



ISSN: 1693-4393

SEMINAR NASIONAL TEKNIK KIMIA "KEJUANGAN" 2012

*Pengembangan Teknologi Kimia
untuk Pengolahan Sumber Daya
Alam Indonesia*

6 Maret 2012

PROSIDING

**PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
UPN "VETERAN" YOGYAKARTA**





PROSIDING

SEMINAR NASIONAL TEKNIK KIMIA "KEJUANGAN" 2012

*Pengembangan Teknologi Kimia
untuk Pengolahan Sumber Daya
Alam Indonesia*

6 Maret 2012



PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
UPN "VETERAN" YOGYAKARTA



REVIEWER

SEMINAR NASIONAL TEKNIK KIMIA "KEJUANGAN" 2012 FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA

1. Prof. Ir. H. Wahyudi Budi Sediawan, SU, Ph.D
2. Prof. Dr. Ir. H. Supranto, SU
3. Ir. Moh. Fahrurrozi, M.Sc, Ph.D
4. Dr. Ir. IGS Budiaman, MT



**SUSUNAN PANITIA SEMINAR NASIONAL
TEKNIK KIMIA "KEJUANGAN" 2012
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA**

Penanggung Jawab : Dekan FTI UPN "Veteran" Yogyakarta

Panitia Pengarah : 1. Ketua Program Studi Teknik Kimia FTI UPNVY
2. Sekretaris Program Studi Teknik Kimia FTI UPNVY
3. Prof. Dr. Ir. Supranto, SU
4. Prof. Ir. Wahyudi Budi Sediawan, SU, PhD
5. Ir. Moh. Fahrurrozi, MSc, PhD

Panitia Pelaksana

Ketua Pelaksana : Ir. Harso Pawignyo, MT
Wakil Ketua Pelaksana : Dr. Yulius Deddy Hermawan, ST, MT
Sekretaris I : Dra. Sri Wahyu Murni, MT
Sekretaris II : Dr. Adi Ilcham, ST, MT
Bendahara I : Ir. Purwo Subagyo, MT
Bendahara II : Dra. Suci Astutiningsih

Koordinator Bidang

- Seksi Acara dan Sidang:**
Koordinator : Ir. Endang Sulistyawati, MT
Anggota : 1. Dr. Ir. Mahreni, MT
2. Ir. Tunjung Wahyu Widayati, MT
- Seksi Materi dan Prosiding:**
Koordinator : Siswanti, ST, MT
Anggota : 1. Dr. Ir. I Gusti S. Budiawan, MT
2. Siti Diyar Kholisoh, ST, MT
- Seksi Publikasi, Dokumentasi, dan Dekorasi:**
Koordinator : Ir. Zubaidi Achmad, MT
Anggota : 1. Ir. I Ketut Subawa, MT
2. Dr. Ir. M. Syahri, MT
- Seksi Perengkapan:**
Koordinator : Ir. Wasir Nuri, MT
Anggota : 1. Ir. Gogot Haryono, MT
2. Ir. Abdullah Kunta-arsa, MT
- Seksi Konsumsi:**
Koordinator : Ir. Faizah Hadi, MT
Anggota : Ir. Dyah Tri Retno, MM
- Seksi Dana dan Sponsor:**
Koordinator : Dr. Ir. Widayati, MT
Anggota : 1. Dr. Ir. Ramli Sitanggang, MT
2. Dr. Ir. Tjukup Marnoto, MT

- C12 **Pembuatan Perisa Madu Alami melalui Proses Spray Drying**
Endang Srihari, Farid Sri Lingganingrum
 Jurusan Teknik Kimia – Fakultas Teknik, Universitas Surabaya
 Jl. Raya kalirungkut, Surabaya 60292
 e-mail : endang_srihari@yahoo.com
- C13 **Karakterisasi Kerusakan Sistem Anoda Korban dalam Simulator Sistem Proteksi Katodik Jaringan Perpipaan**
*Nurchahyo **
 *Jurusan Teknik Kimia Politeknik Negeri Bandung,
 Tlp/Fax 022-2016403, HP 08158064794, E-mail: nurchahyoms@yahoo.com
- C14 **Pembuatan Penjerap dari Abu Sekam Padi**
Sri Suhenry dan Supranto
 Prodi Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, UPN “Veteran” Yogyakarta
 Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condong Catur, Yogyakarta 55283
 Telp/ Fax. 0274-486889, E-mail: supranto@yahoo.com
- C15 **Dinamika Komposisi pada Sistem Tangki Pencampur 10 Liter**
Yulius Deddy Hermawan, Gogot Haryono, Marya Agustin, dan Hayanti Abiad
 Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, UPN “Veteran” Yogyakarta
 Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condong Catur, Yogyakarta 55283
 *E-mail: ydhermawan@upnyk.ac.id
- C16 **Screening Criteria EOR dan Analisa Biaya Transportasi Gas CO₂ untuk Preliminary Feasibility Penerapan CO₂ Flooding pada Lapangan Minyak Jatibarang**
*Hariyadi *, I. Putu Suarsana***
 *Program Studi Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta
 Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta 55283
 **PT. Pertamina EP-EOR, Menara Standard Chartered Jl. Prof. Satrio 164 Jakarta
 Email: haryd_upn@yahoo.com

D. Kinetika Reaksi dan Katalisis

- | Kode | Judul, Penulis dan Alamat |
|------|--|
| D01 | Uji Deaktivasi dan Regenerasi Katalis pada Pengolahan Limbah Kromium Heksavalen Industri Elektroplating dengan Fotokatalisis UV/TiO₂
<i>Tedi Hudaya*, Winnie Teddyono, dan Ferdian Budi Saputro</i>
Jurusan Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Katolik Parahyangan
Jalan Ciumbuleuit 94, Bandung 40141
Telp/Fax: (022) – 2032 700; E-mail: t_hudaya@yahoo.com.au ; t.hudaya@home.unpar.ac.id . |
| D02 | Transesterifikasi Minyak Kelapa Sawit Mentah dengan Menggunakan Katalis Alumina dari Limbah Padat Lumpur PDAM
<i>Doni Rahmat Wicakso, Sona Miranda dan Renny Eka Setiawati</i>
Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Lambung Mangkurat
Banjarbaru 70714, Indonesia, E-mail: doni_tkugm@yahoo.com |
| D03 | Unjuk Kerja Katalis Heterogen Nanokomposit ZnO/Fe₂O₃ untuk Reaksi Transesterifikasi pada Pembuatan Biodiesel dari Minyak Jelantah dengan Tinjauan Waktu Reaksi
<i>Arif Jumari¹, Agus Purwanto², Danik Widi Astuti³, dan Yunie Widhyastuti⁴</i>
^{1,2,3,4} Jurusan Teknik Kimia UNS Jl. Ir. Sutami 36 A Surakarta
Email: arifjumari@yahoo.com |

