

INTISARI

ANALISIS PETROFISIKA UNTUK MENGETAHUI KARAKTERISTIK RESERVOIR BATUAN KARBONAT FORMASI KUJUNG DAN NGIMBANG SERTA PERHITUNGAN VOLUMETRIK CADANGAN HIDROKARBON PADA LAPANGAN "SH" CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh :

Fithriyah

21/481506/PA/20967

Kondisi geologis Indonesia yang kompleks menyebabkan terbentuknya banyak cekungan sedimen yang berperan sebagai tempat akumulasi hidrokarbon. Salah satunya Cekungan Jawa Timur yang merupakan salah satu cekungan minyak dan gas bumi produktif di Indonesia yang didominasi oleh reservoir karbonat. Penelitian ini berfokus pada Formasi Kujung (Kujung *Carbonate*) dan Ngimbang Atas (Ngimbang *Carbonate*) pada lapangan SH yang terletak di Cekungan Jawa Timur. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik dari reservoir karbonat berdasarkan nilai properti reservoir dan ketebalan reservoir yang didapatkan melalui analisis petrofisika, serta melakukan perhitungan volumetrik estimasi cadangan gas pada sumur N1 melalui interpretasi seismik. Penelitian ini menggunakan enam data sumur yang digunakan untuk melakukan analisis petrofisika serta data seismik 2D PSTM dan satu data sumur yang berfokus pada Formasi Ngimbang Atas untuk memperkirakan luas area reservoir, yang selanjutnya digunakan dalam perhitungan volumetrik estimasi cadangan gas. Hasil analisis petrofisika menunjukkan bahwa reservoir karbonat pada daerah penelitian memiliki karakteristik yang bervariasi pada masing-masing formasi. Reservoir Formasi Kujung (Kujung *Carbonate*) menunjukkan kualitas yang paling baik dengan rata-rata volume *shale* 6,5%, porositas efektif 15,5%, porositas sekunder 4,3%, saturasi air 56,6%, dan permeabilitas antara 20,721 mD-50,296 mD. Formasi Ngimbang Atas (Ngimbang *Carbonate*) memiliki nilai properti reservoir lebih rendah dibanding Formasi Kujung dengan rata-rata volume *shale* 7%, porositas efektif 6,6%, porositas sekunder 0,3%, saturasi air 50,9%, dan permeabilitas antara 5,732 mD-19,847 mD. Beberapa sumur yang terletak di area rendahan (*graben*) menunjukkan kualitas reservoir yang paling rendah dibandingkan sumur pada daerah tinggian (*horst*), seperti pada Formasi Kujung dan Ngimbang. Pada sumur yang berada di area rendahan menghasilkan rata-rata volume *shale* 24%, porositas efektif 9,3%, porositas sekunder 0,5%, saturasi air 60,8%, dan permeabilitas antara 0,544 mD-13,354 mD. Reservoir gas sumur N1 pada Formasi Ngimbang Atas memiliki estimasi cadangan volumetrik gas yang diperoleh sebesar 8,13 BSCF ($1,45 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{m}^3$).

Kata kunci: Cekungan Jawa Timur, Formasi Kujung, Formasi Ngimbang, Analisis Petrofisika, Estimasi Cadangan Gas

ABSTRACT

PETROPHYSICAL ANALYSIS TO IDENTIFY RESERVOIR CHARACTERISTICS OF THE KUJUNG AND NGIMBANG FORMATIONS AND VOLUMETRIC CALCULATION OF HYDROCARBON RESERVES IN THE "SH" FIELD, NORTH EAST JAVA BASIN

By :

Fithriyah

21/481506/PA/20967

The complex geological conditions of Indonesia have resulted in the development of several sedimentary basins that act as hydrocarbon accumulation sites. One of these is the East Java Basin, which is one of Indonesia's productive oil and gas basins and is predominantly characterized by carbonate reservoirs. This study focuses on the Kujung Formation (Kujung Carbonate) and the Upper Ngimbang Formation (Ngimbang Carbonate) in the SH Field, located within the East Java Basin. The objective of this research is to characterize carbonate reservoirs based on reservoir property values and reservoir thickness obtained through petrophysical analysis, as well as to perform volumetric estimation of gas reserves in well N1 through seismic interpretation. The dataset used in this study consists of six wells for petrophysical analysis while 2D PSTM seismic data and one well targeting the Upper Ngimbang Formation, to estimate the reservoir area, which was then used in volumetric gas reserve estimation. Petrophysical analysis results show that carbonate reservoirs in the study area have different characteristics in each formation. The Kujung Formation reservoir showed the best quality with an average shale volume of 6.5 effective porosity of 15.5%, secondary porosity of 4.3%, water saturation of 56.6%, and permeability between 20.721 mD-50.296 mD. The Upper Ngimbang Formation has lower property values than the Kujung Formation, with an average shale volume of 7%, effective porosity of 6.6%, secondary porosity of 0.3%, water saturation of 50.9%, and permeability between 5.732 mD-19.847 mD. Several wells located in structural lows (graben) show the lowest reservoir quality compared to wells in structural highs (horst), such as those in the Kujung and Ngimbang Formations. Wells located in structural low (graben) have an average shale volume of 24%, effective porosity of 9.3%, secondary porosity of 0.5%, water saturation of 60.8%, and permeability between 0.544 mD-13.354 mD. The volumetric estimation of gas reserves in the Upper Ngimbang Formation reservoir of well N1 yields a total of 8.13 BSCF ($1.45 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{m}^3$).

Keywords: *East Java Basin, Kujung Carbonate, Ngimbang Carbonate, Petrophysical Analysis, Gas Reserve Estimation*