



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KELAYAKAN TEKNO-EKONOMI PEMANFAATAN
PANAS BUMI UNTUK *ENHANCED OIL RECOVERY*
DAN PEMODELAN RESERVOIR**

SKRIPSI

NADHILAH REYSELIANI

1206261270

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
DEPOK
JUNI 2016**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KELAYAKAN TEKNO-EKONOMI PEMANFAATAN
PANAS BUMI UNTUK *ENHANCED OIL RECOVERY*
DAN PEMODELAN RESERVOIR**

SKRIPSI

NADHILAH REYSELIANI

1206261270

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
DEPOK
JUNI 2016**

Universitas Indonesia

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri dan semua sumber, baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar

Nama : Nadhilah Reyseliani

NPM : 1206261270

Tanda Tangan :



Tanggal : 16 Juni 2016

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini disusun oleh:

Nama : Nadhilah Reyseliani
NPM : 1206261270
Program Studi : Teknik Kimia
Judul : Analisis Kelayakan Tekno-Ekonomi Pemanfaatan Panas Bumi Untuk *Enhanced Oil Recovery* dan Pemodelan Reservoir

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Prof. Dr. Ir. Widodo W. Purwanto, DEA.

Pembimbing II : Dr. rer. nat. Ir. Yuswan Muharam, M.T.

Penguji : Prof. Ir. Mahmud Sudibandriyo, M.Sc., Ph.D.

Penguji : Dr. Ir. Asep Handaya Saputra, M.Eng.

Ditetapkan di Departemen Teknik Kimia Universitas Indonesia, Depok

Tanggal :

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT karena hanya atas izin, rahmat, dan anugerah-Nya penulis dapat menyelesaikan penulisan buku skripsi yang berjudul “Analisis Kelayakan Tekno-Ekonomi Pemanfaatan Panas Bumi untuk *Enhanced Oil Recovery* dan Pemodelan Reservoir”. Penulisan skripsi ini dilakukan untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Kimia pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa penulisan skripsi ini sangat dibantu oleh berbagai pihak. Oleh karena itu, izinkan penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Prof. Dr. Ir. Widodo W. Purwanto, DEA selaku dosen pembimbing yang telah menyisihkan banyak waktu untuk berdiskusi dan memberikan dukungan moral selama penyusunan skripsi ini.
2. Dr. rer. nat. Ir. Yuswan Muharam, M.T selaku dosen pembimbing kedua sekaligus kepala laboratorium SPK yang telah menyisihkan banyak waktu dan mencurahkan pikiran dalam diskusi untuk membantu saya dalam menimba ilmu dan menyusun skripsi ini.
3. Dr. Ir. Setiadi M.Eng., selaku pembimbing akademik yang selalu memberikan saya semangat dalam bidang perkuliahan.
4. Ir. Yuliusman, M.Eng., selaku koordinator mata kuliah skripsi Teknik Kimia FTUI.
5. Para dosen Departemen Teknik Kimia FTUI dan staff yang telah memberikan ilmu, wawasan, dan dukungannya.
6. Keluarga penulis, Vareta Giani, Megi Maurita, Ardira Aristori, Ahmad Fauzan, Ali Hadi, Izmir, Syamira, dan Rafaniel yang telah memberikan doa, kasih sayang, perhatian, dan dukungan baik secara moral maupun material.
7. M. Fatah Karyadi dan Zulfa Hudaya yang telah menermani, memberikan semangat, dan dukungan secara moral selama penyusunan skripsi ini.
8. Teman-teman Cekeco dan D'benga yang telah menemani dan memberikan bantuan selama penyusunan skripsi.

9. Rahmanaji, Amanda Maharani, Irko Hasby, dan M. Nizami selaku rekan-rekan dari ITB yang membantu dan memberikan gambaran akan topik migas.
10. Rekan seperjuangan dibawah satu pembimbing Irpan, Dyo, Alif, Meli, Julius, Eni, dan terkhusus Osman serta Kiky yang bersama-sama berjuang dalam menimba ilmu untuk skripsi.
11. Semua teman-teman Teknik Kimia angkatan 2012 yang selalu memberikan dukungan dan doa.
12. Pihak-pihak lain yang tidak dapat disebutkan satu persatu, karena telah membantu dalam penyusunan skripsi ini baik langsung maupun tak langsung.

Penulis berharap Allah SWT berkenan membalas semua kebaikan yang penulis peroleh dari berbagai pihak yang telah membantu penulis. Semoga penulisan skripsi ini dapat memberikan kontribusi dan manfaat bagi perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi.

Depok, Juni 2016

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Nadhilah Reyseliani
NPM : 1206261270
Program Studi : Teknik Kimia
Departemen : Teknik Kimia
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (Non-exclusive Royalty-Free Right)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

ANALISIS KELAYAKAN TEKNO-EKONOMI PEMANFAATAN PANAS BUMI UNTUK *ENHANCED OIL RECOVERY* DAN PEMODELAN RESERVOIR

Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada Tanggal : 29 Juni 2016
Yang Menyatakan


(Nadhilah Reyseliani)

ABSTRAK

Nama : Nadhilah Reyseliani
Program Studi : Teknik Kimia
Judul Skripsi : Analisis Kelayakan Tekno-Ekonomi Pemanfaatan Panas Bumi Untuk *Enhanced Oil Recovery* dan Pemodelan Reservoir

Proses produksi kukus untuk steam flooding umumnya menggunakan gas alam sebesar 1,7 Tcf/tahun. Sementara itu, proyek steamflood umumnya merupakan proyek jangka panjang dan gas alam sudah mulai langka serta harganya mahal diseluruh plosok dunia. Untuk itu perlu dilakukan penelitian skema produksi kukus alternatif untuk mengatasi permasalahan tersebut. Penelitian skema produksi dilakukan menggunakan perangkat lunak ASPEN HYSYS dan kemudian kualitas kukus yang diproduksi akan dievaluasi dalam penerapannya pada operasi steamflood menggunakan perangkat lunak COMSOL dan CMG. Skema pemanfaatan panas bumi mampu meningkatkan rekoveri hingga 60% dengan biaya produksi kukus yang lebih hemat 12% dengan jarak terjauh lapangan minyak dan lapangan panas bumi 30 km untuk kemungkinan penerapan skema ini. Selain itu, pada penelitian ini dilakukan tinjauan singkat untuk sistem lapangan panas bumi yang terdedikasi untuk proyek steamflood dimana terdapat 1 lapangan minyak yang 100% prosesnya menggunakan skema ini dan 1 lapangan minyak 70% prosesnya menggunakan skema ini.

Kata kunci: Panas Buang Panas Bumi, *Enhanced Oil Recovery*, *Steamflooding*, Pemodelan Reservoir.

ABSTRACT

Name : Nadhilah Reyseliani
Major : Chemical Engineering
Title : Techno-Economic Feasibility Analysis of Geothermal Energy Utilization for Enhanced Oil Recovery and Reservoir Modelling

The steam reduction process for steam flooding generally use natural gas at 1.7 Tcf/year. Meanwhile, steamflood project is generally a long-term project and natural gas is already scarce and expensive throughout the world. Therefore, it is necessary to find alternatives steam production process scheme to overcome these problems. Research conducted using ASPEN HYSYS to simulate steam production process and furthermore it will be evaluated in its steamflood operations application using software COMSOL and CMG. Geothermal energy utilization schemes can improve recovery by up to 60% to the cost of steam production more efficient by 12% with the furthest distance the field of oil and geothermal field 30 km to the possibility of applying this scheme. Additionally, in this study conducted a brief review of the system of geothermal field fully dedicated to steamflood projects where there are one oil field to 100% process using this scheme and one 70% oil field process using this scheme.

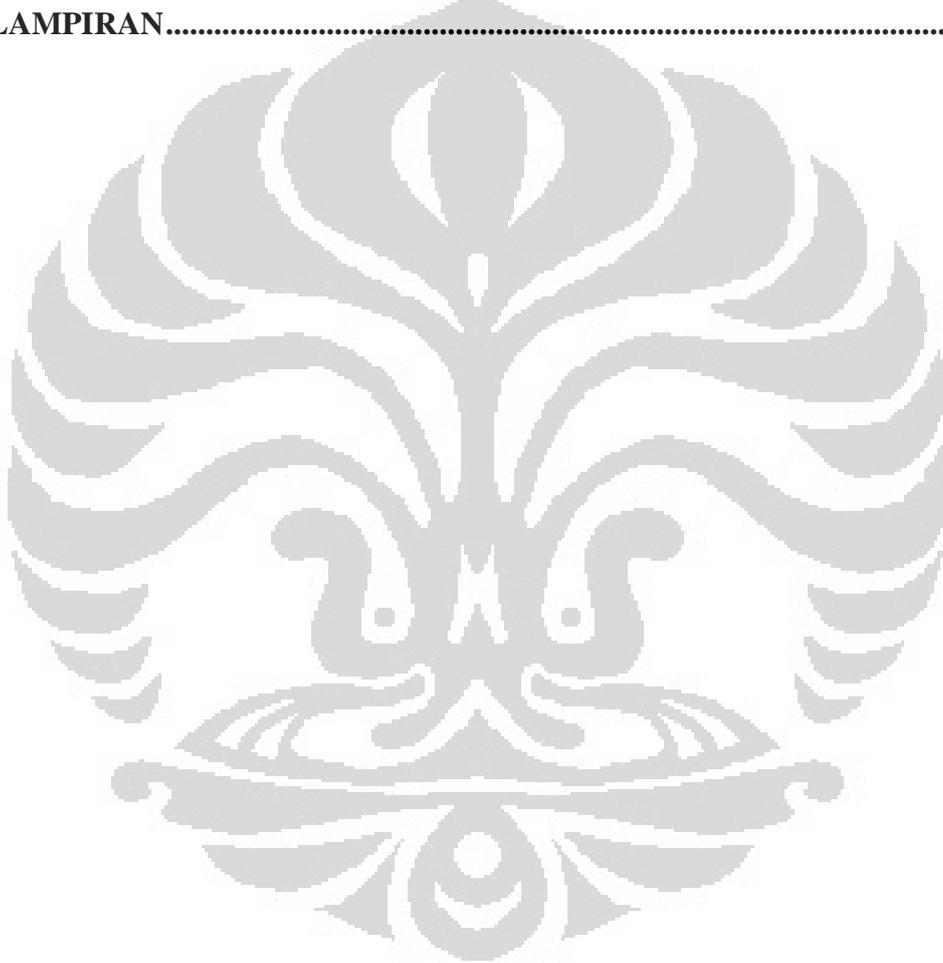
Keywords: Geothermal Waste Heat, Enhanced Oil Recovery, Steamflooding, Reservoir Modelling.

DAFTAR ISI

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR TABEL	xv
NOMENKLATUR	xvi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Sistematika Penulisan.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 <i>State of The Art</i>	5
2.2 Panas Bumi.....	6
2.2.1 Klasifikasi Sistem Panas Bumi	6
2.2.2 Pemanfaatan Langsung Energi Panas Bumi.....	7
2.3 Sistem Perpipaan	18
2.4 Minyak Mentah dan Karakteristiknya.....	24
2.4.1 Densitas dan Gravitasi Spesifik.....	24
2.4.2 Kandungan Sulfur	26
2.4.3 Viskositas	26
2.5 Reservoir Minyak	27
2.5.1 Karakteristik Reservoir	27
2.6 Metode Produksi	31
2.6.1 <i>Primary Recovery</i>	32
2.6.2 <i>Secondary Recovery</i>	34
2.6.3 <i>Tertiary Recovery (Enhanced Oil Recovery)</i>	35
2.6.4 Infill Recovery.....	49
2.6.5 Kondisi Penggunaan <i>Enhanced Oil Recovery</i> Saat Ini	49
2.6.6 Pertimbangan Penerapan <i>Enhanced Oil Recovery</i>	49
2.6.7 <i>Oil Recovery</i>	51

2.6.8	Efisiensi Sapuan	51
2.7	<i>Steam Flooding</i>	51
2.7.1	Unit Produksi Kukus pada <i>Steam Flooding</i>	51
2.7.2	Pemodelan <i>Steam Flooding</i>	53
2.8	Analisis Ekonomi	57
2.8.1	Biaya Kapital.....	57
2.8.2	Biaya Operasional	61
BAB III METODE PENELITIAN		63
3.1	Diagram Alir Penelitian	63
3.2	Prosedur Penelitian.....	64
3.2.1	Ditentukan Skema, Batasan Sistem, dan Asumsi pada Penelitian	64
3.2.2	Ditentukan Batasan Pemodelan pada HYSYS	66
3.2.3	Simulasi Sistem Produksi Kukus	66
3.2.4	Ditentukan Batasan Pemodelan dan Geometri pada COMSOL.....	67
3.2.5	Model dengan COMSOL Dikembangkan.....	68
3.2.6	Verifikasi Model	68
3.2.7	Validasi Model	68
3.2.8	Simulasi Reservoir dengan CMG Star	69
3.2.9	Simulasi Reservoir	69
3.2.10	Data Operasi <i>Steamflood</i> Divariasikan	69
3.2.11	Analisis Teknis dan Ekonomi	69
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		70
4.1	Pemodelan	70
4.1.1	Parameter Proses	70
4.1.2	Geometri dan Meshing	70
4.1.3	Kondisi Awal dan Kondisi Batas	71
4.1.4	Penyusunan Konstanta dan Persamaan	73
4.1.5	Persamaan.....	73
4.2	Pendahuluan Analisis	78
4.3	Hasil Simulasi Sistem Produksi Kukus.....	80
4.3.1	Rasional Output.....	80
4.3.2	Analisis Pengaruh Skema Proses Produksi Kukus terhadap Kebutuhan Bahan Bakar <i>Steam Generator</i>	83
4.3.3	Jarak Maksimum Sistem Perpipaan dalam Sistem Produksi Kukus Menggunakan Panas Bumi.....	86
4.3.4	Analisis Pengaruh Skema Produksi Kukus terhadap Harga Kukus	89
4.4	Hasil Simulasi <i>Steam Flooding</i> (EOR) Menggunakan COMSOL.....	93

4.5	Hasil Simulasi <i>Steam Flooding</i> (EOR) Menggunakan CMG	94
4.5.1	Validasi Reservoir	94
4.5.2	Evaluasi Kinerja Reservoir	98
4.6	Pemilihan Skema Terbaik	103
4.7	Penerapan Skema Terpilih di Indonesia	104
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....		106
5.1	Kesimpulan.....	106
5.2	Saran.....	106
DAFTAR PUSTAKA		107
LAMPIRAN.....		111



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Aplikasi Panas Bumi	8
Gambar 2.2 Skema Pemanfaatan Langsung Panas Bumi.....	9
Gambar 2.3 Pemilihan Jenis Pompa	11
Gambar 2.4 Efisiensi Pompa	12
Gambar 2.5 Selongsong Penukar Kalor	13
Gambar 2.6 Ssitem Fluida Panas dan Dingin pada Penukar Kalor	13
Gambar 2.7 Faktor Pengotor pada Penukar Kalor.....	14
Gambar 2.8 Sistem Panas Bumi menggunakan <i>Plate Heat Exchanger</i>	15
Gambar 2.9 <i>Shell and Tube Heat Exchanger</i>	16
Gambar 2.10 <i>Downhole Heat Exchanger</i>	17
Gambar 2.11 Pola Aliran berdasarkan Beggs and Brill.....	19
Gambar 2.12 Grafik Penentuan Diameter Pipa Kukus.....	23
Gambar 2.13 Viskositas dari Minyak Mentah sebagai Fungsi Temperatur pada Berbagai Gravitasi API	27
Gambar 2.14 Plot Tekanan terhadap Kedalaman	30
Gambar 2.15 Metode Pemerolehan Hidrokarbon.....	32
Gambar 2.16 Methoded <i>Enhanced Oil Recovery</i>	35
Gambar 2.17 Skema Efisiensi Sapuan.....	37
Gambar 2.18 Penerapan EOR pada Sektor yang Berbeda.....	38
Gambar 2.19 Skema Injeksi Kukus Siklik.....	39
Gambar 2.20 Skema <i>Steam Flooding</i>	41
Gambar 2.21 Profil Temperatur dan Saturasi dari Metode <i>Steam Flooding</i>	42
Gambar 2.22 Pengaruh Porositas Terhadap Tingkat Pemerolehan Kembali Minyak	43
Gambar 2.23 Pengaruh Ketebalan Reservoir Terhadap Tingkat Pemerolehan Kembali Minyak.....	44
Gambar 2.24 Pengaruh Kualitas Kukus terhadap Tingkat Pengembalian Minyak	45
Gambar 2.25 Skema SAGD.....	46
Gambar 2.26 Proyek Berbasis EOR	49
Gambar 2.27 Teknologi EOR.....	50
Gambar 2.28 <i>Once through Steam Generator</i>	52
Gambar 2.29 Indeks Harga.....	58
Gambar 2.30 Harga Dasar Pipa	61
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian.....	63
Gambar 3.2 Process Flow Diagram Penelitian Skema 1	64
Gambar 3.3 Process Flow Diagram Penelitian Skema 2	65
Gambar 3.4 Process Flow Diagram Penelitian Skema 3	65
Gambar 3.5 Geometri Reservoir pada COMSOL	67
Gambar 3.6 Geometri Reservoir pada CMG Stars	68
Gambar 4.1 Geometri dan <i>Meshing</i> Reservoir pada COMSOL.....	71
Gambar 4.2 Simulasi HYSYS Skema 2	84
Gambar 4.3 Simulasi Skema 1	85
Gambar 4.4 Simulasi Skema 3	85

Gambar 4.5 Pengaruh $P_{p,out}$ terhadap Panjang Pipa pada Skema 3 ($P_{p,out} = 28$ bar)	87
Gambar 4.6 Pengaruh $P_{p,out}$ terhadap Panjang Pipa pada Skema 3 ($P_{p,out} = 30$ bar)	87
Gambar 4.7 Pengaruh $P_{p,out}$ terhadap Panjang Pipa pada Skema 3 ($P_{p,out} = 32$ bar)	87
Gambar 4.8 LCOE Skema 2 dan 3	92
Gambar 4.9 Kurva Konvergensi COMSOL	93
Gambar 4.10 Profil Produksi Minyak Kumulatif terhadap Waktu	95
Gambar 4.11 Besarnya Rekoverti terhadap Waktu	95
Gambar 4.12 Profil Saturasi Fasa Pada Waktu $h = 0$ (a) Kukus (b) Minyak	96
Gambar 4.13 Profil Saturasi Fasa Pada Waktu $h = 33$ (a) Kukus (b) Minyak	97
Gambar 4.14 Profil Saturasi Fasa Pada Waktu $h = 365$ (a) Kukus (b) Minyak	97
Gambar 4.15 Profil Suhu Reservoir	98
Gambar 4.16 Pengaruh Variasi Tekanan Injeksi terhadap Produksi Kumulatif Minyak	99
Gambar 4.17 Pengaruh Variasi Tekanan Injeksi terhadap Rekoverti	99
Gambar 4.18 Profil Saturasi Kukus pada Variasi Tekanan Injeksi pada Reservoir (a) 24 b (b) 26 (c) 29,6 bar pada Hari ke 147	100
Gambar 4.19 Profil Saturasi Kukus pada Variasi Variasi Tekanan Injeksi pada Reservoir (a) 24 b (b) 26 (c) 29,6 bar pada Hari ke 147	101
Gambar 4.20 Pengaruh Variasi Suhu Injeksi terhadap Produksi Kumulatif Minyak	101
Gambar 4.21 Pengaruh Variasi Suhu Injeksi terhadap Rekoverti	102
Gambar 4.22 Profil Saturasi Kukus pada Variasi Suhu Injeksi pada Reservoir (a) 433 b (b) 450 (c) 638°F pada Hari ke 77	103
Gambar 4.23 Profil Saturasi Minyak pada Variasi Suhu Injeksi pada Reservoir (a) 433 b (b) 450 (c) 638°F pada Hari ke 77	103
Gambar 4.24 Profil Suhu pada Variasi Suhu Injeksi pada Reservoir (a) 433 (b) 450 (c) 638°F pada Hari ke 30	103
Gambar 4.25 Jarak Lapangan Panas Bumi Sarulla dengan Lapangan Minyak Duri	105

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>State of the Art</i>	5
Tabel 2.2 Klasifikasi Sistem Panas Bumi	6
Tabel 2.3 Heuristik Pompa.....	10
Tabel 2.4 Perbandingan Penukar Kalor <i>Shell and Tube</i> dengan <i>Plate Heat Exchanger</i>	16
Tabel 2.5 Heuristik Penukar Kalor.....	17
Tabel 2.6 Model Korelasi Persamaan Aliran Dua Fasa	18
Tabel 2.7 Koefisien a, b, dan c Pada Persamaan Korelasi Beggs dan Brill	20
Tabel 2.8 Koefisien d, e, f, dan g Pada Persamaan Korelasi Beggs dan Brill.....	21
Tabel 2.9 Ketebalan Insulasi Pipa Kukus.....	24
Tabel 2.10 Klasifikasi Minyak Mentah Berdasarkan Gravitasi API.....	25
Tabel 2.11 Tingkat Rekoveri Metode EOR.....	39
Tabel 2.12 Kriteria Penerapan Metode Steam Flooding	45
Tabel 2.13 Kriteria Penggunaan Metode EOR.....	50
Tabel 2.14 Heuristik <i>Steam Generator</i>	52
Tabel 2.15 Data Tipikal Kelebihan Udara.....	53
Tabel 2.16 Faktor Koreksi Suhu.....	58
Tabel 2.17 Faktor Koreksi Tekanan	59
Tabel 2.18 Faktor Koreksi Jenis Material	59
Tabel 2.19 Faktor Koreksi Panjang <i>Tube</i>	59
Tabel 2.20 Faktor Koreksi Jenis Material untuk Tipe <i>Shell and Tube</i>	60
Tabel 2.21 Perhitungan Biaya Operasional	62
Tabel 4.1 Parameter Modeling	70
Tabel 4.2 Kondisi Awal.....	71
Tabel 4.3 Kondisi Batas	72
Tabel 4.4 Konstanta dan Persamaan.....	73
Tabel 4.5 Skema Proses Produksi Kukus	78
Tabel 4.6 Data Proyek Steam Flooding.....	80
Tabel 4.7 Rasional output Pompa Skema 1, 2, dan 3.....	80
Tabel 4.8 Rasional output Penukar Kalor Skema 3.....	81
Tabel 4.9 Rasional output <i>Steam Generator</i> Skema 1 dan 3.....	82
Tabel 4.10 Rasional output Sistem Perpipaan	83
Tabel 4.11 Kondisi Aliran Air Keluaran Penukar Kalor Skema 2 (a) 28, (b) 30, (c) 32 Bar.....	84
Tabel 4.12 Pengaruh Skema Proses terhadap Kebutuhan Bahan Bakar	85
Tabel 4.13 Panjang Maksimal Sistem Perpipa untuk Skema 3	88
Tabel 4.14 Biaya Kapital Skema 1	90
Tabel 4.15 Biaya Kapital Skema 3	90
Tabel 4.16 Biaya Operasional Skema 1	90
Tabel 4.17 Biaya Operasional Skema 3	91
Tabel 4.18 Jarak Lapangan Minyak dan Lapangan Panas Bumi di Indonesia... 105	

NOMENKLATUR

Simbol

A	Area blok
c_i	Kapasitas panas fasa i
c_R	Kompresibilitas batuan reservoir
H	Tinggi
k	Permeabilitas
k_{ri}	Permeabilitas relative fasa i
K_H	Kapasitas panas batuan reservoir
p_i	Tekanan dari fasa i
p_c	Tekanan kapiler
p_{wf}	Tekanan sumur
q_{conv}	Laju kondensasi kukus
q_H	Laju alir panas
q_i	Laju alir fluida i
q_L	Panas yang hilang
T	Suhu
U_R	Energi internal batuan
U_i	Energi internal fasa i
r_1	Jari-jari internal selongsong
r_2	Jari-jari eksternal selongsong
P_{cr}	Tekanan kritis
h_i	Entalpi fasa i
v_b	Volume blok
α_c	Koefisien unit konversi
β_c	Koefisien unit konversi
β_i	Koefisien ekspansi termal
γ	Gravitasi spesifik
γ_i	Gravitasi spesifik fasa i
ρ_i	Densitas fasa i

ρ_{ref}	Densitas referensi
μ_i	Viskositas fasa i
φ	Porositas
φ_0	Porositas awal
t	Waktu
u_i	Kecepatan fluida i
h_i	Entalpi fasa i
S_i	Kejenuhan fasa i
P_r	Tekanan tereduksi
N_{FR}	Bilangan Froude
y_l	<i>Liquid holdup</i>
F_{kpg}	gaya tekan akibat adanya gradien tekanan disepanjang pipa
F_{kg}	<i>gaya gravitasi disepanjang pipa akibat adanya inklinasi</i>
R_{ki}	gaya gesek dari antar fasa
R_{kw}	<i>gaya friksi dari dinding</i>
S_{ki}	<i>tegangan permukaan dari antar fasa</i>
S_{kw}	<i>tegangan permukaan dari dinding</i>
B_{ooi}	<i>Formation volume factor</i>
R	Faktor rekoverti
D_{SG}	<i>Duty steam generator</i>
$P_{p,out}$	Tekanan keluaran pompa
CAPEX	Biaya kapital
OPEX	Biaya operasional

Subskrip

<i>i</i>	Fasa i
<i>k</i>	Fasa k
<i>o</i>	Minyak
<i>w</i>	Air
<i>g</i>	Kukus
<i>W</i>	Sumber lain

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan Negara yang dianugerahi dengan sumber daya panas bumi yang melimpah. Potensi energi panas ini tersebar di 265 lokasi pada 26 provinsi dengan total potensi energi 28,1 GWe atau setara dengan 12 milyar barel minyak untuk masa operasi 30 tahun. Hingga saat ini, pemanfaatan energi panas bumi di Indonesia baru mencapai 4% dari seluruh potensi yang ada (Kementerian ESDM, 2012). Fokus pembangunan panas bumi di Indonesia saat ini masih terpaku pada pemanfaatan secara tidak langsung sebagai pembangkit listrik, sedangkan pemanfaatan langsung panas bumi masih jauh tertinggal (Kementerian ESDM, 2012).

Disisi lain, bangsa Indonesia sedang dihadapi krisis energi berbasis bahan bakar fosil. Pada tahun 2013 produksi minyak di Indonesia hanya sebesar 825.000 barel setiap harinya dari target produksi 840.000 barel per hari (SKK Migas, 2014). Penurunan tingkat produksi ini dikarenakan permintaan akan bahan bakar fosil terus meningkat sementara sumur minyak sudah mulai menua dan cadangan minyak konvensional yang sudah menipis. Hal ini sangat memungkinkan cadangan minyak akan habis dalam beberapa tahun kedepan.

Proses pemerolehan minyak dan gas dapat dilakukan dengan metode konvensional yaitu metode primer dan sekunder. Namun dengan pengaplikasian metode tersebut masih terdapat 60-70% minyak yang tersisa di dalam reservoir (US Energy Government, 2015). Minyak tersebut dapat diambil menggunakan metode pemerolehan minyak tersier yang disebut dengan *enhanced oil recovery* (EOR). Pengaplikasian EOR di Indonesia saat ini baru dilakukan di Lapangan Duri, Riau menggunakan *steam flooding*.

Salah satu jenis metode EOR adalah *thermal enhanced oil recovery* (TEOR) yang diaplikasikan pada lapangan yang mengandung minyak berat terutama di Indonesia dimana cadangannya mencapai 10 milyar barel (Law, D.H.S., 2004). *Thermal enhanced oil recovery* merupakan teknologi yang paling murah dengan probabilitas keberhasilan yang paling besar (Davis, R.J., 2010). Teknologi

konvensional dari TEOR adalah *steam flooding* yang merupakan teknologi injeksi kukus secara kontinyu untuk memperoleh minyak. Sebagai pertimbangan dari kuantitas minyak masih banyak di dalam reservoir tersebut dan besarnya potensi dari cadangan minyak berat di Indonesia, aplikasi dari *steam flooding* merupakan suatu solusi yang dapat menjawab target produksi minyak di Indonesia setiap tahunnya.

Steam flooding umumnya menggunakan *once through steam generator* untuk memproduksi kukus yang akan disuplai ke reservoir. Namun, penggunaan *steam generator* membutuhkan bahan bakar berupa gas alam sebesar 1,7 Tcf/tahun untuk proyek TEOR (Chaar, M. dkk, 2015). Sementara itu, proyek TEOR umumnya merupakan proyek jangka panjang sesuai dengan standarnya. Di California, terdapat proyek TEOR khususnya *steamflood* yang telah berlangsung selama 40 atau 50 tahun. Sementara itu gas alam sudah mulai langka dan harganya mahal diseluruh plosok dunia. Tentunya hal ini akan mempengaruhi biaya produksi dari minyak itu sendiri. Berdasarkan besarnya potensi energi panas bumi dan permasalahan yang dihadapi dalam sektor industri minyak dan gas ditambah lagi kekurangan teknologi *steam generator* untuk *steam flooding*, maka pada penelitian kali ini akan mengkaji kemungkinan pemanfaatan energi panas dari lapangan panas bumi untuk pembentukan kukus dalam teknologi *steam flooding* pada sumur minyak berat. Tentunya faktor seperti jarak, jatuh tekan, dan perubahan suhu selama proses pengiriman kukus dari lapangan panas bumi menuju lapangan minyak akan dievaluasi.

1.2 Perumusan Masalah

Masalah yang akan dibahas pada penelitian ini adalah:

1. Bagaimana skema pemanfaatan panas bumi untuk *steam flooding* yang memungkinkan secara teknis?
2. Berapa jarak maksimum antara lapangan minyak bumi dan lapangan panas bumi untuk mengintegrasikan kedua industri dalam proses *steamflood*?
3. Bagaimana perbandingan antara skema proses yang menggunakan panas bumi dengan skema proses yang sudah ada saat ini secara ekonomi?

4. Bagaimana tingkat pemerolehan kembali minyak dari reservoir terhadap injeksi kukus yang memanfaatkan panas dari lapangan panas bumi pada variasi tekanan dan suhu injeksi?

1.3 Tujuan

Tujuan umum dari penelitian ini adalah membuat simulasi *steam flooding* dengan kukus yang dihasilkan dari pemanfaatan panas pada lapangan panas bumi untuk meningkatkan produksi minyak. Secara khusus, tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Mendapatkan skema pemanfaatan panas bumi untuk *steam flooding* yang memungkinkan secara teknis.
2. Memperoleh jarak maksimum antara lapangan minyak dan lapangan panas bumi maksimum yang memungkinkan diterapkannya pemanfaatan panas bumi sebagai EOR.
3. Memperoleh hasil perbandingan harga *levelized cost of energy* dari kukus pada skema penggunaan panas bumi dengan skema yang telah ada dalam industri.
4. Mendapatkan profil tingkat pemerolehan kembali minyak dari reservoir terhadap waktu injeksi pada variasi tekanan dan suhu injeksi.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Sistem panas bumi yang ditinjau berawal dari aliran kukus yang keluar dari separator, *surface facilities*, sistem perpipaan distribusi, hingga reservoir minyak.
2. Air yang disuplai untuk bertukar panas dengan kukus panas bumi berasal dari laut yang sudah diolah.
3. Pemodelan dan simulasi reservoir minyak dilakukan secara 2 dan 3 dimensi.
4. Jarak perpipaan diantara lapangan minyak dan panas bumi yang memungkinkan untuk EOR secara teknis dilihat dari tingkat produksi dari minyak pada reservoir.

5. Simulator yang digunakan untuk *surface facilities* dan sistem perpipaan distribusi adalah ASPEN HYSYS versi 8.4 dan untuk simulasi reservoir minyak adalah CMG Star dan COMSOL versi 5.2.

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dari laporan skripsi ini dibagi ke dalam enam bab sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN

Menjelaskan latar belakang, rumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Menjelaskan *state of the art*, teori-teori pendukung mengenai konsep dasar panas bumi, skema pemanfaatan langsung panas bumi, konsep dasar reservoir minyak, neraca massa, neraca momentum, neraca energi, dan parameter pemodelan *steamflood*.

BAB III METODE PENELITIAN

Membahas diagram alir prosedur penelitian, perangkat yang akan digunakan, prosedur penelitian, dan cara pengolahan data penelitian.

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

Menjelaskan hasil dari simulasi skema pemanfaatan panas bumi dan reservoir beserta analisisnya.

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

Berisikan kesimpulan dari penelitian ini dan saran-saran penulis guna mengembangkan dan/atau mengaplikasikan hasil penelitian ini.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *State of The Art*

Penelitian terkait dengan pemanfaatan panas bumi menjadi *thermal enhanced oil recovery* dengan jenis *steam flooding* telah dilakukan dalam sebuah proyek pada Cole Sand reservoir di Amerika Serikat pada tahun 1989 oleh Departemen Energi Amerika Serikat. Pada penelitian sekaligus proyek tersebut pemanfaatan dilakukan menggunakan *brine* dari lapangan panas bumi jenis *geopressured* yang tersebar di sekitarnya. Lapangan minyak ini memiliki kandungan minyak berat dengan derajat API sebesar 18,6. Brine yang disuplai memiliki suhu 400°F. Hasil penelitian sekaligus proyek ini sayangnya tidak dipublikasikan karena hanya sebatas *feasibility study*. Dari studi ini diestimasikan viskositas minyak berkurang dari 100 cp pada suhu 90°F menjadi 10 cp jika minyak dipanaskan menjadi 200°F.

Sementara itu, penelitian terkait dengan pemodelan simulasi *steam flooding* telah dilakukan oleh Shutler, N.D. (1970) yang berhasil membuat model sistem satu dan dua dimensi dengan beberapa asumsi seperti porositas konstan dan minyak tidak menguap. Coats, dkk. (1974) menampilkan sekumpulan studi pengembangan model 3 fasa dengan permeabilitas dan tekanan kapiler yang dihitung secara eksplisit. Ehsani, M.R., dkk. (2012) melakukan pemodelan dan simulasi menggunakan Simulator CMG dengan asumsi yang dijelaskan pada Subab 2.7. Seluruh penelitian diatas tertera pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 *State of the Art*

No	Nama	Tahun	Topik	Hasil Penelitian
1	Departemen Energi Amerika Serikat	1989	Panas bumi dan <i>steamflood</i>	Estimasi besar pengurangan viskositas minyak dari 100 cp pada suhu 90°F menjadi 10 cp jika minyak dipanaskan menjadi 200°F.
2	Shutler, N.D.	1970	<i>Steamflood</i>	Tingkat rekoveri minyak dari nol hingga mencapai 70%
3	Coats, dkk.	1974	<i>Steamflood</i>	Tingkat rekoveri minyak dari nol hingga mencapai 70%.
4	Ehsani, M.R., dkk.	2012	<i>Steamflood</i>	Tingkat rekoveri minyak dari nol hingga mencapai 60%.

2.2 Panas Bumi

Panas bumi merupakan panas yang dihasilkan secara terus-menerus oleh bumi akibat peluruhan material radioaktif dalam inti bumi (Gehring, M. dan Victor L., 2012). Panas berpindah menuju permukaan melalui perpindahan kalor secara konduksi dan konveksi.

2.2.1 Klasifikasi Sistem Panas Bumi

Sumber panas bumi dapat diklasifikasikan berdasarkan sumber panasnya, jenis perpindahan panasnya, suhu reservoir, keadaan fisik, utilisasi, dan geologinya. Selain itu, panas bumi juga dikategorikan berdasarkan jenis produk yang dihasilkan baik berupa kukus, *brine*, atau keduanya. Departemen Energi Amerika Serikat mengklasifikasi sistem panas bumi kedalam 7 kategori berdasarkan suhu reservoir (sebagai kriteria utama) dan fraksi kukus (sebagai kriteria sekunder). Tabel 2.2 menunjukkan setiap kelas dari panas bumi.

Tabel 2.2 Klasifikasi Sistem Panas Bumi

Kelas	Suhu Reservoir	Fasa Mobilisasi	Fasa Fluida pada Kepala Sumur	Permasalahan
1	<100°C	<i>Liquid Water</i>	<i>Liquid Water</i>	
2	100°C - 150°C	<i>Liquid Water</i>	<i>Liquid Water</i> (untuk <i>pumped well</i>); kukus-air (untuk sumur yang mengalir dengan sendirinya).	
3	150°C - 190°C	<i>Liquid Water</i>	<i>Liquid Water</i> (untuk <i>pumped well</i>); kukus-air (untuk sumur yang mengalir dengan sendirinya).	Kerak kalsit pada sumur produksi dan kerak stibnite pada <i>binary plant</i> .
4	190°C - 230°C	<i>Liquid Water</i>	kukus-air (entalpi mula-mula sama dengan entalpi pada kondisi <i>saturated liquid</i> pada suhu reservoir)	Kerak kalsit pada sumur produksi.

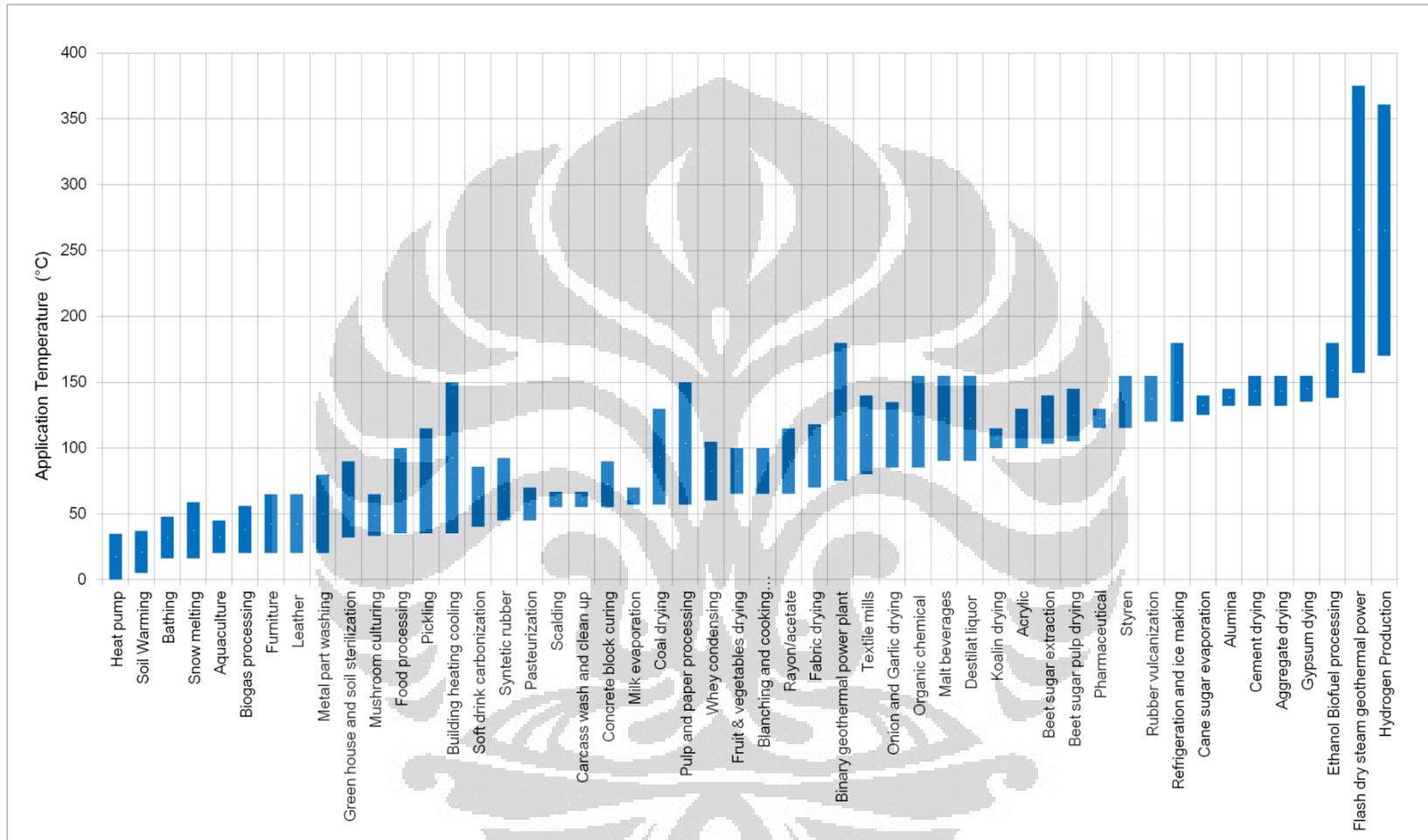
Tabel 2.2 Klasifikasi Sistem Panas Bumi (Lanjutan)

Kelas	Suhu Reservoir	Fasa Mobilisasi	Fasa Fluida pada Kepala Sumur	Permasalahan
5	230°C - 300°C	<i>Liquid Water</i> , Dominasi Cair – 2 Fasa	Uap jenuh atau kukus-air (entalpi mula-mula sama dengan atau lebih tinggi dari entalpi pada kondisi <i>saturated liquid</i> pada suhu reservoir)	Biasanya kandungan NCG tinggi dan kerak silika pada sistem injeksi.
6	> 300°C	Dominasi Cair – 2 Fasa	<i>Superheated steam</i> atau kukus-air (entalpi mula-mula sama dengan atau lebih tinggi dari entalpi pada kondisi <i>saturated liquid</i> pada suhu reservoir)	Tinggi kandungan NCG, kerak silika pada sistem injeksi
7	240°C (33,5 bar-a pressure; 2.800 kJ/kg enthalpy)	Kukus	Uap jenuh atau <i>superheated steam</i>	Tinggi kandungan NCG atau korosi atau deposisi partikulat silikat

(Sumber: Sanyal, 2005)

2.2.2 Pemanfaatan Langsung Energi Panas Bumi

Proyek panas bumi yang dikembangkan saat ini sebagian besar diperuntukan untuk keperluan pembangkit listrik atau disebut dengan *indirect use*. Padahal energi panas bumi pemanfaatannya tidak hanya terbatas sebagai pembangkit listrik. Energi panas bumi dapat dimanfaatkan secara langsung tanpa perlu adanya konversi energi panas kedalam bentuk energi lainnya atau yang biasa disebut dengan *direct use*. *Direct use* yang ada selama ini telah diaplikasikan untuk berbagai industri dalam skala kecil seperti untuk pemanas ruangan, industri perikanan, industri pertanian, hingga tempat wisata pemandian air panas. Penentuan pemanfaatan energi panas bumi bergantung dengan rentang suhu dari kukus maupun *brine* yang dihasilkan. Gambar 2.1 adalah aplikasi yang memungkinkan dari pemanfaatan panas bumi secara langsung berdasarkan temperatur.

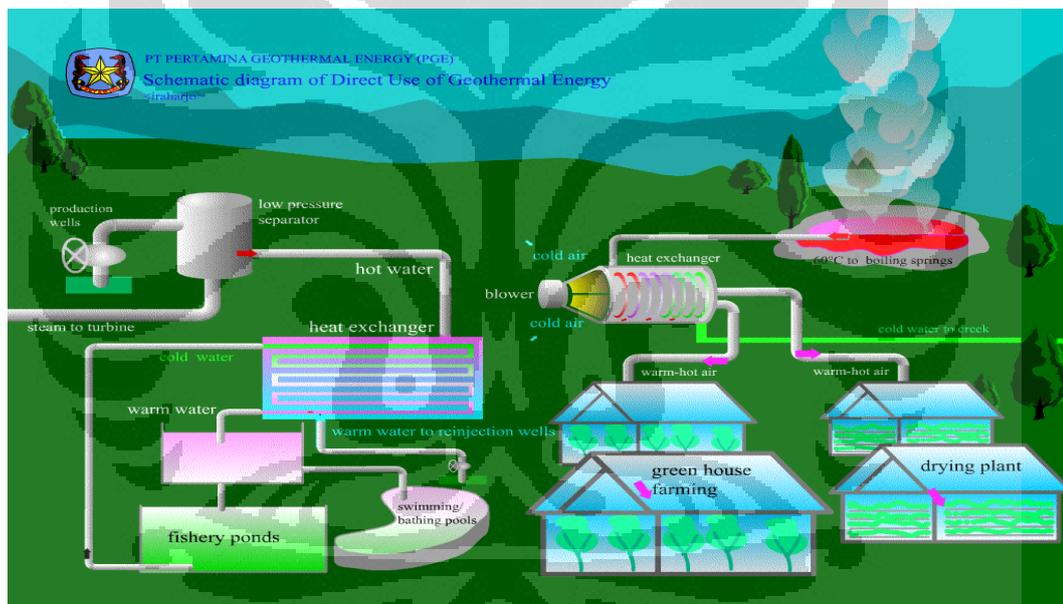


Gambar 2.1 Aplikasi Panas Bumi
(Sumber: Geocap, 2014)

Umumnya pemanfaatan langsung terjadi pada reservoir dengan suhu yang rendah seperti pada Tabel 2.1. Namun hal tersebut sebenarnya bergantung lagi dengan besarnya suhu yang dibutuhkan oleh konsumen dari energi panas bumi.

2.2.2.1 Skema *Surface Facilities* pada Pemanfaatan Langsung

Pada pemanfaatan langsung panas bumi dibutuhkan skema utilitas yang berbeda dengan pemanfaatan untuk pembangkit listrik. Hal ini dikarenakan prinsip dasar pemanfaatan panas bumi adalah pemanfaatan panasnya bukan pemanfaatan kukus atau *brine*-nya. Artinya harus diminimalisirkan jumlah kukus ataupun *brine* yang hilang selama proses pemanfaatan panas tersebut agar fluida tersebut dapat diinjeksikan kembali. Gambar 2.2 adalah contoh skema dari pemanfaatan langsung panas bumi.



Gambar 2.2 Skema Pemanfaatan Langsung Panas Bumi
(Sumber: Pertamina, 2012)

Berdasarkan Gambar 2.2, dapat dilihat bahwa pemanfaatan langsung ini membutuhkan penukar kalor sehingga panas bumi dapat dimanfaatkan melalui fluida dari luar sistem. Sedangkan fluida dari dalam sumur panas bumi akan diinjeksikan kembali kedalam bumi untuk keberlanjutan dari panas bumi.

2.2.2.2 Pompa

Untuk dapat mengalir dan bertukar kalor dengan fluida panas berupa uap atau *brine*, diperlukannya pompa untuk memberikan tekanan pada fluida dalam fasa cair. Dalam proses meningkatkan tekanan fluida cair, terdapat beberapa heuristik dalam mendesain pompa yang ditunjukkan pada Tabel 2.3.

