

PENENTUAN TEKANAN TERCAampur MINIMUM INJEKSI CO₂ MELALUI MODEL SIMULASI *SLIM TUBE EOR*

(*DETERMINATION OF MINIMUM MISCIBLE PRESSURE CO₂ INJECTION THROUGH THE SLIM TUBE EOR SIMULATION MODEL*)

Edward ML Tobing

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"
Jl. Ciledug Raya Kav.109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan
Telepon: +62-21-7394422, Fax.: +62-21-7246150

E-mail: etobing@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 21 Juni 2018; Diterima setelah perbaikan tanggal 5 Agustus 2018;
Disetujui terbit tanggal: 31 Agustus 2018

ABSTRAK

Injeksi CO₂ ke dalam reservoir minyak dikenal sebagai salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang telah terbukti dan cukup efektif menurunkan jumlah minyak yang tertinggal di dalam reservoir. CO₂ dan minyak akan tercampur bila tekanan injeksi CO₂ mencapai tekanan tercampur minimum (TTM). Untuk mengetahui TTM tersebut dapat diperoleh dari uji laboratorium dengan menginjeksikan CO₂ pada alat *slim tube*. Pada penelitian ini dilakukan uji laboratorium *slim tube* dengan menginjeksikan 100% Mol CO₂ dan MMP yang diperoleh 2400 psig. Kendala untuk dapat mencapai TTM tersebut adalah tekanan reservoir rendah karena minyak yang diproduksi sudah lama dan pada umumnya tekanan rekah formasi lebih rendah dari TTM. Untuk meniadakan hal tersebut, fluida injeksi CO₂ dicampur dengan gas bumi untuk dapat menurunkan TTM. Kemudian dikembangkan model simulasi numerik injeksi CO₂ pada *slim tube* dengan menggunakan data uji *slim tube* di laboratorium. TTM yang diperoleh dari model simulasi numerik *slim tube* adalah 2385 psig. Dengan model simulasi numerik *slim tube* tersebut kemudian dilakukan injeksi pada berbagai komposisi campuran CO₂ dan gas bumi untuk mengetahui seberapa besar penurunan MMP. Untuk campuran fluida injeksi 60% Mol CO₂ dan 40% mol gas bumi MMP diperoleh 2100 psig, sehingga dapat menurunkan MMP sebesar 285 psig dibandingkan dengan menginjeksikan 100% Mol CO₂.

Kata Kunci: tekanan minimum tercampur (TTM), *slim tube*, injeksi CO₂

ABSTRACT

Injection of CO₂ into the oil reservoir is known as one of the proven enhanced oil recovery (EOR) methods which are effective enough to reduce the amount of oil left in the reservoir. Oil and CO₂ will be miscible when CO₂ injection pressure reaches MMP. MMP can be obtained from laboratory tests by injecting CO₂ in a slim tube device. In this study, laboratory tests of slim tubes were carried out by injecting 100% Mol CO₂ and MMP obtained was 2400 psig. The obstacle to reach the MMP is the low reservoir pressure because the reservoir is depleted and the fracture formation pressure is lower than the MMP. To get around this, CO₂ injection fluid is mixed with natural gas to reduce MMP. Then a numerical CO₂ injection simulation model on slim tube has been developed using slim tube test data in the laboratory. MMP obtained from the slim tube numerical simulation model is 2385 psig. With the slim tube numerical simulation model, fluid injection is carried out on various compositions of CO₂ and natural gas mixture to find out how much the MMP is decreasing. For injection fluid mixture 60 Mole % CO₂ and 40 Mole % of natural gas, the MMP obtained was 2100 psig, so it can reduce MMP by 285 psig as compared with injecting 100 Mole % of CO₂.

Keywords: minimum miscibility pressure (MMP), *slim tube*, CO₂ injection.

I. PENDAHULUAN

Metode *enhanced oil recovery* (EOR) injeksi CO₂ merupakan teknologi yang telah terbukti dan paling banyak diterapkan di Amerika Serikat setelah teknologi injeksi uap, karena peningkatan perolehan minyak yang didapat cukup signifikan. Dengan menerapkan teknologi tersebut, diharapkan dapat menambah perolehan minyak kurang lebih 10% dari *original oil in place* (OOIP). Dalam upaya meningkatkan perolehan minyak dengan menginjeksikan CO₂, disamping memberikan tambahan energi ke dalam reservoir terdapat empat mekanisme berikut yang berpengaruh, yaitu: (1) menurunkan viskositas minyak, (2) mengembangkan volume minyak (*swelling*), (3) menurunkan tegangan permukaan, dan (4) memberikan tenaga dorong gas terlarut atau *blowdown recovery* (Amro 2015). Tiga faktor yang pertama menyebabkan peningkatan mobilitas minyak yang memberikan kontribusi atas peningkatan perolehan minyak. Sedangkan *blowdown recovery* terjadi apabila CO₂ yang terlarut dalam minyak terbebaskan pada saat tekanan reservoir turun di bawah tekanan saturasi, karena mempunyai pengaruh yang sama seperti tenaga dorong gas terlarut.

Injeksi gas CO₂ dapat dilakukan dalam dua kondisi yang berbeda yaitu pada tekanan tercampur dan tidak tercampur. Pada kondisi injeksi tekanan tercampur atau di atas tekanan tercampur akan didapat perolehan minyak yang optimal. Sementara jika gas CO₂ diinjeksikan pada kondisi di bawah tekanan tercampur maka akan menyebabkan keadaan tidak tercampur. Pada kondisi tidak tercampur tersebut perolehan minyak yang didapat akan lebih rendah dibandingkan kondisi tercampur. Sebelum metode EOR injeksi CO₂ diterapkan, terlebih dahulu harus dilakukan kajian yang mendalam untuk mengetahui apakah injeksi CO₂ layak atau tidak. Kajian yang harus dilakukan adalah uji laboratorium untuk menentukan tekanan tercampur minimum (TTM) dengan menggunakan alat *slim tube* dan mempelajari interaksi antara CO₂ dan minyak. Selanjutnya mengembangkan model simulasi reservoir dengan melakukan *scale up* hasil uji laboratorium *core flooding* ke skala lapangan, untuk mendapat gambaran interaksi batuan dan fluida terhadap perkiraan perolehan minyak dan kinerja reservoir selama injeksi CO₂ berlangsung.

Pada umumnya tekanan reservoir sudah rendah karena diproduksi cukup lama. Hal ini merupakan tantangan tersendiri untuk dapat melakukan injeksi CO₂ pada reservoir tersebut. Pada kondisi tersebut

tekanan reservoir berada jauh dibawah TTM. Disamping itu tekanan rekah formasi pada umumnya lebih kecil dari TTM. Oleh karena itu hampir dipastikan bahwa TTM tidak akan tercapai selama proses injeksi 100% CO₂ ke dalam reservoir. Untuk meniasati hal tersebut campuran gas CO₂ dan gas bumi digunakan sebagai fluida injeksi, sehingga dapat menurunkan harga TTM tersebut (Cheng 2009).

Tujuan penelitian ini adalah menyelidiki pengaruh pada berbagai komposisi campuran CO₂ dan gas bumi terhadap penurunan harga MMP melalui model simulasi numerik *slim tube*. Metode yang digunakan adalah integrasi dari uji laboratorium PVT minyak dan gas, pemodelan PVT, uji laboratorium *slim tube* dan pemodelan simulasi *slim tube*. Pemodelan PVT fluida minyak dan gas dari lapangan 'M' dikembangkan berdasarkan hasil analisis uji laboratorium PVT terhadap fluida rekombinasi percontoh yang diambil dari separator sumur, seperti parameter tekanan saturasi, uji faktor *swelling*, constant composition expansion (CCE) dan viskositas minyak. Sedangkan pemodelan *slim tube* dikembangkan berdasarkan integrasi pemodelan PVT fluida (minyak dan gas) serta uji laboratorium *slim tube*. Simulator yang digunakan dalam penelitian ini adalah simulator numerik model *compositional* tiga dimensi-tiga fasa WinProp dan GEM yang dikembangkan oleh CMG Ltd. Sedangkan validasi dari model simulasi numerik tersebut dilakukan dengan cara membandingkan terhadap harga TTM dari uji *slim tube* di laboratorium.

II. BAHAN DAN METODE

Dalam penelitian ini metodologi yang diterapkan adalah integrasi dari empat tahap yang terdiri atas: (1). Uji laboratorium (PVT) terhadap fluida reservoir minyak dan gas (2). Penentuan TTM dengan uji laboratorium *slim tube* (3). Pemodelan simulasi fluida reservoir (PVT) dan (4). Pemodelan simulasi *slim tube*.

