

Desain dan Pemilihan Material Casing Produksi Sumur Gas N dengan Kandungan CO₂ dan H₂S

M Ilham Farrohhi,
Politeknik Energi dan Mineral Akamigas

Abstrak

Desain *casing* suatu sumur merupakan hal penting dalam suatu kegiatan pengeboran. Terlebih lagi jika sumur tersebut memiliki karakteristik tertentu yang memerlukan perhatian khusus. Sumur N merupakan sumur gas dengan kandungan CO₂ dan H₂S, sehingga dalam melakukan perencanaan pengeborannya diperlukan studi dan pembahasan lebih lanjut jika dibandingkan dengan sumur biasa. *Welltesting* serta pengumpulan data sumur sekitar dilakukan untuk mengetahui kondisi formasi yang akan dibor. Selanjutnya data tersebut digunakan sebagai dasar desain casing sumur gas dengan kandungan CO₂ dan H₂S. Pada studi ini, desain casing yang dimaksud adalah desain *casing* produksi. Desain *casing* produksi dimulai dengan melakukan plot tekanan pori dan tekanan rekah sumur. Selanjutnya dari grafik tekanan pori dan tekanan rekah, ditentukan *casing seat section*. Setelah itu berdasarkan data yang ada, dilakukan perhitungan beban pada *casing*. Setelah *casing* lolos perhitungan beban, maka dilanjutkan dengan pemilihan material *casing*. Hal ini dilakukan karena adanya kandungan CO₂ dan H₂S pada sumur. Setelah casing telah melalui semua perhitungan beban maupun material, maka selanjutnya dilakukan pemilihan koneksi. Hasil akhir studi ini menunjukkan bahwa casing yang tepat untuk digunakan pada sumur N adalah *casing 7 inch 80 ksi* dengan berat 26 ppf serta menggunakan *premium gas tight connection*.

Kata kunci: *casing, co2, h2s, production casing, casing material, casing connection*.

1. Pendahuluan

Beberapa aspek yang perlu dijadikan pertimbangan dalam perencanaan program pengeboran adalah *safety* (keamanan), biaya yang *minimum*, dan *usable hole*. Keamanan merupakan aspek terpenting diantara yang lain. Keamanan bagi personil yang bekerja dalam proyek pengeboran merupakan prioritas utama dalam suatu perencanaan program pengeboran. Karena itu, hal yang membahayakan personal saat proses pengeboran berlangsung, seperti *blowout* ataupun masalah lainnya yang menyebabkan kerusakan dan cedera harus diminimalkan. Kemudian, biaya yang minimum bukan berarti dilakukan perencanaan seadanya. Tetapi, perlu dilakukan alokasi pendanaan yang tepat, sehingga rencana dibuat dengan teliti dan program terlaksana dengan aman. Hasil akhir dari suatu proses pengeboran adalah sumur yang sesuai dengan konfigurasi

perencanaan dan dapat diproduksi (*usable hole*).

Salah satu komponen yang penting untuk diperhatikan dalam perencanaan adalah casing. Desain dan pemilihan material casing perlu direncanakan secara tepat untuk menghindari masalah selama pengeboran. Sehingga, kegiatan pengeboran dapat berjalan dengan aman dan sumur pun dapat diproduksi.

1.1 Subjek Penelitian

Subjek dalam penelitian ini adalah tekanan pori dan rekah sumur, fluida lumpur pengeboran, fluida semen slurry, dan kandungan gas Co₂ dan H₂S.

1.2 Objek Penelitian

Objek dalam penelitian ini adalah desain casing produksi. Meliputi desain material dan casing connection.

1.3 Tahapan Penelitian

Berikut ini tahapan-tahapan yang akan digunakan penulis selama melakukan penelitian:

1. Studi pustaka
2. Desain dan pemilihan material *casing* produksi

1.4 Pengumpulan Data

Data-data yang diperlukan untuk melakukan penelitian meliputi:

1. Data tekanan pori dan rekah
2. Data penampang sumur
3. Data lumpur dan semen *slurry*
4. Data kandungan gas CO₂ dan H₂S

1.5 Pengolahan Data

Data akan dianalisis dan diolah dalam bentuk table dengan menggunakan *microsoft excel*.

1.6 Penyajian Data

Data yang sudah diolah, disajikan dalam bentuk hasil analisis dan tabel yang dijadikan dasar dalam penentuan desain *casing*.

2. Hasil dan pembahasan

2.1 Data Tekanan Pori dan Tekanan Rekah

Sebelum melakukan desain *casing* terlebih dahulu harus diketahui data tekanan pori dan tekanan rekah dari sumur yang akan dibor. Berikut adalah data tekanan pori dan tekanan rekah dari sumur N yang telah dikalkulasikan oleh geologis PT Medco E&P Indonesia. Karena sumur N merupakan sumur eksplorasi, maka data ini merupakan data yang didapatkan dari data-data sumur sekitarserta studi-studi lainnya yang dilakukan oleh geologis PT Medco E&P Indonesia.

2.2 Casing Seat Section

Berdasarkan data tekanan pori dan tekanan rekah formasi yang telah dijelaskan pada sub-bab sebelumnya, penulis akan melakukan *casing setting depth* dengan

menggunakan metode *bottom up*. Metode *bottom up* dipilih, karena dianggap merupakan metode terbaik untuk menentukan kedalaman *casing* yang akan dipasang.