Tabel 2.3 Heuristik Pompa

No	Heuristik
37	Untuk <i>head</i> mencapai 3.200 ft dan laju alir berada pada rentang 10-5.000 gpm, gunakan pompa sentrifugal. Untuk <i>head</i> mencapai 20.000 ft dan laju alir mencapai 500 gpm, gunakan pompa resiprokal. Jenis pompa yang tidak terlalu umum adalah pompa aksial dengan <i>head</i> mencapai 40 ft untuk laju alir pada rentang 20-100.000 gpm dan pompa rotary untuk <i>head</i> mencapai 3.000ft dan laju alir pada rentang 1-1.500 gpm.
38	Untuk aliran dalam fasa cair, asumsikan jatuh tekan pipa sebesar 2 psi/100ft dari pipa dan jatuh tekan katup pengontrol sebesar 10 psi. Untuk elevasi 10 ft, asumsikan jatuh tekan 4 psi.
39	Estimasi daya pompa teoritis untuk pemompaan dalam fasa cair dijelaskan dalam Persamaan 2.2

(Sumber: Seader dkk., 2003)

Parameter desain dalam pompa diantaranya adalah laju alir, *head* pompa, dan daya dari pompa. Perhitungan *head* pompa ditunjukkan kedalam Persamaan 2.1.

$$head(ft) = \frac{(H_{statik} (atm) + H_{friksi} (atm)) \cdot 14,7 \frac{psi}{atm} \cdot 144}{\rho \left(\frac{lb}{ft^3} \right)} \quad (2.1)$$

dimana:

$$\begin{aligned} H_{statik} &= P_{keluar} - P_{masuk} \\ H_{friksi} &= \Delta P_{pipa} + \Delta P_{kontrol\ valve} + \Delta P_{elevasi} \\ \Delta P_{pipa} &= 2\ psi/100\ ft \\ \Delta P_{kontrol\ valve} &= 10\ psi \\ \Delta P_{elevasi} &= 4\ psi/10ft \end{aligned}$$

Perhitungan daya pompa teoritis ditunjukkan kedalam Persamaan 2.2.

$$\text{daya}(hp_i) = \frac{Q(\text{gpm}) \times H_{\text{statik}} (\text{atm}) \times 14,7 \frac{\text{psi}}{\text{atm}}}{1,714} \quad (2.2)$$

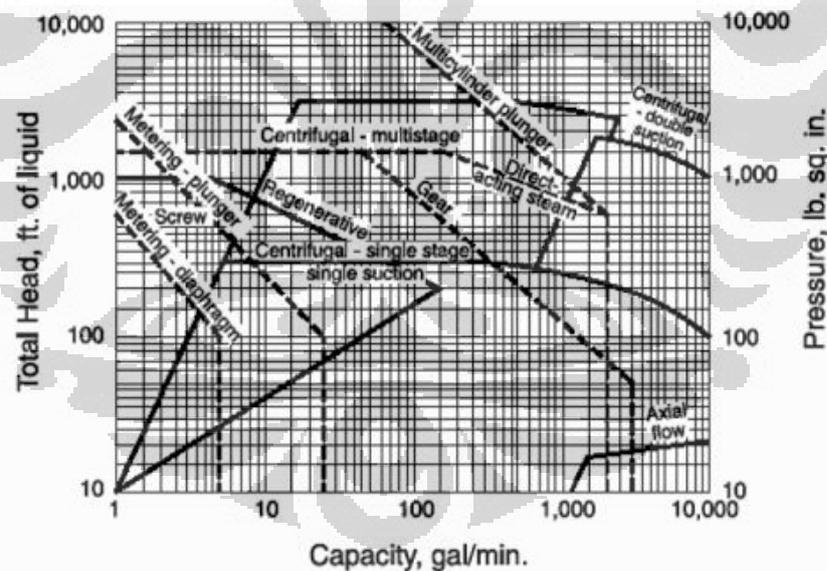
Perhitungan daya pompa aktual atau *break horse power* (BHP) ditunjukkan kedalam Persamaan 2.3.

$$\text{BHP}(hp) = \frac{hp_i}{\text{efisiensi}} \quad (2.3)$$

Terdapat berbagai macam jenis pompa yang ada dalam pengaplikasiannya pada skala besar maupun kecil. Untuk itu, pompa diklasifikasikan kedalam dua jenis umum, diantaranya:

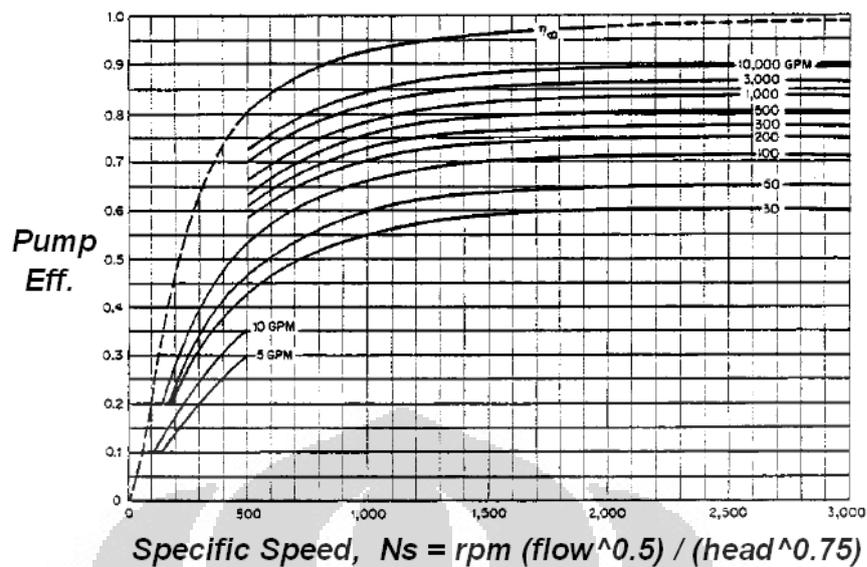
- a. Resirkokal
- b. Sentrifugal

Untuk memilih jenis pompa diatas, beberapa parameter yang dipertimbangkan diantaranya *head*, laju alir fluida, dan kecepatan spesifik pompa. Gambar 2.3 menunjukkan grafik penentuan jenis pompa berdasarkan *head* dan laju alir.



Gambar 2.3 Pemilihan Jenis Pompa
(Sumber: GPSA, 2004)

Setelah menentukan jenis pompa dari Gambar 2.3, perlu dilakukan verifikasi efisiensi pompa. Dalam beberapa kasus, jenis pompa yang sesuai dengan *head* dan laju alir fluida menghasilkan efisiensi pompa yang rendah. Efisiensi pompa ditentukan pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Efisiensi Pompa
(Sumber: Randal, 2004)

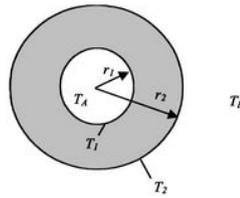
Efisiensi yang sesuai dengan heuristik adalah mendekati atau lebih dari 50% dan kecepatan spesifik sebesar 500.

2.2.2.3 Penukar Kalor

Penukar kalor merupakan alat yang digunakan untuk memindahkan panas dari suatu fluida menuju fluida lainnya dengan suhu yang berbeda. Terdapat 3 proses perpindahan panas yang dijelaskan pada penukar kalor, diantaranya:

1. Perpindahan panas konveksi dari fluida didalam selongsong menuju dinding terdalam selongsong
2. Perpindahan panas konduksi yang melalui dinding selongsong
3. Perpindahan panas konveksi dari dinding terluar selongsong the fluida diluarnya

Dalam mempelajari peristiwa perpindahan panas pada penukar kalor tersebut, kita dapat meninjau geometri dari salah satu selongsong untuk ditinjau seperti pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Selongsong Penukar Kalor
(Sumber: Holman, 1998)

Persamaan 2.3 merupakan laju perpindahan panas per unit panjang dari penukar kalor yang merupakan penurunan dari persamaan perpindahan panas konduksi dan konveksi.

$$Q = \frac{2\pi k(T_A - T_B)}{\frac{k}{r_1 h_1} + \frac{k}{r_2 h_2} + \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)} \quad (2.4)$$

Koefisien perpindahan kalor menyeluruh U didefinisikan oleh Persamaan 2.6.

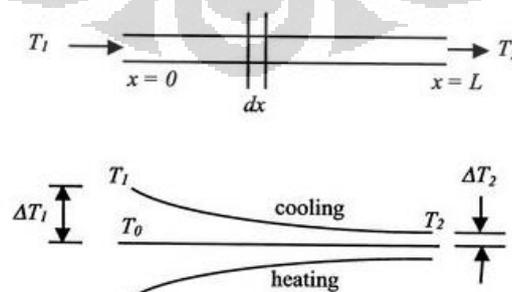
$$Q = UA\Delta T \quad (2.5)$$

$$Q = U \cdot 2\pi r_2 \cdot \Delta T \quad (2.6)$$

Dimana

$$\frac{1}{U} = \frac{r_2}{r_1 h_1} + \frac{r_2}{k} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{1}{h_2} \quad (2.7)$$

Perbedaan suhu rata-rata logaritmik (LMTD) pada penukar kalor digunakan untuk menentukan pengaruh suhu sebagai faktor pendorong terjadinya perpindahan panas pada penukar kalor. Semakin besar LMTD menunjukkan semakin besar panas yang ditransfer. Gambar 2.6 menunjukkan ilustrasi LMTD.



Gambar 2.6 Sistem Fluida Panas dan Dingin pada Penukar Kalor
(Sumber: Massachusetts Institute of Technology, 2015)

$$\Delta T_{LMTD} = \frac{T_2 - T_1}{\ln\left(\frac{T_0 - T_2}{T_0 - T_1}\right)} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} \quad (2.8)$$

Dalam menghitung perpindahan panas pada penukar kalor kita perlu mempertimbangkan faktor pengotor yang mungkin terbawa oleh fluida yang dapat menghambat peristiwa perpindahan panas. Faktor pengotor dihitung menggunakan Persamaan 2.9

$$R_f = \frac{1}{U_{kotor}} - \frac{1}{U_{bersih}} \quad (2.9)$$

Gambar 2.7 menunjukkan daftar beberapa faktor pengotor untuk beberapa sistem air.

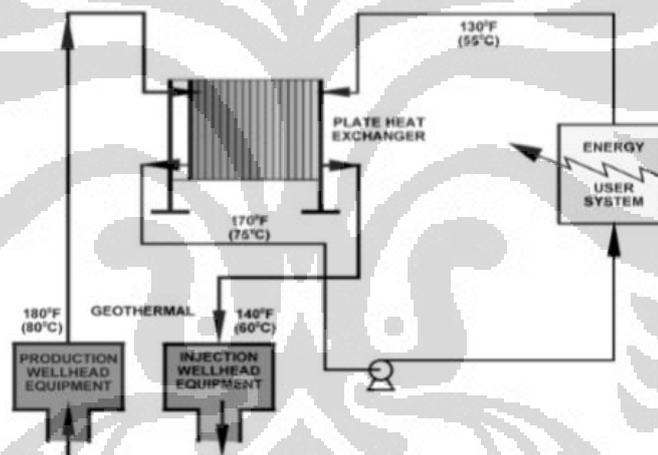
Temperature of Heating Medium	Up to 240°F		240°F - 400°F*	
Temperature of Water	125°F or less		Over 125°F	
Types of Water	Water Velocity ft/sec		Water Velocity ft/sec	
	3 ft and less	Over 3 ft	3 ft and less	Over 3 ft
Sea Water	0.005	0.001	0.003	0.002
Brackish Water	0.002	0.001	0.003	0.002
Cooling Tower and Artificial Spray Pond:				
Treated Makeup	0.001	0.001	0.002	0.002
Untreated	0.003	0.003	0.005	0.004
City or Well Water (Such as Great Lakes)	0.001	0.001	0.002	0.002
Great Lakes	0.001	0.001	0.002	0.002
River Water:				
Minimum	0.002	0.001	0.003	0.002
Mississippi	0.003	0.002	0.004	0.003
Delaware, Schuylkill	0.003	0.002	0.004	0.003
East River and New York	0.003	0.002	0.004	0.003
Bay				
Chicago Sanitary Canal	0.008	0.006	0.01	0.008

Gambar 2.7 Faktor Pengotor pada Penukar Kalor
(Sumber: Thome, J. R., 2006)

Dalam sistem panas bumi, penukar kalor memegang peranan utama dalam memindahkan panas yang dikandung fluida pada sistem panas bumi. Tipe penukar kalor yang biasa digunakan dalam pemanfaatan langsung panas bumi adalah *shell and tube*, *plate and frame*, dan *downhole heat exchanger* (Dickson, M.H. dan Fanelli, M., 2003). Berikut ini adalah masing-masing penjelasan dari tipe penukar kalor.

a. *Plate Heat Exchanger*

Penjual kalor ini mengandung beberapa *plat* yang dipasang secara seri dalam suatu kerangka (*frame*). Penjual kalor ini mampu meningkatkan kapasitasnya dengan cara membuka kerangka dan menambahkan *plat* didalamnya. Dalam sistem panas bumi, fluida panas bumi akan mengalir melalui plat dan fluida lainnya akan mengalir didalamnya pada arah yang berlawanan. Jenis penjual kalor ini paling sering digunakan dalam sistem panas bumi. Kelebihan dari penjual kalor ini memiliki kinerja yang tinggi, kemudahan dan biaya operasi yang murah, tahan terhadap korosi, kemampuan untuk meningkatkan kapasitasnya, dan ukuran yang lebih kecil. Batasan dari penjual kalor ini adalah tekanan sebesar 20 bar dan suhu tidak lebih dari 150°C. Penjual kalor ini tidak cocok dengan fluida yang memiliki perbedaan temperatur tinggi. Gambar 2.8 adalah contoh sistem panas bumi yang menggunakan *plate heat exchanger*.

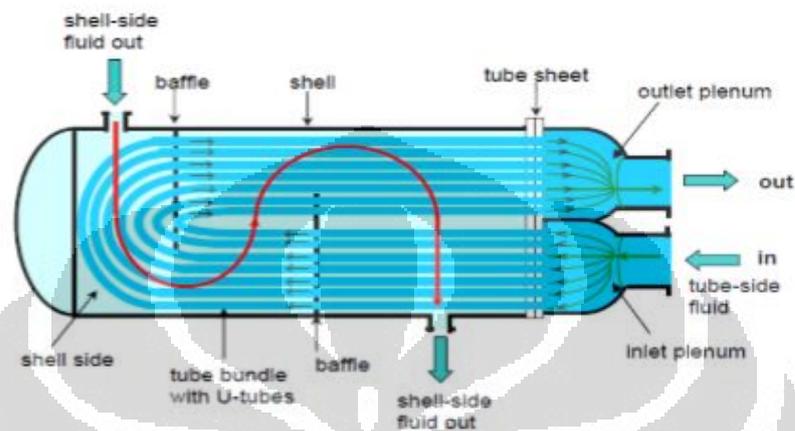


Gambar 2.8 Sistem Panas Bumi menggunakan *Plate Heat Exchanger*
(Sumber: Petrov, M., 2014)

b. *Shell and Tube Heat Exchanger*

Penjual kalor tipe *shell and tube* merupakan penjual kalor yang paling sering digunakan. Penjual kalor ini memiliki bagian terluar yang disebut dengan *shell* dan di dalamnya terdapat sejumlah *tube*. Prinsip dasar pemanfaatan penjual kalor ini pada sistem panas bumi adalah pengaliran fluida panas melalui *tube* dan fluida lainnya mengalir disekitar *tube*. Fluida dalam *tube* dapat mengalir melalui satu siklus atau lebih. Penjual kalor ini dapat mengalir pada suhu dan tekanan yang lebih luas dibandingkan *plate heat exchanger*, meskipun tidak memiliki koefisien perpindahan kalor menyeluruh yang lebih baik. Kelebihan lainnya dari penjual

kalor ini adalah biaya yang lebih murah, risiko kebocoran yang lebih mudah dideteksi, dan jatuh tekan yang lebih rendah. Kekurangan dari penukar kalor ini adalah perawatan yang mahal dan sulit, kapasitas yang tidak dapat diperbesar, dan memiliki ukuran alat yang lebih besar. Gambar 2.9 merupakan gambar *shell and tube heat exchanger*.



Gambar 2.9 *Shell and Tube Heat Exchanger*
(Sumber: Petrov, M., 2014)

Tabel 2.4 menunjukkan perbandingan kedua penukar kalor diatas.

Tabel 2.4 Perbandingan Penukar Kalor *Shell and Tube* dengan *Plate Heat Exchanger*

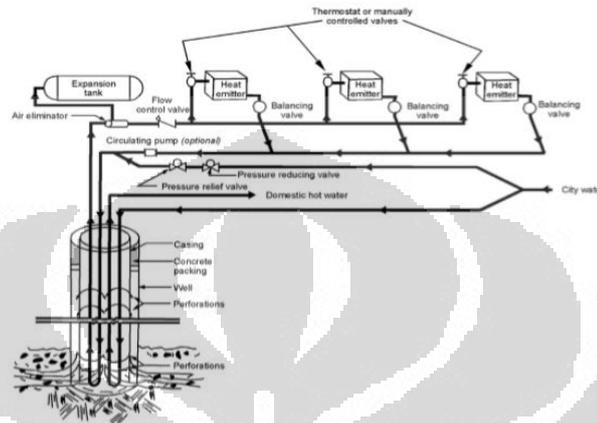
Plate heat exchanger	Shell and tube heat exchanger
Maximum design ratings 150°C and 20 bar	Operate at higher temperature and pressure
Flow rate is 2-1500 tones/hour	Flow rate is 2-1500 tones/hour
Excellent thermal energy transfer characteristics which is 3000-4000 W/m ² /°c	Lower thermal energy transfer characteristic(1000-1500 W/m ² /°c)
Lower surface heat transfer area (smaller unit size-lower capital cost)	Large surface heat transfer area (large space requirements involves higher capital costs)
Higher pressure drop across heat exchanger (large pump size and pressure head involves higher operating cost)	Lower pressure drop across exchanger(smaller pump size and pressure head involves lower operating costs)

(Sumber: Petrov, M., 2014)

c. *Downhole Heat Exchanger*

Penukar kalor ini merupakan penukar kalor yang diletakan didalam sumur panas bumi. Kelebihan dari penukar kalor ini adalah untuk menghindari permasalahan dalam pengelolaan fluida panas bumi di permukaan seiring hanya

panas yang diekstrak dari sumur. Penukar kalor terdiri dari selongsong yang dipasang secara vertikal pada sumur dimana air dipompakan kedalamnya. Batasan dari sistem ini adalah alat yang cocok hanya untuk beban pemanasan yang rendah seperti pemanasan pada rumah dan gedung. Gambar 2.10 adalah skema alat *downhole heat exchanger*.



Gambar 2.10 *Downhole Heat Exchanger*
(Sumber: Petrov, M., 2014)

Dalam mendesain penukar kalor, terdapat beberapa heuristik yang perlu diperhatikan yang ditunjukkan kedalam Tabel 2.5.

Tabel 2.5 Heuristik Penukar Kalor

No	Heuristik
25	Terkecuali dibutuhkan sebagai bagian desain dari separator atau reactor, dibutuhkan pertukaran panas untuk pemanasan atau pendinginan fluida proses, dengan atau tanpa utilitas, pada sebuah penukar kalor <i>shell and tube</i> menggunakan aliran yang berlawanan. Jika suhu aliran proses membutuhkan proses pemanasan diatas 750°F, maka digunakan <i>furnace</i> untuk melakukan simulasi kecuali fluida proses diperuntukan untuk proses dekomposisi kimia.
26	Pendekatan temperatur minimum yang mendekati optimal pada penukar kalor bergantung pada tingkat temperatur sebagai berikut: 10°F atau kurang untuk temperatur dibawah ambien 20°F untuk temperatur pada atau diatas suhu ambien hingga 300°F 50°F untuk temperatur tinggi 250 sampai 350°F pada <i>furnace</i> untuk temperatur gas buang diatas temperatur inlet fluida proses.
31	Jatuh tekan dari penukar kalor: 1.5 psi untuk proses kondensasi dan pendidihan 3 psi untuk gas 5 psi untuk cairan dengan viskositas rendah 7-9 psi untuk cairan dengan viskositas tinggi 20 psi untuk fluida proses yang melalui <i>furnace</i>

(Sumber: Seader dkk., 2003)

Heuristik area perpindahan panas penukar kalor adalah 150-15.000 ft² (Seader dkk, 2003).

2.3 Sistem Perpipaan

Sistem perpipaan panas bumi merupakan bagian yang sangat penting dalam pemanfaatan panas bumi secara langsung. Desain pipa yang tepat akan meminimalisir panas yang hilang. Selain itu, jatuh tekan fluida menjadi hal yang perlu diperhatikan agar fluida yang dialirkan tetap memenuhi spesifikasi dari konsumen energi panas bumi.

Dalam memprediksi jatuh tekan pada aliran dua fasa, terdapat beberapa metode yang dibuangun secara khusus untuk pipa horizontal, vertikal, ataupun keduanya. Beberapa metode diantaranya juga mampu menjelaskan peta jenis aliran yang biasanya dilakukan menggunakan data aktual dan mengestimasi jatuh tekan berdasarkan jenis alirannya (Tabel 2.6). Beberapa metode dapat menghitung *liquid holdup* pada aliran dua fasa sementara metode lainnya mengasumsikan kedua fasa tersebut tercampur secara homogen.

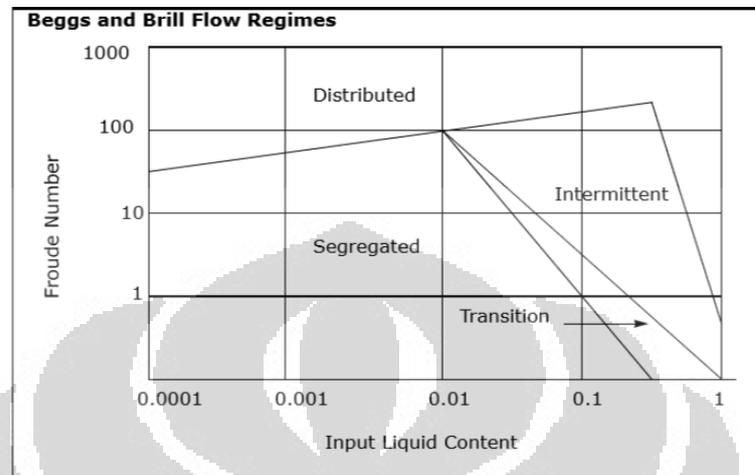
Tabel 2.6 Model Korelasi Persamaan Aliran Dua Fasa

Model	Horizontal Flow	Vertical Flow	Liquid Holdup	Flow Map
Aziz, Govier & Fogarasi	No	Yes	Yes	Yes
Baxendell & Thomas	Use with Care	Yes	No	No
Beggs & Brill	Yes	Yes	Yes	Yes
Duns & Ros	No	Yes	Yes	Yes
Gregory, Aziz, Mandhane	Yes	Use with Care	Yes	Yes
Hagedorn & Brown	No	Yes	Yes	No
HTFS Homogeneous	Yes	Yes	No	No
HTFS Liquid Slip	Yes	Yes	Yes	No
Olgas2000	Yes	Yes	Yes	Yes
Orkiszewski	No	Yes	Yes	Yes
Poettman & Carpenter	No	Yes	No	No
Tacite Hydrodynamic Module	Yes	Yes	Yes	Yes
Tulsa	No	Yes	Yes	Yes

(Sumber: ASPENTECH, 2008)

Pada pemodelan kali ini metode yang digunakan adalah Beggs and Brill yang sesuai dengan asumsi dalam pemodelan yaitu fluida mengalir disepanjang pipa horizontal. Model Beggs dan Brill juga dapat disimulasikan dalam Aspen HYSYS V 8.4. Selain itu menurut Bahadori, A. (2014) metode korelasi ini merupakan metode yang paling tepat untuk sistem perpipaan kukus.

Dalam model Beggs and Brill, jenis aliran ditentukan dari bilangan Froude dan kandungan cairan pada aliran masuk. Jenis aliran berdasarkan Beggs and Brill dijelaskan pada Gambar 2.11.



Gambar 2.11 Pola Aliran berdasarkan Beggs and Brill
(Sumber: ASPENTECH, 2008)

Dimana pada setiap jenis aliran tersebut tersebut terdiri dari sub-jenis aliran:

- *Segregated Flow: Stratified, Wavy, dan Annular.*
- *Intermittent Flow: Plug dan Slug.*
- *Distributed Flow: Bubble dan Mist*

Beberapa parameter yang digunakan dalam menentukan jenis aliran dalam metode Beggs and Brill adalah sebagai berikut.

Bilangan Froude

$$N_{FR} = \frac{u_m^2}{gD} \quad (2.10)$$

$$\lambda_1 = \frac{u_1^2}{gD} \quad (2.11)$$

$$L_1 = 316\lambda_1^{0,302} \quad (2.12)$$

$$L_2 = 0,0009252 \lambda_1^{-2,4684} \quad (2.13)$$

$$L_3 = 0,10\lambda_1^{-1,4516} \quad (2.14)$$

$$L_4 = 0,5\lambda_1^{-6,738} \quad (2.15)$$

Berikut ini adalah karakteristik aliran yang dijabarkan dari parameter diatas.

a. Segregasi

$$\lambda_1 < 0,01 \text{ dan } N_{FR} < L_1 \text{ atau } \lambda_1 \geq 0,01 \text{ dan } N_{FR} < L_2 \quad (2.16)$$

b. Transisi

$$\lambda_1 \geq 0,01 \text{ dan } L_2 < N_{FR} \leq L_3 \quad (2.17)$$

c. *Intermittent*

$$0,01 \leq \lambda_1 < 0,4 \text{ dan } L_3 < N_{FR} \leq L_1 \text{ atau } \lambda_1 \geq 0,4 \text{ dan } L_3 < N_{FR} \leq L_4 \quad (2.18)$$

d. Terdistribusi

$$\lambda_1 < 0,4 \text{ dan } N_{FR} \geq L_1 \text{ atau } \lambda_1 \geq 0,4 \text{ dan } N_{FR} > L_4 \quad (2.19)$$

Untuk aliran segregasi, *liquid holdup* dihitung menggunakan Persamaan 2.20.

$$y_{10} = \frac{a\lambda_1^b}{N_{FR}^c} \quad (2.20)$$

Dengan batasan $y_{10} \geq \lambda_1$

Jika terjadi inklinasi, maka terdapat faktor pengoreksi yang mempengaruhi *liquid holdup* tersebut.

$$y_1 = y_{10} \Psi \quad (2.21)$$

Nilai faktor koreksi tersebut dijabarkan dalam Persamaan 2.22.

$$\Psi = 1 + C [\sin(1,8\theta) - 0,333 \sin^3(1,8\theta)] \quad (2.22)$$

Dimana

$$C = (1 - \lambda_1) \ln \left(da \lambda_1^e N_{vl}^f N_{FR}^g \right) \quad (2.23)$$

Nilai a, b, c, d, e, f, dan g dievaluasi bergantung dengan jenis aliran yang ditunjukkan pada Tabel 2.7 dan Tabel 2.8.

Tabel 2.7 Koefisien a, b, dan c Pada Persamaan Korelasi Beggs dan Brill

Jenis aliran	a	b	c
Segregasi	0,98	0,4846	0,0868
<i>Intermittent</i>	0,845	0,5351	0,0173
Terdistribusi	1/065	0,5824	0,0609

(Sumber: Edward, 2010)

Tabel 2.8 Koefisien d, e, f, dan g Pada Persamaan Korelasi Beggs dan Brill

Jenis aliran	d	e	f	g
Segregasi menanjak	0,011	-3,768	3,539	-1,614
<i>Intermittent</i> menanjak	2,96	0,305	-0,4473	0,0978
Terdistribusi menanjak	Tidak ada koreksi, $C = 0, \Psi = 1, y_l \neq f(\theta)$			
Semua aliran menurun	4,7	-0,3692	0,1244	-0,5056

(Sumber: Edward, 2010)

Untuk aliran transisi, *liquid holdup* dapat dihitung menggunakan rumus segregasi dan *intermittent* pada persamaan 2.24.

$$y_1 = Ay_1(\textit{Segregated}) + By_1(\textit{Intermitent}) \quad (2.24)$$

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (2.25)$$

$$B = 1 - A \quad (2.26)$$

Perhitungan jatuh tekan metode Beggs dan Brill terdiri dari dua, yaitu jatuh tekan karena elevasi dan arena friksi. Persamaan jatuh tekan karena elevasi ditunjukkan oleh Persamaan 2.27.

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_E = \frac{g}{g_c} \frac{\bar{\rho} \sin \theta}{144} \quad (2.27)$$

Gradien friksi tekanan dihitung menggunakan Persamaan 2.28.

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_F = \frac{2f_{ip}\rho_m u_m^2}{g_c D} \quad (2.28)$$

Dimana densitas pada fasa jamak dinyatakan pada Persamaan 2.29.

$$\bar{\rho} = y_1\rho_1 + y_g\rho_g \quad (2.29)$$

Sedangkan *no-slip density* dinyatakan pada Persamaan 2.30.

$$\rho_m = \rho_1\lambda_1 + \rho_g\lambda_g \quad (2.30)$$

No slip Faktor f_n ditentukan berdasarkan kekasaran dari pipa (pipa halus, $\frac{\epsilon}{D}=0$)

$$f_n = \frac{1}{\left[2 \log\left(\frac{N_{Re}}{4,5223 \log N_{Re} - 3,8215}\right)\right]^2} \quad (2.31)$$

Bilangan Reynolds,

$$N_{Re\ m} = \frac{\rho_m u_m D 1488}{\mu_m} \quad (2.32)$$

Dimana *no-slip viscosity* dinyatakan sebagai berikut.

$$\mu_m = \mu_1 \lambda_1 + \mu_g \lambda_g \quad (2.33)$$

Faktor friksi dua fasa dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$f_{fp} = f_n e^5 \quad (2.34)$$

dimana

$$S = \frac{\ln(x)}{(-0,0523 + 3,182 \ln(x) - 0,8725 [\ln(x)]^2 + 0,01853 [\ln(x)]^4)} \quad (2.35)$$

dan

$$x = \frac{\lambda_1}{y_1^2} \quad (2.36)$$

Nilai S terikat dengan interval $1 < x < 1,2$, untuk interval tersebut

$$S = \ln(2,2x - 1,2) \quad (2.37)$$

Pressure drop total akibat *pressure drop* karena elevasi dan friksi dihitung dengan Persamaan 2.38

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\left(\frac{dp}{dl}\right)_F + \left(\frac{dp}{dl}\right)_E}{1 - E_k} \quad (2.38)$$

dengan,

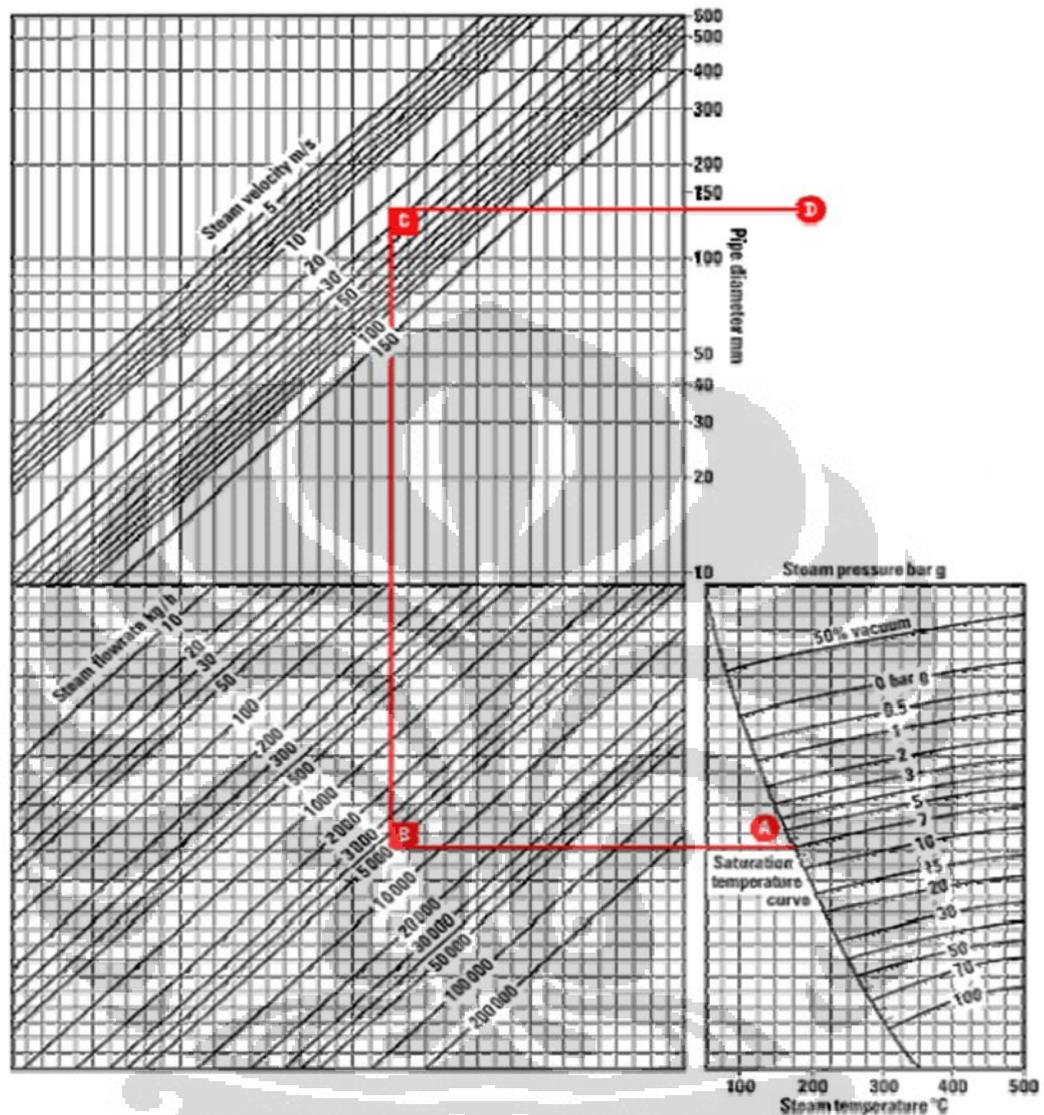
$$E_k = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{g_c P} \quad (2.39)$$

Untuk memverifikasi persamaan jatuh tekan Beggs and Brill, maka dilakukan perhitungan jatuh tekan berdasarkan rumus empiris. Persamaan 2.40 merupakan persamaan empiris jatuh tekan untuk kukus.

$$\Delta P / km = \frac{3,3W^{1,85}}{10^4 D^{4,85} p^{0,93}} \quad (2.40)$$

Parameter desain dalam sistem perpipaan kukus adalah diameter dan insulasi. Gambar 2.12 menunjukkan grafik diameter pipa yang merupakan fungsi

dari tekanan, suhu, laju alir, dan kecepatan kukus. Kecepatan pipa berada pada rentang 20-30 m/s.



Gambar 2.12 Grafik Penentuan Diameter Pipa Kukus
(Sumber: Anonim, 2006)

Untuk menentukan ketebalan pipa kukus, maka digunakan Tabel 2.9 yang merupakan fungsi dari diameter pipa.

Tabel 2.9 Ketebalan Insulasi Pipa Kukus

Nominal Pipe Size NPS (inches)	Temperature Range (°C)					
	Below 200	200– 300	300-370	370–500	500 – 600	600 – 650
< 1	1	1	1.5	2	2	2.5
1.5	1	1.5	1.5	2	2	2.5
2	1	1.5	1.5	2	2.5	3
3	1	1.5	1.5	2.5	2.5	3
4	1	1.5	1.5	2.5	2.5	3.5
6	1	1.5	1.5	2.5	3	3.5
8	1.5	1.5	2	2.5	3	3.5
10	1.5	1.5	2	2.5	3	4
12	1.5	2	2	2.5	3	4
14	1.5	2	2	3	3	4
16	2	2	2	3	3.5	4
18	2	2	2	3	3.5	4
20	2	2	2	3	3.5	4
24	2	2	2	3	3.5	4

(Sumber: Anonim, 2006)

2.4 Minyak Mentah dan Karakteristiknya

2.4.1 Densitas dan Gravitasi Spesifik

Gravitasi *American Petroleum Institute* (API) merupakan sifat fisik dari minyak mentah yang paling universal karena dijadikan sebagai basis dalam menentukan harga jual. Gravitasi API biasanya dicatat tidak hanya dari sumur yang berproduksi bahkan pada yang sudah ditinggalkan selama beberapa tahun. Oleh karena API dijadikan basis dalam menentukan harga jual, gravitasi API juga digunakan untuk mengkorelasikan sifat fisik lainnya. Gravitasi API suatu partikel minyak mentah menunjukkan ukuran dari gravitasi spesifik atau densitasnya. Gravitasi API atau derajat API ditunjukkan dalam Persamaan 2.41.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{specific gravity } 60/60^{\circ}\text{F}} - 131,5 \quad (2.41)$$

Derajat API tersebut menunjukkan kualitas dari suatu minyak mentah, apakah suatu minyak mentah dapat dikatakan minyak berat atau minyak ringan, yang diukur dari densitasnya. Tabel 2.10 menunjukkan klasifikasi minyak berdasarkan derajat API.

Tabel 2.10 Klasifikasi Minyak Mentah Berdasarkan Gravitasi API

Type of Crude	Characteristics
1. Conventional or "light" crude	Density-gravity range less than 934kg/m ³ (>33 ^o API)
2. "Heavy" crude oil	Density-gravity range from 1000kg/m ³ to more than 934kg/m ³ (10 ^o API to <28 ^o API) Maximum viscosity of 10,000mPa.s(cp)
3. "Extra-heavy" crude oil; may also include atmospheric residua. (b.p.>340 ^o C; >650 ^o F)	Density-gravity greater than 1000kg/m ³ (<10 ^o API) Maximum viscosity of 10,000mPa.s(cp)
4. Tar sand bitumen [before upgrade] or natural asphalt; may also include vacuum residua. (b.p.>510 ^o C; >950 ^o F)	Density-gravity greater than 1000kg/m ³ (<10 ^o API) Viscosity greater than 10,000mPa.s(cp)

(Sumber: Robinson, P. R. 1996)

Dari Tabel 2.10, ditunjukkan bahwa minyak ringan memiliki derajat API diatas 33, minyak berat berkisar diantara 10-26, dan minyak sangat berat memiliki derajat API kurang dari 10. Semakin tinggi nilai API menunjukkan semakin rendah densitas (semakin ringan) minyak mentah. Sehingga, semakin rendah derajat API, maka semakin besar densitas (semakin berat) minyak mentah tersebut. Minyak mentah dari lapangan yang berbeda atau dari formasi yang berbeda pada suatu lapangan dapat memiliki komposisi yang sama atau sangat berbeda.

Sebagai tambahan ketika densitas suatu minyak kecil, maka viskositasnya pun menjadi rendah dan minyak tersebut semakin mudah mengalir. Meskipun minyak ringan merupakan golongan yang lebih baik untuk diproduksi, namun minyak yang terlalu ringan tidak terlalu baik untuk kilang minyak. Ketika minyak yang begitu ringan (derajat API lebih besar dari 40-45^oAPI) maka minyak tersebut akan mengandung molekul yang lebih pendek atau yang mengandung nilai karbon yang rendah. Hal tersebut menunjukkan bahwa minyak mengandung sedikit molekul yang berguna seperti pada bensin dan solar yang memiliki angka oktan yang tinggi, sehingga beban kilang minyak semakin besar untuk memaksimalkan jumlah molekul yang berguna. Jika minyak mentah tergolong minyak berat dimana derajat API kurang dari 26, maka minyak tersebut akan banyak mengandung molekul yang besar dan rantai yang panjang yang tidak berguna jika minyak tersebut tidak diproses lebih lanjut dalam kilang minyak. Pada dasarnya kualitas minyak tidak hanya dipertimbangkan dari segi derajat API, namun derajat API ini paling mudah ditentukan dibandingkan karakteristik lainnya.

2.4.2 Kandungan Sulfur

Sebagai tambahan derajat API, suatu minyak mentah dikarakterisasi oleh karakteristik lainnya yaitu elemen yang tidak diinginkan berupa sulfur. Berdasarkan sulfur yang dikandungnya, minyak digolongkan sebagai *sour crude oil* atau *sweet crude oil*. Minyak dengan kandungan sulfur yang besar (0,5%-wt keatas) tergolong sebagai *sour*. Sedangkan *sweet crude oil* merupakan minyak mentah yang mengandung senyawa sulfur rendah.

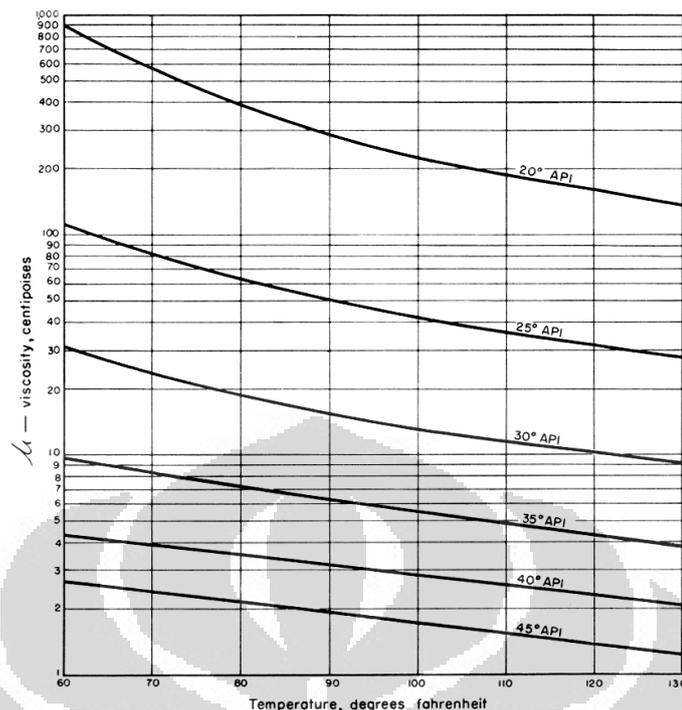
Kandungan sulfur juga dapat menggolongkan suatu minyak tergolong minyak berat atau ringan. Semakin besar kandungan sulfur, maka semakin berat minyak tersebut.

0,1 – 3%-wt sulfur = *conventional crude oil*

5 – 6%-wt sulfur = *heavy crude oil*

2.4.3 Viskositas

Viskositas menunjukkan kemudahan suatu minyak untuk mengalir atau tidak. Suatu lapangan minyak yang mengandung minyak dalam jumlah besar tidak akan berarti bila viskositas dari minyak tersebut besar karena hal ini menunjukkan bahwa minyak tersebut sulit untuk diproduksi. Viskositas itu sendiri merupakan fungsi suhu. Gambar 2.13 menunjukkan hubungan viskositas minyak mentah sebagai fungsi dari suhu pada berbagai derajat API.



Gambar 2.13 Viskositas dari Minyak Mentah sebagai Fungsi Temperatur pada Berbagai Gravitasi API

(Sumber: Everett, J. P. dan Charles F. Weinaug, 1955)

Semakin tinggi suhu dari minyak mentah, maka viskositasnya akan semakin berkurang sehingga semakin mudah minyak mentah tersebut mengalir. Prinsip ini digunakan dalam penerapan *thermal enhanced oil recovery* dimana untuk memudahkan mendapatkan minyak diterapkan suhu tinggi pada minyak di dalam reservoir tersebut.

2.5 Reservoir Minyak

Reservoir merupakan batuan dibawah permukaan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang sesuai untuk menyimpan dan mengalirkan fluida. Batuan sedimen merupakan batuan yang menyusun sebagian besar dari reservoir karena memiliki porositas yang lebih besar dibandingkan dengan batuan beku dan batuan metamorf dan terbentuk dalam kondisi suhu dimana hidrokarbon dapat disimpan.

2.5.1 Karakteristik Reservoir

2.5.1.1 Porositas

Porositas merupakan persentasi dari volume pori atau ruang kosong atau volume dari batuan yang dapat ditempati oleh fluida. Porositas juga menunjukkan

ukuran dari kapasitas batuan reservoir untuk mengandung atau menyimpan fluida. Porositas diklasifikasikan berdasarkan deskripsi sedimentologi dari batuan reservoir, diantaranya porositas primer dan sekunder.

1. Porositas primer

Porositas ketika terjadinya pengendapan sedimen dimana terdapat ruangan diantara butiran yang tidak sepenuhnya terpadatkan secara sempurna.

2. Porositas sekunder

Porositas yang terbentuk akibat adanya perubahan pada batuan (setelah proses deposisi) dimana *feldspar grains* atau fosil yang terlarut didalam *sandstone*.

Porositas dapat terbentuk akibat adanya retakan yang disebut *fracture porosity*. Porositas efektif menyatakan keterhubungan antara volume pori dalam batuan yang membantu dalam proses pengaliran fluida di dalam reservoir (tidak memperhitungkan pori yang terisolasi). Porositas total menyatakan jumlah ruang berpori dalam batuan dan tidak mempertimbangkan apakah ruang kosong tersebut dapat mengalirkan fluida atau tidak. Untuk itu, porositas efektif lebih kecil nilainya dibandingkan porositas total.

Porositas merupakan karakteristik reservoir yang berhubungan dengan tekanan reservoir. Semakin meningkatnya suatu tekanan reservoir, butiran dari batuan reservoir akan bergeser dan berotasi menuju struktur yang lebih padat. Struktur yang hancur dan rekah adalah hasil dari peningkatan tekanan. Peningkatan tekanan ini dapat disebabkan oleh perbedaan kedalaman reservoir maupun adanya fluida lain yang menekan kedalam sistem (SPE, 2015).

2.5.1.2 Permeabilitas

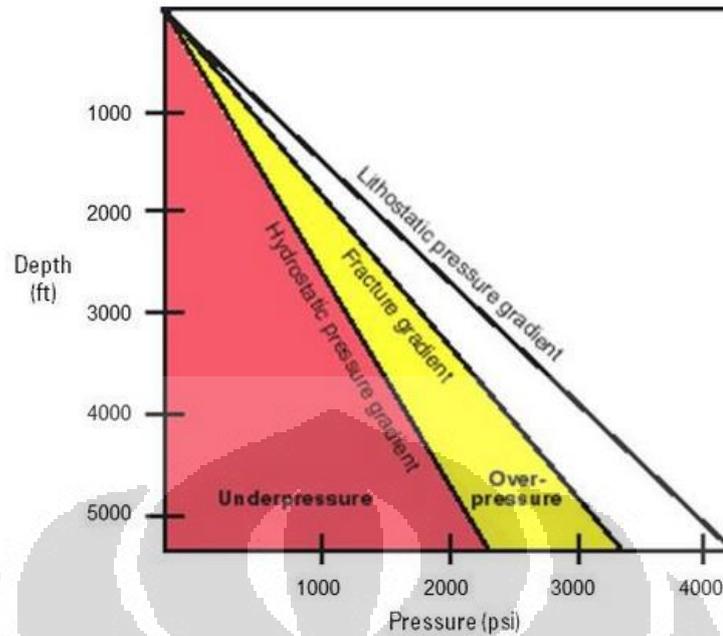
Permeabilitas menyatakan ukuran kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida yang umumnya dihitung dalam satuan *Darcy* atau *mildarcies*. Satuan ini dijelaskan oleh Hendry Darcy yang menunjukkan persamaan matematis dari perpindahan panas yang dapat dimodifikasi untuk menjelaskan aliran fluida dalam media berpori. Permeabilitas merupakan parameter penting untuk menentukan efektivitas reservoir. Formasi seperti *sandstone* yang mengalirkan fluida dideskripsikan sebagai *permeable* dan akan cenderung memiliki pori yang besar

dan saling berhubungan. Porositas dan permeabilitas merupakan dua karakteristik yang menjelaskan kapasitas batuan reservoir. Batuan reservoir dapat lebih berpori tanpa menjadi *permeable*. Suatu reservoir dikatakan *permeable* ketika pori-pori di dalam reservoirnya saling berhubungan. Formasi *impermeable* seperti *shales* dan *siltstones*, cenderung memiliki butiran yang halus dengan sedikit pori yang terhubung satu sama lainnya.

Permeabilitas absolut menyatakan ukuran dari permeabilitas yang terjadi pada fluida tunggal atau satu fasa. Permeabilitas efektif menyatakan kemampuan untuk mengalirkan suatu fluida melalui batuan ketika dalam satu reservoir terdapat fluida lain yang bersifat tidak mudah terlarut. Kejenuhan relatif dari fluida dan kondisi alami dari reservoir mempengaruhi permeabilitas efektif. Permeabilitas efektif merupakan rasio permeabilitas dari suatu fluida pada suatu kejenuhan terhadap permeabilitas absolut dari fluida pada kejenuhan total. Jika fluida yang berada pada batuan merupakan fluida tunggal, maka permeabilitas efektif sebesar 1.0. Permeabilitas relatif dapat membandingkan perbedaan kemampuan fluida untuk mengalir dalam keberadaan satu sama lainnya. Kehadiran lebih dari satu fluida secara umum akan menghambat aliran.

2.5.1.3 Tekanan Reservoir

Tekanan reservoir merupakan tekanan dari fluida diantara pori-pori pada sebuah reservoir, umumnya tekanan hidrostatik atau tekanan yang dihasilkan oleh kolom air dari kedalaman formasi pada permukaan laut. Tekanan dari reservoir merupakan gabungan dari tekanan yang dibentuk dari sistem fluida dan tekanan dari batuan. Seiring dengan aktivitas produksi tekanan reservoir akan berubah, untuk itu tekanan reservoir harus diukur pada waktu tertentu. Tekanan formasi cenderung akan meningkat seiring dengan meningkatnya kedalaman berdasarkan gradien tekanan hidrostatik seperti Gambar 2.14.