A. Uji Laboratorium (PVT)

Dari sumur 'L' lapangan minyak 'M' yang terletak di Sumatera Selatan, sampel minyak dan gas diambil saat uji produksi berlangsung pada tekanan dan suhu separator masing masing 60 psig dan 100°F. Minyak dan gas tersebut berasal dari reservoir jenuh dengan perbandingan produksi gas dan minyak (*gas oil ratio* atau GOR) sebesar 1938 SCF/STB. Tekanan dan suhu initial reservoir masing masing sebesar 1700 psig dan 202°F. Tekanan statik reservoir saat

pengambilan sampel minyak dan gas telah turun menjadi 972.8 psig. Penentuan komposisi gas dari *separator* menggunakan alat gas *chromatography*. Sedangkan komposisi minyak dari *separator* untuk komponen metana hingga heptana plus ditentukan dengan menggunakan kombinasi metode gas *chromatography* dan *flash-separation*. Gabungan metode tersebut dikenal sebagai metode *flash-chromatography*. Untuk dapat mengetahui hubungan antara tekanan terhadap volume dari sistem fluida dengan komposisi yang konstan pada suhu reservoir 202°F, maka dilakukan uji *constan composition expansion* (CCE). Viskositas minyak sebagai fungsi harga tekanan pada suhu reservoir, diukur dengan menggunakan alat *Rolling Ball Viscometer* yang dapat bekerja pada tekanan tinggi. Uji faktor *swelling* atau uji *solvent solubility* dilakukan untuk mengetahui seberapa banyak pemuain volume fluida *recombination* setelah ditambahkan sejumlah gas CO₂ pada tekanan titik gelembungnya. Uji faktor *swelling* tersebut dilakukan dengan menginjeksikan fluida *recombination* kedalam sel *PVT* dan dipanaskan hingga mencapai suhu reservoir sebesar 202°F.

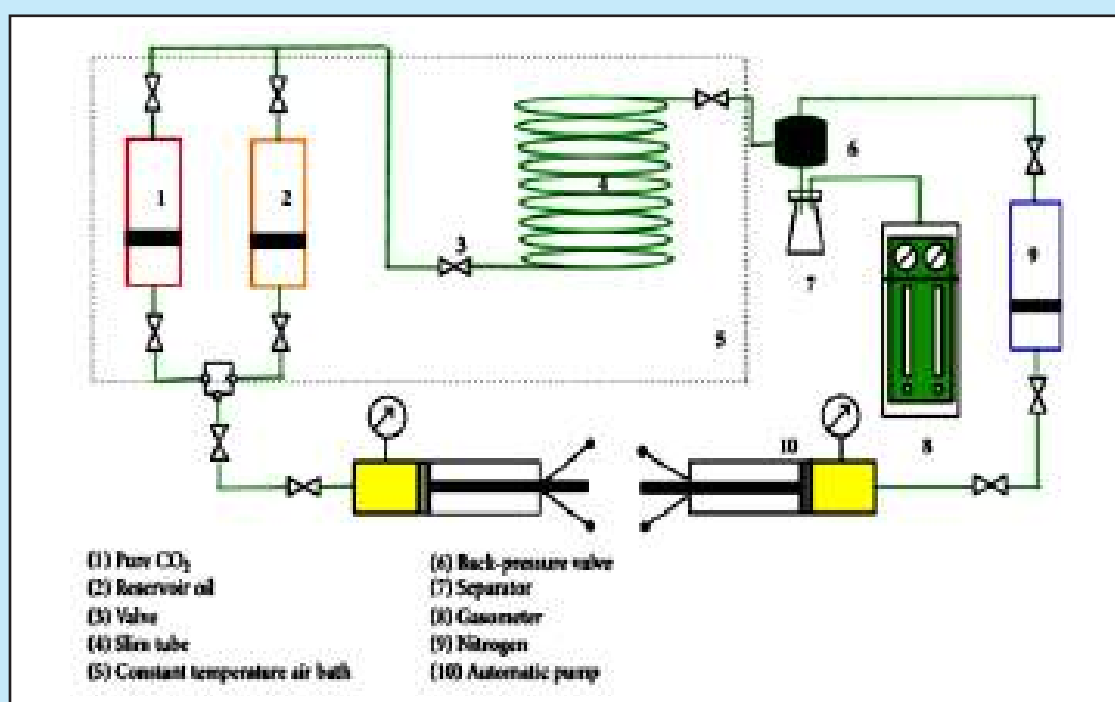
B. Penentuan MMP Dengan Uji *Slim Tube*

Dalam penelitian ini cara yang digunakan untuk menentukan harga TTM CO₂ pada skala laboratorium

adalah dengan *slim tube*. Skema rangkaian alat percobaan *slim tube* ditunjukkan pada Gambar 1 yang terdiri dari pompa, separator dan lainnya. *Slim tube* adalah gulungan pipa *stainless* berbentuk spiral dengan panjang 62.0 ft dan diameter dalam 0.210 ft. Pipa tersebut diisi penuh hingga padat dengan pasir kwarsa (*sand pack*) yang mempunyai ukuran butir 200-240 *mesh*. Permeabilitas dan porositas *slim tube* tersebut masing masing sebesar 11.36 Darcy dan 25%.

C. Pemodelan Simulasi Fluida Reservoir (PVT).

Untuk dapat mengembangkan model simulasi *slim tube*, terlebih dahulu mengembangkan model fluida reservoir yang realistik dari sampel fluida reservoir berdasarkan uji laboratorium PVT yang telah dilakukan sebelumnya. Dalam penelitian ini simulator fluida reservoir yang digunakan adalah WinProp yang dikembangkan oleh Computer Modelling Group Ltd. Program WinProp tersebut adalah simulator untuk fluida reservoir (PVT) komposisional berdasarkan persamaan keadaan atau *equation of state* (EOS) yang dapat digunakan untuk mengkarakterisasi sampel fluida reservoir (CMG-WinProp 2015). Model simulasi fluida reservoir tersebut kemudian digunakan sebagai data masukan dalam simulator GEM, untuk mengembangkan model simulasi *slim tube*. Langkah kerja yang



Gambar 1
Rangkaian alat percobaan *slim tube*.

dilakukan untuk mengembangkan model simulasi fluida reservoir tersebut adalah sebagai berikut:

- Pisahkan fraksi C_{7+} menjadi 5 komponen, sehingga total komponen standar dari fluida reservoir yang dikembangkan menjadi 10 sampai dengan 15 model komponen
- Lakukan regresi dengan model fluida pada langkah 1. Gunakan harga T_c dan P_c dari komponen berat C_{7+} .
- Masukkan semua data uji laboratorium PVT yang ada dalam perhitungan regresi diantaranya: tekanan saturasi, *constan composition expansion* dan uji *swelling*.
- Lakukan regresi dan jika penyelarasan tercapai dengan baik, hentikan perhitungan. Jika tidak, coba lakukan beberapa perubahan berikut:
 - Ubah bobot dari beberapa data uji laboratorium.
 - Ubah harga limit maksimum dan minimum dari variable regresi.
- Jika langkah di atas tidak memperbaiki penyelarasan, kembali ke 1 dan ulangi pemisahan komponen C_{7+} dan lanjutkan langkah 2 hingga 4.
- Jika jumlah komponen terlalu banyak untuk *run* simulasi, lakukan penggabungan komponen (*lumping*) menjadi komponen yang lebih sedikit. Lakukan regresi pada sistem *lumping* dengan beberapa parameter yang memungkinkan.
- Selaraskan data viskositas minyak dengan regresi yang terpisah dan sesuaikan dengan korelasi viskositas yang tersedia.

D. Pemodelan Simulasi *Slim Tube*.

Pemodelan kondisi dinamik berdasarkan hasil uji *slim tube* di laboratorium dikembangkan menggunakan simulator numerik reservoir. Dalam penelitian ini simulator numerik yang digunakan adalah CMG-GEM yang dikembangkan oleh Computer Modelling Group Ltd. Simulator CMG-GEM merupakan simulator dengan *fully compositional* pada komposisi gasnya berdasarkan persamaan keadaan (equation of state) yang umum digunakan. Simulator ini dapat memodelkan reservoir porositas ganda, injeksi CO_2 , injeksi gas tercampur, minyak *volatile*, gas kondensat, sumur horizontal, dan lainnya (CMG-GEM 2015). Simulator GEM dikembangkan untuk

mensimulasikan pengaruh komposisi fluida reservoir selama proses pengurasan tahap *primary* maupun EOR.

