

## BAB 2

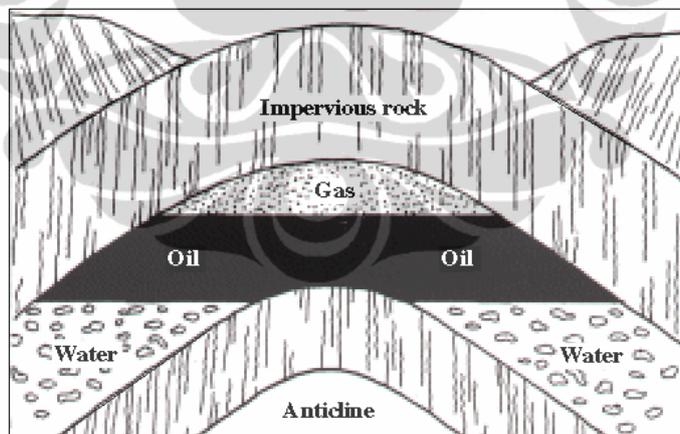
### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Teori Umum Industri Minyak dan Gas Bumi

##### 2.1.1 Cadangan Gas Alam (*Reservoir*)

Cadangan minyak dan gas bumi merupakan sumber daya yang tidak terbarukan (*non renewable resources*) yang terbuat dari fosil makhluk hidup dan terperangkap dalam gugus / lapisan batuan dengan tekanan dan temperature yang tinggi.

Tidak semua lapisan batuan merupakan daerah yang memiliki kandungan minyak dan gas bumi, hanya terbatas pada lapisan tertentu dimana mempunyai sifat porosity yang baik dan merupakan lapisan yang terisolasi sempurna secara geologis (*isolated layer*). Gambar 2.1 merupakan ilustrasi yang menunjukkan posisi lapisan batuan yang di-indikasikan mempunyai kandungan minyak atau gas bumi :



Gambar 2.1 Contoh struktur cadangan minyak.

(sumber: Van Dyke, Kate, 2006, Fundamentals of Petroleum Engineering, ,4th edition, University of Texas)

Tekanan *reservoir* akan menjadi parameter penentu terkait mekanisme produksi yang akan diaplikasikan, sehingga terdapat dua (2) kategori pemanfaatan *reservoir* yang dikenal yaitu:

- Natural

Dalam hal ini tekanan *reservoir* masih cukup tinggi sehingga fluida mampu mengalir dengan sendirinya ke permukaan. Biasanya fase ini akan dijumpai dalam periode awal pembukaan lahan.

- Artificial Lift

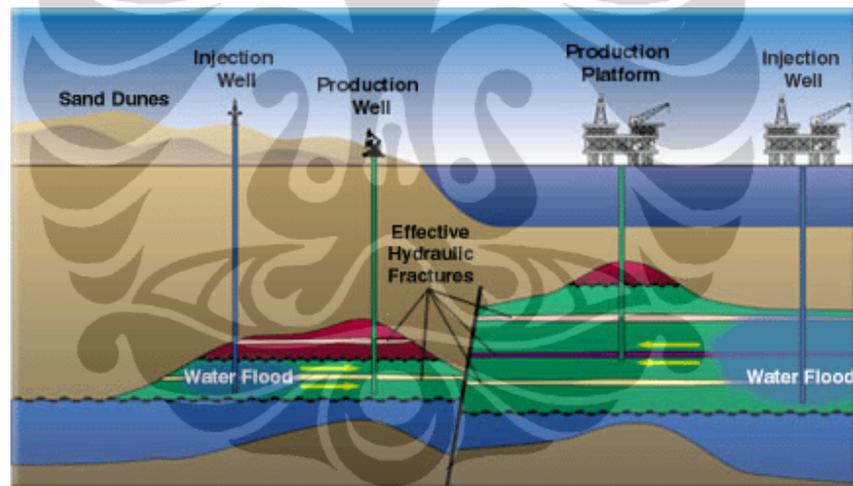
Sejalan dengan bertambahnya waktu maka tekanan *reservoir* akan berkurang sehingga perlu dilakukan metode tertentu untuk mengalirkan fluida ke permukaan yang biasa disebut *artificial lift*.

Konsep dasar adalah injeksi fluida tertentu baik berupa liquid maupun gas ke dalam *reservoir* sehingga tekanan *reservoir* secara keseluruhan akan meningkat dan membuat cadangan minyak / gas dapat lebih efektif dialirkan ke permukaan.

Jikalau usaha meningkatkan tekanan *reservoir* secara maksimal telah diberikan namun efek ke minyak / gas yang terproduksi belum optimal maka dibutuhkan pompa untuk menarik liquid keluar ataupun menggunakan kompressor jika fluida yang diproduksi berupa gas.

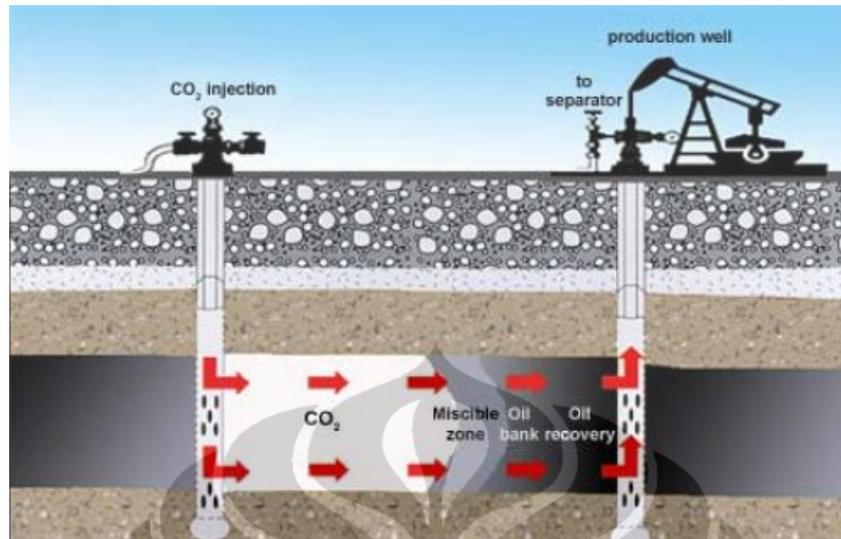
Beberapa metode *artificial lift* yang digunakan dalam industri minyak dan gas bumi adalah:

- Injeksi ulang air terproduksi ke lapisan cadangan minyak (*water injection*) - gambar 2.2.
- Injeksi gas ke lapisan cadangan minyak (*gas lift*) - gambar 2.3.
- Penggunaan pompa angguk (*sucker rod pump*) – gambar 2.4.
- Penggunaan pompa terendam (*electrical submersible pump*) – gambar 2.5



Gambar 2.2. Metode Artificial Lift – Water Injection.

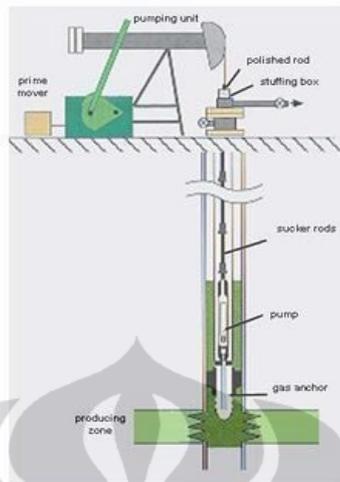
(sumber: Van Dyke, Kate, 2006, Fundamentals of Petroleum Engineering, 4th edition, University of Texas)



Gambar 2.3 Metode Artificial Lift – Gas Lift (CO2 sebagai gas injeksi).

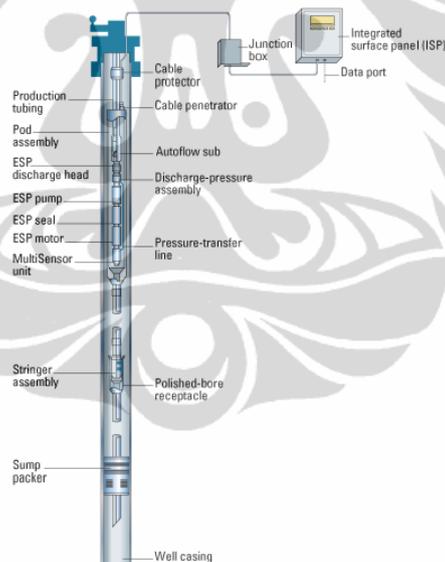
(sumber: Van Dyke, Kate, 2006, Fundamentals of Petroleum Engineering, 4th edition, University of Texas)

Perbedaan antara Sucker Rod Pump dan Electrical Submersible Pump (ESP) adalah dari sisi mekanisme penggerak utama (prime mover) dimana untuk *Sucker Rod Pump* menggunakan gas engine sedangkan ESP menggunakan motor listrik, namun secara umum konsep keduanya adalah menggunakan prinsip dasar pompa yaitu bekerja mendistribusikan fluida (*liquid*) dengan tekanan dan laju alir (*flow rate*) tertentu.



Gambar 2.4 Metode Artificial Lift – Sucker Rod Pump.

