

BAB 2. LANDASAN TEORI PERENCANAAN CASING

Dalam melakukan sebuah perencanaan *casing*, terdapat beberapa data yang harus dimiliki oleh seorang insinyur pengeboran sehingga sebuah sistem *casing* dapat didisain. Data-data tersebut adalah:

1. Tekanan pori (*pore pressure*) atau sering juga disebut *formation pressure*/tekanan formasi
2. Tekanan rekah/gradien rekah (*frac gradient*)
3. Dari data-data tekanan pori dan tekanan rekah, didapatkan *setting* kedalaman dari tiap-tiap bagian *casing*.
4. Beban-beban yang dialami oleh sistem *casing* yang akan didisain. Beban-beban tersebut adalah:
 - a. Beban *burst*
 - b. Beban *collapse*
 - c. Beban *tension*
 - d. Beban *service* saat pengeboran dan setelah berproduksi
 - e. Beban *biaxial/triaxial*
5. Berkaitan dengan poin nomor 4 di atas, perlu diketahui *mechanical properties* dari *casing* yang akan digunakan dalam disain yang akan dibuat

Seluruh sistem unit yang dipakai pada perhitungan dalam studi ini adalah sistem unit British.

2.1. Tekanan Pori

Tekanan pori adalah tekanan yang berada pada fluida di dalam ruang-ruang pori yang berada pada formasi. Secara sederhana, formulasi dari tekanan pori adalah sebagai berikut:

$$P_p = \rho_f \cdot g \cdot D \quad (1) [1]$$

P_p = tekanan pori, psi (*pound per square inch (lbs/inch²)*)

ρ_f = rata-rata densitas fluida, ppg (*pound per gallon (lbs/gallon)*)

g = percepatan gravitasi

D = tinggi kolom fluida atau sering juga disebut *true vertical depth*, ft

Pada sistem unit Imperial/British, seluruh densitas dari fluida dinyatakan dalam ppg sehingga formulasi tekanan pori dinyatakan sebagai:

$$P_p = 0,052 \cdot \rho_f \cdot D \quad (2) [1]$$

Terdapat tiga jenis tekanan pori: tekanan normal, tekanan abnormal, dan tekanan *subnormal*.

2.1.1. Tekanan Normal

Tekanan pori normal memiliki nilai yang sama dengan tekanan hidrostatik dari sebuah kolom fluida pada formasi. Dengan demikian, besarnya tekanan formasi pada suatu kedalaman D akan memiliki tekanan formasi sebesar $0,052 \cdot \rho_f \cdot D$ (persamaan 2) dan besarnya tekanan formasi di permukaan adalah 0 psi. Tekanan normal merupakan tekanan dari *native fluid* atau sering juga disebut sebagai *formation water*. Pada *formation water*, terdapat konsentrasi dari garam terlarut sehingga *formation water* ini memiliki salinitas.

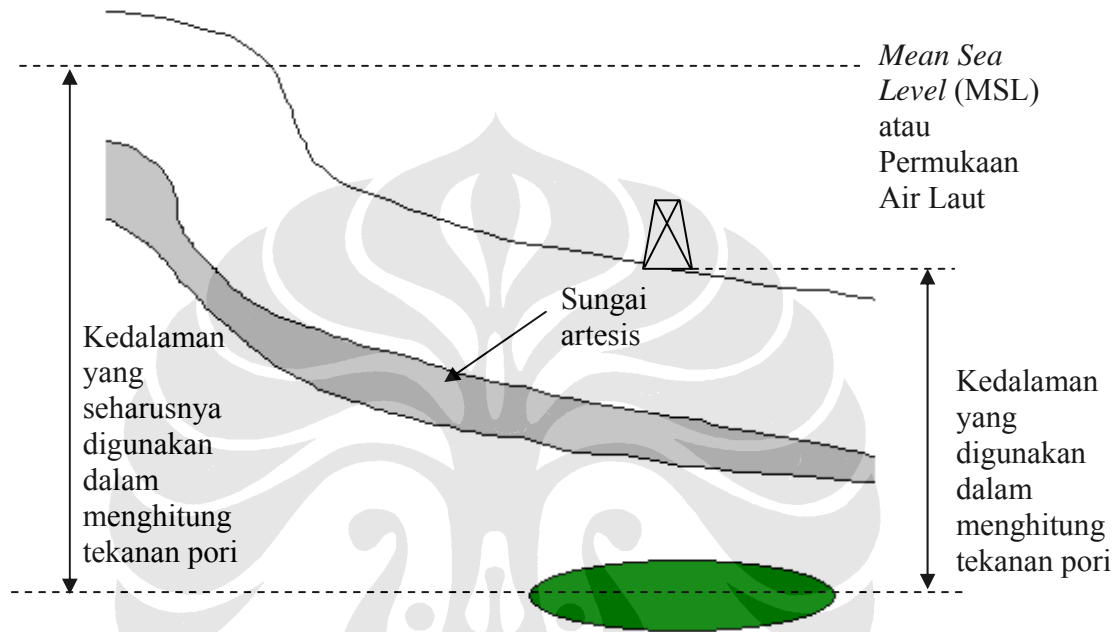
2.1.2. Tekanan Abnormal

Tekanan abnormal merupakan tekanan pori yang memiliki nilai yang lebih besar dari tekanan hidrostatik formasi. Oleh karena itu, tekanan abnormal sering juga disebut sebagai *abnormal high pore pressure* atau *overpressure* atau *geopressure*. Kelebihan tekanan pada tekanan abnormal ini harus benar-benar diperhatikan sehingga dalam proses pengeboran, kontrol sumur, atau sering disebut sebagai *well control* sangat diperlukan. Salah satu peralatan *well control* ini adalah BOP (*Blow Out Preventer*).

Tekanan abnormal ini dapat terjadi pada kedalaman berapapun, dari hanya beberapa ratus *feet* hingga kedalaman lebih dari 25000 ft. Terdapat beberapa faktor yang menyebabkan tingginya tekanan pori ini. Faktor-faktor tersebut terutama berasal dari perubahan geologis formasi, perubahan geokimia, geotermal dan mekanikal. Seorang insinyur pengeboran harus bekerja sama dengan geologis agar dapat mengetahui tekanan pori yang tepat. Peran seorang geologis sangat penting karena seorang geologis harus dapat mengetahui sejarah geologi dari struktur formasi

yang akan dibor. Kesalahan dalam menentukan tekanan pori ini akan menyebabkan sembur liar atau biasa disebut dengan *blow out*. Berikut adalah beberapa penyebab dari tekanan abnormal:

a. Artesian



Gambar 2-1 Sungai Artesian Penyebab Tekanan Abnormal

Pada gambar 2-1 di atas, sungai artesis berfungsi sebagai *barrier* yang dapat menyebabkan terjadinya kesalahan perhitungan tekanan pori sehingga menyebabkan terjadinya tekanan abnormal pada saat pengeboran. Kedalaman pengeboran yang dilakukan menggunakan permukaan laut sebagai referensi. Sungai artesis yang ada menjadi *barrier* sehingga menyebabkan seluruh tekanan pori yang berada di bawah sungai artesis tetap. Sementara itu, pada sumur *onshore* yang dapat dilihat di atas, referensi yang digunakan adalah *Rotary Kelly Bushing* (RKB) sehingga seharusnya besarnya adalah sebesar $0,052 \cdot p_f \cdot D$. Secara matematis dapat dilihat sebagai berikut:

Misalkan digunakan *seawater* untuk lumpur pengeborannya dengan densitas normal *seawater* sebesar 9 ppg. Kedalaman yang digunakan dalam pengeboran adalah sebesar 600 ft, sedangkan kedalaman yang seharusnya digunakan dalam pengeboran adalah 1000 ft, maka tekanan pori yang digunakan dalam pengeboran adalah (dengan menggunakan persamaan 2):

$$\begin{aligned}
 P_p \text{ pengeboran} &= 0,052 \cdot \rho_f \cdot D_{\text{pengeboran}} \\
 &= 0,052 \cdot 9 \cdot 600 \\
 &= 280,8 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Sementara, sebenarnya tekanan pori yang ada adalah sebesar:

$$\begin{aligned}
 P_p \text{ sebenarnya} &= 0,052 \cdot \rho_f \cdot D_{\text{sebenarnya}} \\
 &= 0,052 \cdot 9 \cdot 1000 \\
 &= 468 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Dengan demikian, seharusnya tekanan pori yang digunakan dalam pengeboran adalah sebesar 468 psi. Perbedaan tekanan ini dapat menyebabkan terjadinya sembur liar atau biasa disebut dengan *blow out*, karena densitas lumpur yang digunakan lebih rendah dari yang seharusnya digunakan. Untuk contoh di atas, selisih densitas lumpur yang digunakan adalah:

$$\begin{aligned}
 \Delta P &= P_p \text{ sebenarnya} - P_p \text{ pengeboran} \\
 &= 468 - 280,8 \\
 &= 187,2 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

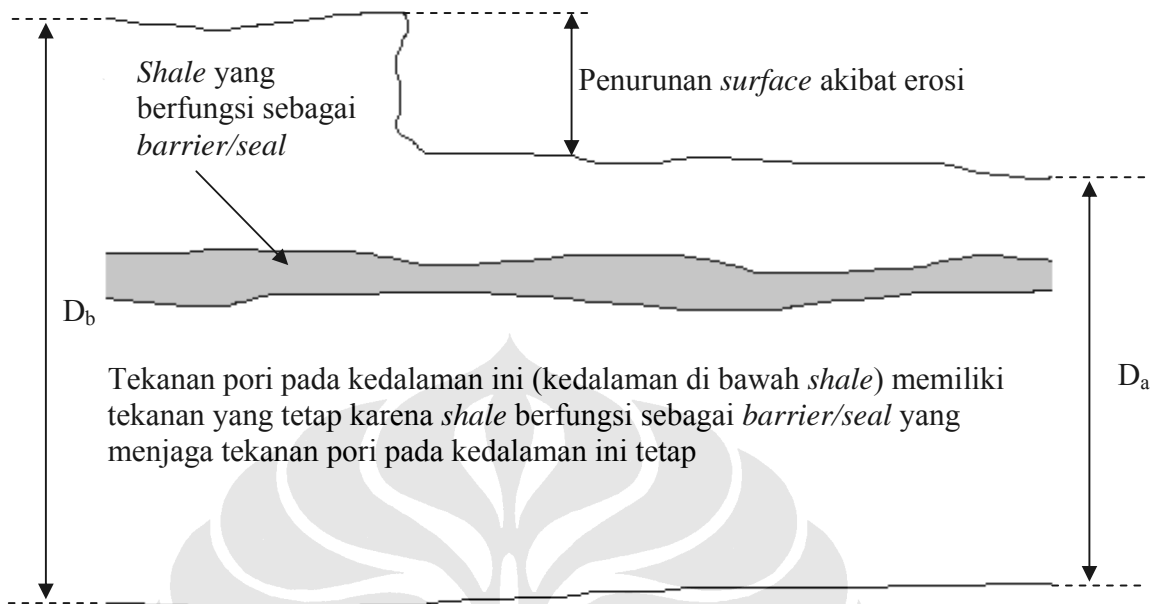
Selisih densitas lumpur:

$$\begin{aligned}
 \rho_f &= \frac{\Delta P}{(0,052 \cdot D_{\text{sebenarnya}})} \\
 &= \frac{187,2}{(0,052 \cdot 1000)} \\
 &= 3,6 \text{ ppg}
 \end{aligned}$$

Dengan demikian, densitas lumpur yang seharusnya digunakan adalah sebesar $9 + 3,6 = 12,6$ ppg.

Tekanan abnormal yang disebabkan oleh sungai artesis ini umumnya menyebabkan terjadinya *shallow gas* atau adanya gas pada kedalaman yang dangkal. Adanya *shallow gas* ini sangat penting untuk diketahui untuk menghindari terjadinya *kick* atau *blow out*. Dengan mengetahui kedalaman *shallow gas* ini, maka *casing point* harus ditentukan berada di atas kedalaman *shallow gas* ini.

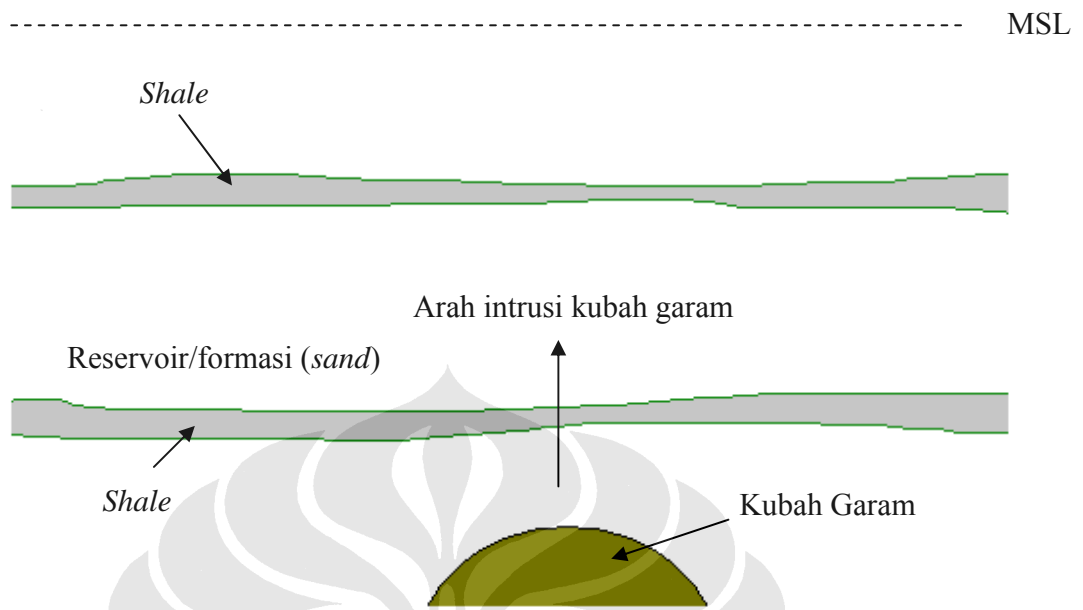
b. *Uplift dan Erosi*



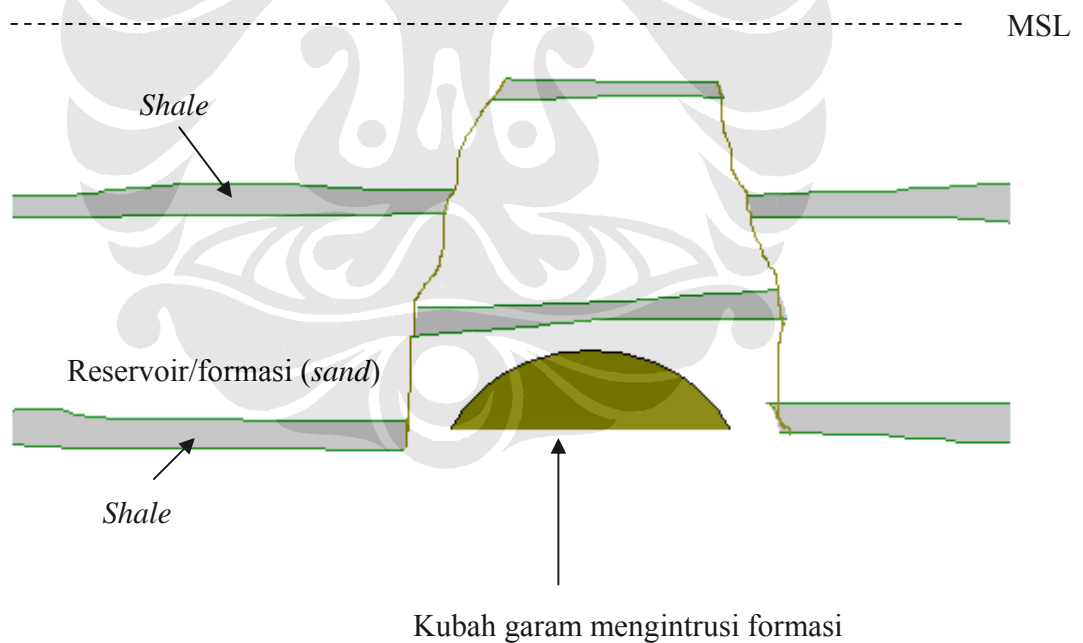
Gambar 2-2 Tekanan Abnormal yang Disebabkan Oleh *Uplift* dan Erosi

Hampir sama dengan tekanan abnormal yang disebabkan oleh sungai artesis, shale yang dapat dilihat pada gambar 2-2 juga berfungsi sebagai barrier/seal yang memerangkap tekanan pori berada di nilai yang sama seperti ketika permukaan dari daerah tersebut belum tererosi. Maka nilai tekanan pori yang seharusnya digunakan adalah sebesar $0,052 \cdot \rho_f \cdot D_b$ yang memiliki nilai lebih besar dari $0,052 \cdot \rho_f \cdot D_a$ karena $D_b > D_a$.

c. **Intrusi Dari Kubah Garam (*Salt Dome*)**



Gambar 2-3 Kondisi Awal Sebelum Intrusi Kubah Garam Terjadi



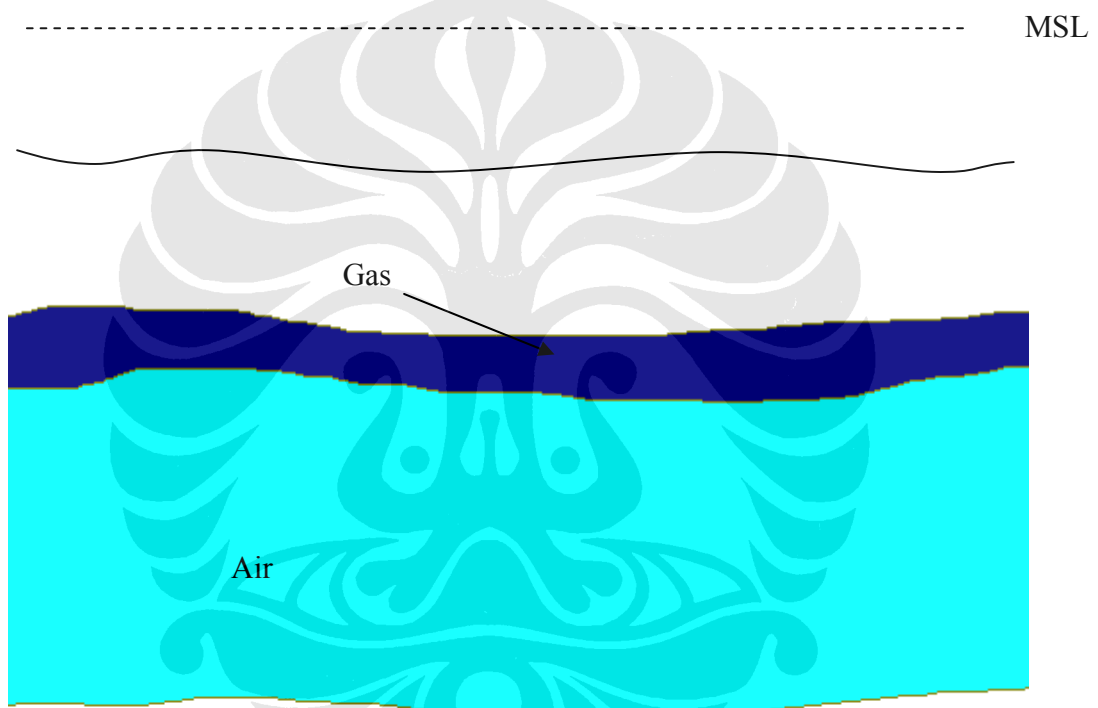
Gambar 2-4 Kubah Garam Telah Mengintrusi Formasi

Dapat dilihat pada gambar 2-3, kondisi kubah garam belum mengintrusi formasi. Kondisi tekanan pori pada saat tersebut adalah normal. Setelah beberapa waktu kemudian, kubah garam bergerak ke permukaan dan mengintrusi formasi dan

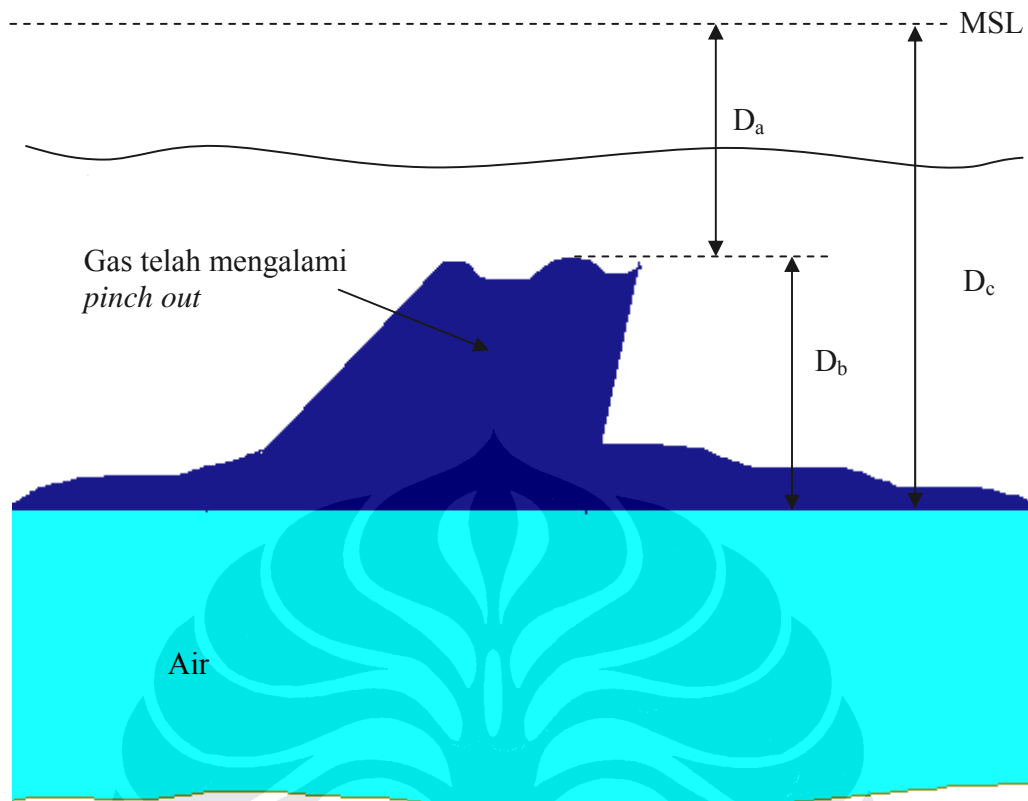
menyebabkan patahan (gambar 2-4). Besarnya tekanan pori/formasi yang terdorong oleh kubah garam adalah sama dengan sebelum formasi tersebut terintrusi karena *shale* yang berada di bawah dan di atas formasi menjadi sebuah *seal* yang memerangkap tekanan formasi sehingga berada pada nilai yang sama dari waktu ke waktu.

d. ***Fluid Density Differential***

Fluid density differential atau disebut juga *dipping* atau *pinch out* juga menyebabkan terjadinya tekanan pori abnormal.



