

Peningkatan Produksi Minyak dengan Injeksi CO₂ pada Lapangan Minyak Tua Sangatta Kalimantan Timur

Oleh: Ego Syahrial¹⁾ dan Hadi Purnomo²⁾

¹⁾Pengkaji Teknologi, ²⁾Peneliti Muda pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"
Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, P.O. Box 1089/JKT, Jakarta Selatan 12230 INDONESIA

Teregistrasi I Tanggal 3 September 2009; Diterima setelah perbaikan tanggal 16 September 2009

Disetujui terbit tanggal: 24 September 2009

S A R I

Salah satu teknologi untuk meningkatkan produksi minyak dari lapangan-lapangan minyak tua adalah melalui injeksi CO₂. Proses injeksi ini pada saat yang bersamaan juga bisa berkontribusi terhadap penurunan emisi CO₂, dimana CO₂ tersebut dapat disimpan di reservoir-reservoir secara permanen. Dalam penelitian ini, lapangan minyak tua Sangatta Kalimantan Timur dipelajari, dan studi ini difokuskan kepada potensi penambahan perolehan minyak dan volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini merupakan integrasi dari proses skening reservoir, uji laboratorium, dan pemodelan simulasi reservoir. Hasil studi menunjukkan bahwa potensi penambahan perolehan minyak berkisar antara 2,4 – 3,3 juta barel dan sebanyak 2,2 – 4,7 juta ton CO₂ dapat disimpan secara permanen di lapangan tua Sangatta Kalimantan Timur.

Kata kunci: carbon dioxide (CO₂), tekanan minimum tercampur, reservoir, Bbl (barel)

ABSTRACTS

One of the options for enhancing oil production from depleted oil field is by applying CO₂ injection. This process at the same time could contribute to reduce carbon dioxide (CO₂) emission in which CO₂ is stored permanently in the reservoir. In this research, a depleted oil field in Sangatta East Kalimantan was studied and the study was focused on potential oil recoveries and the storage volume of CO₂. The methodology adopted in this research is integration of reservoir screening, laboratory tests and numerical reservoir simulation. The results indicate that potential oil recoveries of 2.4 – 3.3 million Bbl and the storage volume of CO₂ of 2.2 – 4.7 million ton may be possible to be recovered from depleted oil field in Sangatta East Kalimantan.

Key words: carbon dioxide (CO₂), minimum miscibility pressure, reservoir, Bbl (barrel)

I. PENDAHULUAN

Teknologi injeksi CO₂ pada formasi geologi seperti lapangan minyak tua telah diterapkan di beberapa lapangan minyak di dunia. Secara prinsip, injeksi CO₂ di lapangan minyak ditujukan untuk menurunkan tegangan permukaan antara fluida injeksi dan fluida reservoir, sehingga saturasi minyak tersisa bisa didapat (Stalkup, 1983). Lapangan minyak Weyburn di Canada (Elsayed *et al.*, 1993) dan Sleipner di Norway (Baklid *et al.*, 1996) merupakan contoh-contoh penerapan

teknologi injeksi CO₂ pada formasi geologi. Lebih dari 1 juta Ton CO₂ per tahun diinjeksikan pada masing-masing lapangan tersebut dan terbukti bisa meningkatkan faktor perolehan minyak. Potensi penyimpanan CO₂ pada lapangan-lapangan minyak tua di seluruh dunia adalah sangat besar, diestimasi sekitar 675 – 900 Giga Ton dapat disimpan secara permanen (IEA GHG, 2006). Bila teknologi ini diterapkan diseluruh lapangan tua minyak di dunia, maka kontribusinya selain bisa meningkatkan faktor

perolehan minyak, juga bisa berkontribusi terhadap penurunan emisi CO₂.

Indonesia sebagai salah satu negara di dunia yang memproduksi minyak, mempunyai banyak lapangan-lapangan minyak tua (telah lama di produksi). Produksi minyak dari lapangan-lapangan tua tersebut masih dapat ditingkatkan bila dilakukan injeksi CO₂, atau dikenal sebagai proses EOR (*Enhance Oil Recovery*). Sejalan dengan itu, banyak lapangan-lapangan minyak dan gas di Indonesia yang mempunyai kadar CO₂ tinggi (contoh lapangan Natuna), dan sumber-sumber CO₂ hasil proses pembangkit tenaga listrik bahan bakar minyak maupun CO₂ dari proses kegiatan kilang LNG/LPG (contoh Bontang/Arun).

Untuk menstabilkan konsentrasi gas-gas greenhouse (*greenhouse gases*) di lapisan atmosfer, diperlukan pengurangan besar-besaran emisi CO₂ (*Carbon Dioxide*) ke lapisan atmosfer. Banyaknya konsentrasi gas-gas greenhouse di lapisan atmosfer telah menyebabkan penipisan lapisan ozon, yang akan berakibat langsung terhadap pemanasan global dunia. Salah satu opsi untuk mengurangi emisi CO₂ tersebut adalah dengan menginjeksikan CO₂ tersebut pada formasi-formasi geologi seperti pada lapangan-lapangan minyak tua yang telah lama diproduksi. Injeksi CO₂ ini lebih dikenal sebagai sekuestrasi CO₂ (*CO₂ Sequestration*), dan dalam kerangka penanganan perubahan iklim merupakan opsi yang harus dijalankan bersamaan dengan perbaikan efisiensi penggunaan bahan bakar maupun penggunaan bahan bakar dengan kadar karbon rendah (Gale, 2002). Gambar 1 memperlihatkan ilustrasi sekuestrasi CO₂ pada formasi-formasi geologi (IEA GHG, 2006).