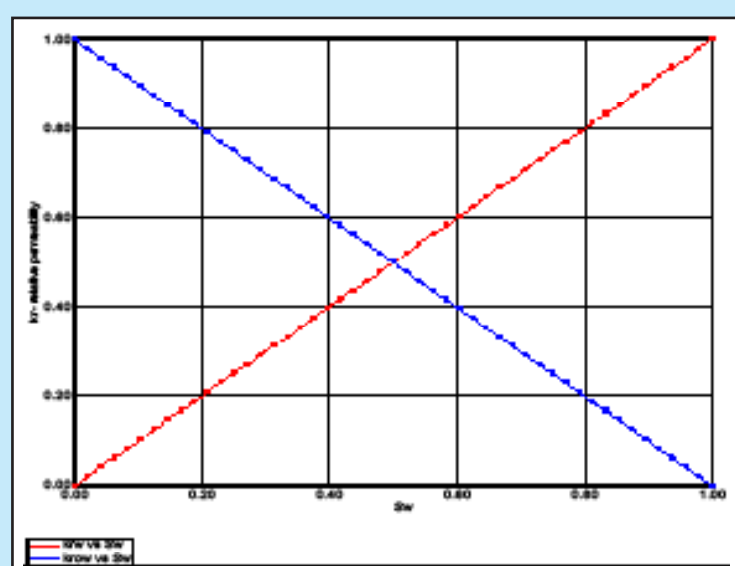
Deskripsi model simulasi *slim tube* (Cheng 2009) dapat dijelaskan berikut ini:

- Fully compositional
- Model *single porosity*
- Ukuran grid $10 \times 1 \times 1$
- $S_{wi} = 0.0\%$
- $P_{cwo} = 0.0$
- Permeabilitas = 11360 mD
- Porositas = 25 %
- Model permeabilitas relatif adalah linier (Gambar 2), dan
- OOIP = 0.03809 STB

III. HASIL DAN DISKUSI

A. Uji Laboratorium (PVT)

Sebelum melakukan analisis uji laboratorium PVT, sejumlah sampel minyak dan gas yang tersimpan dalam botol yang berbeda terlebih dahulu harus dilakukan uji validasi terhadap sample tersebut. Pertama, pengujian terhadap sample minyak dilakukan dengan cara menentukan tekanan titik gelembung (*bubble point pressure*) pada suhu separator. Kedua, untuk sample gas pengujian dilakukan dengan cara mengukur tekanan dalam botol. Jika kedua parameter uji tersebut berbeda jauh di bawah tekanan pengujian separator, ada masalah terkait dengan sampel atau pengambilan



Gambar 2
Plot permeabilitas relatif sistem minyak-air.

data. Pengukuran tekanan titik gelembung diperoleh sebesar 100 psig yang sama dengan tekanan tekanan uji separator, sehingga sample minyak tersebut selanjutnya dapat dilakukan rekombinasi. Tekanan botol gas yang dicatat menunjukkan harga yang sama dengan tekanan separator, atau dapat dikatakan tidak terjadi kebocoran. Dari kedua parameter uji tersebut dapat disimpulkan bahwa sampel minyak dan gas layak untuk selanjutnya dilakukan uji laboratorium PVT.

Sejumlah minyak dari separator dimasukan dalam alat *Gasometer* dan dilakukan proses '*flash*' pada tekanan dan suhu atmosfer. Pada tekanan dan suhu atmosfer tersebut, keadaan setimbang antara minyak dan gas dipertahankan. Pada keadaan tersebut volume gas yang terbebaskan dicatat untuk menentukan perbandingan gas terhadap minyak atau GOR. Komposisi gas dan minyak tersebut ditentukan dengan alat *chromatography*. Hasil analisis komposisi gas dan minyak dapat dilihat pada Tabel 1 dan 2. GOR yang diukur dari sumur 'L' pada saat pengambilan sampel adalah 1938 SCF/STB. Harga GOR ini relatif terlalu tinggi untuk tekanan reservoir yang lebih rendah dari tekanan

titik gelembung. Hal ini menunjukkan bahwa kondisi reservoir berada dalam dua fase atau reservoir jenuh. Tekanan statis reservoir yaitu sebesar 972,8 psig yang kemudian dianggap sebagai tekanan titik gelembung atau tekanan saturasi saat dilakukan pengambilan sample. Pada tekanan saturasi tersebut digunakan untuk mensimulasikan GOR dari reservoir fase cairan. Agar diperoleh sample fluida yang dapat mewakili fluida reservoir, maka gas dan minyak dari separator terlebih dahulu harus dicampurkan kembali (*recombination*) dengan menggunakan harga perbandingan tertentu pada tekanan reservoir 972.8 psig yang sama dengan tekanan saturasinya. Langkah kerja pencampuran dilakukan terlebih dahulu memasukkan minyak dengan jumlah tertentu kedalam sel *PVT*, yang kemudian dipanaskan hingga mencapai suhu reservoir 202°F. Selanjutnya menambahkan gas secara bertahap sambil melakukan pencampuran hingga merata serta mencatat tekanan saturasinya. Setelah tekanan saturasi 972.8 psig tercapai, kemudian mencatat harga GOR yaitu sebesar 217.94 SCF/STB. Dengan menggunakan harga GOR tersebut dan komposisi gas dan minyak dari separator yang telah dilakukan sebelumnya, kemudian dapat dihitung komposisi minyak dan gas

Tabel 1
Komposisi gas dari separator

Komponen	%mol
H ₂ S	0.00
CO ₂	0.28
N ₂	2.30
C ₁	75.21
C ₂	6.77
C ₃	8.58
i-C ₄	1.94
n-C ₄	2.85
i-C ₅	0.79
n-C ₅	0.60
C ₆	0.42
C ₇₊	0.28
Total	100.00
Gas Gravity (udara=1.0)	0.7964
Nilai Kalori setiap 1ft ³ (pada 14.65 psia dan 60°F)	1342 BTU

campuran atau *wellstream* sampai dengan fraksi heptana plus yang ditunjukkan pada Tabel 3.

Uji *constant composition expansion* (CCE) ini dilakukan dengan cara memasukkan sejumlah tertentu cairan *recombination* kedalam sel PVT berjendela dan kemudian dipanaskan hingga suhu reservoir 202°F. Dengan menaikkan tekanan hingga 5000 psig dalam kondisi fasa tunggal, kemudian catat volume cairan. Selanjutnya tekanan sel PVT secara bertahap diturunkan hingga tekanan 225 psig, dan kembali catat tekanan dan volume cairan. Selama pengujian berlangsung tekanan titik gelembung juga diamati, yaitu pada tekanan tertentu dimana gelembung gas pertama kali lepas dari minyak. Hasil pengamatan menunjukkan tekanan titik gelembung sama dengan tekanan reservoir saat pengambilan sampel gas dan minyak yaitu 972,8 psig pada suhu 202°F. Hubungan tekanan dan volume minyak sebagai dapat dilihat pada Tabel 4. Hasil pengukuran viskositas minyak dengan menggunakan *Rolling Ball Viskometer* ditunjukkan pada Tabel 5. Harga viskositas yang paling kecil yaitu sebesar 0.5305 cp didapat pada tekanan saturasi. Sedangkan harga viskositas tertinggi yaitu sebesar 0.7878 cp dicapai pada tekanan atmosfer.

Pengujian faktor *swelling* dapat dilakukan dengan menginjeksikan fluida *recombination* kedalam sel PVT sambil dipanaskan hingga mencapai suhu reservoir yaitu 202°F. Kemudian catat hubungan antara tekanan terhadap volume untuk beberapa harga tekanan hingga mencapai tekanan titik gelembung yaitu 972.8 psig. Selanjutnya sejumlah volume tertentu gas CO₂ diinjeksikan ke dalam sel PVT. Catat kembali hubungan antara tekanan terhadap

Tabel 2
Komposisi minyak dari separator

Komponen	%Mol
H ₂ S	0.00
CO ₂	0.01
N ₂	0.00
C ₁	0.71
C ₂	0.42
C ₃	1.88
i-C ₄	1.01
n-C ₄	2.00
i-C ₅	1.26
n-C ₅	1.20
C ₆	2.23
C ₇₊	89.28
Total	100.00

Karakteristik C7	
API Gravity pada 60°F	37.06
Specific Gravity pada 60°F	0.8386
Berat Molekul	157.52

Tabel 3
Komposisi *wellstream* hasil perhitungan

Komponen	%Mol	%berat
H ₂ S	0.00	0.00
CO ₂	0.01	0.02
N ₂	0.00	0.12
C ₁	0.71	2.38
C ₂	0.42	0.47
C ₃	1.88	1.26
i-C ₄	1.01	0.59
n-C ₄	2.00	1.07
i-C ₅	1.26	0.70
n-C ₅	1.20	0.65
C ₆	2.23	1.32
C ₇₊	89.28	91.44
Total	100.00	100.00

Karakteristik C7+	
AOI Gravity pada 60°F	35.75
Specific Gravity pada 60°F	0.8402
Berat molekul	157.47

volume untuk beberapa harga tekanan, hingga mencapai tekanan titik gelembung yang baru. Proses ini diulang sebanyak 3 kali dengan menambahkan sejumlah gas CO₂ yang diinjeksikan secara bertahap. Penambahan volume gas CO₂ yang diinjeksikan secara bertahap ini menghasilkan peningkatan pemuain volume minyak, dan juga diperoleh tekanan titik gelembungnya. Hasil uji faktor *swelling* ditunjukkan pada Tabel 6 dan perubahan komposisi fluida reservoir karena diinjeksikan CO₂ ditunjukkan pada Tabel 7. Perubahan komposisi ini dihitung dengan anggapan bahwa tidak ada interaksi antara komponen, tetapi hanya mempertimbangkan adanya keseimbangan materi dari masing-masing komponen saja. Dari hasil pengujian tersebut menunjukkan bahwa dengan diinjeksikan 56,46% mol CO₂ dapat mengubah tekanan titik gelembung dari 972.8 psig menjadi 2400 psig dan faktor *swelling* bertambah dari 1.00 menjadi 1.36.