Gambar 2.14 Plot Tekanan terhadap Kedalaman
(Sumber: Schlumberger, 2015)

Deviasi dari gradien tekanan normal dan *associated pressure* pada suatu kedalaman disebut dengan tekanan abnormal.

2.5.1.4 Tekanan Kapiler

Batuan reservoir mengandung fluida dengan fasa-fasa yang tidak terlarut, seperti minyak, air, dan gas. Gaya yang menahan fluida ini dalam kesetimbangan satu dengan lainnya dan dengan batuan formasi dinyatakan dengan gaya kapiler. Tekanan kapiler merupakan perbedaan tekanan antarpermukaan dari dua fasa tidak terlarut. Tekanan kapiler ini merupakan komponen penting yang menunjukkan distribusi fluida dalam batuan reservoir. Tekanan kapiler ini serupa dengan tekanan kapiler dalam tabung dimana pori-pori dalam reservoir bertindak sebagai tabungnya. Jika *wettability* sistem sudah diketahui, maka tekanan kapiler akan selalu positif dan dinyatakan sebagai perbedaan tekanan dari fasa tidak terbasahi dengan fasa terbasahi. Persamaan 2.42 menyatakan tekanan kapiler.

$$P_c = p_{nw} - p_w \quad (2.42)$$

Untuk *water wet sistem (oil-water sistem)*, persamaannya adalah dinyatakan dalam Persamaan 2.43.

$$P_c = P_o - P_w \quad (2.43)$$

Untuk *oil wet sistem (gas-oil sistem)*, persamaannya adalah dinyatakan dalam Persamaan 2.44.

$$P_c = P_g - P_o \quad (2.44)$$

2.5.1.5 Kejenuhan atau Saturasi

Suatu formasi batuan umumnya mengandung minyak, air, dan gas. Setiap fluida tersebut nantinya akan menempati suatu ruang didalam pori. Fraksi pori yang ditempati oleh fluida tersebut terhadap keseluruhan pori dalam formasi batuan disebut dengan saturasi atau kejenuhan. Kejenuhan dalam reservoir dibagi menjadi kejenuhan minyak, air, dan gas. Kejenuhan minyak dalam reservoir menyatakan fraksi dari pori-pori dari formasi batuan yang ditempati oleh minyak yang dilambangkan dengan S_o . Kejenuhan air dalam reservoir menyatakan fraksi dari pori-pori dari formasi batuan yang ditempati oleh air yang dilambangkan dengan S_w . Kejenuhan gas dalam reservoir menyatakan fraksi dari pori-pori dari formasi batuan yang ditempati oleh gas yang dilambangkan dengan S_g . Jumlah dari ketiga saturasi dalam suatu formasi adalah sama dengan 1 seperti yang ditunjukkan pada persamaan berikut.

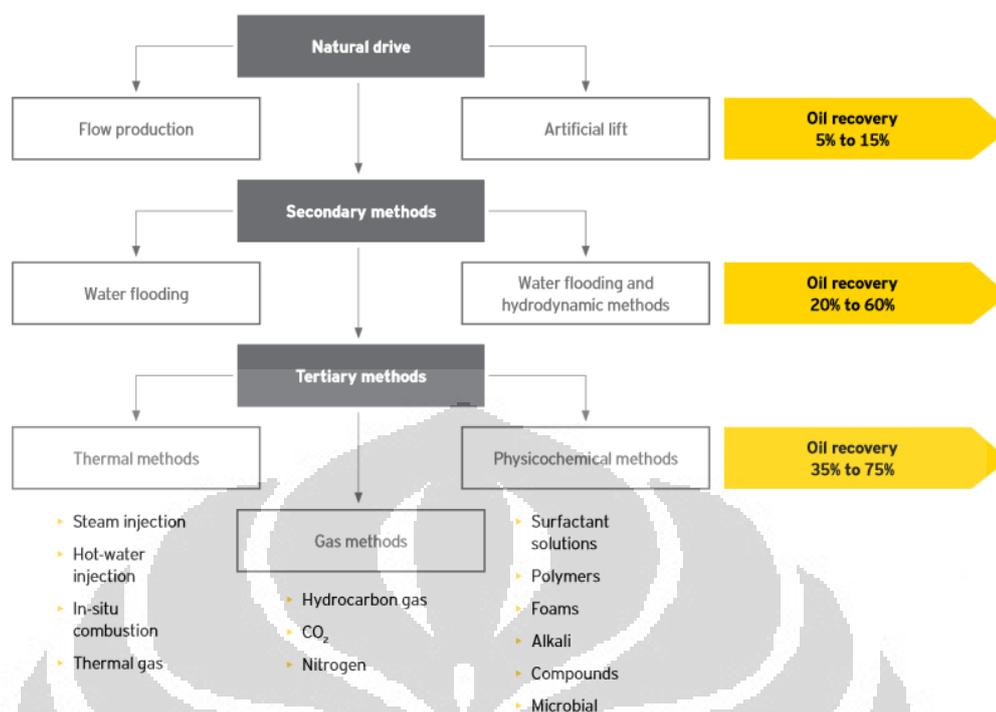
$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (2.45)$$

2.6 Metode Produksi

Dalam suatu reservoir minyak, terdapat 3 metode utama yang dilakukan untuk memperoleh atau memproduksi hidrokarbon dari bawah permukaan, diantaranya:

1. *Primary Recovery*
2. *Secondary Recovery*
3. *Tertiary Recovery*
4. *Infill Recovery*

Gambar 2.15 menjabarkan mengenai jenis dari setiap metode produksi hidrokarbon beserta performanya yang akan dijelaskan lebih lanjut pada subab dibawah ini.



Gambar 2.15 Metode Pemerolehan Hidrokarbon
(Sumber: Ernst & Young's Moscow Oil & Gas Center, 2014)

2.6.1 Primary Recovery

Metode pemerolehan minyak menggunakan metode primer adalah dengan memaksa minyak keluar dari reservoir dengan bantuan tekanan alami dari fluida yang terjebak di dalam reservoir. Pemerolehan hidrokarbon menggunakan metode primer dibagi menjadi dua, diantaranya *natural flow* dan *artificial lift*. *Natural flow* merupakan pengaliran menggunakan tekanan fluidanya sendiri. Namun selama proses produksi, terjadi penurunan tekanan akibat mengalirnya fluida ke luar reservoir. Hal tersebut menyebabkan hidrokarbon sulit untuk diproduksi menuju permukaan. Untuk itu, diperlukannya *artificial lift* yang dapat meningkatkan tekanan fluida yang terjebak didalam reservoir dengan prinsip kerja seperti pompa air. *Natural flow* meliputi *solution-gas drive*, *gas-cap drive*, *gravity drainage*, *rock expansion*, *water drive*, atau kombinasi diantaranya. Metode ini hanya mampu memproduksi hidrokarbon sebesar 5-15% dari cadangan total hidrokarbon yang dapat diproduksi. Berikut ini adalah penjelasan 5 mekanisme *natural flow*, yaitu:

1. *Solution gas drive*

Pada mekanisme ini dibutuhkan batuan reservoir yang sepenuhnya dikelilingi oleh lapisan *impermeable*. Seiring dengan proses produksi, akan terjadi jatuh tekan,

dan pembentukan serta ekspansi dari gas terlarut pada minyak dan air. Ekspansi ini akan menyebabkan volume gas mengambil alih volume dari minyak sehingga minyak akan diproduksi. Gas terlarut ini tercipta akibat adanya penurunan tekanan reservoir yang kurang dari tekanan titik gelembung dari minyak. Kedua hal tersebut akan menjadi sumber energi terbesar pada reservoir untuk mengalirkan hidrokarbon tersebut. Sebagian kecil energi juga disuplai untuk mengalirkan hidrokarbon dari ekspansi batuan dan fluida fasa cair (minyak dan air) baik pada tekanan diatas maupun dibawah titik gelembung minyak. Namun ketika sumur tersebut sudah dipenuhi dengan gas maka dibutuhkan *artificial lift* untuk mengangkat hidrokarbon.

2. *Gas cap drive*

Gas cap drive merupakan energi yang mendorong produksi hidrokarbon yang berasal dari *gas cap* atau gas yang sudah terakumulasi pada bagian atas reservoir yang berbentuk kubah. Ketika sumur diproduksi, maka hidrokarbon yang ada didalam reservoir akan semakin berkurang menyebabkan *gas cap* akan terekspansi yang membantu mendorong kebawah minyak sehingga minyak akan mengalir menuju sumur produksi. Tingkat produksi dari energi dorong ini sangat bergantung dengan ukuran dari *gas cap*

3. *Water drive*

Pada metode produksi ini, energi pendorong didapatkan dari akuifer yang berbatasan dengan hidrokarbon di reservoir. Seiring dengan proses produksi, hidrokarbon akan dikeluarkan dari reservoir yang menyebabkan lapisan akuifer berekspansi menggantikan posisi hidrokarbon. Besarnya hidrokarbon yang mampu diproduksi bergantung dengan ukuran dari akuifer, permeabilitas akuifer, dan laju produksi hidrokarbon. Jika laju produksi hidrokarbon rendah dan ukuran serta permeabilitas dari akuifer tinggi, maka tekanan reservoir akan menjadi tinggi karena secara efisien seluruh minyak yang diproduksi akan digantikan dengan air. Jika laju produksi terlalu tinggi maka minyak yang terekstraksi tidak dapat tergantikan dengan air pada rentang waktu yang sama, terutama jika akuifer terlalu kecil dan permeabilitas rendah. Pada kasus ini tekanan reservoir akan turun. Berbeda dengan metode sebelumnya energi yang akan suplai dari akuifer berupa gaya dorong keatas pada lapisan minyak.

4. *Gravity drainage*

Perbedaan densitas antara minyak, gas, dan air menghasilkan segregasi alami pada reservoir. Proses ini dapat dimanfaatkan sebagai mekanisme pendorong, namun biasanya mekanisme ini cenderung lemah dan pada kenyataannya harus diterapkan bersamaan dengan mekanisme lain.

5. *Combination or mixed drive*

Dalam kenyataannya sebuah reservoir biasanya diterapkan minimal dua mekanisme pendorong.

2.6.2 *Secondary Recovery*

Selama proses produksi hidrokarbon, energi didalam reservoir akan terus menurun hingga mencapai pada suatu titik dimana tekanan dibawah permukaan tidak mampu mendorong hidrokarbon menuju permukaan. Teknologi untuk memperoleh minyak yang lebih banyak harus dilakukan yaitu metode sekunder. Metode pemerolehan hidrokarbon secara sekunder merupakan hasil dari intervensi manusia pada reservoir untuk memperbaiki tingkat pemerolehan hidrokarbon ketika mekanisme alami masih menghasilkan efisiensi yang rendah. Dua teknik yang umumnya digunakan, diantaranya:

1. *Water flooding*

Metode ini melibatkan injeksi air pada bagian dasar dari reservoir yang berguna untuk:

- Menjaga atau menaikkan tekanan dari reservoir
- Pergantian minyak (umumnya dengan gas dan air) pada sumur produksi

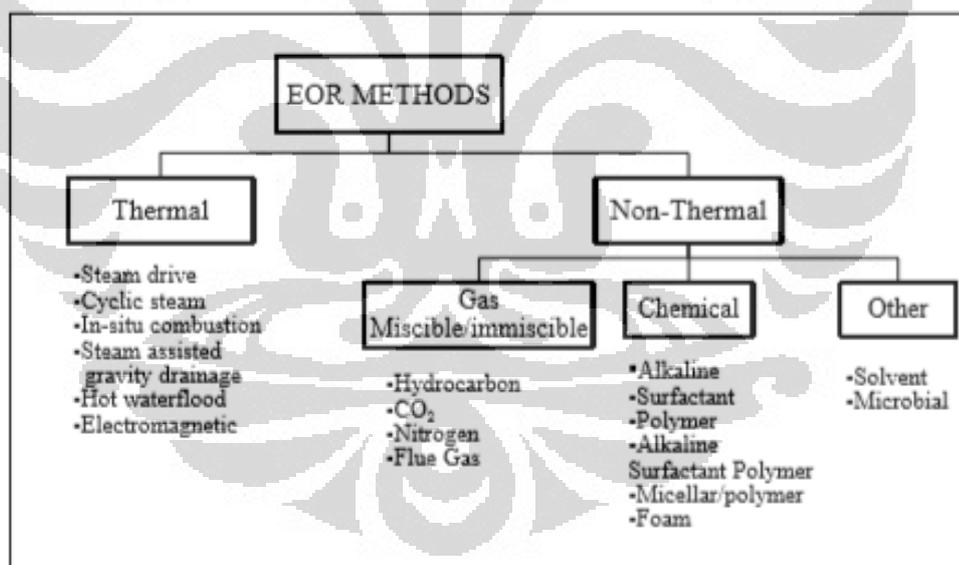
Ukuran keberhasilan dari mekanisme ini bergantung dengan keakuratan data dari permeabilitas relatif pada kedua arah horizontal, pemilihan susunan dari injeksi, dan tekanan lokal yang telah diperhitungkan dalam reservoir.

2. *Gas flooding*

Metode ini serupa dengan prinsip dasar water flooding. Metode ini juga digunakan untuk menjaga tekanan *gas cap*. Sama seperti sebelumnya, permeabilitas relatif dibutuhkan dalam mendesain, sama seperti arah injeksi, dan tekanan dari lokal reservoir.

2.6.3 Tertiary Recovery (Enhanced Oil Recovery)

Begitu banyaknya minyak yang tertinggal didalam reservoir setelah penerapan metode primer dan sekunder menyebabkan dibutuhkan teknologi yang lebih canggih untuk memaksimalkan tingkat eksploitasinya. *Enhancement Oil Recovery* merupakan metode peningkatan perolehan minyak dengan menggunakan teknik-teknik canggih yang mengubah sifat asli dari minyak tersebut menjadi sesuai dengan kondisi yang mampu untuk memproduksi lebih banyak minyak lagi (Schlumberger, 2015). Teknik yang digunakan selama proses *enhanced oil recovery* pada dasarnya dapat dimulai setiap saat selama reservoir minyak tersebut masih produktif. Namun umumnya penerapan teknologi ini dilakukan pada saat reservoir sudah kehabisan energi untuk melakukannya proses produksi. Tujuannya tidak hanya untuk mengembalikan tekanan formasi, tetapi juga untuk meningkatkan perpindahan minyak atau aliran fluida dalam reservoir. Jika dipelajari secara mendalam, maka terdapat dua jenis EOR secara umum, yaitu proses termal dan non-termal yang ditunjukkan pada Gambar 2.16.



Gambar 2.16 Metoded *Enhanced Oil Recovery*
(Sumber: Ali, S. M. F., & Thomas, S., 1989)

Setiap jenis metode diatas memiliki teknik yang berbeda-beda namun tetap sama tujuannya. Teknologi EOR merupakan teknologi yang penting untuk membantu dalam pemenuhan kebutuhan akan minyak yang meningkat di dunia. Sekitar 65% dari minyak masih tertinggal di dalam reservoir setelah penerapan metode primer dan sekunder (konvensional). Minyak dengan jumlah yang begitu besar tersebut

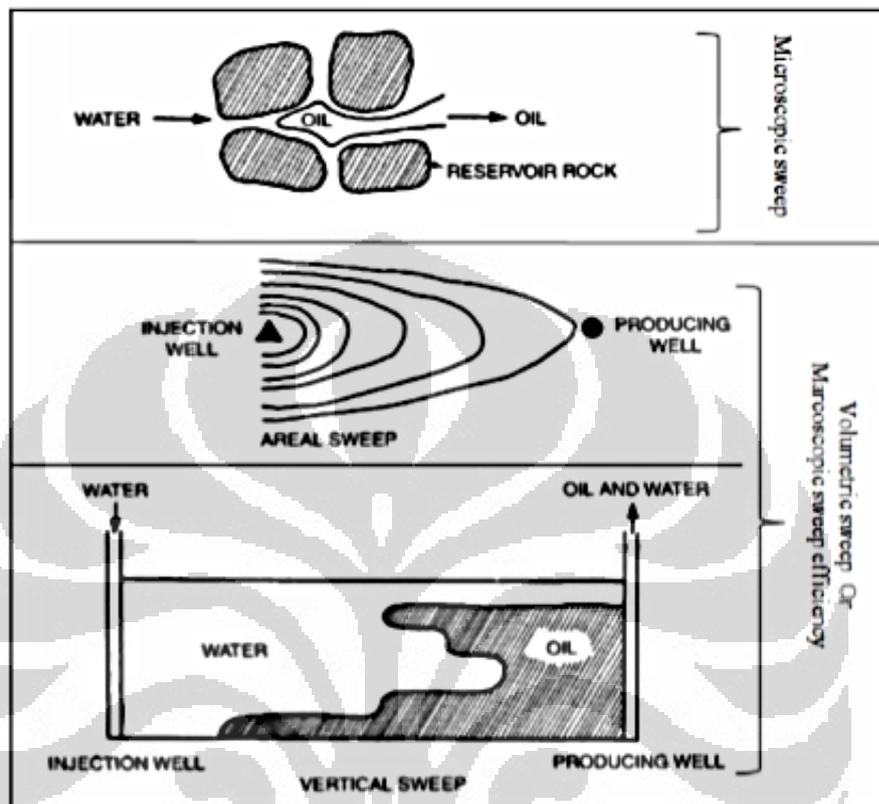
mampu diproduksi dengan mengaplikasikan teknologi EOR. Potensi EOR sudah sangat jelas mengingat terus berkembangnya proyek EOR pada Negara yang memproduksi minyak diseluruh dunia (Ezekwe, 2011). EOR merupakan injeksi fluida dan energi yang tidak berada pada reservoir dalam kondisi normal. Fluida yang diinjeksikan harus memenuhi tujuan berikut:

- a. Mendorong energi alami pada reservoir
- b. Berinteraksi dengan batuan atau minyak pada sistem reservoir untuk menciptakan kondisi yang sesuai untuk memproduksi minyak yang masih tersisa
- c. Mengurangi tegangan permukaan diantara *displacing fluid* dan minyak
- d. Mengurangi tekanan kapiler
- e. Meningkatkan pengaruh viskositas air
- f. Menciptakan pengaturan mobilitas
- g. *Oil swelling*
- h. Pengurangan viskositas minyak
- i. Perubahan wetabilitas batuan reservoir

Tujuan utama dari EOR adalah untuk memobilisasikan minyak yang masih tertinggal setelah penerapan metode konvensional dan untuk meningkatkan efisiensi *oil displacement* keseluruhan yang merupakan fungsi dari *microscopic* dan *macroscopic displacement efficiency* (Green&Willhite, 1998). Efisiensi *oil displacement* akan meningkat seiring dengan pengurangan viskositas minyak (termal dan *miscible flood*) atau dengan mengurangi tekanan kapiler atau tegangan permukaan (kimia dan *miscible*).

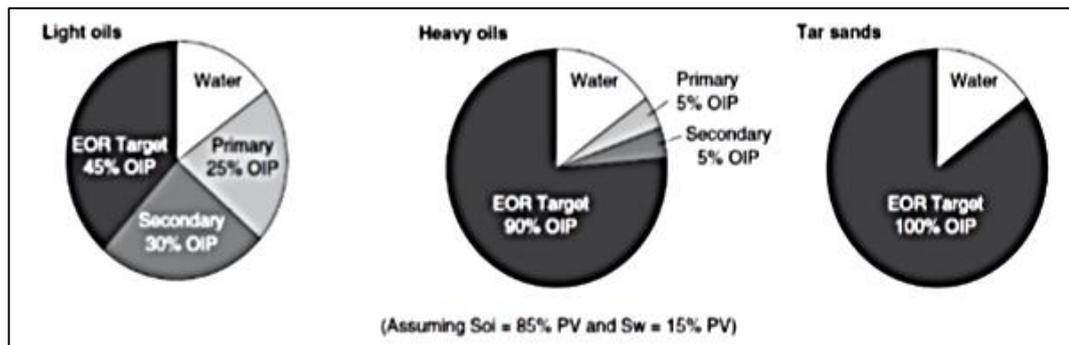
Gambar 2.17 mengilustrasikan skema dari efisiensi satuan makroskopik dan mikroskopik. Efisiensi mikroskopik merupakan mobilisasi minyak pada skala pori dan mengukur efektivitas dari *displacing fluid* terhadap pergerakan minyak pada tempat mereka berkontak. Efisiensi mikroskopik dapat ditingkatkan dengan mengurangi tekanan kapiler atau tegangan permukaan antara *displacing fluid* dan minyak atau dengan mengurangi viskositas minyak (Satter dkk. 2008). Efisiensi makroskopik atau *volumetric displacement* merupakan efektivitas dari *displacing fluid* yang berkontak dengan reservoir pada skala volum. Efisiensi volumetric menunjukkan efektivitas *displacing fluid* dalam menyapu keluar fluida yang ada di

reservoir, baik secara area maupun vertical, dan juga menunjukkan seberapa efektif *displacing fluid* bergerak untuk menggantikan minyak yang menuju sumur produksi (Green & Willhite, 1998).



Gambar 2.17 Skema Efisiensi Sapuan
(Sumber: Lyons dan Plisga, 2005)

Kemampuan EOR bervariasi bergantung pada tipe dari hidrokarbon. Gambar 2.18 menunjukkan saturasi fluida dan kemampuan EOR untuk tipe reservoir minyak ringan dan berat serta *tar sands*. Untuk reservoir minyak ringan, EOR biasanya diaplikasikan setelah operasi metode sekunder dan target EORnya adalah 45% dari OOIP. Sedangkan reservoir minyak berat dan *tar sands* sangat buruk ketika diterapkan metode primer dan sekunder, sehingga dapat diterapkan EOR secara langsung. (Thomas S., 2007).



Gambar 2.18 Penerapan EOR pada Sektor yang Berbeda
(Sumber: Thomas S., 2007)

Berikut ini adalah penjelasan lebih lanjut mengenai jenis-jenis dari EOR.

2.6.3.1 Proses EOR Termal (TEOR)

Proses ini menggunakan panas untuk memperbaiki kemampuan minyak untuk mengalir dengan cara mengurangi viskositas dari minyak dan menguapkan minyak ringan. TEOR merupakan proses yang secara global sangat terdepan. Prinsip dasar dari metode ini adalah ketika panas mampu mengurangi viskositas dari minyak dan mengurangi rasio mobilitas, maka tingkat produksi dan pemerolehan minyak dapat meningkat. Pergerakan minyak disebabkan adanya suplai energi panas menuju sumur produksi. Ketika dipanaskan minyak akan menjadi tidak viskos dan akan mengalir secara mudah. Seperti yang sudah dijelaskan dalam subab sebelumnya bahwa kenaikan suhu akan menyebabkan viskositas minyak berkurang. Secara spesifik, berikut ini prinsip kerja dari TEOR:

- Memproduksi panas untuk mengurangi viskositas dari minyak
- Merengkah berat molekul hidrokarbon dari yang berat menjadi ringan
- Menguapkan beberapa hidrokarbon ringan untuk membantu pelarutan air
- Menciptakan uap yang dapat menyaring minyak terperangkap
- Menjaga tekanan didalam reservoir

Secara umum, TEOR dapat dibagi menjadi beberapa jenis, diantaranya:

- Injeksi kukus siklik (*huff n puff*)
- *Steam flooding*
- *Steam assisted gravity drainage* (SAGD).
- Pembakaran in situ
- Injeksi air panas (*water flooding*)

- Pemanasan elektromagnetik

Kedua metode terakhir pada jenis TEOR diatas masih jarang digunakan. Berikut ini adalah tingkat pemerolehan kembali dari minyak dari beberapa jenis metode TEOR tersebut dijelaskan dalam Tabel 2.11.

Tabel 2.11 Tingkat Rekoveri Metode EOR

Thermal EOR	% of OOIP
CSI	10 - 40
Steam flooding	50 - 60
SAGD	60 - 70
In-situ Combustion*	70 - 80

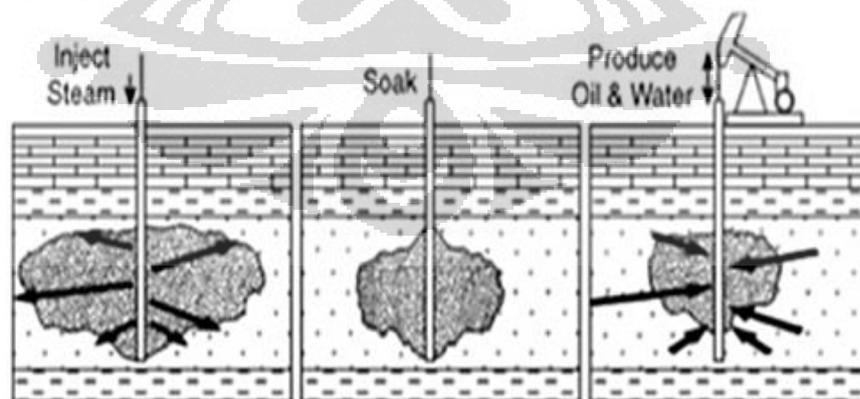
*In-situ Combustion using THAI—'Toe-to-Heel Air Injection'

(Sumber: Alvarez, J dan Sungyun Han, 2013)

Penerapan suhu dalam jumlah yang besar pada dasarnya memberikan dampak lingkungan. Namun demikian, EOR termal merupakan metode EOR yang paling efisien. Berikut ini adalah penjelasan dari berbagai jenis TEOR.

1. Injeksi kukus siklik (*huff and puff*)

Metode ini merupakan thermal recovery dimana sumur diinjeksikan dengan uap dan kemudian dikembalikan untuk proses produksi. Injeksi uap siklik disebut juga dengan *huff and puff*. Proses injeksi uap siklik meliputi 3 tahap yang dijelaskan pada Gambar 2.19.



Gambar 2.19 Skema Injeksi Kukus Siklik

(Sumber: Ezekwe, 2011)

Tahapan pertama adalah injeksi, dimana uap dimasukan ke dalam reservoir untuk memanaskan minyak pada reservoir. Pemanasan ini dilakukan sampai dicapainya

suhu dimana minyak dapat mengalir (200-300°C dibawah 1 MPa dari tekanan injeksi). Setelah sejumlah kukus diinjeksikan, tahapan berikutnya adalah tahapan pendiaman, dimana dibutuhkan sumur untuk ditutup selama beberapa hari untuk menyeragamkan distribusi panas. Pemanasan ini akan menurunkan viskositas minyak. Tahapan yang terakhir, minyak diproduksi melalui sumur yang sama. Proses produksi ini dibantu dengan aliran alami pada awalnya kemudian dibantu dengan *artificial lift*. Selama periode pendiaman, hampir seluruh kukus terkondensasi menjadi air panas. Siklus ini diulang selama produksi minyak tersebut menguntungkan (Ezekwe, 2011). Umumnya terdapat 3 siklus untuk satu sumur.

Prinsip dasar dari metode ini sama dengan metode EOR lainnya untuk mengurangi kejenuhan formasi terhadap minyak melalui pengurangan viskositas minyak, perubahan *wettability* reservoir, dan ekspansi gas dan suhu (Prats, 1978) yang bergantung kepada batuan reservoir dan karakteristik fluida. Pengurangan viskositas dapat dijelaskan dengan rasio mobilitas yang merupakan rasio permeabilitas efektif terhadap viskositas.

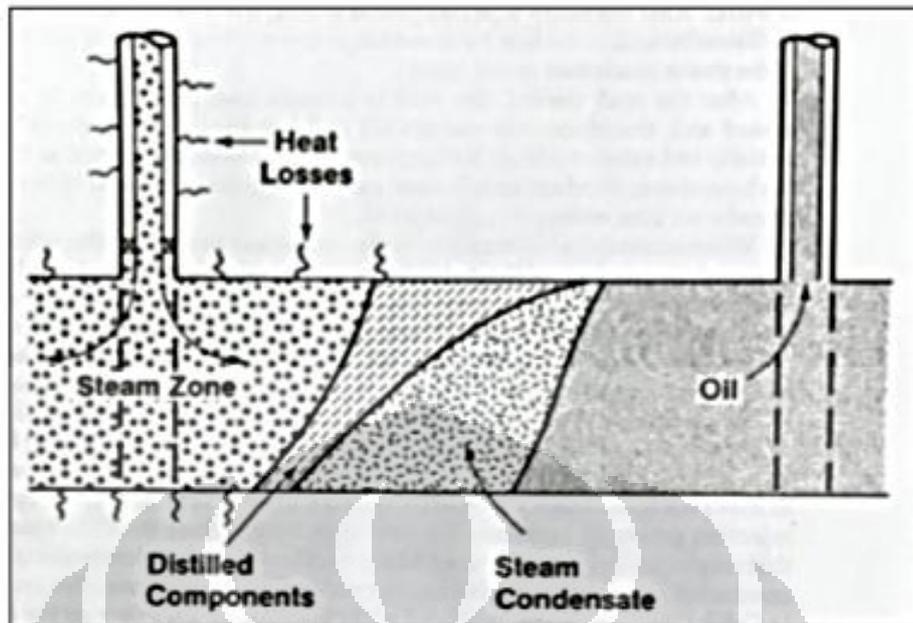
Besarnya tingkat pemerolehan minyak setiap siklusnya bergantung dengan ketebalan formasi, tekanan reservoir, minyak yang terkandung didalamnya, volume kukus yang diinjeksikan, dan jumlah siklus sebelumnya.

Proses CSI ini cocok untuk reservoir dengan kondisi formasi dengan ketebalan lebih dari 30 ft dan kedalaman kurang dari 3000 ft dengan porositas yang tinggi (>0.3) dan *oil saturation* lebih besar dari 40%. Struktur geologi dekat dengan sumur merupakan hal penting dalam teknologi CSI karena kemudahan dalam pendistribusian kukus dan penangkapan minyak.

Untuk meningkatkan efisiensi dari CSI, proses divariasikan dengan penambahan bahan kimia pada kukus, aplikasi pada sumur horizontal, dan penerapan bersama teknologi *hydrolic fracturing*.

2. *Steam Flooding*

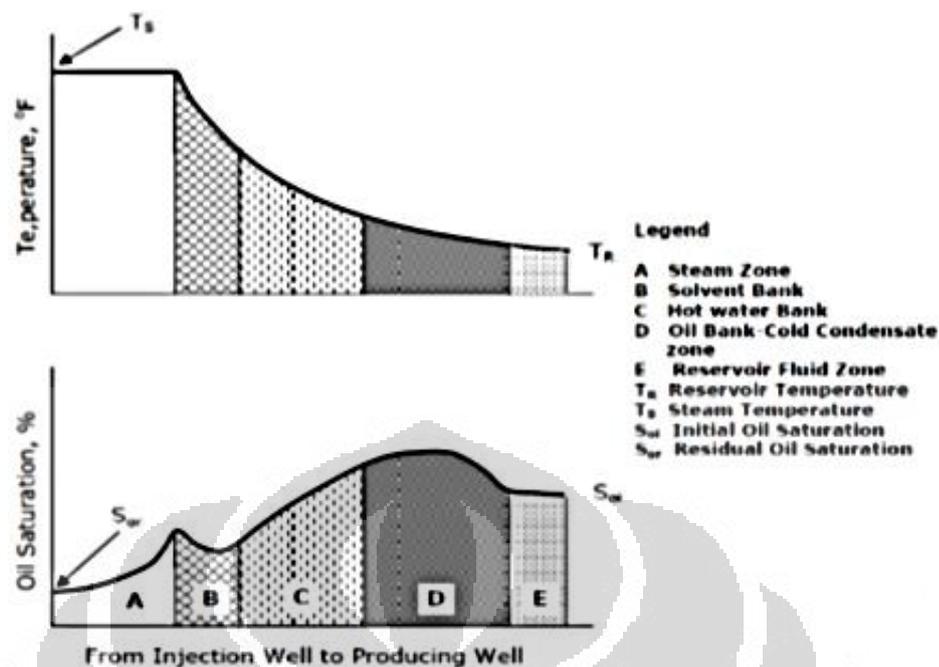
Steam flooding merupakan TEOR konvensional yang biasanya diaplikasikan pada berbagai reservoir yang mengandung minyak berat di dunia yang masih terus dikembangkan penerapannya (Carrizales, M., 2009). Gambar 2.20 menunjukkan skema dari proses ini.



Gambar 2.20 Skema *Steam Flooding*
(Sumber: Hong, K.C., 1994)

Prinsip dasar dari teknik ini adalah injeksi kukus secara kontinyu untuk mengurangi saturasi minyak pada area kukus dan produksi minyak dengan faktor pendorong kukus (*steam drive*). Operasi *steam flooding* diterapkan dengan menggunakan suatu sumur sebagai sumur injeksi dan sumur lainnya sebagai sumur produksi (Iyoho, 1978). Selama operasi ini, kukus dengan kualitas tinggi diinjeksikan kedalam reservoir yang mengandung minyak berat. Kemudian kukus tersebut akan memanaskan minyak tersebut dan mendorongnya menuju sumur produksi secara terus menerus. Oleh karena kukus melepaskan panas kedalam formasi batuan, maka kukus akan terkondensasi menjadi air panas yang juga dapat mendorong produksi dari minyak.

Seiring dengan kukus yang bergerak disepanjang reservoir antara sumur injeksi dan produksi, terdapat 5 daerah yang diciptakan pada kurva yang menghubungkan temperatur dengan saturasi fluida yang ditunjukkan pada Gambar 2.21.



Gambar 2.21 Profil Temperatur dan Saturasi dari Metode *Steam Flooding*
(Sumber: K. C. Hong, 1994)

Oleh karena adanya perbedaan mekanisme perpindahan minyak pada setiap zona, saturasi minyak akan bervariasi diantara sumur injeksi dan produksi. Seiring dengan kukus masuk ke dalam reservoir, hal tersebut menyebabkan adanya zona kukus jenuh disekitar sumur. Dari gambar diatas zona A menunjukkan lokasi yang paling berdekatan dengan sumur injeksi. Pada zona ini, suhunya setara dengan suhu injeksi kukus. Zona tersebut dapat berekspansi seiring dengan semakin banyaknya kukus yang diinjeksikan. Pada zona A, saturasi minyak akan mencapai titik terendahnya karena minyak dikontakkan langsung dengan suhu tinggi. Saturasi aktual residual yang dicapai pada dasarnya tidak bergantung dengan saturasi mula-mula, namun bergantung dengan suhu dan komposisi dari minyaknya. Minyak dipindahkan dari zona A menuju zona B dan C menggunakan distilasi uap pada suhu kukus, gas juga dilucuti dari minyak pada zona ini. Pada zona B dan C, kukus mulai terkondensasi menjadi air seiring dengan panas yang hilang ke dalam formasi dan menghasilkan kondensat panas. Akibat adanya gaya dorong dari kukus, kondensat yang membawa sejumlah panas akan bergeser menuju zona yang lebih dingin dari zona injeksi. Panas yang hilang pada kondensat akan membuat suhunya turun mencapai suhu reservoir mula-mula pada zona D. Saturasi aktual pada zona ini umumnya lebih tinggi dari saturasi minyak mula-mula. Pada zona E, suhu dan

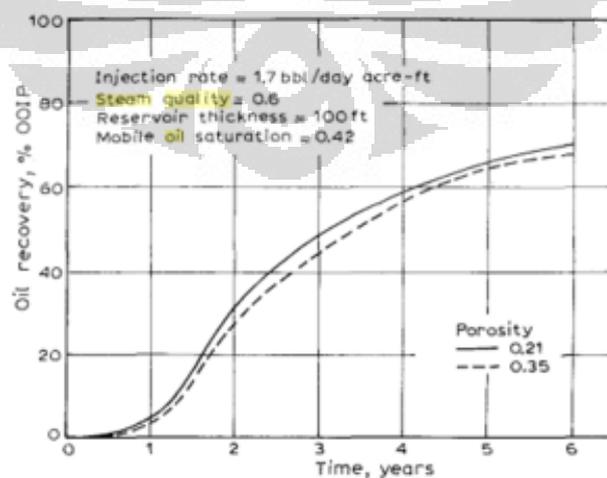
saturasi mencapai kondisi mula-mula. Mobilisasi dari minyak didorong oleh injeksi kukus dari zona A dan air panas pada zona C.

Viskositas minyak akan menurun seiring dengan pertambahannya suhu seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya. Penamahan suhu ini juga menyebabkan viskositas air turun, namun pada derajat yang lebih rendah. Untuk itu, kenaikan suhu akan menyebabkan rasio mobilitas minyak terhadap air akan menjadi lebih baik. Proses produksi dari minyak dilakukan dengan bantuan *artificial lift*.

Parameter studi dalam penerapan *steam flooding* diantaranya (Gomma, 1980):

- Porositas

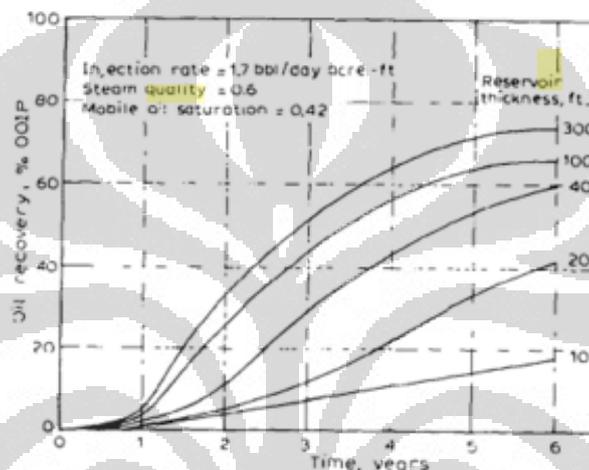
Reservoir dengan porositas yang tinggi akan menghasilkan yang lebih banyak dibandingkan dengan reservoir yang memiliki porositas kecil setiap barel dari kukus yang diinjeksikan mengingat besarnya panas yang hilang pada matriks batuan. Namun ketika produksi tersebut dikonversi kedalam tingkat pemerolehan minyak, maka tingkat pemerolehan kembali minyak tidak bergantung dengan porositas (Gomma, 1980) untuk tingkat injeksi kukus yang sama setiap unit volum reservoir. Gomma menggunakan pendekatan “model tangki”. Porositas yang besar maka akan mengindikasikan pori-pori yang besar dan konektifitas pori yang besar yang dapat secara signifikan mengubah ketahanan alir fluida menjadi *oil bank*. Untuk itu, semakin besar porositas maka harus memproduksi minyak yang lebih banyak dalam basis tingkat pemerolehan kembali minyak (Gambar 2.22).



Gambar 2.22 Pengaruh Porositas Terhadap Tingkat Pemerolehan Kembali Minyak
(Sumber: Chilingarian, 1989)

- Ketebalan Reservoir

Ketebalan reservoir akan mempengaruhi panas yang hilang selama proses injeksi kukus kedalam reservoir. Gambar 2.23 menunjukkan tingkat pemerolehan kembali minyak akan lebih tinggi untuk reservoir yang tebal hal ini dikarenakan cadangan minyak yang lebih banyak dengan pertimbangan panas yang hilang sudah diperhitungkan. Ketebalan reservoir menentukan gradien temperatur vertikal dan profil saturasi kukus-minyak. Tekanan kapiler juga sensitif terhadap ketinggian reservoir.



Gambar 2.23 Pengaruh Ketebalan Reservoir Terhadap Tingkat Pemerolehan Kembali Minyak (Sumber: Chilingarian, 1989)

- *Mobile Oil Saturation*

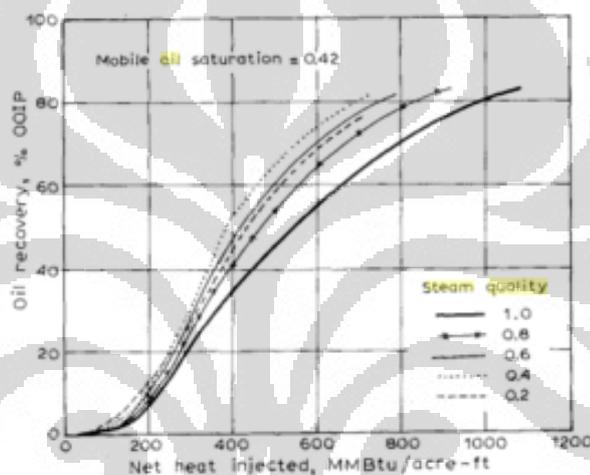
Mobile oil saturation yang tinggi didefinisikan sebagai perbedaan antara saturasi minyak setelah *steamflood* dan saturasi minyak sebelum *steamflood*. *Mobile oil saturation* menunjukkan tingkat pemerolehan kembali minyak yang tinggi dan laju alir pemerolehan kembali minyak yang tinggi. Laju alir pengembalian minyak yang tinggi dapat disebabkan oleh permeabilitas tinggi.

- Laju Injeksi

Untuk mengeliminasi faktor geometri, laju injeksi kukus biasanya diekspresikan dalam basis satuan unit volume. Gomma (1980) menunjukkan laju injeksi dalam bentuk ini tidak mempengaruhi tingkat pengembalian kembali minyak. Willman, dkk (1961) menjelaskan semakin tinggi laju injeksi maka tingkat pemerolehan kembali akan semakin meningkat karena panas yang hilang menjadi lebih kecil.

- Kualitas Kukus

Kualitas kukus menyatakan perbandingan uap jenuh dalam kondensat jenuh setiap campuran kukus. Kualitas kukus 0 menunjukkan 100% fasa cair, sementara kualitas kukus 100 mengindikasikan 100% fasa gas. Kualitas kukus yang tinggi menghasilkan tingkat pengembalian minyak yang tinggi dan cepat (Gambar 2.23). Terdapat kualitas kukus optimum untuk memaksimalkan tingkat pengembalian minyak dengan injeksi panas bersih (total injeksi panas dikurangi dengan energi yang hilang). Gomma (1980) menentukan bahwa kualitas kukus adalah sebesar 40%.



Gambar 2.24 Pengaruh Kualitas Kukus terhadap Tingkat Pengembalian Minyak (Sumber: Chilingarian, 1989)

Berdasarkan Tabel 2.12, ditunjukkan kriteria dari penerapan metode *steam flooding*.

Tabel 2.12 Kriteria Penerapan Metode Steam Flooding

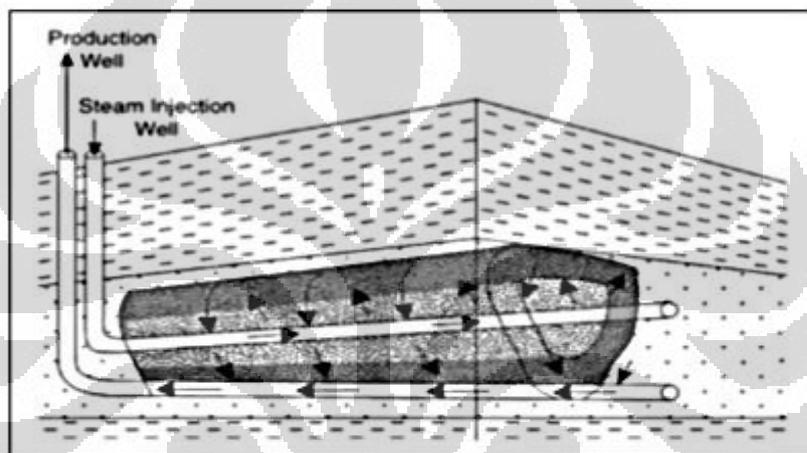
No.	Reservoir Parameter	Units	Thermal		Chemicals			Miscible			Microbial
			Steam flood	Insitu comb.	Poly-mer	Surfactant	Alka-line	HC gas	N2 gas	CO2 gas	
1	Rock type	-	sst	sst	sst/lm	sst*	sst*	sst/lm	sst/lm	sst/lm	sst/lm
2	Net thickness	ft	>20	>10	NC	>10	NC	thin	thin	thin	NC
3	Depth	ft	<5000	>500	<9000	<8000	<9000	>2000	>5000	>2000	<5500
4	Temperature	F	NC	>150	<200	<175	<200	NC	NC	NC	<200
5	Ave. permeability	md	>200	>100	>40	>60	>20	NC	NC	NC	>50 mD
6	Ave. porosity	%	20	20	20	20	20	NC	NC	NC	-
7	Ave. oil saturation	%	40-50	40-50	>40	40-50	Sor	>30	>30	>30	>25
8	Pressure	psi	1500	2000	NC	NC	NC	-	-	MMP	<20000
9	Oil gravity	Api	10-25	<25	>25	>25	13-35	>35	25-35	>25	>15
10	Oil viscosity	cp	>20	>1000	<200	<40	<90	<10	<10	15	-
11	Oil composition	NC	asphal	NC	Light	NC	Light	heavy	heavy	heavy	-
12	Salinity (TDS)	ppm	NC	NC	<50,000	<30,000	100,00	NC	NC	NC	NC
13	Wettability	OW	WW/OW	WW	WW	WW	OW	WW/OW	WW/OW	WW/OW	WW/OW
14	Transmissibility, Kh/u	5	5	NC	-	-	-	-	-	-	-
15	Minimum oil content at Start of Process	Fraction	>0.1	>0.08	NC	-	-	-	-	-	-
16	Inject. water salinity	ppm	-	-	<50,000	20,000	-	-	-	-	<190,000
17	Clay content	%	-	-	<10	<8	-	-	-	-	-
18	pH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4-9

(Sumber: Lasman, A.N., 2014)

Kriteria yang dibangun diatas didasarkan pada data lapangan dan laboratorium yang diteliti oleh masing-masing narasumber.

3. *Steam assisted gravity drainage (SAGD)*

Metode ini terdiri dari dari dua sumur horizontal yang terletak berdekatan sekitar 15 kaki yang dekat dengan dasar formasi. Metode ini cenderung untuk mengurangi tahanan aliran dengan cara mengurangi viskositas dari fluida. Dari semua proses ini, *steam assisted gravity drainage* merupakan metode yang efektif untuk memproduksi *heavy oil* dan bitumen. Gambar 2.25 menunjukkan skema proses.



Gambar 2.25 Skema SAGD
(Sumber: Ezekwe, 2011)

Pada proses ini uap diinjeksikan kedalam sumur horizontal yang diletakan tepat diatas sumur produksi yang berbentuk horizontal juga. Uap yang diinjeksikan pada sumur injeksi akan memanaskan minyak dan menyebabkan minyak dihasilkan pada sumur produksi. Sumur produksi berada lebih dalam dari sumur injeksi karena dengan struktur ini peran gaya gravitasi akan lebih maksimal. Panas di transfer secara konduksi dan konveksi. Dengan menginjeksikan uap, wadah uap terbentuk secara langsung diatas sumur produksi. Pada perbatasan wadah uap dan daerah sumur produksi, uap terkondensasi menjadi air dan panasnya dialirkan ke minyak. Air hasil kondensasi dan minyak panas yang sudah berkurang viskositasnya akan mengalir dari wadah uap menuju sumur produksi dengan bantuan tambahan dari gaya gravitasi.

4. Pembakaran in situ

Pada proses ini, panas dihasilkan dengan membakar beberapa minyak di dalam batuan reservoir. Proses pembakaran ini tercipta ketika udara diinjeksikan ke dalam reservoir dan sebuah pemanas diturunkan ke dalam sumur untuk membakar minyak. Sebagian dari minyak terbakar dan menghasilkan panas yang digunakan untuk mengurangi viskositas dari minyak sehingga memudahkan proses mengalirnya minyak tersebut dengan bantuan gaya gravitasi pada sumur produksi yang berbentuk horizontal. Pembakaran ini menyapu minyak dari sisi belakang dan depan dari sumur produksi. Jumlah minyak yang dibakar dan panas yang diciptakan dapat diatur dengan memvariasikan udara yang diinjeksikan ke dalam reservoir (Hong, K. C., 1994).

5. Injeksi air panas

Pada metode ini, air panas diinjeksikan ke dalam reservoir melalui sumur injeksi yang terdistribusi. Metode ini merupakan pemanasan dengan frekuensi tinggi dari gelombang radio dan microwave yang diproduksi dengan absorpsi dari energi elektromagnetik di formasi. Prinsip dari metode ini adalah pengurangan viskositas dari minyak yang memudahkannya untuk mengalir menuju sumur produksi. Metode ini kurang efektif jika dibandingkan dengan injeksi kukus karena air memiliki kandungan panas yang lebih rendah dibandingkan dengan kukus (Schlumberger, 2015).

