

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 TIPE PENYIMPANAN GAS ALAM

Ada tiga jenis utama reservoir yang umum pada penyimpanan gas alam bawah tanah:

- 1) Penyimpanan Depleted oil dan gas Reservoir (gambar 2.1, huruf C dan D)
- 2) Penyimpanan aquifer (gambar 2.1, huruf B)
- 3) Penyimpanan Salt Cavern. (gambar 2.1. huruf A)

Masing-masing reservoir penyimpanan memiliki parameter produksi yang sangat spesifik, seperti terlihat pada gambar 2.1



Gambar 2. 1. Tipikal Underground gas storage⁵⁾

2.1.1. Penyimpanan Depleted Reservoir:

Bentuk penyimpanan bawah tanah yang paling umum dan paling jelas terdiri atas gas *depleted reservoir*. Depleted reservoir merupakan formasi telah diambil dari semua gas yang tersedia. Ini meninggalkan formasi bawah tanah, yang secara geologis mampu menahan gas alam. Di samping itu, menggunakan suatu

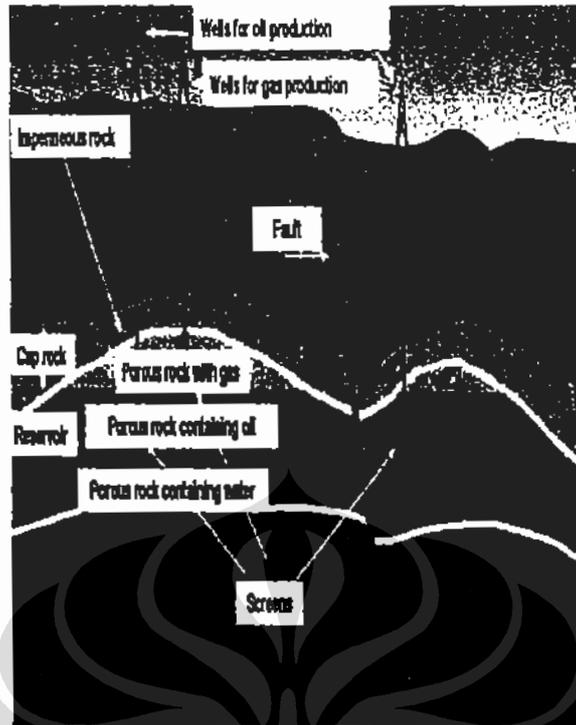
reservoir yang sudah dikembangkan untuk tujuan penyimpanan memungkinkan penggunaan Perlengkapan ekstraksi dan distribusi yang ditinggalkan pada saat ladang masih produktif. *Depleted reservoir* juga atraktif karena karakteristik geologisnya sudah dikenal baik.

Dari tiga jenis penyimpanan bawah tanah, depleted reservoir, rata-rata, adalah yang paling murah dan paling mudah dikembangkan, dioperasikan, dan dipelihara.

Faktor-faktor yang menentukan apakah *depleted reservoir* akan membuat suatu fasilitas penyimpanan yang sesuai secara geografis dan geologis. Secara geografis, *depleted reservoir* harus secara relatif dekat dengan wilayah konsumsi. Mereka harus juga dekat dengan infrastruktur Transportasi, termasuk cabang saluran pipa dan sistem distribusi. Secara geologis, formasi depleted reservoir harus memiliki permeabilitas dan porositas yang tinggi. Porositas formasi menentukan jumlah gas alam yang dapat ditahan, sementara permeabilitas formasi menentukan tingkat dimana aliran gas alam melalui formasi, yang pada gilirannya menentukan tingkat injeksi dan penarikan working gas. Dalam contoh tertentu, formasi dapat distimulasi untuk meningkatkan permeabilitas.

Dalam rangka memelihara tekanan dalam *depleted reservoir*, sekitar 50 persen gas alam dalam formasi harus dijaga sebagai cushion gas. Bagaimanapun, depleted reservoir, telah diisi dengan gas alam dan hidrokarbon, tidak membutuhkan injeksi apa yang secara fisik menjadi gas yang tidak dapat diperoleh (unrecoverable gas); dimana gas tersebut sudah ada dalam formasi.

Untuk melihat struktur dari formasi geology depleted reservoir dapat dilihat pada gambar 2.2 dimana terlihat *porous rocks* dengan isi natural gas dalam lapisan cekungan



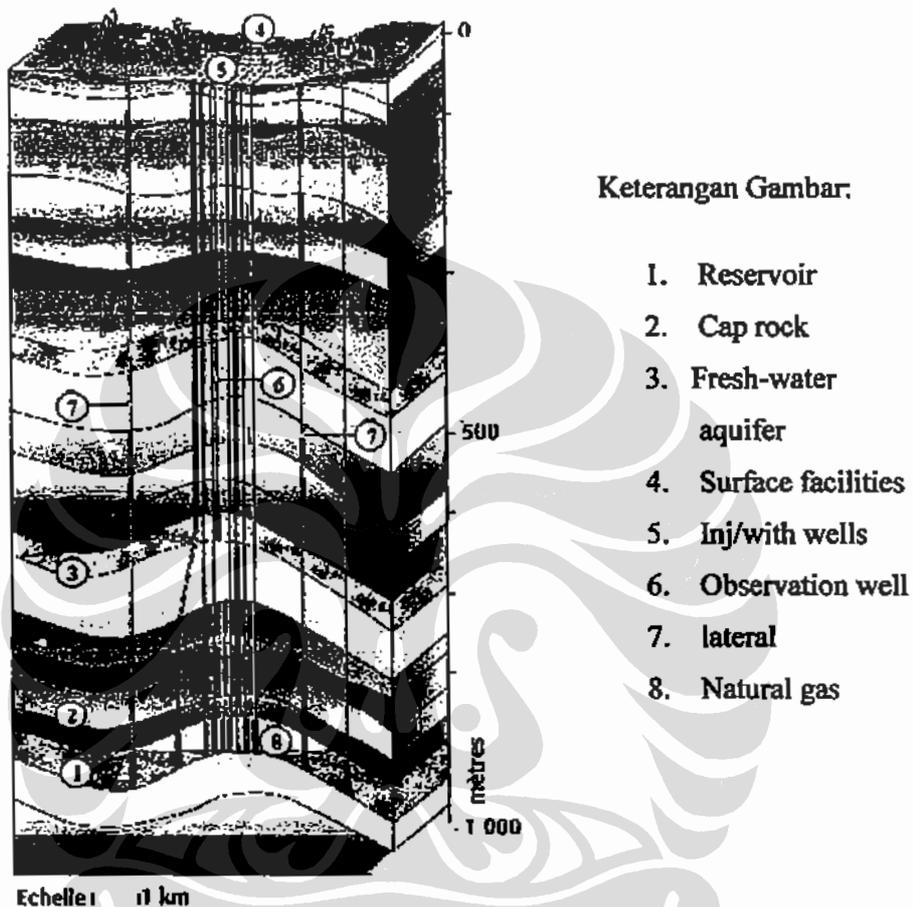
Gambar. 2.2 – Skematik potongan melintang dari lapangan depleted oil & gas⁵⁾

2.1.2. Penyimpanan Aquifer

Aquifer merupakan jenis fasilitas penyimpanan gas alam yang kurang disukai dan paling mahal untuk sejumlah alasan. Pertama, karakteristik geologis formasi aquifer tidak diketahui dengan seksama, seperti depleted reservoir. Sejumlah waktu dan uang yang signifikan dibutuhkan untuk menemukan karakteristik geologis aquifer dan menentukan kesesuaiannya sebagai fasilitas penyimpanan gas alam. Uji seismic harus dilakukan, sebagaimana yang kebanyakan dilakukan untuk eksplorasi potensi formasi Gas Alam. Area formasi, komposisi dan porositas formasinya sendiri, dan tekanan formasi yang ada semuanya harus ditemukan sebelum pengembangan formasi. Di samping itu, kapasitas reservoir tidak diketahui, dan hanya dapat ditentukan setelah formasi dikembangkan lebih jauh.