Dari grafik, jika ditarik garis ke permukaan dari total depth, dapat dilihat bahwa dari permukaan hingga total depth garis tidak memotong grafik sama sekali, secara teori pengeboran ini dapat dilakukan dengan hanya menggunakan satu bagian *casing* saja. (gambar 3.1)

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

1. *BOP stack* tidak dapat dipasang, karena salah satu fungsi *casing* yaitu sebagai tempat duduk *BOP*. Hal ini akan berakibat tidak *safety*-nya proses pengeboran, karena jika terjadi *kick*, maka sumur tidak dapat ditutup.
2. Tercemarnya air tanah dikarenakan tidak adanya penghalang antara lubang bor dengan formasi yang mengandung air tanah.

Dengan demikian, pengeboran pada sumur N dilakukan dengan menggunakan 4 bagian *casing* untuk faktor keselamatan dan faktor terhadap lingkungan. Keempat *casing* tersebut terdiri dari, *conductor casing*, *surface casing*, *production casing*, dan *production liner*. *Production liner* dipilih karena dapat mengurangi biaya dari sumur dengan tanpa mengurangi tingkat keamanan dari proses pengeboran maupun proses produksi.

2.3 Perhitungan Beban *Production Casing*

Sebelum melakukan perhitungan, terlebih dahulu harus diketahui data dan parameter yang akan digunakan dalam perhitungan beban *casing* produksi. Hasil perhitungan kemudian dibuat dalam bentuk grafik untuk mengetahui penempatan desain *liner* yang sesuai dengan hasil perhitungan beban *burst*, *collapse*, *tension*, dan *biaxial*.

2.4 Beban Burst

Perlu diketahui bahwa perhitungan beban *burst* pada *casing* produksi didasarkan pada saat kondisi sumur telah berproduksi, sehingga terdapat *packer fluid* yang digunakan pada tahap ini. Densitas dari *packer fluid* yang digunakan adalah sebesar 9.9 ppg. 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.

- Tekanan di *Surface*:

$$P_{int}@0ft = BHP$$
 - Tekanan di *Casing Shoe @5330ft*:

$$P_{int}@5530ft = P_i@0ft + 0.052 \times \rho_{pf} \times CSD$$

$$P_{ext}@5530ft = 0.465 \times CSD$$
- Keterangan:
 BHP = Tekanan Dasar Sumur, psi
 ρ_{pf} = Densitas *Packer fluid*, ppg
 CSD = *Casing Setting Depth*, ft
 P_{int} = Tekanan *Internal*, psi

Selanjutnya adalah membuat garis tekanan *burst* yang bekerja pada *casing* yaitu resultan antara tekanan *internal* dengan tekanan eksternal, baik di *surface* maupun di *casing shoe*.

$$\rightarrow \text{Resultan} = P_{int} - P_{ext}$$

Berdasarkan "PT Medco E&P *Casing Design Guideline*", *design factor* untuk beban *burst* adalah 1.1, sehingga:

- Desain di *Surface* = $2330 \times 1.1 = 2453$
- Desain di *Casing Shoe* = $2495.43 \times 1.1 = 2744.98$

Berdasarkan perhitungan beban *burst* diatas, maka dibutuhkan *casing* dengan spesifikasi minimal mampu menahan beban *burst* sebesar 2744.98 psi. Maka dipilihlah *casing* 7-inch dengan *grade* K-55 dan berat 20 ppg karena memiliki *Pipe Body Internal Yield* yang paling mendekati yaitu sebesar 3740 psi.

Untuk sementara, *grade casing* yang dipilih untuk bagian ini adalah *casing* 7-inch *grade* K-55 dengan berat 20 ppg.

2.5 Beban Collapse

Pada perhitungan beban *collapse*, tekanan yang terjadi berasal dari tekanan hidrostatik semen *slurry*. Diketahui dari data *cementing* program, bahwa berat semen *slurry* yang digunakan adalah 15.8 ppg. Skenario terburuk untuk perhitungan beban *collapse* adalah ketika proses *Waiting on Cement* (WOC) berlangsung, tiba-tiba terjadi total loss didalam *casing*, sehingga *casing* tidak memiliki tekanan internal untuk membantu menahan tekanan eksternal yang ditimbulkan oleh hidrostatik semen *slurry*.

Pada bagian ini penulis akan membagi beban *collapse* yang diterita *casing* menjadi 3 bagian, yaitu pada kedalaman permukaan, *top of cement*, dan *casing setting depth*. Pada kedalaman *top of cement*, tekanan hidrostatik yang bekerja bukan berasal dari semen *slurry*, melainkan dari lumpur pengeboran. Sedangkan pada kedalaman *casing setting depth*, tekanan hidrostatik berasal dari semen *slurry*. Lihat gambar 5.

