

## BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Landasan Teori

#### 2.1.1. Gas Alam

Gas Alam atau gas bumi adalah bahan bakar dari fosil yang berbentuk gas yang sebagian besar terdiri dari gas Metana ( $\text{CH}_4$ ) seperti terlihat di Tabel 2.1. Saat ini gas alam menjadi komponen penting untuk suplai energi dunia.

**Tabel 2.1.** Komposisi Gas Alam (Speight, 2019, p. 5)

Komponen	Formula	% v/v
Metana	$\text{CH}_4$	> 85
Etana	$\text{C}_2\text{H}_6$	3 - 8
Propana	$\text{C}_3\text{H}_8$	1 - 5
n-Butana	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	1 - 2
iso-Butana	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	<0.3
n-Pentana	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	1 - 5
iso-Pentana	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	<0.4
Hexana, Heptana, Octana	$\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$	<2
Carbon Dioksida	$\text{CO}_2$	1 - 2
Hidrogen Sulfida	$\text{H}_2\text{S}$	1 - 2
Oksigen	$\text{O}_2$	<0.1
Nitrogen	$\text{N}_2$	1 - 5
Helium	He	<0.5

Pada masa abad ke -19 gas alam ini hanya terbatas pemakaiannya sebagai sumber cahaya. Setelah perang dunia II pemakaiannya semakin berkembang luas karena perkembangan teknologi terhadap terhadap keamanan pemakaian gas

sebagai sumber energi dan keamanan transportasi gas. Setelah melalui proses refining gas alam dikirimkan ke customer dengan kandungan terbesar gas metana. Dalam keadaan murni gas ini tidak berwarna, tidak berbau dan tidak berbentuk. Memiliki kandungan energi yang besar untuk dijadikan sebagai sumber bakar yang ramah lingkungan dibandingkan dengan bahan bakar fosil lainnya.

### 2.1.2 Sifat Gas Alam

Fluida gas alam sangat kompleks susunan kimianya, fluida ini bisa berada pada fasa gas maupun cair tergantung pada tekanan dan temperatur di *reservoir*. Perubahan tekanan dan temperatur dapat mengubah sifat-sifat fisik hidrokarbon. Sifat fisika gas bumi diantaranya adalah *specific gravity*, tekanan uap, *density*, temperatur kritis, nilai kalor, *dew point* (Speight, 2007, pp. 118–150):

*Specific Gravity* adalah perbandingan densitas gas bumi terhadap densitas udara pada kondisi standar, yaitu pada temperatur 60°F dan tekanan 14.7 psia dimana densitas udara pada kondisi tersebut adalah sebesar 0.0763 lb/cuft, sedangkan nilai *specific gravity* gas bumi tergantung dari komposisinya. Tekanan Uap (*vapor pressure*) adalah tekanan yang dihasilkan dalam keadaan setimbang antara uap dan cairannya pada suhu tertentu.

*Density* adalah perbandingan berat gas dan volume pada gas standar diukur pada suhu 60°F dan tekanan 14.7 psia. Temperatur kritis adalah titik suhu dimana fasa air dan uap tidak dapat dibedakan, pada fase ini disebut fluida superkritis. Dimana sifat gas dan air menjadi sama.

Nilai kalor adalah kalor/panas yang dihasilkan apabila bahan tersebut dibakar dalam oksigen, sedangkan *dew point* adalah suhu uap /gas mulai mengembun pada tekanan yang diberikan

Gas ideal digunakan untuk menyederhanakan permasalahan teori kinetik gas dimana teori ini tidak mengutamakan kelakuan sebuah partikel tetapi meninjau sifat zat secara keseluruhan sebagai hasil rata-rata kelakuan partikel suatu zat.

Sifat-sifat gas ideal adalah sebagai berikut :

- i. molekul gas yang terdiri dari partikel-partikel yang bergerak sembarang dan jumlahnya sangat banyak,
- ii. jarak antar partikel lebih besar daripada diameter partikel itu sendiri,
- iii. berlaku hukum Boyle-Gay Lusac pada setiap kondisi gas ideal,
- iv. berlaku hukum Newton tentang gerak,
- v. gaya tarik menarik antar partikel diabaikan,
- vi. setiap partikel memiliki massa yang sama,
- vii. memiliki pola yang sama setiap terjadi tumbukan antar partikel yaitu dianggap lenting sempurna.

Kondisi gas ideal yang dimaksud adalah dimana  $P=14.7 \text{ psia} = 101.325 \text{ kPa}$  (100 kPa) dan  $T=60 \text{ oF}=288.72 \text{ K}$  (288 K). Kondisi gas ideal dikondisikan mendekati suhu dan tekanan diatas. Pada tekanan rendah gas mengikuti persamaan gas ideal :

$$P V = n R T \quad (2.1)$$

dimana R melambangkan konstanta gas yang nilainya  $10.732 \text{ psia cuft/lbmol } ^\circ\text{R}$ , n adalah Jumlah mol gas ideal =  $m/M$ , m adalah massa gas dan M adalah Berat molekul gas (lbm/lb-mol)

Gas di reservoir terdiri dari berbagai macam komposisi gas dan tekanan serta temperatur tinggi, sehingga persamaan gas ideal tidak berlaku. Penyimpangan hukum gas ideal terutama saat gas berada di atas titik kondensasi menjadi cairannya, hal ini terjadi karena adanya gaya interaksi antar molekul di dalamnya dimana gaya tarik menarik dan tolak menolak akan membantu gaya tekan dan ekspansi molekulnya (Atkins & De Paula, 2006)

$$P V = Z R T \quad \text{atau} \quad P V = n Z R T \quad (2.2)$$

dimana  $Z$  adalah faktor kompresibilitas atau faktor deviasi gas

Pada kondisi gas nyata volume gas tidak bisa diabaikan, molekul satu sama lain tidak diam akan tetapi terjadi gaya tarik menarik apabila tekanan diperbesar atau volume diperkecil. Gerakan molekul pada gas nyata tidak lurus dikarenakan adanya gaya tarik-menarik antar molekulnya dan tekanan ke dinding menjadi lebih kecil daripada gas ideal.

### 2.1.3 Persamaan Tingkat Keadaan

Persamaan tingkat keadaan dari sifat termodinamika adalah suatu persamaan yang menghubungkan antara sifat intensif dan sifat ekstensif suatu zat. Sifat intensif adalah sifat yang tidak bergantung pada jumlah materi yang diukur contohnya tekanan ( $p$ ), temperatur ( $T$ ), volume spesifik ( $v$ ), energi dalam spesifik ( $u$ ) entalpi spesifik ( $h$ ) dan entropi spesifik ( $s$ ). Sifat ekstensif adalah sifat yang bergantung pada ukuran dan massa suatu zat, contoh sifat ekstensif adalah massa ( $m$ ), volume ( $V$ ), energi dalam ( $U$ ), entalpi ( $H$ ) dan entropi ( $S$ ). Persamaan tingkat keadaan sangat dibutuhkan karena tidak semua sifat termodinamika dapat secara

langsung diperoleh dari hasil eksperimen sehingga diperlukan hubungan matematis dalam bentuk persamaan. Persamaan keadaan yang dikenal saat ini adalah persamaan van der waals, persamaan keadaan Redlich-Kwong (RK), persamaan keadaan Soave-Redlich-Kwong (SRK), persamaan keadaan Peng-Robinson (PR), Persamaan keadaan selengkapnya ada di Tabel 2.2.

