



IKATAN AHLI TEKNIK PERMINYAKAN INDONESIA
Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia
Simposium Nasional IATMI 2009
Bandung, 2-5 Desember 2009

Makalah Profesional

IATMI 09 – 021

Prediksi Pola Aliran Multifasa untuk Tiap Segmen pada Jaringan Pipa Kompleks di Lapangan X

^{2,3}Ucok W.R. Siagian, ^{2,3}Leksono Mucharam,
^{3,4}Lala S. Riza, ^{1,3}Lira Adiyanti, ^{2,3}Ardian PP

- 1) Program Studi Matematika, Institut Teknologi Bandung
- 2) Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung
- 3) Research Consortium OPPINET, Institut Teknologi Bandung
- 4) Program Ilmu Komputer, Universitas Pendidikan Indonesia

Abstrak

Distribusi tekanan merupakan salah satu pertimbangan dalam perancangan suatu sistem jaringan pipa gas-kondensat. Prediksi mengenai distribusi tekanan dapat dilakukan dengan simulasi komputer dengan menerapkan sejumlah model aliran dalam suatu algoritma numerik. Pada penelitian ini dikembangkan suatu model simulasi untuk prediksi distribusi tekanan pada suatu sistem jaringan pipa gas-kondensat.

Model simulasi yang dikembangkan pada penelitian ini terdiri dari dua bagian. Bagian pertama adalah linearisasi model aliran dua fasa *Beggs and Brill's*. Bagian kedua adalah pengembangan sistem persamaan berdasarkan susunan jaringan pipa dan metode Kirchoff. Persamaan matematik dari pemodelan ini diselesaikan secara numerik dengan menggunakan metode iterasi Newton.

Hasil penelitian ini diaplikasikan untuk prediksi distribusi tekanan jaringan pipa pada kasus Lapangan X. Distribusi tekanan yang diprediksi dengan model hasil penelitian ini sesuai dengan hasil prediksi menggunakan *commercial software*. Perbandingan hasil tersebut telah menunjukkan kesesuaian.

Kata kunci : *Flow Pattern, Beggs and Brill's*, Metode Iterasi Newton.

Pendahuluan

Pada saat ini, konsumsi minyak bumi di dunia meningkat dengan pesat, seiring dengan meningkatnya permintaan energi secara global. Hal ini juga mempengaruhi harga minyak bumi yang

cenderung tidak stabil jika dibandingkan dengan harga gas bumi yang bergantung pada kontrak. Beberapa negara berencana untuk mensubsitisi minyak bumi dengan energi alternatif yang memiliki cadangan yang lebih banyak, salah satunya adalah gas bumi. Indonesia merupakan salah satu negara yang ikut mengambil langkah ini.

Tren produksi minyak bumi di Indonesia cenderung menurun, tetapi produksi gas buminya justru meningkat. Selama beberapa tahun, produksi gas bumi di Indonesia meningkat secara kontinu. Pada tahun 2004, rata-rata produksi gas bumi Indonesia adalah 8.35 BSCFD dan konsumsi gas bumi dalam negeri adalah 4.88 BSCFD sedangkan sisanya, 3.47 BSCFD diekspor ke berbagai negara.

Cetak biru Kebijakan Energi Nasional 2005 – 2025, mengharapkan penggunaan energi nasional mencapai titik optimum, yaitu 26.2% untuk minyak bumi, 30.6% untuk gas alam, dan 3.8% untuk energi geothermal. Berdasarkan kasus ini, Research Consortium OPPINET (Optimization on Gas and Oil Transmission and Distribution Pipeline Network) di bawah Pusat Pemodelan Matematika dan Simulasi, sebagai salah satu pusat penelitian di ITB, kolaborasi berbagai bidang ilmu, ikut mendukung pencapaian nasional dalam bidang minyak dan gas bumi. Optimasi produksi gas menjadi topik penelitian yang diharapkan dapat meningkatkan produksi gas. Metode optimasi produksi dikembangkan dari pemodelan matematika dengan membangun simulasi sesuai dengan permasalahan di lapangan. Pendekatan ini dipilih karena biaya yang terjangkau dan dapat direpresentasikan dalam kasus lapangan.



