

Analisis teknoekonomi skema kontrak kerja sama Shale Gas di formasi Naintupo, Cekungan Tarakan = Technoeconomic analysis of Shale Gas contract scheme in Naintupo formation; Tarakan Basin / Wike Widyanita

Wike Widyanita, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20475702&lokasi=lokal>

Abstrak

ABSTRAK

Jumlah pasokan dan kebutuhan gas bumi di Indonesia masih dalam kondisi defisit yang diakibatkan jumlah pasokan gas bumi semakin menurun dan kebutuhan akan gas bumi yang semakin meningkat setiap tahunnya. Namun, defisit antara pasokan dan kebutuhan dapat diperkecil seiring penemuan cadangan gas bumi konvensional yang baru atau dengan mengembangkan lapangan gas nonkonvensional seperti shale gas. Potensi shale gas Indonesia diperkirakan mencapai 574 TCF yang tersebar di Sumatera, Kalimantan, Jawa dan Papua. Formasi Naintupo yang berada di Cekungan Tarakan memiliki sumber daya shale gas yang bisa dihasilkan secara teknis sebesar 5 TCF dari gas-in-place resiko sebesar 35 TCF. Penelitian ini akan membahas mengenai aspek teknoekonomi dari pengembangan lapangan shale gas di Formasi Naintupo, Cekungan Tarakan dengan menggunakan skema Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract) dan skema kontrak gross split.

Tiga profil laju alir akan dikembangkan dengan menggunakan kurva penurunan hiperbolik Arps, yaitu profil produksi rendah dengan laju alir awal (q_i) sebesar 150 mmcf/mo, profil produksi sedang ($q_i=250$ mmcf/mo) dan profil produksi tinggi ($q_i=350$ mmcf/mo). Perkiraan biaya investasi berdasarkan benchmarking biaya pengembangan lapangan shale gas di Amerika Serikat dan pengembangan lapangan migas di Cekungan Tarakan. Pada kondisi analisis kontrak bagi hasil dan kontrak gross split memiliki $NPV>0$, $IRR>10\%$ pada profil produksi sedang dan tinggi. Bagi kontraktor, kontrak bagi hasil akan lebih menguntungkan pada profil produksi rendah dan kontrak gross split lebih menguntungkan pada profil produksi tinggi. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa faktor yang lebih berpengaruh terhadap peningkatan NPV dalam kontrak bagi hasil adalah harga gas dan dalam kontrak gross split adalah profil produksi. Untuk mendapatkan nilai NPV yang positif pada Kontrak Bagi Hasil, gas bumi harus dijual pada harga \$12,05/MMBTU pada profil produksi rendah, \$7,88/MMBTU pada profil produksi sedang dan \$6,03 pada profil laju alir tinggi. Pada kontrak gross split, NPV yang positif dicapai ketika gas bumi dijual pada \$8,42/MMBTU pada profil produksi sedang dan \$6,52/MMBTU pada profil produksi tinggi.

ABSTRACT

The amount of supply and demand of natural gas in Indonesia is still in deficit condition due to the decreasing supply with increasing demand each year. This deficit of supply and demand could be minimized by new reserve discovery of conventional natural gas or by developing unconventional gas field like shale gas. Shale gas potential in Indonesia was predicted reached 574 TCF which spread in Sumatra, Kalimantan, Java and Papua. Naintupo Formation, located in Tarakan Basin has shale gas potential

in which 5 TCF is technically recoverable with 35 TCF risked gas in place. This study will discuss technoeconomic aspect of shale gas field development in Naintupo Formation in Tarakan Basin by using production sharing contract scheme and gross split contract scheme.

Three flow profiles would be developed by using Arps hyperbolic decline curves, consist of low production profile with initial production (q_i) of 150 mmcf/mo, medium production profile ($q_i = 250$ mmcf/mo) and high production profile ($q_i = 350$ mmcf/mo). Costs estimation were based on benchmarking cost of developed shale gas field in United States and nearby oil/gas field development in Tarakan Basin. On the base case, production sharing contract and gross split contract gave $NPV > 0$, $IRR > 10\%$ on middle and high production profile. For contractor, production sharing contract was more profitable in low production profile and gross split contract was more profitable on high production profile. Sensitivity analysis showed that the NPV increase was more affected by gas price in production sharing contract and production profile was more influential in gross split contract. To develop positive NPV in production sharing contract, gas price should be \$12.05/MMBTU in low production profile, \$7.88/MMBTU in middle production profile and \$6.03 in high production profile. In gross split contract, positive NPV was reached when gas price was \$8.42/MMBTU in middle production profile and \$6.52/MMBTU in high production profile.