

MENENTUKAN *MINIMUM MISCIBLE PRESSURE* CO₂ FLUIDA RESERVOIR LAPANGAN C SUMUR D MENGGUNAKAN APLIKASI CMG**Furqanorifki El Danera^{1*}, Kartika Fajarwati Hartono², Hari Karyadi Oetomo³**¹ Affiliation (Department, University, Country)^{2,3} Affiliation of other Authors (Department, University, Country)furqanorifki123@gmail.com**Abstrak (Indonesia)**

Determining the Minimum Miscible Pressure (MMP) is a crucial step in planning and implementing Enhanced Oil Recovery (EOR) projects using CO₂ injection. This study aims to determine the MMP value using the multiple contact method with a multiple mixing-cell calculation system in CMG WinProp software. This approach offers advantages in terms of time and cost efficiency compared to conventional experimental methods. The methodology involves modeling reservoir fluid using the Equation of State (EOS), followed by a PVT matching process. The accuracy of the EOS model is validated by comparing WinProp simulation results against laboratory test data, focusing on differential liberation and constant composition expansion. This matching process aims to minimize the margin of error between simulation results and experimental data. The research results the Minimum Miscible Pressure is identified at 2718.9 psia. These findings provide valuable insights into the pressure conditions required to achieve miscibility between CO₂ and oil reservoir.

Sejarah Artikel

Submitted: 29 Juni 2024

Accepted: 5 Juli 2024

Published: 6 Juli 2024

Kata Kunci*Multiple Contact Mixing, Minimum Miscibility Pressure, CMG, Miscible, Injection***Pendahuluan**

Enhanced Oil Recovery (EOR) menjadi semakin penting dalam memaksimalkan produksi minyak dari lapangan yang sudah mature. Di antara teknik-teknik ini, injeksi CO₂ menonjol sebagai metode yang sangat efektif, menawarkan peningkatan perolehan minyak bumi dan potensi manfaat lingkungan melalui penangkapan karbon (Zhang et al., 2016). Namun, keberhasilan injeksi CO₂ sangat tergantung pada pencapaian miscibility antara CO₂ yang diinjeksikan dan minyak reservoir. Titik kritis ini ditentukan oleh Minimum Miscible Pressure (MMP), parameter fundamental dalam mendesain dan mengimplementasikan proyek EOR CO₂.

Minimum Miscible Pressure (MMP) merupakan parameter penting dalam proses peningkatan produksi minyak menggunakan CO₂ (CO₂-EOR). Injeksi CO₂ harus dilakukan pada tekanan yang sama atau lebih besar dari MMP (Nguyen et al., 2019). Pada atau di atas tekanan ini, tegangan antarmuka antara CO₂ dan minyak mendekati nol, memungkinkan pencampuran sempurna dan perolehan minyak maksimum. Penentuan MMP yang akurat sangat penting karena beberapa alasan:

1. Menentukan tekanan operasi yang diperlukan untuk pergeseran minyak yang efisien. (Feng et al., 2016)
2. Mempengaruhi kelayakan ekonomi proyek CO₂ EOR. (Fernanda & Ginting, 2019)

Miscibility dalam konteks EOR mengacu pada kemampuan dua atau lebih fluida untuk bercampur dalam segala proporsi tanpa adanya antarmuka antara fluida-fluida tersebut (Yu, 2019). Dalam kasus injeksi CO₂, miscibility dapat dicapai melalui dua mekanisme utama:

1. First-Contact Miscibility (FCM): Terjadi ketika CO₂ dan minyak reservoir langsung bercampur pada kontak pertama, membentuk fase tunggal pada semua proporsi (Tobing et al., 2018).
2. Multiple-Contact Miscibility (MCM): Proses di mana miscibility dicapai secara bertahap melalui serangkaian kontak antara gas (CO₂) dan minyak, yang melibatkan transfer massa komponen antara kedua fase (Kristanto & Paradhita, 2019).

MMP biasanya ditentukan oleh mekanisme MCM dan sangat dipengaruhi oleh komposisi minyak, temperatur reservoir, dan properti CO₂. Dimana pada penelitian ini penentuan mekanisme MCM dengan menggunakan aplikasi CMG Winprop dengan menggunakan calculation method Multiple Mixing-cell Method (Danera, 2024).

