

STUDI KELAYAKAN UNTUK IMPLEMENTASI INJEKSI CO₂ SKALA PILOT DI LAPANGAN MINYAK A, SUMATERA SELATAN

(Feasibility Study for Pilot Scale CO₂ Injection Implementation in Oil Field A, South Sumatera)

Dadan DSM Saputra, Sugihardjo, dan Edward ML Tobing

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav.109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan

Telepon: +62-21-7394422, Fax.: +62-21-7246150

E-mail: dadan_damayandri@lemigas.esdm.go.id;
sugihardjo@lemigas.esdm.go.id; etobing@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 18 Januari 2018; Diterima setelah perbaikan tanggal 21 Maret 2018;

Disetujui terbit tanggal: 30 April 2018.

ABSTRAK

Injeksi CO₂-Enhanced Oil Recovery (EOR) di lapangan minyak *mature* Indonesia untuk meningkatkan produksi minyak perlu segera diaplikasikan. Selain untuk meningkatkan produksi minyak, injeksi CO₂-EOR juga digunakan untuk mengurangi emisi gas CO₂ di atmosfer. Pemerintah perlu mengaplikasikan *Carbon Capture Utilization and Storage* (CCUS) untuk dapat mengurangi emisi gas rumah kaca (GRK) sesuai dengan RUEN dan INDC Indonesia yaitu sebesar 29% pada tahun 2030. Tujuan dilakukannya studi ini untuk mengkaji kelayakan dari proyek implementasi injeksi CO₂ skala pilot di Lapangan Minyak A. Studi ini fokus pada studi kelayakan injeksi CO₂ skala pilot di Lapangan Minyak A Lapisan Y Blok D di daerah Sumatera Selatan dimulai dari proses *screening* lapangan minyak untuk injeksi CO₂, studi Geologi Geofisika dan Reservoir (GGR) serta analisis keekonomian yang mencakup skenario transportasi CO₂ dari sumber CO₂ ke lokasi injeksi. Dari hasil simulasi reservoir didapatkan bahwa injeksi CO₂ secara dengan laju alir sebesar 150 ton per hari selama 5 tahun (dimulai dari awal 2017) dapat meningkatkan perolehan minyak menjadi 4,7% IOIP (dengan *basecase* 2% IOIP), sedangkan dengan menggunakan laju alir 75 ton per hari dapat meningkatkan sebesar 3,37% IOIP pada daerah prospek di Lapisan Y Blok D. Dari hasil analisis keekonomian, harga jual CO₂ terendah diperoleh dari skenario II (transportasi menggunakan truk) sebesar US\$48,13 per ton CO₂ dan akan layak untuk diinjeksikan pada saat harga minyak lebih dari US\$83 per barel.

Kata Kunci: studi kelayakan, CO₂ EOR, *screening* lapangan, simulasi reservoir, analisis ekonomi

ABSTRACT

CO₂-Enhanced Oil Recovery (EOR) injection project in Indonesian mature oil fields to increase oil production must be implemented immediately. Besides to enhance oil production, CO₂-EOR injection could be used for mitigating CO₂ emission in atmosfer. The government must implement the Carbon Capture Utilization Storage (CCUS) to reduce the Green Houses Gasses (GHG) emissions to correspond with the National Energy General Plan and Indonesia's INDC to reduce GHG emission to 29 % in 2030. The purpose of this study is to analyze the feasibility of CO₂ injection implementation in Oil Field A. The study will focus on the feasibility study of CO₂ injection pilot scale in Oil Field A, South Sumatera, which begins with field screening for CO₂ injection, Geologic Geophysic Reservoir (GGR) study of Oil Field A, Layer Y Block D, and the economic analysis that covers the CO₂ transport

scenario from CO₂ source to injection location. From the reservoir simulation results, continuous CO₂ injection using rate of 150 tonnes per day for 5 years (started since the early of 2017) can enhance oil recovery factor at 4.7% IOIP while using injection rate 75 tonnes per day can enhance oil recovery factor to 3.37% IOIP in the prospect area of Y Layer using inverted 5 spot pattern. The lowest CO₂ selling price can be obtained from the 2nd scenario in the economic study (using truck as transportation) which is at US\$48.13 per ton CO₂ and will be feasible to be injected at oil price over US\$83 per barrel.

Keywords: feasibility study, CO₂ EOR, field screening, reservoir simulation, economic analysis

