

PENGANTAR TEKNIK PERMINYAKAN
(TM-110)

BUKU IV
Pengantar Teknik Produksi



oleh :
Ir. Joko Pamungkas, MT



JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA
2004

KATA PENGANTAR

Puji Tuhan, akhirnya Diktat MKA Pengantar Teknik Perminyakan (TM-110) telah selesai disusun. Diktat IV ini berjudul “Pengantar Teknik Produksi” merupakan bagian dari 5 (lima) diktat sebagai bahan bacaan wajib.

Penulis berharap setelah membaca diktat ini para mahasiswa dapat mengenal dan mengerti dasar-dasar Teknik Produksi.

Dasar-dasar teknik pemboran ini meliputi: sekilas tentang sejarah perkembangan pemboran, peralatan utama pemboran, penyemenan dan casing, well completion dan pengantar pemboran berarah dan pemboran horisontal.

Kata pepatah kuno; tak ada gading yang tak retak, demikian juga penulis dalam menyusun diktat ini masih jauh dari sempurna, untuk itu saran dan kritik demi penyempurnaan diktat ini sangat diharapkan.

Semoga bermanfaat.

Yogyakarta, Oktober 2004

Penyusun
Ir. Joko Pamungkas, MT

KATA PENGANTAR

Puji Tuhan, akhirnya Diktat MKA Pengantar Teknik Perminyakan (TM-110) telah selesai disusun. Diktat IV ini berjudul “Pengantar Teknik Produksi” merupakan bagian dari 5 (lima) diktat sebagai bahan bacaan wajib.

Penulis berharap setelah membaca diktat ini para mahasiswa dapat mengenal dan mengerti dasar-dasar teknik produksi.

Dasar-dasar teknik produksi ini meliputi: sekilas tentang aliran fluida dalam media berpori serta visualisasi kualitatif & kuantitas-nya, tahapan metode produksi, fasilitas produksi di permukaan, dan eksploitasi panas-bumi.

Kata pepatah kuno; tak ada gading yang tak retak, demikian juga penulis dalam menyusun diktat ini masih jauh dari sempurna, untuk itu saran dan kritik demi penyempurnaan diktat ini sangat diharapkan.

Semoga bermanfaat.

Yogyakarta, Oktober 2004

Penyusun
Ir. Joko Pamungkas, MT
DR. Ir. Sudarmoyo, SE., MS
Hariyadi, ST., MT
Ir. Avianto Kabul P., MT

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
KATA PENGANTAR	ii
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR GAMBAR	v
BAB I. PENDAHULUAN	I-1
BAB II. ALIRAN FLUIDA DALAM MEDIA BERPORI DAN <i>IPR</i>	II-1
2.1. Aliran Fluida Dalam Media Berpori	II-1
2.2. <i>Productivity Index</i>	II-2
2.3. <i>Inflow Performance Relationship</i>	II-3
2.3.1. <i>IPR</i> Satu-Fasa	II-4
2.3.2. <i>IPR</i> Dua-Fasa	II-5
BAB III. TAHAPAN PRODUKSI	III-1
3.1. Sembur Alam	III-1
3.2. Sembur Buatan	III-4
3.2.1. <i>Gas Lift</i>	III-4
3.2.1.1. <i>Continuous Gas-Lift</i>	III-5
3.2.1.2. <i>Intermittent Gas-Lift</i>	III-6
3.2.2. Pompa <i>Sucker-rod</i> tipe <i>Beam</i>	III-8
3.2.3. Pompa Listrik Sentrifugal <i>Submersible</i>	III-11
BAB IV. FASILITAS PRODUKSI PERMUKAAN	IV-1
4.1. <i>Gathering System</i>	IV-1
4.1.1. Ukuran Pipa Alir Horisontal	IV-3
4.1.2. Pengaturan Tekanan <i>Wellhead</i>	IV-3
4.1.3. Pengukuran Laju Produksi Cairan dan Gas	IV-5
4.2. <i>Manifold System</i>	IV-6
4.2.1. Pengaturan Sistem <i>Manifold</i>	IV-6
4.2.2. Pemilihan <i>Valve</i>	IV-7
4.2.3. <i>Header Manifold</i>	IV-11
4.3. Separator	IV-11
4.3.1. Jenis Separator	IV-13
4.3.2. Ukuran Kapasitas Separator	IV-16
4.3.3. Fasa Fluida Dalam Separator	IV-16
4.3.4. Tekanan Kerja Separator & Pemisahan Bertingkat	IV-17
4.3.5. Pemilihan Separator	IV-17
4.4. <i>Treating Facilities</i>	IV-18
4.4.1. <i>Wash Tank</i>	IV-18
4.4.2. <i>Heater Treater</i>	IV-18

4.4.3. <i>Oil Skimmer</i>	IV-20
4.5. <i>Oil Storage</i>	IV-20
4.5.1. Jenis Tangki Penimbun	IV-21
4.5.2. Tekanan Kerja Tangki	IV-25
4.5.3. <i>Volume Oil Storage</i>	IV-25
4.5.4. Pemilihan Tangki Penimbun	IV-25
4.6. Tata Letak Fasilitas Produksi	IV-26
4.7. <i>Total Design System</i>	IV-26
BAB V. EKSPLOITASI PANAS-BUMI	V-1
5.1. Konversi Energi Panas Bumi	V-2
5.2. Pemanfaatan Energi Panas Bumi	V-3
5.2.1. Pemanfaatan Untuk Pembangkit Listrik	V-3
5.2.2. Pemanfaatan Untuk Selain Listrik	V-3
5.3. <i>Hot Dry Rock</i>	V-6

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Penampang Aliran Linier Melalui Media Berpori	II-1
Gambar 2.2.	Grafik IPR untuk Aliran Satu-Fasa	II-4
Gambar 2.3.	<i>Inflow Performance Relationship</i> untuk Reservoir <i>Solution Gas Drive</i>	II-6
Gambar 2.4.	Kurva IPR untuk Aliran Dua-Fasa Pada Kasus $P_s < P_b$	II-8
Gambar 2.5.	Kombinasi PI Konstan dan IPR Vogel	II-9
Gambar 3.1.	Skema Sistem Aliran Keseluruhan Pada Sumur- Minyak	III-2
Gambar 3.2.	Instalasi Sumur Sembur Alam	III-3
Gambar 3.3.	Operasi <i>Gas-Lift</i> Aliran Kontinyu	III-6
Gambar 3.4.	Siklus Operasi Aliran <i>Intermittent</i> untuk Instalasi- Tertutup Konvensional	III-7
Gambar 3.5.	Sistem Pemompaan <i>Beam</i>	III-9
Gambar 3.6.	Peralatan Permukaan Suatu Instalasi Pemompaan <i>Beam</i>	III-10
Gambar 3.7.	<i>Tubing-Pump</i> Bawah Permukaan	III-10
Gambar 3.8.	Unit Pemompaan <i>ESP</i>	III-12
Gambar 3.9.	Sistem Pompa <i>ESP</i> Bawah Permukaan	III-12
Gambar 4.1.	<i>Individual Oil and Gas Gathering System</i>	IV-1
Gambar 4.2.	Sistem Optimasi <i>Gathering</i>	IV-2
Gambar 4.3.	<i>Oil and Gas Gathering System</i>	IV-2
Gambar 4.4.	<i>Common Line Gathering System</i>	IV-3
Gambar 4.5.	<i>Wellhead</i> dan <i>Safety Valve</i>	IV-4
Gambar 4.6.	<i>Close System (Orifice-Meter)</i>	IV-5
Gambar 4.7.	<i>Open System (Critical-Flow Prover)</i>	IV-5
Gambar 4.8.	<i>Manifold</i>	IV-6
Gambar 4.9.	Macam-Macam <i>Fitting</i> dan <i>Valve</i>	IV-8
Gambar 4.10.	Jenis <i>Valve</i> Lain	IV-9
Gambar 4.11.	Komponen Utama Separator	IV-12
Gambar 4.12.	Skema Separator Vertikal	IV-13
Gambar 4.13.	Separator Horizontal Bertabung Tunggal	IV-14
Gambar 4.14.	Separator Horizontal Bertabung Ganda	IV-15
Gambar 4.15.	Separator <i>Spherical</i> Tekanan Rendah	IV-15
Gambar 4.16.	Instalasi Khusus Pemisahan Tiga-Tingkat	IV-17
Gambar 4.17.	<i>Wash Tank</i>	IV-19
Gambar 4.18.	<i>Vertical Treater</i>	IV-19
Gambar 4.19.	<i>Horizontal Oil Skimmer</i>	IV-20
Gambar 4.20.	Penampang <i>Storage Tank</i> Jenis <i>Bolted-Steel Tank</i> ..	IV-22
Gambar 4.21.	Spesifikasi API <i>Welded-Steel Tank</i>	IV-23
Gambar 4.22.	<i>Wooden Storage Tank</i> dengan Konstruksi <i>Water- Groove</i>	IV-24

Gambar 5.1.	Beberapa Skema Pembangkit Listrik Bertenaga Panas Bumi	V-4
Gambar 5.2.	Skema Pembangkit Listrik Panas Bumi dengan Teknologi Siklus Biner	V-5
Gambar 5.3.	Persyaratan Temperatur Fluida Panas Bumi untuk Berbagai Pemanfaatan	V-7
Gambar 5.4.	Teknologi <i>Hot Dry Rock</i> (HDR) untuk Pemanfaatan Panas Bumi	V-8

BAB I PENDAHULUAN

Pada prinsipnya, yang dipelajari dalam teknik produksi adalah cara-cara mengangkat fluida dari dalam reservoir ke permukaan. Hal utama yang harus diperhatikan didalam memproduksi suatu sumur adalah "laju produksi", dimana besarnya harga laju produksi (q) yang diperoleh dengan metode produksi tertentu harus merupakan laju produksi optimum, baik ditinjau dari sumur itu sendiri maupun dari lapangan secara keseluruhan.

Dua hal pokok yang mendasari teknik produksi adalah:

- (1) Gerakan fluida dari formasi ke dasar sumur, melalui media berpori
- (2) Gerakan fluida dari dasar sumur ke permukaan, melalui media pipa

Gerakan fluida dari formasi ke dasar-sumur akan dipengaruhi:

- (1) Sifat-sifat fisik batuan dan fluida reservoir di sekitar lubang bor
- (2) Gradien tekanan antara reservoir dan lubang bor

Kedua faktor di atas akan menentukan besarnya kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida ke dasar sumur yang disebut *Inflow Performance Relationship (IPR)*.

Pada gerakan fluida dari dasar-sumur sampai ke permukaan melalui media pipa, yang perlu diketahui adalah penurunan tekanan yang terjadi selama fluida mengalir didalam pipa. Besarnya penurunan tekanan yang terjadi dapat dihitung dengan menggunakan berbagai metode yang tersedia (*Vertical Flow Performance* atau *Tubing Performance*).

Pada sumur "sembur alam" yang diproduksi, terdapat dua kondisi permukaan yang umum ditemui, yaitu sumur diproduksi dengan menggunakan "jepitan" (*Choke/Bean Performance*) atau sumur diproduksi tanpa *choke* di permukaan. Sebagian besar sumur-sumur sembur alam mempergunakan *choke*, dengan beberapa alasan seperti yang dikemukakan pada **Bab III (Tahapan Produksi)**. *Choke* biasanya dipasang pada awal masa produksi, kemudian dengan bertambahnya waktu ukuran *choke* akan bertambah sampai akhirnya *choke* akan dilepas seluruhnya agar tetap diperoleh laju produksi yang optimum.

"Sembur buatan" dilakukan dengan maksud untuk mempertahankan tingkat produksi agar tetap tinggi, karena kemampuan produksi suatu sumur akan terus berkurang dengan bertambahnya waktu. Atau kemampuan sumur yang bersangkutan untuk berproduksi sejak awal ditemukan sangat kecil, sehingga perlu dilakukan sembur buatan.

Sesudah fluida sampai ke permukaan dan melewati *choke*, fluida akan melalui pipa-pipa (sistim) di permukaan untuk dialirkan ke fasilitas permukaan. Hal utama yang harus diperhatikan dalam aliran pipa horisontal adalah penentuan penurunan tekanan sepanjang aliran dan penentuan diameter pipa yang diperlukan. Dalam memperkirakan penurunan tekanan yang terjadi, dapat digunakan berbagai korelasi yang telah tersedia (*Horizontal Flow Performance*). Pada prinsipnya, yang

dipelajari dalam teknik produksi adalah cara-cara mengangkat fluida dari dalam reservoir ke permukaan. Hal utama yang harus diperhatikan didalam memproduksi suatu sumur adalah "laju produksi", dimana besarnya harga laju produksi (q) yang diperoleh dengan metode produksi tertentu harus merupakan laju produksi optimum, baik ditinjau dari sumur itu sendiri maupun dari lapangan secara keseluruhan.

Secara keseluruhan, dua hal pokok yang mendasari teknik produksi adalah:

- (3) Gerakan fluida dari formasi ke dasar sumur, melalui media berpori
- (4) Gerakan fluida dari dasar sumur ke permukaan, melalui media pipa

Gerakan fluida dari formasi ke dasar-sumur akan dipengaruhi dua faktor berikut:

- (3) Sifat-sifat fisik batuan dan fluida reservoir di sekitar lubang bor
- (4) Gradien tekanan antara reservoir dan lubang bor

Kedua faktor di atas akan menentukan besarnya kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida ke dasar sumur yang disebut *Inflow Performance Relationship (IPR)*.

Pada gerakan fluida dari dasar-sumur sampai ke permukaan melalui media pipa, yang perlu diketahui adalah penurunan tekanan yang terjadi selama fluida mengalir didalam pipa. Besarnya penurunan tekanan yang terjadi dapat dihitung dengan menggunakan berbagai metode yang tersedia (*Vertical Flow Performance* atau *Tubing Performance*).

Pada sumur "sembur alam" yang diproduksi, terdapat dua kondisi permukaan yang umum ditemui, yaitu sumur diproduksi dengan menggunakan "jepitan" (*Choke/Bean Performance*) atau sumur diproduksi tanpa *choke* di permukaan. Sebagian besar sumur-sumur sembur alam mempergunakan *choke*, dengan beberapa alasan seperti yang dikemukakan pada **Bab III (Tahapan Produksi)**. *Choke* biasanya dipasang pada awal masa produksi, kemudian dengan bertambahnya waktu ukuran *choke* akan bertambah sampai akhirnya *choke* akan dilepas seluruhnya agar tetap diperoleh laju produksi yang optimum.

"Sembur buatan" dilakukan dengan maksud untuk mempertahankan tingkat produksi agar tetap tinggi, karena kemampuan produksi suatu sumur akan terus berkurang dengan bertambahnya waktu. Atau kemampuan sumur yang bersangkutan untuk berproduksi sejak awal ditemukan sangat kecil, sehingga perlu dilakukan sembur buatan.

Sesudah fluida sampai ke permukaan dan melewati *choke*, fluida akan melalui pipa-pipa (sistim) di permukaan untuk dialirkan ke fasilitas permukaan. Hal utama yang harus diperhatikan dalam aliran pipa horisontal adalah penentuan penurunan tekanan sepanjang aliran dan penentuan diameter pipa yang diperlukan. Dalam memperkirakan penurunan tekanan yang terjadi, dapat digunakan berbagai korelasi yang telah tersedia (*Horizontal Flow Performance*).

Fluida produksi dari kepala sumur dialirkan dengan pipa alir (*flow line*) ke tempat pengumpulan (*block station*) dan fluida tersebut dapat terdiri dari minyak, air dan gas. Sesuai dengan permintaan dari pabrik

pengilangan minyak (*refinery*) ataupun persyaratan yang harus dipenuhi sebelum dikapalkan, maka antara minyak, air, dan gas harus dipisahkan. Hampir semua perusahaan perusahaan pipa minyak menghendaki agar minyak yang di-*transport* tidak mengandung lebih dari 2 - 3% air dan padatan. Proses pemisahan fluida produksi meliputi berbagai cara pemisahan padatan-padatan dari minyak, pemisahan air dan gas dari minyak serta pemecahan emulsi. Berbagai peralatan digunakan untuk proses pemisahan yang terdiri dari masing-masing komponen, maupun merupakan gabungan-gabungan dari pada komponen yang membentuk satu sistem pemisahan. Minyak yang telah dipisahkan dialirkan dan ditampung pada tangki penimbun (*storage tank*), kemudian akan dikirim ke *refinery* atau ke terminal pengapalan dengan jalan mengalirkan melalui pipa salur (*pipe line*).

Secara garis besar eksploitasi energi panas bumi diarahkan pada dua tujuan yang sampai sekarang sudah dikembangkan. Kedua tujuan tersebut adalah: (1) pemanfaatan energi panas bumi untuk pembangkit tenaga listrik dan (2) pemanfaatan untuk selain pembangkit tenaga listrik. Keduanya dipisahkan dengan batas temperatur sekitar 160 - 180 °C.

BAB II ALIRAN FLUIDA DALAM MEDIA BERPORI DAN IPR

Aliran fluida dalam reservoir dapat terjadi bila ada perbedaan tekanan (gradien tekanan) sepanjang jarak tempuh aliran tersebut di dalam reservoir.

Penjabaran hukum Darcy dalam bentuk persamaan matematika adalah dasar dari persamaan matematika yang pertama untuk aliran fluida dalam media berpori, dan kemudian dapat dikembangkan untuk berbagai kondisi aliran fluida dalam reservoir.

2.1. ALIRAN FLUIDA DALAM MEDIA BERPORI

Henry Darcy (1856) merumuskan suatu hukum sebagai hasil studi eksperimen terhadap aliran air melalui media lapisan pasir yang tidak terkonsolidasi. Dengan beberapa anggapan, hukum ini telah diperluas untuk menerangkan gerakan fluida lainnya, termasuk dua atau lebih fluida yang tidak dapat bercampur (*immisible*) di dalam batuan yang kompak (*consolidated*) dan media berpori lainnya. Hukum Darcy menyatakan bahwa "kecepatan suatu fluida homogen melalui media berpori adalah berbanding lurus terhadap gradien tekanan dan berbanding terbalik terhadap viskositas fluida", atau

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{ds} \dots\dots\dots (2-1)$$

- dimana: v = kecepatan semu, cm/detik
 q = laju aliran volumetris, cc/detik
 A = luas penampang semu atau total (materi + saluran pori) batuan, cm²
 k = permeabilitas batuan (konduktivitas fluida), D (Darcy)
 μ = viskositas fluida, cp (centipoise)
 dP/ds = gradien tekanan, atm/cm

Gambar 2.1 memperlihatkan aliran linier melalui media berpori dengan penampang tetap, dimana kedua ujungnya seluruhnya terbuka untuk aliran. Jika fluida bersifat *incompressible*, maka kecepatan adalah sama pada semua titik selama laju aliran total melewati setiap penampang, sehingga

$$v = \frac{q}{A} = -1.127 \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots (2-2)$$

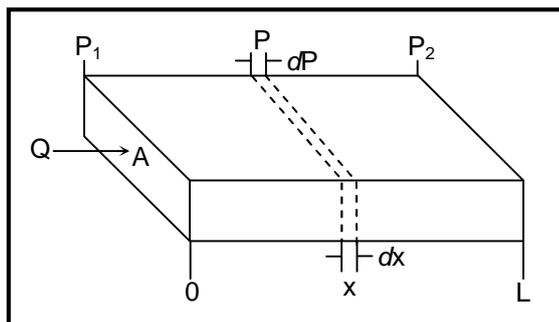
- dimana: (dalam satuan lapangan)
 v = bbl/day/ft²
 q = bbl/day

A = ft²
k = Darcy
 μ = centipoise
dP/dx = psi/ft

dengan memisahkan variabel dan mengintegrasikan sepanjang media berpori,

$$\frac{q}{A} = \int_0^L dx = -1.127 \frac{k}{\mu} \int_{P_2}^{P_1} dP$$
$$q = \frac{1.127kA(P_1 - P_2)}{\mu L} \dots\dots\dots (2-3)$$

Pada persamaan di atas variabel q, μ dan k dianggap tidak berubah terhadap tekanan.



Gambar 2.1. Penampang Aliran Linier Melalui Media Berpori

2.2. PRODUCTIVITY INDEX

Productivity Index (PI) suatu sumur adalah angka penunjuk (*index*) yang digunakan untuk menyatakan kemampuan produksi suatu sumur pada kondisi tertentu. Secara definisi PI adalah "perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan suatu sumur, terhadap perbedaan tekanan (*drawdown*) antara tekanan statik (P_s) dengan tekanan pada saat terjadi aliran (P_{wf}) di dasar sumur", atau

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \text{ bbl/day/psi} \dots\dots\dots (2-4)$$

Dengan menggunakan persamaan aliran dari Darcy, harga PI dapat pula ditentukan berdasarkan sifat fisik batuan dan fluida reservoir, serta geometri sumur dan reservoirnya, khusus untuk aliran radial maka:

$$PI = \frac{0.007082 kh}{\mu_o B_o \ln(r_e / r_w)} \dots\dots\dots (2-5)$$

Kedua persamaan di atas tidak selalu dapat digunakan, karena dalam praktek sering dijumpai adanya gas dalam aliran, sehingga fluida menjadi dapat dimampatkan (*compressible*), hal ini dapat terjadi bila tekanan reservoir di bawah tekanan *bubble-point*. Pada kondisi ini PI tidak dapat ditentukan dengan **Persamaan (2-4)** maupun **(2-5)**, karena harga PI akan berubah untuk setiap harga P_{wf} .

Selain itu persamaan di atas juga tidak berlaku bila dalam aliran fluida terdapat air formasi, tetapi kondisi ini masih dianggap berfasa satu, sehingga ke dalam **Persamaan (2-4)** dimasukkan harga laju produksi air, sebagai berikut:

$$PI = \frac{q_o + q_w}{P_s - P_{wf}} \dots\dots\dots (2-6)$$

Sesuai dengan persamaan Darcy, maka **Persamaan (2-6)** di atas dapat juga ditulis sebagai

$$PI = \frac{0.007082 h}{\ln(r_e / r_w)} \left[\frac{k_o}{\mu_o B_o} + \frac{k_w}{\mu_w B_w} \right] \dots\dots\dots (2-7)$$

Bentuk lain yang sering digunakan untuk mengukur produktivitas sumur adalah *Specific Productivity Index (SPI)*, yang didefinisikan sebagai perbandingan PI terhadap ketebalan,

$$SPI = \frac{PI}{h} \dots\dots\dots (2-8)$$

Harga SPI digunakan untuk membandingkan produktivitas sumur-sumur yang berbeda dalam suatu lapangan.

Lewis dan Horner (1942), mengemukakan bahwa harga PI dapat juga ditentukan dengan persamaan berikut:

$$PI = 5.9 \times 10^{-4} \frac{kh}{\mu_o B_o} \dots\dots\dots (2-9)$$

dimana :

- PI = *Productivity Index*, bbl/day/psi
- k = permeabilitas, mD (1D = 1000 mD)
- h = ketebalan formasi, ft
- μ_o = viskositas minyak, cp
- B_o = faktor volume formasi minyak, bbl/STB

2.3. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)

Inflow Performance suatu sumur adalah gambaran tentang kemampuan sumur yang bersangkutan untuk memproduksi atau menghasilkan fluida. Kemampuan sumur untuk menghasilkan fluida tergantung pada faktor berikut:

- Sifat fisik batuan
- Geometri sumur dan daerah pengurasan
- Sifat fisik fluida yang mengalir
- Perbedaan tekanan antara formasi produktif dengan lubang sumur pada saat terjadi aliran.

Harga PI yang diperoleh dari tes atau dari peramalan, merupakan gambaran kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Dalam kaitan dengan perencanaan produksi suatu sumur, harga PI dapat dinyatakan secara grafis, yang disebut grafik IPR (*Inflow Performance Relationship*).

Sesuai dengan definisi PI, maka untuk membuat grafik IPR perlu diketahui:

- laju produksi
- tekanan aliran dasar-sumur
- tekanan statik sumur

Ketiga data tersebut diperoleh dari tes produksi dan tes tekanan yang dilakukan pada sumur yang bersangkutan. Berdasarkan ketiga data tersebut grafik IPR dapat dibuat sesuai dengan kondisi aliran fluida satu-fasa atau dua-fasa.

2.3.1. IPR Satu-Fasa

Apabila ketiga data di atas diketahui, maka pembuatan grafik IPR untuk aliran fluida satu-fasa dapat dilakukan dengan prosedur sebagai berikut:

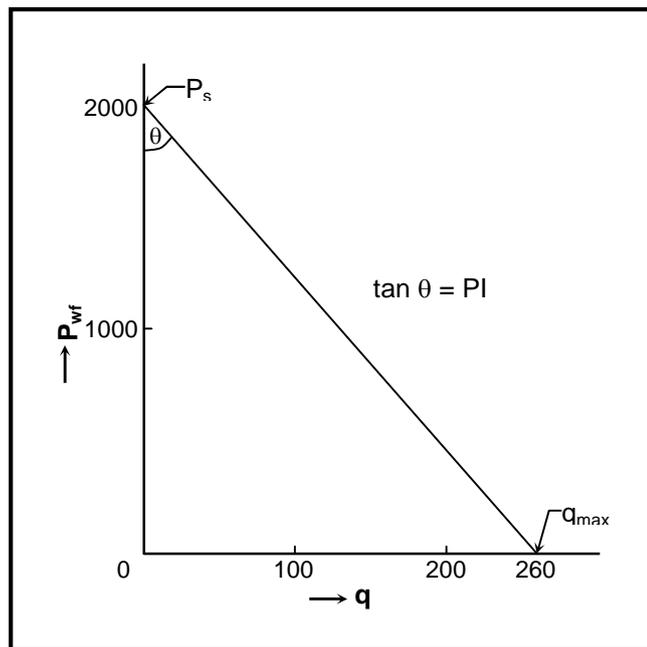
- (1) Tentukan Productivity Index dengan Persamaan (2-4)
- (2) Tentukan laju produksi maksimum (*potential*),

$$q_{max} = P_s \times PI$$

- (3) Buat sumbu koordinat pada kertas grafik milimeter, dengan tekanan pada sumbu tegak dan laju produksi pada sumbu datar.
- (4) Plot harga P_s pada sumbu tegak (pada $q = 0$)
- (5) Plot harga q_{max} pada sumbu datar (pada $P_{wf} = 0$)
- (6) Hubungkan kedua titik tersebut, dan garis hubung ini merupakan grafik IPR, seperti contoh pada **Gambar 2.2**.