B. Penentuan TTM Melalui Uji *Slim Tube*

Sebelum melakukan uji laboratorium *slim tube*, terlebih dahulu memperkirakan harga TTM dengan menggunakan korelasi, berdasarkan karakteristik fluida dan suhu reservoir. Korelasi yang digunakan adalah: Cronquist dkk. Yellig dan Metcalfe serta Holm dan Yosendal (Zhang dkk. 2016). Harga TTM dari ketiga korelasi tersebut dapat dilihat pada Tabel 8. Rancangan tekanan injeksi CO₂ dalam *slim tube* berada dibawah dan diatas harga TTM rata-rata yang diperoleh dari ketiga korelasi tersebut (2430 psig). Tekanan injeksi CO₂ ditentukan sebanyak 6 tahap yaitu: 1750 psig, 2000 psig, 2250 psig, 2500 psig, 2750 psig dan 3000 psig. Langkah kerja percobaan uji *slim tube* dapat dijelaskan sebagai berikut: *slim tube* dijenuhi terlebih dahulu dengan fluida rekombinasi atau *live oil* (Ekundayo dkk. 2013) pada tekanan 1750 psig dan suhu 202°F. Kemudian pada kondisi ini diinjeksikan CO₂ kedalam *slim tube* dengan laju

Tabel 4
Hubungan tekanan dan volume (220°F)

Tekanan, psig	Volume relatif
5000	0.9651
4000	0.9728
3000	0.9807
2000	0.9901
1250	0.9980
973	1.0000
953	1.0081
932	1.0170
900	1.0318
840	1.2283
505	1.4325
340	1.9389
280	2.2778
225	2.7520

Bubble Poin Pressure

*volume relatif = V/V_{saturation}

Tabel 5
Viskositas minyak (220°F)

Tekanan, psig	Viskositas minyak, cp
5000	0.6937
4000	0.6532
3000	0.6127
2000	0.5722
1250	0.5418
973	0.305
800	0.585
600	0.5905
400	0.6308
200	0.6852
0	0.7878

Bubble Poin Pressure

alir yang kecil 3.0 cc/menit agar terjadi kontak yang sempurna antara CO₂ dan minyak. Minyak dan gas yang keluar dipisahkan melalui separator, kemudian catat jumlah minyak yang tertampung. Jumlah gas yang keluar dapat dicatat dengan gasometer. Dengan demikian dari setiap interval waktu pendesakan dapat dicatat jumlah CO₂ yang diinjeksikan dan perolehan minyak. Injeksi CO₂ dihentikan jika jumlah CO₂ yang diinjeksikan mencapai 1.2 PV dan kemudian dapat dihitung perolehan minyak. Setelah itu, *slim tube* dibersihkan dan percobaan diulangi lagi dengan tekanan injeksi yang lebih tinggi (2000 psig, 2250 psig, 2500 psig, 2750 psig

Tabel 6
Faktor swelling

SISTEM	Tekanan saturasi, psia	Kandungan CO ₂ , %Mol	Faktor Swelling, Bbl/bbl*
Minyak original	972.8	0.07	1.000
CO ₂ -Minyak-Sistem I	1536	22.02	1.076
Co ₂ -Minyak-Sistem II	2281	41.89	1.182
CO ₂ -Minyak-Sistem III	3000	56.46	1.361

*Perbandingan volume pada tekanan saturasi

Tabel 7
Komposisi campuran minyak dan CO₂

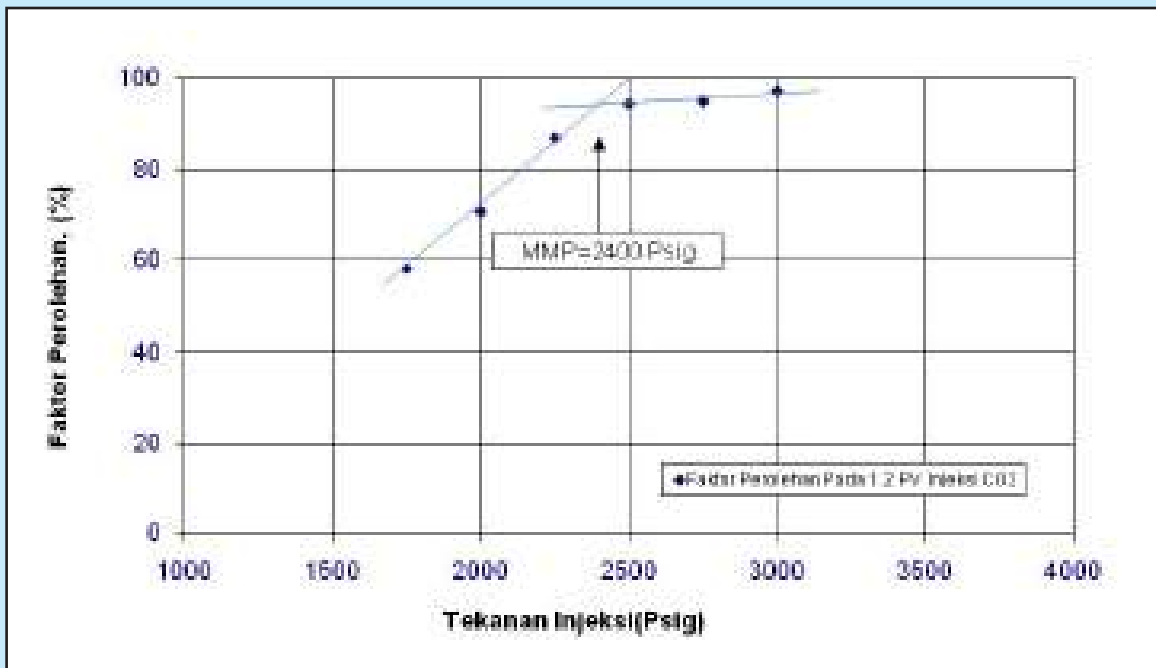
Komponen	Minyak original (%Mol)	CO ₂ -Minyak-Sistem I (%Mol)	CO ₂ -Minyak-Sistem II (%Mol)	CO ₂ -Minyak-Sistem III (%Mol)
H2S	0.00	0.00	0.00	0.00
CO2	0.07	21.69	41.89	56.46
N2	0.52	0.40	0.30	0.22
C1	17.52	13.77	10.22	7.65
C2	1.85	1.46	1.08	0.81
C3	3.39	2.67	1.98	1.48
i-C4	1.22	0.95	0.70	0.53
n-C4	2.20	1.72	1.28	0.96
i-C5	1.15	0.91	0.67	0.50
n-C5	1.07	0.84	0.62	0.47
C6	1.82	1.43	1.06	0.79
C7+	69.19	54.18	40.21	30.12
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabel 8
Nilai TTM berdasarkan korelasi

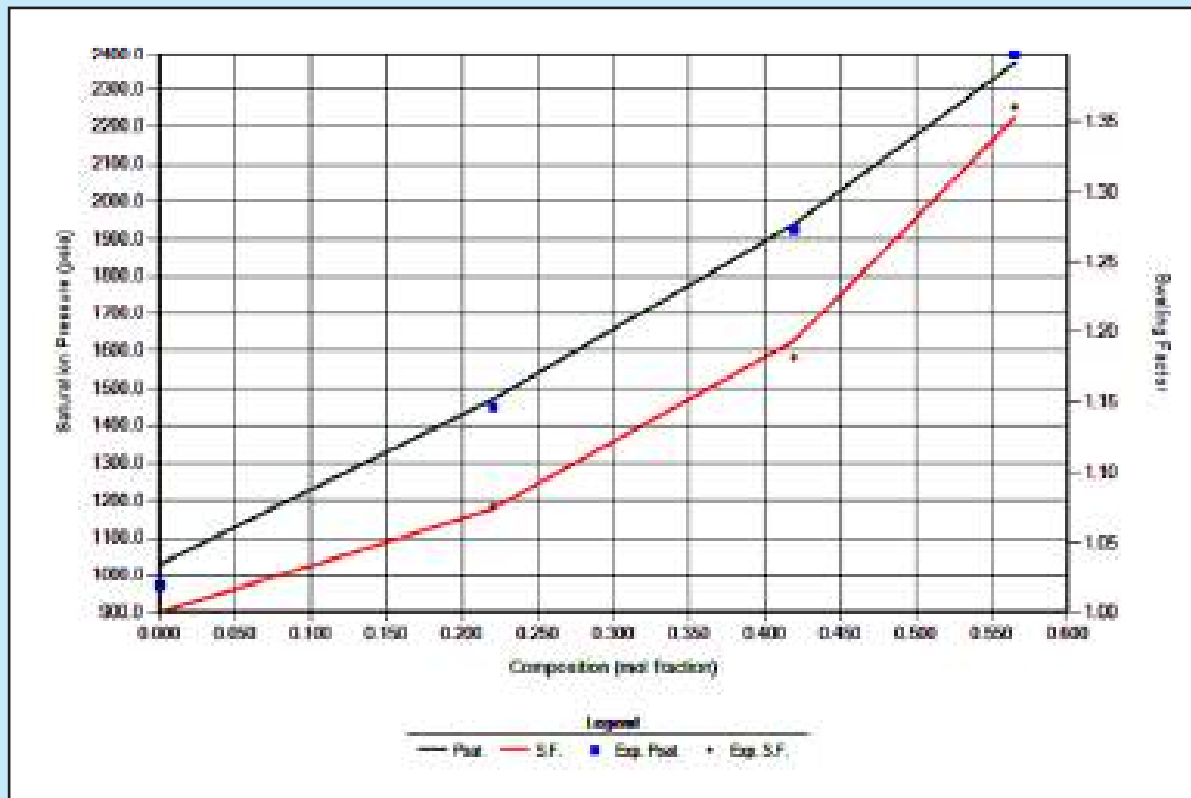
No	Korelasi	TTM pada 202°F (psig)
1	Cronquist et al.	2360
2	Yellig dan Metclafe	2509
3	Holm dan Yosendal	2420

dan 3000 psig) dan mencatat kembali minyak dan gas yang keluar. Plot persen perolehan minyak terhadap tekanan injeksi CO₂ yang menghasilkan dua garis dengan kemiringan yang berbeda. Titik perpotongan dua kemiringan garis tersebut menunjukkan harga TTM (Ekundayo dkk.2013) yang dapat dilihat pada Gambar 3 sebesar 2400 psig. Bila dibandingkan dengan harga TTM yang dihitung dengan korelasi

pada langkah sebelumnya, yang lebih mendekati adalah berdasarkan metode Holms dan Yosendal. Formula korelasi tersebut berdasarkan fungsi suhu reservoir dan berat molekul C₅₊ dari minyak. Berdasarkan harga TTM yang didapat, perolehan minyak berada di atas 90% yang menunjukkan bahwa CO₂ dan minyak telah mencapai keadaan tercampur (Menouar 2013).