I. PENDAHULUAN

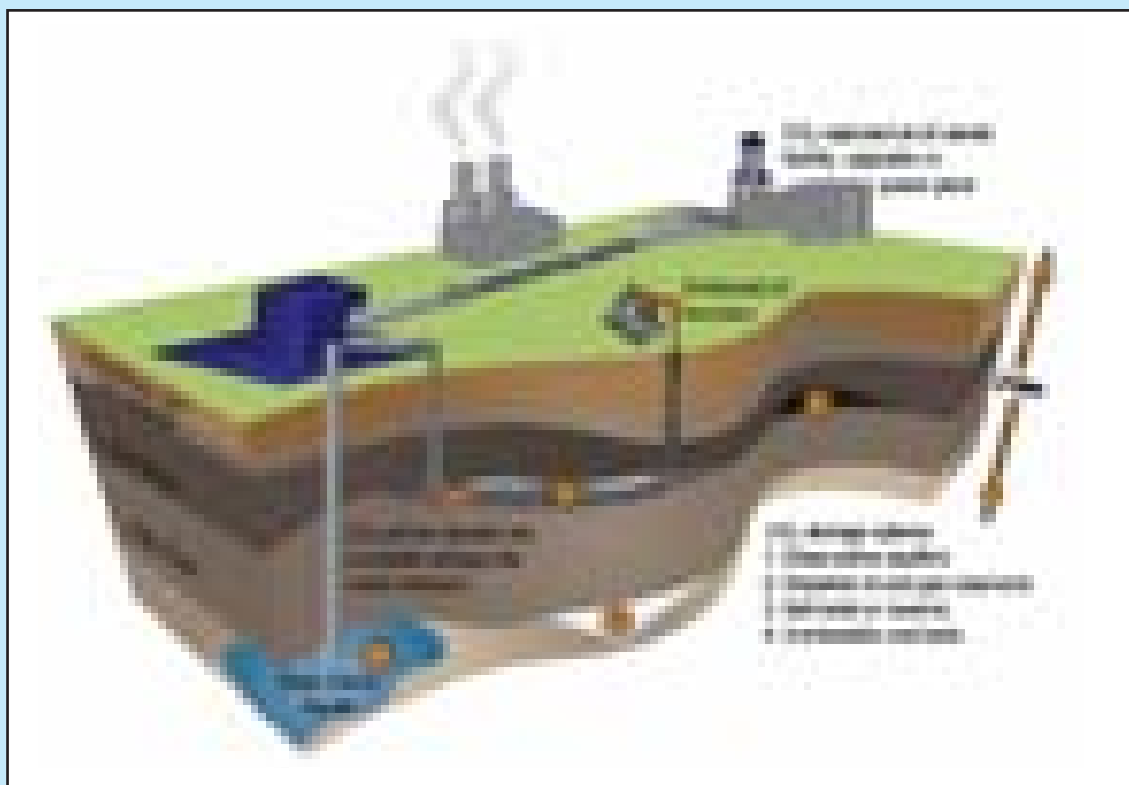
Terjadinya penurunan produksi minyak nasional dalam beberapa dekade terakhir, dengan status produksi minyak nasional rata-rata di tahun 2016 yaitu sekitar 831 ribu barel minyak per hari atau 831 Mbopd (SKKMigas 2016) menyebabkan diperlukannya peningkatan cadangan minyak dengan meningkatkan kegiatan eksplorasi migas nasional dan juga dilakukannya implementasi kegiatan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) di Indonesia (Muslim et al. 2013). Salah satu kegiatan EOR yang sangat berpotensi untuk dilakukan di Indonesia adalah Injeksi CO₂. Metode injeksi CO₂ merupakan teknologi yang sudah sangat berkembang di dunia dan telah digunakan di Amerika sejak tahun 1950 pada Lapangan SACROC, Texas, Amerika Serikat (Ghahfarokhi et al. 2016). Studi injeksi CO₂ di Indonesia sendiri sudah dimulai sejak tahun 2005 yang dilakukan oleh Pertamina EP di Lapangan Jatibarang. Kemudian dilanjutkan dengan dilakukannya injeksi CO₂ *Huff n Puff* di Meruap pada tahun 2015 (Kim et al. 2016).

Selain itu, keikutsertaan Indonesia pada kesepakatan Kyoto (Protokol Kyoto) pada tahun 1998 dan meratifikasinya pada tahun 2004 dalam usaha mengurangi emisi Gas Rumah Kaca (GRK) juga mendasari diperlukannya studi injeksi CO₂ di Indonesia. Keputusan Presiden Nomor 5 tahun 2005 mengenai Kebijakan Energi sampai tahun 2025 menunjukkan komitmen Indonesia untuk meningkatkan proporsi bahan bakar non-fosil dari total penggunaan energi. Emisi CO₂ yang berasal dari sektor energi terutama dari *gas processing plants* serta emisi dari pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar batubara menyumbang emisi CO₂ yang cukup besar (Finkenrath 2012; Viebahn et al. 2012).

Gas CO₂ yang lepas di atmosfer merupakan salah satu komponen yang terbanyak di dalam Gas Rumah Kaca (GRK). Jumlah atau konsentrasi CO₂ saat ini sudah sangat mengawatirkan dan

akan terus bertambah sejalan dengan penggunaan energi fosil yang kian meningkat. Penangkapan (*capture*) dan penyimpanan (*sequestration*) CO₂ kedalam tempat yang aman seperti lapisan batuan yang jauh di bawah permukaan (formasi geologi) membuka kemungkinan upaya global untuk mengurangi pelepasan (emisi) CO₂ dalam volume yang sangat besar, sehingga dapat dimanfaatkan sebagai salah satu upaya untuk mengurangi dan menstabilkan konsentrasi CO₂ di atmosfer. Upaya ini diperlukan untuk mengurangi emisi CO₂ dari sumber-sumber besar seperti pembangkit listrik batubara, kilang minyak, pabrik semen, pabrik baja dalam rangka mitigasi pemanasan global (Mitrovic & Malone 2011). Untuk dapat menyimpan gas CO₂, diperlukan serangkaian proses yang diawali dengan penangkapan (*capture*) CO₂ dari sumbernya yang kemudian mengangkutnya (*transport*) ke lokasi penyimpanan dan kemudian menginjeksikannya ke dalam formasi geologi yang jauh di bawah permukaan (*storage*) – ketiga rangkaian proses ini disebut sebagai *Carbon Capture and Storage* – yang dikenal dengan singkatan CCS (Gambar 1).

Teknologi CCS adalah sistem yang merangkum serangkaian proses dari pemisahan atau penangkapan CO₂, transportasi CO₂ kemudian penyimpanannya ke dalam formasi geologi. Secara umum, seluruh komponen teknologi yang diperlukan tersebut telah terbukti dan diimplementasikan dengan baik di negara lain, terutama untuk keperluan industri migas (Mitrovic & Malone 2011). Walaupun demikian, pada saat ini berbagai lembaga internasional dan berbagai negara masih terus melakukan penelitian mengenai CCS dengan tujuan agar dapat mengimplementasikan teknologi CCS dengan lebih aman, efisien, dan ekonomis. Mengingat laju produksi minyak nasional pada beberapa tahun terakhir menunjukkan penurunan yang signifikan, dan gas CO₂ juga dapat digunakan sebagai metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) untuk meningkatkan produksi minyak dengan meningkatkan *microscopic efficiency* dari pendesakan minyak maka teknologi *Carbon Capture Utilization and Storage* (CCUS) -



Gambar 1
Skema konsep penerapan CCS (Mitrovic & Malone, 2011).