Bila diketahui $P_s = 2000$ psi, $P_{wf} = 1500$ psi dan $q = 65$ bbl/hari, maka grafik IPR dapat dibuat sebagai berikut:

- (1) $PI = \frac{65}{2000 - 1500} = 0,13 \text{ bbl/hari/psi}$
- (2) $q_{max} = 0.13 \times 2000 = 260 \text{ bbl/hari}$
- (3) Buat sumbu koordinat seperti pada **Gambar 2.2**, kemudian plot 2000 psi pada sumbu tekanan (P_{wf}) dan 260 bbl/hari pada sumbu laju produksi (q).
- (4) Hubungkan dengan garis-lurus kedua titik tersebut, garis hubung ini adalah IPR satu-fasa.



Gambar 2.2. Grafik IPR untuk Aliran Fluida Satu-Fasa

2.3.2. IPR Dua-Fasa

Menurut Muskat apabila yang mengalir adalah fluida dua-fasa (minyak dan gas), maka grafik IPR akan berupa garis lengkung, dan harga ini tidak konstan, karena kemiringan garis IPR akan berubah secara kontinyu, untuk setiap harga P_{wf} . Dengan demikian **Persamaan (2-4)** tidak berlaku lagi dan secara definisi yang tepat adalah persamaan

$$PI = -\frac{dq}{dP_{wf}} \dots\dots\dots (2-10)$$

Pembuatan grafik IPR untuk aliran dua-fasa mula-mula dikembangkan oleh Weller (1966), yang menurunkan persamaan PI untuk reservoir *solution gas drive*, sebagai

$$PI = \frac{kh(r_e^2 - r_w^2) \int_{P_w}^{P_e} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dP}{141.294 r_e^2 \ln(r_e / r_w) - \frac{1}{2} (r_e^2 - r_w^2) P_e - P_w} \dots\dots\dots (2-11)$$

Dalam menurunkan **Persamaan (2-11)** di atas, dilakukan beberapa anggapan, yaitu:

- (1) Bentuk reservoir adalah lingkaran dan terbatas (*bounded reservoir*) dan sumur berada tepat di tengah lingkaran.
- (2) Media berpori seragam dan isotropis, dan harga S_w konstan di setiap titik.
- (3) Pengaruh gradien tekanan diabaikan
- (4) Kompresibilitas air dan batuan diabaikan
- (5) Komposisi minyak dan gas konstan
- (6) Tekanan pada fasa minyak dan gas sama
- (7) Kondisi semi *steady-state*, dimana laju desaturasi minyak sama di setiap titik pada saat tertentu.

Melihat persamaan yang digunakan, serta cara pemecahannya, cara Weller ternyata cukup rumit dan tidak praktis, maka kemudian Vogel (1968) mengemukakan suatu cara yang lebih sederhana dibanding metode Weller. Dasar pengembangan metode Vogel adalah persamaan Weller, dimana kemudian diperoleh *dimensionless IPR*.

Berdasarkan pada hasil "IPR tak berdimensi", Vogel kemudian membuat kurva dasar IPR mewakili semua kondisi yang diamati, dan merupakan hasil rata-rata grafik IPR tak berdimensi yang diperoleh. Bentuk dari "kurva dasar IPR tak berdimensi" tersebut dapat dilihat pada **Gambar 2.3**. Untuk tujuan praktis, kurva dasar IPR tak berdimensi tersebut dinyatakan ke dalam bentuk persamaan

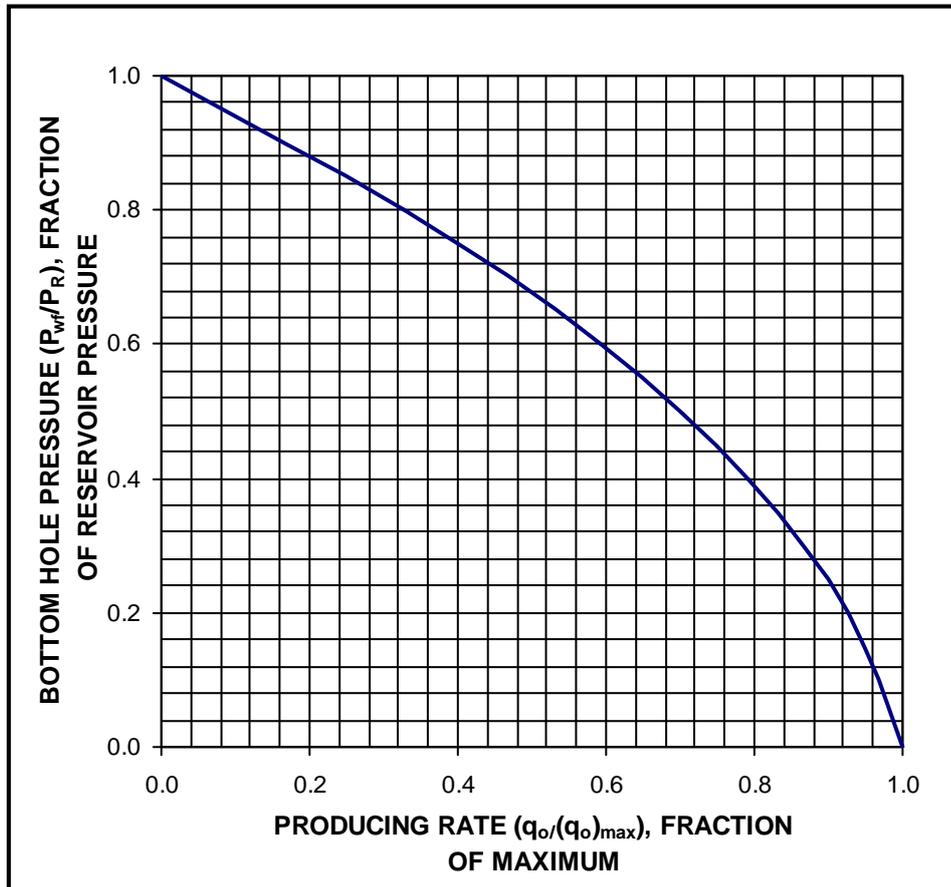
$$\frac{q_o}{(q_o)_{max}} = 1 - 0.20 \frac{P_{wf}}{P_s} - 0.80 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (2-12)$$

atau,

$$P_{wf} = P_s \left\{ \frac{\left[0.04 - 3.2 \left(\frac{q_o}{q_{o,max}} - 1 \right) \right]^{0.5} - 0.2}{1.6} \right\} \dots\dots\dots (2-13)$$

Sesuai dengan persamaan Weller yang digunakan untuk reservoir *solution gas drive*, yang merupakan dasar pengembangan Vogel, maka penggunaan kurva dasar IPR tak berdimensi juga hanya berlaku untuk reservoir *solution gas drive* saja. Selain itu juga hanya berlaku untuk

fluida dua-fasa, minyak dan gas. Tetapi untuk reservoir *partial water drive*, dimana terdapat sumur-sumur yang terisolasi dari perembesan air, kurva dasar masih dapat digunakan.



Gambar 2.3. Inflow Performance Relationship untuk Reservoir Solution Gas Drive

Kasus $P_s < P_b$

Pada kondisi ini prosedur pembuatan IPR adalah sebagai berikut:

- (1) Dengan menggunakan **Persamaan (2-12)**, tentukan q_{max} berdasarkan data tes produksi dan tekanan.
- (2) Secara tabulasi buat hubungan antara P_{wf} vs q , dengan menggunakan Persamaan (2-12) atau dengan kurva dasar IPR pada **Gambar 2-3**. Harga P_{wf} dianggap antara $P_{wf} = 0$ dan $P_{wf} = P_s$.
- (3) Buat sumbu koordinat, tekanan pada sumbu tegak dan laju produksi pada sumbu datar.
- (4) Plot pada kertas grafik hasil tabulasi pada langkah #2.
- (5) Hubungkan titik-titik tersebut, garis ini merupakan IPR.

Sebagai contoh, bila diketahui $P_s = 2000$ psi, $P_{wf} = 1500$ psi, $P_b = 2100$ psi dan $q_o = 65$ bbl/day, maka penyelesaiannya adalah sebagai berikut:

(1) Dengan menggunakan **Persamaan (2-12)**

$$\frac{65}{q_{max}} = 1 - 0.2\left(\frac{1500}{2000}\right) - 0.8\left(\frac{1500}{2000}\right)^2$$

$$\frac{65}{q_{max}} = 0.40$$

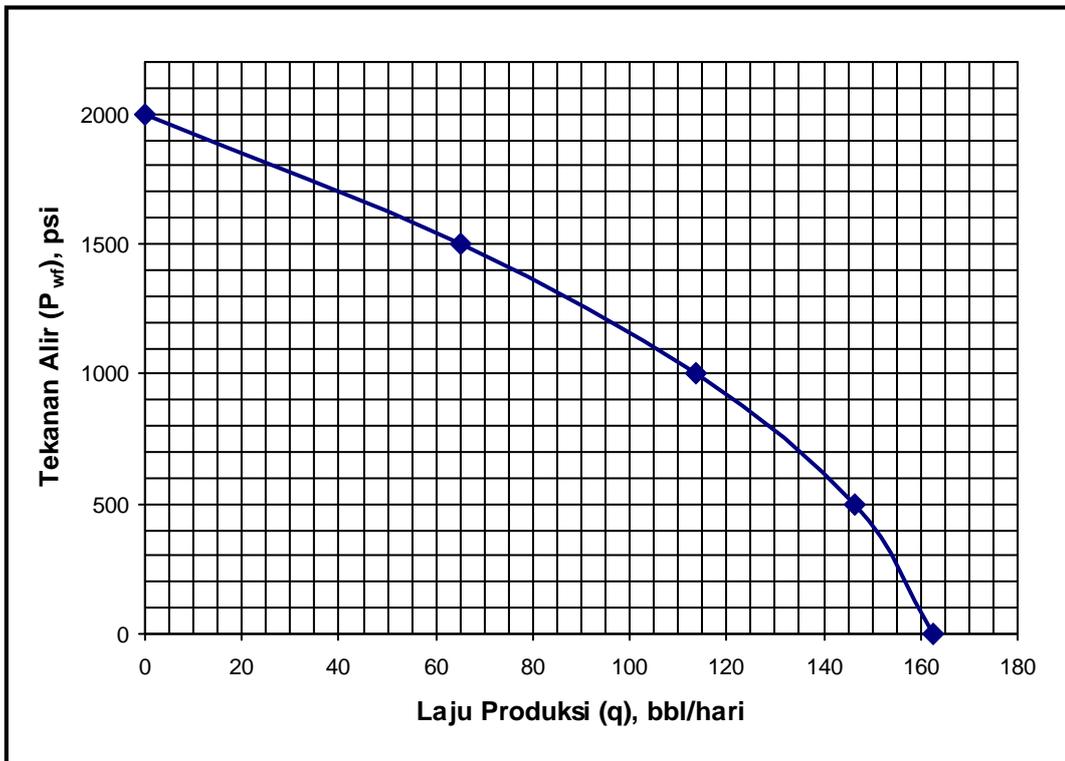
$$q_{max} = \frac{65}{0.40} = 162.50 \text{ bbl/hari}$$

(2) Buat tabulasi sebagai berikut:

P_{wf}	$\frac{P_{wf}}{P_s}$	$\frac{q}{q_{max}}$	q
0	0.00	1.00	162.50
500	0.25	0.90	146.25
1000	0.50	0.70	113.75
1500	0.75	0.40	65.00
2000	1.00	0.00	0.00

(3) Buat sumbu koordinat seperti pada **Gambar 2.4**, kemudian plot pada kertas grafik hasil tabulasi pada langkah #2.

(4) Hubungkan titik tersebut, dan garis hubung tersebut adalah kurva IPR



Gambar 2.4. Kurva IPR untuk Aliran Dua-fasa Pada Kasus $P_s < P_b$

Kasus $P_s > P_b$

Pada kondisi ini kurva IPR akan terdiri dari dua bagian (lihat **Gambar 2.5**), yaitu:

- (1) Bagian yang lurus, untuk harga $P_s > P_{wf} > P_b$
- (2) Bagian yang melengkung, untuk harga $P_{wf} < P_b$

Pembuatan kurva IPR untuk kondisi ini tergantung harga P_{wf} tes, apakah lebih besar atau lebih kecil dari harga P_b . Untuk keperluan pembuatan kurva IPR perlu dilakukan perluasan dari **Persamaan (2-12)**, sebagai berikut:

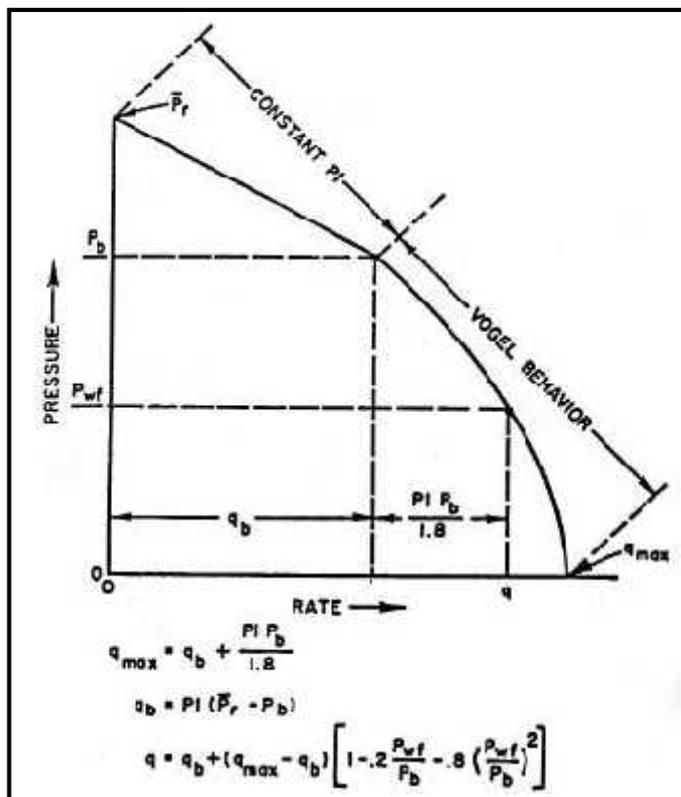
a) Untuk kurva IPR dimana P_{wf} tes $< P_b$ berlaku hubungan

$$\frac{q_o - q_b}{q_m - q_b} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \dots\dots\dots (2-14)$$

b) Untuk penentuan q_{max} , pada IPR dengan kondisi $P_s > P_b$ berlaku hubungan

$$q_{max} = \frac{q_o P_b}{1.8(P_s - P_{wf})} + q_b \dots\dots\dots (2-15)$$

dimana: q_o = laju produksi (data tes)
 P_{wf} = tekanan aliran dasar-sumur (data tes)
 P_s = tekanan statik (data tes)
 q_b = laju produksi pada tekanan *bubble point*
 P_b = tekanan *bubble point*



Gambar 2.5. Kombinasi PI Konstan dan IPR Vogel

- **Prosedur Pembuatan Kurva IPR untuk $P_s > P_b$ & $P_{wf \text{ tes}} > P_b$**
- (1) Buat sumbu koordinat pada kertas grafik milimeter, dimana tekanan pada sumbu tegak dan laju produksi pada sumbu datar
 - (2) Plot P_s pada $q = 0$, dan $P_{wf \text{ tes}}$ serta q_{test}
 - (3) Karena $P_{wf \text{ tes}} > P_b$, maka titik $(q, P_{wf \text{ tes}})$ tes terletak pada bagian kurva IPR yang linier, Untuk membuat bagian IPR yang linier, hubungkan titik $P_{wf} = P_s$ dan titik $(q, P_{wf \text{ tes}})$ tes dengan garis lurus.
 - (4) Pada titik $P_{wf} = P_b$, buat garis horisontal ke kanan
 - (5) Perpanjang garis langkah #3 sampai memotong garis dari langkah #4. Titik perpotongan ini adalah harga laju aliran pada saat

$P_{wf} = P_b$, yaitu q_b . Selain itu q_b dapat juga ditentukan berdasarkan persamaan

$$q_b = PI(P_s - P_b)$$

dimana

$$PI = \frac{q_{test}}{P_s - P_{wf\ tes}}$$

- (6) Tentukan q_{max} , dengan menggunakan **Persamaan (2-15)** dan plot harga q_{max} pada kertas grafik.
- (7) Dengan cara tabulasi, buat hubungan P_{wf} (untuk $P_{wf} < P_b$) dengan q menggunakan **Persamaan (2-14)**, kemudian plot harga-harga yang diperoleh pada kertas grafik.
- (8) Hubungkan titik tersebut mulai dari titik (q_b, P_b) dari langkah #5

➤ **Prosedur Pembuatan Kurva IPR untuk $P_s > P_b$ & $P_{wf\ tes} < P_b$**

Dibandingkan dengan pembuatan kurva IPR untuk $P_{wf\ tes} > P_b$, maka pembuatan kurva IPR untuk $P_{wf\ tes} < P_b$ lebih sulit karena bagian kurva IPR yang linier ($P_{wf} > P_b$) tidak dapat dibuat. Dengan demikian perlu ditentukan q_b terlebih dahulu, dengan cara mensubstitusikan **Persamaan (2-15)** ke dalam **Persamaan (2-14)** dan akan dihasilkan

$$q_b = q_o \left\{ 1 - \left[\frac{P_b}{1.8(P_s - P_{wf})} \right] \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \right\} \dots\dots (2-16)$$

Prosedur pembuatan kurva IPR adalah sebagai berikut:

- (1) Buat sumbu koordinat pada kertas grafik milimeter dengan tekanan pada sumbu tegak dan laju produksi pada sumbu datar.
- (2) Tentukan q_b dengan menggunakan **Persamaan (2-16)**
- (3) Tentukan q_m dengan menggunakan **Persamaan (2-15)**
- (4) Dengan cara tabulasi buat hubungan antara q_o dengan P_{wf} untuk $P_{wf} < P_b$ menggunakan **Persamaan (2-14)**.
- (5) Plot harga-harga yang diperoleh dari langkah #2, #3 dan #4 serta harga P_s dan P_b pada kertas grafik.
- (6) Hubungkan titik-titik tersebut, maka garis hubung ini merupakan kurva IPR.

BAB III TAHAPAN PRODUKSI

Secara umum tahapan atau metode produksi dibagi menjadi dua:

- (1) Tahapan sembur alam (*Natural Flowing*)
- (2) Tahapan sembur buatan (*Artificial Lift*), antara lain meliputi metode yang umum:
 - *Gas lift*
 - Pompa hisap (*sucker rod pump*)
 - Pompa benam (*submergible pump*)

Apabila tekanan reservoir cukup besar, sehingga mampu mendorong fluida reservoir sampai ke permukaan disebut sebagai sumur “sembur alam”. Keadaan demikian umumnya dapat ditemui pada awal masa produksi suatu sumur, tetapi keadaan ini tidak dapat terus dipertahankan, disebabkan tekanan reservoir yang akan terus menerus berkurang dari waktu ke waktu.

“Sembur buatan” dilakukan dengan maksud untuk mempertahankan tingkat produksi agar tetap tinggi, karena kemampuan produksi suatu sumur akan terus berkurang dengan bertambahnya waktu. Atau kemampuan sumur yang bersangkutan untuk memproduksi sejak awal ditemukan sangat kecil, sehingga perlu dilakukan sembur buatan.

3.1. SEMBUR ALAM (NATURAL FLOWING)

Bila tekanan reservoir cukup besar, sehingga mampu mendorong fluida reservoir sampai ke permukaan disebut sebagai “sumur sembur alam”. Sumur sembur-alam dapat diproduksi dengan atau tanpa “jepitan” (*choke*) di permukaan. Sebagian besar sumur sembur-alam menggunakan *choke* di permukaan dengan berbagai alasan, antara lain:

- (1) Sebagai pengaman
- (2) Untuk mempertahankan produksi, sebesar yang diinginkan
- (3) Mempertahankan batas atas laju produksi, untuk mencegah masuknya pasir.
- (4) Untuk memproduksi reservoir pada laju yang paling efisien
- (5) Untuk mencegah *water* atau *gas coning*

Biasanya *choke* dipasang pada awal produksi (*choke/bean performance*), kemudian dengan bertambahnya waktu ukuran *choke* akan bertambah, dan pada akhirnya *choke* akan dilepaskan seluruhnya agar tetap diperoleh laju produksi yang optimum.

Beberapa faktor yang harus diperhatikan dalam menentukan laju produksi maupun menganalisa kelakuan sumur sembur alam, yaitu:

- *Inflow Performance Relationship*
- *Tubing (Vertical Flow) Performance*

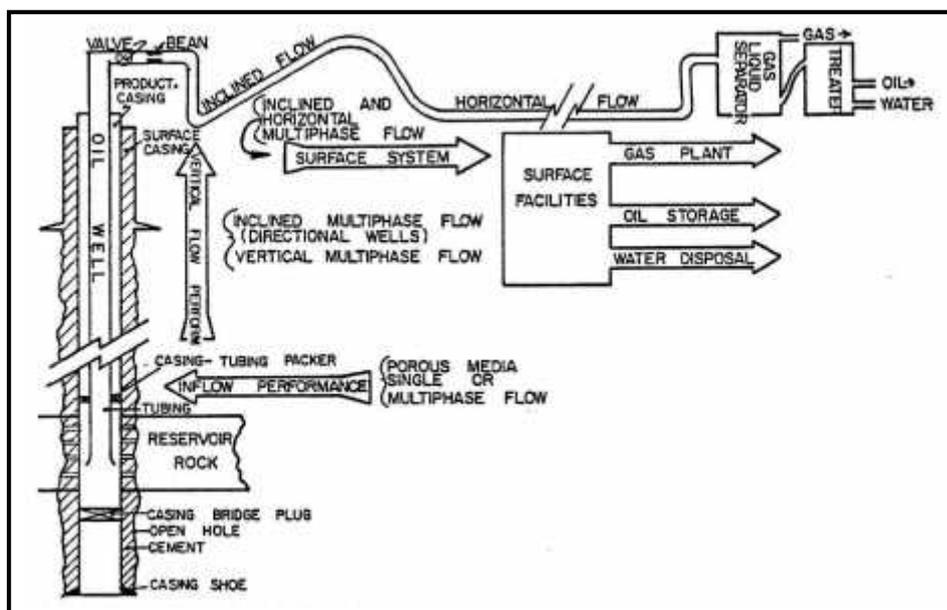
- Sistem di permukaan
- Fasilitas peralatan di permukaan
- Fasilitas peralatan bawah permukaan

Semua faktor di atas berkaitan erat satu dengan yang lain, dan akan mempengaruhi aliran minyak, gas dan air dari reservoir sampai ke fasilitas di permukaan.