(sumber: Van Dyke, Kate, 2006, Fundamentals of Petroleum Engineering, ,4th edition, University of Texas)



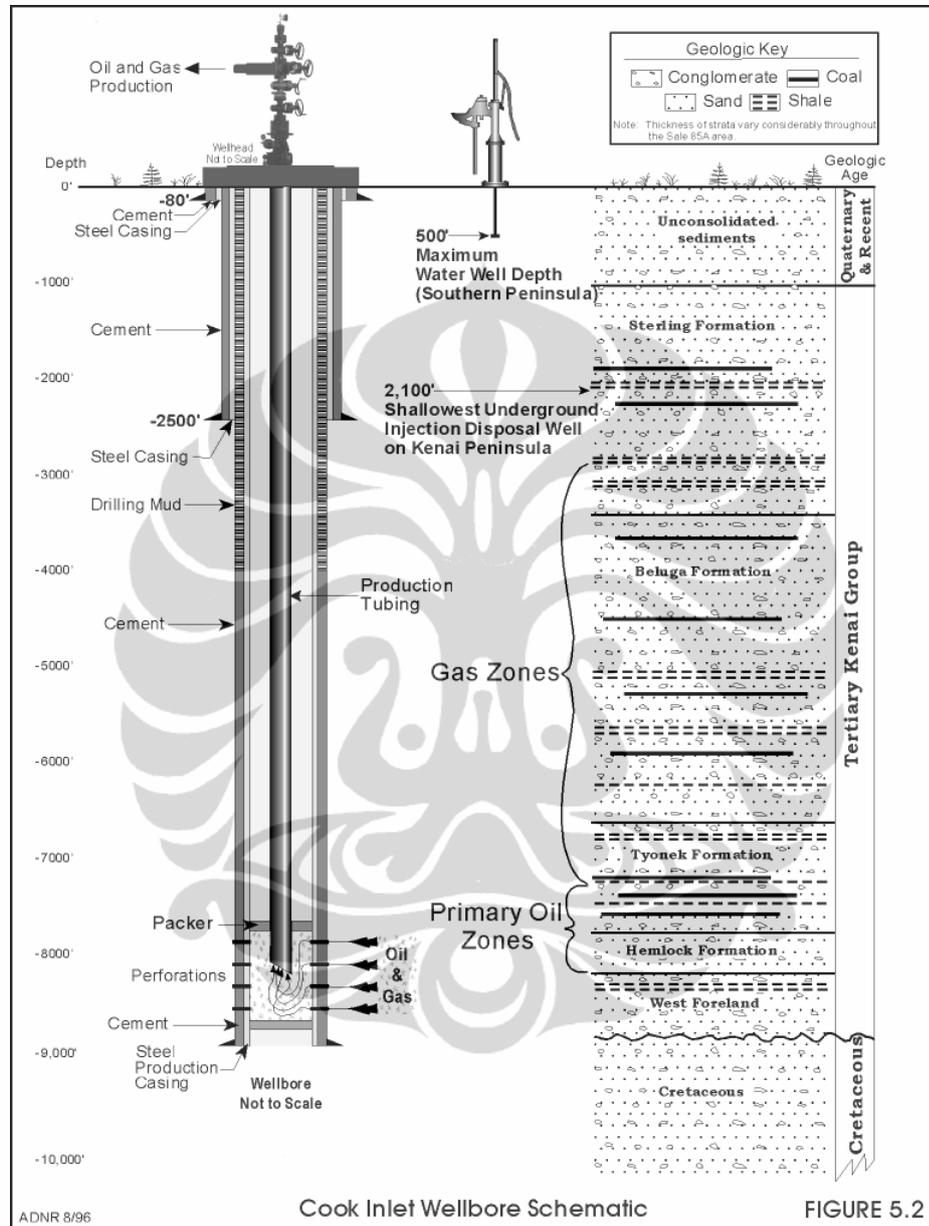
Gambar 2.5 Metode Artificial Lift – Electrical Submersible Pump.

(sumber: Van Dyke, Kate, 2006, Fundamentals of Petroleum Engineering, ,4th edition, University of Texas)

Proses eksplorasi melalui penelitian lapisan batuan (*geologist*) dan hasil seismik (*geophysics*) akan memberikan data / peta *reservoir* yang pada akhirnya akan memberikan informasi besarnya cadangan minyak / gas bumi pada lapisan tersebut yang akan diekstrapolasi untuk melihat sisi keekonomian dari cadangan tersebut sebagai dasar pengambilan keputusan untuk proses selanjutnya yaitu pengeboran (*drilling*) dan produksi (*production*)

### 2.1.2 Sumur (*Well*)

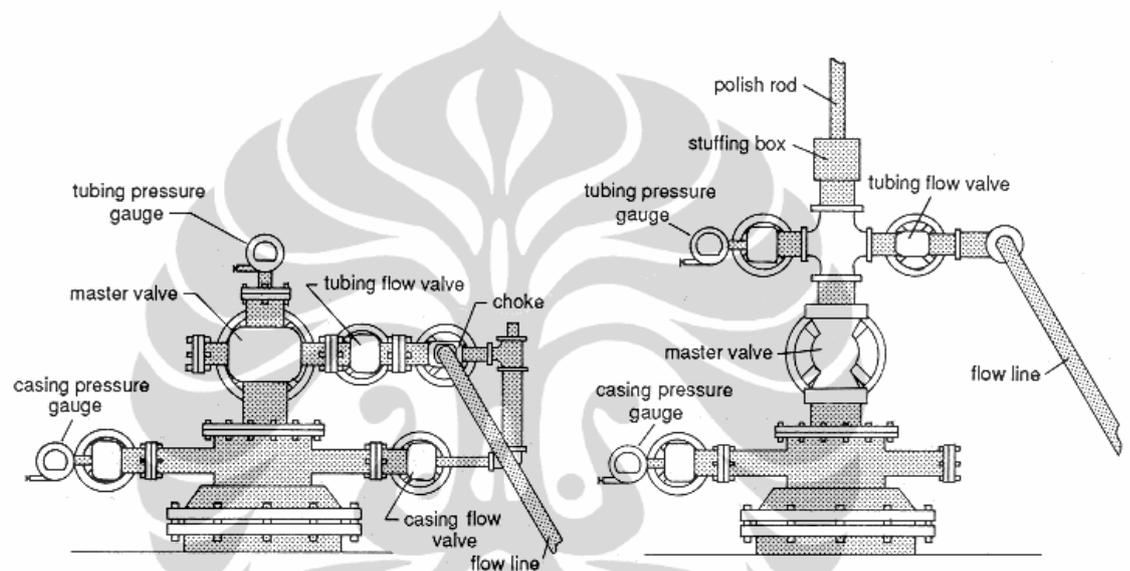
Jika cadangan minyak / gas bumi telah ditentukan maka dilanjutkan proses berikutnya dengan pengeboran (*drilling*). Konsep utama pengeboran adalah membuka daerah produksi dan menutup semua lapisan yang **tidak** termasuk daerah produksi (seperti daerah lumpur, daerah air tanah). Gambar 2.6 menunjukkan salah satu desain konstruksi sumur.



Gambar 2.6. Konstruksi Well Bore.

(sumber: Van Dyke, Kate, 2006, Fundamentals of Petroleum Engineering, 4th edition, University of Texas)

Sedangkan konstruksi kepala sumur (*well head*) seperti dalam gambar 2.7 didesain sedemikian rupa untuk mampu meng-isolasi tekanan reservoir (yang umumnya mencapai nilai 3000 psig) dan menurunkan tekanan sehingga sesuai dengan kebutuhan *feed* dari Gas Plant (umumnya bekerja pada tekanan 1200 – 1300 psig).



Gambar 2.7. Kepala sumur (*Well Head*)

(Sumber: Van Dyke, Kate, 2006, *Fundamentals of Petroleum Engineering*, 4th edition, University of Texas)

Dari sumur (*well*) ini aliran fluida akan bersifat tiga (3) fase yang berupa:

- Gas (hydrocarbon base, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, dsb).
- Minyak (*crude oil*).
- Air terproduksi (*produced water*).

Untuk selanjutnya akan dilakukan proses pemisahan, pemurnian dan ekstraksi di stasiun pengumpul sehingga akan dihasilkan produk seperti yang telah disyaratkan dalam kontrak penjualan (*marketing / gas commercial contract*).

### **2.1.3 Stasiun Pengumpul Gas (*Gas Plant*)**

Dari sumur (*well*) maka produksi minyak / gas akan dilanjutkan ke stasiun pengumpul (*Gas Plant*) untuk dilakukan proses:

- Pemisahan (*separation*).
- Pemurnian (*sweetening, dehydration, hydrocarbon dew point*).
- Ekstraksi (*condensate, LPG*).
- Kompresi (*compression*).
- Pengiriman (*shipping*).

Biasanya digunakan pipa (biasa disebut *flowline*) untuk mengalirkan produksi dari sumur ke stasiun pengumpul

#### **2.1.3.1 Pemisahan (*Separation*)**

Dalam hal ini proses pemisahan adalah menggunakan prinsip dasar berupa:

- Tumbukan (*momentum*)
- Perbedaan berat jenis.
- Waktu pemisahan (*settling time*)

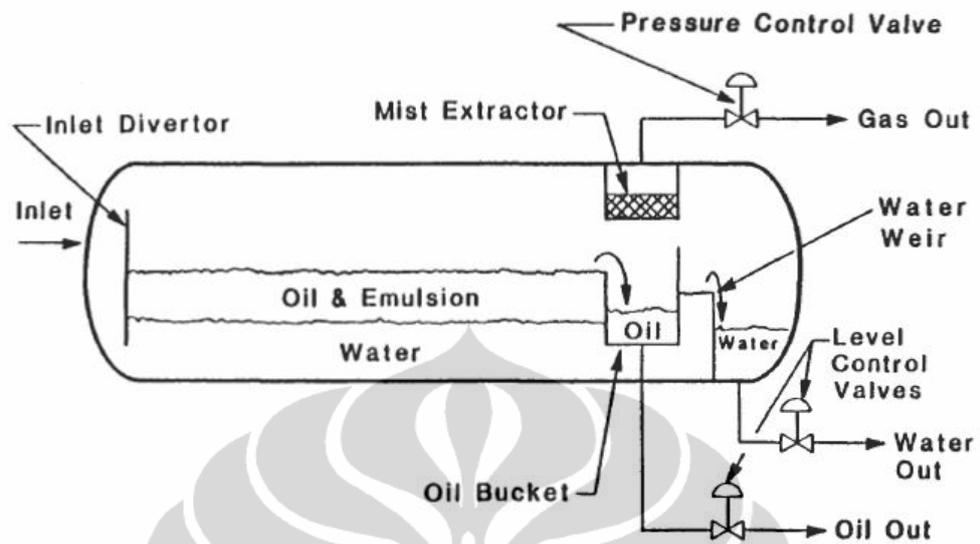


Figure 5-3. Bucket and weir design.