Dalam penelitian ini, kami fokus pada pendekatan komputasional menggunakan perangkat lunak CMG (Computer Modelling Group), khususnya modul WinProp, untuk menentukan MMP CO₂ melalui pemodelan EOS, pencocokan PVT, dan perhitungan multiple-contact (CMG, 2019).

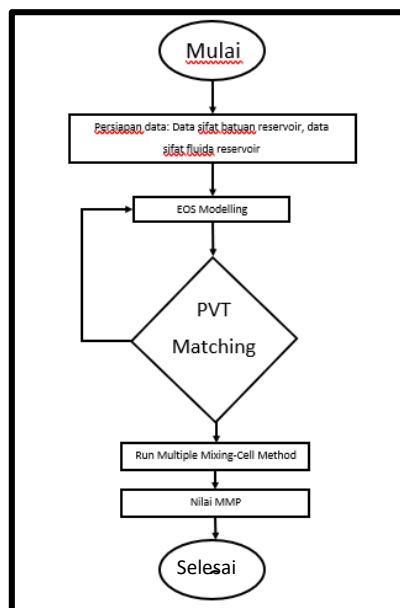
Hasil uji Differential Liberation (DL), salah satu eksperimen standar yang dilakukan oleh laboratorium Pressure-Volume-Temperature (PVT) pada sampel fluida reservoir (Sadiq, 2020). Penentuan tekanan bubble point dan titik embun (dew-point) (juga dikenal sebagai tekanan saturasi) penting untuk memprediksi, mendesain, dan mengelola reservoir minyak bumi (Hosein et al., 2014).

Metodologi

Dalam melakukan penelitian untuk menentukan MMP dengan menggunakan aplikasi winprop dari CMG dimulai dari pengumpulan data primer dan sekunder yang relevan, persiapan data sifat batuan dan fluida reservoir, pemodelan EOS menggunakan aplikasi Winprop dari CMG, pencocokan PVT, simulasi menggunakan persamaan keadaan (EOS), dan melakukan perhitungan *Multiple Contact* di Winprop.

Dalam tahap pengumpulan data, sumber-sumber seperti artikel dan jurnal yang relevan dimanfaatkan untuk mengumpulkan data yang diperlukan. Data yang telah terkumpul kemudian disiapkan untuk digunakan dalam simulasi. Pemodelan EOS menggunakan alat Winprop dari CMG untuk memperkirakan perilaku fluida reservoir dan menghitung parameter terkait. Pencocokan PVT digunakan untuk memvalidasi keakuratan dan relevansi data yang digunakan dalam simulasi. Simulasi menggunakan metode persamaan keadaan (EOS).

Pada model EOS yang sesuai telah disiapkan. Selanjutnya, pada tools Winprop, fitur Multiple Contacts ditambahkan. Dalam menu Multiple Contacts, data kondisi dan metode perhitungan MMP (Multiple Mixing-Cell Method) diinput. Kemudian, simulasi dijalankan. Hasilnya, nilai MMP diperoleh dari korelasi, tekanan pertama miscible, dan tekanan miscible multiple contact. Diagram alir dalam penelitian ini dapat dilihat dari diagram alir pada gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir

Hasil

Pemodelan Equation of State (EOS) dilakukan untuk membuat simulasi fluida yang menyamai kondisi reservoir yang dimana parameter yang berpengaruh pada EOS berupa tekanan reservoir, temperature reservoir, dan berat molekul fluida.