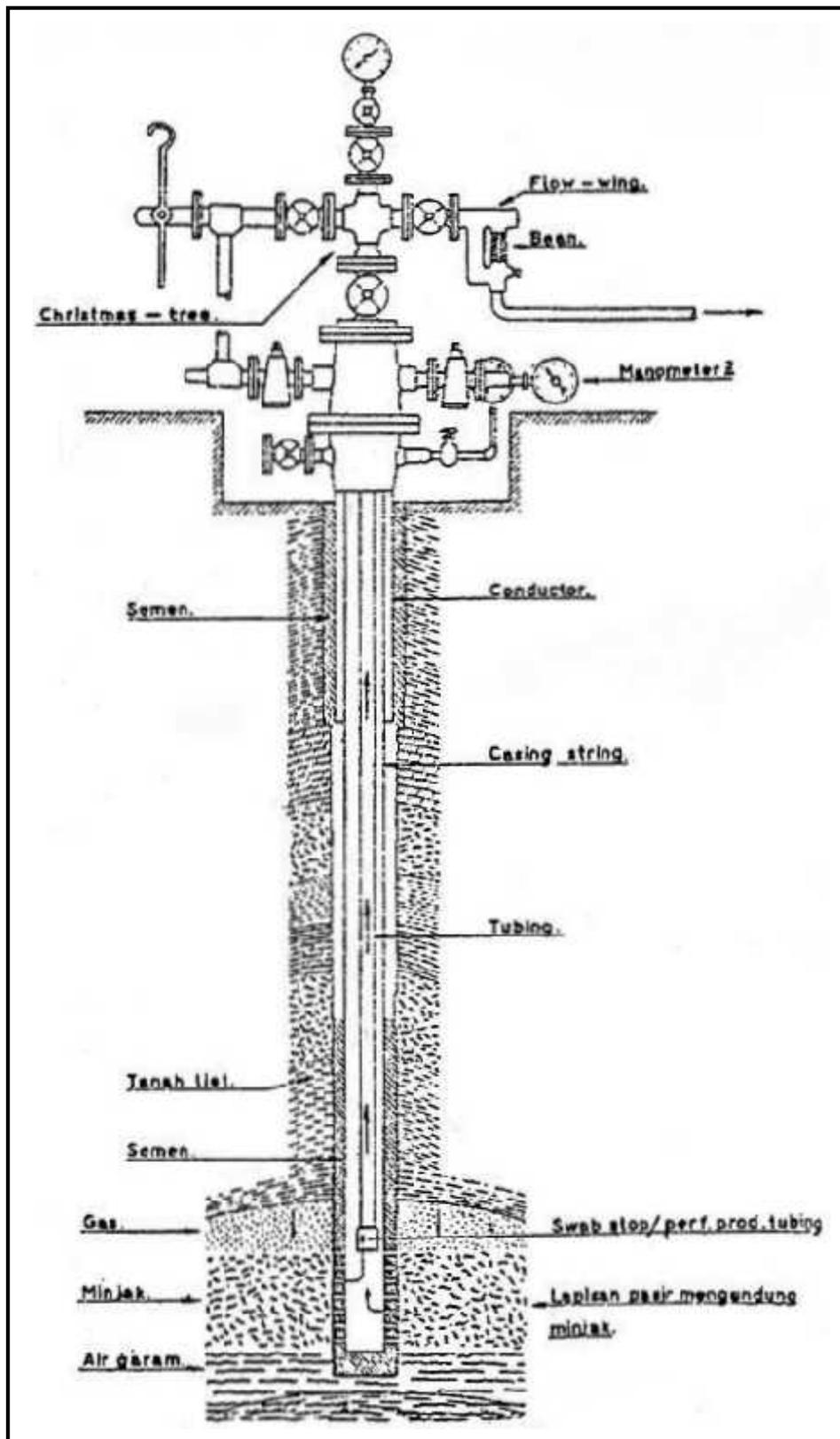
Fonseca (1972) memberikan diskusi berikut tentang fasilitas yang ada di lapangan untuk melengkapi kontinuitas sistem dan cara kontrol masing-masing:

- (1) Antara batuan reservoir dan sumur minyak terdapat peralatan bawah permukaan yang terdiri dari *casing*, *tubing*, *packer*, *bridge plug*, *bottom-hole choke*, katup-katup, *seating nipple*, peralatan pengaman, dan lain-lain. Semua peralatan yang dipasang ini disebut sebagai kondisi mekanis suatu sumur dan didesain sedemikian rupa sehingga akan terjadi hubungan antara reservoir dan sumur; dan memungkinkan untuk melakukan kontrol yang efektif terhadap formasi produktif, meliputi kemungkinan *workover* khusus, stimulasi, dan operasi rekompresi untuk problema produksi.
- (2) Antara sumur minyak dan sistem *flowline* terdapat peralatan permukaan untuk mengontrol sumur, meliputi fasilitas pengaman dan fasilitas untuk memungkinkan dilakukannya operasi khusus sehubungan dengan kelakuan sumur produksi. Komponen utama dari sistem ini adalah *flowline choke* yang mengontrol tekanan aliran di permukaan (*tubing* dan *casing*), dan pada dasar lubang.
- (3) Antara *flowline* dan fasilitas permukaan, terdapat peralatan untuk memisahkan fasa-fasa yang berbeda (gas, minyak dan air).

Gambar 3.1 memperlihatkan skema sistem aliran keseluruhan pada sumur minyak.



Gambar 3.1. Skema Sistem Aliran Keseluruhan Pada Sumur Minyak



Gambar 3.2. Instalasi Sumur Sembur Alam

3.2. SEMBUR BUATAN

Maksud “sembur buatan” (*artificial lift*) adalah untuk mempertahankan tekanan produksi dasar-sumur yang berkurang sehingga formasi dapat memberikan fluida reservoir yang diinginkan. Pada tahap awal suatu sumur dapat mampu melakukan tugas ini dengan tenaganya sendiri. Pada tahap masa aliran yang lebih akhir, sumur hanya mampu memproduksi sebagian dari fluida yang diinginkan. Selama tahap masa aliran sumur ini dan terutama sekali setelah sumur mati, suatu metode sembur buatan yang sesuai harus dipasang sehingga tekanan aliran dasar-sumur yang diperlukan dapat dipertahankan.

Mempertahankan tekanan aliran dasar-sumur yang diperlukan adalah dasar untuk perencanaan (desain) setiap instalasi sembur buatan. Jika suatu tekanan “*drawdown*” yang ditentukan sebelumnya dapat dipertahankan, sumur akan memproduksi fluida yang diinginkan.

Banyak tipe metode sembur buatan yang tersedia, antara lain: (1) pompa *sucker-rod* tipe *beam*, (2) pompa *sucker-rod* tipe *piston*, (3) pompa hidrolik sumur-minyak, (4) pompa listrik sentrifugal *submergible*, (5) pompa *rod* berputar, (6) *plunger lift*, (7) *gas lift*, dan lain-lain. Masing-masing tipe sembur buatan mempunyai keuntungan dan kerugian.

Berikut ini hanya akan dibicarakan tiga tipe metode sembur buatan (*artificial lift*), yaitu :

- *Gas lift*
- Pompa *sucker-rod* tipe *beam*
- Pompa listrik sentrifugal *submergible*

3.2.1. Gas Lift

Sumur-sumur minyak yang laju produksinya sudah rendah atau bahkan sudah tidak mampu mengalirkan minyak ke permukaan dapat ditingkatkan/di“hidup”kan lagi dengan menggunakan gas (*gas lift*) ataupun pompa. Pemakaian pompa dan *gas lift* pada suatu lapangan perlu memperhatikan karakteristik fluida yang akan diproduksi, kemiringan sumur, laju produksi yang diinginkan, kekompakan formasi, dan lain-lain. Khususnya yang akan dibicarakan di bawah ini adalah cara produksi dengan “*gas lift*”, yaitu suatu metode fluida pengangkat di mana gas tekanan relatif tinggi (minimum 250 psi) digunakan sebagai media pengangkat melalui proses mekanis.

Gas-lift adalah proses pengangkatan fluida dari sumur dengan menggunakan gas yang diinjeksikan ke dalam sumur. Proses pengangkatan ini berlangsung karena:

- (1) Penurunan gradien fluida dalam *tubing*
- (2) Pengembangan gas yang diinjeksikan, dan/atau
- (3) Pendorongan minyak oleh gas injeksi bertekanan tinggi

Gas-lift dapat diterapkan hampir pada setiap lapangan asalkan ada cukup gas dan bukan minyak-berat. Ada dua metode *gas-lift* yang dapat diterapkan, yaitu:

- (1) *Continuous gas lift*. Dalam cara ini gas dengan tekanan dan volume tertentu diinjeksikan ke dalam sumur secara terus-menerus (kontinyu) selama proses pengangkatan minyak. Cara ini sesuai untuk sumur-sumur yang mempunyai PI tinggi dan tekanan dasar-sumur tinggi.
- (2) *Intermittent gas lift*. Dalam cara ini gas diinjeksikan secara periodik. Waktu dari injeksi diatur oleh suatu alat di permukaan yang disebut sebagai "*intermitter*", atau oleh katup (*valve*) yang dipasang pada tubing dan sensitif terhadap perbedaan tekanan antara *casing* dan *tubing*. Metode ini lebih cocok untuk sumur-sumur dengan tekanan dasar-sumur rendah.

Beberapa kelebihan *gas lift* dibandingkan dengan metode sembur buatan lain yaitu:

- (1) Biaya peralatan awal untuk instalasi *gas-lift* biasanya lebih rendah, terutama sekali untuk pengangkatan sumur dalam (*deep lift*).
- (2) Pasir (bahan abrasif) yang ikut terproduksi tidak merusak kebanyakan instalasi *gas-lift*.
- (3) *Gas-lift* tidak tergantung/dipengaruhi oleh desain sumur.
- (4) Umur peralatan lebih lama
- (5) Biaya operasi biasanya lebih kecil, terutama sekali untuk *deep lift*.
- (6) Ideal untuk sumur-sumur dengan GOR tinggi atau yang memproduksi buih gas (*gas-cut foam*).

Meskipun demikian metode *gas-lift* mempunyai batasan berikut:

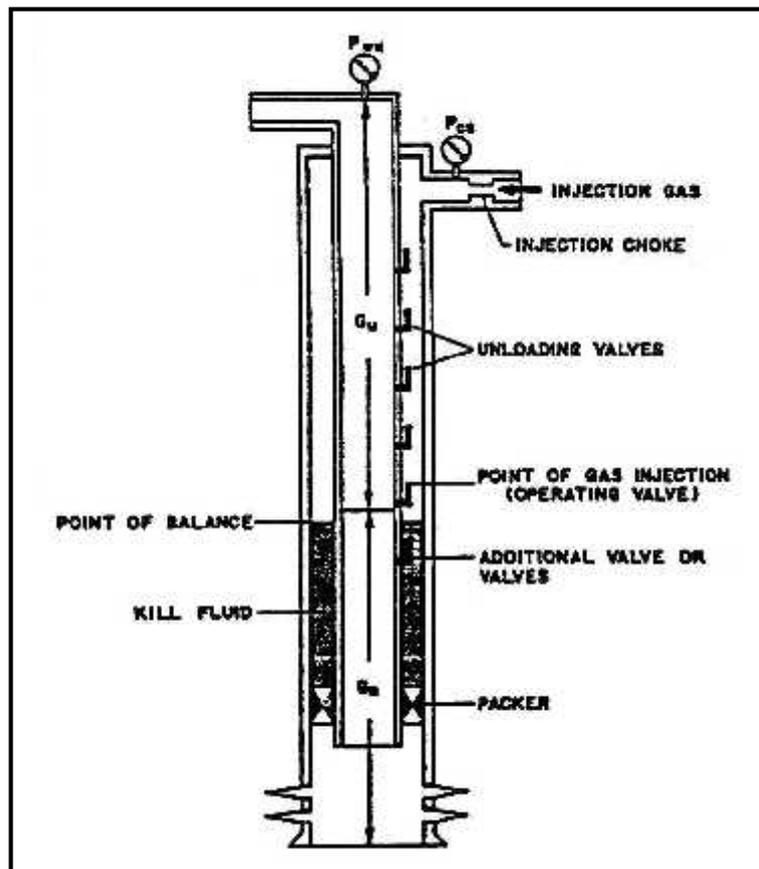
- (1) Gas harus tersedia
- (2) Sentralisasi kompresor sulit untuk sumur-sumur dengan jarak terlalu jauh.
- (3) Gas injeksi yang tersedia sangat korosif, kecuali diolah sebelum digunakan.

3.2.1.1. Continuous Gas Lift

Gambar 3.3 memperlihatkan tipe instalasi aliran kontinyu. Ada enam katup (*valve*) di dalam sumur. Empat katup bagian atas digunakan sebagai katup pengosongan sumur (*unloading valve*) dari fluida *workover*, untuk mencapai katup operasi ke lima (*operating valve*). Satu katup tambahan di bawah "titik injeksi" (*point of injection*) ditambahkan untuk kondisi keamanan dan/atau kondisi sumur yang berubah. Karena terdapat satu katup di bawah katup operasi, permukaan fluida pematang sumur (*kill fluid*) mencapai "titik keseimbangan" (*point of balance*) antara tekanan *casing* dan tekanan di dalam *tubing*. Tanpa katup ini di dalam sumur, permukaan cairan di dalam *casing* akan tetap pada kedalaman katup-5 (*operating valve*). Empat katup pengosongan fluida tetap tidak beroperasi sampai katup ini diperlukan untuk mengosongkan sumur lagi pada kasus lain, seperti setelah penutupan sumur (*shut-in*).

Continuous gas-lift ini sering digunakan pada sumur-sumur yang mempunyai kondisi:

- (1) Produktivitas tinggi dan tekanan statik tinggi (permukaan fluida dalam sumur pada saat statik dapat mencapai 70% dari kedalaman sumur).
- (2) *Productivity Index* (PI) rendah, tetapi tekanan dasar sumur tinggi



Gambar 3.3. Operasi Gas-Lift Aliran Kontinyu

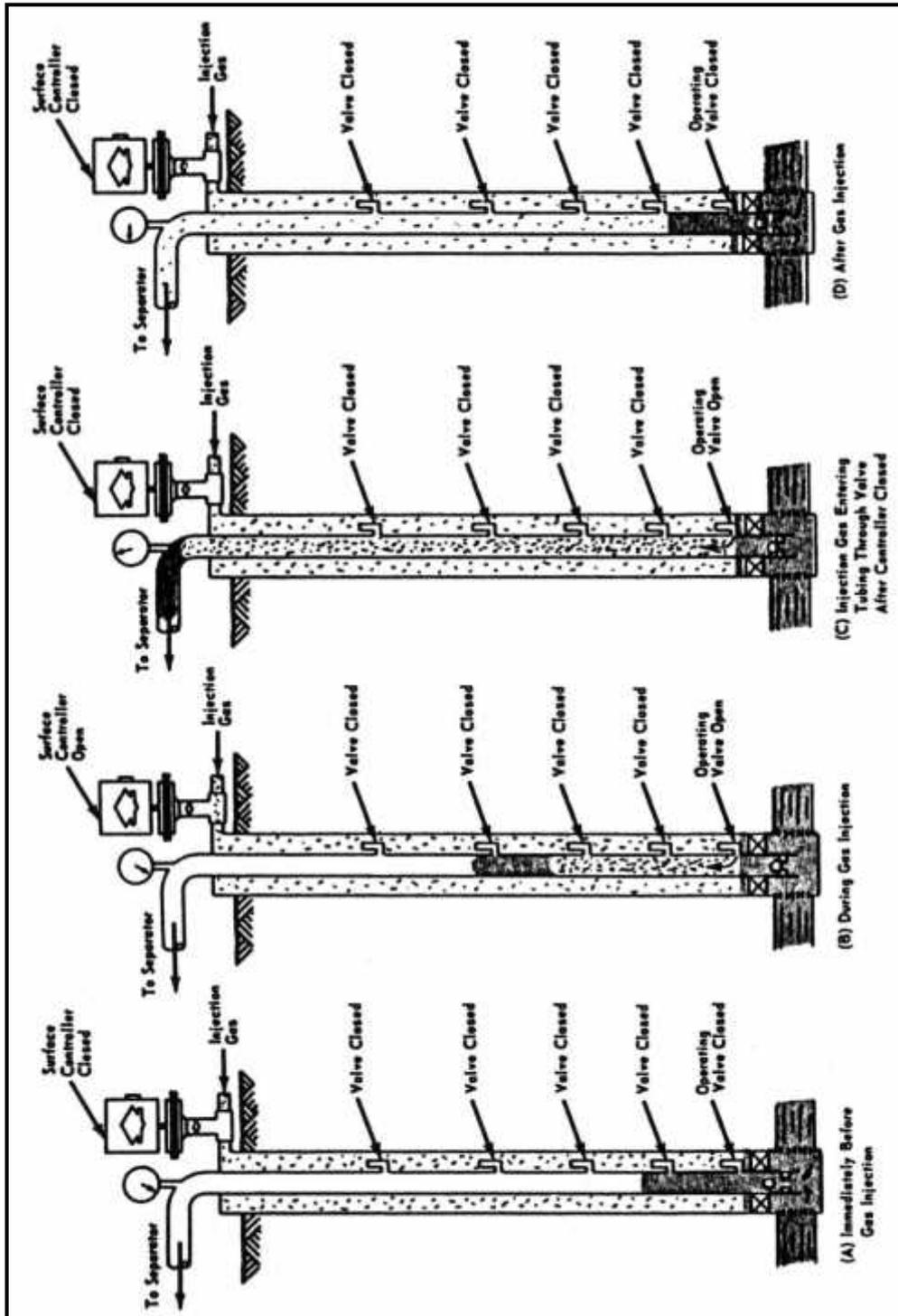
3.2.1.2. Intermittent Gas Lift

Pada metode ini gas diinjeksikan secara terputus yaitu gas diinjeksikan selama beberapa saat, kemudian injeksi dihentikan selama selang waktu tertentu, dan kemudian diinjeksikan lagi, dan seterusnya. Pengaturan frekuensi atau siklus injeksi tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan:

- (1) *Surface-controller* dengan menggunakan "jam" (*clock*)
- (2) *Choke*, yang bekerja atas perubahan tekanan *casing* atau *tubing*.

Penghentian injeksi gas diperlukan untuk memberi kesempatan terhadap cairan masuk dan terkumpul di dalam *tubing* di atas titik-injeksi. Setelah terkumpul baru diinjeksikan gas dan gas akan mendorong fluida ke permukaan dalam bentuk kolom cairan (*slug*). Lamanya penghentian

tergantung pada produktivitas formasi. Jika produktivitas formasi besar, maka lamanya penghentian injeksi kecil (singkat). Sedangkan bila produktivitas sumur kecil, maka penghentian injeksi memerlukan waktu yang lama.



Gambar 3.4. Siklus Operasi Aliran Intermittent untuk Instalasi-Tertutup Konvensional

Intermittent gas-lift dapat digunakan pada dua kondisi sumur, yaitu:

- (1) PI tinggi (≥ 0.5) dengan tekanan dasar-sumur rendah, atau
- (2) PI rendah dengan tekanan dasar-sumur rendah

Dalam metode *intermittent* pada **Gambar 3.4**, sebelum gas diinjeksikan, minyak dibiarkan dulu membentuk kolom (*slug*) di atas katup (*gas lift*) di dalam *tubing*. Karena gas diinjeksikan dan tekanan naik di dalam anulus, maka katup membuka pada tekanan-bukanya yang diikuti oleh aliran gas ke dalam *tubing*. Gas ini akan mendorong kolom minyak ke atas. Selama pendorongan ini sebagian cairan akan mengalir kembali ke bawah. Pada waktu kolom tadi mencapai permukaan, kolom berikutnya telah terbentuk karena aliran dari formasi. Gas diinjeksikan, katup terbuka sehingga gas akan mendorong kolom minyak dan demikian seterusnya kolom demi kolom diangkat ke permukaan.

3.2.2. Pompa Sucker-rod Tipe Beam

Sekitar 80 – 90% dari semua sumur sembur buatan diproduksi dengan pemompaan *sucker-rod*, yang paling umum adalah sistim pemompaan *beam*. Walaupun sistim *sucker-rod beam* secara mekanis sederhana dan telah terbukti berumur lama (awet) dan ekonomis dalam operasi, banyak faktor yang harus dipertimbangkan dalam perencanaan sistim yang tepat. *Design engineer* harus mengetahui sepenuhnya fungsi dan segi yang rumit tiap bagian dari sistim keseluruhan jika kinerja optimum yang diharapkan. Walaupun kelihatan sederhana, kelakuan sistim *beam* dan *sucker-rod* kompleks sekali di dalam praktek lapangan.

Metode pemompaan sumur-minyak dapat dibagi ke dalam dua kelompok utama, yaitu:

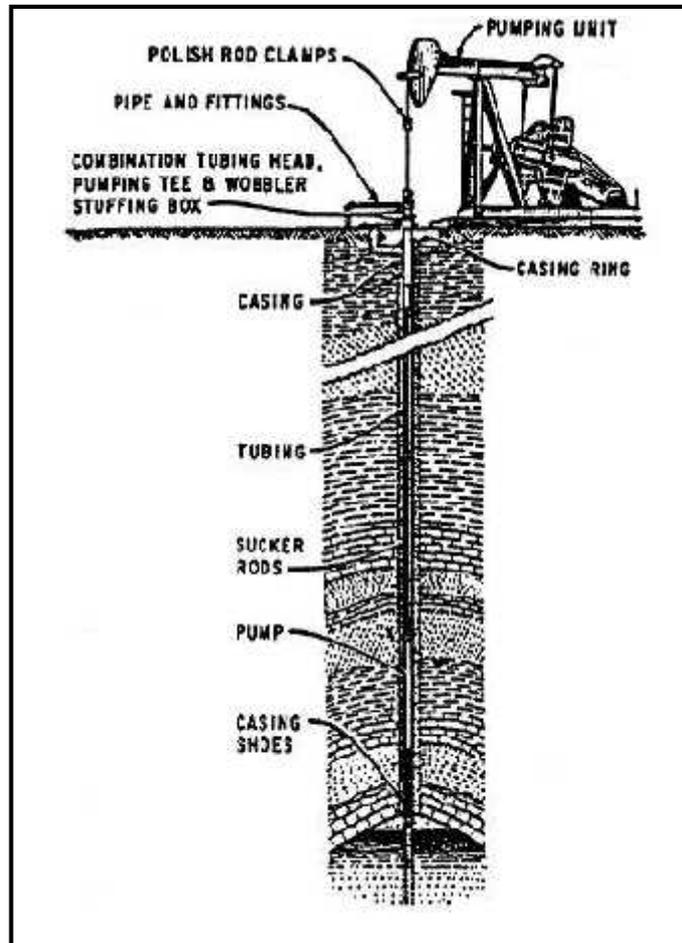
- (1) Sistim *rod*, dimana gerakan peralatan pemompaan bawah-permukaan berasal dari permukaan dan ditransmisikan ke pompa dengan memakai rangkaian-rod (*rod string*).
- (2) Sistim tanpa *rod*, dimana gerakan pemompaan dari pompa bawah-permukaan dihasilkan dengan menggunakan selain *sucker-rod*.

Dari dua kelompok di atas, yang pertama diwakili sistim pemompaan *beam*, dan yang kedua diwakili sistim pemompaan hidrolik dan sentrifugal.

Sistim pemompaan *beam* terdiri dari lima bagian, yaitu:

- (1) Pompa penggerak *sucker-rod* bawah permukaan
- (2) Rangkaian *sucker-rod* yang mentransmisikan gerakan pemompaan di permukaan dan tenaga untuk pompa bawah permukaan (*subsurface pump*). Juga termasuk rangkaian *tubing* dan/atau *casing* yang diperlukan di dalam mana *sucker-rod* beroperasi dan menyalurkan fluida yang dipompakan dari pompa ke permukaan.
- (3) Peralatan pemompaan di permukaan yang merubah gerakan rotasi dari penggerak utama (*prime-mover*) menjadi gerakan osilasi linier.
- (4) Unit transmisi tenaga atau "speed reducer"
- (5) *Prime-mover* yang menyediakan tenaga yang diperlukan kepada sistim.

Gambar 3.5 memperlihatkan berbagai komponen suatu sistim lengkap pemompaan *beam*. Butir (3) dan (4) di atas menunjukkan unit pemompaan *beam*.



Gambar 3.5. Sistim Pemompaan Beam

Gambar 3.6 memperlihatkan susunan peralatan di permukaan (*surface equipment*) untuk tipe unit konvensional.

Gerakan rotasi dari "*crank arm*" dirubah menjadi gerakan osilasi (naik dan turun) dengan menggunakan "*walking beam*". *Crank arm* dihubungkan ke *walking beam* dengan menggunakan "*pitman arm*", dan *walking beam* disangga oleh "*sampson post*" dan "*saddle bearing*".

"*Horse head*" dan "*bridle*" (susunan kabel penggantung) digunakan untuk memastikan bahwa pemasangan "*sucker rod string*" (rangkaiian *sucker-rod*) adalah vertikal sepanjang waktu sehingga tidak ada momen-lengkung yang dipergunakan terhadap bagian tersebut dari rangkaian *sucker-rod* di atas "*stuffing box*". Kombinasi "*polished rod*" dan *stuffing-box* digunakan untuk mempertahankan sekat (*seal*) cairan yang baik pada permukaan.

Gambar 3.7 adalah salah satu instalasi pompa bawah-permukaan (*subsurface pump*) tipe "*tubing-pump*", yang terdiri dari empat elemen dasar:

- (1) *Working barrel*
- (2) *Plunger*
- (3) Katup hisap/masuk (*standing valve*)
- (4) Katup buang/keluar (*travelling valve*)

Gambar di atas memperlihatkan lokasi *standing valve* dan *traveling valve* pada saat langkah naik (*upstroke*), sebelah kiri; dan langkah turun (*downstroke*), sebelah kanan.

3.2.3. Pompa Listrik Sentrifugal Submergible (ESP)

Electric Submergible Pump (ESP) merupakan pompa jenis sentrifugal yang digerakkan oleh tenaga motor listrik. Pompa ini disebut pompa *submergible* karena dalam operasinya pompa dan motor berada di bawah *fluid level* atau tercelup di dalam fluida.

Pada mulanya pompa ini dikembangkan terutama untuk memompa air di tambang, atau pada kapal. Perkembangan selanjutnya, pompa ESP memungkinkan digunakan pada sumur dalam dan memberikan laju produksi yang besar. Selain untuk sumur produksi, pompa ESP digunakan pada proyek-proyek *water-flooding* dan *pressure maintenance* dimana dipasang pada sumur-sumur injeksi. Selain itu dapat digunakan pada sumur yang dikompleksi tidak menggunakan *tubing* (*tubingless completion*) dan produksi dilakukan melalui *casing*.

Sistim pompa ESP atau pompa listrik sentrifugal terdiri dari tujuh elemen dasar, yaitu:

- (1) Motor listrik
- (2) *Protector*
- (3) Separator gas
- (4) Pompa sentrifugal bertingkat banyak (*multistage*)
- (5) Kabel listrik
- (6) *Switchboard*
- (7) *Transformer*

Pada pemakaian normal, pompa ESP atau sentrifugal dimasukkan ke dalam tubing dan dicelupkan ke dalam fluida sumur. Instalasi ini dapat dipakai pada lubang bengkok (*crooked hole*) atau sumur-sumur yang dibor secara berarah (*directional*).

