

## PENENTUAN *SWELLING FACTOR* DAN TEKANAN TERCAMPUR MINIMUM UNTUK PENERAPAN INJEKSI GAS KARBONDIOKSIDA DI LAPANGAN MINYAK

### *(Determination of Swelling Factor and Minimum Miscibility Pressure for Carbondioxide Gas Injection Application in The Oil Field)*

Dedy Kristanto, Hariyadi, Wibowo dan Windyanesha Paradhita

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

E-mail: [dedykris.upn@gmail.com](mailto:dedykris.upn@gmail.com); [haryd\\_upn@yahoo.com](mailto:haryd_upn@yahoo.com); [wibowo.ms@gmail.com](mailto:wibowo.ms@gmail.com);  
[windyaneshaparadhita@gmail.com](mailto:windyaneshaparadhita@gmail.com)

Teregistrasi I tanggal 15 Mei 2019; Diterima setelah perbaikan tanggal 3 Juli 2019;  
Disetujui terbit tanggal: 31 Desember 2019

#### ABSTRAK

Pengembangan (*swelling*) minyak dan tekanan tercampur minimum (TTM) merupakan dua faktor yang penting dari mekanisme pendesakan gas karbondioksida ( $\text{CO}_2$ ) yang terjadi di reservoir untuk penerapan injeksi  $\text{CO}_2$  di lapangan dalam upaya meningkatkan perolehan minyak tahap lanjut. Dalam paper ini penentuan *swelling factor* dilakukan menggunakan PVT cell, dimana fluida rekombinasi diinjeksikan dan dikondisikan pada temperatur reservoir. Sedangkan penentuan TTM antara sampel minyak dengan gas  $\text{CO}_2$  dilakukan menggunakan tiga cara, yaitu persamaan empiris, secara korelasi dan percobaan laboratorium menggunakan *Slimtube*. Berdasarkan hasil analisa *swelling test* selama proses injeksi gas  $\text{CO}_2$  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. Penentuan TTM menggunakan persamaan empiris (2807 Psig) dan korelasi Holm & Yosendal (2750 Psig) adalah yang paling mendekati dengan hasil penentuan dari analisa laboratorium (2800 Psig). Didasarkan pada besarnya tekanan rekah formasi di Lapisan F sebesar 2200 Psig dan TTM sebesar 2800 Psig, maka dalam penerapannya di lapangan injeksi gas  $\text{CO}_2$  hanya dapat dilakukan secara pendesakan tak tercampur.

**Kata Kunci:** Tekanan Tercampur Minimum, Karbondioksida ( $\text{CO}_2$ ), *Slimtube*, *Swelling Factor*

#### ABSTRACT

*Oil swelling and minimum miscibility pressure (MMP) are two important factors of carbondioxide ( $\text{CO}_2$ ) gas displacement mechanism occurred in the reservoir relate to application of  $\text{CO}_2$  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 minimum miscibility pressure (MMP) between crude oil samples with carbondioxide gas conducted using two methods, i.e. correlation methods and laboratory experiment using slimtube. Based on the results of swelling test during injection  $\text{CO}_2$  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. Determinations of MMP using empirical equation (2807 Psig) and Holm & Josendal correlation ((2750 Psig) is more approximate to the result of laboratory analysis (2800 Psig). Based on the value of fracture pressure of Layer F is 2200 Psig and MMP is 2800 Psig, hence the application of  $\text{CO}_2$  gas injection in the field only could be conducted as immiscible flooding.*

**Keywords:** Minimum Miscibility Pressure, Carbondioxide ( $\text{CO}_2$ ), *Slimtube*, *Swelling Factor*

## I. PENDAHULUAN

Injeksi gas karbondioksida ( $\text{CO}_2$ ) sangat efektif untuk meningkatkan perolehan minyak dan merupakan teknologi terbukti dalam proses peningkatan perolehan minyak pada tahap lanjut atau *enhanced oil recovery* (EOR). Keberhasilan injeksi  $\text{CO}_2$  ini sangat bergantung pada beberapa parameter, yaitu tekanan injeksi, pengembangan minyak (*oil swelling*), kebasahan (*wettability*), tegangan antarmuka, permeabilitas batuan, rasio viskositas,  $^\circ\text{API}$  minyak, saturasi fluida, dan heterogenitas reservoir (Stalkup, 1983). Beberapa penelitian tentang  $\text{CO}_2$  telah dilakukan oleh peneliti sebelumnya baik itu secara kajian studi kelayakan (LPPM UPN "Veteran", 2011; Muslim, dkk., 2013; Chae & Lee, 2015; Lee, dkk., 2015; Abdurrahman, dkk., 2017), kajian teknis (Suarsana, 2010; Rostami, dkk., 2017) dan eksperimen laboratorium (Abdassah, dkk., 2000). Dari kajian tersebut dapat disimpulkan faktor utama penyebab keberhasilan dalam  $\text{CO}_2$ -EOR meliputi penurunan viskositas minyak (Abdassah, dkk., 2000; Rostami, dkk., 2017; Miller & Jones, 1981; Barclay & Mishra, 2016), pengembangan volume minyak (Wellker & Dunlop, 1963; Simon & Graue, 1965; Stalkup, 1983; Emera & Sarma, 2006), ekstraksi minyak dan penguapan (Yellig & Metcalfe, 1980; Yellig, 1982), tekanan injeksi (Holm & Josendal, 1974; Yellig & Metcalfe, 1980; Mungan, 1981; Yellig, 1982, serta Stalkup, 1983), dan *solution gas drive* (Holm & Josendal, 1974).

Berdasarkan pada parameter karakteristik reservoir dalam *screening criteria* awal dan ketersediaan sumber gas  $\text{CO}_2$  di lapangan, direkomendasikan bahwa Lapisan F dipilih untuk penerapan injeksi gas  $\text{CO}_2$ . Guna menunjang kelayakan penerapan injeksi gas  $\text{CO}_2$  tersebut, maka perlu dilakukan penentuan besarnya tekanan tercampur minimum (TTM) dan *swelling factor* antara sampel minyak dari Lapisan F dengan gas  $\text{CO}_2$  sebagai fluida yang akan diinjeksikan. Apabila kondisi tercampur tercapai pada proses injeksi atau pendesakan di atas 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.

Kajian yang akan dipaparkan pada bahasan ini adalah studi laboratorium kaitannya dengan penerapan  $\text{CO}_2$  *flooding* di Lapisan F meliputi analisa *swelling test* untuk menentukan *swelling factor* dan penentuan tekanan tercampur minimum (TTM), serta pengamatan kenaikan perolehan minyak pada

beberapa tekanan injeksi di bawah maupun di atas TTM menggunakan metode injeksi gas  $\text{CO}_2$  secara kontinyu. Studi laboratorium ini dilaksanakan di PPPTMGB "LEMIGAS" Jakarta.

## II. BAHAN DAN METODE

Injeksi gas  $\text{CO}_2$  atau sering juga disebut sebagai injeksi gas  $\text{CO}_2$  tercampur yaitu dengan menginjeksikan sejumlah gas  $\text{CO}_2$  ke dalam reservoir melalui sumur injeksi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi. Gas  $\text{CO}_2$  adalah molekul stabil dimana 1 atm carbon mengikat 2 atom oksigen, berat molekulnya 44.01, temperatur kritik 87.8 $^\circ\text{F}$  dan tekanan kritis 1071 Psia (Wellker & Dunlop, 1963). Alasan digunakannya gas  $\text{CO}_2$  sebagai gas injeksi selain sesuai dengan sifat  $\text{CO}_2$  itu sendiri, yaitu  $\text{CO}_2$  mudah didapatkan dan mempunyai harga yang relatif murah dibandingkan dengan gas lainnya;  $\text{CO}_2$  dapat terlarut dalam air dan minyak; Injeksi  $\text{CO}_2$  dapat mendesak minyak sekitar 60 - 90 % dari OOIP (Stalkup, 1983); dan gas  $\text{CO}_2$  berpotensi sebagai "*flooding agent*" yaitu zat yang memiliki miscibilitas yang dapat berfungsi sebagai fluida pendesak (Klins, 1984) dan (Abdassah, dkk., 2000).