**Tabel 2.2.** Persaman keadaan dan pemodelannya (Ramdharee et al., 2013)

Nama Persamaan Tingkat Keadaan	Tahun	Persamaan	Keterangan
Van der waals	1873	$\frac{RT}{(v-b)} - \frac{a}{V^2}$	
Redlich-Kwong	1949	$P = \frac{RT}{(v-b)} - \frac{a}{(\sqrt{T} v (v-b))}$	$a = \frac{0.42748 (R^2 T_c^{2.5})}{P_c}$ $b = \frac{0.08664 (R T_c)}{P_c}$
Soave-Redlich-Kwong	1972	$P = \frac{RT}{(v-b)} - \frac{a \alpha}{v(v-b)}$	$\alpha = [1 + S(1 - T_r)]^2$ $S = 0.48 + 1.574\omega - 0.176\omega^2$
Peng-Robinson	1976	$P = \frac{RT}{(v-b)} - \frac{a \alpha}{(v-b)(v+b)+b(v-b)}$	$a = \frac{0.42748 (R^2 T_c^{2.5})}{P_c}$ $\alpha = \left[ 1 + S \left( 1 - \frac{T}{T_c} \right) \right]^2$ $S = 0.37464 + 1.54266\omega - 0.26992\omega^2$ $b = \frac{0.07780 (R T_c)}{P_c}$

#### 2.1.4 Air Formasi

Dalam *reservoir* sumur minyak dan gas biasanya terkandung pula air yang ditemukan sebagai air berpori (*connate water=interstitial water*). Air ini terikut bersama minyak atau gas bumi yang di produksi dengan nilai saturasi bervariasi

hingga 100% tergantung komposisi di dalam sumurnya. Air formasi terdiri dari bermacam-macam bahan kimia dalam bentuk ion-ion yang terlarut. ion-ion tersebut adalah kalsium, sulfat, magnesium, natrium dan klorida. Keberadaan ion-ion ini dalam reservoir berada dalam keseimbangan larutan, jika terjadi perubahan kondisi terutama suhu dan tekanan pada fluida akan menyebabkan terganggunya keseimbangan ini, sehingga akan menghasilkan endapan atau padatan.

Padatan dalam peralatan permukaan akan banyak menyebabkan permasalahan terutama penyumbatan dan *scale* (endapan yang berbentuk kristal atau kerak keras yang merupakan hasil pengendapan mineral anorganik yang berasal dari air formasi). Dengan menggunakan Analisis sampel air formasi dapat ditentukan nilai *scale index* (SI). Bila *scale index* kurang dari nol maka air tidak ada kecenderungan membentuk *scale*, jika SI bernilai 0 maka air cenderung jenuh dan jika SI bernilai lebih dari nol maka akan cenderung membentuk *scale* (Ahmad & Said, 2015).

*Produced water* adalah nama lain dari air formasi merupakan salah satu limbah yang dihasilkan dalam sektor hulu migas dan jumlahnya cenderung meningkat dari tahun ke tahun. Pengelolaan *produced water* ada 2 macam. Pengolahan untuk dibuang ke badan air atau di re-injeksikan ke dalam sumur (Jiménez et al., 2018). Injeksi *produced water* dibagi 2 yaitu injeksi untuk *pressure maintenance* dan sumur air buang (*water disposal well*). Semua opsi perlu perijinan dan pemantauan rutin minimal sebulan dari dinas lingkungan kecuali injeksi EOR (*Enhance Oil Recovery*). (PERMEN LH N. 13, 2007)

### 2.1.5 Sumur Gas

Sumur gas adalah sumur yang terutama menghasilkan gas bumi. Gas dan minyak biasanya ditemukan Bersama-sama dalam satu reservoir dengan posisi gas hidrokarbon ringan berada di atas minyak bumi. Gas bumi yang diproduksi bersamaan dengan minyak bumi disebut gas asosiasi (*associated gas*) sedangkan gas yang diproduksi dari sumur yang tidak terikat dengan minyak disebut gas non-asosiasi (*non-associated gas*). Komposisi sumur gas biasanya terdiri dari tiga fasa yaitu gas, air cair dan hidrokarbon cair (Passey et al., n.d.2010). Pada sumur yang memiliki pori-pori kecil pada reservoirnya akan berperilaku sebagai fase tunggal. Pada reservoir yang memiliki pori-pori besar dimana terjadi kesetimbangan termodinamika dan kinetika antara fase fluida akan terjadi perubahan komposisi seiring dengan penurunan tekanan ((Javadpour et al, 2007); (Passey et al., n.d.2010)). Perubahan fase fluida akan menyertai penurunan tekanan dalam hal komposisi dalam fase gas yang mengalir ke permukaan (McCain, 1990).

Sumur-sumur yang dikelola PT. Z adalah jenis sumur gas non-asosiasi dimana sumur-sumur tersebut termasuk jenis sumur kering yang memiliki kandungan air sangat kecil pada reservoirnya. Komposisi kandungan gas pada sumur yang diambil pada tahun yang berbeda ditunjukkan pada tabel 2.3.

Tekanan kepala sumur adalah tekanan dibagian atas sumur yang diukur menggunakan pengukur tekanan. Tekanan sumur ada dua jenis yaitu tekanan sumur statis dan tekanan sumur dinamis. Tekanan sumur yang diukur pada kondisi sumur sedang tidak beroperasi nilainya tergantung pada tekanan reservoir, kedalaman sumur, kepadatan media pengisian, Tekanan sumur semacam ini disebut tekanan

kepala sumur statis. Tekanan kepala sumur dinamis diukur saat sumur beroperasi dan tergantung pada parameter yang sama dengan tekanan statis ditambah dengan laju sumur serta pada tekanan dalam pipa.

**Tabel 2.3.** Komposisi gas campuran inlet header yang dikelola oleh PT. Z.

Komponen	Mol %		
	Th. 2013	Th. 2016	Th. 2021
Hydrogen Sulphide	0.010	0.010	0.000
Carbon Dioxide	36.010	35.590	36.610
Nitrogen	0.414	0.480	0.410
Methane	63.409	63.770	62.860
Ethane	0.118	0.120	0.110
Propane	0.000	0.030	0.000
Iso-Butane	0.000	0.000	0.000
n-Butane	0.000	0.000	0.000
Iso-Pentane	0.002	0.000	0.000
n-Pentane	0.001	0.000	0.000
n-Hexane	0.0000	0.000	0.000
n-Heptane	0.0000	0.000	0.000
H <sub>2</sub> O	0.0000	0.000	0.000

Setiap sumur memiliki kapasitas produksi maksimal (*Maximum Well Deliverability-MWD*) yang nilainya lebih tinggi dari kapasitas fasilitas pemrosesan dan lebih tinggi daripada volume gas yang diminta oleh pembeli. Pengukuran kapasitas produksi sumur dilakukan sebelum fase produksi dengan cara melewati pada separator test untuk dilakukan analisis sampel di laboratorium. Hasil pengetesan sumur menghasilkan kura IPR (*Initial Production Rate*) yang menunjukkan hubungan antara tekanan reservoir dengan laju alir gas. Pengontrolan laju alir gas dari sumur dilakukan dengan mengontrol tekanan sumur dengan menggunakan *choke valve* sampai didapat laju alir yang diinginkan. Hasil

