



Penentuan *Swelling Factor* dan Tekanan Tercampur Minimum untuk Penerapan Injeksi Gas Karbondioksida di Lapangan Minyak

Dedy Kristanto*, Hariyadi*, Wibowo* dan Windyanesha Paradhita

Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta, Jl. Padjajaran 104 (Lingkar Utara), Condongcatur Yogyakarta 55283

*E-mail: dedykris.upn@gmail.com, haryd_upn@yahoo.com, wibowo.ms@gmail.com

Abstract

Oil swelling and minimum miscibility pressure (MMP) are two important factors of carbon dioxide (CO₂) gas displacement mechanism occurred in the reservoir relate to application of CO₂ injection in the field to enhance oil recovery. In this paper determination of swelling factor was conducted using PVT cell, where recombined fluid injected and conditionally at the reservoir temperature. While, determination of MMP between crude oil samples with carbon dioxide gas conducted using three methods, i.e. empirical equation, correlation methods and laboratory experiment using slintube. Based on the results of swelling test during injection CO₂ gas processes until 46.82% mole, shows that bubble point pressure is increasing gradually from 410 Psig through 2200 Psig, and swelling factor was also increase from 1.0 through 1.442. The results of minimum miscibility pressure based on the empirical equation is 2807 Psig, correlations of Cronquist is 2301 Psig; Yellig & Metcalfe is 2490 Psig; Holm & Josendal is 2750 Psig, otherwise based on the laboratory measurement using slintube is 2800 Psig. Determination of MMP using Holm & Josendal correlation is more approximate to the result of laboratory analysis. Furthermore, based on the value of fracture pressure of Layer F is 2200 Psig and MMP is 2800 Psig, hence the application of CO₂ gas injection in the field only could be conducted as immiscible flooding.

Keywords: Minimum Miscibility Pressure, carbon dioxide (CO₂), gas injection, swelling factor

Pendahuluan

Injeksi gas karbondioksida (CO₂) merupakan salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dengan cara menginjeksikan gas CO₂ ke dalam reservoir minyak dengan tujuan untuk mendapatkan penambahan perolehan minyak secara *tertiary* setelah dilakukan optimasi injeksi air. Injeksi gas CO₂ sangat efektif untuk meningkatkan perolehan minyak, dan merupakan teknologi terbukti dalam proses peningkatan perolehan minyak pada tahap lanjut atau *enhanced oil recovery* (EOR).

Berdasarkan pada parameter karakteristik reservoir dalam *screening criteria* awal dan ketersediaan sumber gas CO₂ di lapangan, direkomendasikan bahwa Lapisan F sesuai untuk penerapan injeksi gas CO₂. Guna menunjang kelayakan penerapan injeksi gas CO₂ tersebut, maka perlu dilakukan penentuan besarnya tekanan tercampur minimum (TTM) dan *swelling factor* antara sampel minyak dari Lapisan F dengan gas CO₂ sebagai fluida yang akan diinjeksikan. Apabila kondisi tercampur tercapai pada proses pendesakan atau pendesakan di atas tekanan tercampur minimum (TTM), maka pendesakan akan efisien dan diperoleh peningkatan perolehan minyak yang optimal. Namun demikian pendesakan di bawah TTM juga masih dapat meningkatkan perolehan minyak yang signifikan.

Tinjauan Pustaka

Injeksi gas CO₂ atau sering juga disebut sebagai injeksi gas CO₂ tercampur yaitu dengan menginjeksikan sejumlah gas CO₂ ke dalam reservoir melalui sumur injeksi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi. Gas CO₂ adalah molekul stabil dimana 1 atom karbon mengikat 2 atom oksigen, berat molekulnya 44,01, temperatur kritik 31,1 °C dan tekanan kritik 7,38 MPa (Walker dan Dunlop, 1963). Alasan digunakannya gas CO₂ sebagai gas injeksi selain sesuai dengan sifat CO₂ itu sendiri yaitu CO₂ mudah didapatkan dan mempunyai harga yang relatif murah dibandingkan dengan gas lainnya, CO₂ dapat terlarut dalam air dan minyak, injeksi CO₂ dapat mendesak minyak sekitar 60 - 90 % dari OOIP, dan gas CO₂ berpotensi sebagai "*flooding agent*" yaitu zat yang memiliki miscibilitas yang dapat berfungsi sebagai fluida pendesak (Klins, 1984; Abdassah dkk., 2000).

Stalkup Jr.(1983) menyatakan bahwa mekanisme gas CO₂ yang terjadi di reservoir dalam meningkatkan perolehan minyak adalah pengembangan (*swelling*) minyak (CO₂ sangat mudah terlarut dalam minyak), menurunkan viskositas minyak (jauh lebih efektif dibanding N₂ atau CH₄), menurunkan tegangan permukaan antara minyak dan fasa CO₂/minyak pada daerah tercampur dan membentuk pencampuran bila tekanan injeksi cukup tinggi (> TTM).