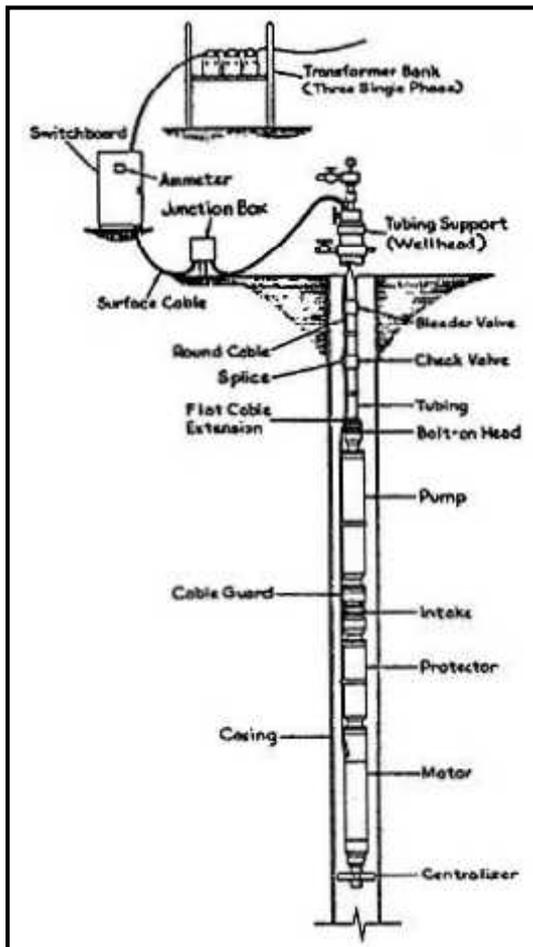
Keuntungan pompa ESP adalah biaya perawatan rendah, demikian juga biaya pemasangan, terutama untuk lokasi yang jauh di pedalaman dan pada operasi lepas pantai. **Gambar 3.8** memperlihatkan unit pompa listrik sentrifugal secara keseluruhan.

Pada dasarnya pompa ESP adalah pompa sentrifugal bertingkat banyak, dimana poros pompa sentrifugal dihubungkan langsung dengan motor penggerak. Motor penggerak menggunakan tenaga listrik yang disuplai dari permukaan dengan perantaraan kabel listrik dan sumber

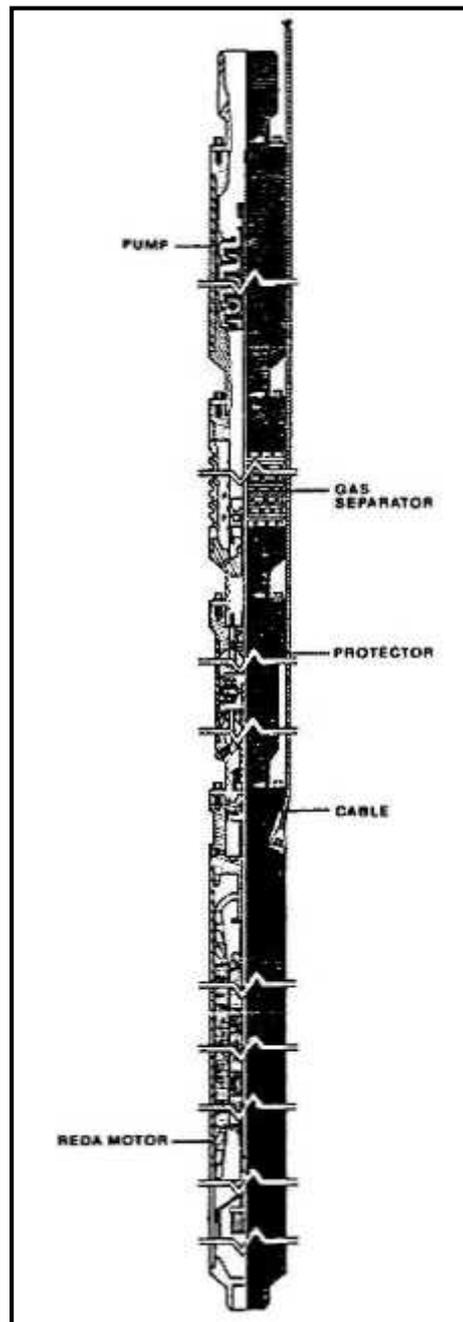
listrik diambil dari pembangkit tenaga listrik (*power plant*) setiap lapangan minyak.

Sistim peralatan pompa ESP dibagi menjadi dua, yaitu:

- Peralatan bawah permukaan
- Peralatan permukaan



Gambar 3.8.
Unit Pemompaan ESP



Gambar 3.9.
Sistim Pompa ESP Bawah Permukaan

Peralatan Bawah Permukaan

Lima komponen peralatan di bawah permukaan diperlihatkan pada **Gambar 3.9**, terdiri dari:

- (1) Motor listrik sebagai unit penggerak
- (2) *Protector*
- (3) Separator gas
- (4) Pompa sentrifugal bertingkat banyak (*multistage*)
- (5) Kabel listrik

➤ **Motor Listrik**

Sebagai unit penggerak pompa adalah tipe motor induksi tiga-fasa yang berisi minyak untuk pendingin dan pelumas. Untuk pendinginan dapat juga digunakan fluida sumur pada saat mengalir ke permukaan, sehingga unit pompa dipasang di atas zona produksi.

➤ **Protector**

Sebagai bagian penyekat dan pada dasarnya mempunyai empat fungsi berikut:

- (1) Mencegah fluida sumur masuk ke dalam motor
- (2) Menghubungkan *pump housing* dengan *motor housing* dengan menyambung poros penggerak motor ke poros pompa.
- (3) Tempat bantalan dorong pompa (*pump thrust bearing*) mengangkat daya dorong *axial* yang dihasilkan pompa.
- (4) Ruang tempat pengembangan dan penyusutan minyak-motor pada saat unit dijalankan atau dimatikan.

➤ **Separator Gas**

Memisahkan gas bebas dari fluida dan mengarahkan keluar dari *pump intake*. Merupakan bagian yang terpasang antara *protector* dan pompa dan bertindak sebagai *pump intake*.

➤ **Pompa Submergible**

Adalah pompa sentrifugal bertingkat banyak dimana setiap tingkat terdiri dari *impeller* berputar dan *stationary diffuser*. Tipe tingkat yang digunakan menentukan volume fluida yang akan diproduksi.

➤ **Kabel Listrik**

Mensuplai tenaga ke motor listrik. Kabel ini diisolasi dan tahan pada temperatur sumur lebih dari 300°F, tersedia dalam bentuk bulat atau pipih; memiliki perisai (*armor*) dari baja, perunggu, atau monel tergantung pada keperluan dan kondisi sumur.

Peralatan Permukaan

Peralatan di atas permukaan terdiri dari:

- (1) *Switchboard*
- (2) *Transformer*
- (3) *Junction box*

➤ **Switchboard**

Terdiri dari unit sederhana tombol penghubung magnetik (*push-button magnetic contactor*) dengan proteksi terhadap kelebihan-beban (*overload*) hingga rangkaian yang lebih rumit dengan sekering pemutus-hubungan (*fused disconnect*), pencatat *ammeter*, proteksi di bawah voltase (*under-voltage*) dan proteksi kelebihan-beban, lampu sinyal, pengatur waktu (*timer*) untuk pemompaan *intermittent*, dan instrumen operasi otomatis kontrol jarak jauh.

➤ **Transformer**

Untuk mengubah voltase utama ke voltase yang diperlukan motor.

➤ **Junction Box**

Terletak antara kepala sumur (*wellhead*) dan *switchboard* untuk alasan keamanan, tahan cuaca dan di *vent* untuk mengeliminasi gerakan gas. Gas dapat bergerak ke atas melalui kabel dan melewati permukaan kabel ke *switchboard* yang menyebabkan bahaya kebakaran atau kemampuan meledak (*potential explosion*).

BAB IV

FASILITAS PRODUKSI PERMUKAAN

Fasilitas produksi permukaan (*surface facility*) adalah peralatan produksi yang terdiri dari *wellhead*, *manifold* (kerangan-kerangan), separator dan tangki pengumpul serta pompa bila diperlukan. Menurut fungsinya *surface facility* berfungsi sebagai media pengangkut, pemisah dan penimbun, maka dapat dipengaruhi oleh kondisi permukaan yang relatif datar untuk memperoleh efisiensi atau untuk mengurangi *pressure drop* (kehilangan tekanan akibat elevasi). Selain itu sifat fasa, komposisi kimia, tekanan dan temperatur fluida reservoir, besarnya cadangan, laju produksi sangat menentukan di dalam perencanaan *surface facility*.

4.1. GATHERING SYSTEM

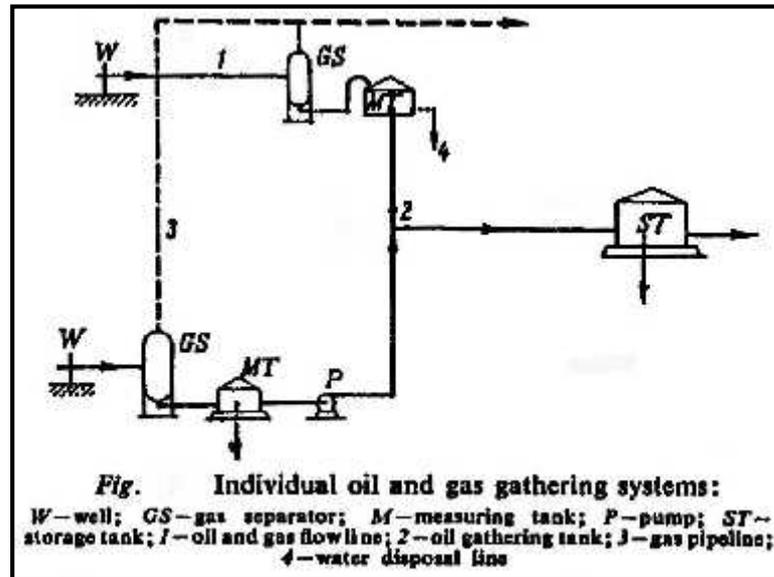
Pada kenyataannya di lapangan minyak terdapat sumur sembur alam (*natural flowing*) dan sumur sembur buatan (*artificial lift*), sumur-sumur ini mengalirkan fluida dengan *rate* yang berbeda-beda, demikian juga dengan tekanan tiap-tiap sumur dihubungkan dengan satu pipa khusus ke separator.

Klasifikasi dari sistim pengumpul (*gathering system*) dapat diterangkan sebagai berikut:

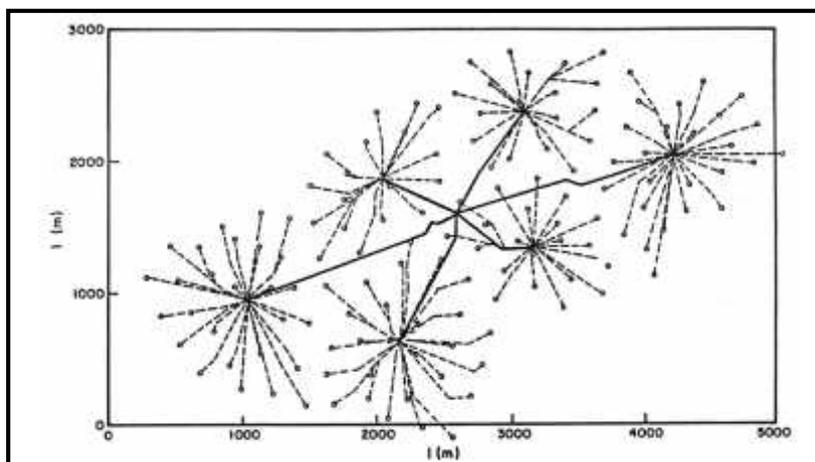
- (1) Untuk sumur-sumur yang mempunyai kapasitas sangat besar, maka setiap sumur akan mempunyai fasilitas pengukuran dan pemisahan sendiri-sendiri. Untuk sumur minyak yang mengandung parafin, maka pemisahan gas yang terhambat akan menyebabkan endapan parafin yang akhirnya akan menyumbat pipa, untuk itu gas langsung dipisahkan di dekat *wellhead*, demikian juga untuk sumur-sumur minyak yang jaraknya cukup jauh. Penggunaan sistim ini, secara ekonomis kurang menguntungkan.

- (2) *Well Centre Gathering System*

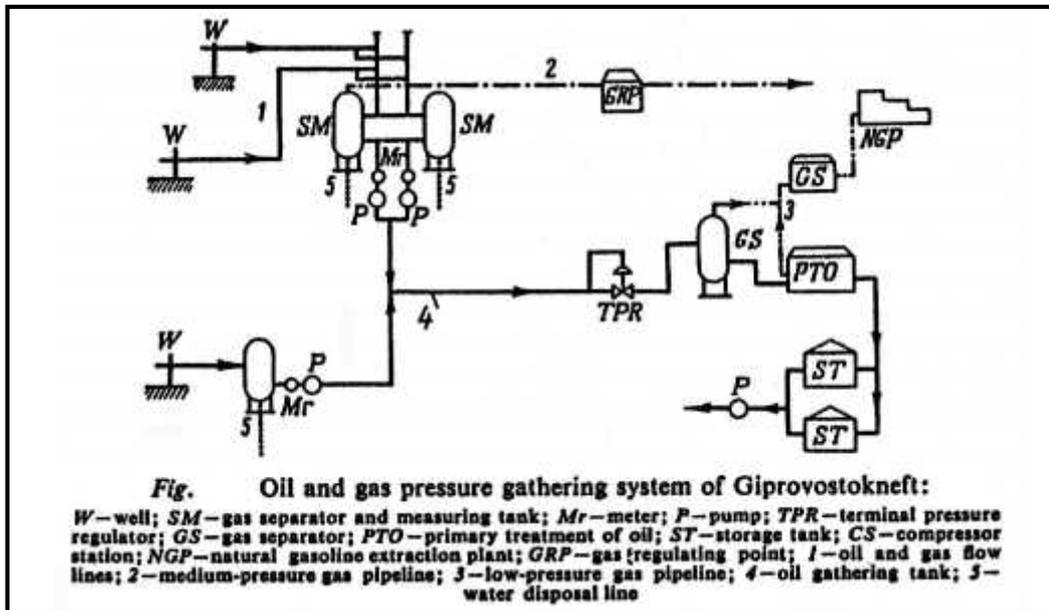
Pada sistim ini beberapa sumur disatukan dalam satu *gathering system* dan baru dipisahkan fluidanya seperti terlihat pada **Gambar 4.2**. Untuk jelasnya dapat dilihat gambar *gathering system* dari Muravyov, *et al.* pada **Gambar 4.3**, sumur dengan satu *well centre* dua melalui *flowline*. Pada *well centre* dipilih satu sumur untuk diuji dan dihubungkan ke *central gathering system* tiga.



Gambar 4.1. Individual Oil and Gas Gathering System



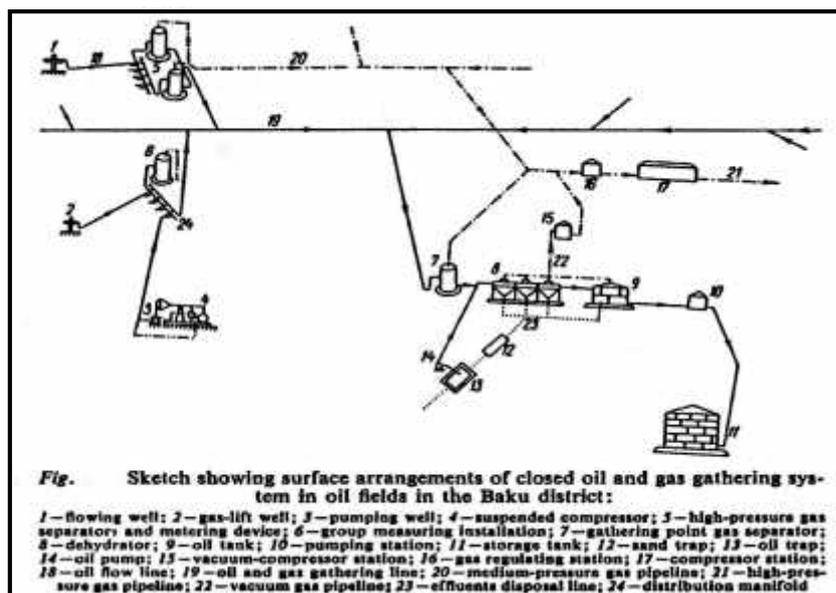
Gambar 4.2. Sistem Optimasi Gathering



Gambar 4.3. Oil and Gas Gathering System

(3) *Common Line Gathering System*

Pada sistim ini beberapa sumur produksi disatukan dalam satu *flowline* dimana produksi minyak, gas dan air diukur pada interval-interval tertentu oleh *portable well tester* yang dipasang dekat pada *well side*.



Gambar 4.4. Common Line Gathering System

Beberapa faktor yang menentukan dalam desain *gathering system* adalah sebagai berikut:

- (1) Tekanan *wellhead* sumur, dimana semakin rendah tekanan akan semakin baik, keuntungannya antara lain adalah :
 - umur sumur untuk *flowing* lebih lama
 - pemakaian gas injeksi akan rendah untuk sumur-sumur *gas lift*.
 - hasil *rate* produksi akan lebih besar pada pemakaian *bottom hole pump*.
- (2) Kehilangan fluida hidrokarbon dalam sistim diusahakan minimum serta kemudahan tentang pengawasan dan pengontrolan.
- (3) Ketelitian dalam pengukuran produksi air, gas dan minyak baik untuk *individual well control* atau *common well*.
- (4) Perluasan dari fasilitas di kemudian hari yang memerlukan modifikasi dari instalasi tidak akan mengganggu produksi sumur terdahulu.
- (5) Pertimbangan akan kecelakaan harus diperhatikan, serta biaya pengoperasian sistim diharapkan serendah mungkin.

4.1.1. Ukuran Pipa Alir Horisontal

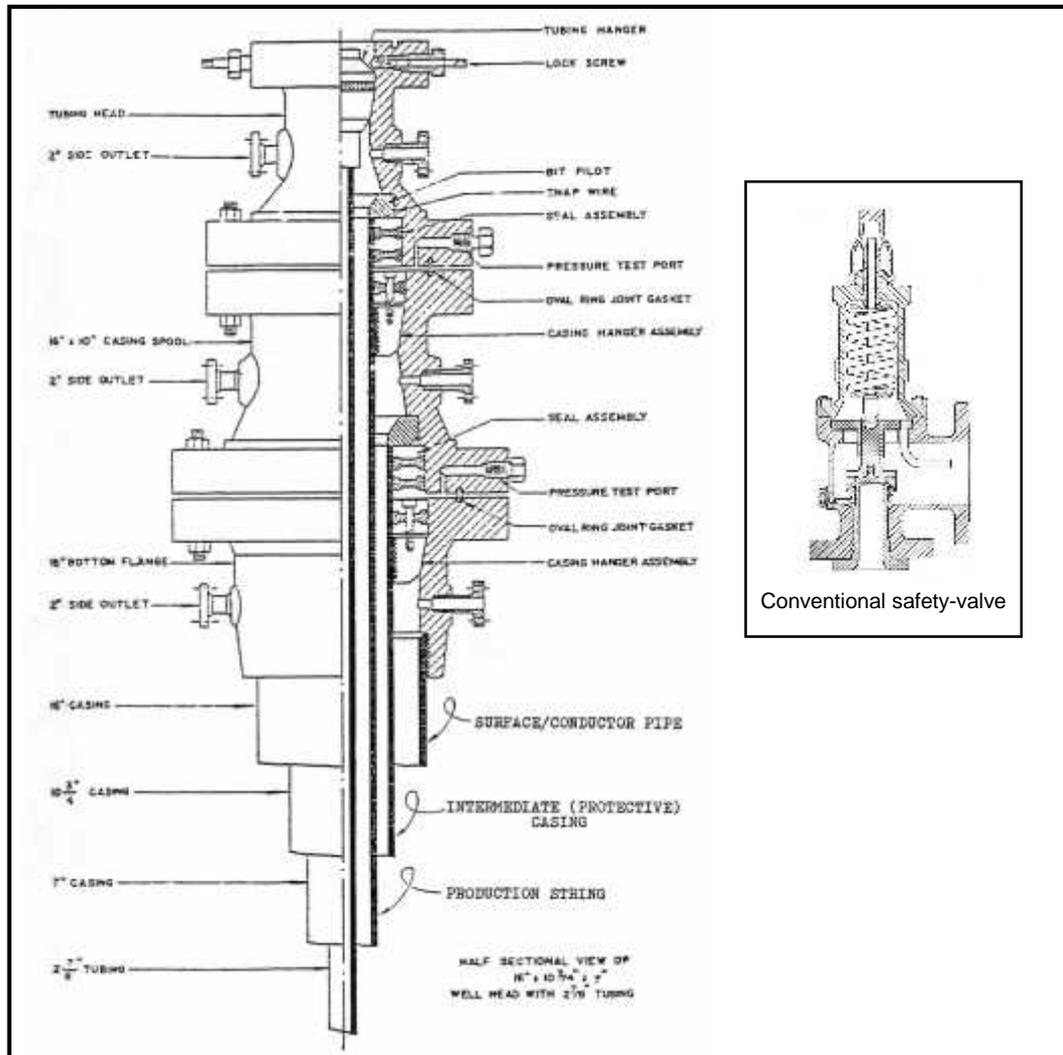
Dalam penentuan ukuran pipa alir horisontal yang paling penting adalah penentuan diameter pipa, jarak atau panjang pipa dari stasiun pompa satu ke stasiun pompa berikutnya serta tekanan dan temperatur mula-mula yang diperlukan sehingga minyak dapat dialirkan sesuai dengan laju pemompaan yang diinginkan.

4.1.2. Pengaturan Tekanan Wellhead

Pengaturan tekanan *wellhead* ini diusahakan serendah mungkin, dimana semakin rendah tekanan dari *wellhead* akan semakin baik disamping itu kehilangan tekanan antara *wellhead* dan separator dibuat sekecil mungkin. Dengan demikian *break* dan perubahan yang tiba-tiba sepanjang *flowline* ini dapat dihindari dengan tetap mempertahankan kehilangan tekanan yang minimum. Selain itu jika minyak yang dialirkan mengandung parafin atau pasir, maka harus dicegah agar keduanya tidak terendapkan bersama-sama di *flowline*. Pencegahan agar tidak terjadi pengendapan parafin ini dapat dilakukan dengan memanaskan minyak di *wellhead*, mengisolasi dengan air panas pada *flowline* atau dengan menginjeksikan bahan-bahan kimia.

Di samping tekanan *wellhead* diusahakan serendah mungkin, tekanan separator serendah mungkin, untuk itu dianjurkan dalam pemasangan separator lebih tinggi dari *storage tank*, agar pengaruh gravitasi pemisahan minyak dapat berjalan baik. Manfaat lain dengan pemasangan ini adalah tekanan yang diperlukan untuk mengalirkan fluida dari separator menuju *station* kompresor tidak terlalu besar. Untuk

menjaga keamanan dari tekanan yang tinggi, pada *wellhead* dilengkapi dengan *safety valve*, seperti tampak pada **Gambar 4.5**.