Gambar 2.8. Konstruksi Inlet Separator

(Sumber: John M Campbell, Gas Conditioning and Processing, Volume 2 – The Equipment Modules, 8<sup>th</sup> Edition, 2001, John M Campbell Company)

Berdasarkan dari konstruksi tersebut (gambar 2.8) maka akan dihasilkan tiga (3) produksi yaitu:

- Fase Gas.
- Fase minyak atau kondensat (*crude oil* atau *condensate*).
- Fase air terproduksi (*produced water*).

Separation merupakan fase awal dari proses pemurnian gas secara keseluruhan, dari ketiga produk tersebut maka hanya fase gas dan fase kondensat yang akan melalui proses selanjutnya sampai dengan memenuhi kriteria spesifikasi *market* sedangkan *produced water* akan di-injeksikan ulang ke *reservoir* sebagai titik buangan.

### 2.1.3.2 Pemurnian (*Sweetening, Dehydration dan Hydrocarbon Dew Point Control*)

Kategori pemurnian dalam industri gas tergantung kepada kontrak penjualan yang disepakati antara penghasil gas dan konsumennya. Adapun spesifikasi teknis gas yang tertera di kontrak penjualan yang diaplikasikan kepada penulisan ini adalah:

- CO<sub>2</sub> : maksimum 5%
- H<sub>2</sub>S : maksimum 8 ppm.
- H<sub>2</sub>O : maksimum 15 lb/mmscf
- HCDP : maksimum 55 F.
- Heating Value : 1.000 - 1.250 bbtu/mmscf

Spesifikasi diatas memuat dasar kebutuhan gas yang dialokasikan untuk Pembangkit Listrik Tenaga Gas Alam (PLTG) di berbagai daerah baik domestik maupun regional. Berdasarkan spesifikasi tersebut maka Gas Plant akan di-desain sedemikian hingga mampu memberikan mengolah *feed gas* dari sumur sehingga menghasilkan produk yang diinginkan. Berbagai jenis metode sebenarnya tersedia di pasar internasional namun dalam pembahasan ini hanya dibatasi kepada metode umum seperti:

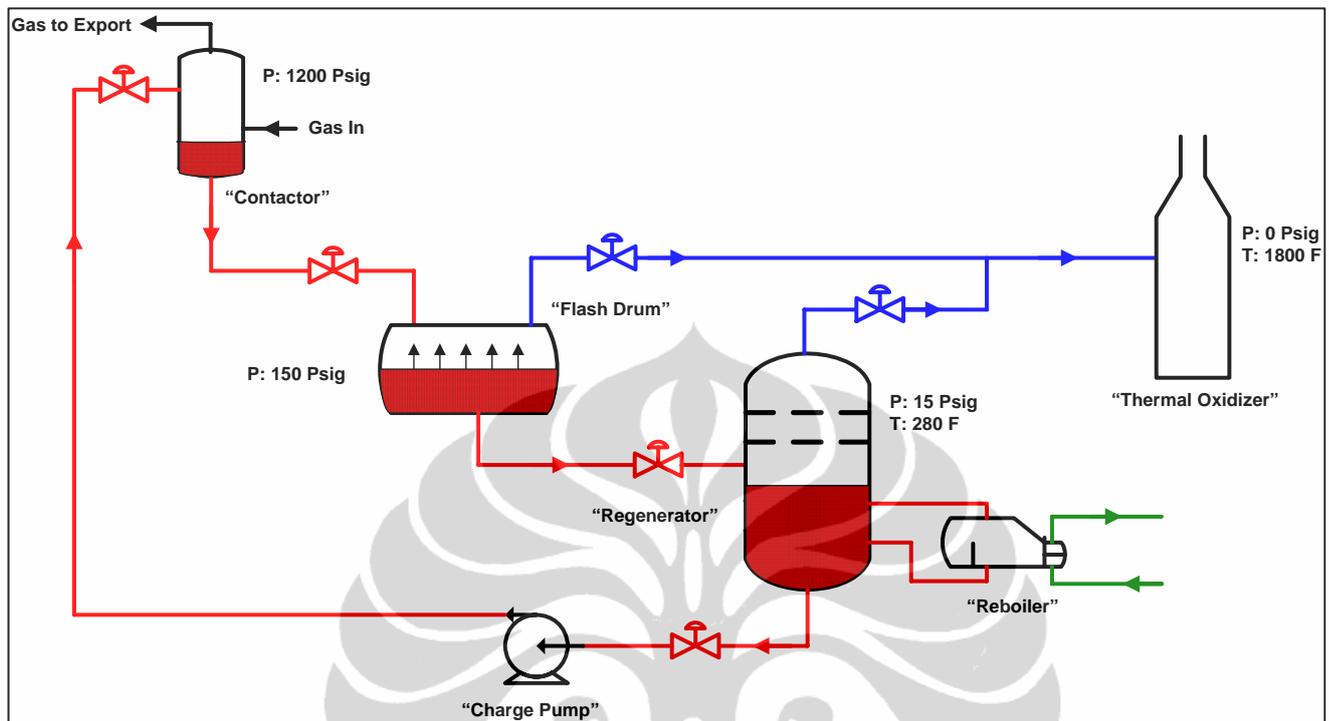
- Sweetening : Teknologi amine
- Dehydration : Teknologi glycol
- Dew Point Control : Refrigerasi propane
- Heating Value : Merupakan integrated dengan Dew Point Control.

### AMINE SYSTEM

Konsep dasar amine adalah sebagai berikut ini:

- Kontak langsung antara amine (*liquid, chemical*) dengan feed gas.
- Berfungsi untuk menyerap CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S, namun pada kenyataannya akan terserap juga komponen hidrokarbon sehingga menghasilkan fenomena *foaming* yang tidak diinginkan.
- Mampu untuk diregenerasi ulang dengan aplikasi panas berdasarkan perbedaan titik uap untuk memisahkan komponen H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub>.
- Pemisahan Hidrokarbon yang terserap melalui mekanisme perbedaan tekanan secara tiba-tiba sehingga komponen hidrokarbon akan menguap (*flashing*).
- Dikarenakan amine mampu untuk di-regenerasi maka siklus proses amine berupa siklus tertutup.

Konsep regenerasi amine dalam bentuk Process Flow Diagram (PFD) terdapat di gambar 2.9.



Gambar 2.9. PFD (Process Flow Diagram) Amine Unit

(Sumber: As Built PFD, KPS A – Field X, 2007)

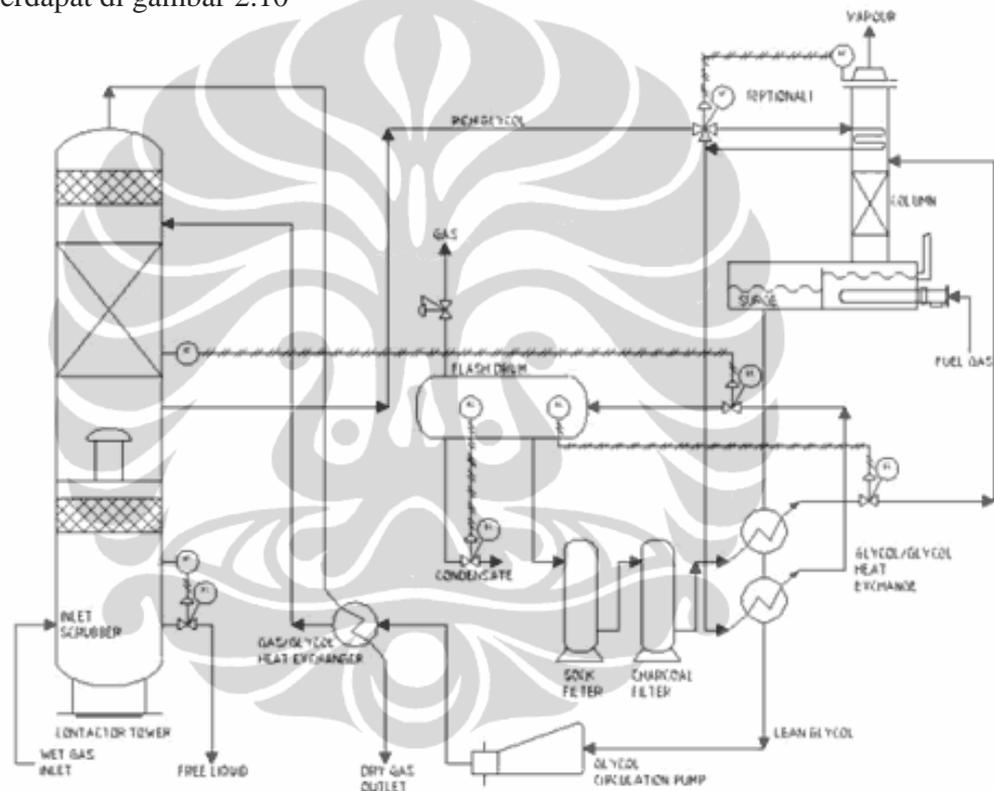
## GLYCOL SYSTEM

Konsep dasar glycol adalah sebagai berikut ini:

- Kontak langsung antara glycol (*liquid, chemical*) dengan feed gas.
- Berfungsi untuk menyerap H<sub>2</sub>O yang terkandung dalam gas, namun pada kenyataannya juga akan terserap juga sedikit komponen hidrokarbon.
- Mampu untuk diregenerasi ulang dengan aplikasi panas berdasarkan perbedaan titik uap untuk memisahkan komponen H<sub>2</sub>O.