Stalkup (1983) menyatakan bahwa mekanisme gas  $\text{CO}_2$  yang terjadi di reservoir dalam meningkatkan perolehan minyak adalah pengembangan (*swelling*) minyak ( $\text{CO}_2$  sangat mudah terlarut dalam minyak), menurunkan viskositas minyak (jauh lebih efektif dibanding  $\text{N}_2$  atau  $\text{CH}_4$ ), menurunkan tegangan permukaan antara minyak dan fasa  $\text{CO}_2$ /minyak pada daerah tercampur dan membentuk pencampuran bila tekanan injeksi cukup tinggi ( $>$  TTM).

Sumber gas  $\text{CO}_2$  yang digunakan dalam proses injeksi harus diperhatikan karena ini menyangkut jumlah volume yang harus disediakan selama injeksi berlangsung. Gas  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  alami adalah yang terbaik, baik yang berasal dari sumur yang memproduksi gas  $\text{CO}_2$  yang relatif murni ataupun yang berasal dari pabrik yang mengolah gas hidrokarbon yang mengandung banyak  $\text{CO}_2$  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 batugamping dan produk buangan dari pabrik semen. Alternatif lain adalah gas yang dilepaskan dari pabrik ammonia (Stalkup, 1983).

### A. 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 beberapa 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, dkk. (1997), parameter yang sangat berpengaruh di dalam pemilihan metode EOR dapat dibagi dalam 2 (dua) kelompok, yaitu sifat-sifat fisik minyak (*oil gravity*, viskositas dan komposisi minyak) dan karakteristik reservoir (saturasi minyak, jenis batuan formasi, ketebalan bersih lapisan, porositas, permeabilitas, kedalaman dan temperatur. Sedangkan untuk karakteristik air formasi, seperti kadar garam atau salinitas dan kadar padatan terlarut umumnya digunakan sebagai parameter pendukung.

### B. Pengembangan Volume Minyak (*Swelling*)

Adanya gas CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> dengan volume minyak awal sebelum dijenuhi CO<sub>2</sub>, bila besarnya *swelling factor* ini lebih dari satu, berarti menunjukkan adanya pengembangan”. Oleh Simon & Graue (1965), dikatakan bahwa

**Tabel 1**  
**Screening Criteria Pemilihan Metode EOR (Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R.S., 1997)**

Detail Table in Ref. 16	EOR Method	Oil Properties			Reservoir Characteristics					
		Gravity (°API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (%PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
<b>Gas Injection Methods (Miscible)</b>										
1	Nitrogen and flue gas	>35 ↗ 48 ↗	<0.4 ↘ 0.2 ↘	High percent of C <sub>1</sub> to C <sub>7</sub>	>40 ↗ 75 ↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>5000	NC
2	Hydrocarbon	>23 ↗ 41 ↗	<3 ↘ 0.5 ↘	High percent of C <sub>2</sub> to C <sub>7</sub>	>30 ↗ 80 ↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4000	NC
3	CO <sub>2</sub>	>22 ↗ 35 ↗	<10 ↘ 1.5 ↘	High percent of C <sub>8</sub> to C <sub>12</sub>	>20 ↗ 55 ↗	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2500	NC
1-3	Immiscible gases	>12	<600	NC	>35 ↗ 70 ↗	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability			
<b>(Enhanced Waterflooding)</b>										
4	Micellar/ Polymer, ASP and Alkaline Flooding	>20 ↗ 35 ↗	<35 ↘ 13 ↘	Light, Intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35 ↗ 53 ↗	Sandstone preferred	NC	>10 ↗ 450 ↗	>9000 ↘ 3250	>200 ↘ 80
5	Polymer Flooding	>15	<150, >10	NC	>50 ↗ 80 ↗	Sandstone preferred	NC	>10 ↗ 800 ↗	<9000	>200 ↘ 140
<b>Thermal Mechanical</b>										
4	Micellar/ Polymer, ASP and Alkaline Flooding	>20 ↗ 35 ↗	<35 ↘ 13 ↘	Light, Intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35 ↗ 53 ↗	Sandstone preferred	NC	>10 ↗ 450 ↗	>9000 ↘ 3250	>200 ↘ 80
5	Polymer Flooding	>15	<150, >10	NC	>50 ↗ 80 ↗	Sandstone preferred	NC	>10 ↗ 800 ↗	<9000	>200 ↘ 140
<b>Thermal Mechanical</b>										
6	Combustion	>10 ↗ 16 ↗ → 7	<5000 ↓ 1200	Some asphaltic components	>50 ↗ 72 ↗	High porosity sand / sandstone	>10	>50	>11000 ↘ 3,500	>100 ↗ 135
7	Steam	>10 ↗ 16 ↗ → 7	<200000 ↓ 4700	NC	>40 ↗ 55 ↗	High porosity sand / sandstone	>20	>200 ↗ 2,500 ↗	>4500 ↘ 1,500	NC
--	Surface mining	7 to 11	Zero cloud Flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC

NC = Not Critical  
 Underlined values represent the approximate mean or average for current field projects  
 a see table 3 of ref. 16  
 b 3md from some carbonate reservoir if the intent is to sweep only the fracture system.  
 c Transmissibility >20 md-ft/cp  
 d Transmissibility >50 md-ft/cp  
 e See depth

*swelling factor* dipengaruhi oleh fraksi mol CO<sub>2</sub> yang terlarut dalam minyak (X<sub>CO<sub>2</sub></sub>) dan ukuran molekul minyak yang dirumuskan dengan perbandingan berat molekul densitas (M/ρ). Disamping itu, hasil penelitian Wellker & Dunlop (1963) menunjukkan bahwa *swelling factor* dipengaruhi juga oleh tekanan dan temperatur (Gambar 1).

### C. Penentuan Tekanan Tercampur Minimum (TTM)

Tekanan tercampur minimum (TTM) atau yang dikenal dalam istilah “*Minimum Miscible Pressure - MMP*” adalah tekanan pendesakan terendah dimana gas dapat tecampur dengan minyak yang didesak melalui proses kelarutan dinamik atau 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 tecampur 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:

$$MMP = -329.558 + (7.727 \times MW \times 1.005^T) - (4.377 \times MW) \quad (1)$$

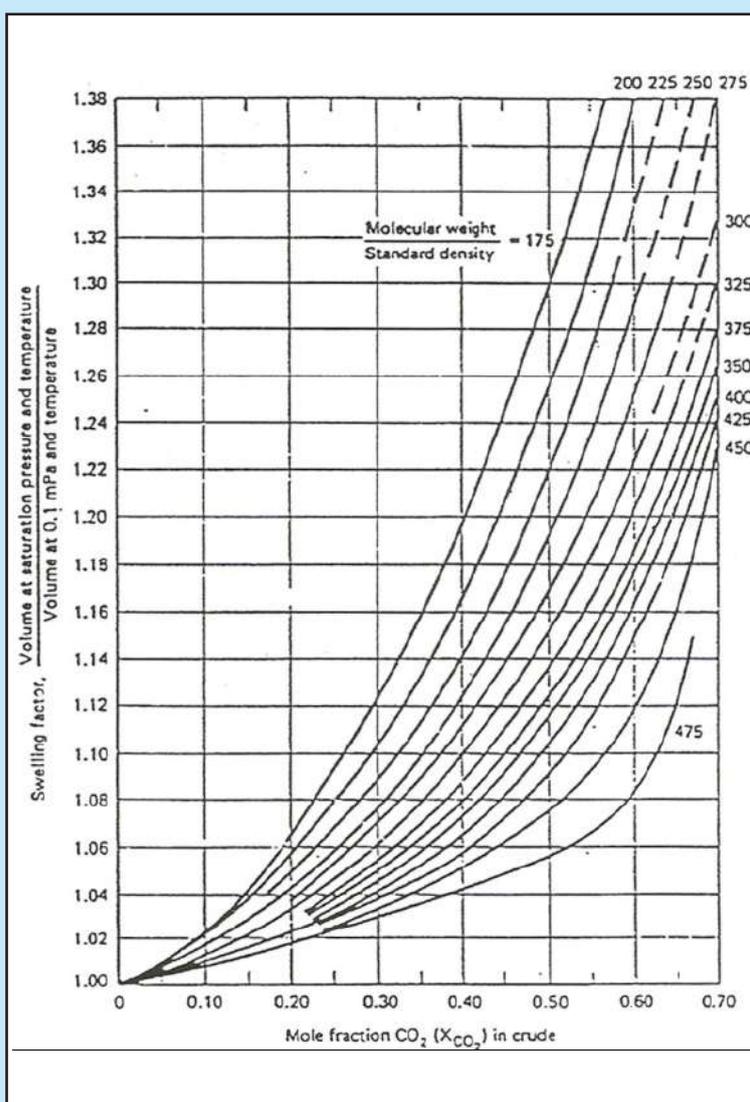
Keterangan :

