

SELEKSI MATERIAL UNTUK CASING SUMUR MIGAS & GEOTHERMAL

Buku Referensi

Aly Rasyid



**Seleksi Material Untuk Casing Sumur Migas & Geothermal
Buku Referensi**

Copyright © PT Cipta Gadhing Artha, 2021

Penulis:

Aly Rasyid

ISBN : 978-623-6518-91-5

Editor:

Yuche Yahya Sukaca

Penyunting dan Penata Letak:

Istiqomah

Desain Sampul:

Papong Design Indonesia

Penerbit:

PT Cipta Gadhing Artha

Redaksi:

Centennial Tower Level 29, Jl. Gatot Subroto No.27, RT.2/RW.2, Karet
Kuningan, Kecamatan Setiabudi, Kota Jakarta Selatan, Daerah Khusus
Ibukota Jakarta 12950

Web : <http://terbit.in>

E-mail : pracetak@terbit.in

WhatsApp : +62811354321

Cetakan Pertama, Juni 2021

72 halaman; 15,5 x 23 cm

Hak cipta dilindungi undang-undang
Dilarang memperbanyak maupun mengedarkan buku dalam bentuk dan
dengan cara apapun tanpa ijin tertulis dari penerbit maupun penulis



KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr Wb

Alhamdulillah dengan mengucapkan syukur kepada Allah swt, saya sebagai penulis bisa menyelesaikan Buku ini. Walaupun sudah lama sebenarnya naskah buku ini dibuat, namun baru bisa disajikan dan diterbitkan pada tahun 2021 ini.

Saya mengucapkan terima kasih kepada orang tua, istri dan keluarga penulis yang senantiasa memberikan dukungan penuh kepada penulis. Ucapan terima kasih juga saya sampaikan kepada tim Deepublish yang sudah membantu penulis dalam proses layout, perizinan, hingga diterbitkannya Buku ini.

Diharapkan buku ini bisa menjadi bahan referensi untuk semua stakeholder di Indonesia khususnya para praktisi juga para regulator yang terlibat dalam pengembangan energi migas dan panas bumi.

Semoga bermanfaat untuk kita semua.

Bekasi, Mei 2021

Aly Rasyid

daftar isi

Kata Pengantar	2
Daftar Isi	3
Bab I Pendahuluan	6
1.1 Definisi Casing	6
1.2 Fungsi Casing	8
1.3 Tipe - Tipe Casing	10
Bab II Spesifikasi dan Klasifikasi Casing	21
2.1 Klasifikasi Casing Berdasarkan API	22
2.2 Klasifikasi Casing Berdasarkan Non API	25
2.3 Koneksi Casing / Tubular	27
2.4 Koneksi Seal (Conenection Seals)	31
2.5 Sifat – Sifat Mekanical	32
Bab III Seleksi Material	35
3.1 Standards	35
3.2 Korosi	39
3.3 Korosi CO2	42
3.4 Korosi H2S	45
3.5 Tipe Material	49
3.6 Pertimbangan Umum	54

3.7 Desain Prosedur	56
3.8 Efek Temperatur	59
Bab IV Kesimpulan	66
Referensi	68
Profil Penulis	70



Pendahuluan

1.1 Definisi Casing

Casing memiliki beberapa fungsi penting dalam pengeboran dan penyelesaian sumur. *Casing* dapat mencegah runtuhnya lubang bor selama pengeboran dan secara hidraulik mengisolasi cairan lubang sumur dari formasi bawah permukaan dan fluida formasi. Ini untuk menghindari kerusakan lingkungan di bawah permukaan oleh proses pengeboran dan sebaliknya sumur oleh lingkungan bawah permukaan. Ini menyediakan saluran aliran kekuatan tinggi untuk cairan pengeboran ke permukaan dan, dengan peralatan pencegah semburan liar (*Blowouts Preventer/ BOP*), memungkinkan kontrol tekanan formasi yang

aman. Perforasi selektif dengan *casing* yang disemen dengan benar juga memungkinkan komunikasi yang terisolasi pada formasi yang diproduksi.

Pada saat eksplorasi migas atau geothermal yang memerlukan pengeboran sumur yang semakin dalam, tentunya jumlah dan ukuran casing yang dibutuhkan akan meningkat. Casing telah menjadi salah satu bagian paling mahal dari program pengeboran dimana beberapa penelitian telah menunjukkan bahwa biaya rata-rata pembalian casing adalah sekitar 18% - 25% dari biaya total sumur secara keseluruhan. Dengan demikian, tanggung jawab penting dari insinyur pengeboran (*drilling engineer*) adalah merancang program casing yang paling optimum dari sisi biaya yang memungkinkan sumur dibor dan dioperasikan dengan aman dalam durasi sumur sampai akhirnya sumur tersebut tidak ekonomis lagi untuk diproduksi. Penghematan yang dapat dicapai melalui desain yang optimal, serta risiko kegagalan dari desain yang tidak tepat, menjadikan upaya rekayasa yang cukup besar sangat diperlukan pada fase perencanaan pengeboran ini.