6. Pemanasan elektromagnetik

Teknik pemanasan elektromagnetik ini masih tergolong baru. Teknologi ini diterapkan untuk menjawab solusi dari teknologi EOR konvensional ketika reservoir dalam, ketebalan formasi rendah, formasi diskontinu, tidak terdapat air, reservoir heterogen, atau terdapat banyak panas yang hilang.

2.6.3.2 EOR Non-Termal

1. Kimiawi

Proses ini menggunakan kimia yang ditambahkan kepada *waterflood* untuk mengubah efisiensi fluida untuk memperbaiki tingkat perolehan hidrokarbon. Hal ini dapat dilakukan dengan berbagai cara sebagai berikut:

- Meningkatkan viskositas air (polimer)

- Mengurangi permeabilitas terhadap air (polimer)
- Meningkatkan permeabilitas relative terhadap minyak (*micellar* dan *alkaline floods*)
- Mengurangi S_{ar} (*micellar* dan *alkaline floods*)
- Mengurangi tegangan antarmuka antara fase minyak dan air (*micellar* dan *alkaline floods*)

Proses ini dilakukan dengan menginjeksikan larutan kimia ke dalam reservoir. Misel, alkali, dan surfaktan digunakan untuk mengurangi tegangan permukaan antara minyak dan air di reservoir, sedangkan polimer seperti poliakrilamida atau polisakarida yang digunakan untuk meningkatkan efisiensi penyapuan. Larutan kimia dipompa melalui sumur injeksi didistribusikan khusus untuk memobilisasi minyak tertinggal setelah tahapan primer atau sekunder.

2. Miscible Gas Flooding

Metode ini menggunakan fluida yang terlarut dengan minyak. Fluida yang tidak memiliki tegangan permukaan dengan minyak dan secara teknis dapat membawa keluar sisa minyak yang ada di reservoir. Dalam praktiknya, fluida yang digunakan adalah gas mengingat gas memiliki mobilitas yang tinggi dan dapat secara mudah memasuki pori-pori pada batuan yang menyebabkan gas dapat terlarut dalam minyak. Tiga jenis gas yang digunakan, diantaranya:

- (i) CO_2
- (ii) N_2
- (iii) Gas hidrokarbon

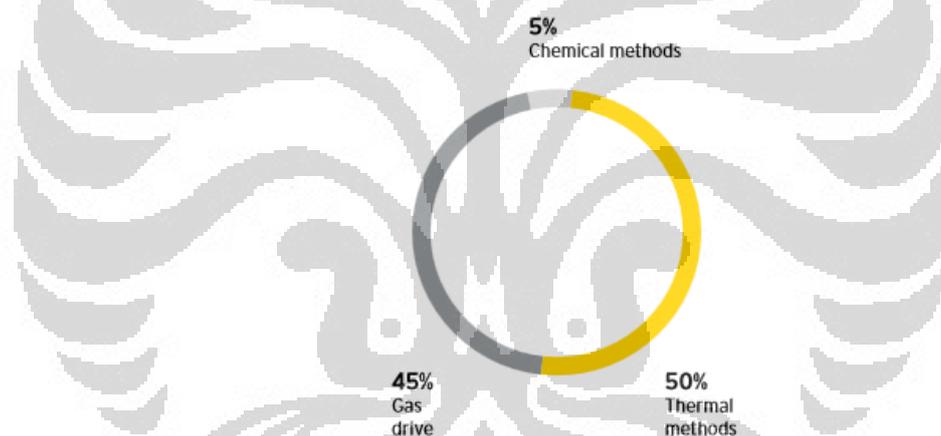
Metode ini pada dasarnya cukup murah untuk diterapkan dengan mendapatkan gas dari atmosfer atau dari reservoir gas. Mobilitas yang tinggi dari gas dapat menyebabkan permasalahan dalam proses injeksinya, mengingat gas dapat keluar dengan sangat cepat akibat adanya *fingering*, menyebabkan efisiensi sapuan yang rendah. Proses ini memberikan keuntungan karena gas tersebut akan terlarut dalam minyak, mengingat densitas gas yang lebih rendah dibandingkan dengan densitas minyak akan menyebabkan turunnya densitas minyak ketika dicampurkan dengan gas terlarut. Hal tersebut juga akan mengurangi viskositasnya dan menghasilkan mobilitas yang lebih tinggi dan memudahkan dalam usaha memperoleh hidrokarbon.

2.6.4 Infill Recovery

Seiring dengan berakhirnya masa produksi dari reservoir (setelah *primary recovery* hingga *tertiary recovery*), hal yang dapat dilakukan untuk memperbaiki laju produksi adalah dengan melakukan *infill drilling*, dengan mengakses langsung minyak yang telah ditinggalkan karena tidak berproduksi. *Infill drilling* melibatkan biaya pengeboran yang besar, sementara hasil produksi tambahan yang dihasilkan tidak begitu signifikan.

2.6.5 Kondisi Penggunaan *Enhanced Oil Recovery* Saat Ini

Dari berbagai metode EOR yang telah disebutkan pada subbab sebelumnya, metode termal merupakan metode yang paling banyak digunakan pada saat ini. Hal ini dapat terlihat dari Gambar 2.26.



Gambar 2.26 Proyek Berbasis EOR
(Sumber: Ernst & Young's Moscow Oil & Gas Center, 2014)

Dari Gambar 2.25 ditunjukkan bahwa 50% dari proyek berbasis EOR menggunakan metode termal, sementara injeksi nitrogen dan CO₂ adalah sebesar 45% dan metode kimiawi yang sudah diaplikasikan hanya 5%. Penggunaan injeksi gas dan metode termal paling banyak digunakan di Amerika.

2.6.6 Pertimbangan Penerapan *Enhanced Oil Recovery*

Dalam menerapkan EOR pada suatu reservoir, perlu dilakukannya tahapan *screening* atau seleksi. Kriteria yang dijabarkan merupakan hal utama yang perlu dievaluasi dari reservoir untuk EOR. Kriteria penyeleksian pada beberapa jenis

EOR terdiri dari parameter atau karakteristik reservoir dan fluida seperti *oil gravity*, viskositas minyak, porositas reservoir, saturasi minyak mula-mula dan pada akhir proses, permeabilitas reservoir, kedalaman reservoir, temperatur reservoir, tekanan reservoir, ketebalan dan persebaran formasi.

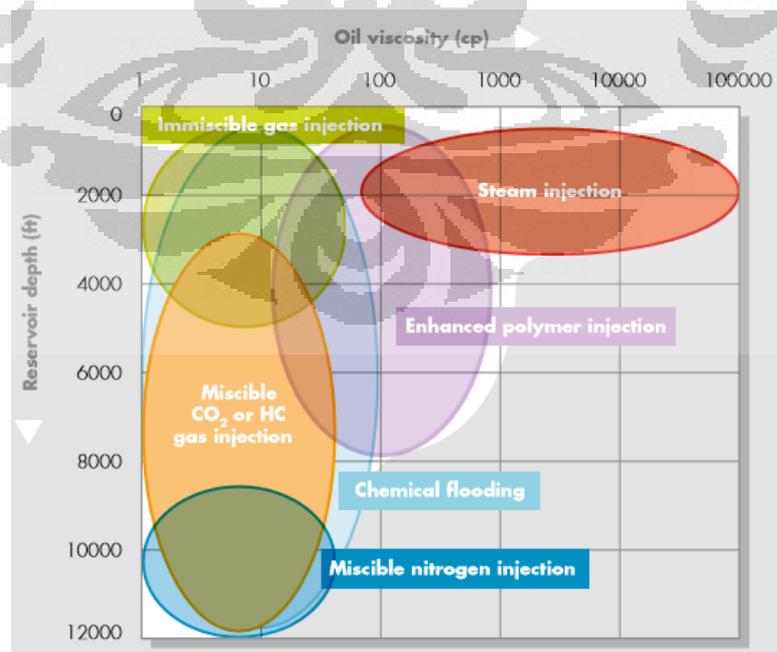
The International Energy Agency menunjukkan data-data mengenai kriteria penerapan beberapa EOR dari segi ketinggian, *recovery ratio* terkini, suhu, gravitasi, permeabilitas, dan jenis batuan (Tabel 2.12).

Tabel 2.13 Kriteria Penggunaan Metode EOR

Method	Density (kg/cubic m)	Remaining recoverable reserves (% of initial recoverable reserves)	Rock type	Depth (m)	Permeability (md)	Temperature (°C)	Expected extra ORF (%)
Nitrogen injection	>850	>40	Carbon	>2,000	190	-	n/a
Hydrocarbon injection	>904	>30	Carbon	>1,350	-	-	20 - 40
CO ₂ injection	>904	>20	Carbon	>700	-	-	5 - 25
Polymer injection	>966	>70	Sand	<3,000	>10	<95	5 - 30
Surfactant injection	>946	>35	Sand	<3,000	>10	<95	5 - 30
Thermal/combustion under rapid oxidation	>1,000	>50	Sand	>50	>50	>40	n/a
Thermal/steam injection	>1,014	>40	Sand	<1,500	>200	-	10 - 60

(Sumber: Gehringer, M. dan Victor Loksha. 2012.)

Gambar 2.27 mengilustrasikan juga kriteria pemilihan metode EOR berdasarkan kedalaman dan viskositas minyak.



Gambar 2.27 Teknologi EOR

(Sumber: Shell, 2012)

Sifat alami dari reservoir akan memerankan peran yang paling utama untuk menentukan kesuksesan dari metode EOR. Berbagai kasus penerapan EOR yang gagal disebabkan oleh minimnya data reservoir. Untuk itu, perlu dilakukannya studi geologi.

2.6.7 Oil Recovery

Tingkat pemerolehan kembali minyak diukur dengan *recovery factor*. *Recovery factor* merupakan rasio dari minyak yang diproduksi terhadap estimasi jumlah minyak yang ada di dalam reservoir (*original oil in place* atau *OOIP*).

$$OOIP = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (2.46)$$

Recovery factor dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$reserve = OOIP \cdot R \quad (2.47)$$

2.6.8 Efisiensi Sapuan

Dalam mempelajari EOR, perlu diketahui mengenai istilah mengenai efisiensi sapuan. Efisiensi sapuan menyatakan efektivitas dari penerapan proses *enhanced oil recovery* yang bergantung dengan volume reservoir yang berkontak dengan fluida yang diinjeksikan. Efisiensi ini bergantung dengan pola injeksi yang dipilih, pola dari sumur, rengkahan pada reservoir, ketebalan reservoir, permeabilitas, heterogenitas reservoir, rasio mobilitas, dan perbedaan densitas antara minyak dan fluida injeksi, dan laju alir.

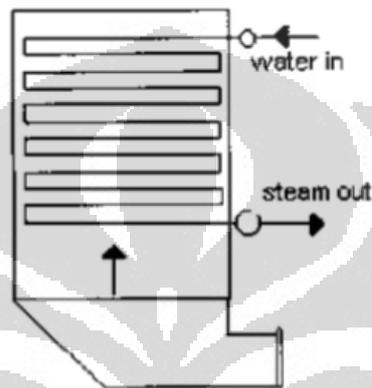
2.7 Steam Flooding

2.7.1 Unit Produksi Kukus pada Steam Flooding

Steam generator adalah ketel uap atau boiler yang berguna untuk memanaskan air dan mengubahnya menjadi uap. Terdapat 3 jenis *steam generator* yang umumnya terdapat pada lapangan minyak. Jenis-jenis tersebut diantaranya:

- *Once through steam generator*
- *Natural circulation steam generator*
- *Forced circulation steam generator*

Dari ketiga jenis *steam generator* yang ada diatas, *once through steam generator* merupakan jenis yang paling sering digunakan pada industry minyak untuk keperluan *steam flooding*. *Once through steam generator* merupakan jenis boiler yang tidak melibatkan aliran sirkulasi dalam prosesnya. Hal tersebut dikarenakan tidak adanya *steam drum* yang berfungsi untuk memisahkan kukus dengan air mengingat air akan 100% diubah menjadi kukus melalui evaporator sebanyak 2 kali. Unit *once through steam generator* ditunjukkan pada Gambar 2.28.



Gambar 2.28 *Once through Steam Generator*
(Sumber: Ganapathy P., 2003)

Media penguapan *once through steam generator* dapat menggunakan bahan bakar atau memanfaatkan *waste heat* dari turbin gas. Bahan bakar yang sering digunakan adalah natural gas (Chaar, M. dkk., 2013).

Dalam mendesain *steam generator*, terdapat beberapa heuristik yang mendasari proses mendasainnya. Tabel 2.14 menjelaskan heuristik mendesain *steam generator*.

Tabel 2.14 Heuristik *Steam Generator*

Heuristik
Efisiensi termal mendekati 70-75%
Suhu gas buang berkisar pada suhu 650-950°F diatas suhu umpan

(Sumber: Walas, S.M., 2002)

Untuk memperoleh persen jumlah kelebihan udara agar terjadi pembakaran yang mendekati sempurna, dibutuhkan penentuan jenis bahan bakarnya. Tabel 2.15 menunjukkan data jumlah udara berlebih tipikal untuk berbagai jenis bahan bakar.

Tabel 2.15 Data Tipikal Kelebihan Udara

Fuel	Type of Furnace	Excess Air %
Pulverized Coal	Partially Water Cooled Furnace	15-40%
Coal	Spreader stoker	30-60%
Coal	Underfeed Stoker	20-50%
Fuel Oil	Oil Burners, register type	5-10%
Fuel Oil	Multifuel burners & flat-flame	10-20%
Natural Gas	Register type Burners	5-10%

(Sumber: Biarnes, M., 2010)

2.7.2 Pemodelan *Steam Flooding*

Dalam menyimulasikan teknologi injeksi kukus pada reservoir yang mengandung minyak berat diturunkan persamaan neraca massa, neraca energi, dan kesetimbangan antara fasa uap dan air (Ehsani, M. R. dkk, 2012). Pemodelan yang dilakukan terdiri dari beberapa asumsi, diantaranya:

- Fasa yang terlibat adalah minyak, air, dan gas (3 fasa)
- Pemodelan reservoir dilakukan 3 dimensi
- Efek permeabilitas relatif 3 fasa dilibatkan
- Efek tekanan kapiler dan suhu dilibatkan
- Efek tekanan sebagai variabel yang bergantung dengan karakteristik fluida dilibatkan
- Minyak diasumsikan sebagai komponen yang tidak menguap
- Gas hidrokarbon tidak terlarut pada fasa cair
- Koefisien konduktivitas termal batuan reservoir pada lapisan atas dan bawah konstan
- Sistem injeksi berupa $\frac{1}{4}$ - 5 titik

Persamaan neraca massa untuk perpindahan fluida dalam media berpori yang kali ini merupakan batuan reservoir adalah sebagai berikut untuk setiap fasanya:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_i S_i) - \nabla \cdot (\rho_i u_i) - \rho_i q_i = 0 \quad (2.48)$$

Persamaan diatas melibatkan suku akumulasi, massa input/output, dan produksi/konsumsi berturut-turut. Produksi atau konsumsi dalam fasa kukus dan air merupakan perpindahan massa diantara kedua fasa tersebut. Selain itu, produksi dan/atau konsumsi dapat didefinisikan sebagai laju injeksi dari proses *steam flooding* dan laju produksi dari minyak.

Persamaan neraca energi ditunjukkan sebagai berikut.

$$\nabla \cdot K_h \nabla T - \nabla \cdot \left[\sum_i \rho_i u_i h_i \right] + Q = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\sum_i \rho_i S_i U_i \right) + (1 - \phi) \rho_R U_R \right] \quad (2.49)$$

Ruas kanan dari persamaan energi diatas mengandung suku akumulasi. Kecepatan fluida dalam persamaan energi dan massa yang merupakan peristiwa perpindahan pada material berpori dihitung menggunakan persamaan Darcy. Persamaan Darcy ditunjukkan sebagai berikut.

$$u_i = - \frac{kk_{ri}}{\mu_i} \cdot [\nabla \cdot p_i - \rho_i g \nabla \cdot Z_i] \quad (2.50)$$

Persamaan Darcy diatas merupakan fungsi perubahan tekanan pada 3 arah, yaitu x, y, dan z.

Kesetimbangan yang terjadi antara fasa uap dan cair didapatkan dari persamaan pada *steam table*.

$$T = T_s(p) \quad (2.51)$$

$$T = e \left[9,37817 \times 10^{-3} + (4,9895 \times 10^{-4} P_r + 1,11049 \times 10^{-5} P_r^2 + 3,34995 \times 10^{-7} P_r^3 + 3,34102 \times 10^{-8} P_r^4) \right] \quad (2.52)$$

Dimana:

$$P_r = P_g / P_{cr} \quad (2.53)$$

$$P_{cr} = 22,064 \text{ MPa} \quad (2.54)$$

Saturasi suatu fasa pada fluida merupakan fraksi wilayah berpori yang ditempati fasa tersebut terhadap pori keseluruhan dari medium. Oleh sebab itu, karena hanya terdapat 3 fasa yang terlibat dalam sistem, maka saturasi dari fasa minyak, air, dan gas jika dijumlahkan akan setara dengan 1.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (2.55)$$

Kondisi Awal:

Selain itu, saturasi fluida pada kondisi tertentu didapatkan sebagai berikut:

$$S_w = 0 \text{ saat } (x,y,z) = (x>0,y>0,z>0) \text{ dan } t = 0 \quad (2.56)$$

$$S_g = 0 \text{ saat } (x,y,z) = (x>0,y>0,z>0) \text{ dan } t = 0 \quad (2.57)$$

Kondisi diatas merupakan kondisi dimana kukus belum diinjeksikan pada reservoir (saat waktu sama dengan nol). Artinya pada pori-pori batuan reservoir disepanjang sumbu x, y dan z belum ditempati oleh air dan gas (kukus).

Kondisi Batas

Kondisi batas untuk kejenuhan fluida ditunjukkan sebagai berikut:

$$S_g = 1 \text{ saat } (x,y,z) = (0,y>0,z>0) \text{ dan } t = t \quad (2.58)$$

$$S_w = 1 \text{ saat } (x,y,z) = (0,y>0,z>0) \text{ dan } t = t \quad (2.59)$$

Kondisi diatas merupakan kondisi saat proses injeksi kukus berlangsung pada reservoir (saat waktu sama dengan t). Pada sumbu dimana injeksi dari air yaitu sumbu x sama dengan nol, maka kukus yang diinjeksikan berada pada fasa gas saja.

Persamaan Empiris

1. Tekanan kapiler

Dalam sistem reservoir, faktor transmisibilitas merupakan hal yang sangat penting. Tekanan kapiler akan dievaluasi menggunakan rumus empiris berdasarkan model Willman yang merupakan fungsi dari kejenuhan fasa air dan kukus.

$$p_{cow} = p_o - p_w = f(S_w) \quad (2.60)$$

$$p_{cog} = p_g - p_o = f(S_g) \quad (2.61)$$

Perbedaan tekanan tersebut ditinjau dari fasa minyak, sehingga nilai tekanan kapiler hanya berlaku pada neraca massa kukus dan air.

2. Gaya gravitasi

Efek gravitasi pada persamaan Darcy hanya berlaku untuk sumbu horizontal atau disepanjang ketinggian reservoir.

$$\rho_i g \frac{\partial}{\partial x} Z_i = \rho_i g \frac{\partial}{\partial y} Z_i = 0 \quad (2.62)$$

3. Koefisien konduktivitas termal

Untuk simplifikasi pemodelan, koefisien konduktivitas termal batuan reservoir akan diasumsikan konstan pada berbagai titik tinjau.

$$K_H (x \geq 0, y \geq 0, z \geq 0, t \geq 0) = \text{konstan} \quad (2.63)$$

Namun nilai koefisien konduktivitas termal meningkat seiring dengan pengurangan temperatur dan meningkatnya densitas batuan dan fluida. Persamaan berikut digunakan untuk menentukan koefisien konduktivitas termal.

$$K_H = 6,36044 \left[\exp \left(\frac{0,6\rho_g}{62,4} + 0,6S_w \right) \right] T^{-0,55} \quad (2.64)$$

Koefisien konduktivitas termal pada bagian atas dan bawah dari batuan reservoir diasumsikan konstan dan tidak bergantung dengan suhu.

4. Densitas

Densitas minyak dapat dihitung menggunakan persamaan berikut.

$$\frac{\rho_i}{\rho_{i,ref}} = 1 + \xi_i (p - p_{ref}) - \beta_i (T - T_{ref}) \quad (2.65)$$

Dimana:

$$\xi_i = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (2.66)$$

$$\beta_i = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial T} \quad (2.67)$$

Data *steam table* yang digunakan untuk menghitung densitas kukus adalah sebagai berikut.

$$\rho_s = 1,9279 \times 10^{-4} \exp(0,0255T) \quad 53,14 \leq T < 201,96 \quad (2.68)$$

$$\rho_s = 10,5 \times 10^{-11} T^{4,2694} \quad 201,96 \leq T \quad (2.69)$$

Temperatur diatas dihitung dalam satuan Fahrenheit dan densitas tersebut dinyatakan dalam satuan lbm/ft³.

5. Viskositas

Viskositas minyak dihitung menggunakan persamaan Butler, sebagai berikut.

$$\ln(\ln)(\mu_o) = 22,8515 - 3,5784 \ln T \quad (2.70)$$

Viskositas air menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\mu_w = \left(\frac{1776 - T}{25,6T - 89} \right) \quad (2.71)$$

Viskositas kukus dihitung sebagai berikut.

$$\mu_s = (0,2T + 81,97)(10^{-4}) \quad (2.72)$$

Pada persamaan diatas suhu dinyatakan dalam satuan Fahrenheit dan viskositas dalam cp.

6. Energi Dalam

Pengaruh suhu terhadap entalpi dan energi dalam didapatkan melalui korelasi sebagai berikut.

$$H_s = -9469,85 + 87,2545T - 0,299668T^2 + 5,4361 \times 10^{-4}T^3 - 5,4648 \times 10^{-7}T^4 + 2,8875 \times 10^{-10}T^5 - 6,2806 \times 10^{-14}T^6 \quad (2.73)$$

$$U_s = H_s - \frac{P_s}{\rho_s} \quad (2.74)$$

Suhu dalam Fahrenheit dan entalpi serta energi dalam dalam Btu/lbm.

7. Porositas

Pada model ini, porositas hanya bergantung dengan variasi tekanan.

$$\varphi = \varphi_o \exp[c_R(p - p_o)] \cong [1 + c_R(p - p_o)] \quad (2.75)$$

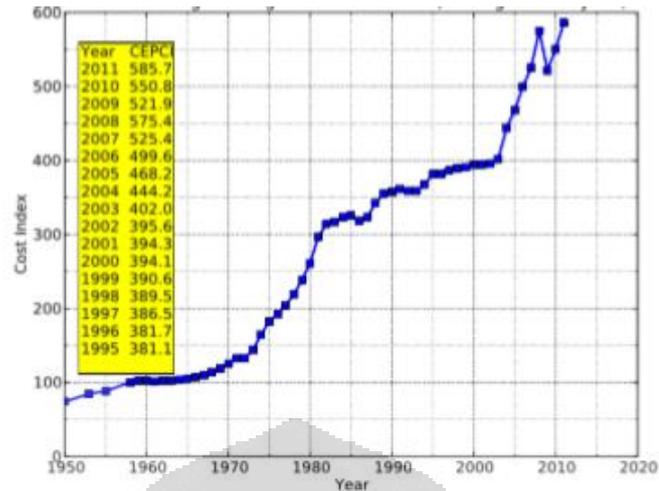
2.8 Analisis Ekonomi

Dalam meninjau skema pemanfaatan panas bumi maupun skema proses pada *steam flooding*, analisis yang perlu ditinjau selain teknis adalah ekonomi. Jika suatu skema proses sudah layak secara teknis belum tentu skema proses tersebut adalah skema yang ekonomis. Berikut ini adalah komponen-komponen dalam melakukan analisis ekonomi.

2.8.1 Biaya Kapital

2.8.1.1 Indeks Harga

Indeks harga yang digunakan adalah *Chemical Engineering (CE) Plant Cost Index*. Data yang didapatkan dari CEPCI Online ditunjukkan pada Gambar 2.29.



Gambar 2.29 Indeks Harga
(Sumber: CEPCI Online, 2015)

Indeks harga ini berguna untuk memproyeksikan seluruh peralatan pada suatu tahun pembelian.

2.8.1.2 Biaya Pembelian Peralatan

Biaya investasi alat dihitung dengan menggunakan rumus yang berbeda untuk jenis peralatan yang berbeda dalam waktu tertentu. Berikut ini adalah perhitungan untuk beberapa jenis alat yang digunakan.

1. Pompa

Biaya pembelian pompa dihitung menggunakan persamaan 2.76.

$$C_P = C_B F_T F_P F_M \quad (2.76)$$

dimana:

$$C_B = \exp(7,3883 + 0,26986 \times \ln(P_B) + 0,06718 \times \ln(P_B)^2) \quad (2.77)$$

Faktor koreksi suhu, tekanan, dan material dijabarkan melalui Tabel 2.16 sampai Tabel 2.18.

Tabel 2.16 Faktor Koreksi Suhu

Suhu Desain (°C)	F_T
0-100	1,00
300	1,60
500	2,00

(Sumber: Smith, 2015)

Tabel 2.17 Faktor Koreksi Tekanan

Tekanan Desain (bara)	F _M
0,01	1,00
0,1	1,30
0,5 sampai 7	2,40
50	3,40
100	3,60

(Sumber: Smith, 2015)

Tabel 2.18 Faktor Koreksi Jenis Material

Jenis Material	F _M
Carbon steel	1,00
Aluminum	1,30
Stainless steel (low grades)	2,40
Stainless steel (high grades)	3,40
Monel	3,60
Inconel	4,10
Nickel	4,40
Titanium	5,80

(Sumber: Smith, 2015)

2. Penukar Kalor

Biaya pembelian penukar kalor tipe *shell and tube* dihitung menggunakan Persamaan 2.78.

$$C_p = C_B F_L F_P F_M \quad (2.78)$$

dimana:

$$C_B = \exp(11,967 + 0,8709 \times \ln(A) + 0,09005 \times \ln(A)^2) \quad (2.79)$$

Faktor koreksi tekanan dijabarkan dalam Persamaan 2.80.

$$F_P = 0,9803 + 0,018 \left(\frac{P}{100} \right) + 0,0017 \left(\frac{P}{100} \right)^2 \quad (2.80)$$

Sedangkan faktor koreksi panjang tube dijabarkan melalui Tabel 2.19.

Tabel 2.19 Faktor Koreksi Panjang Tube

Panjang Tube (ft)	F _T
8	1,25
12	1,12
16	1,05
20	1,00

(Sumber: Seader dkk, 2003)

Faktor koreksi jenis material dijabarkan dalam Persamaan 2.81 dan Tabel 2.20.

$$F_M = a + \left(\frac{A}{100} \right)^b \quad (2.81)$$

Tabel 2.20 Faktor Koreksi Jenis Material untuk Tipe *Shell and Tube*

Materials of Construction Shell/Tube	<i>a</i> in Eq. (16.44)	<i>b</i> in Eq. (16.44)
Carbon steel/carbon steel	0.00	0.00
Carbon steel/brass	1.08	0.05
Carbon steel/stainless steel	1.75	0.13
Carbon steel/Monel	2.1	0.13
Carbon steel/titanium	5.2	0.16
Carbon steel/Cr–Mo steel	1.55	0.05
Cr–Mo steel/Cr–Mo steel	1.70	0.07
Stainless steel/stainless steel	2.70	0.07
Monel/Monel	3.3	0.08
Titanium/titanium	9.6	0.06

(Sumber: Seader dkk, 2003)

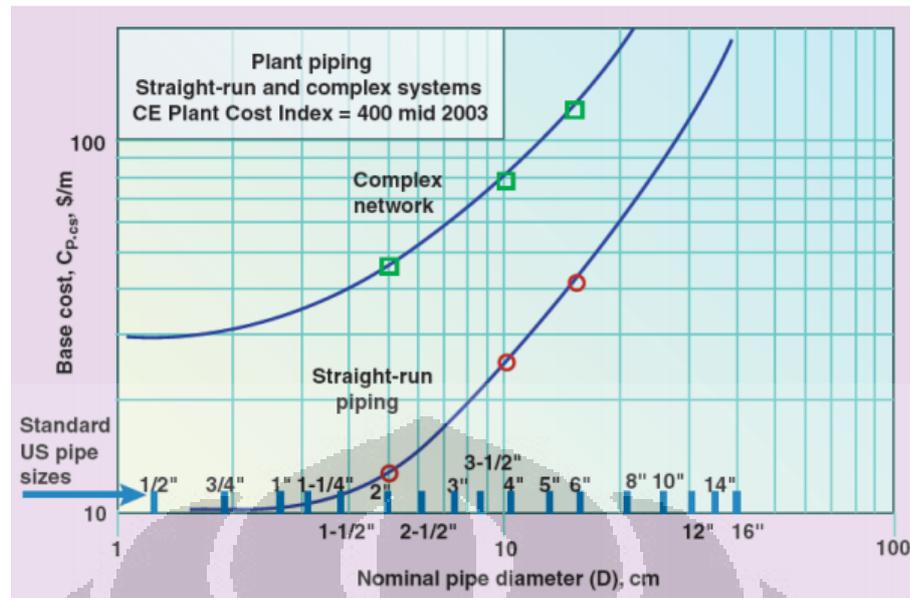
3. Pipa

Biaya pembelian pipa untuk mengalirkan kukus diestimasikan menggunakan korelasi Ulrich dan Vasudean (2006). Biaya yang diperhitungkan meliputi pipa, insulasi, transport menuju lapangan, konstruksi rak pipa, penyambungan, peminjaman alat, pekerja, upah kontraktor, biaya kontingensi, preparasi lahan, dan *off-site facilities* dijabarkan kedalam Persamaan 2.82.

$$C_{GR} = (F_{BM}C_{P,CS} + C_{BM,ins})(1 + F_c + F_F)(1 + F_{SD} + F_{OS}) \left(\frac{I_{PIP}}{I_{b,PIP}} \right) \quad (2.82)$$

dimana:

- $F_{BM} = 11,6 D_{nom}^{-0,84} + 1,13 F_M F_P$, dimana D_{nom} merupakan diameter nominal pipa (cm)
- $C_{P,CS}$ = harga dasar pipa (\$/m) yang didapatkan dari Gambar 2.29
- $C_{BM,ins} = 1,13t(D_{act} + t)$, biaya untuk membeli dan memasang insulasi. D_{act} merupakan diameter luar pipa aktual dan t adalah tebal insulasi.
- $F_c = 0,15$ (faktor biaya kontingensi)
- $F_F = 0,03$ (faktor biaya upah)
- $F_{SD} = 0,05$ (faktor biaya persiapan lahan)
- $F_{OS} = 0,21$ (faktor biaya *offsite facilities*)
- $\frac{I_{PIP}}{I_{b,PIP}}$ = indeks harga



Gambar 2.30 Harga Dasar Pipa
(Sumber: Ulrich dan Vasudevan, 2006)

2.8.1.3 Komponen Biaya Lainnya

Komponen lain dari biaya kapital diantaranya kontingensi dan kontraktor, persiapan lahan, biaya *start-up*, dan *working capital*. Persiapan lahan dihitung menggunakan Persamaan 2.83.

$$\text{Persiapan lahan} = 4\% \times \text{biaya pembelian alat} \quad (2.83)$$

Kontingensi dan kontraktor dihitung menggunakan Persamaan 2.84.

$$\text{Kontingensi dan kontraktor} = 18\% \times \text{investasi langsung} \quad (2.84)$$

Biaya *start-up* dihitung menggunakan Persamaan 2.85.

$$\text{Biaya } start\text{-up} = 2\% \times \text{biaya kapital terdepresiasi} \quad (2.85)$$

Working capital merupakan biaya yang dibutuhkan untuk memulai produksi kukus. Biaya tersebut meliputi biaya yang dibutuhkan sampai mendapatkan pemasukan.

$$\text{working capital investment} = 5\% \times \text{investasi total} \quad (2.86)$$

2.8.2 Biaya Operasional

Biaya operasional merupakan biaya yang dikeluarkan setiap tahunnya selama pabrik beroperasi. Biaya operasional meliputi biaya upah pekerja, biaya utilitas, biaya perawatan, pajak dan asuransi, dan biaya tambahan pabrik. Metode perhitungan yang digunakan dijabarkan kedalam Tabel 2.21.

Tabel 2.21 Perhitungan Biaya Operasional

Operations (labor-related) (O) (See Table 17.3)		
Direct wages and benefits (DW&B)	\$30/operator-hr	\$30/operator-hr
Direct salaries and benefits	15% of DW&B	15% of DW&B
Operating supplies and services	6% of DW&B	6% of DW&B
Technical assistance to manufacturing	\$52,000/(operator/shift)-yr	\$52,000/(operator/shift)-yr
Control laboratory	\$57,000/(operator/shift)-yr	\$57,000/(operator/shift)-yr
Maintenance (M)		
Wages and benefits (MW&B)		
Fluid handling process	3.5% of C_{TDC}	3.5% of C_{TDC}
Solid-fluid handling process	4.5% of C_{TDC}	4.5% of C_{TDC}
Solid handling process	5.0% of C_{TDC}	5.0% of C_{TDC}
Salaries and benefits	25% of MW&B	25% of MW&B
Materials and services	100% of MW&B	100% of MW&B
Maintenance overhead	5% of MW&B	5% of MW&B
Operating overhead		
General plant overhead	7.1% of M&O-SW&B	7.1% of M&O-SW&B
Mechanical department services	2.4% of M&O-SW&B	2.4% of M&O-SW&B
Employee relations department	5.9% of M&O-SW&B	5.9% of M&O-SW&B
Business services	7.4% of M&O-SW&B	7.4% of M&O-SW&B
Property taxes and insurance	2% of C_{TDC}	2% of C_{TDC}
Depreciation (see also Section 17.6)		
Direct plant	8% of $(C_{TDC} - 1.18C_{alloc})$	8% of $(C_{TDC} - 1.18C_{alloc})$
Allocated plant	6% of $1.18C_{alloc}$	6% of $1.18C_{alloc}$
COST OF MANUFACTURE (COM)		
	Sum of above	Sum of above
General Expenses		
Selling (or transfer) expense	3% (1%) of sales	3% (1%) of sales
Direct research	4.8% of sales	4.8% of sales
Allocated research	0.5% of sales	0.5% of sales
Administrative expense	2.0% of sales	2.0% of sales
Management incentive compensation	1.25% of sales	1.25% of sales
TOTAL GENERAL EXPENSES (GE)		
TOTAL PRODUCTION COST (C)	COM + GE	COM + GE

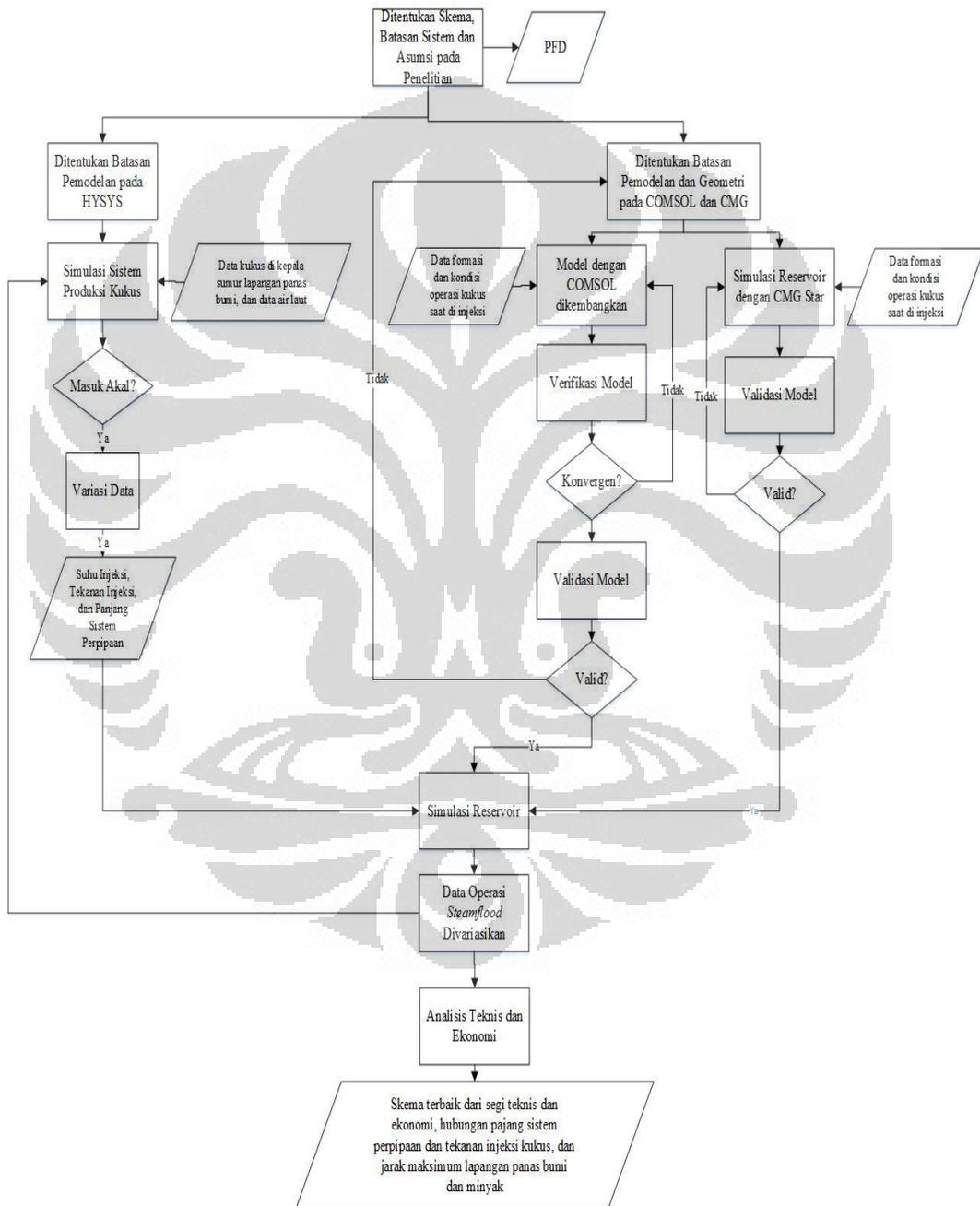
*DW&B = direct wages and benefits; MW&B = maintenance wages and benefits; M&O-SW&B = maintenance and operations salary, wages, and benefits. See Table 16.9 for C_{TDC} and C_{alloc} . 1 ton of refrigeration = 12,000 Btu/hr
Source: Busche (1995) with modifications.

(Sumber: Seader dkk, 2003)

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

Secara garis besar proses penelitian ini tergambar dalam Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Prosedur Penelitian

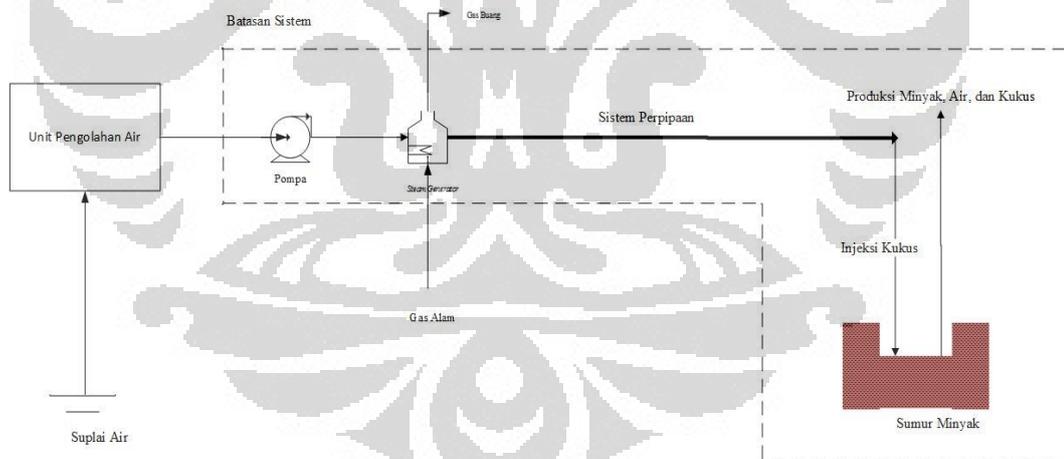
Adapun penelitian ini dilakukan dengan beberapa langkah pengerjaan yang telah disajikan dalam Gambar 3.1:

3.2.1 Ditentukan Skema, Batasan Sistem, dan Asumsi pada Penelitian

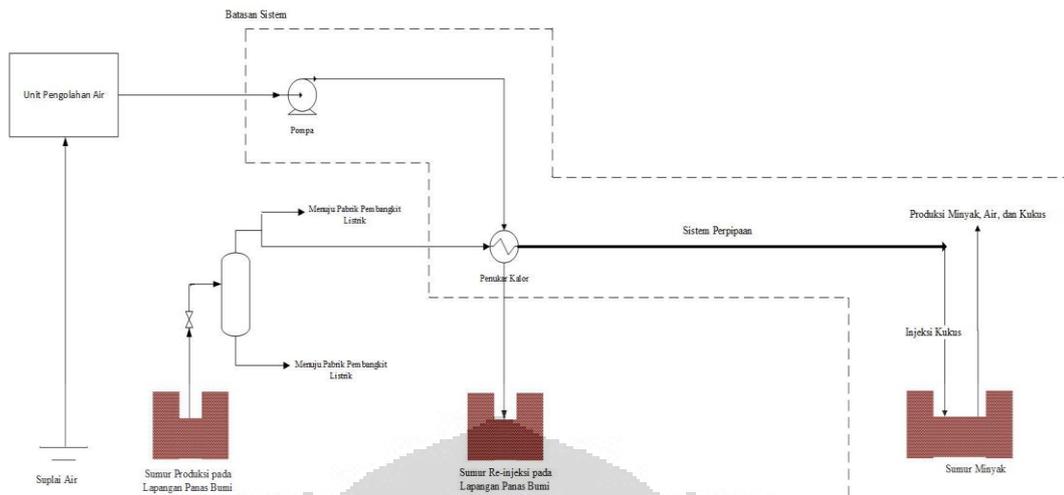
Dalam penelitian ini, secara umum simulasi yang dilakukan terdiri dari proses produksi kukus dan *steamflooding*. Dalam menyimulasikan proses produksi dilakukan variasi skema untuk dapat dibandingkan. Skema tersebut diantaranya:

1. Skema 1: proses produksi kukus dengan *steam generator* (skema yang sudah ada atau skema dasar)
2. Skema 2: proses produksi kukus dengan pemanfaatan panas bumi
3. Skema 3: proses produksi kukus dengan pemanfaatan panas bumi dan *steam generator*

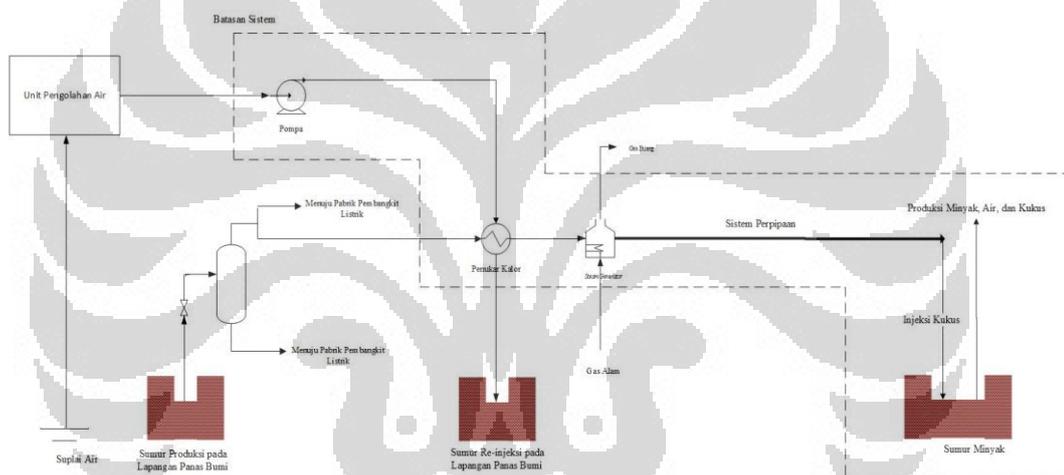
Berdasarkan variasi tersebut, maka batasan sistem dapat ditentukan untuk penyederhanaan peninjauan pemodelan dan simulasi. Dalam pemodelan dan simulasi ini, sistem yang ditinjau ditunjukkan pada Gambar 3.2 sampai Gambar 3.4.



Gambar 3.2 Process Flow Diagram Penelitian Skema 1



Gambar 3.3 Process Flow Diagram Penelitian Skema 2



Gambar 3.4 Process Flow Diagram Penelitian Skema 3

Skema 1 ditinjau untuk dapat membandingkan aspek teknis dan ekonomis dari skema alternatif yang diajukan berupa skema 2 dan 3.

Pada lapangan panas bumi, sistem yang ditinjau mulai dari aliran kepala sumur lapangan dominasi uap dan unit produksi kukus (mulai dari pompa hingga sistem perpipaan). Jenis peralatan pada produksi kukus bervariasi tergantung skema yang ada pada penelitian. Selain itu, aliran air yang ditukar panas dengan kukus panas bumi merupakan air hasil pengolahan terlebih dahulu.

Variabel bebas yang terdapat didalam pemodelan dan simulasi dari seluruh penelitian ini adalah tekanan keluaran pompa dan *duty* total dari proses produksi kukus. Variabel terikat dalam penelitian ini adalah panjang sistem perpipaan (yang merupakan jarak dari lapangan panas bumi dan lapangan minyak) dan suhu injeksi

kukus. Sedangkan variabel tetap dalam penelitian ini adalah tekanan injeksi kukus, fraksi uap kukus yang diinjeksi, data karakteristik formasi reservoir minyak seperti porositas, permeabilitas, dan konduktivitas.

Sebelum dilakukan pemodelan dan simulasi lebih lanjut, terdapat data laju alir air yang dibutuhkan yang belum diketahui untuk satu lapangan. Untuk itu perlu dilakukan estimasi menggunakan data tipikal.

3.2.2 Ditetapkan Batasan Pemodelan pada HYSYS

Penentuan batasan pemodelan merupakan penurunan dari batasan sistem keseluruhan penelitian ini. Batasan pemodelan meliputi asumsi simulasi. Asumsi sistem perpipaan distribusi telah dijelaskan pada Bab 2. Pada pemodelan sistem produksi kukus, terdapat beberapa asumsi yang diambil, diantaranya:

- Tekanan, laju alir, dan suhu pada kukus dikepala sumur panas bumi berdasarkan data lapangan panas bumi untuk sistem dominasi uap.
- Perpipaan dianggap lurus, tidak ada pembelokan pipa dan elevasi
- Komponen yang terlibat dalam sistem simulasi adalah air (tidak terdapat pengotor dalam air yang disuplai baik pada air yang berasal dari luar sistem maupun kukus dalam lapangan panas bumi)

3.2.3 Simulasi Sistem Produksi Kukus

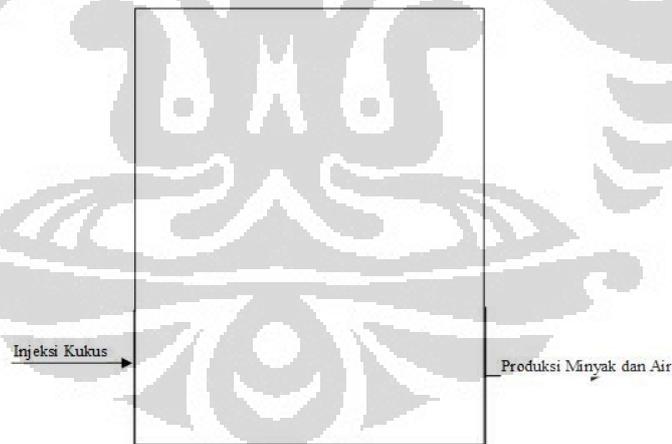
Pada tahapan ini, dilakukan simulasi untuk sistem produksi kukus. Secara keseluruhan dari variasi skema, dilakukan simulasi pompa, penukar kalor, *steam generator*, dan sistem perpipaan dengan menggunakan data input berdasarkan kondisi lapangan panas bumi yang telah ditentukan. Pada simulasi ini dilakukan evaluasi rasional input dari simulasi. Hal ini bertujuan untuk mengetahui apakah sistem yang disimulasikan memenuhi batasan desain atau performa dari alat-alat yang ada pada lapangan. Jika sudah memenuhi, maka dilakukan variasi data sesuai dengan variabel bebas yang telah ditentukan. Dari simulasi ini akan didapatkan suhu dan tekanan keluaran pipa yang merupakan data injeksi pada reservoir dan panjang sistem perpipaan yang digunakan untuk mengetahui jarak maksimum lapangan panas bumi dan lapangan minyak.