Gambar 3
Plot TTM 100% mol CO₂ berdasarkan uji laboratorium.



Gambar 4
Hasil penyalarsan data uji laboratorium dengan model simulasi fluida reservoir untuk parameter tekanan saturasi dan faktor *swelling*.

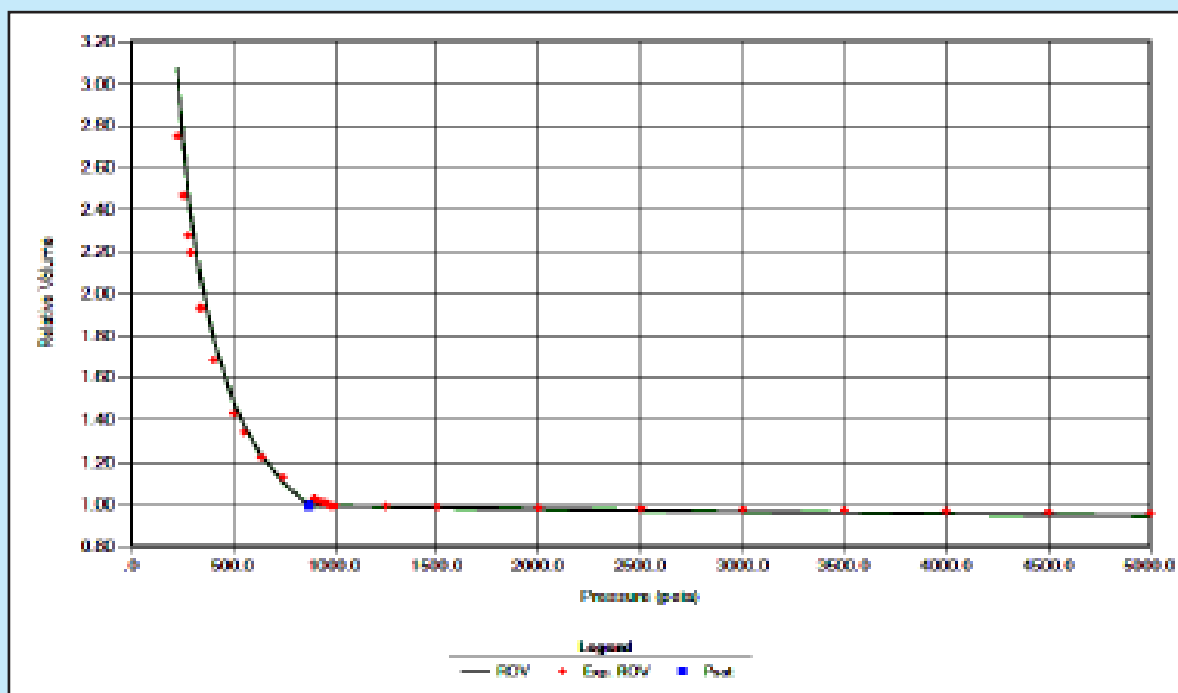
C. Pemodelan Simulasi Fluida Reservoir (PVT).

Simulator WinProp dapat digunakan untuk mensimulasikan percobaan yang telah dilakukan di laboratorium dari satu pasangan sampel fluida, dalam hal ini minyak dan gas. Kemudian model simulasi tersebut dapat memperkirakan kinerja fluida reservoir berdasarkan pengamatan yang telah dilakukan selama percobaan di laboratorium. Dengan demikian dapat menguji keakuratan atau validitas model simulasi fluida reservoir tersebut. Setiap perbedaan antara data yang diukur di laboratorium dan yang dihitung oleh simulator diminimalkan dengan menggunakan teknik regresi, sehingga dapat diselaraskan dengan parameter dalam persamaan keadaan atau EOS. Persamaan keadaan yang digunakan pada model simulasi fluida reservoir tersebut adalah yang dikembangkan oleh Peng-Robinson (Kanatbayev 2015). Pada Model yang diselaraskan atau di 'tune' tersebut, kemudian dapat digunakan sebagai data masukan dalam simulator GEM untuk mengembangkan model *slim tube*. Adapun parameter fluida reservoir yang diselaraskan adalah: tekanan saturasi, *constant composition expansion*, faktor *swelling* dan viskositas minyak. Hasil penyeselarasan dan faktor *swelling* ditunjukkan pada Gambar 4. Untuk parameter *relative volume* atau *constant composition*

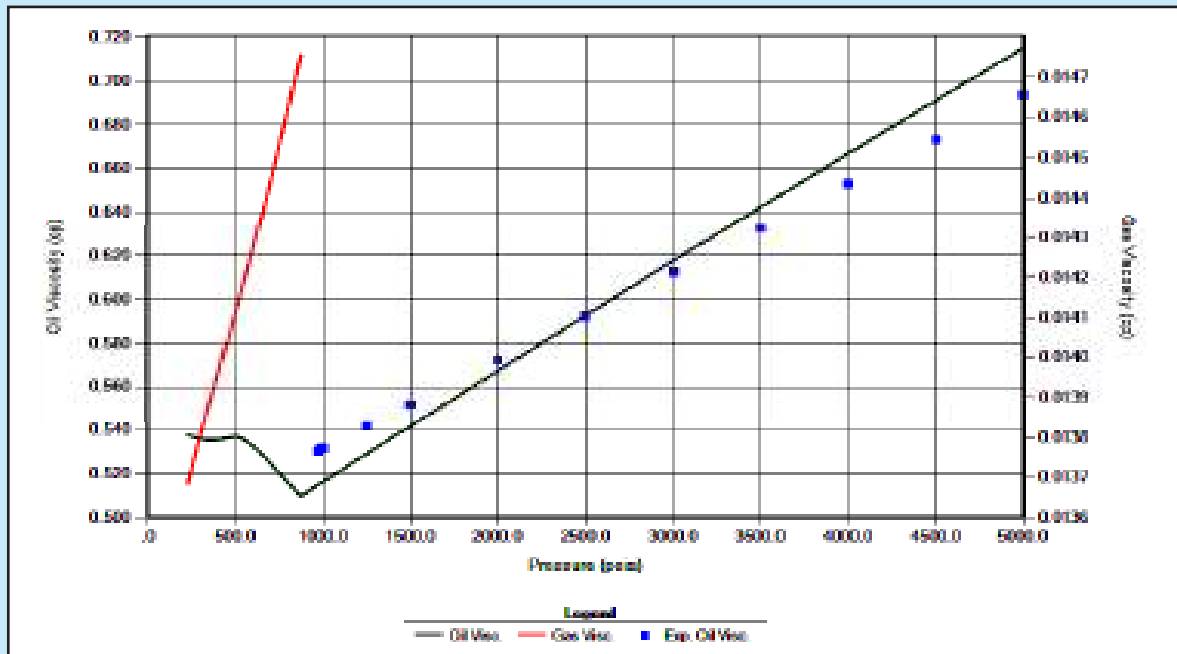
expansion, penyeselarasan pada tekanan saturasi 972.8 psig dapat dilihat pada Gambar 5. Sedangkan penyeselarasan untuk viskositas minyak terdapat pada Gambar 6. Dari hasil penyeselarasan tersebut baik parameter tekanan saturasi, CCE, faktor *swelling* dan viskositas minyak memiliki validitas yang memadai karena menunjukkan adanya kemiripan antara keluaran simulasi fluida reservoir dengan hasil uji laboratorium.

