

Analisis Pengaruh Wetabilitas pada Kinerja Injeksi Air dan CO₂ Menggunakan Metode Material Balance pada Lapangan ““SNP””

Esaim Mustafa Abraham Omar, Muhammad Taufiq Fathaddin¹

¹ Al Safwa Group, Libya

²Petroleum Engineering Department, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia

Corresponding author email : muh.taufiq@trisakti.ac.id

Abstrak

Saat ini, CO₂ flooding adalah salah satu teknik pemindahan yang paling menarik di lapangan-lapangan minyak. Injeksi CO₂ akan memungkinkan minyak berinteraksi dengan CO₂ dan memberikan peningkatan positif, sehingga minyak akan lebih mudah mengalir. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mendapatkan skenario penginjeksian terbaik yang memberikan perolehan minyak tertinggi antara injeksi air, injeksi CO₂, serta injeksi air dan CO₂ secara kontinyu pada kondisi batuan reservoir dengan kebasahan minyak dan reservoir dengan kebasahan air. Penelitian dilakukan pada Lapangan ““SNP”” menggunakan simulasi model material balance dengan lama penginjeksian sekitar 30 tahun. Lapangan ““SNP”” memiliki tiga regional (antiklin). Pengamatan dilakukan pada Region 2 dan Region 3. Untuk setiap region dibuat sepuluh skenario dengan variasi laju injeksi air dari 0 hingga 2000 STB/D dan variasi injeksi CO₂ dari 0 hingga 0.5 MMSCF/D. Hasil simulasi menunjukkan perolehan minyak pada Region 2 berkisar antara 40.90% hingga 52.65%. Sedangkan perolehan minyak pada Region 3 berkisar antara 48.88% hingga 60.08%. Dari hasil perbandingan kedua skenario pada kedua region, diperoleh bahwa injeksi CO₂ memberikan kinerja terbaik pada reservoir oil wet. Sedangkan pada reservoir water wet kinerja injeksi air lebih baik daripada injeksi CO₂. Skenario terbaik pada reservoir water wet adalah dengan penginjeksian air dan CO₂ secara kontinyu.

Kata kunci: Kebasahan Air, Kebasahan Minyak, Injeksi Air, Injeksi CO₂, Perolehan Minyak

Abstract

Nowadays, CO₂ flooding is one of the most attractive displacement technique in the Oil fields. The CO₂ injection will allow the oil to interact with the CO₂ and provide a positive boost, so the oil will flow more easily. The purpose of this study is to obtain the best injection scenario that provides the highest oil recovery between water injection, CO₂ injection, and continuous water and CO₂ injection in oil wet reservoir rock and water wet reservoir rock conditions. The research was conducted in the ““SNP”” field using a material balance model simulation with an injection duration of about 30 years. The ““SNP”” field has three regions (anticlines). Observations were made in Region 2 and Region 3. For each region, ten scenarios were made with variations in water injection rate from 0 to 2000 STB/D and CO₂ injection variations from 0 to 0.5 MMSCF/D. The simulation results show that oil recovery in Region 2 ranges from 40.90% to 52.65%. Meanwhile, oil recovery in Region 3 is ranged from 48.88% to 60.08%. From the comparison of the twenty scenarios in the two regions, it was found that CO₂ injection gave the best performance in the oil wet reservoir. Meanwhile, in the water wet reservoir, the performance of water injection is better than that of CO₂ injection. The best scenario in a water wet reservoir is by continuously injecting water and CO₂.

Keywords: Water Wet, Oil Wet, Water Injection, CO₂ Injection, Oil Recovery

I. Pendahuluan

Lapangan ““SNP”” terletak 125 km dari pantai barat laut Pulau Kalimantan, Malaysia sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 1. Lapangan ““SNP”” terletak pada suatu Cekungan Lapangan ““SNP”” terletak di dalam suatu Cekungan yang terdiri dari struktur lipatan yang dihasilkan dari sejumlah peristiwa kompresi antara batas timur Laut Cina Selatan dan Pulau Kalimantan. Peristiwa kompresi dimulai pada masa Oligocene dan masih berlangsung hingga sekarang. Lapangan ““SNP”” diperkirakan memiliki panjang 11 Km dan lebar 2 Km, dibentuk oleh antiklin *toe-thrust* dengan 2 arah dip di timur laut dan selatan, patahan yang terbatas