- Tekanan di *Surface*:

$$P_{int}@0ft = 0 \text{ psi}$$

$$P_{ext}@0ft = 0 \text{ psi}$$
- Tekanan di TOC:

$$P_{int}@TOC = 0 \text{ psi}$$

$$P_{ext}@TOC = 0.052 \times \rho_m \times TOC$$
- Tekanan di *casing setting depth*:

$$P_{int}@CSD = 0 \text{ psi}$$

$$P_{ext}@CSD = 0.052 \times \rho_c \times (CSD - TOC) + P_{eksternal}@TOC$$

Keterangan:

- ρ_m = Densitas Lumpur, ppg
- ρ_c = Densitas Semen *Slurry*, ppg
- TOC = Kedalaman *Top of Cement*, ft
- CSD = *Casing Setting Depth*, ft
- P_{int} = Tekanan *Internal*, psi
- P_{ext} = Tekanan Eksternal, psi

Karena pada perhitungan beban *collapse* tidak ada tekanan internal yang bekerja melawan tekanan eksternal, sehingga

resultan antara tekanan *internal* dan eksternal harganya sama dengan tekanan eksternal.

$$\rightarrow \text{Resultan} = P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}$$

Berdasarkan "PT Medco E&P Casing Design Guideline", *design factor* untuk beban collapse adalah 1.238, sehingga :

- Desain di *Surface* = 0 psi
- Desain di TOC = 2765.9792 psi
- Desain di CSD = 3772.9486 psi

Dari perhitungan beban *collapse* yang telah dibahas, maka dapat dilihat bahwa casing yang dibutuhkan harus mampu menahan beban collapse sebesar 3772.9486 psi. Dengan demikian, casing 7-inch K-55 dengan berat 20 ppf tidak dapat digunakan untuk bagian ini karena memiliki *collapse resistance* sebesar 2270 psi < 3772.9486 psi.

Dapat dilihat pada tabel 3.5 bahwa casing 7 inch dengan grade K-55 dan berat 26 ppf memiliki *collapse resistance* sebesar 4320 psi > 3772.9486 psi, sehingga dipilihlah casing tersebut untuk sementara.

2.6X Beban Collapse

Setelah dilakukan perhitungan beban *burst* dan *collapse*, maka dipilihlah casing 7-inch dengan grade K-55 dan berat 26 ppf. Langkah selanjutnya adalah perhitungan beban *tension*.

→ Buoyancy factor (BF):

$$BF = 1 - \frac{\rho_m}{65.5}$$

→ Berat casing dalam lumpur :

$$W_m = W_n \times BF \times CSD$$

→ Bending force :

Karena yang dibahas adalah sumur vertical, maka harga bending force = 0

→ Shock load :

$$SL = 3200 \times W_n$$

→ Total tensile load :

$$W = W_m + SL$$

Selanjutnya beban *tension* harus dikalikan dengan *design factor*. Sesuai aturan PT Medco E&P Indonesia dalam "PT Medco E&P Casing Design Guideline", *design factor* untuk beban *tension* adalah 1.5.

→ Desain = 301251.48 lbs

Dilihat pada API casing standard, *pipe body yield* dari 7 inch casing grade K-55 dengan berat 26 ppf adalah 415000 lbs > 301251.48 lbs. Dengan demikian pemilihan casing 7 inch dengan grade K-55 dan berat 26 ppf adalah telah tepat.

2.7 Koreksi Biaxial

Faktor beban axial

$$X = \frac{\text{Total Tensile Load}}{\text{Body Yield Strength}}$$

Tentukan nilai Y menggunakan tabel 3.5.

$$Y = 0.887$$

Setelah ditemukan nilai Y yang didapat dari tabel 3.5, selanjutnya *collapse resistance* dari casing K-55 26 ppf yang sebesar 4320 psi dikalikan dengan Y, hasilnya adalah *Actual Collapse Resistance Under Load Condition*:

Actual Collapse Resistance

$$\rightarrow = Y \times \text{Collapse Resistance} \\ = 3831.8$$

2.8 Perhitungan Beban Production Casing

Pada bagian ini penulis akan membahas tentang pemilihan material, hal ini penting karena perlu diketahui bahwa sumur N memiliki suatu kondisi khusus yang kondisi tersebut menyebabkan perlu adanya pembahasan lebih lanjut disamping pembahasan perhitungan beban. Kondisi khusus yang terdapat pada sumur N adalah adanya kandungan gas CO₂ dan H₂S yang dapat mengakibatkan terjadinya korosi pada casing.

Agar dampak dari adanya gas CO₂ dan H₂S dapat dihilangkan atau paling tidak diminimalisir, maka perlu dipilih material yang cocok dan tidak overdesign. Pada umumnya material yang digunakan dalam permasalahan gas CO₂ dan H₂S adalah material Chrome atau biasa disingkat Cr. Kandungan Cr dalam casingpun beragam, semakin besar kandungan Cr maka akan semakin resistance suatu casing terhadap korosi namun semakin mahal pula harganya.

Dari kegiatan well-testing yang dilakukan PT Medco E&P Indonesia dan

data *onsite*, diketahui data *properties* sumur N sebagai berikut :

Langkah pertama yang dilakukan adalah menghitung partial *pressure* masing-masing gas yang terdapat dalam sumur.

→ Partial Press. $\text{CO}_2 = \% \text{CO}_2 \times \text{BHP} \div 100$

→ Partial Press. $\text{H}_2\text{S} = \text{ppm H}_2\text{S} \times \text{BHP} \div 1000000$

Kemudian dari harga partial *pressure* CO_2 dan H_2S diatas, maka dapat ditentukan material casing yang cocok untuk mengatasi masalah korosi pada sumur N dengan menggunakan Grafik Material Casing untuk Sumur Asam yang ada dalam "PT Medco E&P Casing Design Guideline". Lihat gambar 3.9.