3.2.4 Ditetapkan Batasan Pemodelan dan Geometri pada COMSOL

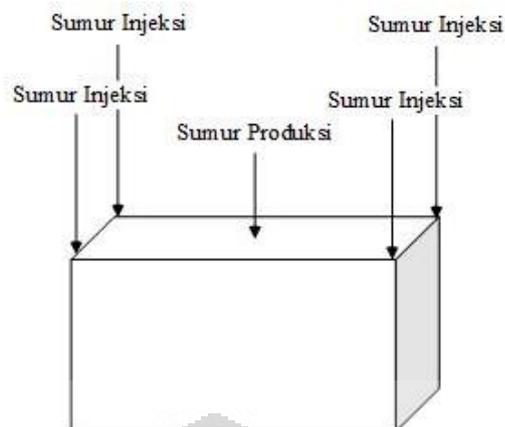
Asumsi pemodelan dalam simulasi injeksi kukus pada proses *steamflood* adalah sebagai berikut:

1. Fasa yang terlibat adalah minyak, air, dan gas (3 fasa)
2. Pemodelan reservoir dilakukan 3 dimensi untuk CMG dan 2 dimensi untuk COMSOL
3. Efek permeabilitas relatif 3 fasa dilibatkan
4. Efek tekanan kapiler tidak dilibatkan
5. Efek tekanan sebagai variabel yang bergantung dengan karakteristik fluida dilibatkan
6. Minyak diasumsikan sebagai komponen yang tidak menguap
7. Koefisien konduktivitas termal batuan reservoir pada lapisan atas dan bawah konstan
8. Sistem injeksi berupa $\frac{1}{4}$ - 5 titik untuk COMSOL dan 5 titik untuk CMG Star

Geometri pada perangkat lunak COMSOL dan CMG ditunjukkan pada Gambar 3.5 dan 3.6 berturut-turut.



Gambar 3.5 Geometri Reservoir pada COMSOL



Gambar 3.6 Geometri Reservoir pada CMG Stars

3.2.5 Model dengan COMSOL Dikembangkan

Pada tahapan ini, persamaan baik neraca massa, neraca energi, neraca momentum, dan beberapa rumus empiris lainnya mengikuti pemodelan yang telah dilakukan Ehsani, M. R.. (2012). Pengembangan model merupakan penyesuaian pemodelan dengan geometri yang telah ditentukan. Pengembangan ini dilakukan karena persamaan yang telah dijelaskan sebelumnya merupakan persamaan yang umum dan perlu dilakukan ekspansi untuk disesuaikan dengan ilustrasi sesuai dengan simulator COMSOL. Kemudian pemodelan tersebut dimasukkan kedalam simulator COMSOL dan dimasukkan data sesuai dengan data penelitian Ehsani, M. R., dkk (2012).

3.2.6 Verifikasi Model

Kemudian dilakukan verifikasi dari simulasi ini. Jika simulasi tersebut dapat dijalankan dan menghasilkan output yang sesuai maka dapat dilanjutkan ketahapan penelitian berikutnya, yaitu validasi model. Namun jika simulator belum dapat dijalankan, penelitian diulangi ketahapan pengembangan model.

3.2.7 Validasi Model

Pada tahapan ini, dilakukan validasi model untuk mengetahui apakah simulasi sudah sesuai dengan penelitian yang telah dilakukan sebelumnya, yaitu penelitian oleh Ehsani, M. R., dkk. Jika hasil sudah sesuai, maka penelitian dapat dilanjutkan ketahapan berikutnya, yaitu simulasi. Namun jika hasilnya berbeda, penelitian

diulangi ketahapan penentuan batasan pemodelan dan *grid* pada COMSOL untuk memeriksa ketelitian dari sistem iterasi melalui perubahan *grid* yang diambil.

3.2.8 Simulasi Reservoir dengan CMG Star

Dengan menggunakan data yang sama, dilakukan simulasi reservoir menggunakan CMG Star. Pada simulator ini, data tersebut langsung dimasukkan tanpa perlu adanya pemodelan. Pada simulasi ini perlu dilakukan validasi data dengan data literatur untuk mengevaluasi data yang diasumsikan.

3.2.9 Simulasi Reservoir

Tahapan berikutnya adalah tahapan simulasi reservoir dimana data yang dimasukkan merupakan data keluaran dari simulator HYSYS.

3.2.10 Data Operasi *Steamflood* Divariasikan

Data yang divariasikan adalah suhu dan tekanan injeksi untuk dapat melihat adanya pengaruh kedua variabel tersebut terhadap performa dari proses *steamflood*. Hal ini dikarenakan pada HYSYS data tekanan dan suhu keluaran pipa bervariasi.

3.2.11 Analisis Teknis dan Ekonomi

Pada tahapan ini dilakukan analisis terhadap data yang didapatkan pada simulator COMSOL, CMG, dan HYSYS. Proses analisis meliputi aspek teknis dan ekonomi. Aspek ekonomi ditinjau dengan meninjau harga produksi kukus persatuan berat dengan melakukan *sizing* dan *costing* pada unit proses produksi kukus. Dari analisis ini didapatkan skema terbaik yang memenuhi aspek teknis dan ekonomi. Selain itu, didapatkan hubungan antara tekanan injeksi dan panjang sistem perpipaan yang mengindikasikan jarak terjauh untuk mengintegrasikan lapangan panas bumi dan lapangan minyak.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemodelan

Persamaan model matematis dibagi menjadi tiga bagian, diantaranya neraca momentum berupa persamaan Darcy, neraca massa, dan neraca energi yang disederhanakan sesuai dengan asumsi yang telah ditentukan.

4.1.1 Parameter Proses

Dalam pemodelan dan simulasi ini terdapat beberapa parameter proses yang perlu diketahui, baik dalam suatu konstanta maupun persamaan. Variabel tersebut bergantung dengan suhu, tekanan, dan saturasi fasa agar mencapai hasil yang akurat. Parameter tersebut dijabarkan kedalam Tabel 4.1.

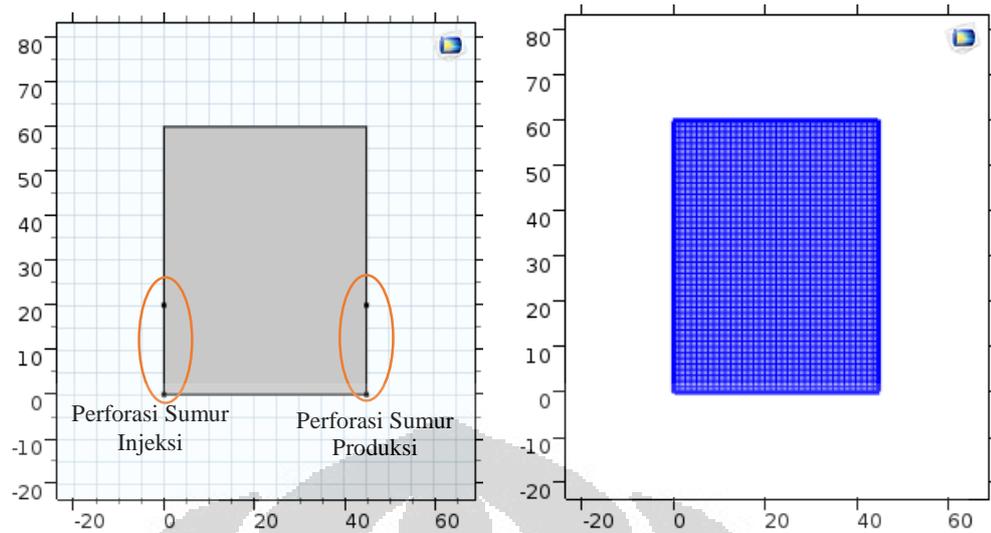
Tabel 4.1 Parameter Modeling

Parameter	Konstanta atau Persamaan	Sumber
Densitas Minyak	900 kg/m ³	Bogdanov, I dkk., 2007
Densitas Air	1000 kg/m ³	
Densitas Kukus	13 kg/m ³	
Konduktivitas Batuan	4,67 W/mK	Birch dkk., 1942
Permeabilitas Minyak	$kr_o = 0,8572S_o^3 + 2,0622S_o^2 - 0,6687S_o + 0,028$	Dogget dkk., 1997
Permeabilitas Air	$kr_w = 0,7147S_w^2 - 0,2013S_w + 0,0145$	
Permeabilitas Kukus	$kr_s = 17,077S_s^3 - 18,62S_s^2 + 6,7561S_s - 0,804$	
Viskositas Minyak	$\mu_o (cp) = 2 \times 10^{-7} e^{\frac{8617,1}{T}}$	Ehsani, M.R., dkk., 2013
Viskositas Air	$\mu_w (cp) = \left(\frac{1776-T}{25,6T-89} \right)$	
Viskositas Kukus	$\mu_s (cp) = (0,2T+81,97)(10^{-4})$	
Kapasitas Panas Air	1 Btu/lb°F	
Kapasitas Panas Kukus	0,454 Btu/lb°F	
Porositas Batuan	0,33	

(Sumber: diproduksi dari berbagai sumber)

4.1.2 Geometri dan Meshing

Geometri dan *meshing* yang dilakukan adalah jenis 2 dimensi dengan bentuk persegi dan *meshing* berupa *mapped*. Hal ini dilakukan karena pada perangkat lunak yang umum mensimulasikan reservoir seperti CMG menggunakan sistem yang serupa. Gambar 4.1 menunjukkan geometri dan *meshing* pada simulasi.



Gambar 4.1 Geometri dan *Meshing* Reservoir pada COMSOL

Pada Gambar 4.1, lokasi sumur injeksi dan sumur produksi berada pada masing-masing ujung dari tinggi persegi. Namun, lokasi perforasi untuk masuk dan keluarnya fluida diasumsikan hanya sepanjang 20 ft dari dasar reservoir.

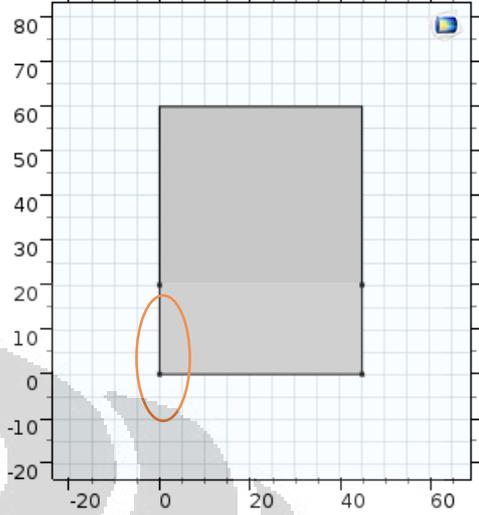
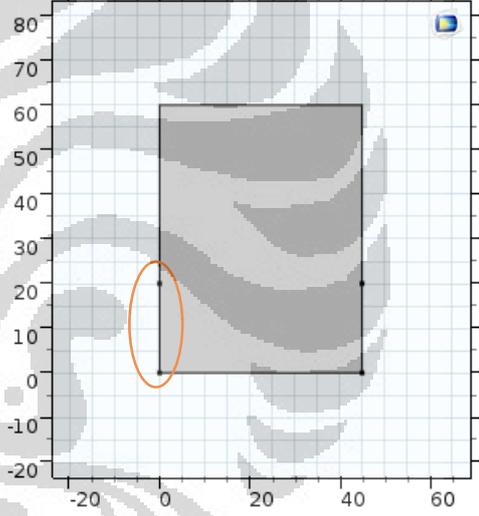
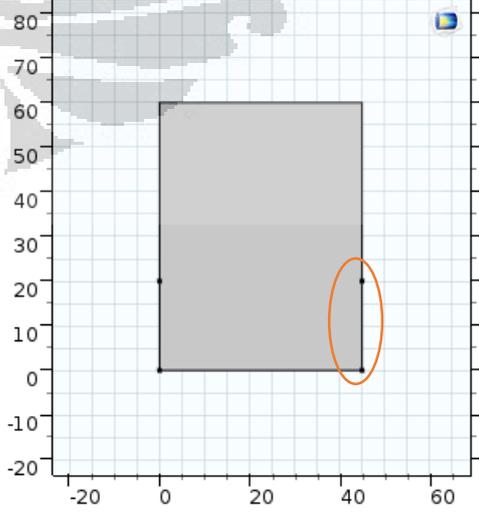
4.1.3 Kondisi Awal dan Kondisi Batas

Kondisi awal dan kondisi batas pada simulasi ini dijelaskan ke dalam Tabel 4.2 dan 4.3 sebagai berikut.

Tabel 4.2 Kondisi Awal

Komponen	Posisi
Saturasi awal ($S_w = 0,26$; $S_o=0,76$; dan $S_s=0$)	
Suhu awal reservoir ($T=110^{\circ}\text{F}$)	
Tekanan awal reservoir ($P=300\text{psi}$)	

Tabel 4.3 Kondisi Batas

Komponen	Posisi
Tekanan injeksi kukus	
Suhu injeksi kukus	
Kecepatan produksi	

4.1.4 Penyusunan Konstanta dan Persamaan

Konstanta dan persamaan yang sudah ditentukan, diekspresikan kedalam bahasa COMSOL seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Konstanta dan Persamaan

Nama	Ekspresi
rho_3p	$c_s+c_o+c_w$
cprho_3p	$c_s*(cp_s[(s^2*degF)/ft^2])+c_o*(cp_o[(s^2*degF)/ft^2])+c_w*(cp_w[(s^2*degF)/ft^2])$
vis_3p	$(vis_s/(kr_s*sat_s)+vis_w/(kr_w*sat_w)+vis_o/(kr_o*sat_o))$
sat_s	c_s/rho_s
sat_w	c_w/rho_w
sat_o	$(1-sat_w-sat_s)$
rho_s	$13[kg/m^3]$
rho_w	$1000[kg/m^3]$
rho_o	$900[kg/m^3]$
vis_o	$(1e-8*((T[1/degF])^4)-9e-6*((T[1/degF])^3)+(0,0024*((T[1/degF])^2))-0,2794*(T[1/degF])+13,07)[centipoise]$
vis_w	$((1776-(T[1/degF]))/(25,6*(T[1/degF])-89))[centipoise]$
vis_s	$(0,2*(T[1/degF])+81,97)*(0,0001)[centipoise]$
kr_s	$0,8572*sat_s^3+2,0622*sat_s^2-0,6687*sat_s+0,028$
kr_w	$(0,7147*sat_w^2-0,2013*sat_w+0,0145)+1e-4$
kr_o	$17,077*sat_o^3-18,62*sat_o^2+6,7561*sat_o-0,8036$
k_3p	$(0,0184[W/(m*K)])*sat_s+(0,58[W/(m*K)])*sat_w+(0,15[W/(m*K)])*sat_o$
kond_rock	$(4,67)[W/(m*K)]$
cp_rock	$(33[Btu/(ft^3*degF)])$
sat_oint	0,74
sat_wint	0,25
sat_sint	$(1-sat_wint-sat_oint)$
rho_sint	$(0,5*10^{-11}*(T_{sint}^4,2694))[lbm/ft^3]$
c_o	rho_o*sat_o
por_rock	0,33
rho_rock	$109[lbm/ft^3]$
Mr_s	$18[lbm/mol]$
T_sint	433
cp_s	$0,454[BTU/(lb*degF)]$
cp_o	$1BTU/(lb*degF)$
cp_w	$1[BTU/(lb*degF)]$

4.1.5 Persamaan

Penyelesaian komputasi tiap fenomena fisis dilakukan bersamaan mengingat fenomena-fenomena fisis yang digunakan saling mempengaruhi satu sama lain.

Fenomena fisis terdiri dari neraca momentum atau persamaan Darcy 3 fasa, neraca energi, dan neraca massa untuk 2 fasa.

1. Hukum Darcy

Dalam hukum Darcy persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut.

$$u_i = -\frac{k}{\mu} \cdot \nabla \cdot p \quad (4.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) - \nabla \cdot (\rho u) = 0 \quad (4.2)$$

Pada hukum Darcy ini variabel terikat berupa tekanan yang memiliki arti tekanan sistem termasuk fluida-dluida didalamnya. Persamaan tersebut direduksi dari hukum Darcy yang sebenarnya (Bab 2) untuk simplifikasi model dimana suku gravitasi pada hukum Darcy dihilangkan. Persamaan Darcy ini merupakan persamaan neraca momentum untuk ketiga fasa. Untuk itu densitas yang dimasukkan kedalam persamaan tersebut merupakan densitas campuran (ρ_{3p}). Selain densitas, viskositas dalam persamaan ini merupakan viskositas campuran yang merupakan penjumlahan viskositas setiap fasa. Rumus densitas dan viskositas campuran dapat dilihat dalam konstanta dan persamaan pada Subab sebelumnya.

Dalam fisik hukum Darcy di COMSOL, terdapat persamaan tambahan yang sudah otomatis ada dalam fisik yaitu berupa persamaan konservasi massa. Oleh karena persamaan Darcy merupakan pengabungan dari ketiga fasa, maka persamaan konservasi massa yang ada didalam Darcy merupakan konservasi massa total. Kondisi batas dan kondisi awal dari hukum Darcy adalah sebagai berikut:

a. *No flow*

Pada geometri yang tidak adanya aliran fluida, digunakan kondisi batas tidak ada aliran pada bagian atas dan bawah reservoir serta bagian sumur yang tidak terperforasi. Berikut adalah kondisi batas tanpa aliran.

$$-n \cdot \rho u = 0 \quad (4.3)$$

b. Kondisi Awal

Kondisi awal yang diinputkan pada kondisi batas ini merupakan tekanan awal reservoir sebesar 300 psi pada $t = 0$.

$$P = P_0 \quad (4.4)$$

dimana:

$$P_0 = 300 \text{ psi}$$

c. Kecepatan Produksi

Kecepatan produksi merupakan kondisi batas pada posisi perforasi sumur produksi. Persamaan kecepatan produksi adalah sebagai berikut.

$$-n \cdot \rho u = -\rho u_0 \quad (4.5)$$

dimana:

$$u_0 = 200 \text{ ft/s}$$

d. Tekanan

Dalam proses *steam flood* terdapat tekanan injeksi yang tentunya lebih besar dibandingkan dengan tekanan reservoir. Tekanan injeksi tersebut merupakan kondisi batas untuk sumur injeksi yang merupakan bagian terperforasi. Tekanan injeksi kukus divariasikan dalam pemodelan ini.

$$P = P_0 \quad (4.6)$$

Dimana:

P_0 = variasi tekanan injeksi kukus

2. Neraca Massa

Dalam simulasi ini digunakan dua fisis neraca massa untuk fasa air dan fasa kukus. Neraca massa minyak akan dihitung sendiri mengingat dalam persamaan Darcy sudah terdapat persamaan konservasi massa keseluruhan. Persamaan dan adalah neraca massa untuk air dan kukus secara berturut-turut.

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} (c_w) - \nabla \cdot (uc_w) = f \quad (4.7)$$

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} (c_s) - \nabla \cdot (uc_s) = -f \quad (4.8)$$

dimana:

$$f = \rho_s \times q \times S_s \times \frac{(T_s - T)}{(T_s - T_0)}$$

$$q = \text{laju kondensasi} = 1000 \text{ 1/s}$$

Kondisi batas dan awal pada neraca massa ini untuk neraca massa air adalah sebagai berikut.

a. *Zero flux*

Pada geometri yang tidak adanya aliran fluida, digunakan kondisi batas tidak ada aliran pada bagian atas dan bawah reservoir serta bagian sumur yang tidak terperforasi. Berikut adalah kondisi batas tanpa aliran.

$$-n \cdot c_w = 0 \quad (4.9)$$

b. Kondisi awal

Kondisi awal pada fisik ini adalah *fluid content* dari air dalam sumur pada $t = 0$.

$$c_w = \rho_w \times s_w \quad (4.10)$$

c. Fluks

Pada sumur produksi yang terdapat perforasi, terdapat aliran minyak dan air yang keluar dari sistem. Untuk itu diperlukannya kondisi batas fluks yang keluar dari sistem.

$$-n \cdot c_w = -u \cdot c_w \quad (4.11)$$

dimana:

$$u_0 = 200 \text{ ft/s}$$

Kondisi batas dan awal pada neraca massa ini untuk neraca massa kukus adalah sebagai berikut.

a. *Zero flux*

Pada geometri yang tidak adanya aliran fluida, digunakan kondisi batas tidak ada aliran pada bagian atas dan bawah reservoir serta bagian sumur yang tidak terperforasi. Berikut adalah kondisi batas tanpa aliran.

$$-n \cdot c_s = 0 \quad (4.12)$$

b. Kondisi awal

Kondisi awal pada fisik ini adalah *fluid content* dari kukus dalam sumur pada $t = 0$.

$$c_s = \rho_s \times s_s \quad (4.13)$$

c. Kondisi batas dirichlet

Pada sumur injeksi yang terdapat perforasi, terdapat aliran kukus yang diinjeksikan kedalam sistem reservoir. Untuk itu diperlukannya kondisi batas fluks yang masuk dari sistem.

$$c_s = \rho_s \quad (4.14)$$

3. Neraca Energi

Persamaan neraca energi yang digunakan dalam pemodelan ini adalah fisis neraca energi untuk aliran dalam media berpori. Pada persamaan ini variabel terikatnya adalah temperatur. Berikut ini adalah persamaan neraca energi yang digunakan.

$$(\rho C_p)_{eff} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \cdot \nabla T + \nabla \cdot q = Q \quad (4.15)$$

$$q = k_{eff} \nabla T \quad (4.16)$$

$$(\rho C_p)_{eff} = \theta_p \rho_p C_{p,p} + (1 - \theta_p) \rho C_p \quad (4.17)$$

$$k_{eff} = \theta_p k_p + (1 - \theta_p) k \quad (4.18)$$

Kondisi batas dan kondisi awal dari persamaan neraca energi adalah sebagai berikut.

a. Suhu awal

Suhu awal yang dimasukkan adalah suhu reservoir pada saat $t = 0$ dimana belum terjadi injeksi kukus pada reservoir.

$$T = T_0 \quad (4.19)$$

dimana:

$$T_0 = 110^\circ\text{F}$$

b. Insulasi

Pada bagian atas, bawah, dan sumur yang tidak memiliki perforasi, tidak adanya proses perpindahan panas menuju keluar sistem. Untuk itu diasumsikan dinding-dinding tersebut diberikan insulasi. Berikut ini adalah persamaannya.

$$-n \cdot q = 0 \quad (4.20)$$

c. Temperatur

Pada bagian sumur injeksi yang memiliki lubang perforasi, terdapat kukus yang diinjeksikan pada suhu yang tinggi. Injeksi kukus ini membuat kondisi batas suhu pada sumur injeksi perlu diberikan.

$$T = T_0 \quad (4.21)$$

dimana:

T_0 = suhu injeksi kukus yang divariasikan

Perbedaan skema terletak pada penggunaan penukar kalor dan *steam generator*. Variasi tekanan keluaran pompa yang dilakukan adalah 28, 30, dan 32 bar. Sedangkan variasi *duty* yang dilakukan adalah 3.879, 3.979, 4.079, 4.179, 4.279, dan 4.379 kW. Variasi *duty* tersebut merupakan variasi total *duty* pada saat air berubah menjadi kukus. Artinya, pada skema ke-3 variasi *duty* tersebut merupakan *duty* penukar kalor dan *steam generator*.

Analisis hasil penelitian proses *steam flooding* yang dilakukan meliputi pengaruh tekanan dan suhu injeksi terhadap rekovery minyak. Variasi tekanan yang dilakukan adalah 24, 26, dan 29.6 bar. Sedangkan variasi suhu yang dilakukan adalah 433, 450, dan 638°F.

Batasan penelitian ini adalah produksi kukus dengan fraksi uap sama dengan satu, tekanan injeksi berada pada rentang 24-30 bar, dan skema proses merupakan pemanfaatan panas bumi untuk satu lapangan minyak. Tekanan injeksi merupakan batasan sistem karena dibutuhkan studi khusus terkait tekanan injeksi diluar rentang tersebut. Hal ini dikarenakan tekanan injeksi bergantung dengan karakteristik reservoir tersebut. Tekanan injeksi yang terlalu rendah menyebabkan *steamflooding* tidak dapat memberikan efek sapuan dan jika terlalu tinggi dapat menyebabkan *fracture* dan *blowout*. *Fracture* menyebabkan kukus dapat lolos dari formasi yang seharusnya diterapkan *steamflooding*.

Pada penelitian ini, data lapangan minyak yang didapatkan dari jurnal referensi merupakan data untuk satu sumur produksi. Sedangkan dalam suatu lapangan minyak, terdapat lebih dari satu sumur produksi. Hal ini akan menyebabkan jumlah kukus yang seharusnya dikirim untuk proses EOR menjadi lebih besar. Namun karena keterbatasan data jumlah sumur produksi dan sumur injeksi yang ada pada lapangan minyak, maka jumlah sumur injeksi diestimasi.

Estimasi jumlah sumur injeksi dibandingkan dengan data tipikal seperti yang ditunjukkan Tabel 4.6 yang berisikan data lapangan minyak yang menerapkan *steam flooding* pada sumurnya. Laju alir rata-rata kukus dari berbagai sumur digunakan sebagai laju alir total kukus pada lapangan minyak. Laju alir tersebut adalah 2.722.708 lb/hari dan jika diasumsikan satu sumur memiliki laju alir sesuai pada data lapangan minyak, maka jumlah sumur yang diperoleh adalah 272 sumur.

Estimasi jumlah sumur tersebut dibandingkan dengan jumlah sumur pada lapangan minyak lainnya pada Tabel 4.6. Jumlah sumur yang diestimasi sedikit lebih besar dibandingkan pada lapangan Duri. Hal ini dikarenakan perbedaan dimensi reservoir minyak. Lapangan minyak dalam penelitian ini memiliki kedalaman reservoir yang cukup kecil dalam rentang kriteria *screening* reservoir yang dijelaskan pada Bab 2, sehingga laju alir kukus yang dibutuhkan dalam satu reservoir minyak tergolong kecil dan menyebabkan jumlah sumur injeksi banyak.

Tabel 4.6 Data Proyek Steam Flooding

Lapangan	Okha Oil Field	Zybza Field	Duri Oil Field	Kern Oil Field	Lake Maracaibo	Lapangan Minyak
Sumur Injeksi			201	65		272
Laju Alir Kukus (lb/hari)	110.231–132.277	154.323–198.416	350.534	209.439	456.356	1.000*
Tekanan Kukus (psi)	348	304–348	406–3.450	500	400	350–430
Suhu Kukus (°F)	356–536	419–428	449,6–456,8	467,06	444,56	441,86

*Data untuk satu sumur injeksi
(Sumber: diolah dari berbagai sumber)

4.3 Hasil Simulasi Sistem Produksi Kukus

4.3.1 Rasional Output

Simulasi proses produksi kukus divalidasi dengan data heuristik dari masing-masing alat untuk mengetahui rasional output pada alat tersebut. Seluruh variasi skema yang dilakukan telah memenuhi heuristik pompa, penukar kalor, *steam generator*, dan sistem perpipaan yang dijelaskan dalam Bab 2.

4.3.1.1 Pompa

Tabel 4.7 menunjukkan hasil simulasi pompa yang telah dilakukan.

Tabel 4.7 Rasional output Pompa Skema 1, 2, dan 3

Tekanan Masuk (bar)	Tekanan Keluar, $P_{p,out}$ (bar)	Laju Alir (kg/j)	Head (ft)
1	28	5.146	932,09
	30		998,89
	32		1065,60

Spesifikasi pompa pada berbagai skema adalah sama karena perbedaan skema terletak setelah unit pompa. Jenis pompa yang digunakan adalah pompa resiprok.

Berdasarkan Tabel 4.8, seluruh *head* pompa berada dibawah 20.000 ft dengan laju alir 5.146 kg/jam atau 22,64 gpm berada dibawah kapasitas maksimal pompa resiprokal sebesar 500 gpm. Untuk itu, pompa yang disumulasikan dalam HYSYS sudah masuk akal dengan desain pompa riil. Detail desain pompa dapat dilihat dalam Lampiran B.

4.3.1.2 Penukar Kalor

Penukar kalor digunakan pada skema 3 sebagai *pre-heating* dari *steam generator*. Proses *pre-heating* yang disimulasikan pada penukar kalor merupakan proses pemanasan maksimum yang dapat dilakukan penukar kalor dengan batasan suhu pendekatan sesuai pada heuristik. Laju alir fluida pemanas yang merupakan kukus panas bumi adalah 1.398 kg/jam. Nilai ini jika dibandingkan dengan sumber panas bumi total dalam penelitian ini yang sebesar 578.783 kg/jam setara dengan 2.4% dari total produksi kukus dalam satu lapangan panas bumi. Untuk itu penelitian ini khususnya pada skema 3, sistem akan terintegrasi dengan pemanfaatan panas bumi untuk menghasilkan listrik karena hanya 2.4% kukus yang dibutuhkan untuk *steamflood* pada satu lapangan minyak. Jika seluruh lapangan panas bumi didedikasikan untuk proyek *steamflood*, maka terdapat 41 lapangan minyak yang dapat disokong oleh panas bumi dalam produksi kukus *steamflood*.

Penukar kalor yang digunakan adalah jenis *shell and tube* sesuai dengan yang dijelaskan pada Bab 2. Tabel 4.8 menunjukkan hasil simulasi pompa yang telah dilakukan.

Tabel 4.8 Rasional output Penukar Kalor Skema 3

Tekanan Masuk (bar)	Tekanan Keluar, $P_{p,out}$ (bar)	Duty (kW)	Luas Area Perpindahan Kalor (m^2)
1	28	979	248,86
	30		248,76
	32		209,69

Semua luas permukaan perpindahan panas sudah memenuhi heuristik area perpindahan panas penukar kalor adalah 150-15.000 ft^2 atau pada rentang 13.9-1,393 m^2 (Seader dkk, 2003). Untuk itu, penukar kalor dalam simulasi ini sudah sesuai dengan desain penukar kalor riil dilapangan. Detail desain penukar kalor dapat dilihat dalam Lampiran B.

4.3.1.3 *Steam Generator*

Beberapa asumsi yang dimasukkan kedalam unit ini adalah efisiensi alat dan persentase kelebihan udara sebesar 70% dan 6% secara berturut-turut sesuai dengan heuristik yang dijelaskan pada Bab 2. Pengecakan rasional output *steam generator* dilakukan dengan meninjau suhu gas buang pada unit ini. Rasional output ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Rasional output *Steam Generator* Skema 1 dan 3

$P_{p,out}$ (bar)	Skema 1		Skema 3	
	<i>Duty</i> (kW)	Suhu Gas Buang ($^{\circ}$ C)	<i>Duty</i> (kW)	Suhu Gas Buang ($^{\circ}$ C)
28	3.879	500,87	2.900	500,87
	3.979		3.000	
	4.079		3.100	
	4.179		3.200	
	4.279		3.300	
	4.379		3.400	
30	3.879	500,87	2.900	500,87
	3.979		3.000	
	4.079		3.100	
	4.179		3.200	
	4.279		3.300	
	4.379		3.400	
32	3.879	500,87	2.900	500,87
	3.979		3.000	
	4.079		3.100	
	4.179		3.200	
	4.279		3.300	
	4.379		3.400	

Berdasarkan suhu gas buang pada skema 2 dan skema 3, didapatkan nilai sebesar $500,87^{\circ}$ C atau $933,57^{\circ}$ F yang masuk kedalam rentang suhu gas buang *fired heater* atau *steam generator* sebesar $650-950^{\circ}$ F. Artinya *steam generator* pada simulasi sudah masuk akal.

4.3.1.4 *Sistem Perpipaan*

Dalam sistem perpipaan, variabel teknis yang dievaluasi adalah jatuh tekan setiap satuan panjang pipa. Heuristik jatuh tekan pipa menggunakan korelasi Persamaan 2.40. Tabel 4.10 menampilkan jatuh tekan pada simulasi yang

dibandingkan dengan jatuh tekan teoritis untuk mengetahui apakah sistem perpipaan HYSYS sudah sesuai dengan desain riil.

Tabel 4.10 Rasional output Sistem Perpipaan

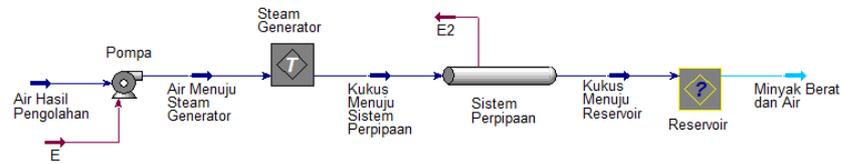
$P_{p,out}$ (bar)	D_{SG} (kW)	Jatuh Tekan Teoritis (bar/km)	Jatuh Tekan Simulasi (bar/km)
28	3.879	0,25	0,27
	3.979		0,29
	4.079		0,32
	4.179		0,34
	4.279		0,36
	4.379		0,38
30	3.879	0,24	0,25
	3.979		0,27
	4.079		0,29
	4.179		0,32
	4.279		0,34
	4.379		0,36
32	3.879	0,22	0,25
	3.979		0,25
	4.079		0,27
	4.179		0,29
	4.279		0,32
	4.379		0,34

Berdasarkan Tabel 4.10, ditunjukkan bahwa jatuh tekan hasil simulasi tidak jauh berbeda dengan hasil perhitungan teoritis sebagai fungsi dari diameter, laju alir, dan tekanan aliran masuk pipa. Untuk itu simulasi sistem perpipaan sudah masuk akal. Pada simulasi ini diameter pipa yang diinput didapatkan dari Gambar 2.12. Sedangkan simulasi yang digunakan merupakan jenis insulasi *evacuated anullus* dengan ketebalan yang ditinjau dari Tabel 2.9. Contoh perhitungan dapat dilihat pada Lampiran B.

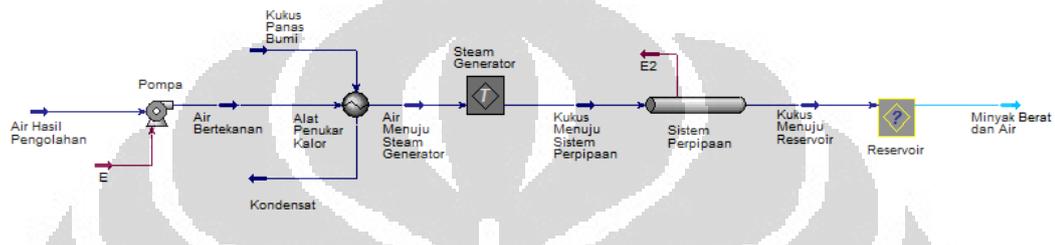
4.3.2 Analisis Pengaruh Skema Proses Produksi Kukus terhadap Kebutuhan Bahan Bakar *Steam Generator*

Pada skema 2, kukus yang diinjeksikan ke dalam reservoir minyak pada proses *steam flooding* dihasilkan hanya dari 4.6.

heuristik yang ada pada penukar kalor. Gambar 4.3 dan 4.4 menunjukkan perbedaan simulasi skema 1 dan 3.



Gambar 4.3 Simulasi Skema 1



Gambar 4.4 Simulasi Skema 3

Aliran yang dihasilkan pada penukar kalor berupa air panas. Selanjutnya air panas tersebut akan dimasukkan kedalam *steam generator*, untuk dipanaskan sampai mengalami perubahan fasa. Tabel 4.12 menjelaskan perbedaan *duty* pada skema 2 dan 3. Perbedaan *duty* pada *steam generator* menyebabkan perbedaan jumlah bahan bakar yang digunakan.

Tabel 4.12 Pengaruh Skema Proses terhadap Kebutuhan Bahan Bakar

$P_{p,out}$ (bar)	Skema 1		Skema 3	
	D_{SG} (kW)	Bahan Bakar (MMBTU/hari)	D_{SG} (kW)	Bahan Bakar (MMBTU/hari)
28	3.879	453,62	2.900	319,61
	3.979	463,85	3.000	332,13
	4.079	476,78	3.100	344,31
	4.179	486,44	3.200	353,38
	4.279	499,43	3.300	365,92
	4.379	511,72	3.400	375,01
30	3.879	453,46	2.900	319,93
	3.979	463,76	3.000	331,96
	4.079	476,76	3.100	344,42
	4.179	486,47	3.200	353,54
	4.279	499,52	3.300	365,75
	4.379	511,85	3.400	374,89

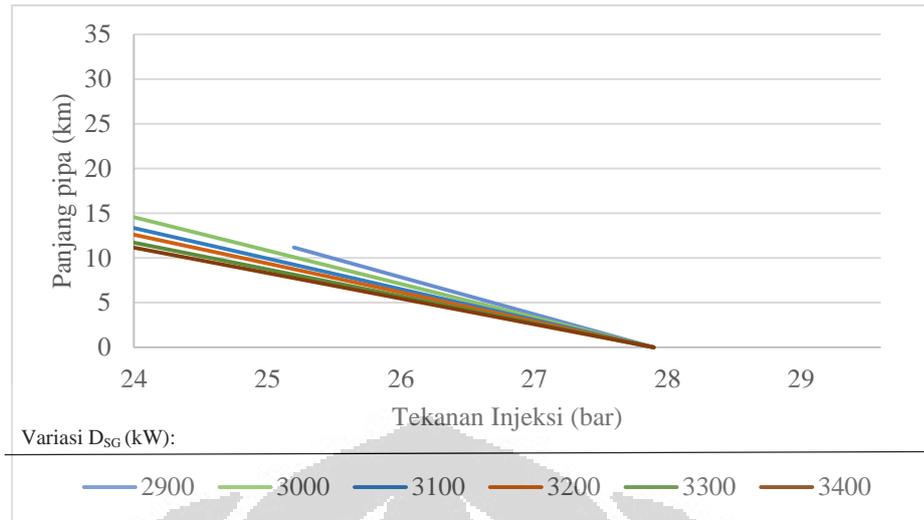
Tabel 4.12 Pengaruh Skema Proses terhadap Kebutuhan Bahan Bakar (Lanjutan)

P _{p,out} (bar)	Skema 1		Skema 3	
	D _{SG} (kW)	Bahan Bakar (MMBTU/hari)	D _{SG} (kW)	Bahan Bakar (MMBTU/hari)
32	3.879	453,31	2.900	319,06
	3.979	463,68	3.000	331,19
	4.079	476,75	3.100	343,74
	4.179	487,29	3.200	353,50
	4.279	499,61	3.300	365,79
	4.379	511,91	3.400	374,97

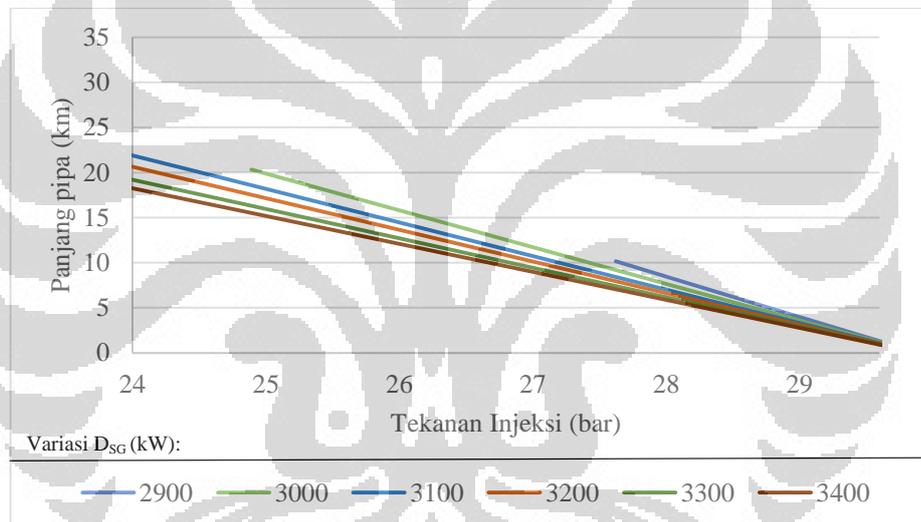
Dapat dilihat dari Tabel 4.12, skema 3 yang memiliki *duty* yang lebih rendah pada berbagai variasi tekanan pada simulasi ini dan variasi *duty* memiliki jumlah bahan bakar yang lebih kecil dibandingkan dengan skema 1. Seperti contohnya, pada tekanan 30 bar dengan *duty* total sebesar 4.379 kW, skema 1 membutuhkan bahan bakar sebesar 511,85 MMBTU/hari dan skema 3 membutuhkan bahan bakar sebesar 374,89 MMBTU/hari. Hal ini dikarenakan pada skema 3, terdapat sistem *pre-heating* yang *duty*-nya berasal dari panas bumi. Sistem *pre-heating* ini akan mengurangi kinerja atau beban dari *steam generator*. Beban yang berkurang ini menyebabkan gas alam yang dibutuhkan untuk menghasilkan panas lebih sedikit.

4.3.3 Jarak Maksimum Sistem Perpipaan dalam Sistem Produksi Kukus Menggunakan Panas Bumi

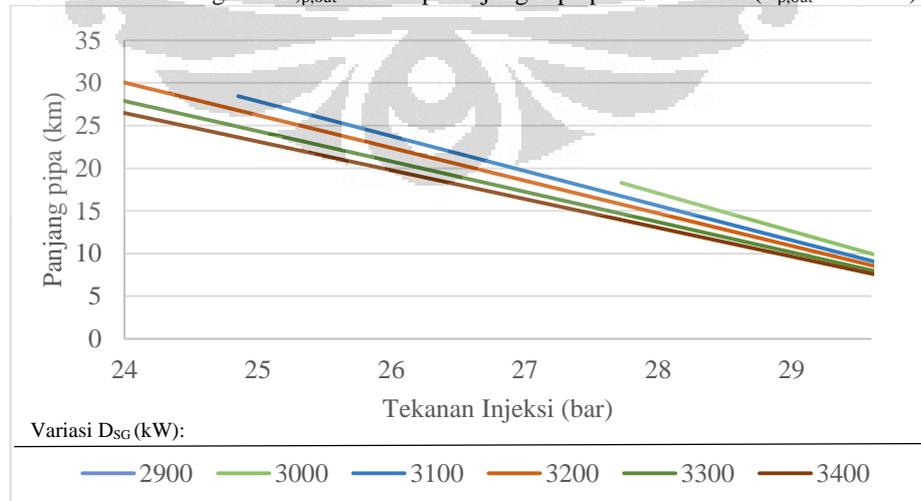
Jarak maksimum sistem perpipaan dalam sistem produksi kukus menggunakan panas bumi menunjukkan jarak maksimum lapangan minyak dan lapangan panas bumi untuk menerapkan sistem ini. Hal ini ditunjukkan dengan hasil simulasi sistem perpipaan yang didapatkan dijabarkan kedalam grafik yang menghubungkan tekanan injeksi dengan panjang pipa seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 4.5 sampai 4.7.



Gambar 4.5 Pengaruh $P_{p,out}$ terhadap Panjang Pipa pada Skema 3 ($P_{p,out} = 28$ bar)



Gambar 4.6 Pengaruh $P_{p,out}$ terhadap Panjang Pipa pada Skema 3 ($P_{p,out} = 30$ bar)



Gambar 4.7 Pengaruh $P_{p,out}$ terhadap Panjang Pipa pada Skema 3 ($P_{p,out} = 32$ bar)

Dalam Gambar 4.5 sampai 4.7, batasan plot dalam grafik adalah fraksi uap sama dengan 1. Artinya kurva-kurva diatas merepresentasikan kondisi panjang pipa terhadap tekanan injeksi kukus saat tidak adanya fasa cair disepanjang pipa hingga keluar dari sistem perpipaan. Gambar 4.5 sampai 4.7 menunjukkan bahwa semakin besar tekanan keluaran pompa yang divariasikan, maka panjang sistem perpipaan untuk suatu nilai tekanan injeksi tertentu semakin besar. Seperti contohnya pada Gambar 4.5, jika tekanan injeksi di reservoir diatur sebesar 24 bar, maka panjang sistem perpipaan maksimum untuk menghasilkan kukus dengan fraksi uap satu dan pada variasi *duty* sebesar 3.400 kW adalah 11,2 km. Sedangkan pada variasi *duty* dan tekanan injeksi yang sama pada Gambar 4.20 menunjukkan panjang pipa sebesar 18 km dan pada Gambar 4.6 adalah 25,4 km. Semakin besaar variasi tekanan keluaran pompa menunjukkan semakin besar tekanan yang masuk kedalam sistem perpipaan. Hal ini berkaitan dengan Persamaan 2.40, dimana semakin besar tekanan masukan sistem perpipaan, maka jatuh tekan setiap 1 kmnya akan lebih kecil. Hal ini dikarenakan ketika sebuah tekanan lebih besar masuk kedalam sistem perpipaan dengan jatuh tekan yang sama dengan tekanan kecil, maka untuk penambahan setiap kilometernya (panjang pipa) maka tekanan keluaran akan lebih besar ketika tekanan masuknya lebih besar juga. Untuk itu, untuk menghasilkan tekanan keluaran yang sama, sistem dengan fluida yang masuk kedalam pipa pada tekanan yang lebih tinggi memiliki panjang pipa yang lebih panjang untuk menurunkan tekanan yang lebih besar.

Berdasarkan Gambar 4.5 sampai 4.7, jarak maksimal sistem perpipaan dengan batasan tekanan injeksi dan fraksi uap kukus saat akan memasuki reservoir ditunjukkan pada Tabel 4.13.

Tabel 4.13 Panjang Maksimal Sistem Perpipa untuk Skema 3

$P_{p,out}$ (bar)	D_{SG} (kW)	L_P (km)	P_{inj} (bar)	T_{inj} (°C)
28	2.900	11,2	25,20	224,37
	3.000	14,1	24,13	239,91
	3.100	12,8	24,13	271,71
	3.200	12,1	24,13	292,95
	3.300	11,3	24,13	321,84
	3.400	11,2	24,13	342,42

Tabel 4.13 Panjang Maksimal Sistem Perpipa untuk Skema 3 (Lanjutan)

$P_{p,out}$ (bar)	D_{SG} (kW)	L_P (km)	P_{inj} (bar)	T_{inj} (°C)
30	2.900	10,2	27,62	230,37
	3.000	22,0	24,13	221,66
	3.100	21,7	24,13	261,35
	3.200	20,3	24,13	261,72
	3.300	18,9	24,13	299,44
	3.400	18,0	24,13	314,56
32	2.900	10,2	29,79	233,45
	3.000	20,3	27,27	228,61
	3.100	28,4	24,85	223,76
	3.200	30,1	24,13	231,67
	3.300	25,8	24,13	261,58
	3.400	25,4	24,13	275,80

Berdasarkan Tabel 4.13, untuk dapat mengintegrasikan industri panas bumi dan minyak dengan tekanan injeksi yang dibatasi, maka jarak kedua industri tersebut berada pada rentang 10,2 km sampai 30,1 km dengan kondisi operasi tertentu. Jika dilihat pada Tabel 4.13, bahwa jarak maksimum dapat dicapai ketika kondisi tekanan keluaran pompa adalah 32 bar dan *duty steam generator* sebesar 3.200 kW.