Gambar 2-5 Kondisi Formasi Sebelum Terjadi Gas *Pinch Out*



Gambar 2-6 Gas Telah Mengalami *Pinch Out*

Dapat dilihat pada gambar 2-5, gas masih belum mengalami *pinch out*. Karena densitas gas yang sangat ringan, fluida gas bergerak ke permukaan dan mengerucut (*pinch out*) (gambar 2-6). Kondisi ini juga akan menyebabkan terjadinya tekanan pori abnormal. Berikut adalah contoh perhitungannya:

$$D_a = 4000 \text{ ft}$$

$$D_b = 6000 \text{ ft}$$

$$D_c = 4000 + 6000 = 10000 \text{ ft}$$

$$\text{Gradien gas} = 0,1 \text{ psi/ft (rule of thumb, secara umum harga gradien gas adalah } 0,115 \text{ psi/ft) [1]}$$

$$\text{Densitas fluida} = 9 \text{ ppg (normal seawater)}$$

Tekanan pori di 10000 ft:

$$\begin{aligned} P_p &= 0,052 \cdot \rho_f \cdot D_c \\ &= 0,052 \cdot 9 \cdot 10000 \\ &= 4680 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\text{Tekanan gas 6000 ft} = 0,1 \cdot 6000$$

$$\begin{aligned}
 &= 600 \text{ psi} \\
 \text{Tekanan di 4000 ft} &= 4680 - 600 \\
 &= 4080 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Densitas fluida yang seharusnya digunakan:

$$\begin{aligned}
 \rho_f &= \frac{P}{(0,052.D)} \\
 &= \frac{4080}{(0,052.4000)} \\
 &= 19,6 \text{ ppg}
 \end{aligned}$$

Pada kenyataannya di lapangan, jarang sekali bahkan hampir tidak ada densitas fluida pengeboran yang digunakan hingga 19,6 ppg. Ilustrasi perhitungan di atas adalah untuk menunjukkan bahwa terdapat *margin* densitas yang besar dari fluida yang seharusnya digunakan akibat adanya tekanan pori abnormal ini.

Kembali ditekankan bahwa koordinasi antara geologis dan insinyur pengeboran mutlak sangat diperlukan untuk mencegah terjadinya kesalahan penggunaan densitas fluida yang diakibatkan oleh tekanan pori abnormal ini.

Berbagai metoda telah dikembangkan untuk mendeteksi tekanan abnormal formasi yang lebih besar daripada gradien hidrostatik formasi normal (0,465 psi/ft atau 9 ppg berat lumpur). Metoda yang paling banyak digunakan adalah metoda *Drilling Rate*, dimana metoda ini didasarkan pada perhitungan d-eksponen.

Perbedaan tekanan yang besar antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi dapat menurunkan laju pengeboran. Untuk meningkatkan laju pengeboran, densitas lumpur harus diturunkan atau dengan adanya kenaikan tekanan formasi. Hal ini dapat digunakan untuk mendeteksi zona *over-pressured*.

2.1.3. Tekanan Pori Subnormal

Tekanan pori subnormal didefinisikan sebagai tekanan pori/formasi yang memiliki nilai lebih rendah dari tekanan normal (tekanan hidrostatik).

Tekanan pori subnormal umumnya terjadi karena formasi telah terdeposit atau sering disebut sebagai *depleted zone*. Pada beberapa kemungkinan, tekanan pori subnormal mungkin terjadi karena penyebab-penyebab natural yang berhubungan

dengan sejarah stratigrafi, tektonik dan geokimia dari sebuah area. Akan tetapi, penyebab paling utama dari tekanan pori subnormal adalah karena aktifitas produksi (terutama peralatan produksi artifisial). Oleh karena itu, tekanan subnormal ini tidak banyak dibahas pada literatur-literatur yang ada yang berkaitan dengan pengeboran. Umumnya studi mengenai tekanan pori subnormal ini banyak dipelajari oleh insinyur produksi dan insinyur *reservoir* untuk menentukan *deliverability* dari sebuah sumur sehingga performansi dari sumur tersebut dapat diestimasi dengan baik. Hal ini melewati pembatasan masalah yang hanya akan membahas mengenai desain *casing* itu sendiri.

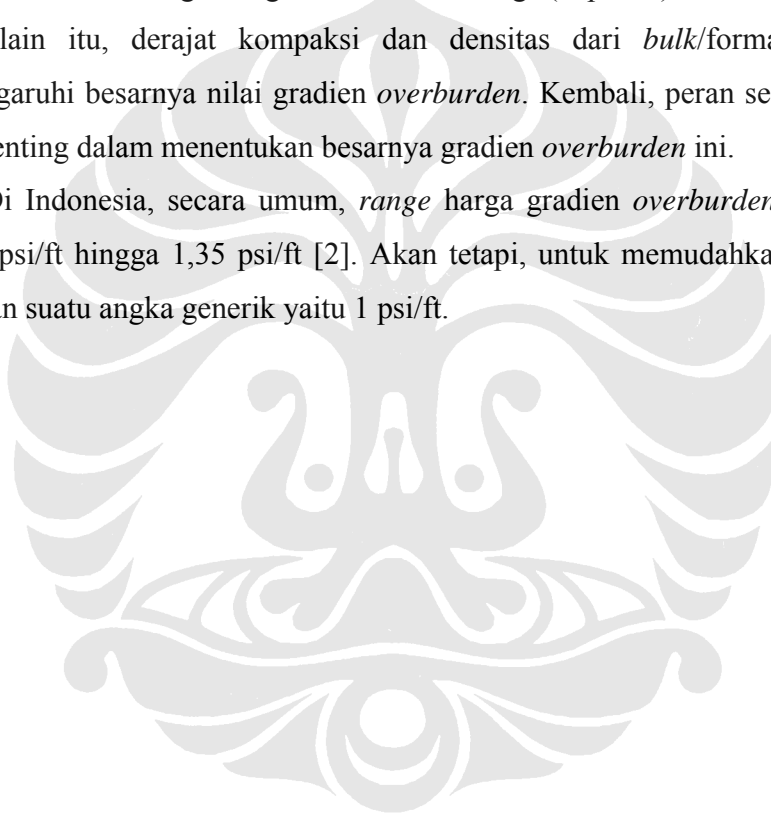


2.2. Tekanan *Overburden*

Tekanan *overburden*, sering juga disebut sebagai *matrix stress overburden*, didefinisikan sebagai tekanan yang dialami oleh formasi yang diakibatkan oleh berat total yang berada di atas formasi tersebut. Formasi yang berada di bagian bawah/*point of interest* terkompaksi oleh struktur formasi yang berada di atasnya.

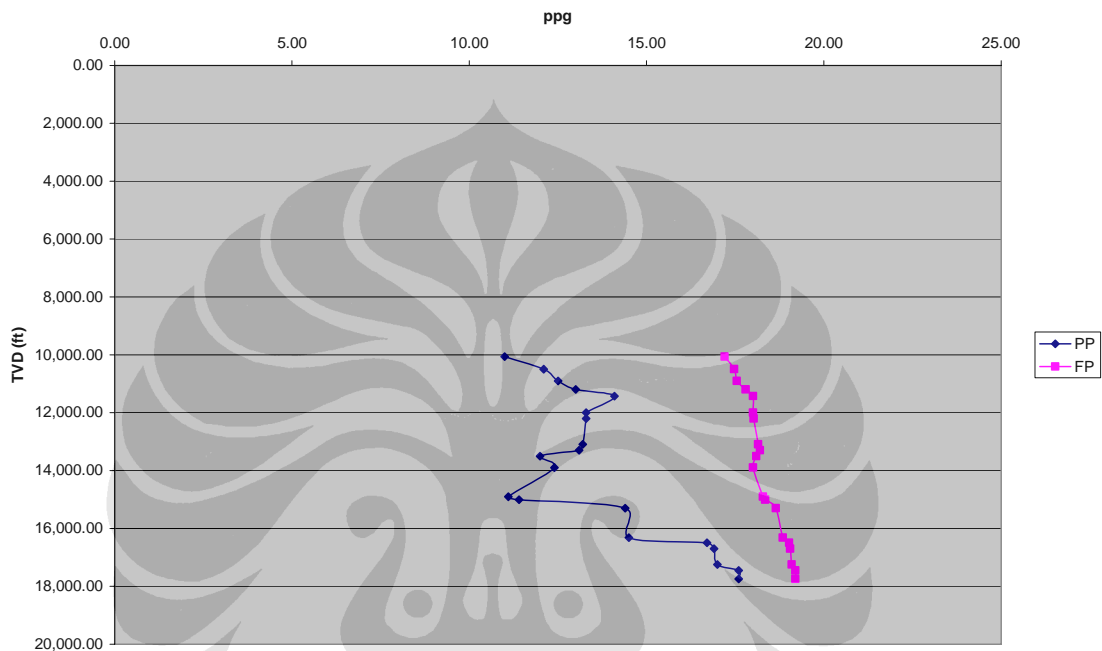
Tekanan *overburden* sering dinyatakan sebagai gradien *overburden* untuk mempermudah perhitungan. Nilai dari tekanan *overburden*/gradien *overburden* berbeda-beda di seluruh dunia tergantung dari densitas formasi (*bulk density*). Harga gradien *overburden* tergantung dari variasi litologi (deposisi) dan densitas fluida di pori. Selain itu, derajat kompaksi dan densitas dari *bulk*/formasi juga akan mempengaruhi besarnya nilai gradien *overburden*. Kembali, peran seorang geologis sangat penting dalam menentukan besarnya gradien *overburden* ini.

Di Indonesia, secara umum, *range* harga gradien *overburden* ini bervariasi dari 0,8 psi/ft hingga 1,35 psi/ft [2]. Akan tetapi, untuk memudahkan perhitungan, digunakan suatu angka generik yaitu 1 psi/ft.



2.3. Tekanan Rekah

Berkaitan dengan tekanan *overburden*, tekanan rekah adalah nilai tekanan yang diperlukan untuk membuat suatu formasi menjadi rekah (*frac*). Umumnya tekanan rekah dinyatakan dalam ppg. Tekanan pori dan tekanan rekah ini akan menjadi acuan untuk beberapa kalkulasi pada *drilling engineering*, terutama disain *casing*.



Gambar 2-7 Contoh dari Tekanan Pori dan Tekanan Rekah

Dapat dilihat dari gambar 2-7, garis tekanan pori (PP) merupakan batas bawah dari lumpur yang akan digunakan dalam pengeboran, sementara garis tekanan rekah (FP) merupakan batas atas dari lumpur yang akan digunakan dalam pengeboran.

Terdapat tiga cara yang digunakan untuk menghitung tekanan rekah ini:

a. Hubbert dan Willis

Hubbert dan Willis adalah insinyur dari Shell dan mereka merumuskan formulasi untuk menghitung gradien rekah sebagai berikut:

$$FG = \frac{2}{3} \left(OBG - \frac{P_f}{D_f} \right) + \frac{P_f}{D_f}$$

(3) [1]

FG = Gradien rekah, ppg

OBG = Gradien *overburden*, umumnya menggunakan 1 psi/ft

P_f = Tekanan formasi, psi

D_f = Kedalaman formasi, ft

Akan tetapi, formulasi yang dirumuskan oleh Hubbert dan Willis ini tidak berlaku universal. Formulasi ini hanya bisa diaplikasikan untuk lapangan-lapangan yang dibor oleh Shell saja.

b. Matthews dan Kelley

Matthews dan Kelley adalah insinyur dari Exxon, merumuskan formulasi untuk menghitung gradien rekah sebagai berikut:

$$FG = K_i \left(OBG - \frac{P_f}{D_f} \right) + \frac{P_f}{D_f}$$

(4) [1]

FG = Gradien rekah, ppg

K_i = Koefisien tegangan matriks/formasi (*matrix stress coefficient*)

Harga K_i berbeda-beda tergantung dari karakteristik lapangan

OBG = Gradien *overburden*, umumnya menggunakan 1 psi/ft

P_f = Tekanan formasi, psi

D_f = Kedalaman formasi, ft

Tidak terdapat banyak perbedaan antara formulasi yang dirumuskan oleh Hubbert dan Willis dengan Matthews dan Kelley. Perbedaannya adalah terletak di koefisien K_i yang berbeda-beda tergantung dari lapangan yang dibor. Tipikal dengan formulasi yang dirumuskan oleh Hubbert dan Willis, formulasi ini tidak berlaku general untuk semua sumur yang ada di seluruh dunia. Harga K_i yang disediakan oleh Matthews dan Kelley ini adalah spesifik untuk sumur-sumur yang dibor oleh Exxon.

c. Eaton

Eaton adalah insinyur dari Conoco, yang merumuskan formulasi untuk menentukan gradien rekah yang paling banyak digunakan saat ini:

$$FG = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \left(OBG - \frac{P_f}{D_f} \right) + \left(\frac{P_f}{D_f} \right)$$

(5) [1]

FG = Gradien rekah, ppg

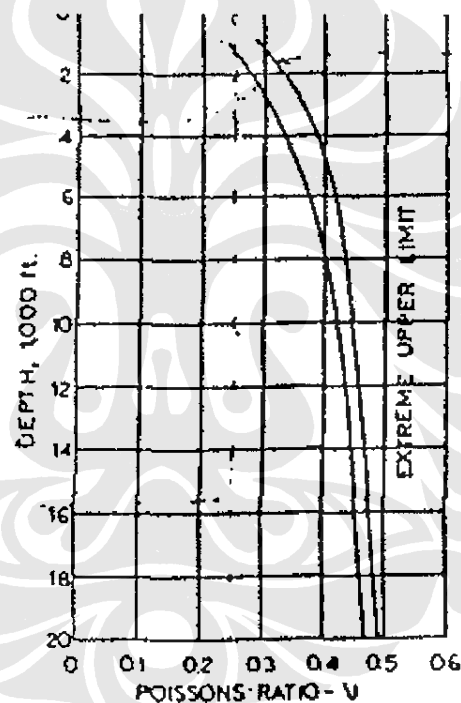
ν = Rasio Poisson

OBG = Gradien overburden, umumnya menggunakan 1 psi/ft

P_f = Tekanan formasi, psi

D_f = Kedalaman formasi, ft

Untuk rasio Poisson, dapat dilihat grafik berikut ini:



Gambar 2-8 Poisson's Ratio [3]

Selain dari hasil perhitungan seperti yang telah dijelaskan di atas, gradien tekanan rekah dapat ditentukan melalui *log* dan dengan memakai metoda *leak-off test* (LOT), yaitu memberikan tekanan sedikit demi sedikit sedemikian rupa sampai terlihat tanda-tanda mulai pecah, yaitu ditunjukkan dengan kenaikan tekanan terus menerus kemudian secara tiba-tiba turun.

2.4. Well Control

Well control sebenarnya sedikit keluar dari pembatasan masalah pada studi ini. Akan tetapi, ada bagian minor pengaruh dari *well control* terhadap kalkulasi disain casing, yaitu besarnya *kill mud weight* yang harus diaplikasikan ketika terjadi *kick* pada sebuah lubang sumur.

Terdapat dua jenis situasi *well control*: *induced* (disengaja) dan *encounter* (tidak disengaja).

a. Induced Well Control

Penyebab utama dari *induced well control* adalah karena efek *swabbing* (efek hisap piston ketika ditarik keluar dari silinder). Ketika *bottom hole assembly* (BHA) ditarik keluar dari dalam lubang, BHA tersebut membentuk suatu kondisi vakum sehingga tekanan di dalam lubang cenderung lebih rendah dari tekanan pori. Hal ini dapat menyebabkan terjadinya *kick* di dalam lubang.

Hal yang menjadi *primary well control* dalam hal ini adalah lumpur yang digunakan dalam pengeboran. Lumpur yang digunakan dalam pengeboran harus memiliki berat/densitas yang lebih besar dari tekanan pori ditambah dengan *kick* yang terjadi. Jika ternyata *kick* yang terjadi sangat besar, maka peralatan permukaan yang digunakan sebagai *well control* adalah BOP (*blow out preventer*). Oleh karena itu, umumnya lumpur pengeboran umumnya disebut sebagai *primary well control* dan BOP disebut sebagai *secondary well control*. Sedangkan untuk sumur yang telah berproduksi, fluida di dalam sumur berfungsi sebagai *primary well control* dan SSSV (*subsurface safety valve* – katup keselamatan bawah permukaan) berfungsi sebagai *secondary well control*.

b. Encounter Well Control

Encounter well control terjadi ketika tekanan pori/formasi lebih besar dari densitas fluida/lumpur yang digunakan di dalam lubang sumur. Selain itu, *encounter well control* juga dapat terjadi karena ECD (*equivalent circulating density* – terjadinya penambahan densitas lumpur pengeboran

akibat dari sirkulasi lumpur tersebut di dalam lubang sumur) memiliki densitas yang lebih besar dari tekanan pori, tetapi berat/densitas dari lumpur pengeboran itu sendiri lebih rendah dari tekanan pori. Berikut adalah contoh situasi *well control*:

Sebuah sumur memiliki gradien gas adalah sebesar 0,12 psi/ft. *Kick rate* adalah 20 fpb (ft/bbls) pada kedalaman 15000 ft dan densitas lumpur yang digunakan setelah sirkulasi (ECD) adalah sebesar 16 ppg dan tekanan formasi/densitas lumpur awal adalah 15 ppg. Terjadi *influx/kick* sebesar 20 bbls.