EOR menjadi penting untuk dapat mengurangi emisi CO₂ di atmosfer dan meningkatkan produksi minyak nasional (Muslim 2013).

Implementasi CCUS ini juga akan sejalan dengan Peraturan Pemerintah No. 5 tahun 2006 mengenai Target Energi *Mix* Indonesia 2025 yang didalamnya menargetkan penurunan emisi CO₂ dari proyeksi 2000 MtCO₂e di 2025 menjadi 1300 MtCO₂e. Hal ini juga selaras dengan hasil *Paris Agreement* yang diratifikasi pada COP21 Paris tahun 2015 bahwa Indonesia harus mengurangi emisi CO₂ sebesar 29% dengan kemampuan sendiri dan 41% dengan bantuan negara lain pada akhir tahun 2030 (United Nations, 2015; Climate Focus 2015). Namun, belum adanya kegiatan implementasi injeksi CO₂ skala pilot dan *fullscale* di Indonesia di mana Indonesia memiliki banyak sumber CO₂ yang berada di Sumatera Selatan dan juga Pulau Jawa menjadi latar belakang dilakukannya studi ini.

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah untuk mengkaji kelayakan implementasi injeksi CO₂ ke lokasi injeksi di Lapangan Minyak A Blok D Lapisan Y di mana terdapat sumur yang berpotensi untuk dijadikan sumur injeksi dan lokasi sumber CO₂ yang berada tidak jauh dari lokasi injeksi.

II. BAHAN DAN METODE

A. Lokasi dan Waktu Penelitian

Lokasi studi implementasi injeksi CO₂ ini terletak pada Lapangan Minyak A milik PT Pertamina EP Aset 2 Prabumulih.

Dalam Gambar 2. tampak lokasi Lapangan Minyak A yang terletak di wilayah Sumatera Selatan. Lokasi sumber CO₂ yaitu di Stasiun Pengumpul (SP) Merbau milik Pertamina EP Aset 2 dan juga dari Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Bukit Asam milik PT PLN.

Waktu penelitian dimulai dari awal tahun 2016 sampai Mei 2017.

B. Tahapan Penelitian

Penelitian *feasibility study* ini diawali dengan dilakukannya studi *screening* awal lapangan atau reservoir yang cocok untuk injeksi CO₂ di Sumatera Selatan berdasarkan kriteria *screening* EOR dari Taber, Martin, dan Seright (1997). Setelah mendapatkan lapangan yang cocok untuk diinjeksikan CO₂ yaitu di Lapangan Minyak A, analisis *subsurface* yang meliputi pemodelan statik dan dinamik dari area yang akan diinjeksikan CO₂



Gambar 2
Peta lokasi lapangan minyak A (Pertamina, 2012).

dilakukan menggunakan perangkat lunak CMG GEM dari *Computer Modelling Group* (CMG) dengan input data dari hasil keluaran perangkat lunak PETREL dari Schlumberger. Peta struktur yang digunakan untuk membangun model statik dapat dilihat pada Gambar 3.

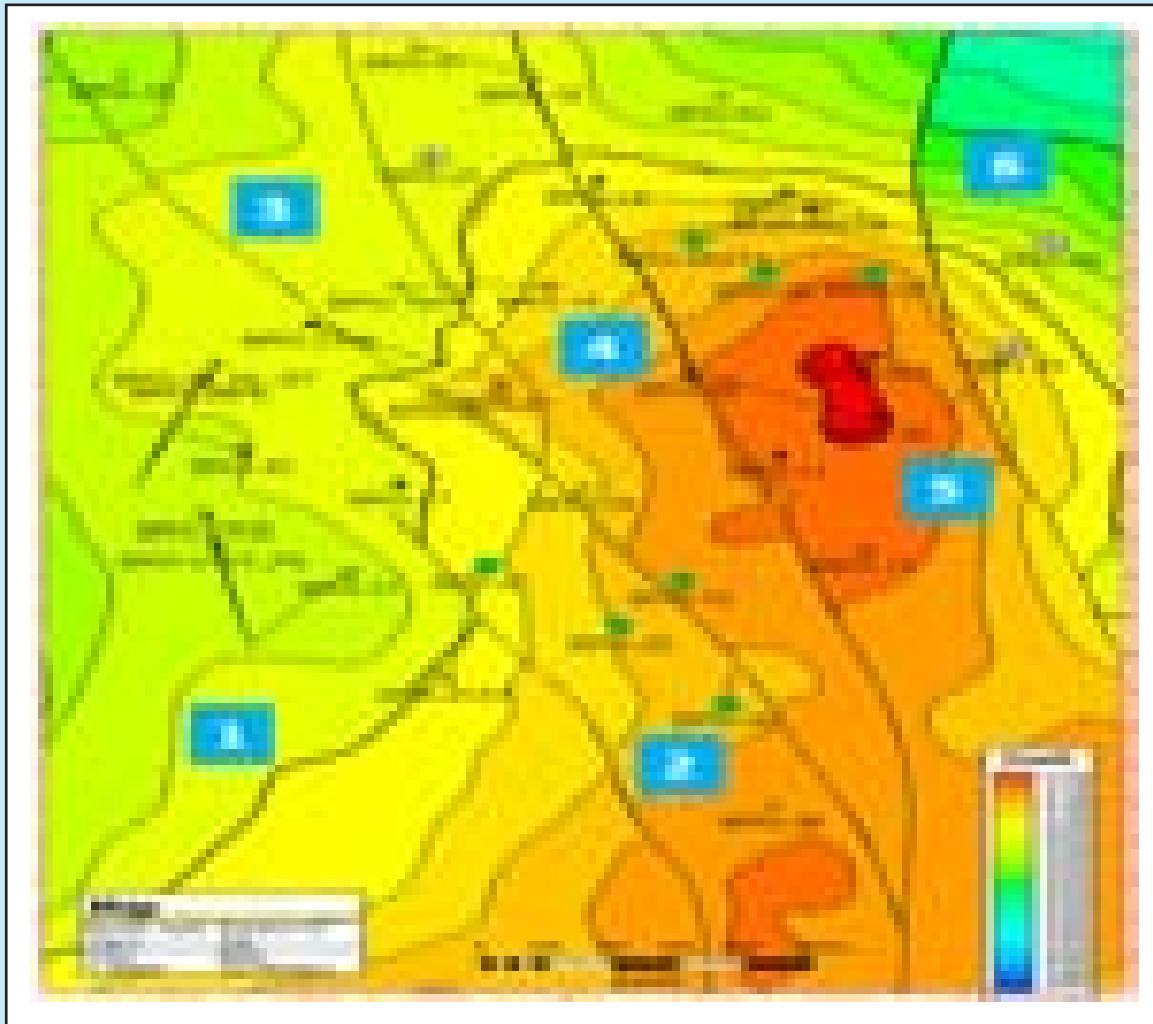
Dalam Gambar 3 terlihat adanya 6 kompartemen di Lapangan Minyak A Blok D yang dipisahkan oleh *fault* (patahan). Model yang digunakan untuk simulasi dinamik yaitu model reservoir dari Lapangan Minyak A Blok D milik Pertamina EP Aset 2 dan diperlukan *history matching* serta proses inialisasi sebagai verifikasi dari model yang digunakan terhadap data produksi dan juga data volumetrik yang didapatkan dari Pertamina (2012). Dari hasil analisis *subsurface* ini dapat diketahui beberapa parameter seperti nilai laju alir CO₂ optimal yang dapat diinjeksikan di sumur injeksi sesuai dengan kapasitas CO₂ dari sumber CO₂ yang tersedia dan lama waktu pilot proyek yang akan dilakukan. Laju emisi CO₂ di SP Merbau diketahui sebanyak 1,5 MMSCFD atau sekitar 79 ton per hari (Lemigas 2012). Skenario injeksi CO₂ dilakukan berdasarkan Tabel 1.

