DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL ..... **i**
LEMBAR PENGESAHAN ..... **ii**
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH ..... **iii**
HALAMAN PERSEMBAHAN ..... **iv**
PRAKATA ..... **v**
ABSTRAK ..... **vi**
ABSTRACT ..... **vii**
DAFTAR ISI ..... **viii**
DAFTAR GAMBAR ..... **xiii**
DAFTAR TABEL ..... **xvii**
DAFTAR LAMPIRAN ..... **xviii**
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG ..... **xix**
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG (Lanjutan) ..... **xix**
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG (Lanjutan) ..... **xxi**
BAB I PENDAHULUAN **1**
1.1. Latar Belakang 1
1.2. Rumusan Masalah 3
1.3. Tujuan 4
1.4. Batasan Masalah 4
1.5. Lokasi Penelitian 5
1.6. Luaran Penelitian 5
1.7. Manfaat Penelitian 6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI **7**
2.1. Tinjauan Pustaka 7
2.2. Tinjauan Lapangan “AY” 13
2.2.1. Tinjauan Geologi Lapangan “AY” 13
2.2.2. Area Penelitian Lapangan “AY” 18
2.2.3. Sumber Data Properti Reservoir 19
2.3. Landasan Teori 22

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

Halaman

2.3.1. Migas Non-Konvensional (MNK) 22
2.3.2. Metode Injeksi Gas 24
2.3.2.1. Injeksi Tak Tercampur (*Immiscible*) 24
2.3.2.1. Injeksi Tercamour (*Miscible*) 24
2.3.3. Mekanisme Pencampuran (Miscibility Mechanism) 25
2.3.3.1. First Contact Miscible Floading 27
2.3.3.2. Multiple Contact Miscible Floading 28
2.3.4. Jenis-jenis Injeksi Gas 30
2.3.4.1. Continuous Gas Injection (CGI) 30
2.3.4.2. Water Alternating Gas (WAG) 31
2.3.4.3. Huff-n-Puff Injection (HNP) 32
2.3.5. Simulasi Reservoir 33
2.3.5.1. Input Data 34
2.3.5.2. Inisialisasi 34
2.3.5.3. Forecasting Produksi 35
2.3.6. Compositional Model Simulator 36
2.3.7. Stress Redistribution (Stress Depent Permeability) 37
2.3.7.1. Mekanisme Penutupan Rekahan (*Fracture Closure Mechanics*) .. 37
2.3.7.2. *Proppant Embedmen*t 39
2.3.7.3. Proppant Crushing and Fines Migration 40
2.3.7.4. Pembengkakan Matriks Akibat Adsorpsi Gas (*Matrix Swelling induced by CO_2 Adsorption*) 41
2.3.8. Difusi Molekuler 41
2.3.9. Tornado Chart 42
2.3.10. Particle Swarm Optimization 45
2.3.10.1. Varian Klasik (Classic Version of PSO) 46
2.3.10.2. Varian Fleksibel (*Flexi Version of PSO*) 47
2.3.11. Optimisasi Skenario Injeksi CO_2 Huff-n-Puff 48
2.3.11.1. Faktor Penggunaan CO_2 (*CO_2 Utilization Factor*) 49