→ Besarnya *kill mud weight* yang harus digunakan adalah:

$$\text{Tekanan lumpur} = P_m = 16.0,052.15000 = 12480 \text{ psig}$$

$$\text{Tekanan formasi} = P_f = 15.0,052.15000 = 11700 \text{ psig}$$

→ Maka besar SIDPP (*shut in drill pipe pressure*)

$$\text{SIDPP} = P_m - P_f = 12480 - 11700 = 780 \text{ psig}$$

→ Panjang dari *influx/kick* = volume *kick* . *kick rate* = 20.20 = 400 ft

→ *Kick* terjadi karena gas,

$$\begin{aligned} \text{maka tekanan gas} = P_g &= \text{Gradien gas} \cdot \text{panjang } \textit{kick} \\ &= 0,12.400 = 48 \text{ psig} \end{aligned}$$

→ Tekanan hidrostatik setelah dikurangi *kick*,

$$\begin{aligned} P_h &= 15.0,052.(15000 - 400) - (-48) \\ &= 11436 \text{ psig} \end{aligned}$$

→ SICP (*shut in casing pressure*),

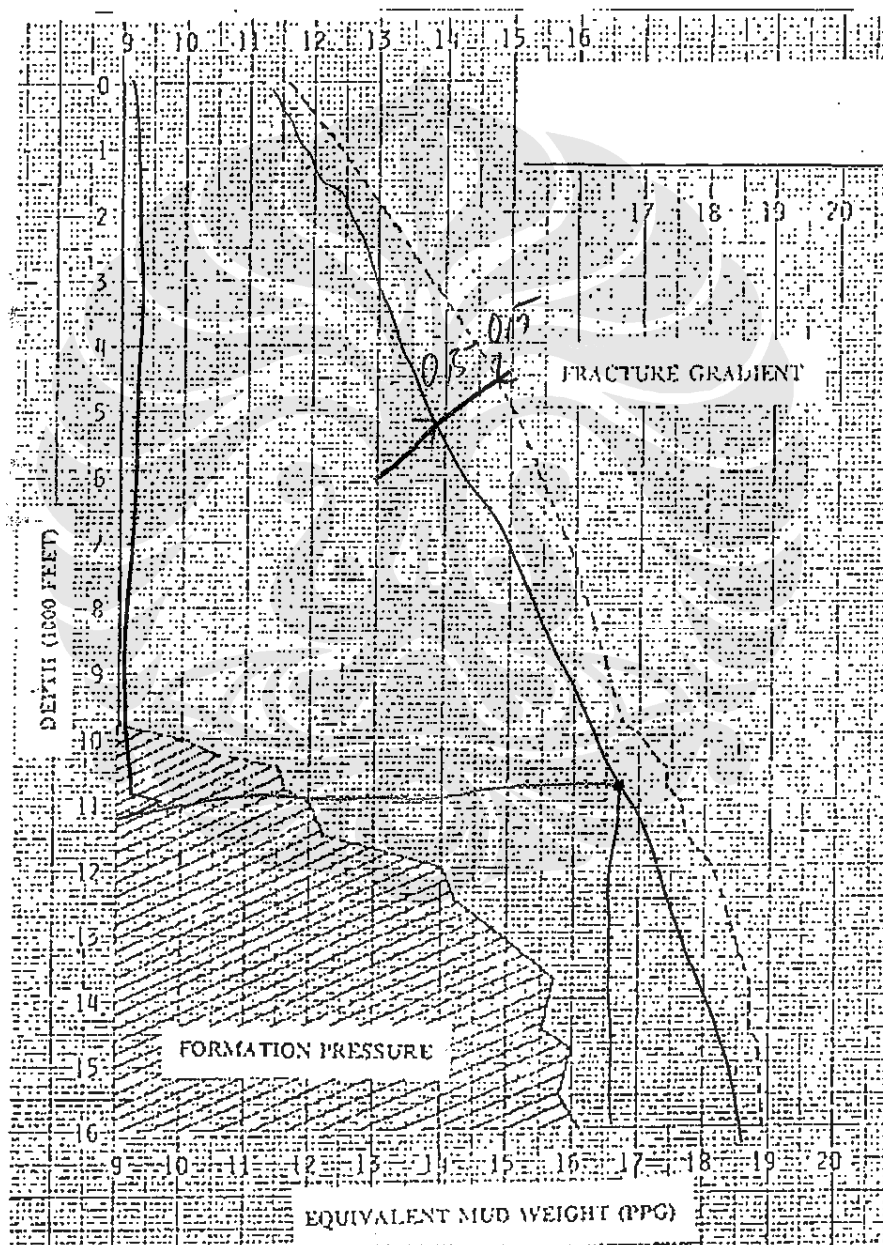
$$\begin{aligned} \text{SICP} &= P_f - P_h \\ &= 12480 - 11436 \\ &= 1040 \text{ psig} \end{aligned}$$

→ *Kill MW*,

$$\begin{aligned} \text{MW}_{\text{kill}} &= \text{MW}_{\text{awal}} + \frac{\text{SIDPP}}{D.0,052} \\ &= 15 + \frac{780}{15000.0,052} \\ &= 16,1 \text{ ppg} \end{aligned}$$

2.5. Proyeksi Tekanan Formasi dan Gradien Rekah

Dari informasi *offset well*, termasuk *resistivity*, *sonic* dan radioaktif log, informasi pengeboran dan lumpur, bersamaan dengan interpretasi geologi, dapat dipersiapkan suatu evaluasi tekanan formasi terhadap kedalaman. Dengan informasi tekanan formasi terhadap kedalaman tersebut, gradien rekah dapat ditentukan. Dua plot antara tekanan formasi dan gradien rekah terhadap kedalaman dapat dibuat dalam skala linier untuk memudahkan memperoleh interpolasi yang akurat.



Gambar 2-9 Contoh Proyeksi Tekanan Formasi dan Gradien Rekah [2]

2.6. Prosedur Perencanaan *Setting Kedalaman Casing*

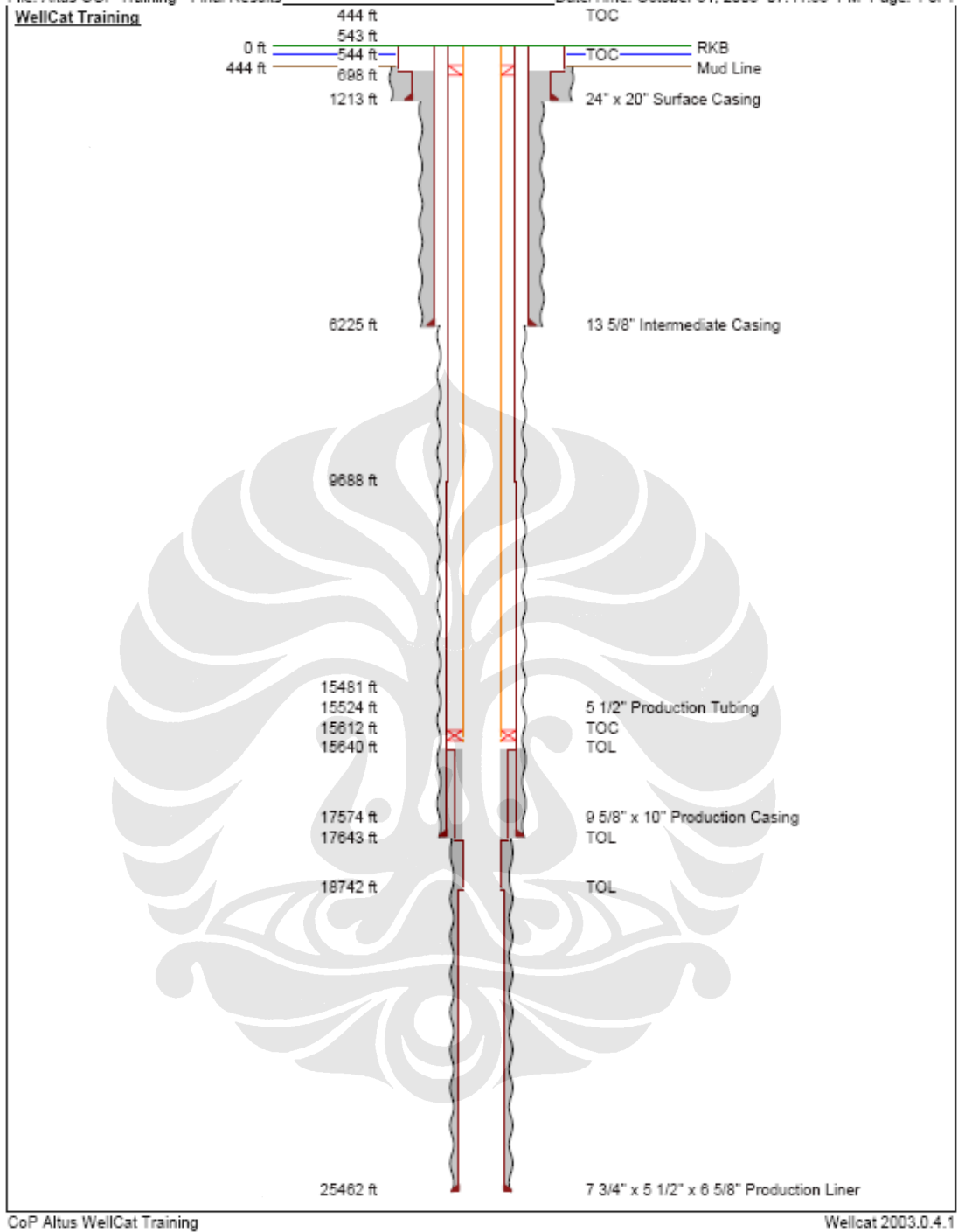
Seperti yang telah disebutkan sebelumnya, insinyur pengeboran dalam melakukan perencanaan set kedalaman *casing* harus mempertimbangkan kondisi geologis seperti: tekanan formasi (*formation/pore pressure*) dan gradien rekah (*fracture gradient*), permasalahan lubang sumur dan hal-hal lainnya. Dengan melakukan proses disain *casing* ini, pelaksanaan pengeboran diharapkan dapat berjalan dengan aman tanpa menciptakan “*a steel monument*” dalam sebuah rangkaian *casing*.

Selama operasi pengeboran berlangsung, pada kondisi nyata di lapangan, cukup sering terjadi masalah *lost circulation* akibat pecah/rekahnya formasi di bawah kaki *casing* (*casing shoe*). Masalah lain yang sering terjadi ialah terjepitnya rangkaian *casing* akibat pemakaian lumpur dengan densitas yang tinggi untuk mengimbangi tekanan formasi yang abnormal. Kedua masalah di atas sering timbul akibat *setting depth casing* yang kurang tepat. Kesalahan dan program *setting depth casing* juga akan menyebabkan kegagalan pada rangkaian *casing* (*casing string/casing joint*), yang disebabkan *setting depth*-nya terlalu dalam atau terlalu dangkal. Masalah lain yang timbul dan berkaitan dengan *setting depth casing* adalah biaya *casing* yang meningkat dan diameter sumur pada bagian terakhir tidak sesuai dengan keinginan yang dicapai.

Terdapat beberapa jenis *casing* sebagai berikut:

1. *Drive* atau pipa Struktural
2. *Conductor Casing/Stock Pipe/Riser* (pengeboran lepas pantai)
3. *Surface Casing*
4. *Intermediate Casing*
5. *Production Casing*
6. *Liner*
7. *Tubing* (untuk produksi sebuah sumur)

Untuk lebih jelasnya, dapat dilihat gambar berikut, susunan dari *casing/tubing* pada sebuah sumur minyak/gas:



Gambar 2-10 Contoh Skematik Casing yang Tipikal Pada Sebuah Sumur Minyak/Gas

Gambar 2-10 seperti yang dapat diamati di atas memperlihatkan hubungan dan fungsi dari beberapa tipe *casing*. Perlu diingat bahwa tidak semua sumur minyak dan atau gas menggunakan struktur/tipe *casing* yang sama. Akan tetapi, secara umum, skematik seperti yang dapat dilihat di atas merupakan skematik dari suatu struktur *casing* yang tipikal dari sebuah sistem/struktur *casing* pada sebuah sumur minyak/gas.

Secara umum, fungsi dari *casing* adalah sebagai berikut:

1. Memisahkan dan mengisolasi beberapa formasi untuk meminimalkan permasalahan pengeboran yang mungkin terjadi dan juga sebagai sebuah sistem yang digunakan untuk memaksimalkan produksi dari sebuah sumur.
2. Menjaga kestabilan lubang sumur (*wellbore stability*) ketika pengeboran akan dilanjutkan kembali (umumnya dilakukan pada proses pengeboran yang dilakukan secara *batch*).
3. Sebagai dudukan dari BOP (*Blow Out Preventer*)

2.6.1. Drive Pipe atau Conductor Casing

Drive pipe di lepas pantai (*offshore*) atau sering disebut juga *Marine Conductor* adalah pipa yang umumnya berdiameter 30 *inch* dan mempunyai ketebalan antara 0,5 *inch* sampai dengan 1 *inch*. Pada beberapa sumur, diameter lebih besar dari 30 *inch* juga ditemukan, terutama untuk sumur-sumur yang menggunakan *shared conductor*. *Drive pipe* ini merupakan rangkaian pertama yang ditempatkan ke dalam sumur. Untuk batuan yang lunak seperti di lepas pantai, pemasangannya adalah dengan cara di *hammer* di bagian atas *drive pipe* yang ditangani dari *travelling block* dengan *sling* yang berdiameter 1,5 *inchi* dengan berat *hammer* sekitar 17000 lbs. *Diesel hammer* yang digunakan harus memiliki kapasitas yang cukup yang dapat memberikan energi sebesar 40000 ft-lbs, dengan jumlah langkah 40 sampai 50 langkah per menit (SPM, *stroke/minute*). *Conductor* di *hammer* umumnya hingga *point of refusal*, yaitu dimana formasi pada kedalaman tersebut tidak dapat ditembus lebih dalam oleh *conductor*. Setelah *conductor* ditempatkan, *conductor* tersebut lalu dipotong.

Pada pengeboran batuan yang keras, permasalahan yang sering terjadi adalah *loss circulation* dan permasalahan *caving* untuk pengeboran yang menembus formasi

gravel bed dan *unconsolidated sand*. Untuk menembus formasi ini, biasanya digunakan lumpur yang memiliki viskositas dengan laju yang tinggi.

Permasalahan pada pengeboran lepas pantai adalah ini adalah kedalaman air laut yang mempengaruhi *setting depth* dan *marine conductor*.

Harga kedalaman *setting depth conductor* dapat ditentukan sebagai berikut:

$$(D_w \cdot G_{sw}) + (D_s \cdot G_f) = (D_{fl} + D_w + D_s) \cdot G_{af}$$

(6) [1]

D_w = Kedalaman air laut, ft

D_{fl} = Ketinggian *flow line* dari permukaan laut, ft

D_s = Kedalaman *marine conductor* dari dasar laut, ft

G_{sw} = Gradien tekanan *sea water*, psi/ft

G_f = Gradien tekanan formasi, psi/ft

G_{af} = Gradien tekanan fluida di annulus lubang, psi/ft

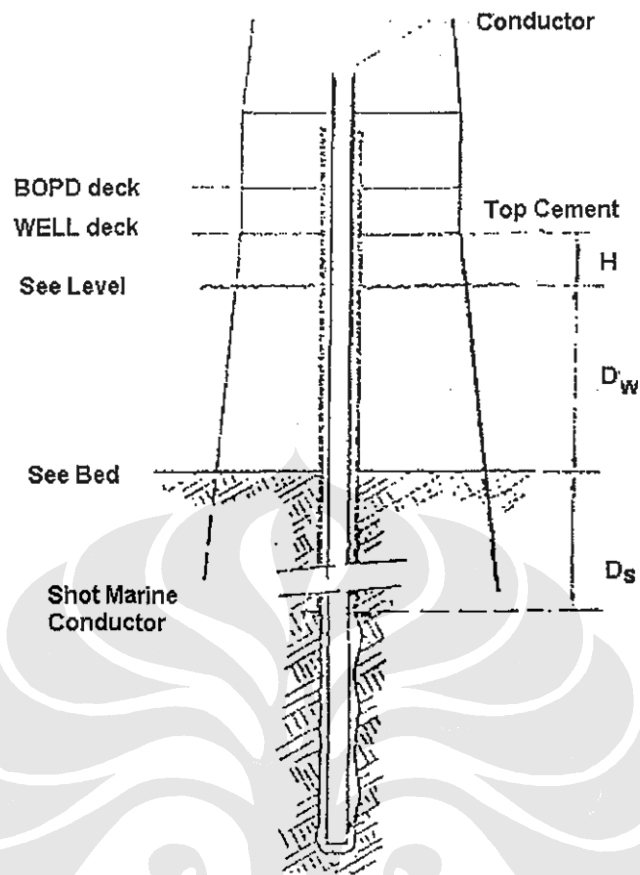
Berikut adalah contoh perhitungan dari *setting depth conductor*:

Sebuah *fixed platform* berada pada MSL dengan kedalaman laut 150 ft, kedalaman *marine conductor* dari dasar laut dinyatakan dalam D_s (gambar 2-11). Ketinggian *flow line* dari permukaan laut adalah 65 ft, dan sumur akan dibor dengan air laut dengan gradien tekanan 0,477 psi/ft. Aliran fluida sepanjang annulus yang membawa *cutting* mempunyai gradien tekanan sebesar 0,470 psi/ft, dan gradien tekanan formasi pada lapisan tanah sebesar 0,750 psi/ft. Agar operasi pengeboran diharapkan tidak memecahkan formasi dibawah sepatu *marine conductor*, maka harga D_s dapat ditentukan sebagai berikut:

$$(150 \cdot G_{sw}) + (D_s \cdot G_f) = (65 + 150 + D_s) \cdot G_{af}$$

$$D_s = 107 \text{ ft}$$

Dengan memasukkan harga di atas, maka *setting depth marine conductor* (D_s) adalah 107 ft di bawah dasar laut (*mudline*).



Gambar 2-11 Penentuan Setting Depth Marine Conductor [1]

2.6.2. *Surface Casing*

Fungsi dari *surface casing* adalah sebagai berikut:

1. Melindungi dan air tanah agar tidak terkontaminasi
2. Mempertahankan kestabilan lubang bor (*wellbore stability*)
3. Meminimalkan permasalahan *lost circulation* pada zona-zona permeabel
4. Melindungi zona-zona lemah dan secara tidak langsung mengontrol *kick*
5. Sebagai dudukan dari BOP (*Blow Out Preventer*)
6. Menyangga berat semua rangkaian *casing* ketika di-*run* di bawah *surface casing*

Penentuan *setting depth surface casing* tergantung dari peraturan pemerintah setempat yang menetapkan kedalaman pemasangan minimum (seperti yang dikeluarkan oleh SWB: *State Water Board USA*), praktek rutin di lapangan, kondisi geologi dan problem selama pengeboran berlangsung.

OCS Order 2

Kedalaman Sumur		Kedalaman <i>Surface Casing</i>	
Dari	Sampai	Minimum	Maksimum
(ft)	(ft)	(ft)	(ft)
0	7000	1500	2500
7000	9000	1750	3000
9000	11000	2250	3500
11000	13000	3000	4000
13000	seterusnya	3500	4500

Tabel 2-1 Letak Kedalaman *Casing* oleh SWB USA [4]

Dalam praktek di lapangan letak *setting depth casing* didasarkan dan fungsinya untuk menahan tekanan bila terjadi *kick* pada kedalaman pengeboran berikutnya, karena *surface casing* bila terjadi *kick* akan menerima beban yang terbesar. Dasar penentuan *setting depth surface casing* adalah menentukan kedalaman dimana *surface casing* mampu menahan tekanan yang diakibatkan oleh adanya *kick*.

Prosedur perencanaan *setting depth surface casing* adalah sebagai berikut:

1. Penentuan titik *setting depth* dilakukan dengan menentukan titik kedalaman sementara *casing* (*tentative casing point*) pada grafik tekanan formasi dan gradien rekah vs kedalaman, yang merupakan titik perpotongan antara harga disain gradien rekah dengan kurva gradien rekah. Disain gradien rekah diperoleh dan penjumlahan harga gradien rekah minimum ditambah dengan *swab factor* atau *trip margin*, *surge factor*, dan *safety factor*, dinyatakan dalam ppg EMW. Titik tentatif *casing* yang diperoleh merupakan titik kedalaman *surface casing* (D_{sc}) sementara.
2. Persamaan empiris yang digunakan untuk menentukan berat lumpur ekuivalen pada kedalaman *surface casing* adalah:

$$EMW_{kick} = \left(\frac{D_{nc}}{D_{sc}} \right) \Delta M + OMW$$

(7) [1]

EMW_{kick} = berat lumpur ekuivalen pada kedalaman *surface casing*, ppg

D_{nc} = kedalaman *next casing* pertama, ft

D_{sc} = kedalaman *surface casing*, ft

ΔM = tambahan densitas lumpur akibat *kick*, ppg. (0,5 ppg – *rule of thumb*)

OMW = berat lumpur sebelum ada *kick*, ppg

3. Bandingkan antara harga disain gradien rekah dengan EMW_{kick} . Jika ($G_f - EMW_{kick}$) berkisar antara 0,2 - 0,4 ppg, maka titik tentatif *casing* yang dipilih tersebut merupakan titik *setting depth surface casing*. Jika tidak, maka titik tentatif *casing* yang baru diperoleh berdasarkan harga G_f yang mendekati harga EMW_{kick} dari hasil perhitungan sebelumnya atau dengan memasukkan suatu harga D_{sc} tertentu, kemudian ulangi langkah 2.