Screening Criteria EOR dan Analisa Biaya Transportasi Gas CO₂ untuk Preliminary Feasibility Penerapan CO₂ Flooding pada Lapangan Minyak Jatibarang

Hariyadi *, I. Putu Suarsana**

*Program Studi Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta 55283

**PT. Pertamina EP-EOR, Menara Standard Chartered Jl. Prof. Satrio 164 Jakarta
Email: harvd_upn@yahoo.com

Abstract

CO₂ injection (CO₂ Flooding) is one method of EOR by injecting CO₂ into oil reservoirs in order to get the addition of a tertiary oil recovery after water injection optimization. Prior to the implementation of the CO₂ injection, the preliminary feasibility study for the implementation of CO₂ flooding in accordance with the SOP (standard operating procedure.) Implementation of CO₂ gas as a fluid injection in the Field Jatibarang planned to be implemented in Layer F. One consideration of CO₂ injection in the F layer is the amount of oil initially (original oil in place - OOIP) is quite large and recovery factor is still low. Further to the possibility of application of CO₂ injection in the F layer, the layer mapping based on the characteristic parameters of the reservoir. Based on the results of these initial screening criteria, it can be said or recommended that the F layer is suitable for the application of CO₂ gas injection, the investment cost of CO₂ transport in Jatibarang greatly influenced by flow rate of CO₂ gas, the distance field to the location of the source CO₂ purification and also diameter of pipe. Based on the analysis of transportation cost determination Jatibarang structure be a mainstay in the application of CO₂ injection.

Keywords: EOR Screening Criteria, CO₂ Injection, feasibility, and CO₂ Transportation.

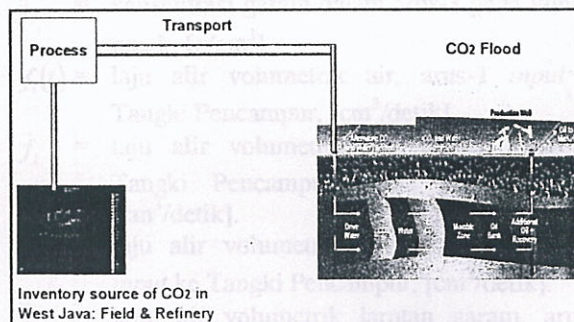
Pendahuluan

Injeksi CO₂ (CO₂ Flooding) adalah salah satu metode EOR dengan cara menginjeksikan gas CO₂ ke dalam reservoir minyak dengan tujuan untuk mendapatkan penambahan perolehan minyak secara tertiary setelah dilakukan optimasi injeksi air.

Sebelum pelaksanaan injeksi CO₂, maka preliminary feasibility studi untuk penerapan CO₂ flooding yang sesuai dengan SOP (standard operating procedure) untuk injeksi CO₂ ke dalam reservoir minyak harus dilakukan.

Produksi CO₂ di daerah operasi Pertamina Jawa Bagian Barat sementara ini masih dibuang ke udara, dimana semakin hari jumlah produksi CO₂ yang dihasilkan semakin bertambah besar. Untuk mengurangi kerusakan lingkungan akibat terproduksinya CO₂ yang cukup banyak tersebut, maka perlu dilakukan studi injeksi CO₂. Selain itu sangat memungkinkan secara engineering dilakukan injeksi CO₂ di wilayah Jatibarang untuk meningkatkan produksi dan untuk mengurangi dampak pencemaran udara (polusi) akibat dibuangnya CO₂ ke udara bebas.

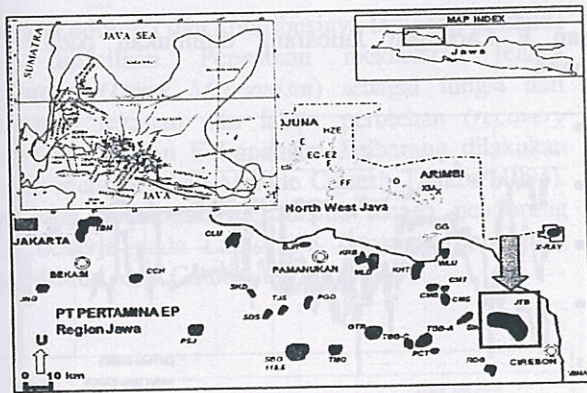
Gambaran secara skematis dari Preliminary Feasibility Studi untuk Penerapan CO₂ Flooding di Lapangan Jatibarang Lapisan F ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Skematis Preliminary Feasibility Studi untuk Penerapan CO₂ Flooding di Lapangan

Dalam tulisan ini langkah pertama yang dilakukan adalah melakukan inventarisasi sumber CO₂ yang berada dilapangan Jatibarang, melakukan screening criteria metode apa yang tepat meningkatkan produksi (EOR) dan juga menganalisa biaya awal transportasi gas CO₂ untuk EOR di Lapangan Jatibarang.

Lapangan Jatibarang PT. Pertamina EP Region Jawa terletak sekitar 30 km sebelah Barat daya kota Cirebon, di mana wilayah kerja PT. Pertamina EP Region Jawa ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 2.
Wilayah kerja PT. Pertamina EP Region Jawa

Metodologi

Dalam melaksanakan penelitian ini akan ditinjau sisi Teknik Perminyakan (*Petroleum Engineering*), sehingga ada beberapa hal yang perlu diperhatikan adalah :

- Inventarisasi sumur penghasil (sumber) gas CO₂
- Sifat-sifat fisik fluida (minyak, air, dan gas): komposisi, berat molekul, *boiling point*, *critical point*, densitas, viskositas, dll.
- Kondisi reservoir (tekanan reservoir, temperatur reservoir, tekanan rekah formasi, bubble point pressure).
- *Petrophysics and reservoir properties*.
- Mekanisme pendorong (*Drive mechanisms*).

