

TUGAS AKHIR - TF 141581

OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA CO₂ FLOODING-ENHANCED OIL RECOVERY

ARFIQ ISA ABDILLAH NRP. 02311340000103

Dosen Pembimbing Totok Ruki Biyanto, Ph.D

DEPARTEMEN TEKNIK FISIKA Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya 2018



FINAL PROJECT - TF141581

OPTIMIZATION OF OIL PRODUCTION IN CO₂ FLOODING-ENHANCED OIL RECOVERY

ARFIQ ISA ABDILLAH NRP. 02311340000103

Supervisor Totok Ruki Biyanto, Ph.D

DEPARTMENT OF ENGINEERING PHYSICS Faculty of Industrial Technology Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya 2018

PERNYATAAN BEBAS PLAGIASME

Saya yang bertanda tangan di bawah ini

Nama	: Arfiq Isa Abdillah
NRP	: 02311340000103
Departemen/ Prodi	: Teknik Fisika/ S1 Teknik Fisika
Fakultas	: Fakultas Teknologi Industri
Perguruan Tinggi	: Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Dengan ini menyatakan bahwa Tugas Akhir dengan judul "Optimisasi Peningkatan Produksi Minyak pada CO₂ Flooding Enhanced Oil Recovery" adalah benar karya saya sendiri dan bukan plagiat dari karya orang lain. Apabila di kemudian hari terbukti terdapat plagiat pada Tugas Akhir ini, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan sebenarbenarnya.

> Surabaya, 22 Januari 2018 Yang membuat pernyataan,

Arfiq Isa Abdillah NRP. 02311340000103

LEMBAR PENGESAHAN

TUGAS AKHIR

OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA CO₂ FLOODING-ENHANCED OIL RECOVERY

Oleh: Arfiq Isa Abdillah NRP 023113 4000 0103

Surabaya, 22 Januari 2018

Menyetujui, Dosen Pembimbing

<u>Totok Ruki Biyanto, S.T., M., T. Ph.D</u> NIPN. 19710702 199802 1 001



LEMBAR PENGESAHAN

OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA CO2 FLOODING-ENHANCED OIL RECOVERY

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada

Bidang Studi Rekayasa Instrumentasi Program Studi S-1 Departemen Teknik Fisika Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh : ARFIQ ISA ABDILLAH NRP. 023113 4000 0103

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :

1. Totok Ruki Biyanto PhD

2. Ir. Ronny Dwi Noriyati M.Kes

NA? (Pembimbing) (Penguji 1)

3. Hendra Cordova ST., MT.

SURABAYA Januari, 2018

OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA CO₂ *FLOODING-ENHANCED OIL RECOVERY*

Nama Mahasiswa	: Arfiq Isa Abdillah
NRP	: 02311340000103
Departemen	: Teknik Fisika FTI-ITS
Dosen Pembimbing	: Totok Ruki Biyanto, PhD

Abstrak

Produksi minyak menggunakan beberapa tahap, yakni tahap primer, tahap sekunder, dan tahap tersier. Tahap tersier untuk meningkatkan produksi minyak atau biasa disebut enhanced oil recovery (EOR). EOR dilakukan dengan melakukan injeksi material atau energi dari luar sumur. Terdapat beberapa metode EOR yang telah dikembangkan dan diterapkan pada lapangan sumur minyak yakni metode thermal, miscible/solvent, dan Salah chemical. satu metode solvent adalah dengan menginjeksikan karbon dioksida (CO₂) pada reservoir. CO₂ EOR memiliki kemampuan untuk meningkatkan produksi 5-15%. Selain itu, dengan menginjeksikan CO2 ke dalam reservoir akan memiliki dampak yang baik untuk mengurangi efek rumah kaca. Namun untuk mendapatkan hasil yang optimal untuk CO₂ EOR diperlukan beberapa parameter yang harus dioptimisasi seperti laju aliran massa, tekanan dan temperatur injeksi. Untuk membuat model penurunan tekanan pada CO₂ EOR digunakan berberapa persamaan antara lain persamaan Fanning untuk model pada injection well, persamaan Darcy untuk model pada reservoir dan persamaan Beggs-brill untuk model pada production well. Berdasarkan hasil optimisasi menggunakan Genetic Algorithm (GA) didapatkan kenaikan keuntungan sebesar 45.14%, dari 25339.13 USD/hari menjadi 36777.93 USD/hari

Kata Kunci: Enhanced oil recovery, CO₂, Genetic algorithm.

OPTIMIZATION OF OIL PRODUCTION IN CO2 FLOODING-ENHANCED OIL RECOVERY

Name	: Arfiq Isa Abdillah
NRP	: 02311340000103
Department	: Department of Engineering Physics
Supervisor	: Totok Ruki Biyanto, PhD

Abstract

Oil production have several stage i.e. primary, secondary and tertiary. In tertiary stage, the effort to increase oil production is called as enhanced oil recovery (EOR). EOR is performed by injecting material or energy from outside reservoir. There are several EOR methods that have been developed and implemented in the oil field, including thermal recovery, chemical flooding, and solvent flooding. One of solvent flooding is CO₂ EOR by injecting CO_2 to reservoir. CO_2 EOR method has capability to increase 5-15% oil recovery. In addition, injecting CO_2 to reservoir have good impact to reduce green house effect. However, to obtain the optimum result of CO_2 EOR needs several parameter to be optimized, such as mass flow rate, pressure and temperature of injection. There are several equation that have been used to build a model of CO_2 EOR pressure losses. There are Fanning equation for injection well, Darcy equation for reservoir formation and Beggs-Brill equation for production well. The optimization of CO_2 EOR using Genetic Algorithm (GA) provide increasing the net profit. 45.14%, from 25339.13 USD/day to 36777.93 USD/day

Keyword: Enhanced oil recovery, CO2, genetic algorithm

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah S.W.T. karena rahmat dan hikmat-Nya sehingga penulis diberikan kesehatan, kemudahan, dan kelancaran dalam menyusun laporan tugas akhir ini. Tidak lupa juga penulis menyampaikan ucapan terima kasih kepada keluarga dan para sahabat. Oleh karena dukungan mereka, penulis mampu menyusun laporan tugas akhir yang berjudul:

"OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA CO₂ *FLOODING-ENHANCED OIL RECOVERY*"

Tugas akhir ini merupakan salah satu persyaratan akademik yang harus dipenuhi dalam Program Studi S-1 Teknik Fisika FTI-ITS. Penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

- 1. Agus Muhamad Hatta, ST, MSi, Ph.D. selaku ketua departemen Teknik Fisika ITS. Serta segenap Bapak/Ibu dosen pengajar di departemen Teknik Fisika ITS.
- 2. Totok Ruki Biyanto, Ph.D. selaku dosen pembimbing tugas akhir ini, yang selalu memberikan semangat dan ide-ide baru.
- 3. Segenap keluarga penulis yang telah memberikan dukungan penuh terhadap penyelesaian tugas akhir ini.
- 4. Rekan-rekan F48 dan warga Teknik Fisika ITS, yang senantiasa memberikan motivasi dan perhatian.
- 5. Teman-teman organisasi baik di dalam maupun di luar kampus yang membuat saya semangat untuk terus menyelesaikan tugas akhir ini

Penulis menyadari bahwa mungkin masih ada kekurangan dalam laporan ini, sehingga kritik dan saran penulis terima. Semoga laporan ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis dan pihak yang membacanya.

> Surabaya, 22 Januari 2018 Penulis

DAFTAR ISI

HALAN	MAN JUDULi
LEMBA	AR PENGESAHANvii
LEMBA	AR PENGESAHANix
ABSTR	xi
ABSTR	ACTxiii
KATA	PENGANTARxv
DAFTA	AR ISIxvii
DAFTA	AR GAMBARxix
DAFTA	AR TABELxxi
DAFTA	AR NOTASIxxiii
BABI	PENDAHULUAN1
1.1.	Latar Belakang1
1.2.	Rumusan Masalah3
1.3.	Tujuan
1.4.	Lingkup Kerja4
BAB II	DASAR TEORI
2.1	Enhanced Oil Recovery5
2.2	<i>CO</i> ₂ <i>Flooding</i>
2.3	Metode Fanning
2.4	Permeabilitas
2.5	Reynold Number
2.6	Permodelan metode Begg's-Brill10
2.7	Porositas11
2.8	Persamaan Kontinuitas12
2.9	Pemodelan Transfer Panas pada Injection atau
	Production Well
2.10	Pemodelan Transfer Panas pada Reservoir14
2.11	Genetic Algorithm
BAB II	I METODOLOGI PENELITIAN21
3.1	Penentuan Input CO ₂ Flood Operation dan Reservoir
	<i>Formation Properties</i> 21
3.2	Penentuan Fungsi Objektif22
3.3	Pemodelan Perubahan Tekanan dengan Persamaan
	Fanning, Beggs-Brill dan Darcy23

3.4	Perhitungan oil recovery	23
3.5	Optimasi Model dengan GA	26
BAB I	V HASIL DAN PEMBAHASAN	27
4.1	Hasil Pemodelan Tekanan pada Injection well dengan	
	metode Fanning	27
4.2	Hasil Pemodelan Tekanan pada Reservoir dengan	
	Persamaan Darcy	28
4.3	Hasil Pemodelan Tekanan pada Production Well	
	dengan Metode Beggs-Brill	30
4.4	Hasil Perhitungan Oil Recovery dan Biaya Operasional	31
4.5	Analisi Sensitifitas	32
4.6	Optimisasi Menggunakan Genetic Algorithm	37
BAB V	' KESIMPULAN DAN SARAN	43
5.1.	Kesimpulan	43
5.2.	Saran	43
DAFTA	AR PUSTAKA	45
LAMP	IRAN A	
LAMP	IRAN B	
LAMP	IRAN C	
LAMP	IRAN D	
LAMP	IRAN E	
LAMP	IRAN F	
BIODA	ATA PENULIS	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Ilustrasi EOR dalam menigkatkan produksi minyak
Gambar 2. 2 Aliran Fluida yang mengalir melalui pipa dengan
variasi luas penampang
Gambar 2. 3 Mekanisme crossover
Gambar 2. 4 Mekanisme mutasi
Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian
Gambar 4. 1 Grafik tekanan terhadap kedalaman pada
injection well dengan laju aliran massa injeksi
0.30443 kg/s, tekanan inieksi 1071 psig.
temperatur 31 °C
Gambar 4. 2 Kurva tekanan pada reservoir dengan laiu aliran
massa injeksi 0.30443 kg/s, tekanan injeksi
$1071 \text{ psig. temperatur } 31 ^{\circ}\text{C}$
Gambar 4. 3 Kurva tekanan terhadap kedalaman pada
production well dengan laju aliran massa
injeksi 0.30443 kg/s, tekanan injeksi 1071 psig,
temperatur 31 °C
Gambar 4. 4 Grafik analisis sensitifitas perubahan laju aliran
massa injeksi terhadap volume minyak yang
diproduksi
Gambar 4. 5 Grafik analisis sensitifitas perubahan laju aliran
massa injeksi terhadap profit
Gambar 4. 6 Grafik analisis sensitifitas perubahan tekanan
injeksi terhadap volume minyak yang
diproduksi
Gambar 4. 7 Grafik analisis sensitifitas perubahan tekanan
injeksi terhadap profit
Gambar 4. 8 Grafik analisis sensitifitas perubahan
temperatur injeksi terhadap volume minyak
yang diproduksi35
Gambar 4. 9 Grafik analisis sensitifitas perubahan
temperatur injeksi terhadap profit
Gambar 4. 10 Plot fitness terbaik setiap generasi

Gambar 4. 11 Perbandingan biaya sebelum dan sesudah	
dioptimisasi	.39
Gambar 4. 12 Grafik perbandingkan pendapatan dan profit	
sebelum dan sesudah optimisasi	39
Gambar 4. 13 Grafik tekanan terhadap kedalaman pada	
Injection well dengan laju aliran massa injeksi	
0.424 kg/s, tekanan injeksi 1078.67 psig, dan	
temperatur 35.98 °C	.40
Gambar 4. 14 Grafik tekanan pada reservoir dengan laju	
aliran massa injeksi 0.424 kg/s, tekanan injeksi	
1078.67 psig, dan temperatur 35.98 °C	.40
Gambar 4. 15 Grafik tekanan terhadap kedalaman pada	
production well dengan laju aliran massa	
injeksi 0.424 kg/s, tekanan injeksi 1078.67	
psig, dan temperatur 35.98 °C	.41

DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Parameter input untuk pemodelan tekanan F	anning27
Tabel 4. 2 Parameter input pemodelan tekanan pada re	eservoir
dengan persamaan Darcy	29
Tabel 4. 3 Perhitungan profit CO2 EOR sebelum diopti	misasi31
Tabel 4. 4 Pendapatan CO2 injection operation	setelah
dioptimisasi	
Tabel 4. 5 Variabel optimal pada CO2 injection operation	ion 38

DAFTAR NOTASI

Notasi	Keterangan	Satuan
ΔP_f	perubahan tekanan gesekan	Ра
f	faktor gesekan	
L	panjang pipa	m
D	diameter pipa	m
ε	Roughness	m
Re	Reynold number	
'n	Laju aliran massa	m/s
ΔP_{HH}	perubahan tekanan hidrostatik	Pa
ρ	mass jenis	kg/m ³
g	percepatan gravitasi	m/s^2
h	Ketinggian atau kedalaman	m
g_c	faktor gravitasi	Kg-m/N-s ²
q	laju volumetrik aliran fluida	m ³ /s
Α	Luas area yang dilalui fluida	m^2
L	Panjang medium yang dilalui	m
k	nilai permeabilitas dari medium	cm^2
	dengan dimensi	
μ	nilai viskositas fluida	kg/m-s
f_{tp}	faktor gesekan dua fase	
G_m	laju flux massa campuran	kg/m²s
v_m	kecepatan massa campuran	m/s
H_L	fraksi <i>holdup</i>	
θ	sudut kemiringan dari horisontal	
Q	Heat quantity	kJ
Ζ	Jarak	m
r _{to}	tube ratio	m
U_{to}	Overall Heat Transfer coefficient	W/m^2 -K
Т	Temperature	С

T_h	Temperature ambient	С
C_p	heat capacity	kJ/kg-C
L_p	Length characteristic	m
k	Thermal conductivity formation	W/m-K
h	Convective heat transfer coefficient	W/m^2K
R	Thermal resistance	m^2 -K/W
Nu	Nusselt number	
Re	Reynold number	
Pr	Prandlt number	
N_p	fraction of the displaceable residual	
	oil in place recovered	
$(F_i)_{bt}$	$HCPV$ of CO_2 injected at the point at	
	which CO ₂ reaches the production	
	wells	
F_i	HCPV of CO ₂ injected	
Μ	Mobility ratio of the two fluids	
Κ	Koval factor	
Ε	Koval mobility factor	
Η	Permeability heterogeneity factor	
G	gravity segregation factor	
μ_o	viscosity of the oil	kg/m-s
μ_s	viscosity of CO ₂	kg/m-s
V_{DP}	Dykstra-Parsons coefficient	
k_v	reservoir permeability in the vertical	m^2
	direction	
R _{oil}	Pendapatan minyak	USD/hari
<i>00IP</i>	original oil in place	bbl
Poil	harga minyak	USD/bbl
B_{CO2}	biaya <i>CO</i> ₂	USD/hari
V_{CO2}	volume CO_2	Mscfd
P_{Co2}	harga CO ₂	USD/Mscfd

B_R	biaya Recycling	USD/hari
V_{prod}	volume <i>recovery</i> CO ₂	(bbl/hari)
BR _{CO2}	biaya recycling CO ₂	USD/bbl
W_p	daya pompa	watt
η	efisiensi pompa	
B_{OP}	biaya operasional pompa	USD/hari
Y	lama operasi pompa	hari
TDL	Tarif daya listrik	USD/kWh

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kebutuhan dunia industri dan transportasi akan minyak dan gas semakin meningkat dari waktu ke waktu. Meskipun, telah dilakukan penilitian dan pengembangan mengenai energi alternatif yang baru dan terbarukan. Namun kebutuhan saat ini belum bisa dipenuhi oleh sumber energi alternatif tersebut, sehingga minyak dan gas masih menjadi energi utama untuk memenuhi kebutuhan energi. Sehingga usaha untuk memaksimalkan sumber minyak bumi masih perlu dilakukan pada sumur-sumur yang telah mengalami penurunan produksi, dengan melakukan usaha tahap lanjut dalam memperoleh minyak bumi atau bisa disebut *Enhanced Oil Recovery* (EOR) [1].

EOR melakukan injeksi material atau energi dari luar sumur untuk diinjeksikan ke dalam formasi batuan (yang terdapat minyak) untuk meningkatkan atau menjaga tekanan pada formasi batuan (reservoir). Sehingga mampu memperoleh minyak residu yang belum terangkat melalui metode primer. Metode primer memanfaatkan energi alami yang terkandung di dalam reservoir itu sendiri. Sehingga metode primer akan mengalami penurunan laju produksi seiring dengan berkurang tekanan pada reservoir.

Terdapat beberapa metode EOR yang telah dikembangkan dan diimplementasikan pada lapangan produksi minyak sat ini, antara lain *thermal recovery, chemical flooding, and solvent flooding* [2, 3]. Setiap metode memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing yang disesuaikan dengan karakteristik reservoir lapangan produksi.

Mekanisme *thermal recovery* adalah dengan menurunkan viskositas minyak. *Chemical flooding* meningkatkan *volumetric sweep* dengan penurunan mobilitas. Sementara *gas miscible* atau *solvent*, meningkatkan tekanan pada reservoir, menurunkan viskositas minyak, dan *oil swelling* (penurunan densitas minyak) [4].

Penginjeksian *gas miscible* menggunakan CO_2 memiliki beberapa kelebihan jika dibandingkan dengan metode lain selain mampu meningkatkan produksi sekitar 5-15%, CO_2 sebagai gas yang diinjeksikan mampu menjangkau zona yang belum dijangkau oleh *waterflooding* untuk mengurangi minyak yang masih terjebak pada formasi batuan. EOR menggunakan metode injeksi CO_2 juga memberikan efek positif pada kondisi pemanasan global [5]. Dengan melakukan injeksi CO_2 ke dalam reservoir maka telah mengurangi jumlah kadar CO_2 yang berada pada atmosfer dimana gas CO_2 merupakan salah satu penyebab terjadinya efek rumah kaca [6, 7].

Pada penelitian sebelumnya telah dilakukan studi mengenai implementasi CO_2 EOR pada sumur minyak yang telah mengalami penurunan produksi. Implementasi CO_2 EOR dilakukan pada sumur minyak yang memenuhi kriteria untuk CO_2 EOR yakni memiliki kedalaman reservoir yang sangat dalam, permeability yang rendah dan mengandung minyak ringan [4]. Pada penilitian tersebut, dilakukan analisis mengenai CO_2 yang diinjeksi, CO_2 yang tersimpan pada reservoir, serta CO_2 yang ikut terproduksi pada *production well*. Selain itu juga dilakukan estimasi biaya yang dibutuhkan untuk melakukan injeksi CO_2 [8].

Penginjeksian CO_2 didapatkan melalui distribusi dari *Carbondioxide Capture and Storage* (CCS) Unit [9]. Untuk menggunakan teknologi tersebut diperlukan biaya yang cukup besar dari aspek biaya modal maupun operasional. Biaya operasional terdiri dari biaya pembelian CO_2 dan biaya penginjeksian CO_2 yang bergantung pada kebutuhan tekanan serta *flowrate* agar CO_2 yang diinjeksikan memenuhi kriteria reservoir untuk meningkatkan produksi. Biaya yang perlu diperhitungkan juga adalah biaya untuk memisahkan CO_2 dengan hasil minyak produksi [10]. Hal ini bertujuan untuk mendapatkan minyak mentah yang diinginkan dan mengurangi biaya pembelian CO_2 dengan mendaur ulang CO_2 yang terkandung pada produksi minyak.

Jumlah CO₂ yang diinjeksikan akan mempengaruhi jumlah minyak yang diproduksi. Semakin tinggi laju aliran CO₂ yang

diinjeksikan akan meningkatkan produksi minyak yang dihasilkan. Namun tingginya laju aliran CO₂ akan meningkatkan tekanan injeksi pompa yang dibutuhkan untuk menginjeksi CO₂. Sedangkan tekanan injeksi yang tinggi tersebut akan meningkatkan biaya operasional pompa. Hal ini akan berdampak pada profit yang akan didapatkan. Profit akan berkurang dengan meningkatnya biaya yang harus dikeluarkan.

Sementara tujuan dari EOR adalah meningkatkan profit yang menurun akibat laju produksi yang menurun. Oleh karena itu, dibutuhkan optimisasi untuk menentukan kondisi operasi yang tepat pada injeksi CO_2 sehingga profit yang didapatkan bisa optimum.

Pada tugas akhir ini akan dilakukan optimisasi CO₂ *enhanced oil recovery* dengan perubahan flowrate, tekanan dan temperatur CO₂ yang diinjeksikan pada *injection well*. Dengan mempertimbangkan biaya pembelian dan pemisahan CO₂ serta biaya operasi. Hasil optimisasi diharapkan mampu meningkatkan keuntungan produksi minyak.

1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas, maka permasalahan yang diambil dalam tugas akhir ini yaitu:

- 1. Bagaimana memodelkan CO₂ flood operation mulai dari *injection well* hingga production well?
- 2. Bagaimana mengoptimalkan produksi *crude oil* pada *CO*₂ *flood operation enhanced oil recovery* menggunakan *genetic algorithm*?

1.3. Tujuan

Tujuan dilakukan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

- 1. Memodelkan *CO*₂ *flood operation* mulai dari *injection well* hingga *production well*
- 2. Mengoptimalkan produksi *crude oil* pada *CO*₂ *flood operation enhanced oil recovery* menggunakan *genetic algorithm*

1.4. Lingkup Kerja

Adapun lingkup kerja yang digunakan pada tugas akhir ini adalah pemodelan *steady state* suhu dan tekanan berdasarkan persamaan Fanning pada *injection well* hingga reservoir, dan juga Beggs-Brill pada reservoir hingga *production well*. Pemodelan tekanan menggunakan persamaan Darcy untuk menghitung *pressure gradient* pada reservoir. Hasil dari pemodelan ini divalidasi dengan perangkat lunak PIPESIM dan COMSOL *Multiphysics*. Nilai yang dioptimasi adalah laju aliran massa, tekanan injeksi dan temperatur. Model dioptimisasi dengan menggunakan teknik optimisasi *Genetic Algorithm*.

BAB II DASAR TEORI

2.1 Enhanced Oil Recovery

Enhanced Oil Recovery (EOR) adalah metode yang digunakan untuk memperoleh minyak dari reservoir setelah dilakukan metode primer dan sekunder. Metode primer adalah metode yang memanfaatkan energi alami yang terdapat dalam reservoir untuk menggerakkan minyak menuju *production well* dengan ekspansi dari pompa. Metode sekunder adalah metode yang menginjeksikan air untuk mempertahankan tekanan pada reservoir ketika laju produksi menurun karena energi alami pada reservoir menurun. Metode tersier atau *enhanced oil recovery* dimulai ketika laju produksi menurun kembali dan tidak sebanding dengan biaya operasional dan perawatan dari penginjeksian air sehingga keuntungan bersih menurun [3]. Ilustrasi dari EOR bisa meningkatkan produksi minyak adalah seperti pada Gambar 2.1.