$$T = 0.015 \text{ Depth} + 77.45 \quad (2)$$

$$MW = \text{Berat Molekul } C_{5+}$$

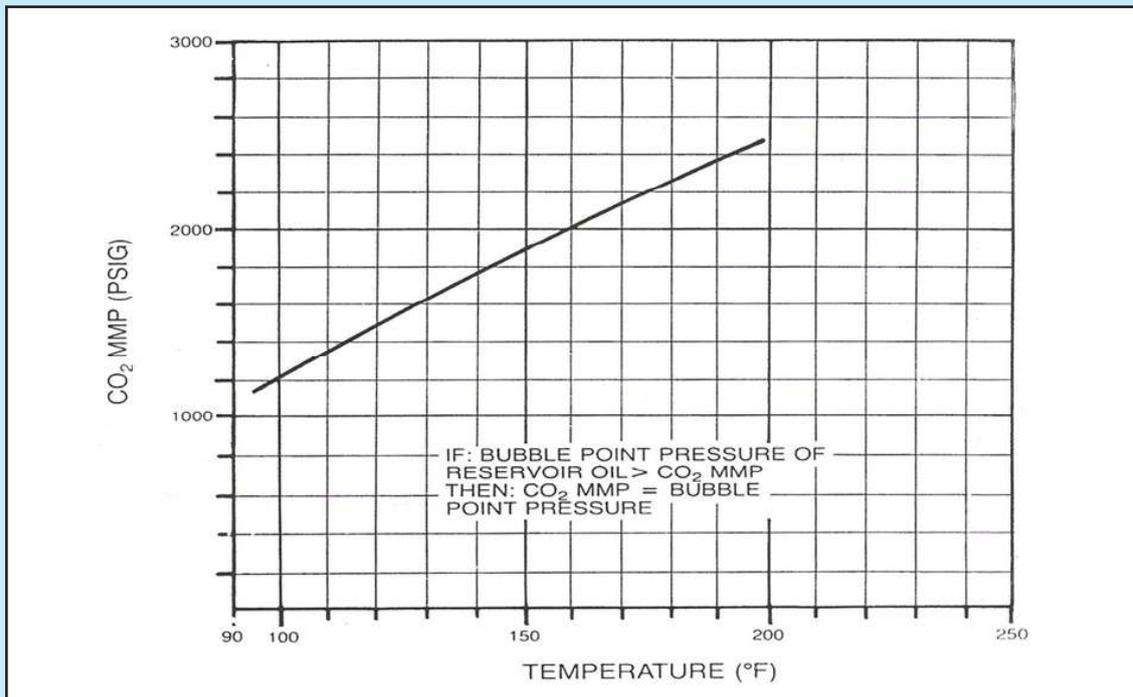
$$MW = \left( \frac{7864.9}{G} \right)^{\frac{1}{1.0386}}$$

$$G = \text{Oil Gravity } (^{\circ}\text{API}) \quad (3)$$

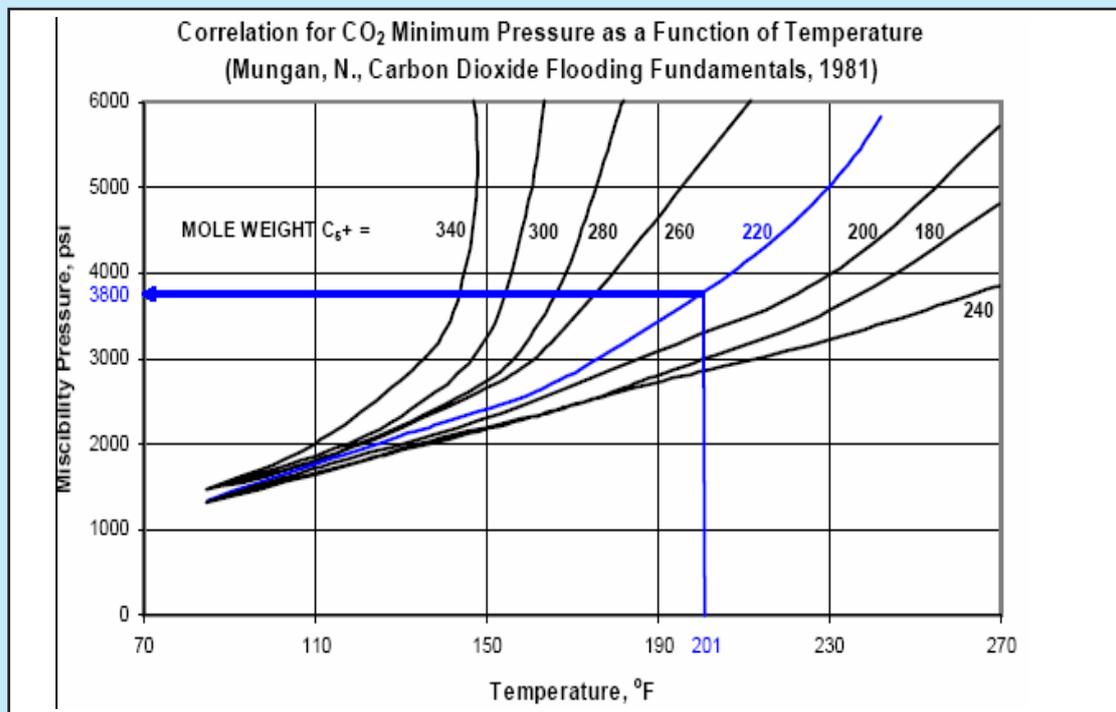


Gambar 1  
Swelling Factor terhadap Mol Fraksi CO<sub>2</sub>  
(Wellker dan Dunlop, 1963).