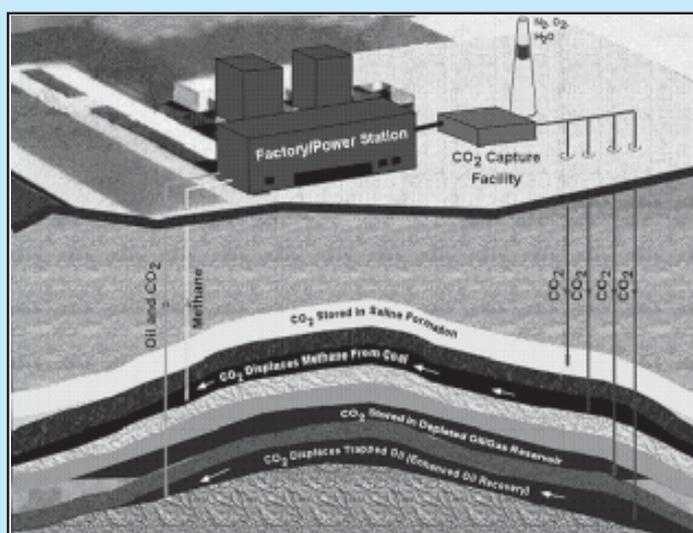
Upaya dunia internasional untuk menstabilkan konsentrasi gas-gas greenhouse di atmosfer yaitu dengan melakukan kesepakatan mengenai penurunan emisi CO₂, seperti yang dituangkan dalam Protokol Kyoto pada Desember 1977 (Gentzis, 2000). Dalam kesepakatan tersebut negara-negara maju (*Annex-I*) yang meratifikasi perjanjian ini wajib menurunkan emisi CO₂. Setiap negara memiliki kewajiban yang berbeda, dengan total penurunan sebesar 5,2 persen

dibandingkan tingkat emisi tahun 1990 pada periode komitmen pertama antara tahun 2008 hingga tahun 2012 (Klara *et al.*, 2003). Indonesia sebagai salah satu dari negara-negara berkembang (*Non Annex-I*) telah pula meratifikasi Protokol Kyoto pada tahun 2004. Walaupun Indonesia belum dikenai kewajiban menurunkan emisi CO₂, namun Indonesia akan turut serta berkontribusi menurunkan konsentrasi gas-gas greenhouse di atmosfer. Hal ini didukung pula dengan kenyataan bahwa Indonesia sangat merasakan dampak dari perubahan iklim akibat pemanasan global.

Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui potensi injeksi CO₂ pada lapangan minyak tua di Sangatta Kalimantan Timur, dilihat dari sisi volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen dan dampaknya terhadap penambahan perolehan minyak.

II. METODOLOGI

Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah integrasi dari proses-proses skrening reservoir, uji laboratorium dan pemodelan simulasi reservoir. Keseluruhan proses-proses tersebut merupakan tahapan-tahapan yang harus dilalui secara bertahap sebelum teknologi injeksi CO₂ diterapkan. Lapangan Sangatta dipilih sebagai obyek penelitian karena merupakan lapangan tua yang masih bisa ditingkatkan



Gambar 1
Sekuestrasi CO₂ pada formasi-formasi geologi
(Sumber: IEA GHG, 2006)

produksinya dengan injeksi CO₂. Selain itu lapangan Sangatta dekat dengan sumber CO₂, yaitu kilang LNG Bontang yang merupakan sumber CO₂ yang besar. Gambar 2 memperlihatkan peta lokasi lapangan minyak Sangatta yang terletak 210 km sebelah utara kota Balikpapan dan 50 km dari LNG Bontang.

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data-data geologi, reservoir, produksi dan sampel batuan dan fluida reservoir. Secara geologi, lapangan Sangatta mempunyai reservoir yang berlapis-lapis dan mempunyai struktur antiklin dengan luas total sebesar 18 km². Secara lateral, lapangan ini juga mempunyai sistim patahan yang kompleks. Zona produktif ditemui pada formasi Balikpapan pada kedalaman 500 – 1300 m dan secara litologi merupakan batu pasir (*sandstone*) yang diselengi oleh lempung dan batu bara. Jumlah reservoir-reservoir yang ditemui sebanyak 277 reservoir (lapisan/layer) dengan total kandungan awal minyak sebesar 261,3 Juta Bbl. Jumlah minyak yang telah diproduksi sampai saat penelitian ini dilakukan adalah sebesar 31,6 Juta Bbl atau sekitar 12% dari kandungan awal minyak. Dengan sisa cadangan sebesar 88% dari kandungan awal, lapangan Sangatta mempunyai potensi yang besar untuk dapat ditingkatkan produksinya, dan sekaligus digunakan sebagai tempat penyimpanan CO₂ secara permanen.

Skrening reservoir adalah proses pemilihan atau seleksi dalam menentukan lapisan-lapisan (reservoir-reservoir) yang bisa diinjeksikan CO₂. Proses ini merupakan tahapan awal dan penting sebelum proses-proses uji laboratorium dan pemodelan simulasi reservoir dilakukan. Empat tahapan yang harus dilakukan dalam proses skrening reservoir, yaitu:

- Pemilihan reservoir-reservoir yang mempunyai kandungan awal minyak dan sisa cadangan yang relatif masih besar.
- Dari hasil skrening reservoir pada tahap pertama, dilanjutkan dengan memilih atau menyeleksi reservoir-reservoir tersebut berdasarkan sifat-sifat batuan dan fluida reservoirnya. Dari hasil ini dapat ditentukan kompatibilitas antara fluida injeksi CO₂ terhadap batuan dan fluida reservoir.