1.2 Fungsi Casing

Casing adalah komponen struktural utama dari sebuah sumur migas dan geothermal. Fungsi casing antara lain dapat diringkas sebagai berikut:

1. Menjadi support/pendukung berat *wellhead* (kepala sumur) dan berat susunan BOP.
2. Menyediakan jalur kembalinya lumpur ke permukaan saat pengeboran.
3. Mengontrol tekanan sumur dengan menahan tekanan bawah permukaan.
4. Mengisolasi zona bertekanan tinggi dari lubang sumur.
5. Mengisolasi zona permeabel dari lubang sumur yang dapat menyebabkan *differential sticking*.
6. Mengisolasi zona yang memiliki masalah khusus yang dapat menyebabkan masalah pada lubang sumur:
 - *Swelling clay* (clay yang mengembang), *shale*
 - Shale yang mengelupas (*sloughing shale*)
 - Formasi plastis (evaporit)
 - Formasi yang menyebabkan kontaminasi lumpur (gipsum, anhidrit, garam)

- Lapisan yang tidak terkonsolidasi (*unconsolidated zone*) di area permafrost
 - Zona kehilangan sirkulasi (*loss circulation*)
7. Memisahkan rezim tekanan atau fluida yang berbeda.
 8. Menyediakan lingkungan yang stabil untuk perlengkapan kompleksi sumur seperti packer, liner hanger, dan lain-lain.
 9. Mengisolasi zona lemah dari lubang sumur dalam operasi *hydraulic fracturing*.
 10. Mengisolasi formasi produktif yang permeabel, mengurangi risiko semburan liar dari bawah permukaan (*underground blowout*).
 11. Mengisolasi fluida yang diproduksi dari formasi dan menyediakan jalur aliran ke permukaan.

Khusus untuk casing produksi dimana merupakan casing terakhir yang akan kontak langsung dengan fluida produksi (hydrocarbon pada sumur migas, atau uap air panas pada sumur geothermal) maka memiliki fungsi penting sebagai berikut:

1. Menyediakan penahan tekanan internal ketika sistem tubing bocor atau gagal.
2. Mencegah cairan sumur dari kontaminasi.
3. Memberikan perlindungan untuk peralatan kompleksi.
4. Menyediakan akses ke formasi produksi untuk operasi *remedial* atau perbaikan.
5. Memberikan ketahanan semen di lapisan formasi produksi.

1.3 Tipe - Tipe Casing

Dalam praktiknya, akan jauh lebih murah untuk mengebor lubang ukuran tunggal hingga kedalaman total (*total depth / TD*), mungkin dengan mata bor berdiameter kecil, dan kemudian membuat lubang dari permukaan ke TD. Tapi umumnya tidak mungkin untuk mengebor lubang ukuran tunggal ke TD,

sehingga casing dengan ukuran berbeda harus dipasang. Oleh karena itu, ukuran casing yang berbeda dipasang untuk menutup berbagai bagian lubang, ukuran besar casing dipasang di permukaan diikuti oleh satu atau beberapa casing menengah dan akhirnya ukuran casing yang paling kecil untuk keperluan produksi. Enam tipe dasar casing tersedia: *stovepipe* atau *riser*, casing konduktor, casing permukaan, casing perantara/*intermediate*, casing produksi, dan *liner*.

Stovepipe digunakan sebagai konduktor di laut, merupakan pipa *drive* atau tiang struktural atau tiang pondasi untuk pengeboran lepas pantai saja. Ini dipasang untuk mencegah *washout* dari permukaan yang memiliki formasi yang tidak terkonsolidasi (*unconsolidated formation*). Ini juga menyediakan sistem sirkulasi untuk lumpur pengeboran dan memastikan stabilitas permukaan tanah di mana rig ditempatkan. Secara umum, *stovepipe* tidak membawa beban apapun dari peralatan kepala sumur dan dapat didorong ke tanah atau dasar laut dengan pendorong tiang pancang. Ukuran tipikal untuk *stovepipe* berkisar antara 26 - 42 inci. Namun, dapat bervariasi dari diameter 16 hingga 60

inci dan kisaran panjangnya adalah 150 kaki hingga 300 kaki berdasarkan kedalaman kedalaman air dari permukaan laut.