4.3.4 Analisis Pengaruh Skema Produksi Kukus terhadap Harga Kukus

Analisis ekonomi yang dilakukan pada memiliki basis perhitungan sebagai berikut:

- Umur pabrik = 20 tahun
- Biaya gas alam = US\$7/MMTBU
- *Interest rate* = 10% (Asumsi)
- Nilai tukar dolar terhadap rupiah Rp13.500

Berdasarkan Tabel 4.12, terdapat perbedaan jumlah bahan bakar yang digunakan dalam proses produksi kukus. Hal ini tentunya akan mempengaruhi biaya produksi kukus persatuan massa kukus (*levelized cost of energy* atau LCOE). Selain jumlah kebutuhan bahan bakar yang berbeda, pada skema 3 dibutuhkan biaya instalasi penukar kalor yang akan mempengaruhi biaya produksi kukus. Biaya kapital yang dihabiskan untuk skema 1 dan 3 ditunjukkan pada Tabel 4.14 dan 4.14.

Tabel 4.14 Biaya Kapital Skema 1

CAPEX (Milyar Rp)		Variasi Tekanan Keluaran Pompa (bar)		
		28	30	32
Variasi <i>Duty Steam Generator</i> (kW)	3.879	92,22	92,24	92,26
	3.979	92,22	92,24	92,26
	4.079	92,22	92,24	92,26
	4.179	92,22	92,24	92,26
	4.279	92,22	92,24	92,26
	4.379	92,22	92,24	92,26

Tabel 4.15 Biaya Kapital Skema 3

CAPEX (Milyar Rp)		Variasi Tekanan Keluaran Pompa (bar)		
		28	30	32
Variasi <i>Duty Steam Generator</i> (kW)	2.900	100,87	100,95	101,05
	3.000	100,87	100,95	101,05
	3.100	100,87	100,95	101,05
	3.200	100,87	100,95	101,05
	3.300	100,87	100,95	101,05
	3.400	100,87	100,95	101,05

Berdasarkan Tabel 4.14 dan/atau 4.15, dapat dilihat bahwa seiring dengan bertambahnya tekanan keluaran pompa, biaya kapital yang dihasilkan semakin besar. Hal ini dikarenakan berdasarkan persamaan biaya kapital pompa dipengaruhi besarnya besarnya *head*. Sedangkan variasi *duty steam generator* tidak mempengaruhi biaya kapital karena diasumsikan *steam generator* sudah ada dalam pabrik produksi kukus. Biaya operasional kedua skema dijabarkan kedalam Tabel 4.16 dan 4.17.

Tabel 4.16 Biaya Operasional Skema 1

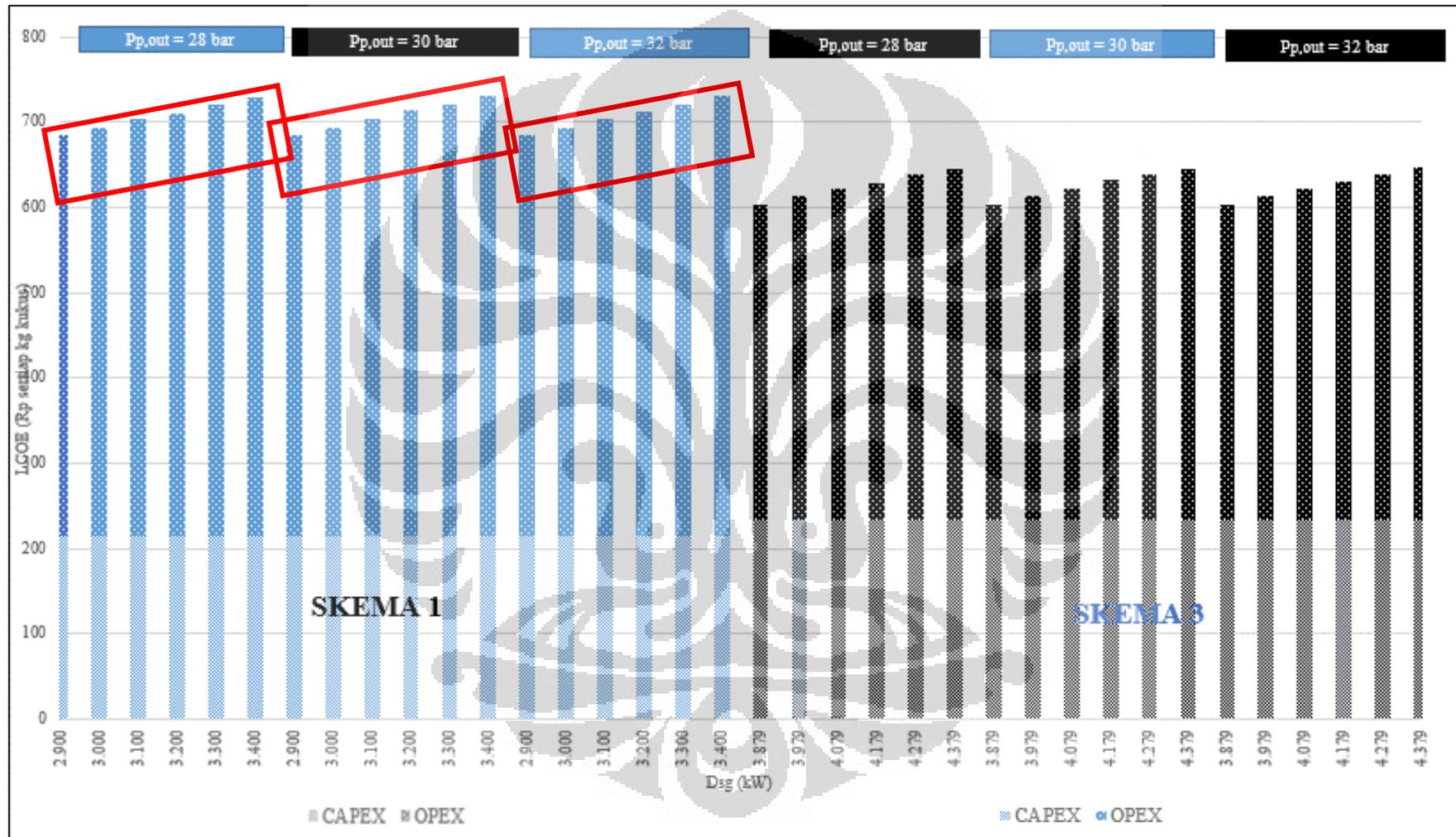
OPEX (Milyar Rp)		Variasi Tekanan Keluaran Pompa (bar)		
		28	30	32
Variasi <i>Duty Steam Generator</i> (kW)	3.879	21,24	21,24	21,24
	3.979	21,59	21,59	21,60
	4.079	22,04	22,04	22,05
	4.179	22,37	22,51	22,41
	4.279	22,82	22,83	22,84
	4.379	23,24	23,25	23,26

Tabel 4.17 Biaya Operasional Skema 3

OPEX (Milyar Rp)		Variasi Tekanan Keluaran Pompa (bar)		
		28	30	32
Variasi <i>Duty</i> <i>Steam Generator</i> (kW)	2.900	16,62	16,63	16,61
	3.000	17,05	17,05	17,03
	3.100	17,47	17,48	17,46
	3.200	17,78	17,92	17,80
	3.300	18,21	18,21	18,22
	3.400	18,53	18,53	18,54

Dari Tabel 4.16 dan 4.17, dapat dilihat bahwa variasi tekanan tidak berpengaruh dengan biaya operasional. Hal ini dikarenakan peningkatan variasi tekanan keluaran pompa menyebabkan daya pompa lebih besar, namun perbedaan daya pompa pada setiap variasi tidak signifikan. Daya pompa dapat dilihat dalam Lampiran B. Sementara itu, jumlah bahan bakar yang digunakan akan semakin sedikit untuk tekanan yang lebih tinggi akibat perbedaan *path* pada diagram fasas. Pada diagram fasa tekanan yang lebih tinggi akan memiliki panas laten yang lebih kecil untuk dapat merubah fasa air menjadi uap, sehingga bahan bakar yang dibutuhkan akan lebih sedikit.

Selain itu, dapat dilihat juga bahwa semakin besar variasi *duty steam generator*, maka biaya operasional yang dibutuhkan semakin besaar. Hal ini dikarenakan untuk menghasilkan *duty* yang lebih besar, maka bahan bakar yang dikonsumsi juga akan lebih banyak (Lihat Tabel 4.13).

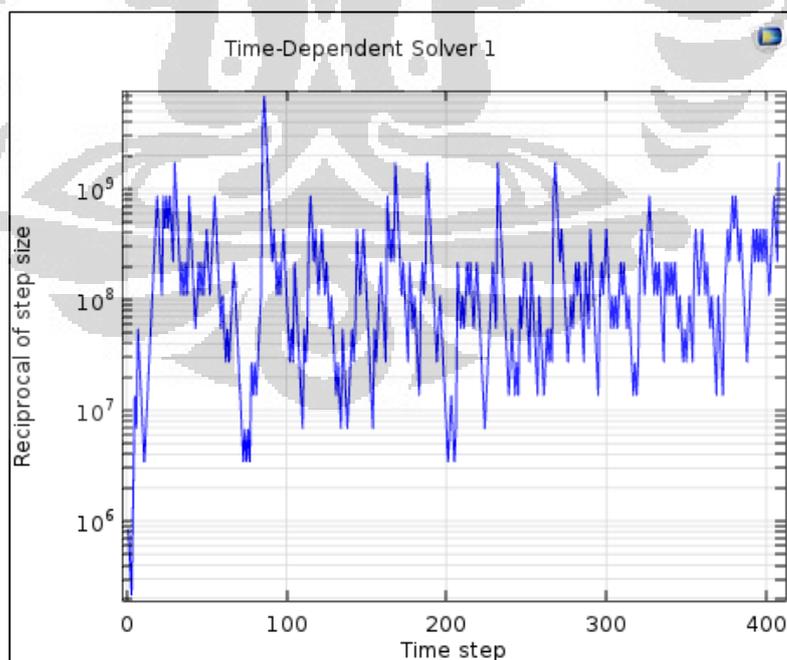


Gambar 4.8 LCOE Skema 2 dan 3

Dari Gambar 4.8, skema 1 menghasilkan LCOE kukus yang lebih besar terhadap setiap berat kukus yang dihasilkan. Selisih harga keseluruhan yang ditandai dengan garis berwarna merah merupakan biaya yang dihemat akibat adanya pemanfaatan panas bumi sebagai *pre-heating* pada proses produksi kukus. Salah satu contohnya adalah pada variasi tekanan keluaran pompa sebesar 28 bar dan *duty* total sebesar 3.879 kW, LCOE kukus pada skema 1 adalah Rp685 sedangkan pada skema 2 sebesar Rp603. Hal ini menunjukkan adanya penghematan sebesar 12% dengan menggunakan panas bumi. Pada variasi lainnya penghematan berkisar antara 11-12%. Meskipun diperlukan biaya instalasi penukar kalor, namun dapat dilihat pada Gambar 4.8 bahwa yang mempengaruhi LCOE dari kukus adalah biaya operasional dibandingkan dengan biaya kapital.

4.4 Hasil Simulasi *Steam Flooding* (EOR) Menggunakan COMSOL

Pemodelan yang telah dilakukan pada Bab 4, disimulasikan kedalam perangkat lunak COMSOL. Hasil simulasi dalam perangkat lunak COMSOL tidak merepresentasikan proses *steamflooding*. Simulasi dalam COMSOL tidak konvergen pada neraca momentum berupa persamaan Darcy. Gambar 4.9 menunjukkan grafik konvergensi simulasi *steamflooding* pada COMSOL.



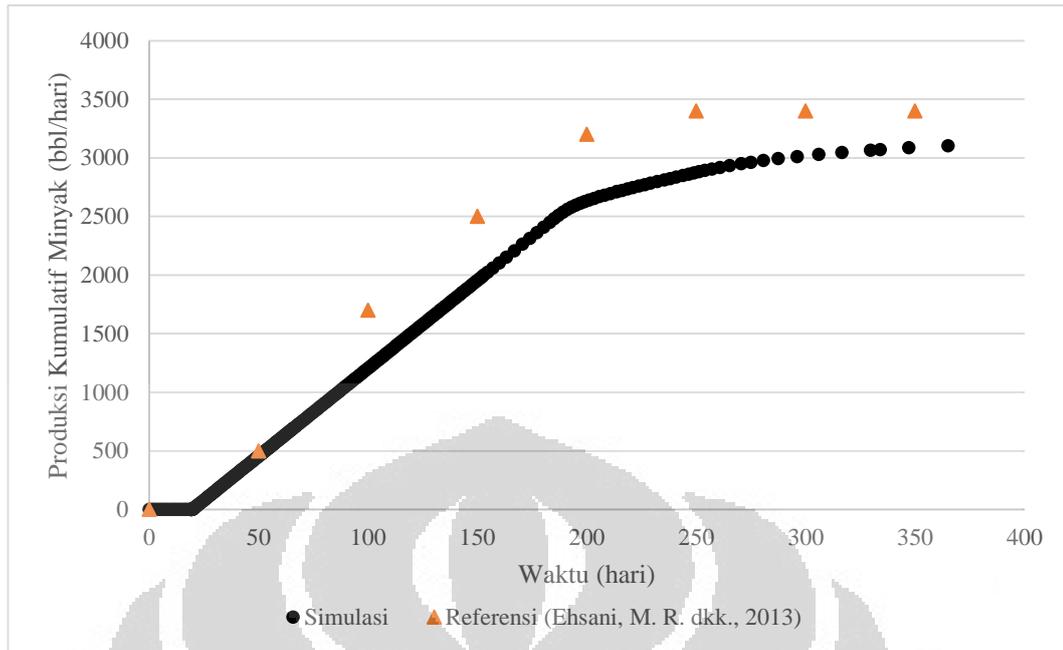
Gambar 4.9 Kurva Konvergensi COMSOL

Pada Gambar 4.9, sumbu y pada grafik tersebut menunjukkan resiprokal dari *step size* dan sumbu x merupakan *time step*. Resiprokal dari *step size* merupakan satu dibagi *time step*. *Solver time dependent* dalam COMSOL memiliki kemampuan untuk merubah step waktu. Ukuran *step* akan meningkat ketika proses iterasi berjalan dengan baik. Artinya seluruh variabel dan persamaan dapat dievaluasi pada fungsi waktu dan posisi. Namun ketika variabel dan persamaan tidak dapat dievaluasi atau terdapat error, maka COMSOL akan memperkecil *step size* yang berakibat pada sumbu y yang meningkat. Error ini kemungkinan besar dikarenakan COMSOL yang tidak bisa mendapatkan parameter yang konsisten selama proses iterasi.

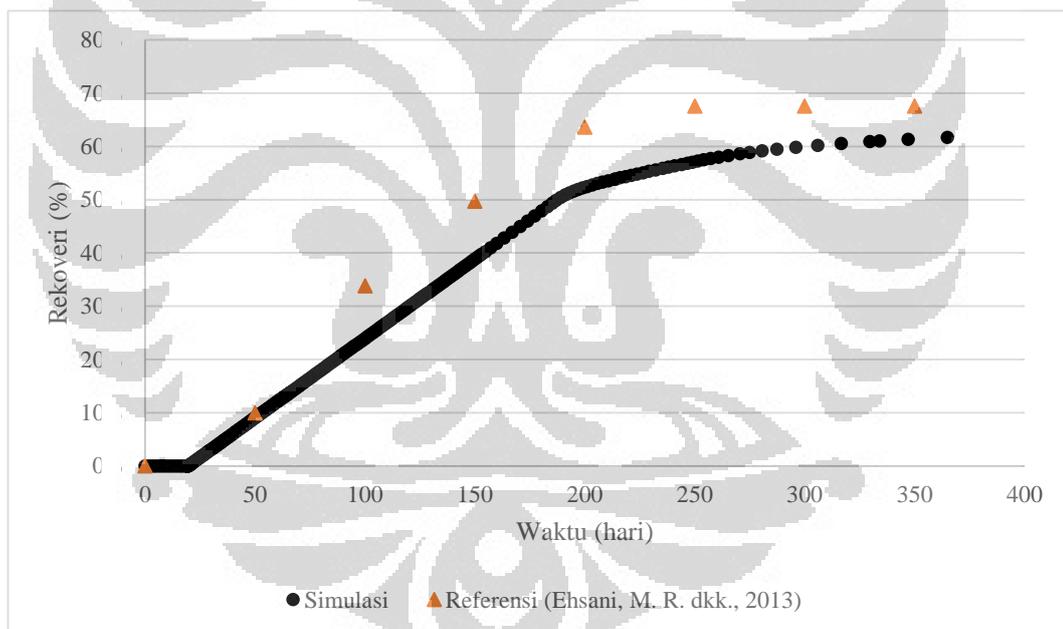
4.5 Hasil Simulasi *Steam Flooding* (EOR) Menggunakan CMG

4.5.1 Validasi Reservoir

Dalam menggunakan prosedur yang telah dijelaskan pada bagian proses penelitian, didapatkan profil produksi kumulatif minyak terhadap waktu dalam satu sistem lapangan minyak yang disimulasikan dalam skema injeksi *quarter-five spot*. Dengan menggunakan kurva tersebut, profil produksi minyak terhadap waktu hasil simulasi dibandingkan dengan simulasi yang telah dilakukan sebelumnya pada lapangan minyak. Dapat disimpulkan bahwa model reservoir lapangan minyak ini sudah merepresentasikan kondisi dari lapangan pada literatur. Perbandingan antara kurva hasil simulasi yang dilakukan dengan literatur yang telah dijabarkan ditunjukkan ke dalam Gambar 4.10.



Gambar 4.10 Profil Produksi Minyak Kumulatif terhadap Waktu



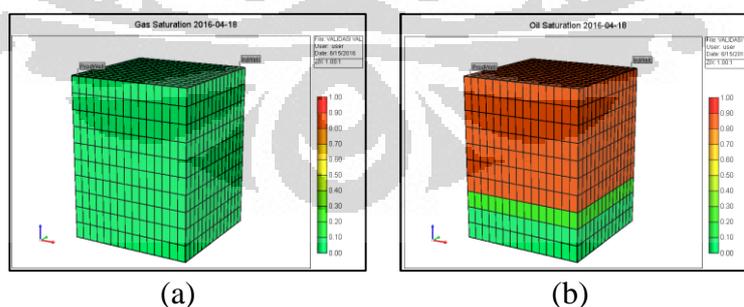
Gambar 4.11 Besarnya Rekoveri terhadap Waktu

Dapat dilihat dari Gambar 4.10 dan Gambar 4.11, kedua kurva menunjukkan *breakthrough time* yang sama antara simulasi dan jurnal. *Breakthrough time* yang ditunjukkan pada simulasi adalah 196 hari, sedangkan pada jurnal *breakthrough time* yang dihasilkan adalah 200 hari. Namun, pada simulasi dan jurnal tingkat produksi kumulatif minyak dan rekoveri yang diberikan terdapat sedikit perbedaan. Dapat dilihat bahwa produksi minyak kumulatif yang ada pada simulasi lebih

rendah dibandingkan pada jurnal. Hal ini terjadi karena terdapat beberapa data inputan yang berbeda antara simulasi and jurnal. Beberapa inputan data yang berbeda diantaranya persamaan korelasi viskositas minyak, kompleks sumur, dan porositas yang dianggap konstan pada simulasi ini. Pada jurnal tersebut banyak data yang tidak dicantumkan, untuk itu penulis mengasumsikan data-data tersebut. Persamaan korelasi viskositas minyak pada dasarnya spesifik pada suatu lapangan minyak. Persamaan yang digunakan menggunakan persamaan korelasi minyak berat yang didapatkan dari modul CMG pada lapangan minyak yang berbeda. Perbedaan persamaan korelasi ini menyebabkan berbedanya jumlah minyak yang diproduksi. Hal ini mungkin saja terjadi terkait dengan penurunan viskositas minyak terhadap suhu.

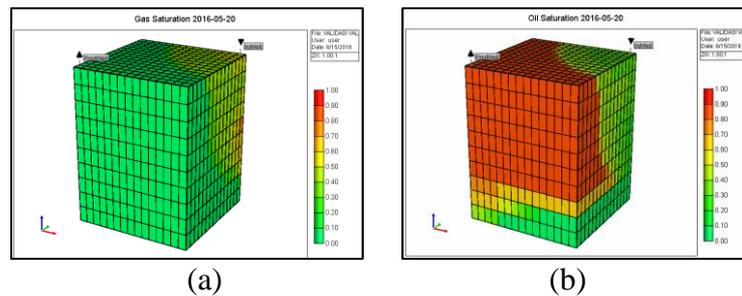
Selain itu, desain kompleks sumur tidak disebutkan dalam jurnal tersebut. Kompleksi sumur terkait dengan panjangnya perforasi dari sumur produksi maupun sumur injeksi. Kompleksi sumur ini berkaitan dengan tekanan didalam sumur. Ketika perforasi sumur banyak dan tersebar disepanjang pipa, maka jatuh tekan dari reservoir akan lebih besar akibat proses produksi yang menurunkan tekanan reservoir. Penurunan tekanan ini menyebabkan tekanan didalam reservoir sudah tidak cukup untuk memproduksi minyak yang masih terjebak didalam reservoir.

Selain data rekoveri dan produksi minyak kumulatif, profil saturasi kukus, minyak dan profil suhu juga dapat ditampilkan seperti pada Gambar 4.12 sampai 4.14.

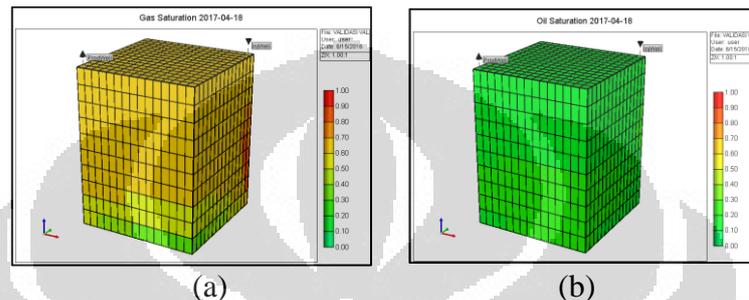


Gambar 4.12 Profil Saturasi Fasa Pada Waktu $h = 0$ (a) Kukus (b) Minyak

Gambar 4.12 menunjukkan bahwa pada saat hari ke-0 terdapat 76% minyak yang dikandung reservoir dan selebihnya adalah air. Dapat dilihat minyak menepati bagian atas reservoir akibat densitas yang lebih kecil dibandingkan dengan air.



Gambar 4.13 Profil Saturasi Fasa Pada Waktu $h = 33$ (a) Kukus (b) Minyak



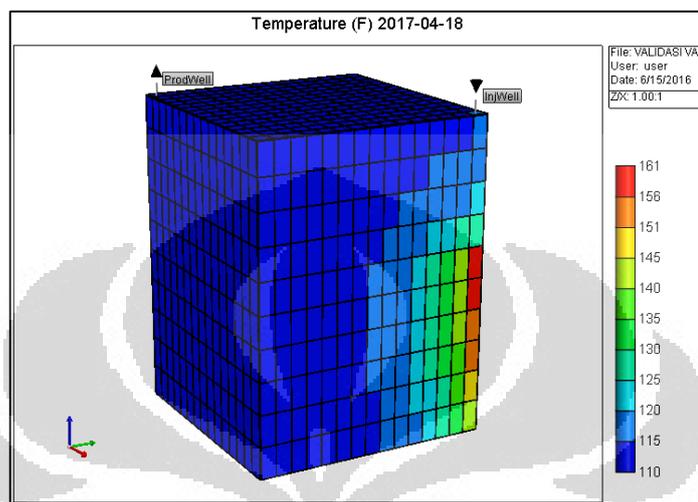
Gambar 4.14 Profil Saturasi Fasa Pada Waktu $h = 365$ (a) Kukus (b) Minyak

Pada Gambar 4.13a dapat dilihat bahwa pada hari ke 33, kukus akan mulai mengisi ruang-ruang didalam reservoir mulai dari lokasi yang dekat dengan sumur injeksi. Semakin bertambahnya waktu, saturasi kukus semakin lama akan semakin meningkat akibat adanya injeksi yang kontinu. Pertambahan jumlah kukus ini akan menyebabkan perubahan profil saturasi minyak didalam reservoir akibat terdorong oleh kukus dan mengalami penurunan viskositas akibat panas yang dikandung oleh kukus.

Gambar 4.13b menunjukkan saturasi minyak akan berkurang. Hal ini berkaitan dengan Gambar 4.13 dimana semakin bertambahnya hari semakin banyak kukus yang diinjeksikan kedalam reservoir. Kukus tersebut kemudian akan mendesak minyak untuk berpindah menuju sumur produksi. Tekanan injeksi dari kukus yang lebih tinggi dibandingkan tekanan dalam reservoir menyebabkan proses desakan tersebut dapat terjadi. Dapat diihat perbandingan Gambar 4.13a dan 4.13b bahwa minyak dan kukus menepati wilayah yang berbeda dalam reservoir. Hal ini merepresentasikan persamaan total saturasi dari ketiga fasa tersebut adalah satu.

Pada Gambar 4.14, dapat dilihat kondisi akhir dari reservoir didominasi oleh kukus dan saturasi minyak sudah mendekati nol. Artinya hanya sebagian kecil minyak yang tertinggal didalam reservoir.

Selain itu, injeksi kukus juga menyebabkan adanya perubahan suhu reservoir. Kukus yang diinjeksi memiliki suhu yang lebih tinggi guna untuk mengurangi viskositas minyak agar lebih mudah diproduksi. Gambar 4.15 menunjukkan profil suhu dari reservoir akibat adanya injeksi dari kukus.



Gambar 4.15 Profil Suhu Reservoir

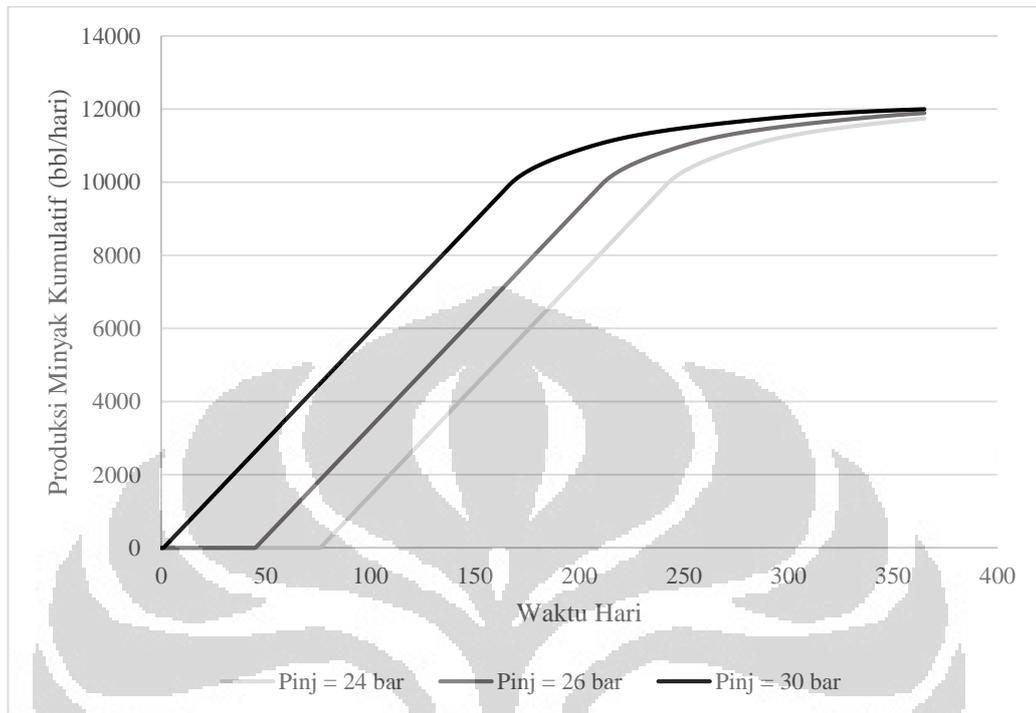
Gambar 4.15 menunjukkan adanya pertambahan suhu pada wilayah injeksi kukus yang memiliki suhu tinggi dibandingkan dengan reservoir. Akibat adanya perpindahan panas secara konveksi dan konduksi, maka peningkatan suhu mulai meluas dan menuju sumur produksi.

4.5.2 Evaluasi Kinerja Reservoir

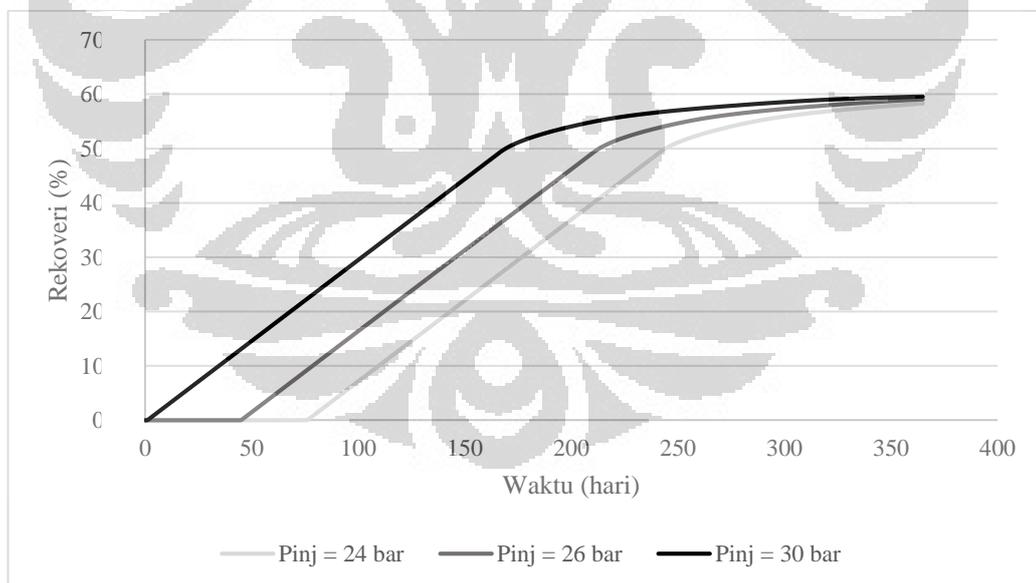
4.5.2.1 Pengaruh Tekanan Injeksi terhadap Produksi Minyak

Reservoir yang disimulasikan pada penelitian ini memiliki asumsi yang telah dijabarkan dalam Bab 4. Simulasi dilakukan dengan memvariasikan tekanan dengan batasan operasi fraksi uap kukus sama dengan satu. Variasi tekanan yang dilakukan adalah 24; 26; dan 29,6 bar sesuai dengan batasan tekanan injeksi yang disimulasikan Ehsani, M.R., dkk (2003). Variasi tekanan dibatasi karena tidak dilakukannya penelitian atau simulasi reservoir diluar rentang tersebut (simulasi kondisi reservoir bukan simulasi proses TEOR). Dibutuhkan analisis dan simulator yang berbeda untuk menganalisis perilaku reservoir diluar rentang tersebut. Suhu yang disimulasikan adalah konstan yaitu sebesar 452°F atau 233°C. Dalam variasi kondisi injeksi tersebut, seluruhnya merupakan kukus dengan fraksi uap sama

dengan satu. Gambar 4.16 dan 4.17 adalah hasil simulasi reservoir pada berbagai variasi tekanan.



Gambar 4.16 Pengaruh Variasi Tekanan Injeksi terhadap Produksi Kumulatif Minyak

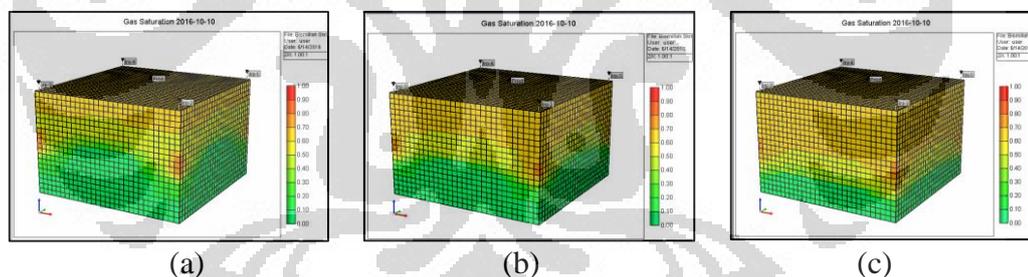


Gambar 4.17 Pengaruh Variasi Tekanan Injeksi terhadap Rekoveri

Dari Gambar 4.16 dan 4.17 dapat dilihat bahwa semakin besar tekanan injeksi, maka minyak yang akan diperoleh akan semakin besar terhadap satuan waktu. Hal ini ditunjukkan dengan produksi minyak kumulatif dan rekoveri pada satuan waktu yang lebih besar. Sesuai dengan teori, bahwa tingkat pemerolehan minyak dalam

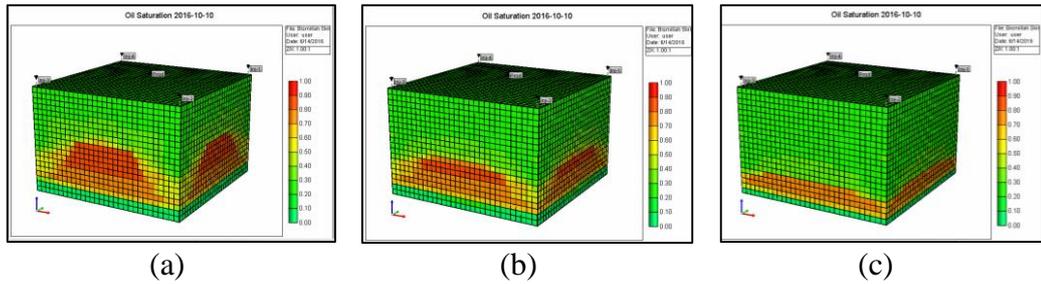
proses *steam flooding* berkisar pada angka 50-60%. Pada akhir waktu reservoir, perolehan minyak pada berbagai kondisi operasi akan sama sesuai dengan teori tersebut. Namun demikian, yang membedakan adalah *breakthrough time* dari ketiga profil diatas. *Breakthrough time* merupakan waktu dimana produksi minyak akan konstan. *Breakthrough time* untuk variasi tekanan injeksi 24, 26, dan 30 bar secara berturut turut adalah 249, 219, dan 177 hari. Sehingga, semakin besar tekanan kukus yang diinjeksikan, maka *breakthrough time* lebih kecil atau semakin cepat. Hal tersebut dikarenakan semakin tekanan yang tinggi akan memberikan efek mendorong dari sumur injeksi dan sumur produksi untuk menekan minyak dan air menuju area sumur produksi. Jika dikuantifikasi perubahan tekanan dari 26 bar menuju 30 bar maka *breakthrough time* akan lebih cepat 42 hari dan jika tekanan diubah dari 24 bar menuju 22 bar maka *breakthrough time* akan lebih cepat 15 hari. Artinya setiap penambahan 1 bar tekanan injeksi, maka proses *steamflooding* akan lebih cepat 13 hari.

Selain kedua grafik diatas, hasil simulasi *steam flooding* lainnya adalah berupa profil saturasi minyak dan saturasi kukus yang ditunjukkan Gambar 4.18.



Gambar 4.18 Profil Saturasi Kukus pada Variasi Tekanan Injeksi pada Reservoir (a) 24 b (b) 26 (c) 29,6 bar pada Hari ke 147

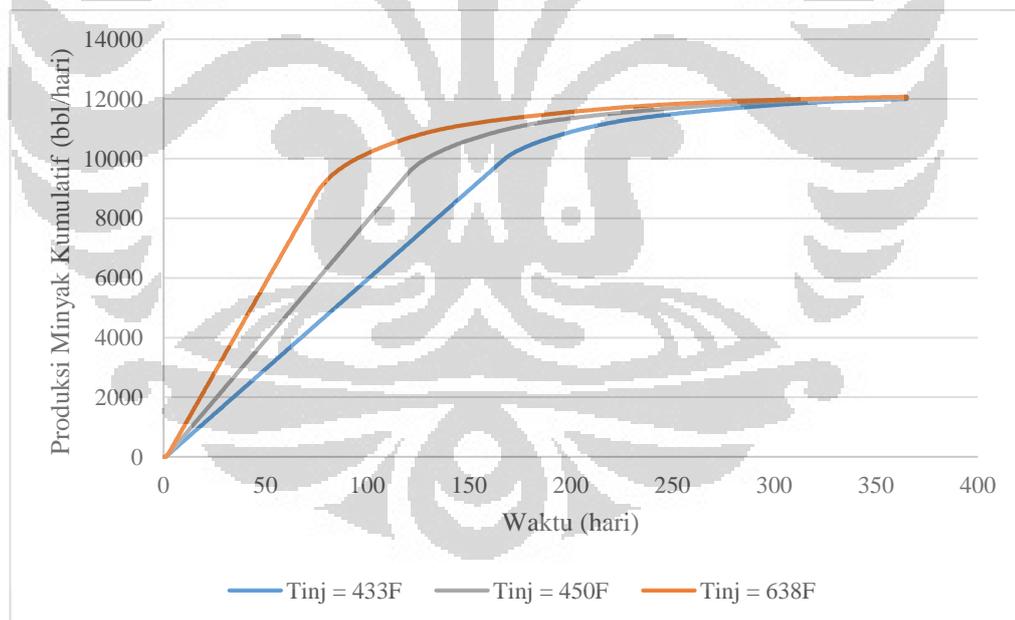
Dari Gambar 4.18 dapat dilihat bahwa semakin besar tekanan maka kukus akan semakin cepat menempati ruang didalam reservoir. Artinya ketika kukus semakin banyak menempati ruang dalam reservoir per satuan waktu, maka tingkat pemerolehan minyak yang terdesak akibat keberadaan kukus akan semakin meningkat dalam suatu waktu. Untuk itu, saturasi minyak akan semakin berkurang pada satuan waktu dan geometri. Saturasi minyak dalam reservoir dapat dilihat berdasarkan Gambar 4.19.



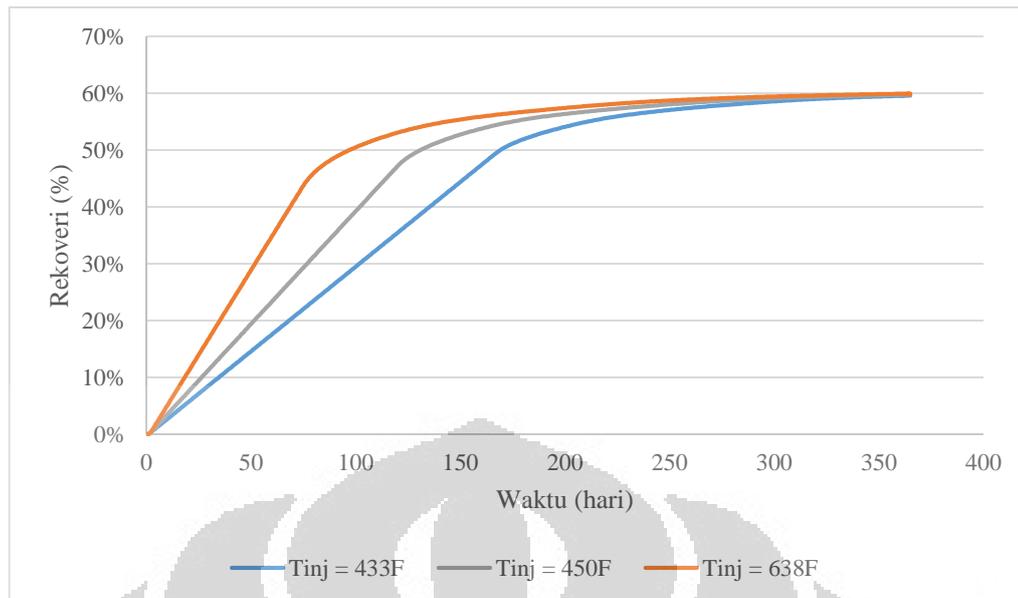
Gambar 4.19 Profil Saturasi Kukus pada Variasi Variasi Tekanan Injeksi pada Reservoir (a) 24 (b) 26 (c) 29,6 bar pada Hari ke 147

4.5.2.2 Pengaruh Suhu Injeksi terhadap Produksi Minyak

Simulasi ini dilakukan dengan memvariasikan suhu dengan batasan operasi fraksi uap kukus sama dengan satu. Variasi suhu yang dilakukan adalah 433°F; 450 °F; dan 638°F bar dengan tekanan sebesar 380 psi. Dalam variasi kondisi injeksi tersebut, seluruhnya merupakan kukus dengan fraksi uap sama dengan satu. Hal ini dilakukan untuk melihat perbandingan injeksi kukus pada kondisi kukus jenuh dan kukus jenuh lanjut. Gambar 4.20 dan 4.21 adalah hasil simulasi reservoir pada berbagai variasi suhu.



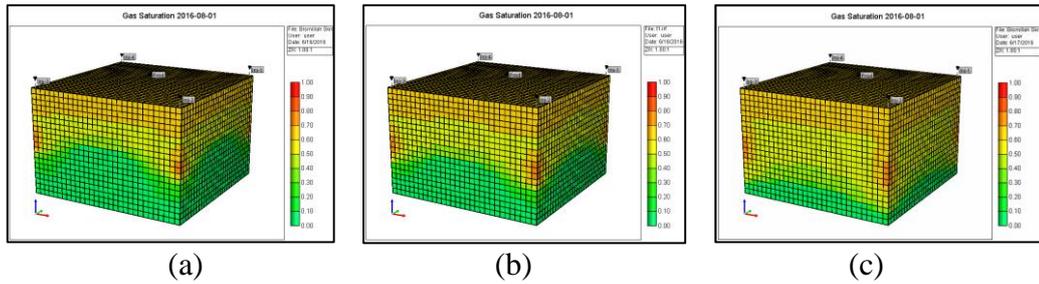
Gambar 4.20 Pengaruh Variasi Suhu Injeksi terhadap Produksi Kumulatif Minyak



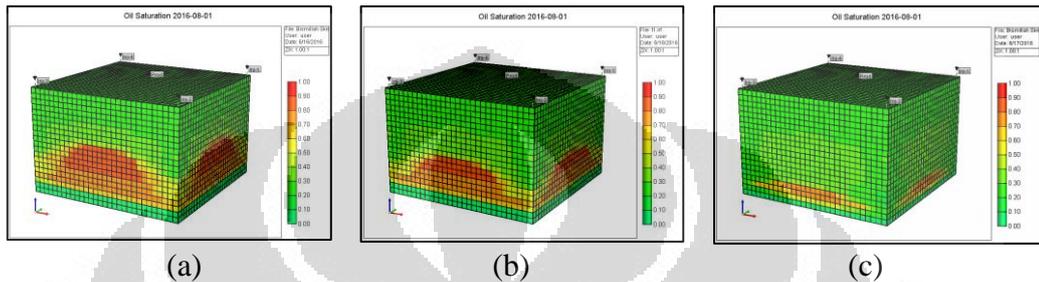
Gambar 4.21 Pengaruh Variasi Suhu Injeksi terhadap Rekoverti

Dari Gambar 4.21 semakin besar suhu injeksi kukus, maka *breakthrough time* proses *steamflood* akan lebih cepat. Pada Gambar 5.21 *breakthrough time* yang dihasilkan pada variasi 433, 450, dan 638°F secara berturut-turut adalah 180, 134, dan 85. Semakin kecil *breakthrough time* maka jumlah produksi minyak kumulatif per satuan waktu akan semakin besar pada suhu yang lebih tinggi. Hal ini dikarenakan kukus dalam kondisi jenuh lanjut memiliki kalor panas laten yang dapat menyuplai panas kedalam kukus lebih besar lagi. Jika dikuantifikasi perubahan suhu dari 433°F menjadi 450 °F *breakthrough time* akan berkurang 17 hari dan perubahan dari 638°F menjadi 433°F *breakthrough time* akan berkurang 49 hari. Artinya setiap penambahan 1 °F waktu *breakthrough* akan menjadi berubah 1,24 hari.

Profil saturasi kukus yang ditunjukkan pada Gambar 4.22 menunjukkan semakin bertambahnya suhu kukus akan semakin cepat menepati ruang kosong didalam reservoir yang ditandai dengan meningkatnya saturasi akibat meningkatnya laju produksi minyak. Profil sebaliknya ditunjukkan pada Gambar 4.22 yang menunjukkan profil saturasi minyak.

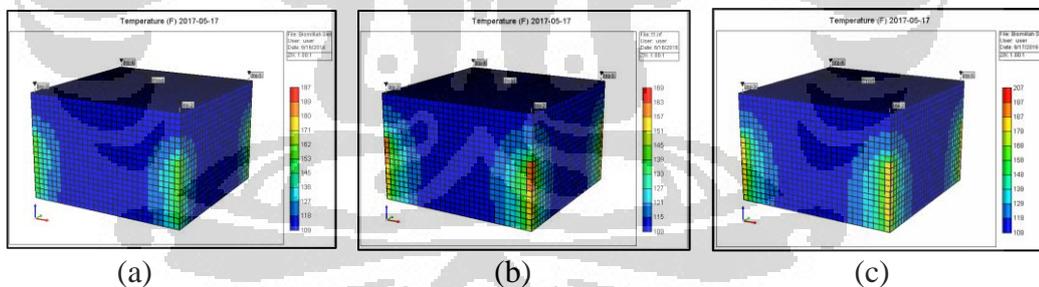


Gambar 4.22 Profil Saturasi Kukus pada Variasi Suhu Injeksi pada Reservoir (a) 433 b (b) 450 (c) 638°F pada Hari ke 77



Gambar 4.23 Profil Saturasi Minyak pada Variasi Suhu Injeksi pada Reservoir (a) 433 b (b) 450 (c) 638°F pada Hari ke 77

Gambar 4.23 menunjukkan profil temperatur pada satuan waktu yang sama. Dari Gambar 4.23 menunjukkan bahwa semakin tinggi suhu injeksi kukus, maka suhu reservoir yang berada dekat dengan lokasi injeksi memiliki rentang suhu yang lebih tinggi.



Gambar 4.24 Profil Suhu pada Variasi Suhu Injeksi pada Reservoir (a) 433 (b) 450 (c) 638°F pada Hari ke 30

4.6 Pemilihan Skema Terbaik

Berdasarkan simulasi unit produksi kukus dan reservoir, didapatkan hasil evaluasi kinerja dari berbagai macam skema pada berbagai variasi tekanan keluaran pompa dan *duty* total. Kemudian simulasi tersebut merupakan data input dalam simulasi reservoir untuk dilihat pengaruh tingkat pemerolehan kembali minyak. Berdasarkan simulasi reservoir, variasi kondisi operasi tingkat pemerolehan minyak yang beragam tidak berpengaruh kepada tingkat pemerolehan kembali minyak hanya *breakthrough time* yang bukan merupakan parameter utama keberhasilan

proses *steamflood*. Seluruh kondisi operasi memberikan tingkat pemerolehan minyak sebesar 60%. Untuk itu, basis penentuan skema terbaik didasarkan pada panjang sistem perpipaan maksimum yang menunjukkan fleksibilitas dari kondisi operasi pada suatu skema untuk menerapkan sistem ini. Selain itu, aspek ekonomi juga ditinjau untuk memperlihatkan pengaruh variasi skema dengan harga produksi kukus. Berdasarkan Gambar 4.8, variasi kondisi operasi dalam satu skema tidak berpengaruh secara signifikan terhadap harga produksi kukus.

Berdasarkan keekonomian, skema pemanfaatan panas bumi dapat menghemat biaya produksi kukus sebesar 12% untuk setiap satuan massa kukus. Berdasarkan nilai tersebut skema 3 yang menggunakan panas bumi menawarkan skema operasi yang lebih murah dibandingkan dengan skema produksi kukus yang ada pada saat ini.

Skema 3 yang lebih ekonomis tersebut mampu mengintegrasikan lapangan panas bumi dengan lapangan minyak dengan jarak maksimal sebesar 30,1 km dengan tekanan keluaran pompa sebesar 32 bar dan *duty steam generator* sebesar 3.200 kW. Tekanan injeksi kukus pada skema ini adalah 24,13 bar dengan suhu 231,67°C atau sebesar 449°F. Pada suhu tersebut, waktu *breakthrough* reservoir adalah 134 hari dengan basis tekanan pengukur 26,2 bar atau 380 psi. Seperti yang dijelaskan sebelumnya penurunan tekanan setiap bar akan menambah waktu *breakthrough* sebesar 13 har. Untuk itu, *breakthrough time* yang kondisi operasi ini adalah 162,6 hari. Biaya kukus yang dihasilkan dari kondisi operasi ini adalah Rp 629,6/kg kukus.