Dari Tabel 1. diketahui bahwa terdapat 4 skenario pengembangan lapangan dengan adanya variasi lokasi sumber CO₂ dan jenis transportasi CO₂ yang akan dipakai dari sumber CO₂ ke lokasi

injeksi. Kemudian, dilakukan analisis ekonomi dari adanya penambahan fasilitas *capture* CO₂ dan pilihan metode transportasi sehingga menentukan keekonomisan pilot proyek dan juga menentukan nilai harga jual CO₂ yang diperlukan (Sugihardjo, 2012; Finkenrath, 2012). Analisis keekonomian dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak *spreadsheet* Microsoft Excel dengan menggunakan data tabulasi harga *Capital Expenditure* (CAPEX) dan *Operating Expenditure* (OPEX) beserta asumsi-asumsi keekonomian seperti harga minyak, nilai depresiasi, nilai *Internal Rate of Return* (IRR), dan lama waktu injeksi. Nilai IRR yang digunakan yaitu 15%, nilai OPEX untuk skenario transportasi

Tabel 1
Skenario pengembangan implementasi injeksi CO₂

Skenario	Sumber CO ₂	Moda Transportasi
I	Lapangan Merbau	Pipa
II	Lapangan Merbau	Truk
III	PLTU Bukit Asam	Pipa
IV	PLTU Bukit Asam	Truk



Gambar 3
Peta struktur dan pembagian kompartemen reservoir di Blok D (Pertamina, 2012).

menggunakan pipa sebesar 2% dari CAPEX, nilai OPEX untuk skenario transportasi menggunakan truk sebesar 7% dari CAPEX, nilai depresiasi 10% per tahun, lama injeksi yaitu 5 tahun sejak awal 2017, harga minyak pada US\$ 45 per barel, dan kurs US\$ 1 setara dengan Rp. 13.000. Parameter utama yang didapatkan dari analisis keekonomian yaitu nilai harga jual CO₂ per ton yang diperoleh dari jumlah produksi minyak setelah dilakukannya injeksi CO₂.

III. HASIL DAN DISKUSI

A. *Screening* Lapangan

Studi *Screening* Lapangan yang sesuai untuk metode injeksi CO₂ EOR dilakukan terlebih dahulu di lapangan minyak yang terletak di Sumatera Selatan dan dekat dengan sumber CO₂ Stasiun Pengumpul Merbau milik Pertamina yang memiliki kapasitas emisi CO₂ yang cukup besar yaitu 132 ribu ton per tahun. (Lemigas, 2012) Dari hasil *screening* tersebut,

Lapangan Minyak A Blok D lapisan Y merupakan daerah prospek untuk melakukan proyek pilot injeksi CO₂ berdasarkan beberapa pertimbangan yaitu jumlah *Initial Oil in Place* (IOIP) yang melebihi 20 MMSTB dan juga karakteristik fluida dan batuan reservoir serta kedalaman reservoir masih sesuai untuk injeksi CO₂ berdasarkan *screening* EOR dari Taber, Martin, dan Seright (1997). Perhitungan nilai Tekanan Tercampur Minimum (TTM) juga dilakukan untuk menentukan desain injeksi yang sesuai dengan kondisi tekanan reservoir saat ini.

B. Pemodelan Statik

Saat ini di Lapangan Minyak A Blok D terdapat total 45 sumur yang telah di bor di mana 24 sumur diantaranya masih aktif berproduksi sedangkan 29 sumur lainnya berstatus *suspended* dan terdapat 2 sumur injeksi air. Sebagian besar dari sumur-sumur tersebut menembus formasi Talang Akar (TAF),

Baturaja (BRF) serta formasi Lemat (LMT), dengan TAF merupakan target utama reservoir minyak di struktur ini. Di Lapangan Minyak A Blok D terdapat 5 lapisan produktif penghasil hidrokarbon minyak di BRF (X, Y, Z1, Z2 dan W) dan dalam studi ini hanya lapisan Y yang akan dijadikan target reservoir untuk injeksi CO₂ EOR. Pemilihan lapisan Y sebagai target injeksi CO₂ – EOR adalah telah disesuaikan dengan hasil studi *screening* EOR yang telah dilakukan sebelumnya berdasarkan karakteristik reservoir (sifat fluida dan batuan), temperatur dan tekanan reservoir, jumlah awal volume hidrokarbon minyak (*Initial Oil in Place*/IOIP) serta volume minyak tersisa di dalam reservoir. Secara umum kondisi reservoir di lapisan Y memiliki kualitas sedang dengan porositas batuan bervariasi antara 15,07% sampai dengan 17,55%, sedangkan permeabilitasnya bervariasi dari 6,38 mD sampai dengan 117 mD. Temperatur dan tekanan reservoir awalnya adalah berturut-turut sebesar 306 °F dan 2990 psi. Minyak dari lapisan Y memiliki karakteristik berupa nilai *API Gravity* 34,42 °API, viskositas 0,6274 centipoise pada kondisi tekanan titik gelembung (P_b) sebesar 2483 psig dan faktor volume formasi minyak awal (B_{oi}) adalah 1,982 bbl/stb.

