

Bab II TINJAUAN PUSTAKA

Bab tinjauan pustaka ini membahas mengenai konsep dasar dan hal-hal yang menjadi rujukan di dalam rencana pengembangan suatu lapangan migas, yang diambil dari beberapa literatur. Pembahasan tinjauan ini dibagi menjadi empat bagian utama sesuai dengan fokus dari penulisan tesis ini, yaitu pedoman dasar pengembangan lapangan gas, tinjauan pustaka *subsurface*, tinjauan pustaka fasilitas permukaan dan tinjauan pustaka keekonomian proyek.

II.1 Pedoman Dasar Pengembangan Lapangan Gas

Plan of Development atau *POD* adalah rencana pengembangan satu atau lebih lapangan migas yang dirangkum dalam dokumen terpadu (*integrated*) yang dijadikan sebagai rujukan untuk mengembangkan atau memproduksi cadangan hidrokarbon suatu lapangan secara optimal dengan mempertimbangkan aspek teknis, ekonomis, dan *health safety & environment (HSE)* sehingga diharapkan dapat memberikan penerimaan yang sebesar-besarnya bagi negara dan keekonomian yang wajar bagi operator lapangan. *POD* sangat memegang peranan yang sangat penting dalam pengembangan lapangan minyak dan gas bumi.

BPMIGAS (Miriawati, 2008), selaku badan pelaksana kontrak kerja sama migas memberikan pedoman dasar pengajuan *POD*, dimana dalam usulan rencana pengembangan lapangan biasanya mencakup pembahasan kajian-kajian teknis yang terdiri dari:

- *Executive Summary*
- Review Penemuan Geologi
- Deskripsi Reservoir
- Skenario Pengembangan Lapangan
- Aspek Pemboran dan Desain Sumur

- Fasilitas Permukaan
- Perkiraan dan Jadwal Produksi
- HSE & Pengembangan Masyarakat
- *Abandonment & Site Restoration*
- Ekonomi Proyek
- Kesimpulan

Executive summary merupakan ringkasan dari rencana pengembangan lapangan yang diusulkan yang meliputi ringkasan teknis, ekonomis, dan HSE. Dalam *summary* ini disampaikan mengenai ringkasan:

- Sejarah singkat wilayah kerja lapangan
- Rangkuman reservoir, cadangan, *ultimate recovery*, *on-stream*, puncak produksi
- Strategi pengembangan dan fasilitas produksi
- Keekonomian, investasi dan indikator keekonomian

Pada kajian penulisan tesis ini, hanya akan dibahas secara detail 3 kajian utama pustaka yang berlandaskan kepada pedoman dasar *POD*, yakni mengenai:

- Kajian *Subsurface* yang mencakup kajian model geologi, deskripsi reservoir dan skenario pengembangan lapangan
- Kajian Fasilitas Permukaan
- Kajian Keekonomian

II.2 Tinjauan Pustaka Subsurface

Seperti dijelaskan dalam beberapa literatur dari beberapa *workshop* BPMIGAS, dalam melakukan kajian *subsurface*, dilakukan pemodelan geologi reservoir yang meliputi kajian yang terpadu dari geofisika, petrofisika, geologi serta reservoir *engineering*. Kajian pemodelan geologi reservoir tersebut akan meliputi:

II.2.1 Review & Penemuan Geologi

Menjelaskan penemuan geologi migas hingga data geologi terakhir berdasarkan log dan analisa *cutting* yang digunakan untuk membuat dan merevisi peta geologi.

- **Geologi Regional:** menggambarkan *petroleum system* (*source rock*, proses migrasi, reservoir, jebakan dan *seal*), sejarah kegiatan eksplorasi yang telah dilakukan (seperti hasil eksplorasi, survei seismik 2D maupun 3D).
- **Stratigrafi:** mencakup deskripsi batuan disertai gambar dalam satu strata disertai dengan urutan pengendapan dalam skala waktu, karekterisasi batuan, serta korelasi lapisan batuan pada lokasi yang berbeda.
- **Mekanisme Jebakan:** Membahas jenis *folding*, *faulting*, atau *unconformity* serta bentuk struktur yang merupakan perangkap hidrokarbon.
- **Korelasi** antar sumur baik secara struktural maupun stratigrafi.
- **Peta**, yang mencakup peta struktur atas dan bawah, peta *isopach* (*net sand* atau *net carbonate*) sesuai dengan data terbaru.

II.2.2 Deskripsi Reservoir

Menggambarkan kondisi reservoir yang mencakup deskripsi mengenai:

- **Kondisi awal reservoir:** tekanan dan temperatur awal maupun sifat fisik fluida reservoir (*Bgi*, *Rsi*, *Boi*, *Pb*)
- **Karakteristik batuan reservoir:** ketebalan, *volume clay*, porositas, saturasi air, permeabilitas, kompressibilitas batuan.
- **Sifat fisik fluida:** faktor volume formasi (*Bg*, *Bo*, *Bw*), *Rs*, viskositas (minyak dan gas), serta sifat fisik air.
- **Mekanisme pendorong:** daya pendorong *gas cap*, *solution gas*, ekspansi gas, air atau kombinasi dari daya-daya tersebut.

II.2.3 Hydrocarbon In Place dan Reserves

Hydrocarbon In-place berupa perhitungan akumulasi hidrokarbon di tempat pada keadaan awal.

Metode yang digunakan dapat berupa:

- **Volumetrik dan Simulasi Reservoir.**

Dari perhitungan OGIP (original gas in place) dengan metode ini akan diperoleh harga cadangan (*reserves*), yakni perkiraan jumlah hidrokarbon di reservoir yang dapat diproduksi ke permukaan dengan teknologi saat ini dan kondisi ekonomi tertentu. *Reserves* diperoleh dengan mengaplikasikan harga faktor perolehan (*Recovery Factor* atau RF), yang dihasilkan baik dari perhitungan empiris (korelasi) terutama untuk lapangan-lapangan yang baru, maupun dari perhitungan hasil *material balance* atau simulasi reservoir. Selanjutnya, cadangan (*reserves*) tersebut diklasifikasikan ke dalam katagori:

- *Proven* (P1): Cadangan Terbukti
- *Probabale* (P2): Cadangan Mungkin
- *Possible* (P3): Cadangan

- ***Material Balance.*** Metode ini diperuntukan untuk lapangan yang sudah berproduksi karena dihitung berdasarkan analisa kesetimbangan materi perilaku lapangan selama berproduksi. Sehingga diperlukan data-data produksi (gas, minyak dan air) dan perilaku data tekanan selama produksi.

Keluaran dari pelaksanaan metode-metode di atas dapat melalui pendekatan probabilistik maupun deterministik.

