dan interpretasi seismik. Hasil analisa Rock-Eval dan petrografi menunjukkan bahwa TOC bervariasi antara 0,1 ndash;2,3 , vitrinite reflectance Ro berkisar 0,4 ndash;0,9, HI bervariasi antara 31 ndash;171 dan temperatur maksimum Tmax berkisar antara 432 ndash;461oC. TOC menunjukkan kategori cukup hingga baik. Crossplot antara HI dan Tmax pada diagram van Krevelen menunjukkan dominasi kerogen tipe II dan III. Kerogen dapat diklasifikasikan sebagai early mature hingga mature. BI pada shale termasuk pada kategori less brittle hingga brittle. Area prospektif untuk pengembangan shale hidrokarbon yaitu pada sekuen MFS-2, MFS-3, SB-2 dan SB-3 dengan potensi berupa shale oil.<hr />Shale hydrocarbon remains one of the hot topics in the petroleum industry. Indonesia has a great potential shale gas resource 574 TCF , and both government and oil companies have promoted the development of shale gas.

Geochemical and geomechanical parameters are important aspects for exploring new shale gas play, and it provides significant information to optimize production plan and stimulation design. However, there is limited research on correlations inter petrophysical parameters for shale hydrocarbon reservoirs. The study area is located on the southeast border of the North Sumatra Basin. Lower Baong Formation shales are believed to be favorable shale gas targets with a dominant shale lithology. The Baong Formation occurs at depths from 1.465 ndash 3.224 m in the study area with the thick mudstone, dominated by gray, brown to black calcareous shale rich in foraminifera, indicating a marine environment. The Baong Formation age varies from the Lower Miocene to Middle Miocene can split into three vertical units the Upper Baong,

Middle Baong, and the dominantly shale Lower Baong. This research is aimed to characterize and identify shale hydrocarbon by examining the Total Organic Carbon TOC , Brittleness Index BI , Hydrogen Index HI and maturity parameters. Various methods were used to analyze these parameters, including geochemistry, mineralogy, petrophysics, cross plotting, and seismic interpretation. Our analysis on Rock Eval and petrographic data shows that TOC varies between 0.1 ndash 2.3 , vitrinite reflectance of 0.4 ndash 0.9 , HI varies from 31 ndash 171, and maximum temperature Tmax from 432 ndash 461oC. TOC resulted in a poor to good category. A cross plot of the HI and Tmax in the van Krevelen diagram revealed the dominant kerogen types as II and III. The kerogen can be considered as early mature to mature. The BI of the shale formation of the research area is categorized in less brittle to brittle. The prospective areas for the development of shale hydrocarbon are the sequences of MFS 2, MFS 3, SB 2 and SB 3 with the potential of shale oil.