- Pemisahan Hidrokarbon yang terserap melalui mekanisme perbedaan tekanan secara tiba-tiba sehingga komponen hidrokarbon akan menguap (*flashing*).
- Dikarenakan glycol mampu untuk di-regenerasi maka siklus proses glycol berupa siklus tertutup.

Konsep regenerasi glycol dalam bentuk Process Flow Diagram (PFD) terdapat di gambar 2.10



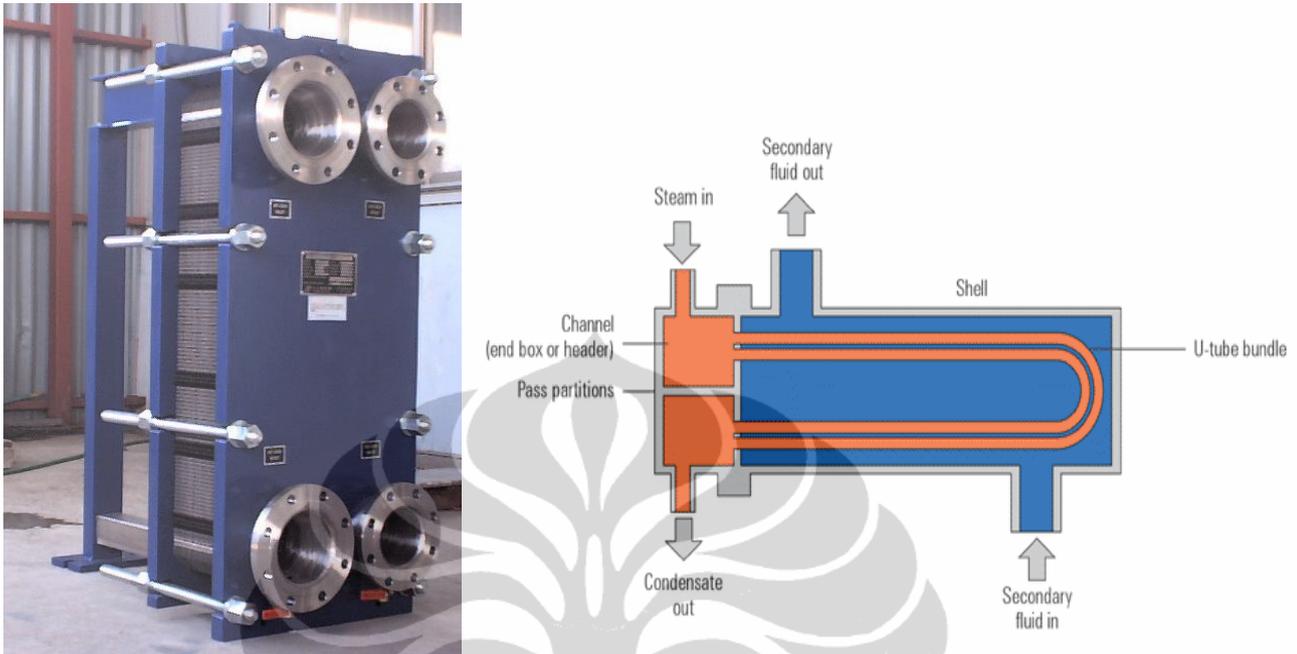
Gambar 2.10. PFD (Process Flow Diagram) Glycol Unit

(Sumber: John M Campbell, Gas Conditioning and Processing, Volume 2 – The Equipment Modules, 8<sup>th</sup> Edition, 2001, John M Campbell Company)

### **HYDROCARBON DEW POINT (HCDP)**

Konsep dasar Hydrocarbon Dew Point Control (HCDP) adalah sebagai berikut ini:

- Merupakan fungsi dari temperatur pendinginan untuk menjatuhkan komponen fraksi berat (C3++) sehingga berubah menjadi fasa liquid sedangkan yang komponen C1 dan C2 tetap dalam fasa gas dan akan dijual sebagai *final product*.
- Temperatur yang akan diaplikasikan juga merupakan fungsi dari tekanan, sebagai contoh dengan P: 950 psig maka T: -10F akan mengubah komponen C3++ menjadi liquid (*Chart Mollier*).
- Metode pendinginan yang biasa digunakan adalah:
  - a. Heat Exchanger antara gas panas dengan gas dingin (Gas-Gas Exchanger).
  - b. Aplikasi liquid propane sebagai media pendingin.
  - c. JT Effect dengan konsep memberikan *pressure drop* secara tiba-tiba sehingga terbentuklah efek ekspansi yang akan menurunkan temperatur.



Gambar 2.11. Plate Exchanger (a) dan Shell-Tube Exchanger (b).

(Sumber: John M Campbell, Gas Conditioning and Processing, Volume 2 – The Equipment Modules, 8<sup>th</sup> Edition, 2001, John M Campbell Company)

#### 2.1.4 Sistem Penunjang (*Utility*)

Untuk menunjang secara keseluruhan sistem produksi maka dibutuhkan unit-unit yang bersifat penunjang umum namun dalam kenyataannya unit-unit inilah yang menjadi titik perhatian karena kontribusinya yang sangat vital. Unit-unit tersebut adalah:

- Pembangkit Listrik (*Power Plant*).

Pada umumnya semua Pompa, Compressor dan Aerial Cooler menggunakan mekanisme motor listrik sebagai tenaga penggerak listrik sehingga kebutuhan listrik menjadi penentu stabilitas dari plant secara umum. GTG (Gas Turbine Generator) dengan bahan bakar gas (*fuel gas*) adalah yang umum digunakan daripada bahan bakar diesel dikarenakan dengan pemanfaatan gas buang secara optimum sebagai bahan bakar maka dapat mengurangi biaya produksi

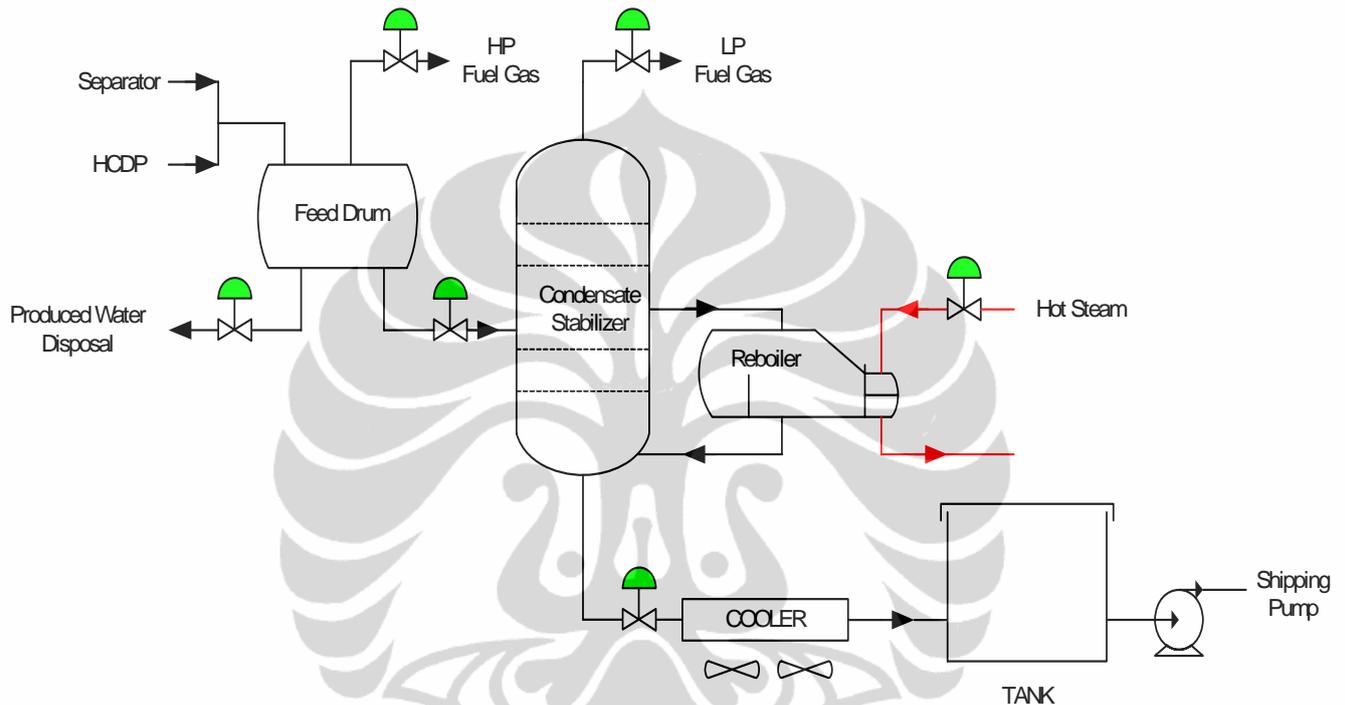
- Air (fresh water).  
Air dalam hal ini digunakan untuk :
  - a. Memenuhi kebutuhan hidup sehari-hari.
  - b. Komponen *feed make-up* untuk mencapai kesetimbangan ratio konsentrasi amine chemicals didalam sistem.
- Instrument Air.  
Semua control sistem didalam *Gas Plant* menggunakan mekanisme pneumatic dan hydraulic. Oleh karena itu jika terjadi kegagalan di air instrument unit maka semua sistem control didalam plant tidak akan berfungsi dan menyebabkan kegagalan total dalam sistem produksi secara keseluruhan
- Produced Water treatment  
Air yang terproduksi dari sumur akan dipisahkan di Separation unit untuk selanjutnya akan di-injeksikan kembali ke reservoir tertentu sesuai dengan AMDAL yang disetujui. Selain masalah lingkungan hidup maka pengaturan komposisi air buangan ini juga harus merujuk kemampuan *reservoir* untuk menerima beban baik tekanan, laju alir dan komponen pengotor seperti *hydrocarbon* yang terbawa. Jika hidrokarbon yang terbawa banyak maka akan terbentuk emulsi di pori-pori sumur sehingga akan menyebabkan kegagalan formasi yang disebut *plugging*.