Untuk mendapatkan hal-hal tersebut di atas, maka pada akan dilakukan beberapa hal sebagai berikut :

- *Collecting and Analysis Data*.
- Studi karakteristik reservoir Lapisan F (Pemetaan Lapisan F).
- Identifikasi problem reservoir.
- Studi kelayakan analisa keekonomian.

Inventarisasi Lapangan Sumber Gas CO₂

Inventarisasi sumber gas CO₂ diperlukan untuk mengetahui lapangan-lapangan mana saja yang memiliki kandungan CO₂ yang cukup tinggi, untuk selanjutnya dipilih sumur-sumur yang berpotensi sebagai kandidat sumber CO₂ yang akan diproses pada proses pemisahan CO₂.

Lapangan sumber gas CO₂ daerah operasi Pertamina Jawa Bagian Barat terbagi kedalam 3 (tiga) area yaitu Area Jatibarang, Area Tambun dan Area Subang. Area Jatibarang terdiri dari 14 (empat belas) struktur yaitu Cemara Barat - Timur, Gantar, Haurgeulis, Jatibarang, Kandanghaur Timur, Melandong, North Central Java-A, Pasircatang, Randegan, Sindangturun, Tugu Barat - A, Tugu Barat - C, Tegaltaman dan Waled Utara

Tabel 1. Inventarisasi Struktur Sumber Gas CO₂
Lapisan F Lapangan Jatibarang

No.	Struktur	Gas Rate (MMscfd)
1	Gantar	2.95
2	Jatibarang	9.89
3	Kandanghaur	0.14
4	Melandong	0.45
5	Pasircatang	4.50
6	Randegan	2.40
7	Sindangturun	0.75
8	Tugu Barat	9.76
9	Tegaltaman	0.40
10	Subang	31.00
11	SDK-TGB	3.00
	Total	65.25

Area Tambun terdiri dari 3 (tiga) struktur, yaitu Tambun, Tambun Kelapa, dan Tambun Kulminasi - B. Sedangkan Area Subang terdiri dari 6 (enam) struktur, yaitu Subang, Bojongraong, Cilamaya Utara, Pegaden, Tanjungsari, dan Tunggulmaung. Informasi inventarisasi struktur sebagai sumber gas CO₂ disajikan pada Tabel I

Pemetaan Lapisan F Lapangan Jatibarang

Tujuan dari pemetaan Lapisan F Lapangan Jatibarang ini adalah untuk mengevaluasi tingkat kelayakan penerapan metode CO₂ flooding secara full scale guna penentuan metode pengurusan sisa cadangan minyak lebih lanjut. Langkah yang cukup penting sebelum melakukan penerapan injeksi CO₂ di Lapisan F adalah melakukan karakterisasi reservoir yang bersangkutan baik tentang sifat fisik batuan reservoir, sifat fisik dan kimia fluida reservoir, serta kondisi reservoir menjadi faktor yang sangat penting. Selanjutnya kajian secara aspek teknik dan karakterisasi reservoir Lapangan Jatibarang Lapisan F ini nantinya akan dipergunakan sebagai pertimbangan-pertimbangan dan data masukan dalam menilai kelayakan penerapan injeksi CO₂ di Lapisan F tersebut.

Analisa Inti Batuan (*Core Analysis*)

Basic core analysis digunakan untuk mengetahui sifat-sifat fisik batuan seperti porositas, permeabilitas, hubungan porositas dan permeabilitas, dan sifat dinamis reservoir yaitu permeabilitas relatif dan tekanan kapiler. Data core yang tersedia untuk Lapisan F pada Lapangan Jatibarang ini hanya berasal dari satu sumur yaitu sumur JTB-182 yang diambil pada tahun 1984 pada selang kedalaman 1115.45 meter sampai 1116 meter.

Data analisa core yang diperoleh dari sumur JTB-182 mempunyai selang harga porositas antara 0.16 - 0.33 dengan permeabilitas antara 5 - 42 mD. Harga permeabilitas yang diberikan oleh data analisa core ini sangat kecil dan kurang dapat merepresentasikan

keadaan seluruh reservoir karena data analisa core ini jumlahnya sangat sedikit dan hanya diperoleh pada satu tempat yaitu pada sumur JTB-182 dan juga pada selang kedalaman yang sangat pendek. Bila dibandingkan dengan data produksi dari Lapisan F, harga permeabilitas yang sangat kecil ini tentunya kurang memungkinkan bisa untuk memproduksi fluida dalam jumlah yang besar. Oleh karena itu harga permeabilitas dari data analisa core ini selanjutnya perlu untuk dikaji ulang dan apabila memungkinkan diperlukan pengambilan core baru di Lapisan F tersebut agar diperoleh hasil analisa dan interpretasi yang lebih representatif.

Sifat Fisik Fluida Lapisan F

Sifat fisik fluida Lapisan F Lapangan Jatibarang berdasarkan hasil PVT analisis ditunjukkan seperti pada Tabel II dibawah ini :

Tabel II

Sifat Fisik Fluida Lapisan F Lapangan Jatibarang

Parameter	Besaran
Bo (bbl / STB)	1.2671
°API	38.3
μo (cp)	2.24
Co (1/psi)	8.10 x 10 ⁻⁴
Cw (1 / bar)	3.19971 x 10 ⁻⁶
Gas Density (kg / m3)	0.7783

Analisa Pengujian Sumur (Well Testing)

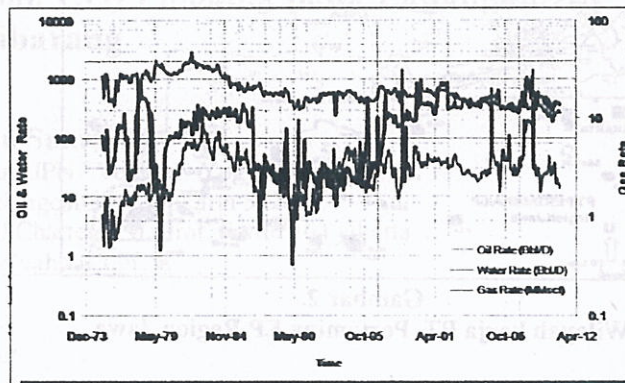
Analisa pengujian sumur diharapkan dapat memberikan evaluasi karakteristik reservoir di sekitar sumur, permeabilitas efektif reservoir dan model reservoir yang dipergunakan sebagai pertimbangan dalam pemodelan simulasi reservoir.