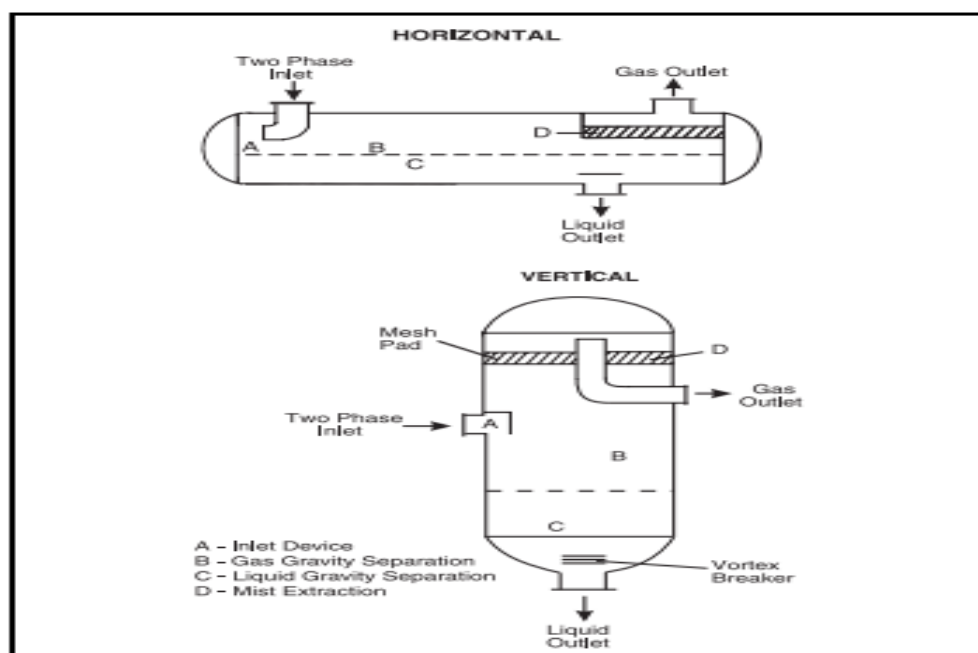


pengetesan sumur dengan menggunakan separator tes selain menghasilkan kurva IPR juga menghasilkan komposisi gas, perbandingan kandungan gas terhadap minyak (*Gas to Oil Ratio*–GOR) dan kandungan air (*water cut*). Berdasarkan informasi dari kementerian ESDM no:028.Pers/04/SJI/2021 cadangan gas bumi Indonesia per januari 2021 sebesar 62,4 triliun *cubic feet* diantaranya cadangan terbukti sebesar 43,6 triliun *cubic feet*. Kandungan methane pada sumur gas di indonesia jarang mencapai angka diatas 85% karena kondisi sumur-sumur gas di indonesia memiliki kandungan CO<sub>2</sub> yang tinggi, hal ini karena sebagian besar struktur batuan di tanah indonesia banyak mengandung asam, terutama di wilayah kalimantan, sumatra, jambi dan Aceh. Kandungan gas dengan asam tinggi disebabkan karena kapasitas penutup di formasi geologi semakin kecil sehingga perpindahan gas CO<sub>2</sub> secara vertikal dari sumber batuan hambatanya kecil.

### **2.1.6 Separator**

Separator adalah bejana yang digunakan untuk memisahkan fasa gas dan cair dengan memanfaatkan gaya gravitasi dan merekayasa kecepatan fluida dan bergantung pada densitas masing-masing fluidanya. Tetesan cairan akan memisah dari campuran saat gaya gravitasi lebih besar dari gaya-gaya yang bekerja disekitarnya, jika gaya gravitasinya sama dengan gaya hambat maka percepatan tetesan adalah nol (Mokhatab et al., 2015, p. 142). Efektifitas pemisahan sebuah separator tergantung beberapa faktor diantaranya adalah : laju alir fluida, tekanan dan temperature operasi bejana, densitas, kompresibilitas dan kemurnian fluida. Berdasarkan karakteristik orientasinya bejana separator dibagi menjadi 2 yaitu

separator *horizontal* dan separator *vertical*, sedangkan berdasarkan fluida yang dipisahkan separator terbagi menjadi separator 2 fase (gas-cair) dan separator 3 fase (gas-cair-cair) (Arnold & Stewart, 1998, p. 102). Dalam bejana separator baik separator *horizontal* dan *vertical* memiliki peralatan dan zona pemisahan yang sama seperti ditunjukkan pada Gambar 2.1 yaitu peralatan masuk (A), zona gas (B), zona cair (C) dan *mist extraction* (D)



**Gambar 2.1.** Gas-Cair Separator (GPSA, 2012a)

Gas bercampur dengan cairan masuk ke dalam bejana separator secara horizontal melalui *inlet diverter* yang dipasang pada inlet separator selanjutnya bergerak melalui daerah pemisahan dimana tetesan air yg terbawa oleh gas terpisah ke dalam lapisan *interface* antara gas dan cairan. Beberapa cairan yang tidak mau terpisah dalam zona pemisahan gravitasi akan tertangkap di *mist extractor*. Pada proses pemisahan di area *gravity settling* terjadi pergerakan *droplet*

air dengan fluida disekitarnya yaitu gas, karena semakin besar *droplet* ini cenderung bergerak kebawah karena gravitasi hingga melebihi gaya dorong gas disekitarnya akibatnya *droplet* air ini akan terpisah dari gasnya (Arnold & Stewart, 1998, pp. 117–119). Parameter penting dalam proses separasi di dalam separator adalah dengan memperhatikan *retention time*, *settling*, ukuran tetes dan *re-entrainment*.

*Retention time* adalah waktu tinggal fluida di dalam separator, *retention time* fluida didalam separator biasanya berkisar 30 detik sampai 3 menit tergantung pada densitas dan kecepatan fluida, dalam kondisi *foaming* dibutuhkan waktu lebih lama lagi sekitar 5 sampai 20 menit.

*Settling* adalah proses pengendapan droplet cairan pada kecepatan tertentu dimana terjadi saat gaya gravitasi sama dengan gaya hambat yang dialami oleh droplet cairan sehingga terjadi percepatan nol yang konstan.

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta S.G.) d_m^2}{\mu} \quad (2.4)$$

dimana  $V_t$  melambangkan terminal Velocity, S.G adalah *Specific gravity* relative terhadap air dan  $\mu$  adalah viscosity (cp).

Ukuran tetes fluida digunakan sebagai referensi untuk menentukan besaran mist extractor yang akan dipasang pada separator. Berdasarkan pengalaman dilapangan dengan memasang mist extractor ukuran 100  $\mu$  sudah cukup untuk mengeluarkan kebutuhan pemisahan gas dan cairan.

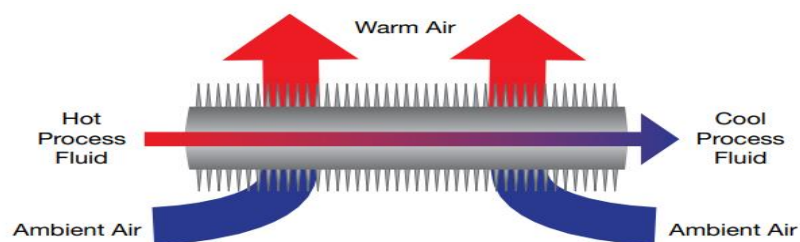
*Re-entrainment* adalah fenomena yang terjadi karena adanya laju fluida yang sangat tinggi melalui interface gas-cairan sehingga menimbulkan gelombang, hal ini berpengaruh terhadap pemisahan gas-cair. *Re-entrainment* ini sangat

berpengaruh terutama pada operasi tekanan tinggi diatas 1000 psig atau minyak dengan viskositas tinggi kurang dari 30° API

Salah satu aplikasi fungsi separator adalah pada *gas scrubber* atau *Knock out drum*. Pada *gas scrubber* area untuk mengumpulkan cairan yang digunakan tidak terlalu besar karena fluida masuk biasanya sudah mengalami proses separasi gravitasi terlebih dahulu sehingga *space* untuk menampung gas yang besar lebih diutamakan. Jika volume cairan yang diinginkan lebih banyak terutama pada stasiun pengumpul minyak maka digunakan separator multi fase atau *slug catcher*.

### 2.1.7 Air Cooled Heat Exchanger (ACHE)

ACHE adalah alat penukar panas berpendingin udara yang digunakan untuk mendinginkan fluida dengan udara sekitarnya pada temperature ambien. Pemilihan ACHE diambil karena memiliki beberapa keuntungan diantaranya daya yang digunakan lebih kecil, akses perawatan mudah dan bisa beradaptasi dengan udara sekitarnya. Prinsip dasar ACHE sangat sederhana fluida panas mengalir melalui tabung (*tube*) yang di desain memiliki sirip diluarnya sementara udara temperature ambien mengalir di sekeliling tabung dan diantaranya. Pada saat yang sama terjadi proses perpindahan panas dari fluida ke udara dan selanjutnya dibuang ke atmosfer seperti Gambar 2.2.