Sumber gas CO₂ yang digunakan dalam proses injeksi harus diperhatikan karena ini menyangkut jumlah volume yang harus disediakan selama injeksi berlangsung. Gas CO₂ yang tersedia juga harus relatif murni sebab beberapa gas seperti metana dapat meningkatkan tekanan yang diperlukan untuk bercampur, sedangkan yang lainnya seperti hidrogen sulfida berbahaya dan berbau serta menimbulkan permasalahan lingkungan. Sumber CO₂ alami adalah yang terbaik, baik yang berasal dari sumur yang memproduksi gas CO₂ yang relatif murni ataupun yang berasal dari pabrik yang mengolah gas hidrokarbon yang mengandung banyak CO₂ sebagai kontaminan. Sumber yang lain adalah kumpulan gas (*stock gas*) dari pembakaran batubara (*coal fired*). Pemisahan gas asam pada suatu lapangan minyak sebagai gas buangan pembangkit tenaga listrik, fasilitas kalsinasi batu gamping dan produk buangan dari pabrik semen. Alternatif lain adalah gas yang dilepaskan dari pabrik ammonia (Stalkup Jr., 1983).

Kriteria Pemilihan (*Screening Criteria*)

Kriteria pemilihan metode EOR yang sesuai 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 suatu lapangan minyak. Teknologi tersebut meliputi metode *thermal*, injeksi kimia dan pendesakan tercampur seperti ditunjukkan pada Tabel 1. Apabila Tabel 1 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 (simulasi) dan uji coba di lapangan (*pilot testing*). Penggunaan Tabel 1 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.

Menurut Taber dan Martin (1983), parameter yang sangat berpengaruh di dalam pemilihan metode EOR dapat dibagi dalam 3 (tiga) kelompok yaitu karakteristik minyak (*oil gravity*, viskositas dan transmisibilitas), karakteristik reservoir (kedalaman, temperatur, porositas, permeabilitas, tekanan reservoir, tebal lapisan, saturasi minyak dan jenis batuan), dan karakteristik air formasi (kegaraman dan kadar padatan terlarut).

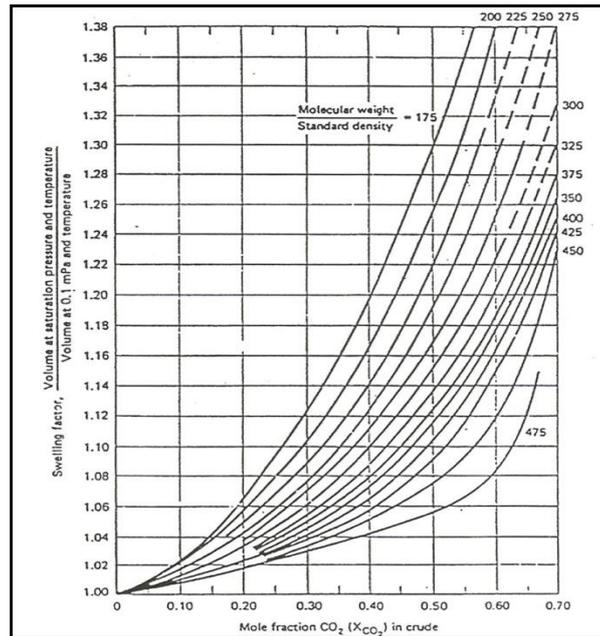
Tabel 1. *Screening Criteria* Pemilihan Metode EOR (Taber dan Martin, 1983)

Screening Parameters	Surfactant Flood	Polymer Flood	Alkaline Waterflood	CO ₂ Flood	Steam Stimulation	Steamflood	Fireflood	
Viscosity-cp at reservoir condition	<10 cp*	<200 cp	<300 cp	<10 cp	<400 cp	NC	NC	
Gravity- ^o API	>28 ^o	>18 ^o	>15 ^o	>25 ^o	>16 ^o	>10 ^o	10-40 ^o	
Oil Saturation in Area to be flooded (before EOR)-%PV	>30%	>50%	>50%	>25%	>50%	>50%	>50%	
Oil Concentration-B/AF	NC	NC	NC	NC	>1000 B/AF	>800 B/AF	600 B/AF	
Porosity x Oil Saturation	-	-	-	-	>0.13	>0.10	>0.08	
Depth-ft	NC	NC	NC	>2000	<3000*	<4000	<500	
Temperature- ^o F	<200*	<150*	Low preferred	NC	NC	NC	NC	
Original Bottom hole Pressure-Psi	NC	NC	NC	>1100	NC	NC	NC	
Net Pay Thickness-ft	NC	NC	NC	NC	>50	>15	>10	
Permeability-md	>50 md	>10 md	>1 md	NC	>100 md	NC	NC	
Transmissibility (Perm. x Thickness/Visc.)	NC	NC	NC	NC	NC	>50	>20	
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	None to minor	None to minor	NC unless extreme	NC unless extreme	None to minor	
Lithology	Sandstone only*	NC	<0.5% gypsum, low clay	NC	Low clay	Low clay	NC	
Salinity-ppm TDS	<100,000*	Low preferred	NC	NC	NC	NC	NC	
Hardness-ppm-calcium and magnesium	<5000*	Low preferred	Not excessive	NC	NC	NC	NC	
Comments	NC = not a critical factor * considered a constraint under current technology	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 preferable.	Use prior to, during, or after waterflood. Use where waterflooding is applicable, Oil acid no. >0.1	Thin pay preferred, high dip preferred. Homogeneous formation preferred. Porosity 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. Adequate reservoir pressure in thin sand.	Porosity x thickness (high). 10 acre spacing or less. Economic fresh water available. Economic fuel available. High net to gross pay.	High dip preferred. Porosity x thickness (high). <40 acre spacing. Low vertical permeability preferred. Preferred temperature >150 ^o F. High net to gross pay.

