

Kajian Tekno Ekonomi Pengembangan Lapangan Gas Marjinal SS Menggunakan Simulasi Produksi Terintegrasi = Techno Economic Study of SS Marginal Gas Field Development Using Integrated Production Simulation

Suryo Adi Putranto, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=9999920517308&lokasi=lokal>

Abstrak

Penemuan lapangan gas besar di Indonesia saat ini semakin sulit sehingga jumlah cadangan gas akan semakin menurun. Cadangan gas yang tersisa adalah cadangan yang belum termonetisasi karena marjinal untuk dikembangkan. Produksi gas nasional dapat ditingkatkan dengan monetisasi cadangan gas baru atau yang sudah ditemukan terutama pada lapangan gas marjinal yang jumlahnya sangat banyak. Lapangan gas marjinal dapat disebabkan oleh keterbatasan jumlah cadangan, lokasi yang jauh dari fasilitas produksi ataupun kandungan impuritis hidrokarbon yang tinggi (H₂S, CO₂). Lapangan gas marjinal SS merupakan lapangan gas yang berada di lepas pantai pulau Kalimantan dan berjarak 30 km dari fasilitas produksi terdekat dengan perkiraan jumlah cadangan gas 765 Bcf. Metode yang dilakukan untuk dapat mengembangkan lapangan gas marjinal SS agar menguntungkan adalah dengan melakukan perhitungan multi skenario pengembangan lapangan menggunakan simulasi produksi terintegrasi untuk mendapatkan perkiraan produksi dan menggunakan cost estimation software untuk menghitung biaya yang dibutuhkan untuk pengembangan lapangan. Multi skenario pengembangan lapangan dibuat berdasarkan faktor teknis yang sangat mempengaruhi pada lapangan gas marjinal SS yaitu pemilihan penggunaan sumur vertikal atau horizontal, pemilihan laju produksi gas mulai dari 90 MMSCFD hingga 140 MMSCFD dan pemilihan ukuran diameter pipeline dari 16 inci hingga 30 inci. Setelah itu dilakukan perhitungan perkiraan produksi dan perhitungan biaya pengembangan lapangan gas marjinal SS sebagai dasar untuk perhitungan keekonomian dan melakukan analisis sensitivitas. Hasil dari multi skenario pengembangan lapangan gas marjinal SS adalah skenario pengembangan lapangan yang memberikan keuntungan terbesar yaitu menggunakan jenis sumur horizontal dengan jumlah sumur 8, laju produksi gas 140 MMSCFD, ukuran diameter pipeline 18 inci dan komulatif produksi 574.62 Bcf dengan total biaya pengembangan lapangan adalah USD 432 Million. Hasil perhitungan keekonomian skenario ini dapat memberikan keuntungan net present value (NPV) USD 75.14 Million dan internal rate of return (IRR) 15.88% sehingga lapangan gas SS dapat dikembangkan secara menguntungkan. Adapun faktor yang paling mempengaruhi keekonomian dari analisis sensitivitas adalah perubahan harga gas.

.....The discovery of large gas fields in Indonesia is currently increasingly difficult, so that the amount of gas reserves will decrease. The remaining gas reserves are reserves that have not been monetized because they are marginal to develop. National gas production can be increased by monetizing new or discovered gas reserves, especially in the large number of marginal gas fields. Marginal gas fields can be caused by limited reserves, remote locations from production facilities or high levels of hydrocarbon impurities (H₂S, CO₂). The SS marginal gas field is a gas field located off the coast of the island of Kalimantan and is 30 km from the nearest production facility with an estimated total gas reserve of 765 Bcf. The method used to make the SS marginal gas field profitable is to calculate multi-scenario field developments using integrated production simulations to obtain production estimates and use cost estimation software to calculate the costs

required for field development. Multi-scenario field development is made based on technical factors that greatly affect the SS marginal gas field, namely selecting the use of vertical or horizontal wells, selecting gas production rates from 90 MMSCFD to 140 MMSCFD and selecting pipeline diameter sizes from 16 inches to 30 inches. After that, the calculation of production estimates and the calculation of the cost of developing the SS marginal gas field is carried out as a basis for economic calculations and conducting a sensitivity analysis. The results of the multi-scenario development of the SS marginal gas field are the scenarios that provide the greatest profit, namely using a horizontal well type with a total of 8 wells, a gas production rate of 140 MMSCFD, a pipeline diameter of 18 inches and a cumulative production of 574.62 Bcf with a total field development cost of USD 432 Million. The results of the economic calculation of this scenario can provide a net present value (NPV) profit of USD 75.14 Million and an internal rate of return (IRR) of 15.88% so that the SS gas field can be developed profitably. The factor that most influences the economics of the sensitivity analysis is the change in gas prices.