Sedangkan korelasi empirik antara minyak dan gas dalam penentuan TTM telah dikemukakan oleh beberapa ahli, yaitu korelasi Holm & Josendal (1974), Yellig & Metcalfe (1980), Mungan (1981), Yellig (1982) serta Stalkup, Jr., (1983). Penentuan TTM secara korelasi yang dikemukakan oleh beberapa ahli tersebut ditunjukkan pada Gambar 2 sampai Gambar 5. Korelasi-korelasi ini menggambarkan hubungan antara TTM dengan temperatur, kandungan fraksi ringan (C<sub>1</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>), fraksi intermediate (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>), kandungan C<sub>5</sub>-C<sub>30</sub>, impurities N<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S, berat molekul C<sub>2+</sub>, berat molekul minyak, densitas minyak dan jenis minyak (aromatic, napthanik, parafanik). Sehingga dapat disimpulkan bahwa setiap korelasi mempunyai variabel yang berlainan antara yang satu dengan yang lainnya. Oleh karena itu pemakaian



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



**Gambar 3**  
Korelasi Tekanan Tercampur Minimum Injeksi CO<sub>2</sub> (Mungan, N., 1981).

korelasi tersebut akan lebih berarti apabila digunakan 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 pasir kuarsa 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 H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, i-C<sub>4</sub>, n-C<sub>5</sub>, C<sub>6</sub> dan C<sub>7+</sub>, dengan variasi sesuai tekanan pendesakan yaitu 1200, 1300, 1380, 1400, 1500 psig. Perolehan minyak dari pendesakan CO<sub>2</sub>-minyak pada setiap tekanan pendesakan ditunjukkan pada Gambar 7. Dari Gambar 7, 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

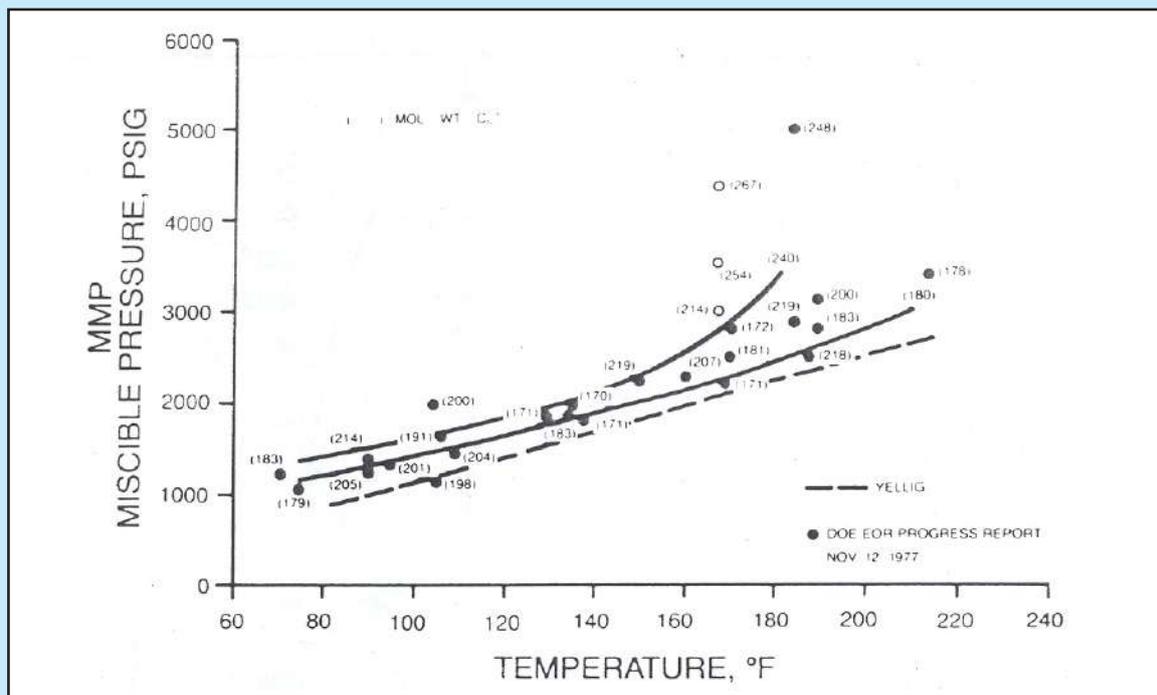
pori (PV) maupun saat *blowdown*. Selanjutnya untuk tekanan pendesakan pada dan di atas TTM, naiknya tekanan pendesakan hanya terjadi kenaikan perolehan minyak yang relatif kecil sekali. Hal ini terjadi saat *breakthrough*, 1.2 volume pori dan saat *blowdown*. Sehingga dapat ditentukan bahwa besarnya TTM adalah 1380 psig, setelah tekanan tersebut penambahan tekanan pendesakan hanya menaikkan perolehan minyak yang sangat kecil.

### III. HASIL DAN DISKUSI

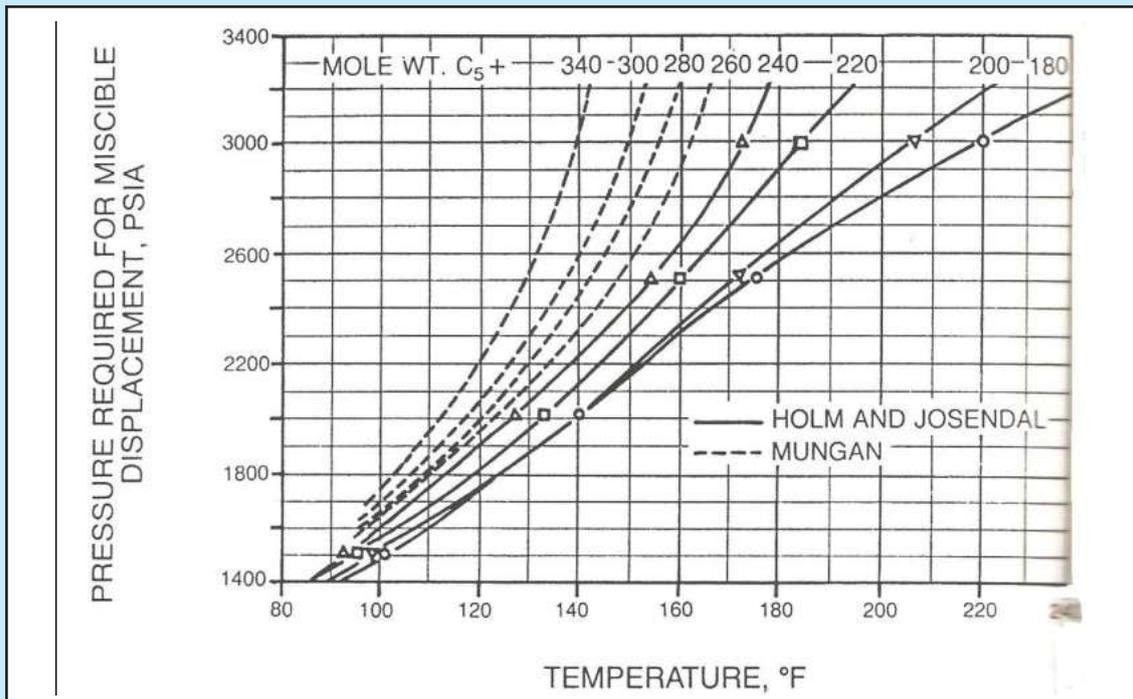
#### A. Screening Criteria Lapisan F

Pemetaan Lapisan F ini dilakukan untuk mengevaluasi tingkat kelayakan penerapan metode CO<sub>2</sub> *flooding*. Langkah yang cukup penting adalah melakukan karakterisasi reservoir baik tentang sifat fisik batuan reservoir, sifat fisik dan kimia fluida reservoir serta kondisi reservoir. Kajian karakterisasi reservoir ini akan digunakan sebagai pertimbangan dan input dalam melakukan studi laboratorium dan simulasi reservoir untuk penerapan injeksi gas CO<sub>2</sub> di Lapisan F secara *pilot project* dan *full scale*.