Pengembangan Volume Minyak (*Swelling*)

Adanya gas CO₂ yang larut dalam minyak akan menyebabkan pengembangan volume minyak. Pengembangan volume ini dinyatakan dengan suatu besaran yang disebut *swelling factor* yaitu perbandingan volume minyak yang telah dijenuhi CO₂ dengan volume minyak awal sebelum dijenuhi CO₂, bila besarnya *swelling factor* ini lebih dari satu berarti menunjukkan adanya pengembangan. Oleh Simon dan Graue (1965), dikatakan bahwa *swelling factor* dipengaruhi oleh fraksi mol CO₂ yang terlarut dalam minyak (X CO₂) dan ukuran molekul minyak yang dirumuskan

dengan perbandingan berat molekul densitas (M/ρ). Disamping itu, hasil penelitian Wellker dan Dunlop (1963) menunjukkan bahwa *swelling factor* dipengaruhi juga oleh tekanan dan temperatur (Gambar 1).



Gambar 1. *Swelling factor* terhadap mol fraksi CO₂ (Wellker dan Dunlop, 1963)

Penentuan Tekanan Tercampur Minimum (TTM)

Tekanan tercampur minimum (TTM) atau yang dikenal dalam istilah *Minimum Micible Pressure* - MMP adalah tekanan pendesakan terendah dimana gas dapat tercampur dengan minyak yang didesak melalui proses kelarutan dinamik atau kelarutan multi kontak. Pada proses kelarutan dinamik, gas yang diinjeksikan ke dalam minyak mentah (*crude oil*) akan menguapkan kandungan hidrokarbon yang mempunyai berat molekul *intermediate* berdasarkan proses pendesakan gas teruapkan (*vaporizing gas drive*).

Penentuan tekanan tercampur minimum dapat dilakukan dengan 3 (tiga) cara yaitu menggunakan persamaan keadaan (*equation of state*), secara korelasi dan percobaan laboratorium (Stalkup Jr., 1983). Penentuan TTM (MMP) secara empiris dapat ditentukan menggunakan persamaan yang dikemukakan oleh Stalkup Jr., (1983) yaitu:

$$\text{MMP} = -329,558 + (7,727 \times \text{MW} \times 1,005^T) - (4,377 \times \text{MW}) \quad (1)$$

$$T = 0,015 \text{ Depth} + 77,45 \quad (2)$$

$$\text{MW} = \left(\frac{7864,9}{G} \right)^{\frac{1}{1,0386}} \quad (3)$$

Keterangan :

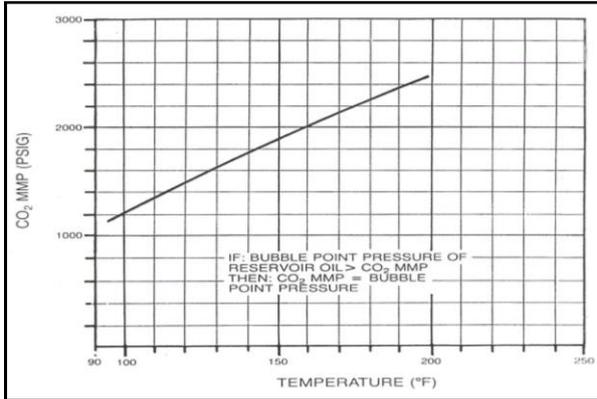
MW = Berat Molekul C₅₊

G = Oil Gravity (⁰API)