- **Pendekatan Probabilistik**, dapat diambil untuk sebuah studi yang membutuhkan beberapa alternatif pilihan. Metode yang digunakan adalah simulasi Monte Carlo. Keluaran pendekatan probabilistik:

- P90 (90% tingkat kepercayaan) yang ekivalen dengan $1P = P1$
- P50 (50% tingkat kepercayaan) yang ekivalen dengan $2P = P1+P2$
- P10 (10% tingkat kepercayaan) yang ekivalen dengan $3P = P1+P2+P3$

- **Pendekatan Deterministik**, memberikan satu model yang dianggap paling terpercaya. Metode yang digunakan adalah:

- Kesetimbangan materi (*material balance*)
- Analisa kurva penurunan (*decline curve*)
- Simulasi Reservoir

Keluaran pendekatan deterministik:

- *Proved Reserves atau Cadangan Terbukti (P1)*
Jumlah cadangan migas yang dapat diproduksi secara komersial pada tingkat kepastian tertentu berdasarkan ketersediaan data geologi dan keteknikan yang didukung oleh produksi aktual atau uji produksi/formasi saat itu.
- *Probable Reserves atau Cadangan Mungkin (P2)*
Cadangan yang belum terbukti berdasarkan uji produksi/formasi dan mempunyai tingkat keyakinan kurang dibandingkan dengan Cadangan Terbukti.
- *Possible Reserves atau Cadangan Harapan (P3) :*
Cadangan yang belum terbukti berdasarkan uji produksi/formasi dan mempunyai tingkat keyakinan lebih rendah daripada Cadangan Mungkin.

Proses pembuatan model reservoir dari pengolahan data geofisika sampai diperolehnya model simulasi reservoir dapat digambarkan dalam diagram alur kerja sebagai berikut:

- Tahapan-tahapan pembuatan model simulasi reservoir tersebut dapat digambarkan dengan diagram alir sebagai berikut:



Dalam proses inisialisasi, dilakukan cek kestabilan model dengan memasukkan produksi awal sama dengan nol dan di-run selama 1 tahun. Hasil running model

diusahakan tidak terjadi *error* atau *warning*, dicek waktu yang dibutuhkan untuk *running* dan proses iterasi yang dibutuhkan untuk setiap step dan tidak terjadi perubahan harga saturasi air dan tekanan yang signifikan. Dipastikan agar sifat fisik dari semua sel dalam model (porositas dan *volume shale*) berada di atas harga *cut-off* yang sudah ditentukan.

Proses *history matching* (penyelarasan) data produksi dilakukan apabila lapangan sudah diproduksi selama beberapa kurun waktu. Perilaku produksi antara data aktual dengan model harus diselaraskan, dengan memperhatikan perilaku aliran gas (Q_g), aliran minyak/kondensat, aliran air, tekanan, *water cut*, *gas/oil ratio* (*GOR*), dll.

Parameter-parameter yang dapat dirubah atau dimodifikasi dalam proses penyelarasan ini antara lain:

- *Aquifer*, baik berupa *volume*, sifat fisik maupun metode yang diaplikasikan
- *Transmibility*, yakni perkalian permeabilitas-ketebalan dibagi viskositas
- Bentuk kurva permeabilitas relatif
- Regionisasi batuan
- Sifat fisik batuan: porositas, permeabilitas, *net to gross*
- Kompresibilitas batuan
- Sifat fisik fluida (*PVT*)
- Data sumuran, seperti *Production Index* (*PI*), *Bottom Hole Pressure* (*BHP*), faktor *skin*, dll.

Proses peramalan kinerja reservoir dilakukan dengan terlebih dahulu memasukkan parameter batas atau *constrain*. Untuk lapangan gas, biasanya dimasukkan parameter minimum *gas rate*, maksimum *water gas ratio* dan minimum *well head pressure*.

Perkiraan peak produksi per sumur ditentukan berdasarkan hasil dari data *testing* dan biasanya dibatasi tidak lebih dari 30% dari *absolute openflow potensial* (*AOFP*), kurva *Inflow Performance Relationship* (*IPR*) dan *critical rate water coning*.

Perkiraan produksi mencakup perkiraan produksi *gross* dan *net* (sesuai komposisi *gas sales*). Produksi *net* dihitung dari produksi *gross* dikurangi dengan *impurities*, fraksi berat (kondensat), *own use (fuel)* dan *losses*.

Skenario produksi dibuat dikaitkan dengan rencana pengembangan lapangan secara umum, dengan memperhatikan rencana jadwal pemboran sumur, waktu dan jumlah kebutuhan pembeli (*buyer*). Dalam pembuatan skenario produksi, biasanya BPMIGAS memberikan beberapa tahapan sebagai berikut:

1. *Base case*: meneruskan produksi dari sumur-sumur yang ada (*existing well*)
2. Case-1: *Base case* + *Workover* (dengan membuka formasi/lapisan baru)
3. Case-2: Case-1 + Optimasi Produksi (optimasi *artificial lift*)
4. Case-3: Case-2 + *Infill Drilling* sumur vertikal (area yang belum terkuras)
5. Case-4: Case-2 + *Infill Drilling* sumur horizontal (area yang belum terkuras)
6. Case-5: Case-2 + *Infill Drilling* (gabungan sumur vertikal dan horizontal)

II.3 Tinjauan Pustaka Fasilitas Permukaan

Pada bagian pengembangan fasilitas permukaan ini, usulan *POD* berisi penjelasan secara menyeluruh fasilitas produksi yang akan dibangun berikut peralatan utama dan kapasitasnya, meliputi:

- Lokasi dari rencana proyek yang akan dibangun (*onshore* atau *offshore*)
- Lay-out lapangan (sumur, *pipeline*, fasilitas *processing*, *FSO/FPSO*, tank penyimpanan, *jacket*, *deck*, *camp*, *living quarters*, jalan masuk, *flare*, *loading/unloading*, fasilitas pembuangan, peralatan pengangkatan buatan, unit pengolahan air, unit injeksi air, dll)
- Spesifikasi produk dari *plant*: gas/kondensat/LPG/LNG (komposisi, tekanan, jumlah aliran, umur produksi)
- Diagram blok lapangan dan *Process Flow Diagram (PFD)* serta fasilitas produksi sesuai hasil *conceptual design/engineering*.
- Filosofi dari sistem operasi (*manned/unmanned*, sistem kontrol, sistem informasi/telekomunikasi, operasi jarak jauh/*remote* atau *manned facilities*).