Harga IOIP yang telah diperoleh dari area prospek di Lapisan Y adalah sebesar 6,5721 MMSTB. Harga IOIP ini dihitung berdasarkan nilai porositas dan Saturasi Air (S_w) pada tahun 1989 yang merupakan keadaan awal (*initial condition*), dengan menggunakan nilai *Formation Volume Factor* (B_o) untuk minyak sebesar 1,47058 bbl/STB. Peta potensi hidrokarbon di Lapisan Y Blok D dapat dilihat pada Gambar 4.

Gambar 4 menunjukkan sebaran potensi hidrokarbon yang terdapat di lapisan Y pada Lapangan Minyak A. Terlihat bahwa terdapat potensi minyak cukup besar di sekitar sumur BRG-14, sehingga ditentukan pola injeksi *inverted five spot* pada simulasi reservoir yang dilakukan.

C. Simulasi Reservoir

Injeksi CO₂-EOR disimulasikan menggunakan metode *continuous CO₂ flooding* melalui pola *inverted five spot*, dengan menggunakan empat sumur produksi dan satu sumur injektor. Sumur BRG-14 digunakan sebagai sumur injektor dengan empat sumur produksi, yaitu sumur BRG-05, BRG-16, BRG-22 dan BRU-02. Lokasi sumur BRG-02 yang berada di zona air menyebabkan sumur tersebut tidak digunakan sebagai sumur produksi, sehingga hanya ada tiga sumur produksi yang aktif. Ketiga

sumur produksi tersebut perlu dilakukan *workover* dengan reperforasi. Sebelum simulasi dilakukan, proses *history matching* dan inialisasi model terhadap data produksi dilakukan untuk memastikan model simulasi yang digunakan memiliki tingkat kepastian yang tinggi.

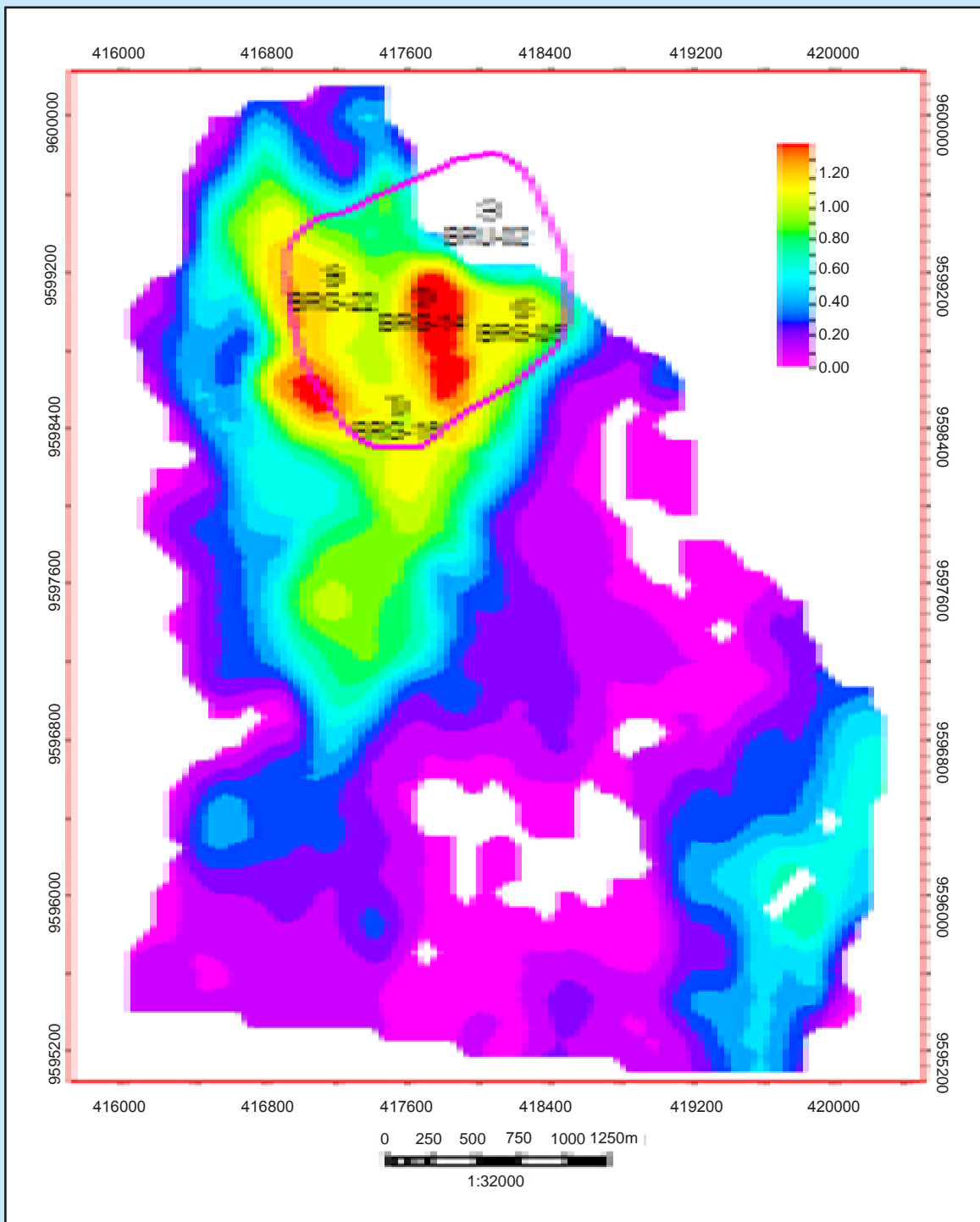
Tekanan injeksi yang digunakan sebesar 2500 psig dan diukur pada dasar lubang sumur (*bottom hole*). Injeksi CO₂ dilakukan di bawah Tekanan Terbur Minimum (TTM), atau dengan kata lain, dilakukan dalam kondisi *immiscible*. Adapun TTM tersebut ditentukan dengan melakukan percobaan penentuan TTM menggunakan alat *slimtube*. Hasil simulasi model tersebut ditunjukkan pada Gambar 5.