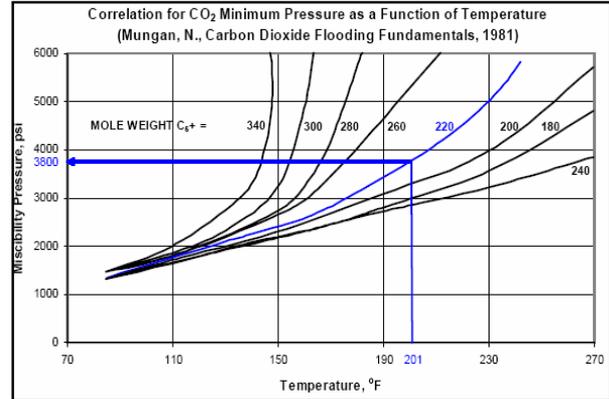
Sedangkan korelasi empirik antara minyak dan gas dalam penentuan TTM telah dikemukakan oleh beberapa ahli, yaitu korelasi Holm dan Josendal (1974), Yellig dan Metcalfé (1980), Mungan (1981), Yellig (1982) serta Stalkup Jr. (1983). Penentuan tekanan tercampur minimum secara korelasi yang dikemukakan oleh beberapa ahli tersebut ditunjukkan pada Gambar 2 sampai Gambar 5. Korelasi-korelasi tersebut menggambarkan hubungan antara TTM dengan temperatur, kandungan fraksi ringan (C₁, N₂, CO₂), fraksi intermediate (C₂-C₆), kandungan C₅-C₃₀, impurities N₂ dan H₂S, berat molekul C₂₊, berat molekul minyak, densitas minyak dan jenis minyak (aromatik, naphanik, parafanik). Sehingga dapat disimpulkan bahwa setiap korelasi mempunyai variabel yang berlainan antara yang satu dengan yang lainnya. Oleh karena itu pemakaian korelasi tersebut akan lebih berarti apabila diambil korelasi yang mempunyai komposisi dan jenis minyak yang digunakan dalam percobaan.

Penentuan TTM dengan percobaan di laboratorium dilakukan menggunakan alat *Slimtube* (Stalkup Jr., 1983). Penentuan TTM dengan menggunakan *slimtube* (Gambar 6) menggambarkan proses pendesakan yang stabil dan *disperse* yang sangat rendah, karena pendesakan minyak tergantung pada kelakuan fasa. *Slimtube* diisi minyak kemudian didesak dengan gas pada kondisi tekanan tertentu, setelah pendesakan mencapai 1.2 volume pori gas maka dihitung produksi minyaknya sebagai faktor perolehan (% recovery). Jika dengan penambahan tekanan lebih tinggi

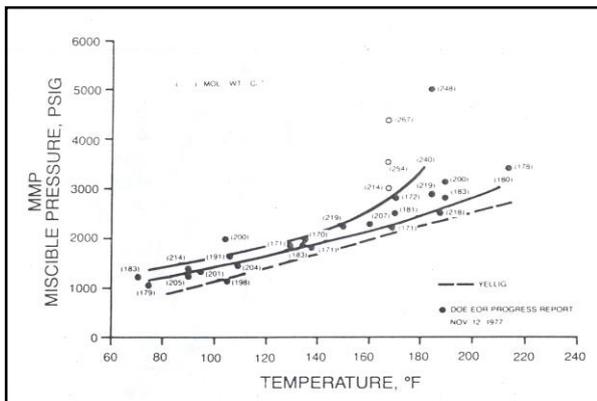
diperoleh pertambahan produksi minyak yang relatif sangat kecil, maka tekanan tersebut adalah tekanan tercampur minimumnya. Pada percobaan ini digunakan *slimtube* yang berisi pasirkuarsa dengan panjang 1890 cm, diameter tube 0,639 cm, porositas 25,7 %, permeabilitas 15,803 darcy serta volume pori 155,838 cc pada 120 °C. Selanjutnya *slimtube* ini diisi dengan minyak mentah dengan komposisi H₂S, CO₂, N₂, C₁, C₂, C₃, i-C₄, n-C₅, C₆ dan C₇₊, dengan variasi sesuai tekanan pendesakan yaitu 1200, 1300, 1380, 1400 dan 1500 psig.



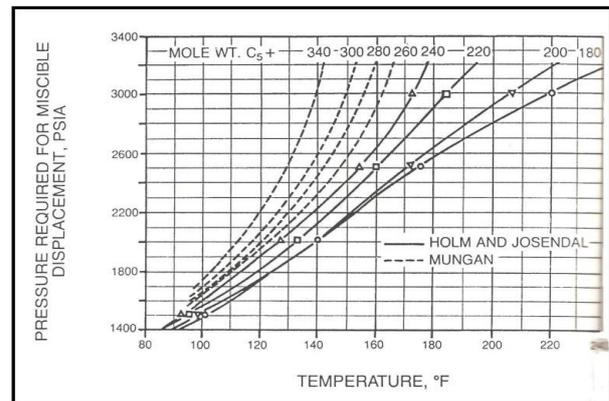
Gambar 2. Korelasi temperatur terhadap tekanan tercampur minimum (Yellig dan Metcalfe, 1980)



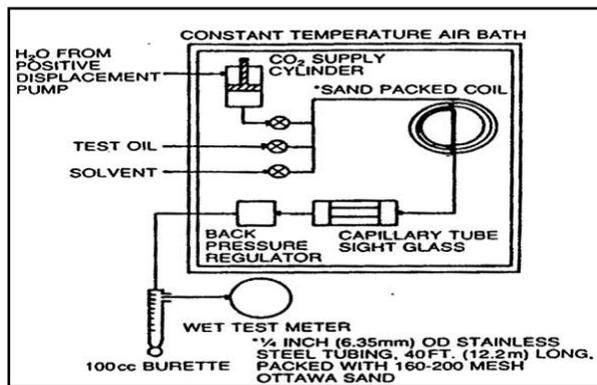
Gambar 3. Korelasi tekanan tercampur minimum injeksi CO₂ (Mungan, 1981)