D. Pemodelan Simulasi *Slim Tube*.

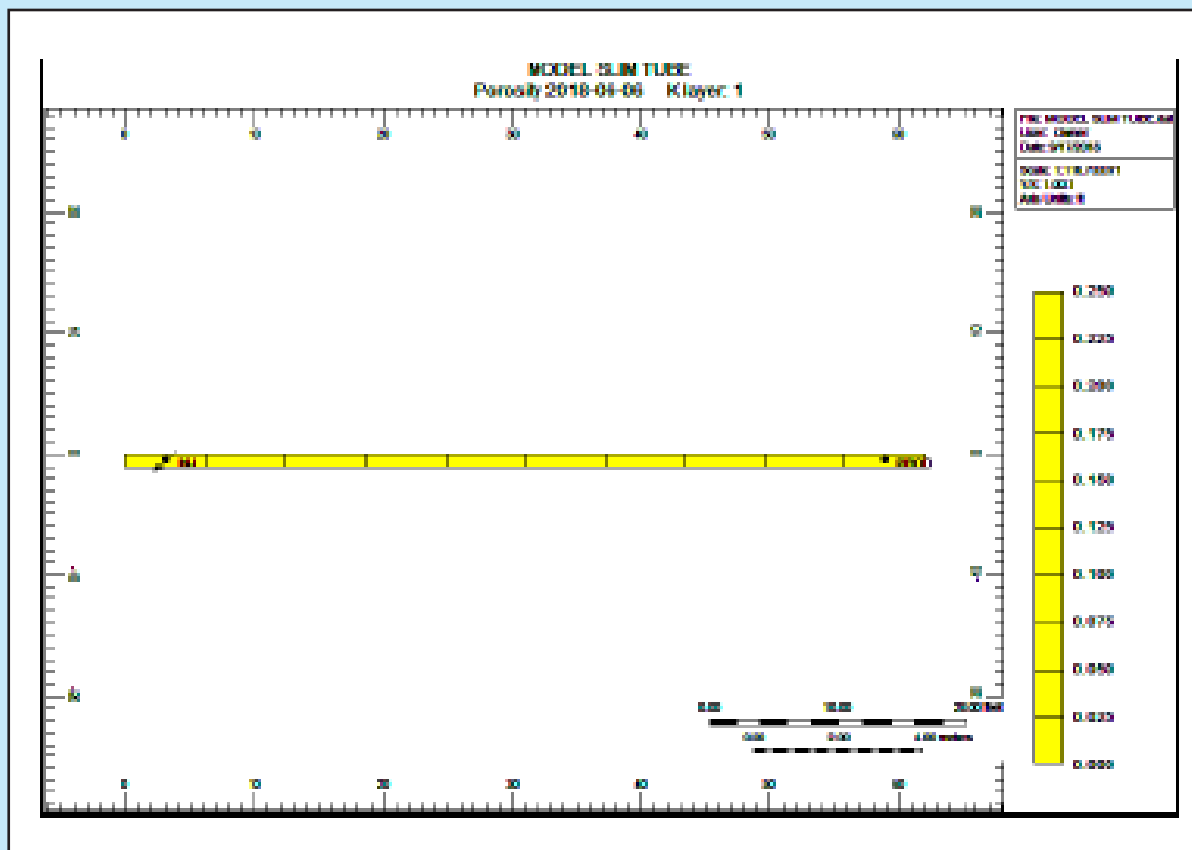
Untuk memodelkan uji *slim tube*, yang dilakukan terlebih dahulu adalah menyesuaikan dimensi *slim tube* dengan dimensi pada model simulator GEM. Bentuk *slim tube* berupa gulungan pipa spiral, sehingga perlu melakukan penyesuaian terhadap model yang ada pada simulator GEM. Bentuk gulungan pipa spiral tersebut kemudian disederhanakan menjadi pipa lurus. Selanjutnya *slim tube* dimodelkan dengan jumlah grid untuk arah sumbu x, y dan z masing-masing 10 x 1 x 1. Model *slim tube* pada simulator tersebut ditunjukkan pada Gambar 7. Panjang dan diameter *slim tube* masing-masing adalah 62.0 feet dan 0.021 feet. Dimensi grid arah 'x' dengan panjang 6.2 feet dan arah 'y' dan 'z' masing-masing 0.0372 feet. Pada blok *grid* ke-1 dan ke-10 masing-masing ditempatkan sebagai *grid* yang



Gambar 5
Hasil penyeselarasan data uji laboratorium dengan model simulasi fluida reservoir untuk parameter *relative volume* (*constant composition expansion*).



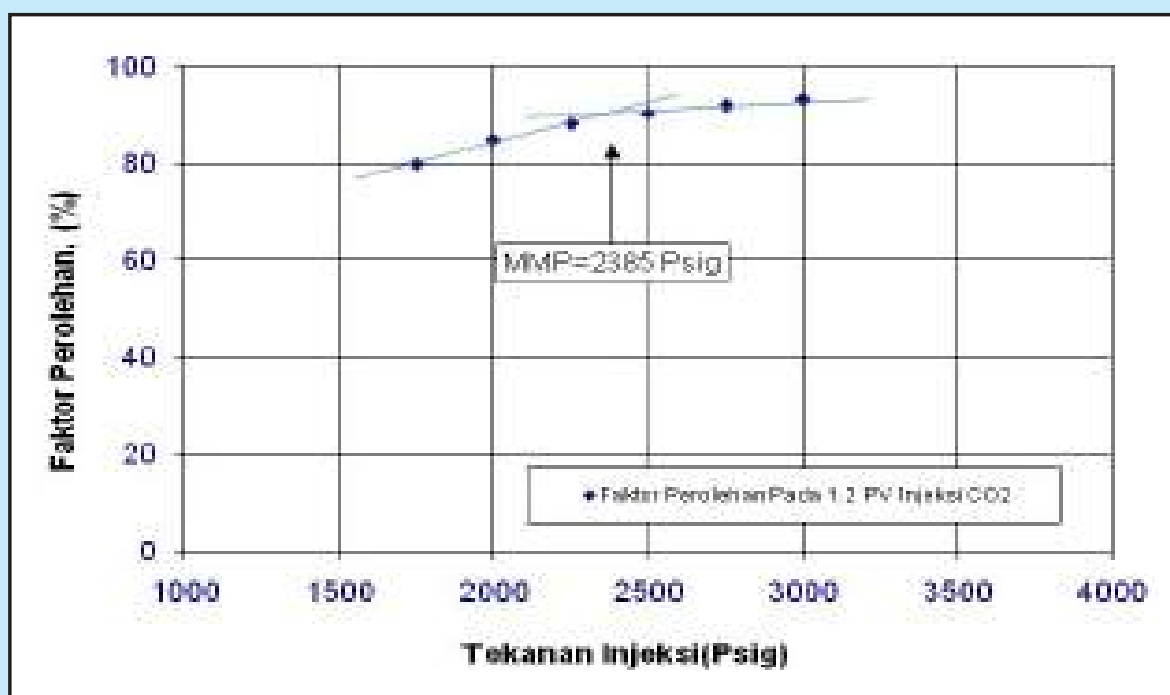
Gambar 6
Hasil penyelarasan data uji laboratorium dengan model simulasi fluida reservoir untuk parameter viskositas minyak.



Gambar 7
Model 2 dimensi simulasi numerik *slim tube* (ukuran grid 10x1x1).

menggambarkan sebagai sel *injector* dan *producer* (Cheng 2009). Sedangkan suhu selama injeksi pada *slim tube* berlangsung dikondisikan konstan sebesar 202°F. Untuk melengkapi data fluida reservoir pada model simulator GEM tersebut digunakan keluaran dari model simulasi fluida reservoir yang sudah dikembangkan sebelumnya. Seperti halnya pada uji laboratorium *slim tube*, model simulasi *slim tube* tersebut di 'run' dengan kondisi tekanan injeksi CO₂ sebanyak 6 tahap: 1750 psig, 2000 psig, 2250 psig, 2500 psig, 2750 psig dan 3000 psig. Plot persen perolehan minyak terhadap tekanan injeksi CO₂ dihasilkan dua garis dengan kemiringan yang berbeda. Titik perpotongan dua kemiringan garis tersebut menunjukkan harga TTM sebesar 2385 psig, yang terdapat Gambar 8. Jika dibandingkan dengan harga TTM yang didapat dari uji laboratorium (2400 psig) mempunyai selisih perbedaan sebanyak 15 psig atau 0.625%. Dengan demikian model simulasi *slim tube* tersebut memiliki validitas yang baik, karena dari hasil TTM yang diperoleh menunjukkan adanya tingkat kesamaan yang memadai antara keluaran model simulasi *slim tube* dengan hasil uji *slim tube* di laboratorium (Gunda dkk. 2015). Selanjutnya untuk menyelidiki pengaruh pada berbagai komposisi campuran CO₂ dan gas bumi terhadap penurunan harga MMP, terlebih dahulu memilih data gas bumi

dari lapangan gas yang terletak disekitar lapangan minyak 'M'. Data komposisi gas bumi tersebut dapat dilihat pada Tabel 9. Dan juga pada tabel tersebut terdapat 4 (empat) komposisi campuran CO₂ dan gas bumi. Dengan memasukan data komposisi campuran 90% mol CO₂ dan 10% mol gas bumi pada model simulasi *slim tube*, kemudian model simulasi tersebut di 'run' pada kondisi tekanan injeksi 1750 psig, 2000 psig, 2250 psig, 2500 psig, 2750 psig dan 3000 psig. Kembali plot persen perolehan minyak terhadap tekanan injeksi CO₂ dan diperoleh harga TTM sebesar 2325 psig, yang ditunjukkan pada Gambar 9. Dari TTM yang diperoleh menunjukkan adanya penurunan tekanan dari 2385 psig menjadi 2325, atau mengalami penurunan sebanyak 60 psig. Hal ini disebabkan pada campuran 90% mol CO₂ dan 10% mol gas bumi terdapat gas propana (C₃) sebanyak 0.033 fraksi mol. Gas propana tersebut dapat menurunkan *interfasial tention* (Rommerskirchen dkk. 2016), sehingga TTM akan tercapai pada tekanan yang lebih rendah. Untuk campuran 80% mol dan 70% CO₂ dengan 20% mol, 30% mol gas bumi, plot persen perolehan minyak terhadap tekanan injeksi CO₂ masing masing terdapat pada Gambar 10 dan Gambar 11. TTM yang diperoleh masing masing sebesar 2260 psig dan 2185 psig. Untuk campuran fluida injeksi 60% mol CO₂ dan 40%

