

Pemanfaatan Lean Gas Pada Unit Pengolahan Gas Sebagai Umpan Injeksi Gas Pada Pengangkatan Minyak Sembur Buatan Tipe Gas Lift Di Lapangan AP = Utilization of Lean Gas in Gas Processing Unit as Gas Injection Feed for Gas-Lift type Artificial Lift in AP Field

Aji Purnomo, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=9999920524595&lokasi=lokal>

Abstrak

Meningkatnya kebutuhan energi nasional masih menjadi permasalahan dengan didominasi oleh energi fosil sebesar 90,7%. Lapangan AP merupakan lapangan minyak dan Gas yang berada di Utara Jawa Barat. Sejak tahun 2016 tidak memiliki kegiatan pengeboran sumur baru sehingga produksi terus menurun. Optimasi dilakukan dengan memanfaatkan lean gas pengolahan gas bumi sebagai pengumpan pada 5 sumur sembur buatan tipe gas lift. Simulasi kelayakan ekonomi menggunakan 4 alternatif skenario yaitu, skenario 1, Gas lift menggunakan kompresor kepemilikan dengan gas terproduksi yang disirkulasikan kembali di unit pengolahan gas; skenario 2, Gas lift menggunakan kompresor secara kepemilikan dengan gas terproduksi langsung yang dialirkan ke konsumen; skenario 3, Gas lift dengan menggunakan kompresor secara sewa dengan gas terproduksi yang di sirkulasikan kembali ke unit pengolahan gas; skenario 4, Gas lift menggunakan kompresor secara sewa dengan gas terproduksi langsung dialirkan ke konsumen. Evaluasi teknis dilakukan dengan menggunakan simulasi perangkat lunak antara lain PIPESIM 2021 dan UNISIM R390.1, sedangkan analisa kelayakan ekonomi dilakukan dengan metode Levelized Cost. Skenario terbaik berdasarkan pertimbangan nilai Cumulative Cash Flow serta NPV, IRR dan Payback Period adalah Skenario 4 yang memberikan Cumulative Cash Flow sebesar IDR 519.117.184.085, NPV IDR 249.981.597.550, IRR 109,54% dan Payback Period selama satu tahun empat bulan.

.....The increase in national energy demand is still a problem, with fossil energy being dominated by 90.7%. The AP field is an oil and gas field in North West Java. Since 2016 there have been no new well-drilling activities, so production has declined. Optimization is done by utilizing natural gas processing lean gas as a feeder for five gas lift-type artificial wells. The economic feasibility simulation uses four alternative scenarios. Namely, in Scenario 1, Gas lift uses a proprietary compressor with produced gas which is recirculated in the gas processing unit; in Scenario 2, Gas Lift uses a proprietary compressor with produced gas delivered directly to consumers; Scenario 3, Gas lift uses a compressor on a lease basis with produced gas recirculated to the gas processing unit; Scenario 4 Gas Lift uses a compressor on a lease basis with produced gas flowing directly to consumers. Technical evaluation is carried out using software simulations, including PIPESIM 2021 and UNISIM R390.1, while an economic feasibility analysis is carried out using the Levelized Cost method. The best scenario based on cumulative cash flow and NPV, IRR and payback period is Scenario 4, which gives a cumulative cash flow of IDR 519,117,184,085, NPV of IDR 249,981,597,550, IRR of 109.54% and a payback period of 1 year and four months.