Gambar 5 menunjukkan hasil prediksi laju alir dan kumulatif produksi minyak setelah dilakukan CO₂ menggunakan beberapa laju alir pada daerah prospek. Injeksi CO₂ menggunakan laju alir 150 ton per hari menghasilkan peningkatan volume minyak sebesar 0,195 MMSTB (4,7% *Recovery Factor*/RF) sedangkan injeksi CO₂ menggunakan laju alir 75 ton per hari menghasilkan peningkatan produksi minyak sebesar 0,137 MMSTB (3,37% RF). Hasil simulasi untuk skenario *basecase* (tidak dilakukan injeksi CO₂) sebesar 0,084 MMSTB (2% RF). Dari gambar tersebut juga dapat disimpulkan bahwa setelah dilakukan injeksi CO₂-EOR terdapat kenaikan perolehan minyak yang diakibatkan oleh terjadinya proses *swelling* minyak dan penurunan viskositas minyak karena diinjeksikan secara *immiscible flooding*.

Gambar 6 menunjukkan volume CO₂ tersimpan pada laju injeksi 150 ton per hari di tahun kelima injeksi CO₂ lebih besar dibandingkan dengan laju injeksi 75 ton per hari. Setelah sekitar 3,5 tahun masa injeksi CO₂ dengan laju injeksi 150 ton per hari, volume CO₂ yang tersimpan di reservoir tidak bertambah lagi karena CO₂ yang diinjeksikan telah mengalami *breakthrough* di sumur-sumur monitor. Perhitungan volume CO₂ yang tersimpan dalam reservoir dilakukan menggunakan pendekatan *material balance* di mana volume CO₂ terakumulasi dalam reservoir adalah selisih dari volume CO₂ terinjeksi dan volume CO₂ terproduksi. Asumsi yang digunakan dalam input simulasi yaitu tidak terjadi mineralisasi CO₂ di dalam reservoir.

D. Analisis Ekonomi Pilot Project

Perhitungan keekonomian kemudian dilakukan dengan asumsi operator Lapangan Minyak A akan

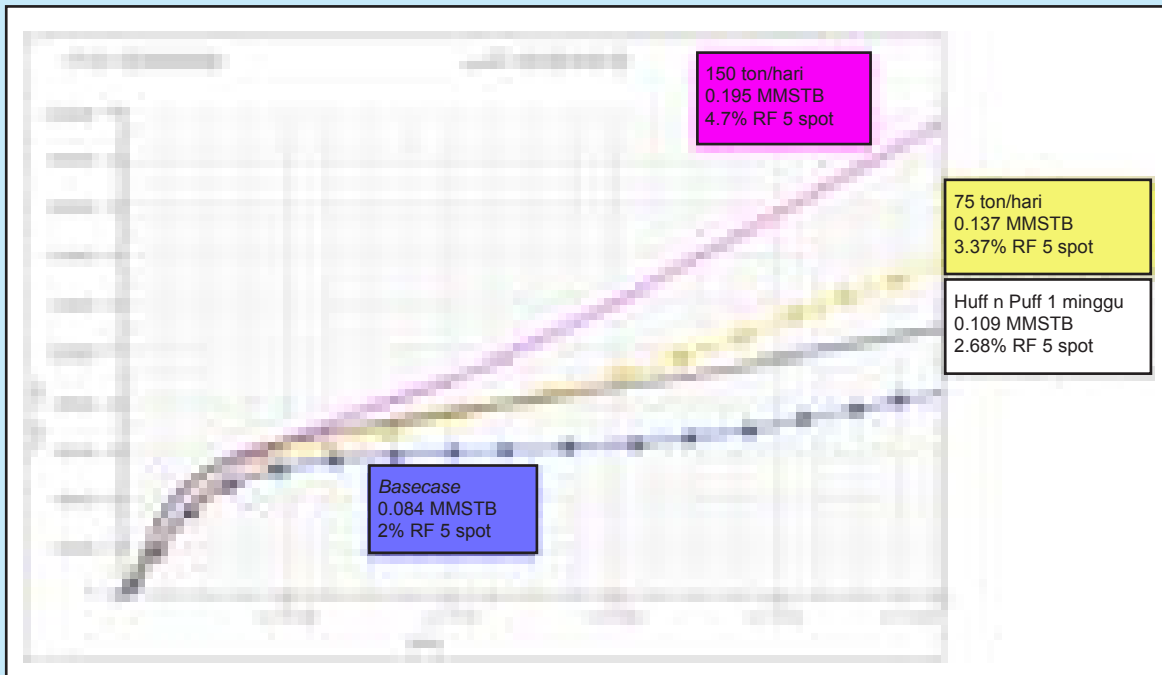


Gambar 4
Peta potensi hidrokarbon Lapisan Y Blok D.