Terdapat 6 (enam) data test PBU (*Pressure Build Up*) yang dapat dianalisa di Lapangan Jatibarang Lapisan F, yaitu pada sumur JTB-57, JTB-60, JTB-87, JTB-117, JTB-130, dan JTB-137. Berdasarkan hasil analisa data test PBU tersebut menggunakan Metode Horner Plot dan *Pressure Derivative* dengan *Type Curve Matching*, menunjukkan bahwa harga permeabilitas berkisar antara 0.022 - 137.9 mD dan harga skin -3.9 sampai 0.58.

Analisa Performance Produksi

Data produksi dari sumur-sumur di Lapisan F Lapangan Jatibarang meliputi 32 sumur yang berproduksi sejak bulan Maret 1975 sampai Pebruari 2010. Produksi kumulatif minyak (Np) sampai dengan Pebruari 2010 sebesar 10,514.7 MSTB, kumulatif produksi air (Wp) sebesar 1,902 MSTB, dan kumulatif produksi gas (Gp) sebesar 38.5 MSCF. Gambaran tentang performance produksi di Lapisan F Lapangan Jatibarang ditunjukkan pada Gambar 3, sedangkan gambaran tentang performance kumulatif produksi di

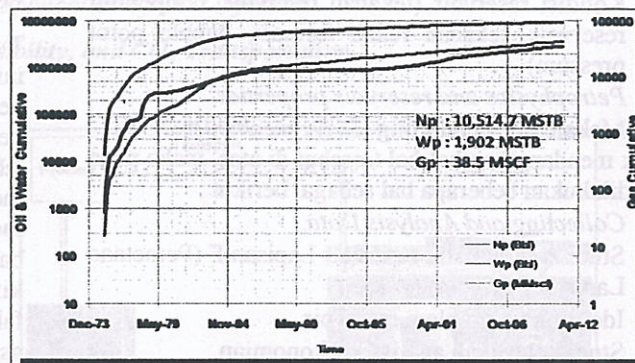
Lapisan F Lapangan Jatibarang ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 3.

Performance Produksi Lapisan F Lapangan Jatibarang

Berdasarkan hasil penentuan *Original Oil in Place* (OOIP) yang telah dilakukan oleh studi sebelumnya tahun 2010, yaitu sebesar 55,240.68 MSTB dengan produksi kumulatif minyak (Np) per Pebruari 2010 sebesar 10,514.7 MSTB, maka di Lapisan F Lapangan Jatibarang masih terdapat *remaining oil* sebesar 44,715.98 MSTB.



Gambar 4.

Performance Produksi Kumulatif Lapisan F Lapangan Jatibarang

Hasil Prediksi Analisa *Decline Curve* Lapisan F Lapangan Jatibarang Sampai Qlimit sebesar 5 Bbl/D/Well, seperti pada Tabel III, prediksi pada lapisan ini adalah dengan tanpa dilakukan injeksi gas CO₂

Tabel II

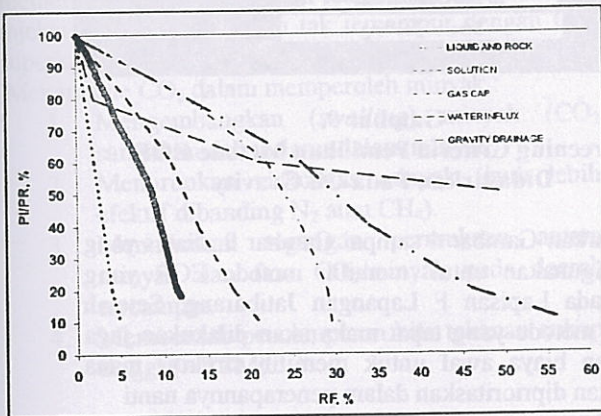
Hasil Prediksi Produksi tanpa injeksi gas CO₂

No	Keterangan	Np (Mstb)	RF	ΔNp (Mstb)
1	Np @ Feb 2011	10,514.7	19.03%	
2	Np @ Qlimit	11,032.4	19.97%	517.7

Analisa Mekanisme Pendorong

Dalam praktek di lapangan sangat penting untuk menentukan besar relatif masing-masing mekanisme

tenaga pendorong dan kontribusinya terhadap produksi yang dihasilkan. Penentuan mekanisme tenaga pendorong (*Drive Mechanism*) sebagai fungsi dari penurunan tekanan dan faktor perolehan (*recovery factor*) di Lapisan F Lapangan Jatibarang dilakukan dengan menggunakan Metode Ganesh Thakur (1994). Plot hasil penentuan mekanisme tenaga pendorong yang bekerja pada Lapisan F Lapangan Jatibarang dapat dilihat pada Gambar 5



Gambar 5.
Penentuan Mekanisme Pendorong di Lapisan F Lapangan Jatibarang

Berdasarkan pada Gambar 5 di atas, maka dapat dikatakan bahwa mekanisme pendorong yang dominan bekerja di Lapisan F Lapangan Jatibarang adalah *Solution Gas Drive*.

Screening Criteria EOR Lapisan F

Kriteria pemilihan metode EOR yang memadai untuk suatu reservoir minyak didasarkan pada "*Implemented Technology Case*", yaitu teknologi yang sedang diterapkan pada saat ini atau paling tidak telah terbukti dapat dilaksanakan pada uji coba di lapangan minyak. Teknologi ini meliputi metode thermal, injeksi kimia dan pendesakan tercampur.

