

Studi pengembangan lapangan CBM di Indonesia menggunakan teknologi hydraulic fracturing = Study of CBM field development in Indonesia using hydraulic fracturing technology

Muhammad Fajar Setiaji, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20475974&lokasi=lokal>

Abstrak

Sebagai lapangan non-konvensional, lapangan Coalbed Methane CBM memiliki tantangan tersendiri dalam pengelolaan lapangannya, yaitu berupa nilai permeabilitas reservoir relatif kecil dan laju alir gas yang relatif rendah. Penelitian ini difokuskan untuk menemukan desain hydraulic fracturing yang paling efektif untuk meningkatkan produksi gas pada lapangan CBM. Proppant jenis silica sand SS dan resin coated sand RCS dengan berbagai variasi ukuran dijadikan variabel utama beserta laju pemompaannya. Rancangan simulasi hydraulic fracturing dilakukan dengan menggunakan model pseudo-three dimensional P3D untuk mendapatkan distribusi tinggi, lebar dan panjang rekahan pada lapisan reservoir. Permeabilitas reservoir setelah proses hydraulic fracturing menunjukkan peningkatan dari 4mD menjadi 14 mD, yang menghasilkan kenaikan laju produksi gas hingga 178.3 BSCF/tahun atau 3 kali dari laju produksi sebelum dilakukan stimulasi. Kondisi ini dicapai menggunakan laju pemompaan 6.5 BPM dengan tipe Proppant resin coated sand pada ukuran 16/30, dan mengikuti jadwal pengeboran moderate. Selama pemompaan Proppant ke dalam sumur, konsentrasi Proppant dinaikkan secara gradual dimulai dari 6 PPA hingga 11 PPA. Dari hasil analisis keekonomian, diketahui bahwa pengembangan lapangan CBM akan menguntungkan secara komersial apabila dilakukan stimulasi hydraulic fracturing sejak awal produksi dimana nilai IRR lapangan menunjukkan angka 18.40 dengan waktu pengembalian modal selama 15 tahun.

As an unconventional reservoir, coalbed methane CBM field has its own challenges in the field management, where the dewatering process takes a long time before commercial gas rates are achieved. This condition take place due to the permeability of the reservoir is low, and gas flow rate as well. To increase field productivity and accelerating the dewatering process, the Hydraulic Fracturing technology in CBM field is analyzed. This study will be focus to find the optimum Proppant design of fracturing at CBM field where silica sand SS and resin coated sand RCS in various size are the main variable. The stimulation design is using pseudo three dimensional P3D model to get fracture height, width and length distribution in reservoir layer, then the result will be used to calculate production gain after fracturing process. The reservoir permeability after fracturing is compared with initial permeability and shows an increasement from 4mD to 14 mD, which result in gas rate increase to 178.3 BSCF annum or 3 times higher from initial gas production rate. This condition are achieve by using 6.5 bpm of pumping rate with RCS 16 30 as a main Proppant and following moderate drilling schedule. During stimulation process, proppant concentration was increase gradually start from 6 PPA to 11 PPA. The economic analysis result shows that hydraulic fracturing stimulation is important to do after drilling operation to get maximum profit from field development. The IRR value after hydraulic fracturing stimulation is 18.40 with pay out time 15 years.