Berdasarkan plot pada grafik diatas, maka material yang dipilih adalah 13% Chrome atau biasa disebut 13Cr. Karena casing yang telah didesain sebelumnya yaitu casing 7 inch dengan grade K-55 dan berat 26 ppf tidak memiliki spesifikasi material 13Cr, maka perlu ditentukan casing lain yang memiliki spesifikasi tersebut.

Untuk pemilihan casing dengan spesifikasi 13Cr, diperlukan tabel spesifikasi casing Non-API, karena didalam "API Specification for Casing and Tubing" tidak tercantum secara terperinci mengenai spesifikasi casing 13Cr. Terdapat banyak perusahaan manufacture yang menyediakan casing dengan spesifikasi 13Cr, seperti Tenaris, JFE, V&M, dll.

Ternyata untuk casing dengan spesifikasi material 13Cr grade minimum yang tersedia adalah 80ksi. Sehingga casing yang telah didesain sebelumnya yaitu grade 55ksi, harus diganti dengan casing grade 80ksi.

Untuk perhitungan beban casing yang baru (80ksi) sebenarnya tidak perlu dilakukan, karena jika grade 55ksi telah mampu menahan beban casing, maka secara otomatis grade 80ksi akan lebih mampu lagi untuk menahannya. Namun agar lebih yakin, maka penulis akan mencantumkan grafik hasil perhitungan beban casing grade 80ksi. Sebelum memulai perhitungan beban,

maka diperlukan spesifikasi dari casing Non-API grade 13Cr 80ksi. Perusahaan yang menyediakan OCTG harus memiliki sertifikat. Disini penulis akan menggunakan tabel spesifikasi milik perusahaan manufacture Tenaris sebagai dasar perhitungan beban.

Dari Tabel diatas dapat dilihat detail spesifikasi dari casing 13Cr 80ksi 26ppf. Dalam perhitungan beban maka data yang diperlukan adalah *outside diameter, nominal weight, pipe body yield strength, pipe body internal yield pressure, dan collapse resistance*. Untuk hasil grafik perhitungan casing 13Cr 80ksi 26ppf.

Dari grafik hasil perhitungan beban casing TN 80ksi 13Cr diatas, dapat dilihat bahwa spesifikasi casing ini jauh lebih tinggi jika dibandingkan dengan casing sebelumnya yaitu casing grade K-55 26ppf. Pada akhirnya casing yang cocok digunakan adalah casing 7 inch dengan grade 80ksi dan berat 26ppf serta kandungan material 13Cr.

2.9 Pemilihan Koneksi Casing Produksi

Pemilihan koneksi casing produksi pada sumur N merupakan hal yang penting, hal ini dikarenakan *properties* sumur N yang mengandung gas. Telah diketahui bahwa gas merupakan suatu *fluida* yang sangat fleksibel sehingga pada kasus ini, gas dapat keluar/masuk casing melalui koneksi antar casing. Keluar/masuknya gas pada casing dapat berdampak buruk pada operasi pengeboran maupun produksi, antara lain; perubahan tekanan secara mendadak, perubahan volume, sumber penyebab *kick*, dll. Untuk menghindari hal tersebut, maka perlu dilakukan pembahasan mengenai pemilihan suatu koneksi casing produksi Sumur N

Sebelum melakukan pemilihan koneksi suatu casing, maka diperlukan beberapa data. Data ini diambil dari kegiatan *well testing* dan *onsite data*.

Berdasarkan data diatas, maka dapat dilakukan pemilihan koneksi dengan menggunakan Connection Selection

Guideline yang ada di “PT Medco E&P *Casing Design Guideline*”. (Gambar 3.9)

Dapat dilihat pada gambar diatas, bahwa walaupun kandungan H₂S sumur N masih <500 ppm namun dapat dilihat juga bahwa sumur N memiliki tekanan 2230 psi dan temperature 255 degF, sehingga koneksi yang tepat untuk digunakan adalah **Premium gas tight connection**.

3. Kesimpulan

Berdasarkan hasil pembahasan yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari perhitungan beban yang telah dilakukan, dapat dilihat bahwa casing 7-inch dengan *grade* K-55 dan berat 26 ppf sudah mampu menahan beban *burst*, *collapse*, *tension*, dan koreksi *biaxial* dari sumur. Namun dengan kondisi sumur gas N yang mengandung CO₂ dan H₂S, maka *casing grade* K-55 26 ppf diganti dengan *casing* produksi 7-inch dengan *grade* 80 ksi dan berat 26 ppf karena ketahanannya terhadap korosi.
2. Dari hasil pemilihan koneksi *casing* produksi, dapat diambil hasil bahwa koneksi yang tepat untuk sumur gas N dengan kandungan CO₂ dan H₂S adalah *premium gas tight connection*.

Catatan: hasil desain casing ini perlu dianalisis lebih lanjut dengan melakukan test laboratorium (NACE Test).