Gambar 2
Peta lokasi Lapangan Sangatta
(Sumber: PPPTMGB "LEMIGAS", 2006)

- Selanjutnya, dilakukan estimasi tekanan minimum tercampur (*minimum miscibility pressure - MMP*) yang dibutuhkan berdasarkan temperatur dari masing-masing reservoir yang telah diseleksi pada tahap dua. MMP adalah tekanan injeksi minimum yang diperlukan agar CO₂ dapat bercampur dengan minyak (Stalkup, 1983). Metode yang dikembangkan oleh Holm-Josendal (Holm *et al.*, 1974) berupa korelasi antara temperatur dan MMP digunakan untuk menentukan MMP, seperti ditunjukkan pada Gambar 3. Hasil tahapan ini akan menunjukkan reservoir-reservoir mana yang cocok untuk dilakukan injeksi CO₂. Lebih lanjut, proses estimasi ini akan merekomendasikan uji MMP melalui laboratorium yang diperlukan untuk masing-masing reservoir.
- Estimasi faktor perolehan penambahan minyak dan volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen dari seluruh reservoir-reservoir yang telah lolos tahap seleksi sebelumnya. Pendekatan "*Rule-of-Thumb*" (LEMIGAS, 2006) yaitu metoda yang didasarkan pada pengalaman sejarah lapangan-lapangan dunia digunakan untuk mengestimasi kedua parameter diatas. Asumsi-asumsi yang digunakan dengan pendekatan "*Rule-of-Thumb*" adalah sebagai berikut:

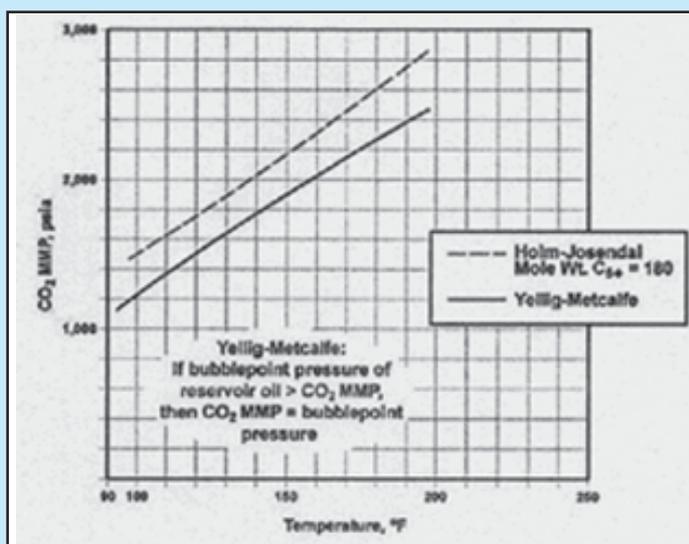
- Penambahan perolehan minyak berkisar antara 8 – 16% dari kandungan awal minyak.
- Jumlah CO₂ yang dapat disimpan secara permanen berkisar antara 5 – 10 Mcf/bbl.

Hasil estimasi ini selanjutnya akan dikonfirmasi dengan hasil pemodelan simulasi reservoir.

Uji laboratorium merupakan uji kompatibilitas antara fluida injeksi CO₂ terhadap sampel batuan dan fluida reservoir. Uji ini dilakukan untuk mengkonfirmasi hasil-hasil dari proses skrening, serta sebagai input data untuk pemodelan simulasi reservoir. Dua jenis uji laboratorium yang dilakukan adalah penentuan tekanan minimum tercampur (*MMP*) dan faktor perolehan minyak. Uji penentuan *MMP* dilakukan dengan menggunakan “*slim tube test*”, yaitu uji injeksi CO₂ pada sampel fluida reservoir yang ditempatkan dalam pipa berdiameter kecil pada tekanan dan temperatur reservoir. Uji *MMP* dilakukan dengan beberapa tekanan injeksi dan uji injeksi diselesaikan apabila penambahan tekanan injeksi tidak lagi menambah perolehan minyak. Dengan injeksi CO₂ sebanyak 1,2 PV (*PV: pore volume*) untuk setiap tekanan injeksi, fluida terproduksi hasil pendesakan dicatat. Tekanan injeksi dimana tidak ada lagi penambahan perolehan minyak disebut sebagai *MMP*. Uji faktor perolehan minyak (*core flooding*) dilakukan dengan melakukan injeksi CO₂ terhadap sampel batuan reservoir pada tekanan diatas *MMP* dan temperatur reservoir. Faktor perolehan minyak adalah jumlah minyak yang keluar dari sampel batuan hasil injeksi setelah sebanyak 1,2 PV CO₂ diinjeksikan.

Pemodelan simulasi reservoir adalah tahap akhir dari metodologi yang dikembangkan untuk penelitian ini, dimana data-data geologi, reservoir, hasil proses skrening dan uji laboratorium diintegrasikan dalam suatu model. Tahap awal, adalah pembuatan model geologi-reservoir dengan metode *Geostatistics*, yaitu pemodelan penyebaran batuan dan fluida reservoir berdasarkan statistik. Tujuan penggunaan metoda ini adalah untuk mengestimasi properti batuan dan fluida reservoir pada lokasi-lokasi dimana contoh atau sampel tidak ada, baik secara vertikal dan lateral.