**Gambar 2.2.** Mekanisme penukar panas ACHE (Giammaruti, n.d.)

Pada stasiun pengolahan gas alam, penukar panas digunakan untuk menurunkan temperatur pada proses pemisahan secara gravitasi dan pada proses kompresi gas. Pada sistem kompresi *multi stage* pendinginan gas hasil kompresi dibutuhkan untuk membuang panas hasil kompresi sehingga gas yang masuk ke tahap berikutnya lebih rendah. Pendingin antara *stage* ini dikenal dengan naman *intercooler* yg berpengaruh terhadap efisiensi mesin kompresor, *intercooler* ini juga berfungsi untuk membantu pemisahan cairan dalam separator sehingga gas yang masuk ke kompresor lebih kering. Pendingin gas keluaran kompresor dikenal dengan *after cooler* yang berfungsi untuk menurunkan temperatur agar gas bisa memenuhi spesifikasi gas jual atau untuk proses pengolahan selanjutnya. Laju perpindahan panas (Q) HE secara umum dirumuskan sebagai berikut :

$$Q = UA LMTD \quad (2.5)$$

$$LMTD = \frac{dT_1 - dT_2}{\ln \left[ \frac{dT_1}{dT_2} \right]} \quad (2.6)$$

dimana U melambangkan koefisien heat transfer, A adalah luas perpindahan panas tabung cooler atau sirip yang terkena udara luar, LMTD = *Log Mean Temperature Difference* adalah perbedaan temperature rata-rata yang sudah dikoreksi,  $dT_1$  adalah perhitungan beda temperatur antara *hot fluid* masuk dengan temp. *cold fluid* masuk dan  $dT_2$  adalah beda temperatur antara *hot fluid* keluar dan temperatur *cold fluid* keluar (Campbell, J.M., 1992)

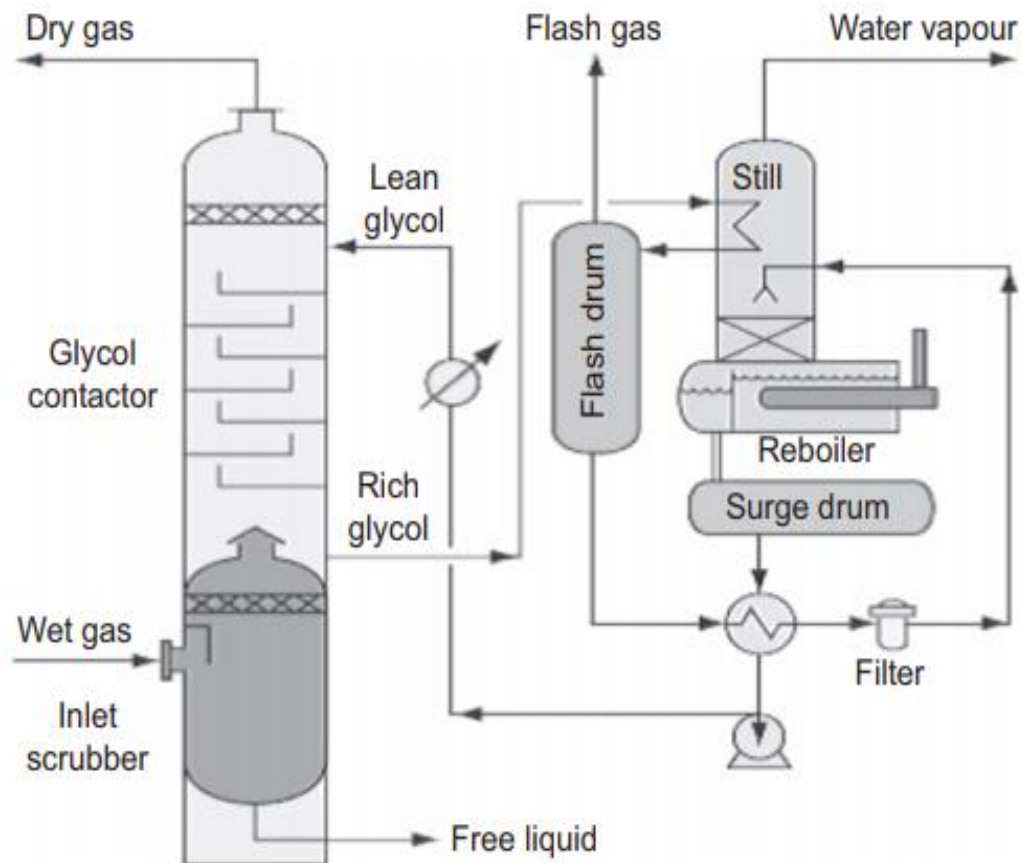
### 2.1.8 Glycol Dehydration

Proses menurunkan kandungan air dalam aliran gas alam dikenal dengan *Dehydration*, tujuan utama proses dehidrasi adalah disamping untuk menurunkan

kadar air di dalam gas agar memenuhi spesifikasi gas jual juga untuk menghindari terbentuknya hidrat dan korosi pada pipa alir gas oleh acid gas ( $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ ). Teknik dehidrasi gas alam dalam industri sebagian besar menggunakan teknik absorpsi menggunakan *Tri Ethylene Glycol* (TEG) atau teknik adsorpsi menggunakan *moleculer sieve* atau *silica gel* atau *alumina* (GPSA, 2012b).

Proses absorpsi dalam dehidrasi menggunakan TEG terjadi karena adanya perbedaan antara konsentrasi air dalam fasa cair dan tekanan parsial uap air dalam fasa gas menyebabkan terjadinya difusi molekul air dari fasa gas menuju cairan dengan melewati antar muka cairan-gas di dalam suatu media kontak di menara absorpsi.

Secara singkat proses dehidrasi menggunakan TEG dijelaskan pada Gambar 2.3, gas basah masuk ke dalam coloum absorber dengan melewati separator untuk memisahkan cairan *hydrocarbon* dari aliran gasnya. Kemudian gas akan kontak dengan cairan TEG yang dialirkan berlawanan arah melewati media kontak berupa *tray* atau *packing*, kandungan air dalam gas akan diserap oleh TEG bersama dengan senyawa-senyawa organic yang mudah menguap lainnya bersama air. Gas kering keluaran *contactor* selanjutnya akan di lewatkan ke pipa transportasi menuju stasiun tujuan. TEG yang kaya *hydrocarbon-air* (*Rich glycol*) selanjutnya di *recovery* di dalam unit *regeneration system* untuk melepaskan air dan *hydrocarbon* ringan lainnya di dalam *reboiler* pada suhu  $400\text{ }^\circ\text{C}$  dan *filter*.



**Gambar 2.3.** Skema proses dehidrasi gas alam menggunakan TEG (Bahadori, A., 2014).

Proses selanjutnya *Lean glycol* (glycol murni) dipompakan kembali ke dalam glycol contactor untuk digunakan kembali sebagai *desiccant*. (Bahadori, 2014). Penambahan *glycol* dilakukan secara berkala karena proses dehidrasi dengan TEG memungkinkan berkurangnya TEG akibat *carryover* pada contactor karena perubahan suhu dan karena pembentukan molekul berat dalam aliran yang kemudian tertangkap di filter yang dipasang pada aliran sirkulasi *glycol*. Normalnya 25 – 120 lb/mmscf kandungan gas alam di hilangkan dengan proses dehidrasi supaya mencapai spesifikasi gas jual yang diinginkan (Stewart & Arnold, 2011)