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

Halaman

2.3.11.2. Faktor Perolehan Minyak (*Oil Recovery Factor*) 49
2.3.12. Perencanaan Injeksi CO_2 49
2.3.12.1. Screening Criteria 50
2.3.12.2. Penentuan *Minimum Miscible Pressure (MMP)* 51
2.3.12.3. Sumber CO_2 56
2.3.12.4. Rasio Injeksi Huff-n-Puff CO_2 58
BAB III METODOLOGI PENELITIAN 61
3.1. Metode Penelitian 61
3.2. Tahapan Penelitian 62
BAB IV ANALISA DAN PENGOLAHAN DATA 67
4.1. *Static Model* Lapangan "AY" 67
4.2. Data Reservoir 69
4.2.1. Reservoir Properties 69
4.2.2. Fluid Properties 69
4.2.3. Kurva Permeabilitas Relatif 70
4.3. Pemodelan Sumur 71
4.3.1. Skema Sumur 71
4.3.2. Multi-Stage Hydraulic Fracturing 72
4.3.3. *Vertical Flow Performance* Sumur Tipikal Lapangan "AY" 76
4.3.3.1. Vertical Flow Production Performance 76
4.3.3.2. Vertical Flow Injection Performance 78
4.4. Base Case Running 79
4.5. Screening Criteria CO_2 Injection pada Lapangan "AY" 82
4.6. Penentuan *Minimum Miscible Pressure* pada Lapangan "AY" 84
4.7. Penentuan Molecular Diffusion Coefficient 89
4.8. Sensitivity Analysis *dengan* Tornado Chart *untuk* Well Spacing *dan Parameter* CO_2 Huff-n-Puff Injection 90
4.8.1. Parameter dan *Range* Sensitivitas 90
4.8.2. Hasil dan Interpretasi *Tornado Chart* 92

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

Halaman

4.8.3. Pemilihan Parameter untuk Optimisasi Particle Swarm Optimization 94
4.9. Optimisasi dengan Particle Swarm Optimization 94
4.9.1. Formulasi Fungsi Objektif 94
4.9.2. Variabel Optimisasi *Particle Swarm Optimization* 95
4.9.3. Hasil dan Analisis *Particle Swarm Optimization* 96
4.8.3.1. Parameter Optimal dan Kurva Konvergensi 96
4.8.3.2. Interpretasi Parameter Optimal 98
4.8.3.3. Analisis Perbandingan *Production Performance* 100
4.10. Analisis Geomekanika (*Stress Redistribution*) 105
4.9.1. Dinamika *Effective Stress* dan *Permeability* (*Base case*) 105
4.9.1.1. Kondisi Awal (Distribusi Tegangan pada 1 September 2026) 105
4.9.1.2. Distribusi *Stress* pada Akhir *Primary Depletion*: 1 September 2031 106
4.9.1.3. Kondisi Akhir Simulasi: 1 September 2041 107
4.9.1.4. Dampak Peningkatan *Stress* terhadap Permeabilitas dan Performa Produksi 109
4.9.2. Pengaruh *Well Spacing* terhadap *Stress Redistribution* 111
4.9.2.1. Kondisi Awal Produksi (1 September 2026) 111
4.9.2.2. Akhir Primary Depletion (1 September 2031) 113
4.9.2.3. Akhir Simulasi (1 September 2041) 115
4.9.3. Fluktuasi *Stress-Dependent Permeability* Selama Siklus *Huff-N-Puf* 117
4.9.3.1. Kondisi Tegangan Awal 117
4.9.3.2. Kondisi Tegangan Sebelum Injeksi atau Akhir *Primary Depletion* (September 2031) 118
4.9.3.3. Akhir Fase *Huff* (Injeksi CO_2) 119
4.9.3.4. Akhir Fase Soaking 121
4.9.3.5. Akhir Fase *Puff* (Produksi) 122
4.11. Analisis Difusi Molekuler 123