Untuk mengembangkan aquifer alami menjadi suatu fasilitas penyimpanan gas alam, seluruh infrastruktur terkait harus juga dikembangkan. Ini termasuk instalasi sumur, ekstraksi Perlengkapan, saluran pipa, fasilitas dehidrasi, dan

kemungkinan Perlengkapan kompresi. Karena aquifer secara alami penuh dengan air, dalam beberapa contoh Perlengkapan injeksi yang kuat harus digunakan, untuk memungkinkan tekanan injeksi yang memadai untuk menekan air yang ada dan menggantinya dengan gas alam.



Gambar 2.3. potongan melintang dari Aquifer⁵⁾

Pengembangan aquifer membutuhkan waktu 4 tahun, yang dua kali lebih lama dibandingkan waktu yang dibutuhkan untuk mengembangkan depleted reservoir sebagai fasilitas penyimpanan. Di samping meningkatnya waktu dan biaya penyimpanan aquifer, juga ada batasan lingkungan untuk menggunakan aquifer sebagai penyimpanan gas alam.

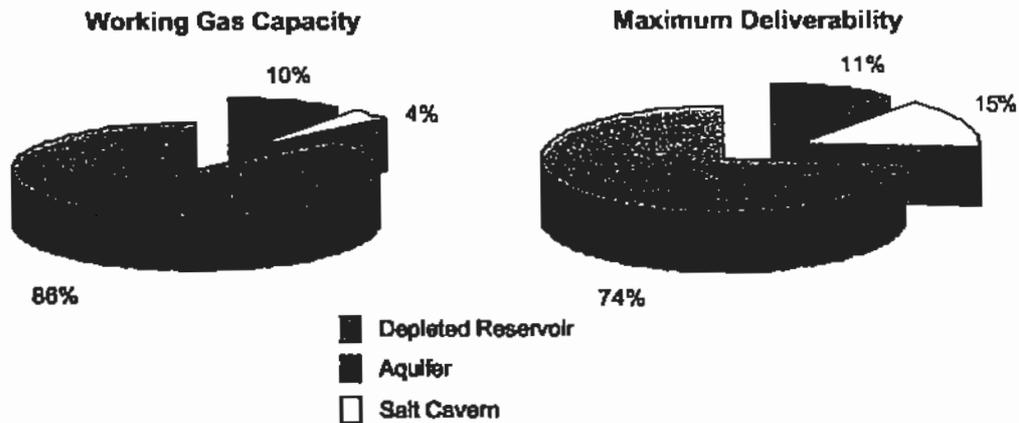
2.1.3. Salt Cavern Storage

Formasi salt cavern bawah tanah menawarkan pilihan lain untuk penyimpanan gas alam. Formasi ini sesuai dengan penyimpanan gas alam dalam lubang garam, setelah dibentuk, memungkinkan kecilnya gas alam yang diinjeksi untuk menghilang dari formasi kecuali secara spesifik diekstraksi. Dinding *salt cavern* juga memiliki kekuatan struktural seperti baja, yang membuatnya sangat tahan terhadap degradasi reservoir selama jalannya fasilitas penyimpanan.

Setelah sebuah kubah garam atau lapisan garam yang sesuai ditemukan, dan dianggap sesuai untuk penyimpanan gas alam, adalah penting untuk mengembangkan *salt cavern* dalam formasi. Intinya, ini terdiri dari penggunaan air untuk melarutkan dan mengekstraksi sejumlah garam dari deposit, meninggalkan ruang kosong yang besar dalam formasi. Ini dilakukan dengan membor sebuah sumur ke dalam formasi, dan mendaur sejumlah besar air melalui sumur yang lengkap. Air ini akan melarutkan sejumlah garam dalam deposit, dan dapat didaur kembali menjadi sumur, meninggalkan sebuah ruang kosong besar yang digunakan garam. Proses ini dikenal sebagai salt cavern leaching (pelumeran *salt cavern*).

2.1.4. Persentase perbandingan tipe penggunaan UGS di Luar Negri

Seperti analisa yang dapat dilihat grafik pie dibawah, khususnya untuk penyimpanan gas bumi di bawah tanah, Dari Sumber EIA didapat penggunaan storage *depleted reservoir* lebih banyak dimanfaatkan hal ini disebabkan karena tipe ini yang paling mudah dan paling murah untuk dikembangkan



Gambar 2.4. Penyimpanan gas bumi di distribusi gas di Amerika⁵⁾

Sumber: Energy Information Administration (2001b) and Lagrasta et al. (1999)

2.2. SUPLAJ DAN DEMAND KEBUTUHAN GAS DI JAWA BARAT.

PGN dalam usahanya sebagai Perusahaan yang bergerak dibidang Gas transporter terus mengembangkan usahanya melalui Pipanisasi Gas atau Gas Pipelines untuk menyalurkan Gas Bumi ke Customer. PGN saat ini mensuplai sekitar 150 MMscfd ke industri, commercial and household customers in di Jakarta dan wilayah sekitarnya (Bogor, Tangerang, Bekasi dan Karawang) serta wilayah Cirebon sepanjang Banten dan propinsi Jawa Barat. PGN menerima suplai tersebut dari onshore dan offshore ladang Gas di Jawa Barat, melalui Pertamina and BP Transmission Networks.

Kebutuhan untuk tambahan gas yang saat ini diperkirakan sekitar 250 MMscfd dan diharapkan bertambah besar paling sedikit 790 MMscfd dalam sepuluh tahun kedepan. Dibawah pengajuan South Sumatera to West Java (SSWJ) Project Phase I dan II, PGN sedang merencanakan untuk *men-transport* sekitar 250 MMscfd ke Banten dan Jawa Barat dari Ladang Gas Pertamina yang beroperasi di Sumatera Selatan (*Pagardewa*) dan sekitar 400 MMscfd dari ConocoPhillips dan kemungkinan selanjutnya dari masing-masing produser gas lainnya seperti Medco South Sumatera Selatan.

Proyeksi-proyeksi pendahuluan dari sejumlah stusi-studi pemasaran dan marketing intelligence milik PGN, menunjukan bahwa sebagian Besar *untapped market* di

sepanjang Koridor industri mulai dari Merak & Cilegon di Wilayah Barat (Propinsi Banten) sampai Cikampek di Timur (Propinsi Jawa Barat). Ramp up sampai 650 MMscfd yang harus diterima sekitar 6 tahun (2006 to 2011).

Tabel 2.1 Sumber suplai gas

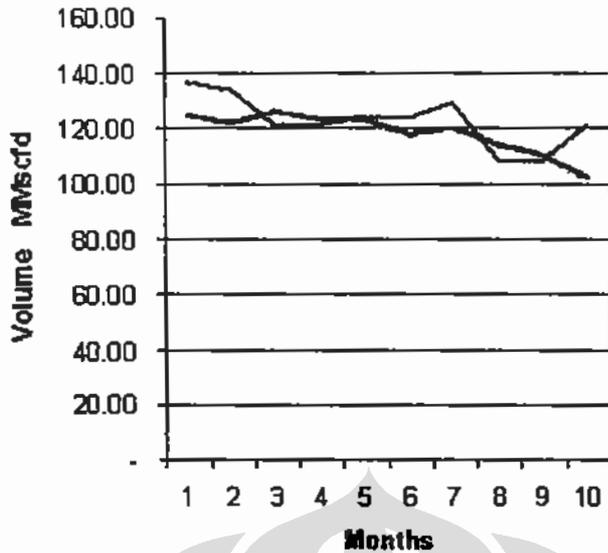
Lokasi	Jadwal	Pasokan Gas	Daily Contract Quantity (MMscfd)	Maximum Daily Quantity (MMscfd)	Outlet Pressure (bar)
Bojonegara (Banten)	Initial	Pertamina (South Sumatera)	150	165	25
	Final		200	220	
Serpong, west of Jakarta	Initial	Pertamina (South Sumatera)	100	110	25
	Final		100	110	
Muara Tawar, north of Jakarta	Initial	COPI (South Sumatera)	170	187	34
	Final		400	440	
Muara Karang, north of Jakarta	Initial	BP WJ	100	110	16
	Final		100	110	
Cikampek/Tegalgede (West Java)	Initial	Pertamina (West Java)	100	110	18.5
	Final		100	110	
TOTAL	Initial		620	682	
	Final		850	935	

