

Pengelolaan kemampuan alir sumur gas untuk mendapatkan perolehan gas yang maksimum dengan simulasi reservoir: lapangan gas B blok X = Managing of gas well deliverability for maximum gas recovery by reservoir simulation: B gas field X block / Ahmad Patoni

Ahmad Patoni, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20475869&lokasi=lokal>

Abstrak

ABSTRAK

Setelah berproduksi selama 10 tahun kemampuan alir tujuh sumur gas di Lapangan B berkurang secara alamiah dengan turunnya laju alir dan tekanan. Penurunan setiap sumur tidak seragam dipengaruhi oleh jenis reservoir dan kondisi sub-surface, akibatnya produksi gas tidak maksimal. Permasalahan diatasi dengan menurunkan tekanan abandonment sumur untuk mengurangi back pressure dari surface facility. Metode ini diaplikasikan dengan cara merekayasa skema produksi sumur. Simulasi untuk memprediksikan laju alir, tekanan dan menghitung kumulatif produksi serta Recovery Factor selama tahun 2018-2028 pada tiga skenario yaitu : Skenario 1, base case, yaitu gas diproduksi dengan initial deliverability sumur hingga mencapai tekanan abandonment pertama pada 600 psi ; Skenario 2, header case, yaitu memasang header baru dengan operating pressure yang lebih rendah dari existing header ; Skenario 3, low pressure case, yaitu melakukan penurunan tekanan abandonment sampai sebesar 250 psi setara dengan suction pressure Gas Compressor. Hasil simulasi diperoleh total kumulatif produksi Gp dan Recovery Factor RF masing-masing adalah sebagai berikut ; Skenario 1 Gp = 415 BCF, RF = 65,5 ; Skenario 2 Gp = 493 BCF, RF = 77,9 ; Skenario 3 Gp = 495 BCF, RF = 78,2 . Skenario 3 mampu menghasilkan produksi gas dan financial income paling maksimal karena dapat meningkatkan kemampuan alir gas semua sumur di Lapangan B sehingga dapat disimpulkan bahwa Skenario 3 direkomendasikan untuk diimplementasikan.

ABSTRACT

After producing for 10 years the deliverability of seven gas wells in Field B is naturally declined with a decrease in flow rate and pressure. The decrease in each well is not uniformly influenced by the reservoir type and sub surface conditions that caused gas production is not maximal. The problem is solved by lowering the well abandonment pressure to reduce the back pressure effect of the surface facility. This method is applied by modifying the well operating scheme. Simulations were performed to predict gas flow rates, pressures, cumulative gas production and Recovery Factor during 2018 2028 on three scenarios which is Scenario 1 , base case, that gas is naturally produced according to the well initial deliverability until it reaches the first abandonment pressure at 600 psi 2 , header case, ie installing a new header with operating pressure lower than the existing header 3 , low pressure case, ie lowering abandonment pressure down to 250 psi. Simulation resulted as follows Scenario 1 Gp 415 BCF RF 65.5 Scenario 2 Gp 493 BCF RF 77.9 Scenario 3 Gp 495 BCF RF 78.2 . Since Scenario 3 is able to produce maximum gas production and financial income due to improving all gas well deliverability in Field B, it can be concluded that Scenario 3 is recommended to be implemented.