

# Analisa Optimal Pemipaan Transmisi Gas Alam dari Gunung Kembang ke Teras

Yoyon Artino<sup>1</sup>, Hasan Basri<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Program Studi Magister Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya  
Jl. Srijaya Negara, Bukit Besar, Palembang, 30139

<sup>2</sup>Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya  
Jl. Raya Palembang - Prabumulih KM. 32, Indralaya, Ogan Ilir, Sumatera Selatan 30862

E-mail: [hasan\\_basri@unsri.ac.id](mailto:hasan_basri@unsri.ac.id)\*

## Abstract

To maintain a stable natural gas supply with minimum financial factors, optimization of the gas transmission pipeline system is required. This includes analysis of the minimum pipe diameter, pressure drop analysis, and analysis of the appropriate compressor unit requirements for the operation. The Panhandle B equation can be used for analyzing the pressure drop occurring in the pipeline system. The selection of the optimum diameter is based on minimum capital costs, which include both pipeline system costs and compressor operation costs. The analyzed pipe diameters consist of three options: 8 inches, 8 inches + 6 inches, and 8 inches + 8 inches. The analyzed gas capacities are: 26 MMScfd, 31 MMScfd, 36 MMScfd, 35 MMScfd, 39 MMScfd, and 30 MMScfd. From the analysis results, the largest pressure loss for gas transmission occurs at a flow capacity of 39 MMScfd using a (1x8) inch pipe. The lowest investment and operating costs of the natural gas transmission system at the maximum capacity of 39 MMScfd are obtained using a (1x8) inch pipe. To serve gas transmission at this capacity, 2 units of compressors from low pressure to medium pressure (LP) and 3 units of compressors from medium pressure to high pressure (MP) are required.

**Keywords:** Pressure drop, minimum pipe diameter, compressor units, and minimum capital cost.

## Abstrak

Dalam menjaga agar pasokan gas alam tetap pada kondisi stabil dengan faktor pembiayaan yang minimum, diperlukan optimasi dari sistem pemipaan transmisi gas yang meliputi analisa diameter pipa minimum, analisa penurunan tekanan dan analisa kebutuhan unit kompresor yang tepat untuk operasi tersebut. Persamaan Panhandle B dapat digunakan untuk analisa penurunan tekanan yang terjadi pada sistem pemipaan. Pemilihan diameter optimum didasarkan pada biaya kapital minimum yang meliputi biaya sistem pemipaan dan pengoperasian kompresor. Diameter pipa yang dianalisa terdiri dari tiga pilihan yaitu: 8 inci, 8 inci + 6 inci dan 8 inci + 8 inci. Kapasitas gas yang dianalisa adalah: 26 MMScfd, 31 MMScfd, 36 MMScfd, 35 MMScfd, 39 MMScfd, 30 MMScfd. Dari hasil analisa didapatkan, kerugian tekanan yang terbesar untuk pengiriman gas terjadi pada kapasitas aliran sebesar 39 MMScfd untuk pemakaian pipa (1x8) inci. Biaya investasi dan biaya operasi terkecil sistem transmisi gas alam pada kapasitas maksimum 39 MMScfd didapatkan pada pemakaian pipa (1x8) inci. Untuk melayani pengiriman gas pada kapasitas tersebut dibutuhkan 2 unit kompresor tekanan rendah ke tekanan sedang (LP) dan 3 unit kompresor tekanan sedang ke tekanan tinggi (MP).

**Kata kunci:** Penurunan tekanan, diameter pipa minimum, unit kompresor dan biaya kapital minimum.

## 1. Pendahuluan

Transmisi gas merupakan penyaluran gas dari sumur gas menuju konsumen dengan menggunakan pipa, sistem transmisi gas terdiri dari segmen pipa-pipa panjang yang disambung satu sama lain sehingga membentuk jalur pipa yang terhubung dari daerah sumber produksi gas bumi ke daerah konsumen [1].

PT. Medco Energi E&P Indonesia wilayah kerja Sumatra Selatan Ekstensi (SSE) ini direncanakan akan menghasilkan gas alam dalam jumlah yang lebih besar, yang dihasilkan dari beberapa stasiun kompresor diantaranya Stasiun Gunung Kembang (lihat Tabel 1). Gas yang dihasilkan akan dikirim melalui jaringan pipa. Pipa Distribusi adalah pipa untuk mengangkut Gas Bumi dari suatu Pipa Transmisi atau dari Pipa Distribusi ke Konsumen Gas Bumi atau ke Pipa Distribusi lainnya yang

berbentuk jaringan [2]. Untuk memenuhi kebutuhan industri dan pembangkit tenaga di Sumatera Selatan seperti PT. Pusri, PLTG Indralaya, PLTG Borang dan PLTG Gunung Megang Tanjung Enim.