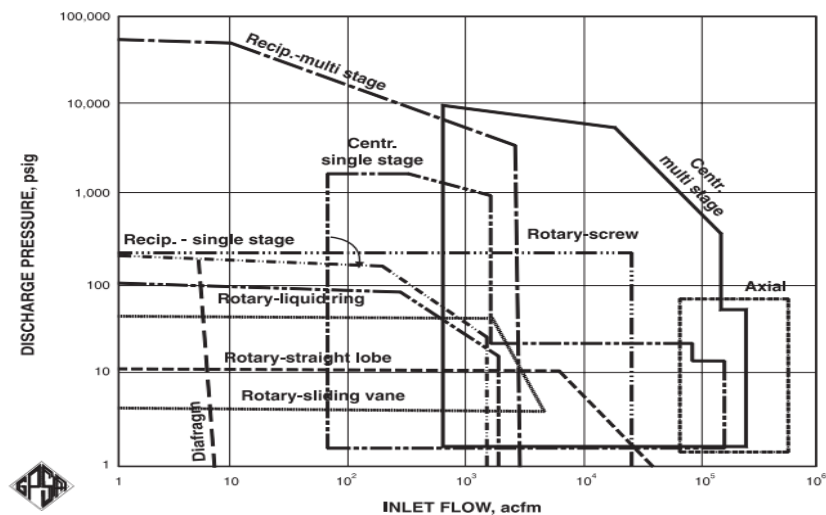
### 2.1.9 Kompresor

Kompresor adalah alat yang digunakan untuk mengalirkan gas dari tekanan rendah ke tekan yang lebih tinggi, dilapangan industri pengolahan gas kompresor sering digunakan untuk mengalirkan gas jual dengan tekanan tinggi. Rasio kompresi gas pada kompresor di definisikan sebagai berikut:

$$R_T = \frac{P_d}{P_s} \quad (2.7)$$

Pada persamaan 2.7  $R_T$  melambangkan rasio kompresor,  $P_d$  adalah tekanan *discharge* kompresor (psia) dan  $P_s$  adalah tekanan *suction* kompresor (psia).

Kompresor yang digunakan dalam industry pengolahan gas memiliki rasio 5 hingga 20. Ada 2 tipe kompresor yang sering digunakan dalam stasiun gas, yaitu sentrifugal dan *positive displacement*. Pertimbangan untuk pemilihan tipe kompresor adalah dengan mempertimbangkan discharge presure yg dibutuhkan, kapasitas yang dibutuhkan, ruang yang diperlukan, jenis kontrol yg diperlukan dan biaya perawatan. Penentuan jenis kompresor dapat juga dengan menggunakan grafik aplikasi kompresor pada Gambar 2.4.



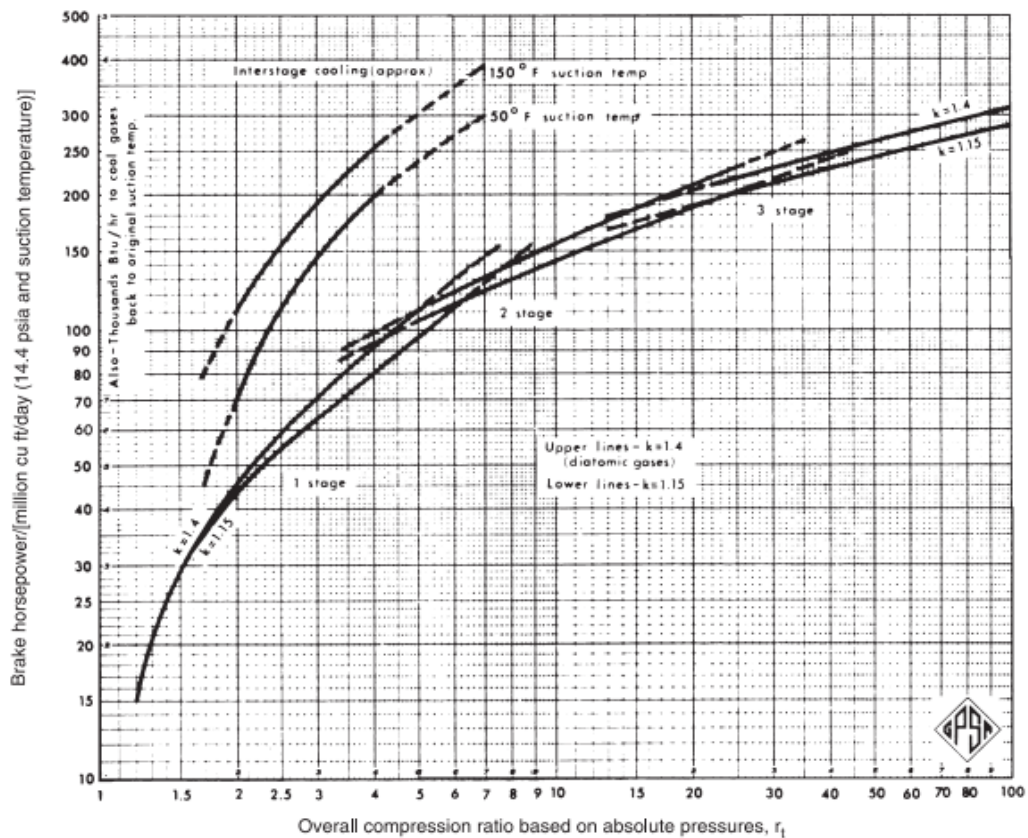
**Gambar 2.4.** Grafik range *couverage* beberapa jenis kompresor (GPSA, 2012a)



Perhitungan Brake Horse Power (daya mesin sebelum kehilangan tambahan daya dari gearbox, pompa hidraulik, dll) adalah sebagai berikut :

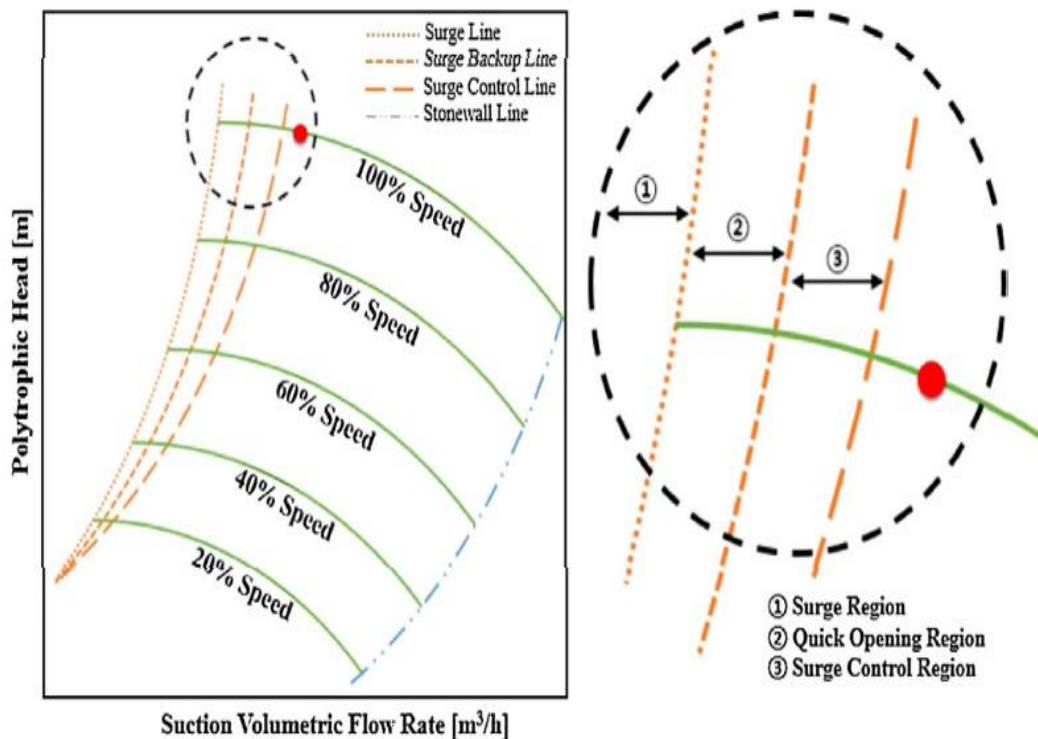
$$BHP = 22 R n F \quad (2.8)$$

dimana nilai  $R = \left(\frac{P_d}{P_s}\right)^{\frac{1}{n}} < 3.0$  sampai 4.0, BHP adalah Brake Horse Power, R adalah rasio per stage, n adalah jumlah stage,  $P_d = \text{discharge pressure}$  (psia),  $P_s$  adalah *Suction pressure* (psia),  $Q_g$  adalah *flowrate* (mmscfd) dan F adalah factor insterstage pressure drop yang nilainya bervariasi. Nilai  $F = 1.00$  untuk kompresi *single stage*,  $F = 1.08$  untuk kompresi *two-stage* dan  $F = 1.10$  untuk kompresi *three-stage*



