



Simulasi Model Jaringan dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO₂ Sistem Terpusat pada Lapisan F Lapangan J

Wibowo^{1*}, Yulius Deddy Hermawan²

¹Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta

²Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, UPN "Veteran" Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta

*E-mail: wibowo_ms@yahoo.com

Abstract

The Study of CO₂ injection to enhance oil recovery through several stages before implementation on the pilot and full scale projects in the field had been done successfully. The final stage of this study has been made by modeling of network and CO₂ injection surface facilities that can be implemented in J Field. The developed model which is run by production simulator gave significant results both on the re-pressurized stage and CO₂ flooding stage. This study showed that the implementation of CO₂ injection could be run well. With the model validation through static and dynamic run, this study also revealed that the network model and surface facilities could work properly.

Keywords: CO₂ injection, enhance oil recovery, network model, surface facilities, simulation

Pendahuluan

Secara umum, dalam industri migas dikenal metode pengurasan cadangan reservoir yang dibagi dalam beberapa tahap, yaitu :

1. Tahap Primer (*Primary Recovery*), merupakan tahap pengurasan awal setelah penemuan reservoir dimana pengurasan hanya memanfaatkan tenaga alamiah sebagai pendorong fluida reservoir menuju sumur produksi.
2. Tahap Sekunder (*Secondary Recovery*), merupakan tahap pengurasan reservoir dimana tenaga dari luar diintroduksi ke dalam reservoir, pada tahap pengurasan ini tenaga dari luar reservoir yang dimanfaatkan berupa pendorongan oleh air (*water flooding*).
3. Tahap Tersier (*Tertiary Recovery*), seperti pada tahap sekunder, namun tenaga pengurasan yang dimanfaatkan bersifat kimiawi (biasa disebut sebagai *enhanced oil recovery-EOR*).

Injeksi CO₂ merupakan metode pengurasan tahap tersier (EOR) untuk meningkatkan perolehan minyak bumi (*crude oil*). Metode ini memerlukan persiapan matang yang dilakukan melalui beberapa tahap studi sebelum implementasi *pilot project* dan *full scale* di Lapangan dapat dilaksanakan. Tahapan studi yang telah dilakukan meliputi tahap identifikasi sumber CO₂, tahap *screening criteria* dan uji laboratorium, serta tahap studi simulasi reservoir yang menunjukkan bahwa Lapisan F pada Lapangan J memenuhi syarat untuk dilakukan injeksi CO₂ (Kristanto dkk., 2012). Tahap akhir sebelum pelaksanaan injeksi CO₂, adalah melakukan perancangan model dan simulasi jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO₂ untuk memastikan pelaksanaan injeksi CO₂ dapat berjalan sesuai rencana.

Lapisan F pada Lapangan J memiliki cadangan mula (OOIP) sebesar 55,24 MMSTB ekuivalen dengan kumulatif produksi sebesar 12,573 MMSTB (Recovery Faktor 22,76 %) yang diproduksi menggunakan metode peningkatan produksi pendesakan air (*water flooding*) dari 10 (sepuluh) sumur produksi dan 2 (dua) sumur injeksi air dengan total produksi sebesar 462 stb/d dengan water cut 49%. Hasil simulasi reservoir menginformasikan bahwa untuk peningkatan produksi menggunakan metode injeksi CO₂ memerlukan tambahan 10 sumur injeksi CO₂ memanfaatkan sumur-sumur *suspended* (Kristanto dkk., 2012).

Untuk mempercepat pelaksanaan perancangan model jaringan dan fasilitas permukaan, dan pengamatan kinerja injeksi CO₂, dilakukan menggunakan bantuan simulator produksi yang telah terbukti dan umum digunakan di lingkungan industri migas. Dari hasil pemodelan dan simulasi ini diharapkan diperoleh informasi tentang kemampuan peralatan pada perancangan jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO₂, yang dicerminkan sebagai kinerja injeksi CO₂.