4.7 Penerapan Skema Terpilih di Indonesia

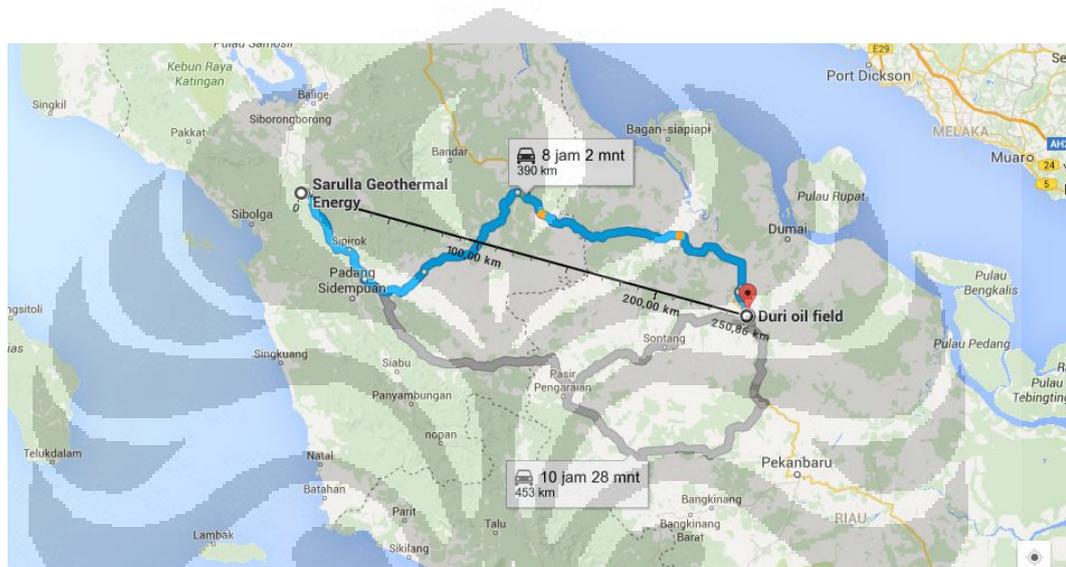
Pada penelitian ini, data lapangan panas bumi yang digunakan merupakan data lapangan panas bumi Sarulla. Sarulla merupakan sistem panas bumi dengan produk berupa *brine* dan kukus. Sarulla memiliki level temperatur dan tekanan kukus yang cukup tinggi dibandingkan dengan lapangan panas bumi lainnya yaitu sebesar 213°C dengan tekanan 20 bar. Oleh karena data lapangan minyak merupakan data tipikal, maka pada subab ini dilakukan pengkajian penerapan skema terpilih (skema 3) pada lapangan minyak di Indonesia. Tabel 4.18 adalah daftar lapangan minyak yang saat ini sedang dan akan menerapkan proyek *steamflood*.

Tabel 4.18 Jarak Lapangan Minyak dan Lapangan Panas Bumi di Indonesia

Lapangan	Lokasi	Jarak (km)
Duri	Sumatra	250,86
Minas	Sumatra	293,18
Kaji	Sumatra	805,54
Widuri	<i>Offshore</i>	

(Sumber: diproduksi dari berbagai sumber)

Gamabr 4.25 adalah tampilan jarak lapangan panas bumi Sarulla dengan lapangan minyak Duri sebagai lapangan minyak terdekat.



Gambar 4.25 Jarak Lapangan Panas Bumi Sarulla dengan Lapangan Minyak Duri
(Sumber: GoogleMaps, 2016)

Dari Tabel 4.18 dan Gambar 4.25, dapat dilihat bahwa tidak ada lapangan panas bumi dan lapangan minyak Indonesia yang mampu diintegrasikan karena jaraknya yang melebihi 30,1 km untuk saat ini. Namun, tidak menutup kemungkinan jika kedepannya ditemukan sumber panas bumi atau minyak berat yang memiliki jarak kurang dari 30,1 km.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang dapat diambil dalam penelitian ini, diantaranya:

1. Skema pemanfaatan panas bumi pada proses *steam* flooding adalah sebagai *pre-heating* pada *steam generator* atau skema 3. Hal tersebut dikarenakan tingkat level temperature dari kukus panas bumi tidak dapat merubah air menjadi kukus jika tidak menggunakan *steam generator*.
2. Jarak maksimum pada skema produksi kukus dengan panas bumi sebagai *pre-heater* dalam *steam generator* adalah 30,1 km dengan tekanan keluaran pompa 32 bar dan *duty* total 4.179 kW.
3. Skema 3 menghasilkan harga kukus per satuan berat kukus yang lebih murah dibandingkan dengan skema 1. Pemanfaatan panas bumi ini menghemat 12% dari biaya produksi kukus.
4. Tingkat pemerolehan kembali minyak dengan menggunakan sistem *pre-heating* kukus panas bumi adalah 60%. Variasi tekanan dan suhu injeksi atau tekanan keluaran sistem produksi hanya mempengaruhi *breakthrough time* dari *steamflood*. Penambahan 1 bar tekanan injeksi, maka proses *steamflooding* akan lebih cepat 13 hari. Penambahan 1 °F waktu *breakthrough* akan menjadi berubah 1,24 hari.

5.2 Saran

Adapun saran yang diambil dalam penelitian ini, diantaranya:

1. Melakukan peninjauan kembali asumsi penyederhanaan model dalam simulasi menggunakan COMSOL.
2. Meninjau analisis ekonomi yang mendalam tidak hanya sebatas LCOE namun juga dari segi skema pendanaan sistem integrasi.
3. Simulasi dilakukan menggunakan data lapangan panas bumi dan lapangan minyak tertentu yang berdekatan
4. Penelitian terkait lapangan panas bumi terdedikasi untuk *steamflood* lebih mendalam baik dari segi ekonomi maupu teknis.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdallah, W., 2007, Fundamental of Wettability, New Mexico Petroleum Recovery Research Center Socorro, USA,
- Affandi, M., Mamat, N., Kanafiah, S,N,A,M., dan Khalid, N,S, 2013, Simplified Equations for Saturated Steam Properties for Simulation, *Procedia Engineering*, vol 5, p 722-726, Dilihat 2 November 2015,
www.sciencedirect.com
- Ali, S, M, F., & Thomas, S, 1989, The Promise and Problems Of Enhanced Oil Recovery Methods, Petroleum Society of Canada,
- ASPENTECH, 2008, An Integrated Approach to Modeling Pipeline Hydraulic in a Gathering and Production System, Aspen Technology Inc, US,
www.aspentech.com
- Alvarez, J dan Sungyun Han, 2013, Current Overview od Cyclic Steam Injection Process, *Journal of Petroleum Science Research*, vol 2, p 116-127,
- Bahadori, A, 2014, Natural Gas Processing, 1st Edition, *Technology and Engineering Design*, Gulf Professional Publishing, US,s
- Bratland, O, 2013, Pipe Floe 2, *Multi-phase Flow Assurance*, Dr Ove Bratland, US,
- Chaar, M. dkk, 2015. *Economic of Steam Generation for Thermal Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers: USA.
- Chilingarian, G, V., Donaldson, E,C., dan T,F, Yen, 1989, Enhanced Oil Recovery, II Process and Operations, Elsevier, *Journals of Petroleum Science*, Vol 17 pp 61-68, dilihat 10 Desember 2015,
<http://www.sciencedirect.com/>
- Coats, K,H., George, W,D, dan Marcum, B,E,, 1974, Three-dimensional Simulation of Steamflooding, *Soc, Pet, Eng, J*, , 14(6): 573-592, pp 5, Dilihat 12 Desember 2015,
<http://web.iitd.ac.in/>
- Davis, R,J, 2010, Steamflooding for Future, Premier Energy, US,
- Dickson, M,H., dan Mario, F, 2003, Geothermal Energy Utilization and Technology, *UNESCO Publishing*, United Nation Educational Scientific and Cultural Organization, Paris,

- Edward, J,E, 2010, PIPING WORKBOOK Solving Piping and Header Networks Using CHEMCAD Version 6,2, Chemstation Engineering Advance, UK,
- Ehsani, M,R, Mohammadi, A, H., dan Nikookar, M, 2013, Numerical Modeling of Steam Injection In Heavy Oil Reservoirs, *Elsevier Journal of Fuel*, vol, 112, p, 185-192,
- Ernst & Young's Moscow Oil & Gas Center, 2014, Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods in Russia: Time is of The Essence, Ernst & Young's Moscow Oil & Gas Center Russia,
- Everett, J, P, dan Charles F, Weinaug, 1955, Physical Properties of Eastern Kansas Crude Oil, Vol 7, P 114,
- Ezekwe, N., 2011, "Petroleum reservoir engineering practice," Pearson Education, Inc., US,
- Gehring, M, dan Victor Loksha, 2012, Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation, *Technical Report*, World Bank, US,
- Gomaa, E, E, 1980, Corelation for Predictiong Oil Recovery by Steamflood, *J, Pet, Technol.*, 32(2): 325-332,
- Holman, J, P, 1986, Perpindahan Kalor Ed, 6, McGraw-Hill, New York,
- Hong, K,C, 1994, Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma,
- Idaho National Engineering Laboratory, 1989, Thermal Enhanced Oil Recovery (TEOR) Using Geopressured-Geothermal Brine, U, S, Department of Energy, Idaho,
- Iyoho, A,W., 1978, Selecting Enhanced Oil Recovery Processes, *World oil*, 187(6): 61-64,
- Kasbani, 2012, "Sumber Daya Panas Bumi Indonesia: Status Penyelidikan, Potensi Dan Tipe Sistem Panas Bumi", Badan Geologi Kementerian ESDM, 10 May, p 10,
- Kiruja, J, 2011, Direct Utilization of Geothermal Energy, Elsevier, US
- Lasman, A,N., 2014, Thermal Enhanced Oil Recovery in Indonesia Prospect of HTGR Application, pp 1-12, LEMIGAS, Indonesia,

- Law, D,H,S, 2004, A New Heavy Oil Recovery Technology to Maximize Performance and Minimize Environmental Impact, Society of Petroleum Engineers, Dilihat 8 November 2015,
<http://www.spe.org/>
- Law, K, dan Michael Chan, 2013, Carbon Reduction Opportunities in the California Petroleum Industry, Tetra Tech Inc., California,
- Lyons W, & Plisga, B, S, (Eds), 2005, Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering (Second edition), Burlington, MA: Elsevier Inc, US,
- Massachusetts Institute of Technology, 2015, Heat Exchanger, Lecture 18, Dilihat 14 Desember 2015,
<http://web.mit.edu/>
- Petrov, M, 2014, Preliminary Feasibility Analysis on the Direct Use of Geothermal Energy in Rwanda: Case Study Gisenyi Hot Spring, KTH Industrial Engineering and Management,
- PT, Pertamina Geothermal Energy, 2014, Pendahuluan Panas Bumi, Powerpoint Slide, Dilihat 6 Juni 2015,
- Robinson, P, R, 1996, *Petroleum Processing Overview*, Elsevier, Texas
- Sanyal, S, K, 2005, Classificatio of Geothermal System-A Possible Scheme, Standford University, US,
- Schlumberger, 2015, Hot Waterflooding, *Oildield Glossary*, Dilihat pada 1 Desember 2015,
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- Schlumberger, 2015, Reservoir Pressure, *Oildield Glossary*, Dilihat pada 1 Desember 2015,
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- Schlumberger, 2015, Enhanced Oil Recovery, *Oildield Glossary*, Dilihat pada 20 September 2015,
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- Shah, 1981, Classification of Heat Exchanger, *Heat Exchanger*, Indian Institute of Technology Delhi, vol 14, pp 2, Dilihat 12 Desember 2015,
<http://web.iitd.ac.in/>
- Shell, 2012, Enhanced Oil Recovery, Dilihat 2 September 2015,

www.shell.com

Shutler ND, 1970, Numerical three-phase model of the two-dimensional steamflood process, Soc Petrol Eng J, vol 10, p 17,

SKK Migas, 2015, “Tingkatkan Produksi Minyak dengan EOR”, 12 Mei, p 10,

<https://humasskkmigas.wordpress.com/>

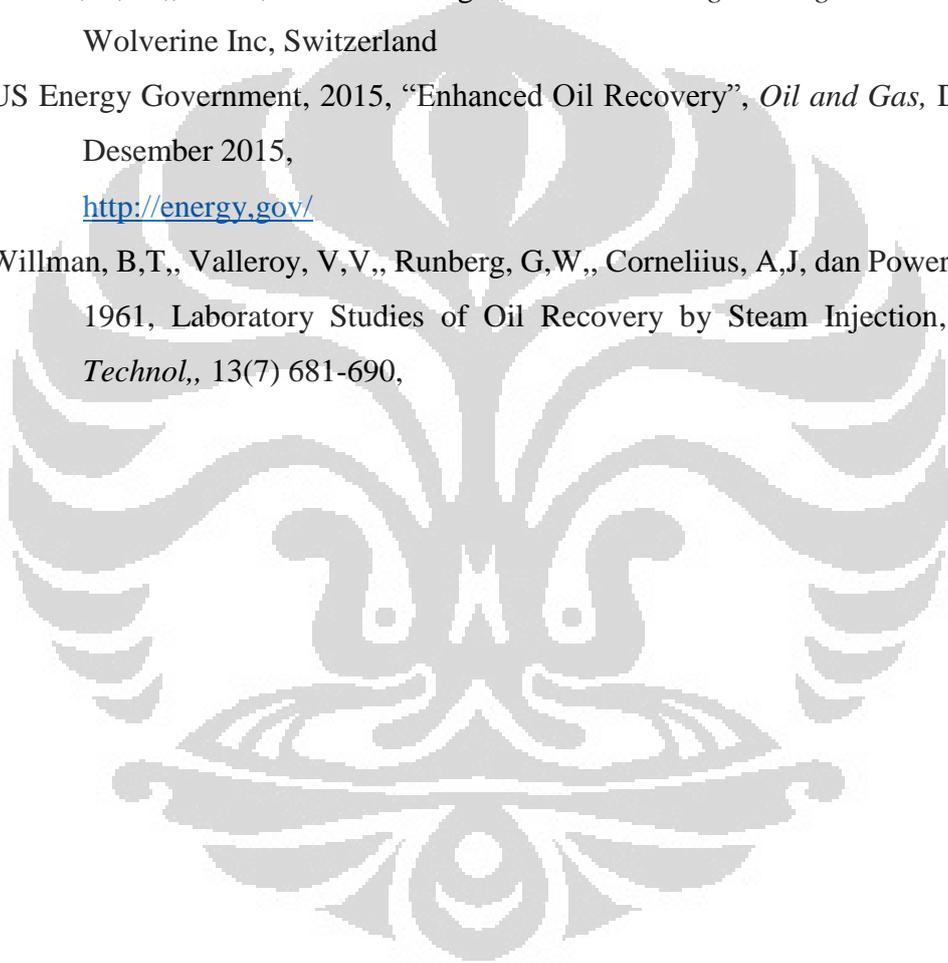
Thomas, S, 2008, Enhanced Oil Recovery – An Overview, Oil & Gas Science and Technology Rev, IFP, Vol, 63, No, 1, p, 9-19,

Thome, J, R., 2006, Heat Exchanger, *Wolverine Engineering Data Book III*, Wolverine Inc, Switzerland

US Energy Government, 2015, “Enhanced Oil Recovery”, *Oil and Gas*, Dilihat 5 Desember 2015,

<http://energy.gov/>

Willman, B,T., Valleroy, V,V., Runberg, G,W., Cornelius, A,J, dan Powers, L,W., 1961, Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection, *J, Pet, Technol.*, 13(7) 681-690,



LAMPIRAN

A. Simulasi

1. Simulasi Unit Produksi Kukus dengan HYSYS

Pompa

Tabel A.1 Simulasi Pompa

Name	Air Hasil Pengola	Air Bertekanan
Vapour	0.0000	0.0000
Temperature [F]	89.96	90.54
Pressure [psia]	14.70	464.1
Molar Flow [lbmole/hr]	629.7	629.7
Mass Flow [lb/hr]	1.134e+004	1.134e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	778.4	778.4
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1.223e+005	-1.223e+005
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	2.009	2.023
Heat Flow [Btu/hr]	-7.702e+007	-7.700e+007

Penukar Kalor

Heat Exchanger Model: **Simple Weighted**

Heat Leak/Loss: None Extremes Proportional

Weighted Model Inputs

Overall UA [Btu/F-hr]: 5.340e+004

Specified Pressure Drop [psi]: SHELL-SIDE: 1.500, TUBE-SIDE: 1.500

Pass Name	Intervals	Dew/Bubble Pt	Step Type	Pressure Profile
Kukus Panas Bumi-Kc	20	<input checked="" type="checkbox"/>	Equal Enthalpy	Const dPdH
Air Bertekanan-Air M	20	<input checked="" type="checkbox"/>	Equal Enthalpy	Const dPdH

Rigorous Model: [For a more accurate exchanger rating click Rigorous Shell&Tube button here](#) | Size Rigorous Shell&Tube | Use Design Template File

Gambar A.1 Simulasi Penukar Kalor

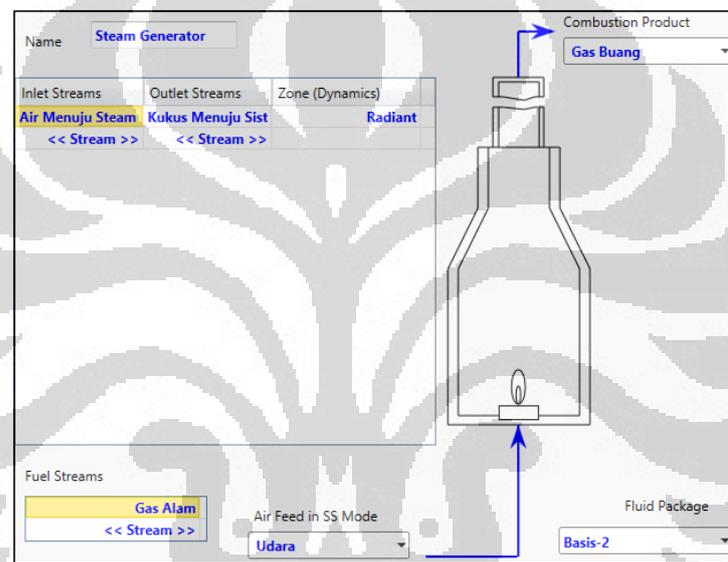
Tabel A.2 Simulasi Penukar Kalor

Name	Kukus Panas Bum	Kondensat	Air Bertekanan	Air Menuju Steam
Vapour	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Temperature [F]	415.4	91.38	90.54	395.4
Pressure [psia]	290.1	288.6	464.1	462.6
Molar Flow [lbmole/hr]	171.1	171.1	629.7	629.7
Mass Flow [lb/hr]	3082	3082	1.134e+004	1.134e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	211.5	211.5	778.4	778.4
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1.017e+005	-1.223e+005	-1.223e+005	-1.167e+005
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	27.29	2.052	2.023	10.10
Heat Flow [Btu/hr]	-1.739e+007	-2.092e+007	-7.700e+007	-7.347e+007

Overall Performance	
Duty	3.524e+06 Btu/hr
Heat Leak	0.000e-01 Btu/hr
Heat Loss	0.000e-01 Btu/hr
UA	5.34e+04 Btu/F-hr
Min. Approach	0.834 F
LMTD	66.00 F

Gambar A.2 *Duty* Penukar Kalor

Steam Generator



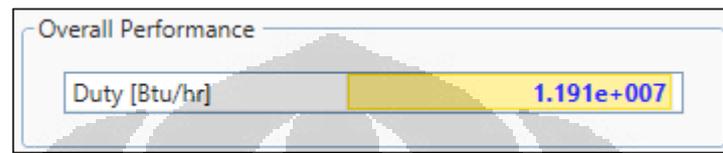
Gambar A.3 Input *Steam Generator* (1)

Steady State Parameters	
Efficiency	70.00
Excess Air Percent	6.00
Oxygen	
O2 Mixing Efficiency	100.00

Gambar A.4 Input *Steam Generator* (2)

Tabel A.3 Simulasi *Steam Generator*

Name	Air Menuju Steam	Udara	Gas Alam	Kukus Menuju Sis	Gas Buang
Vapour	0.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Temperature [F]	405.7620	77.0000	77.0000	848.0000	933.5732
Pressure [psia]	462.6	14.50	14.50	462.6	14.50
Molar Flow [lbmole/hr]	629.7219	507.0427	45.1494	629.7219	552.1970
Mass Flow [lb/hr]	11344.5042	14585.4106	724.3275	11344.5042	15309.7382
LiqVol Flow [barrel/day]	778.3579	1162.7719	165.6571	778.3579	1265.3331
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1.167e+005	-3.455	-3.221e+004	-9.776e+004	-2.420e+004
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	22.01	36.21	43.85	41.94	45.71
Heat Flow [Btu/hr]	-7.3471e+07	-1.7518e+03	-1.4542e+06	-6.1560e+07	-1.3366e+07

Gambar A.5 *Duty Steam Generator*

Sistem Perpipaan

Horizontal Pipe Flow Correlation

Beqqs and Brill (1979) View Correlation...

Vertical Pipe Flow Correlation

Beqqs and Brill (1979) View Correlation...

Inclined Pipe Flow Correlation

Beqqs and Brill (1979) View Correlation...

Additional Parameters

Include Accl. Pr. Drop (Beggs/Brill only)

Delta P 216.9 Duty 2.538e+006

Gravitation Energy Change 0.0000 Btu/hr

Gambar A.6 Input Simulasi Perpipaan (1)

Length - Elevation Profile	
Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	1.500e+005
Elevation Change	0.0000
Outer Diameter	6.625
Inner Diameter	6.065
Material	Mild Steel
Roughness	1.500e-004
Pipe Wall Conductivity	26.00
Increments	30
FittingNo	<empty>

Gambar A.7 Input Simulasi Perpipaan (2)

Specify By	
<input type="radio"/> Heat Loss	<input type="radio"/> Overall HTC
<input type="radio"/> Segment HTC	<input checked="" type="radio"/> Estimate HTC
Heat Transfer Coefficient Estimation	
Ambient Temperature: 77.000 F	
<input checked="" type="checkbox"/> Include Pipe Wall:	<input checked="" type="radio"/> Global <input type="radio"/> By Segment
<input checked="" type="checkbox"/> Include Inner HTC:	Correlation: Profes
<input checked="" type="checkbox"/> Include Insulation:	Insulation Type: User Specified
	Thermal Conductivity: 2.8889e-003 Btu/hr-ft
	Thickness: 0.20833 ft
<input checked="" type="checkbox"/> Include Outer HTC:	Ambient Medium: Air
	Velocity: 3.2808 ft/s

Gambar A.8 Input Simulasi Perpipaan (3)

Tabel A.3 Simulasi Perpipaan

Name	Kukus Menuju Sis	Kukus Menuju Re:	E2
Vapour	1.0000	1.0000	<empty>
Temperature [F]	848.0000	422.5100	<empty>
Pressure [psia]	462.6	245.8	<empty>
Molar Flow [lbmole/hr]	629.7219	629.7219	<empty>
Mass Flow [lb/hr]	11344.5042	11344.5042	<empty>
LiqVol Flow [barrel/day]	778.3579	778.3579	<empty>
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-9.740e+004	-1.014e+005	<empty>
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	30.41	27.85	<empty>
Heat Flow [Btu/hr]	-6.13328e+07	-6.38705e+07	2.53764e+06

2. Simulasi Reservoir dengan CMG

Grid

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K	Net Pay
UNITS:	ft	ft		md	md	md	ft
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X	
Whole Grid		3	0.33	850	1000	1000	
Layer 1	0						
Layer 2							
Layer 3							

Gambar A.9 Input Data Reservoir (1)

Component water

#	Component	Aqueous	Oleic	Gaseous	Solid	PCrit	TCrit	MW
						psi	F	lb/lbmole
1	Water	Reference p...		K-value parti...		3198	705.47	18
2	HeavyOil		Reference p...			120	1138	675
3	Steam			Reference p...		3198	705.47	18

Gambar A.10 Input Data Reservoir (2)

Coefficient	Units	Set	Water	HeavyOil
			Aqueous	Oleic
Options:			User input	User input
KV1	psi	<input checked="" type="checkbox"/>	1.7202e6	0
KV2	1/psi	<input type="checkbox"/>		
KV3		<input type="checkbox"/>		
KV4	F	<input checked="" type="checkbox"/>	-6869.59	0
KV5	F	<input checked="" type="checkbox"/>	-376.64	0

Gambar A.11 Input Data Reservoir (3)

Item	Options	Units	Water	HeavyOil
			Aqueous	Oleic
Apply data to phase(s):	Water and oil			
Density	Molar density	lbmole/ft3	3.468	0.01271
Liquid compressibility ...		1/psi	3.1e-6	1e-6
1st thermal expansion...		1/F	2.33e-4	1e-4
2nd thermal expansio...		1/(F*F)		
Pressure-temperature...		1/(psi*F)		

Gambar A.12 Input Data Reservoir (4)

Item	Units	Water	HeavyOil
		Aqueous	Oleic
Options:		User input	
AVISC	cp	0.0047352	2e-7
BVISC	F	2728.2	8617.1

Gambar A.13 Input Data Reservoir (5)

Coefficient	Units	Water	HeavyOil	Steam
		Aqueous	Oleic	Oleic
CPL1	Btu/(lbmole*F)	18	337.5	18
CPL2	Btu/(lbmole*F...			
CPL3	Btu/(lbmole*F...			
CPL4	Btu/(lbmole*F...			
CPG1	Btu/(lbmole*F)	7.613	0	7.613
CPG2	Btu/(lbmole*F...	8.616e-4	0	8.616e-4
CPG3	Btu/(lbmole*F...			
CPG4	Btu/(lbmole*F...			
HVR	Btu/(lbmole*F)			
EV				

Gambar A.14 Input Data Reservoir (6)

Description	Default	Value
Reference pressure(PRSR)	14.5038 psi	300 psi
Referece temperature(TEMR)	77 F	110 F
Surface conditions pressure(PSU...)	14.6488 psi	300 psi
Surface conditions temperature(T...)	62.33 F	110 F

Gambar A.15 Input Data Reservoir (7)

Component Heavy Oil

#	Component	Aqueous	Oleic	Gaseous	Solid	PCrit	TCrit	MW
						psi	F	lb/lbmole
1	Water	Reference p...		K-value partiti...		3198	705.47	18
2	HeavyOil		Reference p...			120	1138	675
3	Steam			Reference p...		3198	705.47	18

Gambar A.16 Input Data Reservoir (8)

Coefficient	Units	Set	Water	HeavyOil
			Aqueous	Oleic
Options:			User input	User input
KV1	psi	<input checked="" type="checkbox"/>	1.7202e6	0
KV2	1/psi	<input type="checkbox"/>		
KV3		<input type="checkbox"/>		
KV4	F	<input checked="" type="checkbox"/>	-6869.59	0
KV5	F	<input checked="" type="checkbox"/>	-376.64	0

Gambar A.17 Input Data Reservoir (9)

Item	Options	Units	Water	HeavyOil
			Aqueous	Oleic
Apply data to phase(s):	Water and oil			
Density	Molar density	lbmole/ft ³	3.468	0.01271
Liquid compressibility ...		1/psi	3.1e-6	1e-6
1st thermal expansion...		1/F	2.33e-4	1e-4
2nd thermal expansio...		1/(F ²)		
Pressure-temperature...		1/(psi ² F)		

Gambar A.18 Input Data Reservoir (10)

Item	Units	Water	HeavyOil
		Aqueous	Oleic
Options:		User input	
AVISC	cp	0.0047352	2e-7
BVISC	F	2728.2	8617.1

Gambar A.19 Input Data Reservoir (11)

Coefficient	Units	Water	HeavyOil	Steam
		Aqueous	Oleic	Oleic
CPL1	Btu/(lbmole ² F)	18	337.5	18
CPL2	Btu/(lbmole ² F...			
CPL3	Btu/(lbmole ² F...			
CPL4	Btu/(lbmole ² F...			
CPG1	Btu/(lbmole ² F)	7.613	0	7.613
CPG2	Btu/(lbmole ² F...	8.616e-4	0	8.616e-4
CPG3	Btu/(lbmole ² F...			
CPG4	Btu/(lbmole ² F...			
HVR	Btu/(lbmole ² F)			
EV				

Gambar A.20 Input Data Reservoir (11)

Description	Default	Value
Reference pressure(PRSR)	14.5038 psi	300 psi
Referece temperature(TEMR)	77 F	110 F
Surface conditions pressure(PSU...)	14.6488 psi	300 psi
Surface conditions temperature(T...)	62.33 F	110 F

Gambar A.21 Input Data Reservoir (12)

Component steam

#	Component	Aqueous	Oleic	Gaseous	Solid	PCrit	TCrit	MW
						psi	F	lb/lbmole
1	Water	Reference p...		K-value parti...		3198	705.47	18
2	HeavyOil		Reference p...			120	1138	675
3	Steam			Reference p...		3198	705.47	18

Gambar A.22 Input Data Reservoir (13)

Coefficient	Units	Set	Water	HeavyOil
			Aqueous	Oleic
Options:			User input	User input
KV1	psi	<input checked="" type="checkbox"/>	1.7202e6	0
KV2	1/psi	<input type="checkbox"/>		
KV3		<input type="checkbox"/>		
KV4	F	<input checked="" type="checkbox"/>	-6869.59	0
KV5	F	<input checked="" type="checkbox"/>	-376.64	0

Gambar A.23 Input Data Reservoir (14)

Item	Options	Units	Water	HeavyOil
			Aqueous	Oleic
Apply data to phase(s):	Water and oil			
Density	Molar density	lbmole/ft ³	3.468	0.01271
Liquid compressibility ...		1/psi	3.1e-6	1e-6
1st thermal expansion...		1/F	2.33e-4	1e-4
2nd thermal expansio...		1/(F ²)		
Pressure-temperature...		1/(psi ² F)		

Gambar A.24 Input Data Reservoir (15)

Item	Units	Water	HeavyOil
		Aqueous	Oleic
Options:		User input	
AVISC	cp	0.0047352	2e-7
BVISC	F	2728.2	8617.1

Gambar A.25 Input Data Reservoir (16)

Coefficient	Units	Water	HeavyOil	Steam
		Aqueous	Oleic	Oleic
CPL1	Btu/(lbmole*F)	18	337.5	18
CPL2	Btu/(lbmole*F...			
CPL3	Btu/(lbmole*F...			
CPL4	Btu/(lbmole*F...			
CPG1	Btu/(lbmole*F)	7.613	0	7.613
CPG2	Btu/(lbmole*F...	8.616e-4	0	8.616e-4
CPG3	Btu/(lbmole*F...			
CPG4	Btu/(lbmole*F...			
HVR	Btu/(lbmole*F)			
EV				

Gambar A.26 Input Data Reservoir (17)

Description	Default	Value
Reference pressure (PRSR)	14.5038 psi	300 psi
Reference temperature (TEMR)	77 F	110 F
Surface conditions pressure (PSU...)	14.6488 psi	300 psi
Surface conditions temperature (T...)	62.33 F	110 F

Gambar A.27 Input Data Reservoir (18)

Component Gas liquid K

#	Component	Aqueous	Oleic	Gaseous	Solid	PCrit	TCrit	MW
						psi	F	lb/lbmole
1	Water	Reference p...		K-value partiti...		3198	705.47	18
2	HeavyOil		Reference p...			120	1138	675
3	Steam			Reference p...		3198	705.47	18

Gambar A.28 Input Data Reservoir (19)

Coefficient	Units	Set	Water	HeavyOil
			Aqueous	Oleic
Options:			User input	User input
KV1	psi	<input checked="" type="checkbox"/>	1.7202e6	0
KV2	1/psi	<input type="checkbox"/>		
KV3		<input type="checkbox"/>		
KV4	F	<input checked="" type="checkbox"/>	-6869.59	0
KV5	F	<input checked="" type="checkbox"/>	-376.64	0

Gambar A.29 Input Data Reservoir (20)

Item	Options	Units	Water	HeavyOil
			Aqueous	Oleic
Apply data to phase(s):	Water and oil			
Density	Molar density	lbmole/ft ³	3.468	0.01271
Liquid compressibility ...		1/psi	3.1e-6	1e-6
1st thermal expansion...		1/F	2.33e-4	1e-4
2nd thermal expansio...		1/(F ²)		
Pressure-temperature...		1/(psi ² F)		

Gambar A.30 Input Data Reservoir (21)

Item	Units	Water	HeavyOil
		Aqueous	Oleic
Options:		User input	
AVISC	cp	0.0047352	2e-7
BVISC	F	2728.2	8617.1

Gambar A.31 Input Data Reservoir (22)

Coefficient	Units	Water	HeavyOil	Steam
		Aqueous	Oleic	Oleic
CPL1	Btu/(lbmole ² F)	18	337.5	18
CPL2	Btu/(lbmole ² F...			
CPL3	Btu/(lbmole ² F...			
CPL4	Btu/(lbmole ² F...			
CPG1	Btu/(lbmole ² F)	7.613	0	7.613
CPG2	Btu/(lbmole ² F...	8.616e-4	0	8.616e-4
CPG3	Btu/(lbmole ² F...			
CPG4	Btu/(lbmole ² F...			
HVR	Btu/(lbmole ² F)			
EV				

Gambar A.32 Input Data Reservoir (23)

Description	Default	Value
Reference pressure(PRSR)	14.5038 psi	300 psi
Referece temperature(TEMR)	77 F	110 F
Surface conditions pressure(PSU...)	14.6488 psi	300 psi
Surface conditions temperature(T...)	62.33 F	110 F

Gambar A.33 Input Data Reservoir (24)

Rock Type

Rock Fluid Properties	
Rock Wettability	Water Wet
Method For Evaluating 3-Phase KRO	Stone's Second Model
Interpolation Components (INTCOMP)	<input type="checkbox"/> Interpolation NOT enabled
Rock-fluid interpolation will depend on component:	
Phase from which component's composition will be taken:	
Foam Interpolation Parameters	
Critical component mole fraction (FMSURF)	

Gambar A.34 Input Data Reservoir (25)

	Sw	krw	krow	Pcow
				psi
1	0.126	0	0.7	2.2
2	0.3	0.001	0.475	1
3	0.4	0.015	0.195	0.7
4	0.5	0.05	0.122	0.52
5	0.6	0.115	0.075	0.37
6	0.7	0.205	0	0.23

Gambar A.35 Input Data Reservoir (26)

Initial Condition

Gambar A.36 Input Data Reservoir (27)

B. Contoh Perhitungan dan Detail Sizing

1. Pompa

Contoh Perhitungan Kinerja Teknis Pompa

Sebagai contoh pada skema 2 dengan tekanan keluaran pompa 28 bar, laju alir air 22,64 gpm, dan densitas berdasarkan simulasi HYSYS adalah sebesar 62,1 lb/ft³, *head* pompa yang didapatkan adalah sebagai berikut.

Head statik

$$H_{\text{statik}} = P_{\text{keluar}} - P_{\text{masuk}}$$

$$H_{\text{statik}} = 28 \text{ atm} - 1 \text{ atm} = 27 \text{ atm}$$

Head friksi

$$H_{\text{friksi}} = \Delta P_{\text{pipa}} + \Delta P_{\text{kontrol valve}} + \Delta P_{\text{elevasi}}$$

dengan asumsi:

Panjang pipa = 29,5 ft

Elevasi = 6,6 ft

$$H_{\text{friksi}} = \frac{2 \text{ psi}}{100 \text{ ft}} \times 29,5 \text{ ft} + 10 \text{ psi} + \frac{4 \text{ psi}}{100 \text{ ft}} \times 6,6 \text{ ft} = 13,22 \text{ psi} = 0,9 \text{ atm}$$

Sehingga *head* pompa yang didapatkan adalah sebagai berikut.

$$\text{head (ft)} = \frac{(H_{\text{statik}}(\text{atm}) + H_{\text{friksi}}(\text{atm})) 14.7 \frac{\text{psi}}{\text{atm}} \times 144}{\rho \left(\frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right)}$$

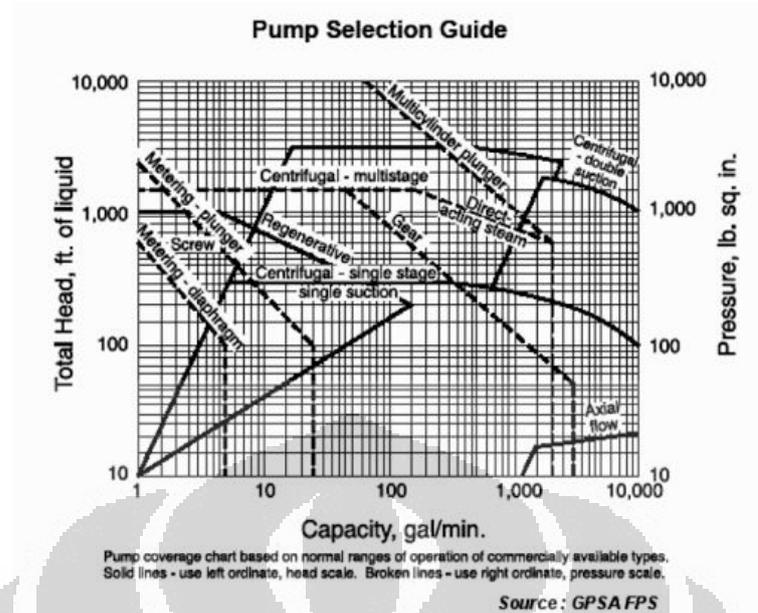
$$\text{head (ft)} = \frac{(27 \text{ atm} + 0,9 \text{ atm}) 14.7 \frac{\text{psi}}{\text{atm}} \times 144}{62,1 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}} = 998,89 \text{ ft}$$

$$\text{daya (hp)} = \frac{Q (\text{gpm}) \times H_{\text{statik}}(\text{atm}) \times 14.7 \frac{\text{psi}}{\text{atm}}}{1,714}$$

$$\text{daya (hp)} = \frac{22,64 \text{ gpm} \times 27 \text{ atm} \times 14.7 \frac{\text{psi}}{\text{atm}}}{1,714} = 5,14 \text{ hp} = 3,83 \text{ kW}$$

Pemilihan Jenis Pompa

Berdasarkan heuristik 37, seluruh variasi tekanan memenuhi persyaratan kondisi operasi dari pompa jenis sentrifugal dan resiprokal. Untuk itu penentuan selanjutnya dilakukan menggunakan kurva jenis pompa yang ditunjukkan pada Gambar 2.3. Kemudian jenis pompa yang ditampilkan dari Gambar 2.3 akan diperhitungkan kembali dengan menggunakan Gambar 2.4 untuk dievaluasi efisiensi dari pompa. Berikut ini adalah contoh pemilihan jenis pompa dengan tekanan keluaran 28 bar.



Gambar 2.3 Pemilihan Jenis Pompa

Berdasarkan grafik diatas untuk kondisi operasi *head* pompa sebesar 998,89 ft dan laju alir air sebesar 22,64 gpm, jenis pompa yang digunakan adalah pompa sentrifugal *multistage*. Kemudian, dilakukan perhitungan kecepatan spesifik pompa untuk dapat membaca Gambar 2.4.

$$N_s = \frac{N \text{ (rpm)} \times \sqrt{Q \text{ (gpm)}}}{\text{head}^{0,75}}$$

Dimana:

N (rpm) = laju impeler

Q (gpm) = laju alir fluida

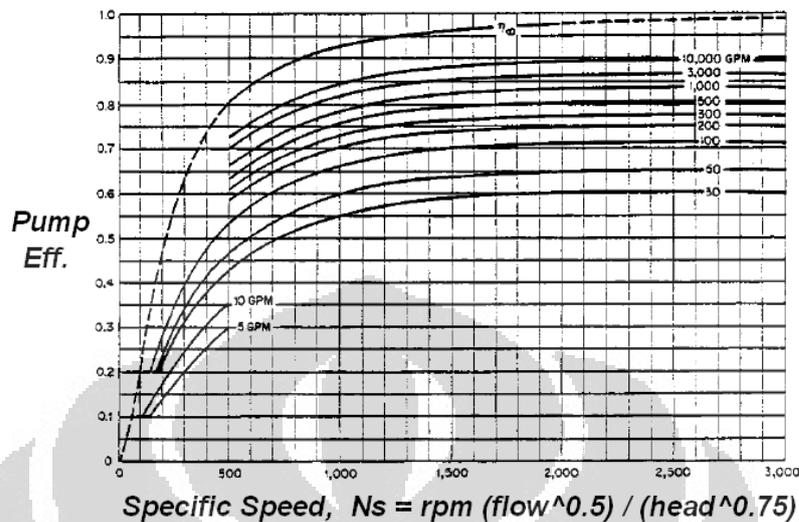
Asumsi:

$N = 2900$ rpm

$$N_s = \frac{2900 \text{ rpm} \times \sqrt{22,64 \text{ gpm}}}{998,89^{0,75}} = 81,80$$

Dengan nilai $N_s = 81,80$ dan laju alir 22,64 gpm, maka didapatkan efisiensi pompa berdasarkan Gambar 2.4 sebesar kurang dari 10%. Nilai efisiensi untuk satu jenis

pompa sentrifugal yang dihasilkan begitu kecil dan nilai kecepatan spesifik dibawah kecepatan minimum 500.



Gambar 2.4 Efisiensi Pompa

Jumlah *stage* yang dikatakan cukup untuk memenuhi persyaratan minimum kecepatan spesifik pompa sebesar 500 adalah 12 *stages*.

$$N_s = \frac{2900 \text{ rpm} \times \sqrt{22,64 \text{ gpm}}}{\frac{998,89^{0,75}}{12}} = 527,41$$

Berdasarkan Gambar, $N_s = 527,41$ dan laju alir 22,64 gpm, efisiensi yang diperoleh kurang dari 40%. Efisiensi ini dinilai masih cukup rendah dibawah 50% dengan biaya investasi 12 pompa yang harus dikeluarkan. Oleh karena itu, digunakan jenis pompa resiprokal yang memang investasinya lebih besar dibandingkan satu pompa sentrifugal namun masih lebih murah dibandingkan 12 pompa sentrifugal. Jenis pompa resiprokal sangat sesuai untuk penekanan fluida dengan laju alir yang rendah. Berikut ini adalah hasil peninjauan jenis pompa pada berbagai variasi tekanan.

Tabel B.1 Spesifikasi Pompa

Tekanan Keluaran Pompa	Jenis Pompa (Gambar)	NS	Efisiensi Sentrifugal Single Stage	NS	Efisiensi Sentrifugal Multi Stage	Jenis Pompa
28	<i>Sentrifugal multistage</i>	81.80	<10%	527.42	43%	Resiprokal
30		77.66	<10%	500.73	41%	
32		73.98	<10%	477.00	40%	

Detail *sizing* pompa pada berbagai variasi.

Tabel B.2 Daya Pompa Skema1, 2, dan 3

Tekanan Masuk (psi)	Tekanan Keluar (psi)	Daya (kW)	BHP (kW)
14,69	406	5,14	11,95
14,69	435	5,52	13,46
14,69	464	5,90	14,75



2. Penukar Kalor

Sizing penukar kalor dilakukan menggunakan perangkat lunak HTRI.