Apabila Tabel III digunakan, kemungkinan akan diperoleh bermacam-macam metode EOR yang dapat diterapkan kepada satu reservoir minyak. Untuk mendapatkan jawaban proses mana yang paling memadai (yang memberikan perolehan optimum secara ekonomis), tentu saja harus dilakukan kajian lanjut berupa kajian laboratorium, kajian menggunakan model matematik (Simulator) dan uji coba lapangan (*Pilot testing*). Penggunaan Tabel III akan memberikan pilihan yang baik apabila digunakan pada reservoir yang memiliki distribusi karakteristik batuan yang seragam. Untuk reservoir yang mempunyai banyak rekahan, banyak patahan, bersifat tidak menerus secara lateral, atau mempunyai tudung gas, haruslah dikaji secara tersendiri pengaruh sifat-sifat tersebut di atas terhadap proses EOR itu sendiri. Kajian tersebut dapat berupa pengamatan laboratorium atau menggunakan model matematik (simulator).

Faktor atau parameter yang paling berpengaruh didalam pemilihan metode EOR dapat dibagi dalam 3 (tiga) kelompok, yaitu :

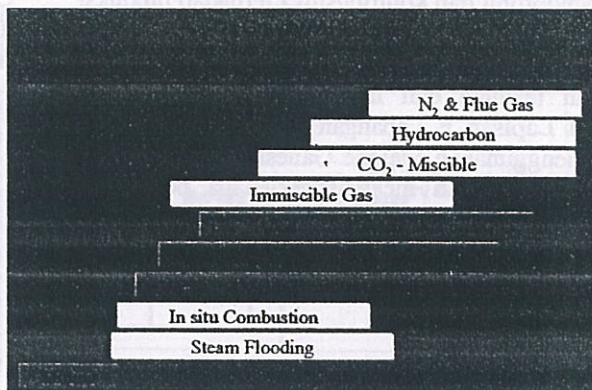
1. Karakteristik minyak : *Gravity*, Viskositas dan Transmisibilitas.
2. Karakteristik reservoir : Kedalaman, Temperatur, Porositas, Permeabilitas, Tekanan Reservoir, Tebal Lapisan, Saturasi Minyak dan Jenis Batuan.
3. Karakteristik air formasi : Kegaraman atau kadar padatan terlarut.

Tabel III
Screening Criteria Pemilihan Metode EOR

Screening Parameters	Surfactant Flood	Polymer Flood	Alkaline Waterflood	CO ₂ Flood	Steam Stimulation	Steamflood	Fireflood
Viscosity-cp at reservoir condition	<10 cp	<200 cp	<100 cp	<10 cp	<400 cp	NC	NC
Gravity-API	28-30*	18-50*	15-50*	25*	>10°	>10°	10-40°
Oil Saturation in Area to be flooded (before EOR)	NC	NC	NC	NC	>50%	>50%	>50%
%PV	NC	NC	NC	NC	>1000 B/AF	>800 B/AF	600 B/AF
Permeability x Oil Saturation	NC	NC	NC	>2000	>0.13	>0.10	>0.08
Depth-ft	150*	150*	Low preferred	NC	NC	>4000	>500
Temperature-°F	NC	NC	NC	>1100	NC	NC	NC
Original Bottom hole Pressure-Psi	NC	NC	NC	NC	>50	>15	>10
Net Pay Thickness-ft	50 and NC	10 and NC	1 and NC	NC	>100 and NC	NC	NC
Permeability-and Transmissibility (Perm x Thickness-Visc.)	NC	NC	NC	None to weak	None to weak	None to weak	None to weak
Natural Water Drive	None to weak	None to weak	None to weak	None to weak	None to weak	None to weak	None to weak
Gas Cap	None to minor	None to minor	None to minor	None to minor	None to minor	None to minor	None to minor
Fractures	None to minor	None to minor	>0.5% gypsum, low clay	NC	NC unless extreme	NC unless extreme	None to minor
Lithology	Sandstone only*	NC	Not excessive	NC	Low clay	Low clay	NC
Salinity-ppm TDS and magnesium	<100,000*	Low preferred	NC	NC	NC	NC	NC
Hardness-ppm-calcium and magnesium	<5000*	Low preferred	NC	NC	NC	NC	NC
Comments	Homogeneous formation preferred Low clay content Porosity x thickness (high) Prefer waterflood sweep 50%	Use with or prior to waterflood Low calcium and clay content Low salinity and hardness preferred	Use prior to, during or after waterflood. Use where waterflood is applicable. Oil acid no >0.1	Thin pay preferred, high dip preferred. Homogeneous formation x thickness low Natural CO ₂ availability Low vertical permeability in horizontal reservoir	Porosity x thickness (high) Economic fresh water available Economic fuel available High net to gross pay Homogeneous formation preferred	Porosity x thickness (high) 10 acre spacing or less Economic fresh water available Economic fuel available High net to gross pay Adequate reservoir pressure in thin sand pay	High dip preferred Porosity x thickness (high) >40 acre spacing Low vertical permeability preferred Economic fuel available Temperature >150°F High net to gross pay

EOR Method	Depth (ft)				
	0	2,000	4,000	6,000	8,000
Hydrocarbon-Miscible	Deep Enough for Required Pressure				
Nitrogen and Flue Gas	Deep Enough for Required Pressure				
CO ₂ Flooding	Deep Enough for Required Pressure				
Surfactant/Polymer	Limited by Temperature				
Polymer	Limited by Temperature				
Alkaline	Preferred Zone				High Consumption
Fire Flood	Deep Enough for Required Pressure				
Steam Drive	Normal Range		(Possible)		

Gambar 6. Screening Criteria Pemilihan Metode EOR Didasarkan Pada Kedalaman



Gambar 9. Screening Criteria Pemilihan Metode EOR Didasarkan Pada Oil Gravity

EOR Method	Oil Viscosity - Centipoise at Reservoir Conditions							
	0.1	1.0	10	100	1,000	10,000	100,000	1,000,000
Hydrocarbon-Miscible	Very Good	Good	More Difficult					
Nitrogen and Flue Gas	Good		More Difficult					
CO ₂ Flooding	Very Good	Good	More Difficult					
Surfactant/Polymer	Good		Fair	Very Difficult				
Polymer	Good		Fair	Difficult				
Alkaline	Good		Fair	Very Difficult				
Fire Flood	May Not Be Possible		Good					
Steam Drive	(Can Be Waterflooded)		Good					
Special Thermal Shales, Fractures, Drainholes, etc.	Various Techniques Possible							
Mining and Extraction	Not Feasible							

