

**BAB 3. DISAIN, PERENCANAAN DAN OPTIMASI SISTEM CASING
PADA SUMUR X**

3.1. Data Tekanan Pori dan Tekanan Rekah

Berikut adalah data tekanan pori dan tekanan rekah dari sumur X yang telah dikalkulasikan oleh geologis ConocoPhillips Indonesia Inc. Ltd. Data ini merupakan data yang didapatkan dari data-data sumur eksplorasi yang telah dibor sebelumnya (terdapat 5 sumur eksplorasi yang dibor pada area yang tipikal/berdekatan) atau biasa disebut dengan *offset well* serta studi-studi lainnya yang dilakukan oleh geologis ConocoPhillips Indonesia Inc. Ltd.

Formation	TVDSS	+/-	Eestimated PP	Estimated Frac Press.
	(ft)	(ft)	(ppg)	(ppg)
Probable Shallow Gas 1	1233.6	40	> 8.5 - ?	13
Probable Shallow Gas 2	1674.7	40	> 8.5 - ?	13.2
Base Muda	2177.2	50	8.5	13.6
Top BU Arang	3201.8	50	8.5	13.8
Coal Above Lower Arang	3495.1	55	9.5	14
Top Lower Arang	3579.7	60	9.9	14
Barat Shale	3677	60	10	14.1
Top Udang	3806.9	60	10	14.2
Base Udang	3856.3	60	10	14.2
Total Depth	4082.1		10	14.4

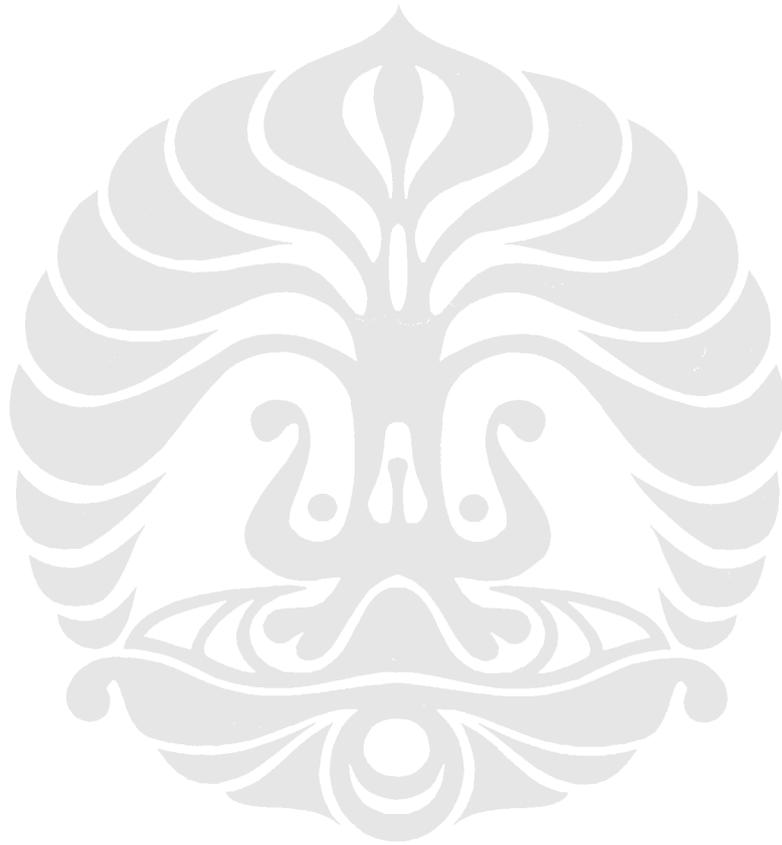
Tabel 3-1 Tabel Estimasi Tekanan Pori dan Tekanan *Frac* (Rekah) Sumur X

[10]

3.2. Disain Konservatif ConocoPhillips Indonesia Inc. Ltd

Di lapangan ini, sebelumnya COPI telah melakukan pengeboran sebanyak 5 kali pengeboran sumur eksplorasi pada lapangan ini dan memiliki disain seperti yang dapat dilihat pada gambar 3-1, dan disain konservatif COPI untuk sumur X dapat dilihat pada gambar 3-2.

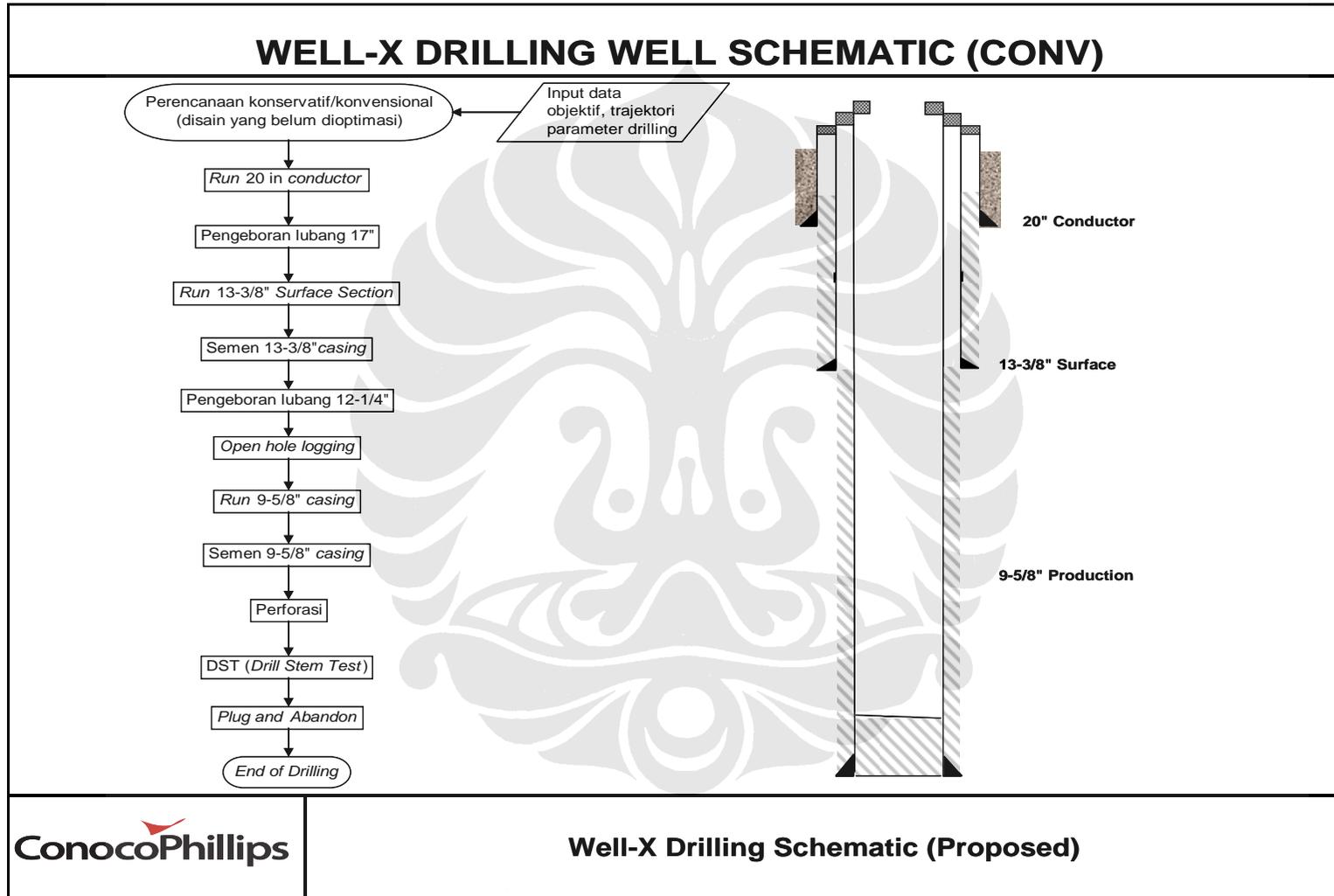
Dalam tugas akhir ini penulis melakukan optimasi disain *casing* dengan menggunakan disain konservatif sebagai disain original.



TVD (FT)	-1			-2			-3			-2 or -4			-5		
	Well Configuration	Hole Size	Casing	Well Configuration	Hole Size	Casing	Well Configuration	Hole Size	Casing	Well Configuration	Hole Size	Casing	Well Configuration	Hole Size	Casing
200	CS @ 521'	36"	30" 310 PPF	CS @ 526'	36"	30" 310 PPF, X-52	CS @ 564'	36"	30" 310 PPF B	CS @ 523'	26"	20" 133 PPF, X-52	CS @ 1492'	17-1/2"	13-3/8" L-80 68 PPF
400		26"	20" 104 PPF X-52		26"	20" 104 PPF X-52		17-1/2"	13-3/8" 61 PPF N-80		17-1/2"	13-3/8" L-80 86 PPF			
600	CS @ 1320'	17-1/2"	13-3/8" 68 PPF N-80	CS @ 1401'	17-1/2"	13-3/8" 68 PPF N-80	CS @ 1580'	17-1/2"	13-3/8" 61 PPF N-80	CS @ 1483'	17-1/2"	13-3/8" L-80 86 PPF	CS @ 1492'	17-1/2"	13-3/8" L-80 68 PPF
800															
1000	CS @ 3822'	12-1/4"	9-5/8" 47 PPF N-80	CS @ 3459'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 6922'	12-1/4"	9-5/8" 47 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
1200															
1400	CS @ 5750'	12-1/4"	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
1600															
1800	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
2000															
2200	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
2400															
2600	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
2800															
3000	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
3200															
3400	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
3600															
3800	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
4000															
4200	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
4400															
4600	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
4800															
4800	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
5000															
5200	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
5400															
5600	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
5800															
6000	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
6200															
6400	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
6600															
6800	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
7000															
7200	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
7400															
7600	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
7800															
8000	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
8200															
8400	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
8600															
8800	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
8800															
9000	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
9200															
9400	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
9600															
9800	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
10000															
10200	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
10400															
10600	TD @ 7001'	Open Hole	Open Hole	TD @ 5000'	12-1/4"	Open Hole	CS @ 8857' TOL @ 6435'	8-1/2"	7" Liner 26 PPF N-80	CS @ 1483'	8-1/2"	Open Hole	CS @ 1492'	8-1/2"	Open Hole
10600															

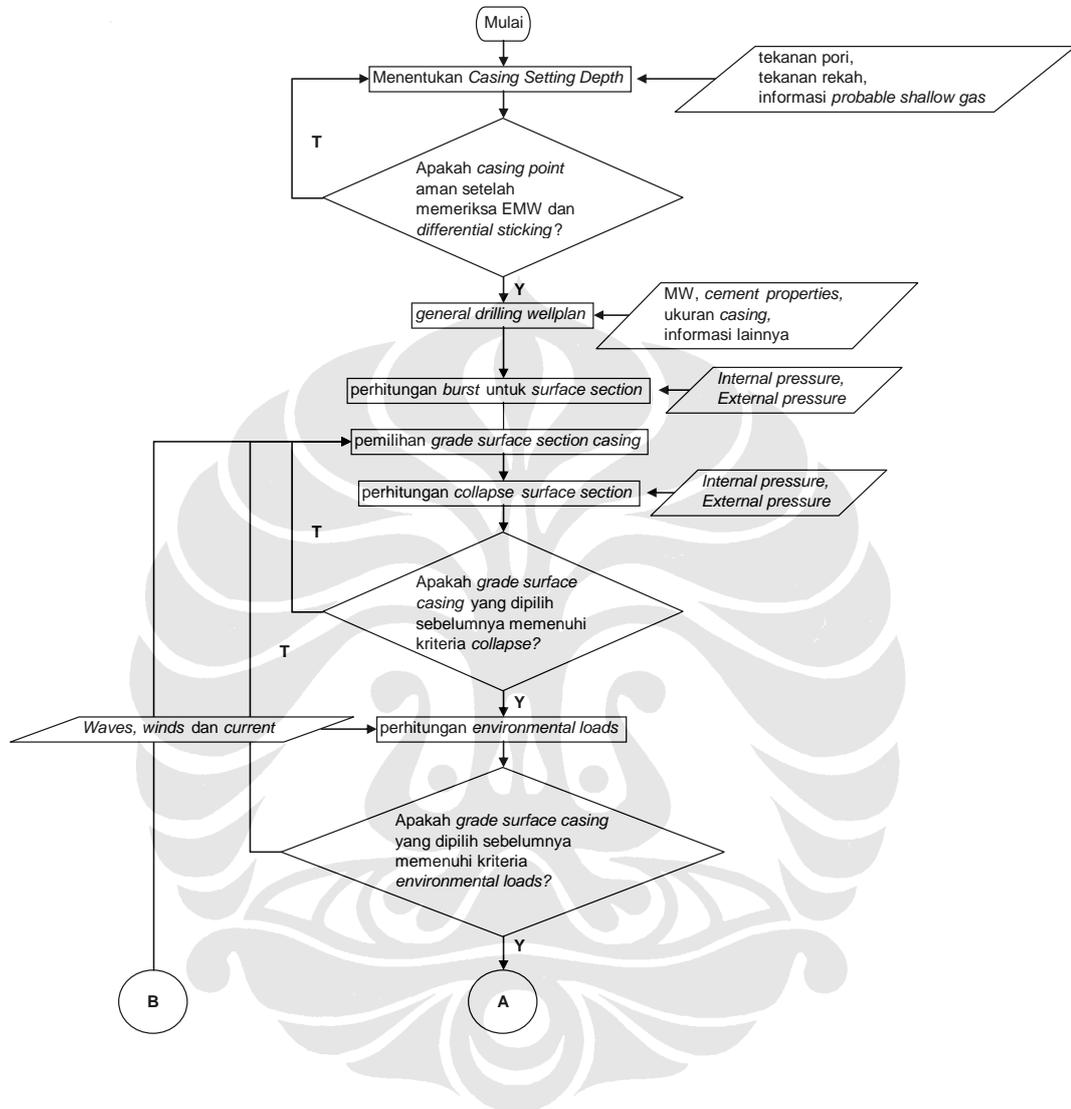
Sumur No. 5 memakai *subsea riser* di atas *mudline* dimana *20 inch riser* berfungsi sebagai *conductor*

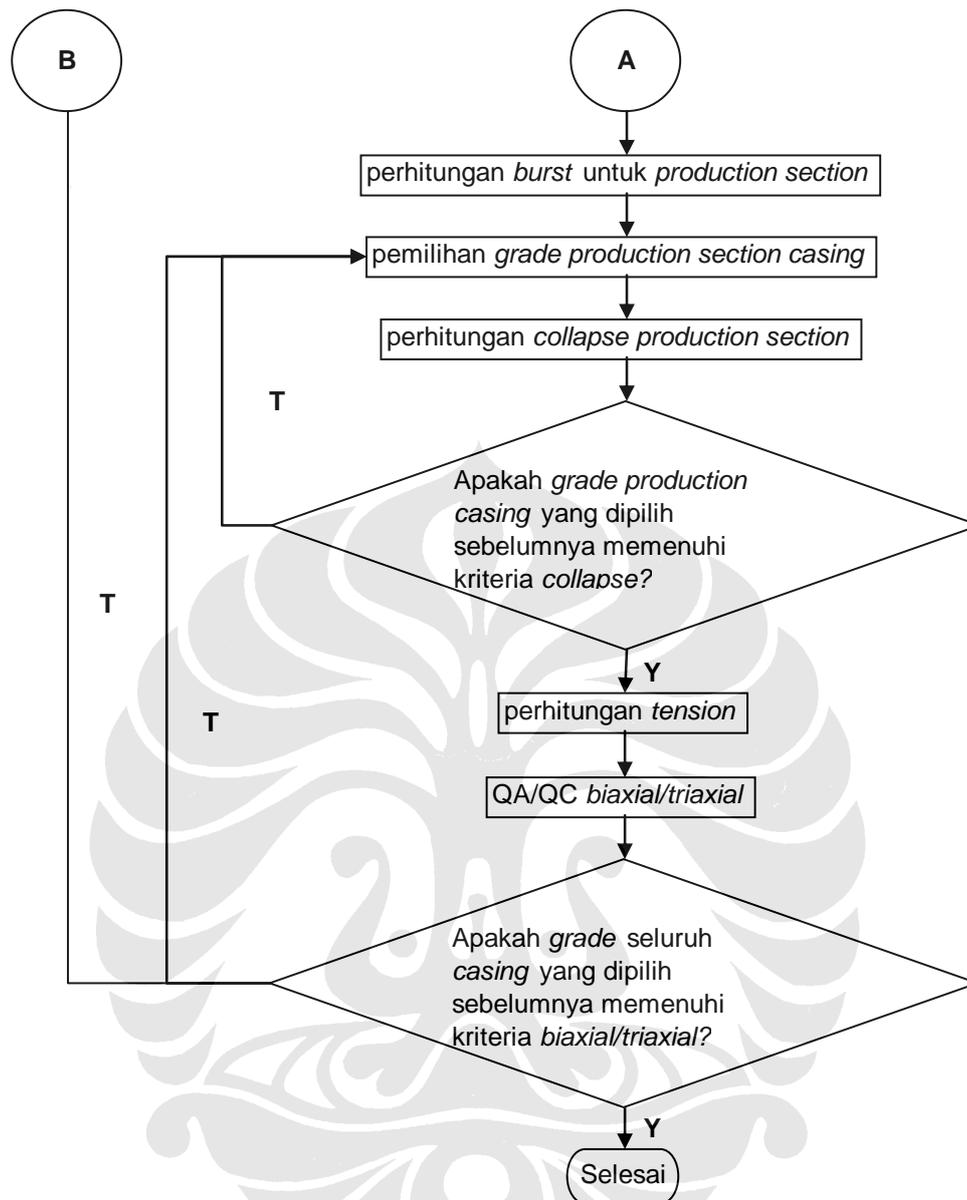
Gambar 3-1 Disain Casing Sumur-sumur Explorasi COPI di Lapangan yang Sama



Gambar 3-2 Disain Casing Konservatif Sumur X COPI

Dalam optimasinya, diagram alir berikut akan memperlihatkan aliran proses perhitungan untuk tujuan optimasi, dimulai dari *casing point selection* hingga QA/QC dengan *biaxial/triaxial*.