Gambar 2. 1 Ilustrasi EOR dalam menigkatkan produksi minyak [11]

Terdapat beberapa metode EOR, antara lain yang umum digunakan *thermal recovery, solvent flooding,* dan *chemical flooding.* Serta beberapa metode dalam tahap pengembangan *microbial flood, gravity drainager mining. Thermal recovery* menginjeksi panas ke dalam formasi batuan minyak bumi, meliputi *steamflooding,* injeksi uap siklik, dan *in situ combustion. Solvent flooding* menginjeksi bahan terlarut ke formasi batuan. Baik itu *miscible* maupun *immiscible.* Bahan yang biasanya digunakan karbon dioksida, hidrokarbon, dan nitrogen. *Chemical flooding* menginjeksikan air bercampur bahan kimia yang ditambahkan ke dalam formasi batuan, meliputi *surfactant flooding, polymer flooding,* dan *alkaline flooding.*

2.2 CO₂ Flooding

Salah satu metode EOR adalah *solvent flooding*. Bahan terlarut diinjeksikan ke dalam reservoir untuk menjaga tekanan di reservoir agar tetap dapat menggerakan minyak, menurunkan viskositas minyak, meningkatkan volume minyak dan menurunkan densitas minyak [2]. Salah satu bahan terlarut yang dapat digunakan adalah karbon dioksida. CO₂ berinteraksi dengan minyak, pada kondisi karakteristik pencampuran yang ditentukan sehingga CO₂ dan minyak menjadi satu cairan yang homogen. CO₂ bercampur dengan minyak membantu mendorong minyak bergerak melalui pori-pori formasi batuan, sehingga produksi minyak meningkat.

Penggunaan CO₂ sebagai bahan terlarut yang diinjeksi pada EOR juga berdampak pada pengurangan emisi CO₂ di atmosfer. CO₂ juga menyebabkan terjadinya efek rumah kaca, yang menahan radiasi matahari tidak dapat dipantulkan keluar atmosfer sehingga terperangkap pada atmosfer. Dengan menggunakan CO₂ sebagai bahan terlarut maka CO₂ akan tersimpan pada formasi batuan dalam waktu yang cukup lama.

2.3 Metode Fanning

Untuk mengukur perbedaan tekanan pada sistem pipa yang dilalui oleh fluida satu fase, terdapat 3 komponen yang perlu

diperhatikan yakni *Hydrostatic, frictional, kinetic*. Namun sering kali kinetik diabaikan karena tidak terlalu signifikan [12].

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{HH} + \Delta P_f \tag{2.1}$$

Dengan kondisi fluida yang mengalir pada pipa adalah *single-phase flow*, gesekan yang terjadi antara fluida (gas maupun liquid) dengan pipa dapat disampaikan melalui persamaan Fanning [13]

$$\Delta P_f = \frac{2f\rho v^2 L}{144g_c D} \tag{2.2}$$

Untuk fluida dengan tipe turbulen (besar nilai Re>4000) maka *friction factor* didapatkan melalui persamaan Chen

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log_{10} \left[0.2698 \left(\frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5.0452}{Re} \log_{10} \left\{ 0.3539 \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right\} \right]$$
(2.3)

dimana

 ΔP_f = Perubahan tekanan gesekan (Pa)

f = Faktor gesekan

L = Panjang pipa (m)

D = Diameter dalam pipa (m)

 ε = Roughness (m)

v = Velocity (m/s)

Untuk komponen *hydrostatic*, akan berpengaruh jika terdapat perbedaan ketinggian antara inlet dan outlet. *Hydrostatic pressuredrop* dapat didefinisikan untuk pipa vertikal sebagai berikut

$$\Delta P_{HH} = \frac{\rho g h}{144 g_c} \tag{2.4}$$

dimana

Untuk fluida gas, besar densitas akan bervarisasi berdasarkan tekanan. Sehingga untuk mempermudah perhitungkan dilakukan pembagian segmen terhadap panjang pipa yang diukur.

2.4 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan medium berpori (dalam hal ini lapisan formasi batuan pada reservoir) untuk menghantarkan fluida. Semakin besar nilai permeabilitas, semakin besar pula aliran fluida yang dapat dihantarkan melalui medium tersebut. Darcy melakukan penilitian dan didapatkan hubungan sebagai berikut [14]

$$q = \frac{cA\Delta P}{L} \tag{2.5}$$

dimana

q = Laju volumetrik aliran fluida (m³/s)

- $\Delta P = \text{Perbedaan tekanan dari titik awal hingga titik akhir} (psi)$
- A = Luas area yang dilalui fluida (m²)
- L = Panjang medium yang dilalui (m)

$$c = \frac{k}{\mu} \tag{2.6}$$

Sehingga persamaannya dapat disubtitusi menjadi

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \tag{2.7}$$

dimana

- k =Nilai permeabilitas dari medium dengan dimensi (cm²)
- μ = Nilai viskositas fluida (kg/m-s)

Untuk mengukur nilai permebilitas dibuat sebuah besaran baru yang dinamakan Darcy, yaitu 1 Darcy = $9.869 \times 10-9 \text{ cm}^2$. Maka melaui persamaan diatas bisa didapatkan nilai *pressure drop* pada reservoir dengan mengetahui nilai permeabilitas formasi batuan, viskositas fluida, luas dan panjang reservoir, serta laju volumetrik aliran fluida.

2.5 Reynold Number

Reynold number adalah bilangan tak berdimensi yang menunjukkan perbandingan antara gaya inersia dan gaya viscous. Reynold number sering digunakan untuk menganalisis dinamika fluida. Menggunakan Reynold number sebuah aliran dapat diklasifikasikan berdasarkan nilai reynold number sesuai dengan asumsi yang digunakan. Salah satu asumsi yang digunakan untuk mengklasifikasikan aliran adalah sebagai berikut:

- *Laminar flow*, merupakan aliran dengan nilai *reynold number* dibawah 2000
- *Transition flow,* merupakan aliran dengan nilai *reynold number* diantara 2000-4000
- *Turbulent flow,* merupakan aliran dengan nilai *reynold number* diatas 400

Nilai reynold number bisa didapatkan dengan persamaan (2.8) [15]

$$N_{Re} = \frac{\rho. v. D}{\mu} = \frac{v. D}{u}$$
(2.8)

dimana:

 N_{Re} = Reynold number

$$\rho$$
 = Massa jenis (kg/m³)

v = Velocity (m/s)

D = Diameter dalam pipa (m)

- μ = Dynamic viscosity (kg/m-s)
- u = Kinematic viscosity (m²/s)

2.6 Permodelan metode Begg's-Brill

Berdasarkan eksperimen, Beggs-Brill mendapatkan persamaan gradien tekanan pada aliran multifase dengan analisis kesetimbangan energi, dan mengasumsikan tidak ada gaya eksternal dari atau terhadap fluida alir.

$$\frac{dp}{dz} = \left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{friction} + \left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{elevation} + \left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{acceleration}$$
(2.9)

Pressure Drop pada aliran multifase terjadi karena adanya rugi gesekan atau *friction loss*, perbedaan pelepasan atau perubahan energi potensial, dan akselerasi atau perubahan energi kinetik. Rugi akselerasi begitu kecil sehingga dapat diabaikan [15]

. *Friction loss* terjadi karena adanya gesekan fluida dengan pipa. Friction loss juga dipengaruhi oleh pola aliran *segregated, intermediate*, dan *distributed*.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{friction} = \frac{f_{tp}.\,G_m.\,v_m}{2.\,g_c.\,d} \tag{2.10}$$

Elevation loss adalah berkurangnya tekanan fluida dikarenakan fluida kehilangan tekanan hidrostatik dan dipengaruhi
oleh densitas fluida serta tinggi kolom fluida. Menurut Beggs-Brill. *Pressure drop* bisa diprediksi dengan menghitung fraksi *holdup*. Fraksi cairan *holdup* adalah fraksi volume cairan di dalam suatu elemen dibandingkan terhadap volume keseluruhan elemen.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{elevation} = \frac{g}{g_c} \left[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)\right] x \sin\theta \tag{2.11}$$

Pada penilitian ini, aliran yang digunakan adalah aliran pada pipa vertikal ke atas, sehingga sudut kemiringan θ adalah 90. Maka dengan mensubtitusi ke persamaan sebelumnya, total *pressuredrop* dinyatakan dalam persamaan:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{f_{tp} \cdot G_m \cdot v_m}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{g}{g_c} \left[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)\right]$$
(2.12)

Dimana:

 f_{tp} = Faktor gesekan dua fase

 G_m = Laju flux massa campuran (kg/m²s)

 v_m = Kecepatan massa campuran (m/s)

 g_c = Faktor gravitasi

d = Diameter aliran (m)

g = Percepatan gravitasi (m/s²)

 ρ_L = Massa jenis liquid (kg/m³)

 ρ_q = Massa jenis gas (kg/m³)

 H_L = Fraksi holdup

 θ = Sudut kemiringan dari horisontal

2.7 Porositas

Salah satu karakteristik yang penting untuk diketahui dalam penilitian kali ini adalah porositas. Porositas merupakan rasio

ruang pori dibanding dengan kesulurahan volume pada formasi batuan yang umumnya dinyatakan dalam bentuk persen [16].

$$porositas = \frac{volume \ porositas}{volume \ bulk}$$
(2.13)

Porositas digunakan untuk mengetahui potensi kandungan minyak yang terdapat pada formasi batuan. Karena untuk mengandung minyak atau gas, batuan harus memiliki pori-pori yang saling terhubung agar minyak dan gas dapat bergerak melalui formasi batuan tersebut.

2.8 Persamaan Kontinuitas

Prinsip dari konservasi materi sering digunakan untuk menyelesaikan masalah yang berhubungan dengan aliran fluida. Ilustrasi prinsip ini dapat dilihat pada Gambar 2.2 . Karena fluida berpindah, misalkan dalam waktu step δ t, fluida menduduki ruang XX' berpindah kepada ruang YY'. Jarak antara X dan Y adalah δx_1 dan antara X' dan T' adalah δx_2 . Luas penampang pada X adalah dA₁, dan pada X' adalah dA₂. Sengaja telah ditunjuk luas penampang berbeda pada ujung untuk menunjukkan penurunan akan berlaku dengan variasi seperti itu. Untuk material yang akan dikonversi, massa yan terkandung pada ruan XX' harus sama dengan di ruang YY'. Telah dicatat bahwa fluida yang gerkandung pada ruang YX' adalah umum untuk keduanya, yaitu ruang awal dan akhir. Oleh karena itu, massa pada fluida di ruang XY harus sama dengan di ruang X'Y'. Oleh sebab itu,

$$\rho_1 A_1 \delta_{x_1} = \rho_2 A_2 \delta_{x_2} \tag{2.14}$$

dibagi dengan waktu step, δt ,

$$\rho_1 A_1 \frac{\delta_{x_1}}{\delta t} = \rho_2 A_2 \frac{\delta_{x_2}}{\delta t} \tag{2.15}$$

atau,

$$\rho_1 A_1 u_1 = \rho_2 A_2 u_2 \tag{2.16}$$

Persamaan kontinuitas dasar aliran massa maupun debit dapat dinyatakan sebagai persamaan berikut [17]

 $\rho A u = \dot{m} \tag{2.17}$

dimana

ρ	= Massa jenis (kg/m ³)	
Α	= Luas penampang (m^2)	
и	= Kecepatan rata-rata (m/s)
'n	= Laju aliran massa (kg/s)	



Gambar 2. 2 Aliran Fluida yang mengalir melalui pipa dengan variasi luas penampang [17]

2.9 Pemodelan Transfer Panas pada *Injection* atau *Production Well*

Pada injeksi CO₂, terjadi perpindahan panas (Q) dari CO₂ ke tubing di dalam sumur. Besarnya kalor yang hilang setiap satuan kedalaman, merupakan fungsi dari jari-jari tubing (r_{to}), *Overall heat transfer coefficient* (U_{to}), suhu uap (T) dan suhu bautan diluar tubing (T_h). Persamaan perpindahan panas ini dinyatakan seperti pada persamaan:

$$\frac{dQ}{dZ} = 2\pi r_{to} U_{to} (T - T_h) \tag{2.18}$$

dimana

2.10 Pemodelan Transfer Panas pada Reservoir

 CO_2 yang telah diinjeksikan melalui *injection well* akan terdistribusi pada rservoir dengan properti PVT tertentu. Perpindahan panas dari CO_2 ke reservoir menggunakan persamaan kesetimbangan perpindahan panas yang dirumuskan sebagai berikut:

$$Q_1 = Q_2 + Q_{total \, losses} \tag{2.19}$$

Simbol Q adalah energi panas CO_2 , subskrip 1 menunjukkan keadaan awal CO_2 , dan subskrip 2 menunjukkan keadaan CO_2 setelah melalui reservoir. Sementara itu, nilai energi Q_1 dan Q_2 didapatkan dari persamaan:

$$Q_1 = m_{CO_2} C_{p1} T_1 \tag{2.20}$$

$$Q_2 = m_{CO_2} C_{p2} T_2 \tag{2.21}$$

dimana

 m_{CO_2} = Massa karbon dioksida (Kg) C_{p1} = Heat capacity sebelum reservoir (kJ/kg-°C) C_{p2} = Heat capacity sesudah reservoir (kJ/kg-°C) T_1 = Temperatur sebelum reservoir (°C) T_2 = Temperatur sesudah reservoir (°C) Dimana m adalah massa CO_2 , Cp adalah kalor spesifik pada tekanan (*P*) dan suhu (*T*) tertentu. Terdapat sejumlah energi yang hilang selama perambatan CO_2 dari *injection well* sampai ke *production well* baik secara konduksi maupun konveksi. Energi yang hilan tersebut dapat diturunkan melalui persamaan berikut:

$$Q_{total \ losses} = \frac{T_1 - T_{\infty}}{R_{\text{konduksi}} + R_{\text{konveksi}}}$$
(2.22)