Riser pengeboran adalah saluran yang menyediakan perpanjangan sementara dari sumur minyak bawah laut ke fasilitas pengeboran permukaan. Secara umum, ada dua jenis riser yang berbeda yaitu *marine riser*, dan *riser tieback*. *Marine riser* adalah pipa yang menghubungkan susunan BOP bawah laut dengan rig pengeboran dan umumnya digunakan dari *fixed platform* atau platform terapung yang sangat stabil seperti spar atau *tension leg platform* (TLP). *Riser* pengeboran laut merupakan pipa dengan diameter besar, pipa utama yang bertekanan rendah dengan saluran bantu eksternal yang mencakup saluran *choke* dan *kill line* bertekanan tinggi untuk mengalirkan cairan ke peralatan pencegah semburan liar bawah laut (BOP), dan biasanya termasuk didalamnya ada saluran (*line*) untuk instrumen *power* dan kontrol BOP. *Riser* memungkinkan lumpur untuk disirkulasikan kembali ke permukaan, dan memberikan *guide* jalan untuk alat yang diturunkan ke dalam lubang sumur.

Standar internasional ISO 13624-1:2009 mencakup: desain, pemilihan, pengoperasian, dan pemeliharaan sistem riser untuk operasi pengeboran yang terapung (*floating drilling*). Tujuannya adalah untuk menjadi referensi bagi para desainer, dalam pemilihan sistem komponen, dan bagi mereka yang menggunakan dan memelihara peralatan ini. Hal ini, didasarkan pada teknik dasar prinsip-prinsip dan berbagai pengalaman operator lepas pantai, kontraktor, dan produsen.

Tieback riser dapat berupa pipa bertekanan tinggi berdiameter besar tunggal, atau satu set dari pipa konsentris yang merupakan perpanjangan selubung casing di dalam sumur sampai ke permukaan BOP. Ada beberapa riser yang memiliki bagian joint yang memiliki modul buoyancy.

Riser tensioner adalah riser yang memiliki perangkat pneumatik atau hidrolik yang digunakan untuk memberikan regangan konstan pada kabel, yang mendukung riser laut.

Riser teleskopik adalah komponen yang dipasang di bagian atas riser untuk mengakomodasi

pergerakan vertikal pada rig dengan pengeboran terapung.

Casing konduktor dipasang di bawah *drive pipe* yang dipasang untuk melindungi permukaan yang mudah lepas, formasi yang paling dekat dengan permukaan (*near-surface formation*), dan untuk memungkinkan sirkulasi fluida pemboran. Konduktor mengisolasi formasi yang tidak terkonsolidasi dan air pasiran dan melindungi terhadap gas dangkal permukaan (*shallow gas*). Pipa konduktor disemen sampai ke permukaan dan digunakan untuk mendukung casing dan peralatan kepala sumur berikutnya. Dimana kalau diperkirakan ada air dangkal atau gas dangkal, pipa konduktor akan dilengkapi dengan sistem pengalih (*diverter system*), untuk mengalihkan semburan gas dangkal ke arah yang aman dan tidak merusak peralatan rig yang lain.

Pipa konduktor panjangnya bervariasi dari 40 kaki hingga 500 kaki, dengan diameter luar (OD) 7 hingga 20 inci. Umumnya, pipa 16 inci digunakan di sumur dangkal dan 20 inci digunakan pada sumur dalam.

Casing permukaan (*surface casing*) memiliki beberapa fungsi utama. *Surface casing* digunakan untuk menahan formasi dangkal yang tidak terkonsolidasi yang dapat mengelupas dan jatuh ke dalam lubang dan menyebabkan masalah, mengisolasi air tawar dan mencegah kontaminasi oleh cairan dari formasi yang lebih dalam, juga berfungsi sebagai dudukan system BOP. *Surface casing* di pasang umumnya pada batuan yang kompeten, seperti batugamping keras atau dolomit, sehingga dapat menahan segala tekanan yang mungkin dihadapi antara dudukan *casing* permukaan dan tempat dudukan *casing* berikutnya. Kedalaman pemasangan casing permukaan bervariasi dari beberapa ratus kaki hingga 5.000 kaki. Ukuran casing permukaan bervariasi dengan diameter luar (*outside diameter*) dari 7 inci hingga 16 inci, dengan 10-3/4 inci dan 13-3/8 inci menjadi yang paling umum. Dalam pengeboran sumur di darat, casing permukaan biasanya disemen sampai ke permukaan.