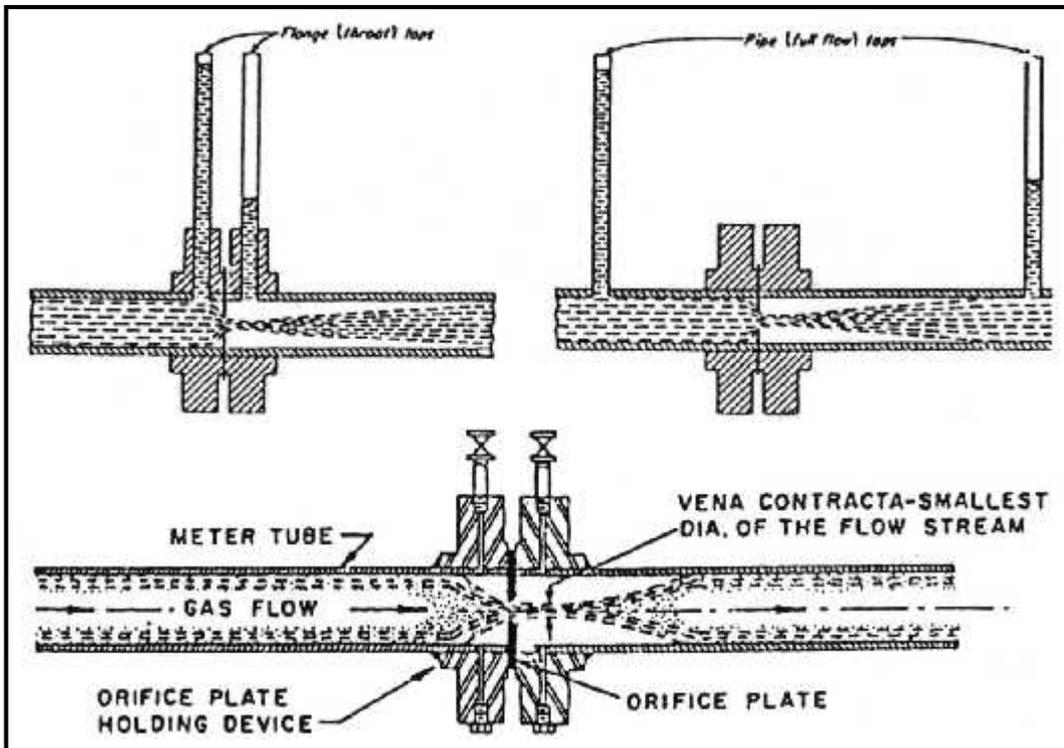
Gambar 4.5. Wellhead dan Safety Valve

4.1.3. Pengukuran Laju Produksi Cairan dan Gas

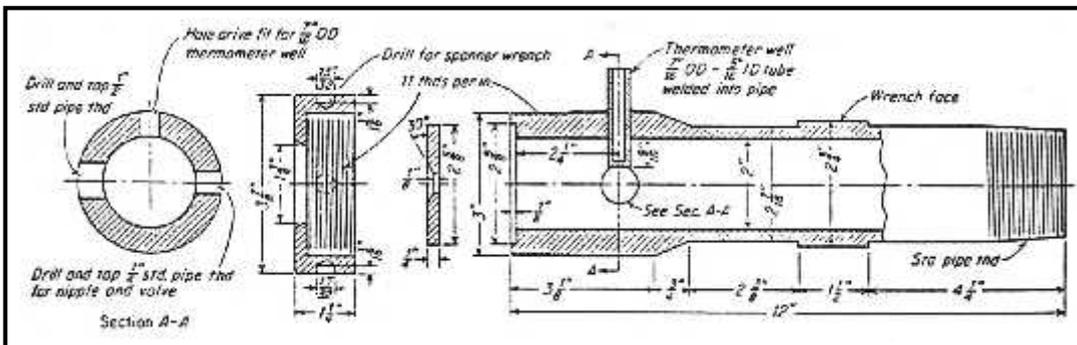
Peralatan yang digunakan umumnya memakai alat *orifice-meter*, yaitu sebagai pengembangan alat-alat sebelumnya yang didasari oleh alat-alat *pilot tube*, *venture meter*. Alat ini dibagi menjadi 2 macam yaitu:

- (1) *Closed system (orifice-meter)*, dapat dilihat pada **Gambar 4.6** dan
- (2) *Open system (critical-flow prover)*

Untuk *open system* dapat dilihat pada **Gambar 4.7** yang merupakan skematik dari desain *critical-flow prover 2 inch* dimana gas dialirkan ke atmosfer.



Gambar 4.6. Close System (Orifice-Meter)



Gambar 4.7. Open System (Critical-Flow Prover)

Pengukuran laju produksi air, dimana air dapat berasal dari uap air di dalam gas karena perubahan kondisi P dan T selama proses produksi sumur, maka uap air akan berubah menjadi *flash water* (air) dan dihitung menjadi volume ekuivalen terhadap gas.

Umumnya pada reservoir gas akan menghasilkan minyak kondensat yang jumlahnya cukup banyak dan tidak mungkin untuk dialirkan, sehingga untuk volume kondensat juga dihitung menjadi volume ekuivalen terhadap gas.

4.2. MANIFOLD SYSTEM

Untuk suatu lapangan minyak yang terdiri dari banyak sumur, maka minyak yang keluar dari kepala sumur perlu dikumpulkan dulu ke suatu tempat pemusatan sumur (*well centre*).

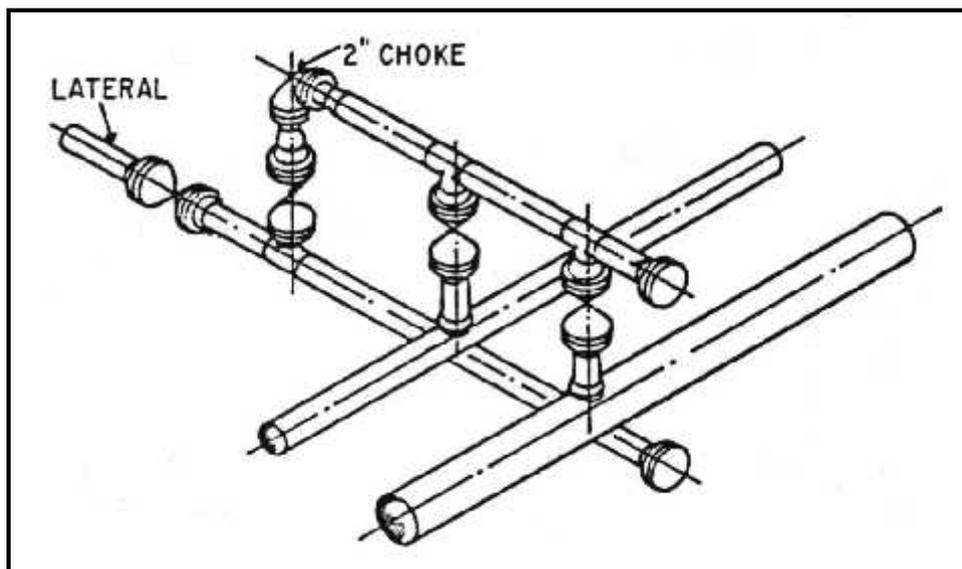
Dasar pengelompokan sumur-sumur ini adalah sebagai berikut:

- kapasitas produksi masing-masing sumur
- tekanan masing-masing sumur
- GOR sumur
- ada tidaknya kandungan material produksi sumur dan
- sifat-sifat fisik dan kimia fluida sumur.

Pada tiap-tiap produksi sumur ini, setelah dikelompokkan ke pemusatan sumur maka dialirkan ke tangki pengumpul.

4.2.1. Pengaturan Sistim Manifold

Pada tiap-tiap sumur ada suatu sistim pengaturan pengaliran fluida dengan tujuan untuk pengaturan produksi dan pengetesan sumur, sistim ini dinamakan dengan sistim *manifold*. Jadi dapat dikatakan *manifold* seperti pada **Gambar 4.8** adalah jajaran pipa alir dari produksi tiap-tiap sumur yang dipotong oleh pipa-pipa yang menuju ke fasilitas produksi dan fasilitas pengetesan produksi. Pengaturan aliran ini menggunakan *valve-valve* dari sistim *manifold* yang menuju ke sistim produksi atau sistim pengetesan produksi,



Gambar 4.8. Manifold

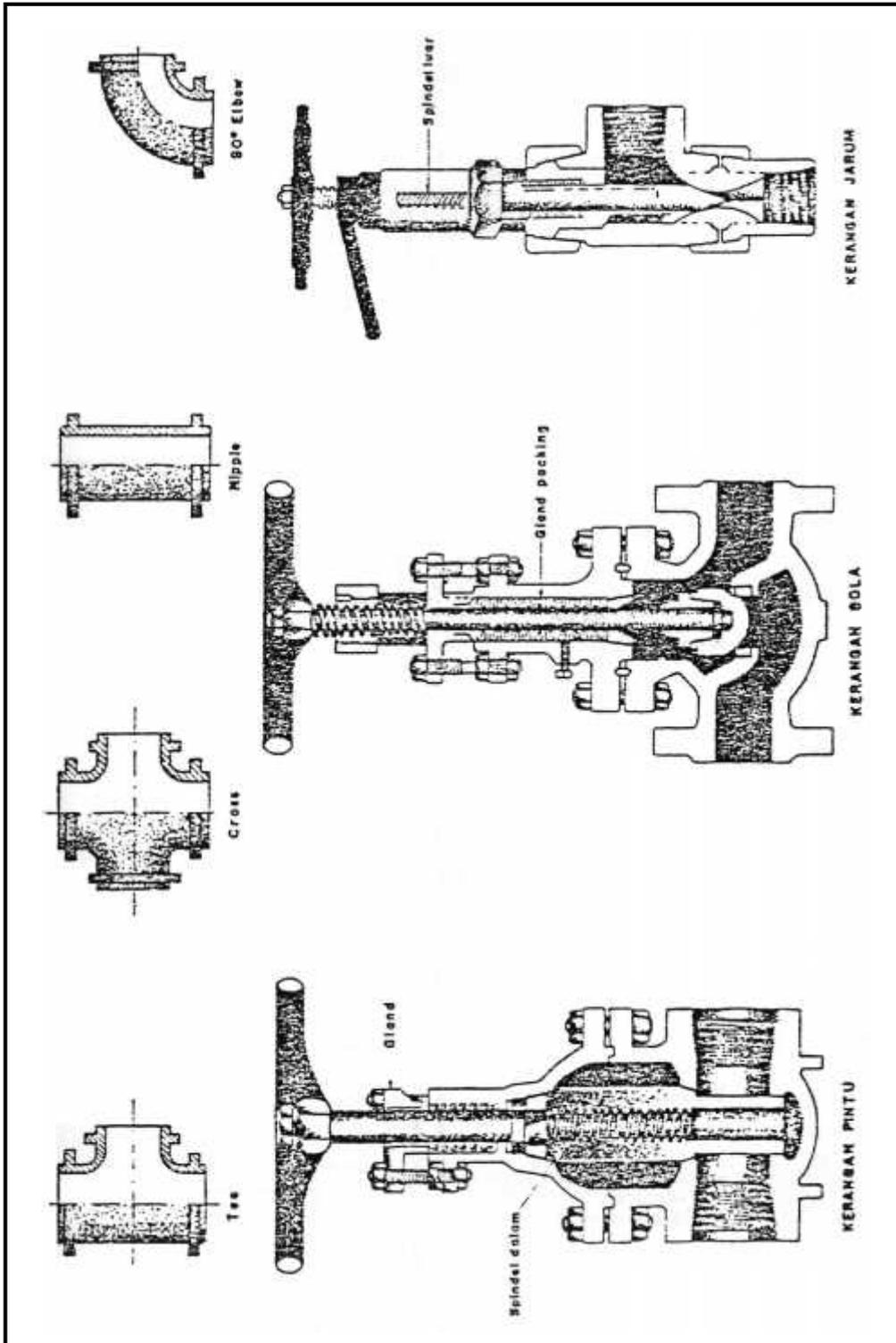
Ada beberapa prinsip dalam perencanaan pemusatan sumur dan sistim *manifold*, antara lain:

- (1) Perbedaan tekanan masing-masing kepala sumur diusahakan serendah mungkin. Demikian pula kehilangan tekanan pada pipa sepanjang sumur ke separator dan di dalam sistim *manifold* harus sekecil mungkin, hal ini dapat dilakukan dengan menghindari belokan-belokan pipa yang terlalu tajam. Di samping itu pipa harus bersih dari endapan pasir dan parafin, diameter dan panjang sesuai dengan desain *manifold* yang baik. Viscositas minyak yang tinggi dapat mengakibatkan kehilangan tekanan yang besar, untuk itu dapat dihindari dengan pemanasan pada pipa sebelum masuk ke sistem *manifold*.
- (2) Tekanan separator diusahakan serendah mungkin
- (3) Dalam proses pemisahan cairan dengan gas untuk sekelompok sumur diusahakan efisiensi yang maksimum, untuk itu GOR masing-masing sumur dan sifat-sifat fisik dari fluida serta material-material lain dari produksi sumur harus diperhatikan. Untuk aliran besar harus diarahkan menuju separator bertekanan tinggi atau diterapkan pemisahan bertingkat.
- (4) Sistim *manifold* harus dengan mudah dioperasikan dan dikontrol sewaktu-waktu.
- (5) Dalam fasilitas pengetesan harus tersedia alat ukur untuk produksi minyak, air dan gas dapat juga ditambahkan alat ukur untuk material lain yang terikut dalam fluida produksi.
- (6) Biaya instalasi serendah mungkin dan sistim keamanan terjamin.
- (7) Dalam sistim pemisahan untuk produksi pada suatu kelompok maka fasilitas penimbun harus memenuhi kapasitasnya, baik untuk separator maupun tangki penimbun. Kapasitas ke dua alat ini harus mencukupi untuk produksi sumur dua sampai tiga hari.
- (8) Sistim pemusatan sumur harus memberikan kemudahan apabila diinginkan reparasi separator dan sambungan-sambungan pipa serta melakukan *treatment*, semua itu tidak boleh mengganggu jalannya produksi sumur-sumur yang lain. Sambungan-sambungan harus siap sedia ditempat dan sistem penyambungan tidak boleh dengan pengelasan.

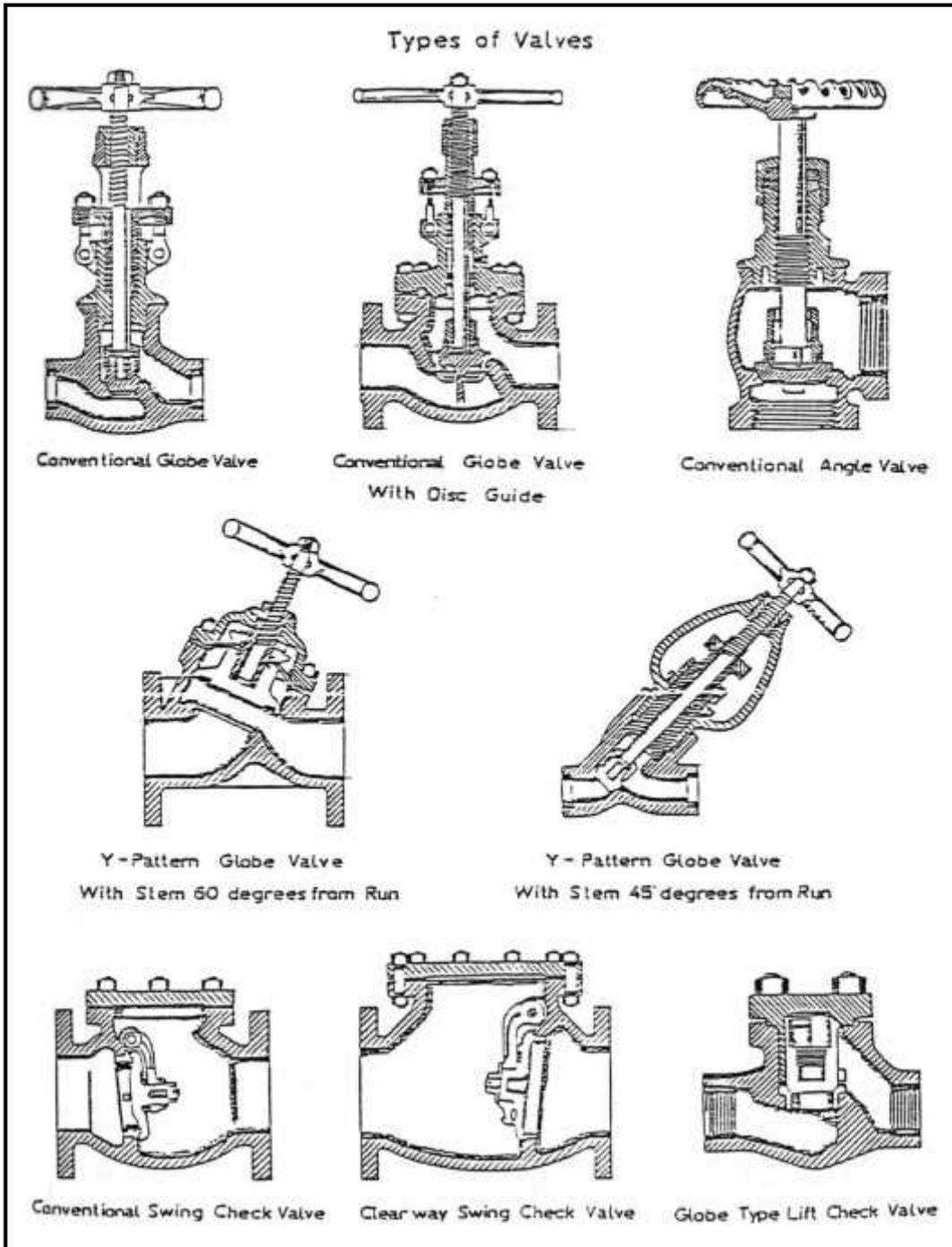
4.2.2. Pemilihan Valve

Valve-valve yang dipakai dari sistim *manifold* jenisnya ada beberapa macam, antara lain seperti tampak pada **Gambar 4.9** dan **Gambar 4.10**. Pemakaian *valve* ini tergantung dari kebutuhan, jenis *ball valve* sering juga dipakai karena mempunyai kehilangan tekanan yang kecil.

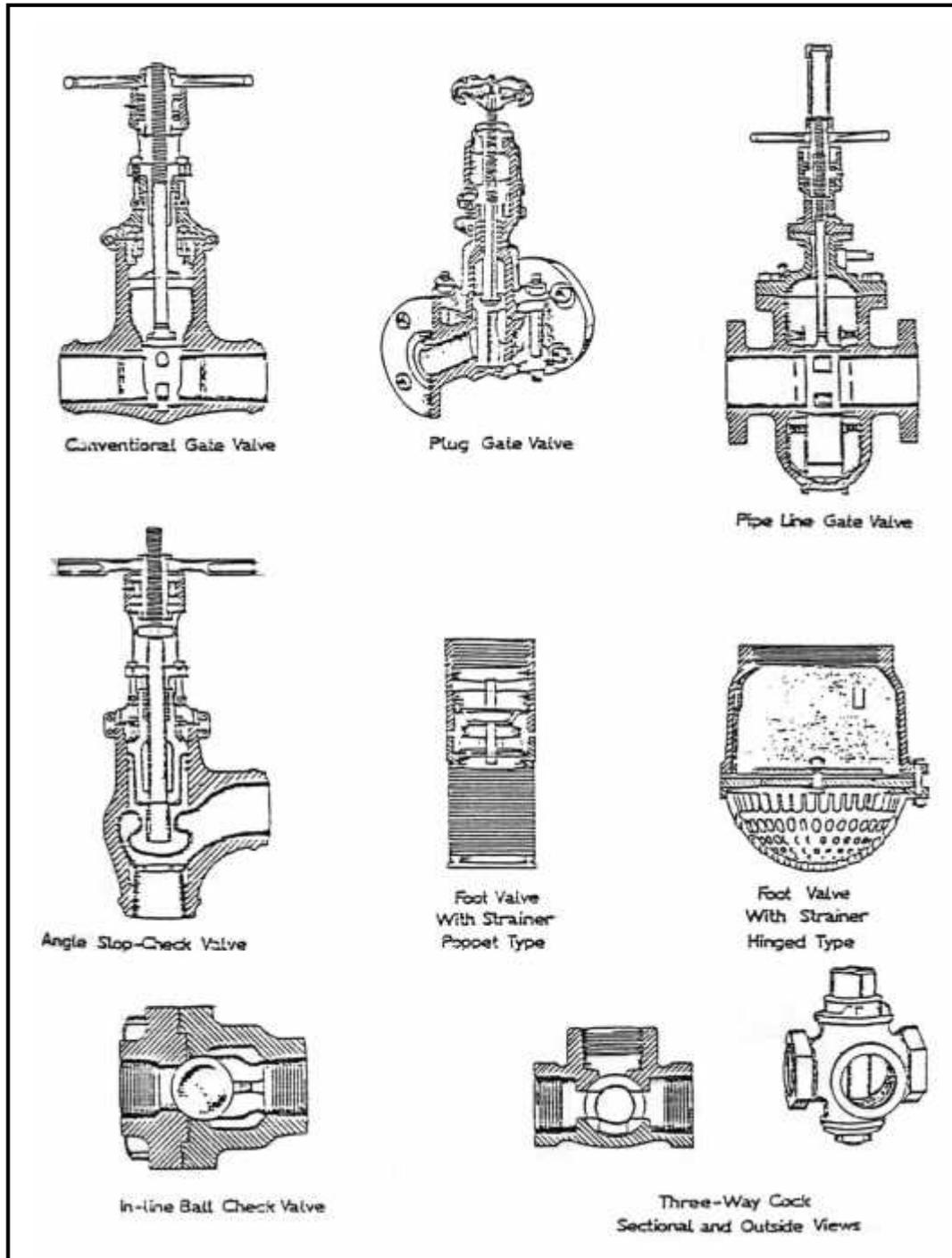
Kehilangan tekanan fluida selama mengalir di dalam *valve* berhubungan dengan laju alirnya dapat diperhitungkan.



Gambar 4.9. Macam-Macam Fitting dan Valve



Gambar 4.10. Jenis Valve Lain



Gambar 4.10. (Lanjutan)

4.2.3. Header Manifold

Header manifold merupakan rangkaian kelanjutan dari sistim *manifold* itu sendiri. Secara lengkap *header* dapat terdiri dari produksi *header*, *test header* dan beberapa *valve* untuk keperluan produksi. Dari rangkaian *manifold* biasanya terdapat beberapa jenis *header* yang sesuai dengan karakteristik yang diproduksi, antara lain:

(1) *Low Pressure Header*

Low pressure header ini digunakan untuk sumur-sumur yang bertekanan rendah dengan demikian tekanan sumur juga kecil. Untuk jumlah produksi dan GOR yang sama, peralatan *low pressere header* ini akan lebih besar dibandingkan dengan peralatan *high pressure header*.

(2) *High Pressure Header*

Header ini digunakan untuk sumur-sumur yang mempunyai tekanan aliran yang tinggi, demikian juga jenis pipa yang digunakan harus mempunyai *grade* dan ketebalan yang cukup baik, sehingga dapat digunakan untuk menahan tekanan yang terjadi pada *header*.

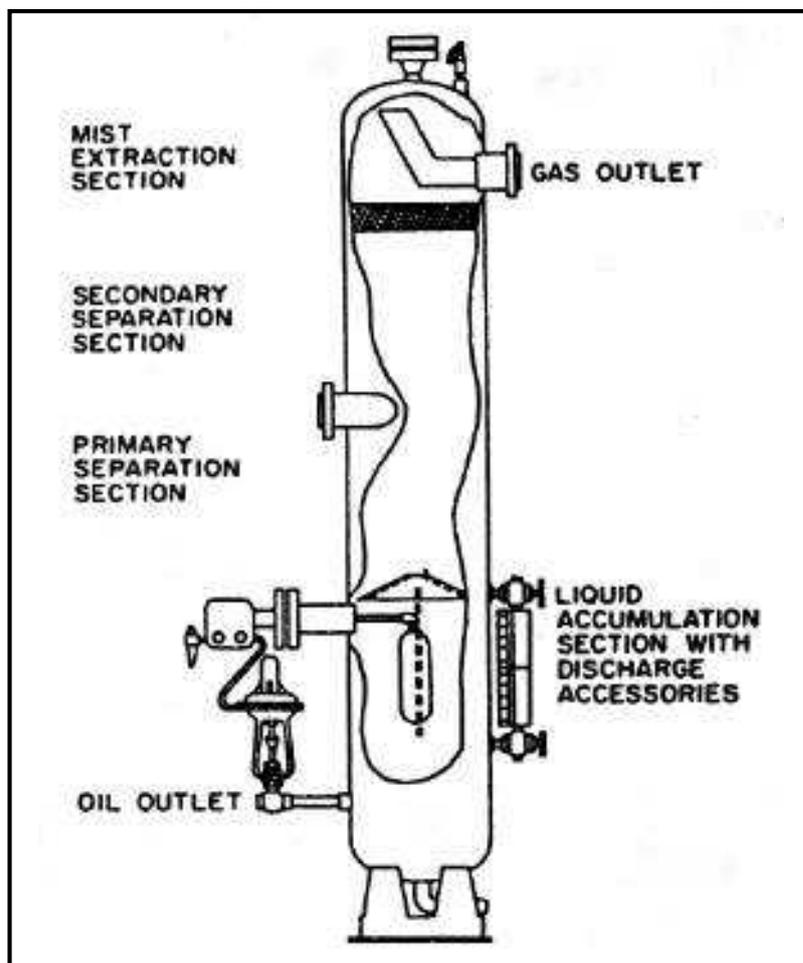
(3) *Test Header*

Pada aliran di dalam pipa secara periodik, dilakukan tes aliran dari tiap-tiap sumur dan biasanya dilakukan pada stasiun pengumpul (*block station*) dan *header* yang digunakan adalah *test header*. Dengan demikian fungsi dari *test header* ini adalah mengalirkan fluida produksi ke peralatan tes.

4.3. SEPARATOR

Fungsi utama separator adalah memisahkan gas dari cairan yang terproduksi dari sumur. Kerja separator ini memisahkan fluida atas dasar fisik fluida produksi. Hal yang perlu diketahui tentang alat separator ini adalah komponen, jenis dan perencanaan kapasitas dan tekanan separator.

Secara garis besar separator terdiri dari empat komponen penting seperti tampak pada **Gambar 4.11**, yaitu:



Gambar 4.11. Komponen Utama Separator

(1) Bagian Pemisah Utama

Berfungsi sebagai pemisah cairan / *slug* cairan yang masuk separator juga butir-butir cairan yang terbawa oleh gas akan dipisahkan secara cepat.

(2) Bagian Pemisah Cairan

Berfungsi untuk tempat menampung cairan yang telah terpisahkan. Bagian ini harus cukup besar untuk menampung cairan dan harus sedemikian rupa sehingga fluida yang telah terpisahkan tidak terganggu oleh aliran gas.

(3) Bagian Pemisah Kedua

Bagian ini memisahkan butir-butir cairan yang sangat kecil, yang tidak terpisahkan pada bagian pertama. Prinsip kerja bagian ini adalah *gravity settling* dari aliran gas.