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

Halaman

4.10.1. Distribusi Fraksi CO_2 Per Fase Siklus 123
4.10.1.1. Kondisi T_1 *Pre-Huff* (Sebelum Injeksi Siklus 1) 124
4.10.1.2. Kondisi T_2 *Post-Huff* (Akhir Fase Injeksi Siklus 1) 125
4.10.1.3. Kondisi T_3 *Post-Soak* (Akhir Fase Perendaman Siklus 1) 125
4.10.1.4. Kondisi T_4 *Post-Puff* (Akhir Fase Produksi Siklus 1) 126
4.10.2. Difusi CO_2 Antar Siklus 128
4.10.2.1. Siklus 1 128
4.10.2.2. Siklus 2 129
4.10.2.3. Siklus 3 130
4.10.2.4. Siklus 4 131
4.10.2.5. Siklus 5 132
4.10.2.6. Siklus 6 133
4.10.2.7. Analisis Kumulatif Produksi Gas dan Injeksi CO_2 134
4.10.3. Pengaruh *Well Spacing* terhadap Efektivitas Difusi Molekuler CO_2 136
4.10.3.1. Kondisi Akhir *Primary Depletion* 136
4.10.3.2. Kondisi Akhir *1st Soaking Period* 140
4.10.3.3. Dampak Perbedaan Spacing terhadap Efektivitas Difusi dan Produksi 143
BAB V PEMBAHASAN 145
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN 152
6.1. Kesimpulan 152
6.2. Saran 153
DAFTAR PUSTAKA 154
LAMPIRAN 160

DAFTAR GAMBAR

Halaman

Gambar 2. 1 Peta Fitur Geologi dan Lokasi Lapangan “AY”)..... *14*
Gambar 2. 2 Kolom Stratigrafi Formasi Eagle Ford Shale *15*
Gambar 2. 3 Area Eksploitasi Lapangan “AY”..... *16*
Gambar 2. 4 Satuan *Upper, Middle, dan Lower Eagle Ford* Lapangan “AY” ... *17*
Gambar 2. 5 Area Studi Simulasi Reservoir Lapangan “AY” *18*
Gambar 2. 6 Analisis Log Sumur Petrohawk Dora Martin 1H di LaSalle County *19*
Gambar 2. 7 Analisis Log Sumur *Sanchez Energy Wycross Unit, Northern McMullen County*..... *20*
Gambar 2. 8 Hubungan Permeabilitas Matriks terhadap Porositas Terisi Gas pada Sumur Dora Martin 1H *21*
Gambar 2. 9 Kondisi Untuk Berbagai Jenis Pendesakan oleh Pelarut..... *26*
Gambar 2. 10 *Multiple Contact Vaporizing Gas Drive*..... *29*
Gambar 2. 11 *Multiple Contact Condensing Gas Drive* *30*
Gambar 2. 12 *Proppant Embedment* *40*
Gambar 2. 13 *Proppant Crushing* *40*
Gambar 2. 14 *Matrix Swelling Induced by CO_2 Adsorbtion* *41*
Gambar 2. 15 *Tornado Chart Sensitivity Analysis* *44*
Gambar 2. 16 *CO_2 Miscible Flooding Screening Criteria* *51*
Gambar 2. 17 Ilustrasi Kontak Berulang pada *multi-mixing cell* *54*
Gambar 2. 18 Contoh Penentuan MMP menggunakan MMC Model (MMP terhitung sebesar 97 bar)..... *55*
***Gambar 3. 1** Diagram Alir Penelitian*..... *65*
***Gambar 3. 2** Diagram Alir Penelitian (Lanjutan)*.....*66*
Gambar 4. 1 *Static Model* Lapangan "AY" *67*
Gambar 4. 2 Kurva Permeabilitas Relatif Lapangan "AY"..... *71*
Gambar 4. 3 Skematik Sumur Horizontal Lapangan "AY" pada *Well Designer* *75*
Gambar 4. 4 Visualisasi Sumur Lapangan “AY” pada *3D Model Designer*..... *75*
Gambar 4. 5 Visualisasi Sumur Lapangan “AY” pada *3D Grid Model Designer* *76*

