

Evaluasi indikasi hidrokarbon untuk gas biogenik pliosen pada formasi globigerina, Selat Madura, Cekungan Jawa Timur = Direct hydrocarbon indicator pitfall assessment in pliocene globigerina biogenic gas play, Madura Strait, East Java basin

Vickry Rowi, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20481786&lokasi=lokal>

Abstrak

Indikator hidrokarbon (Direct Hydrocarbon Indicator, DHI) memegang peranan penting dalam kesuksesan eksplorasi gas biogenik di Selat Madura yang merupakan bagian dari Cekungan Jawa Timur. DHI pada Struktur X telah terbukti berasosiasi dengan akumulasi gas dengan dibornya Sumur X1. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis penyebab terjadinya jebakan DHI pada Struktur X yang diindikasikan dengan adanya perbedaan hasil pemboran antara Sumur X1 (temuan gas) dan X3 (dry hole) yang mempunyai target reservoir dan fitur DHI yang sama. Jebakan DHI ini diduga berasosiasi dengan menurunnya nilai kecepatan kompresional (V_p) akibat adanya saturasi gas (S_g) dalam jumlah yang sangat kecil di dalam reservoir yang diperkirakan dikontrol oleh kualitas reservoir yang buruk sehingga akumulasi gas yang bermigrasi ke dalam reservoir menjadi sangat terbatas. Penelitian ini menggunakan metode interpretasi seismik kuantitatif mengingat keterbatasan metode kualitatif dalam menganalisis jebakan DHI. Interpretasi seismik kuantitatif yang dilakukan dalam penelitian ini meliputi fluid substitution modeling, amplitude variations with offset (AVO), dan inversi seismik yang didukung oleh analisis rock physics. Data penelitian terdiri dari 49 line seismik dua dimensi (2D) serta data log sumuran (X1 dan X3). Hasil dari fluid substitution modeling menunjukkan bahwa fenomena DHI pada Sumur X3 terjadi akibat adanya saturasi gas non-ekonomis ($S_g < 10\%$) yang divalidasi oleh pemodelan V_p - V_s -rho terhadap variasi saturasi gas. Hasil analisis AVO dan inversi mengindikasikan bahwa batas kontak gas dengan air (GWC, gas water contact) berada pada level yang sama, yaitu pada kedalaman 1,389ms atau sekitar 4,023ft SSTVD. Analisis rock physics menunjukkan bahwa kualitas reservoir yang buruk pada Sumur X3 diperkirakan menjadi penyebab terjadinya akumulasi gas non-ekonomis pada reservoir globigerina. Beberapa nilai cut-off untuk zona gas diperoleh pada penelitian ini, yaitu P-impedance $< 5,700 \text{ gr/cc}\cdot\text{m/s}$, $V_p/V_s < 2.0$, porositas $> 40\%$, VCL $< 22\%$, dan Gradien AVO (G) ≈ -2.0 . Secara umum penelitian ini menunjukkan bahwa metode interpretasi kuantitatif berhasil mengidentifikasi penyebab jebakan DHI, yaitu saturasi gas non-ekonomis ($S_g < 10\%$). Hal lain yang diperoleh dari penelitian ini adalah beberapa nilai cut-off untuk mendelineasi zona akumulasi gas ekonomis yang penyebarannya dikontrol oleh kualitas reservoir dan direpresentasikan oleh estimasi GWC pada kontur kedalaman 4,023ft SSTVD.

<hr>

Direct Hydrocarbon Indicator (DHI) has a major role in the exploration of Pliocene globigerina biogenic gas play in Madura Strait, part of East Java Basin. Gas accumulation in X Structure that associated with DHI has been proved by Well X1. This study aimed to assess the DHI pitfall within the X Structure which triggered by the drilling result of Well X3 as a delineation well. The Well X3 resulted as a dry hole and contradict with Well X1 that successfully discovered gas even though both wells targeted the same reservoir body and DHI features. Low gas saturation that indicated by low compressional velocity (V_p) is predicted to be the main reason behind the DHI pitfall. This low gas saturation is believed to be controlled by the poor reservoir

quality in Well X3. Considering the limitation of qualitative interpretation to investigate the DHI pitfall, this research uses seismic quantitative interpretations, such as fluid substitution modeling, amplitude variations with offset (AVO), seismic inversion, and rock physics analysis to get a full understanding behind the DHI features in X Structure. In this research, 49 seismic lines of 2D marine seismic survey and wells data (X1 and X3) were used. Fluid substitution and V_p - V_s -rho modelings confirm that the DHI pitfall is related with the non-economic gas saturation ($S_g < 10\%$) within the reservoir. The AVO and seismic inversion analysis indicated that the gas water contact (GWC) level is estimated around 1,389ms (\pm 4,023ft SSTVD). Rock physics analysis shows that the low gas saturation in Well X3 is related with the poor reservoir quality. Several properties cut off for gas zone were derived such as, P-impedance $< 5,700$ gr/cc*m/s, $V_p/V_s < 2.0$, porosity $> 40\%$, VCL $< 22\%$, and AVO Gradient (G) ≈ -2.0 . This research concluded that the seismic quantitative interpretations were successfully used to assess the DHI pitfall which related with non-economic gas saturation ($S_g < 10\%$). This study also successfully used the properties cut off values to delineate the economic gas accumulation which is believed to be controlled by reservoir facies quality. This economic gas accumulation is distributed within the good reservoir quality and represented by the estimated GWC at 4,023ft SSTVD.