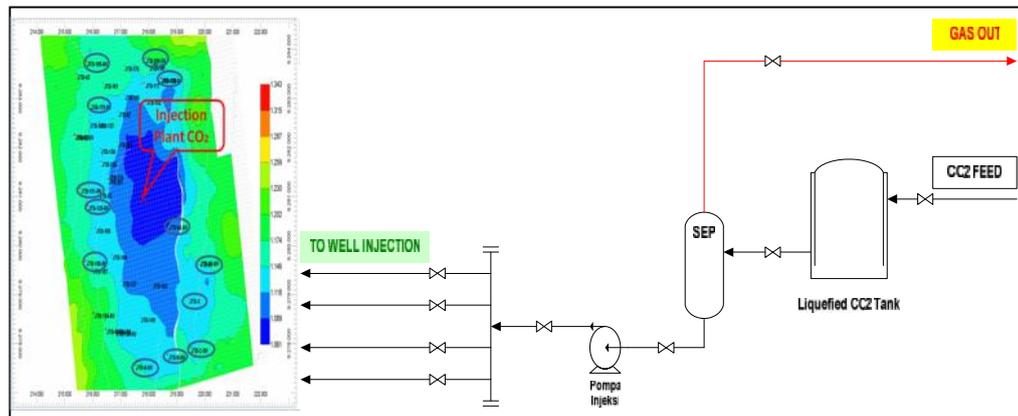
Metodologi

Untuk mengetahui fasilitas permukaan yang diperlukan maka perlu dilakukan perancangan model fasilitas injeksi CO₂ (*injection plant*) yang terdiri dari jaringan pipa dan fasilitas permukaan menggunakan simulator produksi yang terdiri dari perancangan tangki penyimpanan CO₂ cair, perancangan jaringan pipa di dalam dan di luar area fasilitas injeksi CO₂ dari *injection plant* ke sumur injeksi yang meliputi kebutuhan panjang, diameter, jenis dan grade pipa; perancangan bejana pemisah (*separator/scrubber*) yang meliputi tekanan kerja, volume dan dimensi bejana; dan perancangan pompa injeksi (*transfer pump*) yang berupa besarnya tenaga (hp) yang diperlukan.

Pada proses injeksi CO₂ agar mendapatkan peningkatan perolehan pada tahap lanjut (EOR), dilaksanakan melalui 2 (dua) tahap yaitu Tahap *Re-pressurized* dan Tahap Pendesakan. Tahap *Re-pressurized* bertujuan agar kondisi tekanan reservoir yang selama ini telah turun menjadi 410 psi dapat dikembalikan pada kondisi tekanan reservoir awal yaitu sebesar 1750 psi, sedangkan Tahap Pendesakan bertujuan agar cadangan tersisa (*remaining reserve*) yang diperkirakan sebesar 16,57 MMSTB (Kristanto dkk., 2012) dapat didesak menuju sumur-sumur produksi yang ada melalui proses pendesakan *immiscible* antara *liquefied* CO₂ terhadap fluida reservoir.

Perancangan Peralatan

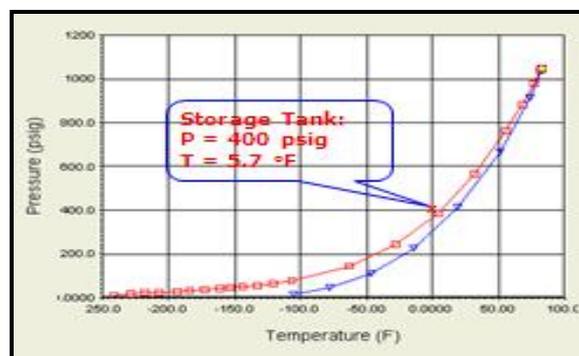
Gambar 1 merupakan gambaran skema model perancangan jaringan dan fasilitas injeksi CO₂, dimana *injection plant* ditempatkan di tengah area sumur injeksi, yang kondisi lapangannya dapat dilihat pada sisi kiri **Gambar 1** tersebut.



Gambar 1. Skema Perancangan Model Jaringan dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO₂

Perancangan Tanki Penyimpanan CO₂ Cair

Secara umum penyimpanan CO₂ dapat dilakukan dalam fasa gas, cair, dan padat. Pemilihan model penyimpanan sangat dipengaruhi oleh kondisi operasi yang diperlukan pada penggunaan CO₂ lebih lanjut. Pada studi sebelumnya, perancangan tanki penyimpan telah dilakukan berdasarkan optimasi pemisahan CO₂ yang berasal dari gas produksi Lapangan J dan Lapangan sekitarnya, menggunakan proses distilasi *cryogenic* (Hermawan dkk., 2012).