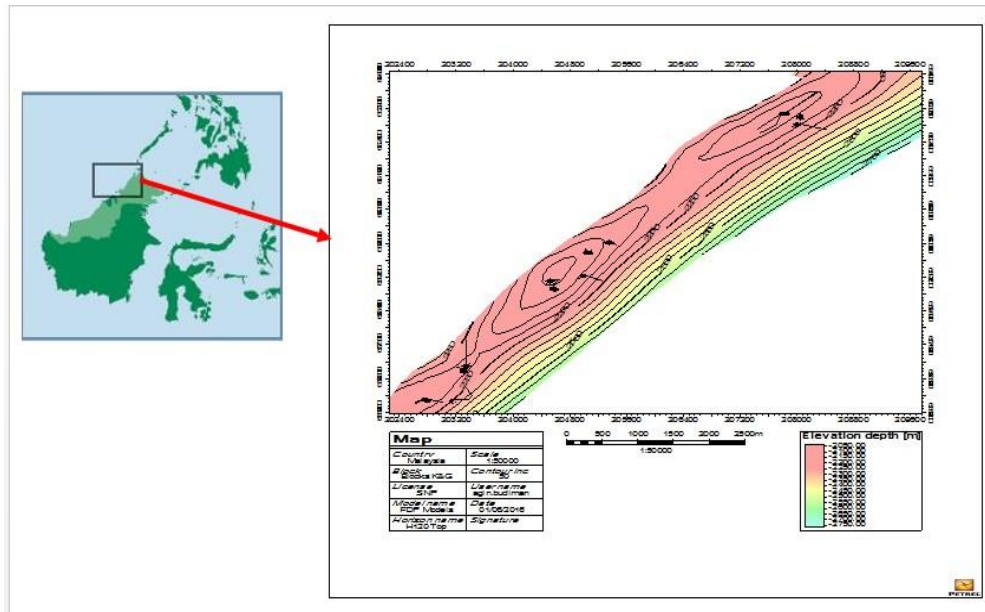
terhadap tunjaman di sepanjang garis tepi utara dan patahan *strike-strip* pada batas barat daya lapangan ““SNP”” (Engel, dkk. 2018). lapangan ““SNP”” dibagi menjadi tiga puncak antiklin: *South West*, *Central* dan *North East* sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 2. Ketiga region tersebut mempunyai karakteristik yang berbeda. Berdasarkan data SCAL, wetabilitas Region 1 dan 3 adalah water-wet. Sedangkan wetabilitas Region 2 adalah oil-wet. Dalam studi ini disimulasikan injeksi air dan CO₂ pada Region 2 dan 3. Sifat wetabilitas reservoir diperkirakan akan mempengaruhi kinerja injeksi air dan CO₂ (Al-Khdheawi, dkk., 2018; Al-Khdheawi, dkk., 2020).

Wetabilitas merupakan ukuran kecen-

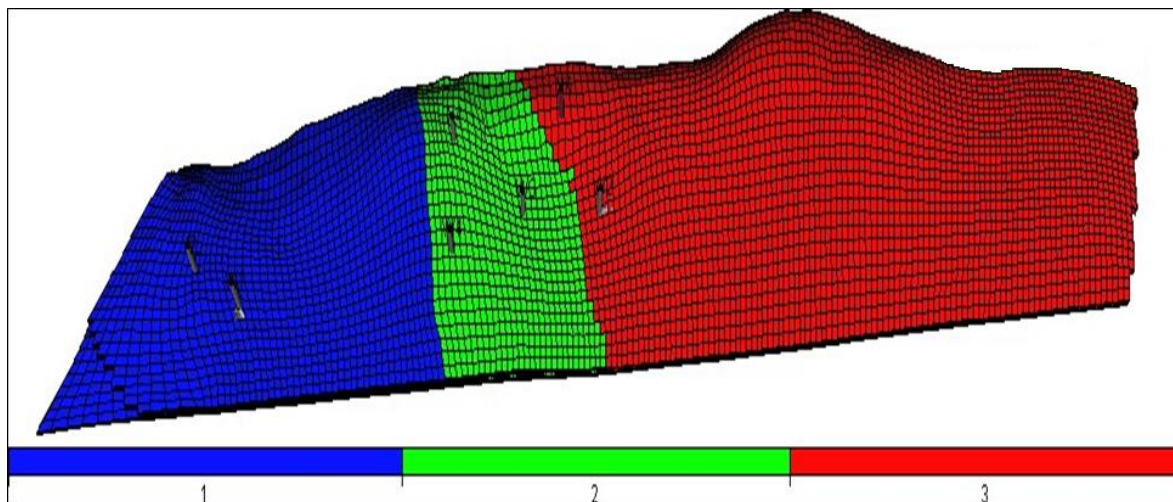
Analisis Pengaruh Wetabilitas pada Kinerja Injeksi Air dan CO₂ Menggunakan Metode Material Balance pada Lapangan “SNP”

derungan suatu fluida untuk membasahi permukaan dari media berpori dengan adanya cairan lain yang

tidak dapat membaaur (Ahmed dan McKinney, 2005; Ahmed, T.