Pengembangan Model

Model yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari 3 komponen utama, yaitu model aliran dua-fasa (metode linier Beggs-Brill), model analisa jaringan Hukum Kirchoff, dan prosedur iterasi. Dalam mengembangkan model, digunakan beberapa asumsi, yaitu :

1. Kondisi aliran steady state.
2. Komposisi fluida dan temperatur konstan sepanjang sistem jaringan.
3. Minor losses diabaikan.

Model aliran dua fasa

Model aliran dua fasa yang digunakan adalah metode Beggs-Brill. Dalam penelitian ini, metode Beggs-Brill digunakan untuk memprediksi performa aliran gas kondensat dalam pipa. Model ini akan digunakan dalam suatu sistem jaringan pipa kompleks. Metode tersebut dapat ditulis sebagai berikut :

$$W_m^{n+1} = \eta_i \Delta P^{n+1} \quad (1)$$

dimana η_i didefinisikan sebagai:

$$\eta_i = \frac{1 - C_3 W_m}{\Delta Z \left\{ \frac{C_1}{W_m} + C_2 W_m \right\}} \quad (2)$$

dan

$$C_1 = \frac{g}{g_c} \bar{\rho}_m \sin \theta \quad (3)$$

$$C_2 = \frac{gf_m}{g_c \pi^2 d^5 \bar{\rho}_m} \quad (4)$$

$$C_3 = \frac{4 \bar{v}_{sg}}{\pi d^2 g_c P} \quad (5)$$

Untuk jaringan pipa yang tidak memuat loop, kecepatan massa (W_m) pada setiap pipa adalah konstan untuk setiap waktu. Jadi, tidak dibutuhkan prosedur iteratif untuk menentukan W_m sehingga dapat ditulis sebagai :

$$(W_m)_i = \eta_i \Delta P_i \quad (6)$$

Pressure drop pada setiap pipa dalam jaringan dapat diselesaikan dengan menggunakan teknik solusi matriks. Dalam penelitian ini, kami menggunakan eliminasi Gauss. Matriks persamaan dapat diperoleh dari persamaan (6)

Sifat fasa

Perhitungan sifat fasa dihampiri oleh perhitungan yang melibatkan berbagai sumber. Sifat-sifat fluida yang perlu dikalkulasi adalah densitas dan viskositas fluida (gas, kondensat, dan air).

Pertama, akan dihitung faktor kompresibilitas gas. Sifat pseudokritikal gas didefinisikan sebagai (R.Sutton):

$$P_{pc} = 756.8 - 131\gamma_g - 3.6\gamma_g^2 \quad (7)$$

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5\gamma_g - 74\gamma_g^2 \quad (8)$$

Jika terdapat ketidakmurnian dalam gas, maka nilai pseudokritikal perlu dikoreksi dengan menggunakan korelasi Wichert-Azis

$$\epsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4) \quad (9)$$

dimana

A = Jumlah fraksi mol CO₂ dan H₂S

B = Fraksi mol N₂

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + y_{H_2S} (1 - y_{H_2S}) \epsilon} \quad (10)$$

Sifat pseudoreduced dapat dihitung dengan

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (11)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (12)$$

Faktor kompresibilitas gas dapat ditulis sebagai:

$$z = 1 + A_{11}\rho_{pr} + A_{22}\rho_{pr}^2 - A_{33}\rho_{pr}^5 + 0.6134(1 + 0.721\rho_{pr}^2) \left(\frac{\rho_{pr}^2}{T_{pr}^2} \right) \exp(-0.721\rho_{pr}^2) \quad (13)$$

dimana

$$A_{11} = 0.3265 - \left(\frac{1.07}{T_{pr}} \right) - \left(\frac{0.5339}{T_{pr}^3} \right) + \left(\frac{0.01569}{T_{pr}^4} \right) - \left(\frac{0.05165}{T_{pr}^5} \right)$$