2.6.3. *Intermediate Casing*

Pemakaian *intermediate casing* disebut juga dengan *protective casing*, karena fungsi utamanya adalah menutupi formasi yang lemah. *Casing* ini berfungsi terutama untuk melindungi *wellbore* dari formasi yang bertekanan abnormal, dimana lumpur yang berat digunakan untuk mengontrol tekanan. Fungsi lain dari *intermediate casing* adalah:

1. Menghindari *lost circulation* atau *stuck pipe* pada formasi yang lemah
2. Mengisolasi zona garam atau zona yang menyebabkan permasalahan, seperti *heaving* dan *sloughing shale*

Pada pengeboran sumur-sumur yang menghadapi zona-zona yang mempunyai tekanan tidak terlalu besar, bila terjadi *kick* tidak harus dipasang *intermediate casing* bila formasinya cukup kuat dan ini tergantung dari kebijakan keamanan operator. Pada pengeboran yang menghadapi formasi yang bertekanan

abnormal tinggi, penentuan *setting depth casing* diutamakan untuk melindungi formasi-formasi yang lemah bila terjadi *kick*.

Pada pengeboran formasi abnormal tinggi, pemasangan *intermediate casing* lebih diutamakan untuk melindungi formasi yang lemah, dengan demikian prosedur penentuan *setting depth* dimulai dan kedalaman target ke arah permukaan (*bottom to top*) agar tidak terjadi kalkulasi yang repetitif. Pertimbangan-pertimbangan yang dilakukan adalah sebagai berikut:

- Berapa berat maksimum lumpur yang bisa digunakan untuk mengontrol tekanan formasi tanpa menimbulkan perekahan pada formasi di atasnya. Dengan demikian dapat ditentukan *setting depth casing* sementara (*tentative casing setting depth*).
- Apakah dengan pemakaian lumpur berat untuk mengontrol tekanan dapat menimbulkan permasalahan *casing* terjepit (*stuck*) pada kedalaman yang lebih dangkal.

Untuk memahami prosedur *setting depth intermediate casing*, lihat gambar 2-12 dan gambar 2-13, dengan langkah-langkah sebagai berikut:

Pada gambar 2-12, tekanan formasi abnormal tertinggi adalah 17,2 ppg ekuivalen berat lumpur. Seperti halnya pada *surface casing*, untuk mengontrol tekanan formasi diperlukan tambahan berat lumpur yang disebut dengan *swab factor* atau *trip margin*, dengan maksud agar tidak terjadi *kick* apabila rangkaian pipa ditarik karena ada efek penghisapan (efek piston ketika ditarik dari silinder). Harga *trip margin* dapat dilihat dalam tabel 2-2, harga ini umumnya diambil sebesar 0,3 ppg [2]. Pada saat menurunkan *drill pipe* atau rangkaian *casing*, terjadi efek pendesakan terhadap lumpur pengeboran, hal ini berakibat menaikkan tekanan hidrostatik lumpur. Faktor ini disebut dengan *surge factor* (efek piston ketika ditekan ke dalam silinder) yang harganya diambil sebesar 0,3 ppg [2]. Jadi gradien rekah ekuivalen minimum formasi yang harus dilindungi adalah $17,2 + 0,3 + 0,3 = 17,8$ ppg. Dalam disainnya biasanya ditambah dengan *safety factor* sebesar 0,2 ppg [2], jadi total gradien rekah ekuivalen disain adalah 18 ppg.

Dan gambar 2-12, untuk gradien rekah sebesar 18 ppg didapat kedalaman 13000 ft, dan ini merupakan letak *setting depth casing* sementara. Langkah selanjutnya mengevaluasi kemungkinan terjadinya *pipe sticking* akibat perbedaan

tekanan pemakaian lumpur berat untuk mengimbangi tekanan formasi. Berdasarkan data statistik lapangan, maksimum perbedaan tekanan berkisar sebesar 2200 psi dan ada beberapa literatur yang memperbolehkan antara 2000 hingga 2400 psi dalam zona tekanan normal dan 3000 (dan beberapa literatur lain memperbolehkan hingga 3300) psi pada zona tekanan abnormal. Besarnya tekanan diferensial dihitung dengan persamaan:

$$P_D = 0,052.(MW_{nc} - EMW_n).D_n \quad (8) [1]$$

P_D = tekanan diferensial, psi

MW_{nc} = berat lumpur untuk *setting depth next casing* sementara, ppg

EMW_n = berat lumpur ekuivalen untuk tekanan formasi normal, ppg

D_n = kedalaman formasi tekanan normal yang terdalam, ft

Evaluasi kedalaman sementara untuk *differential sticking* dengan asumsi bahwa lumpur dengan 14,3 ppg untuk mengebor pada kedalaman 13000 ft dan limit tekanan diferensial diketahui sebesar 2200 psi, maka:

$$(9000).(0,052).(14,3 - 9) = 2480 \text{ psi}$$

dimana 2480 psi > 2200 psi, jelas kemungkinan terjepitnya *casing* bisa terjadi. Karena itu letak kedalaman *casing* digeser ke arah atas, sedangkan kedalaman sementara tadi didefinisikan sebagai kedalaman *liner* terdangkal.

Penentuan kedalaman *intermediate casing* sebenarnya dapat ditentukan dengan persamaan (9):

$$P_{D \text{ allowable}} = 0,052.(MW_{ic} - EMW_n).D_n \quad (9) [1]$$

$$2200 = (0,052).(MW_{ic} - 9).(9000)$$

$$MW_{ic} = 13,7 \text{ ppg}$$

Besarnya tekanan formasi dapat ditentukan dengan persamaan:

$$P = MW_{ic} - TM \quad (10) [1]$$

P = berat lumpur tekanan formasi, ppg

MW_{ic} = berat lumpur *setting depth intermediate casing* sementara, ppg

TM = berat lumpur *Trip Margin*, ppg

Maka $P = (13,7 - 0,3) = 13,4$ ppg, dari tabel 2-2 ekivalen pada kedalaman 10900 ft merupakan *setting depth intermediate casing* sebenarnya. Secara umum prosedur *setting depth intermediate casing* dengan langkah-langkah sebagai berikut:

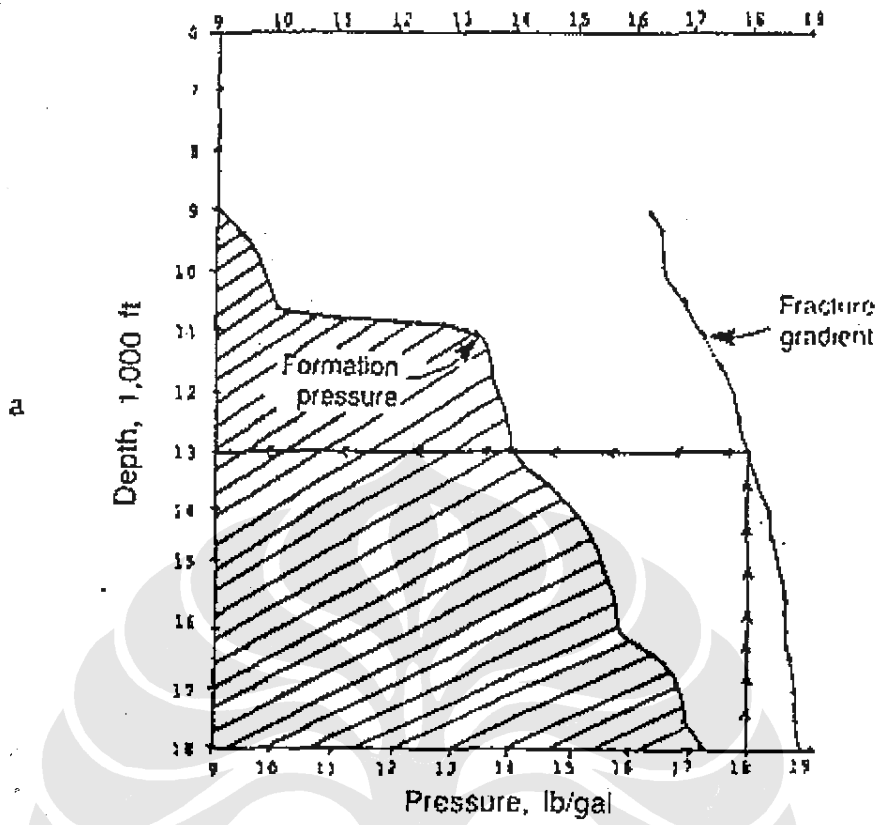
1. Buat plot gradien tekanan formasi dan rekah formasi terhadap kedalaman.
2. Tentukan ekivalen berat lumpur pada tekanan formasi yang paling besar.
3. Tambahkan dengan *factor surge*, *swab* dan *safety* sehingga didapat disain gradien rekah.
4. Berdasarkan harga pada langkah 3, tentukan *setting depth intermediate casing* sementara dan tentukan berat lumpur pada kedalaman tersebut.
5. Evaluasi kemungkinan *pipe sticking* dengan persamaan (7). Jika tidak ada kemungkinan maka harga *setting depth* sementara tersebut merupakan harga *setting depth* untuk *intermediate casing*.
6. Apabila ada kemungkinan *sticking*, tentukan berat lumpur dengan limit diferensial tekanan dengan persamaan (8).
7. Tentukan tekanan ekivalen formasi dengan mengurangi *swab (trip margin)* dan berat lumpur pada langkah 6, dengan menggunakan persamaan (9).
8. Plot ekivalen berat lumpur pada langkah 7 pada kurva tekanan formasi untuk mendapatkan *setting depth intermediate casing*.

$$P = \frac{Y}{11.7(D_o - D_i)} \text{ lb/gal}$$

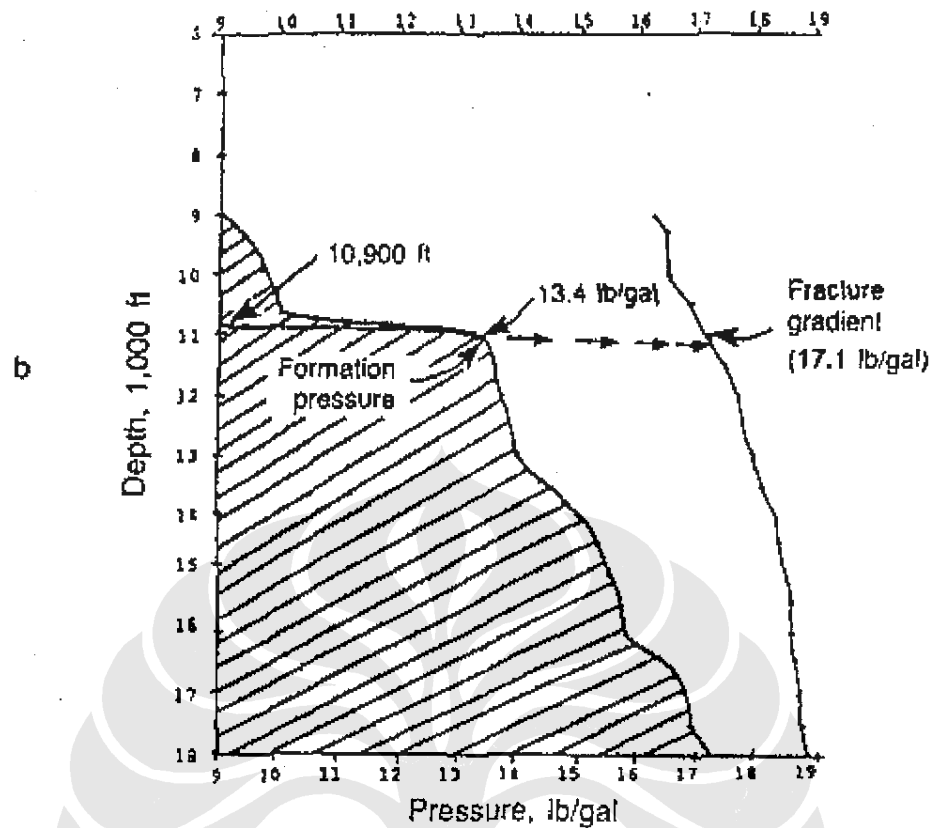
Yield point.

Hole, In.	O.P. In.	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
12 1/4	75	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
9 1/2	75	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
9 1/2	74 1/2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
8 3/4	74 1/2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6
7 3/4	74 1/2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
6 3/4	74 1/2	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1
6 1/4	73 1/2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9
6	73 1/2	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0
6	72 1/2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8

Tabel 2-2 Harga *Trip Margin* Minimum untuk Setiap Harga Dh, Dp, dan Y Tertentu [5]



Gambar 2-12 Tentative Intermediate Setting Depth [5]



Gambar 2-13 Kedalaman Intermediate Didasarkan Pertimbangan Pipe Sticking [5]

2.6.4. *Production Casing*

Production casing sering disebut juga dengan *oil string*, casing ini dipasang di atas, atau di tengah-tengah atau di bawah *pay zone*, berfungsi untuk mengalirkan minyak dan atau gas. Selain itu, *production casing* juga berfungsi sebagai penampung minyak dan *reservoir* sebelum dialirkan. Sedangkan fungsi lainnya adalah sebagai berikut:

1. Mengisolasi zona produksi dan formasi yang lainnya
2. Memproteksi peralatan produksi, terutama *tubing*

Penentuan *setting depth casing* produksi tergantung dan pemilihan jenis kompleksi yang direncanakan.

- Dipasang tepat di atas zona produksi dan kompleksi ini disebut *open hole completion*.
- Dipasang menutupi seluruh zona produktif atau lebih dalam lagi, kemudian diperforasi disebut sebagai *perforated casing completion*.

- Pada sumur injeksi air atau *steam*, *casing* terakhir ini berfungsi sebagai penampung air atau *steam* sebelum dimasukkan ke dalam *reservoir*. Jenis *casing* ini dipasang menutupi seluruh zona *interest*.

2.6.5. *Liner*

Drilling liner dipasang dengan fungsi yang sama seperti pada *intermediate casing*. *Casing* ini tidak dipasang sampai permukaan, biasanya *overlapping* dengan *intermediate casing* dengan panjang 300 – 500 ft. *Liner* ini dipasang untuk menghemat biaya yang berfungsi untuk mengontrol gradien tekanan atau *fracture*. Ketika akan membuat lubang bor di bawah *liner*, hal yang perlu diingat adalah kekuatan *casing* di atasnya seperti *intermediate casing* terhadap gaya-gaya *burst* dan *collapse*. *Casing* ini dapat juga dipasang sampai permukaan, jika diperlukan seperti dua *intermediate string*.

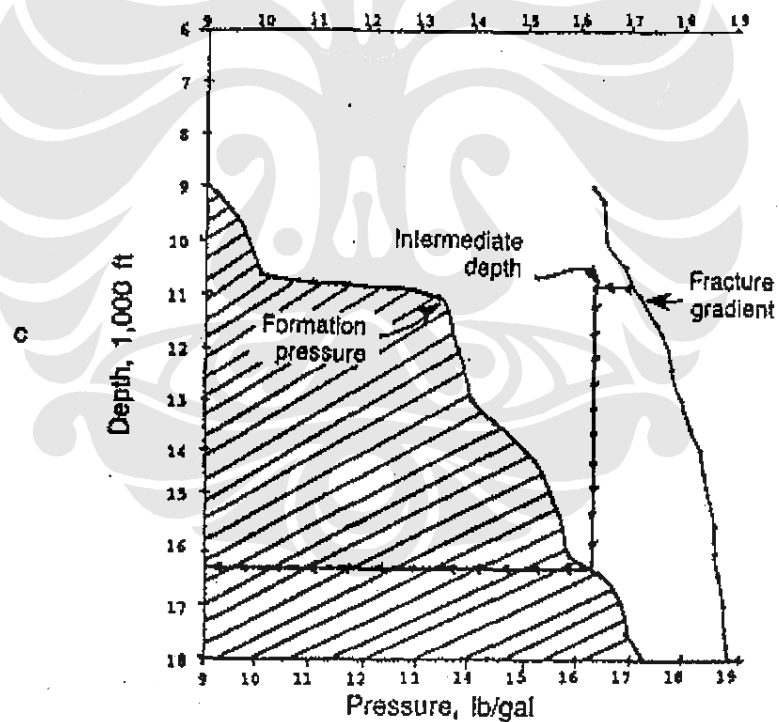
Letak *setting depth* terdalam sementara ditentukan berdasarkan disain gradien rekah pada kedalaman *intermediate casing* yang sebenarnya (17,1 ppg), lihat gambar 2-14 dan 2-15. Dari disain gradien rekah, tentukan tekanan ekivalen formasi setelah dikurangi *swab*, *surge* dan *safety factor* (16,3 ppg). Berdasarkan tekanan ekivalen formasi, letak kedalaman tekanan ini merupakan *setting depth liner* terdalam sementara.

Evaluasi selanjutnya adalah kemungkinan *liner sticking* akibat tekanan diferensial, dengan menggunakan persamaan (8). Maksimum AP = 3300 psi, apabila lebih besar dan 3300 psi, tentukan harga MW_{ic} dengan menetapkan AP = 3300 psi. Cara ini persis sama dengan penentuan *setting depth intermediate casing*.

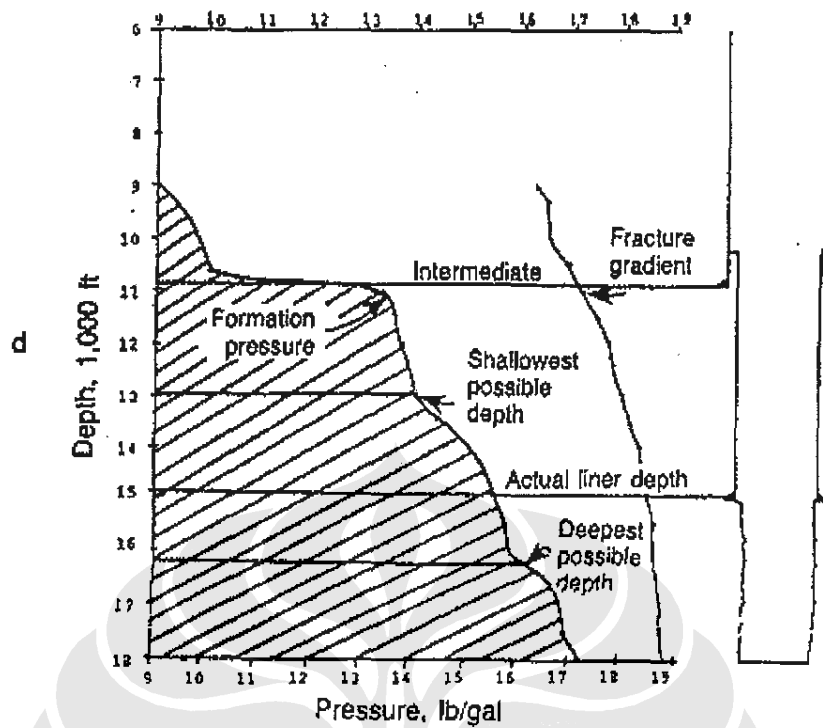
Evaluasi berikutnya adalah apakah pengeboran selanjutnya sampai letak *liner* terdalam yang diinginkan dan apakah *intermediate casing* mampu menahan *kick* pada kedalaman tersebut. Untuk itu persamaan (7) dapat digunakan dengan mengubah-ubah harga letak *liner* terdalam (di mana terjadi *kick*) sampai harga berat lumpur ekivalen pada kedalaman *intermediate casing* 0,2 - 0,4 ppg lebih kecil dan gradien rekah pada kedalaman *intermediate casing* tersebut. Secara umum prosedur *setting depth liner* dengan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Tentukan letak *liner* terdangkal dan letak *intermediate casing* sementara.