Gambar 1. Lokasi Lapangan “SNP”



Gambar 2. Region Lapangan “SNP”

and Meehan, 2012; Ahmed, 2019). Wetabilitas merupakan faktor utama yang mengendalikan lokasi, aliran dan distribusi cairan individu dalam reservoir (Anderson, 1986). Misalnya, kecenderungan pembasahan media berpori mengontrol distribusi fluida-fluida yang dapat membaaur di dalam reservoir dengan mempengaruhi permeabilitas relatif. Dalam reservoir minyak, dengan adanya perubahan wetabilitas dari oil-wet menjadi water-wet menyebabkan peningkatan permeabilitas relatif minyak dan penurunan permeabilitas relative air. Di samping itu, perubahan wetabilitas ini menyebabkan titik persilangan kurva permeabilitas relatif bergerak

dari saturasi air yang lebih rendah ke yang lebih tinggi (Donaldson dan Alam, 2008).

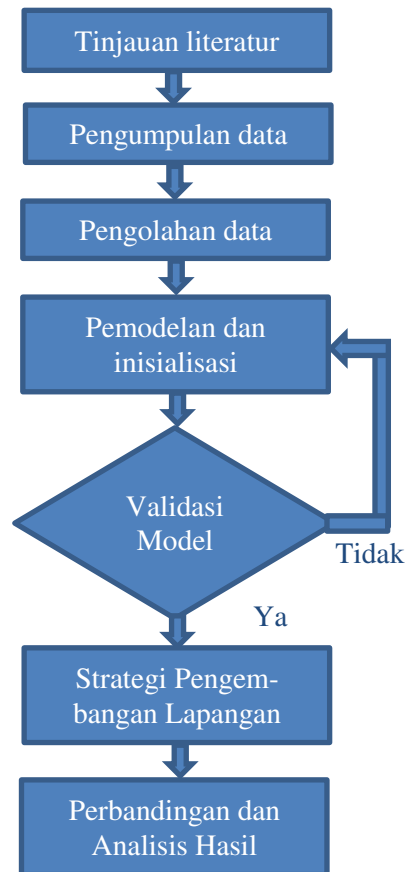
Telah ditunjukkan dalam percobaan bahwa karbondioksida berpotensi mengubah wetabilitas dari media berpori yang bersentuhan dengannya, yang pada gilirannya dapat menyebabkan perubahan distribusi fluida (Chiquet et al., 2007; Al Menhali, dkk., 2015; Aguilera and Ramos, 2004).

II. Metodologi

Prosedur penelitian diperlihatkan pada Gambar 3. Prosedur dimulai dengan studi literatur dari penelitian sebelumnya tentang injeksi air dan

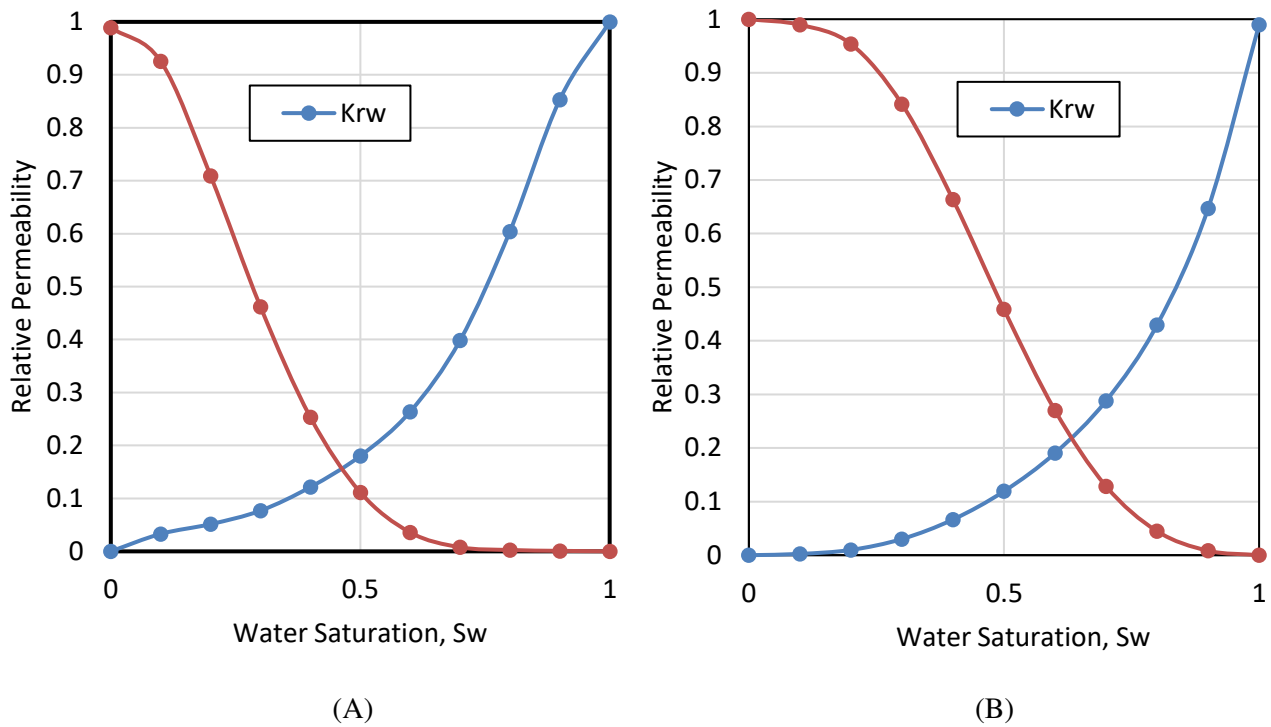
CO₂. Bahan dan data yang digunakan untuk melakukan simulasi reservoir adalah: hasil analisis core, data PVT, data tekanan reservoir, data produksi, data sumur, dan *software material balance*. Data yang diperoleh secara ringkas