Data input dari uji laboratorium adalah data input reservoir-reservoir dalam skala kecil. Sedangkan model simulasi reservoir adalah pemodelan reservoir-reservoir suatu lapangan dengan skala yang sesungguhnya. Selain itu, kelebihan pemodelan simulasi reservoir adalah bisa memasukan unsur ketidakseragaman reservoir (*heterogeneity*) dari sisi propertis batuan dan fluida reservoir. Ketidakseragaman reservoir adalah kenyataan yang memang selalu didapat di reservoir-reservoir lapangan minyak. Untuk itu pemodelan geologi-reservoir suatu lapangan dilakukan sebagai parameter yang bisa menggambarkan derajat ketidakseragaman reservoir lapangan. Setelah model geologi-reservoir dibangun, hasilnya model tersebut harus di kalibrasi terhadap data lapangan yang sesungguhnya. Proses ini disebut sebagai proses penselarasan (*history matching*). Model baru bisa digunakan untuk proses selanjutnya, apabila hasil kalibrasi sudah bisa menunjukan keselarasan antara model simulasi dan data lapangan yang sesungguhnya. Bila penselarasan model telah didapat, model simulasi dapat digunakan untuk memprediksi faktor penambahan perolehan minyak dan potensi volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen. Penempatan lokasi sumur-sumur injeksi akan menentukan besar faktor penambahan perolehan minyak dan volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen.



Gambar 3
Korelasi penentuan tekanan minimum tercampur (*MMP*)
(Sumber: Holm et al., 1974)

Tabel 1
Hasil skrening reservoir Lapangan Sangatta
 (Sumber: PPPTMGB "LEMIGAS", 2006)

Nama reservoir	Blok	Kandungan awal minyak (Juta Bbl)	Jumlah produksi (Juta Bbl)	Sisa cadangan (Juta Bbl)	Kedalaman (ft)	Tekanan awal (psi)	Tekanan sekarang (psi)	Temperatur (deg. F)	Gravity minyak (API)	Viskositas minyak (cp)	Saturasi minyak (fraksi)	Porositas (fraksi)	Permeabilitas (mD)
Layer-1	A	7,267.4	933.2	6,334.2	2,369	840	1074	217	35	4.1	0.51	0.26	91
Layer-2	B	7,717.6	897.5	6,820.1	2,747	1324	835	160	35	2.1	0.59	0.26	100
Layer-2	A	6,037.6	1,790.8	4,246.8	2,747	1324	835	160	35	2.1	0.49	0.29	139
Layer-3	C	6,296.3	510.5	5,785.8	3,564	1668	667	188	35	2.9	0.59	0.18	58
Layer-4	E	5,313.2	1,064.9	4,248.3	3,772	1865	810	196	35	3.2	0.56	0.23	23
Layer-5	D	5,994.8	537.5	5,457.3	3,820	1676	811	196	35	3.2	0.62	0.25	123
Layer-6	F	5,288.9	588.5	4,700.4	3,884	2063	799	194	35	3.1	0.57	0.30	109
Layer-7	A	6,900.7	1,458.0	5,442.7	3,927	1641	706	194	35	3.1	0.54	0.25	69
Layer-8	A	5,174.5	195.9	4,978.6	3,964	1122	1122	195	35	3.2	0.61	0.23	632
Layer-9	A	10,325.6	1,260.3	9,065.3	4,038	1839	1319	190	35	3.0	0.66	0.28	139
TOTAL		66,316.6	9,237.1	57,079.5									

Tabel 2
Estimasi tekanan minimum tercampur (MMP)

Nama reservoir	Blok	Kedalaman (ff)	Tekanan awal (psi)	Tekanan sekarang (psi)	Tekanan minimum temperatur-MMP (psi)	Tekanan tambahan (psi)	Gradien MMP (psi/ft)
Layer-1	A	2369	840	1074	3018	1944	1.27
Layer-2	B	2747	1324	835	2290	1455	0.83
Layer-2	A	2747	1324	835	2290	1455	0.83
Layer-3	C	3564	1668	667	2647	1980	0.74
Layer-4	E	3772	1865	810	2750	1940	0.73
Layer-5	D	3820	1676	811	2750	1939	0.72
Layer-6	F	3884	2063	799	2724	1925	0.70
Layer-7	A	3927	1641	706	2724	2018	0.69
Layer-8	A	3964	1122	1122	2737	1615	0.69
Layer-9	A	4038	1839	1319	2673	1354	0.66
Rata-rata tekanan tambahan yang diperlukan (psi)						1763	

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Skrening reservoir pada lapangan Sangatta dilakukan dengan memilih reservoir-reservoir yang mempunyai cadangan awal lebih besar dari 5 Juta Bbl dan sisa cadangan yang masih relatif besar. Selanjutnya berdasarkan sifat-sifat batuan dan fluida reservoirnya, dari total 277 reservoir yang terdapat di lapangan Sangatta, didapat 10 (sepuluh) reservoir yang memenuhi kriteria untuk dapat diinjeksikan dengan CO₂. Tabel 1 menunjukkan data cadangan awal dan