(4) *Mist Extraction Section*

Sisa cairan yang berbentuk kabut dapat dipisahkan secara efektif dari aliran gas dengan menggunakan *mist extractor*. Pemisahan antara butiran cairan yang berbentuk kabut dengan gas dipengaruhi beberapa hal seperti beda densitas antara gas dengan minyak; kecepatan aliran gas dan waktu yang tersedia. Bila kecepatan aliran gas cukup rendah maka pemisahan butir cairan gas dapat berlangsung dengan baik tanpa memerlukan *mist extractor*. Prinsip kerja *mist extractor* ada bermacam-macam: secara tumbukan, perubahan aliran, perubahan kecepatan aliran; gaya sentrifugal dan juga *filter*.

4.3.1. Jenis Separator

Jenis separator dapat dibedakan berdasarkan bentuk dan jumlah fasa yang dihasilkan. Berdasarkan jumlah fasanya separator dibagi menjadi dua yaitu: separator dua-fasa dan separator tiga-fasa.

Sesuai dengan bentuk separator dibedakan menjadi tiga macam yaitu: separator vertikal, separator horisontal dan separator *spherical*.

➤ **Separator Vertikal**

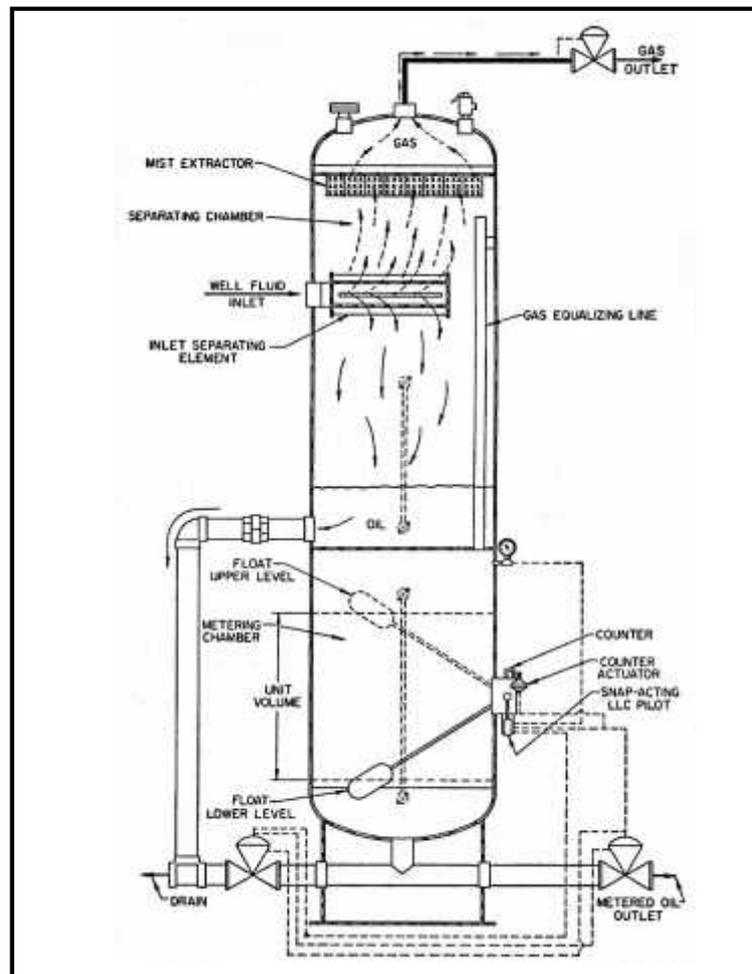
Skema separator vertikal tampak pada **Gambar 4.12**. Fluida sumur masuk ke separator melalui desain elemen yang bekerja memisahkan gas dan cairan. Cairan akan turun karena beratnya sedangkan gas akan naik karena ringan dan akan ditangkap oleh *mist extractor*. Dalam *mist extractor* ini butir-butir cairan yang masih terbawa gas akan dipisahkan sehingga tertinggal dan akan ke bawah, sedang gas terus naik.

Keuntungan separator vertikal:

- (1) Tidak memerlukan *liquid level controller*
- (2) Dapat menampung pasir dalam jumlah banyak
- (3) Mudah dibersihkan
- (4) Punya kapasitas "surge" yang besar
- (5) Kecenderungan cairan untuk menguap kembali, kecil

Kerugian separator vertikal:

- (1) Karena bentuknya yang tinggi maka peralatan-peralatan keselamatan yang terletak di atas sulit untuk dicapai dan dirawat.
- (2) *Outlet gas* yang berada di atas menyebabkan pemasangan lebih sulit.



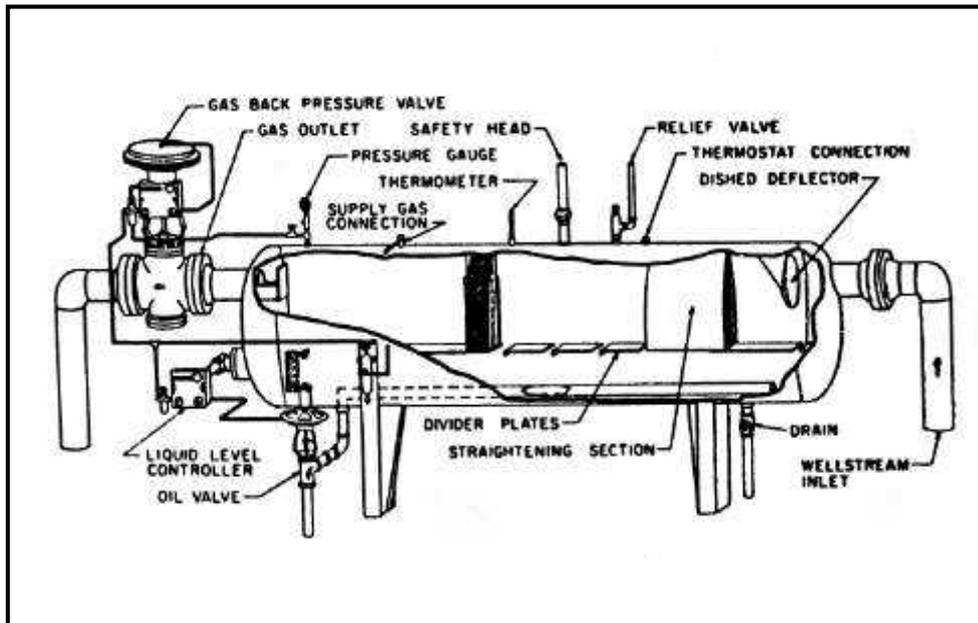
Gambar 4.12. Skema Separator Vertikal

➤ **Separator Horisontal**

Separator jenis ini ada dua yaitu bertabung tunggal dan bertabung ganda. Pada separator bertabung tunggal seperti pada **Gambar 4.13**, fluida sumur masuk lewat *inlet* dan mengenai *dished deflector*.

Di sini gas akan terpisah dari cairan, dan akan turun ke daerah akumulasi cairan, dan gas akan masuk ke *straightening section*. *Divider plates* adalah merupakan bagian pemisah antara cairan dan gas. Dari bagian *straightening*, gas dimurnikan lagi dari butir-butir cairan dan dialirkan ke bagian pemisah kedua, dan akhirnya gas dialirkan ke *mist extractor* untuk pemurnian terakhir.

Selain separator horisontal bertabung tunggal juga terdapat separator horisontal bertabung ganda seperti terlihat pada **Gambar 4.14**. Prinsip pemisahannya sama dengan yang bertabung tunggal, hanya di sini masing-masing gas dan cairan terpisah dalam masing-masing tabung dan proses pemisahan berada pada tabung bagian atas yaitu bagian gas yang mengalir.



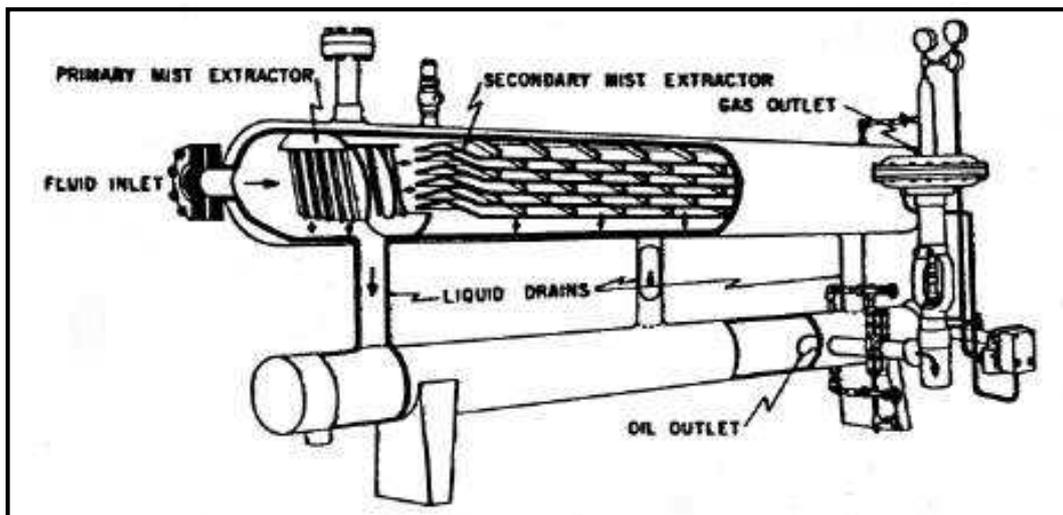
Gambar 4.13. Separator Horizontal Bertabung Tunggal

Keuntungan separator horisontal:

- (1) Dapat menampung *crude* dalam bentuk *foam* (busa)
- (2) Lebih murah dibanding dengan separator vertikal
- (3) Mudah diangkat
- (4) Lebih ekonomis dan efisien untuk memproses gas dalam jumlah besar

Kerugian separator horisontal:

- (1) Kurang menguntungkan apabila fluida mengandung pasir
- (2) Sukar dibersihkan
- (3) Dalam pemasangan memerlukan ruangan yang luas kecuali di susun secara bertingkat.



Gambar 4.14. Separator Horizontal Bertabung Ganda

➤ **Separator Spherical**

Separator *spherical* atau berbentuk bulat merupakan desain yang memungkinkan proses pemisahan bekerja secara *gravity*, kecepatan rendah, gaya sentrifugal dan kontak permukaan luas, seperti yang terlihat pada **Gambar 4.15**.

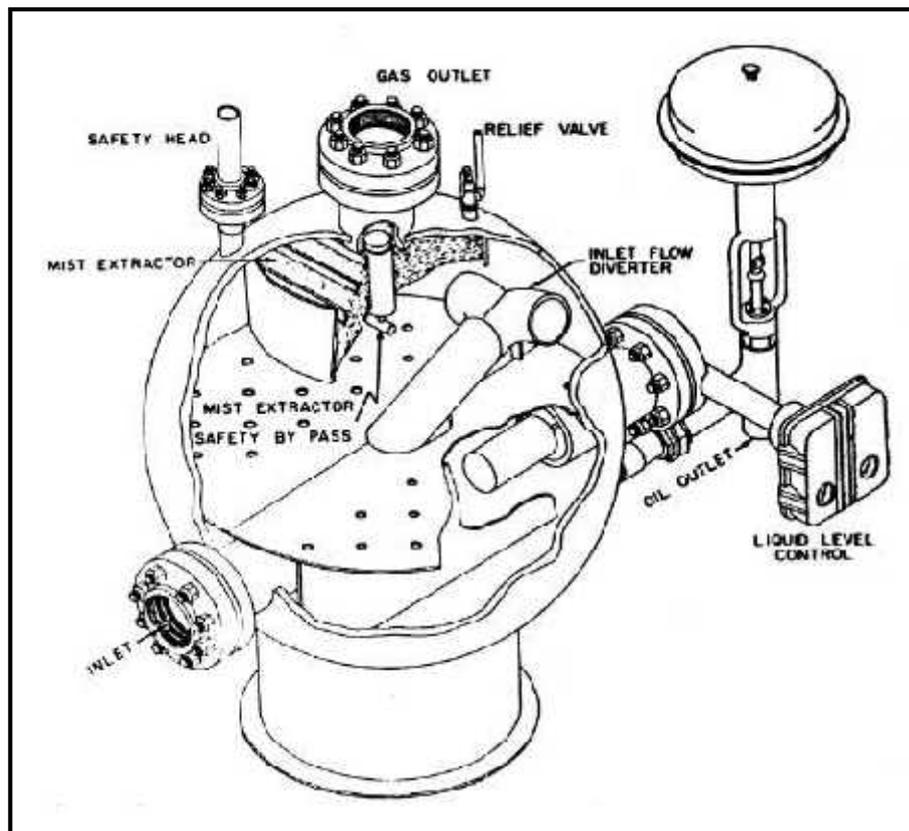
Aliran fluida yang masuk separator akan dipecah lewat *inlet flow diverter* dan dilempar ke dinding separator secara tangensial. Setelah bergerak dibagian dinding maka cairan akan bergerak turun ke tempat akumulasi dan gas akan naik ke *mist extractor* untuk pemisahan lebih lanjut.

Keuntungan separator *spherical*:

- (1) Lebih murah dibanding jenis separator lainnya
- (2) Lebih mudah dibersihkan dari tipe vertikal
- (3) lebih kompak

Kerugian separator *spherical*:

- (1) Kurang ekonomis untuk kapasitas gas besar
- (2) Memerlukan tempat yang relatif luas



Gambar 4.15. Separator Spherical Tekanan Rendah

4.3.2. Ukuran Kapasitas Separator

Dalam melakukan perencanaan suatu separator maka harga kapasitas separator perlu diperhitungkan. Penentuan kapasitas separator memerlukan kondisi sebagai berikut :

- (1) Tidak terjadi foam
- (2) Sistem pipa dan valve dengan kapasitas yang sesuai
- (3) Temperatur kerja sebesar 60 °F (di atas *cloud point*) dan di atas *hydrate* dari gas.
- (4) Butir cairan yang paling kecil dapat dipisahkan berbentuk bola dengan diameter 10 micron (0,00039 *inch*).

Pada kondisi di atas, sisa cairan yang tidak terpisahkan dari aliran gas tidak lebih dari 0,1 gal/10⁶ SCF.

4.3.3. Fasa Fluida Dalam Separator

Jumlah cairan dan gas yang keluar dari separator serta bagaimana komposisi dari masing-masing fluida perlu diketahui dengan cara perhitungan coba-coba (*trial and error*). Untuk perhitungan tersebut, digunakan “konsep konstanta kesetimbangan” dengan melakukan anggapan bahwa efisiensi kerja dari separator 100 %.

Penggunaan konsep konstanta kesetimbangan untuk perhitungan fasa dalam separator, berdasarkan pada kenyataan bahwa antara minyak dan gas tidak dapat lagi dinyatakan sebagai larutan yang ideal.

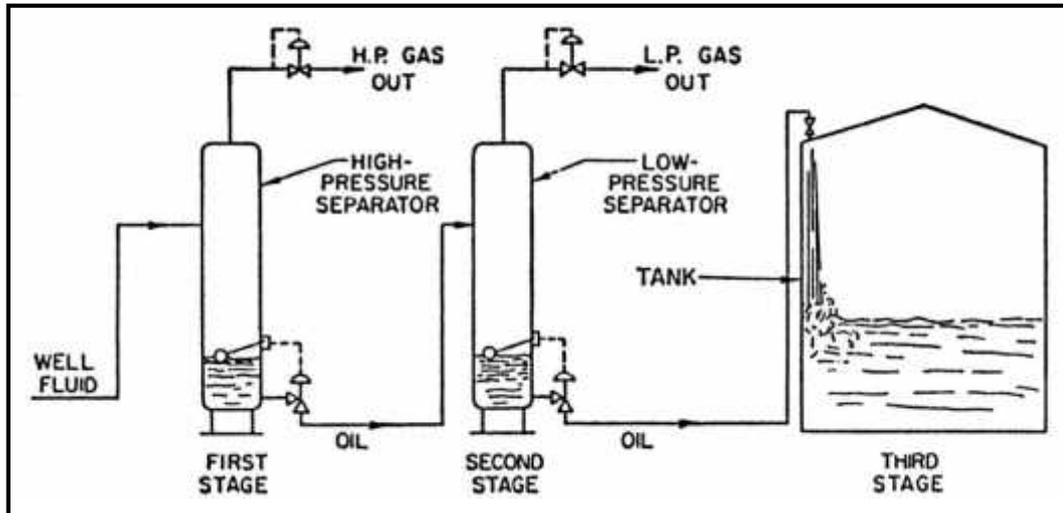
4.3.4. Tekanan Kerja Separator & Pemisahan Bertingkat

Tekanan kerja separator merupakan bagian perencanaan yang penting karena besarnya tekanan kerja akan mempengaruhi antara lain :

- (1) Besar GOR yang akan dihasilkan, dipilih GOR terendah.
- (2) °API dari minyak yang dipisahkan, dipilih °API terbesar.

Pemilihan tekanan kerja separator berdasarkan pada kedua hal di atas, dimana cara yang dilakukan dengan coba-coba, yaitu dengan menganggap beberapa tekanan dimana masing-masing tekanan tersebut ditentukan harga GOR dan °API. Penentuan tekanan kerja separator di sini tidak lepas dari tingkat pemisahan yang terjadi di lapangan.

Pemisahan bertingkat dua terdiri dari separator pada tingkat pertama dan *stock tank* pada tingkat kedua yang bekerja pada kondisi atmosfer. Pemisahan tingkat tiga (lihat **Gambar 4.16**) terdiri dari dua separator pada tingkat pertama dan kedua dan *stock tank* pada tingkat terakhir, demikian juga untuk tingkat pemisahan lebih tinggi akan menambah jumlah separator dengan posisi *stock tank* tetap pada bagian/tingkat terakhir.



Gambar 4.16. Instalasi Khusus Pemisahan Tiga-Tingkat

4.3.5. Pemilihan Separator

Prosedur pemilihan separator untuk suatu penggunaan tertentu adalah sebagai berikut:

- (1) Pertimbangan biaya
- (2) Tentukan tipe yang sesuai, ditinjau dari ruang yang tersedia
- (3) Tentukan apakah biaya keseluruhan dipengaruhi oleh pemasangan instalasi dari pada tipe yang dipilih
- (4) Tentukan apakah adanya penyimpangan kondisi aliran dari sumur (*foam*, pasir dan sebagainya) dapat menyebabkan separator yang dipilih menjadi sulit untuk beroperasi dan dirawat.
- (5) Tentukan apakah tidak ada perencanaan khusus yang menyebabkan tipe separator yang dipilih menjadi mahal dan sulit untuk bekerja.

4.4. TREATING FACILITIES

Alat ini digunakan untuk memisahkan air yang tercampur dalam minyak. Pemisahan air ini diperlukan bukan saja karena minyak sebelum ke *refinery* perlu dimurnikan dulu, tetapi juga karena pipa akan berkurang kapasitasnya jika harus menstransportasikan bersama air. Selain itu air menyebabkan korosi.

Air selalu ada di lapangan-lapangan minyak dan akan selalu ikut terproduksi bersama minyak. Air di dalam minyak dibedakan menjadi dua macam yaitu "air bebas" dan "air emulsi". Air bebas mudah sekali dipisahkan dengan minyak dengan cara *settling* misalnya, tetapi untuk air emulsi yaitu air yang tersebar dalam fasa minyak memerlukan cara-cara khusus untuk menangani/memisahkannya.

Proses dehidrasi/pemisahan air pada dasarnya dilakukan dengan cara gravitasi, mengurangi viscositas minyak, tegangan permukaan dan menggabungkan partikel-partikel air agar tetesnya lebih besar sehingga dapat turun ke dasar. Metode-metode dehidrasi yang banyak digunakan adalah metode gravitasi *settling*, metode panas, metode listrik dan metode kimia. Metode-metode ini umumnya dilakukan secara kombinasi karena hasilnya lebih efektif.

4.4.1. Wash Tank

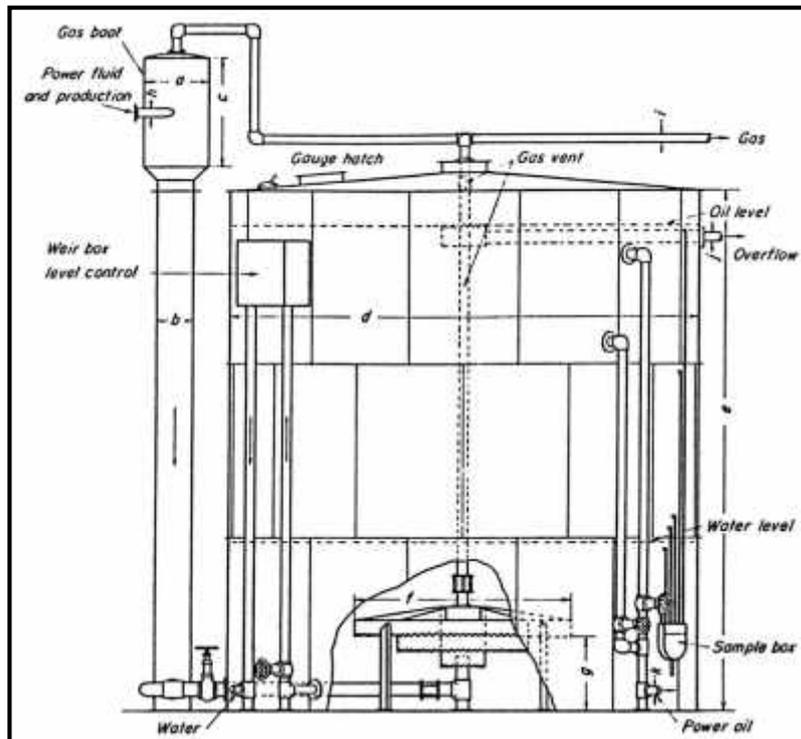
Merupakan tangki pemisahan (lihat **Gambar 4.17**) yang dilengkapi dengan alat pemanas yang dapat menaikkan efisiensi pemisahan.

4.4.2. Heater Treater

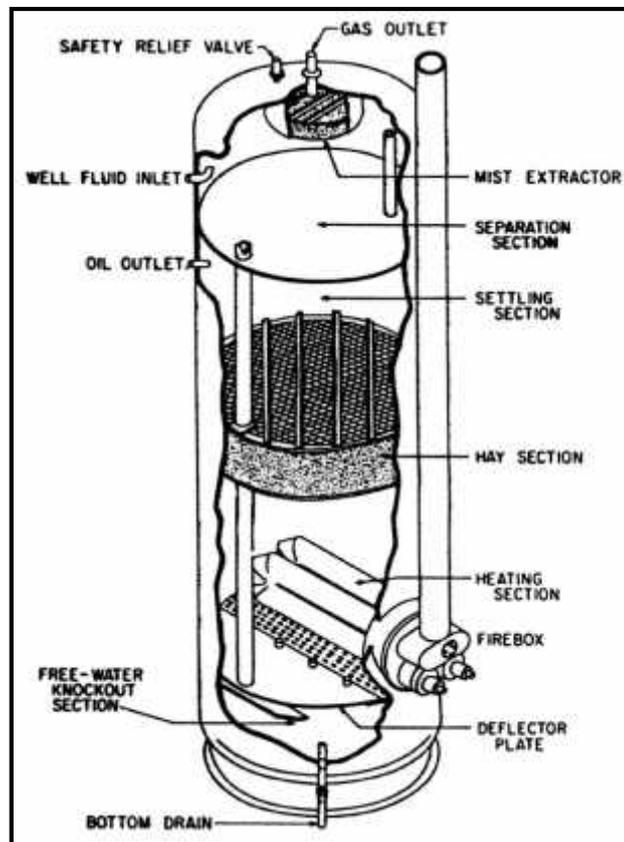
Alat ini bekerja dengan metode panas, dimana panas membantu memisahkan minyak dan memperlemah tegangan permukaan antar minyak dan air. *Treater* pada dasarnya merupakan suatu penggabungan dari tiga fungsi unit terpisah, yaitu separator minyak-gas, pemanas dan *gun barrel tank*. *Gun barrel* merupakan sistim *teatment* otomatis pertama yang menyediakan tempat untuk air yang terpisah dari minyak.

Pada **Gambar 4.18** tampak bahwa fluida dari sumur masuk ke dalam *separation section*, dimana gas mengalir melalui *mist extractor* dan fluida mengalir ke bawah menuju sistim *free-water knock-out section*.

Air bebas di dalam *free-water knock-out* yang dipisahkan dari cairan seluruhnya dikeluarkan dari bagian ini. Pengeluaran air bebas ini untuk mencegah timbulnya emulsi dan mengurangi bebas pemanasan. Minyak dan emulsi lalu mengalir melalui *deflector plate*, ke dalam *heating section*. Emulsi mengalir melalui *filter* dan diperas antara serat-serat saringan tersebut dan lapisan tipis dari *emulsifying agent* akan pecah.