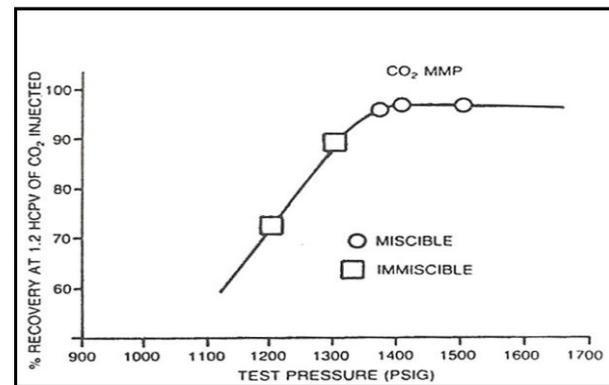
Gambar 4. Tekanan tercampur minimum injeksi CO₂ dari Holm dan Josendal (1974) dan Yellig (1982)



Gambar 5. Korelasi TTM injeksi CO₂ dari Holm dan Josendal serta Mungan (Stalkup Jr., 1983)



Gambar 6. Skema alat *slimtube* (Stalkup Jr., 1983)



Gambar 7. Penentuan TTM pada pendesakan CO₂-minyak (Stalkup Jr., 1983)

Perolehan minyak dari pendesakan CO₂ - minyak pada setiap tekanan pendesakan ditunjukkan pada Gambar 7 di atas, terlihat bahwa perolehan minyak pada saat tekanan pendesakan dibawah TTM akan naik bersamaan dengan naiknya tekanan pendesakan. Hal ini terjadi baik pada perolehan minyak saat *breakthrough*, pendesakan 1,2 volume pori (PV) maupun saat *blowdown*. Selanjutnya untuk tekanan pendesakan pada dan di atas TTM, naiknya tekanan

pendesakan hanya terjadi kenaikan perolehan minyak yang relatif kecil sekali. Hal ini terjadi saat *breakthrough*, 1,2 volume pori dan saat *blowdown*. Sehingga jelas dapat ditentukan bahwa besarnya TTM adalah 1380 psig. Setelah tekanan tersebut penambahan tekanan pendesakan hanya menaikkan perolehan minyak yang sangat kecil.

Hasil dan Pembahasan

Screening Criteria Lapisan F

Didasarkan pada *screening criteria* pemilihan EOR pada Tabel 1 di atas, untuk Lapisan F apabila disesuaikan dengan faktor atau parameter yang paling berpengaruh di dalam pemilihan metode EOR (karakteristik minyak, karakteristik reservoir dan karakteristik air formasi), maka metode EOR yang sesuai atau layak diterapkan adalah injeksi gas CO₂ (seperti ditunjukkan pada Tabel 2).

Tabel 2. Screening Criteria CO₂ Flooding Lapisan F

Parameter	Screening CO ₂ Flood	Lapisan F
Oil Gravity (API)	> 27	34,29
Oil Viscosity (cp)	< 10	2,24
Water Salinity (ppm)	Not Critical	35.512
Oil Saturation (% PV)	> 30	55,8
Depth (ft)	> 2.500	3.927
Net Thickness (ft)	Relative Thin	± 6
Temperature (°F)	< 250	201
Porosity (%)	Not Critical	16 - 23
Permeability (mD)	Not Critical	5 - 42
Lithology	Sandstone / Limestone	Limestone

Injeksi CO₂ dilakukan dengan cara menginjeksikan CO₂ dalam jumlah tertentu (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.

Selanjutnya mengenai batasan injeksi CO₂ diperlukan sumber CO₂ yang memadai dengan kualitas yang baik (seminimum mungkin mempunyai kandungan air (H₂O) atau *dry gas*). Sebagai catatan, 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.

Swelling Test

Swelling test dilakukan menggunakan PVT cell, dimana fluida rekombinasi diinjeksikan dan dikondisikan pada *temperature* reservoir sebesar 201°F. Kemudian, dilakukan analisa hubungan tekanan-volume untuk menentukan tekanan gelembung pada berbagai level tekanan sampai tekanan gelembung 410 psig. Langkah berikutnya, sejumlah CO₂ diinjeksikan kedalam PVT cell, volume CO₂ dicatat dan lakukan lagi analisa hubungan tekanan volume untuk menentukan tekanan gelembung. Proses ini diulangi 4 (empat) kali dengan meningkatkan jumlah CO₂ yang diinjeksikan. Peningkatan volume CO₂ yang diinjeksikan secara pasti akan meningkatkan terjadinya *swelling* minyak sebagaimana halnya tekanan gelembung. Proses injeksi terus dilanjutkan sehingga tekanan gelembung mendekati MMP (*Minimum Miscibility Pressure*). Hasil dari *swelling test* ditabulasikan pada Tabel 3 untuk *swelling factor* dan kelarutan (*solubility*) CO₂. Perubahan komposisi fluida reservoir selama injeksi CO₂ ditampilkan pada Tabel 4.