- Flare dan Close Hydrocarbon Drain (CHD)  
Dalam sistem *Process Safety Device*, maka keberadaan flare dan CHD sangat dibutuhkan baik dari sisi normal operasi maupun keadaan yang bersifat emergency. ESD (Emergency Shutdown) yang memicu *pressure blowdown*, *total liquid drain* dan evakuasi personel akan dibuang semuanya ke arah Flare dan CHD. Sedangkan normal operasi terutama untuk mempertahankan tekanan sistem maka beberapa Control Valve baik PV (Pressure Valve) dan LV (Level Valve) akan bekerja dengan membuang kelebihan pressure ke sistem flare dan CHD
- Heat Medium Unit  
Berbagai fungsi pemanasan dalam proses pemurnian gas, kondensat, amine dan glycol pada umumnya menggunakan fluid pemanas dalam hal ini bisa berupa steam (hot steam) ataupun liquid (heat medium). Dalam hal ini tingkat *purity* (*scaling tendency*, *corrosive agent*, *turbidity* dan TDS) dari feed water merupakan parameter utama untuk mencegah terjadinya penggumpalan (*plugging*) didalam Tube Heat Exchanger sehingga proses pertukaran oanas menjadi kurang efektif

### 2.1.5 Sistem Stabilisasi Kondensat (*Condensate Stabilization*)

Kondensat (*condensate*) adalah komponen fraksi berat C5++ berupa liquid dan dapat dijual sebagai hasil produksi sampingan. Secara umum kondensat akan terbentuk dalam unit Separasi dan hasil pendinginan di HCDP unit namun masih berupa kondensat yang tidak stabil (*unstable condensate*) dikarenakan masih adanya komponen fraksi ringan (C1, C2, C3 dan C4) dalam liquid yang terbentuk sehingga rentan untuk berubah fase menjadi uap.

Dari penjelasan diatas maka konsep dasar *Condensate Stabilization* yang digambarkan di PFD gambar 2.12 adalah berfungsi untuk membuang fraksi ringan dari liquid condensate yang terbentuk dengan cara aplikasi panas dengan basis perbedaan titik didih (*boiling point*).



Gambar 2.12. Condensate Stabilization Unit.

(Sumber: As Built P&ID, KPS A – Field X, 2007)

## 2.2 Fasilitas Produksi Yang Ada.

Menilik kembali kepada fasilitas produksi yang telah ada maka pengembangan fasilitas baru ini akan menggunakan prinsip / konsep operasi yang sama. Hal ini untuk memudahkan perawatan (*maintainability dan operability*) dikarenakan dengan sistem yang serupa maka kebutuhan spare parts juga akan mirip dan personel lapangan juga telah familiar sehingga resiko kegagalan tidak terencana (*unplanned shutdown*) dapat diminimalkan.

Dalam sub bab sebelumnya telah dibahas tentang komponen produksi secara umum baik dari sumur, proses gas maupun proses kondensat. Hal-hal tersebut diatas akan dikombinasikan menjadi fasilitas produksi yang utuh termasuk mekanisme distribusi pipeline ke konsumen (*buyer*).

### 2.2.1 Konsep Operasi

Komposisi gas dari sumur telah di-identifikasi sebagai berikut ini:

Tabel 2.1. Komposisi Gas dari Sumur

Komponen	Fraksi Mol (%)
H <sub>2</sub> S	0.0000127
CO <sub>2</sub>	0.0520
N <sub>2</sub>	0.0010
C <sub>1</sub>	0.8447
C <sub>2</sub>	0.0341
C <sub>3</sub>	0.0097
i-C <sub>4</sub>	0.0029
n-C <sub>4</sub>	0.0029
i-C <sub>5</sub>	0.0018
n-C <sub>5</sub>	0.0012

C6	0.0019
C7+	0.0084
H2O	0.0395
<b>Total</b>	<b>1.0000</b>

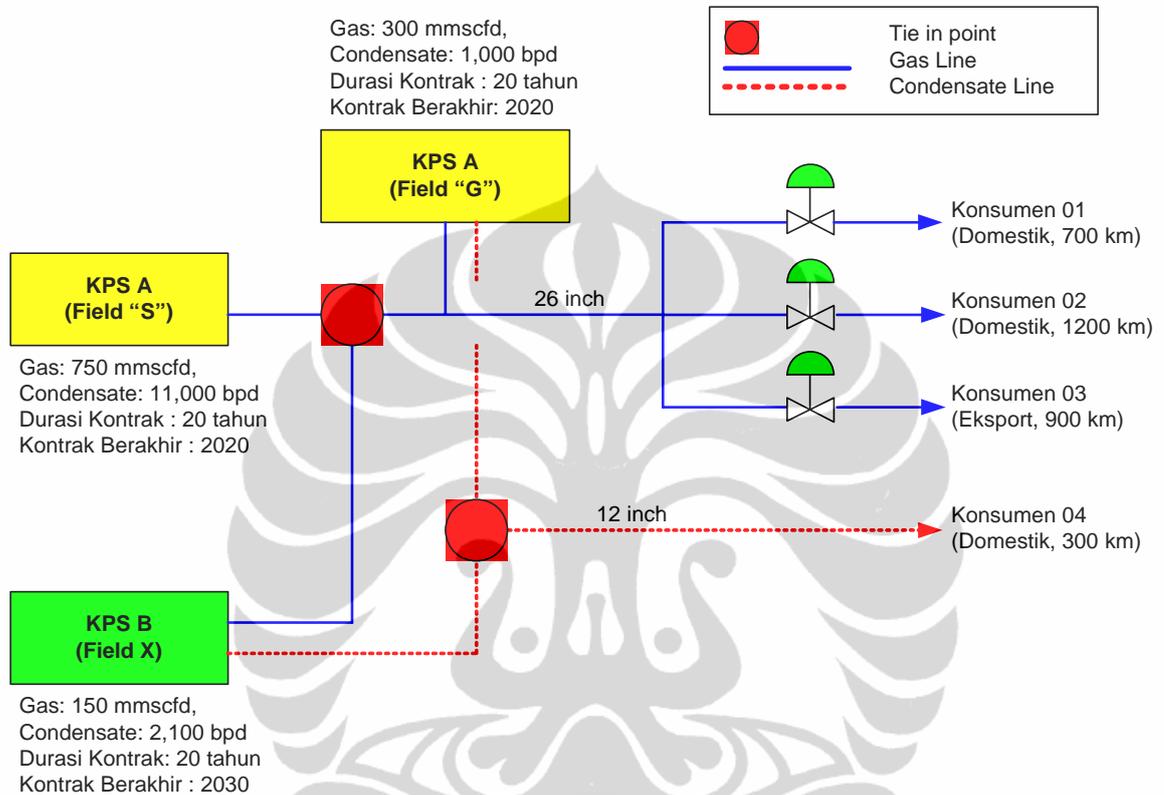
(Sumber: As Built P&ID, KPS A – Field G, 2007)

Dengan cadangan terbukti (*proven reserve*) yang telah disertifikasi oleh LEMIGAS sebesar 1.1 TCF, dimana dengan target produksi 150 mmscfd maka durasi operasi dari Gas Plant ini didesain untuk 20 tahun. Dari sisi kondensat yang mampu diproduksi maka berdasarkan konfigurasi sistem yang telah ada maka diperoleh GCR (*Gas Condensate Ratio*): 14.0 bbl/mmscf atau jika produksi gas 150 mmscfd akan diperoleh kondensat 2,100 bpd. Namun dengan menilik kepada potensi kandungan C3 dan C4 yang ada maka akan dikembangkan **tambahan** fasilitas untuk memaksimalkan pendapatan (*revenue*) dengan memproduksi LPG dengan tetap berbasis evaluasi ke-ekonomian.

### 2.2.2 Jaringan Pipa Transmisi

Evaluasi ke-ekonomian dan konsep operasi juga dilakukan dengan kajian secara menyeluruh terhadap jaringan pipa transmisi yang telah ada. Hal ini disebabkan biaya konstruksi pipa cukup besar sehingga jika bisa dilakukan langkah terintegrasi dengan KPS lain dalam wilayah yang sama dan mempunyai karakteristik fluida yang sama opsi ini secara ekonomis akan mampu memberikan kontribusi pengurangan biaya konstruksi. Hubungan pipa transmisi antar KPS dalam koridor ini digambarkan di gambar 2.13. Dilain pihak BPMIGAS sebagai regulator industri Minyak dan Gas di Indonesia akan cenderung untuk mensinergikan semua fasilitas yang