Sumber : PGN SSWJ proyek tahun 2002

2.3 PREDIKSI PEMBEBANAN

Prediksi pembebanan khususnya pada saat beban puncak atau saat beban pemakaian rendah akan mempengaruhi injeksi maupun penarikan di tujuan untuk mengetahui sejauh mana gas dapat diinjeksi kedalam underground storage dengan tetap memperhatikan keseimbangan suplai gas didalam pipa, juga memperhitungkan kemampuan reservoir menyimpan gas. Hal ini akan berkaitan dengan siklus penarikan dan injeksi. Dan waktu untuk pengosongan atau waktu pengisian

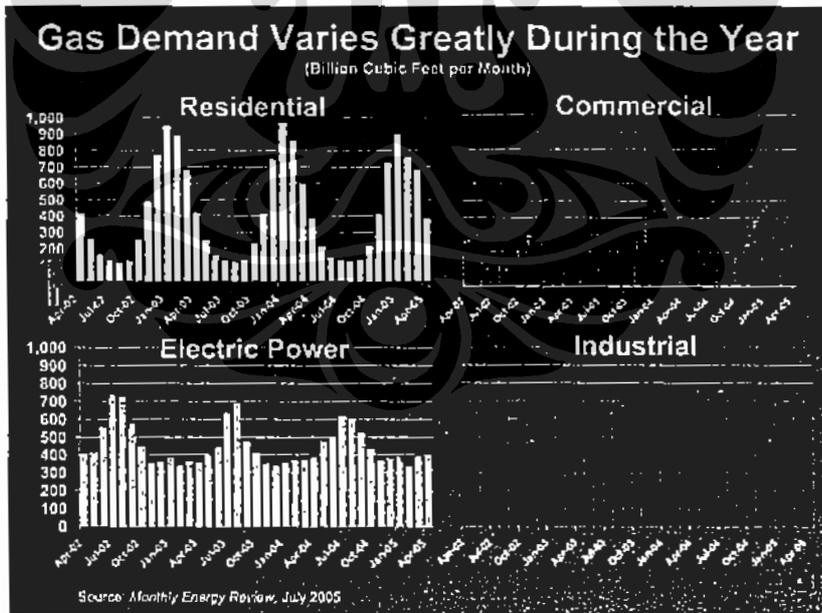
Pola pemakaian gas yang untuk periode tahun 2007 seperti pada Gambar 2.5. Penyaluran Gas di Jawa Barat vs Nominasi keseluruhan, terlihat bahwa pada bulan-bulan mendekati hari-hari libur masal banyak dari pemakaian pelanggan untuk industri terlihat menurun juga kita lihat bahwa realisasi selalu dibawah nominasi hal ini disebabkan ketiadaan sumber produksi dapat memenuhi pasokan secara cukup atau merespon pasar secara cepat ketika pasar atau end user sedang membutuhkan pemakaian yang cukup besar dari kondisi biasanya atau pada beban puncak.



Gambar 2.5. Penyaluran Gas di Jawa Barat vs Nominasi keseluruhan

Sumber PGN SBU I, tahun 2006

Berbeda dengan pola pemakaian gas di luar negeri yang mempunyai iklim dingin, pola pemakaian gas terlihat sangat signifikan yaitu saat musim panas pemakaian dibawah nominasi



Gambar.2.6. Kurva karakter pemakaian beberapa tipe *end user*⁵⁾

Sumber: Energy Information Administration (2001b) and Lagrasta et al. (1999)

sedangkan saat musim dingin pemakaian diatas rata-rata, sedangkan saat ini banyak pelanggan yang menggunakan gas sebagai Electric power, sehingga akan memungkinkan sistim jaringan akan menginjeksi dan withdrawl pada 2 sampai dengan 4 siklus. Seperti pada Gambar 2.6. Kurva karakter pemakaian beberapa tipe *end user*

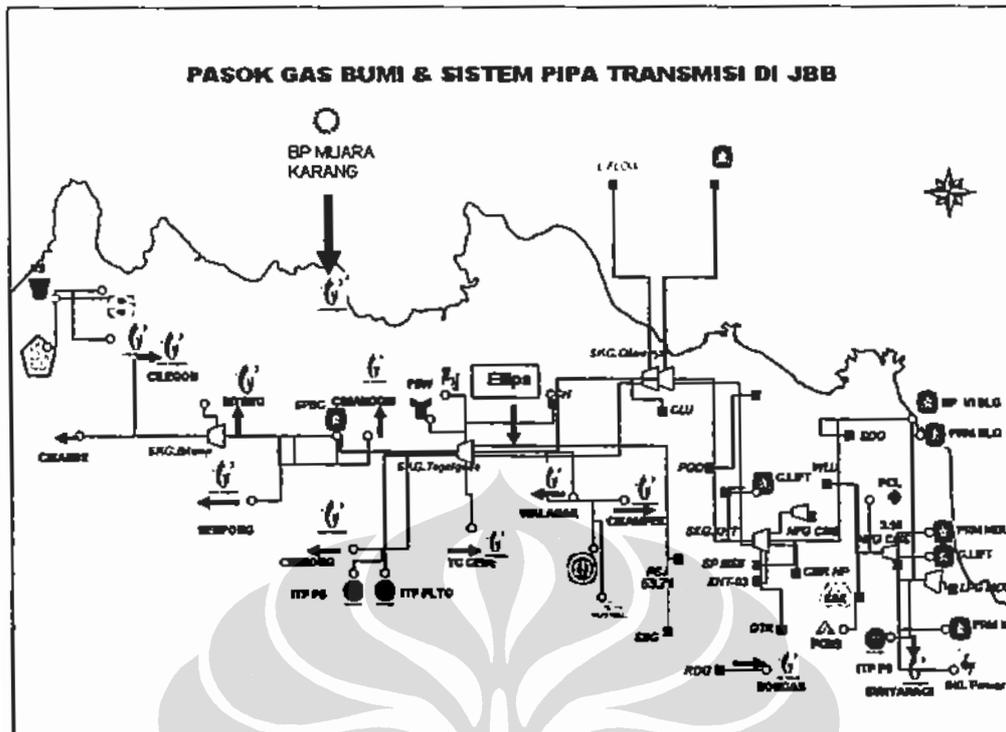
Sedangkan prediksi pembebanan untuk Jawa Barat didasarkan pada data-data tahun sebelumnya dengan memperhatikan kondisi perkembangan masing-masing pelanggan berupa peningkatan jumlah konsumsi pemakaian gas sesuai dengan rump up perjanjian jual beli gas dengan pemasok.