diberikan pada Tabel 1 dan Gambar 4. Data sejarah tekanan dan produksi minyak, gas, dan air untuk Region 2 dan Region 3 berturut-turut diperoleh dari Sumur P2 dan Sumur P3.



Gambar 3. Prosedur Penelitian

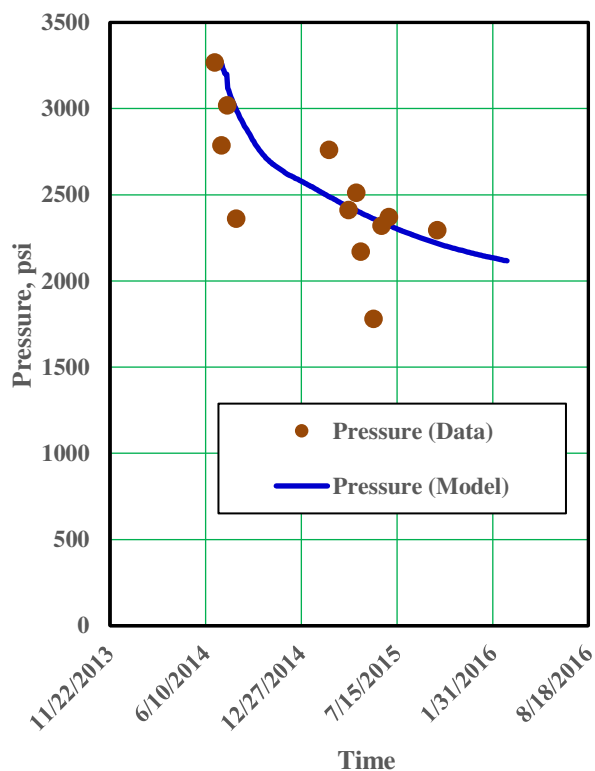
**Analisis Pengaruh Wetabilitas pada Kinerja Injeksi Air dan CO₂
Menggunakan Metode Material Balance pada Lapangan “SNP”**



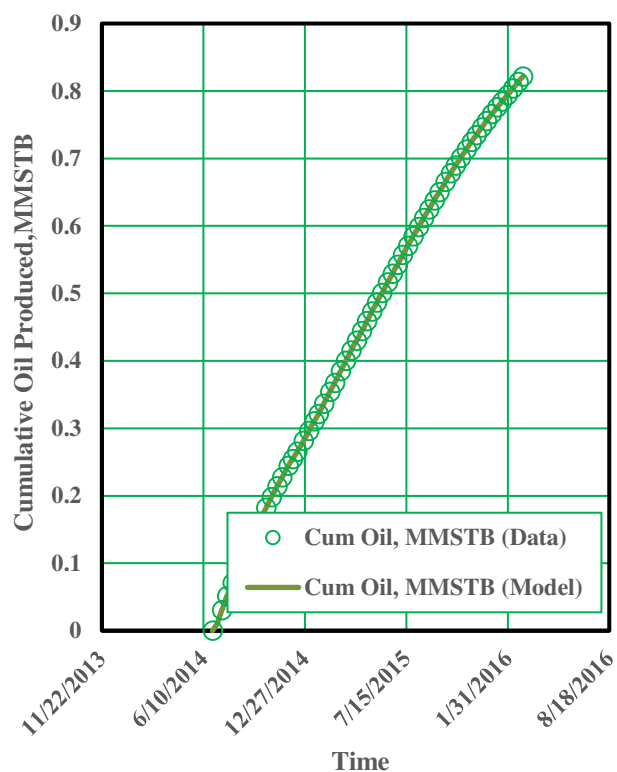
Gambar 4. Kurva Normalisasi Permeabilitas Relatif Minyak dan Air Region 2 (A) dan Region 3 (B)