HTRI		Output Summary		Page 1	
Released to the following HTRI Member Company: UI irpan					
Xist E Ver. 6.00 6/14/2016 13:59 SN: Vals100+					SI Units
Rating - Horizontal Single Pass TEMA AKT Shell With No Baffles					
See Data Check Messages Report for Informative Messages.					
See Runtime Message Report for Warning Messages.					
Process Conditions		Cold Shellside		Hot Tubeside	
Fluid name					
Flow rate	(kg/s)		1.4294		0.3883
Inlet/Outlet Y	(Wt. frac vap.)	0.000	1.000	1.000	0.000
Inlet/Outlet T	(Deg C)	32.52	201.89	230.05 *	32.99
Inlet P/Avg	(kPa)	100.001	99.850	2800.04	2799.25
dP/Allow.	(kPa)	0.304	0.000	1.574	0.000
Fouling	(m2-K/W)		0.000000		0.000000
Exchanger Performance					
Shell h	(W/m2-K)	725.54	Actual U	(W/m2-K)	282.65
Tube h	(W/m2-K)	600.94	Required U	(W/m2-K)	283.17
Hot regime	(-)	Sens Liq	Duty	(MegaWatts)	2.4831
Cold regime	(-)	Sens Gas	Area	(m2)	248.858
EMTD	(Deg C)	35.2	Overdesign	(%)	-0.18
Shell Geometry			Baffle Geometry		
TEMA type	(-)	AKT	Baffle type	(-)	Support
Shell ID	(mm)	450.000	Baffle cut	(Pct Dia.)	
Series	(-)	1	Baffle orientation	(-)	
Parallel	(-)	1	Central spacing	(mm)	638.549
Orientation	(deg)	0.00	Crosspasses	(-)	1
TEMA type	(-)	AKT	Baffle type	(-)	Support
Shell ID	(mm)	450.000	Baffle cut	(Pct Dia.)	
Series	(-)	1	Baffle orientation	(-)	
Parallel	(-)	1	Central spacing	(mm)	638.549
Orientation	(deg)	0.00	Crosspasses	(-)	1
Tube Geometry			Nozzles		
Tube type	(-)	Plain	Shell inlet	(mm)	52.553
Tube OD	(mm)	6.350	Shell outlet	(mm)	387.351
Length	(m)	7.100	Inlet height	(mm)	62.058
Pitch ratio	(-)	1.1811	Outlet height	(mm)	433.073
Layout	(deg)	30	Tube inlet	(mm)	52.553
Tube count	(-)	1776	Tube outlet	(mm)	26.645
Tube Pass	(-)	1			
Thermal Resistance, %		Velocities, m/s		Flow Fractions	
Shell	38.96	Shellside	4.12	A	0.000
Tube	60.61	Tubeside	8.354e-2	B	1.000
Fouling	0.00	Crossflow	1.03	C	0.000
Metal	0.43	Window	0.00	E	0.000
				F	0.000

Gambar B.1 Luas Area Perpindahan Panas pada Tekanan Keluaran Pompa 28 bar

HTRI		Output Summary		Page 1	
		Released to the following HTRI Member Company:			
		UI irpan			
Xist E Ver. 6.00 6/14/2016 14:13 SN: Vals100+		SI Units			
Rating - Horizontal Single Pass TEMA AKT Shell With No Baffles					
See Data Check Messages Report for Informative Messages.					
See Runtime Message Report for Warning Messages.					
Process Conditions		Cold Shellside		Hot Tubeside	
Fluid name					
Flow rate	(kg/s)		1.4294		0.3883
Inlet/Outlet Y	(Wt. frac vap.)	0.000	1.000	1.000	0.000
Inlet/Outlet T	(Deg C)	32.52	201.89	233.85 *	32.99
Inlet P/Avg	(kPa)	100.001	99.850	3000.04	2999.32
dP/Allow.	(kPa)	0.304	0.000	1.441	0.000
Fouling	(m2-K/W)		0.000000		0.000000
Exchanger Performance					
Shell h	(W/m2-K)	774.56	Actual U	(W/m2-K)	299.33
Tube h	(W/m2-K)	633.39	Required U	(W/m2-K)	297.64
Hot regime	(-)	Sens Liq	Duty	(MegaWatts)	2.4835
Cold regime	(-)	Sens Gas	Area	(m2)	248.758
EMTD	(Deg C)	33.5	Overdesign	(%)	0.57
Shell Geometry			Baffle Geometry		
TEMA type	(-)	AKT	Baffle type	(-)	Support
Shell ID	(mm)	450.000	Baffle cut	(Pct Dia.)	
Series	(-)	1	Baffle orientation	(-)	
Parallel	(-)	1	Central spacing	(mm)	638.294
Orientation	(deg)	0.00	Crosspasses	(-)	1
Tube Geometry			Nozzles		
Tube type	(-)	Plain	Shell inlet	(mm)	52.553
Tube OD	(mm)	6.350	Shell outlet	(mm)	387.351
Length	(m)	7.100	Inlet height	(mm)	62.058
Pitch ratio	(-)	1.1811	Outlet height	(mm)	433.073
Layout	(deg)	30	Tube inlet	(mm)	52.553
Tube count	(-)	1776	Tube outlet	(mm)	26.645
Tube Pass	(-)	1			
Thermal Resistance, %		Velocities, m/s		Flow Fractions	
Shell	38.64	Shellside	4.33	A	0.000
Tube	60.89	Tubeside	7.832e-2	B	1.000
Fouling	0.00	Crossflow	1.08	C	0.000
Metal	0.46	Window	0.00	E	0.000
				F	0.000

Gambar B.2 Luas Area Perpindahan Panas pada Tekanan Keluaran Pompa 30 bar

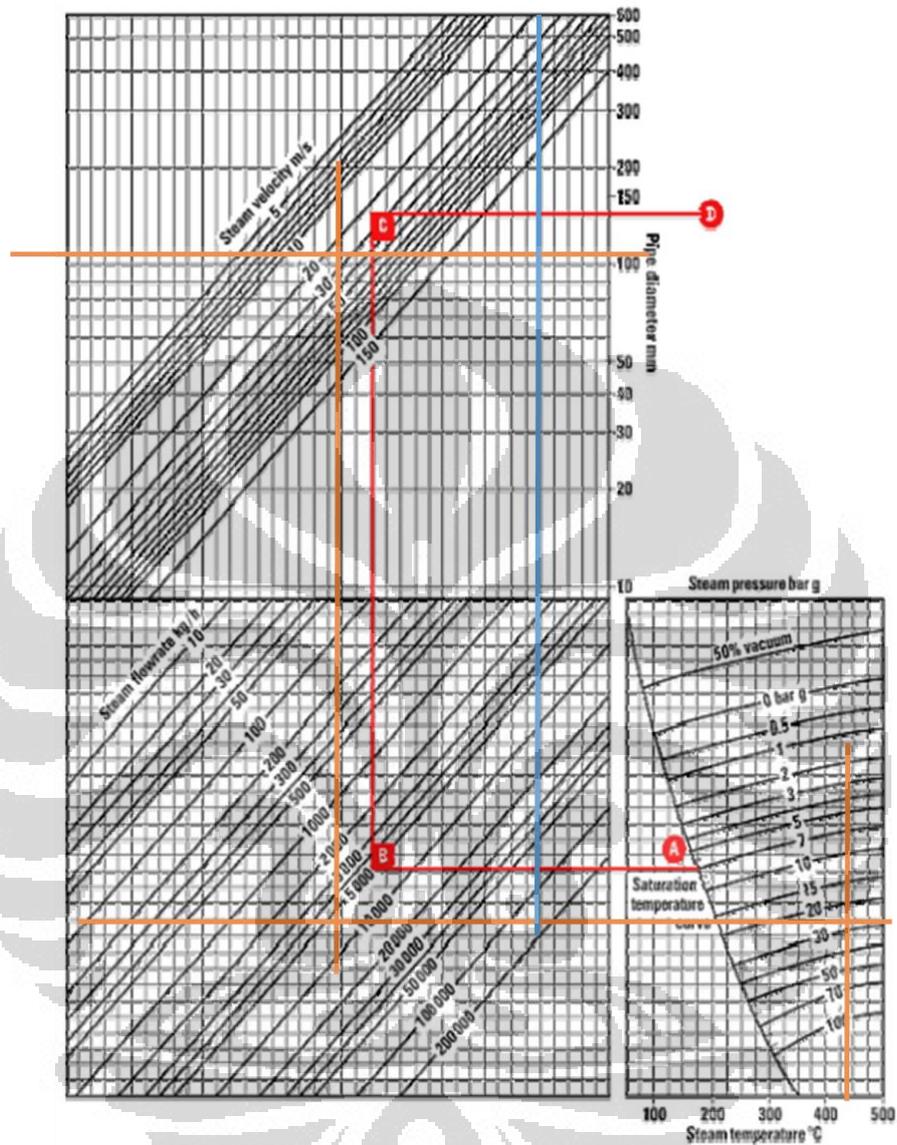
HTRI		Output Summary		Page 1	
Released to the following HTRI Member Company:					
UI					
irpan					
Xist E Ver. 6.00 6/14/2016 15:23 SN: Vals100+					SI Units
Rating - Horizontal Single Pass TEMA AKT Shell With No Baffles					
See Data Check Messages Report for Informative Messages.					
See Runtime Message Report for Warning Messages.					
Process Conditions		Cold Shellside		Hot Tubeside	
Fluid name					
Flow rate	(kg/s)	1.4294		0.3883	
Inlet/Outlet Y	(Wt. frac vap.)	0.000	1.000	1.000	0.000
Inlet/Outlet T	(Deg C)	32.52	201.89	237.45 *	32.99
Inlet P/Avg	(kPa)	100.001	99.850	3200.05	3199.36
dP/Allow.	(kPa)	0.304	0.000	1.383	0.000
Fouling	(m2-K/W)	0.000000		0.000000	
Exchanger Performance					
Shell h	(W/m2-K)	629.89	Actual U	(W/m2-K)	280.65
Tube h	(W/m2-K)	657.39	Required U	(W/m2-K)	267.42
Hot regime	(--)	Sens Liq	Duty	(MegaWatts)	2.4839
Cold regime	(--)	Sens Gas	Area	(m2)	209.690
EMTD	(Deg C)	44.3	Overdesign	(%)	4.95
Shell Geometry			Baffle Geometry		
TEMA type	(--)	AKT	Baffle type	(--)	Support
Shell ID	(mm)	450.000	Baffle cut	(Pct Dia.)	
Series	(--)	1	Baffle orientation	(--)	
Parallel	(--)	1	Central spacing	(mm)	591.852
Orientation	(deg)	0.00	Crosspasses	(--)	1
Tube Geometry			Nozzles		
Tube type	(--)	Plain	Shell inlet	(mm)	52.553
Tube OD	(mm)	6.350	Shell outlet	(mm)	387.351
Length	(m)	6.000	Inlet height	(mm)	62.058
Pitch ratio	(--)	1.1811	Outlet height	(mm)	447.405
Layout	(deg)	30	Tube inlet	(mm)	52.553
Tube count	(--)	1776	Tube outlet	(mm)	26.645
Tube Pass	(--)	1			
Thermal Resistance, %		Velocities, m/s		Flow Fractions	
Shell	44.56	Shellside	5.24	A	0.000
Tube	55.01	Tubeside	0.15	B	0.999
Fouling	0.00	Crossflow	1.31	C	0.001
Metal	0.43	Window	0.00	E	0.000
				F	0.000

Gambar B.3 Luas Area Perpindahan Panas pada Tekanan Keluaran Pompa 30 bar

3. Sistem Perpipaan

Simulasi sistem perpipaan yang dilakukan membutuhkan data inputan berupa persamaan korelasi jatuh tekan, material pipa dan insulasi, diameter pipa, ketebalan pipa, jarak sistem perpipaan. Persamaan korelasi jatuh tekan dan material pipa beserta insulasi telah dijelaskan dalam Bab 2. Diameter pipa yang didapatkan untuk sistem perpipaan dihitung menggunakan Gambar dan didapatkan diameter sebesar 110 mm atau 4,33 inchi. Namun, dalam simulasi diameter pipa yang dimasukkan tidak ada yang sesuai dengan hasil perhitungan. Untuk itu diambil diameter pipa yang paling mendekati dengan hasil perhitungan namun tidak lebih rendah yaitu

sebesar 154,1 mm atau 4 inci. Berdasarkan diameter pipa tersebut maka ketebalan pipa hasil perhitungan menggunakan Tabel adalah 2,5 inci.



Gambar B.4 Diameter Pipa

Tabel B.3 Insulasi Pipa

Nominal Pipe Size NPS (inches)	Temperature Range (°C)					
	Below 200	200–300	300-370	370–500	500 – 600	600 – 650
< 1	1	1	1.5	2	2	2.5
1.5	1	1.5	1.5	2	2	2.5
2	1	1.5	1.5	2	2.5	3
3	1	1.5	1.5	2.5	2.5	3
4	1	1.5	1.5	2.5	2.5	3.5
6	1	1.5	1.5	2.5	3	3.5
8	1.5	1.5	2	2.5	3	3.5
10	1.5	1.5	2	2.5	3	4
12	1.5	2	2	2.5	3	4
14	1.5	2	2	3	3	4
16	2	2	2	3	3.5	4
18	2	2	2	3	3.5	4
20	2	2	2	3	3.5	4
24	2	2	2	3	3.5	4

Dari gambar diatas, garis oranye merepresentasikan skema 2 dan 3. Sedangkan garis biru merepresentasikan sistem lapangan panas bumi terdedikasi.

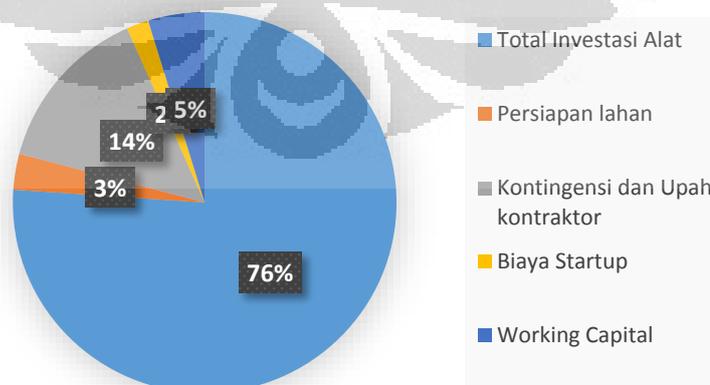
Contoh Perhitungan Jatuh Tekan Teoritis

Skema yang akan dibahas adalah skema 2 dengan variasi 28 bar. Laju alir fluida adalah 1,43 kg/s, tekanan masukan pipa 27,9 bar, dan diameter pipa adalah 0,154 m. Untuk itu didapatkan jatuh tekan sebagai berikut.

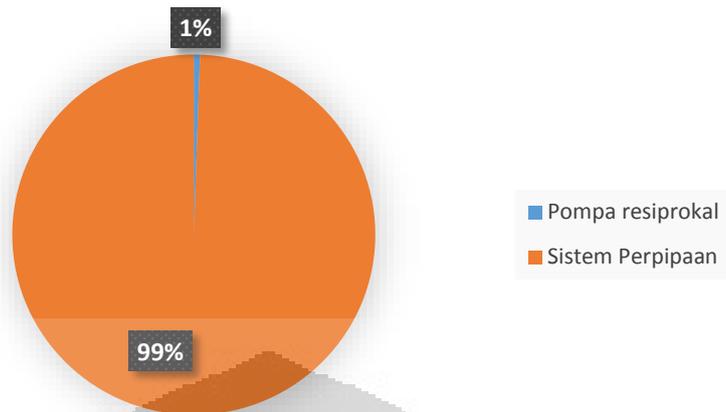
$$\Delta P/\text{km} = \frac{3,3 \cdot 1,43^{1,85}}{10^4 \cdot 0,154^{4,85} \cdot 27,9^{0,93}} = 0,25 \text{ bar/km}$$

C. Detail Analisis Ekonomi

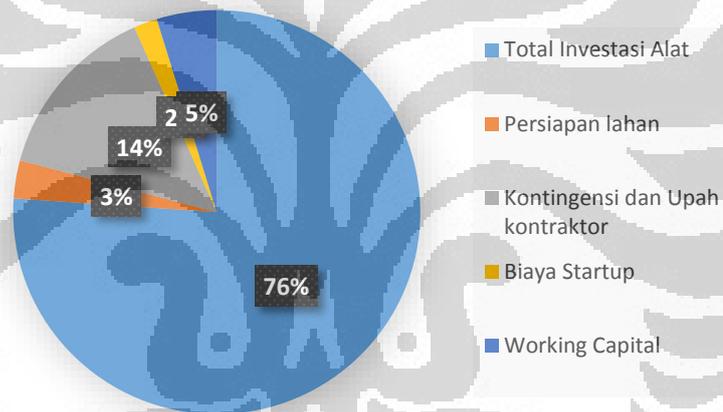
1. Cost Breakdown Biaya Kapital Skema 1



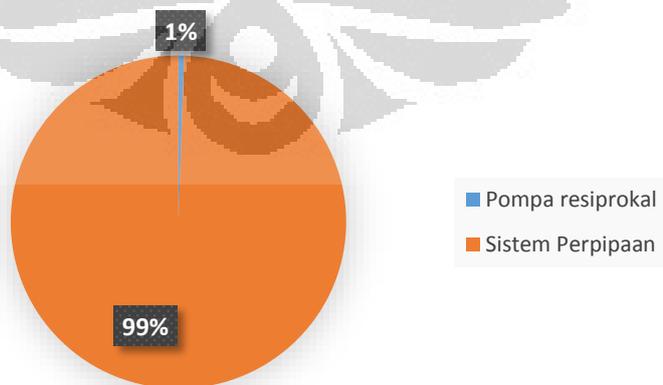
Gambar B.5 Rincian Biaya Kapital Skema 1 $P_{p, out} = 28$ bar



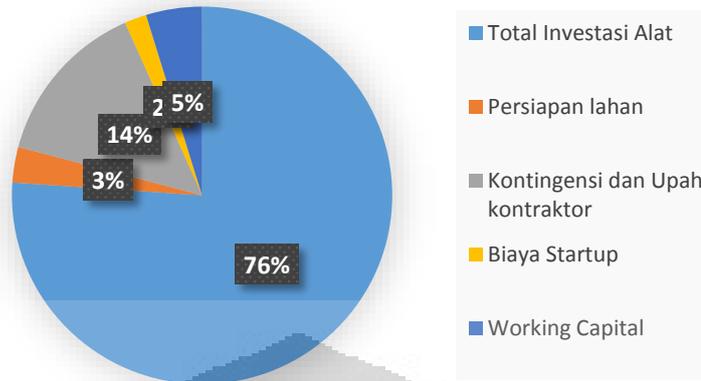
Gambar B.6 Rincian Investasi Alat Skema 1 $P_{p, out} = 28$ bar



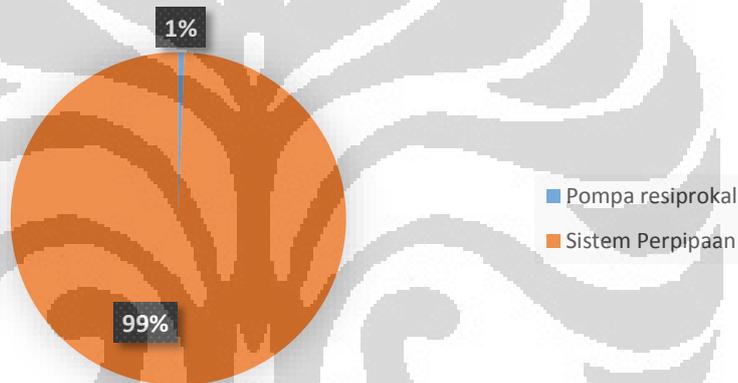
Gambar B.7 Rincian Biaya Kapital Skema 1 $P_{p, out} = 30$ bar



Gambar B.8 Rincian Investasi Alat Skema 1 $P_{p, out} = 30$ bar

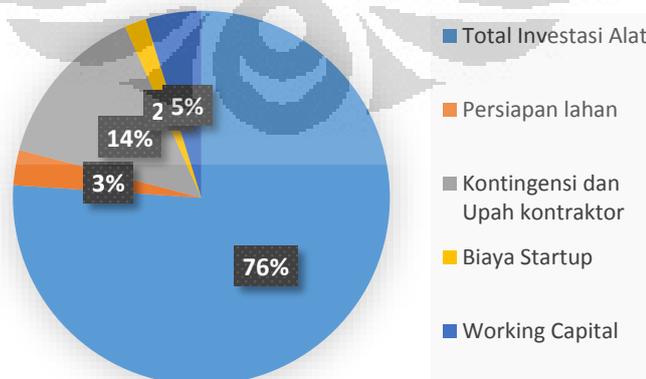


Gambar B.9 Rincian Biaya Kapital Skema 1 $P_{p, out} = 32$ bar

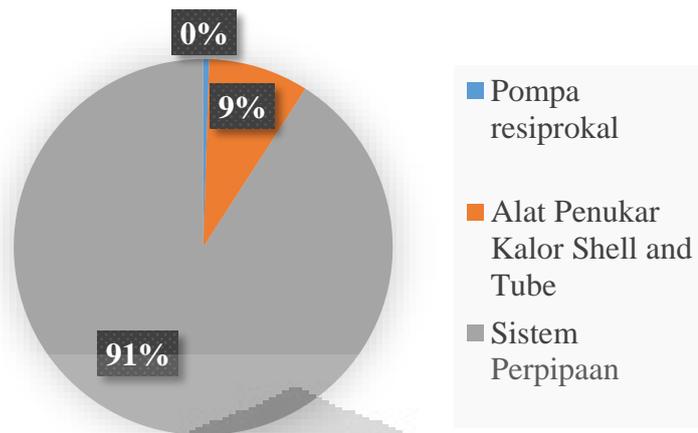


Gambar B.10 Rincian Investasi Alat Skema 1 $P_{p, out} = 32$ bar

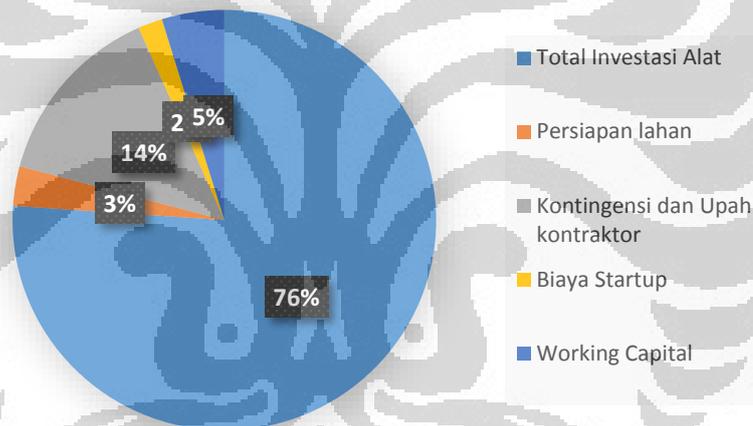
1. *Cost Breakdown* Biaya Kapital Skema 3



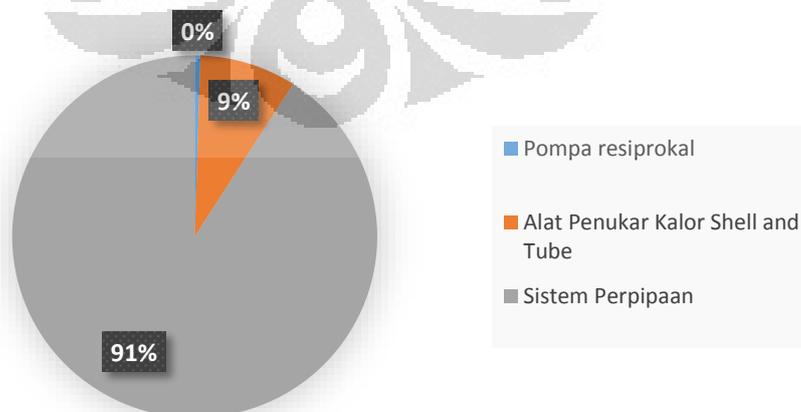
Gambar B.11 Rincian Biaya Kapital Skema 3 $P_{p, out} = 28$ bar



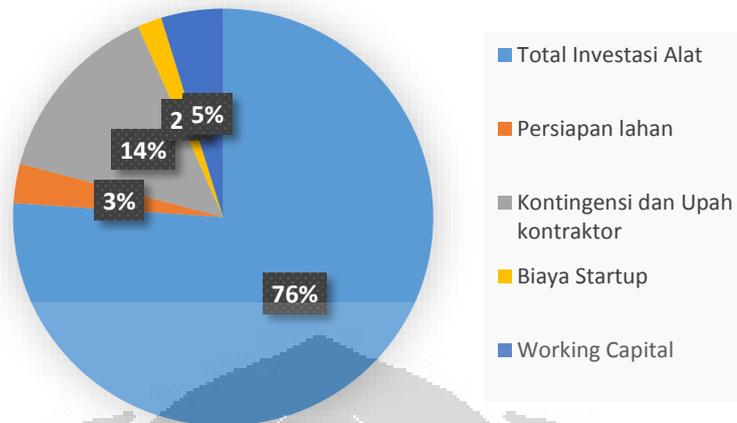
Gambar B.12 Rincian Investasi Alat Skema 3 $P_{p, out} = 28$ bar



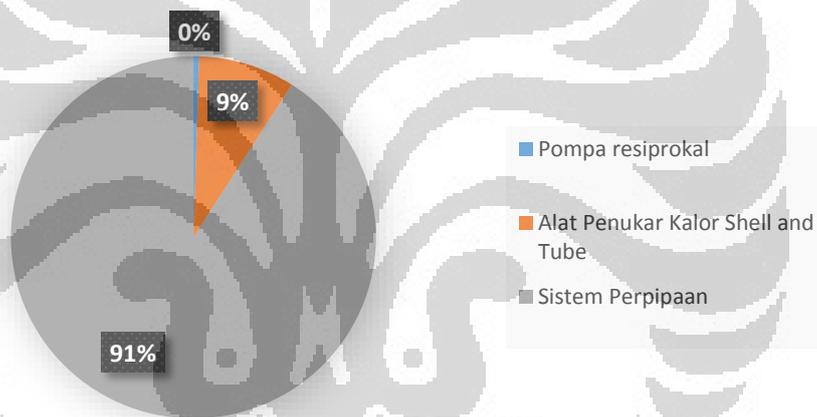
Gambar B.13 Rincian Biaya Kapital Skema 3 $P_{p, out} = 30$ bar



Gambar B.14 Rincian Investasi Alat Skema 1 $P_{p, out} = 32$ bar

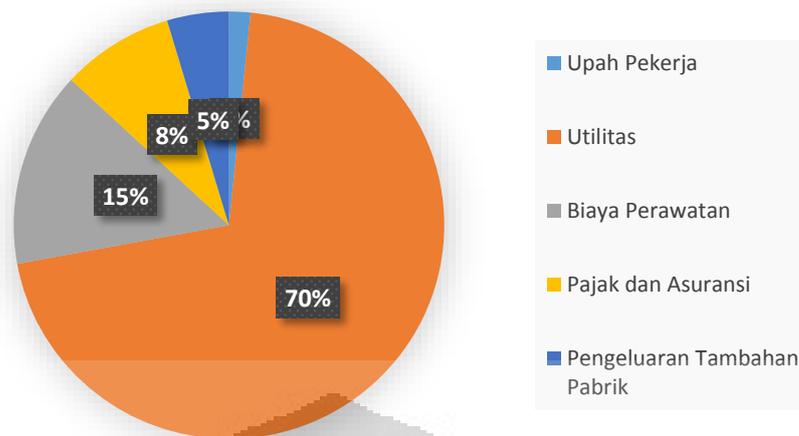


Gambar B.15 Rincian Biaya Kapital Skema 3 $P_{p, out} = 32$ bar

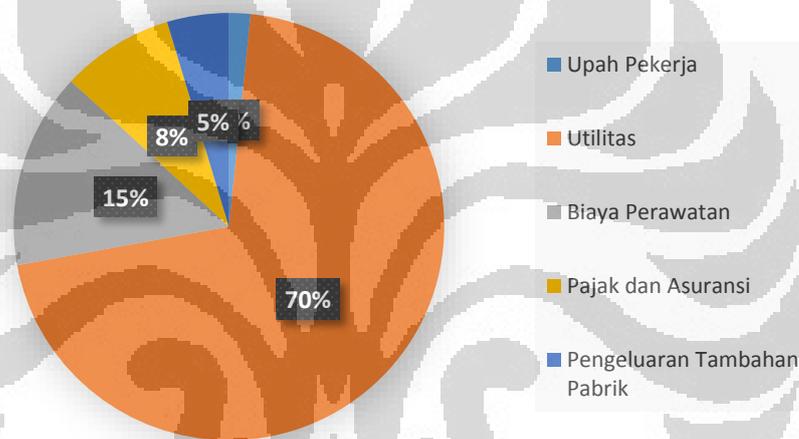


Gambar B.16 Rincian Investasi Alat Skema 1 $P_{p, out} = 32$ bar

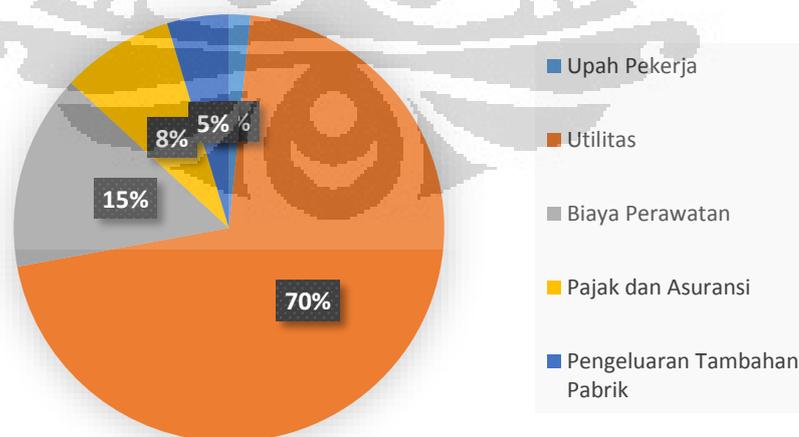
2. Cost Breakdown Biaya Operasional Skema 1



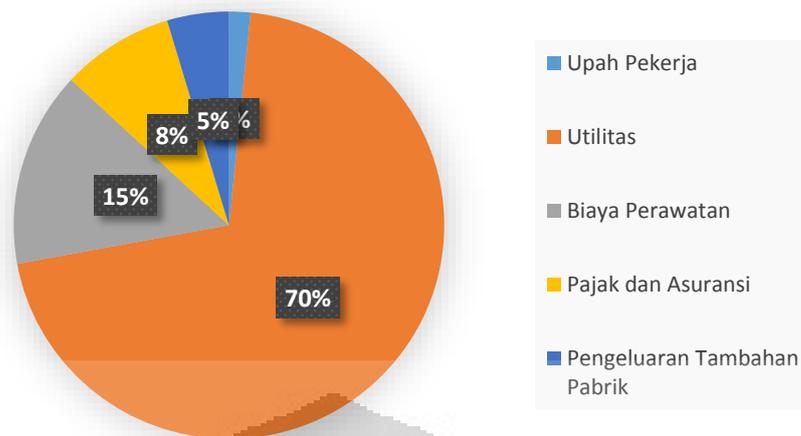
Gambar B.17 Rincian Biaya Operasional Skema 1 $D_{SG} = 2.900kW$



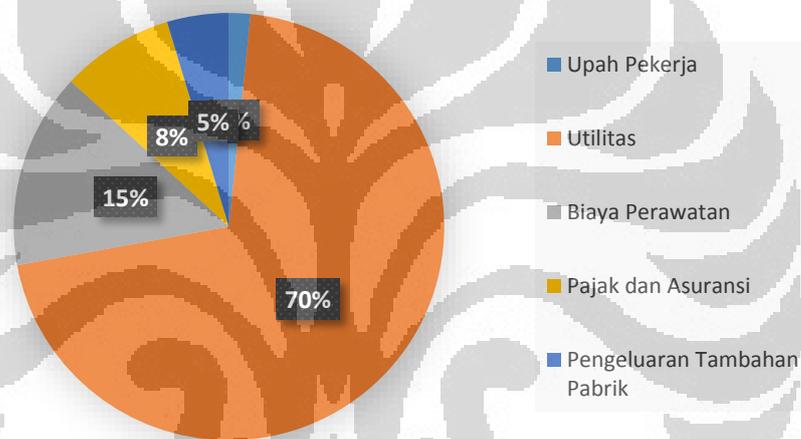
Gambar B.18 Rincian Biaya Operasional Skema 1 $D_{SG} = 3.000kW$



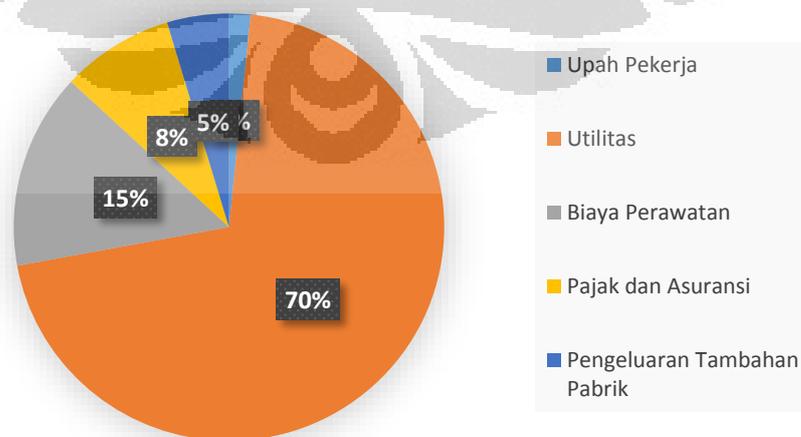
Gambar B.19 Rincian Biaya Operasional Skema 1 $D_{SG} = 3.100kW$



Gambar B.20 Rincian Biaya Operasional Skema 1 $D_{SG} = 3.200kW$

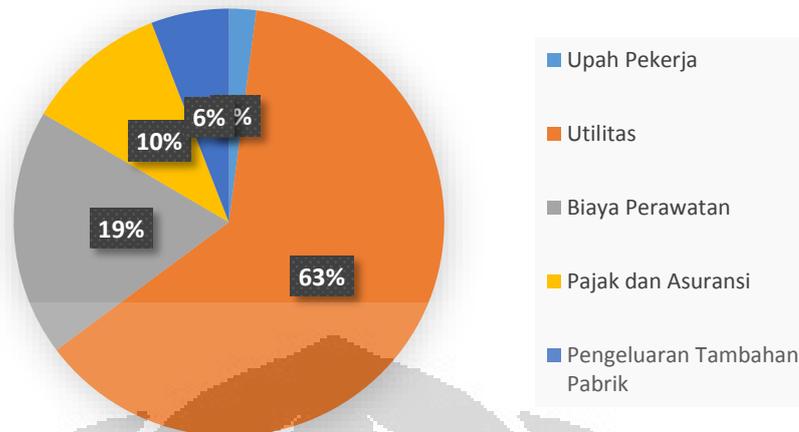


Gambar B.21 Rincian Biaya Operasional Skema 1 $D_{SG} = 3.300kW$

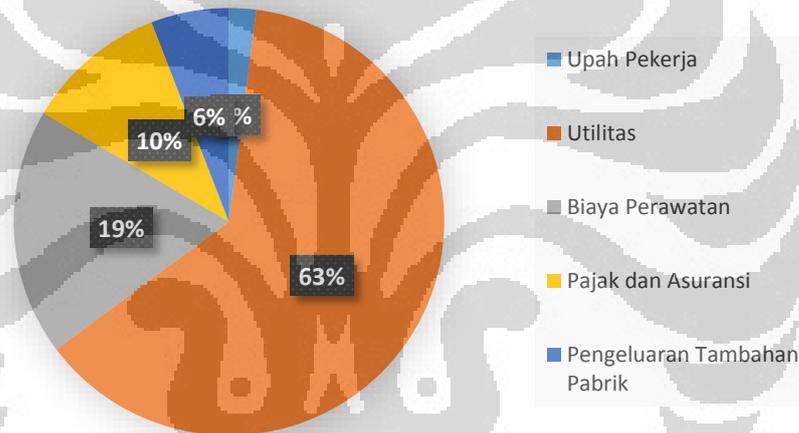


Gambar B.22 Rincian Biaya Operasional Skema 1 $D_{SG} = 3.400kW$

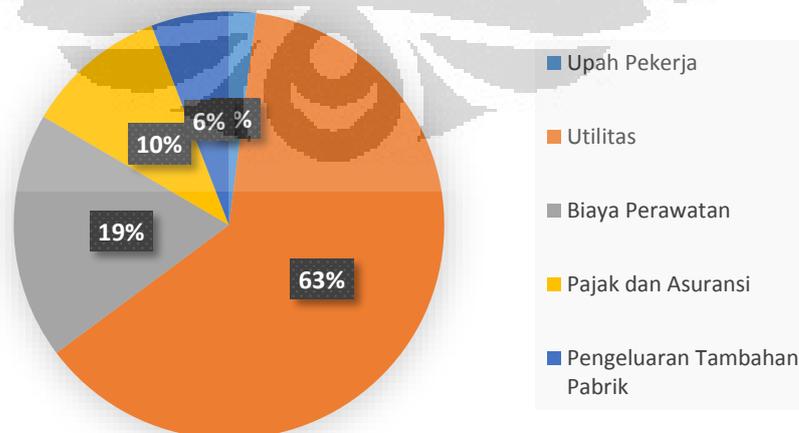
3. Cost Breakdown Biaya Operasional Skema 3



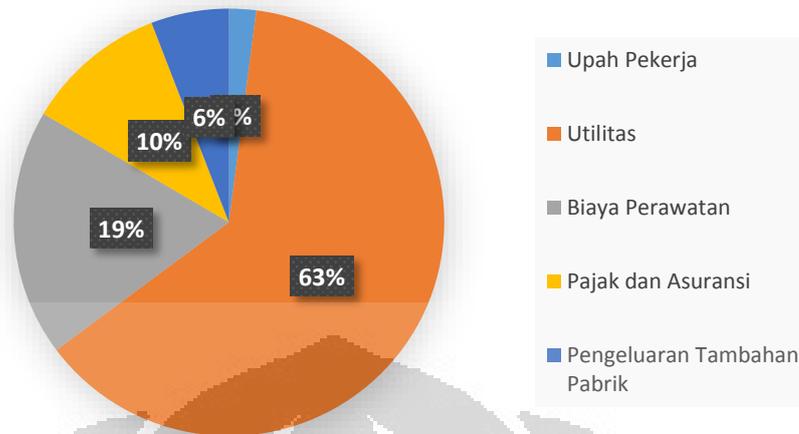
Gambar B.23 Rincian Biaya Operasional Skema 3 $D_{SG} = 2.900kW$



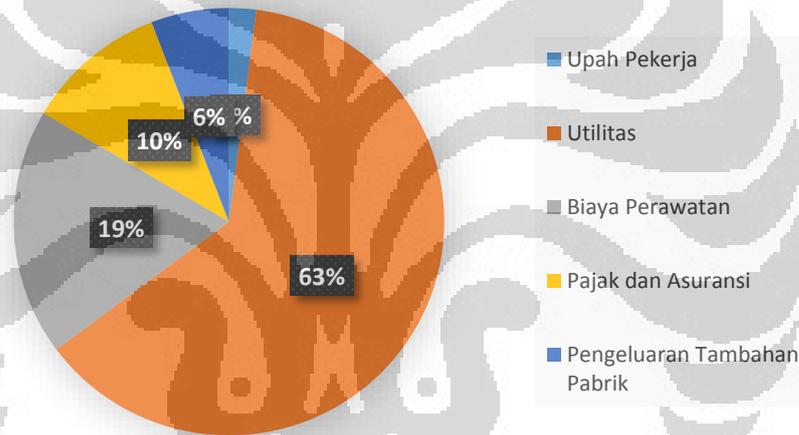
Gambar B.24 Rincian Biaya Operasional Skema 3 $D_{SG} = 3.000kW$



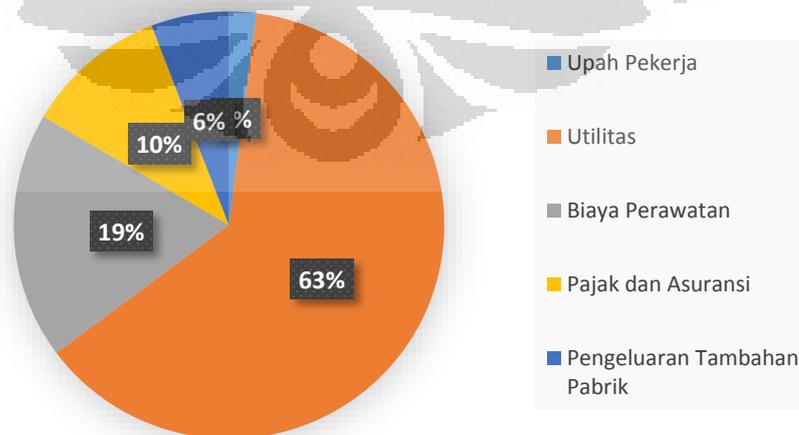
Gambar B.25 Rincian Biaya Operasional Skema 3 $D_{SG} = 3.100kW$



Gambar B.26 Rincian Biaya Operasional Skema 3 $D_{SG} = 3.200kW$



Gambar B.26 Rincian Biaya Operasional Skema 3 $D_{SG} = 3.300kW$



Gambar B.26 Rincian Biaya Operasional Skema 3 $D_{SG} = 3.400kW$

Tabel B.3 LCOE Skema 1

Pout	Duty HE	Duty Fired Heater	Biaya CAPEX	Biaya Operasional	LCOE (Rp setiap kg kukus)
406	979	3.879	9.653.565.687.58	21.237.390.000.00	685.56
		3.979	9.653.565.687.58	21.590.415.000.00	693.40
		4.079	9.653.565.687.58	22.036.320.000.00	703.30
		4.179	9.653.565.687.58	22.369.635.000.00	710.69
		4.279	9.653.565.687.58	22.817.700.000.00	720.64
		4.379	9.653.565.687.58	23.241.465.000.00	730.04
435	979	3.879	9.655.459.214.12	21.236.850.000.00	685.59
		3.979	9.655.459.214.12	21.592.170.000.00	693.48
		4.079	9.655.459.214.12	22.040.640.000.00	703.43
		4.179	9.655.459.214.12	22.509.360.000.00	713.84
		4.279	9.655.459.214.12	22.825.530.000.00	720.85
		4.379	9.655.459.214.12	23.250.645.000.00	730.29
464	979	3.879	9.657.366.871.45	21.241.710.000.00	685.74
		3.979	9.657.366.871.45	21.599.325.000.00	693.68
		4.079	9.657.366.871.45	22.050.225.000.00	703.69
		4.179	9.657.366.871.45	22.413.645.000.00	711.75
		4.279	9.657.366.871.45	22.838.490.000.00	721.18
		4.379	9.657.366.871.45	23.263.065.000.00	730.60

Tabel B.3 LCOE Skema 3

Pout	Duty HE	Duty Fired Heater	Biaya CAPEX	Biaya Operasional	LCOE (Rp setiap kg kukus)
406	979	2.900	10.557.880.048	16.615.125.000.00	603.05
		3.000	10.557.880.048	17.046.990.000.00	612.64
		3.100	10.557.880.048	17.467.110.000.00	621.96
		3.200	10.557.880.048	17.779.770.000.00	628.90
		3.300	10.557.880.048	18.212.445.000.00	638.50
		3.400	10.557.880.048	18.525.915.000.00	645.46
435	979	2.900	10.567.488.989	16.630.920.000.00	603.62
		3.000	10.567.488.989	17.045.910.000.00	612.83
		3.100	10.567.488.989	17.475.615.000.00	622.36
		3.200	10.567.488.989	17.923.950.000.00	632.31
		3.300	10.567.488.989	18.211.635.000.00	638.70
		3.400	10.567.488.989	18.526.725.000.00	645.69
464	979	2.900	10.577.408.807	16.610.940.000.00	603.39
		3.000	10.577.408.807	17.029.440.000.00	612.68
		3.100	10.577.408.807	17.462.520.000.00	622.29
		3.200	10.577.408.807	17.799.075.000.00	629.76
		3.300	10.577.408.807	18.222.975.000.00	639.17
		3.400	10.577.408.807	18.539.415.000.00	646.19

D. Parameter Modeling

1. Densitas

Densitas yang digunakan dalam pemodelan ini bersifat konstan dengan nilai pada Tabel D.1.

Tabel D.1 Densitas Fasa

Fasa	Densitas (kg/m ³)
Minyak	900
Air	1000
Kukus	13

(Sumber: Bogdanov, I dkk., 2007)

2. Viskositas

Viskositas air dan kukus dihitung menggunakan persamaan yang digunakan pada pemodelan yang telah dilakukan oleh Ehsani, M.R., dkk., 2013). Viskositas air dihitung menggunakan Persamaan dibawah.

$$\mu_w = \left(\frac{1776 - T}{25,6T - 89} \right)$$

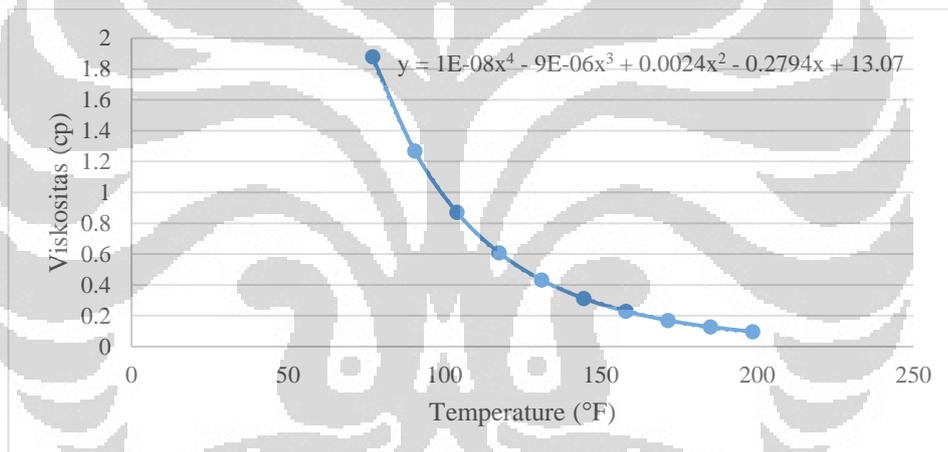
Viskositas kukus dihitung menggunakan Persamaan 4.2.

$$\mu_s = (0,2T + 81,97)(10^{-4})$$

Pada Persamaan 4.1 dan 4.2, suhu dinyatakan dalam satuan Farenheit dan viskositas dalam cp. Sedangkan untuk viskositas minyak persamaan yang digunakan berasal dari modul simulator CMG. Viskositas minyak berat dalam simulator CMG menggunakan Persamaan dibawah.

$$\mu_o = 2 \times 10^{-7} e^{\frac{8617,1}{T}}$$

Untuk menyederhanakan proses iterasi pada COMSOL, maka Persamaan dibawah dijabarkan kedalam persamaan polinomial seperti yang ditunjukkan pada Gambar D.1.



Gambar D.1 Regresi Viskositas Minyak

3. Permeabilitas (Dogget dkk., 1997)

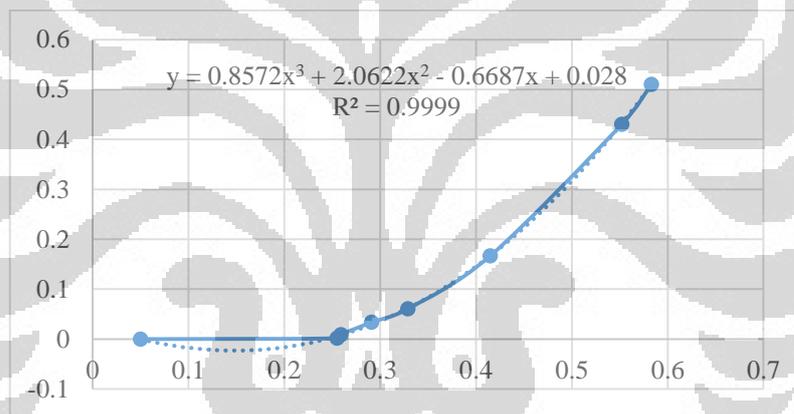
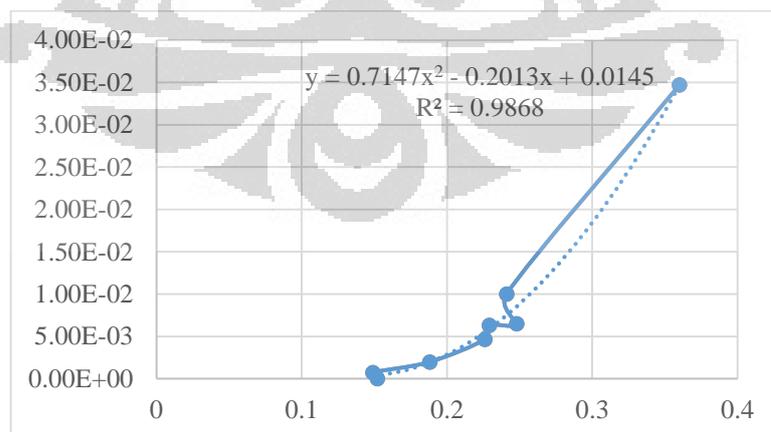
Data permeabilitas yang diinput kedalam simulasi ini merupakan data permeabilitas untuk tiga fasa. Data tersebut ditunjukkan pada Tabel D.2.

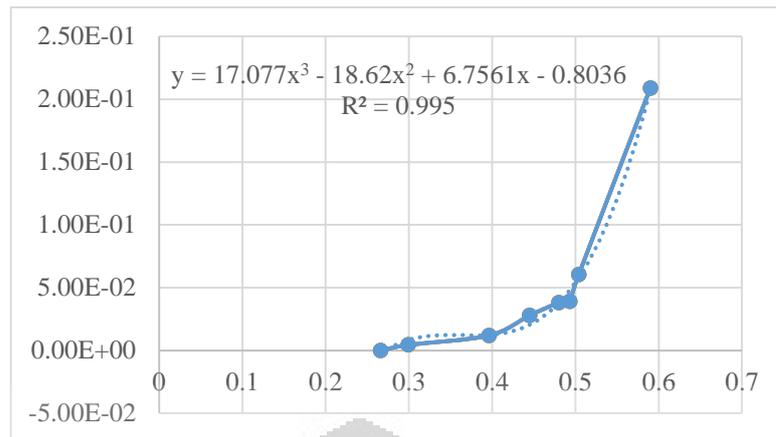
Tabel D.2 Permeabilitas 3 Fasa

$S_{o,ave}$	$S_{w,ave}$	$S_{g,ave}$	k_{ro}	k_{rw}	k_{rg}
0.590	0.360	0.050	2.09e-01	3.47e-02	0.00e+00
0.504	0.241	0.255	6.05e-02	1.00e-02	1.59e-03
0.493	0.248	0.259	3.91e-02	6.48e-03	9.08e-03
0.480	0.229	0.291	3.80e-02	6.32e-03	3.35e-02
0.445	0.226	0.329	2.79e-02	4.64e-03	6.07e-02
0.396	0.188	0.415	1.19e-02	1.97e-03	1.67e-01
0.299	0.149	0.552	4.39e-03	7.29e-04	4.30e-01
0.266	0.152	0.583	0.00e+00	0.00e+00	5.10e-01

(Sumber: Dogget dkk., 1997)

Permeabilitas untuk setiap fasa diinput kedalam COMSOL dalam bentuk persamaan polinomial yang merupakan fungsi dari saturasi tiap fasa tersebut seperti yang ditunjukkan pada Gambar D.2 sampai D.4.

**Gambar 0.2** Regresi Permeabilitas Kukus**Gambar 0.3** Regresi Permeabilitas Air



Gambar 0.4 Regresi Permeabilitas Minyak

4. Konduktivitas Batuan (Birch dkk., 1942)

Konduktivitas batuan yang digunakan pada pemodelan dan simulasi ini bersifat konstan. Konduktivitas batuan yang digunakan adalah sebesar 4,67 W/mK.

5. Kapasitas Panas Batuan (Ehsani, M. R., dkk., 2013)

Kapasitas panas batuan yang digunakan pada pemodelan dan simulasi ini bersifat konstan dengan nilai 33 Btu/ft³°F. Sedangkan kapasitas panas minyak, air dan kukus yang digunakan secara berturut-turut adalah 1 Btu/lb°F, 1 Btu/lb°F, dan 0,454 Btu/lb°F.

6. Porositas Batuan (Ehsani, M. R., dkk., 2013)

Porositas batuan yang digunakan pada pemodelan ini adalah sebesar 0,33 sesuai dengan yang ditunjukkan pada pemodelan yang dilakukan oleh Ehsani, M. R., dkk., (2013).

G