Dalam pembahasan mengenai fasilitas permukaan ini dilengkapi juga penjelasan jadwal rencana proyek, yang menggambarkan rangkaian penyelesaian berbagai pekerjaan pengembangan lapangan dalam bentuk milestone, seperti:

- Proses Persetujuan *POD (Plan of Development)*
- Proses Persetujuan *AFE (Authorization for Expenditure)*
- Proses Pengadaan
- Definisi *Engineering: Front End Engineering Design (FEED)*
- Detil *Engineering, Procurement, Construction and Installation (EPCI)*
- Perkiraan *First Oil/Gas Production*

Jadwal proyek tersebut dilengkapi juga dengan kegiatan-kegiatan pendahuluan berupa studi awal (*screening study, feasibility study, conceptual design/engineering,*

Head of Agreement (HOA) dan/atau *Gas Sales Agreement* (khusus untuk gas) serta kajian AMDAL (Analisis Mengenai Dampak Lingkungan).

II.3.1 Gas Processing Plant

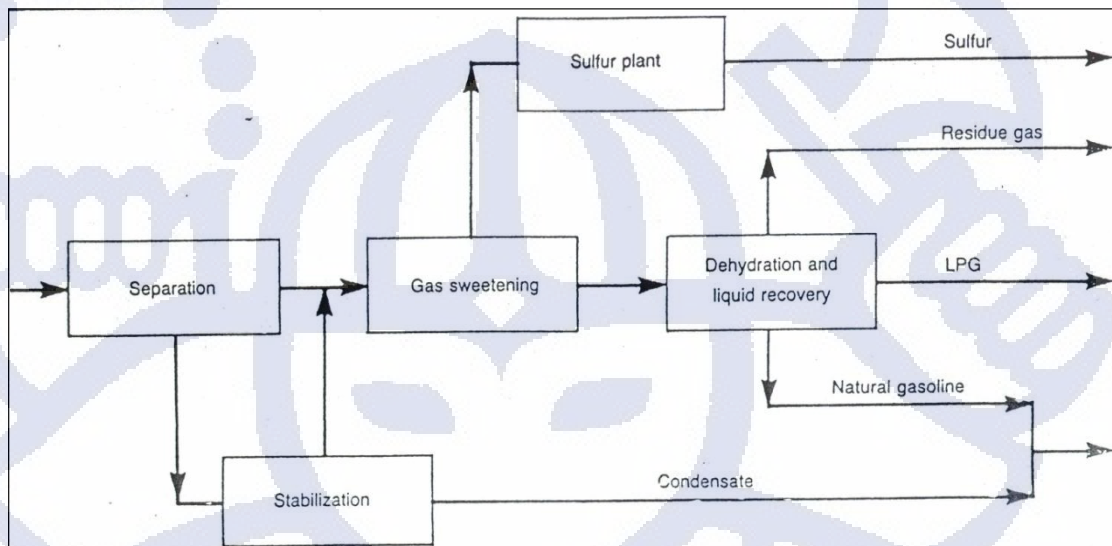
Gas alam yang terproduksi dari well head harus diproses untuk mendapatkan produk yang dapat dijual. Suatu operasi *gas plant* akan tergantung kepada:

- *Well-stream* yang terproduksi dari *wellhead*, baik jumlah aliran, komposisi, temperatur dan tekanan,
- Spesifikasi dari produk yang diinginkan oleh pembeli (*buyer*)
- Peraturan lingkungan yang bisa diaplikasikan

Mengingat gas yang terproduksi dari reservoir melalui sumur produksi masih mengandung komponen yang tidak diperlukan, maka untuk memenuhi kebutuhan penjualan diperlukan unit *processing* lapangan. Pada umumnya, unit *processing* suatu *gas plant* terdiri dari:

- Unit *separation* (proses pemisahan gas dari likuid, seperti minyak/kondensat, air, serta padatan),
- *Gas sweetening* (pemrosesan gas untuk menghilangkan kandungan impurities seperti CO₂ dan H₂S)
- *Gas dehydration* (pemrosesan gas untuk menghilangkan kandungan air yang terkondensasi),
- Pemrosesan gas untuk *recovery* kondensat dan sulfur (apabila jumlahnya cukup komersial dan memenuhi standar tertentu)

Secara umum, diagram proses gas plant dapat dirangkum sebagaimana diagram pada Gambar II.3 berikut ini.



Gambar II.3. Diagram Alir Proses *Gas Plant* (Beggs, 1984)

II.3.1.1 Proses Pemisahan

Proses pemisahan dilakukan dengan memasang unit pemisah (*separator*) sebagai pemisah utama cairan dari gas. Selain sebagai pemisah utama, separator juga akan berfungsi untuk:

- Melanjutkan proses lebih lanjut dengan memisahkan gas ikutan dari cairan
- Mengontrol penghentian terhadap kemungkinan pelepasan gas dari cairan
- Memberikan waktu yang cukup pemisahan antara minyak dan air yang ikut terproduksi.

Prinsip utama proses pemisahan tergantung pada proses gaya gravitasi pemisahan fluida (yaitu perbedaan densitas dari fluida). Gas memiliki densitas jauh lebih ringan dibandingkan dengan minyak (kondensat), sehingga gas akan terpisah dalam waktu yang lebih singkat. Sementara minyak (kondensat) dengan berat sekitar $\frac{3}{4}$ dari berat air memerlukan waktu pemisahan sekitar 40-70 detik.

Salah satu prinsip pemisahan fluida lain yang terpenting adalah *coalescence* atau penggabungan/penggumpalan. Beberapa peralatan bagian dalam dari suatu *separator*,

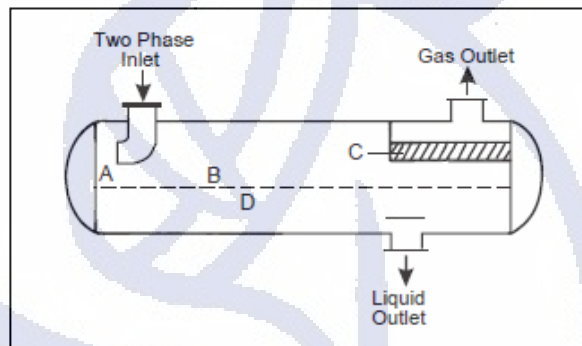
seperti *deflector plate*, *straightening vanes* dan dinding separator dapat berfungsi sebagai tempat pengembunan titik-titik air tersebut.