Stasiun Gunung Kembang adalah satu diantara stasiun gas yang mengirim gas alam dalam jumlah yang besar ke Stasiun Pengumpul Teras. Dalam kondisi puncak stasiun ini ditargetkan akan mengirim 39 MMscfd gas alam ke Stasiun Pengumpul Teras. Tinjauan tentang profil sistem pemipaan transmisi di antara kedua stasiun ini akan sangat membantu dalam perencanaan dan pengembangan pengiriman gas alam dari Stasiun Gunung Kembang ke Stasiun Pengumpul Teras di masa yang akan datang.

**Tabel 1.**  
Profil Perencanaan Pengembangan Produksi

Panjang Tahun	35000 (m) Q (MMscfd)	P <sub>2</sub> Teras (Psig)	P <sub>1</sub> Gunung Kembang (Psig)
2008	26	683	884
2009	31	699	950
2010	36	709	1027
2011	35	732	1038
2012	39	740	1089
2013	30	681	921

**2. Metodologi**

Persamaan Panhandle B digunakan untuk analisa tekanan kerja karena lebih mendekati untuk analisa aliran turbulen penuh di dalam pipa transmisi bertekanan tinggi dan sangat panjang. Dengan asumsi aliran yang terjadi adalah aliran isothermal.

$$Q = 737 \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1,2} E \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{y_g^{0,961} \cdot L_m \cdot T_{Avg} \cdot Z_{Avg}} \right]^{0,51} \cdot d^{2,53} \tag{1}$$

Penurunan tekanan yang terjadi :

$$P_1^2 - P_2^2 = \left[ \frac{(y_g^{0,961} T_{Avg} L_m Z_{Avg})^{0,51} \cdot Q}{737 \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1,02} E d^{2,53}} \right]^{1,961} \tag{2}$$

$$\Delta P = P_1 - P_2 \tag{3}$$

Setelah mendapatkan tekanan kerja yang dibutuhkan untuk mengalirkan gas alam di dalam pipa, penulis melakukan analisa perencanaan optimal dari sistem transmisi gas alam untuk menentukan diameter pipa optimum untuk transmisi gas pada kondisi maksimum yang mungkin terjadi pada pipa transmisi dengan faktor harga dan biaya investasi terkecil. Faktanya, penurunan tekanan yang besar antar stasiun akan

menghasilkan rasio kompresi yang besar dan mungkin menyebabkan kinerja stasiun kompresor yang buruk. Pengalaman telah menunjukkan bahwa jalur pipa yang paling hemat biaya harus memiliki penurunan tekanan dalam kisaran antara 3,50 dan 5,83 psi/mile [3].

**Perencanaan Optimal Transmisi Gas Alam**

Beberapa faktor yang dipertimbangkan dalam perencanaan optimum adalah : Jumlah Stasiun, Diameter Optimal pipa, ketebalan pipa dan tekanan operasi dari pipa gas dan kompresor.

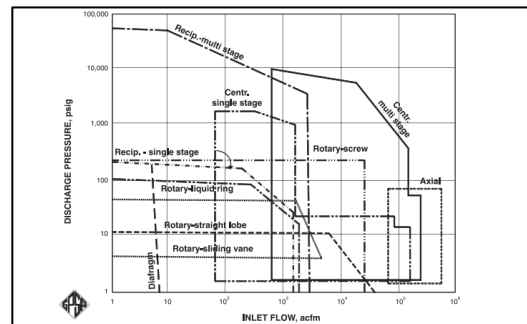
**Biaya minimum**

Biaya operasi merupakan penjumlahan dari biaya operasi dan biaya perawatan per tahun dari kompresor ditambah dengan biaya investasi dari sistem pemipaan. Fungsi objektif dari biaya sistem dalam dolar per tahun adalah sebagai berikut :

$$f(x) = \sum_{i=1}^n (C_o - C_c) Q_i (0,08531) T \left(\frac{k}{k-1}\right) \left[\left(\frac{P_{di}}{P_{si}}\right)^{z(k-1)/k} - 1\right] \dots \tag{4}$$

**Kompresor**

Kompresor yang digunakan pada Stasiun adalah kompresor torak karena memilik tingkat daya yang bervariasi. Pemilihan kompresor sendiri sesuai dengan Grafik pemilihan (lihat Gambar 1).