Tabel 3. Swelling Test dari Minyak

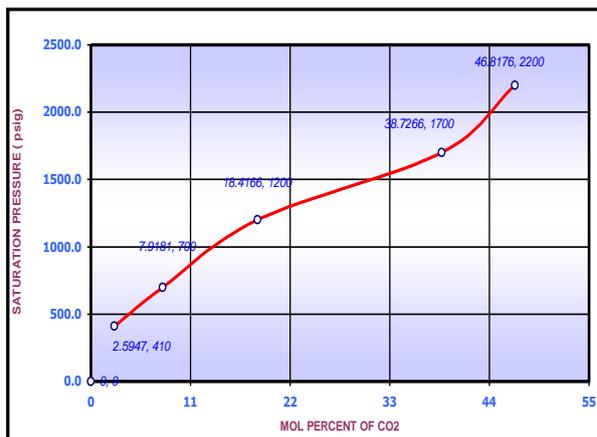
Reservoir System	CO ₂ Injection, SCF/STB	Saturation Pressure, Psig	Solubility of CO ₂ SCF/BBL Reservoir*)	Swelling Factor Fraction**)
Original Reservoir Oil	0,00	410	0,00	1,00
CO ₂ / Oil System I	104,61	700	130,35	1,1215
CO ₂ / Oil System II	219,39	1200	253,22	1,1755
CO ₂ / Oil System III	556,74	1700	615,22	1,3446
CO ₂ / Oil System IV	763,83	2200	836,77	1,4421

*) at current reservoir condition; **) Ratio of volume at saturation pressure

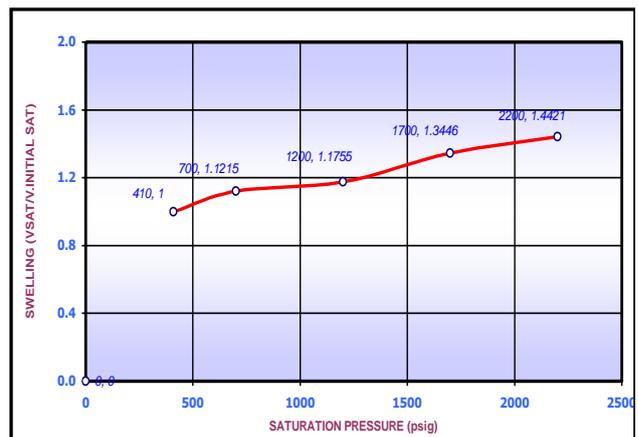
Tabel 4. Komposisi dari Fluida Reservoir

Component	Original Reservoir Oil Mol %	CO ₂ /Oil System I Mol %	CO ₂ /Oil System II Mol %	CO ₂ /Oil System III Mol %	CO ₂ /Oil System IV Mol %
Hydrogen Sulfide (H ₂ S)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Carbon Dioxide (CO ₂)	2,5947	7,9181	18,4611	38,7266	46,8176
Nitrogen (N ₂)	0,2457	0,3793	0,3359	0,2524	0,2191
Methane (C ₁)	4,8792	4,3542	3,8557	2,8974	2,5148
Ethane (C ₂)	0,5293	0,4859	0,4303	0,3233	0,2806
Propane (C ₃)	0,8971	1,5529	1,3751	1,0333	0,8969
Iso-Butane (i-C ₄)	0,3658	0,6937	0,6142	0,4616	0,4006
n-Butane (n-C ₄)	0,6585	1,6353	1,4480	1,0881	0,9445
Iso-Pentane (i-C ₅)	0,6642	1,3658	1,2094	0,9088	0,7888
n-Pentane (n-C ₅)	0,6722	1,7831	1,5790	1,1865	1,0299
Hexane (C ₆)	2,2972	3,4126	3,0218	2,2708	1,9710
Heptane plus (C ₇₊)	86,1961	76,4191	67,6695	50,8512	44,1362
Total	100,0000	100,0000	100,0000	100,0000	100,0000

Hubungan antara *swelling* dan tekanan saturasi ditampilkan secara grafis pada Gambar 8 dan hubungan antara tekanan saturasi dan mol persen CO₂ yang diinjeksikan ditampilkan pada Gambar 9. Selama proses injeksi CO₂ sampai 46,82% mol, tekanan gelembung meningkat secara bertahap dari 410 psig sampai 2200 psig dan faktor swelling meningkat dari 1,0 sampai 1,442.