Bila dilihat dari kondisi tekanan kerja operasinya (*operating pressure*), separator dapat dibagi menjadi 3:

1. *High Pressure (HP) Separator*: bekerja pada tekanan 650 – 1500 psia
2. *Medium Pressure (MP) Separator*: bekerja pada tekanan 225 – 650 psia
3. *Low Pressure (LP) Separator*: bekerja pada tekanan 10 – 225 psia

Bagian-bagian utama *gas-liquid separator* dapat dilihat pada gambar berikut yang terdiri dari:

- A. Primary Separation
- B. Gravity Settling
- C. Coalescing
- D. Liquid Collecting



Gambar II.4. Komponen Separator (Beggs, 1984)

Berdasarkan bentuk peralatannya, terdapat 3 jenis separator:

1. Separator Vertikal

Separator vertikal sering digunakan pada kondisi *well stream* yang memiliki *gas-oil ratio (GOR)* rendah hingga pertengahan dan diperkirakan memiliki *slug* yang relatif besar. Keuntungan dari separator ini adalah tingkat pengontrolan cairan yang tidak terlalu rumit, dapat menanggulangi pasir dalam jumlah besar dengan memasang *false cone* dibawah, mudah dibersihkan, memiliki kapasitas *surge* cairan yang besar, dan kecil kecenderungan terjadinya penguapan cairan kembali. Namun di sisi lain harga separator vertikal lebih mahal dan membutuhkan diameter besar untuk kapasitas gas tertentu.

2. Separator Horizontal

Separator horizontal memiliki luas interfase *gas-liquid* yang lebih besar yang terdiri dari bagian pemisahan gas yang besar dan panjang. Separator ini biasa digunakan untuk *well-stream* yang memiliki GOR besar, *well-stream* yang berbuih (*foaming*), dan efektif untuk volume gas yang besar. Keuntungan separator jenis ini adalah lebih murah dari separator vertikal dan lebih mudah dalam instalasi dan pengiriman. Sedangkan kekurangannya adalah pengontrolan level menjadi cairan lebih rumit, dalam pemeliharaannya lebih sukar terutama untuk membersihkan dari lumpur/pasir/parafin.

3. Separator Bulat

Kelebihan separator bulat dari separator vertikal dan horizontal adalah selain lebih murah, juga mudah dibersihkan dan bentuknya lebih kompak. Namun, separator ini memiliki ruang pemisah dan kapasitas *surge* cairan yang lebih kecil dan sukar dalam pengontrolan cairan.

Metode pemisahan yang ideal dapat memperoleh cairan (hidrokarbon) yang maksimum, misalnya dengan proses *differential liberation* dari gas melalui penurunan tekanan yang stabil baik yang terjadi di reservoir sampai pada kondisi tank penyimpanan. Dengan tiap penurunan tekanan yang kecil, gas akan dengan cepat dihilangkan dari cairan. Namun untuk mencapai proses diferensiasi ini membutuhkan jumlah tingkat pemisahan yang tak banyak/tak terhingga yang tidak mungkin dilakukan di dalam praktek di lapangan.

Usaha yang paling efisien untuk menangani kondisi gas dan kondensat yang memiliki tekanan *well-head* yang tinggi adalah dengan melakukan pemisahan pada kondisi temperatur rendah. Hal tersebut dilakukan dengan:

- Pemisahan air dan cairan hidrokarbon dari *inlet well stream*
- Perolehan kembali cairan yang lebih banyak daripada yang biasa diperoleh pada separator temperatur normal
- Proses dehidrasi gas, biasanya dilakukan pada spesifikasi pipa.

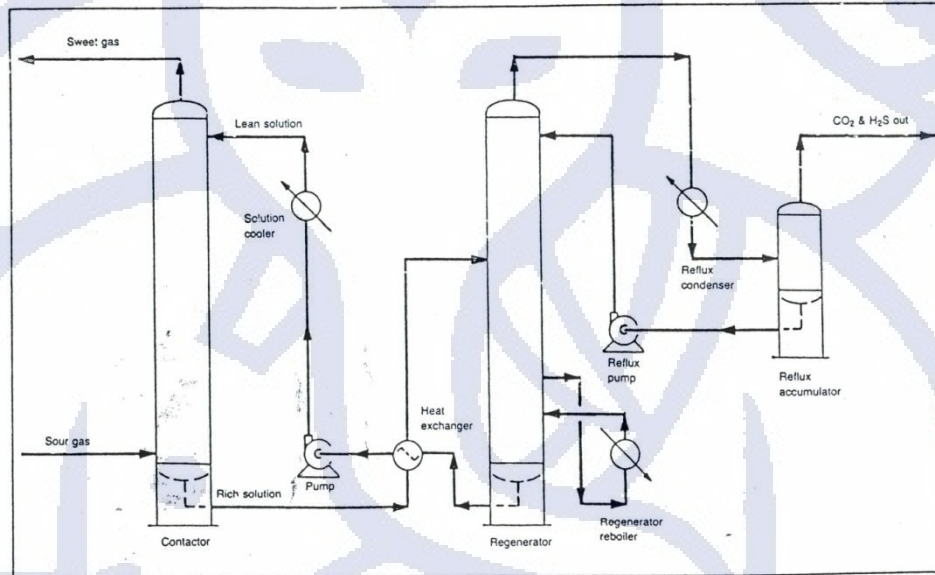
II.3.1.2 Gas Sweetening

Banyak reservoir gas yang mengandung *hydrogen sulfide* (H_2S) dan *carbon dioxide* (CO_2) yang terbawa bersamaan dengan terproduksinya gas. Kedua gas tersebut disebut sebagai *acid gas*, karena dapat membentuk asam atau larutan asam dengan keberadaan air. Suatu gas dikatakan asam bila mengandung komponen H_2S di atas batas yang diperbolehkan industri, biasanya di atas 4 ppm.

Gas sweetening adalah proses menghilangkan kandungan gas asam yang mengandung komponen CO_2 dan H_2S . Kedua komponen *impurities* tersebut merupakan senyawa – senyawa yang tidak diinginkan pembeli dalam gas yang akan dijual. Pemisahan dilakukan dengan cara menurunkan konsentrasinya agar dapat diterima oleh pihak pembeli gas. H_2S dapat bereaksi dengan air membentuk asam sulfat (H_2SO_4), sedangkan CO_2 dapat bereaksi dengan air membentuk asam karbonat (H_2CO_3). Selain bersifat korosif, komponen-komponen tersebut dapat menurunkan kandungan panas sehingga menurunkan harga jual gas.

Kontrak penjualan gas umumnya membatasi jumlah komponen H_2S sekitar 0.25 grains per 100 cubic feet atau sekitar 4 *part per million* (Beggs, 1984). Tipe unit *gas sweetening* untuk gas yang mengandung H_2S cukup besar dapat dilihat pada Gambar III.5. Zat-zat kimia yang dipergunakan untuk menghilangkan H_2S pada unit ini dapat juga menghilangkan CO_2 . Material kimia yang umumnya sering digunakan adalah:

- Larutan cair dari *Monoethanolamine* (MEA)
- Larutan *Diethanolamine* (DEA) dan *Sulfinol*, yang merupakan campuran dari *sulfolane*, *di-isopropanolamine* dan air. Zat *sulfolane* dan *di-isopropanolamine* akan menghilangkan gas asam melalui reaksi kimia, sedangkan *sulfinol* bekerja pada basis reaksi kimia dan absorpsi fisik.