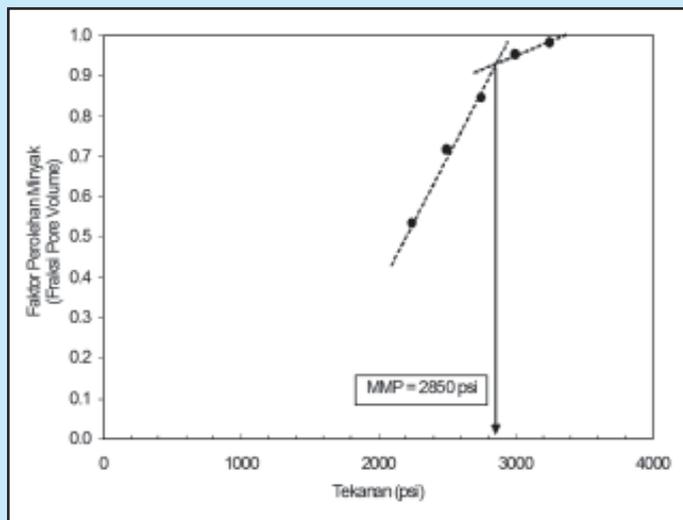
sisa cadangan beserta sifat-sifat batuan dan fluida reservoir. Dari total cadangan sebesar 66,3 Juta Bbl dan jumlah yang telah diproduksi sebesar 9,2 Juta Bbl menunjukkan masih terdapat 57,1 Juta Bbl minyak yang tersisa di 10 reservoir-reservoir lapangan Sangatta. Ini menunjukkan sekitar 86% dari total cadangan awal adalah sisa cadangan dan merupakan target untuk diproduksi dengan injeksi CO₂.

Proses skrening reservoir dilanjutkan dengan estimasi tekanan minimum tercampur (MMP) dengan

menggunakan metode yang dikembangkan oleh Holm-Josendal (Holm *et al.*, 1974). Dengan menggunakan data temperatur masing-masing reservoir, Tabel 2 memperlihatkan hasil estimasi MMP. Terlihat bahwa MMP tidak hanya lebih besar dari tekanan sekarang, tetapi juga lebih besar dari tekanan awal reservoir. Diperlukan rata-rata tekanan tambahan sekitar 1763 psi untuk masing-masing reservoir untuk mencapai MMP. Salah satu kendala dalam estimasi ini adalah gradien MMP untuk beberapa reservoir lebih besar dari normal gradien tekanan rekahan, yaitu 0.8 psi/ft. Untuk itu maka reservoir-reservoir Layer-1 (Blok A) dan Layer-2 (Blok A & B) dieliminasi untuk injeksi CO₂ lebih lanjut. Sehingga hanya ada 7 (tujuh) reservoir terpilih untuk proses lebih lanjut. Namun demikian, karena gradien MMP dari ke 7 reservoir-reservoir tersebut juga mendekati harga normal gradien tekanan rekahan, maka uji laboratorium diperlukan untuk memastikan hasil estimasi MMP skrening reservoir.

Potensi penambahan perolehan minyak dan volume CO₂ yang dapat disimpan permanen untuk ke 7 reservoir dengan metode "Rule-of-Thumb" diperlihatkan pada Tabel 3. Terlihat bahwa secara rata-rata, potensi penambahan minyak adalah sebesar 5,4 Juta Bbl dan volume CO₂ yang dapat disimpan permanen adalah sebesar 1,2 Juta Ton. Namun demikian, hasil estimasi keseluruhan berkisar antara 3,6 – 7,2 Juta Bbl minyak dan 0,5 – 2,1 Juta Ton CO₂.

Hasil estimasi diatas menunjukkan bahwa penerapan injeksi CO₂ di lapangan Sangatta adalah sangat baik dari sisi jumlah penambahan perolehan minyak serta volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen. Namun demikian, potensi tersebut harus dikaji lebih lanjut melalui uji laboratorium dan pemodelan simulasi reservoir. Hal ini terkait dengan kenyataan bahwa lapangan Sangatta merupakan lapangan yang cukup kompleks dari sisi ketidakteraturan batuan dan fluida reservoir serta struktur geology.



Gambar 4
 Uji laboratorium penentuan tekanan minimum tercampur

Tabel 3
 Estimasi volume sekuestrasi CO₂ dan penambahan perolehan minyak dengan metode Rule-of-Thumb (Keterangan: Mcf = ribu cubic feet)

		Penambahan perolehan minyak (% kandungan awal minyak)		
		8%	12%	16%
Potensi penyimpanan CO ₂	5 Mcf/Bbl	3,6 Juta Bbl	5,4 Juta Bbl	7,2 Juta Bbl
		0,5 Juta Ton	0,8 Juta Ton	1,0 Juta Ton
	7 Mcf/Bbl	3,6 Juta Bbl	5,4 Juta Bbl	7,2 Juta Bbl
		0,8 Juta Ton	1,2 Juta Ton	1,6 Juta Ton
	10 Mcf/Bbl	3,6 Juta Bbl	5,4 Juta Bbl	7,2 Juta Bbl
		1,0 Juta Ton	1,6 Juta Ton	2,1 Juta Ton

