RINGKASAN

ANALISIS PENGARUH *INJECTION RATE* CO2 TERHADAP *CCUS SHALE GAS RECOVERY* MENGGUNAKAN *CONSEPTUAL MODEL*

Oleh
Kiagus Achmad Zidane
NIM: 113200111
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Injeksi CO2 pada shale gas reservoir tidak hanya dapat memerangkap CO2, tetapi juga dapat meningkatkan produksi shale gas yang terkandung di dalamnya. Hal ini disebabkan oleh perbedaan kapasitas adsorpsi antara komponen gas CO2 dan gas CH4. Ketika CO2 diinjeksi ke dalam shale gas reservoir, akan terjadi adsorpsi gas CO2 ke dalam batuan dan menggantikan shale gas, sehingga shale gas dapat terlepas dari batuan dan terproduksi ke permukaan. Berdasarkan hal tersebut, injeksi CO2 ke dalam shale gas reservoir dapat menjadi solusi yang cukup menjanjikan untuk CCUS (Carbon Capture, Utilization, and Storage) *Shale Gas Recovery*. Skenario injeksi CO2 memiliki pengaruh besar terhadap keberhasilan CCUS

Dalam skripsi ini, akan dilakukan studi mengenai strategi injeksi CO_2 dan dampaknya terhadap reservoir shale gas, pemerangkapan CO_2, dan perolehan shale gas yang terkandung di dalamnya. Strategi injeksi yang dianalisis meliputi injeksi CO_2 secara terus menerus dan injeksi CO_2 selama 5 tahun dengan penutupan sumur produksi. Selain itu, dilakukan sensitivitas laju injeksi

Injeksi CO_2 ke dalam reservoir shale gas mempengaruhi distribusi tekanan di dalam reservoir t. Injeksi gas CO_2 memberikan *support pressure* ke dalam reservoir. Selain itu, laju injeksi CO_2 ke dalam reservoir shale gas berpengaruh terhadap produksi C_1, di mana semakin besar laju injeksi, semakin banyak pula gas incremental C_1 yang didapatkan hingga pada titik tertentu. Namun, apabila laju injeksi CO_2 ditambah lagi, maka akan mengurangi gas incremental C_1. Pada model konseptual ini, strategi INJECTION dengan *Injection Rate* sebesar 20.000 MMscf/day menghasilkan gas incremental C_1 sebesar 11,38 Bscf dan CO_2 yang tersimpan sebesar 4,65 Bscf. Sedangkan strategi INJECTION_OPEN dengan *Injection Rate* sebesar 10.000 MMscf/day menghasilkan gas incremental C_1 sebesar 6,86 Bscf dan CO_2 yang tersimpan sebesar 11,91 Bscf

Kata kunci: *CCUS*, *shale gas recovery* , CO_2

ABSTRACT

ANALYSIS OF CO2 INJECTION RATE FOR CCUS SHALE GAS RECOVERY USING CONSEPTUAL MODEL

By
Kiagus Achmad Zidane
NIM: 113200111
(*Petroleum Engineering Undergraduated Program*)

The injection of CO_2 into shale gas reservoirs not only captures CO_2 gas but also enhances the production of the shale gas contained within. This is due to the difference in adsorption capacity between the gas components CO_2 and CH_4. When CO_2 is injected into the shale gas reservoir, the adsorption of CO_2 gas into the rock occurs, replacing the shale gas, allowing the shale gas to be released from the rock and produced to the surface. Based on this, CO_2 injection into shale gas reservoirs can be a promising solution for CCUS in shale gas recovery.

This thesis will conduct a study on CO_2 injection strategies and their impacts on shale gas reservoirs, CO_2 sequestration, and the recovery of shale gas contained within them. The injection strategies analyzed are continuous CO_2 injection and CO_2 injection for 5 years with the closure of production wells. Sensitivity analysis on the injection rate was conducted for all strategies, resulting in different distributions of pressure and gas production.

The injection of CO_2 into a shale gas reservoir significantly impacts the pressure distribution within the reservoir, providing necessary support pressure. The rate of CO_2 injection also influences the production of methane (C1). Initially, a higher CO_2 injection rate leads to an increased amount of incremental C1 gas. However, beyond a certain threshold, further increases in the CO_2 injection rate result in a decrease in incremental C1 production. In this conceptual model, the INJECTION strategy, with an injection rate of 20,000 MMscf/day, yields an incremental C1 production of 11.38 Bscf and a CO_2 storage of 4.65 Bscf. Conversely, the INJECTION_OPEN strategy, with an injection rate of 10,000 MMscf/day, results in an incremental C1 production of 6.86 Bscf and a CO_2 storage of 11.91 Bscf.

Keywords: CCUS, Shale Gas Recovery, CO_2