2.4. SISTIM JARINGAN TRANSMISI DAN DISTRIBUSI GAS DI JAWA BARAT

Sistim distribusi jawa barat saat ini memiliki 9 Offtake stasiun penerimaan gas yang berasal dari pipa transmisi Pertamina yaitu:

1. *Offtake* stasiun gas Cikampek, Karawang
2. *Offtake* stasiun gas Walahar, Karawang
3. *Offtake* stasiun gas Tegal gede, Bekasi
4. *Offtake* stasiun Cibinong, Bogor
5. *Offtake* stasiun Cimanggis, Bogor
6. *Offtake* stasiun Muara Karang, Jakarta
7. *Offtake* Stasiun Cikande, Serang
8. *Offtake* Stasiun Bitung, Tangerang
9. *Offtake* stasiun penerima Cilegon, Banten

Kesembilan Offtake Stasiun penerima gas tersebut, saat ini mendapat suplai dari fasilitas sebagian pipa transmisi gas milik pertamina di Jawa Barat, seperti terlihat pada gambar.5 di bawah ini

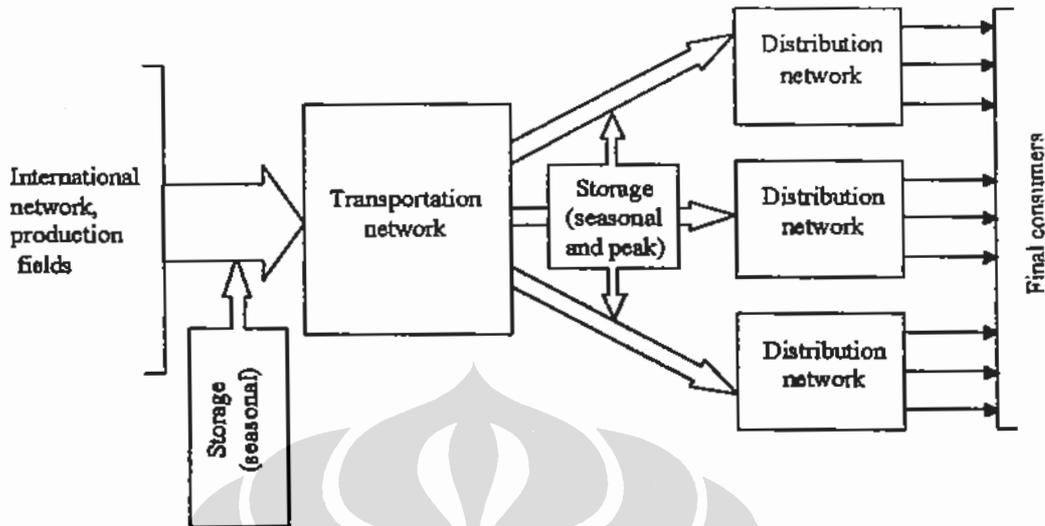


Gambar 2.7. Skematik jaringan pipa transmisi dan distribusi

Sumber : PGN-SBU-I tahun 2006

Sistem jaringan pipa distribusi yang dimiliki PGN untuk Jawa Barat saja, saat ini sudah hampir mencapai 2000 km, sedangkan pipa transmisi hampir 1200 km lebih yang akan terhubung dari Sumatera ke Jawa dan Sumatera selatan ke Singapura, sehingga PGN saat ini dapat dikatakan menguasai pasar gas melalui pipa transmisi dan pipa distribusi. Dengan adanya gas storage dengan memperhatikan segi keamanan suplainya, maka kehandalan suplai gas PGN ke pelanggan akan lebih terjamin. Sedangkan pertimbangan untuk penentuan titik lokasi storage seperti pada Gambar 2.7. Skematik jaringan pipa transmisi dan distribusi, terlihat bahwa sumur-sumur gas di Jawa Barat sudah menjadi satu kesatuan hal ini menjadikan depleted reservoir gas lebih menguntungkan karena dekat dengan pasar eksisting. Seperti terlihat pada Gambar 2.8 Posisi dari fasilitas storage pada *gas chain*, dapat terlihat bahwa posisi storage berada ditengah-tengah antara transmisi dengan distribusi jaringan. Tekanan yang dapat diinjeksi ke sumur sekurang-kurangnya masih pada posisi tekanan yang stabil di jaringan distribusi berkisar antar 175-250 psig, sehingga kerja

kompresor tidak akan mencapai maksimum, yang akan berakibat pengurangan biaya kompresi.



Gambar.2.8. Posisi dari fasilitas storage pada gas chain⁵⁾

Sumber: Energy Information Administration (2001b) and Lagrasta et al. (1999)

2.5. ANALISA JARINGAN PIPA DISTRIBUSI GAS (NETWORK ANALISIS)

Dengan melakukan analisa jaringan pipa distribusi gas terhadap beban yang ada maka dapat diketahui kebutuhan gas yang paling menguntungkan bagi operator storage, maka dapat ditentukan saat diperlukan untuk injeksi ke pipeline dalam ambang batas positip line pack, sehingga tekanan minimum dalam jaringan pipa distribuis masih memenuhi tekanan servis minimum ke pelanggan atau injeksi tidak mengganggu sistinjaringan.

Untuk menghitung analisa jaringan pipa digunakan persamaan aliran didalam pipa PANHANDLE A (SI Unit) yaitu :

$$Q = 435,87.E \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,0788} \left(\frac{P_1^2 - e^5 P_2^3}{G^{0,8539} \cdot T_f \cdot L_e \cdot Z} \right)^{0,5394} D^{2,6182} \quad .2.1$$

dimana :

- Q** = Gas flow rate, standard ft³/hari (Scfd)
- E** = efisiensi pipa, kurang dari 1
- P_b** = base pressure, psia
- T_b** = base Temperature, R (460 + °F)
- P₁** = tekanan di *upstream*, psia
- P₂** = tekanan di *downstream*, psia
- G** = specific gravity gas
- T_f** = average gas flow temperature, R (460 + °F)
- L_e** = equivalent panjang pipa, mi
- Z** = faktor kompressibilitas
- D** = diameter dalam pipa, inch

Sedangkan untuk mencari Z avg digunakan persamaan sederhana dari California Natural Gas Association (CNGA), sumber Gas Pipeline Hydraulic halaman 24, adalah sebagai-berikut

$$Z = \frac{1}{1 + \left[\frac{P_{avg} \cdot 344,400 \cdot (10)^{1,758G}}{T_f \cdot 3,825} \right]} \quad 2.2$$

Dimana :

- Z** = factor kompressibilitas
- P_{avg}** = average gas temperatura, R
- G** = gas gravity (udara =1)

Sedangkan untuk menghitung P avg digunakan humus :

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left[\frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right] \quad 2.3$$

Dimana ;

$P1$ = inlet pressure dalam psig

$P2$ = outlet pressure dalam psig

2.6. ESTIMASI KAPASITAS WORKING DAN CUSHION GAS

Tekanan Gas pada reservoir, berpengaruh pada kerapatan atau density gas di dalam reservoir semakin tinggi tekanan gas pada *botom hole* semakin tinggi kemampuan menyalurkannya. Persamaan faktor kompresibilitas telah dikembangkan oleh AGA dan juga oleh software Computer seperti NIST dan lain-lain.

Total Gas in Place dalam Reservoir berbanding lurus dengan tekanan dibagi Compresibility Faktor.