Gambar 8. Hubungan tekanan saturasi versus mol percent CO₂ injection



Gambar 9. Hubungan swelling factor versus tekanan saturasi

Penentuan Tekanan Tercampur Minimum (TTM)

Tekanan tercampur minimum (TTM) atau yang dikenal dalam istilah *Minimum Miscibility Pressure* - MMP adalah tekanan pendesak terendah dimana gas dapat tercampur dengan minyak. Penentuan tekanan tercampur minimum sampel minyak sumur J-107 dengan gas CO₂ dilakukan dengan 3 (tiga) metode, yaitu secara persamaan empiris, korelasi dan percobaan di laboratorium menggunakan *slimtube*. Sampel minyak diambil dari sumur J-107 yang diproduksi dari Lapisan F (kedalaman 3927 ft) mempunyai kondisi tekanan sebesar 1706 Psig, temperatur sebesar 201 °F, tekanan rekah formasi sebesar 2200 Psig dengan °API sebesar 34.29.

Penentuan tekanan tercampur minimum (TTM) yang dihitung menggunakan persamaan empiris (Persamaan 1) didapatkan hasil sebesar 2807 Psig, sedangkan secara korelasi ditentukan berdasarkan korelasi Cronquist (Stalkup Jr., 1983), Yellig dan Metcalfe (1980), serta Holm dan Josendal (1974). Ringkasan hasil penentuan TTM secara korelasi tersebut ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5. Penentuan TTM Berdasarkan Korelasi

Korelasi	TTM, Psig
Cronquist	2301
Yellig dan Metcalfe	2490
Holm dan Josendal	2750

Selanjutnya percobaan penentuan TTM di laboratorium dilakukan dengan menggunakan *slimtube* yang mempunyai dimensi panjang 1890 cm dan diameter 0,64 cm, diisi penuh dengan pasir kuarsa yang mempunyai permeabilitas sekitar 1 Darcy dan diletakan di dalam oven pemanas. Penentuan tekanan tercampur minimum (TTM) menggunakan *slimtube* di laboratorium ditunjukkan pada Gambar 10. Pada percobaan ini injeksi gas CO₂ dilakukan pada kondisi temperatur reservoir 94^oC untuk beberapa kondisi tekanan injeksi, yaitu 2300, 2650, 2750, dan 3250 psig. Kondisi tekanan injeksi dimana sudah tidak terjadi lagi penambahan perolehan minyak yang berarti (*significant*) disimpulkan sebagai tekanan tercampur minimum (TTM).

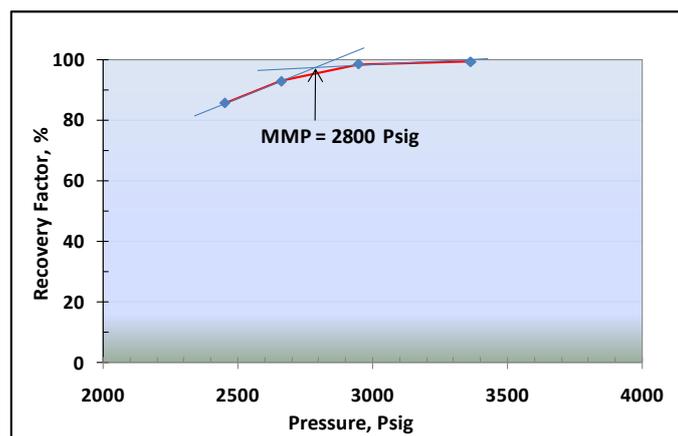


Gambar 10. Peralatan penentuan TTM di laboratorium menggunakan *slimtube apparatus*

Berdasarkan hasil percobaan menggunakan *slimtube* tersebut di atas didapatkan besarnya TTM gas CO₂ dengan sampel minyak dari Sumur J-107 pada kondisi tekanan 2800 Psig. Ringkasan hasil pengukuran perolehan minyak menggunakan *slimtube* untuk berbagai tekanan injeksi CO₂ ditunjukkan pada Tabel 6 dan secara grafis ditunjukkan pada Gambar 11. Didasarkan pada Tabel 6 dan Gambar 11, terlihat bahwa perolehan minyak pada saat tekanan pendesakan di bawah TTM akan naik bersamaan dengan naiknya tekanan pendesakan, hal ini terjadi baik pada perolehan minyak saat *breakthrough* dan pendesakan sampai 1,2 volume pori (PV). Selanjutnya untuk tekanan pendesakan pada dan di atas TTM, dengan naiknya tekanan pendesakan hanya terjadi kenaikan perolehan minyak yang relatif kecil. Sehingga dapat dikatakan bahwa besarnya harga TTM adalah 2800 Psig.

Tabel 6. Hasil Perolehan Minyak Menggunakan Slimtube untuk Berbagai Tekanan Injeksi

<i>Injection Pressure, Psig</i>	<i>Oil Recovery Before Breakthrough, %</i>	<i>Total Oil Recovery, %</i>
2451,02	78,44	85,63
2659,52	80,26	92,95
2947,55	96,61	98,46
3364,98	97,03	99,40