Gambar 2. Diagram Fasa Hubungan Temperatur dan Tekanan Produk CO₂

Memperhatikan sifat kelakuan fasa CO₂ yang ditunjukkan dalam **Gambar 2**, maka penyimpanan dalam fasa cair hanya dapat dilakukan pada kondisi di bawah titik kritisnya yaitu $P_c = 1050$ psig dan $T_c = 78$ °F. Dengan

mempertimbangkan kondisi CO₂ di Lapangan J untuk perancangan tangki penyimpanan diambil waktu tinggal selama 4 jam. Pengambilan waktu tinggal ini dengan asumsi tangki ini bukan semata-mata sebagai tangki penyimpanan, namun difungsikan sebagai akumulator dengan harapan dapat menstabilkan kerja pompa injeksi yang akan mentransfer CO₂ ke reservoir sebagai fluida pendesak untuk meningkatkan perolehan hidrokarbon.

Atas pertimbangan kondisi CO₂ di Lapangan J sudah dalam fasa cair dan mempunyai tekanan sekitar 400 psig dengan suhu sekitar 5,7 °F, sehingga dipilih perancangan tangki silinder horizontal yang mampu menahan tekanan 400 psig. Dimensi tanki yang diperlukan, dihitung agar mampu menyimpan CO₂ dengan laju alir total antara 44 sampai 46 MMSCFD. Dengan menggunakan waktu tinggal selama 4 jam dan debit CO₂ yang akan disimpan maka hasilnya dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Dimensi Tangki Penyimpan CO₂

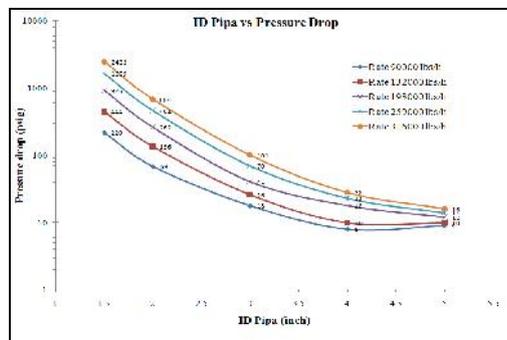
Process	Distilasi Cryogenic
Stream name	CO ₂
Vapor fraction	0
Temperature (F)	5,7
Pressure (psig)	400
Molar flow (lbmole/hour)	4793,9
Mass flow (lb/hour)	207280,1
Density (lb/cuft)	60,2
Volume rate (cuft/hour)	3444,3
Res. Time (hour)	4
Liq. Volume(cuft)	13777,1
Safety factor	0,2
Tank Volume (cuft)	16532,5
Tank Volume (cum)	468,1
L/D	2,7
Tank Diameter (m)	6,1
Tank Length (m)	16,2

Perancangan Pipa

Terdapat 2 (dua) jenis pipa yaitu pipa di dalam area *injection plant* yang biasa disebut *pipeline* yang relatif berdiameter besar karena harus mentransfer laju CO₂ lebih besar dan pipa diluar area *injection plant* yang biasa disebut *flowline* berdiameter relatif lebih kecil karena mentransfer CO₂ dengan laju alir lebih kecil dari *injection plant* ke setiap sumur injeksi.

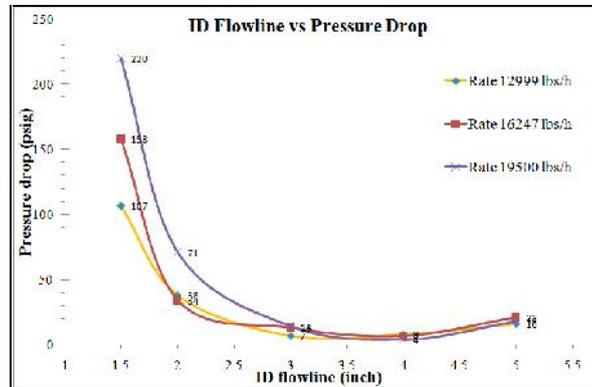
Flowline dan *pipeline* dirancang untuk dapat menyalurkan fluida injeksi tetap dalam fasa cair. Pemilihan *flowline* dan *pipeline* didasarkan pada diameter pipa yang paling optimum untuk mengurangi perubahan tekanan yang terlalu besar tetapi tetap dapat mengkondisikan fluida injeksi CO₂ dalam fasa cair.