Casing intermediate atau *casing protective* dipasang pada kedalaman antara *casing* permukaan dan *casing* produksi. Alasan utama untuk memasang *casing*

intermediate adalah untuk menutup formasi bermasalah yang bisa menghalangi sumur dibor sampai kedalaman total. Zona bermasalah yang dihadapi termasuk diantaranya adalah formasi dengan tekanan abnormal, zona kehilangan sirkulasi, *shale* yang tidak stabil, dan zona garam. Ketika tekanan formasi abnormal ada di bagian dalam sumur, casing *intermediate* dipasang untuk melindungi formasi di bawah casing permukaan dari tekanan yang dihasilkan oleh berat jenis cairan pemboran yang dibutuhkan untuk menyeimbangkan tekanan pori abnormal. Demikian pula, ketika tekanan pori normal ditemukan di bawah bagian yang memiliki tekanan pori abnormal, tambahan casing *intermediate* dapat dipasang untuk memungkinkan penggunaan yang lebih ekonomis, berat lumpur spesifik yang lebih rendah untuk lumpur pengeboran di bagian selanjutnya.

Setelah pengeboran zona loss sirkulasi yang merepotkan, *shale* yang tidak stabil, atau bagian zona garam telah ditembus, casing *intermediate* diperlukan untuk mencegah masalah sumur saat pengeboran pada bagian bawah bagian formasi bermasalah tersebut.

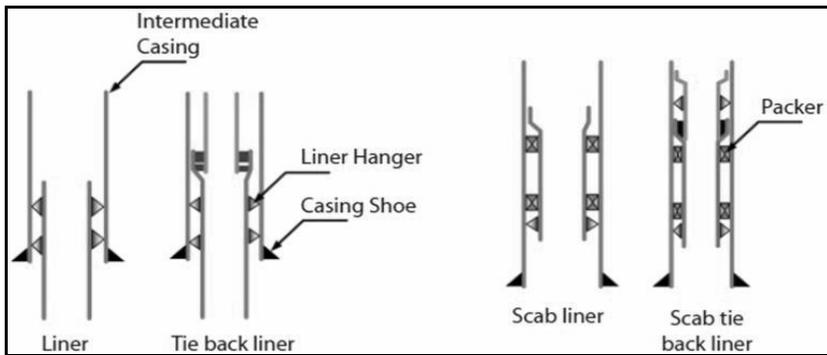
Casing intermediate bervariasi panjangnya dari 7.000 kaki hingga mencapai 15.000 kaki dan diameter luar (OD) dari 7 inci hingga 11-3/4 inci. *Casing intermediate* ini biasanya disemen hingga 1.000 kaki dari *casing shoe* dan digantung ke *surface casing*. Kolom semen yang lebih panjang kadang-kadang diperlukan untuk mencegah casing tertekuk (*buckling*).

Casing produksi dipasang pada zona produktif/prospektif kecuali jika kompleksi dilakukan pada lubang terbuka (*open hole*). Biasanya dirancang untuk menahan tekanan maksimum (*maximum shut in pressure*) dari formasi produktif dan dirancang untuk menahan tekanan pada operasi kompleksi dan kerja ulang (*workover*). *Casing* ini juga memberikan perlindungan bagi lingkungan pada saat terjadi kegagalan pada pipa tubing produksi selama operasi produksi dan memungkinkan pipa tubing produksi untuk diperbaiki dan diganti.

Casing produksi bervariasi dari 4-1/2 inci hingga 9-5/8 inci diameter luar (OD), dan disemen cukup jauh di atas formasi produksi untuk menyediakan dukungan tambahan untuk peralatan

bawah permukaan dan untuk mencegah casing tertekuk (*casing buckling*).

Liner adalah pipa *casing* yang biasanya dipasang tidak mencapai permukaan, tetapi digantung d bawah *string casing* terbesar berikutnya. Biasanya liner dipasang untuk menutup bagian zona bermasalah dari sumur atau zona produksi karena alasan ekonomi. *Basic Liner System* saat ini yang biasa digunakan ditunjukkan pada Gambar 1.1, ini termasuk drilling liner, liner produksi, liner tie-back, scab liner, dan scab tie-back liner.



Gambar 1. 1 *Basic Liner System*

Drilling liner adalah bagian dari casing yang digantungkan pada casing yang ada, bisa casing permukaan atau *casing intermediate*. Dalam kebanyakan kasus, drilling liner dipasang sampai ke bawah ke

dalam lubang terbuka (*open hole*) dan overlap dengan casing yang ada kurang lebih antara 200 kaki hingga 400 kaki.

Drilling liner digunakan untuk mengisolasi tekanan formasi abnormal, zona kehilangan sirkulasi, zona reaktif shale dan bagian garam, dan untuk mendukung pengeboran di bawah zona ini, agar tidak terjadi masalah.

Liner produksi dipasang untuk memberikan isolasi di seluruh zone produksi atau zona injeksi. Dalam hal ini, *casing intermediate* atau *drilling liner* menjadi bagian dari peralatan string kompleksi.