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

Halaman

Gambar 4. 6 Kurva *Vertical Flow Production Performance* Lapangan "AY".... *77*
Gambar 4. 7 Kurva *Vertical Flow Injection Performance* Lapangan "AY" *78*
Gambar 4. 8 Hasil *Forecasting Base Case* (*Field*) Sebelum Optimisasi *80*
Gambar 4. 9 Hasil *Forecasting Base case* (*Type Well*) sebelum Optimisasi *81*
Gambar 4. 10 Penentuan *MMP* pada Lapangan "AY" dengan *PVT Designer*.... *85*
Gambar 4. 11 *Range* Variabel *Tornado Sensitivity* *91*
Gambar 4. 12 Hasil *Sensitivity Analysis* menggunakan *Tornado Chart* *92*
Gambar 4. 13 Vatiabel Optimisasi *Particle Swarm Optimization*..... *96*
Gambar 4. 14 Hasil *Objective Function* tiap *variant* Optimisasi PSO..... *97*
Gambar 4. 15 Kurva Konvergensi PSO..... *98*
Gambar 4. 16 *Field Production Performance* Skenario Basecase HNP *101*
Gambar 4. 17 *Field Production Performance* Skenario Optimum PSO..... *102*
Gambar 4. 18 *Typical Well Production Performance* Skenario Basecase HNP *103*
Gambar 4. 19 *Typical Well Production Performance* Skenario Optimum PSO *104*
Gambar 4. 20 Distribusi *Stress* pada Kondisi Awal setelah MSF..... *106*
Gambar 4. 21 Distribusi *Stress* pada Akhir *Primary Depletion*..... *107*
Gambar 4. 22 Distribusi *Stress* pada Akhir Periode Simulasi *Base Case*..... *108*
Gambar 4. 23 *Production Decline* dan *Pressure Depletion* pada *Base Case*.... *110*
Gambar 4. 24 Distribusi *Stress* pada Kondisi Awal dengan *Spacing 500 ft* *112*
Gambar 4. 25 Distribusi *Stress* pada Kondisi Awal dengan *Spacing 600 ft* *112*
Gambar 4. 26 Distribusi *Stress* pada Akhir *Primary Depletion* dengan *Spacing 500 ft*..... *113*
Gambar 4. 27 Distribusi *Stress* pada Akhir *Primary Depletion* dengan *Spacing 600 ft*..... *114*
Gambar 4. 28 Distribusi *Stress* pada Akhir *Base Case* dengan *Spacing 500 ft. 115*
Gambar 4. 29 Distribusi *Stress* pada Akhir *Base Case* dengan *Spacing 600 ft. 116*

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

Halaman

Gambar 4. 30 *Effective Stress* pada Awal *Primary Depletion* *118*
Gambar 4. 31 *Effective Stress* pada Akhir *Primary Depletion*..... *119*
Gambar 4. 32 *Effective Stress* pada Akhir *1st Huff Period* *120*
Gambar 4. 33 *Effective Stress* pada Akhir *1st Soaking Period* *121*
Gambar 4. 34 *Effective Stress* pada Akhir *1st Puff Period*..... *123*
Gambar 4. 35 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *Primary Depletion* (Sebelum Injeksi CO_2)..... *124*
Gambar 4. 36 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *1st Huff Period*..... *125*
Gambar 4. 37 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *1st Soaking Period*..... *126*
Gambar 4. 38 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *1st Puff Period* *127*
Gambar 4. 39 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *1st Soaking Period*..... *129*
Gambar 4. 40 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *2nd Soaking Period*..... *130*
Gambar 4. 41 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *3rd Soaking Period*..... *131*
Gambar 4. 42 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *4th Soaking Period*..... *132*
Gambar 4. 43 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *5th Soaking Period*..... *133*
Gambar 4. 44 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *6th Soaking Period*..... *134*
Gambar 4. 45 Profil Produksi Gas dan Injeksi CO_2 pada Lapangan "AY"..... *135*
Gambar 4. 46 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *Primary Depletion* dengan *Spacing* 500 ft *137*
Gambar 4. 47 *Viscosity of Oil* pada Akhir *Primary Depletion* dengan *Spacing* 500 ft *138*
Gambar 4. 48 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *Primary Depletion* dengan *Spacing* 600 ft *138*
Gambar 4. 49 *Viscosity of Oil* pada Akhir *Primary Depletion* dengan *Spacing* 600 ft *139*