Nilai R merupakan hambatan panas yang dapat dihitung dengan persamaan:

$$R_{\rm konduksi} = \frac{L_p}{k A_p} \tag{2.23}$$

$$R_{\rm konveksi} = \frac{1}{h A_p} \tag{2.24}$$

Nilai h adalah *convective heat transfer coefficient* didapat dari persamaan *Nusselt number* yang dilambangkan dengan *Nu. Nusselt Number* dapat diturunkan dari nilai *Reynold number* (Re) dan *Prandalt number* (Pr).

$$Nu = \frac{0.255}{\varphi} Re^{2/3} Pr^{1/3} = \frac{h L_p}{k}$$
(2.25)

Dimana

$$L_p$$
 = Length characteristic (m)

- *k* = *Thermal conductivity formation* (W/m-K)
- A_p = Reservoir Area (m²)
- h = Convective heat transfer coefficient (W/m²K)
- R = Thermal resistance (m²-K/W)
- Nu = Nusselt number

2.11 Genetic Algorithm

Secara umum *Genetic Algorithm* (GA) merupakan teknik pencarian yang digunakan dalam komputasi untuk mencari solusi yang tepat atau perkiraan solusi untuk optimisasi dan masalah pencarian. GA mengadaptasi teori evolusi seleksi alam dan genetika. Pencarian secara acak dilakukan dengan mengacu teori tadi untuk mendapatkan performansi yang lebih baik dari tiap individu hasil dari persilangan pada suatu generasi

GA memiliki keunggulan-keunggulan dibandingkan dengan metode-metode *heuristic* yang lain, yaitu:

- GA memodelkan variabel yang dioptimisasi sebagai kromosom. Pemodel kromosom yang tepat dibutuhkan untuk mewakilik variabel yang dioptimisai agar mampu menyelesaikan permasalahan.
- GA memulai prosesnya dengan sekumpulan *initial solutions*, berbeda dengan metaheuristic lain yang memulai proses dengan sebuah solusi tunggal, dan berlanjut ke solusi lainnya melalui suatu transisi. Karenanya GA melakukan pencarian *multi-directional* dalam *solution space*, yang memperkecil kemungkinan berhentinya pencarian pada kondisi lokal optimum.
- Hanya diperlukan sebuah fungsi evaluasi tunggal yang berbeda untuk tiap permasalahan.
- GA akan melakukan regenerasi sejumlah dengan jumlah generasi yang telah didefinisikan,.

Suatu GA membutuhkan *fitness function* untuk mengevaluasi sebuah domain solusi. Representasi standar dari solusinya adalah sebuah *array of bits*. Properti utama yang membuat representasi genetik ini baik adalah bagian-bagiannya yang bisa diakses dengan mudah karena ukuran yang pasti (*fixed*), yang memudahkan suatu operasi persilangan yang sederhana. Representasi panjang variabel juga digunakan disini, tetapi implementasi persilangan jauh lebih sulit pada kasus ini. Fungsi penghitung nilai kecocokan (*fitness*) didefinisikan pada representasi *genetic* dan digunakan untuk mengukur kualitas (*quality*) pada solusi yang direpresentasikan. Fungsi penghitung ini selalu tergantung pada masalah yang ada (*problem dependent*).

Setelah memiliki representasi genetik dan sebuat fungsi untuk mencari nilai kecocokan (*fitness*) terdefinisi, maka *genetic algorithm* akan melanjutkan untuk membentuk suatu populasi acak, kemudian meningkatkannya melalui aplikasi yang berulangulang dari mutasi, persilangan, dan operator seleksi.

Genetic algorithm dapat dituliskan dalam berbagai bahasa pemrograman. Namun tahapan logika yang digunakan dalam GA adalah sama. Diagram alir optimasi menggunakan GA dapat dilihat pada Gambar 2.6.



Gambar 2. 3 Diagram blok optimasi menggunakan genetic algorithm [18]

Tahapan-tahapan gentic algorithm diantaranya yaitu:

1. Inisiasi

Populasi awal dari kandidat solusi biasanya dicari secara acak dalam seluruh ruang pencarian. Pada tahap ini juga dilakukan penentuan jumlah populasi dan generasi. 2. Pengkodean kromosom

Kromoson pada GA merupakan solusi dari satu variabel. Jenis kode yang digunakan adalah biner, yaitu 0 atau 1. Kromoson diwakili oleh beberapa gen. Kromosom dalam bentuk biner merupakan kromosom genotip dan yang berupa solusi adalah kromosom fenotip.

3. Evaluasi

Ketika populasi yang telah diinisiasi atau populasi keturunan terbentuk, nilai fitness dari tiap individu dievaluasi. Nilai *fitness* merupakan nilai dari kemampuan solusi untuk bertahan.

4. Seleksi

Seleksi mengalokasikan lebih banyak salinan dari solusi dengan *fitness* yang lebih tinggi dan memberlakukan mekanisme survival dari tiap *fitness* pada tiap kandidat solusi. Gagasan utama dari tahapan seleksi adalah untuk mendapatkan solusi terbaik dari generasi terburuk, dan banyak prosedur seleksi telah ditemukan, seperti *roulette-wheel, selection stochastic universal*, seleksi *ranking*, seleksi turnamen, dan lain sebagainya.

5. Rekombinasi

Tahap rekombinasi mengkombinasi bagian dari dua atau lebih solusi induk untuk membentuk individu baru dengan kemungkinan menjadi solusi yang lebih baik. Biasanya rekombinasi menggunakan mekanisme *crossover*. Pada gambar merupakan mekanisme *crossover* dimana pada kromosom induk dipotong oleh *crossover point* sehingga gengen pada tiap kromosom bertukar silang dan menghasilkan anak.

 Parent 1:
 $[0 \ 0 \ 1 \ 0]$ $1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0$ $0 \ 1 \ 1 \ 0]$ 2758_{10}

 Parent 2:
 $[0 \ 1 \ 1 \ 1]$ $1 \ 0 \ 0 \ 0$ $1 \ 1 \ 0 \ 0]$ 7948_{10}

 Offspring 1
 $[0 \ 0 \ 1 \ 0]$ $1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0$ $0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0]$ $\sim 2822_{10}$

 Offspring 2
 $[0 \ 1 \ 1 \ 1]$ $1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0$ $1 \ 1 \ 0 \ 0]$ $\sim 7884_{10}$

Gambar 2. 4 Mekanisme crossover [18]

Ketika rekombinasi beroperasi terhadap dua atau lebih kromosom, mutasi lokal tetapi acak memodifikasi sebuah solusi. Dan juga akan terjadi bermacam-macam mutasi, tapi biasanya melibatkan satu atau lebih perubahan sifat individu. Mekanisme mutasi dapat dilihat pada Gambar 2.8, salah satu gen pada kromosom awal dimutasi sehingga menghasilkan kromosom baru.

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & \underline{0} & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \sim 2758_{10}$$
$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & \underline{1} & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \sim 3270_{10}$$

Gambar 2. 5 Mekanisme mutasi [18]

6. Penggantian

Keturunan hasil dari seleksi, rekombinasi, dan mutasi akan menggantikan populasi induk. Banyak metode penggantian seperti penggantian *elitist*, penggantian *generation-wise*, dan penggantian *steady-state*.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

Adapun metodologi dalam melakukan penetitian ini adalah sebagai berikut:



Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian

3.1 Penentuan Input CO₂ Flood Operation, dan Reservoir Formation Properties

Studi kasus kondisi yang digunakan pada tugas akhir ini menggunakan data dari Morrow County, Ohio, USA. Terdapat data

kondisi laju injeksi 0.5 MMscf/day, kedalaman sumur 1067 m, suhu formasi batuan 87 °F, tekanan minimum *miscibility* (MMP) 1087 psi, permeabilitas formasi batuan 18.1 mD, porositas formasi batuan 0.07 dan kandungan minyak 41° API. Ketebalan reservoir 10.4 m, jarak antara *injection well* dengan *production well* sejauh 100 m [8].

Bentuk reservoir diasumsikan berbentuk silinder. Pemilihan studi kasus ini sesuai dengan *oil field* yang sesuai untuk CO₂-EOR yakni yang memliki kedalaman reservoir cukup dalam, permeabilitas yang rendah serta minyak ringan [4].

3.2 Penentuan Fungsi Objektif

Fungsi objektif dibutuhkan untuk mengetahui tujuan dari optimisasi yang akan dilakukan. Tujuan dari optimisasi CO_2 flood adalah memaksimalkan laju produksi minyak pada *production well* untuk meningkatkan profit. Minyak yang dapat dihasilkan sebanding dengan jumlah CO_2 yang diinjeksikan ke dalam *injection well*. Namun semakin banyak jumlah CO_2 yang diinjeksikan pada tekanan tertentu maka akan membutuhkan energi yang semakin besar pula. Sehingga biaya operasional pun akan meningkat. Selain itu diperlukan pula biaya untuk *recycling* CO_2 yang terkandung bersama minyak pada hasil *production well* sebelum CO_2 tersebut dapat digunakan kembali sebagai injeksi bahan terlarut pada *injection well*. Maka dari itu pemodelan keuntungan yang akan dimaksimalkan:

Profit = pendapatan minyak mentah

- biaya pembelian CO2 - biaya recycling CO2 (3.1)

- biaya operasional pompa

dengan masing-masing variabel tersebut didapatkan dari: Pendapatan = Laju produksi minyak $\times Harga jual minyak$ (3.2) Biaya pembelian

3.3 Pemodelan Perubahan Tekanan dengan Persamaan Fanning, Beggs-Brill dan Darcy

Pada CO₂ EOR, injeksi CO₂ akan mengalami perubahan tekanan, suhu serta sifat dari fluida. Maka dilakukan penurunan rumus empiris untuk mengetahui perubahan serta dampak yang terjadi. Hasil pemodelan akan divalidasi dengan hasil simulasi menggunakan perangkat lunak dengan setpoint error<5%.

Injection well dan production well divalidasi dengan perangkat lunak PIPESIM karena menyimulasikan fluida yang mengalir pada pipa. Sedangkan pada reservoir dibutuhkan validasi menggunakan perangkat lunak COMSOL Multiphysics untuk menyimulasikan reaksi yang terjadi pada *porous media*.

3.4 Perhitungan oil recovery

Perhitungan estimasi jumlah *oil recovery* atau jumlah minyak yang dapat diproduksi dari CO_2 EOR menggunakan metode *Koval*. Dimana *fractional flow* dari CO₂ dan minyak dipengaruhi oleh rasio viskositas antara minyak dan CO₂ serta perbedaan densitas antara minyak dan CO₂.