Gambar 4.17. Wash Tank)

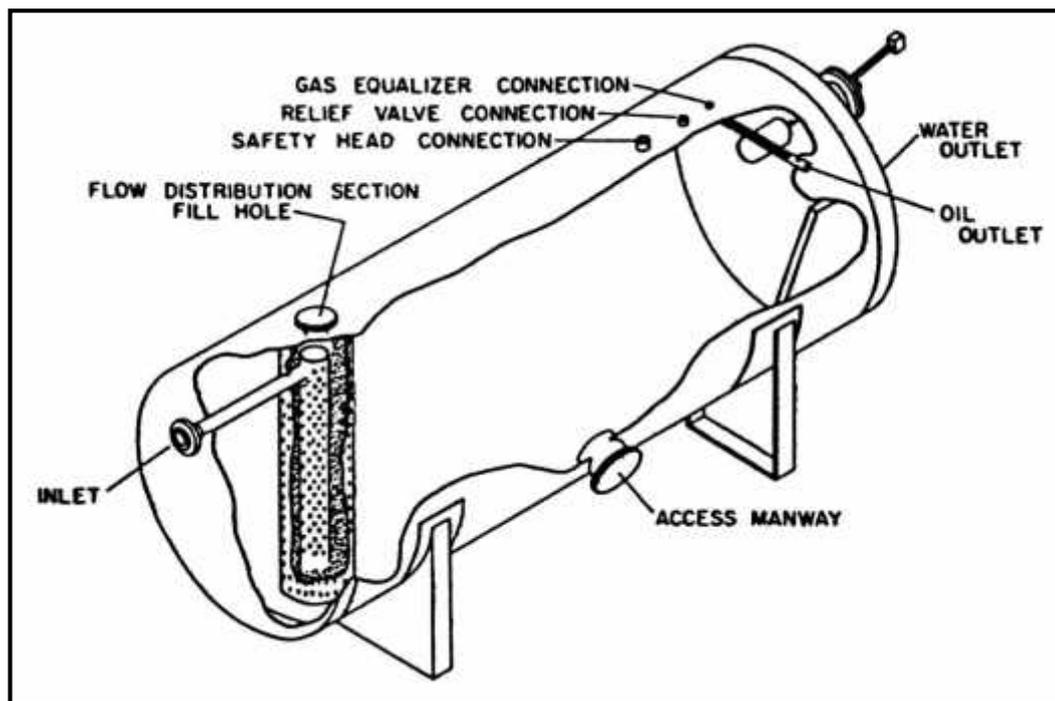


Gambar 4.18. Vertical Treater

Setelah gas dan air bebas dikeluarkan dan setelah mengalami pemanasan, emulsi akan mengalir melalui *hay section* ini menuju *settling section*. Pada *settling section* sedapat mungkin harus bebas dari agitasi.

4.4.3. Oil Skimmer

Oil skimmer dirancang untuk memisahkan butir-butir minyak yang masih tertinggal dalam air dari *heater treater* atau *gun barrel* sebelum dibuang atau diinjeksikan ke dalam sumur. Seperti tampak pada **Gambar 4.19**, air yang mengandung sedikit minyak memasuki *oil skimmer* melalui *flow distribution section* yang berisi *coal* yang sangat tipis. Bagian ini berfungsi untuk mencegah timbulnya turbulensi di *inlet* pada *settling section*. Pada *settling section*, aliran air tidak merupakan aliran turbulen, hal ini menyebabkan butiran minyak akan terpisah. Minyak yang telah dipisahkan dikeluarkan melalui *outlet* minyak.



Gambar 4.19. Horizontal Oil Skimmer

4.5. OIL STORAGE

Minyak, kondensat dan air yang diproduksi dari sumur mengalir dari *wellhead* ke separator dan akhirnya ditampung dalam *storage tank*. Jumlah dan ukuran tangki-tangki ini bervariasi tergantung pada tingkat produksi sumur-sumur frekuensi aliran pipa. Umumnya di lapangan-lapangan jumlah tangki akan cukup banyak sehingga dikatakan sebagai *tank battery* (deretan tangki) dimana kapasitas total penyimpanan biasanya tiga sampai tujuh hari produksi.

4.5.1. Jenis Tangki Penimbun

Ada beberapa jenis *storage tank* yang dikenal di lapangan dimana pembagiannya didasarkan pada susunan, fungsi dan bahan pembentuk.

➤ **Berdasarkan susunan :**

(1) *Primary Tank*

Adalah tangki utama yang digunakan untuk menampung dan memisahkan minyak dari separator.

(2) *Surge Tank*

Merupakan tangki terakhir dalam suatu proses pemisahan berfungsi sebagai penampung minyak dari hasil pemisahan.

(3) *Emergency Storage Tank*

Tangki ini berfungsi menerima minyak yang berasal dari *surge tank*, jika volume *surge tank* tidak mencukupi. Digunakan juga sebagai penampung sementara sebelum dikirim ke terminal.

➤ **Berdasarkan Fungsi :**

(1) *Test Tank*

Tangki ini digunakan untuk jumlah produksi satu atau beberapa sumur di lapangan. Dengan tangki pengukur ini dapat diketahui besar penurunan produksi dan perbedaan antara produksi yang ada dengan produksi yang diinginkan.

(2) *Tangki Penimbun*

Tangki untuk menyimpan gas atau minyak.

➤ **Berdasarkan Bahan Pembentuk :**

(1) *Bolted-Steel Tank*

Merupakan tangki penyimpan yang dari bahan baja berbentuk pelat atau lempengan yang dihubungkan dengan paku keling, sehingga mudah diangkut dan dipasang di lapangan, seperti **Gambar 4.20**. Tangki jenis ini sangat sesuai digunakan pada berbagai kapasitas dari 100 sampai 10.000 *bbf* dan dapat dirancang sesuai dengan kondisi lokasi.

(2) *Welded-Steel Tank*

Adalah tangki yang tesusun dari lempengan-lempengan baja seperti **Gambar 4.21** dimana penyambungan dilakukan dengan mengelas. Dengan kondisi ini maka keuntungan yang didapat adalah mampu menahan tekanan gas yang lebih besar dibandingkan dengan jenis *bolted-steel tank*. Kekurangan dari jenis ini adalah tidak tersedia ukuran yang besar, sangat peka terhadap korosi dan harga lebih mahal.

(3) *Wooden Tank*

Yaitu tangki penyimpan minyak yang terbuat dari kayu, dimana jenis kayu yang sering digunakan adalah *redwood*, *whitepine* atau *cypress*. Tangki ini sering digunakan untuk mengatasi korosi, tanpa memerlukan pengecatan, tampak pada **Gambar 4.22**.

Sesuai dengan kebutuhan menampung minyak, maka tangki ini mempunyai beberapa ukuran tertentu.

(4) *Plastic Tank*

Tangki ini terbuat dari bahan plastik sehingga sangat cocok digunakan untuk lapangan yang mempunyai problema korosi tinggi. Keterbatasan penggunaan tangki ini adalah umur pakai yang relatif pendek dan harganya paling mahal dibandingkan jenis yang lain.

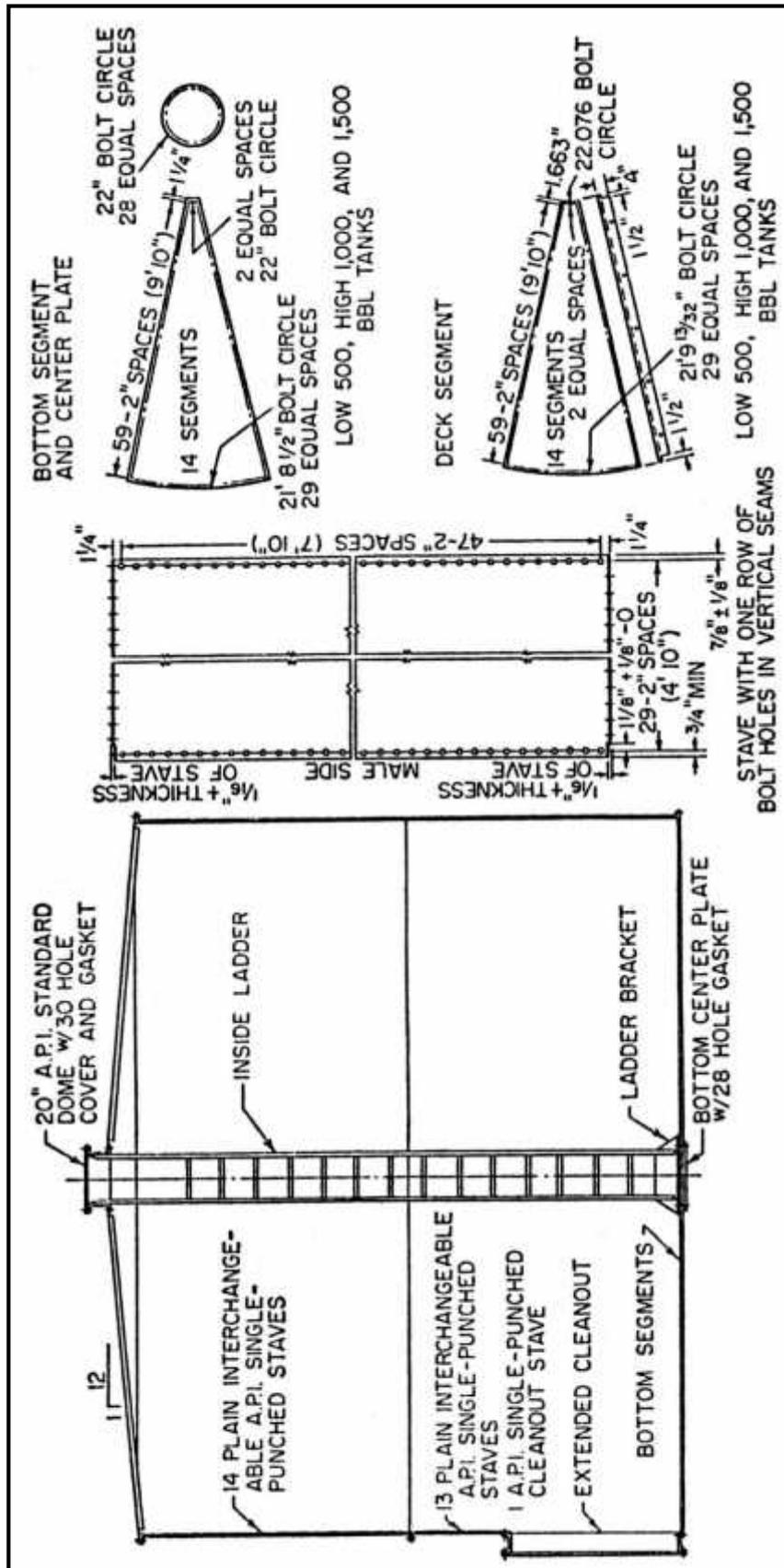
4.5.2. Tekanan Kerja Tangki

Perencanaan tekanan kerja tangki harus lebih besar dari pada tekanan uap sesungguhnya dari fluida yang tersimpan. Sebagai akibat dari tekanan uap itu, maka tangki akan dihitung pada kondisi tekanan dan temperatur permukaan cairan di ruangan gas/uap.

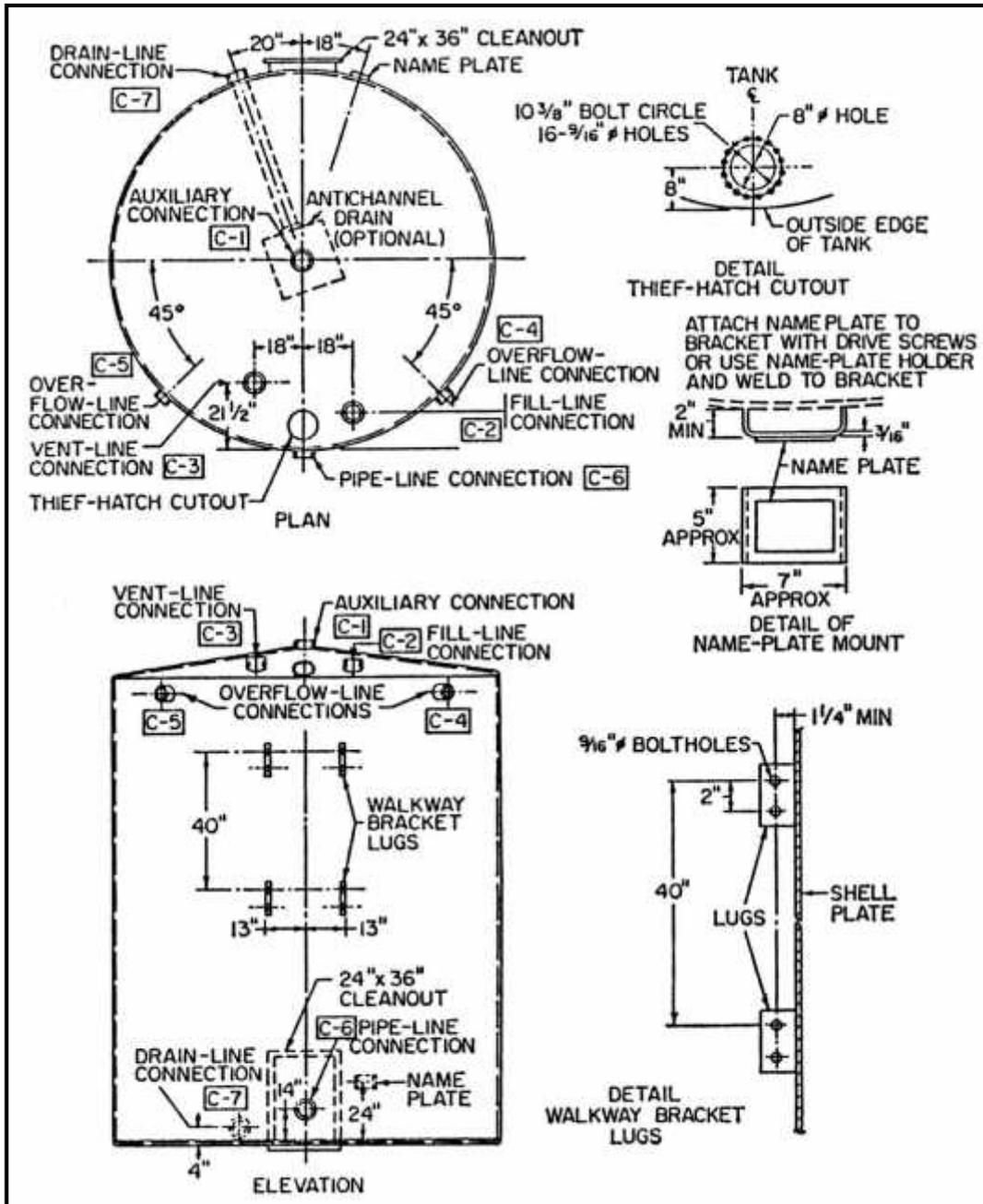
4.5.3. Volume Oil Storage

Dalam perencanaan suatu tangki penyimpan, maka perlu ditentukan besar kapasitas tangki. Besar kemampuan tangki untuk menampung minyak ini dapat diketahui dengan cara menghitung besar volume tangki. Dengan menganggap tangki berbentuk silinder, maka isi tangki dapat dihitung dengan memakai persamaan "volume silinder".

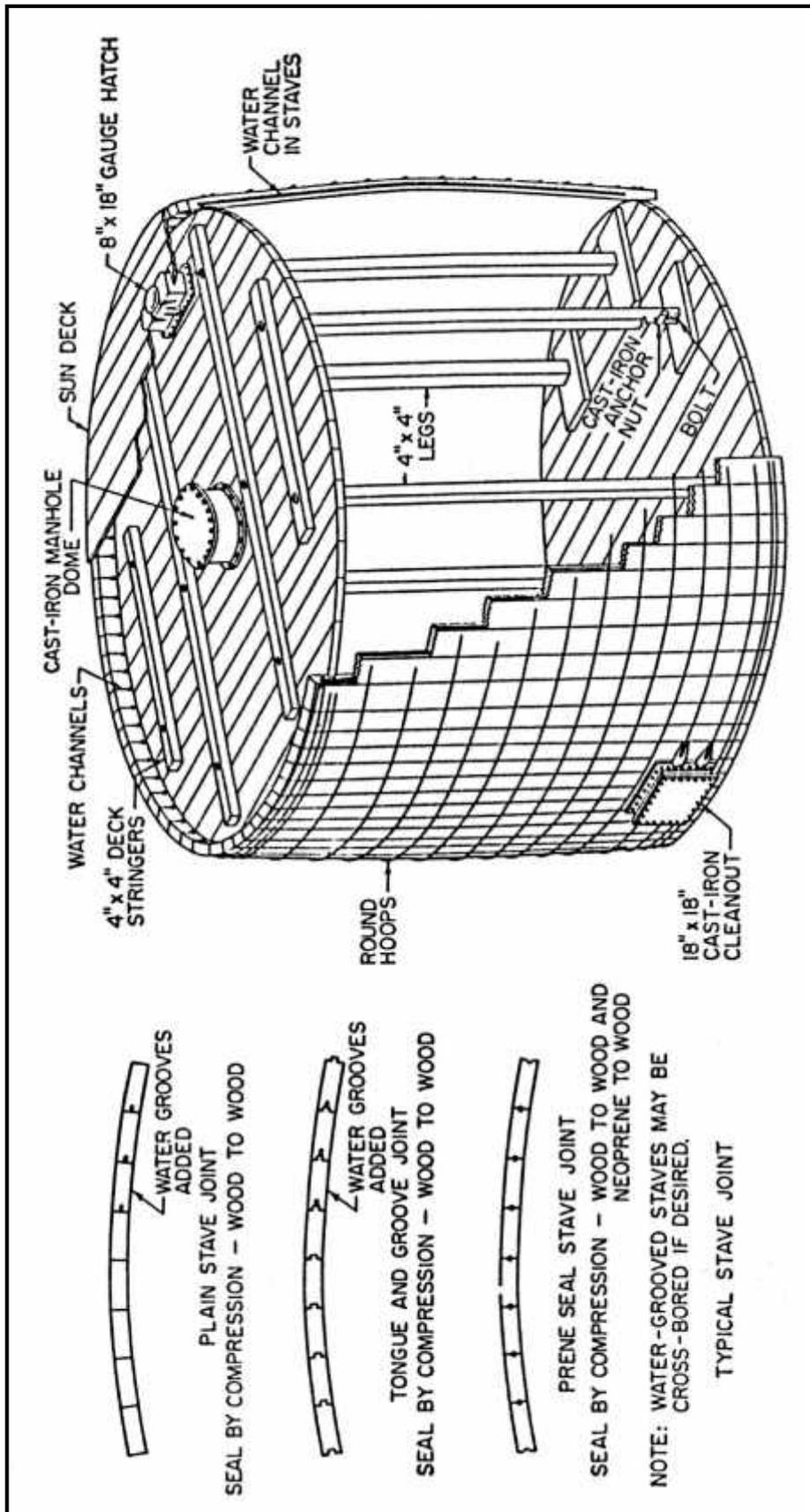
Di dalam praktek, tiap-tiap bagian dinding tangki penyimpanan mempunyai ketebalan yang tidak sama, dimana bagian bawah tangki lebih tebal dari bagian atas. Bagian tangki yang tebalnya tidak sama ini dimaksudkan agar tangki mampu menahan tekanan yang berbeda pada setiap bagian tangki. Dengan demikian untuk menghitung secara akurat mengenai isi tangki, maka harus dilakukan dengan cara menghitung isi setiap ketinggian bagian tangki yang mempunyai ketebalan dinding sama. Kemudian dengan menjumlahkan isi masing-masing bagian tersebut maka kapasitas tangki dapat diketahui secara tepat.



Gambar 4.20. Penampang Storage Tank Jenis Bolted-Steel Tank



Gambar 4.21. Spesifikasi API Welded-Steel Tank



Gambar 4.22. Wooden Storage Tank dengan Kontruksi Water-Groove

4.5.4. Pemilihan Tangki Penimbun

Dari data spesifikasi untuk tiap jenis tangki penimbun yang tersedia, diharuskan untuk mengadakan pemilihan ukuran kapasitas tangki penimbun yang paling optimal sesuai dengan produktivitas lapangan.

Menurut Chilingar, pemilihan tangki berdasarkan produktivitas lapangan adalah sebesar dua sampai tiga kali produksi harian maksimal lapangan.

Faktor-faktor yang mempengaruhi pemilihan tangki penimbun, antara lain :

- (1) Topografi daerah, pemilihan daerah sedapat mungkin dipilih yang mempunyai topografi datar, kecuali jika diperlukan aliran fluida dengan memanfaatkan pengaruh gravitasi.
- (2) Kemudahan dari sarana transportasi, mudah dijangkau dan dekat dengan fasilitas produksi seperti *station* pompa dan terminal transportasi.
- (3) Dipilih tanah yang keras untuk menampung berat tangki dan harga tanah yang murah.
- (4) Dijauhkan dari kemungkinan kebakaran dan korosi.

4.6. TATA LETAK FASILITAS PRODUKSI

Fasilitas produksi di permukaan adalah peralatan produksi yang terdiri dari *wellhead*, kerangan-kerangan, separator dan peralatan penimbun dimana dalam penempatan diperlukan pengaturan dengan tata letak yang sesuai dengan keadaan lapangan tersebut.

Tata letak fasilitas produksi diatur mengenai posisi dan jarak pengaturan. Berdasarkan ini timbul macam-macam pengaturan yang dijumpai di lapangan sebagai contoh dapat dijumpai pada pengaturan *flowline*, posisi *flowline* yang dapat diatur dengan "posisi radial" maupun "sistim *axial*".

Flowline dengan sistim radial merupakan beberapa *flowline* mengalir ke suatu pipa yang dinamakan *header*, penempatan *header* ditempatkan di tengah lokasi sumur yang ada di lapangan. Sedangkan pada posisi *axial*, beberapa *flowline* dari sumur-sumur yang ada, bermuara terlebih dahulu pada *remote header*, kemudian dari *remote header* fluida produksi dialirkan ke *trunk line* dan selanjutnya dialirkan ke peralatan pemisah. Jarak penempatan peralatan produksi pada sumur gas dengan sistim pemisah dalam satuan *feet*.

4.7. TOTAL DESIGN SYSTEM

Di dalam *total design system* agak berbeda dengan *gathering system* terdiri dari pipa-pipa, *valve-valve* dan sambungan-sambungan yang diperlukan untuk menghubungkan *wellhead* dari setiap sumur ke bagian pemisah atau separator.

Total design system bertujuan untuk menciptakan sistem yang aman untuk melindungi fasilitas-fasilitas produksi agar minyak dan gas dapat diproduksi secara aman dan efisien. Jadi *total design system* adalah usaha untuk mengatasi gangguan yang terjadi dan penyelesaiannya yang merupakan perpaduan antara teknik dan kreatifitas. Gangguan di sini meliputi semua fasilitas produksi yang ada di lapangan.

BAB V EKSPLOITASI PANASBUMI

Pada dasarnya sistim panasbumi terbentuk sebagai hasil perpindahan panas dari suatu sumber panas di sekelilingnya yang terjadi secara konduksi dan secara konveksi. Secara umum sistim panasbumi yang manifestasinya muncul dalam bentuk mata air panas, geyser, fumarola, dan sebagainya, proses terbentuknya mirip dengan prinsip mendidihkan air. Air tanah yang meresap ke dalam bumi mengalami pemanasan akibat bersentuhan dengan tubuh batuan beku yang masih panas atau akibat panas konduksi dari dapur magma di bagian dalam kulit bumi. Air yang sudah terpanaskan tersebut mengalir kembali ke atas baik masih dalam bentuk cair atau dalam bentuk uap (*steam*) dengan diikuti proses hidrotermalisasi terhadap batuan-batuan yang dilewatinya. Melewati rekahan-rekahan (*fractures*) atau bidang-bidang sesar yang ada pada lapisan-lapisan batuan di kulit bumi, air panas yang sudah menjadi semacam larutan (termasuk gas dan uap) tersembul ke permukaan bumi dalam bentuk-bentuk tertentu (mata air panas / *hot spring*, geyser, fumarola, dan sebagainya).

Lapisan-lapisan batuan pada kulit bumi dibagian mana air tanah mengalami pemanasan akibat sentuhan tersebut di atas disebut sebagai *primary geothermal reservoir*. Selama perjalanannya hingga muncul ke permukaan bumi, air panas tersebut dapat mengalami akumulasi kembali setelah bergerak meninggalkan *primary reservoir*. Lapisan atau bagian lapisan dimana air panas/uap mengalami pengakumulasian kembali disebut *secondary reservoir*.

Besar kecilnya potensi panas yang dapat diambil (sebagai energi) dari suatu lapangan panasbumi ditentukan oleh jumlah fluida, dengan temperatur minimal tertentu, yang keluar/dapat dipompa dari sumur panasbumi. Ada 3 parameter yang berperan menentukan jumlah fluida yang keluar dari sumur panasbumi, yakni:

- (1) Tekanan zat alir (*fluid pressure*) di dalam reservoir yang dapat mencirikan apakah sumur tersebut merupakan sumur artesis atau perlu dipompa
- (2) Permeabilitas (kelulusan) batuan reservoir
- (3) Ketebalan reservoir/batuan cadangan

Dari parameter-parameter tersebut dikenal istilah *transmissibility* yang dinyatakan dalam satuan "darcy-meter". *Transmissibility* merupakan parameter yang paling penting bagi reservoir panasbumi yang ditentukan oleh ketebalan dan permeabilitas. Di samping itu, kegraman air, temperatur dan viskositas berperan menentukan karakteristik produksi sumur panasbumi.

Lapangan panasbumi dengan ciri kelulusan sebesar 5 darcy-meter cukup bagus untuk produksi air/uap panasbumi. Tetapi harga rata-rata yang lebih bagus berkisar antara 20 s/d 50 darcy-meter, dan di atas 100

darcy-meter merupakan reservoir panasbumi yang amat bagus. Reservoir jenis ini dapat memiliki kecepatan alir (*flow rate*) 50 s/d 250 m³/jam untuk sumur-sumur dengan diameter standar.