Untuk pipa di dalam area *injection plant*, perancangan didasarkan pada kebutuhan transfer laju alir CO₂ dari tanki penyimpan menuju bejana pemisah (separator/scrubber), kemudian dari pompa menuju header, seperti digambarkan pada **Gambar 3**. Dari **Gambar 3** tersebut terlihat bahwa kebutuhan pipa yang direkomendasikan adalah pada selang diameter antara 3,00 inci hingga 5,00 inci.



Gambar 3. Hubungan *Pressure Drop* Terhadap Diameter *Pipeline* di Dalam Area *Injection Plant* Sebagai Fungsi Laju Alir

Untuk mentransfer CO₂ dari *injection plant* ke setiap sumur injeksi, diperlukan *flowline* dengan diameter tertentu yang dapat menampung laju injeksi dan tekanan kepala sumur yang diperlukan di setiap sumur dan dapat tetap menjaga kondisi CO₂ tetap dalam fasa cair. Oleh karena itu, pemilihan *flowline* didasarkan pada diameter yang optimum sebagai fungsi kehilangan tekanan minimum pada laju alir CO₂ yang diperlukan. **Gambar 4** memperlihatkan hasil optimasi perancangan pipa untuk *flowline*, dimana hasil optimum berada pada selang antara 2,00 inci sampai dengan 3,50 inci.



Gambar 4. Hubungan *Pressure Drop* Terhadap Diameter *Flowline* di Dalam Area *Injection Plant* Sebagai Fungsi Laju Alir

Tabel 2. Dimensi Bejana Pemisah

Tipe	I	II	III
Jenis	Vertikal	Vertikal	Vertikal
Mass Rate (lbs/h)	316000	316000	316000
P operasi (psig)	300	300	300
T operasi (F)	5	5	5
Retention (s)	600	300	30
Diameter (m)	3,8	2,28	1,98
Tinggi (m)	13	8	6,93
Volume (m ³)	147,5	32,8	21,4

Perancangan Bejana Pemisah

Bejana pemisah diperlukan untuk memastikan agar CO₂ yang masuk ke dalam pompa adalah CO₂ cair, sehingga efisiensi pompa dapat dijaga tetap tinggi. Seperti halnya pada perancangan tanki penyimpanan, perancangan volume dan dimensi bejana pemisah (separator/scrubber) dipengaruhi oleh besarnya laju alir dan waktu tinggal.

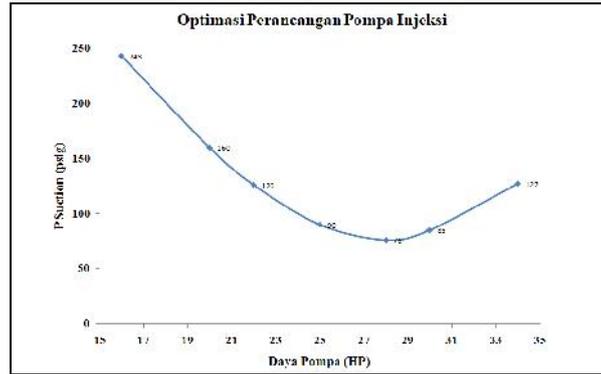
Mengingat laju alir CO₂ yang akan dialirkan dari tanki penimbun menuju separator adalah sebesar 316.000 lbs/jam, dengan memvariasikan waktu tinggal, dapat diketahui volume dan dimensi bejana pemisah, seperti diilustrasikan pada **Tabel 2**.

Tabel 2 memperlihatkan bahwa waktu tinggal yang cukup realistis adalah selama 30 detik sesuai prinsip proses *differential liberation* pada bejana pemisah sehingga diperlukan bejana pemisah dengan volume 21,4 m³ dengan diameter 1,98 m tinggi 6,93 m.

Perancangan Pompa Injeksi

Penggunaan pompa dimaksudkan untuk mengalirkan fluida injeksi keluaran dari separator menuju sumur-sumur injeksi. Beragamnya jarak sumur-sumur injeksi ke stasiun injeksi menjadi tolak ukur untuk perancangan tekanan keluar dari pompa injeksi, sehingga nantinya fluida injeksi dapat didistribusikan secara optimal. Pengaruh *suction pressure* terhadap besar daya pompa yang diperlukan untuk mencapai *discharge pressure* yang diinginkan dapat dilihat pada **Gambar 5**.

