

Analisa tekno ekonomi pengembangan lapangan gas greenfield laut dalam di Indonesia = Techno economic analysis on deepwater gas greenfield development in Indonesia / Antonius Yuniarto

Antonius Yuniarto, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20454295&lokasi=lokal>

Abstrak

ABSTRAK

Pengembangan lapangan gas greenfield laut dalam memiliki tantangan teknis dan ekonomis, terkait dengan teknologi dan fasilitas produksi yang baru untuk dapat memproduksi gas pada kondisi lingkungan yang ekstrem. Dalam penelitian ini dilakukan analisa secara teknis dan ekonomis terhadap pengembangan lapangan gas greenfield laut dalam dengan metode pengembangan sistem produksi bawah laut. Analisa teknis meliputi analisa flow assurance, khususnya strategi manajemen hidrat untuk menjamin keberlangsungan aliran gas dari sumur bawah laut hingga ke titik jual. Dari analisa teknis didapatkan konfigurasi pencegahan dan penghilangan hidrat. Analisa ekonomi mencakup perhitungan biaya investasi pada setiap alternatif konfigurasi yang memenuhi kriteria teknis, kemudian dilanjutkan dengan perhitungan keekonomian berdasarkan skema PSC yang berlaku di Indonesia. Dengan harga gas ekspor dan domestik sebesar 11/MMBTU dan 7/MMBTU, konfigurasi MEG dengan teknologi MRU adalah yang paling optimum karena memberikan IRR dan NPV yang terbesar yaitu sebesar 14,8 dan 794,5 juta US . Berdasarkan hasil sensitivitas keekonomian, CAPEX, harga gas ekspor dan hasil bagi untuk kontraktor memberikan pengaruh terbesar untuk IRR dan NPV, sedangkan OPEX memberikan pengaruh yang terkecil. Untuk mendapatkan minimum IRR sebesar 18 yang dipersyaratkan oleh regulator, CAPEX perlu ditekan sebesar 10 dan dengan besaran hasil bagi untuk kontraktor minimum sebesar 50.

<hr />

ABSTRACT

Deepwater gas greenfield development has technical and economic challenges, related to new technology and production facilities and that can be used for producing gas in the extreme ambient conditions. Technical analysis includes flow assurance analysis, selection of hydrate inhibitors MEG MeOH and determine minimum injection flow rate of hydrate inhibitors and hydrate remediation strategy. Economic analysis includes the calculation of investment cost on each configuration that meets the technical criteria above. Then continue with calculation of economic parameter based on applicable Indonesia PSC scheme. With export gas and domestic gas price 11 MMBTU and 7 MMBTU, MEG with MRU technology is the most optimum because it provides the largest IRR 14.8 and NPV 794.5 million US . Based on IRR and NPV sensitivity analysis CAPEX, export gas price and contractor split have significant effect to IRR and NPV otherwise OPEX has the most un significant effect to IRR and NPV. To obtain the minimum IRR of 18 required by the regulator, CAPEX needs to be reduced by 10 and by changing the contractor split by a minimum of 50 for contractor.