

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERNYATAAN.....	iii
NASKAH SOAL TUGAS AKHIR	iv
HALAMAN PERSEMBAHAN	v
INTISARI.....	vi
ABSTRACT... ..	vii
KATA PENGANTAR	viii
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xiv
DAFTAR NOTASI.....	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	6
1.3. Asumsi dan Batasan Masalah	6
1.4. Tujuan Penelitian	7
1.5. Manfaat Penelitian.....	7
1.6. Sistematika Penulisan.....	7
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	9
BAB III LANDASAN TEORI	13
3.1. Jenis-Jenis Aliran.....	13
3.2. Separator.....	14
3.3. Faktor Gesek (<i>Friction Factor</i>)	16
3.4. Pertimbangan Desain Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi	18

3.4.1. Jenis Rancangan Perpipaan.....	18
3.4.2. Penurunan Tekanan (<i>Pressure Drop</i>)	21
3.5. Penurunan Tekanan Dalam Pipa Mendatar Aliran 1 Fase (Gas)	21
3.5.1. Penurunan Tekanan dalam Pipa Mendatar Karena Faktor Gesekan	22
3.5.2. Penurunan Tekanan dalam Pipa Mendatar Karena Belokan.....	24
3.6. Penurunan Tekanan dalam Pipa Mendatar pada Aliran 2 Fase Cair dan Gas.....	25
3.6.1. Baker Parameter	26
3.6.2. Penurunan Tekanan dalam Pipa Mendatar untuk Campuran Cairan dan Gas Karena Faktor Gesekan	27
3.6.3. Perhitungan untuk Mencari Penurunan Tekanan dalam Pipa Mendatar untuk Campuran Cairan dan Gas Karena Percepatan.....	34
3.6.4. Perhitungan untuk mencari penurunan tekanan dalam pipa mendatar untuk campuran cairan dan gas karena belokan.....	36
BAB IV METODOLOGI PENELITIAN	39
4.1. Alat Penelitian.....	39
4.2. Pengumpulan Data	39
4.3. Langkah Penelitian.....	39
BAB V HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN	43
5.1. Tekanan Masuk Turbin pada Model 2	43
5.1.1. Tekanan masuk separator.....	44
5.1.2. Tekanan masuk turbin.....	48
5.2. Laju Aliran Massa pada Setiap Kepala Sumur Produksi Model 1.....	50
BAB VI PENUTUP	61
6.1. Kesimpulan	61
6.2. Saran.....	61
DAFTAR PUSTAKA	63

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Sistem <i>dry steam power plant</i> (Mitraco-Surya, 2011).....	2
Gambar 1.2 Sistem <i>Flash Steam power plant</i> (Mitraco-Surya, 2011).....	3
Gambar 1.3 Sistem <i>Binary Cycle Power Plants</i> (Mitraco-Surya, 2011)	3
Gambar 1.4. Separator yang ditempatkan di dekat turbin.....	5
Gambar 1.5. Separator yang ditempatkan di dekat beberapa kepala sumur yang berdekatan.....	5
Gambar 1.6. Separator yang ditempatkan di dekat setiap kepala sumur	5
Gambar 2.1. Penurunan tekanan aktual hasil percobaan dibandingkan penurunan tekanan yang dihitung menggunakan metode Harrison	9
Gambar 2.2. Perbandingan penurunan tekanan eksperimen dan teoritis untuk elbow 1	10
Gambar 2.3. Perbandingan penurunan tekanan eksperimen dan teoritis untuk elbow 2	11
Gambar 2.4. Perbandingan penurunan tekanan eksperimen dan teoritis untuk elbow 3	11
Gambar 3.2. Diagram Moody (Mathworks, 2010).....	17
Gambar 3.3. Separator yang ditempatkan di dekat turbin.....	18
Gambar 3.4. Separator yang ditempatkan di dekat beberapa kepala sumur yang berdekatan.....	18
Gambar 3.5. Separator yang ditempatkan di dekat setiap kepala sumur	19
Gambar 3.6. Grafik koefisien kerugian karena belokan (Street, dkk, 1996)	25
Gambar 3.7. Baker Parameters (Kern, 1975)	27
Gambar 3.8. Grafik Huntington Friction Factor (Kern, 1975).....	31
Gambar 3.9. Pola aliran 2 fase pada aliran mendatar (Ghajar, 2005).....	32

Gambar 3.10. Grafik C_k untuk pipa dengan sudut 90° dalam aliran turbulen (Lee, 1996).....	38
Gambar 5.1. Penempatan separator model 1	42
Gambar 5.2. Penempatan separator model 2	43
Gambar 5.3. Grafik tekanan separator vs laju aliran massa	46
Gambar 5.4. Grafik tekanan separator vs tekanan masuk turbin.....	49
Gambar 5.5. Grafik Tekanan <i>Steam Receiver</i> vs Tekanan Turbin	51
Gambar 5.6. Grafik laju aliran massa pada kepala sumur produksi vs tekanan pada steam receiver	56