Laju produksi minyak dihitung melalui nilai *cummulative production* dan laju aliran massa. Selain itu, besarnya volume *original oil in place* atau banyaknya minyak yang terdapat dalam *reservoir* dipertimbangkan dalam proses perhitungan laju produksi minyak. Hasil perhitungan laju produksi minyak dapat diperoleh

nilai pendapatan yang merupakan perkalian antara laju produksi minyak terhadap harga jual minyak [19].

$$N_p = \frac{\alpha + (F_i)_{BT}}{1 + \alpha} \tag{3.6}$$

$$(F_i)_{bt} = \sqrt{\frac{0.9}{(M+1.1)}} \tag{3.7}$$

$$\alpha = \frac{1.6}{\frac{K^{0,61}}{K}} \left[\frac{F_i - (F_i)_{bt}}{1 - (F_i)_{bt}} \right]^{\left(\frac{1.28}{K^{0.26}}\right)}$$
(3.8)

$$M = \frac{\mu_0}{\mu_s} \tag{3.9}$$

$$K = EHG$$
(3.10)
$$F = \begin{bmatrix} 0.78 \pm 0.22M^{1/4} \end{bmatrix}^{4}$$
(3.11)

$$H = \left[\frac{V_{DP}}{(1 - V_{DP})^{0.2}}\right]^{10}$$
(3.12)

$$G = 0.565 \log\left(\frac{t_h}{t_v}\right) + 0.87 \tag{3.13}$$

$$\frac{t_h}{t_v} = 2.571 \, k_v A \frac{\Delta \rho}{q_{gross} \mu_s} \tag{3.14}$$

dimana:

$$N_p$$
 = Fraction of the displaceable residual oil in place
recovered

$$(F_i)_{bt}$$
 = HCPV of CO₂ injected at the point at which CO₂
reaches the production wells

$$F_i = HCPV of CO_2$$
 injected

$$K = Koval factor$$

$$\mu_o = Viscosity of the oil (kg/m-s)$$

$$\mu_s = Viscosity of CO_2 (kg/m-s)$$

$$V_{DP}$$
 = Dykstra-Parsons coefficient

 k_v = Reservoir permeability in the vertical direction (m²) A = Pattern Area (m²) q_{gross} = Gross injection rate of CO₂ (m³/s)

Setelah mendapatkan *fractional of displacement* (N_p) , pendapatan minyak didapatkan dari persamaan berikut:

$$R_{oil} = N_p \times OOIP \times P_{oil} \tag{3.15}$$

dimana

 R_{oil} = Pendapatan minyak (USD/hari) N_p = Fractional of displacement OOIP = Original oil in place (bbl) P_{oil} = Harga minyak (USD/bbl)

Untuk mendapatkan biaya pengadaan CO_2 maka didapatkan dari besar laju aliran massa CO_2 dan juga harga CO_2 per volume

$$B_{CO2} = V_{CO2} \times P_{CO2} \tag{3.16}$$

dimana

 B_{CO2} = Biaya CO_2 (USD/hari) V_{CO2} = Volume CO_2 (Mscfd) P_{CO2} = Harga CO_2 (USD/Mscfd)

Dalam penerapan CO₂ *EOR* perlu adanya *recycle* untuk memisahkan gas CO₂ dari fluida produksi yang dihasilkan selama proses CO₂ *EOR* sehingga perlu dipertimbangkan biaya *recycle*.

$$B_R = V_{prod} \times BR_{CO2} \tag{3.17}$$

dimana:

$$B_R$$
 = Biaya Recycling (USD/hari)
 V_{prod} = Volume recovery CO_2 (bbl/hari)

 BR_{CO2} = Biaya recycling CO_2 (USD/bbl)

Biaya operasional pompa untuk $CO_2 EOR$ dapat dihitung dari energi listrik yang digunakan pompa selama beroperasi. Perhitungan biaya operasional pompa menggunakan hasil pemodelan *pressure drop injection well* hingga *production well* pada tahapan sebelumnya, laju aliran massa fluida, efisiensi pompa, kebutuhan daya listrik pompa, lama operasional pompa, dan tarif dasar listrik per kWh sehingga dapat diperoleh biaya operasional pompa yang digunakan selama proses $CO_2 EOR$. Biaya operasional pompa dan tarif dasar listrik per kWh [20].

$$W_p = \frac{q \times \Delta P}{\eta}$$
(3.18)
$$B_{OP} = W_p \times Y \times TDL$$
(3.19)

dimana:

 W_p = Daya pompa (Watt)

 ΔP = *Pressure drop* (Pa)

q = Laju aliran massa fluida (m³/s)

 η Efisiensi pompa (%)

B_{OP} Biaya operasional pompa (USD/hr)

Y Lama operasi pompa (hr)

TDL Tarif dasar listrik (USD/kWh)

3.5 Optimasi Model dengan GA

Untuk menentukan keadaan optimal CO_2 flood operation digunakan genetic algorithm. Terdapat 3 variabel yang dioptimasi, yaitu laju aliran massa injeksi (\dot{m}), tekanan injeksi (P) dan temperatur (T) dengan memaksimalkan profit. Satu kromosom terdiri dari 20 bit. Nilai crossover probability yang digunakan pada tugas akhir ini adalah 0.7; population size 100; max. generation 100; dan mutation probability 0.01. Hasil individu dengan fitness terbesar akan menjadi solusi yang menghasilkan nilai fungsi objektif yang maksimal.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Pemodelan Tekanan pada *Injection well* dengan metode Fanning

Pemodelan tekanan dengan metode Fanning pada *injection well*, Input untuk pemodelan pada *injection well* disesuaikan dengan kondisi input di Morrow County, Ohio, USA. Kondisi input yang digunakan dalam perhitungan dapat dilihat pada Tabel (4.1).

Parameter	Nilai	Satuan
Gravitasi	9.8	m/s ²
Diameter pipa	0.089	m
Kedalaman sumur	1067	m
Roughness	0.00025	m
Tekanan injeksi	1071	psia
Laju aliran massa injeksi	0.30443	kg/s
Temperatur injeksi	31	°C

Tabel 4. 1 Parameter input untuk pemodelan tekanan Fanning

Pemodelan suhu dan tekanan pada *injection well* menggunakan persamaan Fanning telah divalidasi dengan perangkat lunak PIPESIM. Dengan hasil rata-rata error = 2.204 %. Hasil validasi ditampilkan pada lampiran.

Nilai *error* ini dikarenakan adanya perbedaan kapasitas pencacahan perhitungan model dalam tugas akhir ini, dengan pencacahan yang dilakukan oleh perangkat lunak (PIPESIM). Pada tugas akhir ini, pencacahan atau segmentasi pada *injection well* dilakukan dengan ketelitian setiap segmen yaitu 50 meter. Sementara itu, perangkat lunak simulasi mampu melakukan pencacahan hingga ketelitian 1 meter. Pencacahan yang semakin kecil tentunya menghasilkan perhitungan yang lebih akurat. Hal ini dikarenakan properti fluida yang berubah sesuai fungsi tekanan dan suhu.

Hasil grafik tekanan pada *injection well* dengan menggunakan persamaan Fanning dengan fungsi kedalaman sumur dinyatakan

dalam Gambar 4.1. Pada grafik tersebut menunjukkan bahwa tekanan CO₂ mengalami kenaikan seiring dengan bertambahnya kedalaman dari *injection well*. Hal ini disebabkan karena CO₂ telah berubah fase menjadi liquid dikarenakan mencapai titik *supercritical* yakni diatas tekanan 1071 psig dan temperature 31 °C [4]. Berubahnya fase menjadi liquid menyebabkan bertambahnya tekanan hidrostatik CO₂ hingga mencapai angka diatas 2000 psi ketika diberi tekanan injeksi 1071psi.



Gambar 4. 1 Grafik tekanan terhadap kedalaman pada *injection well* dengan laju aliran massa injeksi 0.30443 kg/s, tekanan injeksi 1071 psig, temperatur 31 °C

4.2 Hasil Pemodelan Tekanan pada Reservoir dengan Persamaan Darcy

Pemodelan gradien tekanan pada reservoir dimodelkan dengan persamaan Darcy. Karakteristik reservoir yang digunakan sebagai input untuk persamaan Darcy dapat dilihat pada Tabel 4.2. Pencacahan pada pemodelan ini dilakukan dengan ketelitian 10 meter. Dengan pencacahan yang lebih kecil, mengakibatkan perhitungan dalam model Darcy lebih akurat. Hasil pemodelan telah divalidasi dengan hasil rata-rata *error* 3.863 % terhadap simulasi pada COMSOL Multiphysics. Pada reservoir, tekanan CO₂ dan minyak akan bercampur sehingga akan menurunkan

densitas minyak dan menurunkan viskositas minyak. Selama melewati reservoir, tekanan campuran akan mengalami penurunan karena melewati media berpori.

1 D	ervoir
dengan persamaan Darcy	

Parameter	Nilai	Satuan
Jarak injection - production well	100	m
Tekanan Reservoir	1087	psia
Temperature Reservoir	87	F
Tebal formasi batuan	10.4	m
Permeabilitas batuan	18.1	mD
Porositas batuan	0.07	-
Deg API	41	° API

Parameter input fluida dalam pemodelan tekanan ini, merupakan output dari fluida pada *injection well*. Fluida output dari pemodelan tekanan Darcy, merupakan input untuk pemodelan pada *production well*. Grafik tekanan pada reservoir ditampilkan pada Gambar 4.2.



Gambar 4. 2 Kurva tekanan pada reservoir dengan laju aliran massa injeksi 0.30443 kg/s, tekanan injeksi 1071 psig, temperatur 31 °C

4.3 Hasil Pemodelan Tekanan pada *Production Well* dengan Metode Beggs-Brill

Karakteristik tekanan dan temperatur dari hasil pemodelan tekanan dengan persamaan Darcy pada reservoir, akan digunakan sebagai input untuk pemodelan pada *production well*. Hasil pemodelan tekanan pada *production well* dengan menggunakan persamaan Beggs-Brill telah divalidasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM dengan rata-rata error sebesar 3.855 %. Hasil permodelan tersebut dinyatakan dalam Gambar 4.3. Grafik tersebut menunjukkan adanya penurunan tekanan yang cukup drastis pada kedalaman 350 m. Hal ini disebabkan adanya perubahan fase fluida campuran antara minyak dan CO₂. Terdapat fluida liquid-liquid menjadi liquid-vapour. Pada fase liquid-liquid merupakan fase *incrompressible*, sementara pada fase liquid-vapour merupakan fase *compressible*. Sehingga menyebabkan laju perubahan *properties* fluida yang berbeda.



Gambar 4. 3 Kurva tekanan terhadap kedalaman pada *production well* dengan laju aliran massa injeksi 0.30443 kg/s, tekanan injeksi 1071 psig, temperatur 31 °C

4.4 Hasil Perhitungan Oil Recovery dan Biaya Operasional

Oil recovery adalah jumlah minyak yang terproduksi setelah diinjeksikan CO₂. *Oil recovery* didapatkan melalui perbandingan nilai viskositas antara minyak dan CO₂ serta jumlah minyak yang terdapat pada reservoir atau *original oil in place*. Rasio mobilitas antara minyak dan CO₂ dengan kondisi input 1071 psig, temperatur 31 °C dan laju aliran massa 0.30443 kg/s, adalah 147.53. Sesuai dengan Persamaan (3.6-3.13), dengan kondisi injeksi seperti diatas akan didapatkan laju produksi sebesar 539.23 barrel per hari.

Pendapatan merupakan hasil penjualan minyak mentah per hari, dan dinyatakan dalam Persamaan (3.2). Dengan laju produksi 539.23 barrel per hari, dan harga jual minyak mentah yang digunakan sebagai acuan adalah rata-rata harga minyak mentah jenis WTI pada periode satu tahun (29 September 2016 hingga 28 September 2017), yaitu 50.555 USD/barrel. Maka didapatkan nilai pendapatan 25339.13 USD/hari. Volume CO₂ yang terbawa ke *production line* adalah diasumsikan sama dengan volume CO₂ yang diinjeksikan pada *injection well*.

Volume CO₂ yang diinjeksikan dengan kondisi input sesuai Tabel 4.1 dan 4.2 adalah 500 Mscfd. Biaya pengadaan CO₂ dihitung menggunakan persamaan (3.15), sehingga didapatkan biaya sebesar 1084.99 USD/hari. Biaya pemisahan CO₂ dihitung menggunakan Persamaan (3.16), sehingga didapatkan biaya 272.61 USD/hari. Sedangkan biaya operasional kompresor dapat dihitung menggunakan persamaan (3.17-3.18), sehingga didapatkan biaya operasional kompresor sebesar 564.16 USD/hari. Maka perhitungan nilai profit dari CO_2 flood pada kondisi operasi standar ditunjukkan pada Tabel 4.3.