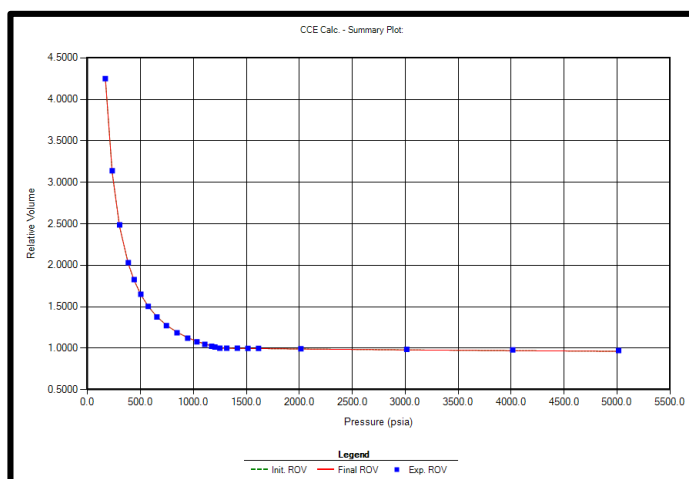
Komposisi fluida akan dilakukan regression yang dimana akan didapatkan hasil korelasi *Differential Liberation* dan *Constant Composition Expansion*, nilai dari hasil eksperimen uji laboratorium dan nilai hasil uji simulasi diperlukan hasil yang matching yang dimana dapat dilihat pada gambar 2. dan gambar 3. hasil simulasi mendapatkan hasil yang match dimana didapatkan *error margin* maksimal sebesar 4% yang masih masuk kedalam batas toleransi sebesar 5%.

Tabel 1. Komposisi Fluida Reservoir Sumur D

Komponen	Mol %	Mol, frac	Weight Percentage
Carbon Dioxide	0.49	0.0049	0.14
Nitrogen	0.76	0.0076	0.14
Hydrogen Sulfide	0.00	0.0000	0
Methane	23.48	0.2348	2.4
Ethane	3.58	0.0358	0.69
Propane	4.96	0.0496	1.39
Iso-Butane	1.13	0.0113	0.42
N-Butane	1.99	0.0199	0.74
Iso-Pentane	1.17	0.0117	0.54
N-Pentane	1.19	0.0119	0.55

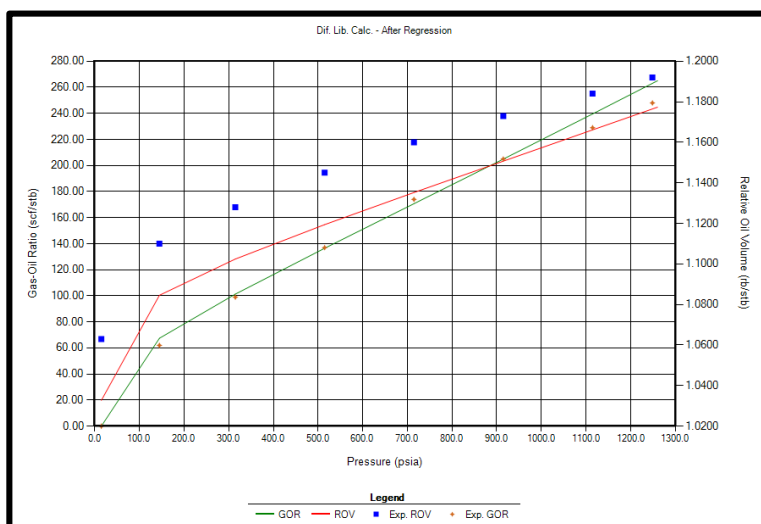
Hexanes	3.26	0.0326	1.78
Heptane Plus	57.99	0.5799	91.21
Total	100.00	1	100.00

Komposisi fluida akan dilakukan regression yang dimana akan didapatkan hasil korelasi *Differential Liberation* dan *Constant Composition Expansion*, nilai dari hasil eksperimen uji laboratorium dan nilai hasil uji simulasi diperlukan hasil yang matching yang dimana dapat dilihat pada gambar 2. dan gambar 3. hasil simulasi mendapatkan hasil yang match dimana didapatkan *error margin* maksimal sebesar 4% yang masih masuk kedalam batas toleransi sebesar 5%.



Gambar 2. *Constant Composition Expansion* Uji Laboratorium vs Hasil Simulasi.

Gambar 2. Menjelaskan perkembangan fluida reservoir yang didasarkan pada tekanan berbanding dengan *relative volume* fluida reservoir. Didapatkan juga titik saturation pressure dari fluida sumur D.



Gambar 3. *Differential Liberation* Uji Laboratorium vs Hasil Simulasi.