Gambar II.5. Diagram Alir Proses *Gas Sweetening* (Beggs, 1984)

Dari gambar di atas, gas alam yang asam masuk dari dasar *contactor* akan bergerak ke atas berlawanan dengan arah aliran dari larutan MEA. Gas dengan kandungan H_2S yang sesuai spesifikasi yang dibutuhkan meninggalkan *contactor* bagian atas. Sementara larutan yang kaya MEA akan mengalir ke *re-generator* dimana melalui cara pemanasan, gas asam kemudian dilepaskan dari larutan MEA. Selanjutnya larutan MEA yang sudah bersih tersebut didinginkan dengan *heat exchange* dan dipompa kembali ke *contactor*. Gas asam dan uap air dari atas *regenerator* dilewatkan ke *cooler* gas asam, dimana sebagian besar uap air dikondensasikan keluar dan dipompa kembali ke *regenerator*. *Contactor* dapat dioperasikan pada tekanan 50 psi sampai lebih 1000 psi, sedangkan *regenerator* dapat beroperasi sedikit di atas tekanan atmosfer.

Berbagai proses telah dikembangkan untuk proses *gas sweetening* berdasarkan prinsip – prinsip kimia dan fisika. Tabel II.1. menunjukkan jenis proses – proses komersial dari *gas sweetening* berdasarkan prinsip pemisahan sebagai berikut.

Tabel II.1. Klasifikasi proses – proses komersial *gas sweetening* (Sudarwoto, 2010)

Chemical Absorption	Physical Absorption	Solid Bed Adsorption	Direct Conversion	Other Processes
MEA, DEA	Selexol	Iron Sponge	Clauss	Sulfide scavenger
TEA, MDEA	Purisol	SulfaTreat	LO-CAT	Distillation
DGA	Rectisol	Zinc Oxide	Stretford	Gas permeation
ADIP	Selexorb	Molecular Sieve	IFP	Cryogenic
Benfield	Sulfinol		Sulfa-check	Membrane

II.3.1.3 Gas Dehydration

Gas dehydration adalah pemrosesan gas untuk menghilangkan kandungan air yang terkondensasi. Alasan utama proses ini dilakukan adalah:

- Gas alam yang tercampur cairan atau air bebas yang membentuk hidrat akan menyebabkan tersumbatnya *valve fitting* atau *pipeline*.
- Dapat menyebabkan korosi, apalagi jika gas memiliki kandungan CO₂ dan H₂S.
- Dapat menurunkan *heating value* dari gas karena uap air dapat meningkatkan volume.
- Agar memenuhi spesifikasi *water content* pada kontrak penjualan gas, pada umumnya kandungan uap air dibatasi maximum 7 lb H₂O per MMSCF pada kondisi *dew point*.

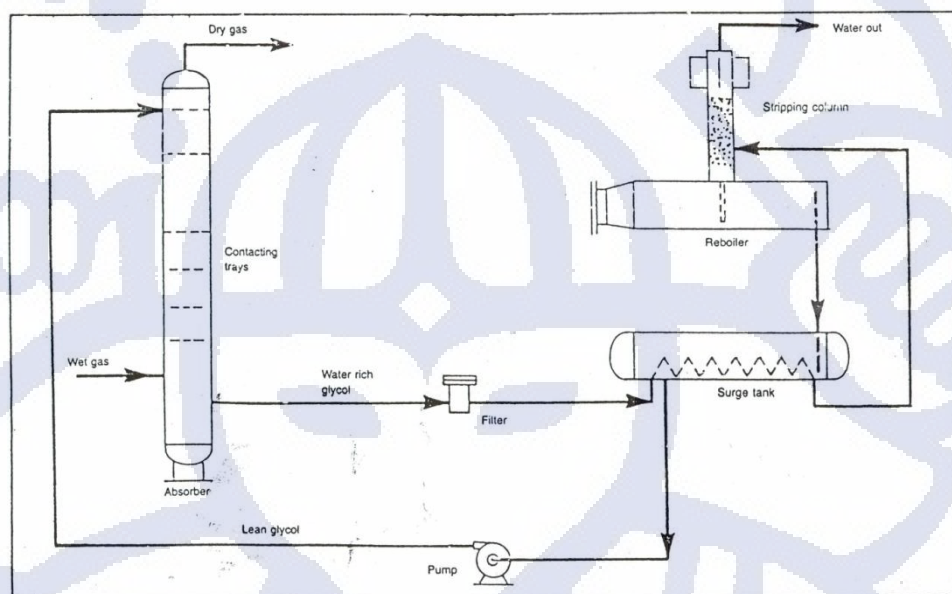
Ada 3 metode yang umum dipakai untuk menghilangkan uap air dari gas alam, yaitu:

- Metode *Absorpsi* dengan menggunakan *solid desiccant*
- Metode *Absorpsi* dengan menggunakan *liquid desiccant*
- Metode *Refrigeration*

Solid desiccant dehydration adalah pemisahan gas dari *solid* (padatan), mengingat semua padatan memiliki kemampuan untuk adsorpsi (menangkap uap dan cairan pada permukaannya). *Dehidrasi solid desiccant* dapat menghasilkan total gas kering dan dibutuhkan oleh *feed gas* untuk *gas processing plant tipe cryogenic*. Proses *solid desiccant* tergantung kepada proses adsorpsi (penyerapan) air terhadap *bauxite*, *activated alumina*, *gel silica*, atau penyaringan molekul.

Liquid desiccant dehydration adalah pemisahan gas melalui proses kontak yang terus menerus dengan menggunakan larutan yang memiliki konsentrasi tinggi “*triethylene glycol*” (*TEG*). Penggunaan *TEG* selain harganya murah, juga lebih mudah diregenerasi dan dapat digunakan untuk dew point depression gas pada range 80 – 150 °F.

Proses dehidrasi cairan ini dapat dilihat pada Gambar II.6. di bawah. Gas masuk ke *absorber* (yang merupakan menara tray) dan mengalir ke atas berlawanan arah terhadap aliran *glycol*. Air diserap oleh *glycol* dan mengalir ke bagian bawah *absorber*. Air yang kaya akan *glycol* mengalir ke *regenerator* dimana air dibersihkan dengan menggunakan panas. Air meninggalkan sistem tersebut keluar dari kolom. Jumlah air dihilangkan dan *dew point depression* yang dicapai dipengaruhi oleh konsentrasi dan *flow rate glycol*, jumlah dari tray dalam kolom *absorber*, dan temperatur dari gas yang masuk.