Tabel 1. Reservoir Rock data

Parameter	Unit	
Temperature	230	F
Oil Gravity, API	30	
Spesifik Gravity of Gas, γ_g	0.73	
Initial Oil in Place (IOIP)	107.35	MMSTB
Initial Gas in Place (IGIP)	7.03	BSCF
Porosity, ϕ	0.25	
Initial Water Saturation, S_w	0.278	
Region 2		
Reservoir Pressure, P_r	3266.9	Psi
Dissolved Gas in Oil, R_s	779.5	SCF/STB
Oil Formation Volume Factor, B_o	1.3401	RB/STB
Oil Viscosity, μ_o	0.682	Cp
Region 3		
Reservoir Pressure, P_r	3327.9	Psi
Dissolved Gas in Oil, R_s	796.6	SCF/STB
Oil Formation Volume Factor, B_o	1.3605	RB/STB
Oil Viscosity, μ_o	0.611	cp

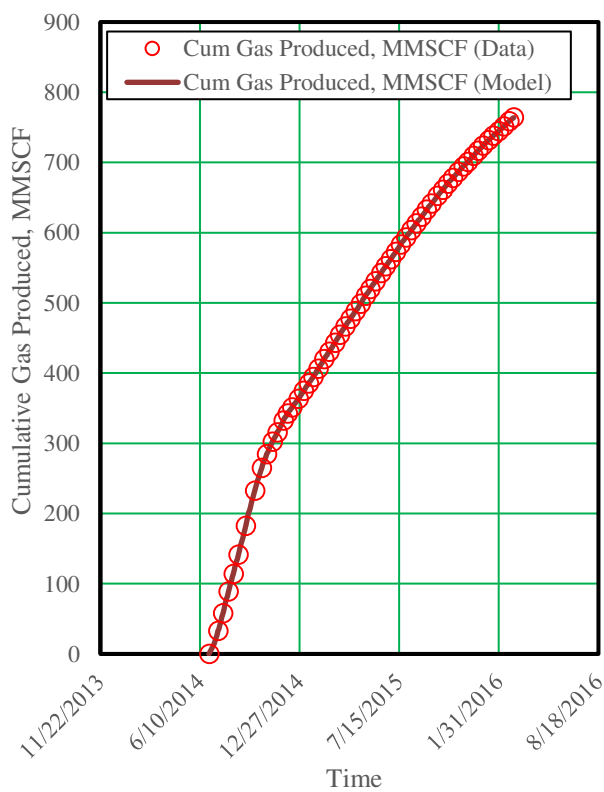


(A)

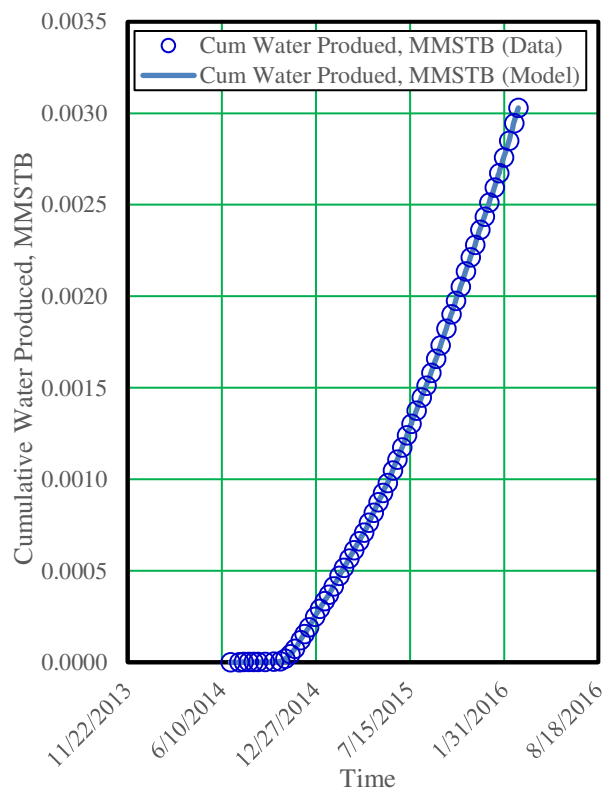


(B)

Gambar 5. Pencocokan Data Tekanan (A) dan Kumulatip Produksi Minyak (B) Sumur P2 Region 2



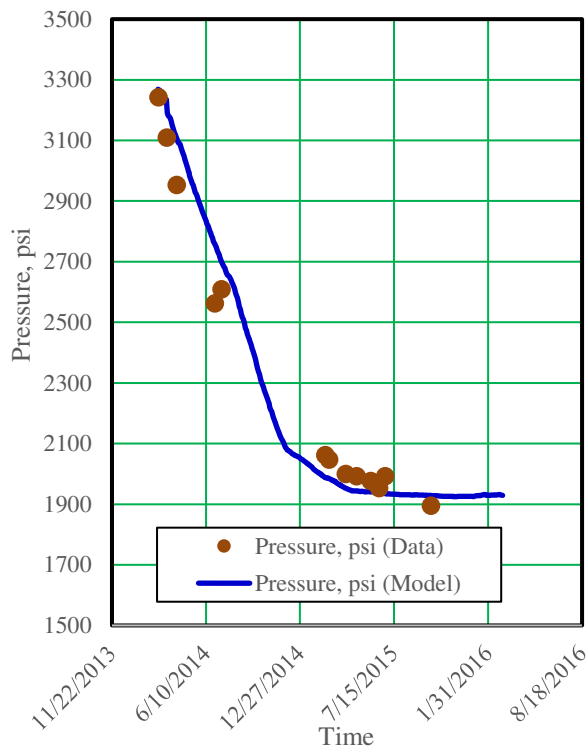
(A)