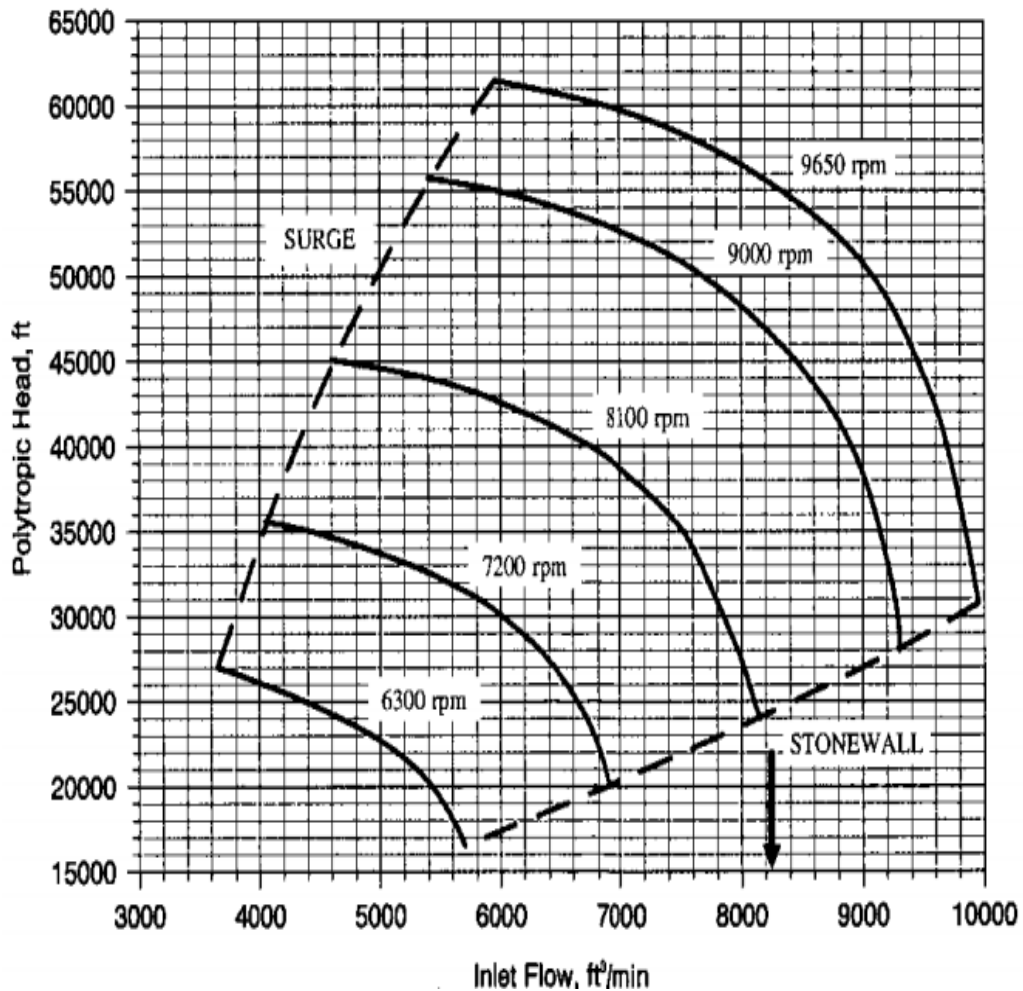
**Gambar 2.5.** Perkiraan nilai horsepower pada kompresi gas (GPSA, 2012a)

Pada kompresor dikenal istilah *surge* yaitu jika kompresor dalam operasinya tidak memiliki cukup flow (volume gas yang mengalir), akibatnya untuk melindungi peralatan maka *recycle* kompresor akan membuka untuk menambah kekurangan volume gas masuk, jika kemampuan *recycle valve* dalam mengantisipasi kekurangan flow tersebut lambat maka akan menyebabkan getaran tinggi yang bisa menyebabkan kerusakan *bearing* dan *seal* kompresor. Untuk mengantisipasi *surge* pada kompresor maka kompresor wajib memasang *recycle valve* atau *anti surge valve* (Campbell, J.M., 1992). Kurva kontrol *anti surge* ditunjukkan pada Gambar 2.6.



**Gambar 2.6.** Kurva performance kompresor dan garis kontrol anti-surge (Jung et al., 2017, p. 2)

Kompresor sentrifugal memiliki tiga parameter operasi yaitu: *Speed*, *Head*, dan *Flow*. *Speed* adalah kecepatan putar kompresor, *Head* adalah energi per berat dari kompresor untuk menaikkan tekanan masuk ( $P_s$ ) menjadi tekanan keluar ( $P_d$ ), *Flow* adalah aliran fluida yang sedang ditransfer oleh kompresor.

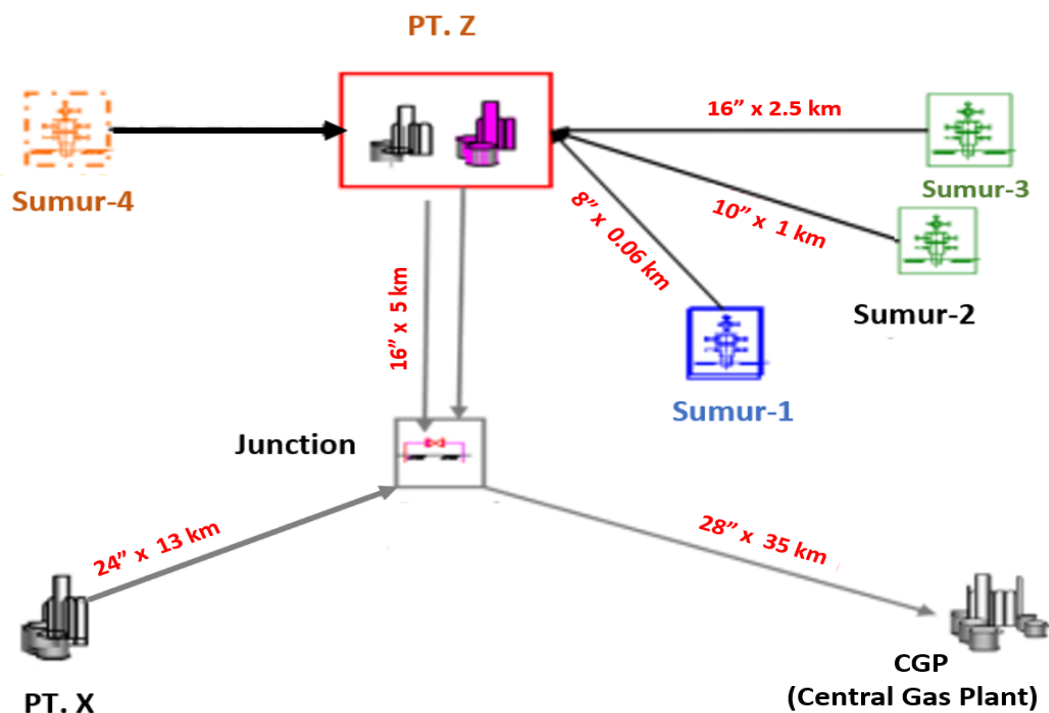


**Gambar 2.7.** Karakteristik kurva kompresor sentrifugal (Campbell, J.M., 1992)

### 2.1.10 Fasilitas Produksi

Stasiun pengolahan gas alam PT. Z terletak di pedalaman sumatra selatan. Stasiun ini menerima gas mentah dari sumur-sumur gas yang berada di lokasi tidak jauh dari fasilitas pengolahan gas. PT. Z memiliki empat sumur gas yang

mengandung 36% CO<sub>2</sub> dengan sedikit hidrokarbon berat. Masing-masing sumur dialirkan menuju stasiun pengolahan dengan melalui *flow line* yang dilengkapi dengan PSV (*Pressure Safety Valve*) sebagai perlindungan dari tekanan berlebih dan HIPPS (*High Integrity Protection Pressure System*) sebagai pengaman tambahannya. Jalur ekspor gas dari PT. Z seperti ditunjukkan dalam Gambar 2.8. Fasilitas PT.Z di desain untuk mengolah 340 mmscfd raw gas dari sumur untuk menghasilkan 310 mmscfd gas kering untuk di ekspor ke pusat pengolahan gas (*Central Gas Plant*).