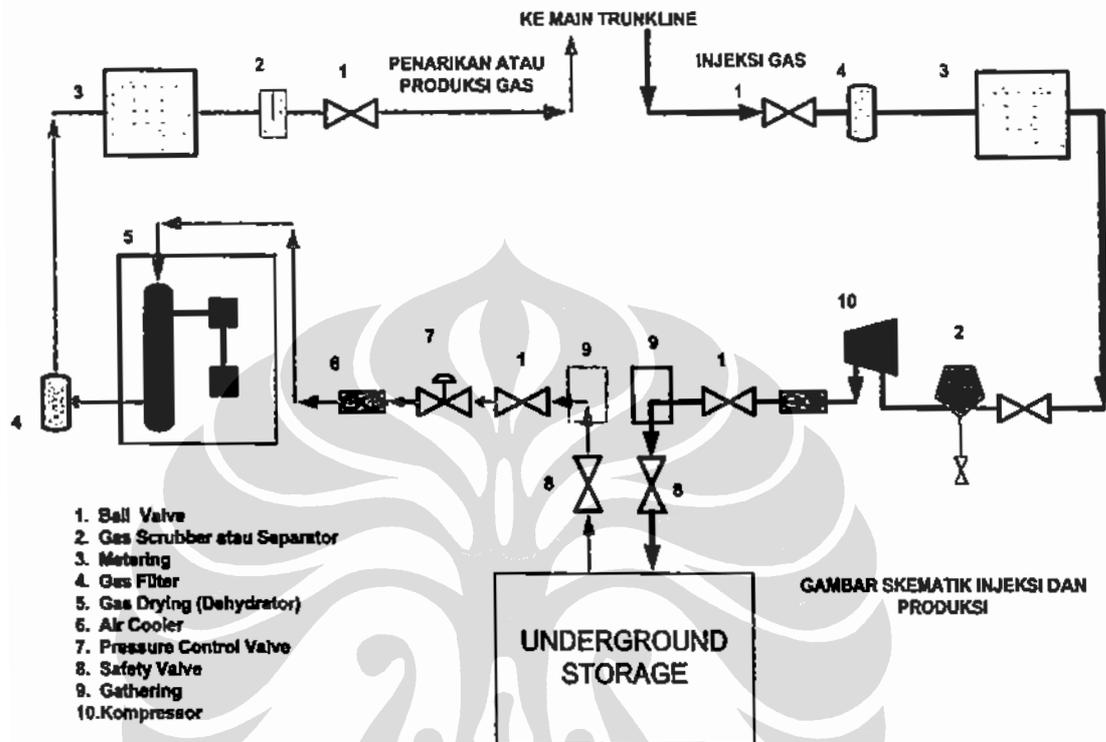
$$GIP = a + b \frac{P}{z} \quad 2.4$$

GIP = total gas in place
 P = pressure in psia
 Z = Compressibility factor
 a = Constant
 b = Constant

2.7. FASILITAS FASILITAS PENYIMPANAN UNDERGROUND GAS

Lokasi penyimpanan Gas Alam berada tidak jauh lokasi Pipa transmisi Gas sehingga tidak terlalu banyak biaya untuk investasi Tambahan. Jenis Pemilihan Alternatif Storage yang di pilih adalah Depleted Oil dan Gas. Formasi Geology dan kapasitas Reservoir diperhitungkan sesuai dengan kapasitas produksi minyak atau gas berdasarkan data sebelumnya. Fasilitas untuk itu biasanya terdiri dari Kompresor, Dehydrator, Gathering dan Metering seperti terlihat pada diagram skematik dibawah ini gambar 2.9. Skematik Injeksi dan produksi. Terlihat bahwa setelah dari pipeline sistim jaringan distribusi maka, gas *make up* akan diinjeksi ke

sumur-sumur bawah tanah tempat penyimpanan selanjutnya dengan kompresor akan ditekan sampai tekanan didalam reservoir mencapai 1000 psia.



Gambar 2.9. Skematic Injeksi dan produksi

2.7.1. Kompresor

Fasilitas kompresor biasanya terletak pada beberapa pusat titik dan kemungkinan digunakan untuk mengkompres pada saat injeksi gas, untuk penarikan atau keduanya. kompresor pada umumnya digunakan untuk injeksi disebabkan tekanan operasi reservoir pada umumnya lebih tinggi, dalam hal khusus kompresor digunakan untuk penarikan ketika pressure di field rendah untuk gas storage dan injeksi dilakukan ke pipa bertekanan dan kompresor digunakan untuk penarikan.

kompresor yang digunakan untuk pelayanan injeksi seluruhnya hampir menggunakan type reciprocating kompresor. Pada saat permulaan musim injeksi discharge presure pada compressor akan relative rendah, mendekati akhir musim discharge pressure relative tinggi.

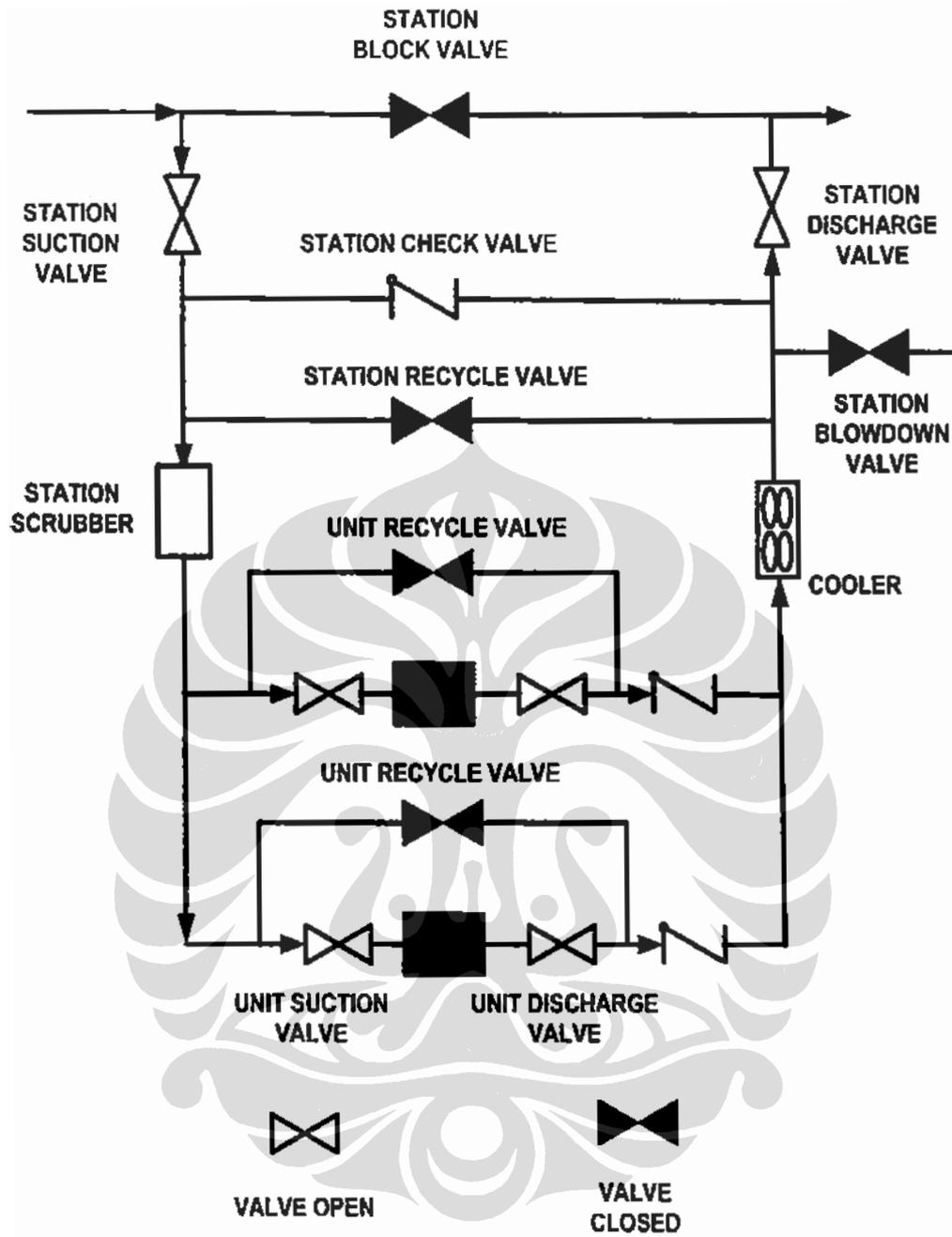
Persamaan teoritis umum dasar untuk Power compressor type reciprocating adalah:

$$HP = 0,0857 \left(\frac{\gamma}{\gamma-1} \right) Q T_1 \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{1}{\eta_a} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^\gamma - 1 \right] \quad 2.5$$

Dimana :

- HP = teoretical horsepower
- γ = ratio spesifik heat
- Q = flowrate in MMScf per hari
- P_1 = suction pressure in psia.
- P_2 = discharge pressure in psia
- T_1 = suction temperature in degrees Rankine.
- Z_1 = compressibility at suction conditions
- Z_2 = compressibility at discharge conditions
- η_a = compressor adiabatic efisiensi

Konfigurasi untuk pemasangan compressor seperti terlihat pada Gambar2.10 Skematik Kompresor dibawah ini.