Gambar II.6. Diagram Proses *Liquid Desiccant Dehydration* (Beggs, 1984)

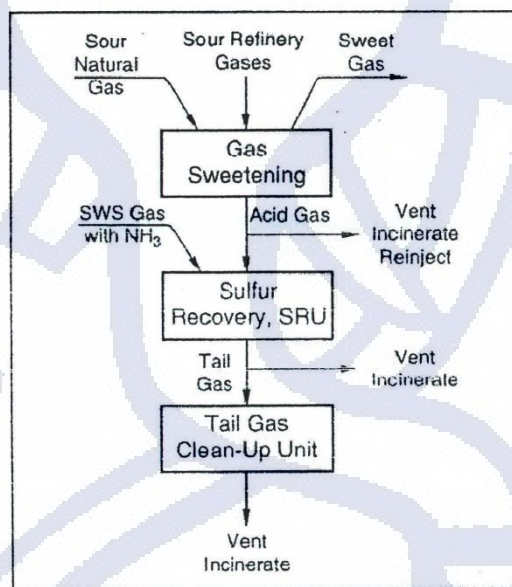
Dehidrasi dengan proses pendinginan gas dilakukan pada beberapa *gas plant* dimana perolehan hidrokarbon dicapai baik dengan kondensasi ataupun proses *absorpsi* pada temperatur rendah. Penghilangan uap air dengan cara ini dihindari terjadinya hidrat formasi dan es selama kondensasi dan penghilangan air dari sistem. Hal ini diperoleh dengan menginjeksikan larutan *glycol ethylene* ke dalam *gas stream* yang didinginkan. Gabungan campuran antara gas yang dingin, larutan air-*glycol* dan hidrokarbon yang terkondensasi akan melewati tabung dimana larutan *glycol* (termasuk air yang terkondensasi) mengendap pada lapisan bawah dan dikeluarkan dari *tank*. Larutan *glycol* yang kaya akan air di regenerasi kembali pada alat yang mirip digunakan pada dehidrasi *liquid (glycol)*. Pada unit ini, regenerasi *glycol* dibatasi sekitar 85% larutan dan alirannya dibuat sedemikian rupa sehingga keenceran cairan airnya sekitar 75% larutan.

II.3.1.4 Sulfur Recovery

Tersedia banyak proses untuk memproduksi sulfur dari H_2S . Beberapa proses ini didesign dengan memproduksi sulfur secara intensif dan beberapa yang lain dibangun

dengan tujuan utama menghilangkan H_2S dari *gas stream* dan menjadikan produksi sulfur sebagai hasil sampingan dari proses.

Proses *sulfur recovery* dapat diringkaskan seperti pada Gambar II.7. di bawah. H_2S bersamaan dengan CO_2 dihilangkan dari gas alam dengan melakukan proses gas treating. Gas stream yang mengandung asam kemudian dinyalakan (*flare*), dibakar atau sebagai input unit *sulfur recovery*.



Gambar II.7. Diagram Proses *Sulfur Recovery* (Madox, 1985)

II.4 Tinjauan Pustaka Keekonomian Proyek

Kajian keekonomian dari proyek pengembangan lapangan migas adalah berupa analisa perhitungan keekonomian yang didasarkan kepada:

- Perkiraan produksi atau tambahan (*incremental*) produksi tahunan dari minyak dan gas.
- *Sunk cost* (bila ada), yaitu biaya eksplorasi yang telah dilakukan.
- Biaya pengembangan, yang meliputi:
 - Biaya investasi, seperti biaya sumur, biaya fasilitas produksi, biaya *pipeline*, kompresor, platform, dll.
 - Biaya operasi seperti biaya operasi langsung, biaya pekerjaan *work-over* atau *stimulation*, pemeliharaan, G&A, biaya operasi pipa.
- Harga minyak dan gas.

Berdasarkan semua data input yang disebutkan di atas, dan dengan berpatokan kepada harga minyak/kondensat dan gas (biasanya dalam US\$ Dollar) maka dibuat perhitungan keekonomian (biasanya dalam *spreadsheet*) untuk kasus yang dijadikan *base case*.

Indikator ekonomi yang disajikan biasanya berupa:

- Bagian Pemerintah: *GOI (Government Income)* dalam PV dan persentase pendapatan pemerintah terhadap *Gross Revenue*.
- Kontraktor:
 - *Net Cashflow (NCF)* atau *NCF/Gross Revenue*
 - *Cost Recovery (CR)* atau *CR/Gross Revenue*
 - *Internal Rate of Return (IRR)*,
 - *Net Present Value (NPV)* pada *discount rate* (biasanya 10% atau 15%)
 - *Pay out Time (POT)*
- Sensitivitas, dapat berupa *spider diagram* yang biasanya didasarkan pada 4 variabel, yakni produksi, harga (minyak & gas), biaya kapital, biaya operasi.

Beberapa term ekonomi yang dikenal dalam evaluasi keekonomian proyek pengembangan lapangan migas dijelaskan sebagai berikut:

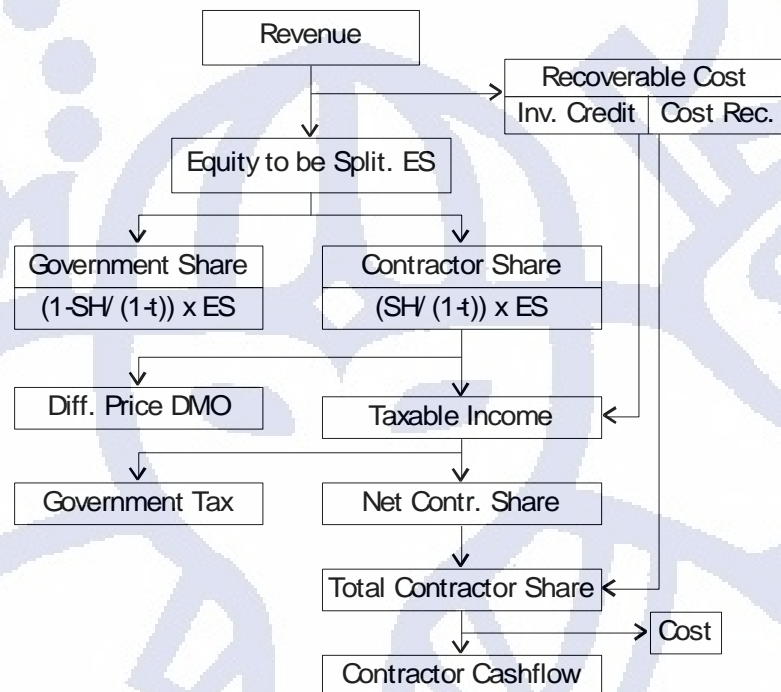
II.4.1 *Production Sharing Contract* (Kontrak Bagi Hasil)

Kontrak bagi hasil atau *Production Sharing Contract (PSC)* adalah jenis pengusahaan minyak dan gas bumi oleh pemerintah dimana perusahaan migas ditunjuk sebagai kontraktor (pemberi jasa) pelaksana pekerjaan pertambangan minyak dan gas bumi.