DAFTAR GAMBAR

(Lanjutan)

Halaman

Gambar 4. 50 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *1st Soaking Period* dengan *Spacing* 500 ft *140*

Gambar 4. 51 *Viscosity of Oil* pada Akhir *1st Soaking Period* dengan *Spacing* 500 ft *141*

Gambar 4. 52 *Oil Molar Fraction* CO_2 pada Akhir *1st Soaking Period* dengan *Spacing* 600 ft *142*

Gambar 4. 53 *Viscosity of Oil* pada Akhir *1st Soaking Period* dengan *Spacing* 600 ft *143*

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Ringkasan Sumber Data Properti Reservoir Lapangan “AY”..... 22
Tabel 2. 2 Perbandingan Permeabilitas dan Konduktivitas Fracture untuk Proppant 20/40 dan 60/100 Mesh..... 39
Tabel 4. 1 *Informasi Grid 3D Model* Lapangan "AY"..... *68*
Tabel 4. 2 *Initial Condition* Lapangan "AY" *68*
Tabel 4. 3 *Reservoir Properties* Lapangan “AY” *69*
Tabel 4. 4 *Fluid Properties* Lapangan "AY"..... *70*
Tabel 4. 5 Trajectory Sumur Tipikal Lapangan "AY" *72*
Tabel 4. 6 Data *Multi-Stage Hydraulic Fracturing* Lapangan "AY"*)*..... *74*
Tabel 4. 7 *Constraint Forecasting* Produksi Lapangan *80*
Tabel 4. 8 Tabulasi Hasil *Forecasting Basecase* Sebelum Optimisasi..... *81*
Tabel 4. 9 *Screening Criteria* Lapangan "AY" untuk *CO_2 Flooding*..... *83*
Tabel 4. 10 Perhitungan MW C_{5+} Fluida Lapangan “AY” *87*
Tabel 4. 11 Perbandingan MMP Simulasi dan Korelasi Cronquist Lapangan AY *87*
Tabel 4. 12 Koefisien Difusi Molekuler Komposisi Fluida Lapangan "AY" *89*
Tabel 4. 13 Variable Sensitivitas untuk *Tornado Chart*..... *91*
Tabel 4. 14 Variabel Optimisasi untuk *Particle Swarm Optimization (PSO)*..... *95*
Tabel 4. 15 Tabel Perbandingan *Basecase Primary Depletion* dengan Parameter Optimal PSO *97*
Tabel 4. 16 Tabulasi Perbandingan *Basecase HNP* dengan Parameter Optimal *PSO* *98*
Tabel 4. 16 Tabulasi Perbandingan *Basecase HNP* dengan Parameter Optimal *PSO* (Lanjutan)..... *99*
Tabel 4. 17 Tabulasi Perbandingan Ketiga Skenario *Forecasting*..... *100*
Tabel 4. 17 Tabulasi Perbandingan Ketiga Skenario *Forecasting* (Lanjutan)... *101*
Tabel 4. 19 Perbandingan Nilai Viskositas Minyak pada Dua Konfigurasi *Well Spacing*..... *144*

