

DAFTAR ISI

	Halaman
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN.....	iv
PRAKATA	v
RINGKASAN	vi
ABSTRACT.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL.....	xiii
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Hipotesis	3
1.6. Sistematika Penulisan.....	4
BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN PENELITIAN	5
2.1. Geologi Regional.....	5
2.2. Statigrafi Lapangan Jatibarang	8
2.2.1. Batuan Dasar.....	8
2.2.2. Formasi Jatibarang.....	9
2.2.3. Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF)	9
2.2.4. Formasi Cibulakan Tengah (Eq. BRF)	9
2.2.5. Formasi Cibulakan Atas.....	9
2.2.6. Formasi Parigi.....	10
2.2.7. Formasi Cisubuh.....	11
2.3. <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa	12
2.3.1. <i>Source Rock</i> (Batuan Induk).....	13
2.3.2. <i>Reservoir</i>	13
2.3.3. Perangkap.....	14
2.3.4. <i>Migrasi</i>	15
2.3.5. Batuan Tudung.....	16
BAB III TINJAUAN PUSTAKA	18
3.1. Posisi Penelitian.....	18
BAB IV TEORI DASAR DAN METODOLOGI PENELITIAN	22
4.1. Aspek Reservoir	22
4.1.1. Karakteristik Reservoir Batuan Karbonat.....	22

4.1.2. Karakteristik Fluida Reservoir.....	23
4.1.2.1. Komposisi Kimia Fluida Reservoir	23
4.1.2.2. Kondisi Reservoir	23
4.1.2.3. Jenis-Jenis Reservoir	24
4.2. <i>Enhance Oil Recovery</i> (EOR)	25
4.2.1. <i>CO₂ Flooding</i>	26
4.2.1.1. <i>CO₂ Immiscible Flooding</i>	28
4.2.1.2. <i>CO₂ Miscible Flooding</i>	32
4.2.2. Faktor yang Mempengaruhi Efisiensi Pendesakan CO ₂	35
4.3. <i>Screening Criteria Enhanced Oil Recovery</i>	45
4.4. Perencanaan Injeksi CO ₂	45
4.4.1. Karakteristik CO ₂	45
4.4.1.1. Sifat Fisik CO ₂	46
4.4.1.2. Sifat Fisik Campuran Minyak CO ₂	47
4.4.1.3. <i>Interfacial Tension</i>	47
4.4.1.4. <i>Asphaltene Precipitation</i>	48
4.5. Pengertian CO ₂ Immiscible dan Miscible Flooding	49
4.5.1. <i>Immiscible Flooding</i>	49
4.5.2. <i>Miscible Flooding</i>	51
4.6. Pengaruh CO ₂ Terhadap Reservoir	60
4.6.1. Pengaruh CO ₂ Terhadap Sifat-Sifat Minyak	60
4.6.2. Pengaruh CO ₂ Terhadap Air Formasi	65
4.6.3. Pengaruh CO ₂ Terhadap Batuan Reservoir	67
4.7. Jenis-Jenis Injeksi CO ₂	67
4.7.1. Injeksi Secara Kontinyu.....	67
4.7.2. Injeksi <i>Carbonate Water</i> (Injeksi <i>Slug</i> CO ₂ Diikuti Air)	67
4.7.3. Injeksi CO ₂ Diikuti Gas	68
4.7.4. Injeksi Simultan dan <i>Alternating</i> CO ₂ -Air.....	68
4.7.5. Injeksi CO ₂ dan Air Secara Simultan.....	68
4.8. Pemodelan Simulasi Injeksi CO ₂	69
4.9. Metodologi Penelitian.....	70
BAB V PENGOLAHAN DAN ANALISA DATA	72
5.1. Pembuatan Model.....	72
5.1.1. Input Data	73
5.1.2. Inisialisasi	76
5.1.3. <i>History Matching</i>	76
5.2. Optimasi Huff and Puff	78
5.2.1. Optimasi Tekanan Injeksi.....	78
5.2.2. Optimasi <i>Cyclic Huff and Puff</i>	81
5.3. Optimasi Berpola (<i>Pattern</i>)	85

5.3.1. Optimasi Tekanan Injeksi CO ₂	85
5.3.2. Optimasi Pola Injeksi CO ₂	89
BAB VI PEMBAHASAN.....	96
BAB VII KESIMPULAN	101
DAFTAR PUSTAKA	102