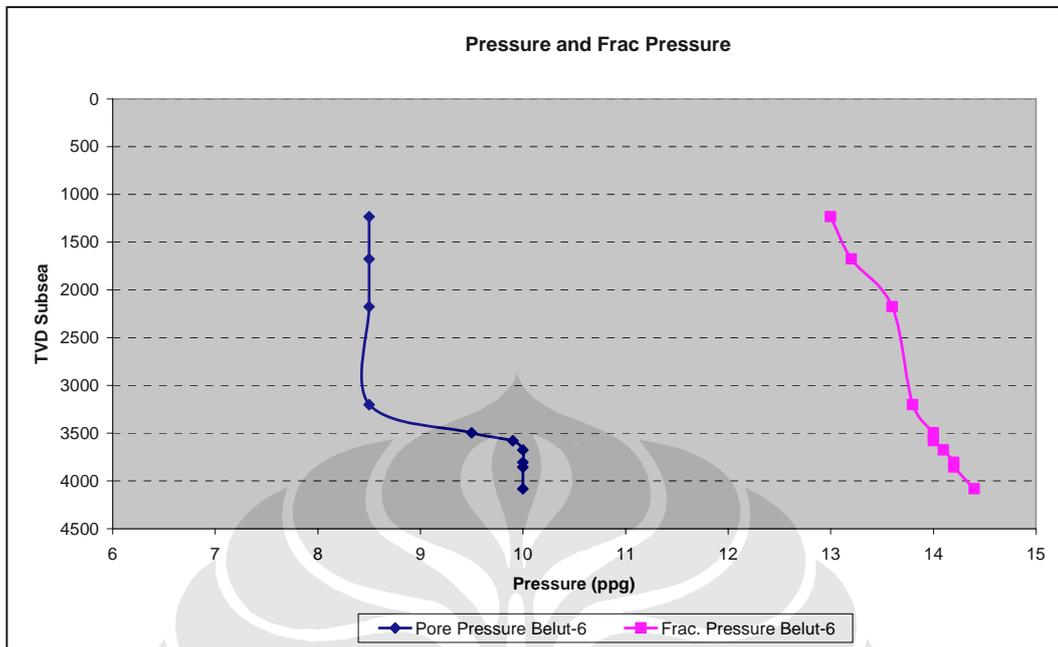




Gambar 3-3 Diagram Alir Proses Perhitungan Untuk Optimasi Disain Casing

3.3. Perhitungan Casing Seat Selection

Dari grafik tekanan pori dan tekanan rekah (gambar 3-4), terlihat tidak terdapat *weak zone* atau zona-zona yang kritis. Agar tidak mengulangi prosedur perhitungan, perhitungan dapat dilakukan secara *bottoms up* seperti yang telah dijelaskan sebelumnya pada penentuan kedalaman *intermediate casing* pada bab sebelumnya.



Gambar 3-4 Plot Estimasi Tekanan Pori dan Tekanan Rekah Sumur X

a. *Swab Consideration*

Tekanan formasi pada *total depth* (TD) adalah 10 ppg (tabel 3-1)

Minimal densitas lumpur yang digunakan di TD adalah: $10 + 0,3 = 10,3$ ppg

0,3 ppg adalah tipikal *swab factor*.

b. *Surge Consideration*

Setelah itu, densitas lumpur yang telah memperhtungkan efek *swab* juga harus memperhitungkan efek *surge*, sehingga minimal densitas lumpur yang digunakan di TD adalah: $10,3$ ppg + $0,3 = 10,6$ ppg

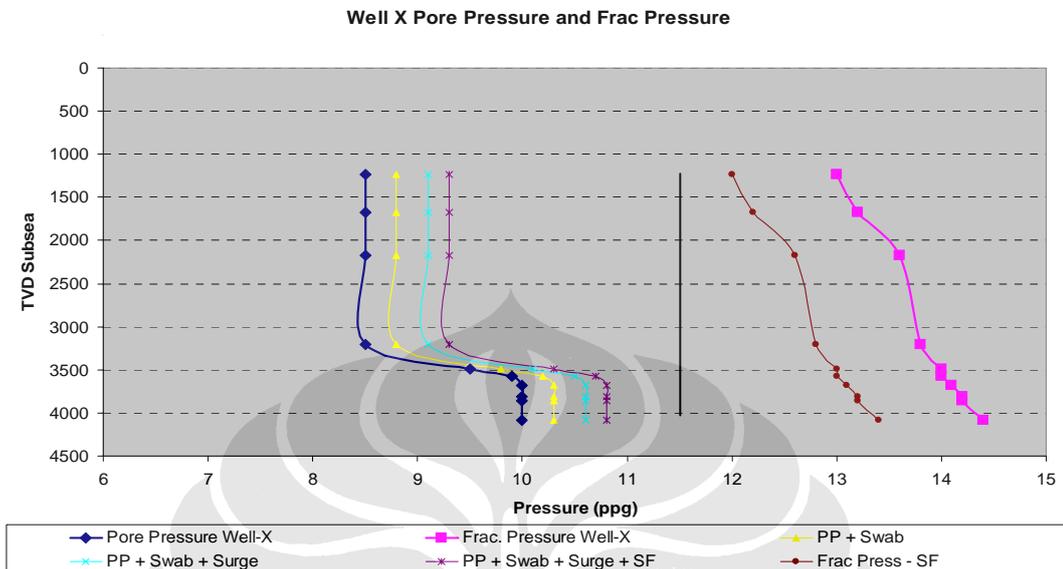
Sama dengan *swab*, 0,3 ppg adalah tipikal *surge factor*.

c. *Safety Factor*

Untuk keamanan, ditambah *safety factor* sebesar 0,2 ppg sehingga berat/densitas lumpur yang digunakan di TD adalah: $10,6 + 0,2 = 10,8$ ppg.

Jika ditarik garis ke permukaan dari TD (pada 10,8 ppg), dapat dilihat bahwa dari permukaan hingga TD, secara teoritis pengeboran ini dapat dilakukan dengan hanya menggunakan satu bagian *casing* saja (gambar 3-4) karena jika ditarik garis

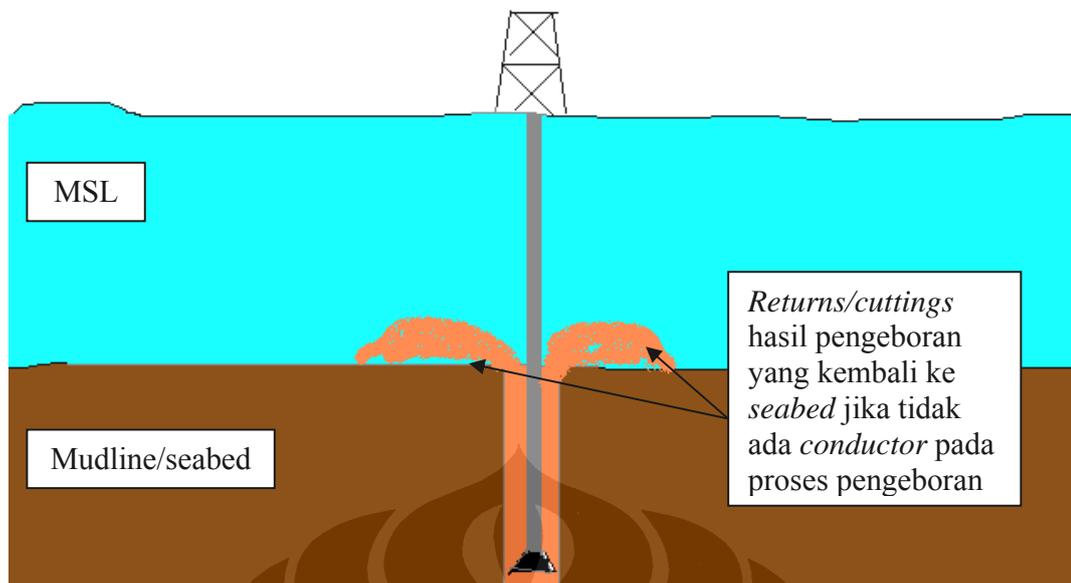
dari TD; 10,8 ppg (garis putus-putus), garis tersebut tidak memotong garis tekanan rekah (*frac pressure*) sama sekali.



Gambar 3-5 Disain Casing Secara Teoritis Dapat Menggunakan 1 Bagian Saja

Pada kenyataannya, pengeboran hanya dengan 1 bagian casing ini sangat tidak disarankan untuk dilakukan. Beberapa alasan mengapa hal ini tidak dapat dilakukan adalah sebagai berikut:

1. Tidak ada yang dapat dilakukan untuk mengontrol sumur (*well control*) jika terjadi *kick* atau *blow out* karena belum ada *BOP stack* terpasang di permukaan.
2. *Cuttings* hasil pengeboran akan terbuang ke *mudline/seabed* jika hanya ada 1 bagian casing saja. Jika lumpur yang digunakan adalah *water base*, pengaruh terhadap lingkungan tidak akan terlalu signifikan. Akan tetapi, jika lumpur yang digunakan adalah *oil base* (banyak digunakan pada sumur-sumur dengan kedalaman lebih dari 3000 ft dengan tujuan untuk menjaga kestabilan sumur), *returns/cuttings* hasil pengeboran yang terbuang ke *seabed/mudline* akan mencemari laut dan *seabed/mudline* itu sendiri (gambar 3-6).



Gambar 3-6 Returns/cuttings Pengeboran yang Kembali ke Seabed

Dengan demikian, pengeboran minimal harus dilakukan dengan minimal 2 bagian *casing* untuk faktor keselamatan dan pengaruhnya terhadap lingkungan.

a. Surface/Conductor Section

Untuk menghitung kedalaman dari *surface casing* ini adalah dengan cara *top down*. Dari data tekanan pori dan tekanan rekah yang telah diplot sebelumnya, dapat dilihat bahwa tekanan rekah terkecil (FG_{min}) adalah 13 ppg (pada kedalaman 1233,6 ft TVDSS).

$$FG_{min} = 13 \text{ ppg}$$

Dari FG_{min} ini, dikurangi 1 ppg *safety factor* sehingga tekanan rekah yang akan dijadikan acuan adalah 12 ppg. Ini akan menjadi *Equivalent Mud Weight (EMW)* yang akan digunakan dalam menghitung posisi *casing shoe* untuk *surface casing*.

$$EMW = OMW + \frac{D_{nc}}{D_{sc}} \cdot kick$$

$$12 = 10,5 + \frac{4082,1}{D_{sc}} \cdot 0,5 \rightarrow D_{sc} = \frac{4082,1 \cdot 0,5}{12 - 10,5} = 1360,7 \text{ ft}$$

Kedalaman *surface/conductor casing* sedalam 1360,7 ft TVDSS ini dapat digunakan. Akan tetapi, jika dilihat pada tabel 3-1, bahwa pada kedalaman 1233,6 TVDSS, terdapat *probable shallow gas*. Jika hal ini tidak diantisipasi, terdapat

kemungkinan terjadinya *kick/blow out*. Pengeboran untuk bagian pertama ini tidak terdapat BOP *stack/well control equipment* pada permukaan/rig, pengeboran ini biasa disebut dengan *diverterless drilling*. Oleh karena itu, *shallow gas* yang terdapat pada kedalaman 1233,6 ft TVDSS ini harus dapat diantisipasi. Cara mengantisipasinya adalah dengan menetapkan kedalaman *casing shoe* dari *surface section* ini harus berada di atas *shallow gas* tersebut. Kembali dapat dilihat pada tabel 3-1, bahwa terdapat *uncertainties* sebesar +/- 40 ft. Kondisi geologis *subsurface* memerlukan *safety factor* yang tinggi karena berkaitan dengan nilai investasi yang tinggi pula. Mengebor terlalu dekat dengan kedalaman *shallow gas* adalah beresiko sangat tinggi dan tidak akan memberikan keuntungan yang signifikan ditinjau dari perspektif ekonomis. Dengan demikian, diperlukan *sense of engineering in regard to safety* yang baik. Di sini, penulis memutuskan untuk menggunakan *safety factor* sebesar 2,5 untuk *uncertainties* geologis yang ada berkaitan dengan *shallow gas* ini. Sehingga: Margin jarak dari *shallow gas* = $40 \cdot 2,5 = 100$ ft.

Set kedalaman *surface/conductor casing* = $1233,6 - 100 = 1133,6$ ft ~ 1140 ft.

Re-konfirmasi EMW < 13 ppg

$$\begin{aligned} \text{EMW} &= \text{OMW} + \frac{D_{nc}}{D_{sc}} \cdot \text{kick} \\ &= 10,5 + \frac{4082,1}{1140} \cdot 0,5 \\ &= 12,3 \text{ ppg} < 13 \text{ ppg} \rightarrow \text{OK (0,7 ppg margin)} \rightarrow \text{pada perhitungan ini,} \\ &\quad \text{terdapat kompromi yang penulis lakukan, dari 1 ppg safety margin menjadi} \\ &\quad \text{0,7 ppg safety margin.} \end{aligned}$$

Dengan demikian, kedalaman 1140 ft TVD SS ini digunakan sebagai kedalaman dari *surface casing/conductor*.

b. Production Section

Untuk kedalaman *production section* ini, adalah sebagai berikut:

$$\text{DP} = 0,052 \cdot (\text{MW}_{nc} - \text{EMW}_n) \cdot D_n$$

Evaluasi kedalaman sementara untuk *differential sticking* dengan menggunakan berat lumpur sebesar 10,5 ppg untuk mengebor pada kedalaman 3201,8 ft TVDSS (kedalaman tekanan formasi normal terdalam) dan limit tekanan

diferensial seperti yang telah dijelaskan pada bab 2, untuk tekanan normal adalah sebesar maksimal 2200 psi, maka:

$DP = 0,052 \cdot (10,5 - 9) \cdot 3201,8 = 249,74$ psi, jauh lebih kecil dari 2200 psi. Dengan demikian, kedalaman *production casing* pada 4082,1 ft TVDSS adalah **sangat aman**, karena kemungkinan terjadinya *differential sticking* sangat kecil (~ 250 psi).

Berikut adalah hasil dari perhitungan untuk kedalaman set *casing* dari masing-masing bagian:

1. *Surface/Conductor casing*: 1140 ft TVDSS
2. *Production casing*: 4082,1 ft TVDSS



3.4. Perhitungan *Grade Casing*

Setelah mendapatkan posisi kedalaman *casing shoe* seperti yang telah dilakukan pada sub-bab sebelumnya, kalkulasi yang harus dilakukan selanjutnya adalah melakukan perhitungan *grade* dari konfigurasi *casing* yang telah didisain sebelumnya.