Tie-back liner adalah bagian casing yang memanjang ke atas dari atas liner yang ada ke permukaan. Pipa ini terhubung ke bagian atas liner dengan konektor yang dirancang khusus. Liner produksi dengan *tie-back liner assembly* sangat menguntungkan jika dipasang saat pengeboran eksplorasi di bawah interval zona produktif yang direncanakan. Hal ini juga menimbulkan beban gantung yang rendah untuk peralatan di bagian atas sumur.

Scab liner adalah bagian casing yang digunakan untuk memperbaiki casing yang sudah rusak. Scab liner mungkin disemen atau di *seal* dengan packers pada bagian atas dan bawah.

Scab tie-back liner adalah bagian casing yang memanjang ke atas dari liner yang ada, tetapi yang tidak mencapai permukaan dan biasanya disemen pada bagian tersebut (*in place*). Scab tie-back liner biasanya digunakan dengan casing yang tebal yang disemen untuk mengisolasi bagian garam di bagian sumur yang lebih dalam.

Keuntungan utama dari liner adalah bahwa pengurangan jumlah casing dan diameternya lebih kecil casing menghasilkan desain casing yang lebih ekonomis, juga mengurangi kapasitas yang diperlukan dari rig pengeboran. Namun, kemungkinan kebocoran di seluruh liner hanger dan kesulitan pada saat pekerjaan penyemenan primer yang baik karena anulus yang sempit, harus ikut dipertimbangkan dalam penggunaan kombinasi string *casing intermediate* dan *liner* itu sendiri.



Spesifikasi dan Klasifikasi Casing

Casing dan *tubing* dapat dianggap sebagai bejana tekan (*pressure vessels/pressure containment*) yang berisi tekanan internal, menahan tekanan eksternal dan juga mampu menahan beban aksial. Resistansi ketahanan casing dan tubing terhadap peningkatan kondisi pembebanan tekanan dapat dicapai dengan peningkatan tingkat ketebalan dinding tubing atau casing, serta peningkatan kekuatan baja yang digunakan untuk membuat tubing dan casing.

2.1 Klasifikasi Casing Berdasarkan API

American Petroleum Institute (API) telah mengembangkan standar untuk casing dan tubular lainnya yang telah diterima secara internasional oleh industri minyak dan gas bumi. Casing didefinisikan sebagai pipa tubular dengan kisaran *outside diameter* (OD) 4,5 hingga 20 inci. Di antara sifat-sifat tersebut termasuk dalam standar API untuk pipa dan kopleng adalah kekuatan, dimensi fisik, dan prosedur uji kendali mutu (*quality control test procedure*). Casing diklasifikasikan menurut lima sifat: cara manufaktur, grade baja, jenis sambungan, rentang panjang, dan ketebalan dinding (satuan berat).

Hampir tanpa kecuali, casing dan tubing dibuat dari baja ringan (0,3 karbon), dinormalisasi dengan sejumlah kecil mangan. Untuk kekuatan tambahan, pabrikan mungkin melakukan *quenching* atau *tempering* terhadap baja tersebut. Pada Tabel 2.1 dapat dilihat Spesifikasi grade casing menurut API.

Kualitas baja:

- *Minimum yield strength*
- *Pipe strength (burst, collapse, tensile strength)*

Tabel 2. 1 Spesifikasi Grade Casing API

API Grade	Yield Stress, psi		Minimum Ult. Tensile, psi	Minimum Elongation (%)
	Minimum	Maximum		
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24.0
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
C-75	75,000	90,000	95,000	19.5
L-80	80,000	95,000	95,000	19.5
N-80	80,000	110,000	100,000	18.5
C-90	90,000	105,000	100,000	18.5
C-95	95,000	110,000	105,000	18.0
S-95	95,000	110,000	110,000	18.0
T-95	95,000	110,000	105,000	18.0
P-110	110,000	140,000	125,000	15.0
Q-125	125,000	150,000	135,000	18.0
V-150	150,000	180,000	160,000	18.0

Standar API mengenal tiga rentang panjang untuk casing. Rentang 1 (R-1) termasuk tool joint panjangnya dalam kisaran 16 hingga 25 kaki. Rentang 2 (R-2) adalah rentang 25 hingga 34 kaki, dan Rentang 3 (R-3) adalah 34 kaki atau lebih panjang. Juga ditentukan bahwa ketika