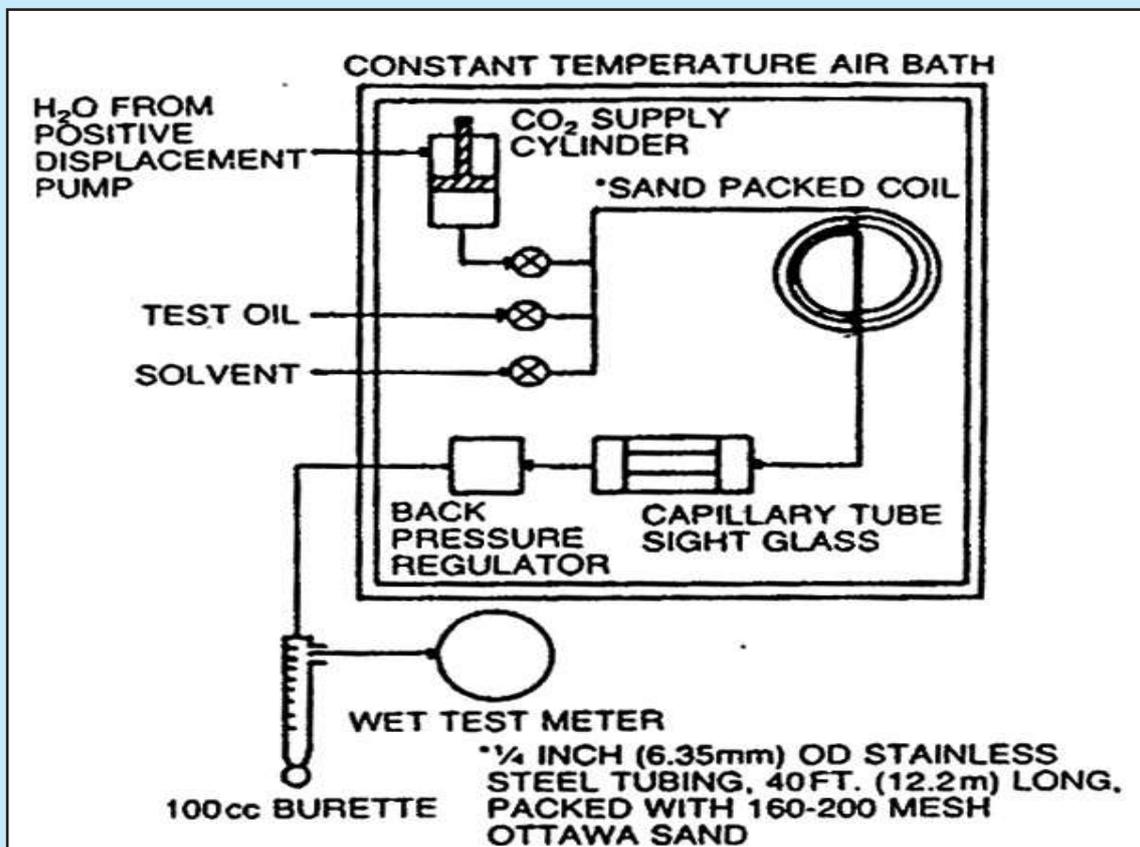
Didasarkan pada *screening criteria* pemilihan EOR (Taber, dkk., 1997) pada Tabel 1, untuk Lapisan F apabila disesuaikan dengan faktor atau parameter yang paling berpengaruh dalam pemilihan metode EOR (karakteristik minyak dan karakteristik



Gambar 4  
Tekanan Tercampur Minimum Injeksi CO<sub>2</sub> dari Holm & Josendal (1974), dan Yellig (1982).



Gambar 5 Korelasi TTM Injeksi CO<sub>2</sub> dari Holm dan Josendal serta Mungan (Stalkup, Jr., 1983).



Gambar 6 Skema Alat Slimtube (Stalkup, Jr., 1983).

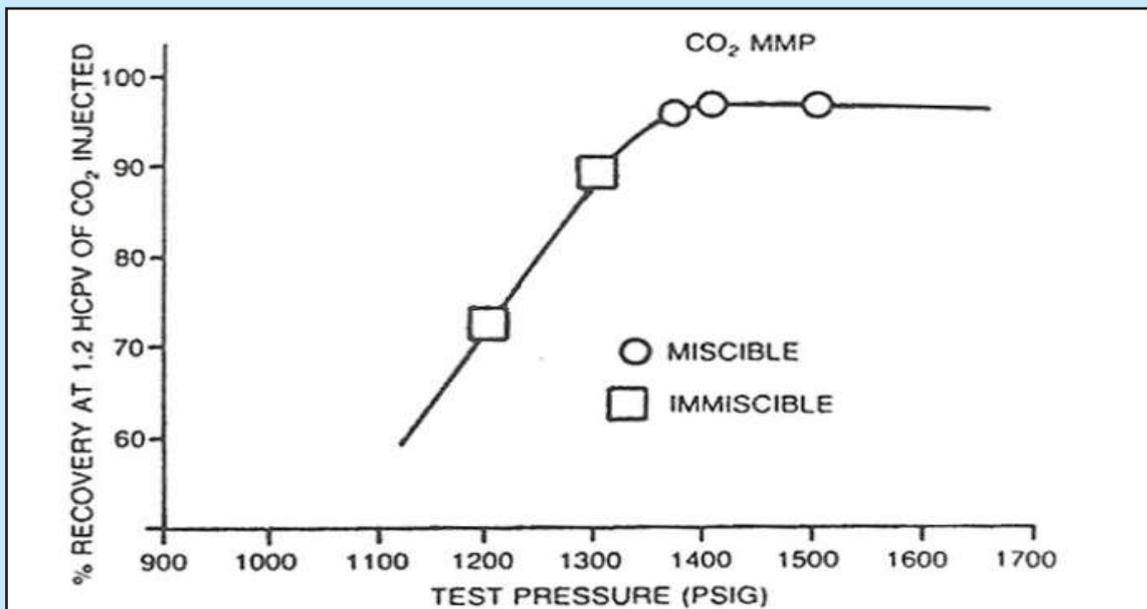
reservoir), maka metode EOR dengan injeksi gas CO<sub>2</sub> telah sesuai atau layak diterapkan di lapangan. Hasil screening untuk Lapisan F ditunjukkan pada Tabel 2.

Injeksi CO<sub>2</sub> umumnya dilakukan dengan cara menginjeksikan CO<sub>2</sub> dalam jumlah tertentu (30%

atau lebih dari PV hidrokarbon) ke dalam reservoir. CO<sub>2</sub> bercampur dengan minyak tidak serta merta terjadi pada proses kontak pertama (*first contact*) tetapi setelah melalui proses kontak yang bertahap (*multiple contact*). CO<sub>2</sub> mengekstrak komponen ringan sampai menengah dari minyak dan jika

**Tabel 2**  
**Hasil Screening Criteria CO<sub>2</sub> Flooding Lapisan F**  
 Berdasarkan Taber, J. J., Martin, F. D., dan Seright, R.S. (1997)

Karakteristik Reservoir Lapisan F	Immiscible Flood		Miscible Flood		Chemical Injection			Thermal Injection		
	Water Flooding	Gas Flooding	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> (Gas Inert)	Surfactant	Alkaline	Polymer	Steam Flooding	Insitu Combustion	
<b>Karakteristik Reservoir</b>										
Jenis Batuan	Limestone	Sandstone dan Limstone	Sandstone dan Limstone	Sandstone atau Limstone	Sandstone atau Limstone	Sandstone (lebih tepat)	Sandstone (lebih tepat)	Sandstone (lebih tepat)	Sandstone	Sandstone
Porositas, %	16-23	>10	>10	NC	NC	>15	NC	>15	Porositas tinggi	Porositas tinggi
Saturasi Minyak (%PV)	55.8	>30	>20	>20	>40	>35	>35	>50	>40	>50
Permeabilitas, mD	5-42	>10	NC	NC	NC	>10	>10	>100	>200	>50
Ketebalan, ft	6	NC	NC	Relatif tipis, kecuali bila kemiringan formasi miring	Relatif tipis, kecuali bila kemiringan formasi curam	NC	NC	NC	>20	>10
Kedalaman sumur, ft	3927	NC	>1800	>2500	>6000	<8000	<9000	<9000	<11500	>4500
Temperatur °F	201	NC	NC	NC	NC	<175	<200	<200	NC	>100
<b>Fluida Reservoir</b>										
Gravity, °API	34.29	>20	>12	>22	>35	>20	<20	>15	8-13.5	>10
Viskositas, cp	2.24	<35	<600	<10	<0.4	<35	<35	<150	<2000	<5000
Komposisi minyak	C1 - C7+	NC	NC	High Percent Of C5 to C12	High Percent of C1 to C7	Light to Intermediate	Light to Intermediate	NC	NC	Some Asphaltic Component
<b>Total Skor</b>		<b>30</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>19</b>	<b>16</b>	<b>14</b>



**Gambar 7**  
 Penentuan TTM pada Pendesakan CO<sub>2</sub>-Minyak (Stalkup, Jr., 1983)

4. Penentuan Swelling Factor dan Tekanan Tercampur Minimum untuk Penerapan Injeksi Gas Karbondioksida di Lapangan Minyak (Kristanto, D., dkk.)

tekanan cukup tinggi akan membentuk pencampuran untuk mendesak minyak dari reservoir. Pada kedalaman < 1,800 ft, reservoir tidak memenuhi kriteria pemilihan teknis untuk metode injeksi CO<sub>2</sub> tercampur.