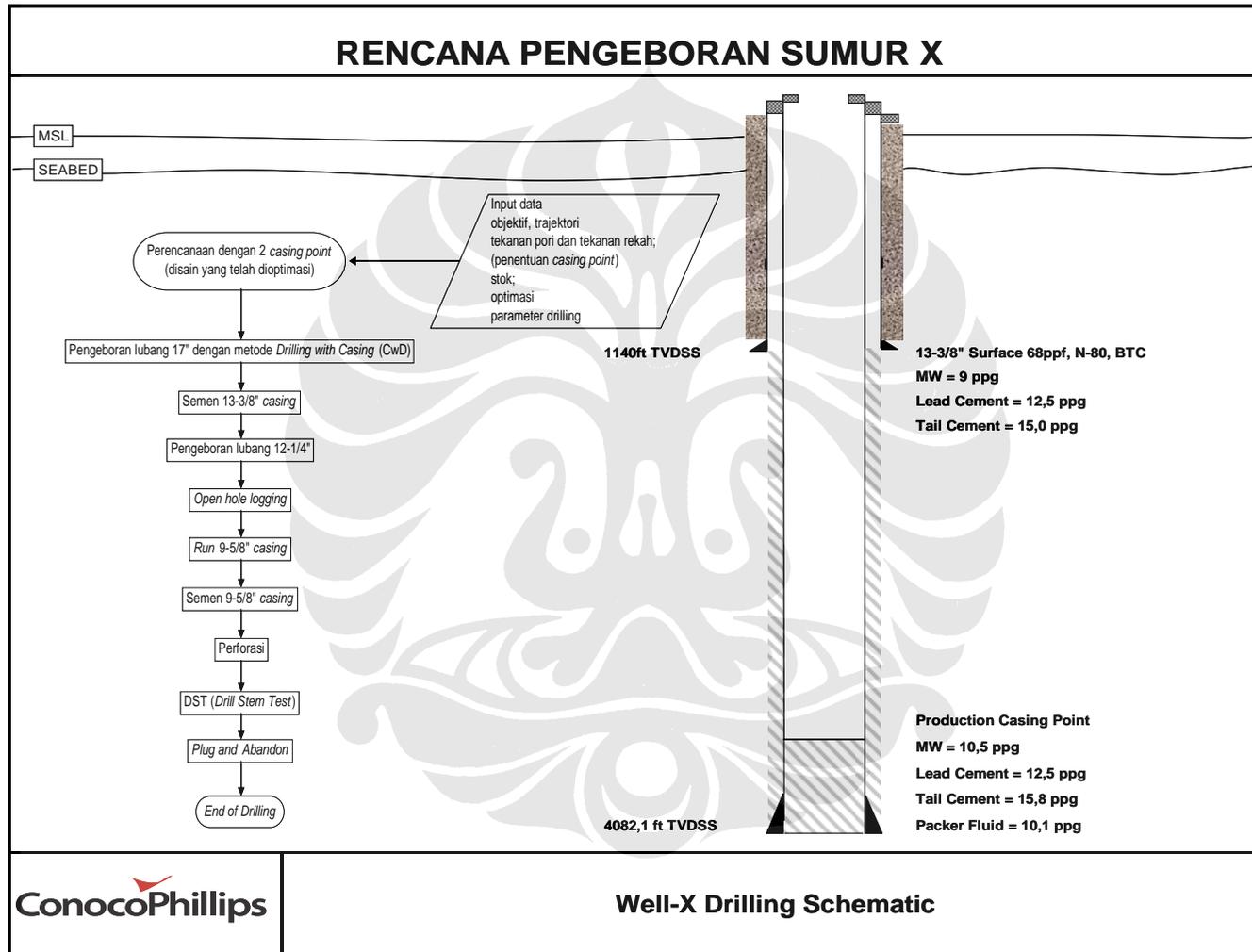
Adapun posisi kedalaman *casing shoe* adalah sebagai berikut:

1. *Surface/conductor casing* pada kedalaman 1140 ft TVDSS
2. *Production casing* pada kedalaman 4082,12 TVDSS

Sebelum melakukan kalkulasi *grade casing*, untuk menghindari kalkulasi yang berulang, sebaiknya dilakukan *cross check* dengan persediaan *casing* yang dimiliki oleh COPI. Berikut adalah persediaan stok *casing* yang dimiliki oleh COPI:

- 20 inch conductor; 169 lbs/ft; K-55; Big Omega R3; tersedia di Matak Plant sebanyak 1200 ft pada kondisi yang baik.
- 13-3/8 inch casing; 68 lbs/ft; N-80; BC R3; tersedia di Matak Plant sebanyak 4800 ft dalam kondisi baik.
- 9-5/8 inch; 47 lbs/ft; N-80; EUE8RD; LTC; R3; terdapat sebanyak 138 joints; 5520 ft di Ramba, merupakan stok lama dan memerlukan inspeksi.
- 9-5/8 inch; 43,5 lbs/ft; N-80; SEC; R3, tersedia sebanyak 129 joints; 5160 ft; di Matak dengan kondisi yang baik.
- 9-5/8 inch; 47 lbs/ft; L-80; TS-Blue; R3; tersedia sebanyak 150 joints; 6000 ft; di Matak, dengan kondisi baik merupakan ex Kerisi dan Belida.
- 9-5/8 inch; 43,5 lbs/ft; N-80; SEC; R3; tersedia sebanyak 150 joints; 6000 ft; di Matak dengan kondisi yang baik.
- 7 inch; 26 lbs/ft; L-80; TS-Blue; R3; tersedia 113 joints; 4520 ft; di Matak dengan kondisi yang baik.
- 7 inch; 26 lbs/ft; L-80; TS-Blue; R3; 116 joints; 4640 ft; tersedia di Dayung; ex- Suban dalam kondisi yang memerlukan inspeksi.

Berikut adalah rencana pengeboran dari sumur X:



Gambar 3-7 Rencana Pengeboran Sumur X

3.4.1. Conductor/Surface Section

a. Beban *Burst*

→ Perhitungan tekanan injeksi:

$$\begin{aligned} P_i &= (P_{\text{frac}} + SF) \cdot 0,052 \cdot D_{\text{surface casing}} \\ &= (13 + 1) \cdot 0,052 \cdot 1140 \\ &= 829,92 \text{ psi} \end{aligned}$$

→ Tekanan di permukaan (*surface pressure*):

$$\begin{aligned} P_s &= P_i - (D_{\text{surface casing}} \cdot 0,052 \cdot \rho_g) \\ &= 829,92 - (1140 \cdot 0,052 \cdot 0,115) \\ &= 823,1 \text{ psi} \end{aligned}$$

Yang berfungsi sebagai *backup* di sini adalah kolom dari *native fluid* (9 ppg), sehingga:

$$\begin{aligned} MW &= 9 \cdot 0,052 \cdot 1140 \\ &= 533,52 \text{ psi} \end{aligned}$$

Kemudian, yang harus dilakukan adalah membuat garis *burst*, yaitu resultan dari garis MW dan garis tekanan di permukaan dan tekanan injeksi.

$$\begin{aligned} \rightarrow \text{Resultan tekanan injeksi dengan MW} &= 829,92 - 533,52 \\ &= 296,4 \text{ psi} \end{aligned}$$

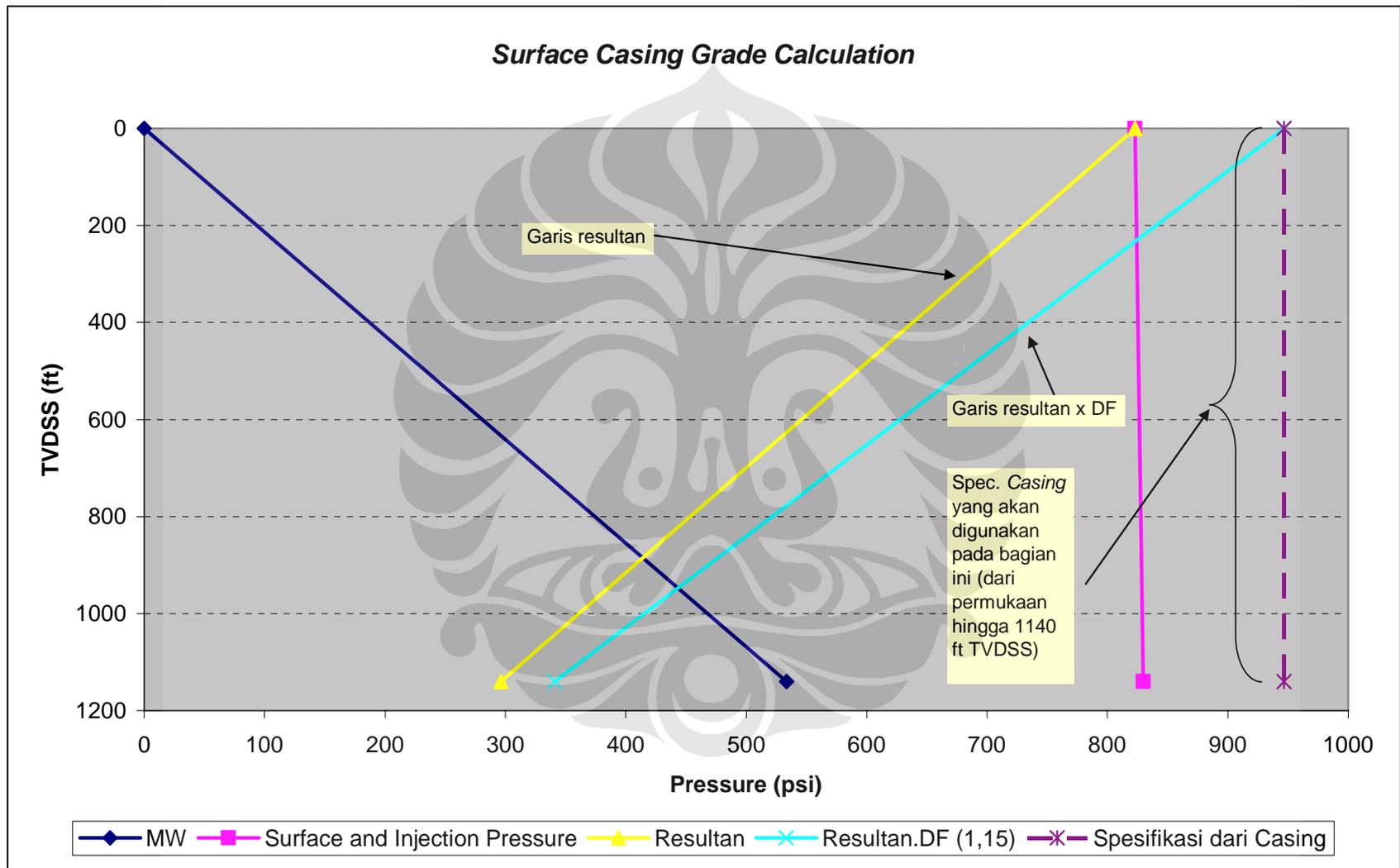
$$\begin{aligned} \rightarrow \text{Resultan tekanan permukaan dengan MW} &= 823,1 - 0 \\ &= 823,1 \text{ psi} \end{aligned}$$

Berdasarkan “*ConocoPhillips Casing Tubing Design Manual*”, *design factor* atau *safety factor* dari *load* akibat *burst* adalah sebesar 1,15, sehingga:

$$\begin{aligned} \rightarrow \text{Tekanan injeksi:} &= 296,4 \cdot 1,15 \\ &= 340,86 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rightarrow \text{Tekanan permukaan} &= 823,1 \cdot 1,15 \\ &= 946,57 \text{ psi} \end{aligned}$$

Untuk lebih jelasnya dapat dilihat gambar berikut:



Gambar 3-8 Spesifikasi Casing yang Akan Digunakan dari Permukaan Hingga 1140 ft TVDSS

Dilihat dari gambar 3-6, maka spesifikasi yang bisa digunakan untuk bagian *conductor/surface* ini, dari permukaan hingga kedalaman 1140 ft TVDSS, dilihat dari beban *burst*nya adalah *casing* dengan spesifikasi yang mampu menahan beban *burst* minimum sebesar 946,57 psi. Berdasarkan API standar, untuk *conductor* ini digunakan *casing* dengan ukuran 13-3/8 inch, grade H-40 dengan berat 48 lbs/ft memiliki *pipe body internal yield* sebesar 1730 psi. Inilah *casing* yang paling mendekati angka 946,57 psi *burst rating*.

OD in	Weight lbm/ft	Grade	ID in	Collapse Resist. psi	Pipe Body Yield lbm	Pipe Body Internal Yield psi
11.750	65.00	C-90	10.682	4060	1693000	7160
11.750	65.00	C/T-95	10.682	4170	1788000	7560
11.750	65.00	C-95	10.682	4170	1788000	7560
11.750	65.00	P-110	10.682	4480	2070000	8750
11.750	65.00	Q-125	10.682	4690	2352000	9940
11.750	71.00	L-80	10.586	4880	1634000	6930
11.750	71.00	N-80	10.586	4880	1634000	6930
11.750	71.00	C-90	10.586	5130	1838000	7800
11.750	71.00	C/T-95	10.586	5240	1940000	8230
11.750	71.00	C-95	10.586	5240	1940000	8230
11.750	71.00	P-110	10.586	5470	2246000	9530
11.750	71.00	Q-125	10.586	5760	2552000	10840
13.375	48.00	H-40	12.715	740	541000	1730
13.375	54.50	J-55	12.615	1130	853000	2730
13.375	54.50	K-55	12.615	1130	853000	2730

Tabel 3-2 Pilihan Casing untuk 13-3/8 inch

Untuk sementara, untuk 13-3/8 inch *casing conductor* yang digunakan adalah H-40 dengan berat 48 lbs/ft.

b. Beban Collapse

Seperti yang telah disebutkan di bab 2, tinggi kolom semen memberikan beban *collapse* pada *casing* yang besarnya sama dengan tekanan hidrostatik semen. Kosongnya *casing* dari fluida yang berfungsi sebagai *backup* dari *casing* untuk menahan beban *collapse*. Hal ini merupakan kondisi terburuk beban *collapse* untuk *surface casing*.

Dari prosedur pengeboran, *service company* untuk bagian penyemenan memberikan data sebagai berikut:

Section 1: fluid sequence

Original fluid	Mud	9.00 lb/gal	
	k: 4.71E-4 lb ^f .s ⁿ /ft ²	n: 0.995	Tv: 9.15 lb/ft ^{100ft} 2
Displacement Volume	161.6 bbl		
Total Volume	316.2 bbl		
TOC	<u>mudline</u>		

Fluid Sequence							
Name	Volume (bbl)	Ann. Len (ft)	Top (ft)	Density (lb/gal)	Rheology		
Fresh Water	10.0	60.0		8.33	viscosity:5.000 cP		
Lead Slurry	86.8	576.0		12.50	k:1.23E-1 lb ^f .s ⁿ /ft ²	n:0.257	Tv:1.63 lb/ft ^{100ft} 2
Tail Slurry	57.7	245.0		15.00	k:6.47E-2 lb ^f .s ⁿ /ft ²	n:0.398	Tv:28.09 lb/ft ^{100ft} 2
Mud	161.6			9.00	k:4.71E-4 lb ^f .s ⁿ /ft ²	n:0.995	Tv:9.15 lb/ft ^{100ft} 2

Slurry dari *lead* dipompakan sampai *mudline* sehingga didapatkan panjang dari *lead* adalah 1140 (panjang *casing conductor*) – 245 (panjang *tail*) – 319 (kedalaman air laut) = 576 ft.

$$\rightarrow \text{Tekanan hidrostatik } lead = 12,5 \cdot 0,052 \cdot 576 = 374,4 \text{ psi}$$

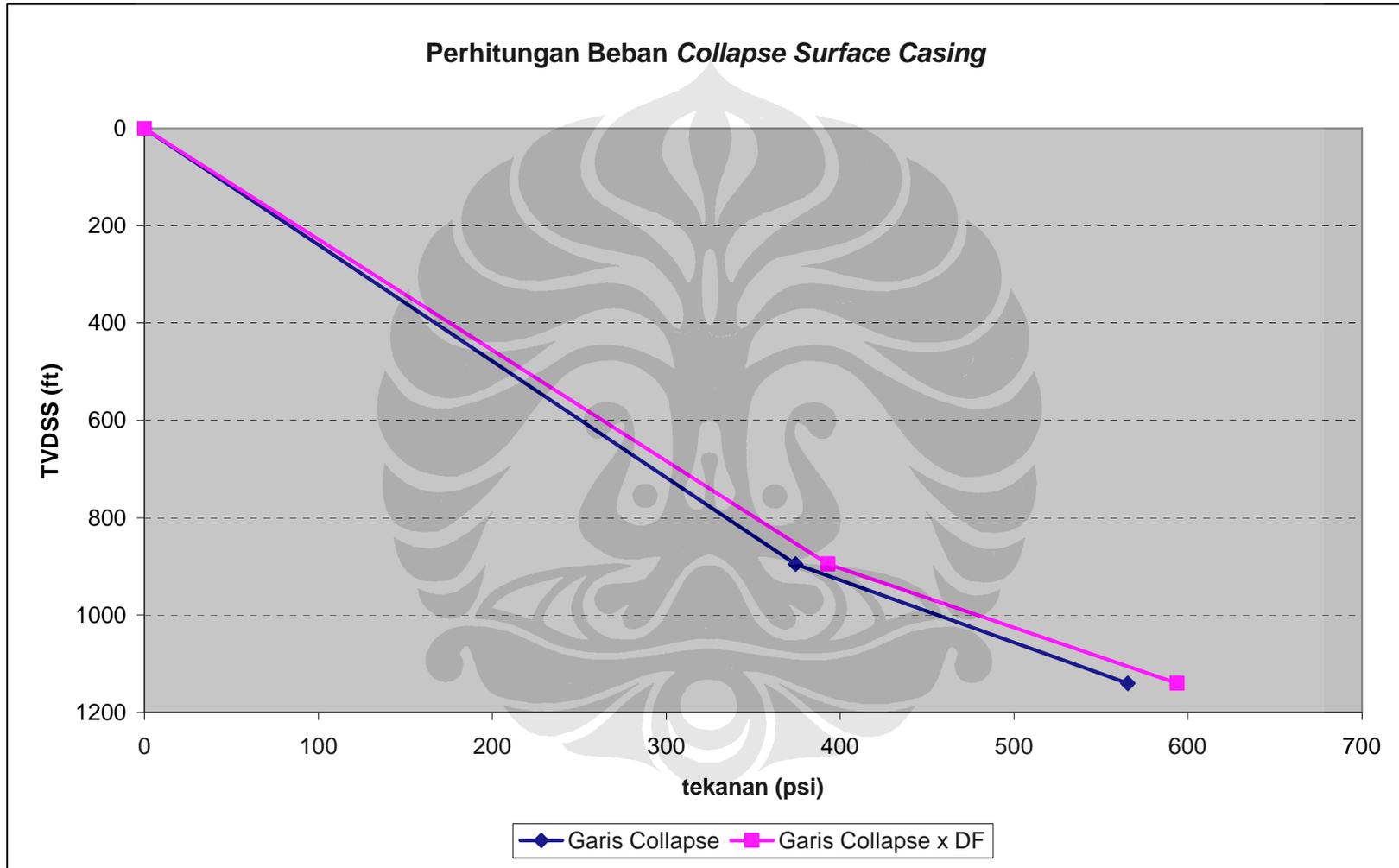
$$\rightarrow \text{Tekanan hidrostatik } tail = (15 \cdot 0,052 \cdot 245) + 374,4 = 565,5 \text{ psi}$$

Selanjutnya adalah mengalikan tekanan semen *lead* dan *slurry* tersebut dengan *design factor* dari ConocoPhillips Inc. Ltd. Besarnya *design factor* untuk beban *collapse* menurut “ConocoPhillips Casing and Tubing Design Manual” adalah sebesar 1,05, sehingga:

$$\rightarrow \text{Tekanan } lead = 374,4 \cdot 1,05 = 393,12 \text{ psi}$$

$$\rightarrow \text{Tekanan } tail = 565,5 \cdot 1,05 = 593,78 \text{ psi}$$

Berikut adalah plot dari tekanan *lead* dan *tail*:



Gambar 3-9 Perhitungan Tekanan *Collapse* Pada *Surface Casing*

Berdasarkan beban *burst* yang telah dihitung sebelumnya, *grade casing* yang dipilih untuk 13-3/8 *inch* ini adalah H-40 dengan berat 48 lbs/ft. Untuk beban *collapse*, casing ini harus mampu menahan beban *collapse* sebesar 593,78 psi. Dari tabel 3-2, dapat dilihat bahwa casing dengan *grade* H-40 dan berat 48 lbs/ft memiliki *collapse rating* hingga 740 psi. **Dengan demikian, pemilihan H-40 untuk bagian conductor/surface ini telah tepat.**

Kemudian, dilihat dari stok yang dimiliki oleh COPI, terdapat 13-3/8 *inch casing*; 68 lbs/ft; N-80; BC R3; tersedia di Matak Plant sebanyak 4800 ft dalam kondisi baik. Dibutuhkan sebanyak 1140 ft. Dengan demikian, stok ini dapat digunakan untuk pengeboran sumur X ini.