$$A_{22} = 0.5475 - \left(\frac{0.7361}{T_{pr}} \right) + \left(\frac{0.1844}{T_{pr}^2} \right)$$

$$A_{33} = 0.1056 \left(\frac{-0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^2} \right)$$

$$\rho_{pr} = 0.27 \left(\frac{P_{pr}}{z T_{pr}} \right)$$



IKATAN AHLI TEKNIK PERMINYAKAN INDONESIA

Densitas gas

Berikut adalah persamaan yang digunakan untuk menghitung kepadatan gas:

$$M_a = 29\gamma_g \quad (14)$$

$$\rho_g = \frac{M_a}{10.732 z T} \quad (15)$$

Viskositas gas

Perhitungan viskositas gas berdasarkan korelasi Standing, dengan mempertimbangkan efek dari viskositas molekul nonhydrokarbon pada tekanan atmosfer.

$$\mu_{g1} = \mu_{g1} \text{uncorrected} + (\Delta\mu)_{H_2S} + (\Delta\mu)_{N_2} + (\Delta\mu)_{CO_2} \quad (16)$$

dimana

$$\mu_{g1} \text{uncorrected} = [1.79(10^{-5}) - 2.062(10^{-6})\gamma_g](T-460) + 8.188(10^{-3}) - 6.15(10^{-3})\log\gamma_g$$

$$(\Delta\mu)_{H_2S} = y_{H_2S} [8.48(10^{-3})\log\gamma_g + 9.59(10^{-3})]$$

$$(\Delta\mu)_{N_2} = y_{N_2} [9.08(10^{-3})\log\gamma_g + 6.24(10^{-3})]$$

$$(\Delta\mu)_{CO_2} = y_{CO_2} [8.49(10^{-3})\log\gamma_g + 3.73(10^{-3})]$$

Viskositas gas pada tekanan tinggi menggunakan korelasi Dempsey,

$$\mu_g = \mu_{g1} \frac{\exp(C_{11})}{T_{pr}} \quad (17)$$

dimana

$$C_{11} = B_{11} + B_{22}T_{pr} + B_{33}T_{pr}^2 + B_{44}T_{pr}^3$$

$$B_{11} = -2.46211820 + 2.97054714P_{pr} - 2.86264054 \times 10^{-1}P_{pr}^2 + 8.05420522 \times 10^{-3}P_{pr}^3$$

$$B_{22} = 2.80860949 - 3.49803305P_{pr} + 3.60373020 \times 10^{-1}P_{pr}^2 - 1.044324 \times 10^{-2}P_{pr}^3$$

$$B_{33} = -7.93385684 \times 10^{-1} + 1.39643306P_{pr} - 1.49144925 \times 10^{-1}P_{pr}^2 + 4.41015512 \times 10^{-3}P_{pr}^3$$

$$B_{44} = 8.39387178 \times 10^{-2} - 1.86408848 \times 10^{-1}P_{pr} + 2.03367881 \times 10^{-2}P_{pr}^2 - 6.09579263 \times 10^{-4}P_{pr}^3$$

Densitas kondensat

Perhitungan untuk menentukan viskositas kondensat, adalah sebagai berikut:

$$\rho_o = \gamma_o \rho_w \quad (18)$$

Viskositas kondensat

Untuk menentukan viskositas dari kondensat, digunakan korelasi Glasco:

$$\mu_o = [3.141(10^{10})](T-460)^{-3.444} [\log(API)]^a \quad (19)$$

$$API = \left(\frac{141.5}{\gamma_o}\right) - 131.5 \quad (20)$$

$$a = 10.313[\log(T-460)] - 36.447 \quad (21)$$

Densitas air

Densitas air dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\rho_w = 62.368 + 0.438603 S + 1.60074(10^{-3})S^2 \quad (22)$$

dimana

S = Kadar garam dalam persen berat.