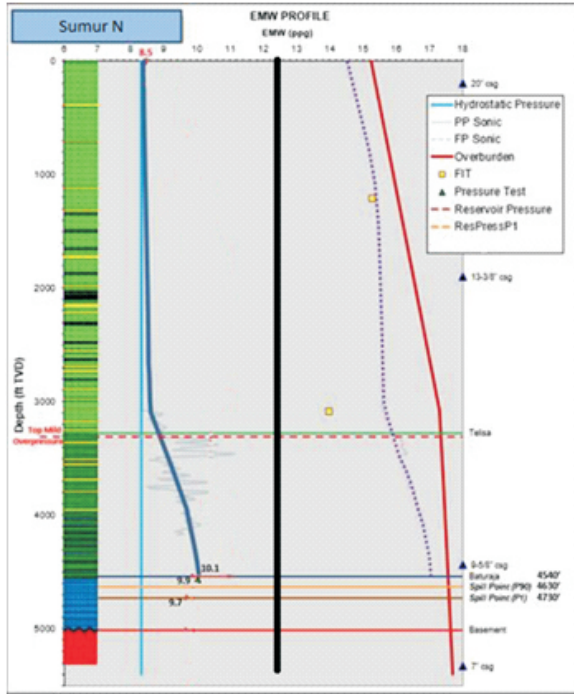
4. Daftar Pustaka

- Adams, N. J., 1985, "*Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach*", Oklahoma, PennWell Publishing Company.
- American Petroleum Institute, 2005, "*Spesification for Casing and Tubing, API 5CT*", Washington D.C., API Publishing Services.
- American Petroleum Institute, 1999, "*Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and DrillPipe*",

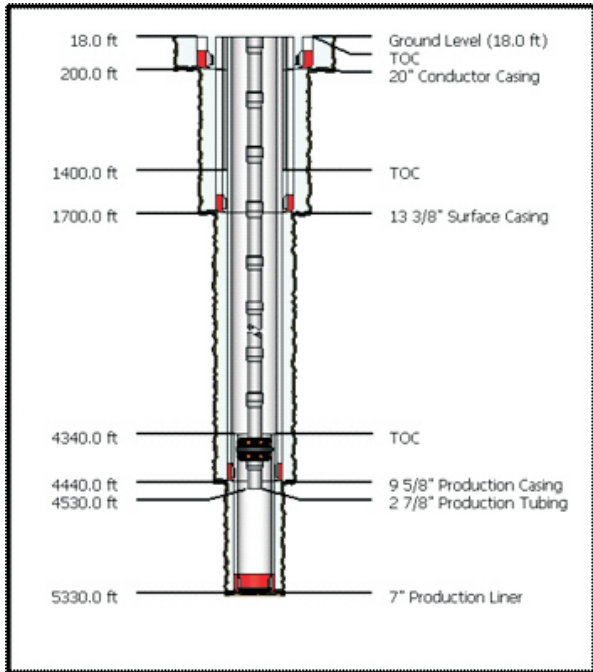
Washington D.C., API Publishing Services.

- Group, BG., 2001, "*Well Engineering and Production Operations Management System, Casing Design Manual*"
- Medco Energi Oil&Gas, 2016, "*Casing Design Guideline*", Jakarta, Medco E&P.
- Prassl, W. F., "*Drilling Engineering*", Curtin University of Technology.
- Rabia, H., 2002, "*Well Engineering & Construction*", Entrac Consulting.
- Rubiandini, Rudi., 2012, "*Teknik Operasi Pengeboran Volume 1*", Bandung, Institut Teknologi Bandung.
- Tenaris, 2011, "*Pipe Body Performance Properties Catalogue*", Tenaris

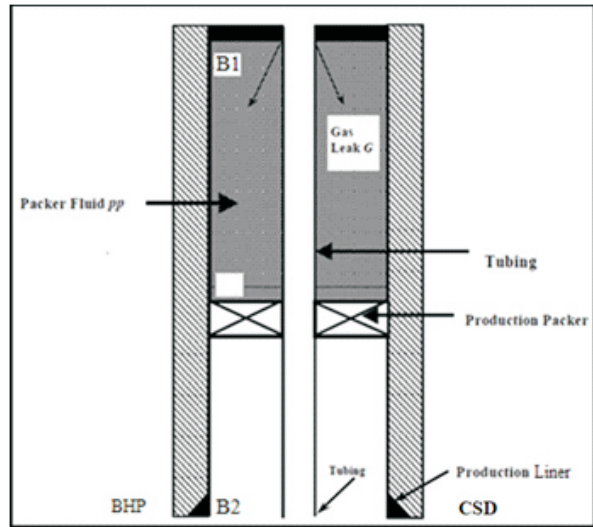
Daftar Gambar



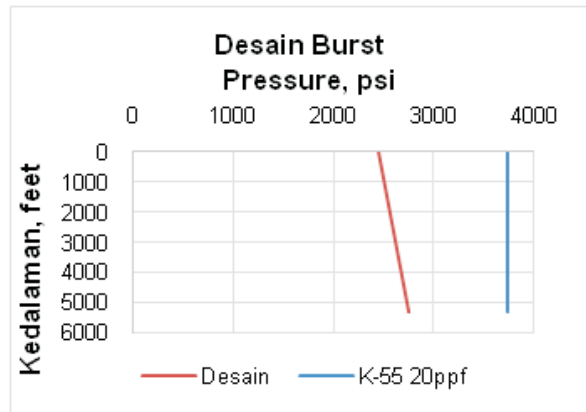
Gambar 1. Grafik *Casing Setting Depth* Sumur N