Dilakukan re-konfirmasi dari casing yang akan digunakan pada sumur X ini dengan membandingkan *mechanical propertiesnya*:

OD	Weight	Grade	ID	Collapse Resist.	Pipe Body Yield	Pipe Body Internal Yield
in	lbm/ft		in	psi	lbm	psi
11.750	65.00	C-90	10.682	4060	1693000	7160
11.750	65.00	C/T-95	10.682	4170	1788000	7560
11.750	65.00	C-95	10.682	4170	1788000	7560
11.750	65.00	P-110	10.682	4480	2070000	8750
11.750	65.00	Q-125	10.682	4690	2352000	9940
11.750	71.00	L-80	10.586	4880	1634000	6930
11.750	71.00	N-80	10.586	4880	1634000	6930
11.750	71.00	C-90	10.586	5130	1838000	7800
11.750	71.00	C/T-95	10.586	5240	1940000	8230
11.750	71.00	C-95	10.586	5240	1940000	8230
11.750	71.00	P-110	10.586	5470	2246000	9530
11.750	71.00	Q-125	10.586	5760	2552000	10840
13.375	48.00	H-40	12.715	740	541000	1730
13.375	54.50	J-55	12.615	1130	853000	2730
13.375	54.50	K-55	12.615	1130	853000	2730
13.375	54.50	M-65	12.615	1140	1008000	3230
13.375	61.00	J-55	12.515	1540	962000	3090
13.375	61.00	K-55	12.515	1540	962000	3090
13.375	61.00	M-65	12.515	1620	1137000	3660
13.375	68.00	J-55	12.415	1950	1069000	3450
13.375	68.00	K-55	12.415	1950	1069000	3450
13.375	68.00	M-65	12.415	2100	1264000	4080
13.375	68.00	L-80	12.415	2260	1556000	5020
13.375	68.00	N-80	12.415	2260	1556000	5020

Tabel 3-3 Pemilihan Grade Surface Casing N-80; 68 lbs/ft

Disain *burst*: 946,57 psi; N-80 *burst rating*: 5020 psi > 946,57 psi → OK

Disain *collapse*: 593,78 psi; N-80 *collapse rating*: 2260 psi > 593,78 psi → OK

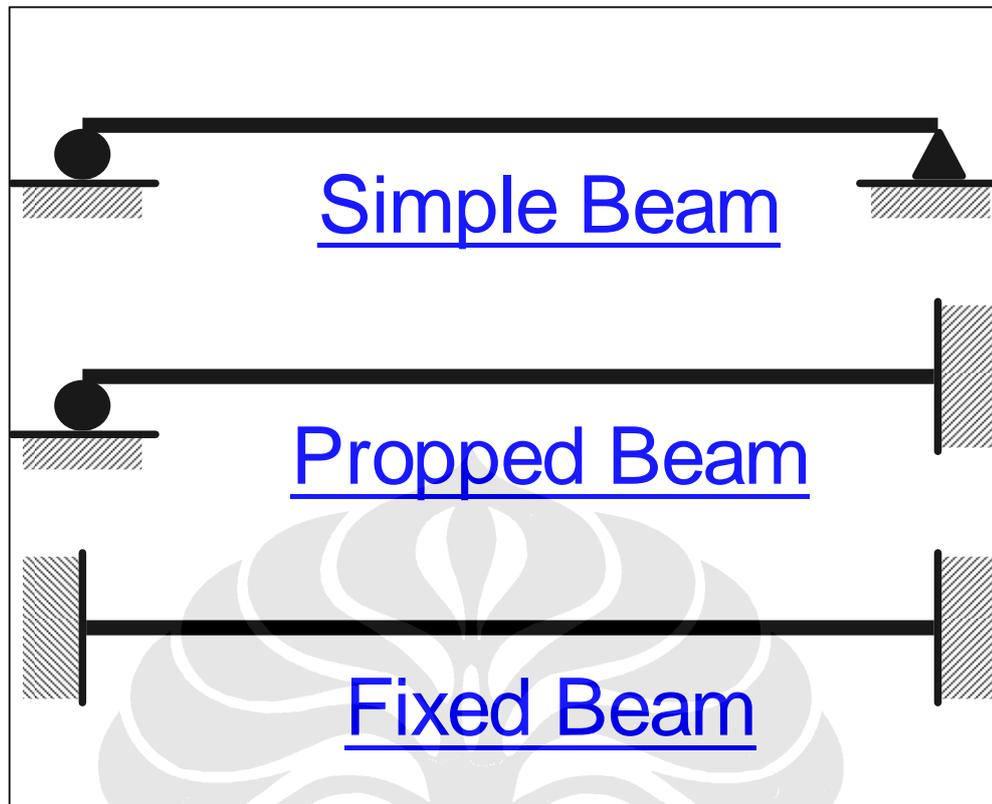
Akan tetapi, optimasi yang dilakukan di sini (dan belum pernah dilakukan oleh sumur-sumur COPI sebelumnya) adalah perlu dimasukkannya pertimbangan dari *offshore environmental loads*. Untuk tujuan ini, diperlukan *assesment* untuk ukuran *conductor* yang lebih kecil ini (umumnya *conductor* berukuran minimum 20 *inch*, sementara di sumur X digunakan *conductor* dengan ukuran 13-3/8 *inch*) dengan tinjauan beban *environmental* yang terdiri dari *wind* (angin), *current* (arus) dan *waves* (ombak). Studi ini hanya mencakup *assesment conductor* untuk *environmental loads* dengan metoda konvensional (dengan asumsi interaksi tanah dan *conductor* itu sendiri), diharapkan dapat disesuaikan dengan kondisi aktual.

Untuk kalkulasi dan analisa pada *environmental loads* ini, penulis dibantu oleh *civil/struktural engineer* ConocoPhillips Indonesia Inc, Ltd dalam hal menentukan besarnya beban yang terjadi akibat *wind*, *current* dan *wave* pada kondisi lingkungan *offshore* ini. Perhitungan secara detail dari kalkulasi struktural ini dapat dilihat pada lampiran.

a. Dasar Analisa *Environmental Loads*

Berikut adalah beberapa hal mendasar yang dijadikan sebagai referensi untuk analisa:

- Kekakuan *soil spring* mencakup tiga pemodelan: *simple beam*, *propped beam* dan *fixed beam*.



Gambar 3-10 Tumpuan/Beam Pada Pemodelan *Environmental Loads* [24]

- Asumsi Kode AISC dan API RP2A diaplikasikan untuk kalkulasi. Kalkulasi konversi gaya dari *waves* dan *current* menggunakan formula Stokes *Fifth Order*.
- Pembebanan ini hanya diaplikasikan untuk skenario/kondisi terburuk/maksimum, dimana semua pembebanan (*wind*, *current* dan *waves*) bekerja pada arah yang sama.
- Pergerakan *jackup rig* atau defleksi tidak dimasukkan ke dalam perhitungan.
- Standar disain:
 - *Allowable stress*: 75% dari *yield*
 - *Allowable shear*: 40% dari *yield*
 - Rasio *shear*: < 1,00

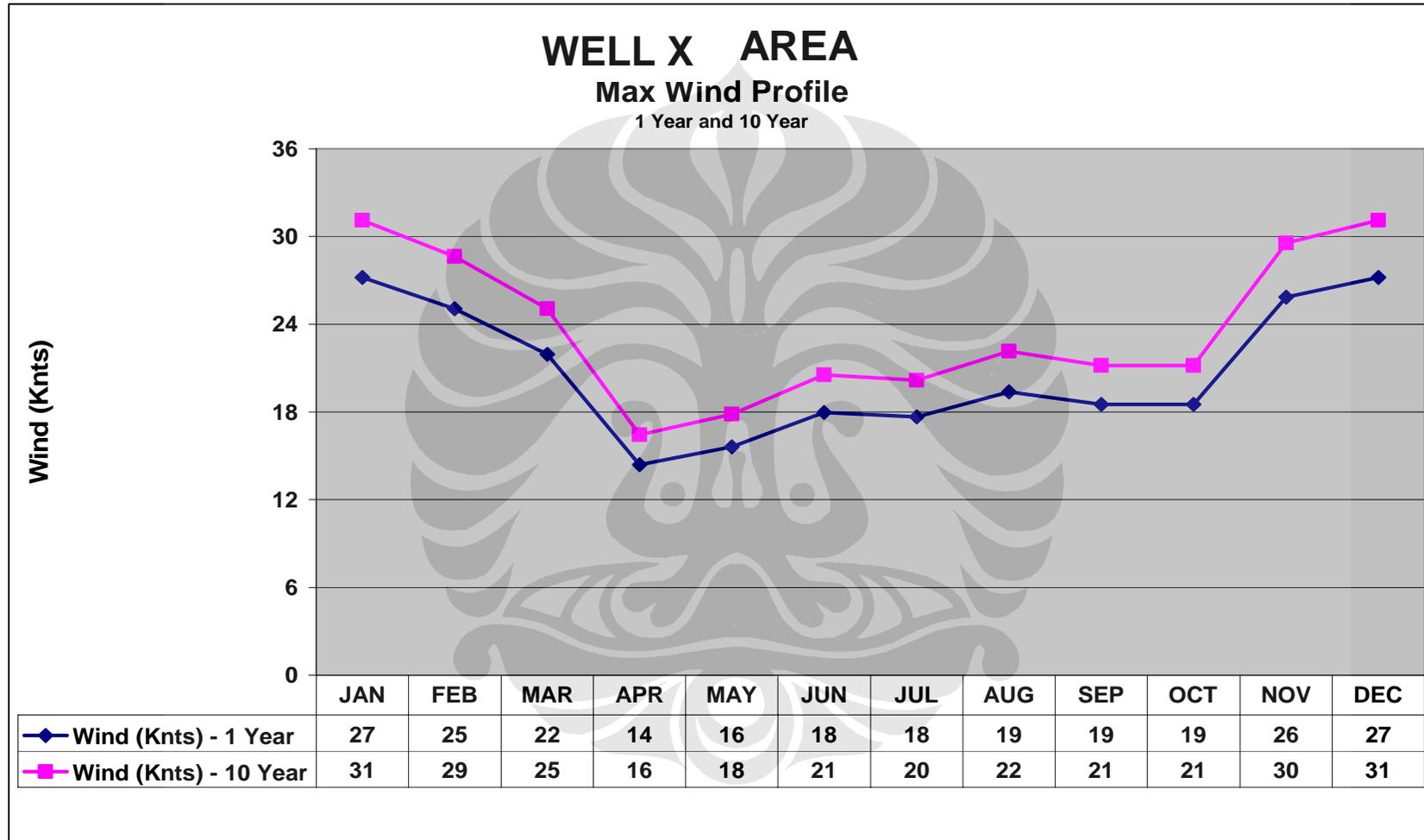
b. Analisa

Adapun data-data yang ada adalah sebagai berikut:

- i. Informasi *Conductor/Surface Casing*

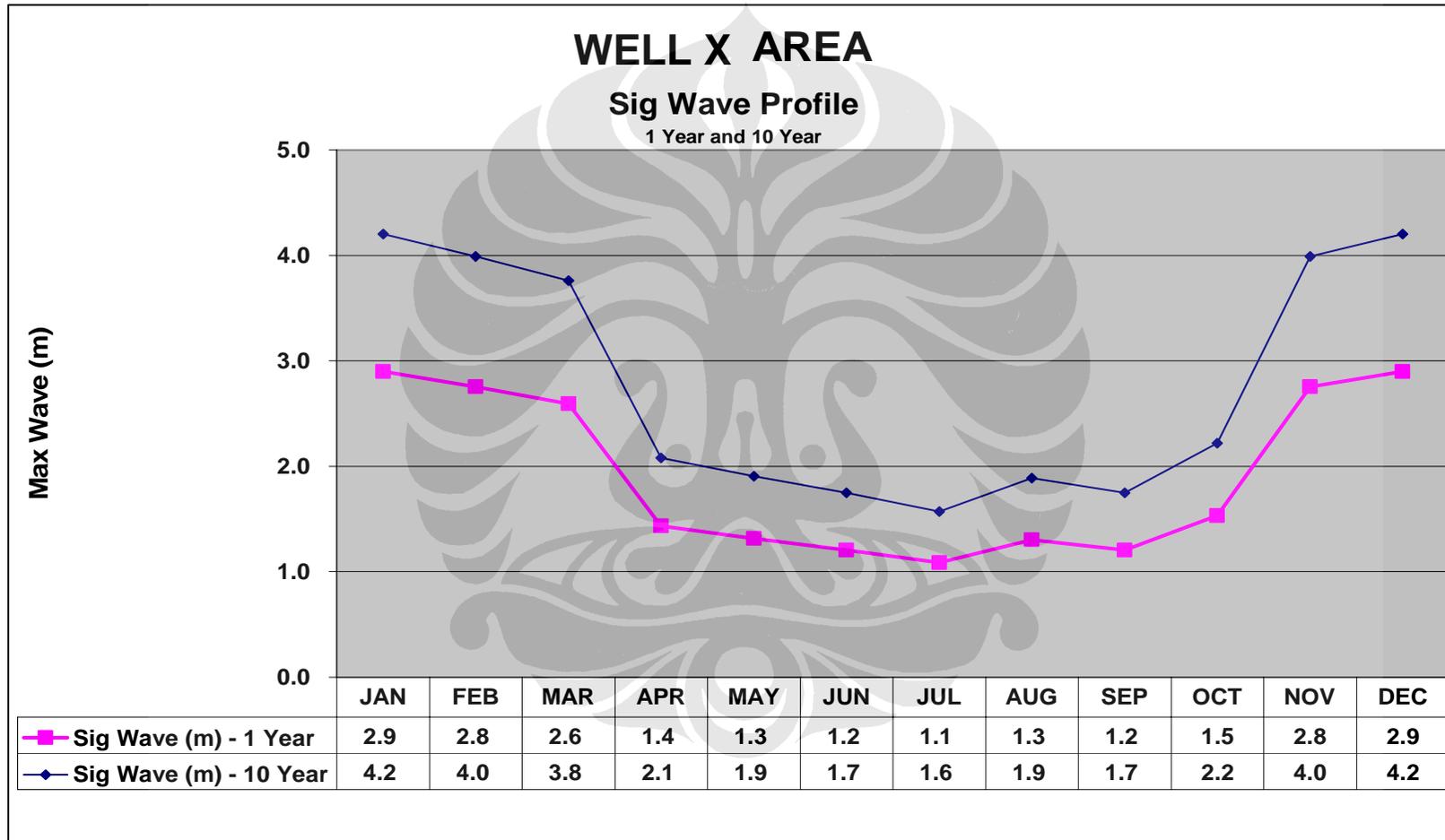
1. 20 inch; API 5L X-52, dengan *yield strength* 52 ksi, ketebalan dinding *casing* 0,635 inch
 2. 13-3/8 inch; grade P-110 dengan *yield strength* 110 ksi dan ketebalan dinding *casing* sebesar 0,514 inch (sebagai komparasi yang tidak terdapat dalam stok).
 3. 13-3/8 inch; grade N-80 dengan *yield strength* 80 ksi dan ketebalan dinding 0,48 inch.
- ii. *Environmental Loads* – maksimum periode satu tahun
1. Kecepatan angin: 14 m/s (lihat gambar 3-9) [12]





Gambar 3-11 Profil Kecepatan Angin 1 - 10 Tahun Pada Area Lapangan Sumur X [12]