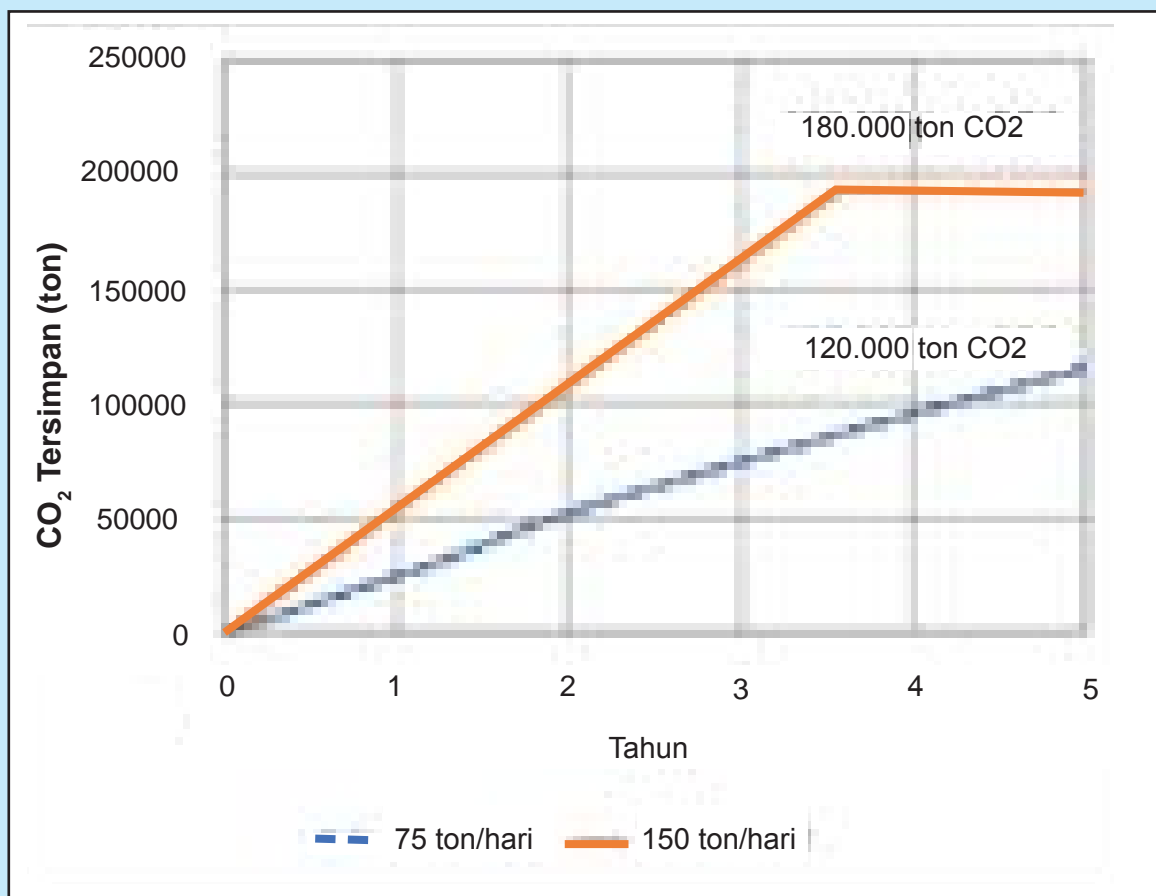
melakukan kegiatan CO₂ EOR dengan lokasi sumber CO₂ merupakan aset milik Pertamina EP sehingga tidak terdapat harga beli CO₂ karena berasal dari entitas perusahaan yang sama. Harga jual CO₂ terendah dipilih karena memberikan keekonomian terbaik untuk usaha EOR yang akan dilakukan.

Berdasarkan hasil perhitungan yang disajikan pada Tabel 2, harga CO₂ terendah yaitu 48,13 US\$ per ton dengan skenario II sumber CO₂ dari lapangan Merbau dan jenis transportasi menggunakan truk.

Dengan memasukkan semua variabel di atas pada model keekonomian usaha CO₂-EOR, maka



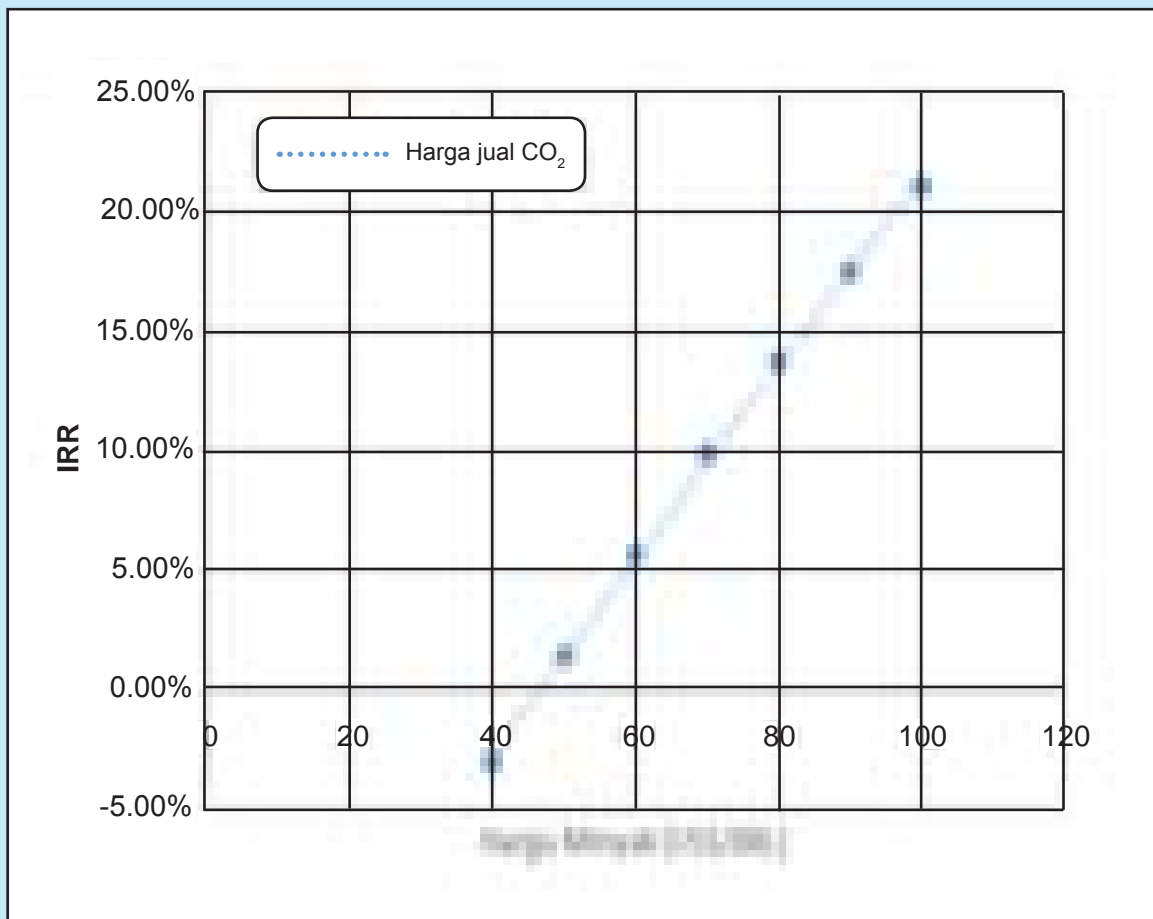
Gambar 5 Hasil prediksi kenaikan perolehan minyak pada simulasi injeksi CO₂-EOR.