DAFTAR LAMPIRAN

Halaman

Lampiran A. Output *PVT Designer*.....161

A.1. *Saturation Pressure*..... **161**

A.2. *Phase Envelope*..... **161**

A.3. *Ternary Plot*..... **162**

A.4. *Minimum Miscible Pressure*..... **162**

A.5. *Relative Volume*..... **163**

A.6. *Oil Viscosity*..... **163**

A.7. *Gas Viscosity*..... **164**

A.8. *Oil FVF*..... **164**

A.9. *Oil Density*..... **165**

A.10. *Gas Density*..... **165**

A.11. *Gas Solubility*..... **166**

Lampiran B. *Well Modelling*..... 167

B.1. *Well Schematic*..... **167**

B.2. *Multi Stage Hydraulic Fracturing*..... **174**

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

SINGKATAN		Halaman
AI	*Artificial Intelligence*	5
AHM	*Assisted History Matching*	78
BHP	*Bottom-Hole Pressure*	29
CGI	*Continuous Gas Injection*	24
CO_2	Karbondioksida	1
EOR	*Enhanced Oil Recovery*	1
EOS	*Equation of State*	28
FCM	*First Contact Miscibility*	21
GOR	*Gas Oil Ratio*	Abstrak
HNP	*Huff-n-Puff Injection*	26
LGR	*Local Grid Refinement*	47
MCM	*Multiple Contact Miscibility*	22
MMP	*Minimum Miscibility Pressure*	43
MNK	Migas Non-Konvensional	16
MSF	*Multi-Stage (Hydraulic) Fracturing*	63
N_2	Nitrogen	75
NPV	*Net Present Value*	29
OAAT / OVAT	*One-Variable-at-a-Time*	35
OF	*Objective Function*	80
OOIP	*Original Oil In Place*	Abstrak
PSO	*Particle Swarm Optimization*	Abstrak
PVT	*Pressure-Volume-Temperature*	28
RF	*Recovery Factor*	Abstrak
RSM	*Response Surface Methodology*	37
SRV	*Stimulated Reservoir Volume*	27
THP	*Tubing Head Pressure*	68
TOC	*Total Organic Carbon*	8
STB	*Stock Tank Barrel*	49

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG
(Lanjutan)

UCS	*Unconfined Compressive Strength*	31
WAG	*Water Alternating Gas*	25
LAMBANG		**Halaman**
C_1	Komponen metana	75
C_2	Komponen etana	75
C_3	Komponen propana	75
CO_2	Fraksi mol karbondioksida dalam campuran	75
Cr	Kompresibilitas batuan	28
D_{ij}	Koefisien difusi biner antara komponen *i* dan *j*	34
D_{ik}	Koefisien difusi efektif komponen *i* dalam campuran fasa *k*	34
GBest	Posisi terbaik global kawanan partikel PSO	38
hf	Tinggi rekahan (*fracture height*)	28
k	Permeabilitas absolut	28
Kn	Bilangan Knudsen	17
krg	Permeabilitas relatif gas	25
krog	Permeabilitas relatif minyak terhadap gas	28
krw	Permeabilitas relatif air	28
M	Rasio mobilitas (*mobility ratio*)	24
Np	Kumulatif produksi minyak	29
P	Tekanan reservoir	18
$PBest_i$	Posisi terbaik lokal partikel *i* dalam PSO	38
Pc	Tekanan kapiler	28

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

(Lanjutan)

Pp	Tekanan pori	30
Pr	Tekanan reservoir (*reservoir pressure*)	72
Pwf	Tekanan alir dasar sumur (*well flowing pressure*)	65
R^2	Koefisien determinasi konvergensi PSO	83
So	Saturasi minyak	28
Sw	Saturasi air	28
T	Temperatur	18
Vc	Volume kritis komponen	75
V_i	Vektor kecepatan partikel *i* dalam PSO	38
Xf	Panjang setengah rekahan (*fracture half-length*)	28
X_i	Vektor posisi partikel *i* dalam PSO	37
y_{ik}	Fraksi mol komponen *i* pada fasa *k*	34
ΔY_i	Deviasi (swing) fungsi objektif akibat parameter X_i	36
μg	Viskositas gas	24
μo	Viskositas minyak	24
λgas	Mobilitas gas	24
λoil	Mobilitas minyak	24
ω	Faktor bobot inersia PSO	38
σ	Tegangan antarmuka fasa (*interfacial tension*)	18
σXX	Komponen tegangan efektif horizontal (*Effective Stress Tensor*)	Abstrak
$\emptyset$	Porositas matriks	28