Selanjutnya reservoir minyak dengan gravity lebih besar dari 22 °API dapat memenuhi kualifikasi untuk pendesakan tak tercampur dengan tekanan

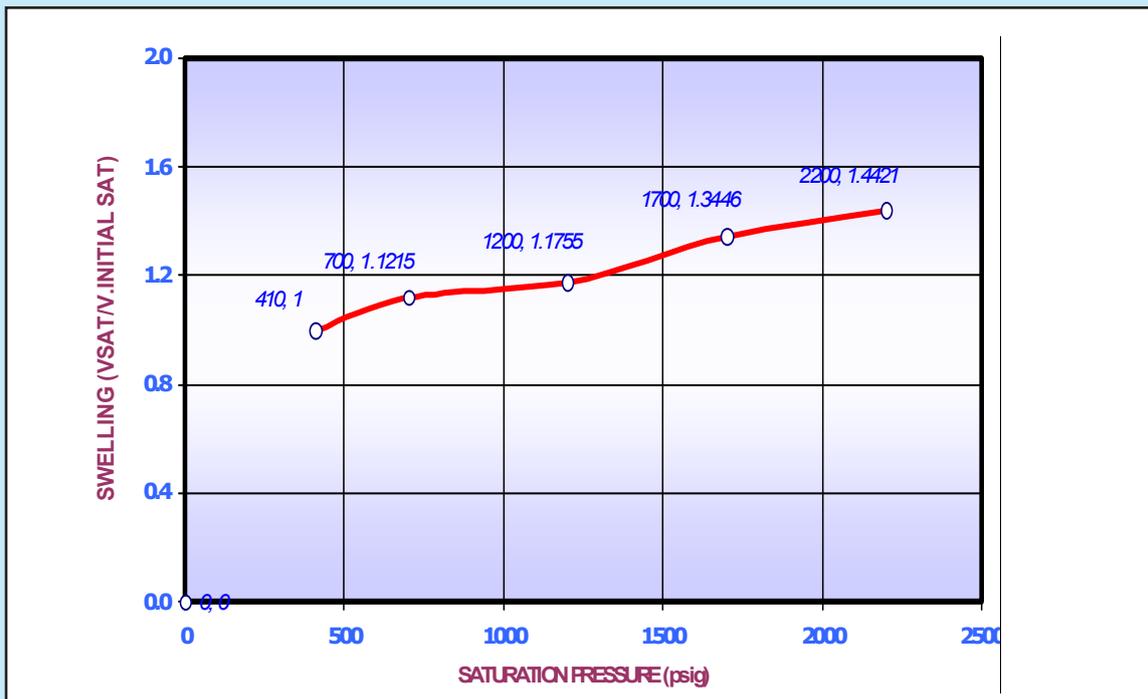
injeksi kurang dari tekanan tercampur minimum. Pendesakan CO<sub>2</sub> tak tercampur secara umum kurang efektif, tetapi masih akan mendapatkan perolehan minyak lebih besar daripada injeksi air. Disamping itu diperlukan juga sumber gas CO<sub>2</sub> yang memadai dengan kualitas yang baik, yaitu semimum mungkin mempunyai kandungan air (H<sub>2</sub>O) atau *dry gas*.

**Tabel 3**  
**Hasil Percobaan Swelling Test dari Minyak**

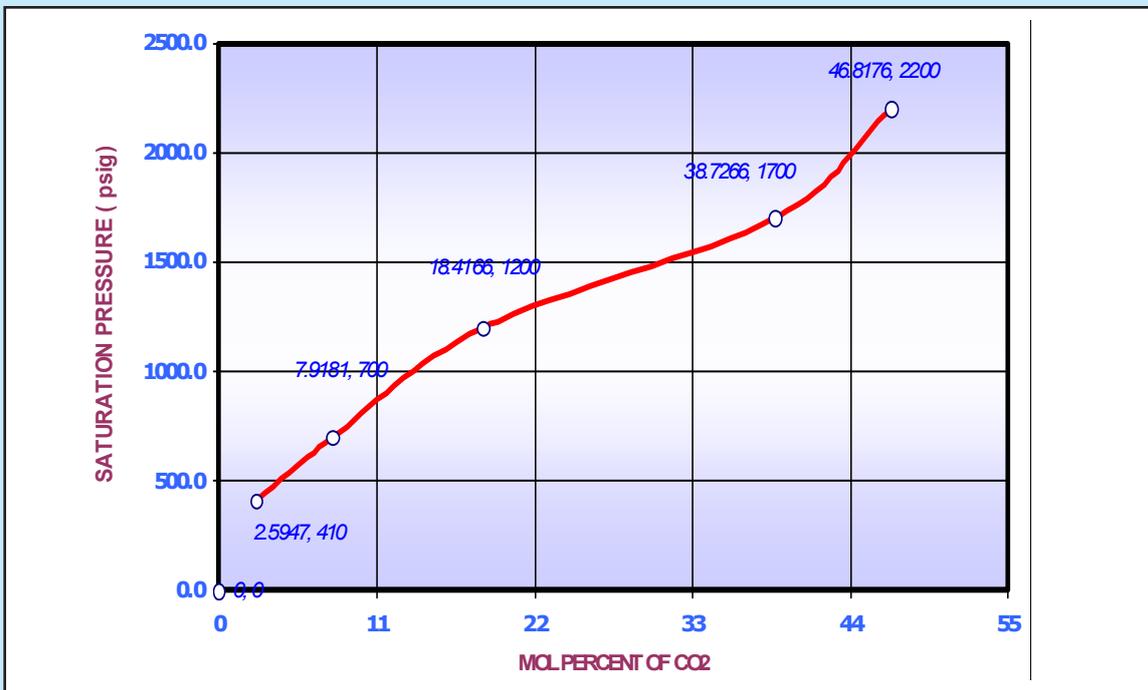
Sistem Reservoir	CO <sub>2</sub> Injeksi, SCF/STB	Tekanan Saturasi, Psig	Kelarutan CO <sub>2</sub> SCF/BBL Reservoir*)	Swelling Factor Fraksi**)
Original Reservoir Oil	0	410	0	1
CO <sub>2</sub> / Minyak Sistem I	104.61	700	130.35	1.1215
CO <sub>2</sub> / Minyak Sistem II	219.39	1200	253.22	1.1755
CO <sub>2</sub> / Minyak Sistem III	556.74	1700	615.22	1.3446
CO <sub>2</sub> / Minyak Sistem IV	763.83	2200	836.77	1.4421

**Tabel 4**  
**Hasil Percobaan Perubahan Komposisi Fluida Reservoir**

Komponen	Original Reservoir Oil Mol %	CO <sub>2</sub> /Minyak Sistem I Mol %	CO <sub>2</sub> /Minyak Sistem II Mol %	CO <sub>2</sub> /Minyak Sistem III Mol %	CO <sub>2</sub> /Minyak Sistem IV Mol %
Hydrogen Sulfide (H <sub>2</sub> S)	0	0	0	0	0
Carbon Dioxide (CO <sub>2</sub> )	2.5947	7.9181	18.4611	38.7266	46.8176
Nitrogen (N <sub>2</sub> )	0.2457	0.3793	0.3359	0.2524	0.2191
Methane (C <sub>1</sub> )	4.8792	4.3542	3.8557	2.8974	2.5148
Ethane (C <sub>2</sub> )	0.5293	0.4859	0.4303	0.3233	0.2806
Propane (C <sub>3</sub> )	0.8971	1.5529	1.3751	1.0333	0.8969
Iso-Butane (i-C <sub>4</sub> )	0.3658	0.6937	0.6142	0.4616	0.4006
n-Butane (n-C <sub>4</sub> )	0.6585	1.6353	1.448	1.0881	0.9445
Iso-Pentane (i-C <sub>5</sub> )	0.6642	1.3658	1.2094	0.9088	0.7888
n-Pentane (n-C <sub>5</sub> )	0.6722	1.7831	1.579	1.1865	1.0299
Hexane (C <sub>6</sub> )	2.2972	3.4126	3.0218	2.2708	1.971
Heptane plus (C <sub>7+</sub> )	86.1961	76.4191	67.6695	50.8512	44.1362
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>



Gambar 8  
Hubungan Swelling Factor terhadap Tekanan Saturasi.