ada sehingga beban negara dari sisi pembiayaan awal proyek dapat diminimalkan



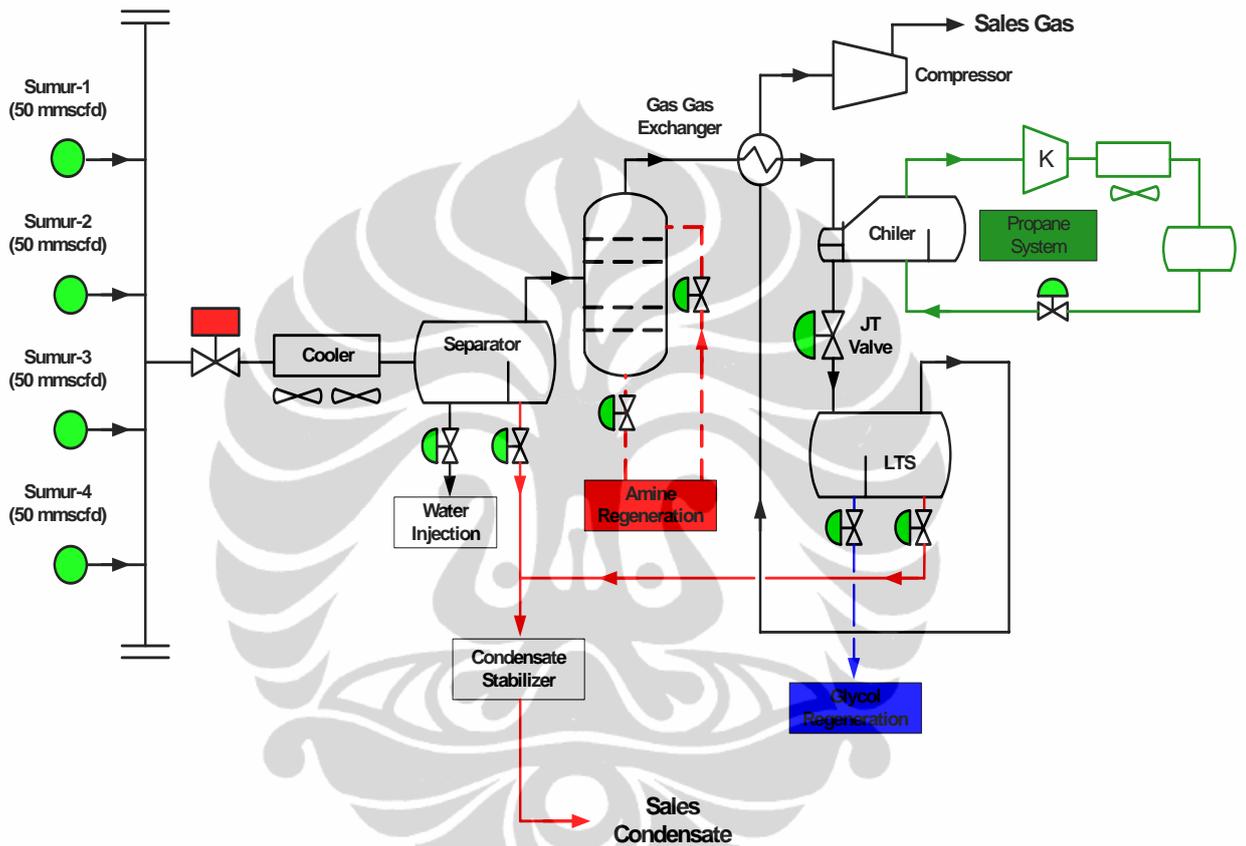
Gambar 2.13. Jaringan Pipa Transmisi.

(Sumber: As Built PFD, KPS A – Field G, 2007)

Secara kontraktual maka dapat dilihat bahwa KPS A akan berakhir kontraknya pada periode 2020 sedangkan KPS B masih baru mulai produksi, dengan menilik kepada kapasitas pipa yang ada serta telah adanya indikasi penurunan tekanan *reservoir gas* di KPS A sedangkan konsumen tetap membutuhkan suplai gas yang kontinu maka keberadaan KPS B akan sangat membantu untuk menutup defisit kebutuhan gas yang ada termasuk didalamnya efisiensi penggunaan fasilitas jaringan pipa dan konsumen yang ada.

### 2.2.3 Process Flow Diagram (PFD)

Seperti telah dijelaskan sebelumnya bahwa konsep pengembangan adalah serupa dengan fasilitas yang ada (gambar 2.14) namun dengan kajian tambahan berupa penambahan fasilitas LPG.



Gambar 2.14. Blok Diagram Gas Plant.

(Sumber: As Built PFD, KPS A – Field X, 2007)

Sedangkan PFD untuk mekanisme proses lainnya sama dengan yang telah dijelaskan sebelumnya:

- Gambar 2.9 : Amine Unit
- Gambar 2.10 : Glycol Unit
- Gambar 2.12 : Condensate Stabilization Unit.

Parameter operasi yang terkait adalah:

a. Sumur dan Flowline

- Kapasitas total : 200 mmscfd
- P dan T reservoir : 3000 psig, 250 F

b. Separator

- Tipe : 3 fase.
- Internal part : deflector, mist extractor, vortex breaker, cladding.
- P dan T operasi : 1250 Psig, 115 F

c. Amine Contactor

- Tipe : Kontak langsung.
- Internal part : Liquid distributor, structured packing, stainless steel.
- P dan T operasi : 1250 Psig, 145F
- Laju alir amine : 500 gpm.

d. Gas Gas Exchanger

- Tipe : Plate Heat Exchanger.
- P dan T operasi : 1250 Psig, 70F (outlet)
- Laju alir glycol : 5 gpm.

e. Gas Chiller

- Tipe : Shell & Tube Heat Exchanger.
- P dan T operasi : 1250 Psig, 0F (outlet)
- Laju alir glycol : 5 gpm.

f. JT Valve

- Tipe : Expansion valve (isentropic).
- P dan T operasi : 950 Psig, -10F (outlet)

g. Low Temperature Separator (LTS)

- Tipe : 3 fase (gas, kondensat, glycol)
- P dan T operasi : 950 Psig, -10F.

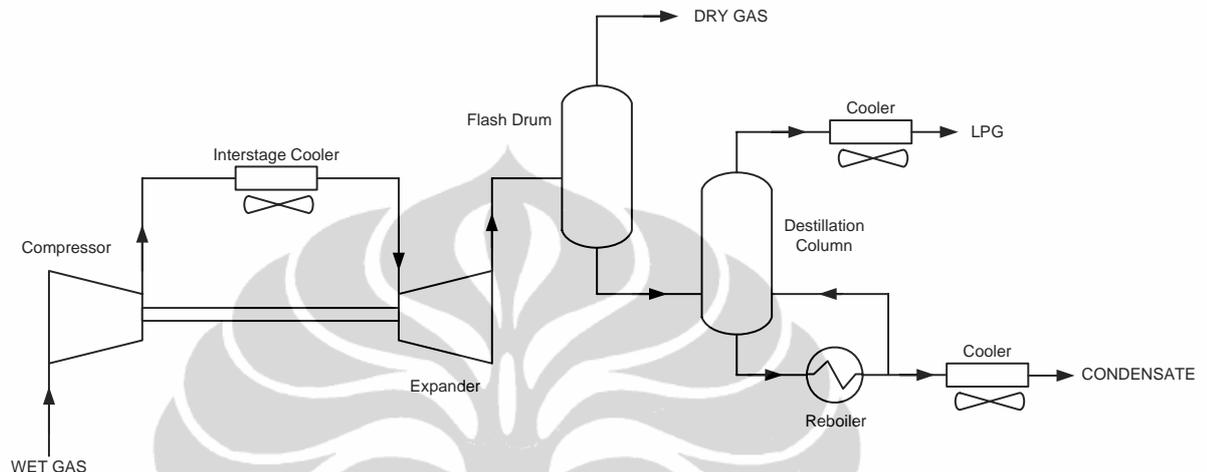
h. Sales Gas Compressor

- Tipe : Kompresor sentrifugal
- P dan T operasi : P : dari 950 ke 1250 psig, T : 120 F.

## 2.3 Konsep Teknologi Ekstraksi LPG

### 2.3.1 Turbo Expander

Secara sederhana dapat dilustrasikan dalam gambar 2.15 berikut ini:



Gambar 2.15. Schematic Diagram untuk Turbo Expander.

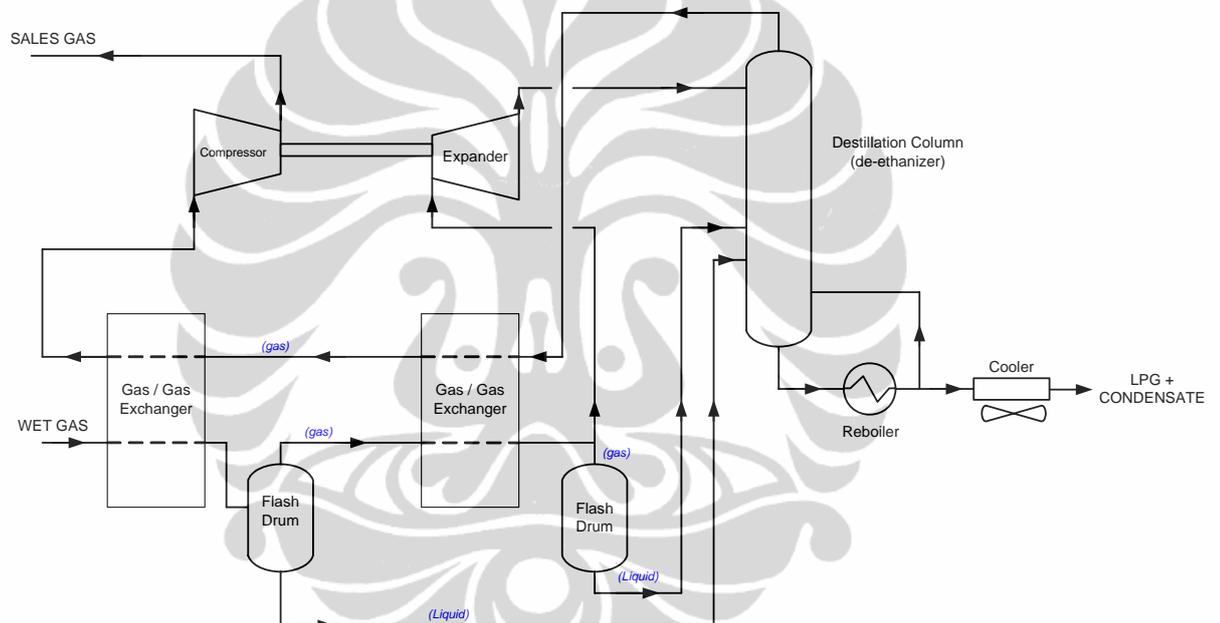
(Sumber: Dr. Duncan Seddon, Gas Usage and Value, PennWell Corp, 1<sup>st</sup> Edition, 2006)

Konsep operasi dasar:

- Feed gas berupa gas basah (*wet gas*) dikompresi sampai dengan 1500 psig.
- Panas dari proses kompresi ini dihilangkan dengan menggunakan Interstage Cooler.
- Gas selanjutnya menuju ke Expander dan terjadi proses transfer energi dari energi panas dan potensial tekanan menjadi energi gerak sumbu / poros expander sehingga temperatur gas menurun sampai dengan titik *liquefaction* LPG.
- Di Flash Drum akan terpeparasi antara dry gas (C1, C2) dengan komponen lainnya yang telah berubah menjadi fase liquid.
- Distillation column dengan aplikasi panas dari reboiler akan memisahkan LPG dan kondensat. Dalam hal ini fraksi yang lebih

ringan (C3, C4) akan menjadi fase gas sedangkan yang lainnya akan tetap menjadi liquid yaitu kondensat.