Batasan dari pemilihan pompa injeksi ini terletak pada tekanan *discharge* pompa yang dapat menyalurkan CO₂ hingga kepala sumur sesuai besarnya tekanan kepala sumur injeksi yang di perlukan pada proses injeksi.

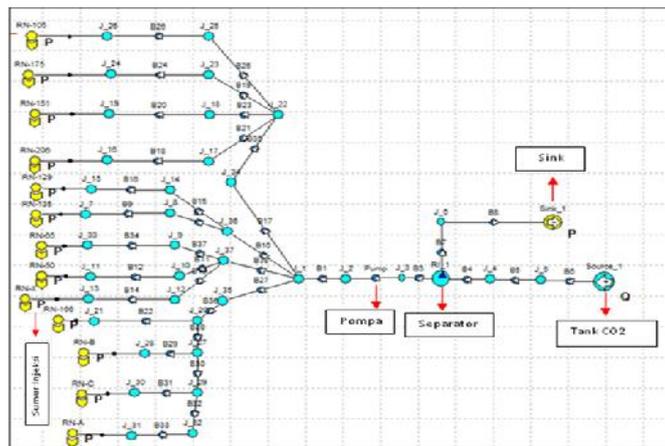


Gambar 5. Kurva Optimasi Perancangan Power Pompa Injeksi

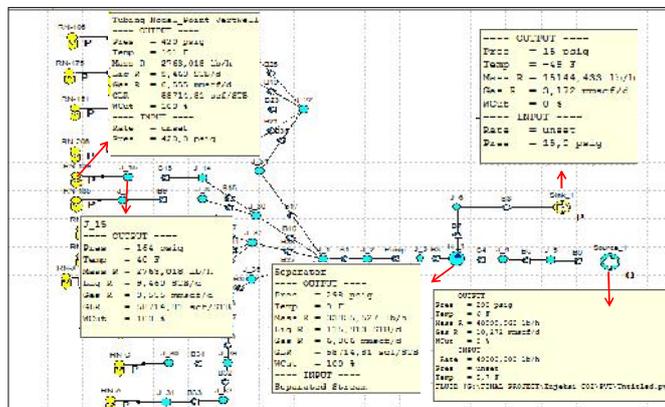
Pemodelan Simulasi Jaringan dan Fasilitas Permukaan

Hasil simulasi reservoir yang telah dilakukan menginformasikan bahwa, diperlukan proses *re-pressurized* untuk mencapai tekanan reservoir sebesar 1750 psi selama 3 tahun dengan target injeksi CO₂ maksimum sebesar 1,20 Pore Volume atau setara dengan total injeksi CO₂ cair sebesar 1250 STB/D (Kristanto dkk., 2012). Selanjutnya, proses injeksi CO₂ dimaksudkan untuk melakukan pendesakan fluida reservoir oleh CO₂.

Untuk mencapai target agar hasil simulasi reservoir dapat diimplementasikan maka pelaksanaan simulasi injeksi CO₂ untuk model jaringan dan fasilitas permukaan harus diuji menggunakan dua cara, yaitu melalui *static run* dan *dynamic run* dengan beberapa Tahapan injeksi agar target dapat dicapai.

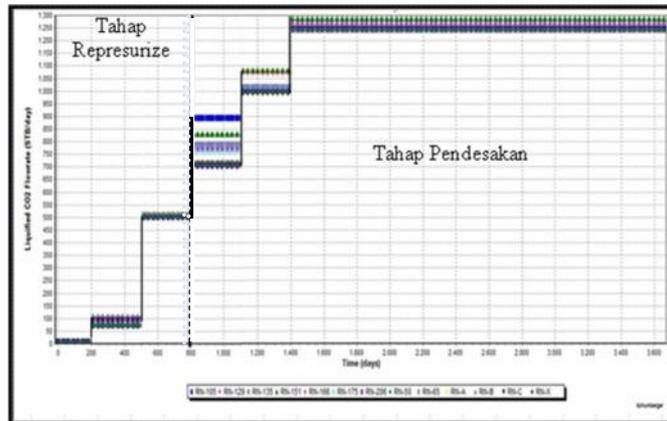


Gambar 6. Model Jaringan Dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO₂