**Gambar 1.** Grafik Pemilihan Kompresor

**Daya Kompresor**

Daya adiabatik dari suatu kompresor dapat ditentukan dari persamaan :

$$W_{ad} = (0,0853) Q \frac{mk}{k-1} T_1 \left[ \left(\frac{P_d}{P_s}\right)^{z(k-1)/mk} - 1 \right] \tag{5}$$

Sedangkan Daya Poros Kompresor ditentukan dengan persamaan :

$$\eta_{ad} = \frac{W_{ad}}{W_s} \tag{6}$$

### 3. Hasil dan Pembahasan

Penggunaan pipa tunggal (1x8 inci) yang sudah terpasang saat ini merupakan perencanaan optimum berdasarkan biaya investasi dan biaya operasi per tahun yang terkecil dan dengan laju aliran gas (Q) maksimum yaitu dengan kapasitas aliran 39 MMscfd (lihat Tabel 2). Walaupun biaya investasi untuk kompresor pada penggunaan jalur pipa ini lebih besar dibandingkan dengan kedua pilihan yang lain, tetapi dengan tetap menggunakan jalur pipa ini tidak diperlukan penambahan jalur pipa lagi yang akan membutuhkan biaya investasi yang lebih besar lagi seperti pada kedua pilihan yang lain (lihat Tabel 3).

**Tabel 2.**

Tekanan keluar ( $P_1$ ) yang dibutuhkan pada Stasiun Gunung Kembang

Tahun	Kapasitas Aliran, Q (MMscfd)	$P_2$ Teras (Psia)	Pilihan		
			(1x8)	(1x8)+(1x6)	(1x8)+(1x8)
			$P_1$ GK	$P_1$ GK	$P_1$ GK
2008	26	697,73	870,12	780,46	722,18
2009	31	713,73	943,93	819,34	747,27
2010	36	723,73	1017,56	869,06	767,78
2011	35	746,73	1020,66	881,28	787,26
2012	39	754,73	1080,84	916,76	804,05
2013	30	695,73	917,54	803,71	728,01

**Tabel 3.**

Penurunan tekanan (Pressure Drop,  $\Delta P$ ) yang terjadi

Tahun	Kapasitas Aliran, Q (MMscfd)	$P_2$ Teras (Psia)	Pilihan		
			(1x8)	(1x8)+(1x6)	(1x8)+(1x8)
			$\Delta P$	$\Delta P$	$\Delta P$
2008	26	697,73	172,39	82,73	24,45
2009	31	713,73	230,2	105,61	33,54
2010	36	723,73	293,83	145,33	44,05
2011	35	746,73	273,93	134,55	40,53
2012	39	754,73	326,11	162,02	49,32
2013	30	695,73	221,81	107,98	32,28

#### Kebutuhan Unit Kompresor

Dari perhitungan diketahui bahwa untuk melayani kebutuhan pengiriman gas alam pada tahun 2008 dibutuhkan 2 unit kompresor LP dan 2 unit kompresor HP seperti ditunjukkan pada Tabel 4 dan Tabel 5.

**Tabel 4.**

Unit kompresor yang direncanakan

Kompresor	Kapasitas (Q), MMscfd	Unit Terpasang	Jumlah Unit Dibutuhkan	Penambahan	Q per Unit
Tekanan Rendah (LP)	20	1	2	1	10
Tekanan Sedang (HP)	39	2	3	1	13

#### Daya Poros Kompresor

**Tabel 5.**

Daya Poros Kompresor ( $W_c$ )

Pipa	Unit Kompresor		Daya per Kompresor ( $W_c$ ) HP		Total Daya ( $W_c$ ) HP
	LP	HP	LP	HP	
(1x8)	2	3	460,76	884,71	3575,65
(1x8)+(1x6)	2	3	460,76	761,46	3205,91
(1x8)+(1x8)	2	3	460,75	664,52	2915,08

#### Penurunan Tekanan

Dapat diketahui bahwa penggunaan jalur pipa (1x8) inci yang sudah terpasang saat ini masih dalam kondisi aman walaupun kerugian tekanan yang terjadi sangat besar bila dibandingkan dengan penggunaan jalur pipa paralel.