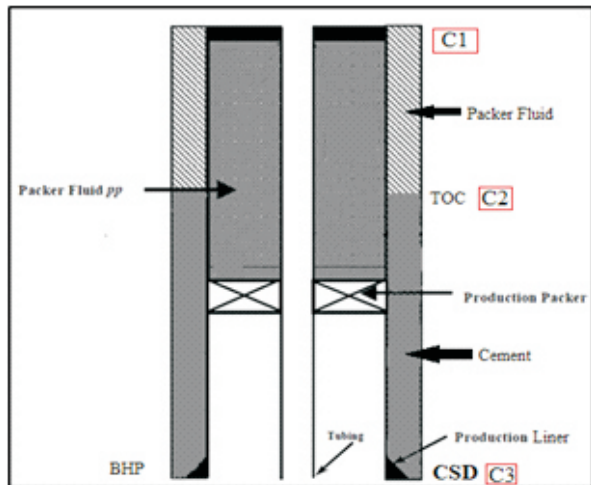
Gambar 2. *Well Schematic*



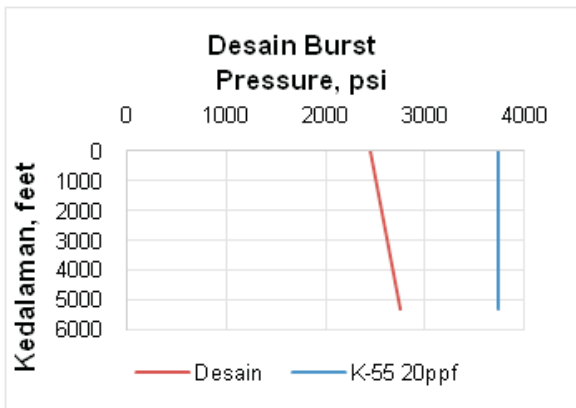
Gambar 3. Kondisi Terburuk Desain BurstCasing Produksi



Gambar 4. Grafik *Desain Burst*



Gambar 5. Kondisi Terburuk Desain *Collapse Casing* Produksi

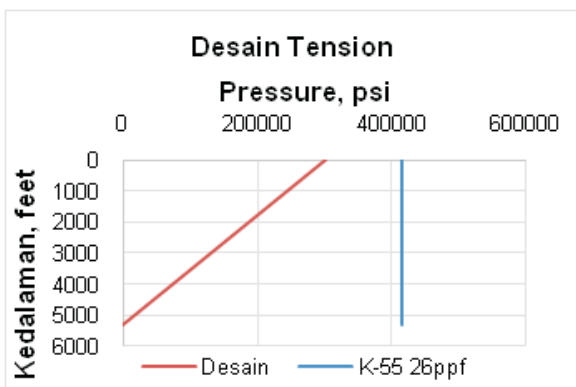


Gambar 6. Grafik Desain *Collapse*

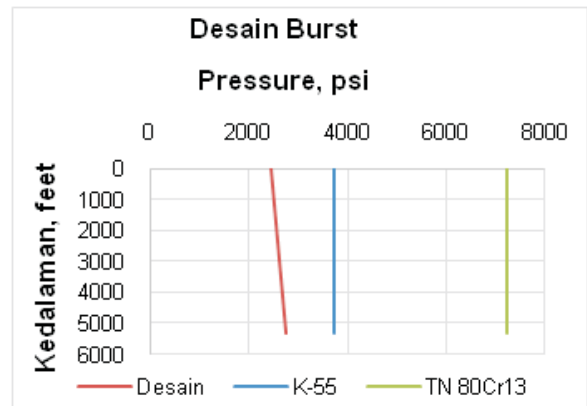
Tenaris Steel Grades
We manufacture a wide range of steel grades for all well designs.

SEAMLESS MARTENSITIC STAINLESS STEELS FOR CO ₂ CORROSION				
SMYS (ksi)	80	85	95	110
Martensitik	TN 80 Cr13	TN 85 Cr13	TN 95 Cr13	TN 110 Cr13M
Modified Martensitik			TN 95 Cr13M	TN 110 Cr13S
Super Martensitik			TN 95 Cr13S	