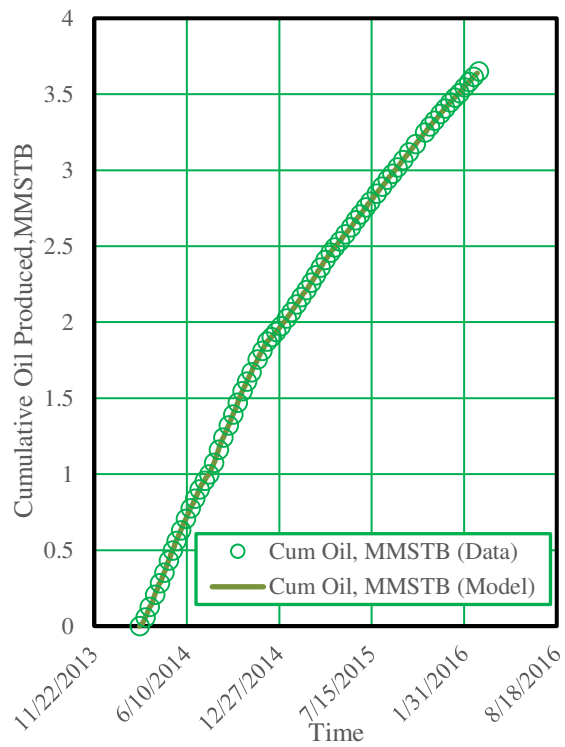
(B)

Gambar 6. Pencocokan Data Kumulatip Gas (A) dan Kumulatip Produksi Air (B) Sumur P2 Region 2

**Analisis Pengaruh Wetabilitas pada Kinerja Injeksi Air dan CO2
Menggunakan Metode Material Balance pada Lapangan “SNP”**

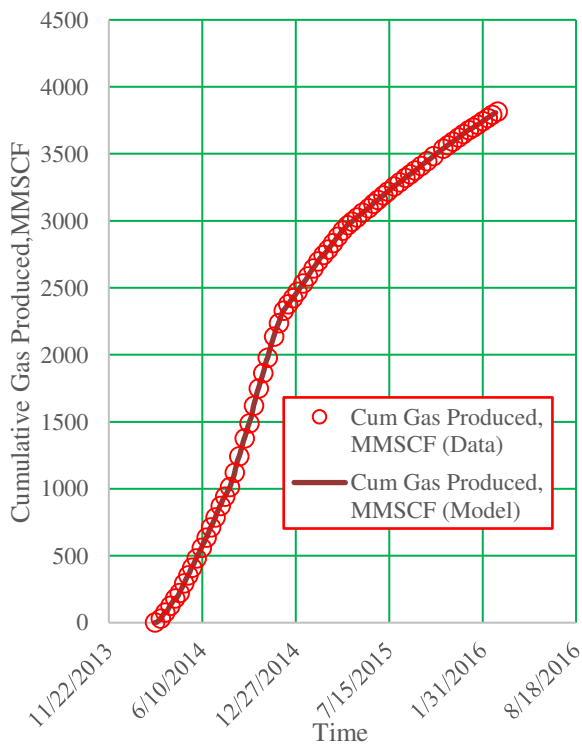


(A)

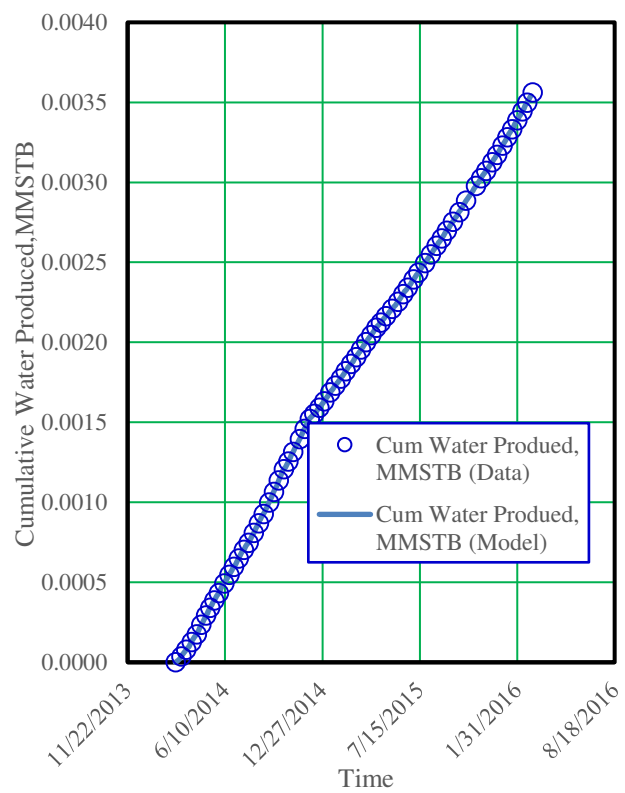


(B)