Gambar 9  
Hubungan Tekanan Saturasi terhadap Mol Percent CO<sub>2</sub> Injection.

**B. Swelling Test**

Swelling test dilakukan menggunakan PVT cell, dimana fluida rekombinasi diinjeksikan dan dikondisikan pada temperatur 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 CO<sub>2</sub>

diinjeksikan kedalam PVT cell, volume CO<sub>2</sub> dicatat dan lakukan lagi analisa hubungan tekanan volume untuk menentukan tekanan gelembung. Proses ini diulangi 4 (empat) kali dengan meningkatkan jumlah CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan. Peningkatan volume CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan secara pasti akan meningkatkan terjadinya swelling minyak sebagaimana halnya tekanan gelembung. Proses injeksi terus dilanjutkan sehingga tekanan gelembung mendekati tekanan tercampur minimum. Hasil dari swelling test ditabulasikan pada Tabel 3 untuk swelling factor dan kelarutan (solubility) CO<sub>2</sub>. Perubahan komposisi fluida reservoir selama injeksi CO<sub>2</sub> ditampilkan pada Tabel 4. Hubungan antara swelling factor dan tekanan saturasi ditampilkan secara grafis pada Gambar 8, sedangkan hubungan antara tekanan saturasi dan mol persen CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan ditampilkan pada Gambar 9.

Dari Tabel 3 terlihat bahwa selama proses injeksi CO<sub>2</sub> 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. Dengan meningkatnya injeksi CO<sub>2</sub> dan tekanan saturasi maka akan diikuti dengan semakin banyaknya CO<sub>2</sub> yang terlarut dalam minyak, hal ini menyebabkan densitas minyak menjadi turun sehingga terjadi pengembangan volume minyak semakin banyak, proses ini diindikasikan dengan naiknya parameter swelling factor, seperti ditunjukkan juga pada Gambar 8. Hal ini dapat juga diartikan bahwa dengan semakin banyaknya CO<sub>2</sub> yang terlarut dalam hidrokarbon maka konsentrasi CO<sub>2</sub> (% mol) meningkat dan menyebabkan perubahan komposisi fluida, terutamanya komposisi C<sub>7+</sub> akan mengalami penurunan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4 dan Gambar 9.

### C. Penentuan Tekanan Tercampur Minimum (TTM)

Tekanan tercampur minimum (TTM) atau yang dikenal juga dengan istilah “*Minimum Miscibility Pressure - MMP*” adalah tekanan pendesakan terendah dimana gas dapat tecampur dengan minyak. Penentuan tekanan tercampur minimum sampel minyak sumur J-107 dengan gas CO<sub>2</sub> 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, 1983), Yellig dan Metcalfe (1980), serta Holm & Josendal (1974). Hasil penentuan TTM secara korelasi tersebut ditunjukkan pada Tabel 5.

Selanjutnya percobaan penentuan TTM di laboratorium PPPTMGB Lemigas dilakukan dengan menggunakan *slimtube* yang mempunyai dimensi panjang 1890 cm dan diamter 0.64 cm, diisi penuh dengan pasir kuarsa yang mempunyai permeabilitas sekitar 1 Darcy dan diletakan di dalam oven pemanas. Penentuan TTM menggunakan Slimtube di laboratorium ditunjukkan pada Gambar 10 dan dilakukan dengan prosedur sebagai berikut :

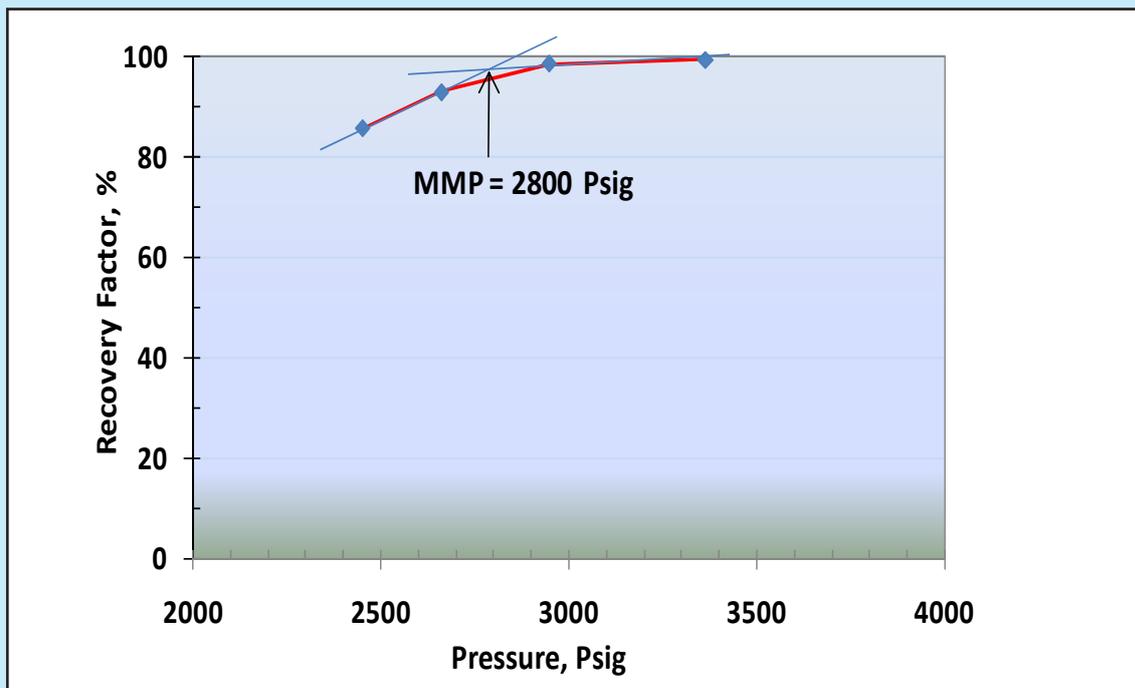
- Saturasikan *slimtube* sebanyak 160 cc dengan *dead oil* pada kondisi tekanan yang sama dengan tekanan untuk menentukan TTM.
- *Slimtube* diinjeksi dengan fluida rekombinasi dari sampel minyak sumur J-107 pada kondisi tekanan di atas tekanan bubble point.
- Setelah itu lakukan injeksi CO<sub>2</sub> pada kondisi tekanan yang sama ke dalam *slimtube*. Catat atau ukur semua parameter penting yang terjadi selama percobaan.
- Proses injeksi dihentikan setelah 1.2 pore volume CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan tercapai.
- Selanjutnya peralatan *slimtube* dibersihkan, lalu seluruh proses di atas diulangi lagi dengan tekanan injeksi yang lebih tinggi, dan catat atau ukur parameter-parameter penting yang terjadi selama percobaan.
- Percobaan dinyatakan selesai apabila dengan kenaikan tekanan yang dilakukan sudah tidak lagi terjadi penambahan hasil perolehan minyak (*incremental oil recovery*) yang berarti (*significant*).