**Gambar 2.8.** Skema ekspor gas PT. Z

Fasilitas pengolahan gas alam yang berada di PT. Z meliputi sumur gas, *inlet cooler* dan *inlet separator*, *Gas Compression System*, *Dehydration Unit*, utilitas.

Gas dari sumur dialirkan melalui pipa menuju header pada tekanan 338 psig untuk selanjutnya akan dipisahkan menjadi tiga aliran menuju proses *cooling* dan *separation*. Pada masing-masing proses *cooling* dan *separation* ini dilengkapi dengan *inlet cooler* dan *inlet separator* untuk memisahkan liquid dari gas. Setelah melalui proses separasi gas masuk ke unit kompresor untuk dinaikkan tekanannya hingga 1200 psig supaya bisa dikirim ke *central gas plant* setelah sebelumnya dilakukan proses pengeringan di unit dehidrasi.

Proses awal pendinginan dan pemisahan cairan dan gas alam terjadi pada *inlet cooler* dan *inlet separator*. Unit pendinginan dan pemisahan terdiri dari tiga train dimana masing-masing train *inlet cooler* di desain untuk mendinginkan aliran hingga 120°F. Tiga train inlet separator digunakan untuk memisahkan gas dari air formasi (*produced water*). *Produced water* yang dihasilkan dari pemisahan di alirkan ke tangki penampung *produced water* untuk selanjutnya di pompakan kembali ke dalam sumur injeksi. Inlet separator train-1, train-2 dan train-3 memiliki kapasitas yang berbeda seperti dalam tabel 2.3 sehingga harus dikontrol aliran gasnya melalui *downstream separator* supaya tidak terjadi *over capacity*.

**Tabel 2.4.** Kapasitas inlet separator

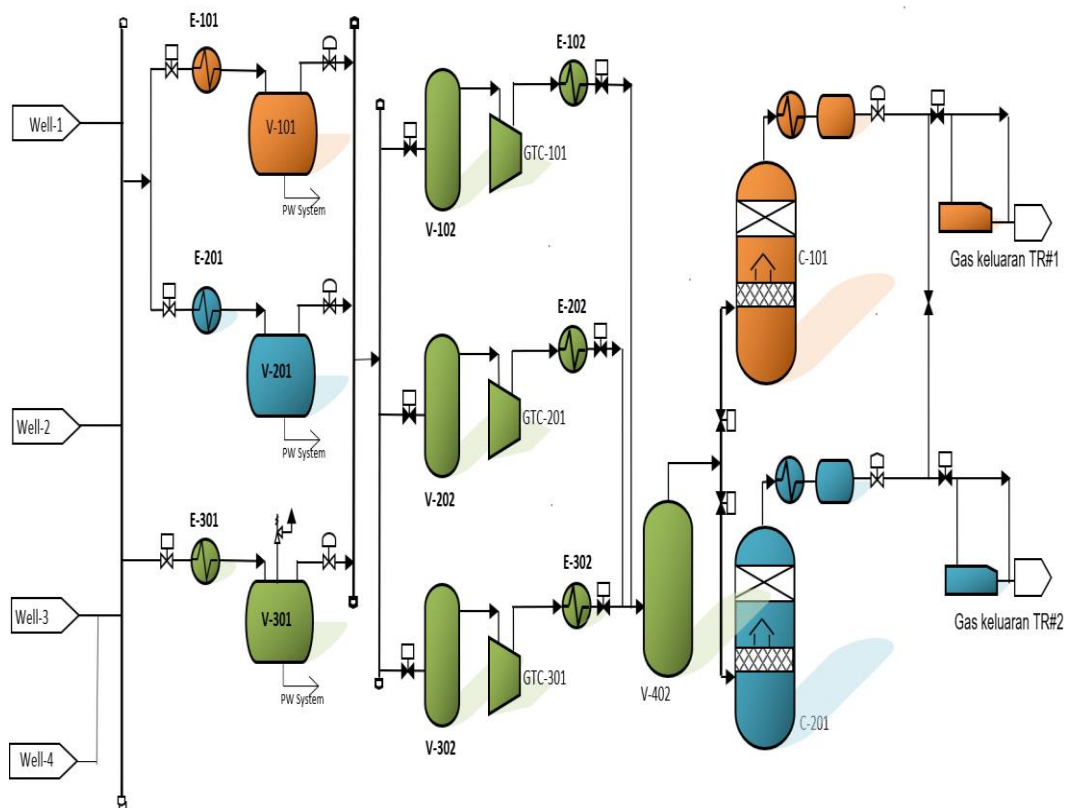
	V-101	V-201	V-301
Press. Design, psig	1410	1410	1410
Temp. Design, °F	150	150	150
Capacity, MMSCFD/BPD	84 / 2036	170 / 3937	171 / 4040

Sistem kompresi gas pada stasiun pengolahan PT. Z terdiri atas *suction scrubber*, *Gas turbine Compressor (GTC)*, dan *after cooler* untuk masing-masing train. Pada stasiun pengolahan gas bumi PT. Z dilengkapi dengan tiga train sistem kompresi dengan mode operasi paralel 2 *oo* 3 dimana dari tiga unit yang terpasang yang digunakan untuk operasi sebanyak dua unit, satu unit sebagai cadangan pengganti jika dua unit lainnya gagal operasi. Parameter kompresor masing-masing unit di kontrol oleh *Unit Control Panel (UCP)* dengan mode kontrol tekanan *suction*, tekanan *discharge*, *Net Gas Producer (NGP)* dan *aliran suction*. Spesifikasi kompresor yang terpasang di pengolahan gas PT. Z ditunjukkan oleh tabel 2.5.

**Tabel 2.5.** Spesifikasi kompresor di unit pengolahan gas PT. Z.

<b>Spesifikasi Kompresor</b>	
Unit	Solar Turbines Taurus 70
Driver	Taurus 70-10302 Gas Turbine
Compressor type	Centrifugal
Max. speed	12000 RPM
suction	325 psig (min)
Power	8000 HP
Polytropic head	45339 ft-lb/lb
Polytropic eff.	83%
inlet temperature	120 °F
Outlet temperature	330 °F
AVG MW Weight	26.7
Inlet Pressure	350 - 600 psig
Outlet Pressure	1195 psig

Gas keluaran kompresor dengan tekanan 1200 psig temperatur 100°F selanjutnya akan diproses dalam unit dehidrasi untuk mengurangi kandungan air sebelum di ekspor ke pusat pengolahan gas (*Central Gas Plant*).



**Gambar 2.9.** Diagram alir Pengolahan gas bumi di PT.Z

Proses dehidrasi dilakukan dalam dua train terpisah dengan kapasitas masing-masing 155 mmscfd dry gas dengan *dew point* maksimal 15 lbH<sub>2</sub>O/mmscfd. Pelarut yang digunakan adalah *Tri Ethylene Glycol* (TEG) dengan laju alir sirkulasi 13 GPM untuk masing-masing train. *Rich Glycol* yang dihasilkan dari proses absorpsi di dalam *glycol contactor* kemudian diturunkan tekanannya, dipanaskan selanjutnya di regenerasi dalam kolom destilasi (Poe & Mokhtab, 2017) menjadi *Lean Glycol* dalam unit *regeneration reboiler* pada suhu 375 °F dan

*stripping column* pada suhu 214 °F. Skema diagram alir proses pengolahan gas bumi di PT. Z secara keseluruhan ditunjukkan pada Gambar 2.9.