Parameter	Nilai	Satuan
Penjualan crude oil	27260.91	USD/hari
Biaya pengadaan CO ₂	1084.99	USD/hari
Biaya CO ₂ Cycling	272.61	USD/hari
Biaya Operasional Pompa	564.16	USD/hari
Profit	25339.13	USD/hari

Tabel 4	3	Perhitungan	profit	CO_2	EOR	sebelum	dioptimisasi
---------	---	-------------	--------	--------	-----	---------	--------------

4.5 Analisi Sensitifitas

Analisis sensitifitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan salah satu dari variabel yang dioptimisasi terhadap estimasi jumlah minyak yang diproduksi dan nilai *net profit* yang akan didapatkan. Pada Gambar 4.4 menampilkan grafik analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa injeksi dengan tekanan dan temperatur yang tetap. Pada kurva tersebut terlihat kenaikan nilai laju aliran massa juga akan meningkatkan jumlah minyak yang diproduksi sementara pada Gambar 4.5 menampilkan grafik analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa dengan tekanan dan temperatur yang tetap. Grafik tersebut menunjukkan peningkatan laju aliran massa akan juga diikuti oleh kenaikan profit yang didapatkan.



Gambar 4. 4 Grafik analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa injeksi terhadap volume minyak yang diproduksi



Gambar 4. 5 Grafik analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa injeksi terhadap profit

Analisis sensitifitas untuk tekanan injeksi sebagai variabel dengan laju aliran massa dan temperatur yang konstan terhadap volume minyak yang diproduksi ditampilkan pada Gambar 4.6. Pada grafik tersebut terlihat bahwa kenaikan nilai tekanan injeksi justru akan menurunkan profit yang didapatkan. Pada Gambar 4.7 ditampilkan grafik analisis sensitifitas tekanan injeksi sebagai variabel dengan laju aliran massa dan temperatur yang konstan terhadap profit.



Gambar 4. 6 Grafik analisis sensitifitas perubahan tekanan injeksi terhadap volume minyak yang diproduksi



Gambar 4. 7 Grafik analisis sensitifitas perubahan tekanan injeksi terhadap profit

Analisis sensitifitas selanjutnya dilakukan dengan melakukan perubahan pada temperatur injeksi dengan laju

aliran massa dan tekanan injeksi yang tetap terhadap volume minyak yang diproduksi. Gambar 4.8 akan menampilkan grafik tersebut. Grafik tersebut menunjukkan kenaikkan nilai temperatur injeksi akan meningkatkan volume minyak yang diproduksi. Sementara pada Gambar 4.9, menampilkan grafik analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi dengan laju aliran massa injeksi dan tekanan injeksi yang tetap terhadap profit. Kenaikan temperatur injeksi akan diikuti dengan kenaikan profit.



Gambar 4. 8 Grafik analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi terhadap volume minyak yang diproduksi



Gambar 4. 9 Grafik analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi terhadap profit

Dari beberapa grafik tersebut, laju aliran massa injeksi merupakan variabel optimisasi yang lebih sensitif dibandingkan yang lain karena perubahan pada laju aliran massa injeksi memberikan perubahan volume minyak dan profit yang lebih besar dibandingkan dengan variabel yang lain. Grafik-grafik diatas menunjukkan korelasi antar variabel sebagai berikut, laju aliran massa dan temperatur yang tinggi akan meningkatkan volume minyak yang diproduksi serta meningkatkan profit. Namun untuk mendapatkan laju aliran massa injeksi yang tinggi juga diperlukan tekanan injeksi pada kompresor yang tinggi pula. Hal ini dikarenakan daya penggerak laju aliran massa adalah tekanan injeksi. Sementara, apabila tekanan injeksi ditingkatkan akan menurunkan volume minyak yang diproduksi serta profit. Sehingga diperlukan optimisasi variabel laju aliran massa injeksi, tekanan injeksi dan temperatur injeksi untuk mendapatkan nilai fungsi objektif (net profit) yang optimum.

4.6 Optimisasi Menggunakan Genetic Algorithm

Fungsi objektif dari optimisasi ini adalah pendapatan bersih, yang merupakan jumlah dari pendapatan dari penjualan *crude oil*, yang dikurangi dengan biaya pengadaan CO₂, biaya pengolahan CO₂ dan biaya operasional kompresor. Variabel yang dioptimisasi adalah laju aliran massa injeksi, tekanan injeksi dan temperatur. Metode stokastik *genetic algorithm* digunakan karena banyak terdapat lokal optimum dalam model tersebut. *Constrain* yang digunakan pada optimasi ini adalah tekanan *production well head* lebih dari 100 psia. Pada penggunaan GA sebagai teknik optimisasi pada tugas akhir ini, tidak digunakan mekanisme elitism.

Hasil plot individu dengan fitness terbaik tiap generasi dari optimasi GA pada model CO_2 flood adalah seperti pada Gambar 4.10.



Gambar 4. 10 Plot fitness terbaik setiap generasi

Hasil optimasi dengan menggunakan *genetic algorithm* dapat dilihat pada tabel 4.4.

dioptimisasi		
Parameter	Nilai	Satuan
Penjualan crude oil	39518.63	USD/hari
Biaya pengadaan CO_2	1514.01	USD/hari
Biaya CO ₂ Cycling	395.18	USD/hari
Biaya Operasional Pompa	831.51	USD/hari
Profit	36777.93	USD/hari

Tabel 4. 4Pendapatan CO_2 injectionoperationdioptimisasi

Hal ini menunjukkan bahwa hasil optimisasi telah berhasil meningkatkan profit CO₂ EOR sebesar 45.14%, dari 25339.13 USD/hari menjadi 36777.93 USD/hari dengan nilai variabel yang dioptimisasi ditunjukkan pada Tabel 4.5 . Perbandingan biaya sebelum dan sesudah dilakukan optimisasi ditunjukkan dalam Gambar 4.11. Terlihat biaya yang diperlukan semakin meningkat. Namun jika dilihat pada Gambar 4.12, menunjukkan peningkatan pendapatan dari produksi minyak yang lebih tinggi dibandingkan dengan peningkatan biaya. Sehingga profit yang diperoleh pun bisa meningkat seperti yang dijelaskan sebelumnya.

Parameter input	Nilai	Satuan
Laju massa uap injeksi	0.424	kg/s
Tekanan injeksi	1078.67	Psi
Temperatur Injeksi	35.98	Celcius

Tabel 4. 5 Variabel optimal pada CO₂ injection operation



Gambar 4. 11 Perbandingan biaya sebelum dan sesudah dioptimisasi



Gambar 4. 12 Grafik perbandingkan pendapatan dan profit sebelum dan sesudah optimisasi

Dengan parameter input sesuai dengan Tabel 4.5, maka plot dari tekanan CO_2 pada *injection well* untuk kedalaman tertentu dapat dilihat pada Gambar 4.13.







Gambar 4. 14 Grafik tekanan pada reservoir dengan laju aliran massa injeksi 0.424 kg/s, tekanan injeksi 1078.67 psig, dan temperatur 35.98 °C.



Gambar 4. 15 Grafik tekanan terhadap kedalaman pada *production well* dengan laju aliran massa injeksi 0.424 kg/s, tekanan injeksi 1078.67 psig, dan temperatur 35.98 °C.

Setelah melalui *injection well*, uap akan mengalir pada reservoir dengan plot tekanan sesuai pada Gambar 4.14. Aliran campuran minyak dan CO_2 dari reservoir menuju ke *production well head* akan mengalami penurunan tekanan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.15.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari hasil tugas akhir mengenai optimisasi peningkatan produksi minyak pada CO_2 flood EOR adalah:

- *CO*₂ *flood operation* EOR dapat dimodelkan dengan baik dengan membagi menjadi tiga bagian: *injection well* (persamaan Fanning); reservoir (persamaan Darcy); dan *production well* (persamaan Beggs-Brill).
- Pemodelan suhu dan gradien tekanan pada *injection well* dengan metode Fanning menunjukkan rata-rata *error* 2.204 % dibandingkan dengan simulasi *software* PIPESIM.
- Pemodelan suhu dan gradien tekanan pada *reservoir* dengan persamaan Darcy, menunjukkan rata-rata *error* 3.862 % dibandingkan dengan simulasi COMSOL Multiphysics.
- Pemodelan suhu dan gradien tekanan pada *production well* dengan metode Beggs-Brill menunjukkan rata-rata *error* 3.855 % dibandingkan dengan simulasi *software* PIPESIM.
- Genetic algorithm dapat mengoptimalkan profit CO₂ flood hingga 45.14 %. Pada studi kasus San Ardo Field, Monterey County, California, USA, profit dapat dioptimasi dari 25339.13 USD/hari menjadi 36777.93 USD/hari. Dengan rincian peningkatan pendapatan dari 27260.91 USD/hari menjadi 39518.63 USD/hari, diikuti dengan peningkatan tiap biaya yang dibutuhkan. Biaya pembelian CO₂ meningkat dari 1084.99 USD/hari menjadi 1514.01 USD/hari, biaya pengolahan CO₂ dari 272.61 USD/hari menjadi 395.18 USD/hari, serta biaya operasional dari 564.16 USD/hari menjadi 831.51 USD/hari.

5.2. Saran

Hal yang dapat penulis sarankan dalam penelitian selanjutnya adalah:

- Mengembangkan pemodelan *oil recovery* untuk derajat API dari berbagai karakteristik reservoir agar nilainya lebih akurat.
- Menambahkan *capital investment* pada penentuan *objective function*
- Melakukan penelitian tentang penggunaan *Water Alternating Gas* (WAG)

DAFTAR PUSTAKA

- [1] B. Widarsono, "Cadangan dan Produksi Gas Bumi Nasional: Sebuah Analisis atas Potensi dan Tantangannya," 2013.
- [2] Mandadige S. A. P., Ranjith P. G., T. D. Rathnaweera, A. S. Ranathunga, Andrew koay, Xavier Choi, "A review of CO2-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensivity Analysis," 2016.
- [3] E. C. Donaldson, G. V. Chilingarian and T. F. Yen, Enhanced Oil Recovery, Fundamental and Analyses, Netherlands: Elsevier Science Publishing Company Inc, 1985.
- [4] L. W. Lake, Enhanced Oil Recovery, New Jersey: Prentice-Hall, Inc, 1989.
- [5] C. Bohringer, "The Kyoto Protocol: A Review And Perspectives," Oxford Review of Economic Policy, vol. 19, p. 3, 2003.
- [6] A. Goeritno, "Kemungkinan Pengenaan Pajak Terhadap Emisi CO2 Industri".
- [7] S. Aprilia Dwi Handayani, "Kendali Optimal Pada Penurunan Emisi CO2 dan Efek Rumah Kaca Di Indonesia Menggunakan Metode Langsung dan Tidak Langsung," 2011.
- [8] I. Fukai and S. Mishra, "Economic analysis of CO2-Enhanced Oil Recovery," *Greenhouse Green Control*, vol. 52, pp. 357-377, 2016.
- [9] S. Bachu, "Identification of Oil Reservoir Suitable for CO2-EOR and CO2 Storage (CCUS) using reserves databases, with application to Alberta, Canada".
- [10] B. R. Cook, "The Economic Contribution of CO2 Enhanced Oil Recovery in Wyoming 's Economy," 2012.
- [11] G. Khan, "Experimental Studies of Carbon Dioxide Injection for Enhanced Oil Recovery Technique," Esbjerg, 2010.