**Tabel 5**  
Hasil Penentuan TTM Berdasarkan Korelasi

Korelasi	TTM, Psig
Cronquist (Stalkup, 1983)	2301
Yellig & Metcalfe (1980)	2490
Holm & Yosendal (1974)	2750



Gambar 10  
Peralatan Penentuan TTM di Laboratorium Menggunakan *Slimtube*



Gambar 11  
Plot Hasil Penentuan TTM di Laboratorium Menggunakan *Slimtube*.

- Kondisi tekanan dimana sudah tidak terjadi lagi penambahan hasil perolehan minyak yang berarti (*significant*) tersebut dapat dikatakan sebagai Tekanan Tercampur Minimum (TTM).
- Pada percobaan tersebut di atas injeksi gas CO<sub>2</sub> dilakukan pada kondisi temperatur reservoir 94°C untuk beberapa kondisi tekanan injeksi, yaitu 2300, 2650, 2750, dan 3250 psig.

Dari hasil percobaan di laboratorium menggunakan *slimtube* tersebut didapatkan besarnya TTM gas CO<sub>2</sub> dengan sampel minyak dari Sumur J-107 adalah 2800 Psig. Ringkasan hasil pengukuran perolehan minyak menggunakan *slimtube* untuk berbagai tekanan injeksi CO<sub>2</sub> 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.

Selanjutnya didasarkan pada hasil penentuan TTM secara persamaan empiris sebesar 2807 Psig dan korelasi Holm & Josendal (1974) sebesar 2750 Psig, maka dapat dikatakan bahwa asumsi-asumsi yang digunakan pada ke dua metode tersebut untuk penentuan harga TTM telah sesuai dengan karakteristik reservoir Lapisan F, karena mempunyai komposisi dan jenis minyak yang sama dengan yang digunakan dalam percobaan di laboratorium. Hal ini dapat dilihat dari hasil penentuan TTM kedua metode tersebut mendekati dengan pengukuran di laboratorium menggunakan *slimtube* yaitu 2800 Psig.

#### IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil *swelling test* selama proses injeksi gas CO<sub>2</sub> sampai 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.

Besarnya tekanan tercampur minimum (TTM) antara minyak J-107 dengan gas CO<sub>2</sub> didasarkan pada persamaan empiris adalah 2807 Psig; korelasi Cronquist adalah 2301 Psig; Yellig & Metcalfe adalah 2490 Psig; Holm & Josendal adalah 2750 Psig, sedangkan berdasarkan pengukuran di laboratorium menggunakan *slimtube* adalah 2800 Psig.

**Tabel 6**  
Hasil Perolehan Minyak Menggunakan *Slimtube* di Laboratorium

Tekanan Injeksi, Psig	Perolehan Minyak Sebelum Breakthrough, %	Total Perolehan Minyak, %
2451.02	78.44	85.63
2659.52	80.26	92.95
2947.55	96.61	98.46
3364.98	97.03	99.4

Faktor-faktor yang mempengaruhi tercapainya *miscibility* gas CO<sub>2</sub> dengan minyak adalah kemurnian CO<sub>2</sub>, komposisi minyak, temperatur serta kedalaman.

Didasarkan pada besarnya tekanan rekah formasi di Lapisan F sebesar 2200 Psig dan TTM sebesar 2800 Psig, maka dalam penerapannya di lapangan injeksi gas CO<sub>2</sub> hanya dapat dilakukan secara pendesakan tak tercampur (*immiscible flooding*).

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta atas dukungannya dan PPPTMGB “LEMIGAS” Jakarta yang telah membantu serta memfasilitasi dalam pelaksanaan penelitian di laboratorium.

#### SINGKATAN DAN NOTASI

- TTM* : tekanan tercampur minimum, psig  
*MMP* : minimum miscibility pressure, psig  
*EOR* : enhanced oil recovery  
*PV* : volume pori  
*PVT* : pressure volume temperature  
*OOIP* : original oil in place  
*MW* : berat molekul C<sub>5+</sub>  
*G* : gravity minyak (°API)  
*T* : temperature, °F  
*ρ* : densitas, lb/gal  
*XCO<sub>2</sub>* : fraksi mol CO<sub>2</sub> terlarut dalam minyak

#### KEPUSTAKAAN

- Abdassah, D., Siregar, S. & Kristanto, D., 2000. The Potential of Carbon Dioxide Gas Injection

Application in Improving Oil Recovery. Beijing, China, Society of Petroleum Engineers.

- Abdurrahman, M., Permadi, A., Bae, W. & Masduki, A.**, 2017. EOR in Indonesia: past, present, and future. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 16(3), pp. 250-270.
- Barclay, T. H. & Mishra, S.**, 2016. New correlations for CO<sub>2</sub>-Oil solubility and viscosity reduction for light oils. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Volume 6, p. 815–823.
- Chae, K.-S. & Lee, J.-w.**, 2015. Risk analysis and simulation for geologic storage of CO<sub>2</sub>. Incheon, Korea, ACEM15.
- Emera, M. & Sarma, H.**, 2006. A genetic algorithm-based model to predict CO<sub>2</sub>-oil physical properties for dead-live oil. Calgary, Alberta, Petroleum Society of Canada.
- Holm, L. & Josendal, V.**, 1974. Mechanisms of oil displacement by carbondioxide. *Journal of Petroleum Technology*, December.26(12).
- Klins, M.**, 1984. arbondioxide flooding: Basic mechanisms and project design. Boston, USA: Reidel Publishing Company.
- LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta**, 2011. Feasibility study of CO<sub>2</sub> flooding in Lapangan Jatibarang, Pertamina EP Region Jawa, Yogyakarta: LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta.
- Miller, J. S. & Jones, R. A.**, 1981. A laboratory study to determine physical characteristics of heavy oil after CO<sub>2</sub> saturation. . Tulsa, Oklahoma, Society of Petroleum Engineers.
- Mungan, N.**, 1981. Carbon dioxide displacement fundamentals. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 20(01).
- Muslim, A., Bae, W., Permadi, A.K., Am, S., Gunadi, B., Saputra, D.S.M., Widyaningsih, R., & Gunadi, TA.**, 2013. Opportunities and challenges of CO<sub>2</sub> flooding implementation in Indonesia. Jakarta, Indonesia, Society of Petroleum Engineers.
- Rostami, A., Arabloo, M., Kamari, A. & Mohammadi, A. H.**, 2017. Modeling of CO<sub>2</sub> solubility in crude oil during carbon dioxide enhanced oil recovery using gene expression programming. *Fuel*, 15 December, Volume 210, pp. 768-782.
- Simon, R. & Graue, D.**, 1965. Generalized correlation for predicting solubility swelling and behaviour CO<sub>2</sub>-Crude oil system. *Journal of Petroleum Technology*, January.17(01).
- Sohrabi, M. & Emadi, A.**, 2012. Novel Insights into the Pore-Scale Mechanisms of Enhanced Oil Recovery by CO<sub>2</sub> Injection.. Copenhagen, Denmark, Society of Petroleum Engineers.
- Stalkup, F. I.**, 1983. Miscible Displacement. Monograph Series. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Suarsana, I. P.**, 2010. Producing high CO<sub>2</sub> gas content reservoirs in Pertamina Indonesia using multi stage cryogenic process. Brisbane, Queensland, Australia, Society of Petroleum Engineers.
- Taber, J., Martin, F. & Seright, R.**, 1997. EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced oil recovery field projects.. *SPE Reservoir Engineering*, 12(03).
- Wellker, J. & Dunlop, D.**, 1963. Physical properties of carbonate oil.. Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Yellig, W. F.**, 1982. Carbon dioxide displacement of West Texas reservoir oil. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22(06).
- Yellig, W. & Metcalfe, R.**, 1980. Determination and prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 32(01).