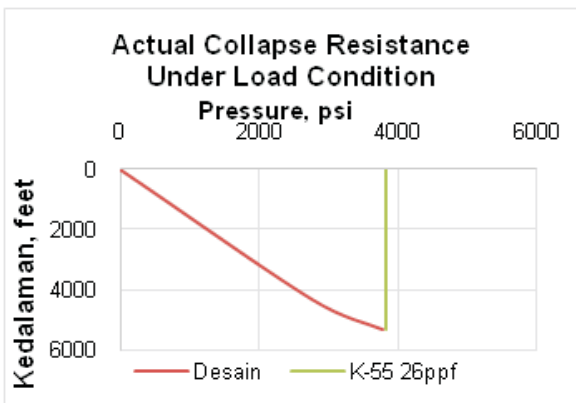
Gambar 10. Spesifikasi *SteelGrades*



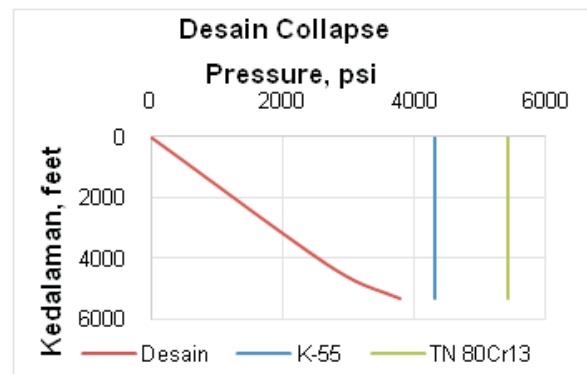
Gambar 7 Grafik Desain *Tension*



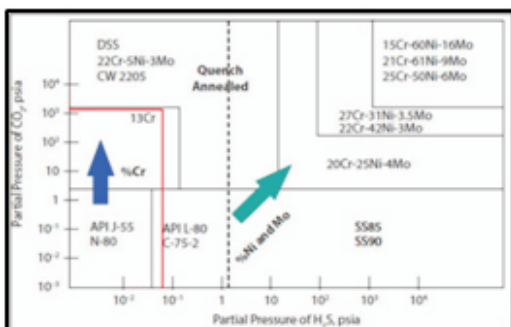
Gambar 11. Grafik Desain *BurstCasing* TN 80ksi 13Cr



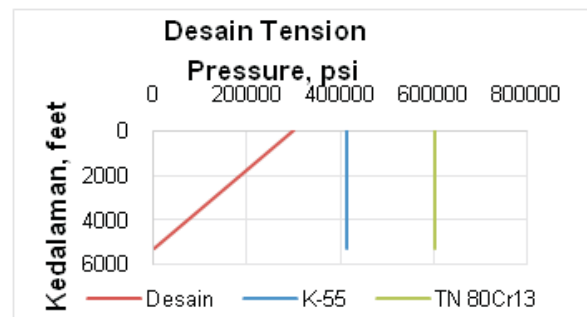
Gambar 8. Grafik *Actual Collapse Resistance* Under Load Condition



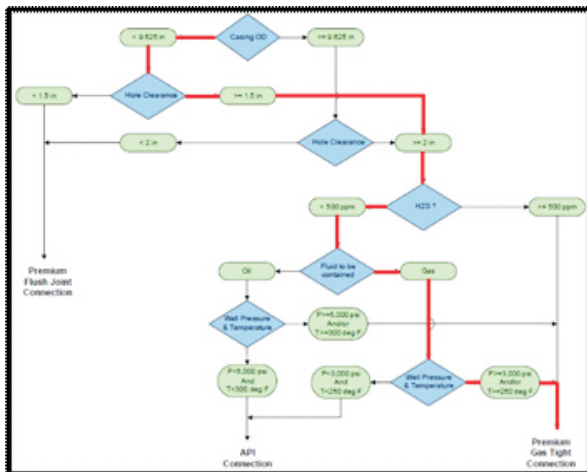
Gambar 12. Grafik Desain *CollapseCasing* TN 80ksi 13Cr



Gambar 9. Grafik Pemilihan Material *Casing*



Gambar 13. Grafik Desain *Tension Casing* TN 80ksi 13Cr



Gambar 14. Guideline Pemilihan

Daftar Tabel

Tabel 1. Estimasi Tekanan Pori dan Tekanan Rekah Sumur N

Depth	Est. Pore Pressure	Est. Fracture Pressure
(TVDSS)	(ppg EMW)	(ppg EMW)
Surface - 2,948	8.4	15
2,948 - 4,210	8.5-10.2	16.4
4210 - 4683	9.9	17

Tabel 2. Data Perhitungan Beban Casing Produksi

No	Data	
1	Diameter Casing (OD)	7 inch
2	Panjang Casing (MD)	990 ft
3	Panjang Casing (TVD)	990 ft
4	Gradien Tekanan	17 ppg
5	Minimum Drift Dia.	6 inch
6	Densitas Packer Fluid	9.9 ppg
7	Densitas Lumpur	9.9 ppg
8	Top of Cement	4340 ft
9	BOP	3000 psi
10	Densitas Semen	15.8 ppg
11	Design Factor Burst	1.1
12	DF Collapse	1.238
13	Design Factor Tension	1.5

Tabel 3. Spesifikasi BurstCasing 7 Inch

O.D. (inches)	Nominal Weight T & C	Grade	Collapse Pressure (psi)	Internal Yield Pressure				Joint Strength		Body Yield 1000 lbs	Wall Yield (inches)	I.D. (inches)	I.D. Diameter (inches)
				Minimum Yield (psi)				1000 lbs	1000 lbs				
7.000	20.00	H-40	1970	2720	2720			176		230	0.272	6.456	6.331
7.000	20.00	J-55	2270	3740	3740	3740	3740	234	257	373	0.272	6.456	6.331
7.000	20.00	K-55	2270	3740	3740	3740	3740	254	281	401	0.272	6.456	6.331
7.000	20.00	L-80	2480	4420	4420	4420	4420	272	300	427	0.272	6.456	6.290
7.000	23.00	J-55	3270	4360	4360	4360	4360	284	313	432	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	K-55	3270	4360	4360	4360	4360	309	341	522	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	L-80	3830	6340	6340	6340	6340	331	364	494	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	HCL-80	5650	6340	6340	6340	6340			435	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	N-80	3830	6340	6340	6340	6340			442	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	HCL-80	5650	6340	6340	6340	6340			485	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	C-90	4030	7130	7130	7130	7130			479	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	HCL-80	5650	7130	7130	7130	7130			485	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	S-95	5650	7530	7530	7530	7530			512	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	T-95	4140	7530	7530	7530	7530			505	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	HCL-80	5650	7530	7530	7530	7530			505	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	C-95	4140	7530	7530	7530	7530			505	0.317	6.366	6.241
7.000	25.00	J-55	4320	4980	4980	4980	4980	334	367	490	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	K-55	4320	4980	4980	4980	4980	364	401	502	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	L-80	5410	7240	7240	7240	7240	389	428	561	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	HCL-80	7800	7240	7240	7240	7240			511	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	N-80	5410	7240	7240	7240	7240			511	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	HCL-80	7800	7240	7240	7240	7240			523	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	N-80	5410	7240	7240	7240	7240			519	0.362	6.276	6.151