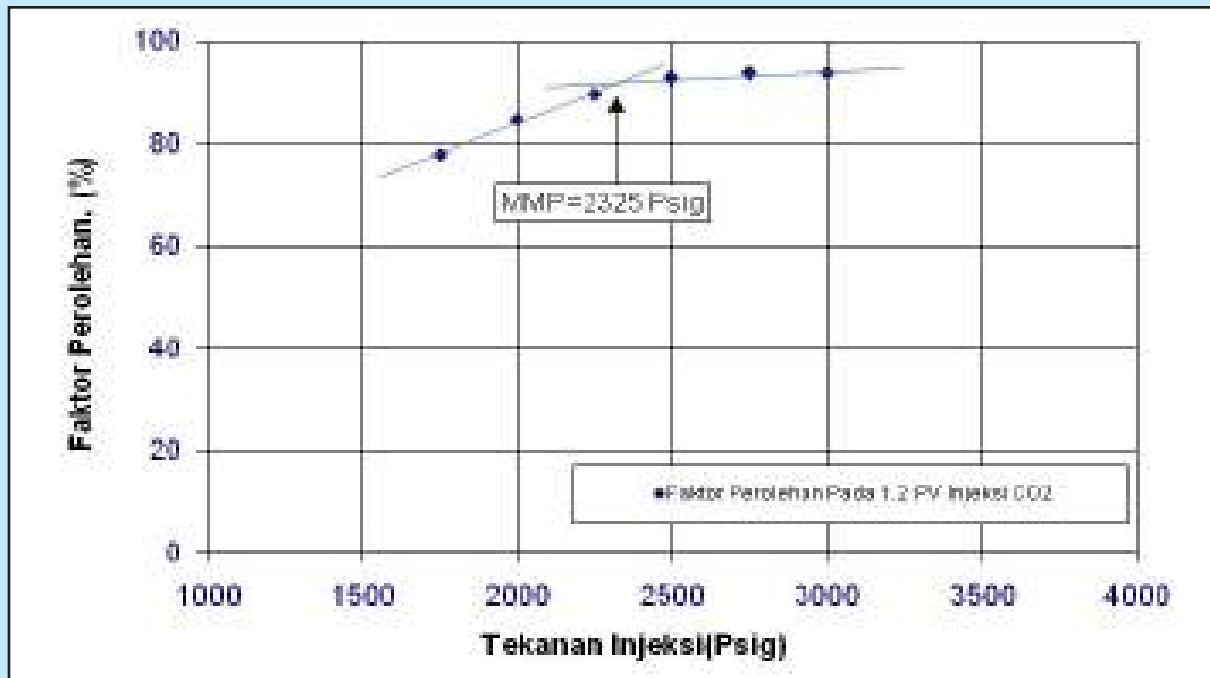


Gambar 8
Plot TTM 100% mol CO₂ berdasarkan simulasi *slim tube*.

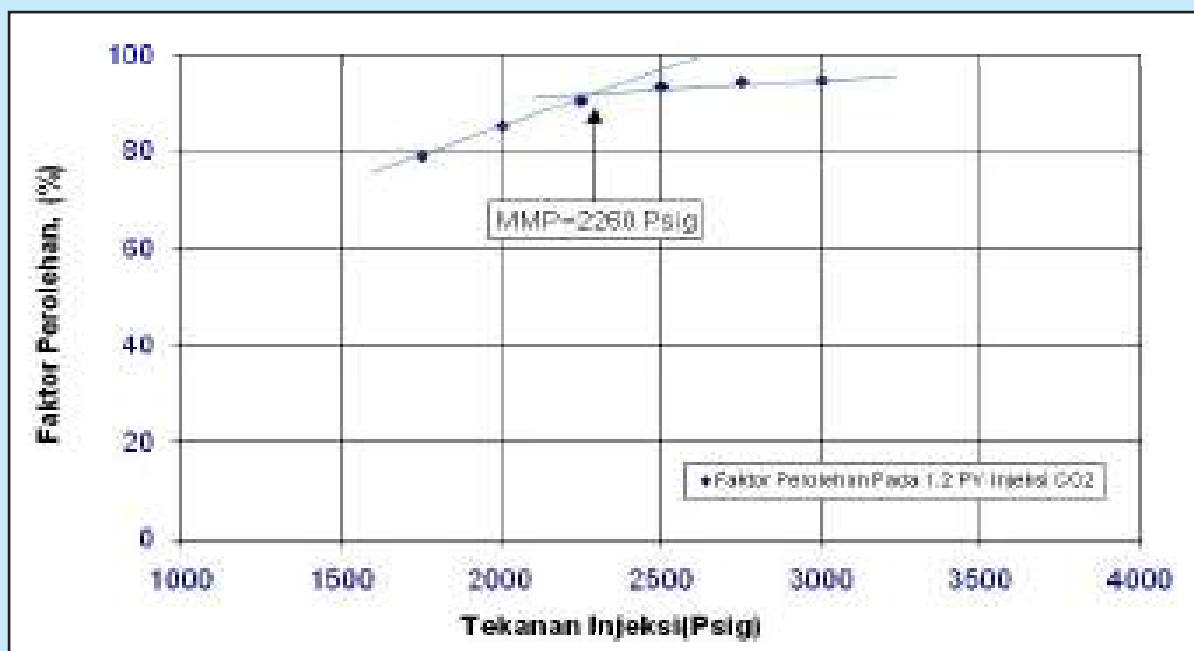
mol gas bumi, tekanan tercampur minimum adalah 2100 psig (Gambar 12), sehingga penurunan TTM diperoleh sebesar 285 psig, dibandingkan dengan injeksi 100% mol CO₂.

Tekanan *initial* reservoir minyak lapangan 'M' adalah 1700 psig, dan tekanan saat pengambilan

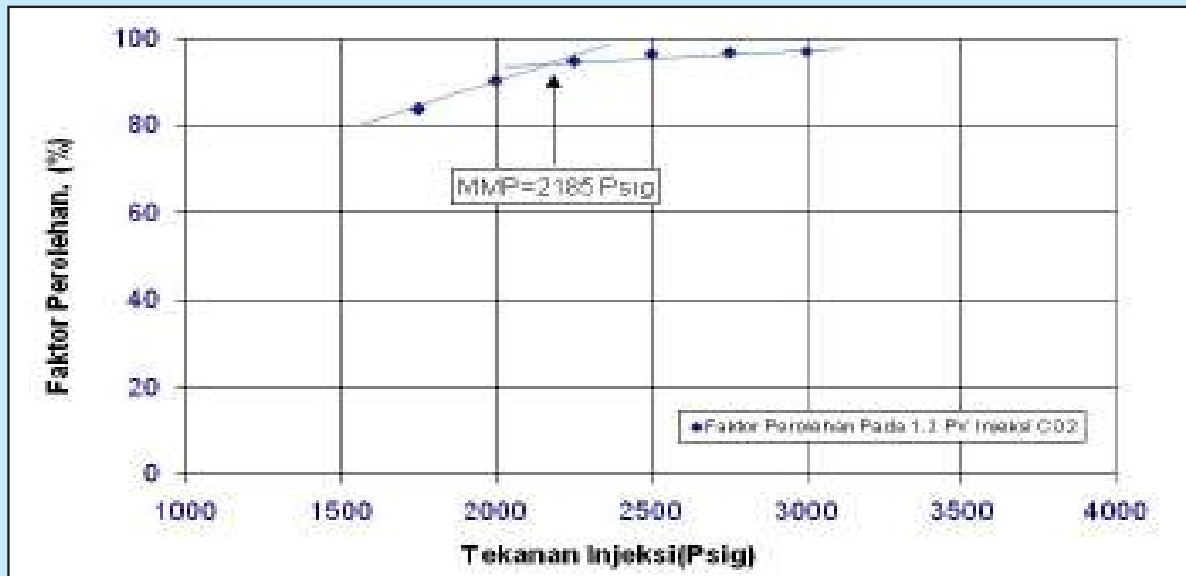
sampel fluida 972.8 psig. Jika akan menerapkan injeksi CO₂ pada reservoir tersebut, maka tekanan reservoir harus dinaikkan terlebih dahulu (*pressurized*) dengan cara menginjeksikan air pada reservoir tersebut hingga mencapai tekanan 2400 psig, sehingga dapat dicapai tekanan tercampur minimum.