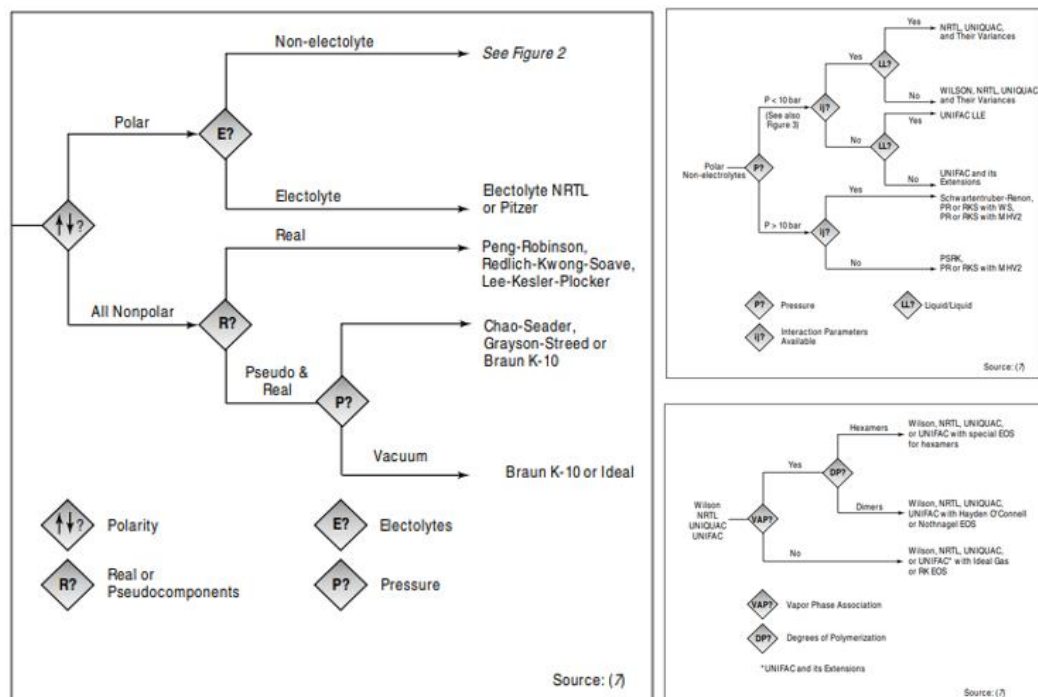
Gas yang sudah memenuhi spesifikasi kandungan air dibawah 15 lbH<sub>2</sub>O/mmscfd selanjutnya di kirim ke *junction manifold* melalui pipa 16” sejauh 5 km dimana di *junction manifold* akan bergabung dengan produk gas dari stasiun pengolahan gas yang lain. Dari *junction manifold* selanjutnya akan di kirim ke pusat pengolahan gas melalui pipa 28” sejauh 35 km untuk di olah kandungan CO<sub>2</sub>-nya agar memenuhi spesifikasi standar gas jual.

#### **2.1.11 Proses Pemodelan dan Simulasi**

Proses pemodelan biasanya dikuti dengan simulasi untuk mendapatkan solusi analitik dalam memecahkan masalah kompleks dalam suatu industri. Simulasi proses dapat digunakan untuk merancang sistem yang belum ada, mengoptimasi sistem yang sudah ada atau sekedar untuk membandingkan dan memverifikasi suatu permasalahan (Haydary, 2019, p. 7). Simulator yang sering digunakan dalam industri petrokimia dan migas adalah Aspen HYSYS. Contoh aplikasi perangkat lunak ini digunakan dalam simulasi proses biometil akrilat-air menggunakan metode *swing distillation* (Lestari et al., 2019). Aplikasi pemrograman MATLAB juga bisa dipakai untuk menciptakan pemodelan perhitungan, seperti yang digunakan dalam penelitian pemodelan dan simulasi kalsiner jalur terpisah berbahan bakar campuran batubara dan sekam (Pranolo et al., n.d.). Simulator optimasi PIPESIM banyak digunakan kalangan engineer untuk menganalisis kinerja flowline dan surface facility untuk menghasilkan analisis



sistem produksi yang komprehensif. Contoh pemakaian PIPESIM adalah pada penelitian Analisis jaringan pemipaan untuk meningkatkan injektivitas sumur (Rita et al., n.d.). Dalam bidang keselamatan software ALOHA dapat digunakan untuk memodelkan dispersi atau penyebaran suatu kecelakaan atau kebocoran bahan kimia (Tseng et al., 2012).



**Gambar 2.10.** Skema pemilihan sifat fisika komponen dalam simulator. (Carlson, 1996, pp. 36–38)

Dalam industri migas dan petrokimia keberhasilan simulasi dengan keakuratan yang tinggi ditentukan oleh pemilihan sifat fisik fluida yang sesuai, kemampuan mendeskripsikan komponen yang tidak terdapat di dalam bank data, kemampuan memperkirakan parameter yang hilang dan kemampuan menggunakan data sifat-sifat fisika komponen. Skema pemilihan sifat fisika dalam simulator ditunjukkan oleh Gambar 2.10

Sifat fisika yang diperlukan untuk modeling dan simulasi suatu proses operasi industri kimia adalah kinetika reaksi, sifat termodinamika dan sifat perpindahan. Pada kinetika reaksi faktor yang utama perlu diketahui adalah kecepatan reaksi, energi aktivasi dan mekanisme reaksinya. Sifat termodinamika yang berpengaruh terhadap hasil pemodelan dan simulasi adalah entalpi, entropi, koefisien fugasitas dan energi bebas *Gibbs*. Sifat perpindahan fluida yang berpengaruh adalah koefisien difusi, termal konduktivitas dan viskositas. Contoh model sifat termodinamika yang tersedia di dalam simulator seperti pada Tabel 2.4.

**Tabel 2.6.** Model sifat fisika termodinamika yang tersedia pada simulator (Carlson, 1996, p. 36)

Equation-of-State Models	Activity Coefficient Models
Benedict-Webb-Rubin (BWR)-Lee-Starling	Electrolyte NRTL
Hayden-O'Connell*	Rory-Huggins
Hydrogen-fluoride equation of state for hexamerization*	NRTL
Ideal Gas Law*	Scatchard-Hildebrand
Lee-Kesler (LK)	UNIQUAC
Lee-Kesler-Plocker	UNIFAC
Peng-Robinson (PR)	Van Laar
Perturbed-Hard-Chain	Wilson
Predictive SRK	Special Models
Redlich Kwong (RK)	API Sour-water method
Redlich-Kwong-Soave (RKS)	Braun K-10
RKS or PR with Wong-Sandler mixing rule	Chao-Seader
RKS or PR with Modified-Huron-Vdal-2 mixing rule	Electrolyte NRTL
Sanchez-Lacombe for Polymers	Kent Eisenberg
	Steam Tables

\* Not used for the Liquid phase

## 2.2. Hipotesis

Dengan adanya penurunan tekanan reservoir menyebabkan kerja kompresor tidak optimal sehingga menurunkan produksi gas. Untuk mempertahankan produksi gas dengan tekanan sumur yang rendah sedangkan kompresor bekerja dengan rasio kompresi yang sudah ditetapkan maka diperlukan kompresi lebih dari satu tahap agar produksi bisa dipertahankan. Konsekuensi dari beroperasinya pabrik

pengolahan gas bumi dengan tekanan rendah dari sebelumnya adalah berubahnya sifat fluida sehingga perlu dikaji ulang kapasitas peralatan permukaan.