Gambar 7. Screening Criteria Pemilihan Metode EOR Didasarkan Pada Viskositas Minyak

Berdasarkan Gambar 6 sampai Gambar 9. diatas yang akan digunakan untuk memilih metode EOR yang tepat pada Lapisan F Lapangan Jatibarang. Setelah terpilih metode yang tepat maka akan dilakukan juga prakiraan biaya awal untuk memilih struktur mana yang akan diprioritaskan dalam penerapannya nanti

Hasil dan Pembahasan

Didasarkan pada screening criteria pemilihan EOR pada Tabel III dan Gambar 6 sampai dengan Gambar 9, maka untuk Lapisan F Lapangan Jatibarang apabila disesuaikan dengan faktor atau parameter yang paling berpengaruh didalam pemilihan metode EOR (karakteristik minyak, karakteristik reservoir dan karakteristik air formasi), maka metode EOR yang sesuai atau layak diterapkan adalah injeksi CO₂, seperti ditunjukkan pada Tabel IV.

EOR Method	Permeability (millidarcy)				
	0.1	10	100	1000	10,000
Hydrocarbon-Miscible	- Not Critical if Uniform				
Nitrogen and Flue Gas	- Not Critical if Uniform				
CO ₂ Flooding	- High Enough For Good Injection Rates -				
Surfactant/Polymer	Preferred Zone				
Polymer	Possible		Preferred Zone		
Alkaline	Preferred Zone				
Fire Flood	Preferred Zone				
Steam Drive	Preferred Zone				

Gambar 8. Screening Criteria Pemilihan Metode EOR Didasarkan Pada Permeabilitas

Tabel IV. Screening Criteria CO₂ Flooding Lapisan F Lapangan Jatibarang

Parameter	Lapisan F JTB	Screening CO ₂ Flood
Oil Gravity (API)	38.3	> 27
Oil Viscosity (cp)	2.24	< 10
Water Salinity (ppm)	32,511.9	-
Oil Saturation (% PV)	55.8	> 30
Depth (ft)	3,927.4	> 2500
Net Thickness (ft)	± 6	Relative Thin
Temperature (oF)	201	< 250
Porosity (%)	16 - 33	Not Critical
Permeability (mD)	5 - 42	Not Critical
Lithology	Limestone	Sandstone / Limestone

Injeksi CO₂ dilakukan dengan cara menginjeksikan CO₂ dalam jumlah besar (30% atau lebih dari PV hidrokarbon) ke dalam reservoir. Walaupun CO₂ bukan kontak tercampur yang pertama dengan minyak, CO₂ mengekstrak komponen ringan sampai menengah dari minyak, dan jika tekanan cukup tinggi, membentuk pencampuran untuk mendesak minyak dari reservoir. Pendesakan tak tercampur kurang efektif, tetapi dapat memperoleh minyak lebih banyak daripada injeksi air. Pada kedalaman <1,800 ft, semua reservoir tidak memenuhi kriteria pemilihan teknis baik untuk metode injeksi tercampur maupun tak tercampur dengan CO₂ superkritik.

Mekanisme CO₂ dalam memperoleh minyak :

1. Mengembangkan (*swelling*) minyak (CO₂ sangat mudah terlarut dalam minyak).
2. Menurunkan viskositas minyak (jauh lebih efektif dibanding N₂ atau CH₄).
3. Menurunkan tegangan permukaan antara minyak dan fasa CO₂/minyak pada daerah tercampur.
4. Membentuk pencampuran bila tekanan cukup tinggi (> TTM).

Yang perlu diperhatikan adalah sumber CO₂ yang memadai dengan kualitas yang baik (seminimum mungkin mempunyai kandungan air (H₂O) atau *dry gas*). Sebagai catatan, Korosi dapat menyebabkan masalah, terutama bila terjadi *breakthrough* awal CO₂ pada sumur produksi. seluruh reservoir minyak dengan gravity lebih besar dari 22 °API dapat memenuhi kualifikasi untuk pendesakan tak tercampur pada tekanan kurang dari tekanan tercampur minimum (*minimum miscibility pressure - MMP*). Pada umumnya, perolehan minyak yang berkurang akan menjadi proporsional dengan perbedaan antara MMP dan tekanan injeksi yang dicapai. (Keputusan kriteria ini telah dipilih untuk menyediakan batas aman dari tepat 500 ft di atas kedalaman rekahan reservoir yang tipikal untuk tekanan pencampuran yang dibutuhkan (MMP), dan sekitar 300 psia di atas tekanan kritik CO₂ untuk injeksi tak tercampur pada kedalaman yang dangkal. Temperatur reservoir diikutsertakan dan diasumsikan dari kedalaman).

Dalam bahasan ini juga dibahas tentang transportasi dan peralatan proses dari gas CO₂ dari beberapa sumber di Lapangan Jatibarang, beberapa biaya yang dikeluarkan untuk kedua hal tersebut disajikan dalam perhitungan yang sederhana.

Untuk kasus transportasi CO₂ dari struktur-struktur yang ada disekitar Jatibarang dan Subang Jawa Barat dengan jarak tempuh sekitar 12 km sampai 240 km dipilih transportasi menggunakan jaringan pipa bertekanan sekitar 400 psig dan suhu sekitar 40 °C sehingga tidak diperlukan adanya insulasi. Hal ini disesuaikan dengan tekanan operasi proses pemurnian CO₂ yang berlokasi di Jatibarang, terkecuali gas CO₂ yang bersumber dari Subang dan SDK-TGB Jawa

Barat yang tidak memerlukan proses pemurnian. Faktor lain yang menjadi pertimbangan adalah wilayah yang dilalui meliputi pedesaan dan perkotaan dengan populasi penduduk cukup padat. Hasil perhitungan ukuran pipa yang diperlukan untuk transportasi CO₂ dari berbagai struktur disekitar Jatibarang ditunjukkan dalam Tabel VII-1.