Kontraktor bertanggung jawab atas pembiayaan dan menjalankan operasi dan apabila kontraktor berhasil mengembangkan/memproduksi migas, maka kontraktor akan mendapatkan pengembalian atas biaya-biaya yang telah dikeluarkan tersebut atau yang disebut dengan *cost recovery*. Kontraktor akan mendapatkan keuntungan dari pembagian (*sharing*) dari hasil penjualan minyak dan gas bumi setelah dikurangi *cost recovery* tersebut.

Perhitungan ekonomi dilakukan dengan melakukan analisis *cash flow* yang di dalamnya terdapat beberapa komponen skema kontrak bagi hasil, seperti *revenue*, *FTP*, *NOI*, *DMO*, dan sebagainya.

Diagram alir dari kontrak bagi hasil (PSC) ini digambarkan dalam Gambar II.8. berikut:



Gambar II.8 Skema Kontrak Bagi Hasil (Widjajono, 2006)

1. *First Tranche Petroleum*

First Tranche Petroleum (FTP) merupakan bagian minyak yang diproduksi yang akan dibagi antara pemerintah dengan kontraktor sebelum dikurangi *cost recovery*. *FTP* diterapkan untuk menjamin agar pemerintah mendapatkan bagiannya sebesar apapun atas *cost recovery*.

Konsep *FTP* muncul dilatarbelakangi oleh beberapa faktor, di antaranya:

1. Tingkat pemasaran dan harga minyak bumi semakin rendah dan tak menentu.
2. Ukuran penemuan cadangan yang semakin kecil.
3. Peraturan pelaksanaan perundangan yang kemudian dikeluarkan tidak mendukung kelancaran operasi dan cenderung mengabaikan sifat strategis minyak dan gas bumi.

Besar *FTP* ini ditentukan sebesar 20% dari *Gross Revenue* (pendapatan dari hasil penjualan) dan mulai diberlakukan untuk kontrak lapangan-lapangan baru ataupun kontrak perpanjangan yang diadakan sejak diregulasi pada bidang perminyakan bulan Agustus 1998.

2. *Expenditure*

Expenditure merupakan total biaya pengeluaran di antaranya adalah *capital investment* (*tangible* dan *intangible*), dan *operating and maintenance cost*.

- *Tangible cost*

Tangible cost merupakan biaya atas *capital investment* yang memiliki masa pakai dan *salvage value*, misalnya biaya perancangan, *procurement*, serta pemasangan alat-alat utama pada *surface facilities*.

- *Intangible cost*

Intangible cost merupakan biaya atas *capital investment* yang tidak memiliki *salvage value*, yaitu biaya pemboran dan kompleksi sumur.

- *Operating dan maintenance cost*

Operating dan maintenance cost merupakan semua pengeluaran dan kewajiban yang terjadi untuk melaksanakan operasi produksi lapangan gas.

3. *Depresiasi*

Depreciation allowance atau alokasi depresiasi, didasarkan pada pelunasan *surface facilities*. Dalam perhitungan *depreciation allowance*, terdapat variabel *salvage value* yakni nilai akhir *surface facilities* pada akhir tahun proyek.

Metode depresiasi yang diterapkan pada analisis ekonomi adalah metode *double decline balance (DDB)*. Sebagai perbandingan, metode depresiasi *double decline*

balance dapat memberikan nilai *cash flow* yang lebih tinggi dibandingkan metode depresiasi lainnya seperti metode *straight line* atau metode *sum of the years digit*.

Persamaan untuk metode depresiasi *double decline balance* adalah sebagai berikut.

$$d_k^{DDB} = \frac{2}{n} [FCI_L - \sum_{i=0}^{k-1} d_i] \quad (\text{Persamaan II.1})$$

Komponen *FCI* yang dapat didepresiasi adalah *tangible cost*, dalam hal ini adalah *surface facilities*. Berdasarkan literatur, jangka waktu depresiasi *surface facilities* untuk proyek gas adalah 8 tahun.

4. Insentif

Incentive merupakan paket yang diberikan oleh pemerintah kepada kontraktor untuk menarik investasi, antara lain melalui *tax credit* sebesar 20% dari *tangible capital investment* dan *interest recovery* sebesar 6%.

5. Net Operating Income

Net Operating Income atau *NOI* adalah *revenue* dikurangi *FTP* dan *cost recovery*, dalam hal ini *NOI* merupakan *equity to be split (ETBS)* antara kontraktor dengan pemerintah. *ETBS* dihitung berdasarkan ketentuan pajak pemerintah yakni sebesar 62.5% untuk kontraktor dan 37.5% untuk pemerintah sehingga pada akhirnya prosentase pembagian (setelah dipotong pajak dan perhitungan *cost recovery*) adalah 35% untuk kontraktor dan 65% untuk pemerintah.

6. Domestic Oil Obligation (DMO)

Domestic Market Obligation adalah kewajiban kontraktor menyerahkan sebagian minyak yang dihasilkan kepada pemerintah untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar dalam negeri, dengan menggunakan harga dalam negeri (harga yang ditentukan oleh pemerintah). Jumlah yang diserahkan ditetapkan secara merata terhadap seluruh

kontraktor yang beroperasi di Indonesia dan dibatasi maksimum 25% dari minyak yang dihasilkan pada tahun yang bersangkutan. *DMO* mendapat imbalan harga lebih murah dari harga pasar dengan kompensasi *DMO* yang kembali ke kontraktor sebesar 15%. Untuk gas, pada sistem kontrak bagi hasil (PSC), *DMO* ditetapkan sebesar 0%.

7. *Government's taxes*

Government's taxes atau pajak adalah sumber keuangan pemerintah untuk membiayai kegiatan untuk mengelola negara. Besarnya pajak tergantung kebijakan pemerintah, besarnya pajak yang berlaku saat ini adalah 44%. Pajak pemerintah dihitung dengan mengalikan pajak dengan *taxable income (TI)*. *Taxable Income* adalah pendapatan kena pajak (siswa pendapatan yang merupakan bagian kontraktor yang dikenai pajak).