#### Perencanaan Optimal

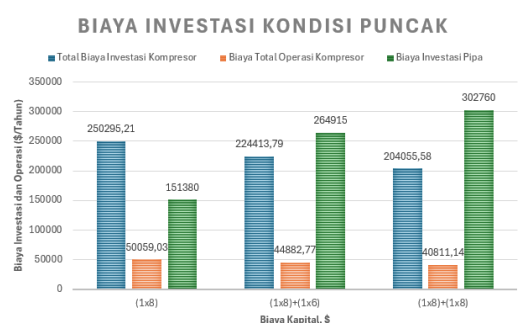
Penggunaan pipa tunggal (1x8) inci merupakan perencanaan optimum yang didapatkan berdasarkan biaya investasi dan biaya operasi per tahun yang terkecil dan dengan laju aliran gas (Q) kondisi perencanaan maksimum 39 MMscfd.

#### Kebutuhan Unit Kompresor

Diketahui bahwa untuk melayani kebutuhan pengiriman gas alam dibutuhkan 2 unit kompresor LP dan 2 unit kompresor HP.

Untuk Q Maksimal, dibutuhkan 2 (dua) unit kompresor tekanan rendah dengan kapasitas masing-masing sebesar 10 MMscfd dan 3 (tiga) unit kompresor tekanan tinggi yang masing-masing mengalirkan 13 MMscfd.

Berikut ini hasil perhitungan biaya investasi pada kondisi puncak tahun 2012 dengan kapasitas 39 MMscfd (lihat Gambar 2).



**Gambar 2.** Biaya Investasi dan Operasi Kompresor Serta Biaya Investasi Pipa

## Diameter Pipa Optimal

**Tabel 6.**  
Desain Optimum

Q (MMscfd)	$P_1$ (Psia)	$P_2$ (Psia)	$\Delta P$ (Psia)	D (in)	Unit Kompresor		Biaya Investasi (\$)
					LP	HP	
39	1080,84	754,73	326,11	(1x8)	2	3	451734,24

Pada kapasitas maksimum 39 MMscfd didapatkan desain optimum sistem pemipaan transmisi gas alam adalah dengan tetap menggunakan pipa berdiameter (1x8) inci (lihat Tabel 6).

## 4. Simpulan

1. Penggunaan pipa tunggal (1x8) inci merupakan perencanaan optimum yang didapatkan berdasarkan biaya investasi dan biaya operasi per tahun yang terkecil dan dengan laju aliran gas (Q) kondisi perencanaan maksimum 39 MMscfd.
2. Untuk kondisi puncak, dibutuhkan 2 (dua) unit kompresor tekanan rendah dengan kapasitas masing-masing sebesar 10 MMscfd dan 3 (tiga) unit kompresor tekanan tinggi yang masing-masing mengalirkan 13 MMscfd.

## Daftar Pustaka

- [1] Amalika Asyari, Rena., "Pemodelan Penentuan Lokasi Stasiun Kompresor Untuk Pipa Transmisi Gas dari Sumatera Selatan - Jawa Barat". Bandung. Jurnal E-KOMTEK (Elektro-Komputer-Teknik) Vol.2 No.1 Tahun 2018
- [2] Ronald A, Manlian. Simanjuntak, Christin, Bernadette. "Analisis Faktor-Faktor Risiko *Contingency Cost* Proyek Epc Pipeline". *Snitt- Politeknik Negeri Balikpapan 2020*
- [3] Hasan Syukur, Muhammad. " Analisa Teknis Unjuk Kerja Pipa Transmisi Gas *Open Access* pada Region IV Area Jawa Timur". *PPSDM MIGAS Kementerian ESDM, Blora 2023*
- [4] F. Edgar, Thomas., M. Himmelblau, David., S. Lasdon, Leon., "Optimization Of Chemical Processes," Singapore, McGraw-Hill, 2001.
- [5] Gas Processor Suppliers Association, "Compressors And Expanders," Engineering Data Book, 1972.
- [6] Mokhatab, Saeid., A. Poe, William., G. Speight, James. "Handbook Of Natural Gas Transmission and Processing". Burlington, Gulf Professional Publishing, 2006.
- [7] Sularso, Ir., MSME., dan Tahara Haruo, Prof., Dr. 2004. "Pompa dan Kompresor

Pemilihan Pemakaian dan Pemeliharaan". Pradnya Paramita, Jakarta

- [8] Streeter L, Victor., Wylie, E Benjamin. 1986. "Mekanika Fluida". Edisi Delapan Jilid I. Erlangga, Jakarta.