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2. 1. Tektonik Regional Indonesia Bagian Barat (Martodjojo, 1984).....	5
Gambar 2. 2. Peta Lapangan Jatibarang (PT.Pertamina EP Jatibarang, 2008)	6
Gambar 2. 3. Kerangka Struktur Jawa Barat (Martodjojo, 1984).....	7
Gambar 2. 4. Peta Struktur Waktu Basement Jawa Barat Utara (Martodjojo, 1984)	8
Gambar 2. 5. Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble dkk., 1997) 11	11
Gambar 2. 6. Penampang Korelasi Lapisan L (Cibulakan)	12
Gambar 2. 7. Jenis perangkat yang terdapat di Struktur Akasia Bagus	15
Gambar 2. 8. Pola migrasi hidrokarbon pada struktur Jatibarang dan sekitarnya 16	16
Gambar 4. 1. Metode Perolehan Minyak, (Speight, 2016)	25
Gambar 4. 2. Perbandingan Skema Injeksi Air dan Gas, (Marcel Latil, 1980)	29
Gambar 4. 3. First Contact Miscibility (Apostolos Kantzas, dkk., 2023).....	33
Gambar 4. 4. Pengaruh M terhadap Perolehan Kumulatif.....	36
Gambar 4. 5. Pengaruh M Terhadap Front Pendesakan.....	36
Gambar 4. 6. Recovery factor Sebagai Fungsi dari Indeks Heterogenitas untuk Berbagai Metode Injeksi, (Shehata, Ahmed M., dkk., 2012.).....	40
Gambar 4. 7. Recovery factor Sebagai Fungsi dari Indeks Heterogenitas untuk Berbagai kv/kh dengan WAG, (Shehata, Ahmed M., dkk., 2012.)	41
Gambar 4. 8. Recovery factor Sebagai Fungsi dari Indeks Heterogenitas untuk Berbagai kv/kh dengan Continous CO2 Injection, (Shehata, Ahmed M. et al., 2012)	42
Gambar 4. 9. Pola-pola Sumur Injeksi-Produksi	43
Gambar 4. 10. Diagram Fasa untuk CO ₂	47
Gambar 4. 11. Densitas CO ₂ Sebagai Suatu Fungsi Tekanan pada Variasi Temperatur, (Goos, Elke et al., 2011).....	48
Gambar 4. 12. Viskositas CO ₂ pada Variasi Temperatur.....	48
Gambar 4. 13. Kelarutan CO ₂ dalam Air (The Engineering Toolbox, 2019)	49
Gambar 4. 14. Diagram Ternern untuk Suatu Sistem Hidrokarbon.....	53
Gambar 4. 15. First Contact Miscibility Solvent Slug	56
Gambar 4. 16. Pencampuran Pada Condensing Gas	57
Gambar 4. 17. Pencampuran Vaporizing Gas Drive.....	59
Gambar 4. 18. Swelling Factor terhadap Mol Fraksi CO ₂	61
Gambar 4. 19. Pengaruh Temperatur terhadap Pengembangan Minyak	62
Gambar 4. 20. Viskositas Campuran CO ₂ -Crude Oil pada Temperatur 120°F....	63

Gambar 4. 21. Densitas dan Viskositas Minyak sebagai Fungsi dari Saturasi Tekanan CO ₂ , (Holm L. W. dan Josendal V., 1974)	63
Gambar 4. 22. Pengaruh Fraksi Mol CO ₂ terhadap Perubahan Densitas Minyak, (Fayers, F.J., 1981.).....	64
Gambar 4. 23. Berbagai Skema Injeksi CO ₂	69
Gambar 4. 24. Flow Chart Penelitian.....	71
Gambar 5. 1. Model Reservoir.....	73
Gambar 5. 2. Kurva Kro-Krw	74
Gambar 5. 3. Kurva Krg-Kro	75
Gambar 5. 4. Kurva Tekanan Kapiler	75
Gambar 5. 5. History Matching Liquid pada Model.....	77
Gambar 5. 6. History Matching Minyak pada Model	77
Gambar 5. 7. History Matching Water Cut pada Model	78
Gambar 5. 8. Bottom Hole Pressure pada Beberapa Tekanan Injeksi	79
Gambar 5. 9. Kumulatif Produksi Minyak pada Beberapa Tekanan Injeksi	80
Gambar 5. 10. Laju Alir Minyak pada Beberapa Tekanan Injeksi	81
Gambar 5. 11. BHP pada Beberapa Skenario Cyclic Huff and Puff.....	83
Gambar 5. 12. Kumulatif Produksi Minyak pada Beberapa Skenario Cyclic Huff and Puff	84
Gambar 5. 13. Laju Alir Produksi Minyak pada Beberapa Skenario Cyclic Huff and Puff	85
Gambar 5. 14. RF (%) vs Tekanan (psi)	86
Gambar 5. 15. Hasil Rate Produksi Minyak dalam berbagai Tekanan Injeksi	87
Gambar 5. 16. Hasil Kumulatif Produksi Minyak dalam berbagai	88
Gambar 5. 17. Hasil Recovery Factor dalam berbagai Tekanan Injeksi.....	89
Gambar 5. 18. RF (%) vs Pattern	91
Gambar 5. 19. Perubahan Viskositas Minyak Sebelum dan Sesudah.....	91
Gambar 5. 20. Perubahan Saturasi Minyak Sebelum dan Sesudah.....	92
Gambar 5. 21. Hasil Kumulatif Produksi Minyak dalam Berbagai Pola Injeksi Injeksi.....	93
Gambar 5. 22. Hasil Laju Produksi Minyak dalam Berbagai Pola Injeksi	93
Gambar 5. 23. Hasil Recovery Factor dalam Berbagai Pola Injeksi Injeksi.....	95