5.1. KONVERSI ENERGI PANASBUMI

Tenaga (energi) adalah suatu yang bersifat kekal. Hukum Kekekalan Tenaga I (Termodinamika) menyebutkan bahwa tenaga tidak dapat dihilangkan (ditiadakan), tetapi juga tidak dapat diadakan begitu saja. Konversi Energi adalah perubahan dari suatu bentuk energi ke bentuk lainnya. Contoh, perubahan energi panas yang terkandung dalam uap panasbumi menjadi energi mekanik untuk mendorong sudu turbin dalam PLTP (Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi). Jika konversi suatu bentuk tenaga ke bentuk tenaga lain mengalami pengurangan maka sebenarnya ada sebagian tenaga yang “hilang”. Tenaga tersebut telah berubah ke bentuk lain dari kedua bentuk yang saling berkonversi tersebut. Jadi pada dasarnya tidak ada tenaga yang hilang tetapi hanya berubah/muncul ke bentuk lain. Jumlah tenaga yang tidak hilang dalam suatu proses perubahan tenaga dibandingkan dengan keseluruhan jumlah tenaga awal sebelum terjadi perubahan dinyatakan sebagai efisiensi perubahan tenaga tersebut yang dapat diukur dalam besaran prosentase.

Batasan yang lebih jelas dari hukum termodinamika tersebut adalah: “Energi suatu sistim yang terisolasi selalu konstan”. Sistim terisolasi merupakan konsep ideal tentang sesuatu yang terdapat di dalam kotak yang dindingnya tertutup rapat dimana tidak mungkin ada panas/massa yang hilang, tidak mungkin ada perubahan-perubahan serta terhindar dari pengaruh medan listrik dan medan magnet.

Jika di atas suatu lapangan panasbumi telah dibuat sumur produksi, air/uap yang dihasilkan dialirkan melalui pipa-pipa kemudian dikumpulkan. Uap ini memasuki ruangan turbin yang jika pipa-pipa tersebut terisolasi sempurna, maka dianggap tidak ada perubahan pada panas yang dikandungnya.

Ketika uap melewati turbin, sebagian panas yang dikandungnya diubah menjadi tenaga mekanik. Karena sumbu turbin dihubungkan dengan generator pembangkit listrik maka energi mekanik tersebut diubah menjadi energi listrik. Selanjutnya energi listrik ini ditransmisikan kepada para konsumen yang sekali lagi energi listrik ini diubah kembali ke berbagai bentuk antara lain untuk lampu penerangan, pemanas listrik, oven, motor listrik, dan sebagainya.

Bagian dari panas yang terkandung dalam uap yang tidak dapat diubah menjadi tenaga mekanik, dan kemudian tenaga listrik, ditransfer ke dalam air pendingin pada kondenser, yang selanjutnya dibawa ke menara pendingin (*cooling tower*) dan akhirnya dibuang ke atmosfer.

5.2. PEMANFAATAN ENERGI PANASBUMI

Secara garis besar eksploitasi energi panasbumi diarahkan pada dua tujuan yang sampai sekarang sudah dikembangkan. Kedua tujuan tersebut adalah: (1) pemanfaatan energi panasbumi untuk pembangkit tenaga listrik dan (2) pemanfaatan untuk selain pembangkit tenaga listrik. Keduanya dipisahkan dengan batas temperatur sekitar 160 – 180 °C.

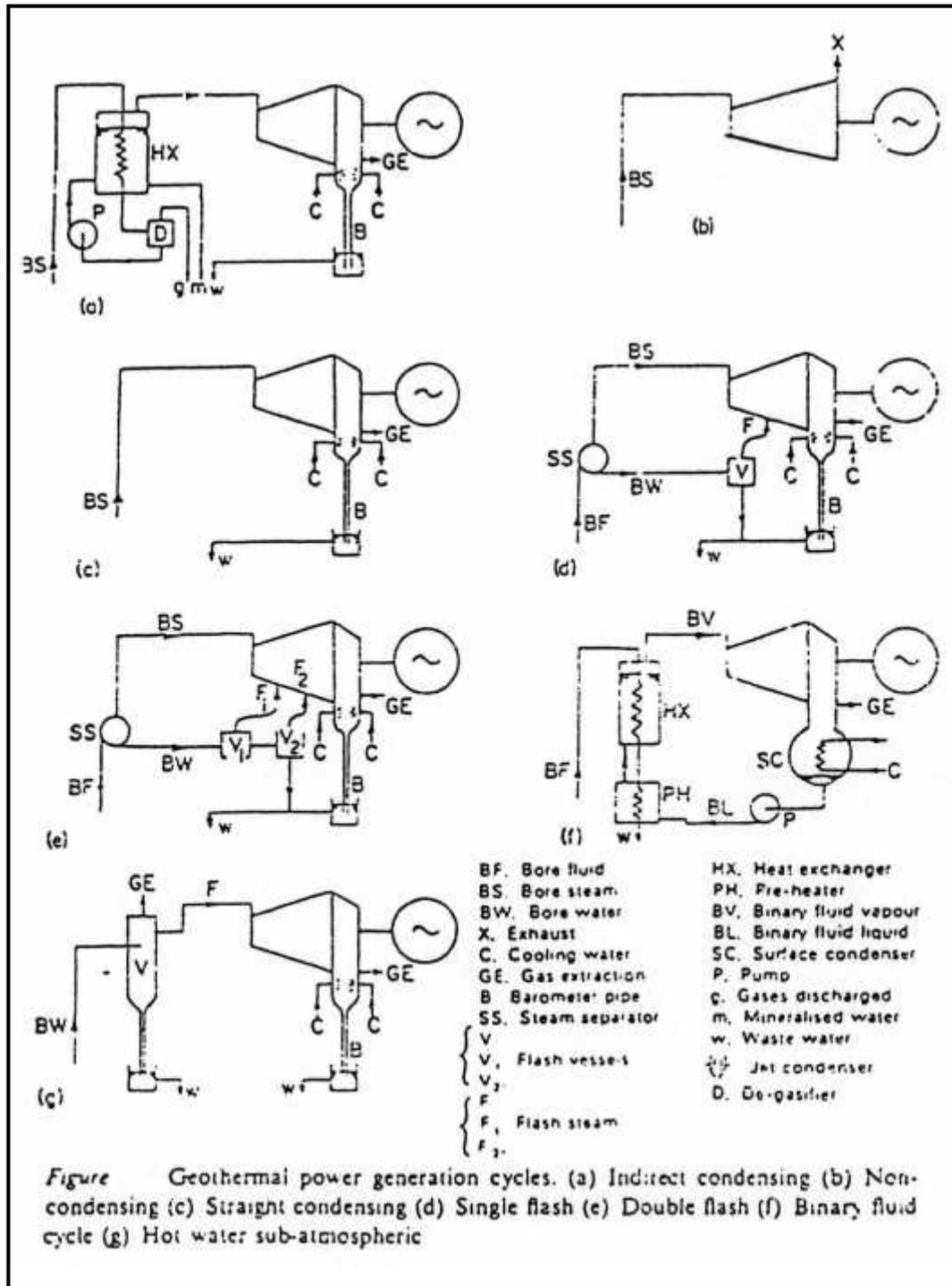
5.2.1. Pemanfaatan Untuk Pembangkit Listrik

Kemajuan paling spektakuler yang pernah dicapai manusia dalam usaha memanfaatkan energi panasbumi adalah pemanfaatan untuk pembangkit listrik. Perkembangan produksi tenaga listrik dunia dari energi panasbumi hingga tahun 2000 mencapai lebih dari 8000 MWe. Sangat mungkin bahwa jumlah produksi akan terus meningkat melihat kenyataan semakin berkurangnya cadangan energi fosil seperti minyak dan gas bumi. Perkembangan yang cukup pesat ini telah dimulai sejak kira-kira 90 tahun yang silam ketika Piero Ginori Conti, orang Italia yang memperkenalkan pembangkit listrik tenaga panasbumi pertama di Larderello pada tahun 1904. Dengan menggunakan ketel uap biasa yang digerakkan dengan uap panasbumi dapat dibangkitkan tenaga listrik, tetapi mesin uap tersebut segera mengalami kerusakan akibat korosi kimiawi. Kemudian mulailah dipergunakan sistim tak langsung yang menggunakan alat pengubah panas (*heat exchanger*), tetapi karena efisiensi yang dicapai terlalu kecil, kemudian orang berpaling kembali ke sistim pembangkit langsung dengan memperbaiki kualitas logam peralatan pembangkit listrik hingga tahan terhadap korosi. Sampai kemudian berkembang teknologi pembuatan turbin uap untuk menghasilkan efisiensi yang makin meningkat. **Gambar 5.1** memperlihatkan berbagai macam skema pembangkit listrik bertenaga panasbumi.

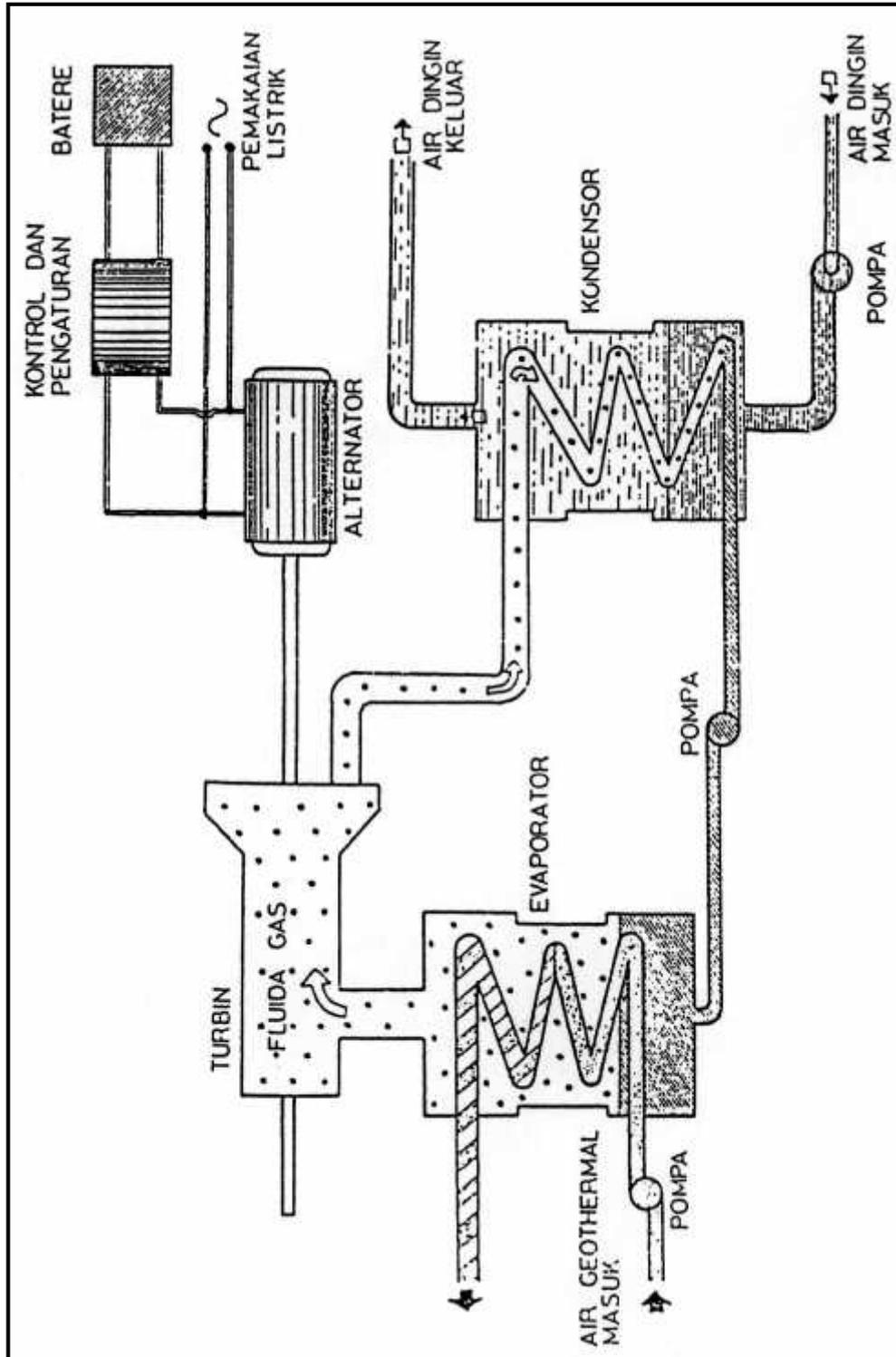
Sistim pembangkit tak langsung yang pernah dirintis semenjak pertama kali orang berusaha memanfaatkan energi panasbumi kini terus dikembangkan dengan menggunakan fluida kerja (*working fluid*) yang lebih mudah menyerap energi panas dari fluida panasbumi. Sistim seperti ini sering pula dikenal sebagai *binary cycle* (siklus biner) dimana fluida kerjanya digunakan jenis-jenis *isobutane*, *n-pentane*, dsb. Sistim ini bekerja dengan cara mengalirkan fluida kerja ke dalam peralatan penukar kalor (*heat exchanger*). Akibat persentuhan tak langsung antara fluida kerja dengan fluida panasbumi yang panas, fluida kerja segera menguap, menciptakan entalpi, yang kemudian dapat dipergunakan untuk mendorong sudu turbin yang dihubungkan ke generator pembangkit listrik. **Gambar 5.2** memperlihatkan skema sistim pembangkit siklus biner yang hingga saat ini terus dikembangkan dan ditingkatkan efisiensinya.

5.2.2. Pemanfaatan Untuk Selain Listrik (Pemanfaatan Langsung)

Hingga sekarang, terutama di negara-negara maju, air panas yang keluar dari kondensor (yakni bagian penting pada pembangkit listrik tenaga panasbumi yang berfungsi mengondensasikan uap panasbumi



Gambar 5.1. Beberapa Skema Pembangkit Listrik Bertenaga Panasbumi



Gambar 5.2. Skema Pembangkit Listrik Panasbumi dengan Teknologi Siklus Biner

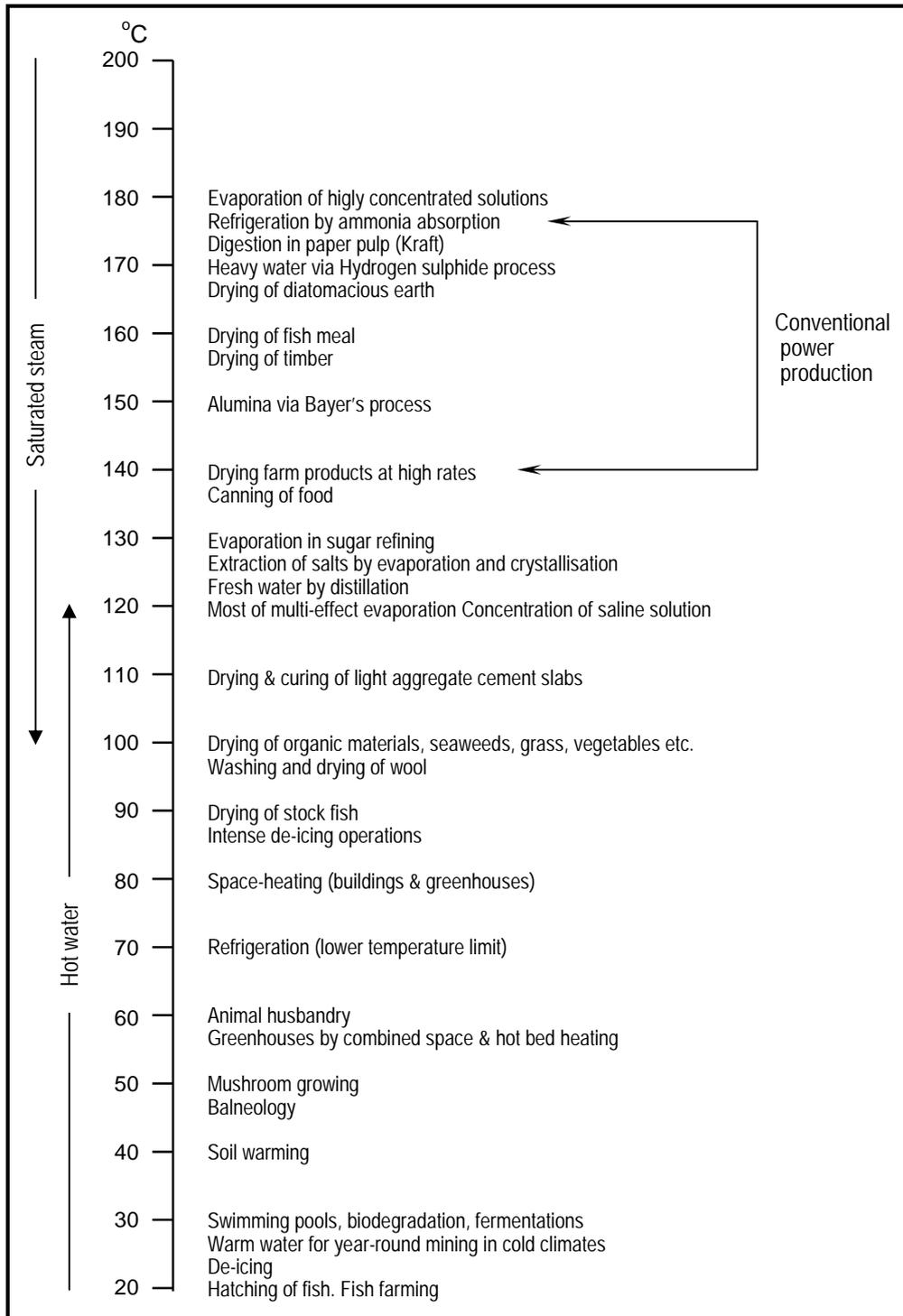
setelah memutar turbin), masih dapat dimanfaatkan antara lain sebagai pemanas rumah-rumah kaca (*greenhouse*) dengan sistim sirkulasi sampai akhirnya air yang telah turun temperaturnya diinjeksikan kembali ke perut bumi. Selain fluida sisa buangan dari PLTP, fluida panasbumi lainnya seperti dari sumur panasbumi yang tidak dipergunakan lagi untuk memasok PLTP, atau bahkan dari mata air panas dapat pula dimanfaatkan secara langsung.

Tergantung pada temperatur air/uap panasbumi, ada beberapa macam usaha manusia (selain industri tenaga listrik) yang dapat memanfaatkan energi panasbumi secara langsung (*direct use*). **Gambar 5.3** menunjukkan bermacam jenis pemanfaatan langsung energi panasbumi berdasarkan temperatur fluida panasbumi yang ada. Dari gambar tersebut tampak bahwa banyak bidang-bidang usaha dan kegiatan manusia yang dapat disokong oleh energi panasbumi. Peranan ini akan terus meningkat melihat kecenderungan makin berkurangnya jenis energi fosil dan konvensional.

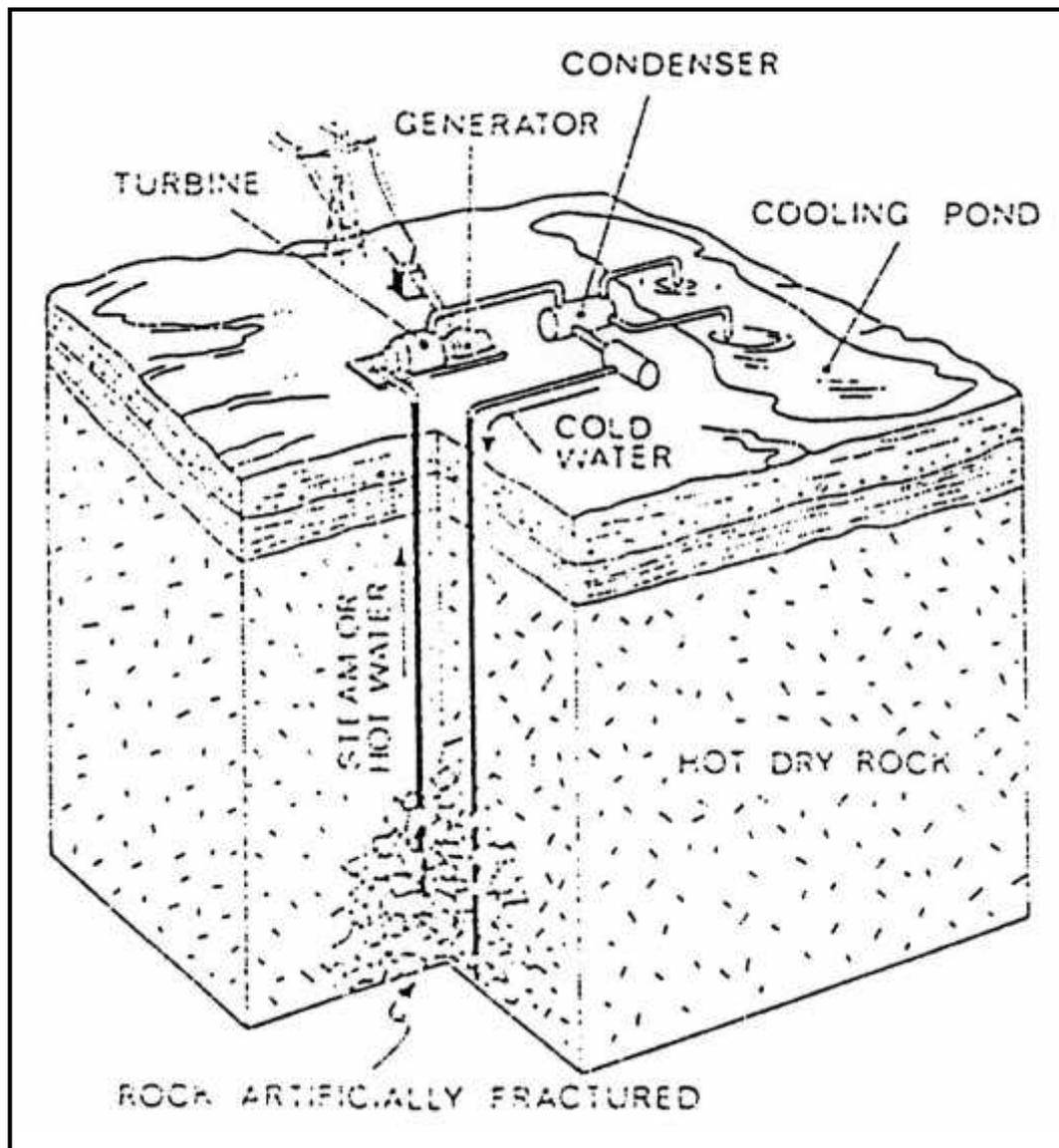
5.3. HOT DRY ROCK

Meskipun suatu sistim panasbumi tidak mengandung fluida air dan atau uap, tetapi mengandung potensi panas, besar kemungkinan di masa mendatang dapat dimanfaatkan dengan teknologi baru yang dikenal dengan HDR (*Hot Dry Rock*) yang sampai sekarang masih terus diteliti.

Pada prinsipnya teknologi pemanfaatan ini dilakukan dengan cara memompakan air dingin ke dalam perut bumi dimana terdapat suatu tubuh batuan panas yang telah dibuat berpori dan lulus air dengan membuat ledakan sebelumnya. Air dingin ini akan menyerap panas batuan tersebut dan kembali naik ke permukaan bumi dalam bentuk air/uap panas. Air/uap panas ini selanjutnya dapat berfungsi seperti air/uap panasbumi umumnya (**Gambar 5.4**).



Gambar 5.3. Persyaratan Temperatur Fluida Panasbumi untuk Berbagai Pemanfaatan



Gambar 5.4. Teknologi Hot Dry Rock (HDR) untuk Pemanfaatan Panasbumi

DAFTAR PUSTAKA

1. Craft, B.C. dan M.F. Hawkins, **Applied Petroleum Reservoir Engineering**, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1959.
2. Brown, K.E. *et al.*, **The Technology of Artificial Lift Methods**, PennWell Publishing Company, Volume: 1,2a,2b,4, Tulsa, Oklahoma, 1977, 1980, 1980, 1984.
3. Lawira, D. Ir., **Teknik Produksi**, Akamigas, Cepu, 1973.
4. Winkler, H.W. dan S.S. Smith, **Camco Gas Lift Manual**, Camco Incorporated, Houston, Texas, 1962.
5. Craft, B.C., W.R. Holden dan E.D. Graves, **Well Design, Drilling and Production**, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1959.
6. Anonim, **Reda Pumps for The Petroleum Industry**, TRW Reda Pump, Bartlesville, Oklahoma, tt.
7. Muravyov, I. *et al.*, **Development and Exploitation of Oil and Gas Fields**, Peace Publishers Moscow, tt.
8. Frick, T.C. dan R.W. Taylor, **Petroleum Production Handbook**, Society of Petroleum Engineers of AIME, Volume I, 2nd Printing, Dallas, Texas, 1962.
9. Arnold, K., P.E. dan M. Stewart, Ph.D., P.E., **Surface Production Operations, Design of Gas-Handling Systems and Facilities**, Volume 2, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1989.
10. Ikoku, C.U., Dr., **Natural Gas Engineering – A Systems Approach**, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
11. Katz, D.L., *et al.*, **Handbook of Natural Gas Engineering**, McGraw-Hill Company, New York - Toronto - London, 1959.
12. Campbell, J.M., Dr., **Gas Conditioning and Processing**, Campbell Petroleum Series, Volume II, 2nd Printing, Norman, Oklahoma, 1978.
13. Husodo, W., MSc., **Pengetahuan Peralatan Produksi** (Untuk Jurusan Bukan Produksi), Diktat Kedua, PPT Migas, Cepu, 1986.