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Ukuran geometris belokan pipa yang diuji.....	10
Tabel 2.1. Pengaruh variasi laju aliran massa terhadap produksi sumur	12
Tabel 4.1. Spesifikasi rancangan pipa.....	40
Tabel 5.1. Perhitungan penurunan tekanan dari kepala sumur produksi ke separator pada pipa 1.....	45
Tabel 5.2. Tekanan masuk separator pada laju aliran massa yang bervariasi.....	46
Tabel 5.3. Perhitungan laju aliran massa pada pipa 2.....	47
Tabel 5.4. Perhitungan laju aliran massa pada pipa 3.....	48
Tabel 5.5. Tekanan masuk turbin pada tekanan separator yang berbeda-beda	49
Tabel 5.6. Perhitungan penurunan tekanan dari separator ke turbin	50
Tabel 5.7. Tekanan masuk turbin pada tekanan <i>steam receiver</i> yang berbeda- beda	51
Tabel 5.8. Perhitungan penurunan tekanan dari turbin ke <i>steam receiver</i>	52
Tabel 5.9 Perhitungan penurunan tekanan dari <i>steam receiver</i> ke separator pada pipa 1	53
Tabel 5.10. Perhitungan penurunan tekanan dari <i>steam receiver</i> ke separator pada pipa 2.....	53
Tabel 5.11. Perhitungan penurunan tekanan dari <i>steam receiver</i> ke separator pada pipa 3.....	54
Tabel 5.12. Tekanan steam receiver pada laju aliran massa kepala sumur produksi yang berbeda-beda.....	55
Tabel 5.13. Perhitungan laju aliran massa pada kepala sumur produksi pipa 1.....	57
Tabel 5.14. Perhitungan laju aliran massa pada kepala sumur produksi pipa 2.....	58
Tabel 5.15. Perhitungan laju aliran massa pada kepala sumur produksi pipa 3.....	59

DAFTAR NOTASI

R_e	=	bilangan Reynolds	
ρ	=	massa jenis	(lb/ft ³)
ρ	=	massa jenis	(kg/m ³)
ρ_l	=	massa jenis cairan	(lb/ft ³)
ρ_v	=	massa jenis uap air	(lb/ft ³)
V	=	kecepatan aliran	(ft/h)
μ	=	viskositas dinamik	[lb/(ft h)]
μ_l	=	viskositas cairan	(cp)
μ_v	=	viskositas cairan	(cp)
ν	=	viskositas kinematik	(ft ² /h)
D	=	diameter dalam pipa	(ft)
D	=	diameter pipa	(mm)
D_o	=	diameter luar pipa	(mm)
D	=	diameter dalam pipa	(inci)
f	=	faktor gesek	
f_l	=	faktor gesek dari fase cair	
f_v	=	faktor gesek dari fase uap air	
ε	=	tingkat kekasaran pipa	(mm)
T_m	=	ketebalan pipa	(mm)
P	=	tekanan	(kPa)
SE	=	tegangan yang diijinkan	(kPa)
y	=	koefisien yang berdasarkan temperatur dan tipe baja (0,4 untuk aplikasi pada geotermal secara umum)	
A	=	<i>allowance</i> untuk korosi, erosi, penebalan atau penipisan pada pipa karena belokan (3 mm untuk aplikasi pada geotermal secara umum)	
$\frac{dp}{dz}$	=	total penurunan tekanan	

$\frac{dp_f}{dz}$	= penurunan tekanan karena gesekan fluida dengan dinding permukaan pipa per satuan panjang
$\frac{dp_g}{dz}$	= penurunan tekanan karena gaya gravitasi per satuan panjang
$\frac{dp_a}{dz}$	= penurunan tekanan karena percepatan fluida per satuan panjang
w	= laju aliran massa (lb/h)
W	= laju aliran massa total (kg/s)
W_l	= laju aliran massa cairan (lb/h)
W_v	= laju aliran massa uap air (lb/h)
g	= percepatan gravitasi (ft/h ²)
A	= luasan pipa (inci ²)
A	= luasan pipa (ft ²)
v	= volum spesifik (ft ³ /lbm)
L	= panjang pipa (mil)
P_1	= tekanan masuk (psia)
P_2	= tekanan keluar (psia)
Q_v	= debit uap air (ft ³ /day)
Z	= <i>compressibility factor</i>
T_f	= Temperatur aliran (Rankine)
γ_v	= gravitasi uap air
T_a	= temperature rata – rata (R)
k	= $5,3213 \times 10^{-6}$
Q_v^0	= debit uap air pada kondisi standar (14,65 psia dan 60 °F)
E	= Panhandle/Weymouth efficiency factor (0,85 – 0,95)
P^0	= tekanan referensi untuk kondisi standar (14,65 psia)
T^0	= temperature referensi untuk kondisi standar (520 °R)
ΔP_b	= penurunan tekanan karena belokan (Pa)
C_k	= koefisien kerugian karena belokan
V	= kecepatan aliran gas (m/s)
G	= <i>surface tension</i> (dyne/cm)

$\frac{dP_{TP}}{dZ}$	= Penurunan tekanan dua fase tiap satuan panjang (Pa/m)	
Φ	= <i>two-phase multiplier</i>	
$\frac{dP_f}{dZ}$	= Penurunan tekanan karena gesekan tiap satuan panjang (Pa/m)	
τ_w	= <i>shear stress</i>	
V_f	= Kecepatan rata-rata aliran	(m/s)
v_f	= spesifik volume cair	(m ³ /kg)
α	= <i>void fraction</i>	
A	= luas melintang pipa	(m ²)
x	= kualitas uap	
v_g	= spesifik volume gas	(m ³ /kg)
f_{TP}	= <i>friction factor</i> dari campuran	
X	= Lockhart-Martinelli parameter	
AC	= <i>acceleration</i>	
P	= tekanan lokal	(Pa)
V_f	= kecepatan rata-rata aliran	(m/s)
Rc	= jari-jari kelengkungan pipa	(m)