Langkah untuk menaikkan kinerja turbo expander untuk recovery LPG adalah aplikasi Cold Box (Plate Heat Exchanger) sebagai langkah pendinginan awal dengan memanfaatkan gas ekspor yang telah dingin sebelum masuk kompresor seperti pada gambar 2.16 berikut ini.



Gambar 2.16. Schematic Diagram untuk Turbo Expander dengan Pre Cooling (Cold Box).

(Sumber: Dr. Duncan Seddon, Gas Usage and Value, PennWell Corp, 1<sup>st</sup> Edition, 2006)

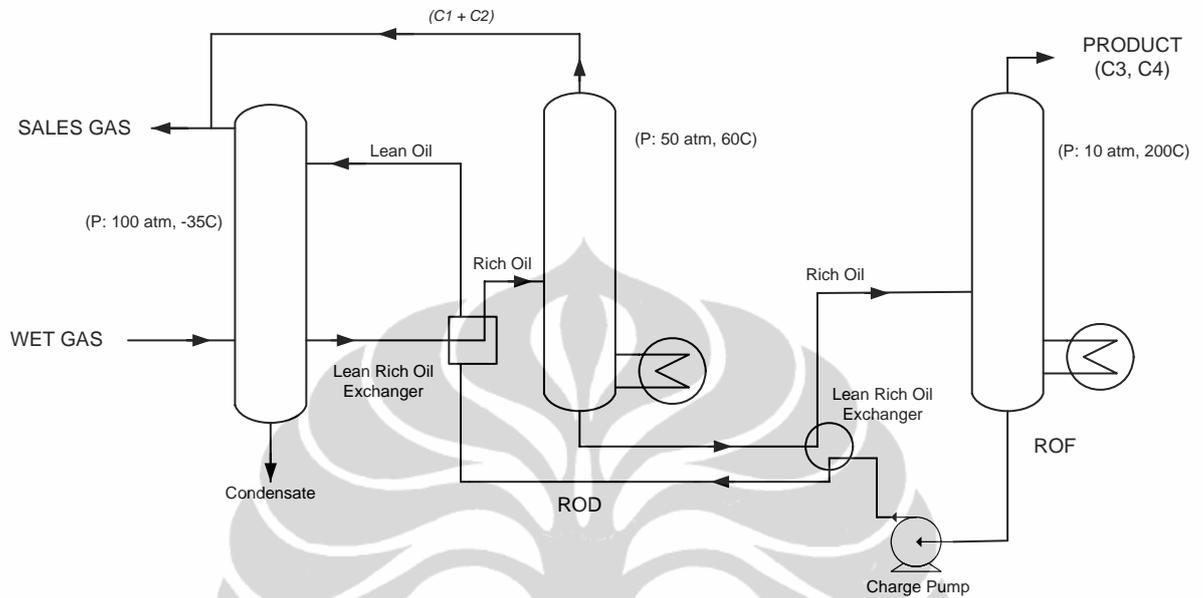
### 2.3.2 Refrigeration Adsorbtion

Metode ini menggunakan konsep adsorbpsi dengan menggunakan solvent (pelarut) tertentu, dengan menurunkan temperatur maka adsorbpsi oleh solvent akan meningkat sehingga efisiensi plant secara keseluruhan

akan turut meningkat. Jenis solvent yang digunakan adalah hydrocarbon solvent dengan temperature kerja  $-25^{\circ}\text{C}$ , kondisi ini mengharuskan dilakukannya pre-treatment terhadap *gas feed* berupa dehydration ( $\text{H}_2\text{O}$  removal) dan sweetening ( $\text{CO}_2$  removal).

Konsep operasi dasar (gambar 2.17):

- a. Feed gas didinginkan sampai dengan  $P: 100 \text{ atm}$ ,  $T: -35^{\circ}\text{C}$  dan masuk ke kolom adsorber dari bawah (*bottom side*), sedangkan adsorber masuk dari bagian atas (*top side*). Fraksi berat akan teradsorpsi oleh solvent ini sedangkan fraksi ringan akan keluar dari bagian atas kolom.
- b. ROD column (Rich Oil De-Ethanizer) akan memisahkan komponen C1 dan C2 dari solvent dengan aplikasi panas dalam sistem ( $P: 50 \text{ atm}$ ,  $T: 60^{\circ}\text{C}$ ). C1 dan C2 akan dikembalikan ke sales gas sedangkan solvent beserta fraksi berat (C3, C4) akan dipisahkan dalam kolom ROF.
- c. Kolom ROF (Rich Oil Fractionator) akan mendidihkan solvent ( $P: 10 \text{ atm}$ ,  $T: 200^{\circ}\text{C}$ ) sehingga komponen C3 dan C4 terlepas menghasilkan produk LPG sedangkan solvent telah ter-regenerasi menjadi *lean oil* dan siap untuk digunakan kembali.

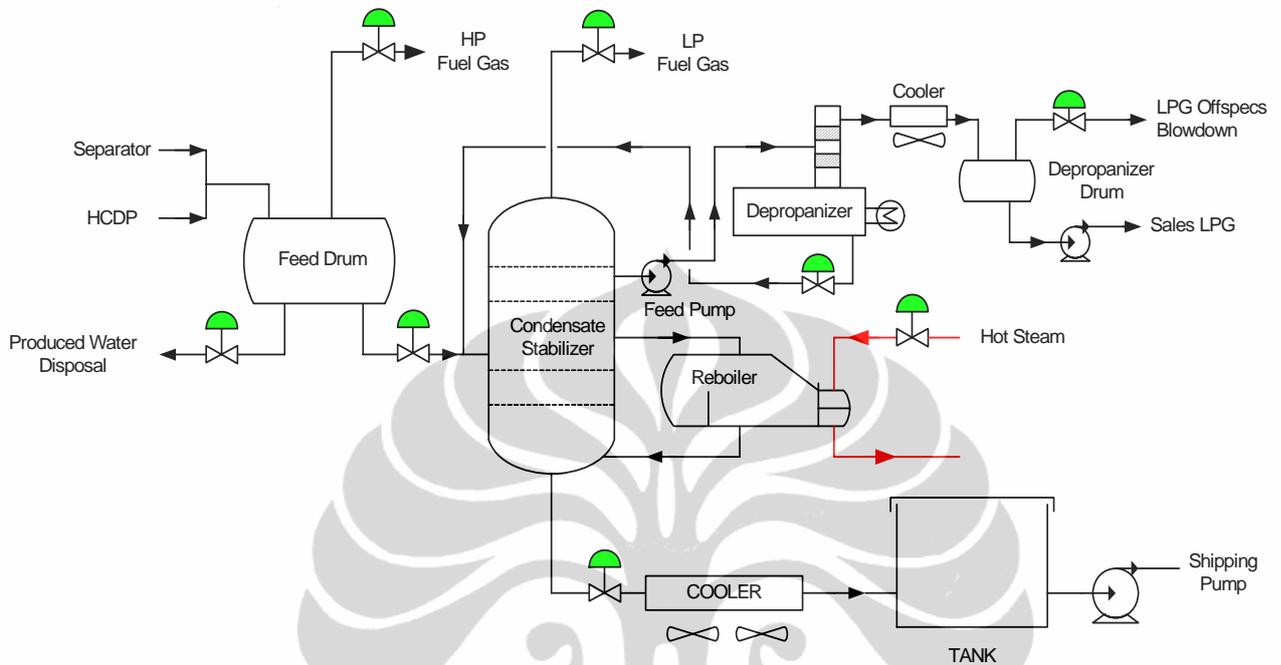


Gambar 2.17. Schematic Diagram untuk Refrigerated Adsorbtion.

(Sumber: Dr. Duncan Seddon, Gas Usage and Value, PennWell Corp, 1<sup>st</sup> Edition, 2006)

### 2.3.3 Condensate Extraction

Sub bab sebelumnya membahas tentang adanya metode ekstraksi LPG berupa Turbo Expander dan Refrigerated Adsorbtion, namun ada metode ekstraksi yang dapat digunakan dengan fungsi ter-integrasi dengan fasilitas condensate stabilization unit yang biasa disebut sebagai De-Propanizer unit (gambar 2.18).



Gambar 2.18. Depropanizer Unit.