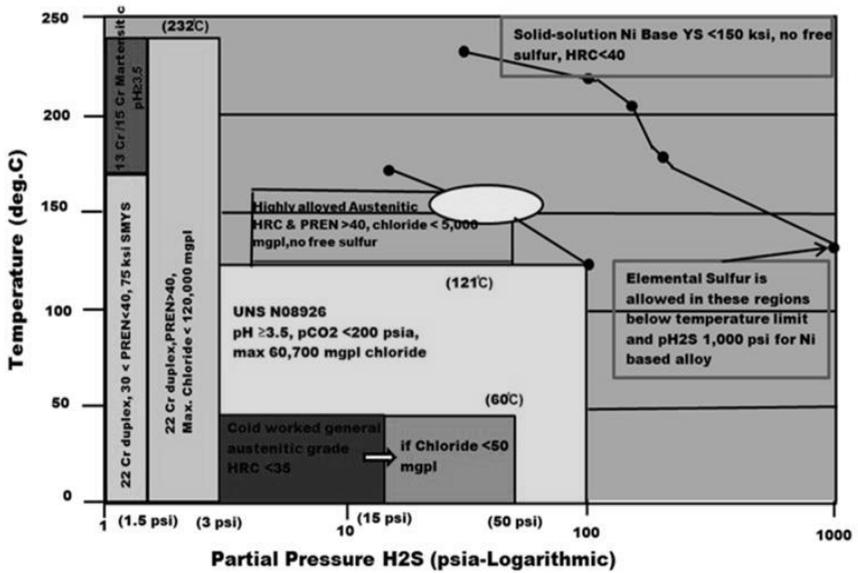
casing dipesan dari pabrik dalam jumlah yang lebih besar dari satu *load* mobil, 95% pipa harus memiliki panjang lebih besar dari 18 kaki untuk R-1, 28 kaki untuk R-2, dan 36 kaki untuk R-3.

Untuk memenuhi spesifikasi API, OD casing harus dijaga dalam toleransi $\pm 0,75\%$. Namun, produsen casing umumnya akan mencoba untuk mencegah pipa menjadi terlalu kecil (*undersize*) untuk memastikan run-out ulir yang memadai saat melakukan pabrikasi koneksi/joint. Casing biasanya ukurannya dalam toleransi API tetapi sedikit lebih besar (*slightly oversize*). Ketebalan dinding (*wall thickness*) pipa minimum yang diizinkan adalah 87,5% dari ketebalan dinding nominal. ID maksimum dikontrol oleh toleransi gabungan untuk OD dan ketebalan dinding minimum. ID minimum dikontrol oleh diameter drift yang ditentukan-diameter mandrel minimum yang harus melewati pipa tanpa halangan.

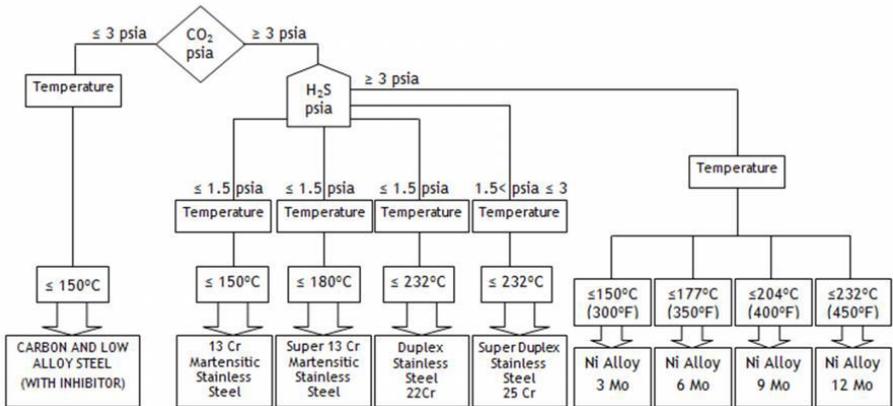
Panjang drift mandrel casing adalah 6 inci untuk ukuran casing dengan rentang 4.5 inci sampai dengan 8.625 inci. Untuk casing yang lebih besar, harus digunakan ukuran mandrel casing 12 inci.

2.2 Klasifikasi Casing Non API

Beberapa deposit minyak bumi mengandung kontaminan misalnya sumur minyak atau gas yang mengandung: belerang baik sebagai hidrogen sulfida (H_2S) atau dalam senyawa belerang lainnya dan dalam jumlah kuantitas yang cukup disebut sebagai "Asam". Untuk aplikasi dengan H_2S ambang batas dari *sweet* ke lingkungan *sour* (asam) berada pada tekanan parsial 0,05 psia baik untuk sumur minyak ataupun gas. Gambar 2.1 menunjukkan klasifikasi material dalam hal lingkungan layanan asam. Karbon dioksida adalah kontaminan lain yang ditemukan di beberapa deposit minyak bumi dan kadang-kadang ada hubungannya dengan kandungan belerang. Cairan yang mengandung salah satu dari zat-zat ini bisa lebih korosif pada permukaan tubular dan peralatan bawah permukaan. Gambar 2.2 menunjukkan klasifikasi material yang lebih spesifik yang menggabungkan kandungan Sulfur dan Karbon dioksida sebagai kondisi lingkungan yang sebenarnya.