Viskositas air

Viskositas air diperoleh dari persamaan berikut:

$$\mu_{w1} = A(T-460)^B \quad (23)$$

dimana

$$A = A_0 + A_1S + A_2S^2 + A_3S^3$$

$$A_0 = 109.574 \quad A_1 = -8.40564$$

$$A_2 = 0.313314 \quad A_3 = 8.72213(10^{-3})$$

dan

$$B = B_0 + B_1S + B_2S^2 + B_3S^3$$

$$B_0 = -1.12166 \quad B_1 = 2.63951(10^{-2})$$

$$B_2 = -6.79461(10^{-4}) \quad B_3 = -5.47119(10^{-5})$$

Lalu, viskositas air pada tekanan tertentu dapat diperoleh dengan persamaan berikut:

$$\mu_w = \mu_{w1} [0.9994 + 4.0295(10^{-5})P + 3.1062(10^{-9})P^2] \quad (24)$$

Densitas dan viskositas fluida

Setelah densitas dan viskositas kondensat dan air diperoleh, maka densitas dan viskositas fluida dapat diperoleh dari persamaan berikut:

$$\rho_l = \left(\frac{CGR}{CGR+WGR}\right)\rho_o + \left(\frac{WGR}{CGR+WGR}\right)\rho_w \quad (25)$$

$$\mu_l = \left(\frac{CGR}{CGR+WGR}\right)\mu_o + \left(\frac{WGR}{CGR+WGR}\right)\mu_w \quad (26)$$



Prosedur iterasi

Metode komputasi yang digunakan di sini adalah untuk jaringan pipa kompleks. Kita tidak perlu melakukan iterasi untuk menentukan kecepatan massa (W_m). Berikut adalah prosedur iterasi untuk jaringan pipa kompleks:

1. Masukkan nilai kecepatan massa W_m untuk tiap pipa.
2. Masukkan nilai hampiran tekanan di setiap titik node.
3. Tentukan nilai hampiran untuk nilai tekanan rata-rata \bar{P} pada tiap pipa dengan menggunakan persamaan dibawah ini:

$$\bar{P}_j = \frac{P(i, j) + P(i, j+1)}{2} \quad (27)$$

4. Dengan nilai hampiran \bar{P} dan \bar{T} , prediksi nilai-nilai $\rho_g, \rho_L, \mu_g, \mu_L$ dan λ_L dengan menggunakan model sifat fasa.
5. Dengan menggunakan kecepatan massa W_m dan sifat fluida pada langkah (4), akan ditentukan nilai hampiran densitas campuran ρ_m , dan kecepatannya, v_m .
6. Tentukan nilai hampiran liquid holdup, H_L , untuk setiap konfigurasi horizontal pada tiap pipa, dengan menggunakan persamaan korelasi empiric Beggs-Brill.
7. Tentukan nilai hampiran dari kecepatan superficial gas, v_{sg} .
8. Tentukan nilai hampiran bilangan Reynolds N_{Re} .
9. Tentukan nilai faktor friksi campuran, f_m , dengan menggunakan persamaan Chen
10. Hitung nilai konstanta C_1, C_2 , dan C_3 yang telah didefinisikan pada persamaan (3), (4), dan (5),
11. Untuk setiap pipa, hitung nilai koefisien faktor, η_s yang telah didefinisikan pada persamaan (2).
12. Susun matriks persamaan untuk menentukan nilai ΔP dari persamaan (6) dengan menggunakan eliminasi Gauss.
13. Tentukan nilai tekanan pada setiap titik node pada sistem jaringan.
14. Hitung nilai Euclidean dari tekanan yang telah dihitung, yaitu

$$\xi = \sqrt{\sum_{i=1}^N (P_i^m - P_i^{m+1})^2} \quad (28)$$

15. Periksa apakah tekanan pada iterasi ini sudah konvergen. Jika nilai ξ dari langkah (14) lebih kecil dari nilai toleransi τ yang telah

ditentukan, maka proses ini telah konvergen. Namun, jika ξ lebih besar daripada τ , ulangi langkah (3) dengan menggunakan nilai-nilai baru dimana tekanan didefinisikan sebagai berikut:

$$P_i = \frac{P_i^k + P_i^{k+1}}{2} \quad (29)$$

Studi Kasus

Model yang digunakan dalam studi kasus ini adalah jaringan pipa multifasa kompleks di lapangan X (Gambar 1). Tujuan studi kasus ini adalah untuk memprediksi tekanan pada setiap *well head* dan stasiun pengumpulan. Dimulai dari nilai tekanan tetap di NMP, perhitungan distribusi tekanan dilakukan seperti langkah-langkah di atas. Data masukan meliputi data dari *well head* dan geometri pipa tiap segmen