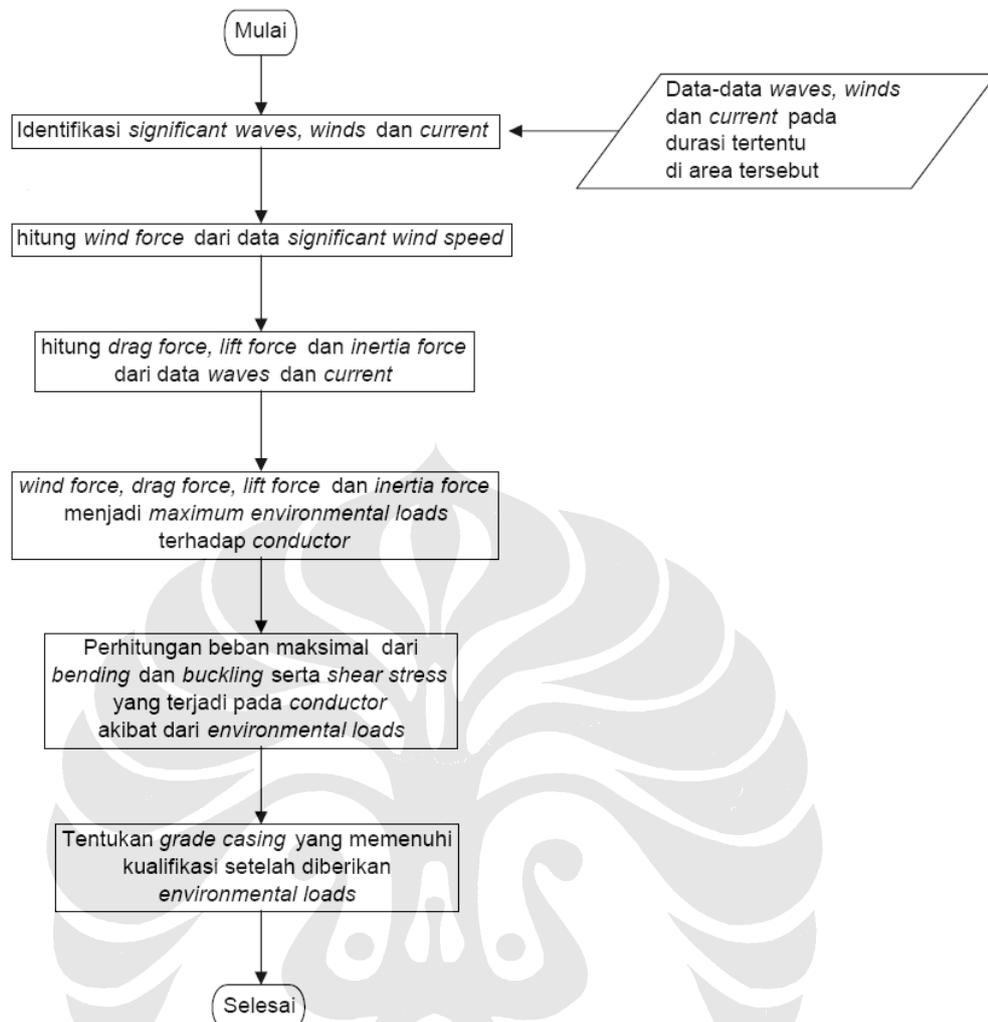
2. *Significant wave height:* 2,9 m



Gambar 3-12 Profil *Significant Wave* 1 - 10 Tahun Pada Lapangan Sumur X [12]

3. *Significant wave period*: 7,02 s [12]
 4. *Current speed*: 0,8 m/s pada permukaan, 0,6 m/s pada kedalaman menengah dan 0,6 m/s *near bottom*.
- iii. *Environmental Loads* – maksimum periode 10 tahun
1. Kecepatan angin: 11 m/s (lihat gambar 3-9) [12]
 2. *Significant wave height*: 1,9 m (lihat gambar 3-10) [12]
 3. *Significant wave period*: 5,87 s [12]
 4. *Current speed*: 0,8 m/s pada permukaan, 0,7 m/s pada kedalaman menengah dan 0,7 m/s *near bottom*.
- iv. Informasi lainnya
1. Kedalaman air laut: 90 m (~319 ft)
 2. *Conductor support* pada *jackup rig*: 25 m (~82 ft) di atas MSL

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, penulis dibantu oleh seorang *civil/struktural engineer* ConocoPhillips Indonesia Inc, Ltd dalam kalkulasi dan analisa menentukan besarnya beban yang terjadi akibat *wind*, *current* dan *wave* pada kondisi lingkungan *offshore* ini. Kalkulasi yang dilakukan pada bidang ini merupakan kalkulasi yang berhubungan dengan *civil engineering*. Berikut adalah diagram alir dari perhitungan pengaruh *waves*, *winds* dan *current* terhadap 13-3/8 *inch casing*.



Gambar 3-13 Diagram Alir Perhitungan *Environmental Load*

c. Analisa dan Kalkulasi

Significant winds, waves dan *current* telah diidentifikasi sebelumnya. Dari data tersebut selanjutnya dihitung *wind force* dengan menggunakan persamaan berikut:

$$F_{wd} = 0,473 \cdot V^2 \cdot C_s \cdot OD$$

(30) [26]

F_{wd} = *wind force* (N/m atau kips/ft)

V = kecepatan angin (m/s atau ft/s)

C_s = *shape coefficient* (nilainya adalah 1)

OD = *outer diameter* dari casing (m atau ft)

Dari data di atas, dapat dilihat bahwa kecepatan angin maksimum (V) dalam periode 1 tahun pada area sumur X adalah 14 m/s. OD dari casing adalah 13-3/8 inch (0,34 m). Maka besarnya *wind force* adalah

$$F_{wd} = 0,473 \cdot 14^2 \cdot 1,0,34$$

$$= 31,53 \text{ N/m} = 0,0024 \text{ kips/ft}$$

Selanjutnya adalah menghitung *loads* sebagai akibat dari *waves* dan *current*.

Perhitungan *effective velocity*:

$$\frac{U}{U_0} = \left(\frac{y}{y_0} \right)^{\frac{1}{7}} \tag{31} [26]$$

U = kecepatan horizontal dari partikel pada ketinggian y ft dari seabed/mudline pada *boundary layer*, ft/s

U_0 = kecepatan horizontal dari partikel yang dihitung pada ketinggian y_0 ft, dinyatakan dalam ft/s

Dalam studi ini, untuk perhitungan kecepatan horizontal dilakukan pada *near bottom* (1 meter di atas seabed), 45 meter di atas seabed, 88,5 di atas seabed, 90 meter di atas seabed dan 91,5 meter di atas seabed. Pada kalkulasi ini, satu contoh perhitungan dilakukan pada 45 meter di atas seabed dan selanjutnya dihitung dengan menggunakan perangkat lunak Stokes Ver. 1.2.5. Perangkat lunak ini menggunakan sistem unit SI, akan tetapi untuk perhitungan ini menggunakan sistem unit British.

Dari data-data yang telah dikumpulkan, berikut adalah parameter-parameter yang akan mempengaruhi nilai dari *drag*, *lift* dan *inertia force*:

<i>Wave Height H</i>	9,51	ft
<i>Wave Period T</i>	7,02	s
<i>Water Depth d</i>	295,27	ft
<i>Reference Height above mudline</i>	295,27	ft
<i>Current at Reference height</i>	1,97	ft/s
<i>Density of Sea Water</i>	64,11	lbs/ft ³
<i>Inertia Coefficient C_I</i>	1,6	
<i>Drag Coefficient C_D</i>	0,65	
<i>Lift Coefficient C_L</i>	0,9	
<i>Tubular Diameter</i>	1,12	ft

Perhitungan *effective velocity*:

$$\frac{U}{U_0} = \left(\frac{y}{y_0} \right)^{\frac{1}{7}} \rightarrow U_0 = \frac{U}{\left(\frac{y}{y_0} \right)^{\frac{1}{7}}}$$

$$\text{Maka } U_0 = U_0 = \frac{U}{\left(\frac{y}{y_0} \right)^{\frac{1}{7}}} = \frac{1,97}{\left(\frac{147,64}{295,27} \right)^{\frac{1}{7}}} = 0,9 \text{ ft/s}$$

Kemudian untuk menghitung *effective velocity* digunakan persamaan:

$$U_e^2 = \frac{1}{D} \int U^2(y) dy \tag{32} [26]$$

Dengan D adalah diameter dari *casing/conductor*, ft

Dengan mensubstitusikan persamaan (31) ke persamaan 32, maka didapat:

$$U_e^2 = 0,778 \cdot U_0^2 \left(\frac{D}{y_0} \right)^{0,286} \tag{33}$$

U_e = *effective velocity*, ft/s

$$\text{Sehingga } U_e^2 = U_e^2 = 0,778 \cdot 0,9^2 \left(\frac{1,1}{295,27} \right)^{0,286} = 0,13 \text{ ft/s}$$

Perhitungan *drag force*:

$$F_D = 0,5 \cdot \rho_{\text{SW}} \cdot C_D \cdot D \cdot U_e^2 \tag{34} [26]$$

F_D = *drag force*, N/m atau lbs/ft

ρ_{SW} = densitas dari air laut, lbs/ft³ (umumnya adalah 8,6 ppg atau 64,11 lbs/ft³)

C_D = *drag coefficient*

Sehingga *drag force* adalah:

$$F_D = 0,5 \cdot 64,11 \cdot 0,65 \cdot 1,12 \cdot 0,13 = 3,12 \text{ lbs/ft} = 45,5 \text{ N/m}$$

Pemilihan C_D sebesar 0,65 berdasarkan standar API RP2A dengan kategori *conductor* yang *unshielded* dan relatif memiliki permukaan yang *smooth*.

Perhitungan *lift force*

$$F_L = 0,5 \cdot \rho_{sw} \cdot C_L \cdot D \cdot U_e^2$$

35 [26]

C_L = *lift coefficient*

Sehingga *lift force* adalah:

$$\begin{aligned} F_D &= 0,5 \cdot 64,11 \cdot 0,9 \cdot 1,12 \cdot 0,13 \\ &= 4,33 \text{ lbs/ft} = 63,2 \text{ N/m} \end{aligned}$$

Pemilihan C_L sebesar 0,9 berdasarkan standar API RP2A dengan kategori *conductor* yang *unshielded* dan relatif memiliki permukaan yang *smooth*.

Perhitungan *inertia force*

$$F_L = \rho_{sw} \cdot C_I \cdot (0,25 \cdot \pi \cdot D^2) \cdot \left(\frac{dU}{dt} \right)$$

C_I = *inertia coefficient*

$\left(\frac{dU}{dt} \right)$ = percepatan dari partikel, m/s^2 atau ft/s^2

$\left(\frac{dU}{dt} \right)$ adalah turunan dari kecepatan, diformulasikan sebagai berikut:

$$\frac{dU}{dt} = \frac{g \cdot \pi \cdot H}{L} \cdot \frac{\cosh\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot y_0}{L}\right)}{\cosh\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot D}{L}\right)} \sin\left(\frac{-2 \cdot \pi \cdot t}{T}\right)$$

36 [26]

g = percepatan gravitasi, $9,81 m/s^2$ atau $32,2 ft/s^2$

H = tinggi dari *waves*, m atau ft

L = panjang gelombang, m atau ft

T = periode gelombang, s

t = waktu dari gelombang

Dalam studi ini, menghitung panjang gelombang dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$L = 5,12 \cdot T^2$$

37 [26]

Sehingga panjang gelombang, $L = 5,12 \cdot 7,02^2 = 252,32 \text{ ft}$

Perhitungan $\left(\frac{dU}{dt} \right)$:

Drag force maksimum yang terjadi berdasarkan persamaan (36) adalah ketika $t = 0$. Secara umum, *drag* dan *inertia force* harus dievaluasi dalam fungsi waktu dan menjadi pertimbangan dalam perhitungan kekuatan *conductor*.

$$\frac{dU}{dt} = \frac{32,2 \cdot \pi \cdot 9,51}{252,32} \cdot \frac{\cosh\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot 295,27}{252,32}\right)}{\cosh\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot 1,1}{252,32}\right)} \cdot 1 = 6,2 \cdot 10^{-5} \text{ ft/s}^2$$

Inertia force:

$$\begin{aligned} F_L &= 64,11 \cdot 1,6 \cdot (0,25 \cdot \pi \cdot 1,1^2) \cdot 6,2 \cdot 10^{-5} \\ &= 6,04 \cdot 10^{-3} = 4,12 \cdot 10^{-4} \text{ lbs/ft (sangat kecil sehingga dapat diabaikan)} \end{aligned}$$

Seperti yang telah disebutkan sebelumnya, penulis menggunakan perangkat lunak Stokes Ver. 1.2.5 untuk menghitung *drag*, *lift* dan *inertia force* dari data-data *wave* dan *current*. Detail hasil perhitungan dari Stokes Ver. 1.2.5 ini dapat dilihat pada lampiran B. Berikut adalah kesimpulan dari hasil perhitungan beban dengan menggunakan Stokes Ver. 1.2.5:

**Wave dan Current Loads
Menggunakan Persamaan Stoke**

Reference (above mudline) - meter	Forces (N/m)				Force (kips/ft)
	Drag Force	Lift Force	Inertia Force	Total	
0	41.1	56.91	0	98.01	0.0073
45	45.6	63.14	0	108.74	0.0075
88.5	335.95	465.16	21.15	822.26	0.0617
90	395.9	548.16	20.92	964.98	0.0723
91.5	464.89	643.7	30.33	1138.92	0.0853

Tabel 3-4 Kesimpulan Perhitungan Loads akibat Wave dan Current untuk Periode Satu Tahun

**Wave dan Current Loads
Menggunakan Persamaan Stoke**

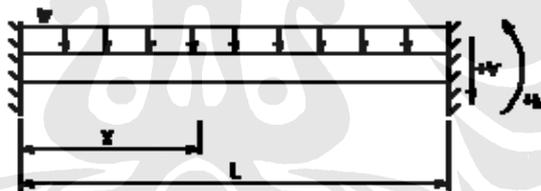
Reference (above mudline) - meter	Forces (N/m)				Force (kips/ft)
	Drag Force	Lift Force	Inertia Force	Total	
0	55.62	77.01	0	132.63	0.0091
45	56.51	78.24	0	134.75	0.0092
88.5	289.66	401.07	20.25	710.98	0.0487
90	331.83	459.46	19.91	811.2	0.0556
91.5	379.3	525.18	28.71	933.19	0.064

Tabel 3-5 Kesimpulan Perhitungan Loads akibat Wave dan Current untuk Periode 10 Tahun

Selanjutnya adalah menghitung pengaruh *loads* terhadap *conductor/casing*. Studi ini menggunakan *fixed beam* pada kedua *support*-nya karena tidak ada pergerakan *conductor* pada *wellhead* dan posisi *conductor* di dalam *seabed* juga dianggap *fixed beam*. Dan data input adalah sebagai berikut:

Span Type?	Fixed	
Span, L =	378.0000	ft.
Modulus, E =	29000	ksi
Inertia, Ix =	404.89	in.^4
Beam Size =		
Yield, Fy =		ksi
Length, Lb =		ft.
Coef., Cb =	1.00	

Distributed:	X (ft.)	Wb (kips/ft.)	e (ft.)	We (kips/ft.)
#1:	0.0000	0.0024	82.0000	0.0024
#2:	77.0000	0.0853	82.0000	0.0723
#3:	82.0000	0.0723	87.0000	0.0617
#4:	87.0000	0.0617	230.0000	0.0075
#5:	230.0000	0.0075	378.0000	0.0073



Gambar 3-14 Pembebanan Yang Mengakibatkan *Shear Stress*

Dengan kondisi pembebanan pada gambar 3-15, maka:

$$V = w \left(\frac{L}{2} - x \right)$$

$$M = \frac{w}{12} (6Lx - L^2 - 6x^2)$$

$$\delta = \frac{wx^2}{24EI} (L - x)^2$$

(38)

w = uniform load (force/length units)

V = shear

M = momen

δ = defleksi
 E = modulus elastisitas
 I = momen inersia

Makanya besarnya *shear stress* adalah:

$$\begin{aligned}
 V &= 0,024.(0,5.378 - 0) \\
 &= 7,875 \text{ ft-kips}
 \end{aligned}$$

Momen:

$$\begin{aligned}
 M &= \frac{0,024}{12} (6.378.0 - 378^2 - 6.0^2) \\
 &= - 285,768 \text{ ft-kips}
 \end{aligned}$$

Dan defleksi:

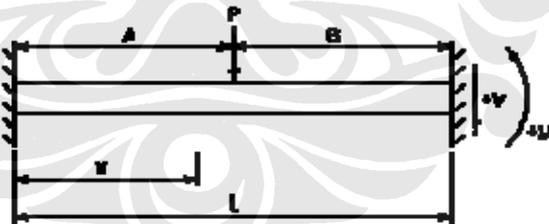
$$\delta = \frac{0,024.0}{24.29000.404,89} (370 - 0)^2 = 0 \text{ inch} \rightarrow \text{tidak terjadi defleksi di ujung}$$

conductor.

Dengan cara yang sama, perhitungan dilakukan dengan x yang berbeda-beda sehingga didapatkan V , M dan δ maksimum.

Selanjutnya adalah menghitung V , M dan δ dari pembebanan akibat *waves* dan *current*.