Gambar 2. 1 Non API Casing Specification for Sour Condition



Gambar 2. 2 Guidelines Seleksi Material Untuk Klasifikasi Casing Non API

2.3 Koneksi Casing / Tubular

Koneksi ulir (*thread connection*) tubular / casing pada industri minyak dan gas bumi juga geothermal, dapat diklasifikasikan sebagai berikut dan diilustrasikan dalam Gambar 2.3.

a. Koneksi integral (*integral connection*)

Box thread langsung dikerjakan dengan ketebalan dinding casing. Ini sering membutuhkan bagian ujung dari tubular membutuhkan proses upset. Jumlah bagian berulir dan potensi resiko kebocoran dapat berkurang. Tetapi akibatnya, pipa jenis ini jika ada kesalahan akan sulit untuk diperbaiki dengan menggunakan fasilitas lokal dan umumnya mahal. Koneksi integral yang disetujui oleh API adalah:

- *API integral joint* (untuk tubing)

Membutuhkan *upset* internal dan eksternal; bukan merupakan koneksi premium

- *API extreme line (X-Line)*

Koneksi premium untuk casing; juga membutuhkan *upset* internal dan eksternal, mahal dan seperti dalam banyak produk kustom lainnya, sangat jarang digunakan. Koneksi

integral tanpa *upset* (sambungan flush) harus dipasang di dinding pipa yang memiliki ketebalan. Hal ini akan menghasilkan penurunan kinerja aksial.

b. *Threaded and coupled connections*

Koneksi ini menggunakan kopling untuk membentuk satu kesatuan dengan bagian tubular. Koneksi yang paling populer adalah sebagai berikut:

➤ **Koneksi kopling API :**

- EUE (External Upset End) & NU (Non Upset) untuk tubing
- API Round Thread (STC, Short Round Thread Casing / LTC, Long Round Thread Casing)
- API Buttress Thread (BTC, Buttress Thread Casing)

Koneksi casing API STC/LTC dapat mengalami *galling*, *jump out*, dan *cross threading*, dan memakan waktu saat memperbaiki rig. Akibatnya koneksi-koneksi ini sudah tidak banyak digunakan saat ini dan bahkan dihindari dalam aplikasi casing.

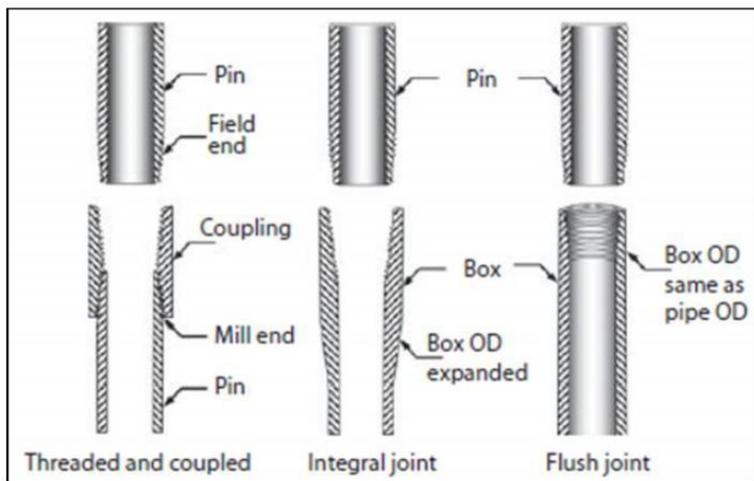
API Buttress Thread dikembangkan untuk memberikan koneksi berkekuatan tinggi dan lebih mudah di *makeup*.

Kopling API Buttress ada dalam grade normal (N) dan superior (S), dengan standar OD dan *special clearance*: efisiensi *tension* bisa kurang dari 100% dalam kasus ini. Performa mekanis dalam traksi (*traction*) ada dalam panduan API BL 5C3. Kemampuan *sealing* API Buttress bervariasi tergantung kepada meterial dope dan filler, make-up torque, tolerances pada thread, dan lain-lain. Koneksi Buttress digunakan pada ukuran casing sampai dengan diameter 16 inchi. Di atas ukuran ini, koneksi yang lebih kuat yang lebih mudah untuk make-up harus dilakukan pemilihan yang tepat.

➤ **Premium coupling connections**

Ketahanan kebocoran terhadap gas ditingkatkan dengan menggunakan sistem *metal to metal seal*. Berbagai produk khusus tersedia dari produsen utama yang dapat menyediakan kinerja yang tepat dan parameter operasional

untuk koneksi premium tersebut (seperti *critical cross section, make-up torque, oil and gas sealing load envelope*). Selain tahan bocor, penggunaan sambungan premium menghasilkan kuasi seragam diameter internal sampai dengan kopleng. Ini membantu dalam mengurangi turbulensi fluida dan mencegah kabel dan peralatan *wireline* tersangkut saat melewati bagian koneksi. Pada Gambar 2.3 ditunjukkan berbagai tipe joint koneksi.