- [12] M. K. Khan, Fluid Mechanics and Machinery, New Delhi: Oxford University Press, 2015.
- [13] R. B. F.A. Holland, Fluid Flow for Chemincal Engineerings, 1995.
- [14] O. Banete, Towards Modeling Heat Transfer Using A Lattice Boltzmann Method For Porous Media, Ontario, 2014.
- [15] H. D. a. B. Beggs, "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," SPE-AIME, pp. 616-617, 1973.
- [16] J. W. Harbaugh, "Carbonate Oil Reservoir Rocks," Developments in Sedimentology, vol. 9A, pp. 349-398, 1967.
- [17] H. D. R. Singh R. P., "Handling System for Newtonian Liquids," in *Introduction to Food Engineering Fourth edition*, London, Elsevier Inc, 2008.
- [18] e. a. Ce´sar, "Multi-objective optimization of steam power plants for sustainable," *Clean Techn Environ Policy*, pp. 551-566, 2013.
- [19] E. S. R. Seat T. McCoy, "A Model of CO2-Flood Enhanced Oil Recovery with Application Influence on CO2 Storage Costs".
- [20] B. T. R, "Thermal and Hydraulic Impacts Consideration in Refinery Crude Preheat Train Cleaning Scheduling Using Recent Stochastic Optimization Methods," *Applied Thermal Engineering*, vol. 108, pp. 1436-1450, 2016.
- [21] S. Srichai, "Friction Factors For Single Phase Flow In Smooth And Rough Tubes," *Atomization and Sprays*, 2006.
- [22] J. Xu, "Study on relative permeability characteristics affected by displacement pressure gradient: Experimental study and numerical simulation," *Fuel*, pp. 314-323, 2015.
- [23] E. J. S. Graham, "Probabilistic cost estimation methods for treatment of water extracted during CO2 storage and EOR," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, p. 316– 327, 2015.
[24] H. J. Ginting, "Optimasi Kondisi Operasi Steam Injection pada Proses Enhanced Oil Recovery menggunakan Genetic Algorithm," Surabaya, 2015, pp. 7-16.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

LAMPIRAN

LAMPIRAN A Validasi Pemodelan Suhu dan Tekanan pada *Injection Well*

Validasi model pada *injection well* dilakukan melalui membandingkan hasil model dengan hasil simulasi pada perangkat lunak PIPESIM. Tabel divariasikan nilai laju aliran massa injeksi CO₂, terhadap tekanan dan temperatur injeksi yang tetap (1071 psia, 31 C). Nilai variasi merupakan antara nilai 0.304 sampai 0,45 kg/s.

Tabel A1 Validasi model terhadap variasi laju aliran massainjeksi

M (kg/s)	PIPES	SIM	Model Fanning		% error P	% error T
	P out	T out	P out	T out		
0.3044	2146.6350	29.6822	2116.9904	30.0580	1.3810	1.2662
0.3190	2140.7070	29.7484	2117.0553	30.0528	1.1049	1.0233
0.3336	2133.9140	29.8767	2117.1201	30.0479	0.7870	0.5732
0.3482	2127.3200	30.0097	2117.1850	30.0432	0.4764	0.1119
0.3629	2120.9090	30.1771	2117.2500	30.0387	0.1725	0.4585
0.3775	2114.7400	30.3469	2117.3152	30.0344	0.1218	1.0299
0.3921	2108.7970	30.5252	2117.3807	30.0303	0.4070	1.6213
0.4067	2103.0060	30.7119	2117.4465	30.0263	0.6867	2.2325
0.4213	2097.3910	30.9124	2117.5129	30.0224	0.9594	2.8790
0.4359	2091.9480	31.1222	2117.5797	30.0187	1.2253	3.5459
0.4505	2086.6760	31.3394	2117.6471	30.0151	1.4842	4.2257
Average					0.8006	1.7243

Pada Tabel divariasikan tekanan injeksi CO2 dengan laju aliran massa dan temperatur injeksi yang tetap (0.304 kg/s dan 31 C). Nilai variasi ditentukan antara 1071 sampai 1200 psia.

	PIPESIM		Model Fanning		%	%
Р	P out	T out	P out	T out	error P	error T
1071.000	2146.635	29.682	2116.990	30.058	1.381	1.266
1083.900	2203.837	29.473	2148.897	30.052	2.493	1.966
1096.800	2235.276	29.421	2180.802	30.046	2.437	2.125
1109.700	2262.732	29.382	2212.707	30.040	2.211	2.241
1122.600	2288.202	29.360	2244.612	30.035	1.905	2.300
1135.500	2310.450	29.344	2276.516	30.029	1.469	2.335
1148.400	2331.065	29.334	2308.420	30.024	0.971	2.350
1161.300	2351,719	29.330	2340.323	30.018	0.485	2.347
1174.200	2373.038	29.302	2372.225	30.013	0.034	2.428
1187.100	2391.342	29.269	2404.127	30.008	0.535	2.524
1200.000	2409.289	29.245	2436.029	30.003	1.110	2.592
	Average					2.225

Tabel A 2 Validasi model terhadap variasi tekanan injeksi

Pada tabel divariasikan nilai temperatur injeksi terhadap laju aliran massa dan tekanan injeksi yang tetap (0.304 kg/s dan 1071 psia). Nilai variasi temperatur adalah 31-41 C.

	PIPES	SIM	Model Fa	anning	%	%
Т	P out	T out	P out	T out	error P	error T
31	2146.635	29.682	2116.990	30.058	1.381	1.266
32	2045.908	30.526	2108.379	30.415	3.053	0.363
33	2021.617	30.727	2099.713	30.779	3.863	0.167
34	2005.524	30.873	2090.993	31.148	4.262	0.890
35	1993.826	30.989	2082.216	31.524	4.433	1.725
36	1983.607	31.102	2073.381	31.906	4.526	2.584
37	1974.508	31.206	2064.487	32.295	4.557	3.491
38	1966.251	31.294	2055.532	32.691	4.541	4.463
39	1957.678	31.389	2046.514	33.094	4.538	5.433
40	1952.611	31.451	2037.431	33.505	4.344	6.533
41	1946.680	31.522	2028.282	33.924	4.192	7.620
Average					3.972	3.140

Tabel A 3 Validasi model terhadap variasi temperatur injeksi

Variasi	%Error P	%Error T
Laju aliran massa	0.8006	1.7243
Tekanan injeksi	1.366	2.225
Temperatur injeksi	3.972	3.140
Rata-rata	2.046	2.362
Total Rata-rata	2.2	04

Plot grafik dari validasi model untuk pressure ditampilkan pada Gambar A1



Gambar A. 1 Plot validasi model pada *injection well* dengan perangkat lunak PIPESIM

LAMPIRAN B Validasi Pemodelan Suhu dan Tekanan pada Reservoir

Validasi model pada *reservoir* dilakukan melalui membandingkan hasil model dengan hasil simulasi pada perangkat lunak COMSOL. Tabel divariasikan nilai laju aliran massa injeksi CO₂, terhadap tekanan dan temperatur injeksi yang tetap (1071 psia, 31 C). Nilai variasi merupakan antara nilai 0.304 sampai 0.45 kg/s.

Optimized Variable	COMSOL		Model Darcy		% error P	% error T
m (kg/s)	P out	T out	P out	T out		
0.304	1885.129	30.560	1839.020	29.202	2.446	4.443
0.319	1879.201	30.560	1825.869	29.207	2.838	4.427
0.334	1872.408	30.560	1812.730	29.212	3.187	4.411
0.348	1865.814	30.560	1799.602	29.217	3.549	4.396
0.363	1859.403	30.560	1786.485	29.221	3.922	4.382
0.377	1853.234	30.560	1773.380	29.225	4.309	4.369
0.392	1847.291	30.560	1760.287	29.229	4.710	4.356
0.407	1841.500	30.560	1747.206	29.233	5.121	4.344
0.421	1835.885	30.560	1734.136	29.236	5.542	4.332
0.436	1830.442	30.560	1721.079	29.240	5.975	4.321
0.450	1825.170	30.560	1708.033	29.243	6.418	4.310
Average					4.365	4.372

Tabel B 1 Validasi model terhadap variasi laju aliran massa injeksi

Pada Tabel divariasikan tekanan injeksi CO2 dengan laju aliran massa dan temperatur injeksi yang tetap (0.304 kg/s dan 31 C). Nilai variasi ditentukan antara 1071 sampai 1200 psia.

Optimized Variable	COMSOL		Model Darcy		% error	% error
P (psi)	P out	T out	P out	T out	Р	Т
1071	1885.129	30.560	1839.020	29.202	2.446	4.443
1083.9	1942.331	30.560	1870.145	29.198	3.716	4.455
1096.8	1973.770	30.560	1901.273	29.195	3.673	4.468
1109.7	2001.226	30.560	1932.402	29.191	3.439	4.479
1122.6	2026.696	30.560	1963.532	29.188	3.117	4.491
1135.5	2048.944	30.560	1994.665	29.184	2.649	4.502
1148.4	2069.559	30.560	2025.799	29.181	2.114	4.513
1161.3	2090.213	30.560	2056.935	29.178	1.592	4.523
1174.2	2111.532	30.560	2088.072	29.175	1.111	4.533
1187.1	2129.836	30.560	2119.212	29.172	0.499	4.543
1200	2147.783	30.560	2150.353	29.169	0.120	4.553
	Average					

Tabel B 2 Validasi model terhadap variasi tekanan injeksi

Pada tabel divariasikan nilai tempratur injeksi terhadap laju aliran massa dan tekanan injeksi yang tetap (0.304 kg/s dan 1071 psia). Nilai variasi temperatur adalah 31-41 C.

Optimized Variable	COMSOL		Model Darcy		% error P	% error T
T (C)	P out	T out	P out	T out		
31	1885.129	30.560	1839.020	29.202	2.446	4.443
32	1784.402	30.560	1831.926	29546	2.663	3.319
33	1760,111	30.560	1824.809	29.894	3.676	2.178
34	1744.018	30.560	1817.667	30.249	4.223	1.018
35	1732.320	30.560	1810.500	30.610	4.513	0.162
36	1722.101	30.560	1803.309	30.976	4.716	1.362
37	1713.002	30.560	1796.092	31.349	4.851	2.582
38	1704.745	30.560	1788.850	31.729	4.934	3.824
39	1696.172	30.560	1781.582	32.115	5.035	5.088
40	1691.105	30.560	1774.288	32.508	4.919	6.374
41	1685.174	30.560	1766.967	32.908	4.854	7,.684
	Average					

Tabel B 3 Validasi model terhadap variasi temperatur injeksi

Variasi	%Error P	%Error T	
Laju aliran massa	4.365	4.372	
Tekanan injeksi	2.225	4.500	
Temperatur injeksi	4.257	3.458	
Rata-rata	3.615	4.109	
Total Rata-rata	3.862		

Plot grafik dari validasi model untuk pressure ditampilkan pada Gambar B1



Gambar B. 1 Plot validasi model pada *reservoir* dengan perangkat lunak COMSOL

LAMPIRAN C Validasi Pemodelan Suhu dan Tekanan pada *Production Well*

Validasi model pada *production well* dilakukan melalui membandingkan hasil model dengan hasil simulasi pada perangkat lunak PIPESIM. Tabel divariasikan nilai laju aliran massa injeksi CO₂, terhadap tekanan dan temperatur injeksi yang tetap (1071 psia, 31 C). Nilai variasi merupakan antara nilai 0,304 sampai 0,45 kg/s.

	PIPE	ESIM	Model Fanning		%	%
Р	P out	T out	P out	T out	error P	error T
1071	188.653	13.773	190.996	13.726	1.242	0.344
1083.9	219.013	13.774	224.888	13.726	2.682	0.344
1096.8	249474	13.774	230.309	13.726	7.682	0.345
1109.7	279.833	13.774	271.090	13.726	3.124	0.345
1122.6	310.191	13.774	277.769	13.726	10.452	0.346
1135.5	340.650	13.774	284.184	13.726	16.576	0.346
1148.4	371.011	13.774	336.753	13.726	9.234	0.347
1161.3	401.387	13.774	344.901	13.726	14.073	0.347
1174.2	431.849	13.774	411.707	13.726	4.664	0.347
1187.1	462.213	13.774	422.270	13.726	8.642	0.348
1200	492.677	13.774	505.672	13.726	2.638	0.348
Average					7.364	0.346
Total average					3.8	55

Tabel C 1 Validasi model terhadap variasi tekanan injeksi

Pada Tabel divariasikan tekanan injeksi CO2 dengan laju aliran massa dan temperatur injeksi yang tetap (0,304 kg/s dan 31 C). Nilai variasi ditentukan antara 1071 sampai 1200 psia.