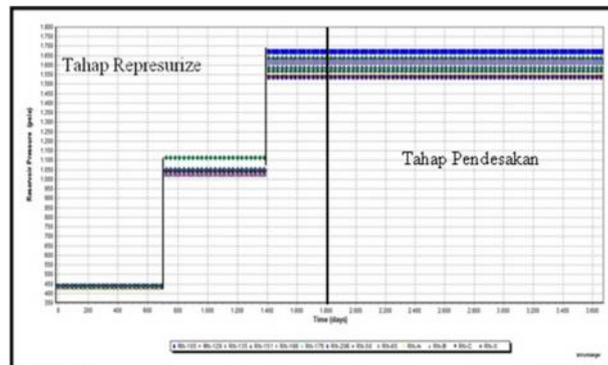


Gambar 7. Hasil *Static Run* Tahapan Awal Model Jaringan Dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO₂

dinamis harus dilakukan. Hasil simulasi secara *dynamic run* untuk tahap *re-pressurized* dan pendesakan dapat dilihat pada **Gambar 9** dan **Gambar 10**.



Gambar 9. Hubungan Laju Alir Injeksi CO₂ vs Waktu
Sebagai Hasil *Dynamic Run* Tahap Re-pressurized dan Pendesakan Injeksi CO₂



Gambar 10. Hubungan Tekanan Reservoir vs Waktu
Sebagai Hasil *Dynamic Run* Tahap Re-pressurized dan Pendesakan Injeksi CO₂

Kesimpulan dan Rekomendasi

Kesimpulan

1. Diperlukan 2 (dua) buah tanki penyimpanan CO₂ masing-masing dengan diameter 6,10 m panjang atau tinggi 16, 20 m untuk dapat memasok CO₂ cair dengan laju sebesar 316.000 lbs/jam (maksimum rate).
2. Diperlukan 1 (satu) buah separator dengan volume 21,38 m³, berdiameter 1,98 m tinggi 6,93 m dengan tekanan kerja 300 psig.
3. Diperlukan *pipeline* dengan diameter 3-4 inci untuk instalasi di dalam injection plant dan *flowline* berdiameter 2 inci sepanjang 22.000 meter.
4. Diperlukan pompa injeksi dengan daya 22 hp.
5. Pemodelan Jaringan dan Fasilitas Permukaan injeksi CO₂ untuk Lapisan F pada Lapangan J baik secara *static run* maupun *dynamic run* telah memberikan hasil sesuai target.

Rekomendasi

1. Mengingat pelaksanaan injeksi CO₂ cair memerlukan temperatur yang cukup rendah, maka perlu dilakukan studi lebih lanjut mengenai teknik insulasi untuk dapat menjaga temperature operasi lapangan tetap rendah.
2. Mengingat CO₂ dapat memicu terjadinya korosi bila terdapat air, maka perlu dilakukan studi lanjut mengenai material pipa dan peralatan operasi lain untuk implementasi lapangan agar korosi dapat dihindari.
3. Perlu dilakukan studi penggunaan CO₂ gas untuk injeksi reservoir dalam rangka peningkatan perolehan migas (EOR)



Daftar Pustaka

- Green.W.D. dan Willhite. Paul G., 2003, *Enhanced Oil Recovery*, Chemical and Petroleum Engineering University of Kansas.
- Kristanto, D., 1998, *Injeksi Air*, Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran", Yogyakarta.
- Kristanto, D., dkk., 2012, Penyusunan Plan of Further Development Full Scale CO₂, LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta
- Lake, L.W., 1989, *Enhanced Oil Recovery*, Englewood Cliffs, Prentice Hall, New Jersey.
- Latil, Marcel, 1980, *Enhanced Oil Recovery*, Graham Trotman Ltd, London.
- Thakur, C.G., Satter, A., 1998, *Integrated Waterflood Asset Management*, PennWell Publishing Company., Tulsa, Oklahoma,
- Hermawan, Y. D., dkk., 2012, Preliminary Feasibility Studi Untuk Penerapan CO₂ Flooding, LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta