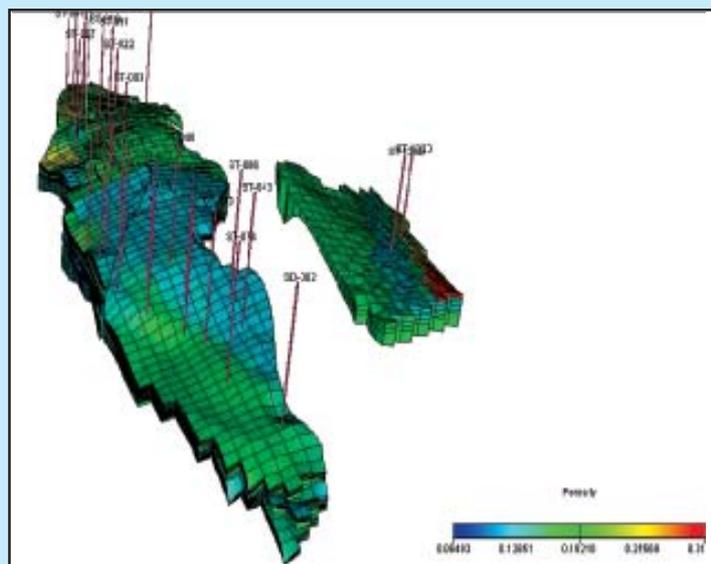
Uji laboratorium penentuan MMP dilakukan dengan 5 tekanan injeksi, yaitu pada tekanan-tekanan: 2250, 2500, 2750, 3000, dan 3250 psi, seperti diperlihatkan pada Gambar 4. Terlihat bahwa faktor perolehan minyak pada tekanan-tekanan injeksi 2250, 2500, dan 2750 psi menunjukkan peningkatan secara tajam, sedangkan pada tekanan-tekanan injeksi 3000,

dan 3250 psi peningkatannya relatif sangat kecil. Dengan kata lain, terdapat 2 (dua) kecenderungan kenaikan faktor perolehan minyak terhadap tekanan injeksi. Hubungan pertama, yaitu untuk tekanan-tekanan injeksi 2250, 2500 dan 2750 psi dan kedua adalah untuk tekanan-tekanan injeksi 3000 dan 3250 psi. MMP ditentukan dari perpotongan kedua garis kecenderungan tersebut dan didapat MMP sebesar 2850 psi seperti terlihat pada Gambar 4. Harga MMP didapat lebih besar dari estimasi MMP dengan metode korelasi pada proses skrening. MMP adalah parameter penting untuk digunakan sebagai data input pemodelan simulasi reservoir. Namun dalam pelaksanaan injeksi di lapangan, harga MMP tersebut perlu dibuktikan melalui uji "leak of test" yaitu uji injeksi rekah batuan.

Uji pendesakan (*core flooding*) dilakukan terhadap sampel batuan dengan diameter 3,6 cm, panjang 30,6 cm dan total volume pori (pore volume) sebesar 59,5 cc. Porositas dan permeabilitas rata-rata batuan adalah masing-masing sebesar 17.1% dan 116.6 mD, sedangkan fraksi saturasi awal minyak (S_{oi}) dan air (S_{wc}) adalah masing-masing sebesar 50,9% dan 49,1%. Sampel batuan yang digunakan dalam penelitian ini diambil dari reservoir yang menggambarkan rata-rata properti batuan di lapangan Sangatta.

Pemilihan tekanan injeksi sebesar 3000 psi atau 150 psi lebih besar dari hasil uji MMP sebesar 2850 psi dilakukan untuk memastikan bahwa tekanan tercampur berada diatas tekanan minimum yang dibutuhkan. Awalnya, sampel batuan diinjeksikan air reservoir sampai mencapai saturasi air sebesar 100%.

Kemudian, sampel batuan tersebut diinjeksikan minyak untuk beberapa volume pori untuk mendapatkan kandungan awal minyak. Setelah dilakukan proses kesetimbangan selama beberapa hari, injeksi CO₂ dilakukan terhadap sampel batuan dengan tekanan injeksi sebesar 3000 psi. Selama injeksi, tekanan dan jumlah fluida yang terproduksi berikut jumlah gas CO₂ yang diinjeksikan dicatat. Tabel 4 memperlihatkan hasil injeksi pada sampel batuan lapangan Sangatta. Terlihat bahwa pada saat gas CO₂ mulai diproduksi, sebanyak 76,2% dari kandungan awal minyak dapat diambil. Kemudian, setelah injeksi diteruskan sampai sebanyak 1,2 PV CO₂, sebanyak 93,3% dari kandungan awal minyak dapat diproduksi. Disini terlihat bahwa faktor



Gambar 5
 Distribusi porositas reservoir-reservoir Lapangan Sangatta

Tabel 4
 Uji Pendesakan Pada Tekanan Injeksi 3000 psi
 (Keterangan: PV = volume pori-pori, S_{oi} = saturasi awal minyak & S_{wc} = saturasi awal air)

Volume pori-pori-PV (cc)	Porositas rata-rata (%)	Permeabilitas rata-rata (%)	Saturasi awal		Produksi minyak saat gas CO ₂ keluar di sumur produksi		Produksi minyak setelah injeksi CO ₂ sebanyak 1,2 PV	
			Minyak- S_{oi} (%)	Air- S_{wc} (%)	(cc)	(% kandungan awal minyak)	(cc)	(% kandungan awal minyak)
59,5	17,1	116,6	50,9	49,1	23,1	76,2	28,5	93,3

Tabel 5
Skenario pengembangan lapangan dengan injeksi CO₂
 (Keterangan: WAG = water alternating gas, MMScf/D = Juta cubic feet per hari,
 Bscf = Milyar cubic feet)