Gambar 2.10 Skematik Kompresor

2.7.2. Gathering System

Gathering adalah suatu sistem pengumpul yang menghubungkan antara sumur dengan sumur pada satu point fasilitas sentral, namun *gathering line system* kemungkinan lebih besar daripada sistem gathering line field untuk sumur produksi. Persamaan aliran dalam pipa untuk gathering didefinisikan sebagai berikut :

$$Q = 0,001368 \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5}{G \cdot T \cdot L \cdot f} \right] \quad 2.6$$

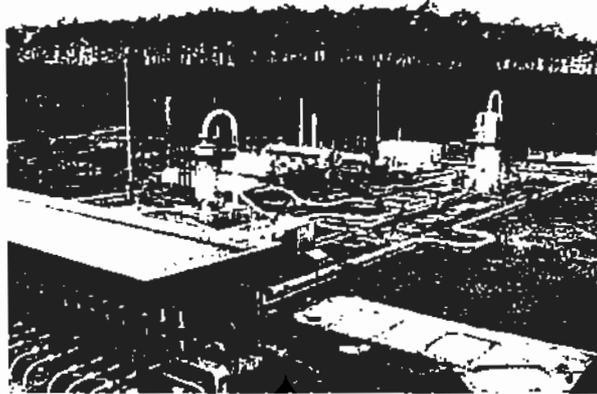
Dimana :

Q	=	Flow rate dalam MMSCF per day
P ₁	=	upstream pressure, psia
P ₂	=	downstream pressure, psia
D	=	Diameter inside pipa, inches
T	=	gas temperature, ° Rankine
L	=	pipeline length, miles
G	=	gas specific gravity
F	=	Fanning factor

2.7.3. Glycol Dehydrator.

Menentukan ukuran dari Dehydrator Glycol dengan TEG dalam suatu tray atau kontaktor packed Column dari suatu model standar adalah menggunakan informasi berikut ini :

- Gas flow rate
- Spesifik gravity dari gas
- Tekanan operasi
- Kontak tekanan kerja maksimum
- Temperatur gas inlet
- Persyaratan outlet kandungan air dalam gas



Gambar 2.11. Fasilitas Gas Dehydration Plant⁵⁾

Sumber: Energy Information Administration (2001b) and Lagrasta et al. (1999)

Persamaan yang digunakan untuk menghitung titik dehidrasi adalah :

$$W_r = \frac{(C_{wi} - C_{wo})q}{24} \quad 2.7$$

Dimana :

W_r = Air yang akan di remove , lbm H₂O/MMscf

C_{wi} = Kadar air inlet gas, lbm H₂O/MMscf

C_{wo} = Kadar air Outlet gas, lbm H₂O/MMscf

Q = gas flow rate, MMscf

Gas didalam jaringan pipa memiliki persyaratan kadar air sebesar 6- 8 lbm H₂O/MMscf untuk mendapatkan kadar air di Reservoir digunakan chart seperti dalam tabel lampiran

Uap air dipindahkan dari gas oleh kontak yang mendalam dengan suatu penyerap debu cairan yang higroskopik di dalam pengeringan penyerapan. Kontak itu adalah biasanya dicapai di dalam menara-menara trayed. Glikol-glikol telah secara luas digunakan sebagai penyerap debu cairan efektif. Pengeringan oleh

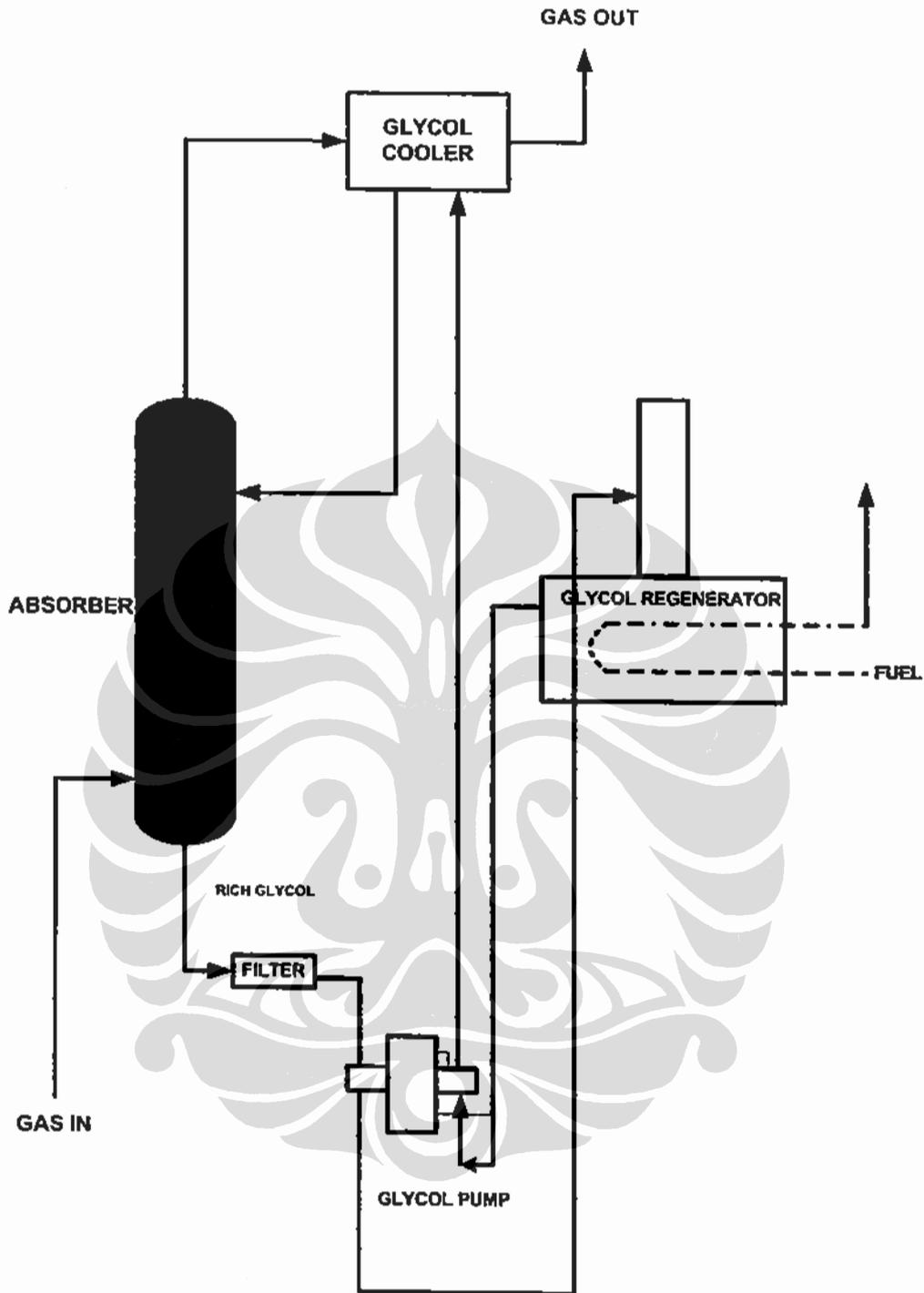
penyerapan dengan glikol adalah biasanya secara ekonomis lebih menarik dibanding pengeringan oleh penyerap debu yang padat ketika kedua-duanya proses terjadi pada titik *dew point* yang diperlukan.