Gambar 3. Menjelaskan korelasi antara tekanan reservoir dengan kelarutan gas didalam minyak dan perkembangan volume fluida reservoir, pada uji *differential liberation* digunakan data tekanan setelah melewati tekanan bubble point sebagai parameter uji simulasi.

EOS fluida yang sudah dimodelkan akan dilakukan perhitungan *Multiple Contact* pada saat melakukan uji simulasi multiple contact dimulai pada tekanan 1700 dengan step 200 setiap kali iterasi dilakukan dengan nilai maksimal iterasi di 12 kali. Didapatkan hasil seperti table 2. Dibawah berikut.

Tabel 2. Hasil *Minimum Miscible Pressure calculation Multiple Mixing-cell Method*

MCM (Psia)	MMP Korelasi (Psia)
3381.2	2718.9

Pembahasan

EOS fluida yang sudah dimodelkan akan dilakukan perhitungan *Multiple Contact* pada saat melakukan uji simulasi multiple contact dimulai pada tekanan 1700 dengan step 200 setiap kali iterasi dilakukan dengan nilai maksimal iterasi di 12 kali. Didapatkan hasil seperti table 2. Dibawah berikut.

Tabel 2. Hasil *Minimum Miscible Pressure calculation Multiple Mixing-cell Method*

MCM (Psia)	MMP Korelasi (Psia)
3381.2	2718.9

Kesimpulan

Pada penelitian ini dilakukan uji simulasi dengan menggunakan aplikasi CMG Winprop dimana didapatkan nilai MMP pada tekanan 2718.9 psia dan juga didapatkan MCM pada tekanan 3381.2 psia, yang dimana memiliki perbedaan yang cukup jauh

References

CMG. (2019). *Winprop User GUIDE*.

Danera, F. El. (2024). *Analisa Penurunan Minimum Miscible Pressure Dengan Furqanorifki El Danera ANALISIS EFEKTIFITAS INJEKSI CO2 MENGGUNAKAN SIMULASI CMG : STUDI INTEGRATIF COREFLOOD Furqanorifki El Danera*.

Feng, H., Haidong, H., Yanqing, W., Jianfeng, R., Liang, Z., Bo, R., Butt, H., Shaoran, R., & Guoli, C. (2016). *Journal of Petroleum Science and Engineering Assessment of miscibility effect for*

- CO₂ flooding EOR in a low permeability reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 328–335. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.040>
- Fernanda, V., & Ginting, M. (2019). ANALISIS PENGARUH INJEKSI CO₂ TERHADAP RECOVERY FACTOR MENGGUNAKAN SIMULASI CMG DI LAPANGAN X. VIII(1), 28–34.
- Hosein, R., Mayrhoo, R., & McCain, W. D. (2014). Determination and validation of saturation pressure of hydrocarbon systems using extended Y-function. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124, 105–113. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.10.022>
- Kristanto, D., & Paradhita, W. (2019). 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*). 53(3), 4–5.
- Nguyen, P., Cong, V. T., Qi, X., Liu, P., & Hu, J. (2019). CO₂ MMP determination on L Reservoir by using CMG simulation and correlations CO₂ MMP determination on L Reservoir by using CMG simulation and correlations. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1402/5/055107>
- Sadiq, L. saeed. (2020). *Differential Liberation Test Table of Figures*.
- Tobing, E. M. L., Penelitian, P., Minyak, T., & Lemigas, B. (2018). PENENTUAN TEKANAN TERCAMPUR MINIMUM INJEKSI CO₂ MELALUI MODEL SIMULASI SLIM TUBE EOR (*Determination of Minimum Miscible Pressure CO₂ Injection Through the Slim Tube EOR Simulation Model*). 52(2), 2–5.
- Yu, P. (2019). *Analysis of the Law of Organic Solid Phase Precipitation and Deposition during Carbon Dioxide Displacement Process*. 118–122. <https://doi.org/10.4236/gep.2019.71010>
- Zhang, L., Li, X., Ren, B., Cui, G., Zhang, Y., Ren, S., Chen, G., & Zhang, H. (2016). CO₂ storage potential and trapping mechanisms in the H-59 block of Jilin oilfield China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 49, 267–280. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.03.013>