Skenario injeksi	Tekanan injeksi (psi)	Maksimum laju injeksi (MMScf/D)	Total injeksi gas CO ₂		Total penambahan perolehan minyak	
			(Bscf)	(Juta ton)	(Juta Bbl)	(%kandungan awal)
Injeksi CO ₂ secara kontinyu (Sumur-sumur injeksi pada layer atas)	2850	40000	163	4,7	3,3	7,5
Injeksi CO ₂ secara kontinyu (Sumur-sumur injeksi pada layer bawah)	2850	40000	170	4,9	2,6	5,9
Injeksi CO ₂ dan air (1:1 WAG) (Sumur-sumur injeksi pada layer bawah)	2850	40000	76	2,2	2,4	5,5

perolehan minyak terhadap sampel batuan adalah sangat besar. Hal ini bisa dimengerti karena sampel batuan yang digunakan mempunyai dimensi yang kecil dibandingkan dengan total dimensi reservoir-reservoir sesungguhnya. Namun demikian, uji pendesakan ini telah membuktikan bahwa injeksi CO₂ sangat cocok untuk dilakukan. Pemodelan dengan simulasi reservoir sangatlah mutlak untuk mengkonfirmasi hasil-hasil uji laboratorium.

Pemodelan simulasi reservoir lapangan Sangatta diawali dengan pembuatan model geologi-reservoir dengan metode *Geostatistics*, yaitu pemodelan penyebaran sifat-sifat batuan dan fluida reservoir berdasarkan statistik. Gambar 5 memperlihatkan hasil penyebaran porositas batuan dari 7 (tujuh) reservoir-reservoir lapangan Sangatta.

Memodelkan reservoir-reservoir lapangan Sangatta dengan injeksi CO₂ dilakukan untuk menentukan distribusi fluida secara vertikal dan areal dari hasil produksi lapangan pada saat sebelum dan saat dilakukan injeksi CO₂. Secara khusus model simulasi digunakan untuk menginvestigasi pengembangan lapangan yang terbaik dengan beberapa skenario injeksi. Tahap pemodelan berikutnya adalah dengan melakukan penselarasan antara model dan data aktual. Data aktual adalah data kandungan awal minyak sebesar 45,3 Juta Bbl dan yang telah diproduksi sebesar 5,6 Juta Bbl. Kedua harga tersebut merupakan parameter yang dimodelkan dengan simulasi sampai dicapainya keselarasan dengan data aktual. Setelah proses penselarasan didapat, model simulasi dapat digunakan memprediksi potensi penambahan perolehan minyak

dan volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen.

Dalam penelitian ini, diusulkan 3 (tiga) skenario prediksi untuk mendapatkan optimum potensi penyimpanan CO₂ secara permanen dan penambahan perolehan minyak, yaitu:

- Injeksi CO₂ secara kontinyu dan sumur-sumur injeksi ditempatkan pada reservoir paling tinggi (Layer-3).
- Injeksi CO₂ secara kontinyu dan sumur-sumur injeksi ditempatkan pada reservoir paling bawah (Layer-9).
- Kombinasi injeksi CO₂ dan air (1:1 WAG) dan sumur-sumur injeksi ditempatkan pada reservoir paling bawah (Layer-9).

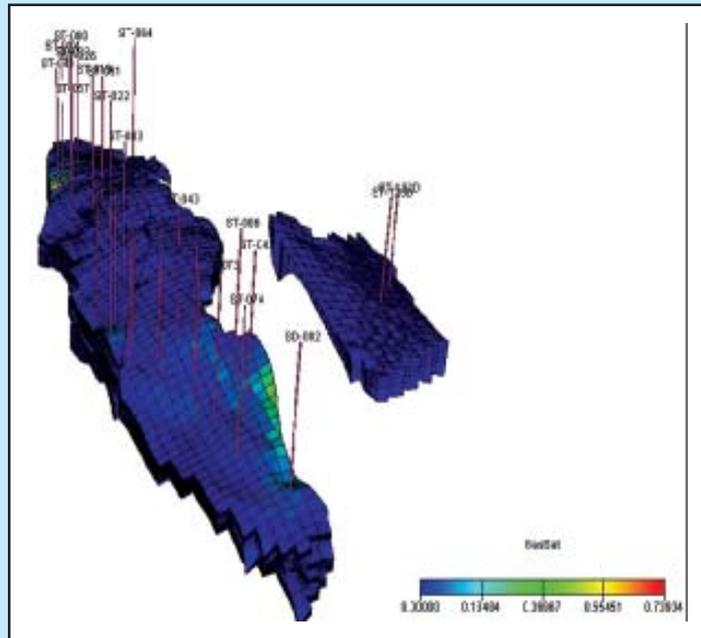
Untuk ketiga skenario diatas, digunakan maksimum tekanan injeksi sebesar 2850 psi dan maksimum total laju injeksi CO₂ sebesar 40 Juta Scf per hari. Sebanyak 20 sumur injeksi digunakan pada model dan proses injeksi dilakukan setelah lapangan telah berproduksi sebesar 5,6 Juta Bbl (12,4% dari kandungan awal minyak). Hasil dari ketiga skenario diatas ditabulasikan pada Tabel 5. Gambar-gambar 6 dan 7 memperlihatkan distribusi saturasi gas pada saat sebelum dan sesudah injeksi CO₂ dilakukan.