Dari Tabel VII-1, terlihat bahwa jarak tempuh yang terjauh adalah antara Subang ke Jatibarang sekitar 240 km dengan diameter pipa yang diperlukan 12 inch (30.48 cm). Diameter pipa ini masih tergolong cukup besar untuk daya angkut 31.0 MMSCFD, karena berpatokan pada tekanan operasi yang tidak terlalu tinggi mengingat faktor keselamatan lingkungan yang dilewati jaringan pipa. Jarak tempuh paling dekat sekitar 12 km yaitu dari struktur Randegan ke Jatibarang dengan diameter pipa 6 inch (15.24 cm). Pemilihan diameter pipa ini tidak dapat diperkecil lagi, karena tekanan operasi telah ditetapkan atas pertimbangan keselamatan. Hal ini tentu berdampak pada biaya investasi pemipaan yang akan diterapkan. Berdasarkan panjang pipa dan diameter pipa yang diperlukan untuk transportasi CO₂ seperti diditunjukkan dalam Tabel VII-1, selanjutnya dilakukan perhitungan biaya modal/ investasi yang diperlukan.

Perhitungan biaya investasi meliputi biaya material, biaya buruh (*labor*), biaya lain-lain (*misc*), biaya pengangkutan (*Right of Way/ RW*), biaya tangki peredam (*surge tank/ ST*), dan biaya system control pemipaan (*PCS*). Semua perhitungan ini menggunakan persamaan empiris yang telah dikembangkan oleh *University of California* yang kemudian persamaan aslinya dimodifikasi untuk penyesuaian harga-harga di tahun 2007. Untuk dapat menerapkan persamaan tersebut dalam wilayah Indonesia, maka kami melakukan modifikasi menggunakan indeks harga tahun 2007 sebesar 627.2 dan indeks tahun 2011 sebesar 674.7. Disamping itu juga dilakukan koreksi terhadap semua komponen biaya kecuali biaya material di Indonesia dengan faktor 0.1.

Berikut adalah persamaan yang dikembangkan oleh *National Energy Technology Laboratory (NETL)*, *University of California* yang telah dipublikasikan dalam *Oil and Gas Journal*.

$$\text{Materials} = 64,632 + 1.85L (330.5D^2 + 686.7D + 26,960) \dots\dots\dots(1)$$

$$\text{Labor} = 341,627 + 1.85L (343.2D^2 + 2,074D + 170,013) \dots\dots\dots(2)$$

$$\text{Misc} = 150,166 + 1.58L (8,417D + 7,234) \dots\dots\dots(3)$$

$$\text{Right of Way} = 48,037 + 1.2L (577D + 29,788) \dots\dots\dots(4)$$

$$\text{CO}_2 \text{ Surge Tank} = 1,150,636 \text{ USD}$$

$$\text{Pipeline Control System} = 110,632 \text{ USD}$$

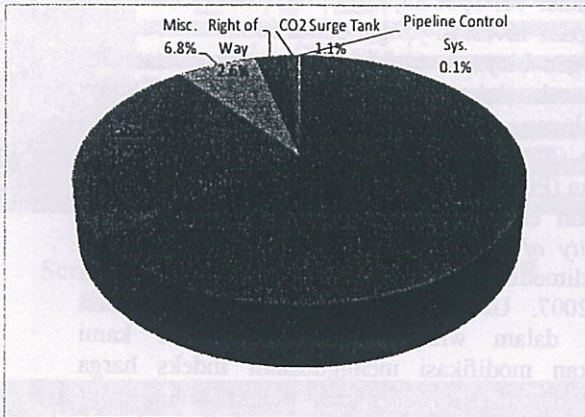
Tabel V.

Ukuran Pipa dan Biaya Investasi Komponen dalam Transportasi CO₂

No.	Struktur	Gas Rate (MMscfd)	Pipa		Biaya investasi dalam juta dolar						Total Cost
			Length (km)	D (in)	Material	Labor	Misc	RW	CO2 ST	PCS	
1	Gantar	2.95	111	6	5.581	2.534	0.569	0.282	0.115	0.011	9.091
2	Jatibarang	9.89	37	8	2.358	0.926	0.261	0.100	0.115	0.011	3.772
3	Kandanghaur	0.14	98	6	4.935	2.242	0.504	0.249	0.115	0.011	8.055
4	Melandong	0.45	111	6	5.581	2.534	0.569	0.282	0.115	0.011	9.091
5	Pasircatang	4.50	102	8	5.133	2.332	0.524	0.259	0.115	0.011	8.374
6	Randegan	2.40	12	6	0.66	0.30	0.07	0.03	0.12	0.011	1.20
7	Sindangturun	0.75	81	6	4.09	1.86	0.42	0.21	0.12	0.011	6.70
8	Tugu Barat	9.79	117	12	9.11	3.08	0.99	0.32	0.12	0.011	13.62
9	Tegaltaman	0.40	110	6	5.88	2.67	0.60	0.30	0.12	0.011	9.57
10	Subang	31.00	240	12	23.04	6.81	2.41	0.67	0.12	0.011	33.05
11	SDK-TGB	3.00	117	8	7.32	2.86	0.79	0.31	0.12	0.011	11.40
	Total	65.27	1,136								113.93

Catatan harga dalam MMUSD

Dalam Tabel V, terlihat rate gas CO₂, diameter dan panjang serta biaya transportasi untuk masing masing struktur yang ada di Lapangan Jatibarang

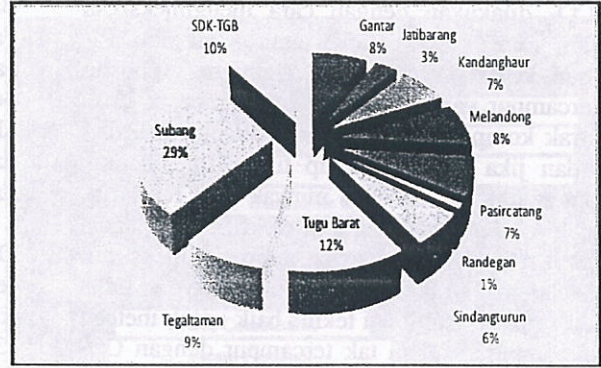


Gambar 10.