Gambar 11. Plot hasil penentuan TTM di laboratorium menggunakan *slimtube*



Kesimpulan

1. Berdasarkan hasil *swelling test* selama proses injeksi gas CO₂ sampai dengan 46,82% mol dan kondisi tekanan gelembung meningkat secara bertahap dari 410 Psig sampai 2200 Psig, didapatkan bahwa *swelling factor* meningkat dari 1,0 sampai 1,442.
2. Besarnya tekanan tercampur minimum (TTM) antara minyak J-107 dengan gas CO₂ didasarkan pada persamaan empiris adalah 2807 Psig, korelasi Cronquist adalah 2301 Psig, Yellig dan Metcalfe adalah 2490 Psig, Holm dan Josendal adalah 2750 Psig, sedangkan berdasarkan pengukuran di laboratorium menggunakan *slimtube* adalah 2800 Psig.
3. Faktor-faktor yang mempengaruhi tercapainya *miscibility* gas CO₂ dengan minyak adalah kemurnian CO₂, komposisi minyak, temperatur serta kedalaman.
4. Didasarkan pada besarnya tekanan rekah formasi di Lapisan F sebesar 2200 Psig dan MMP sebesar 2800 Psig, maka dalam penerapannya di lapangan injeksi gas CO₂ hanya dapat dilakukan secara pendesakan tak tercampur.

Daftar Pustaka

- Abdassah D, Siregar S, dan Kristanto D. The potential of carbon dioxide gas injection application in improving oil recovery. International Oil and Gas Conference in China. Society of Petroleum Engineers. 2000.
- Barclay, Taylor H, dan Srikanta M. New correlations for CO₂-Oil solubility and viscosity reduction for light oils. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 2016; 815-823.
- Holm LW dan Josendal VA. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. Journal of petroleum Technology 1974; 26 (12): 1-427.
- Klins MA. Carbon dioxide flooding: Basic mechanisms and project design. Reidel Publishing Company, Boston. 1984.
- Leach MP dan Yellig WF. Compositional model studies-CO₂ oil-displacement mechanisms. Society of Petroleum Engineers Journal 1981; 21 (01): 89-97.
- LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta. Feasibility study of CO₂ flooding, lapangan jatibarang, Pertamina EP Region Jawa. Yogyakarta. 2011.
- Mungan N. Carbon dioxide displacement fundamentals. Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas. 1981.
- Stalkup FI. Jr. Miscible displacement. Monograph Series Vol. 8. Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas. 1983.
- Simon R dan Graue GD. Generalized correlation for predicting solubility swelling and behaviour CO₂-crude oil system. Society of Petroleum Engineers of AIME. Januari 1965.
- Taber JJ dan Martin FD. Technical screening guides for the enhanced oil recovery of oil. Society of Petroleum Engineers 12609. 58th Annual SPE Meeting. San Francisco. California. 1983.
- Wellker JR dan Dunlop DP. Physical properties of carbonate oil. Society of Petroleum Engineers of AIME. Agustus 1963.
- Yellig WF dan Metcalfe R. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressure. Society of Petroleum Engineers of AIME 7477. 1980.
- Yellig WF. Carbon dioxide displacement of West Texas reservoir oil. Society of Petroleum Engineers Journal 1982; 22 (6): 805-815.





Lembar Tanya Jawab

Moderator : Retno Ringgani (UPN "Veteran" Yogyakarta)
Notulen : Perwitasari (UPN "Veteran" Yogyakarta)

1. Penanya : Retno Ringgani (UPN "Veteran" Yogyakarta)
- Pertanyaan : a. Mengapa dipilih lapisan F dalam penelitian ini?
b. Mengapa memilih metode EOR dengan injeksi CO₂ dibanding dengan metode EOR lainnya?
c. Bagaimana pendapat Bapak mengenai nilai TTM 288p psig yang diperoleh dari hasil laboratorium?
- Jawaban : a. Penelitian ini merupakan sebuah *case study* pada daerah X dimana di daerah tersebut terdapat berbagai lapisan yaitu A, B, C hingga F. Lapisan F dipilih karena telah diketahui mengandung minyak dan memiliki sifat fisik batuan dan sifat fisik lainnya seperti permeabilitas, porositas, jenis minyak didasarkan pada *gravitynya* dan viskositas.
b. Banyak metode EOR yang bisa kita gunakan karenanya kami melakukan rangking satu persatu terhadap metode EOR yang ada berdasarkan karakteristik *real* dari lapisan F. Diperoleh hasil bahwa metode injeksi CO₂ menempati urutan rangking teratas dengan nilai 30 diikuti *immiscible plading* CO₂ dengan nilai 27 dan metode termal dengan nilai 18. Sehingga disimpulkan metode injeksi CO₂ yang paling tepat untuk diterapkan pada lapisan F.
c. Nilai tekanan yang tinggi berpengaruh terhadap penentuan di reservoarnya dimana injeksi CO₂ akan lebih baik diterapkan di reservoir dengan kedalaman lebih dari 2500 ft. Artinya kedalaman akan berbanding lurus dengan gradien temperatur dan gradien tekanan. Selain itu tekanan juga dipengaruhi oleh jenis minyak, jika makin ringan massa jenis minyak maka nilai TTM akan relatif lebih kecil. Suhu juga berpengaruh pada nilai TTM dimana nilai TTM 2800 psig dikarenakan suhu yang tinggi yaitu 201°F.

