

RINGKASAN

ANALISIS MEKANISME PERANGKAP CO₂ DAN OPTIMASI INJEKSI CO₂ PADA PROSES *CARBON CAPTURE STORAGE*

Oleh

Muhammad Fakhran Zairi

NIM: 113200086

(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Pengurangan CO₂ di atmosfer sangat penting untuk mitigasi perubahan iklim. Penangkapan dan penyimpanan CO₂ (CCS) merupakan salah satu opsi paling menjanjikan untuk pengurangan karbon. Cara utamanya adalah menginjeksikan CO₂ ke dalam reservoir minyak dan gas ataupun ke dalam *saline aquifer*. *Depleted oil reservoir* merupakan salah satu target lokasi proses CCS terbukti dapat menyimpan hidrokarbon selama ribuan tahun. Lapangan “FZ” merupakan lapangan minyak dengan struktur patahan yang kompleks terletak di North Sea, di ujung Selatan Norwegia. Lapangan ini memiliki 7 sumur produksi yang telah mati dan 3 sumur injeksi air yang telah berproduksi dari tahun 2008 hingga 2016 dengan *recovery factor* 44,29% dan tekanan reservoir sebesar 5352,46 psi. Berdasarkan *screening criteria* lokasi penyimpanan CO₂ Raza (2016) dan sumber CO₂ dengan skala besar di Norwegia (Zhang, 2020) lapangan ini berpotensi menjadi tempat penyimpanan CO₂. Kunci keberhasilan dalam penyimpanan CO₂ sangat bergantung pada laju injeksi, mekanisme perangkap dan parameter penahannya. Maka studi ini dilakukan untuk mencari laju injeksi yang optimal agar CO₂ dapat tersimpan dan terperangkap dengan aman pada jangka waktu yang lama.

Studi ini mengevaluasi optimasi laju injeksi CO₂ pada proses CCS menggunakan *fault reactivation*. Perangkat lunak yang digunakan adalah tNavigator. Metodologi dimulai dengan persiapan data berupa model reservoir, karakteristik reservoir, dan data produksi. Model yang digunakan sudah melalui tahap *history matching*. Melakukan *non-equilibrium initialization*, memilih dan mengkonversi sumur mati menjadi sumur injeksi, mencari nilai laju injeksi dan nilai *uncertainty threshold pressure* menggunakan AHM. Tahap akhir dari metodologi ini adalah menganalisa mekanisme pemerangkapan CO₂ dan migrasi dari CO₂ *plume* terhadap patahan.

Hasilnya menunjukkan bahwa mekanisme pemerangkapan CO₂ yang terjadi pada studi ini selain terperangkap secara struktural didominasi oleh kelarutan CO₂ pada minyak dan air. Skenario terbaik berdasarkan nilai CO₂ yang dapat diinjeksikan adalah skenario 1, namun skenario paling aman adalah skenario 4.

Kata kunci: *Carbon Capture Storage, Fault reactivation, Depleted oil reservoir*

ABSTRACT

ANALYSIS OF CO₂ TRAPPING MECHANISM AND CO₂ INJECTION OPTIMIZATION ON CARBON CAPTURE STORAGE

By

Muhammad Fakhran Zairi

NIM: 113200086

(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

The reduction of CO₂ in the atmosphere is crucial for mitigating the climate change. CO₂ capture and storage (CCS) as one of the most promising options for carbon reduction. The main means is injection of CO₂ into structural oil and gas reservoir in deep or into saline aquifer. Depleted oil reservoir is one of the most capable geological structure for CO₂ capture and storage with proven that it can be stored the hydrocarbon for thousands years. The “FZ” field is an oil field with a complex fault structure that located in the North sea, at the Southern tip of Nowray. This field has 7 production shut in well and 3 water injection well that has been production from 2008 to 2016 with recovery factor 44,29% and reservoir pressure 5352,46 psi. Based on the screening criteria for CO₂ storage site Raza (2016) and large scale of CO₂ source in Norway (Zhang, 2020) this field has the potential to become a CO₂ storage site. The key to success in CO₂ storage is highly dependent on the injection rate, trapping mechanism, and containment. This study was carried out to find the optimum injection rate so CO₂ can be stored and trapped safely for a long period of time.

This study evaluates the optimizations of CO₂ injection rate in the CCS process by fault reactivation. The software used is tNavigator. The methods begins with data preparaion from a reservoir model, reservoir characteristics and production data. The model used has been through the history matching. Carrying out non-equilibrium initialization, selecting and converting shut in wells into injection well. us AHM to find the injection rate value and the uncertainty of threshold pressure value. The final stage of this study method is to analyze the trapping mechanism of CO₂ and the migration of CO₂ plume.

The result show that the CO₂ trapping mechanism that ocured in this study, apart from being trapped structurally in caprock, is also dominated by the solubility of CO₂ in oil and water. The best scenario based on amount of CO₂ that can be injected is scenario 1, but the safest scenario that can be implemented is scenario 4.

Keywords : Carbon Capture Storage, Fault reactivation, Depleted oil reservoir