Plot grafik dari validasi model untuk pressure ditampilkan pada Gambar C1



Gambar C. 1 Plot validasi model pada *production well* dengan perangkat lunak PIPESIM

LAMPIRAN D Contoh perhitungan *Presure Drop* menggunakan Fanning pada *Injection Well*

Model CO_2 -Flooding pada injection well dilakukan dengan membagi segmentasi pada well setiap kedalaman 50 m. Parameter input yang digunakan pada model adalah seperti yang tertera pada Tabel D.1

Parameter	Nilai	Satuan
Gravitasi	9.8	m/s^2
Faktor Gravitasi	1	Kg.m/N.s2
Diameter aliran	0.089	m
Kedalaman sumur	700	m
Tekanan injeksi	1071	psia
Temperatur	31	С
Laju massa uap injeksi	0,30443	kg/s
Tebal tubing	0.005	m
Absolute roughness	0.0000254	m
Koefisien perpindahan panas	2	Btu/h.F.ft2

Tabel D. 1 kondisi input pemodelan Fanning

Sedangkan rumus yang digunakan untuk menghitung *pressure drop* adalah sebagai berikut:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{2f\rho v^2}{g_c D} + \frac{\rho g}{g_c} \tag{1}$$

Untuk nilai f pada metode Fanning didapatkan melalui persamaan berikut

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0\log_{10}\left[0.2698\left(\frac{\varepsilon}{D}\right) - \frac{5.0452}{Re}\log_{10}\left\{0.3539\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}}\right\}\right]$$
(2)

Sebelumnya diperlukan nilai bilangan Reynold dari aliran injeksi melalui persamaan

$$N_{Re} = \frac{\rho. v. d}{\mu} \tag{3}$$

• Menghitung N_{Re}

$$N_{Re} = \frac{253.303 * 0.193 * 0.089}{0.0000219} = 198261.85$$

• Menghitung f

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log_{10} \left[0.2698 \left(\frac{0.0000254}{0.005} \right) - \frac{5.0452}{198261.85} \log_{10} \left\{ 0.3539 \left(\frac{0.0000254}{0.005} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{198261.85^{0.8981}} \right\} \right]$$
$$= 0,00776$$

• Menghitung *Pressure Drop*

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{20.00776 \times 253.303 \times 0.193^2}{1 \times 0.089} + \frac{253.303 \times 9.8}{1} = 3849,3371 \frac{Pa}{m}$$

Sehingga apabila tekanan injeksi adalah 1071 psia dan pressure drop didapatkan sebesar 3849,3371 $\frac{Pa}{m}$ maka tekanan pada segment berikutnya sebesar 1098.914 psia.

LAMPIRAN E Contoh perhitungan *pressure drop* menggunakan metode Darcy pada *reservoir*

Parameter input yang digunakan dalam perhitungan Pressure drop pada reservoir adalah seperti yang tercantum pada Tabel

Tabel E. 1 kondisi input pemodelan reservoir dengan Darcy

Parameter	Nilai	Satuan
Jarak injection-production well	100	m
Tebal formasi	35.052	m
Permeabilitas	6992	mD
Porositas	0.345	-
Deg API	11	° API

Persamaan Darcy mengenai permeabilitas dapat dilihat pada persamaan (2.7)

$$\Delta P = \frac{\mu q L}{kA}$$

- Menghitung μ pada P = 1512.696 psia dan T = 52.77 C
 - $\mu = 0.03654 Kg/ms$ berdasarkan tekanan dan temperatur di reservoir
- Menghitung q

$$q = \frac{m}{\rho} = \frac{0.30443 \ kg/s}{977.916 \frac{kg}{m^3}} = 0.000311 \ m^3/s$$

• Menghitung L

L merupakan panjang segment pada reservoir yang ditentukan yakni 10 m. Dengan jarak total segmen yakni 100 m.

$$L = 10$$

• Menghitung *k*

$$k = 6992 mD$$

 $k = 6.992 D x 9.869E - 9 cm^{2}$
 $k = 6.9004E - 12m^{2}$

• Menghitung A

$$A = \frac{\pi d^2}{4}$$
$$A = \frac{\pi 35.052^2}{4}$$
$$A = 964.48452 \ m^2$$

• Menghitung ΔP

$$\Delta P = \frac{0.03654 * 0.000311 * 10 * 0.000145038}{6.9004E - 12 * 964.484}$$
$$\Delta P = 4.214 \ (psi)$$

LAMPIRAN F Contoh perhitungan *pressure drop* pada *production well*

Segmentasi pada *production well* sama seperti *injection well* yakni 50 m. Serta dengan kondisi input yang sama pada Tabel D.1

Untuk mendapatkan nilai *pressure drop* pada *production well* digunakan persamaan berikut

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{2 \cdot f_{tp} \cdot \rho \cdot v^2}{g_c \cdot d} - \frac{g}{g_c} \rho$$

Sebelumnya diperlukan untuk menghitung variabel lain terlebih dahulu

• Menghitung q

$$q = \frac{m}{\rho}$$

$$q = \frac{0.30443}{977.918}$$

$$q = 0.000311 \text{ m}^3/\text{s}$$

• Menghitung *A*

$$A = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi 0.089^2}{4}$$

$$A = 0.0062179 \ m^2$$

- Menghitung v $v = \frac{q}{A}$ $v = \frac{0.000311}{0.0062179}$ v = 0.05006 m/s
- Menghitung σ $\sigma = 0.07275 \times (1 - 0.002 \times (T - 291))$ $\sigma = 0.07275 \times (1 - 0.002 \times (525.51031 - 291))$ $\sigma = 0.038628749$
- Menghitung N_{LV} $N_{LV} = v \left(\frac{\rho}{g\sigma}\right)^{0.25}$ $N_{LV} = 0.05006 \left(\frac{977.918}{9.8 \times 0.038628749}\right)^{0.25}$ $N_{LV} = 0.3104$
- Menghitung N_{Fr}

$$Fr = \frac{v^2}{gd}$$

$$Fr = \frac{0.000311^2}{9.8 \times 0.089}$$

$$Fr = 0.00287$$

• Menghitung
$$H_L(0)$$

- Jika $N_{FR} < L_1$ maka pola aliran *segreagated*. -
- -Jika $N_{FR} > L_1$ dan $N_{FR} > L_2$ maka pola aliran adalah distributed.
- Jika $L_1 < N_{FR} < L_2$ maka pola aliran *intermittent*. -
- L_1 dan L_2 dinyatakan dalam persamaan: -

Dimana: $X = \ln(\lambda)$

$$X = \ln(1)$$

$$X = 0$$

$$L_{1} = \exp(-4.62 - 3.757X - 0.481X^{2} - 0.0207X^{3})$$

$$L_{1} = \exp(-4.62 - 3.757 \times (0) - 0.481 \times (0)^{2} - 0.0207X \times (0)^{3})$$

$$L_{1} = 0.009852796$$

$$L_{2} = \exp(1.061 - 4.602X - 1.609X^{2} - 0.179X^{3} + 0.635 \times 10^{-3}X^{5})$$

$$L_{2} = \exp(1.061 - 4.602 \times (0) - 1.609 \times (0)^{2} - 0.179 \times (0)^{3} + 0.635 \times 10^{-3} \times (0)^{5})$$

$$L_{2} = 2.999259904$$

 $L_2 = 2.889258804$

Nilai $N_{FR} < L_1$, sehingga pola aliran nya adalah segreagated.

$$H_L(0) = \frac{0.98\lambda^{0.4846}}{N_{FR}^{0.0868}}$$

$$H_L(0) = \frac{0.98(1)^{0.4846}}{(0.00287)^{0.0868}}$$

$$H_L(0) = 1.62886$$

.

Menghitung
$$\Psi$$

$$C = (1 - \lambda) \ln \left[\frac{4.7 N_{LV}^{0.1244}}{\lambda^{0.3692} N_{FR}^{0.5056}} \right]$$

$$C = (1 - 1) \ln \left[\frac{4.7 \times 0.3104^{0.1244}}{1^{0.3692} \times 0.00287^{0.5056}} \right]$$

$$C = 0$$

$$\Psi = 1 + C \left(\sin \phi - \frac{1}{3} (\sin \phi)^3 \right)$$

$$\Psi = 1 + 2.3691 \times \left(\sin \phi - \frac{1}{3} (\sin \phi)^3 \right)$$

$$\Psi = 1$$

Dengan nilai $\emptyset = 1,8\theta$, pada kasus ini nilai θ adalah -90° karena aliran vertikal kebawah

• Menghitung $H_L(\theta)$

$$\frac{H_L(\theta)}{H_L(0)} = \Psi$$
$$H_L(\theta) = \Psi \times H_L(0)$$
$$H_L(\theta) = 1 \times 1.62886$$
$$H_L(\theta) = 1.62886$$

• Menghitung S

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2}$$

$$y = \frac{1}{[1.62886]^2}$$

$$y = 0.37699$$

$$S = \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 \ln y - 0.8725 (\ln y)^2 + 0.01853 (\ln y)^4}$$

$$S = 0.245727189$$

• Menghitung f_{ns}

Diperlukan nilai Reynold *number* untuk menghitung variable ini, nilai Reynold *number* untuk aliran dua fasa didapatkan melalui persamaan berikut ini.

$$N_{Re} = \frac{[\rho . v. d]}{\mu}$$
$$N_{Re} = \frac{[977.918 \times 0.05006 \times 0.089]}{0.03654376}$$

$$N_{Re} = 119.237964$$

$$f_{ns} = \left[2log\left(\frac{N_{Re}}{4.5223\log(N_{Re} - 3.8215)}\right)\right]^{-2}$$

$$f_{ns} = \left[2log\left(\frac{1721873.766}{4.5223\log(1721873.766 - 3.8215)}\right)\right]^{-2}$$

$$f_{ns} = 0.010632614$$

- Menghitung f_{tp} Berdasarkan, maka diperlukan nilai f_{ns} dan S.
 - $\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^{S}$ $f_{tp} = f_{ns} \cdot e^{S}$ $f_{tp} = 0.010632614 \cdot e^{0.245727189}$ $f_{tp} = 1.278550723$
- Menghitung $\frac{\partial p}{\partial z}$

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{2 \cdot f_{tp} \cdot \rho \cdot v^2}{g_c \cdot d} - \frac{g}{g_c} \rho$$

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{2 \times 1.278550723 \times 977.918 \times 0.05006^2}{1 \times 0.09} + \frac{9.8}{1}977.918$$
$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = 10899.87734 \frac{Pa}{m}$$

Sehingga apabila tekanan campuran pada reservoir 1512 psia, dengan *pressure drop* 10899.87734 $\frac{Pa}{m}$, maka output tekanan segment pertama (segment n) adalah 1433,651616 psia. Dengan nilai tekanan ini, maka temperature juga akan berubah dari 52.7778 °C menjadi 50.374 °C. Perubahan tekanan dan suhu ini mengakibatkan perubahan pada semua properties steam, maka dari itu output segment n, akan menjadi input untuk segment n+1 dan seterusnya.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

BIODATA PENULIS



Nama lengkap penulis adalah Arfiq Isa Abdillah, lahir di kota Malang pada tanggal 13 Juli 1996 dari ayah bernama Taufiq Burhan dan ibu bernama Asmawatie Rosvidah. Penulis merupakan anak ketiga dari empat bersaudara. Pada tahun 2008 penulis menyelesaikan Pendidikan setara SD di MIN Malang I, pada 2010 menyelesaikan tahun

pendidikan setara SMP di MTsN Malang I, pada tahun 2013 menyelesaikan pendidikan di SMA Negeri 3 Malang. Pada tahun yang sama, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Departemen Teknik Fisika ITS. Hingga tahun ketiga, penulis telah aktif dalam beberapa organisasi dan kepanitiaan, seperti menjadi staff Departemen Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa di Himpunan Mahasiswa Teknik Fisika ITS (HMTF ITS) periode 2014-2015, menjadi panitia acara yang diadakan oleh BEM ITS yakni ITS EXPO 2014. Pada Tahun 2015. berkesempatan penulis untuk mendapatkan pengalaman memimpin organisasi HMTF ITS untuk periode 2015-2016 sebagai Ketua HMTF ITS. Pada bulan Oktober 2017 penulis telah menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul Optimisasi Peningkatan Produksi Minyak Pada CO₂-Flooding Enhanced Oil Recovery. Bagi pembaca yang memiliki kritik, saran atau ingin berdiskusi lebih lanjut mengenai tugas akhir ini, maka dapat menghubungi penulis melalui email: isabdillah@gmail.com