Gambar 7. Pencocokan Data Tekanan (A) dan Kumulatif Produksi Minyak (B) Sumur P3 Region 3



(A)



(B)

Gambar 8. Pencocokan Data Kumulatif Gas (A) dan Kumulatif Produksi Air (B) Sumur P3 Region 3

Validasi dilakukan dengan pencocokan model dengan data tekanan dan kumulatif produksi

minyak, air, dan gas diperlihatkan pada Gambar 5 hingga 8. Setelah model divalidasi, dilakukan skenario injeksi air dan CO₂ secara kontinyu, baik pada Region 2 melalui Sumur I2 maupun Region 3 melalui Sumur I3.

III. Hasil dan Pembahasan

Berdasarkan perhitungan MMP untuk Region 2 adalah 5307.27 psi dan Region 3 adalah 5358,99 psi. Karena hasil perhitungan MMP lebih tinggi dari tekanan reservoir untuk Region 2 dan 3 maka sesuai untuk injeksi CO₂ yang tidak baur. Hasil simulasi untuk berbagai skenario diberikan pada Tabel 2 dan 3

3.1 Perbandingan Skenario Injeksi di Region 2

Pada skenario-skenario injeksi air dan CO₂ secara kontinyu di Region 2 divariasikan laju injeksi air dari 0 STB/D hingga 2000 STB/D. Sedangkan laju injeksi CO₂ divariasikan dari 0 hingga 0.5 MMSCF/D. Air diinjeksikan dari Sumur I2 dan diproduksi melalui Sumur P2. Dari hasil simulasi diperoleh kumulatif produksi minyak Region 2 hingga Januari 2046 sebesar 19.1 MMSTB dan faktor perolehan minyak tertinggi diperoleh dengan injeksi kontinyu air 0 STB/D dan CO₂ 0.5 MMSCF/D yaitu sebesar 52.65% dengan kumulatif produksi minyak sebesar 9.79 MMSTB. Penginjeksian air sebesar 2000 STB/D dengan penginjeksian CO₂ sebesar 0.5 MMSCF/D memberikan faktor perolehan minyak sebesar 46.14% dengan kumulatif produksi minyak sebesar 8.58 MMSTB. Sedangkan penginjeksian CO₂ sebesar 0.5 MMSCF/D tanpa penginjeksian air memberikan faktor perolehan minyak sebesar 40.90% dengan kumulatif produksi minyak sebesar 7.61 MMSTB.

3.2 Perbandingan Skenario Injeksi di Region 3

Pada skenario-skenario di Region 3 juga divariasikan laju injeksi air dari 0 STB/D hingga 2000 STB/D dan laju injeksi CO₂ divariasikan dari 0 hingga 0.5 MMSCF/D. Air diinjeksikan dari Sumur I3 dan diproduksi melalui Sumur P3. Dari hasil simulasi diperoleh kumulatif produksi minyak Region 2 hingga Januari 2046 sebesar 19.1 MMSTB dan faktor perolehan minyak tertinggi diperoleh dengan injeksi kontinyu air 2000 STB/D dan CO₂ 0.5 MMSCF/D yaitu sebesar 60.08% dengan kumulatif produksi minyak sebesar 28.36 MMSTB. Penginjeksian air sebesar 2000 STB/D tanpa penginjeksian CO₂ memberikan faktor perolehan minyak sebesar 52.87% dengan kumulatif produksi minyak sebesar 24.96 MMSTB. Sedangkan penginjeksian CO₂ sebesar 0.5 MMSCF/D tanpa penginjeksian air memberikan faktor perolehan minyak sebesar 48.88% dengan kumulatif produksi minyak sebesar 23.07 MMSTB.

3.3 Perbandingan Skenario Injeksi di Region 2 dan Region 3

Berdasarkan perbandingan kesepuluh skenario injeksi pada Region 2 yang memiliki wetabilitas *oil wet* diperoleh skenario terbaik yakni dengan penginjeksian adalah dengan penginjeksian CO₂ sebesar 0.5 MMSCF/D. Skenario ini lebih baik dengan penginjeksian air saja dan penginjeksian air dan CO₂.

Untuk skenario-skenario injeksi pada Region 3 yang memiliki wetabilitas *water wet* diperoleh skenario terbaik yakni dengan penginjeksian adalah dengan penginjeksian kontinyu air 2000 STB/D dan CO₂ 0.5 MMSCF/D. Selanjutnya dalam kasus ini perolehan penginjeksian air saja lebih baik dibandingkan penginjeksian CO₂.