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel II. 1. Kedalaman Formasi Pada Sumur ABG-A, ABG-B, dan BDA-C.....	12
Tabel II. 2. Studi <i>seal capacity</i> pada Formasi Cibulakan Atas di Sumur ABG-B17	
Tabel III. 1. Matrik Penelitian.....	19
Tabel IV. 1. Perolehan Minyak Hasil Injeksi CO ₂	38
Tabel IV. 2. Klasifikasi Berbagai Macam Heterogenitas dalam Model Reservoir , (Shehata, Ahmed M., dkk, 2012).....	39
Tabel IV. 3. Recovery factor Pada Pola Sumur Injeksi dan Jarak Antar Sumur ..	44
Tabel IV. 4. Screening Criteria untuk Injeksi CO ₂ (Diyah Rosiani, dkk, 2022)...	45
Tabel V. 1. Data Sumur USN-137	72
Tabel V. 2. Data Komponen Reservoir.....	74
Tabel V. 3. Inisialisasi Model	76
Tabel V. 4. History Matching Model.....	78
Tabel V. 5. Uji Sensitivitas Tekanan Injeksi.....	86
Tabel V. 6. Optimasi Pola Injeksi	90

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

Singkatan dan Simbol	Nama	Pemakaian Pertama Kali pada Halaman
CO ₂	Carbon Dioxide	1
EOR	Enhanced Oil Recovery	1
Bbls	Barrels	1
psi	Pound per Square Inch	1
CMG	Computer Modelling Group	2
MMP	Minimum Miscible Pressure	1
OOIP	Original Oil In Place	1
IFT	Interfacial Tension	8
ft	Feet	8
N ₂	Nitrogen	9
AIM	Adaptive Implicit Method	9
EOS	Equation of State	8
P	Pressure / Tekanan	11
T	Temperatur	11
C	Carbon	12
H	Hidrogen	12
Ca	Kalsium	12
Mg	Magnesium	12
Fe	Ferum / Besi	12
Ba	Barium	12
Cl	Klorida	12
CO ₃ ⁻	Karbonat	12
HCO ₃ ⁻	Bikarbonat	12
SO ₄ ²⁻	Sulfat	12
Ev	Vertikal <i>sweep efficiency</i>	16

E	<i>Sweep Efficiency Total</i>	16
Ed	<i>Microscopic sweep efficiency</i>	16
Es	<i>Superficial atau Areal sweep Efficiency</i>	16
Solim	Rata-rata saturasi pada media porous	16
h	height	16
k	Permeabilitas	16
ϕ	Porositas	16
M	Mobility Ratio	17
A	Area <i>cross-section</i> normal	17
Fg	<i>Fraction of flowing gas</i>	17
Kro	Permeabilitas Relatif minyak	17
Krg	Permeabilitas Relatif gas	17
μ_o	viskositas minyak	17
μ_g	viskositas gas	17
Qt	Total flow rate area A	17
α	<i>angle of dip</i>	17
dp	Perbedaan densitas	17
Qgt	Laju ekspansi gas	18
G	Initial gas inplace	18
Bg	Faktor volume formasi gas saat t	18
Bgi	Faktor volume formasi gas mula-mula	18
Rs	Kelarutan gas dalam minyak	18
Rc	<i>Circulating of free gas</i>	18
Qg	Laju produksi gas	18
Qo	Laju produksi minyak	18
Sg	Saturasi Gas	18
Sgm	Saturasi Gas Maksimal	18
So	Saturasi Minyak	18
Sor	Saturasi Minyak Residual	18
FCM	<i>First Contact Miscible</i>	20
MCM	<i>Multiple Contact Miscible</i>	20

VGD	<i>Vaporizing Gas Drive</i>	21
TTM	Tekanan Tercampur Minimum	22
C1	Metana	25
C5	Pentana	25
C30	Parafin / Lilin	25
LPG	<i>Liquid Petroleum Gas</i>	25
WAG	<i>Water-Alternating-Gas</i>	26
SWAG	<i>Simultaneous Water and Gas</i>	26
kv/kh	Permeabilitas Vertikal dan Horizontal	28
API	American Petroleum Institute	32
cp	centipoise	32
PVT	<i>Pressure Volume and Temperature</i>	33
BM	Berat Molekul	34
Tc	Temperatur Kritis	34
Pc	Tekanan Kritis	34
SG	Spesifik Gravity	34
Z	Faktor Deviasi	34
mD	miliDarcy	59
Pc	Tekanan Kapiler	60
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>	61