Untuk pembebanan akibat w_e (pada gambar 3-12), maka:



$$V = \frac{Pb^2}{L^3} (L+2a) - P(x-a)^0$$

$$M = \frac{-Pab^2}{L^2} + \frac{Pb^2x}{L^2} (L+2a) - P(x-a)^1$$

$$\delta = \frac{P}{6EI} \left[\frac{b^2x^3}{L^3} (L+2a) - \frac{3ab^2x^2}{L^2} - (x-a)^3 \right]$$

(39)

w = *uniform load* (force/length units)

V = *shear*

- M = momen
 δ = defleksi
 E = modulus elastisitas
 I = momen inersia

Sama halnya dengan perhitungan akibat *winds*, maka perhitungan dilakukan dimulai dari $x = 0$.

$$V = \frac{0,0073 \cdot (0,5 \cdot 378)^2}{378^3} (378 + 2.0) - 0,0073 \cdot (0 - 0)^0$$

$$= 0,69 \text{ ft-kips}$$

$$M = \frac{-0,0073 \cdot 0 \cdot 378^2}{378^2} + \frac{0,0073 \cdot 378^2 \cdot 0}{378^3} (378 + 2.0) - 0,0073 \cdot (0 - 0)$$

$$= 0 \text{ ft-kips} \rightarrow \text{memang tidak terjadi momen pada ujung dari } \textit{conductor}.$$

$$\delta = 0 \rightarrow \text{tidak terjadi defleksi di ujung dari } \textit{conductor}.$$

Dengan cara yang sama, dihitung besar dari V, M dan δ dari pembebanan akibat *waves* dan *current* untuk mendapatkan besar dari *shear stress*, *moment* dan defleksi maksimum yang dialami oleh *conductor* tersebut. Detail dari perhitungan ini dapat ditemukan di lampiran B.

Berikut adalah kesimpulan kalkulasi dan analisa dari perhitungan tersebut:

- i. *Environmental loads* selama satu tahun
 1. 13-3/8 *inch casing*; grade N-80
 - a. Momen inersia: 0,0195 ft⁴, berat pipa 67,24 lbs/ft
 - b. *Yield stress*: 80 ksi, *allowable stress*: 60 ksi; *allowable shear*: 32 ksi
 - c. Rasio stress: 1,45 (*simple beam*); 1,24 (*propped beam*) dan 1,06 (*fixed beam*); rasio *shear*: 0,0066 (*simple beam*); 0,0062 (*propped beam*); dan 0,0070 (*fixed beam*).
 2. 13-3/8 *inch casing*; grade P-110
 - a. Momen inersia: 0,0207 ft⁴, berat pipa 72 lbs/ft

- b. *Yield stress*: 110 ksi, *allowable stress*: 82,5 ksi;
allowable shear: 44 ksi
 - c. Rasio *stress*: 0,99 (*simple beam*); 0,85 (*propped beam*) dan 0,73 (*fixed beam*); rasio *shear*: 0,0045 (*simple beam*); 0,0042 (*propped beam*); dan 0,0048 (*fixed beam*).
- ii. *Environmental loads* selama 10 tahun (Agustus 2018)
- 1. 13-3/8 inch casing; grade N-80
 - a. Momen inersia: 0,0195 ft⁴, berat pipa 67,24 lbs/ft
 - b. *Yield stress*: 80 ksi, *allowable stress*: 60 ksi;
allowable shear: 32 ksi
 - c. Rasio *stress*: 1,22 (*simple beam*); 1,09 (*propped beam*) dan 0,86 (*fixed beam*); rasio *shear*: 0,0053 (*simple beam*); 0,0058 (*propped beam*); dan 0,0055 (*fixed beam*).
 - 2. 13-3/8 inch casing; grade P-110
 - a. Momen inersia: 0,0207 ft⁴, berat pipa 72 lbs/ft
 - b. *Yield stress*: 110 ksi, *allowable stress*: 82,5 ksi;
allowable shear: 44 ksi
 - c. Rasio *stress*: 0,84 (*simple beam*); 0,75 (*propped beam*) dan 0,59 (*fixed beam*); rasio *shear*: 0,0036 (*simple beam*); 0,0039 (*propped beam*); dan 0,0038 (*fixed beam*).

Untuk lebih jelasnya, dapat dilihat tabel berikut ini:

No	Conductor	Method	Analysis			
			Stress Ratio	Shear Ratio	Maximum Deflection (inch)	Maximum Deflection (m)
1	13-3/8" - N80	Simple beam	1.45	0.0066	-889.72	-22.60
2	13-3/8" - N80	Propped beam	1.24	0.0062	-424.29	-10.78
3	13-3/8" - N80	Fixed beam	1.06	0.0070	-190.48	-4.84
4	13-3/8" - P110	Simple beam	0.99	0.0045	-839.27	-21.32
5	13-3/8" - P110	Propped beam	0.85	0.0042	-400.23	-10.17
6	13-3/8" - P110	Fixed beam	0.73	0.0048	-179.68	-4.56

Tabel 3-6 Kesimpulan dari Analisa Struktural - Satu Tahun *Environmental Design*

No	Conductor	Method	Analysis			
			Stress Ratio	Shear Ratio	Maximum Deflection (inch)	Maximum Deflection (meter)
1	13-3/8" - N80	Simple beam	1.22	0.0053	-761.10	-19.03
2	13-3/8" - N80	Propped beam	1.09	0.0058	-351.57	-8.79
3	13-3/8" - N80	Fixed beam	0.86	0.0055	-162.78	-4.07
4	13-3/8" - P110	Simple beam	0.84	0.0036	-717.94	-17.95
5	13-3/8" - P110	Propped beam	0.75	0.0039	-331.63	-8.29
6	13-3/8" - P110	Fixed beam	0.59	0.0038	-153.55	-3.84

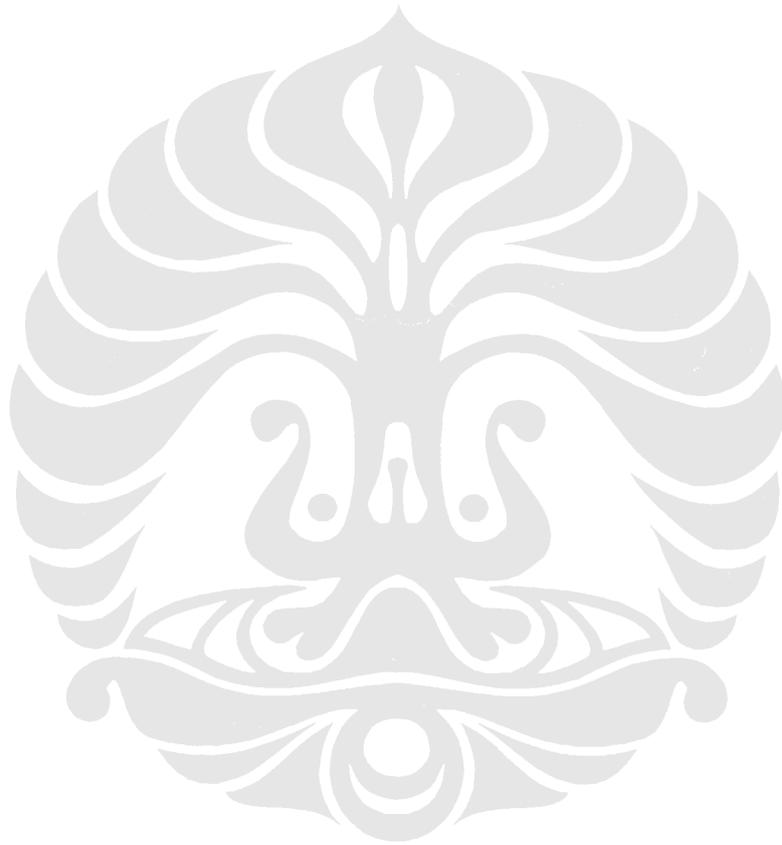
Tabel 3-7 Kesimpulan dari Analisa Struktural - 10 Tahun *Environmental Design*

Dapat dilihat pada tabel di 3-6 dan 3-7, penggunaan casing 13-3/8 inch dengan grade N-80 untuk lingkungan *offshore* dengan data-data yang disebutkan sebelumnya, ternyata tidak memenuhi kriteria disain yang aman (data dengan blok merah). Dengan demikian, harus dilakukan modifikasi terhadap sistem casing yang digunakan pada sumur X ini dengan mengganti grade dari casing tersebut. P110 dipilih karena merupakan stok yang dimiliki oleh COPI.

Kalkulasi sederhana dilakukan dalam menghitung panjang casing 13-3/8 inch dengan grade P-110. Tidak seluruh casing joints sepanjang 1140 ft TVDSS diganti dengan menggunakan 13-3/8 inch casing dengan grade P-110, yang perlu diganti adalah casing yang mengalami beban akibat *wind*, *current* dan *waves*, yaitu sepanjang kedalaman air laut. Sehingga:

$$\begin{aligned}
 \text{Panjang casing 13-3/8 inch grade P-110} &= \text{kedalaman air laut} + \text{conductor support} \\
 &= 295,27 + 82 = 377,27 \text{ ft} \sim 378 \text{ ft} \\
 \text{Panjang casing 13-3/8 inch grade N-80} &= 1140 - 378 = 762 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

Dalam perhitungan di atas, digunakan panjang *casing* dari P110 adalah 378 ft sehingga dari perspektif *engineering* adalah desain ini adalah aman.



3.4.2. Production Casing

a. Beban Burst

Seperti yang telah dijelaskan di bab sebelumnya, bahwa beban burst di dalam *production casing* tidak lagi didasarkan pada kondisi saat sumur mengalami *kick*. Pada sumur X, walaupun sumur ini tidak akan menjadi sumur produksi, akan tetapi tetap dilakukan operasi *well testing*, sehingga, terdapat *packer fluid* yang digunakan pada tahap ini. Densitas dari *packer fluid* yang digunakan adalah sebesar 9,7 ppg (kalkulasi *well testing engineer* untuk sumur X). Kondisi terburuk untuk *burst* adalah ketika terjadi kebocoran pada *tubing* dekat dengan permukaan dan mengakibatkan fluida (gas) masuk ke dalam *packer fluid*. Dengan mengabaikan *pressure loss* di sepanjang *tubing*, maka tekanan gas pada *packer fluid* di permukaan sama dengan tekanan dasar sumur.

$$\rightarrow P_s = \text{BHP} = 10.0,052.4082,1 = 2122,69 \text{ psi}$$

→ Tekanan di *casing shoe*:

$$\begin{aligned} P_{cs} &= P_s + 0,052 \cdot \rho_{pf} \cdot L_{pd} \\ &= 2122,69 + 0,052 \cdot 9,7 \cdot 4082,1 \\ &= 4181,7 \text{ psi} \end{aligned}$$

→ Selanjutnya adalah menghitung tekanan eksternal

$$\begin{aligned} P_e &= 0,465 \cdot L_{pd} \text{ (tekanan hidrostatik seawater)} \\ &= 0,465 \cdot 4082,1 = 1898,18 \text{ psi} \end{aligned}$$

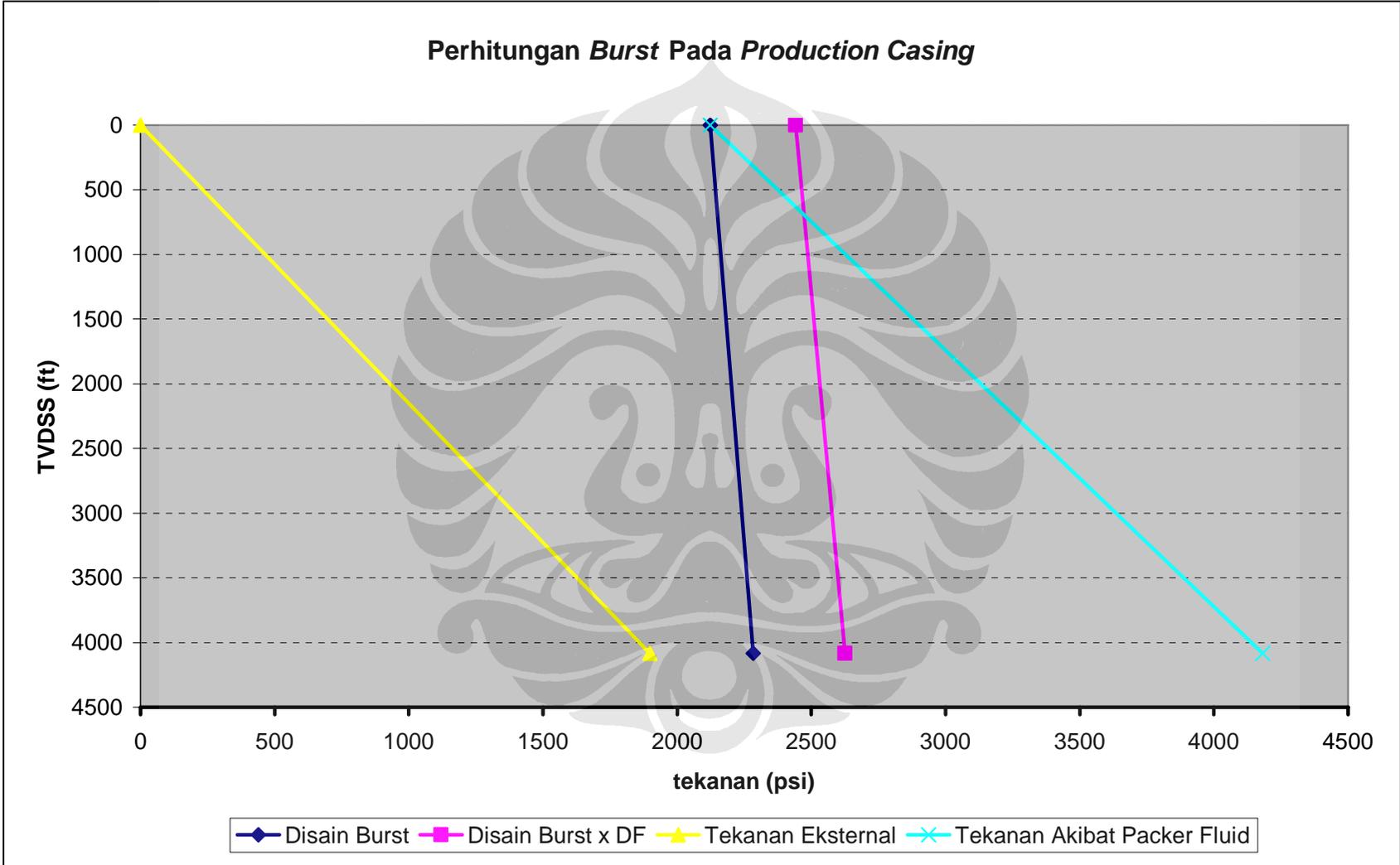
→ Resultan dari tekanan injeksi dengan tekanan eksternal:

$$\begin{aligned} \text{Di permukaan} &= 2122,69 - 0 &= 2122,69 \text{ psi} \\ \text{Di kaki casing} &= 4181,7 - 1898,18 &= 2283,52 \text{ psi} \end{aligned}$$

→ Berdasarkan “*ConocoPhillips Casing and Tubing Design Manual*”, seperti yang telah disebutkan di atas, *design factor* untuk beban *collapse* adalah sebesar 1,15, sehingga:

$$\begin{aligned} \text{Di permukaan} &= 2122,69 \cdot 1,15 &= 2441,1 \text{ psi} \\ \text{Di kaki casing} &= 2283,52 \cdot 1,15 &= 2626,05 \text{ psi} \end{aligned}$$

Berikut adalah *design plot* dari *production casing* berdasarkan beban *burst*.



Gambar 3-15 *Disain Production Casing Berdasarkan Beban Burst*

Berdasarkan *design plot* ini, *grade casing* yang dipilih adalah *casing* yang memiliki *burst rating* sebesar 2626,05 psi. Dapat dilihat pada table di bawah ini, *casing 7 inch* dengan *grade H-40* dengan berat 20 lbs/ft memiliki *Pipe Body Internal Yield* sebesar 2720 psi.