Prosentase Komponen Investasi Transportasi CO₂ di Jatibarang

Pada Gambar 10 di atas terlihat dimana komponen Material memiliki prosentase paling tinggi yaitu sekitar 64.7% dari total investasi pada seluruh lapangan sumber CO₂, sedangkan yang terkecil adalah komponen Pipeline Control System sebesar 0.1% dari total investasi.

Gambar 11 menunjukkan prosentase kontribusi masing-masing lapangan terhadap total investasi dari transportasi gas CO₂, dimana Lapangan Subang memberikan nilai investasi yang terbanyak sedangkan Randegan yang memerlukan investasi terkecil dibandingkan dengan total investasi dari secara keseluruhan, hal ini dipengaruhi oleh rate CO₂, jarak dan juga diameter pipa transportasi yang digunakan.



Gambar 11.

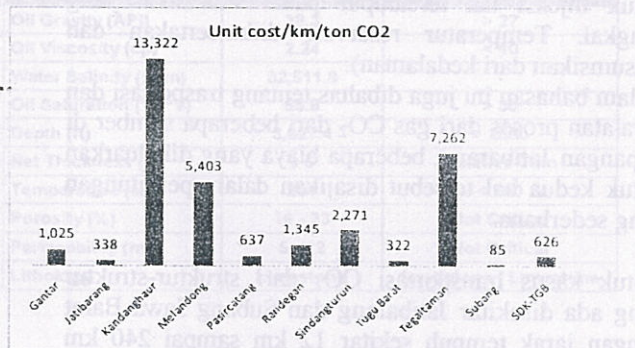
Kontribusi Investasi di Masing-masing Sumber Terhadap Total Investasi Transportasi CO₂ di Jatibarang

Tabel VI.

Unit Cost Masing-masing Lapangan dalam Transportasi CO₂

No	Sumber	Panjang Pipa, km	D, in	Rate, MMSCFD	Rate, Ton/D	Total Cost, USD	Cost/km, USD	Cost/MMSCFD, USD	Cost/Ton, USD	Cost/Ton/km, USD
1	Gantar	111	6	2.95	80	9,091,469	81,905	3,081,854	113,814	1,025
2	Jatibarang	37	8	9.89	301	3,771,871	101,942	381,382	12,519	338
3	Kandanghaur	98	6	0.14	6	8,055,366	82,198	57,538,327	1,305,570	13,322
4	Melandong	111	6	0.45	15	9,091,469	81,905	20,113,869	599,701	5,403
5	Pasircatang	102	8	4.50	129	8,374,167	82,100	1,860,926	64,966	637
6	Randegan	12	6	2.40	74	1,201,145	100,095	500,477	16,144	1,345
7	Sindangturun	81	6	0.75	36	6,700,462	82,722	8,933,949	183,927	2,271
8	Tugu Barat	117	12	9.79	364	13,621,346	116,422	1,391,353	37,458	320
9	Tegaltaman	110	6	0.40	12	9,569,670	86,997	23,924,176	798,804	7,262
10	Subang	240	12	31.00	1613	33,054,345	137,726	1,066,269	20,492	85
11	SDK-TGB	116.8	8	3.00	156	11,398,095	97,586	3,799,305	73,065	626
	Total	1135.80		65.27	2787	113,929,405				

Pada Tabel VI, terlihat unit cost untuk masing masing struktur yang ada di Lapangan Jatibarang, sedangkan pada Gambar 12 adalah digram batang yang menggambarkan unit cost/km/ton CO₂ dalam transportasi CO₂.



Gambar 12.

Unit Cost per Satuan jarak (dalam USD/ton CO₂) pada Investasi Transportasi CO₂ di Jatibarang

Berdasarkan lokasi, rate gas dan pertimbangan biaya transportasi yang sudah tersaji diatas maka dipilih

Struktur Jatibarang, dari Lapangan Minyak Jatibarang menjadi pilihan utama dalam penerapan injeksi CO₂.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil *Screening criteria* EOR untuk Lapangan Jatibarang ini, maka Injeksi CO₂ bisa diterapkan. Pemilihan metode ini didasarkan dari data data karakteristik minyak, karakteristik reservoir dan karakteristik air formasi juga ketersediaan sumber gas CO₂ dari struktur Jatibarang.

Besarnya biaya investasi transportasi CO₂ di Jatibarang sangat dipengaruhi oleh laju alir (*rate*) gas CO₂, jarak lapangan sumber CO₂ terhadap lokasi pemurnian dan juga diameter pipa salur. Berdasarkan analisa penentuan biaya transportasi serta ketersediaan sumber gas CO₂ maka Struktur Jatibarang menjadi pilihan utama dalam penerapan injeksi CO₂

Rekomendasi

Perlu dilakukan kajian lebih lanjut tentang penerapan injeksi CO₂ (CO₂ flooding) di Lapisan F Lapangan Jatibarang sampai ke tahapan *pilot project* sebelum nantinya diimplementasikan secara *full scale*.

Daftar Notasi

- L = panjang pipa salur, [meter]
D = diameter, [in]
Bo = factor volume formasi minyak, [bbl/STB]
Cw = kompresibilitas air, [1/psi]

- Co = kompresibilitas minyak, [1/psi]
Np = kumulatif produksi minyak, [barrel]
Gp = kumulatif produksi gas, [SCF]
RF = recovery faktor, [fraksi]
 μ_o = viskositas minyak, [cp]

Daftar Pustaka

1. Tim LPPM UPN ,2011, "*Preliminary Feasibility Studi Untuk Penerapan Co₂ Flooding Di Lapangan Jatibarang Lapisan F*", Laporan Final LPPM UPN "Veteran Yogyakarta
2. Xi Chen, 2007, "*CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage in Reservoirs*" CHE384-Energy Technology and Policy
3. Lako, P. , 2002, "*Options for CO₂ Sequestration and Enhanced Fuel Supply*".
4. G. Paul Willhite, 2001, "*Carbon Dioxide Flooding in Kansas Reservoirs*" 14th Oil Recovery Conference
5. Dwight Rychel, 2003, "*CO₂ : Past, Present and Future for Independents*", Tulsa Chapter SPE, U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory
6. Lawrence H. Wickstrom, "*Geologic CO₂ Sequestration*" AAPG