Analisis dan Diskusi

Hasil simulasi dengan menggunakan *Software* OPPINET yang dibandingkan dengan *software* komersial menunjukkan hasil seperti pada tabel 1. Dari hasil yang diperoleh *software* OPPINET dan *software* komersial, terdapat perbedaan rata – rata dalam prediksi tekanan sebesar 2.75 % dari *Pipephase* dan 2 % dari *Pipesim*.

Software OPPINET mampu memprediksikan pola aliran pada masing – masing segmen (tabel 2) yang dapat dikembangkan lebih lanjut untuk memprediksikan *hold up* pada masing – masing segmen pipa.

Kesimpulan

Berdasarkan penjabaran dalam makalah ini, dapat disimpulkan bahwa:

1. Model dua fasa telah dikembangkan untuk memprediksi distribusi tekanan dalam jaringan pipa aliran multifasa kompleks.
2. Model ini terdiri dari 3 konsep yaitu: model dua-fasa, model sifat fasa, dan prosedur iterasi.
3. Perbedaan prediksi tekanan antara *software* OPPINET dan *software* komersial rata – rata sebesar 2.75% (*Pipephase*) dan 2 % (*Pipesim*)
4. Perbedaan antara *Software* OPPINET dan *software* komersil lainnya, disebabkan oleh perbedaan metode perhitungan.



Nomenclature

A_p	: Cross sectional area of pipe, ft^2
D	: Demand, lbm/D
d	: Inside pipe diameter, ft
f	: Pipe friction factor
g	: Gravity acceleration, ft/sec^2
g_c	: Conversion factor, $lbm.ft/lbf.sec^2$
H_L	: Liquid holdup, <i>fraction</i>
k	: Time level in the iteration calculation
L	: Total number of legs
M	: Total number of loop in a network
N	: Total number of nodes
N_{FE}	: Froude number
N_{RE}	: Reynolds number
R	: Right hand side of the system of equations
P	: Pressure, <i>psia</i>
Q_g	: Volumetric gas flow rate, $cuft/D$
S	: Supply, lbm/D
T	: Temperature, $^{\circ}R$
v_{sg}	: Superficial gas velocity, ft/hr
W_m	: Mass flow rate of mixture
Z	: Length of distance, ft
ε	: Pipe roughness, ft
λ_L	: Volume fraction of liquid, <i>fraction</i>
μ	: Viscosity, <i>cp</i>
η	: Two-phase flow equation coefficient
ρ	: Density, lbm/ft^3
τ	: Tolerance
ξ	: Euclidean

Subscript

g	Relating to the gas phase
L	Relating to the liquid phase
m	Relating to the mixture
T	Relating to the Total

Superscript

k	Relating to the time level
\rightarrow	Vector
—	Average

Reference

1. Ahmed, T. 1989. *Hydrocarbon Phase Behavior*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
2. Mucharam, L. dan Adewumi M.A. 1990. *A Compositional Two Phase Flow Model for Analyzing and Designing Complex Pipeline Network System*. Pennsylvania: Pennsylvania State U.
3. Mucharam, L. et al. 2007. *Two-Phase Flow Model for Predicting Pressure Distribution in Complex Pipeline Network*. RC-OPPINET 6th Annual Report.
4. McCain, W.D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.