Glikol-glikol menggunakan untuk gas-alam dehydrating adalah triethylene glikol (TEG) Seperti umumnya jenis yang tunggal dari glikol yang murni digunakan di suatu dehidrator, tetapi kadang-kadang suatu bauran; campuran glikol adalah secara ekonomis menarik. TEG sudah memperoleh penerimaan yang universal hampir seperti kebanyakan penghematan biaya tentang glikol-glikol karena tekanan titik *dew point* dan keandalan operasi. Triethylene glikol dengan sukses digunakan untuk mengeringkan gas-gas alam diatas cakupan yang luas pada kondisi operasi. Tekanan *dew point* dari 40 °F sampai 140 °F dapat ditekan pada tekanan berkisar antara 25 psig kepada 2500 psig dan suhu gas antara 40 °F dan 160 °F.. Kekentalan glikol yang ditingkatkan boleh menyebabkan permasalahan pada temperatur kontak yang lebih rendah. Jadi; Dengan demikian, pemanasan gas-alam itu bisa diinginkan. Aliran sangat panas sering didinginkan sebelum pengeringan untuk mencegah penguapan TEG.

Gambar 2-13 Skematik Dehydrator, menggambarkan proses dan flow sepanjang suatu dehidrator glikol yang tipikal. Proses pengeringan dapat digambarkan sebagai berikut:

- 1 Penampung di dalam aliran gas pertama kali masuk melalui suatu unit inlet scrubber untuk menghilangkan akumulasi-akumulasi cairan. Two-phase inlet scrubber adalah umumnya diperlukan.
- 2 Gas basah kemudian dikontakkan dengan bagian bawah kontaktor gas glikol pemberi kontak dan yang diizinkan untuk mengalir menaik melalui tray-tray likol mengalirkan turun ke kolom. Gas menghubungi glikol di masing-masing tray dan glikol menyerap uap air dari uap air gas.

- 3 Gas lalu mengalir turun ke suatu pendingin glikol yang vertikal, biasanya dalam bentuk pipa concentric *heat exchanger* dimana outlet gas kering pertamakali mendinginkan panas memperbaharui glikol yang telah diregenerasi sebelum itu masuk pemberi kontak. Gas kering lalu meninggalkan unit dari dasar dari pendingin glikol
- 4 glikol kering masuk puncak *contactor* glikol dari pendingin glikol dan diinjeksi ke *head tray*. Glikol mengalirkan ke seberang masing-masing tray dan turun ke suatu downcomer menyalurkan lewat pipa ke tray yang berikutnya.
- 5 glikol yang basah, yang sudah sekarang menyerap uap air dari aliran gas, meninggalkan dasar dari kolom pemberi kontak gas glikol, lewat melalui suatu filter glikol yang tekanan tinggi, yang memindahkan setiap partikel-partikel padat yang asing bahwa mungkin telah diambil dari aliran gas, dan masuk dari sisi pompa glikol.
- 6 Didalam pompa glikol, glikol basah bertekanan tinggi dari pemberi kontak kolom memompa mengeringkan glikol yang diperbaharui ke dalam kolom. Aliran glikol yang basah mengalirkan dari pompa glikol ke pintu masuk dari mesin pemisah *flash separator*. Mesin *flash separator* yang tekanan rendah, akan memisahkan glikol yang basah untuk dipompa menjadi glikol yang kering ke dalam *gas contactor*.



Gambar 2.12 Skematik Dehydrator

2.7.4. Metering.

Untuk mengetahui jumlah volume gas persatuan waktu yang diinjeksi ataupun yang ditarik maka diperlukan meter, salah satu jenis yang dipilih adalah orifice meter. Rumus atau persamaan yang digunakan adalah :

$$q_h = C_1 \sqrt{h_w P_f}$$

2.8

Dimana :

Q_h = Jumlah Flow rate yang mengalir, cfm

C' = Konstanta orifice

h_w = diferensial pressure dalam Inch H₂O pada 60 F

$C' = F_b \cdot F_r \cdot Y \cdot F_{pb} \cdot F_{tf} \cdot F_g \cdot F_{pv} \cdot F_m$.