2. Evaluasi kemampuan kaki *liner* terdangkal untuk menahan tekanan bila terjadi *kick* pada kedalaman total dengan menggunakan persamaan (7) dan bandingkan dengan harga G_f pada kedalaman tersebut.
3. Tentukan gradien rekah pada kedalaman *casing* sebelum *liner* dipasang.
4. Hitung tekanan ekuivalen formasi dengan mengurangi faktor *swab*, *surge* dan *safety* dan langkah 3.
5. Tentukan kedalaman formasi berdasarkan dan langkah 4, dan ini merupakan letak *liner* terdalam sementara.
6. Dengan persamaan (8) evaluasi kemungkinan *liner* sticking.
7. Dengan persamaan (7) evaluasi kemampuan kaki intermediate dalam menahan tekanan bila terjadi *kick* pada kedalaman liner terdalam dan langkah kelima.



Gambar 2-14 Seleksi Kedalaman Liner Terdalam [5]



Gambar 2-15 Konfigurasi Akhir [5]

2.6.6. Tie-back String

Drilling liner sering dipasang sebagai bagian dan *casing* produksi yaitu menambah rangkaian pipa dan permukaan sampai zona produksi. Prosedur ini dilakukan ketika:

1. Memproduksi hidrokarbon di belakang *liner* dan
2. Di bagian bawahnya tidak menguntungkan

2.7. Kriteria Perencanaan *Setting Depth Casing*

Sebelum memulai prosedur perencanaan *setting depth point*, ada beberapa kriteria perencanaan yang harus diikuti. Kriteria-kriteria tersebut mengandung faktor-faktor keselamatan yang harus dimasukkan dalam perencanaan *setting depth casing*. Ada 6 kriteria yang harus diperhatikan, yaitu sebagai berikut:

1. *Swab factor* (atau dikenal sebagai *trip margin*), dinyatakan dalam ppg berat lumpur ekuivalen (EMW – *equivalent mud weight*), menunjukkan sejumlah berat lumpur yang harus ditambahkan agar melebihi besarnya tekanan formasi untuk menghindari terjadinya efek *swabbing* (analoginya adalah seperti efek piston saat ditarik dari silinder, kondisi lubang cenderung menjadi vakum) pada saat pencabutan string. Harga yang umum digunakan untuk *swab factor* adalah 0,3 ppg [2].
2. *Surge factor*, dinyatakan dalam ppg EMW, merupakan sejumlah minimum berat yang perlu ditambahkan pada gradien rekah di bawah kaki *casing*, mengimbangi berat lumpur di sumur, untuk menghindari pecahnya formasi pada saat *casing* dimasukkan. Analogi dari efek *surge* ini merupakan kebalikan dari efek *swab*, dimana kondisinya adalah seperti pada saat piston didorong menuju titik mati atas sehingga udara terkompresi karena tertekan dinding silinder. Pada sebuah lubang hasil pengeboran, efek *surge* ini perlu diperhatikan secara teliti karena seperti yang telah disebutkan sebelumnya bahwa efek *surge* ini dapat menyebabkan formasi menjadi rekah sehingga secara lebih jauh lagi menyebabkan masuknya fluida pengeboran ke dalam formasi (*lost circulation*). Harga yang umum digunakan untuk *surge factor* adalah 0,3 ppg [2].
3. *Safety Factor*, dinyatakan dalam ppg EMW, merupakan tambahan jumlah pada gradien rekah minimum pada kriteria 2, untuk memberikan harga yang memadai pada saat prosedur operasional dilakukan. Harga yang umum digunakan untuk *safety factor* adalah 0,2 ppg [2].
4. *Kick load*, dinyatakan dalam ppg EMW atau bbls, menunjukkan sejumlah tambahan berat lumpur yang diperlukan untuk mengimbangi dan menanggulangi densitas *kick* di formasi.

5. *Allowable differential pressure* pada zona tekanan normal atau subnormal, dinyatakan dalam psi menunjukkan maksimum *differential pressure* (P_D) yang diperbolehkan di interval *open hole* dan selalu dibandingkan dengan kondisi P_D aktual maksimum yang dihadapi.
6. *Allowable differential pressure* pada zona tekanan abnormal atau *high formation pressure*, dinyatakan dalam psi, menunjukkan maksimum P_D yang diperbolehkan pada interval *open hole* yang berada dalam zona tekanan abnormal.



2.8. Berat Casing dan Grade Casing

Seperti dijelaskan sebelumnya bahwa ketebalan casing atau berat casing, juga grade casing diperlukan untuk menanggulangi beban *burst*, *collapse*, *tension*, dan *biaxial*. Kekuatan sebuah casing dinyatakan dalam

1. Berat dalam satuan (lb/ft atau ppf (*pound per feet*)), yang berhubungan dengan ketebalan casing.
2. *Grade casing* yang berhubungan dengan bahan besi yang dipakai dengan klasifikasi “*Tensile Strength*” yang dimiliki casing.
3. Jenis sambungan yang disesuaikan dengan kualitas casing maupun beban yang terjadi.

American Petroleum Institute (API) telah mengelompokkan *grade casing* berdasarkan *tensile strength*-nya, seperti terlihat pada tabel 2-3. Akan tetapi ada juga yang tidak mengikuti standar API tersebut, seperti yang terlihat pada tabel 2-4.

API Steel Grade	Minimum Yield Strength, psi	Maximum Yield Strength, psi	Minimum Ultimate Tensile Strength, psi
H-40	40,000	80,000	60,000
J-55	55,000	80,000	75,000
K-55	55,000	80,000	95,000
C-75	75,000	90,000	95,000
L-80	80,000	95,000	95,000
N-80	80,000	110,000	100,000
C-90	90,000	105,000	100,000
C-95	95,000	110,000	105,000
P-105	105,000	135,000	120,000
P-110	110,000	140,000	125,000

Tabel 2-3 Karakteristik Casing API Grade [7]

NON-API GRADES

Minimum Strength -
psi

<u>Grade</u>	<u>Yield</u>	<u>Ultimate</u>
S80	55,000	95,000
S0090	90,000	105,000
SS95	80,000	100,000
S95	95,000	110,000
S105	95,000	110,000
S00125	125,000	135,000
S00140	140,000	150,000
V150	150,000	160,000
S00155	155,000	165,000

Tabel 2-4 Karakteristik Casing Non-API Grade [7]

Pada standar API, sebagai contoh *grade* H-40 mempunyai minimum *yield strength* 40000 psi dan L-80 mempunyai minimum *yield strength* sebesar 80000 psi. Tidak demikian pada standar Non-API, sebagai contoh S-80 mempunyai minimum *yield strength* sebesar 53000 psi.

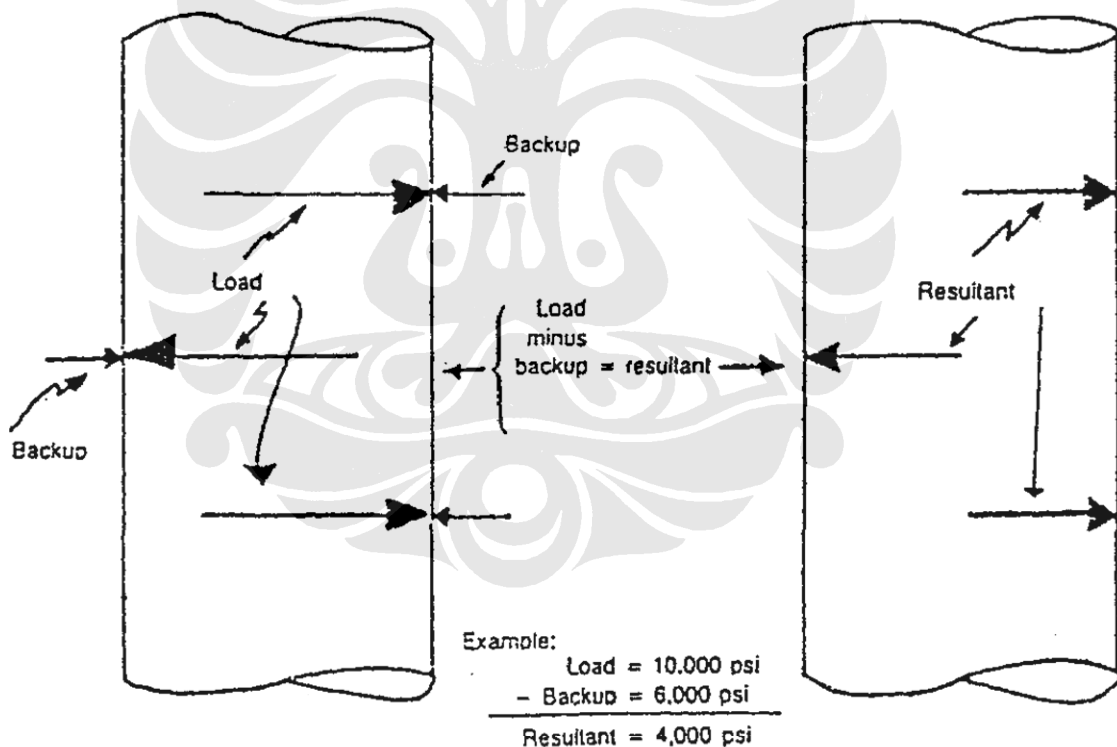
2.9. Pembebanan Yang Terjadi Pada *Casing*

Pembebanan yang terjadi pada *casing* pada dasarnya meliputi tiga macam gaya, yaitu:

2.9.1. Tekanan Burst

Suatu rangkaian *casing* yang berada di dalam sumur secara serentak akan menerima tekanan yang berasal dari kolom fluida di dalam *casing* (P_i), dan tekanan yang berasal dari kolom fluida di luar *casing* (P_e). Kedua macam tekanan ini bekerja dengan arah yang saling berhadapan.

Pada kasus tertentu P_i dapat menjadi lebih besar daripada P_e , sehingga terdapat selisih tekanan yang arahnya keluar, maka dalam hal seperti ini *casing* dikatakan berada dalam kondisi pembebanan *burst*, lihat gambar 2-16.



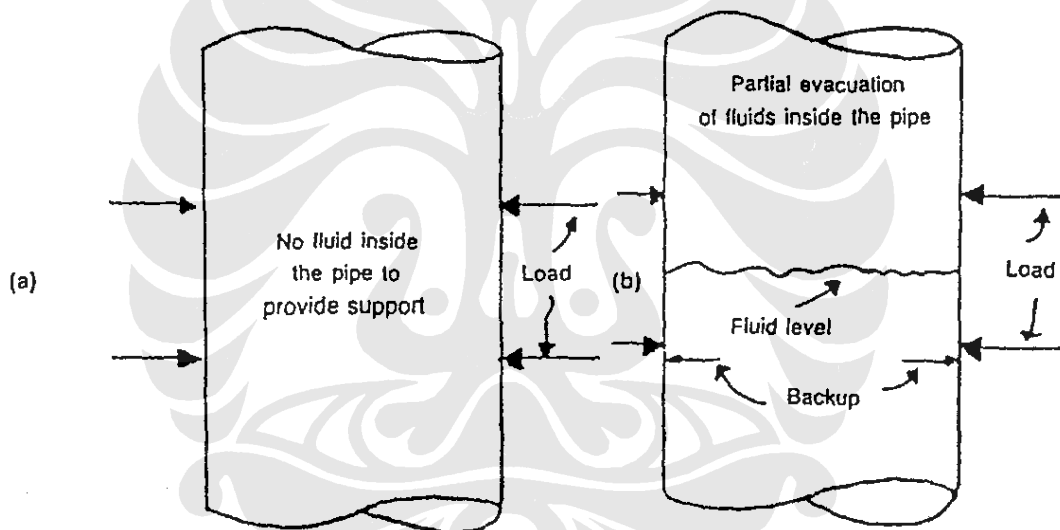
Gambar 2-16 Kondisi Pembebanan *Burst* [1]

Fungsi *casing* di sini adalah menahan selisih tekanan di dalam dan di luar *casing* tersebut sebesar $P_i - P_e$. Beban *burst* dapat berasal dari tekanan kepala sumur, tekanan hidrostatik lumpur, tekanan pada saat penyemenan, stimulasi dan semua

kondisi yang dapat menyebabkan harga tekanan $P_i - P_e$ positif. Tekanan *burst* adalah tekanan minimum ($P_i - P_e$) yang dapat menyebabkan pecahnya/meledaknya *casing*.

2.9.2. Tekanan *Collapse*

Sebagaimana dijelaskan sebelumnya maka rangkaian *casing* yang berada di dalam sumur akan mendapat tekanan dan fluida yang berada di dalam *casing* (P_i), dan fluida yang berada di luar *casing* (P_e). Tetapi kali ini dapat pula terjadi sebaliknya yaitu P_i menjadi lebih kecil dan pada P_e , maka dikatakan *casing* berada pada kondisi pembebanan *collapse*. Tekanan *collapse* adalah tekanan minimum yang dikenakan pada *casing* ($P_i - P_e$) sehingga menyebabkan *casing* tersebut remuk, (lihat gambar 2-17).

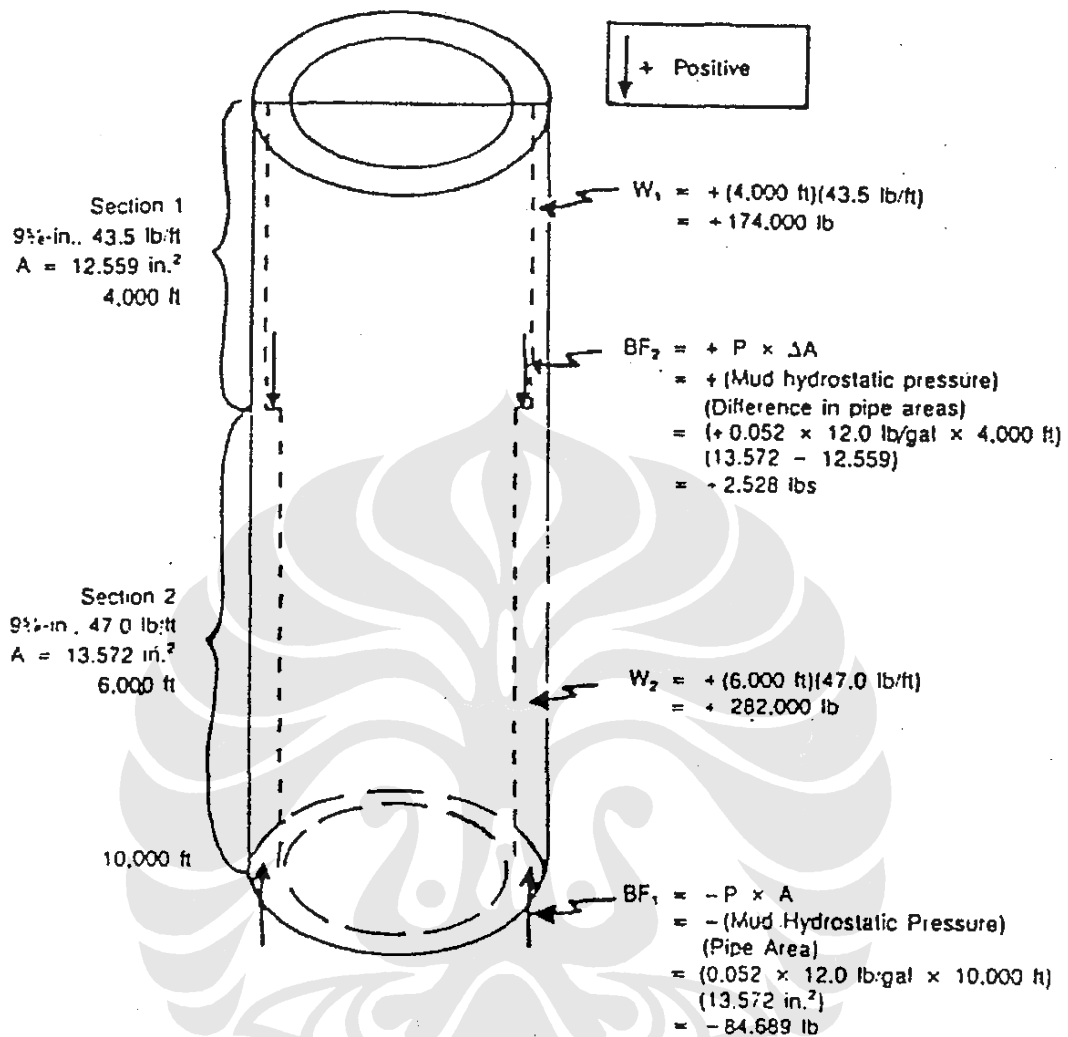


Gambar 2-17 Tekanan *Collapse* [1]

2.9.3. Beban *Tension*

Beban *tension* adalah beban yang ditimbulkan oleh berat rangkaian *casing*. Setiap sambungan *casing* harus menanggung berat rangkaian *casing* yang tergantung di bawahnya, lihat gambar 2-18.

Jadi beban *tension* terbesar terdapat di permukaan dan mengecil sampai nol di suatu titik pada rangkaian *casing*. Pada saat *casing* dimasukkan ke dalam sumur maka lumpur yang berada di dalam lubang akan memberikan gaya apung terhadap *casing*, sehingga terdapat suatu titik netral pada rangkaian *casing* tersebut.



Gambar 2-18 Beban Tension [1]

Di atas titik netral casing berada dalam kondisi *tension* sedangkan di bawah titik netral casing dalam kondisi *compression*. Rangkaian casing akan lebih ringan jika berada didalam lumpur dibandingkan dengan di udara bebas, hal ini dapat diamati pada beban *hook* di atas rig.

Apabila beban *tension* pada casing sudah melampaui minimum *yield strength*-nya maka casing akan mengalami deformasi permanen. Deformasi akan terjadi pada sambungan casing, yaitu pada bagian ulir terakhir, karena sebagaimana dijelaskan sebelumnya luas penampang pada bagian tersebut adalah minimum.

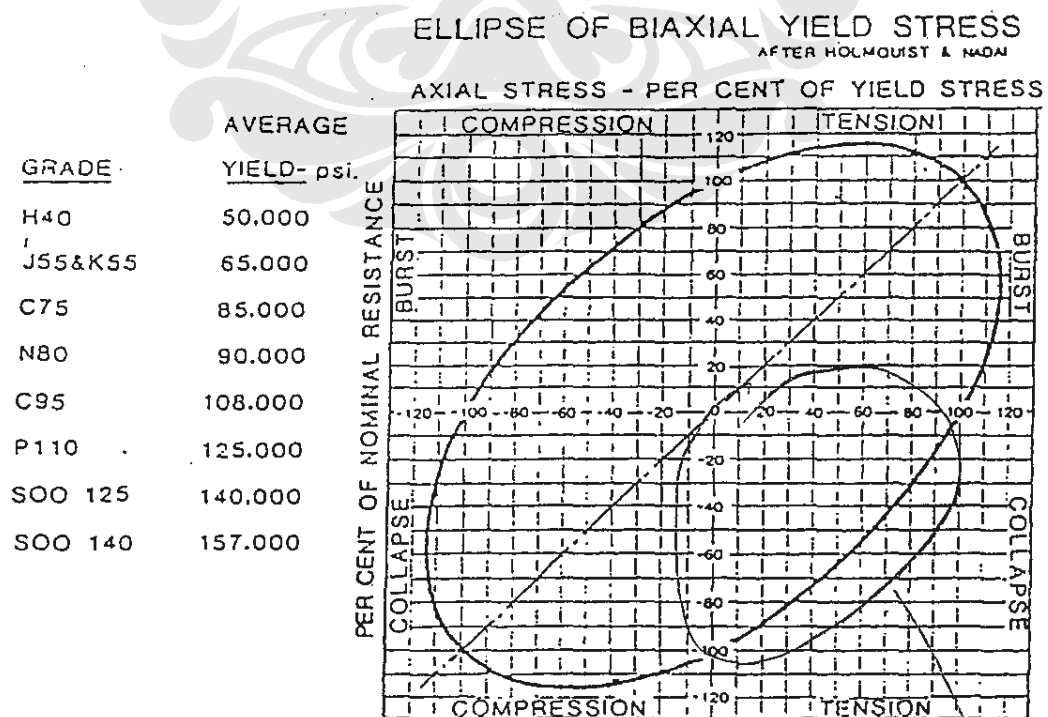
Pengeboran pada umumnya tidaklah menghasilkan lubang yang benar-benar lurus, melainkan ada deviasi. Casing yang dipasang pada lubang yang mengalami

deviasi ini akan memperbesar beban *tension*. Dalam perencanaan *casing* untuk lubang yang mengalami deviasi, beban *tension* yang ditimbulkan pada *casing* sekitar titik belok tersebut harus diperhitungkan untuk setiap bagian yang melewati dan ditempatkan pada titik belok tersebut. Tetapi *casing* yang berada di atas titik belok tidak dipengaruhi. Pengaruh pembelokkan lubang ini terhadap beban *tension* akan lebih besar khususnya pada *casing* berdiameter besar daripada *casing* dengan diameter kecil.