IKATAN AHLI TEKNIK PERMINYAKAN INDONESIA

Tabel 1. Hasil Pengolahan Data

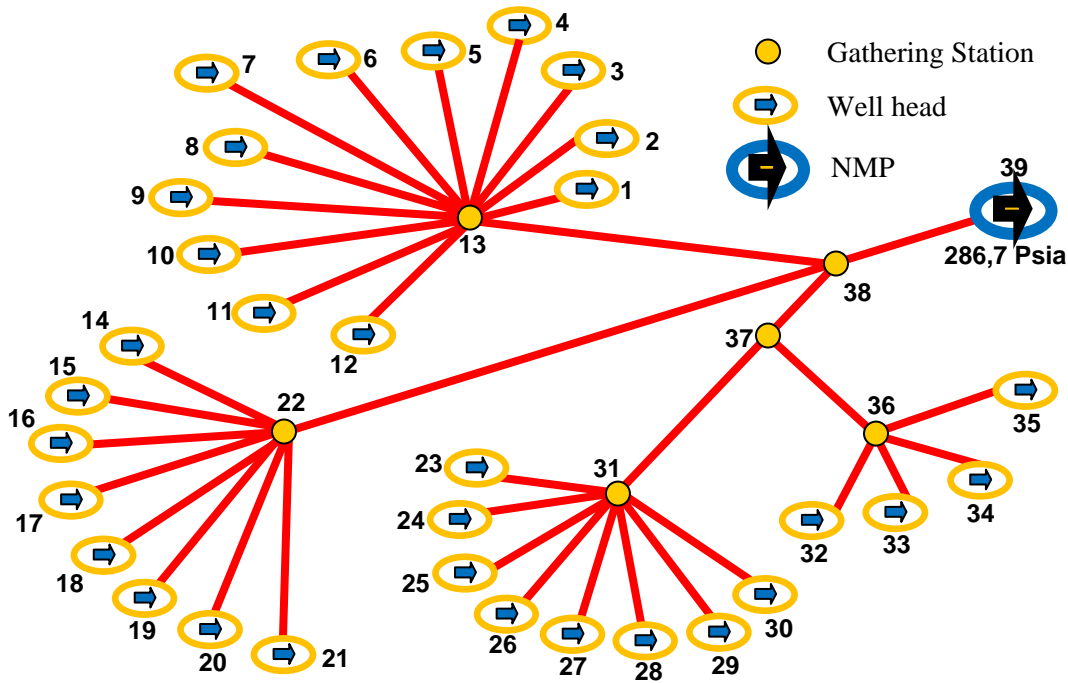
Node	Pipephase (psia)	Pipesim (psia)	OPPINET (psia)	Differences with Pipephase (%)	Differences with Pipesim (%)
1	293.6	286.76	286.95	2.27	0.07
2	293.5	286.754	287.00	2.22	0.08
3	293.7	286.814	286.99	2.28	0.06
4	293.7	286.813	287.04	2.27	0.08
5	293.8	286.87	287.04	2.30	0.06
6	293.6	286.794	287.10	2.22	0.11
7	293.5	286.75	287.52	2.04	0.27
8	293.7	286.84	287.21	2.21	0.13
9	293.7	286.845	287.25	2.20	0.14
10	293.5	286.755	287.26	2.13	0.18
11	293.7	286.855	287.30	2.18	0.16
12	293.5	286.755	287.32	2.11	0.20
13	293.5	286.748	286.84	2.27	0.03
14	290.1	288.41	290.99	0.31	0.89
15	290	288.34	290.99	0.34	0.92
16	290.1	288.39	291.09	0.34	0.94
17	290	288.364	291.15	0.40	0.96
18	290	288.35	291.19	0.41	0.99
19	290.5	288.57	291.24	0.25	0.93
20	290	288.33	291.27	0.44	1.02
21	290.3	288.5	291.29	0.34	0.97
22	290	288.328	290.89	0.31	0.89
23	287.9	326.233	306.66	6.52	6.00
24	287.9	326.23	306.71	6.53	5.98
25	287.9	326.23	306.74	6.54	5.97
26	287.9	326.31	308.55	7.17	5.44
27	287.9	326.235	306.82	6.57	5.95
28	287.9	326.23	306.87	6.59	5.93
29	287.9	326.24	307.18	6.70	5.84
30	287.9	326.24	306.98	6.63	5.90
31	287.9	326.231	306.57	6.49	6.03
32	287.9	287.414	295.41	2.61	2.78
33	287.8	287.36	295.45	2.66	2.82
34	287.8	287.36	295.51	2.68	2.83
35	287.8	287.346	295.56	2.70	2.86
36	287.8	287.344	295.27	2.59	2.76
37	287.6	287.249	294.43	2.37	2.50
38	287.6	287.714	286.78	0.28	0.32
39	286.7	286.7	286.70	0.00	0.00