Tabel 4. Spesifikasi CollapseCasing 7 Inch

O.D. (inches)	Nominal Weight T & C	Grade	Collapse Pressure (psi)	Internal Yield Pressure				Joint Strength		Body Yield 1000 lbs	Wall Yield (inches)	I.D. (inches)	I.D. Diameter (inches)
				Minimum Yield (psi)				1000 lbs	1000 lbs				
7.000	20.00	H-40	1970	2720	2720			176		230	0.272	6.456	6.331
7.000	20.00	J-55	2270	3740	3740	3740	3740	234	257	373	0.272	6.456	6.331
7.000	20.00	K-55	2270	3740	3740	3740	3740	254	281	401	0.272	6.456	6.331
7.000	20.00	L-80	2480	4420	4420	4420	4420	272	300	427	0.272	6.456	6.290
7.000	23.00	J-55	3270	4360	4360	4360	4360	284	313	432	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	K-55	3270	4360	4360	4360	4360	309	341	522	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	L-80	3830	6340	6340	6340	6340	331	364	494	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	HCL-80	5650	6340	6340	6340	6340			435	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	N-80	3830	6340	6340	6340	6340			442	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	HCL-80	5650	6340	6340	6340	6340			485	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	C-90	4030	7130	7130	7130	7130			479	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	HCL-80	5650	7130	7130	7130	7130			485	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	S-95	5650	7530	7530	7530	7530			512	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	T-95	4140	7530	7530	7530	7530			505	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	HCL-80	5650	7530	7530	7530	7530			505	0.317	6.366	6.241
7.000	23.00	C-95	4140	7530	7530	7530	7530			505	0.317	6.366	6.241
7.000	25.00	J-55	4320	4980	4980	4980	4980	334	367	490	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	K-55	4320	4980	4980	4980	4980	364	401	502	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	L-80	5410	7240	7240	7240	7240	389	428	561	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	HCL-80	7800	7240	7240	7240	7240			511	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	N-80	5410	7240	7240	7240	7240			511	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	HCL-80	7800	7240	7240	7240	7240			523	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	N-80	5410	7240	7240	7240	7240			519	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	S-95	7800	8600	8600	8600	8600			570	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	T-95	5880	8600	8600	8600	8600			563	0.362	6.276	6.151
7.000	25.00	HCL-80	7800	8600	8600	8600	8600			563	0.362	6.276	6.151

Tabel 5. Pasangan Harga X dan 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 6. Data *Properties* Sumur N

Physical Properties	Units	Sumur N
Depth	ft TVD	5200
BHP	psi	2230
BHT	deg F	199
CO ₂ Concentration	% mol	57
H ₂ S Concentration	ppm	35
Cl	ppm	15000

Tabel 7. Spesifikasi *Casing* Non-API 13Cr Tenaris

		WT 13 CR 11.3				WT 13 CR 12.5				WT 13 CR 14.0			
		OD	WT	WT	WT	OD	WT	WT	WT	OD	WT	WT	WT
		INCH	LB	KG	LB	INCH	LB	KG	LB	INCH	LB	KG	LB
1.00	1.00	13.00	11.3	11.3	11.3	13.00	12.5	12.5	12.5	13.00	14.0	14.0	14.0
1.00	1.00	13.00	12.5	12.5	12.5	13.00	14.0	14.0	14.0	13.00	11.3	11.3	11.3
1.00	1.00	13.00	14.0	14.0	14.0	13.00	11.3	11.3	11.3	13.00	12.5	12.5	12.5
1.00	1.00	13.00	11.3	11.3	11.3	13.00	12.5	12.5	12.5	13.00	14.0	14.0	14.0
1.00	1.00	13.00	12.5	12.5	12.5	13.00	14.0	14.0	14.0	13.00	11.3	11.3	11.3
1.00	1.00	13.00	14.0	14.0	14.0	13.00	11.3	11.3	11.3	13.00	12.5	12.5	12.5
1.00	1.00	13.00	11.3	11.3	11.3	13.00	12.5	12.5	12.5	13.00	14.0	14.0	14.0
1.00	1.00	13.00	12.5	12.5	12.5	13.00	14.0	14.0	14.0	13.00	11.3	11.3	11.3
1.00	1.00	13.00	14.0	14.0	14.0	13.00	11.3	11.3	11.3	13.00	12.5	12.5	12.5

Tabel 8. Data *Properties* Sumur Gas-N

<i>Properties</i>	Sumur N	Unit
<i>Casing OD</i>	7	inch
<i>Hole Clearance</i>	1.5	inch
Kandungan H ₂ S	35	ppm
Jenis <i>fluid</i> a yang akan diproduksi	gas	
Tekanan sumur	2230	Psi
Temperatur sumur	222-255	degF