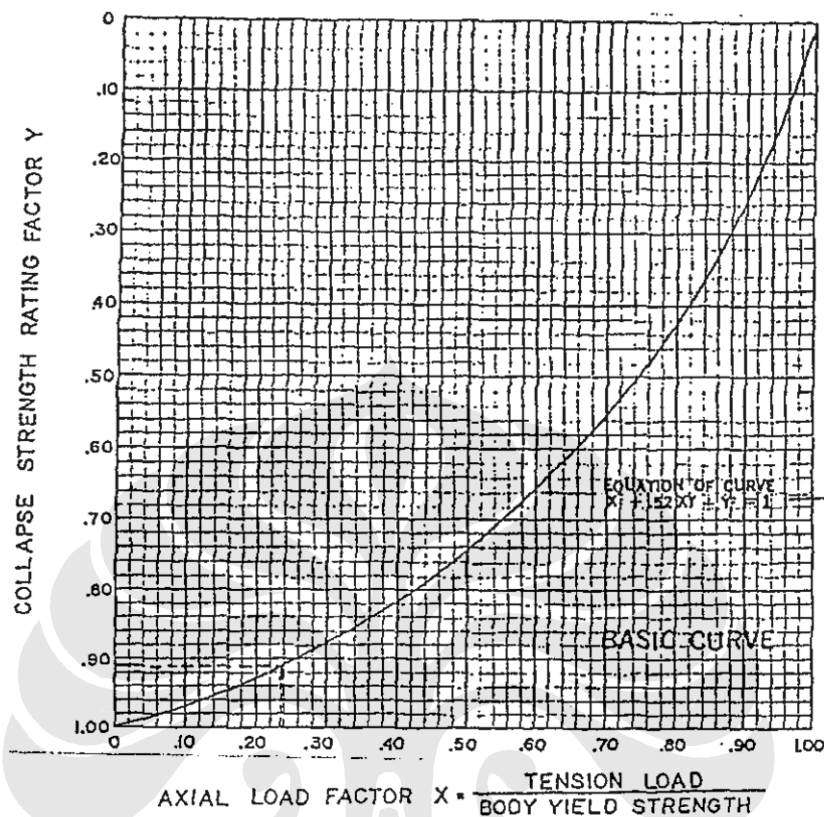
2.9.4. Beban Biaksial

Gaya-gaya yang bekerja pada *casing* yang terdapat di dalam sumur terjadi secara kombinasi. Beban *burst* atau *collapse* terjadi serentak dengan beban *tension* atau *compression*. Kombinasi dan pengaruh gaya-gaya ini pada *casing* ditunjukkan pada kurva elips seperti terlihat pada gambar 2-19.

Terlihat bahwa adanya *tension* akan menurunkan *collapse resistance* dan menaikkan *burst resistance*. Sedangkan *compression* akan menurunkan *burst resistance* dan menaikkan *collapse resistance*. Pada umumnya hanya pengaruh *tension* terhadap penurunan *collapse resistance* yang diperhitungkan dalam perencanaan, gambar 2-20.



Gambar 2-19 Kurva Elips Beban Biaksial [2]



Gambar 2-20 Kurva Elips Beban Biaksial Antara *Tension* dan *Collapse Resistance* [2]

Adapun kurva tersebut dapat didekati dengan suatu persamaan sebagai berikut:

$$X^2 + 0,52.X.Y + Y^2 = 1$$

(11) [1]

X = Perbandingan beban *tension* tensile strength

Y = Perbandingan *collapse* aktual dengan *collapse* rating

Hasil dan persamaan tersebut ditabulasikan pada tabel 2-5, atau dapat dihitung dengan persamaan:

$$Y = \frac{-0,52.X + \sqrt{0,2704.X^2 - 4(X^2 - 1)}}{2}$$

(12) [1]

Jadi dapat disimpulkan dan uraian di atas, bahwa terdapat empat kondisi dasar yang perlu diperhatikan dalam perencanaan *casing* yaitu:

1. Bila tekanan dalam > tekanan luar: pembebanan *burst*
2. Bila tekanan luar > tekanan dalam: pembebanan *collapse*

3. Bila beban *tension* melampaui minimum *yield strength*: deformasi permanen
4. *Tension* akan menurunkan *collapse resistance*.

x	y	x	y	x	y	x	y	x	y
0.000	1.000	0.200	0.929	0.400	0.818	0.600	0.659	0.800	0.427
0.005	0.999	0.205	0.927	0.405	0.815	0.605	0.654	0.805	0.420
0.010	0.997	0.210	0.925	0.410	0.812	0.610	0.650	0.810	0.412
0.015	0.996	0.215	0.922	0.415	0.808	0.615	0.645	0.815	0.405
0.020	0.995	0.220	0.920	0.420	0.805	0.620	0.640	0.820	0.398
0.025	0.993	0.225	0.918	0.425	0.801	0.625	0.635	0.825	0.390
0.030	0.992	0.230	0.915	0.430	0.798	0.630	0.630	0.830	0.382
0.035	0.990	0.235	0.913	0.435	0.794	0.635	0.625	0.835	0.374
0.040	0.989	0.240	0.910	0.440	0.791	0.640	0.620	0.840	0.366
0.045	0.987	0.245	0.908	0.445	0.787	0.645	0.615	0.845	0.358
0.050	0.986	0.250	0.905	0.450	0.784	0.650	0.609	0.850	0.350
0.055	0.984	0.255	0.903	0.455	0.780	0.655	0.604	0.855	0.342
0.060	0.983	0.260	0.900	0.460	0.776	0.660	0.599	0.860	0.334
0.065	0.981	0.265	0.898	0.465	0.773	0.665	0.594	0.865	0.325
0.070	0.980	0.270	0.895	0.470	0.769	0.670	0.588	0.870	0.316
0.075	0.978	0.275	0.893	0.475	0.765	0.675	0.583	0.875	0.307
0.080	0.976	0.280	0.890	0.480	0.761	0.680	0.577	0.880	0.298
0.085	0.975	0.285	0.887	0.485	0.757	0.685	0.572	0.885	0.289
0.090	0.973	0.290	0.885	0.490	0.754	0.690	0.566	0.890	0.280
0.095	0.971	0.295	0.882	0.495	0.750	0.695	0.561	0.895	0.270
0.100	0.969	0.300	0.879	0.500	0.746	0.700	0.555	0.900	0.261
0.105	0.968	0.305	0.876	0.505	0.742	0.705	0.549	0.905	0.251
0.110	0.966	0.310	0.874	0.510	0.738	0.710	0.543	0.910	0.241
0.115	0.964	0.315	0.871	0.515	0.734	0.715	0.538	0.915	0.230
0.120	0.962	0.320	0.868	0.520	0.730	0.720	0.532	0.920	0.220
0.125	0.960	0.325	0.865	0.525	0.725	0.725	0.526	0.925	0.209
0.130	0.958	0.330	0.862	0.530	0.721	0.730	0.520	0.930	0.198
0.135	0.956	0.335	0.859	0.535	0.717	0.735	0.513	0.935	0.187
0.140	0.954	0.340	0.856	0.540	0.713	0.740	0.507	0.940	0.175
0.145	0.952	0.345	0.853	0.545	0.709	0.745	0.501	0.945	0.163
0.150	0.950	0.350	0.850	0.550	0.704	0.750	0.495	0.950	0.151
0.155	0.948	0.355	0.847	0.555	0.700	0.755	0.488	0.955	0.139
0.160	0.946	0.360	0.844	0.560	0.696	0.760	0.482	0.960	0.126
0.165	0.944	0.365	0.841	0.565	0.691	0.765	0.475	0.965	0.112
0.170	0.942	0.370	0.838	0.570	0.687	0.770	0.469	0.970	0.098
0.175	0.940	0.375	0.835	0.575	0.682	0.775	0.462	0.975	0.084
0.180	0.938	0.380	0.831	0.580	0.678	0.780	0.455	0.980	0.069
0.185	0.936	0.385	0.828	0.585	0.673	0.785	0.448	0.985	0.053
0.190	0.934	0.390	0.825	0.590	0.668	0.790	0.441	0.990	0.036
0.195	0.931	0.395	0.822	0.595	0.664	0.795	0.434	0.995	0.019

Tabel 2-5 Rasio *Tension Stress* (X) dan Rasio *Collapse* (Y) [1]

2.10. Metoda *Maximum Load Casing Design*

Secara garis besar maka rangkaian *casing* yang direncanakan untuk dipasang pada suatu sumur harus memenuhi delapan persyaratan utama, yaitu:

1. Mampu menahan beban *burst*
2. Mampu menahan beban *collapse*
3. Mampu menahan beban *tension*
4. Mampu menahan beban *tension* yang ditimbulkan oleh deviasi lubang bor
5. Tidak ada kebocoran pada sambungan-sambungannya
6. Mampu menahan beban kompresi
7. Mampu menahan beban puntiran
8. Tidak mudah terkena korosi dan kerapuhan

Langkah pertama untuk dapat memilih *casing* yang memenuhi persyaratan-persyaratan di atas adalah menentukan kondisi apa yang dapat membuat masing-masing beban mencapai harga terbesar, dan kemudian distribusinya terhadap kedalaman. Dengan membuat masing-masing beban mencapai harga terbesar maka berarti akan diperoleh rangkaian *casing* paling kuat.

Pada metoda *maximum load* maka kondisi tersebut berturut-turut adalah untuk beban *burst* pada saat sumur mengalami *kick*, dan untuk beban *collapse* pada saat sumur mengalami *lost circulation*. Kondisi ini merupakan kondisi yang terburuk yang dialami oleh rangkaian *casing*.

Burst pada metoda *maximum load* merupakan kriteria pertama dalam menentukan pemilihan *casing*. Hasil sementara perencanaan ini kemudian diuji mengikuti urutan terhadap beban *collapse*, *tension* dan terakhir beban biaksial/triaksial. Sehingga apabila pada salah satu langkah pengujian dan tiga beban diatas, ada salah satu beban yang tidak dapat dipenuhi maka disain harus diulang dari beban *burst* dan selanjutnya kembali seperti langkah semula diuji terhadap beban *collapse*, *tension* dan beban biaksial hingga terpenuhi semuanya.

2.10.1. Surface Casing

a. Beban Burst

Beban *burst* untuk *surface casing* ditimbulkan oleh kolom gas yang mengisi seluruh panjang *casing*. Karena tekanan injeksi pada kedalaman *surface casing* relatif rendah maka batas tekanan maksimum dipermukaan dapat diabaikan, atau dapat diartikan bahwa tekanan peralatan BOP lebih besar dan tekanan gas di permukaan. Sehingga batasan tekanan maksimum hanya terdapat pada kaki *casing* sebesar tekanan injeksi.

Pada kaki casing

$$P_i = 0,052.(G_{fr} + SF).D \quad (13) [1]$$

$$P_i = 0,052.(G_{fr} + 1).L_s \quad (14) [1]$$

P_i = tekanan injeksi, psi

G_{fr} = gradien tekanan rekah, ppg

SF = *safety factor*, ppg

D = kedalaman, ft

L_s = panjang *surface casing*, ft

Dengan menganggap gradien hidrostatik gas = 0,115 psi/ft maka tekanan gas di permukaan adalah tekanan injeksi dikurangi tekanan hidrostatik gas.

Di permukaan

$$\begin{aligned} P_s &= P_i - 0,052.\rho_g.L_s \\ &= [(0,052.(G_{fr} + 1) - 0,115).L_s \end{aligned}$$

Garis yang menghubungkan titik P_s dan titik P_i disebut garis beban *burst* (garis A – gambar 2-21).

Pada kenyataannya *casing* juga mendapat tekanan dan luar yang sifatnya membantu *casing* untuk menahan beban *burst*. Pada metoda maksimum *load* beranggapan bahwa tekanan di luar *casing* minimal sebesar tekanan hidrostatik kolom air asin.

Jadi:

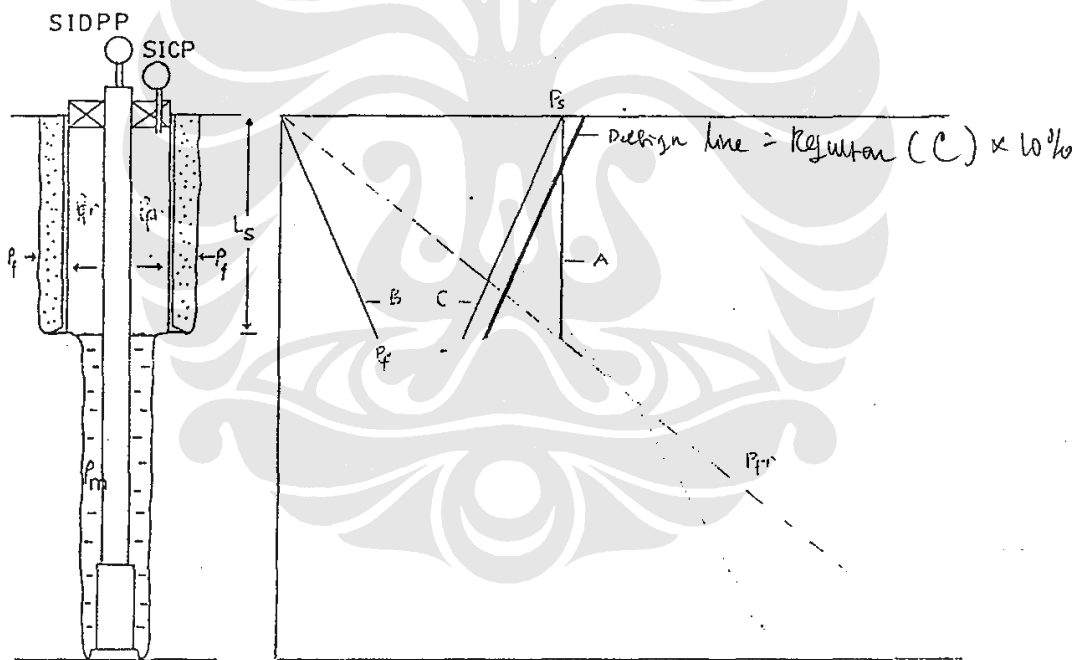
$$P_e = 0,052 \cdot \rho_f \cdot L_s \quad (15) [1]$$

$$P_e = 0,465 \cdot L_s \quad (16) [1]$$

P_e = tekanan di luar casing, psi

ρ_f = densitas fluida, ppg

Pada gambar 2-21, garis B menggambarkan tekanan di luar casing. Sehingga resultan beban burst (C) sama dengan beban burst (A) dikurangi tekanan di luar casing (B). Garis disain (D) diperoleh dengan cara mengalikan resultan (C) dengan disain faktor. Garis disain ini merupakan kekuatan burst minimal casing yang harus dipasang.



Gambar 2-21 Beban *Burst* Pada *Surface Casing* [9]

keterangan gambar:

L_s = panjang *surface casing*, ft

ρ_g = densitas gas, ppg

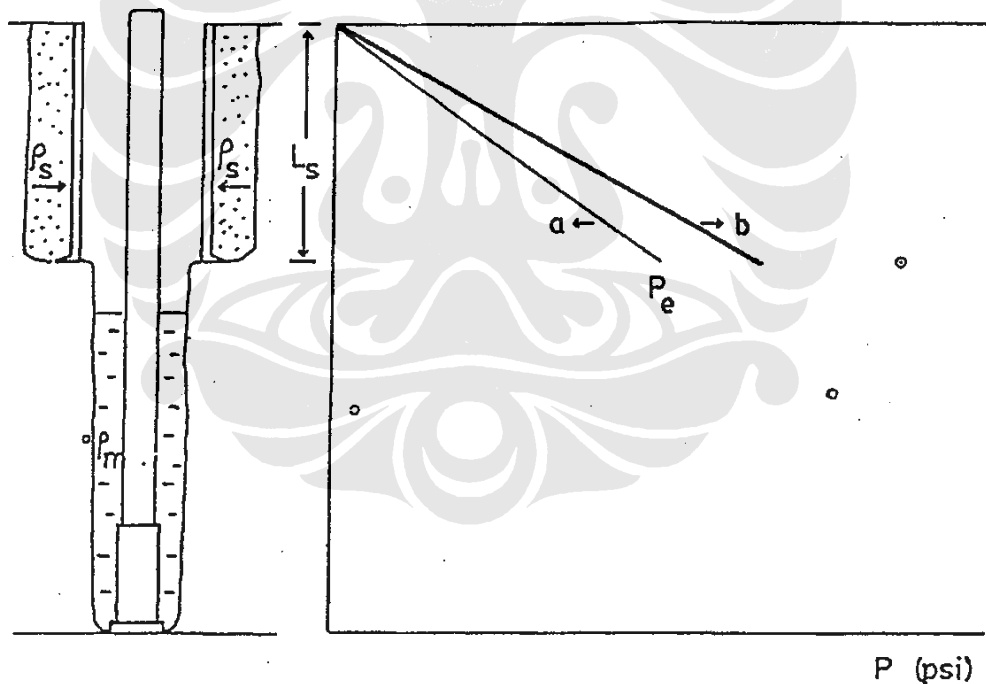
ρ_m = densitas lumpur, ppg

ρ_f = densitas fluida, ppg

- P_i = tekanan injeksi, psi
- P_{fr} = tekanan rekah, psi
- P_f = tekanan formasi, psi
- P_e = tekanan luar casing (*back up*), psi

b. Beban Collapse

Pada *surface casing* umumnya penyemenan dilakukan sampai ke permukaan. Tinggi kolom semen ini memberikan beban *collapse* pada casing yang besarnya sama dengan tekanan hidrostatik semen. Karena kedalaman *surface casing* relatif dangkal, *lost circulation* yang terjadi dapat memungkinkan kolom lumpur turun hingga di bawah kaki casing (lihat gambar 2-22). Ini berarti bahwa di dalam casing kosong, tidak terdapat fluida yang membantu casing menahan *collapse*. Kondisi seperti ini merupakan kondisi terburuk beban *collapse* untuk *surface casing*.



Gambar 2-22 Beban Collapse Pada Surface Casing [9]

$$P_e = 0,052 \cdot \rho_s \cdot L_s \tag{17} [1]$$

- ρ_s = densitas semen, ppg
- P_e = tekanan di luar casing, psi

L_s = panjang *surface casing*, ft

keterangan gambar:

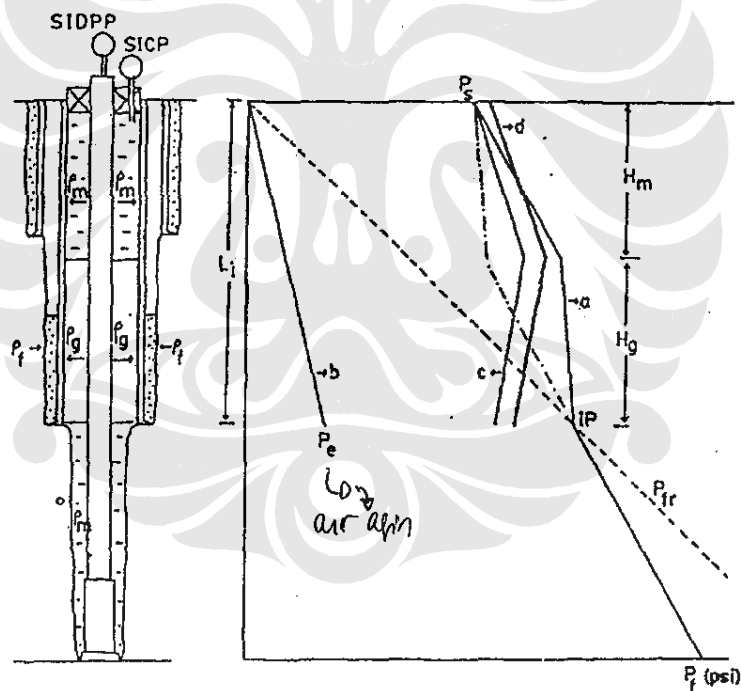
(a). beban *collapse* = resultan, karena di dalam *casing* kosong

(b). garis disain = $a \times$ disain *factor*

2.10.2. Intermediate Casing

a. Beban *Burst*

Beban *burst* di dalam *intermediate casing* dibentuk oleh dua macam fluida yaitu lumpur terberat yang akan digunakan dan fluida gas. Dengan menggunakan densitas lumpur terberat dalam perhitungan maka ini berarti tekanan hidrostatik lumpur pada *casing* lebih besar, sehingga diharapkan dapat diperoleh *casing* dengan kualitas paling kuat. Beban *burst* pada *intermediate casing* dapat dilihat pada gambar berikut ini, terlihat pada gambar 2-23.