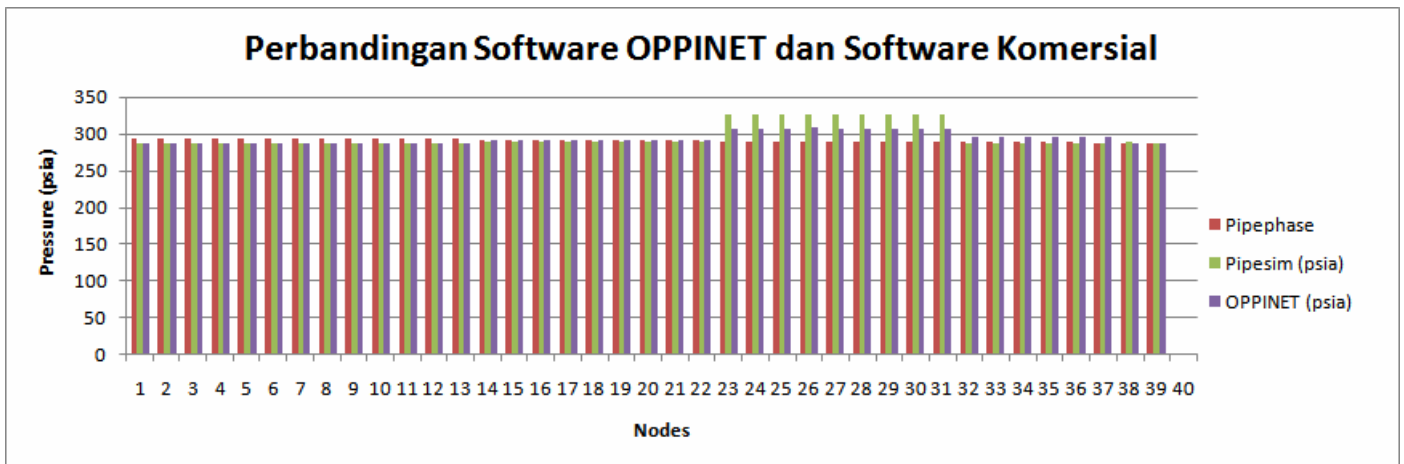
IKATAN AHLI TEKNIK PERMINYAKAN INDONESIA

Tabel 2. Hasil Pengolahan Data

Node	OPPINET (psia)	Pola Aliran	Node	OPPINET (psia)	Pola Aliran
1	286.95	segregated	21	291.29	segregated
2	287.00	segregated	22	290.89	segregated
3	286.99	segregated	23	306.66	segregated
4	287.04	segregated	24	306.71	segregated
5	287.04	segregated	25	306.74	segregated
6	287.10	segregated	26	308.55	segregated
7	287.52	segregated	27	306.82	segregated
8	287.21	segregated	28	306.87	segregated
9	287.25	segregated	29	307.18	segregated
10	287.26	segregated	30	306.98	segregated
11	287.30	segregated	31	306.57	segregated
12	287.32	segregated	32	295.41	segregated
13	286.84	segregated	33	295.45	segregated
14	290.99	segregated	34	295.51	segregated
15	290.99	segregated	35	295.56	segregated
16	291.09	segregated	36	295.27	segregated
17	291.15	segregated	37	294.43	segregated
18	291.19	segregated	38	286.78	segregated
19	291.24	segregated	39	286.70	segregated
20	291.27	segregated			



Gambar 1. Model Jaringan Pipa Kompleks



Gambar 2. Hasil Perbandingan Distribusi Tekanan Software OPPINET dan Software Komersial



IKATAN AHLI TEKNIK PERMINYAKAN INDONESIA