F_b = basic orifice factor,

F_r = Reynold number,

Y = expansion factor,

F_{pb} = pressure base factor,

F_{tb} = temperature base factor,

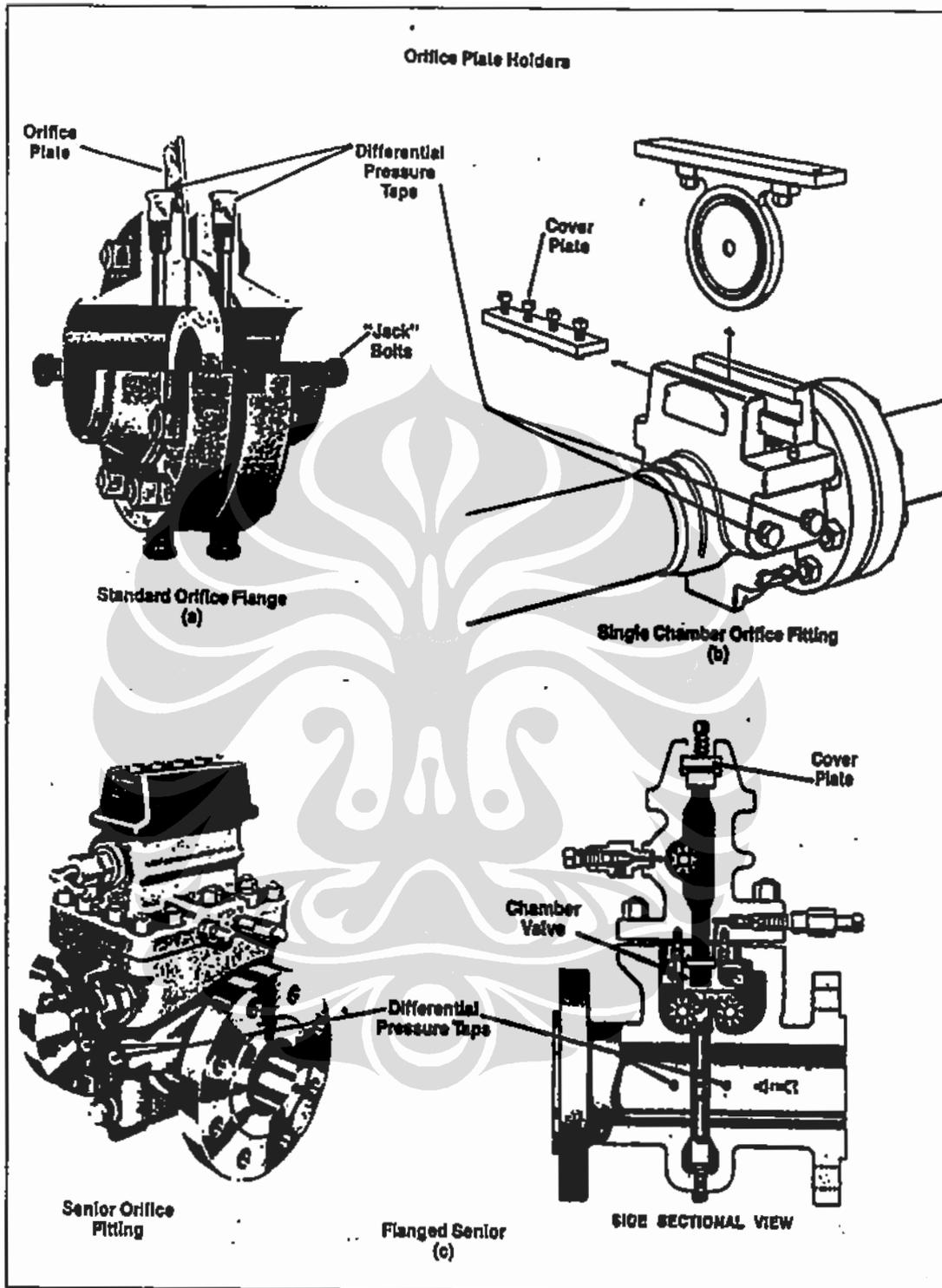
F_{tf} = flowing temperature factor,

F_g = specific gravity factor,

F_{pv} = supercompressibility factor,

F_m = manometer factor,

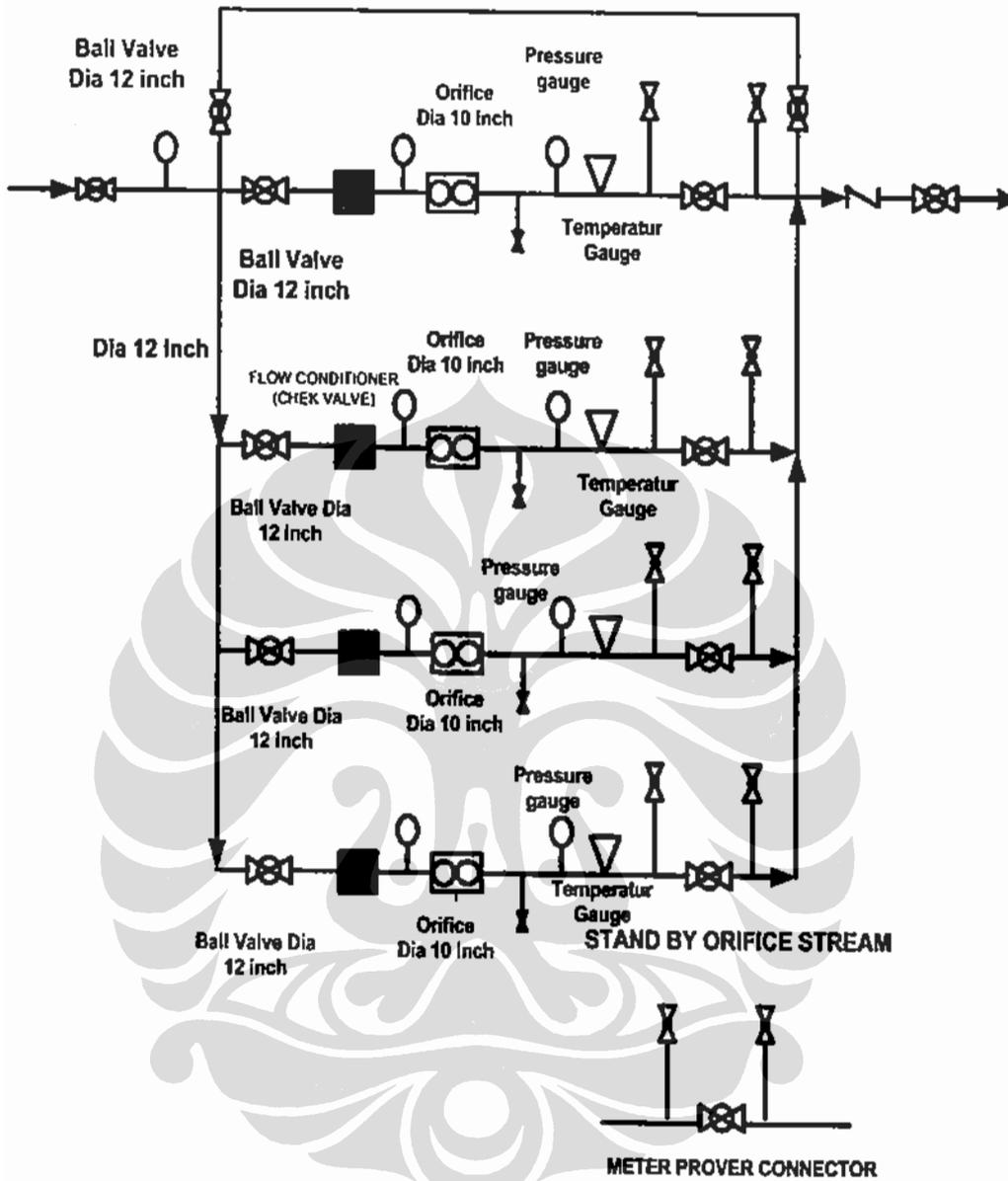
Konfigurasi untuk pemasangan meter di fasilitas Undrground storage dapat dilihat seperti pada Gambar2.14 Skematik metering dibawah ini, sedangkan Gambar2.13 Orifice plate, menjukan bagian-bagian dari setiap elemen yang ada pada peralatan meter orifice, yang umumnya berupa pelat tipis yang mempunyai lubang berukuran sesuai demgan ketentuan AGA.3 yang diukur adalah perbedaan pressurennya antara upstream dengan downstream.



Sumber : AGA 3

Gambar 2.13 Orifice Plate

BY PASS SPOOL



Gambar 2.14 Skematik Metering

2.8. PERHITUNGAN BIAYA INVESTASI, OPERASI DAN PEMELIHARAAN

Biaya investasi meliputi biaya rekondisi dari depleted reservoir, instalasi pipa transmisi, biaya pemasangan compressor gas, biaya gathering sistim, biaya pembuatan sumur penyimpanan meliputi CAPEX dan OPEX

Pengoptimalan desain fasilitas underground storage sangat diperlukan untuk mengetahui sejauh mana keoptimalan fasilitas dari storage sehingga diketahui pada kondisi yang seperti apa storage akan lebih optimal sebagai fasilitas penyimpanan gas alam

2.9. ANALISA KEEKONOMIAN UNTUK PENYEDIAAN FASILITAS UNDERGROUND GAS STORAGE.

Fiensial analisis meliputi analisa keekonomian untuk penyediaan fasilitas gas storage seperti; Internal Rate return (IRR), Pay Back Period, NPV dan lain-lain. Ada berbagai fungsi finansial yang dapat digunakan untuk melakukan perhitungan bisnis secara umum. Dengan fungsi-fungsi finansial itu kita dapatkan:

2.9.1 Present Value (PV)

Nilai saat ini (*present value*) adalah sejumlah uang atau *net cash flows* yang akan diterima pada masa yang akan datang, dapat dihibitung dengan mempergunakan rumus sebagai berikut :

$$PV = \frac{FV}{(1+r)^n} \quad 2.9$$

Dimana :

PV = Present Value

r = Suku Bunga

FV = Future Value

N = Tahun ke- n

2.9.2 Net Present Value (NPV)

Net Present Value (NPV) adalah tolok ukur analisis profitabilitas rencana investasi proyek pertama yang memperhatikan nilai waktu uang, jumlah present value seluruh net cash flows tahunan selama masa tertentu dan salvage value proyek, dikurangi jumlah investasi proyek

Rumus yang digunakan adalah :

$$NPV = \left[\frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} \right] - I_0 \quad 2.10$$

Dimana :

NPV = Adalah simbol net present value yang dicari

CF_1, CF_2 dan seterusnya = Arus kas bersih dari present value yang diharapkan, atau adalah simbol jumlah net cash flows tahunan dari tahun ke satu sampai tahun ke n

r = Adalah simbol discount rate yang dipergunakan (suku bunga)

2.9.3 Internal Rate Return (IRR)

Internal rate of return yang juga sering disebut *discounted rate of return* adalah *discounted rate (r)* yang bilamana dipergunakan untuk mendiskonto seluruh *net cash flows* dan *salvage value* akan menghasilkan jumlah present value yang sama dengan jumlah investasi proyek

Tolok ukur ini menggambarkan tingkat keuntungan (the rate of return) yang diharapkan dapat diterima pemilik proyek dari jumlah seluruh

dana yang telah mereka tanamkan untuk membangun proyek. Dengan perkataan lain internal rate return adalah prosentase keuntungan senyatanya yang akan diperoleh investor dari proyek yang mereka bangun

$$\frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} - I_0 = 0 \quad \text{Eq.2.11}$$

Dimana:

CF_1, CF_2 dan

seterusnya = Adalah arus kas bersih pada tahun kesatu dan seterusnya sampai tahun ke n

n = Adalah umur proyek yang diharapkan

I_0 = Biaya awal investasi dan IRR yang dicari untuk menjadikan *present value* dari biaya awal proyek/investasi

Suatu proyek dapat dikatakan berhasil bila memenuhi 2 (dua) syarat berikut:

- Nilai NPV positif
- $IRR >$ Bunga Bank yang ditetapkan sebelumnya