Gambar 2-23 Beban *Burst* Pada *Intermediate Casing* [9]

keterangan gambar:

L_i = panjang *intermediate casing*, ft

H_m = tinggi kolom lumpur terberat, ft

H_g = tinggi kolom gas, ft

ρ_f = densitas fluida, ppg

- P_e = tekanan di luar casing, psi
 C = resultan = A-B
 D = garis disain = $C \times \text{design factor}$
 B = Batas tekanan maksimum untuk *intermediate casing*

dipermukaan:

$$P_s = P_{BOP}$$

di kaki casing

$$P_i = 0,052.(G_{fr} + 1).D$$

(18) [1]

$$P_i = 0,052.(G_{fr} + 1).L_i$$

(19) [1]

dengan,

- P_s = tekanan di permukaan, psi
 G_{fr} = gradien tekanan rekah, ppg
 L_i = panjang *intermediate casing*, ft
 D = kedalaman, ft
 P_i = tekanan injeksi, psi

Dengan kedua batasan tekanan maksimum tersebut akan ditentukan berapa tinggi kolom masing-masing fluida sehingga memberikan beban *burst* terbesar. Untuk lumpur dan gas yang berada di dalam *intermediate casing*, maka:

$$H_m + H_g = L_i$$

(20) [1]

H_m = tinggi kolom lumpur terberat, ft

H_g = tinggi kolom gas, ft

Dengan menganggap gradien hidrostatis gas = 0,115 psi/ft maka:

$$P_i = P_s + P_m + P_g$$

(21) [1]

Maka:

$$0,052.(G_{fr} + 1).L_i = P_s + 0,052 \rho_m.H_m + 0,115 H_g$$

Persamaan di atas merupakan dua persamaan dengan dua variabel yang tidak diketahui (H_m dan H_g), sehingga:

$$H_g = \frac{0,052.(G_{fr} + 1).L_i - P_s - 0,052.\rho_m.L_i}{0,115 - 0,052.\rho_m} \quad (22) [1]$$

Terdapat dua kemungkinan kedudukan kolom gas dan lumpur ini dalam *casing*. Pertama kolom gas berada di atas dan lumpur di bawah (garis titik-titik), kedua kolom gas berada di bawah dan kolom lumpur di atas (garis A). Dan dua kemungkinan tersebut dapat dilihat dengan jelas bahwa kemungkinan kedua memberikan beban *burst* yang paling besar (lihat gambar 2-23). Dalam perhitungan maka kemungkinan kedua ini yang akan dipakai. Sebagaimana diketahui di luar *casing* juga terdapat tekanan yang membantu *casing* dalam menahan beban *burst* minimal sebesar gradien hidrostatis air asin = 0,465 psi/ft.

Jadi:

$$P_e = 0,052.\rho_f.L_i \quad (23) [1]$$

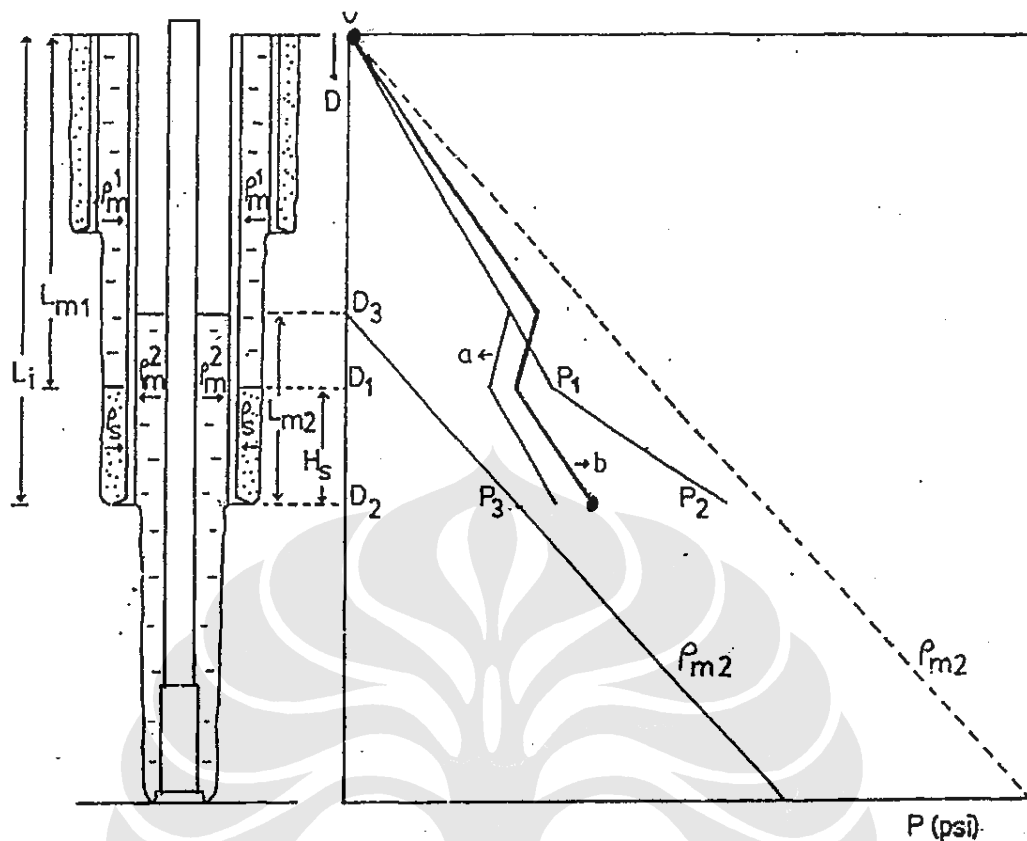
$$P_e = 0,465.L_i \quad (24) [1]$$

dimana:

- P_e = tekanan di luar *casing*, psi
- ρ_f = densitas fluida, ppg
- L_i = panjang *intermediate casing*, ft
- LP = tekanan , psi

b. **Beban Collapse**

Beban *collapse* pada *intermediate casing* terdiri atas tekanan hidrostatis lumpur saat *casing* dipasang dan tekanan hidrostatis semen. Secara keseluruhan ditunjukkan oleh garis OP_1P_2 pada gambar 2-24, dengan:



Gambar 2-24 Beban Collapse Pada Intermediate Casing [9]

$$P_1 = 0.052 \cdot \rho_{ml} L_{m1} \tag{25} [1]$$

dan

$$P_2 = 0.052 \cdot (\rho_{ml} L_{m1} + \rho_s H_s) \tag{26} [1]$$

Kondisi terburuk terjadi apabila lumpur terberat (garis putus-putus) mengalami *lost circulation*, sehingga kolom lumpur di dalam casing turun. *Lost circulation* terjadi antara lain karena turunnya gradien tekanan formasi. Tetapi perlu diingat bahwa batas minimum gradien tekanan formasi adalah sebesar gradien tekanan hidrostatik air asin, atau 0,465 psi/ft. Karena pada metoda maksimum *load* selalu mencari kondisi terburuk untuk setiap pembebanan, maka dianggap gradien tekanan formasi turun sampai ke batas minimumnya ini. Pada interval kedalaman lubang yang belum di-casing dapat dipahami bahwa tekanan formasi terkecil akan berada tepat di bawah kaki casing. Sehingga kolom lumpur terberat dalam casing akan turun sampai terdapat kesetimbangan antara tekanan hidrostatik lumpur dengan

tekanan formasi di kaki *casing*. Dengan demikian hal ini akan memberikan tinggi kolom lumpur tersisa (L_{m2}) di dalam *casing* yang paling kecil. Jadi tekanan formasi minimum pada kaki *casing* adalah:

$$P_3 = 0,465.D_2$$

dan tekanan hidrostatik lumpur terberat pada kaki *casing* setelah *lost* adalah

$$\begin{aligned} P_3 &= 0,052.\rho_{m2}L_{m2} \\ &= 0,052.\rho_{m2}.(D_2 - D_3) \end{aligned}$$

sehingga:

$$D_3 = \frac{0,052.\rho_{m2}.D_2 - 0,465.D_2}{0,052.\rho_{m2}}$$

$$D_3 = 1 - \left(\frac{8,492}{\rho_{m2}} \right) D_2$$

ρ_s = Densitas semen, ppg

ρ_{m1} = densitas lumpur saat *casing* dipasang, ppg

ρ_{m2} = densitas lumpur terberat, ppg

L_i = Panjang *intermediate casing*, ft

L_{m1} = Tinggi kolom lumpur 1, ft

L_{m2} = Tinggi kolom lumpur 2 (lumpur terberat) setelah *lost*, ft

H_s = Tinggi kolom semen, ft

D = Kedalaman, ft

P = Tekanan, psi

D_2 = kedalaman kaki *casing*, ft

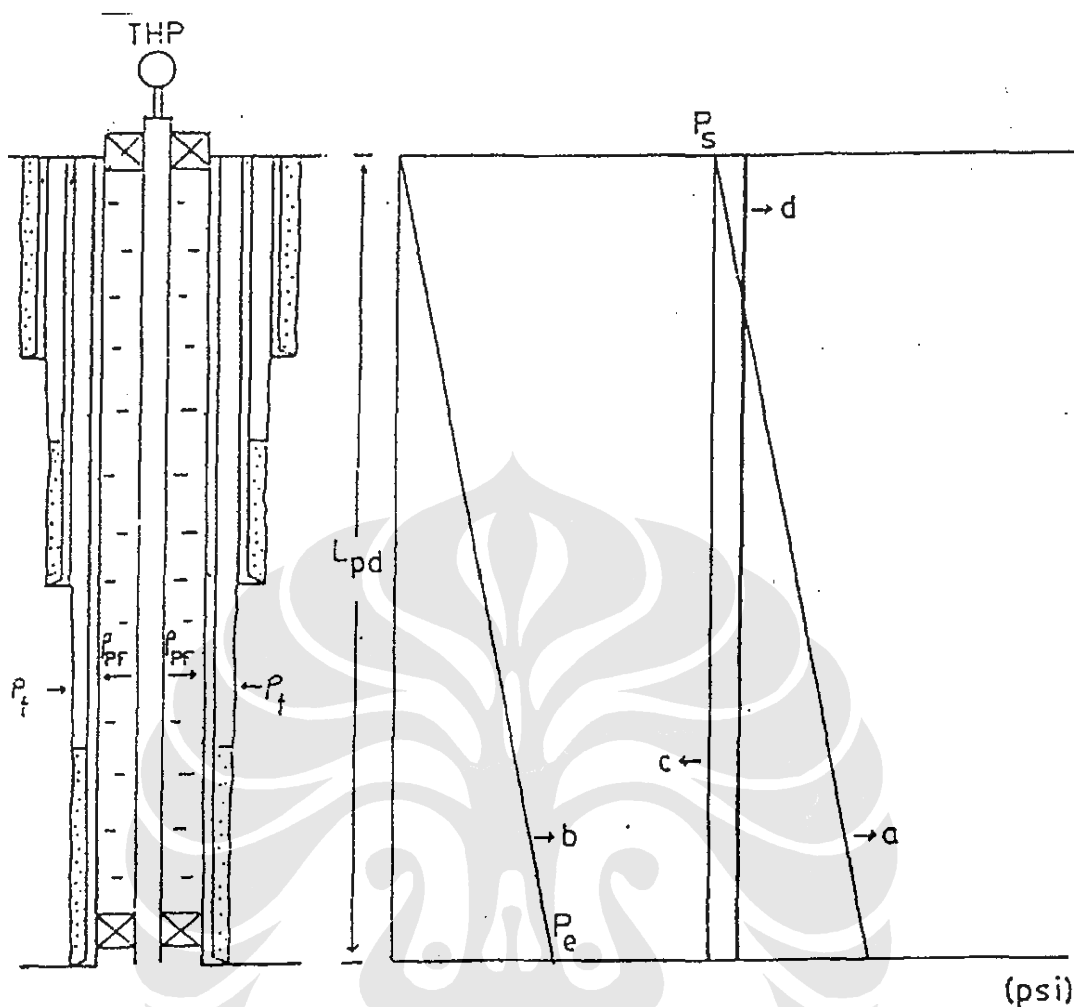
D_3 = Kedalaman puncak kolom lumpur terberat setelah *lost*, ft

Pada gambar resultan (a) = beban *collapse* (OP_1P_2) – tekanan di dalam *casing* (D_3P_3) dan garis disain (b) = $a \times \text{design factor}$.

2.10.3. Production Casing

a. Beban Burst

Pada *production casing* perhitungan beban *burst* tidak lagi didasarkan kepada kondisi saat sumur mengalami *kick*, dan dengan demikian batasan tekanan maksimum di permukaan dan di kaki *casing* tidak dipergunakan, seperti pada gambar 2-25



Gambar 2-25 Beban Burst Pada Production Casing [9]

- THP = Tubing Head Pressure, psi
- ρ_{PF} = Densitas *packer fluid*, ppg
- ρ_f = Densitas *fluid*, ppg
- P_s = Tekanan di permukaan, psi
- P_e = Tekanan di luar *casing*, psi
- c = resultan = a - b
- d = garis disain = c x disain factor

Karena pada tahap ini sumur telah berproduksi, maka pembebanan pada *casing* diakibatkan pula oleh masalah yang timbul ketika sumur tersebut berproduksi. Pada sumur produksi umumnya ruang antara tubing dan *production casing* diisi oleh suatu cairan yang biasa dikenal sebagai *packer fluid*. Densitas *packer fluid* ini sama dengan densitas fluida yang terdapat di luar *production casing* (air asin) atau sekitar

9 ppg. Dengan demikian pada kondisi normal tekanan hidrostatik kedua fluida pada casing akan saling meniadakan. Sehingga casing tidak menerima beban *burst* maupun *collapse*. Kondisi terburuk untuk *burst* terjadi apabila terdapat kebocoran pada pipa tubing dekat permukaan dan mengakibatkan fluida produksi, dalam kasus ini diambil gas, masuk ke dalam *packer fluid*.

Dengan mengabaikan kehilangan tekanan di sepanjang tubing maka tekanan gas tersebut pada *packer fluid* di permukaan sama dengan tekanan dasar sumur. Beban *Burst production casing* ditunjukkan oleh garis (a).

Tekanan di permukaan

$$P_s = \text{BHP}$$

Tekanan di kaki casing

$$P_{cs} = P_s + 0,052 \cdot \rho_{PF} \cdot L_{pd}$$

(27) [1]

BHP = Tekanan dasar sumur, psi

ρ_{PF} = Densitas *packer fluid*, ppg

L_{pd} = Panjang *production casing*, ft

Umumnya densitas *packer fluid* dipakai yang ringan agar tidak menimbulkan beban *burst* yang besar pada kaki casing. Tekanan di luar casing sebagaimana diketahui adalah minimal sebesar tekanan hidrostatik air asin.

$$P_e = 0,052 \cdot \rho_f \cdot L_{pd}$$

$$P_e = 0,465 \cdot L_{pd}$$

a = beban *burst*

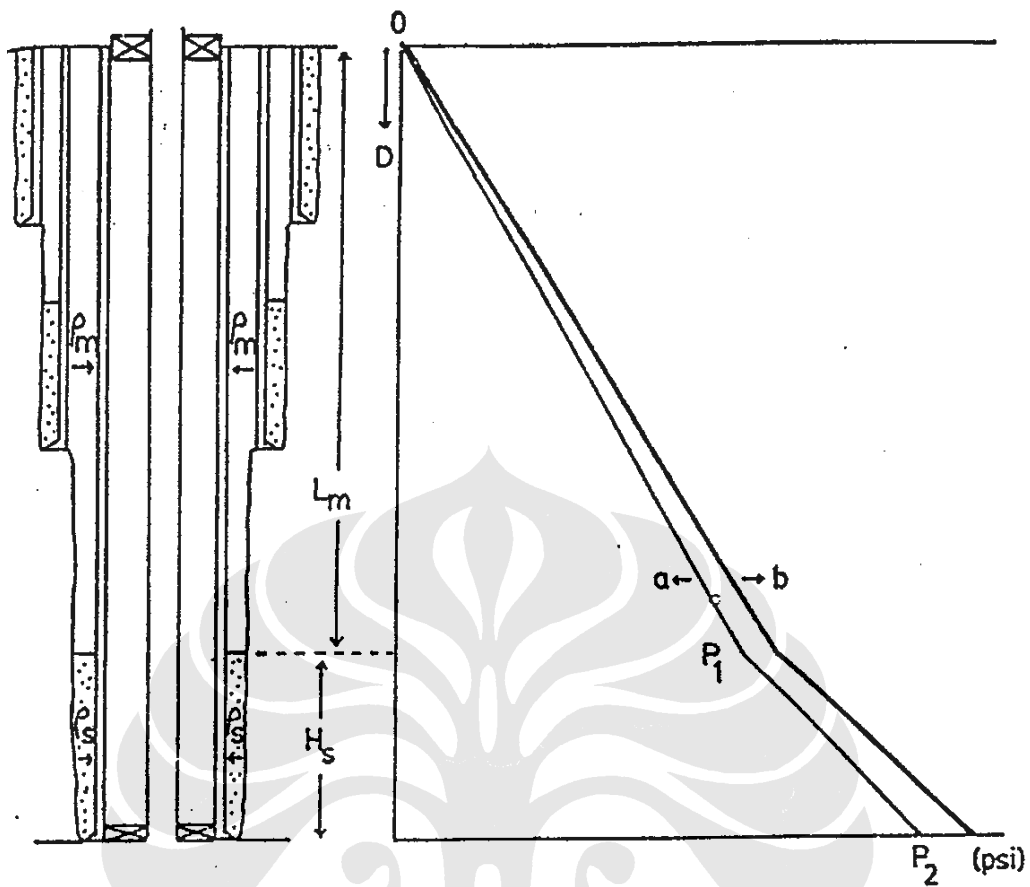
b = Tekanan di luar casing

c = resultan = a – b

d = garis disain = c x *design factor*

b. Beban Collapse

Seperti pada *intermediate casing* maka beban *collapse* pada *production casing* juga terdiri atas tekanan hidrostatik lumpur saat casing dipasang dan tekanan hidrostatik semen di *annulus*. Pada gambar 2-26 beban *collapse* ditunjukkan oleh garis OP₁P₂, dimana:



Gambar 2-26 Beban *Collapse* Pada *Production Casing* [9]

$$P_1 = 0,052 \cdot \rho_m \cdot L_m$$

$$P_2 = P_1 + 0,052 \cdot \rho_s \cdot H_s$$

keterangan gambar:

ρ_m = densitas lumpur saat *casing* dipasang, ppg

ρ_s = desitas semen, ppg

L_m = Tinggi kolom lumpur, ft

H_s = Tinggi kolom semen, ft

D = Kedalaman, ft

P = tekanan, ft

Sebagaimana disebutkan sebelumnya bahwa ruang antara tubing dan *production casing* diisi oleh *packer fluid*. Kondisi terburuk terjadi apabila penyekat di dasar sumur bocor sehingga seluruh kolom *packer fluid* menghilang/*lost*. Dan dengan demikian *casing* menahan beban *collapse* tanpa mendapat bantuan tekanan dan dalam. Pada gambar 2-26 karena di dalam *casing* kosong maka:

OP_1P_2 = resultan

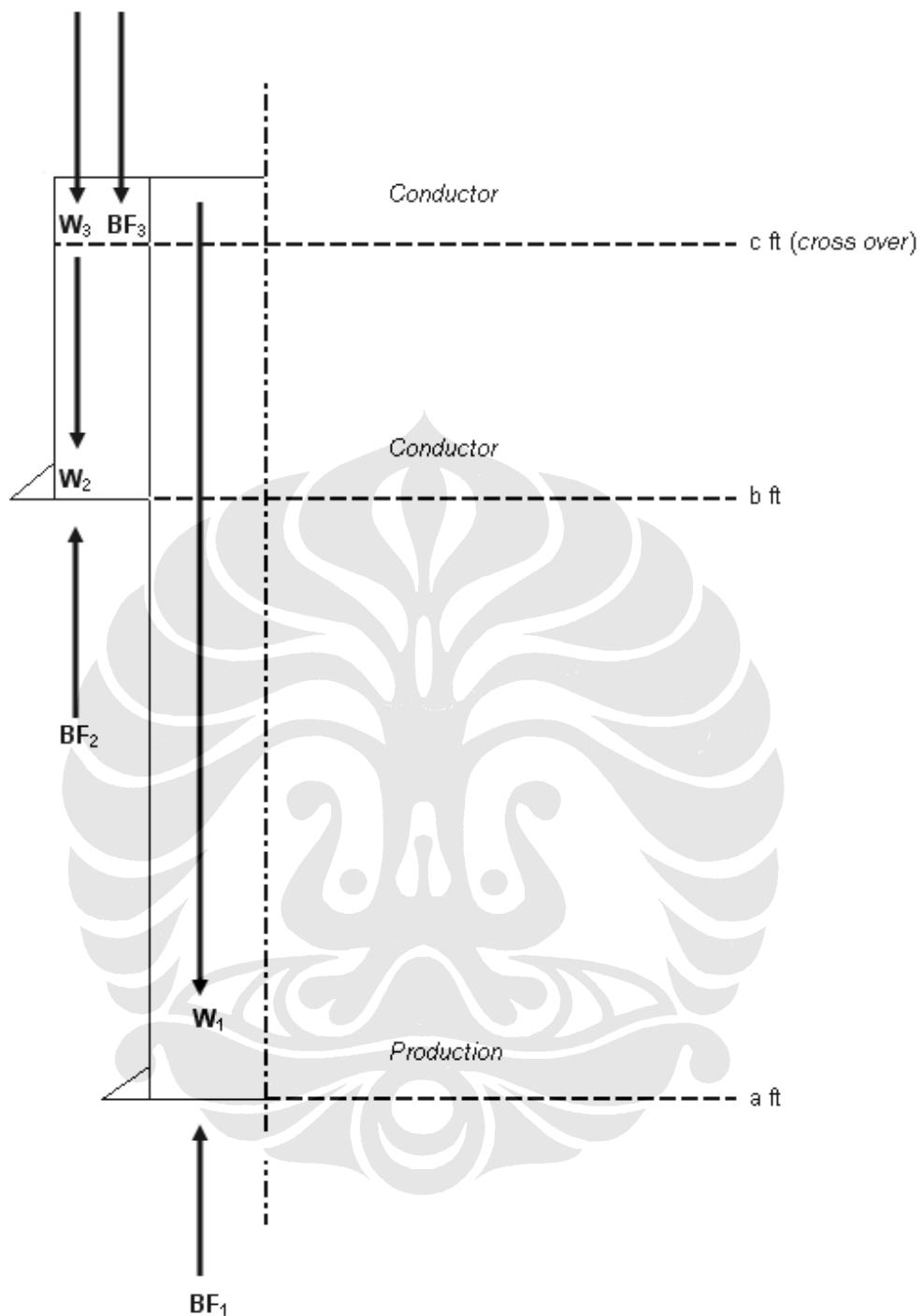
(a) = Garis disain

(b) = $a \times \text{design factor}$

c. Beban *Tension*

Beban *tension* sebagaimana diketahui adalah beban dan berat rangkaian *casing* yang digantung di dalam sumur. Tetapi dengan adanya lumpur di dalam sumur tersebut akan memberikan gaya apung terhadap *casing*. Sehingga berat *casing* di dalam lumpur lebih ringan bila dibandingkan dengan berat *casing* di udara. Akibat lain dari adanya gaya apung ini adalah bahwa pada sebagian rangkaian *casing* tepatnya bagian bawah, *casing* berada dalam kondisi kompresi dan selebihnya dalam kondisi *tension*. Titik netral merupakan titik pada rangkaian *casing* yang tidak berada dalam kondisi kompresi maupun *tension*. Distribusi beban *tension* pada rangkaian *casing* dapat digambarkan sebagai berikut:

Misalkan suatu rangkaian *casing* terdiri dari tiga bagian berada di dalam sumur yang berisi lumpur dengan densitas ρ_m ppg, seperti terlihat pada gambar 2-27.



Gambar 2-27 Beban Tension

1,2,3 = menyatakan bagian casing

a, b, c = menyatakan kedalaman dari masing-masing bagian, ft

$$BF = \rho_m \cdot 0,052 \cdot D \cdot \Delta A$$

(28) [1]

BF = *buoyancy factor load*, lbs

ρ_m = *mud weight* yang digunakan, ppg

D = kedalaman *casing*, ft

ΔA = luas permukaan (*cross sectional area*) dari *casing*, *inch*²

Dan untuk menentukan berat dari *casing* keseluruhan

$$W = w.D$$

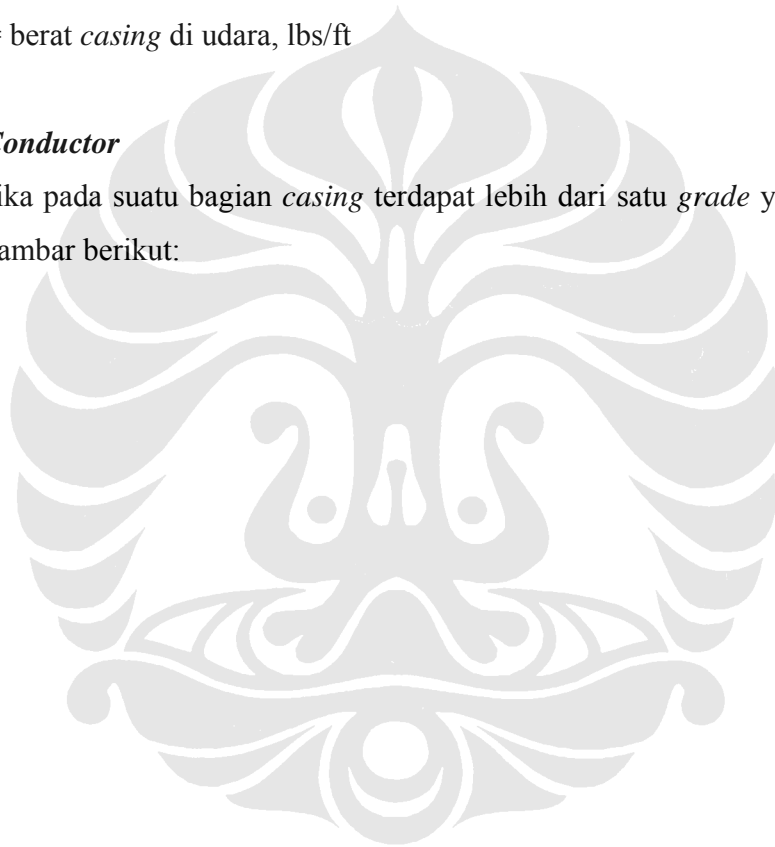
(29) [1]

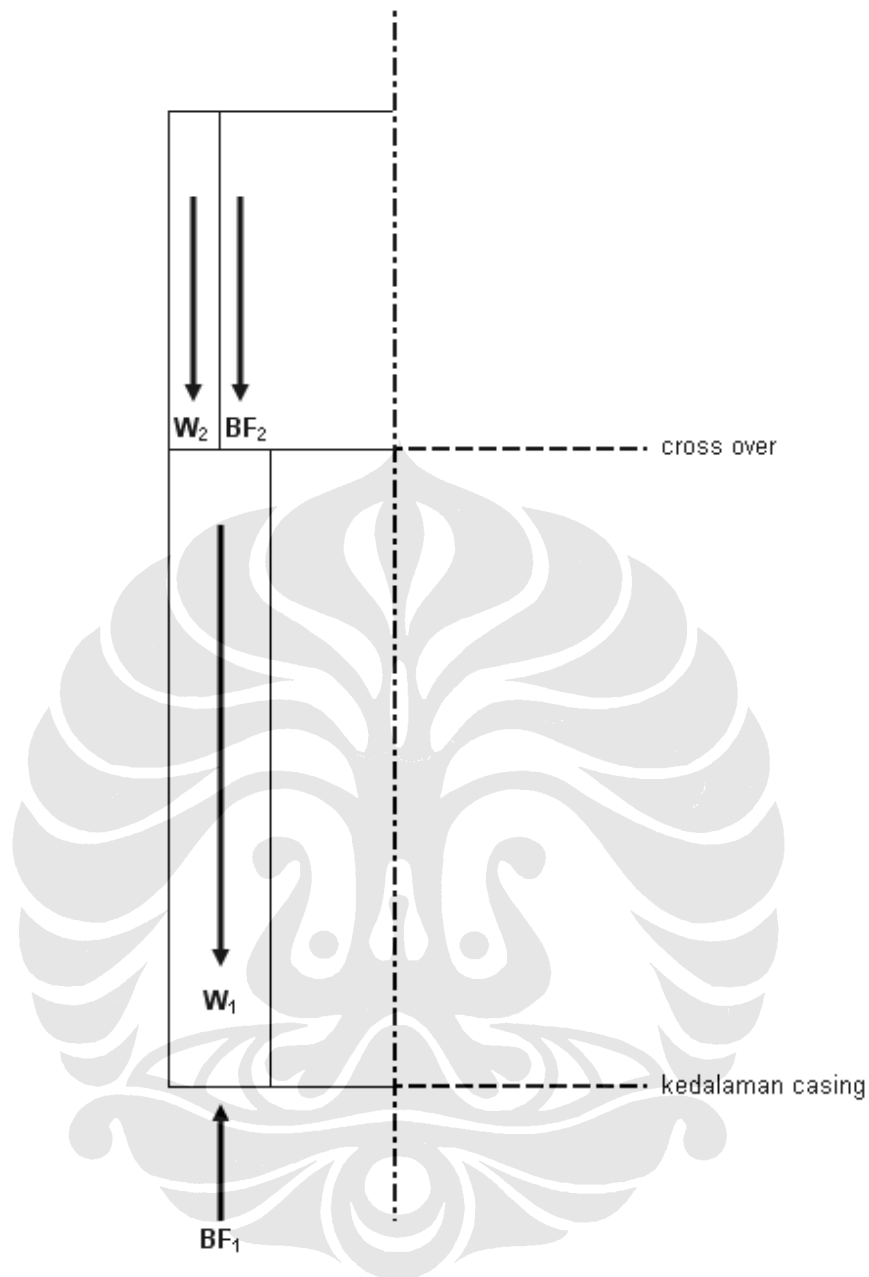
W = berat *casing* keseluruhan, lbs

w = berat *casing* di udara, lbs/ft

i. Conductor

Jika pada suatu bagian *casing* terdapat lebih dari satu *grade* yang digunakan seperti gambar berikut:





Gambar 2-28 Pada Suatu Bagian *Casing* Digunakan Lebih dari Satu *Grade*

Maka:

$$A_1 = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (OD_1^2 - ID_1^2) \rightarrow \text{ID dari API standard}$$

$$BF_1 = \rho_m \cdot 0,052 \cdot (\text{kedalaman } shoe - \text{kedalaman } cross\ over) \cdot A_1$$

$$W_1 = w_1 \cdot (\text{kedalaman } shoe - \text{kedalaman } cross\ over)$$

$$A_2 = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (OD_2^2 - ID_2^2) \rightarrow \text{ID dari API standard}$$

$$BF_2 = \rho_m \cdot 0,052 \cdot (\text{kedalaman } cross\ over) \cdot (A_1 - A_2)$$

$$W_1 = w_2 \cdot (\text{kedalaman } cross\ over)$$

$$\text{Total Hook Load} = W_1 + W_2 + BF_2 - BF_1$$

Berdasarkan “*ConocoPhillips Casing and Tubing Design Manual*”, *design factor* untuk *tension* adalah 1,4

ii. **Production Casing**

$$BF = MW \cdot 0,052 \cdot D \cdot \Delta A$$

Pada gambar 2-26, secara mudah dapat dihitung bahwa total *hook load* dari *casing* produksi tersebut adalah W_1 dikurangi dengan BF_1 .

$$A_1 = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (OD_1^2 - ID_1^2) \rightarrow \text{ID dari API standard}$$

$$BF_1 = \rho_m \cdot 0,052 \cdot (\text{kedalaman } casing\ produksi)$$

$$W_1 = w_1 \cdot (\text{kedalaman } casing\ produksi)$$

$$\text{Total Hook Load} = W_1 - BF_1$$

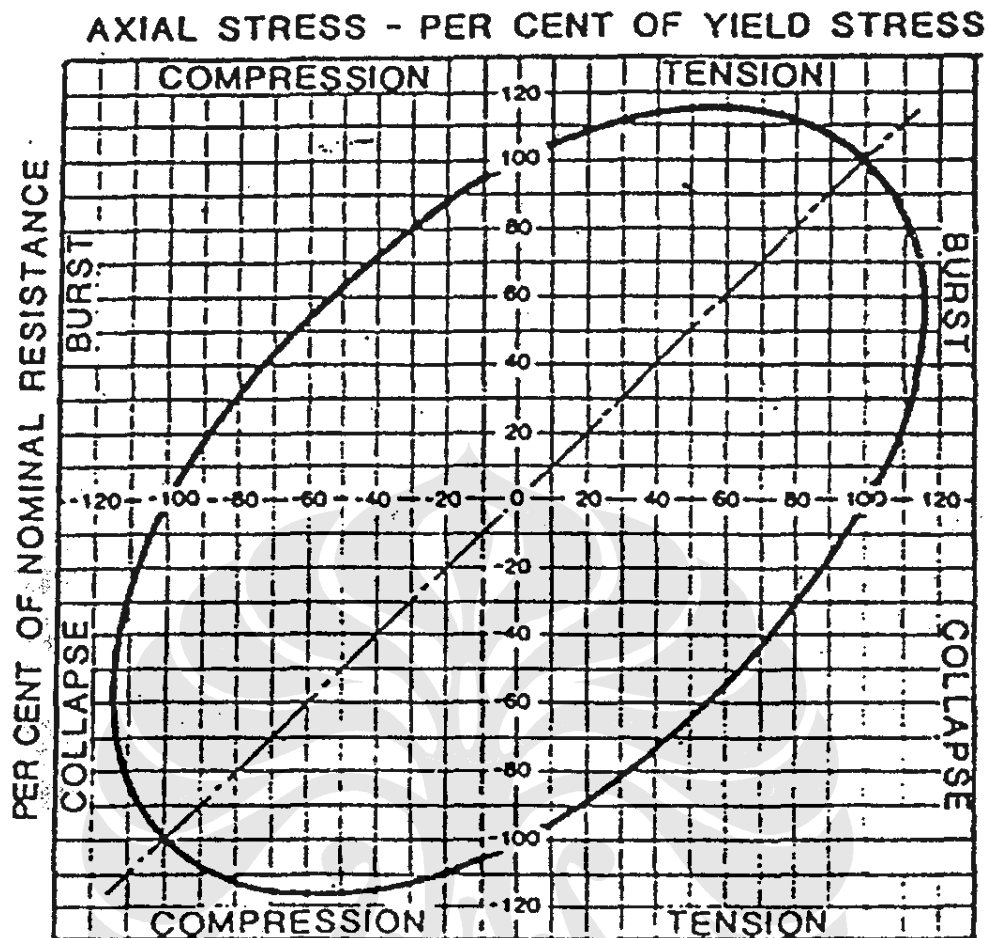
Sama dengan *conductor*, berdasarkan “*ConocoPhillips Casing and Tubing Design Manual*”, *design factor* untuk *tension* adalah 1,4

Garis disain *tension* dipergunakan untuk menguji *body yield strength* dan *joint strength casing* yang dipakai. Selain itu juga akan dipakai dalam perhitungan beban biaksial.

d. **Beban Biaksial**

Pengaruh beban biaksial terhadap *casing* seperti yang ditunjukkan oleh kurva elips (Gambar 2-29) dapat di terangkan lebih jelas dengan gambar berikut:

Misalnya terdapat suatu rangkaian *casing* dengan *burst* dan *collapse* tertentu dan berada di dalam lumpur, maka pada *casing* bagian atas *tension* akan menyebabkan kenaikan *burst* rating dan penurunan *collapse* rating. Sedangkan pada bagian bawah *compression* akan menyebabkan penurunan *burst* rating dan menaikkan *collapse* rating.



Gambar 2-29 Kurva Elips Beban Biaksial

Untuk menghitung besarnya penurunan *collapse rating* suatu *casing* pada beban *tension* tertentu dapat ditempuh cara sebagai berikut:

1. Tentukan faktor beban aksial

$$X = \frac{\text{Beban Tension}}{\text{Body Yield Strength}}$$

2. Masukkan harga X ke dalam grafik pada gambar 2-29 dan tentukan faktor *collapse strength* Y.
3. Maka *collapse rating* hasil koreksi terhadap beban *tension* adalah : Y x *Collapse Rating*
4. Pasangan harga X dan Y dapat juga diperoleh dan tabel 2-6

x	y	x	y	x	y	x	y	x	y
0.000	1.000	0.200	0.929	0.400	0.818	0.600	0.659	0.800	0.427
0.005	0.999	0.205	0.927	0.405	0.815	0.605	0.654	0.805	0.420
0.010	0.997	0.210	0.925	0.410	0.812	0.610	0.650	0.810	0.412
0.015	0.996	0.215	0.922	0.415	0.808	0.615	0.645	0.815	0.405
0.020	0.995	0.220	0.920	0.420	0.805	0.620	0.640	0.820	0.398
0.025	0.993	0.225	0.918	0.425	0.801	0.625	0.635	0.825	0.390
0.030	0.992	0.230	0.915	0.430	0.798	0.630	0.630	0.830	0.382
0.035	0.990	0.235	0.913	0.435	0.794	0.635	0.625	0.835	0.374
0.040	0.989	0.240	0.910	0.440	0.791	0.640	0.620	0.840	0.366
0.045	0.987	0.245	0.908	0.445	0.787	0.645	0.615	0.845	0.358
0.050	0.986	0.250	0.905	0.450	0.784	0.650	0.609	0.850	0.350
0.055	0.984	0.255	0.903	0.455	0.780	0.655	0.604	0.855	0.342
0.060	0.983	0.260	0.900	0.460	0.776	0.660	0.599	0.860	0.334
0.065	0.981	0.265	0.898	0.465	0.773	0.665	0.594	0.865	0.325
0.070	0.980	0.270	0.895	0.470	0.769	0.670	0.588	0.870	0.316
0.075	0.978	0.275	0.893	0.475	0.765	0.675	0.583	0.875	0.307
0.080	0.976	0.280	0.890	0.480	0.761	0.680	0.577	0.880	0.298
0.085	0.975	0.285	0.887	0.485	0.757	0.685	0.572	0.885	0.289
0.090	0.973	0.290	0.885	0.490	0.754	0.690	0.566	0.890	0.280
0.095	0.971	0.295	0.882	0.495	0.750	0.695	0.561	0.895	0.270
0.100	0.969	0.300	0.879	0.500	0.746	0.700	0.555	0.900	0.261
0.105	0.968	0.305	0.876	0.505	0.742	0.705	0.549	0.905	0.251
0.110	0.966	0.310	0.874	0.510	0.738	0.710	0.543	0.910	0.241
0.115	0.964	0.315	0.871	0.515	0.734	0.715	0.538	0.915	0.230
0.120	0.962	0.320	0.868	0.520	0.730	0.720	0.532	0.920	0.220
0.125	0.960	0.325	0.865	0.525	0.725	0.725	0.526	0.925	0.209
0.130	0.958	0.330	0.862	0.530	0.721	0.730	0.520	0.930	0.198
0.135	0.956	0.335	0.859	0.535	0.717	0.735	0.513	0.935	0.187
0.140	0.954	0.340	0.856	0.540	0.713	0.740	0.507	0.940	0.175
0.145	0.952	0.345	0.853	0.545	0.709	0.745	0.501	0.945	0.163
0.150	0.950	0.350	0.850	0.550	0.704	0.750	0.495	0.950	0.151
0.155	0.948	0.355	0.847	0.555	0.700	0.755	0.488	0.955	0.139
0.160	0.946	0.360	0.844	0.560	0.696	0.760	0.482	0.960	0.126
0.165	0.944	0.365	0.841	0.565	0.691	0.765	0.475	0.965	0.112
0.170	0.942	0.370	0.838	0.570	0.687	0.770	0.469	0.970	0.098
0.175	0.940	0.375	0.835	0.575	0.682	0.775	0.462	0.975	0.084
0.180	0.938	0.380	0.831	0.580	0.678	0.780	0.455	0.980	0.069
0.185	0.936	0.385	0.828	0.585	0.673	0.785	0.448	0.985	0.053
0.190	0.934	0.390	0.825	0.590	0.668	0.790	0.441	0.990	0.036
0.195	0.931	0.395	0.822	0.595	0.664	0.795	0.434	0.995	0.019

Tabel 2-6 Pasangan harga X dan Y