Gambar 6 Kumulatif volume CO₂ tersimpan terhadap waktu injeksi.

Tabel 2
 Nilai CAPEX, OPEX dan harga jual CO₂ tiap skenario

Skenario	Total Investasi (US\$)	Opex/tahun (US\$)	Harga Jual CO ₂ (US\$/ton)
I	12.119.000	242.380	97,04
II	4.893.500	342.545	48,13
III	16.258.358	325.167	130,20
IV	5.550.483	388.534	54,60



Gambar 7
 Hubungan IRR terhadap harga minyak.

diperoleh hubungan *Internal Rate of Return* (IRR) dan harga minyak yang diperlihatkan oleh Gambar 8.

Dari Gambar 7 dapat diketahui bahwa Pertamina sebagai badan usaha yang melakukan injeksi CO₂-EOR dapat menghasilkan keuntungan apabila harga jual CO₂ mencapai nilai IRR sebesar 15% di mana

harga minyak nilainya harus lebih dari US\$ 83 per barel. Dengan nilai harga minyak pada saat ini yang berada di sekitar US\$ 40 – 45 per barel, dapat disimpulkan kegiatan implementasi injeksi CO₂ ini masih belum layak dilakukan dalam situasi ekonomi saat ini.

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Kegiatan implementasi injeksi CO₂ di Lapangan Minyak A, Sumatera Selatan, akan layak pada saat harga minyak lebih dari US\$83 per barel.

Hasil simulasi dengan laju alir CO₂ 75 ton per hari menghasilkan produksi minyak sebesar 0,137 MMSTB dan menghasilkan nilai yang paling ekonomis karena dapat meningkatkan perolehan minyak sebesar 1,37% RF dari nilai *basecase* dengan biaya yang dibutuhkan lebih rendah dari skenario injeksi 150 ton per hari.

Harga jual CO₂ terendah dihasilkan dari skenario injeksi II yang menggunakan skenario injeksi CO₂ dengan sumber dari SP Merbau dan ditransportasikan menuju lokasi injeksi di Lapangan Minyak A menggunakan truk. Harga jual CO₂ yang dihasilkan yaitu US\$48,13 per ton CO₂.

UCAPAN TERIMA KASIH

Karya tulis ini tidak akan terselesaikan tanpa adanya dukungan finansial dari DIPA Kementerian ESDM serta adanya bantuan dari tim penelitian di bidang EOR, KP3T Eksploitasi PPPTMGB LEMIGAS.

KEPUSTAKAAN

- Climate Focus.** 2015. "The Paris Agreement. Summary." *Briefing Note III*, no. December: 1–6. <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/109r01.pdf>.
- Finkenrath, M.** 2012. "Carbon Dioxide Capture from Power Generation – Status of Cost and Performance." *Chemical Engineering & Technology* 35 (3): 482–88.
- Ghahfarokhi, Reza Barati, Steve Pennell, Michael Matson, Mark Linroth.** 2016. "Overview of CO₂ Injection and WAG Sensitivity in SACROC." *SPE Improved Oil Recovery Conference*.

- Kim, D., Byun, J., Kim, K., Ahn, T.** 2016. "Monitoring of Fracture Occurrence During Carbon Dioxide Injection at the Meruap Oil Reservoir, Indonesia."
- LEMIGAS.** 2012. "Determining the Potential for Carbon Capture and Storage in South East Asia: Indonesia Country Report." Report Under Cooperation of KESDM, BAPPENAS and Asian Development Bank.
- Mitrovic, Milenka, Malone, A.** 2011. "Carbon Capture and Storage (CCS) Demonstration Projects in Canada." In *Energy Procedia*, 4:5685–91.
- Muslim, A., Wisup, B., Permadi, A.K., Suranto, A.M., Gunadi, B., Saputra, D.D. S.M., Widyaningsih, R., Gunadi, T.A.** 2013. "Opportunities and Challenges of CO₂ Flooding Implementation in Indonesia." In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Pertamina.** 2012. Plan of Further Development (POFD) BRG Field.
- SKKMigas.** 2016. Laporan Tahunan SKKMigas Tahun 2016.
- Sugihardjo et al.** 2012. "CO₂ Utilization for EOR at Oil Fields in Indonesia." CCOP paper.
- Taber, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S.** 1997. "EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects." *SPE Reservoir Engineering* 12 (3): 189–98.
- United Nations.** 2015. "Adoption of the Paris Agreement." *Conference of the Parties on Its Twenty-First Session 21932* (December): 32.
- Viebahn, Peter, Vallentin, D., Höller, S., Fishedick, M.** 2012. "Integrated Assessment of CCS in the German Power Plant Sector with Special Emphasis on the Competition with Renewable Energy Technologies." *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 17 (6): 707–30.