II.4.2 Indikator Ekonomi Bagi Kontraktor

Beberapa indikator ekonomi yang biasanya dilihat suatu Kontraktor dalam melihat keekonomian suatu proyek antara lain:

1. *Cash Flow Diagram*

Cash flow diagram dihasilkan dari perhitungan komponen-komponen yang termasuk di dalamnya sebagaimana telah dijelaskan sebelumnya. Adapun rumus untuk perhitungan *cash flow diagram* adalah sebagai berikut.

$$CF = I + CR + CS - T \quad \text{(Persamaan II.2)}$$

- Dimana
- *CF* = *Cash flow*
 - *I* = *Incentives (investment credit + interest recovery)*
 - *CR* = *Cost recovered*
 - *CS* = *Contractor's share (setelah DMO)*
 - *T* = *Taxes (pajak)*

2. Cost Recovery

Cost recovery mencakup semua biaya yang ditanggung oleh kontraktor yang akan dikembalikan dari hasil produksi gas setelah dikurangi *FTP*. *Cost recovery* terdiri dari:

- Besarnya harga *non capital cost* tahun tersebut
- Besarnya nilai depresiasi *capital cost* tahun tersebut
- Besarnya *operating cost* tahun tersebut
- Besarnya *unrecovered cost* tahun sebelumnya

Non capital cost merupakan *operating cost* yang berhubungan dengan operasi selama tahun yang bersangkutan termasuk di dalamnya biaya pekerja, material, *survey seismic*, dan *intangible cost* serta peralatan pemboran meliputi lumpur pemboran dan bahan kimia, *bit*, *casing*, dan *workover*.

Biaya yang dibayarkan pada tahun yang bersangkutan disebut *recoverable cost*. *Cost recovery* dari kontraktor dapat diperoleh kembali dari pendapatan kotor hasil penjualan hidrokarbon pada tahun bersangkutan (*gross revenue*). Bila *cost recovery* kontraktor melebihi pendapatan (*gross revenue*) kontraktor, maka kekurangan tersebut dapat diperoleh kembali pada tahun berikutnya. Kekurangan pada tahun yang bersangkutan dinamakan *carried forward*, sedangkan kekurangan pada tahun sebelumnya dinamakan *unrecovered prior year*.

Secara sistematis kondisi di atas dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Jika
$$\text{cost recovery} + \text{investment credit} > \text{revenue} * \text{cost recovery ceiling}$$
Maka:
$$\text{recovery} = \text{revenue} * \text{cost recovery ceiling}$$
$$\text{unrecovered} = \text{cost recovery} + \text{investment credit} - \text{recovery}$$

- Jika tidak, maka:

$$\text{recovery} = \text{cost recovery} + \text{investment credit}$$

$$\text{unrecovered} = 0$$

Cost recovery ceiling yang disebutkan di atas merupakan besarnya persentase *recovery* dari *revenue* yang dapat diperoleh kontraktor pada tahun yang bersangkutan. Besarnya *cost recovery ceiling* sekarang adalah 100% bila *revenue* > 0, sedangkan bila *revenue* ≤ 0 maka *cost recovery ceiling* adalah 0%.

Tidak semua biaya dapat di-*recovered*, seperti contohnya:

- *Signature bonus*
- Bonus produksi (*production bonus*)
- Biaya hak pengoperasian wilayah

Cost recovery yang semakin besar akan mengurangi *share* pemerintah, sehingga pengawasan mengenai biaya-biaya yang keluar yang akan dimasukkan ke dalam *cost recovery* harus benar-benar diperhatikan pemerintah.

3. *Net Present Value (NPV)*

Nilai *cash flow* yang dihasilkan dari rumus di atas tidak mencerminkan nilai uang sesungguhnya yang diukur pada masa sekarang. Oleh karena itu dibutuhkan suatu parameter ekonomi yang dapat menggambarkan nilai uang yang diukur pada masa sekarang yaitu *Net Present Value* atau *NPV* yang didefinisikan sebagai posisi keuangan kumulatif (*discounted*) pada akhir masa proyek.

Untuk menghitung *NPV* dibutuhkan suatu parameter yang menghubungkan antara uang dengan waktu yaitu *discount factor* yang didefinisikan sebagai berikut.

$$DF_n = (i + 1)^n \quad \text{(Persamaan II.3)}$$

dimana

- DF = discount factor
- i = interest rate
- n = time (years)

sehingga rumus variabel *cash flow discounted* menjadi

$$CF_{n,discounted} = \frac{CF_n}{DF_n} = \frac{CF_n}{(i+1)^n} \quad (\text{Persamaan II.4})$$

4. Internal Rate of Return (IRR)

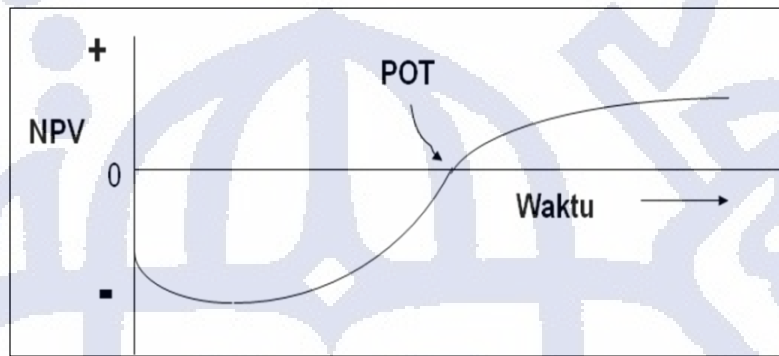
Internal Rate of Return atau IRR yaitu besar *discount rate* yang menyebabkan nilai NPV dari suatu proyek sama dengan nol. Istilah *Payback Period (PBP)* atau *Break-even Point (BEP)* adalah jangka waktu yang dibutuhkan (setelah produksi dimulai) untuk mengembalikan semua *capital investment* yang telah dikeluarkan selama proyek.

5. Profit to Investment Ratio (P/I Ratio)

Profit to Investment Ratio adalah perbandingan antara NCF kumulatif dengan total investasi (*capital dan non capital*). Angka ini menyatakan manfaat tiap dolar yang ditanamkan dalam suatu proyek. Keekonomian proyek akan lebih baik bila $P/I > 1$ dan semakin besar P/I ratio suatu proyek akan semakin baik nilainya.

6. Pay Ou Time (POT)

Pay Out Time disingkat POT adalah waktu yang dibutuhkan agar seluruh investasi kembali, atau dengan kata lain waktu yang dibutuhkan agar cumulative NCF = nol. Hubungan antara NPV dengan POT ini dapat dilihat pada Gambar II.9 sebagai berikut:



Gambar II.9 Grafik *Pay Out Time* (Arsegianto, 2006)