Tabel 5 menunjukkan penambahan perolehan minyak dengan 3 skenario injeksi serta potensi volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen. Terlihat, total potensi penambahan perolehan minyak berkisar antara 2,4 – 3,3 Juta Bbl, dan total potensi gas yang dapat disimpan secara permanen berkisar antara 2,2 – 4,7 Juta Ton CO₂. Secara garis besar,

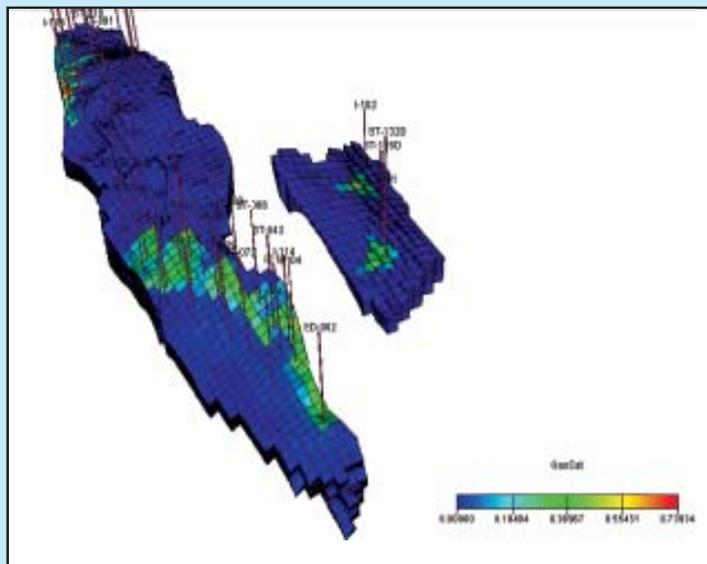
lapangan Sangatta mempunyai potensi yang bagus dari sisi penyimpanan CO₂ secara permanen dan penambahan perolehan minyak. Terlihat bahwa injeksi CO₂ secara kontinyu dengan menempatkan sumur-sumur injeksi pada reservoir paling atas memberikan total perolehan minyak yang terbesar dibandingkan dengan skenario lainnya. Sedangkan injeksi CO₂ secara kontinyu dengan menempatkan sumur-sumur injeksi pada reservoir paling bawah memberikan penyimpanan CO₂ secara permanen yang paling besar. Hasil model simulasi secara umum menunjukkan hasil potensi yang lebih kecil dibandingkan dengan hasil dari proses skrening dan uji laboratorium. Namun derajat kepastian model simulasi lebih tinggi mengingat faktor-faktor yang berpengaruh terhadap aliran fluida telah dimasukkan dalam model, seperti ketidakteragaman distribusi batuan dan fluida reservoir. Lebih lanjut, model simulasi sudah merupakan hasil integrasi data-data aktual dalam skala lapangan.

IV. KESIMPULAN & SARAN

1. Potensi penambahan perolehan minyak di lapangan minyak tua Sangatta berkisar antara 2,4 – 3,3 Juta Bbl dan volume CO₂ yang dapat disimpan secara permanen berkisar antara 2,2 – 4,7 Juta Ton. Potensi penyimpanan CO₂ dan penambahan perolehan minyak sangat ditentukan dengan skenario injeksi dan penempatan sumur-sumur injeksi.
2. Penerapan teknologi injeksi CO₂ dilapangan Sangatta bisa memberikan kontribusi terhadap masalah penurunan produksi minyak dan penurunan emisi CO₂.
3. Metodologi yang dikembangkan dalam penelitian ini bisa diterapkan untuk mengetahui potensi penyimpanan CO₂ secara permanen dan faktor peningkatan perolehan minyak pada lapangan-lapangan minyak tua lainnya di Indonesia. Diharapkan penerapan



Gambar 6
Distribusi saturasi gas sebelum injeksi CO₂



Gambar 7
Distribusi saturasi gas setelah injeksi CO₂

teknologi injeksi CO₂ di Indonesia bisa memberikan kontribusi terhadap peningkatan produksi minyak dan penurunan emisi CO₂.

KEPUSTAKAAN

1. Gale, J., Geological Storage of CO₂, 2002: What's Known, Where are the Gaps and What more Needs to be Done, presented and published in Proc. Of The 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), Kyoto, Japan.
2. IEA GHG, 2006: "Permitting Issues for CO₂ Capture and Geological Storage".
3. Gentzis, T., 2000, "Subsurface sequestration of carbon dioxide - an overview from an Alberta Canada perspective", International Journal of Coal Geology 43 (2000) 287-305.
4. Klara, S.M., Srivastasa, R.D., and McIlvried, H.G., 2003: "Integrated collaborative technology development program for CO₂ sequestration in geologic formations – United States Department of Energy R&D", Energy Conversion & Management".
5. IPCC Special Report, 2005: "Carbon Dioxide Capture and Storage", Cambridge University Press, 40 West 20th Street, New York, NY 10011-4211, USA.
6. Stalkup, F.I., 1983: "Miscible Flooding", Monograph 8, SPE, Richardson, Texas, USA.
7. Elsayed S.A., Baker R., Churcher P.L., and Edmunds A.S., 1993: "A Multidisciplinary Reservoir Characterization and Simulator Study", SPE 36600, presented at the 1993 SPE Rocky Mountain Regional and Low Permeability Reservoir held in Denver, Colorado, USA, 12-14 April.
8. Baklid, A., Korbd, R., and Owren, G., 1996: "Sleipner Vest CO₂ Disposal, CO₂ Injection Into A Shallow Underground Aquifer", SPE 36600, presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 6-9 October.
9. PPPTMGB "LEMIGAS", 2006, "Kajian Sekuestrasi CO₂ Pada Formasi Geologi, Laporan DIPA 2006 - Kegiatan Penyelenggaraan Koordinasi Pembinaan Usaha-Usaha MIGAS".
10. Holm, L.W., and Josendal, V.A., 1974, "Mechanism of Oil Displacement by Carbon Dioxide", Journal of Petroleum Technology. ✓