Tabel 2. Skenario Injeksi Sumur I2 di Region 2

Scenario	InjectionRate		Cumulative Oil Produced, MMSTB	Cumulative Water Produced, MMSTB	Oil Recovery Factor, %
	Water Rate, STB/D	CO ₂ rate, MMscf/D			
1	2000	0	7.61	12.75	40.90
2	2000	0.1	7.82	12.96	42.04
3	2000	0.2	7.99	12.96	42.96
4	2000	0.3	8.18	12.91	43.96
5	2000	0.4	8.37	12.77	45.02
6	2000	0.5	8.58	12.56	46.14
7	1500	0.5	8.50	11.47	45.69
8	1000	0.5	8.20	8.04	44.10
9	500	0.5	8.39	4.71	45.11
10	0	0.5	9.79	0.51	52.65

Analisis Pengaruh Wettabilitas pada Kinerja Injeksi Air dan CO₂ Menggunakan Metode Material Balance pada Lapangan “SNP”

Tabel 3. Skenario Injeksi Sumur I3 di Region 3

Skenario	InjectionRate		Cumulative Oil Produced, MMSTB	Cumulative Water Produced, MMSTB	Oil Recovery Factor, %
	Water Rate, STB/D	CO ₂ rate, MMscf/D			
1	2000	0	24.96	1.52	52.87
2	2000	0.1	25.69	1.62	54.42
3	2000	0.2	26.39	1.72	55.91
4	2000	0.3	27.07	1.83	57.35
5	2000	0.4	27.73	1.92	58.74
6	2000	0.5	28.36	2.03	60.08
7	1500	0.5	27.11	1.03	57.44
8	1000	0.5	25.79	0.43	54.64
9	500	0.5	24.41	0.16	51.71
10	0	0.5	23.07	0.06	48.88

V. Kesimpulan

Hasil penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Berdasarkan nilai MMP dengan tekanan reservoir pada Region 2 dan 3 injeksi CO₂ yang sesuai adalah injeksi tidak baur.
2. Dalam studi ini, injeksi CO₂ mempunyai kinerja terbaik untuk reservoir *oil wet* dengan perolehan faktor perolehan minyak tertinggi.
3. Untuk reservoir *water wet*, injeksi kontinyu air dan CO₂ mempunyai kinerja terbaik. Di samping itu injeksi air memberikan perolehan minyak yang lebih baik dibandingkan injeksi CO₂.

VI. Daftar Pustaka

- Aguilera, M.E. and de Ramos, A.L. (2004): Effect of CO₂ diffusion on wettability for hydrocarbon-water-CO₂ systems in capillaries. *International Communications in Heat and Mass Transfer*, 31, 1115-1122.
- Ahmed, T. and McKinney, P.D. 2005. *Advanced Reservoir Engineering*. Elsevier. Burlington.
- Ahmed, T. and Meehan, D.N. 2012. *Advanced Reservoir Management and Engineering*. Elsevier. Burlington. 2nd Edition. Elsevier. Waltham.
- Ahmed, T. 2019. *Reservoir Engineering Handbook*. 5th Edition. Gulf Professional Publishing. Cambridge.
- Al-Khdheawi, E.A., Mahdi, D.S., Ali, M., Fauziah, C.A., Barifcani, A. 2020. Impact of Caprock Type on Geochemical Reactivity and Mineral Trapping Efficiency of CO₂. *Offshore Technology Conference, OTC-*

30094-MS, Paper presented at the Offshore Technology Conference Asia, November 2–August 19, 2020

- Al-Khdheawi, E.A., Vialle, S., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., and Iglauer, S. 2018. Impact of Injection Scenario on CO₂ Leakage and CO₂ Trapping Capacity in Homogeneous Reservoirs, *Offshore Technology Conference, OTC-28262-MS*, Paper presented at the Offshore Technology Conference Asia, March 20–23, 2018
- Al-Menhali, A., Niu, B., and Krevor, S. 2015. The Effect of Reservoir Conditions on Wetting and Multiphase Flow Properties in CO₂ - Brine-Rock System. *International Petroleum Technology Conference, IPTC-18331-MS*, Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, December 6–9, 2015
- Anderson, W.G. (1986) *Wettability Literature Survey—Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability*. *Journal of Petroleum Technology*, 38, 1125-1144.
- Chiquet, P., Broseta, D. and Thibeau, S. (2007). Wettability alteration of caprock minerals by carbon dioxide. *Geofluids*, 7, 112-122.
- Donaldson, E.C. and Alam, W. 2008. *Wettability*. Elsevier.
- Engel, A.A.S., Sudibjo, R., and Fathaddin 2018. Peramalan Kinerja Lapangan “SNP” Dengan Injeksi Air Menggunakan Metode Material Balance. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 1(3), 111-113.