(Sumber: As Built PFD, KPS A – Field X, 2007)

Konsep operasi dasar:

- a. Tentukan posisi *tray* dalam Condensate Stabilizer yang masih berupa liquid namun komposisi C1 dan C2 sudah terlepas menjadi fase gas. Simulasi dengan menggunakan software dapat membantu estimasi posisi *tray* dengan komposisi seperti ini (misalkan: *tray* ke 7 dari total 18 *tray*).
- b. Feed Pump akan memompa liquid ini ke Depropanizer unit untuk selanjutnya dilakukan pemanasan. Fraksi berat akan dikembalikan ke Condensate Stabilizer sedangkan fraksi ringan akan masuk ke Cooler untuk selanjutnya dipompakan ke tanki penerima.

Jika ternyata komposisi LPG tidak memenuhi syarat (misalkan C3 dan C4 content 99%) maka tersedia fasilitas blowdown ke Flare system.

## **2.4 Konsep Penjualan (Marketing)**

### **2.4.1 Penjualan Gas Alam**

Secara umum parameter teknis yang biasanya terdapat dalam kontrak penjualan gas alam adalah:

1. Maksimum, minimum dan angka nominal tekanan pengiriman (*delivery pressure*).
2. Nilai maksimum *water content*.
3. Nilai maksimum condensable hydrocarbon content.
4. Nilai minimum dan maksimum temperatur pengiriman.
5. Nilai maksimum dari unsure pengotor (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, dsb).
6. Nilai minimum dan maksimum Wobbe Index
7. Nilai maksimum padatan yang terkirim (*solid concentration*).

Sedangkan parameter ke-ekonomian yang juga berkontribusi penting adalah :

1. Kuantitas penjualan.

Terdapat beberapa istilah perjanjian yang diterapkan dalam menentukan kuantitas penjualan sebagai berikut ini:

- Annual Contract Quantity (ACQ).  
Merupakan nilai penjualan dalam periode tahunan, dan biasanya akan bergerak mengikuti level ketersediaan cadangan.
- Daily Contract Quantity (DCQ).
- Maximum Daily Quantity (MDQ).  
Nilai maksimum yang dapat diberikan ke buyer jika seller masih mempunyai kapasitas produksi berlebih.
- Minimum Annual Quantity (MAQ).

Merupakan nilai minimum yang harus diambil oleh *buyer*, jika ternyata kurang dari angka ini maka akan diberlakukan pasal *take or pay*.

2. Titik penjualan.

Dalam setiap kontrak akan disebutkan secara spesifik apakah titik penjualan ada di *seller plant exit* atau sampai dengan titik konsumen, dalam hal ini artinya pihak seller bertanggungjawab untuk menyediakan sarana transportasi hingga titik konsumen *entry gate*. Biasanya nilai nominal tekanan yang dibutuhkan oleh konsumen adalah:

- P: 1000 - 1250 psig untuk sistem distribusi pipa.
- P: 500 - 600 psig untuk titik inlet pembakaran *Gas Turbine*.

3. Prioritas Penjualan.

Klausul ini akan berlaku jika terdapat beberapa konsumen yang disuplai oleh *single supplier*, sehingga dalam hal ini kontrak harus disebutkan secara jelas bahwa terdapat prioritas penjualan. Prioritas ini sendiri merupakan kesepakatan dengan pemerintah karena bukan hanya terfokus pada nilai revenue hasil penjualan namun efek politik dan kepentingan publik juga menjadi pertimbangan.

#### 2.4.2 Penjualan Kondensat

Parameter yang biasanya digunakan dalam menentukan kualitas kondensat adalah RVP (10-12 psia), water content dan API. Secara fungsional kondensat bersifat stabil pada tekanan atmosferic dan suhu sesuai dengan ambient temperature sehingga tidak diperlukan spesifikasi khusus tentang pengaturan mode transportasinya. Mekanisme pipanisasi dan penggunaan pompa biasanya dilakukan untuk transportasi kondensat ini.

### 2.4.3 Penjualan LPG

LPG dalam hal ini merupakan campuran komponen C3 dan C4. Parameter yang biasa digunakan dalam menentukan kontrak penjualan LPG adalah:

- *Purity* : 95%
- *Vapor Pressure* : maksimum 210 psig pada T: 100 F.
- *Impurities* : Sulfur, dryness, corrosiveness.

## 2.5 Teori Ke-ekonomian

### 2.5.1 Biaya Produksi

Dalam evaluasi biaya maka akan terbagi menjadi biaya pokok produksi dan biaya tambahan. Adapun biaya pokok produksi adalah:

- Raw material berupa feed gas.
- Consumable material (jika ada bahan kimia yang digunakan).
- Tenaga Kerja (labor).
- Perawatan (maintenance).
- Supporting (Engineering, Marketing, HR, dsb).
- Biaya konstruksi awal.

Sedangkan biaya pajak dan subsidi dari pemerintah, diabaikan dalam pembahasan ini sehingga akan diperoleh hasil yang obyektif

### 2.5.2 Net Present Value (NPV)

Analisa antara metode konvensional treatment kondensat dengan LPG diabaikan atau dengan penambahan fasilitas LPG baru maka secara garis besar hal inilah yang akan menjadi dasar perbandingan. Tentunya fasilitas dalam hal ini tidak hanya terfokus di dalam plant saja namun juga semua fasilitas penunjang di luar plant seperti:

- Pembebasan lahan untuk jalur trucking atau pipa sampai dengan receiving point.
- Biaya konstruksi untuk pipa maupun kontraktual mekanisme trucking.
- Peningkatan kualitas jalan raya.

Semua biaya yang disebutkan dalam sub bab 2.5.1 akan dikonversi dengan metode sebagai berikut ini:

- Konversi semua biaya menjadi biaya per hari (US\$ per day)
- Produksi akan dikonversikan dalam satuan hari (bbl/day)
- Total cost adalah biaya produksi per satuan volume (US\$ per bbl).

Nilai NPV akan dihitung dengan membandingkan semua pengeluaran (expense) maupun pendapatan (income) selama periode 20 tahun dalam konteks PRESENT VALUE (PV). Jika ternyata POSITIF maka proyek ini secara ekonomis memungkinkan untuk dilanjutkan sedangkan sebaliknya jika NEGATIF maka proyek ini akan tidak ekonomis untuk dilanjutkan.

Terdapat berbagai kondisi untuk mencari nilai Present Value (PV) tergantung keterkaitan dengan komponen *time value of money* lainnya seperti F (Future), A (Annual) dan G (Gradient). Persamaan yang berkaitan adalah sebagai berikut ini:

(Sumber: Engineering Economics, Blank Tarquin, Mc Graw Hill 5<sup>th</sup> Edition, 2002)

- PV dari nilai *Future Value* (F):

$$P = F(P / F, i, n) \quad (2.1)$$

$$P = F \left[ \frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (2.2)$$

- PV dari nilai *Annual Value* (A):

$$P = A(P/A, i, n) \quad (2.3)$$

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (2.4)$$

- PV dari nilai *Gradient Value* (G):

$$P = G(P/G, i, n) \quad (2.5)$$

$$P = G \frac{(1+i)^n - (in) - 1}{i^2(1+i)^n} \quad (2.6)$$

Keterangan :

P : Present Value

F : Future Value

A : Annual Value

G : Gradient Value

i : bunga (interest - %)

n : durasi (contoh : tahun)

Metode perhitungan dengan menggunakan konsep tabulasi yang telah tersedia akan sangat membantu untuk mempercepat perhitungan :

(Sumber: Book Engineering Economics, Blank Tarquin, Mc Graw Hill 5<sup>th</sup> Edition, 2002, - Appendix – Compound Interest Factor Tables)

- kisaran n : 0 ~ 480
- kisaran i : 0.25% ~ 50%.

### 2.5.3 Internal Rate of Return (IRR)

Dalam penentuan nilai ekonomis suatu proyek maka istilah IRR (*internal rate of return*) dan MARR (*minimum attractive rate of return*) menjadi salah satu point evaluasi penting. Hal ini mengingat adanya kerkaitan antara IRR, MARR dan suku bunga yang berlaku di pasaran (*i*). Secara umum IRR atau ROR dapat dituliskan dalam persamaan :

$$ROR(\%) = \frac{\text{Interest Accrued per Time Unit}}{\text{Original Amount}} \times 100\% \quad (2.7)$$

Sedangkan MARR dalam hal ini adalah suatu konsep *interest* (bunga) yang telah ditentukan berdasarkan kebijakan suatu perusahaan dimana nilainya pasti lebih besar dari suku bunga pinjaman bank ditambahkan beberapa tambahan nilai sehingga cukup aman dalam menentukan evaluasi fiskal. Contoh nilai tambahan yang harus ditambahkan dari MARR untuk menentukan ROR adalah inflasi, asuransi, dsb

### 2.5.4 Pay Out Time (POT)

Istilah POT (Pay Out Time) adalah untuk menentukan periode waktu yang dibutuhkan sehingga capital cost yang dikelarkan di awal proyek dapat dikembalikan. Secara matematis pengertian ini dapat dituliskan sebagai berikut ini:

$$0 = -P + \sum_{t=1}^{t=n} NCF(P/F, i, t) \quad (2.9)$$

Keterangan:

NCF : Net Cash Flow

Persamaan diatas dapat diartikan tidak hanya berlaku untuk kasus Future Value (F) saja namun jika ada komponen Annual (A) dan Gradient (G) maka harus juga diperhitungkan sehingga nilai total Present Value (PV) menjadi NOL.

#### 2.5.4 Evaluasi Sensitivitas

Hal terpenting dalam evaluasi sensitifitas adalah:

- Harga besi (steel) di pasar dunia.
- Harga jual LPG di pasaran dunia.
- Tingkat suku bunga (interest).

Dengan adanya evaluasi sensitivitas maka dapat segera diputuskan bahwa suatu proyek akan mempunyai batasan tertentu sehingga tetap dalam koridor yang menguntungkan dari sisi evaluasi biaya.