OD in	Weight lbm/ft	Grade	ID in	Collapse Resist. psi	Pipe Body Yield lbm	Pipe Body Internal Yield psi
6.625	24.00	K-55	5.921	4580	382000	5110
6.625	24.00	M-65	5.921	5080	451000	6040
6.625	24.00	L-80	5.921	5760	555000	7440
6.625	24.00	N-80	5.921	5760	555000	7440
6.625	24.00	C-90	5.921	6140	624000	8370
6.625	24.00	C-95	5.921	6310	659000	8830
6.625	24.00	C/T-95	5.921	6310	659000	8830
6.625	24.00	P-110	5.921	6730	763000	10230
6.625	28.00	M-65	5.791	7010	529000	7160
6.625	28.00	L-80	5.791	8170	651000	8810
6.625	28.00	N-80	5.791	8170	651000	8810
6.625	28.00	C-90	5.791	8880	732000	9910
6.625	28.00	C-95	5.791	9220	773000	10460
6.625	28.00	C/T-95	5.791	9220	773000	10460
6.625	28.00	P-110	5.791	10160	895000	12120
6.625	32.00	L-80	5.675	10320	734000	10040
6.625	32.00	N-80	5.675	10320	734000	10040
6.625	32.00	C-90	5.675	11330	826000	11290
6.625	32.00	C-95	5.675	11820	872000	11920
6.625	32.00	C/T-95	5.675	11820	872000	11920
6.625	32.00	P-110	5.675	13220	1010000	13800
6.625	32.00	Q-125	5.675	14540	1147000	15680
7.000	17.00	H-40	6.538	1420	196000	2310
7.000	20.00	H-40	6.456	1970	230000	2720

Tabel 3-8 *Grade Casing* yang Dapat Dijadikan Pilihan untuk Bagian *Intermediate*

Untuk sementara, *grade casing* yang dipilih untuk bagian *production* ini adalah *casing 7 inch H-40* dengan berat 20 lbs/ft.

b. Beban *Collapse*

Pada *production casing*, beban *collapse* terdiri dari tekanan hidrostatik semen. Berikut ini adalah data dari semen di *production casing*:

Original fluid	Mud	9.80 lb/gal	
	k: 4.52E-3 lbf.s ⁿ /ft ²	n: 0.720	Ty: 22.48 lbf/100ft ²
Displacement Volume	385.8 bbl		
Total Volume	938.8 bbl		
TOC	1260 ft TVD SS		

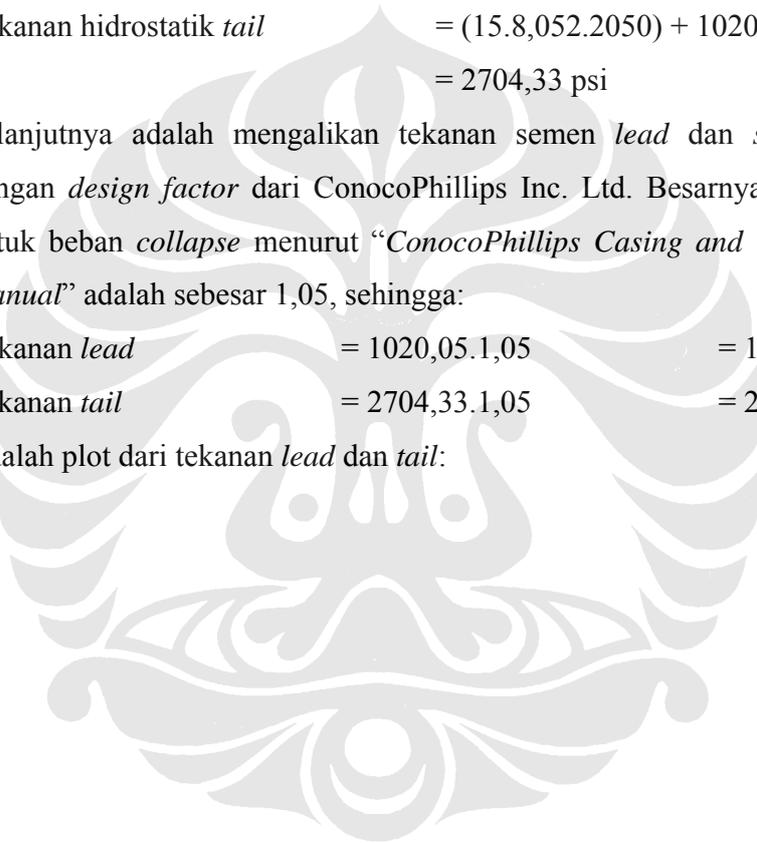
Name	Volume (bbl)	Ann. Len (ft TVDSS)	Top (ft)	Fluid Sequence		Rheology	
				Density (lb/gal)			
MUDPUSH II	260.0	1260		11.00	k:1.17E-2 lbf.s ⁿ /ft ²	n:0.443	
Lead Slurry	125.6	1570		12.50	k:1.64E-1 lbf.s ⁿ /ft ²	n:0.160	Ty:0.19 lbf/100ft ²
Tail Slurry	167.4	2050		15.80	k:1.87E-3 lbf.s ⁿ /ft ²	n:0.933	Ty:15.18 lbf/100ft ²
Mud	385.8			9.80	k:4.52E-3 lbf.s ⁿ /ft ²	n:0.720	Ty:22.48 lbf/100ft ²

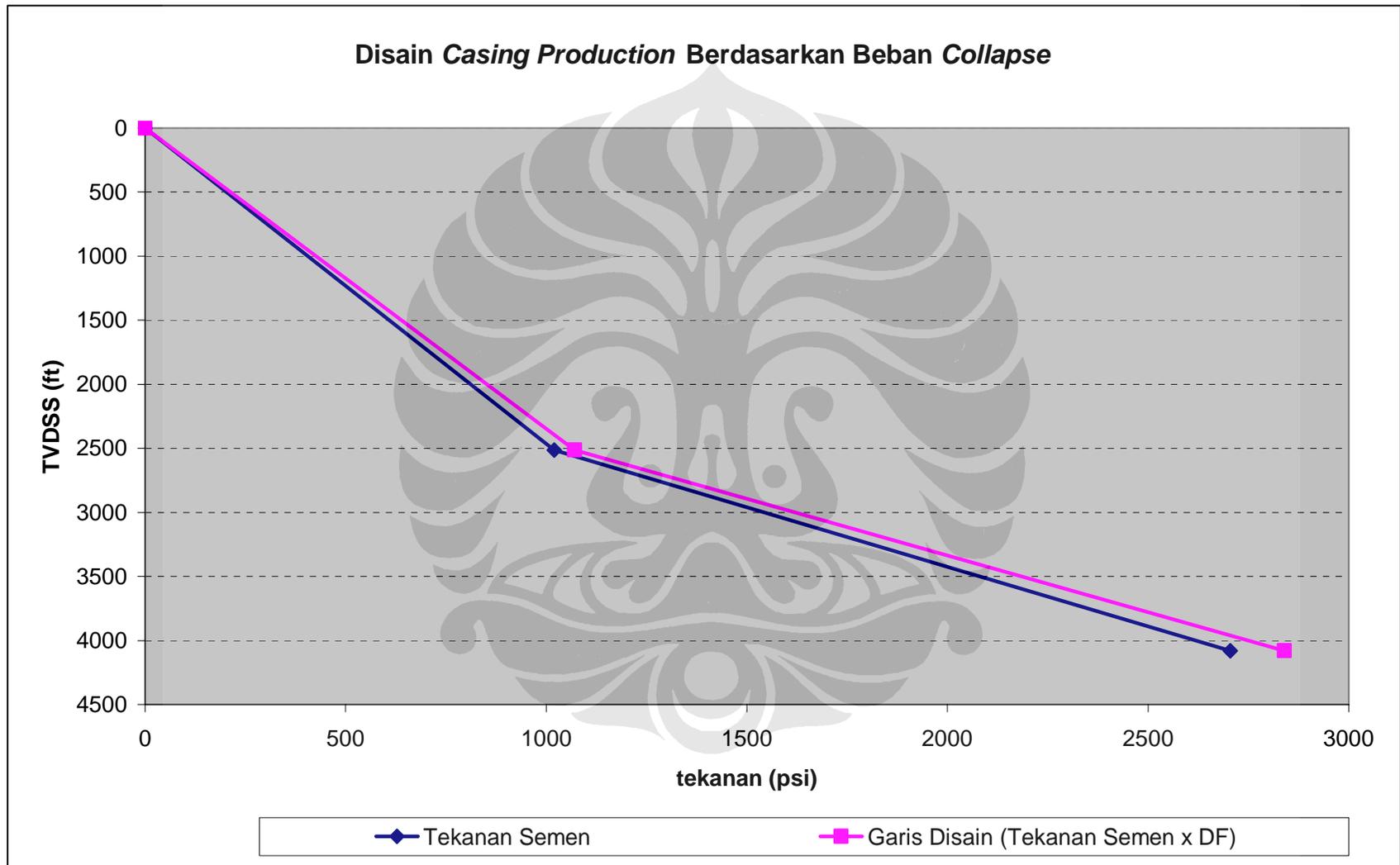
- Tekanan hidrostatik *lead* = 12,5.0,052.1570
= 1020,05 psi
- Tekanan hidrostatik *tail* = (15.8,052.2050) + 1020,05
= 2704,33 psi
- Selanjutnya adalah mengalikan tekanan semen *lead* dan *slurry* tersebut dengan *design factor* dari ConocoPhillips Inc. Ltd. Besarnya *design factor* untuk beban *collapse* menurut “*ConocoPhillips Casing and Tubing Design Manual*” adalah sebesar 1,05, sehingga:

$$\text{Tekanan } lead = 1020,05 \cdot 1,05 = 1071,05 \text{ psi}$$

$$\text{Tekanan } tail = 2704,33 \cdot 1,05 = 2839,55 \text{ psi}$$

Berikut adalah plot dari tekanan *lead* dan *tail*:





Gambar 3-16 Disain *Production Casing* Berdasarkan Beban *Collapse*

Dapat dilihat dari plot di atas, bahwa *casing production* tersebut harus mampu menahan beban *collapse* sebesar 2839,55 psi. Dengan demikian, *casing 7 inch* H-40 dengan berat 20 lbs/ft tidak dapat dipakai untuk bagian ini karena memiliki *collapse resistance* sebesar 1970 psi < 2839,55 psi.

OD in	Weight lbm/ft	Grade	ID in	Collapse Resist. psi	Pipe Body Yield lbm	Pipe Body Internal Yield psi
7.000	42.70	C-90	5.750	14640	1127000	14060
7.000	42.70	C/T-95	5.750	15450	1189000	14840
7.000	46.40	C-90	5.626	15930	1226000	15460
7.000	46.40	C/T-95	5.626	16820	1294000	16320
7.000	50.10	C-90	5.500	17220	1325000	16880
7.000	50.10	C/T-95	5.500	18180	1399000	17810
7.000	53.60	C-90	5.376	18460	1421000	18270
7.000	53.60	C/T-95	5.376	19480	1500000	19290
7.000	57.10	C-90	5.250	19690	1515000	19690
7.000	57.10	C/T-95	5.250	20780	1600000	20780
7.625	24.00	H-40	7.025	2030	276000	2750
7.625	26.40	J-55	6.969	2900	414000	4140
7.625	26.40	K-55	6.969	2900	414000	4140
7.625	26.40	M-55	6.969	3100	489000	4890
7.625	26.40	L-80	6.969	3400	602000	6020
7.625	26.40	N-80	6.969	3400	602000	6020
7.625	26.40	C-90	6.969	3610	677000	6780
7.625	26.40	C-95	6.969	3710	714000	7150
7.625	26.40	C/T-95	6.969	3710	714000	7150
7.625	29.70	M-65	6.875	4310	555000	5590
7.625	29.70	L-80	6.875	4790	683000	6890
7.625	29.70	N-80	6.875	4790	683000	6890
7.625	29.70	C-90	6.875	5030	769000	7750
7.625	29.70	C-95	6.875	5130	811000	8180

Tabel 3-9 Pemilihan Grade dari Production Casing

Dapat dilihat pada tabel 3-9 bahwa *casing 7-5/8 inch* dengan grade J-55 atau K-55 dan berat 26,6 lbs/ft memiliki *collapse resistance* sebesar 2900 psi > 2839,55 psi. Oleh karena itu, dipilih salah satu dari grade tersebut sebagai *casing production*.

Akan tetapi, perlu dilihat stok *casing* yang dimiliki oleh COPI. Stok yang masih memerlukan inspeksi lebih lanjut dihilangkan dari daftar kandidat karena akan menambah aktifitas dari operasi. Dengan demikian, yang tersisa sebagai kandidat untuk *production casing* adalah:

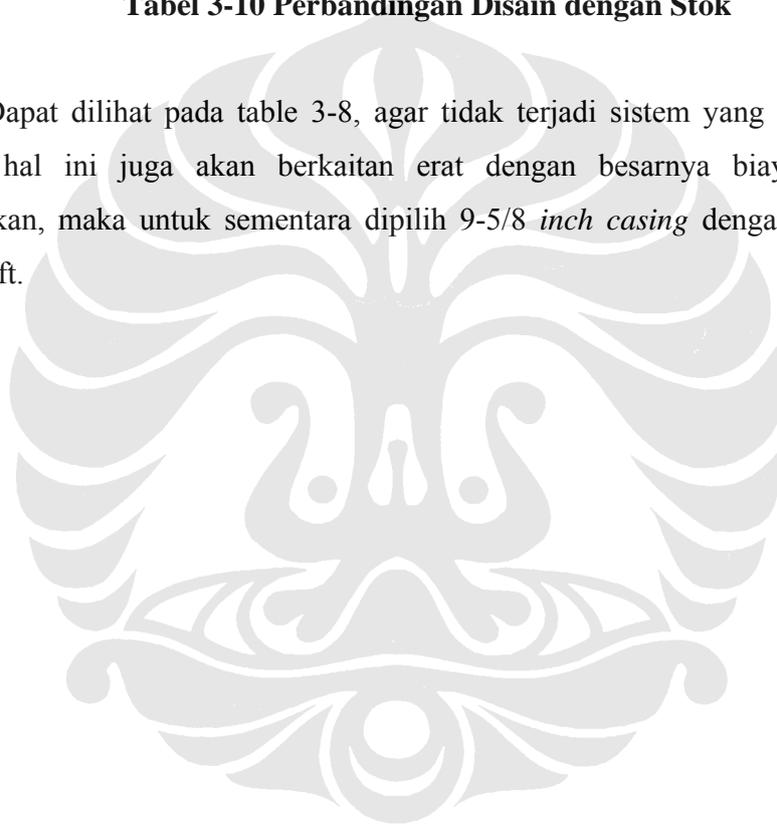
- 9-5/8 inch; 43,5 lbs/ft; N-80
- 9-5/8 inch; 47 lbs/ft; L-80
- 7 inch; 26 lbs/ft; L-80

Langkah selanjutnya adalah membandingkan disain dengan resistansi *burst* dan *collapse* dari masing-masing *casing* tersebut:

Beban	Disain	9-5/8 inch; 43,5 lbs/ft; N-80	9-5/8 inch; 47 lbs/ft; L-80	7 inch; 26 lbs/ft; L-80
	(psi)	(psi)	(psi)	(psi)
Burst	2626,05	6330	6870	7240
Collapse	2839,55	3810	4750	5410

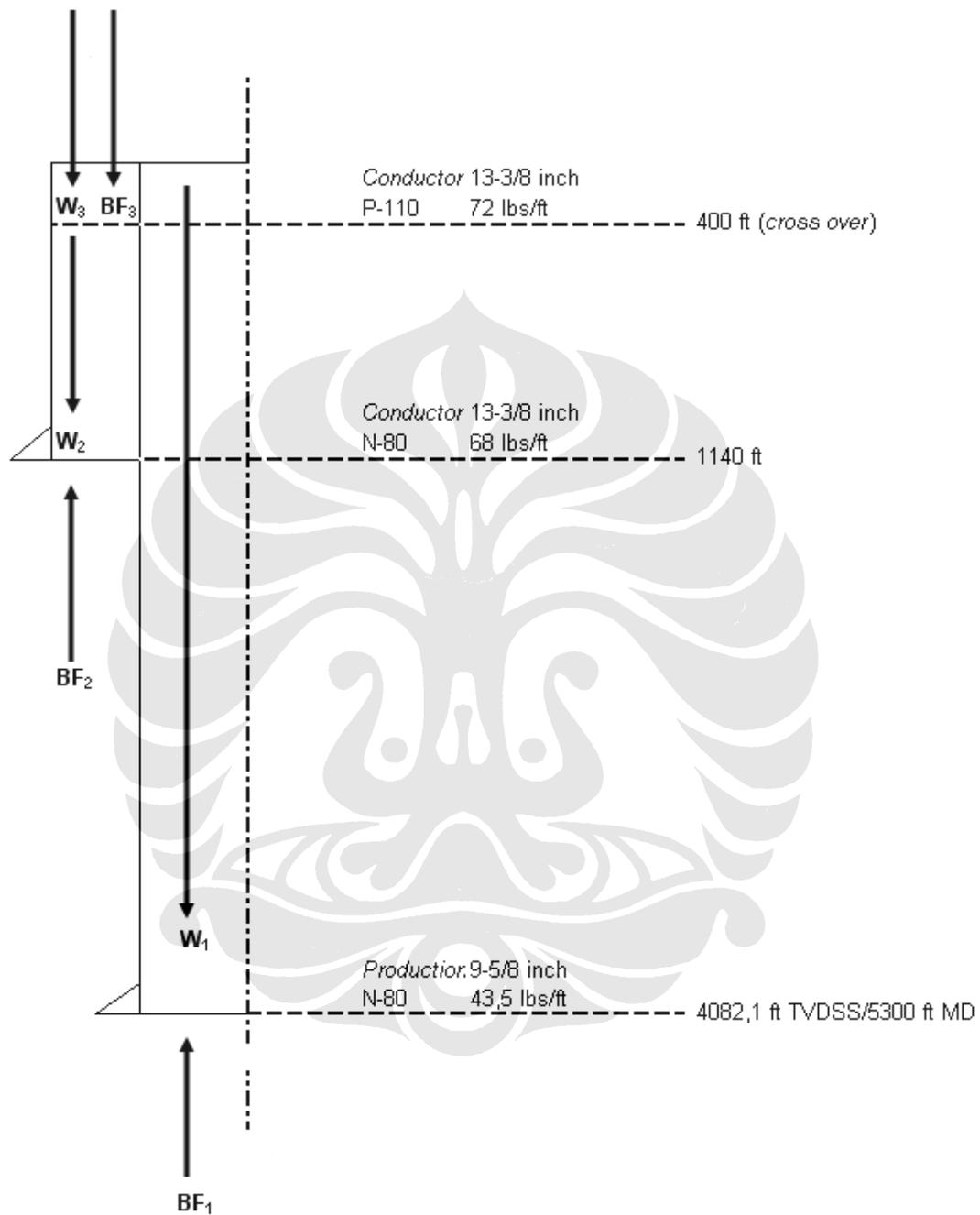
Tabel 3-10 Perbandingan Disain dengan Stok

Dapat dilihat pada table 3-8, agar tidak terjadi sistem yang *over designed*, dimana hal ini juga akan berkaitan erat dengan besarnya biaya yang akan dikeluarkan, maka untuk sementara dipilih 9-5/8 inch *casing* dengan grade N-80; 43,5 lbs/ft.