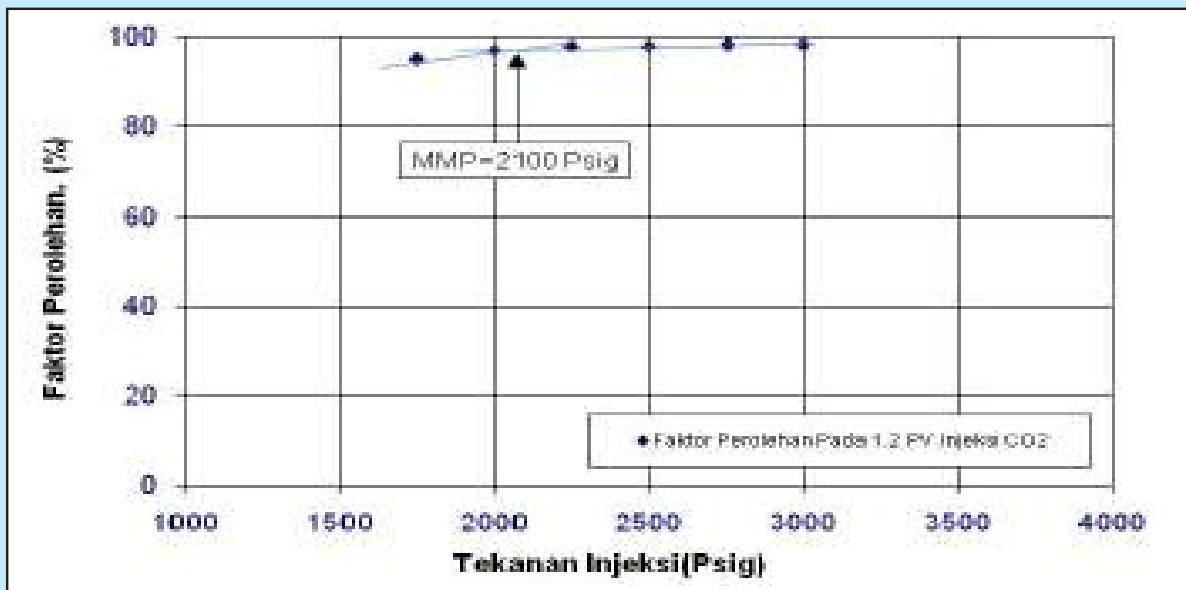
Gambar 9
Plot TTM 90% mol CO₂ dan 10% mol gas bumi.



Gambar 10
Plot TTM 80% mol CO₂ dan 20% mol gas bumi.



Gambar 11
Plot TTM 70% mol CO₂ dan 30% mol gas bumi.



Gambar 12
Plot TTM 60% mol CO₂ dan 40% mol gas bumi.

Tabel 9
Komposisi campuran CO₂ dan gas bumi

Komponen	Gas bumi 100% (Fraksi Mol)	90%Mol CO ₂ + 10%Mol Gas Bumi (Fraksi Mol)	80%Mol CO ₂ + 20%Mol Gas Bumi (Fraksi Mol)	70%Mol CO ₂ + 30%Mol Gas Bumi (Fraksi Mol)	60%Mol CO ₂ + 40%Mol Gas Bumi (Fraksi Mol)
CO ₂	0.000005	0.900000	0.800000	0.700000	0.600000
C ₁	0.015362	0.001536	0.003072	0.004609	0.006145
C ₂	0.242979	0.024298	0.048596	0.072894	0.097192
C ₃	0.333649	0.033365	0.066730	0.100095	0.133460
iC ₄ + nC ₄	0.296255	0.029626	0.059251	0.088877	0.118503
iC ₅ + nC ₅	0.085484	0.008548	0.017097	0.025645	0.034194
C ₆₊	0.026266	0.002627	0.005253	0.007880	0.010506
Total	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000

Dengan menginjeksikan campuran CO₂ 60% mol dan 40% mol gas bumi, maka untuk menaikkan tekanan reservoir tersebut supaya mencapai harga TTM hanya diperlukan tekanan sebesar 2100 psig atau berkurang sebanyak 300 psig.

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan kajian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan beberapa hal berikut ini:

Uji tekanan tercampur minimum 100% Mol CO₂ di laboratorium dengan *slim tube* telah dilakukan dan diperoleh sebesar 2400 psig, yang mendekati perkiraan harga tekanan tercampur minimum berdasarkan korelasi Holm dan Yosendal yaitu 2420 psig.

Telah dibangun model simulasi fluida reservoir (PVT) berdasarkan hasil uji laboratorium fluida reservoir pada suhu 202°F, untuk minyak 37.06°API dengan viskositas pada tekanan atmosfer 0.7878 cp. Dan gas *gravity* sebesar 0.7964 dengan komposisi metana 75.21%.

Model simulasi fluida reservoir (PVT) yang dibangun memiliki validitas yang memadai karena dari hasil penyelarasan parameter tekanan titik gelembung, *constant composition expansion*, faktor *swelling* dan viskositas minyak menunjukkan adanya tingkat kemiripan antara keluaran simulasi tersebut dengan hasil uji laboratorium fluida reservoir.

Telah dibangun model simulasi injeksi CO₂ *slim tube* berdasarkan uji *slim tube* di laboratorium, yang memiliki panjang 62.0 *feet* dan diameter dalam 0.021 *feet*. Dan permeabilitas dan porositas *slim tube* tersebut masing masing sebesar 11.36 Darcy dan 25%.

Model simulasi injeksi CO₂ *slim tube* memiliki validitas yang baik, karena dari hasil penyelarasan parameter tekanan tercampur minimum menunjukkan hasil yang mendekati dengan selisih perbedaan 0.625% antara keluaran model simulasi *slim tube* (2385 psig) dengan hasil uji laboratorium (2400 psig).

Kajian simulasi injeksi CO₂ *slim tube* menawarkan suatu metode pendekatan untuk menentukan tekanan tercampur minimum sehingga dapat melakukan optimalisasi injeksi campuran CO₂ dan gas bumi tanpa melakukan uji *slim tube* di laboratorium.

Tekanan tercampur minimum pada campuran fluida injeksi 60% Mol CO₂ dan 40% mol gas bumi adalah 2100 psig, sehingga dapat menurunkan tekanan tercampur minimum sebesar 285 psig dibandingkan dengan injeksi 100% Mol CO₂.

DAFTAR SIMBOL

- OOIP = *original oil in place*, STB
PV = *pore volume*, BBL.
S_{wi} = saturasi air inisial, %
TTM = tekanan tercampur minimum, psig
P_{cwo} = tekanan kapiler sistem minyak-air, psig

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih banyak penulis ucapkan kepada Ruri Muharto atas bantuan dalam mengembangkan model simulasi fluida reservoir (PVT) dan *slim tube* serta saran yang diberikan selama menyelesaikan kajian ini.

KEPUSTAKAAN

- Amro, M., Freese, C., Finck, M., Jaeger, P. "Effect of CO₂-miscibility in EOR", SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, SPE-172705-MS, 2015.
- Cheng, A. "Computer *Slim Tube* Model for Yates to Determine MMP for an Injection Fluid of CO₂ and NGL", Kinder Morgan Report Research, 2009.
- Ekundayo, J. M., Ghedan, S. G. "Minimum Miscibility Pressure Measurement with Slim Tube Apparatus-How Unique is the Value", SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UEA, SPE 165966, 2013.
- Gunda, D., Ampomah, W., Grigg, R. and Balch, R. "Reservoir Fluid Characterization for Miscible Enhanced Oil Recovery", Carbon Management Technology Conference, Sugarland, Texas, USA, CMTC-44176-MS, 2015.
- Kanatbayev, M., Meisingset, K. K. and Uleberg, K. "Comparison of MMP Estimation Methods with Proposed Workflow", SPE Bergen One Day Seminar, Norway, SPE-173827-MS, 2015.
- Lindeloff, N., Mogensen, K., Pedersen, K. S. and Tybjerg, P. "Investigation of Miscibility Behavior of CO₂ rich Hydrocarbon System-With Application for Gas Injection EOR", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, SPE 166270, 2013.
- Menouar, H. "Discussion on Carbon Dioxide Minimum Miscibility Pressure Estimation: An Experimental Investigation", SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting, Monterey California, USA, SPE 165351, 2013.
- Rommerskirchen, R., Nijssen, P., Bilgili, H. and Sottmann, T. "Reducing the Miscibility Pressure in Gas Injection Oil Recovery Processes",

International Petroleum Exhibition & Conference,
Abu Dhabi, UEA, SPE-183389-MS, 2016.

User Guide WinProp, “Building, Running and
Analyzing Different Types of Fluid Models“,
Computer Modeling Group Ltd, Calgary, Canada,
2015.

User Guide GEM, “CO₂ EOR Miscible Tutorial”

Computer Modeling Group Ltd, Calgary, Canada,
2015.

Zhang, K., Seetahal, S and Alexander, D., “Correlation
for CO₂ Minimum Miscibility Pressure in Tight Oil
Reservoir”, SPE Trinidad and Tobago Section
Energy Resources Conference, Port, Spain. SPE-
180857-MS, 2016.