3.4.3. Beban *Tension*

Berikut adalah *summary* dari disain casing yang telah dibuat



Gambar 3-17 Summary Sistem Casing Pada Sumur X

a. Conductor

Dari gambar 3-16 total *hook load* adalah = $W_3 + BF_3 + W_2 - BF_2$

$$\begin{aligned}
BF &= MW \cdot 0,052 \cdot D \cdot \Delta A \\
A_2 &= \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (OD_2^2 - ID_2^2) \rightarrow \text{ID dari API standard} \\
&= \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (13,375^2 - 12,415^2) \\
&= 19,45 \text{ inch}^2 \\
BF_2 &= 10,5 \cdot 0,052 \cdot (1140 - 400) \cdot (19,45 - 0) \\
&= -7856,64 \text{ lbs (bertanda negatif karena memiliki arah ke atas)} \\
A_3 &= \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (OD_3^2 - ID_3^2) \rightarrow \text{ID dari API standard} \\
&= \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (13,375^2 - 12,347^2) \\
&= 20,77 \text{ inch}^2 \\
BF_3 &= 10,5 \cdot 0,052 \cdot (400) \cdot (20,77 - 19,45) \\
&= 287,78 \text{ lbs} \\
W_2 &= 68 \cdot (1140 - 400) \\
&= 50320 \text{ lbs} \\
W_3 &= 72 \cdot 400 \\
&= 28800 \text{ lbs} \\
\text{Total Hook Load} &= W_2 + W_3 + BF_3 - BF_2 \\
&= 50320 + 28800 + 287,78 - 7856,64 \\
&= 71551,14 \text{ lbs}
\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
\text{Hook Load} \cdot DF &= 71551,14 \cdot 1,4 \\
&= 100171,60 \text{ lbs}
\end{aligned}$$

Dilihat pada API casing standard, pipe body yield dari:

$$13\text{-}3/8 \text{ inch; N-80; } 68 \text{ lbs/ft} = 1556000 > 100171,60 \rightarrow \text{OK}$$

$$13\text{-}3/8 \text{ inch; P-110; } 72 \text{ lbs/ft} = 2284000 > 100171,60 \rightarrow \text{OK}$$

b. Production Casing

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

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

$$= \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (9,625^2 - 8,755^2)$$

$$= 12,56 \text{ inch}^2$$

$$BF_1 = 10,5 \cdot 0,052 \cdot 4082,1 \cdot (12,56 - 0)$$

$$= -27991,81 \text{ lbs (bertanda negatif karena memiliki arah ke atas)}$$

$$W_1 = 43,5 \cdot 4082,1 = 177571,35 \text{ lbs}$$

$$\begin{aligned} \text{Total Hook Load} &= W_1 - BF_1 \\ &= 177571,35 - 27991,81 \\ &= 149579,54 \text{ lbs} \end{aligned}$$

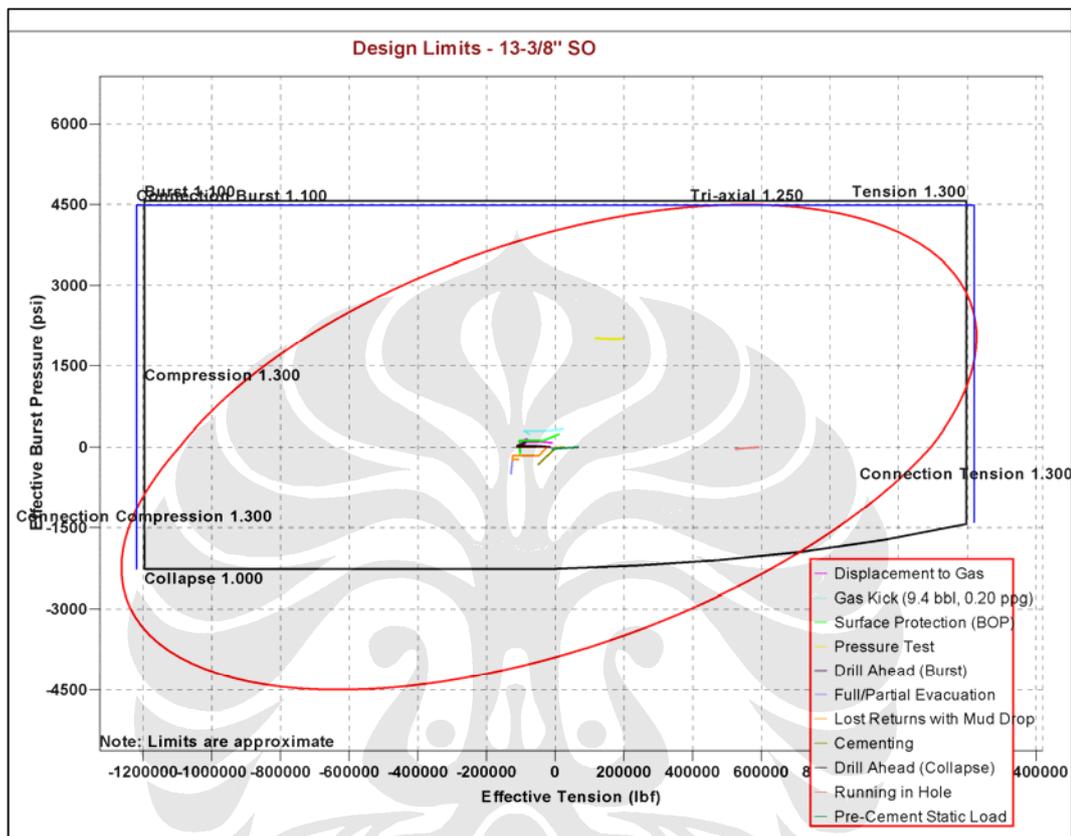
Berdasarkan “*ConocoPhillips Casing and Tubing Design Manual*”, *design factor* untuk *tension* adalah 1,4 sehingga:

$$\begin{aligned} \text{Hook Load} \cdot DF &= 177571,35 \cdot 1,4 \\ &= 209411,36 \text{ lbs} \end{aligned}$$

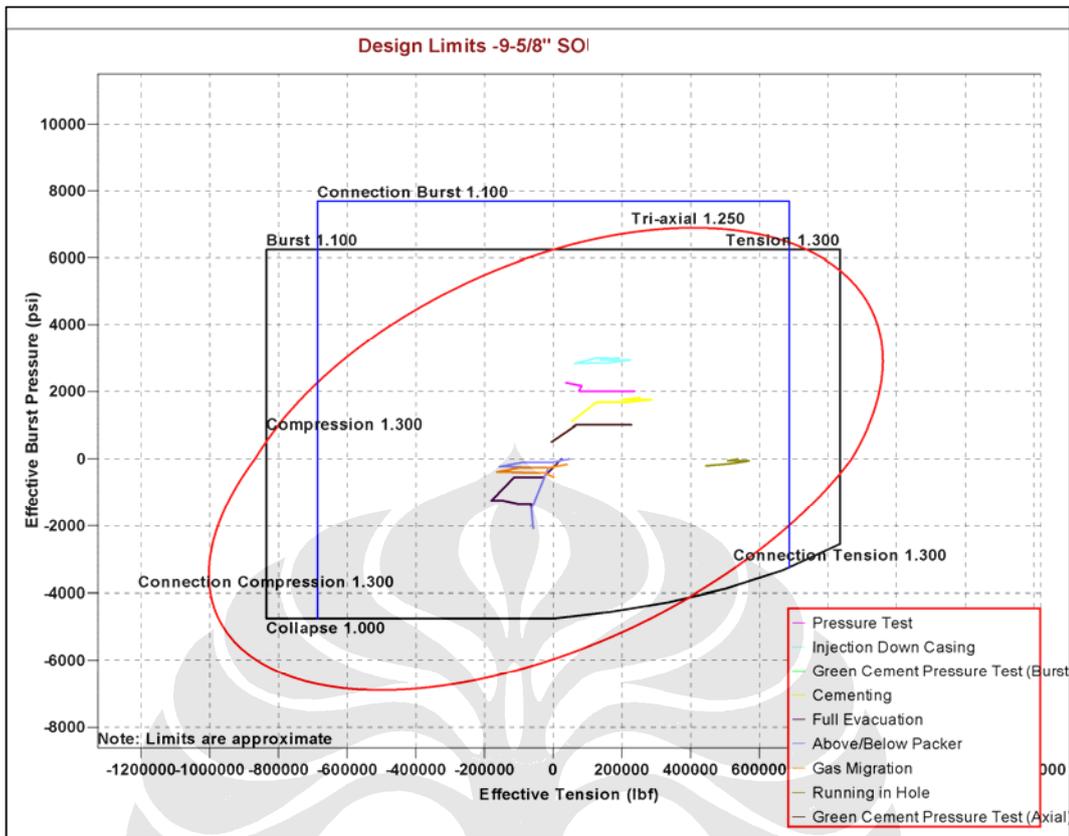
Dilihat pada *API casing standard*, *pipe body yield* dari 9-5/8 inch casing grade N-80 dengan berat 43,5 lbs/ft adalah 1005000 lbs > dari 209411,36 lbs. Dengan demikian, pemilihan 9-5/8 inch casing grade N-80 dengan berat 43,5 lbs/ft adalah telah tepat.

3.4.4. Beban Biaksial/Triaksial

Sebagai tambahan, berikut adalah hasil analisa dari *triaxial design limit* menggunakan perangkat lunak *StressCheck™* yang dikeluarkan oleh Landmark, Halliburton.

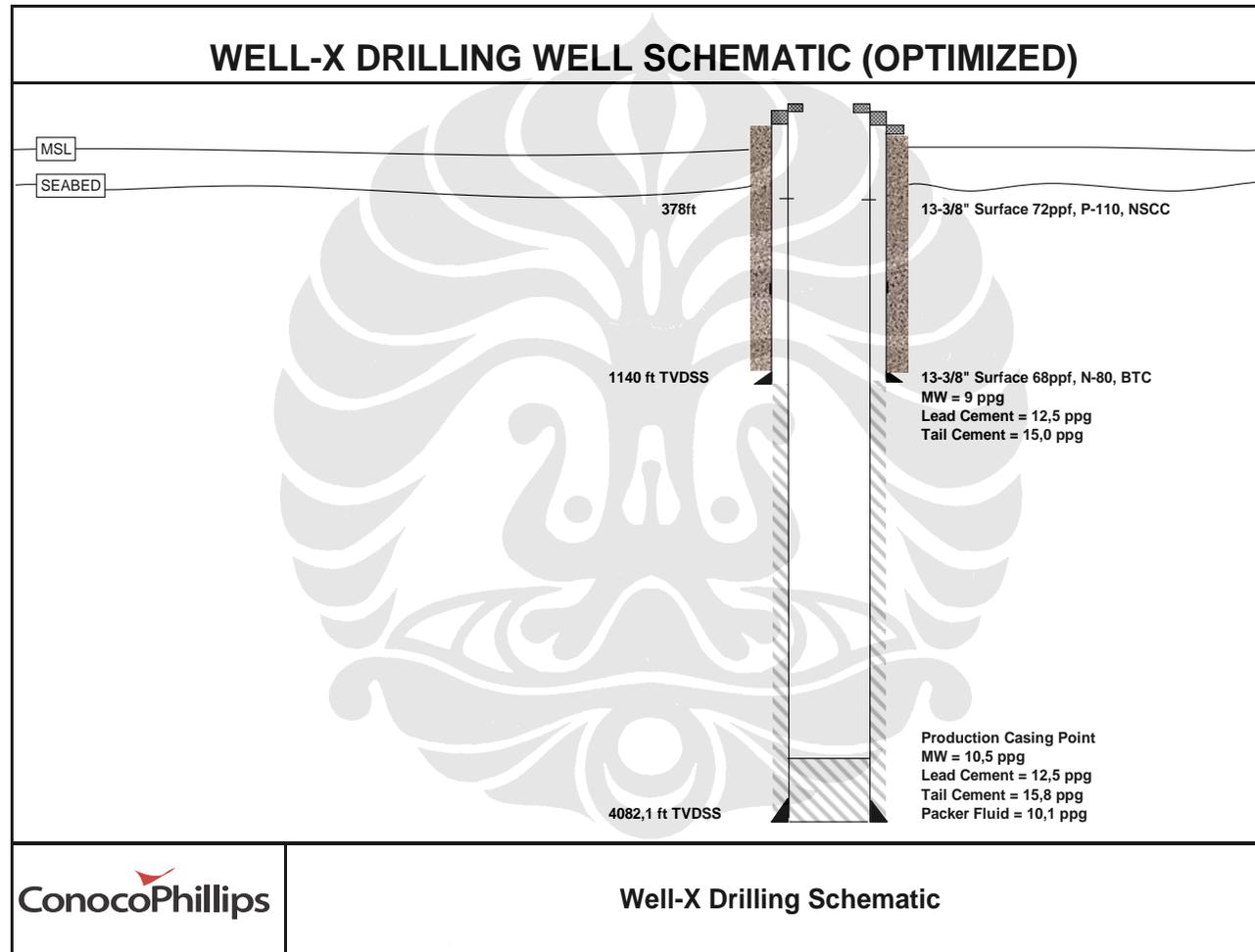


Gambar 3-18 13-3/8 inch Casing Triaxial Design Limit



Gambar 3-19 9-5/8 inch Casing Triaxial Design Limit

Berikut adalah skematik dari sistem casing yang telah dioptimasi.



Gambar 3-20 Skematik Sistem Casing yang Telah Dioptimasi

3.5. Perhitungan Penghematan Biaya

Berikut adalah kesimpulan dari penghematan yang dapat dilakukan dengan design yang digunakan:

Casing Design	Cement	CwD	EZSV	Drill & PA Time (days)	Total Cost
20' x 13-3/8' x 7"	27,787	0	9,050	15.49	\$6,590,714
20' x 13-3/8' x 9-5/8"	50,958	0	10,350	16.04	\$6,482,317
20' CwD x 13-3/8' x 7"	27,787	602,941	9,050	14.65	\$6,888,601
20' CwD x 13-3/8' x 9-5/8"	50,958	602,941	10,350	15.20	\$6,776,531
13-3/8' CwD x 9-5/8' x 7"	26,741	376,433	9,050	14.22	\$6,412,356

Tabel 3-11 Komparasi Total Biaya Untuk Disain *Casing* Yang Belum Dioptimasi [13]

Casing Design	Cement	CwD	EZSV	Drill & PA Time (days)	Total Cost
13-3/8" CwD x 7"	19,113	376,433	8,400	12.00	\$5,472,593
13-3/8" CwD x 9-5/8"	42,284	376,433	10,350	12.51	\$5,367,067

Tabel 3-12 Komparasi Total Biaya Untuk Disain *Casing* Yang Sudah Dioptimasi [13]

Dibandingkan dengan disain yang pertama (disain konservatif ConocoPhillips), penghematan yang dapat dilakukan adalah sebesar USD 1.223.647,00. Angka tersebut merupakan angka teoritis hasil perhitungan. Pada kenyataannya, penghematan yang dilakukan adalah > USD 2 juta. Adapun pos-pos penghematan tersebut adalah sebagai berikut:

- o Waktu pengeboran yang lebih sedikit karena *wellplan* yang lebih sederhana dan optimum
- o *Casing* dan biaya *casing handling* yang lebih rendah
- o Semen (material dan biaya lainnya dari *service company* yang berkaitan dengan semen)
- o Biaya material *mud* dan *engineering*-nya yang lebih sedikit
- o Utilisasi rig yang lebih sedikit pula
- o Dengan utilisasi rig yang lebih sedikit, maka biaya *manpower* yang dibutuhkan pun semakin sedikit,
- o dan lain sebagainya.

Pada dasarnya, perhitungan penghematan tersebut dapat dilakukan secara lebih presisi dengan me-review biaya *tangible* dan *intangible* dari sumur tersebut. Adapun biaya-biaya tersebut antara lain:

TANGIBLE COSTS

- *Casing*
- *Casing Accessories*
- *Tubing*
- *Well Equipment - Surface*
- *Well Equipment - Subsurface*
- *Other Tangible Costs*

INTANGIBLE COSTS

- **PREPARATION AND TERMINATION**
 - *Surveys*
 - *Location Staking and Preparation*
 - *Well-site and Access Road Preparation*
 - *Service Lines & Communications*
 - *Water Systems*
 - *Rigging Up / Rigging Down*
- **DRILLING / WORKOVER OPERATIONS**
 - *Contract Rig*
 - *Drilling Rig Crew / Contract Rig Crew*
 - *Mud, Chemical & Engineering Services*
 - *Water*
 - *Bits, Reamers and Core Heads*
 - *Equipment Rentals*
 - *Directional Drilling and Surveys*
 - *Diving Services*
 - *Casing Installation*
 - *Cement, Cementing and Pump Fees*
- **FORMATION EVALUATION**
 - *Coring*
 - *Mud Logging Services*
 - *Drill-stem Tests*
 - *Open Hole Electrical Logging Services*
- **COMPLETION**
 - *Casing Liner and Tubing Installation*
 - *Cement, Cementing and Pump Fees*
 - *Cased Hole Electrical Logging Services*
 - *Perforating and Wire-line Services*
 - *Stimulation Treatment*

- *Production Tests*
- **GENERAL**
 - *Supervision*
 - *Insurance*
 - *Permits and Fees*
 - *Marine Rental and Charters*
 - *Helicopters and Aviation Charges*
 - *Land Transportation*
 - *Other Transportation*
 - *Fuel and Lubricants*
 - *Camp Facilities*
 - *Allocated Overheads*
 - *Field Office*
 - *Jakarta Office*
 - *Overseas*
 - *Technical Services from Abroad*