Gambar 2. 3 Tipe-tipe Joint Koneksi

2.4 Koneksi Seal (Connection Seals)

Setiap koneksi memiliki mekanisme yang membentuk tingkat *sealing* tertentu di bawah kondisi spesifik *make-up* tertentu. Dalam kebanyakan kasus, kebocoran abnormal disebabkan oleh kegagalan untuk sepenuhnya mematuhi persyaratan *stab-in* pipa dan proses *make-up*.

➤ *API Round Thread*

Kemampuan *sealing API round thread* mungkin lebih baik daripada *API Buttress thread*, tetapi sangat sensitif terhadap torsi *make-up* dan pemilihan *dope* pipa.

➤ *API Buttress Thread*

Seperti halnya pada *API round thread*, *compound thread* harus digunakan pada *buttress* ini untuk memastikan *sealing* yang diharapkan.

➤ *Koneksi Seal Premium*

Koneksi seal premium (MTM, Metal to Metal + torque shoulder) telah dikembangkan untuk menyediakan koneksi kedap gas (*gas tight*) bertekanan tinggi. Adanya cincin Teflon (*torque ring*) pada thread tidak cukup untuk klasifikasi premium.

Adanya kotoran, perubahan sealing shoulder sebelum make-up, kompresi yang berlebihan atau torsi make-up yang tidak mencukupi dapat membahayakan *sealing* yang baik.

Semua koneksi ini (kecuali thread API X-Line) adalah produk *proprietary*. Sebagai tambahan untuk data karakteristik geometris dan mekanis, *sealing limits* (seal load envelope) dan prosedur operasional harus disediakan oleh produsen.

Sebagian besar koneksi premium tidak dirancang untuk *sealing* tekanan gas tinggi dari luar. Situasi ini jarang terjadi dan mungkin memerlukan studi koneksi khusus, terutama untuk pipa-pipa tubular yang memiliki ketebalan yang besar.

2.5 Sifat - Sifat Mekanical

➤ Axial Loads

Untuk sebagian besar koneksi, kecuali untuk API round thread, pada pipa dengan OD $\geq 4\frac{1}{2}$ " di mana jump out adalah faktor pembatas, *tensile "at yield"* koneksi adalah produk dari pin yang lebih

rendah / *coupling critical cross section* (CCS) dengan minimum yield dari grade yang dipertimbangkan.

API 5C3 memberikan karakteristik geometris dan mekanis utama untuk koneksi API. Untuk koneksi premium, "*joint yield strength*" dan "*critical cross section*" dari setiap koneksi adalah data standar yang disediakan oleh produsen. Rasio resistansi aksial/*pipe body axial resistance ratio* merupakan "tensile efficiency" dari sebuah koneksi.

Bila memungkinkan, kekuatan terakhir atau *fracture strength* atau *parting load* dari koneksi joint premium tidak boleh digunakan dalam perhitungan casing/tubing karena tidak terkait langsung dengan *yeild limit*.

➤ **Burst - Collapse Load**

Rating dari load burst dan collapse harus diketahui oleh designer sumur dan dikonfirmasi oleh pabrikan (umumnya lebih baik daripada body pipa). Batasan nyata dari koneksi terhadap burst dan collapse harus digunakan.

➤ **Beban Gabungan**

Tegangan total (*total stress*) yang disebabkan oleh semua parameter dalam sebuah koneksi tidak mudah untuk dievaluasi karena geometri dan interaksi antara box dan pin. "*Service envelope*" dari koneksi, digambar dengan ellips VM (Von Mises) dari body pipa yang dipertimbangkan sebagai referensi, adalah gambaran yang paling praktis dari resistensi koneksi di bawah beban *load* gabungan. Batasan service koneksi premium harus diberikan dan didukung dengan jelas oleh pabrikan, sehingga desainer sumur dapat melakukan perbandingan yang mudah dengan body pipa dalam situasi beban gabungan apa pun.



Seleksi Material

3.1 Standards

Referensi dokumen yang digunakan untuk pemilihan material tubular menggunakan standard API dan ISO.

➤ **API (American Petroleum Industry)**

Casing dapat dianggap sebagai standar API jika memenuhi spesifikasi tertentu. Diantara properti yang ditentukan oleh spesifikasi API ini adalah *pound per foot* (ppf), panjang, OD, ketebalan, panjang dan diameter drift mandrel, grade baja, tekanan uji hidrostatik, metode manufaktur baja dan toleransi.

Berdasarkan API OCTG, Hal-hal yang utama adalah sebagai berikut:

1. Spesifikasi API 5CT

Membahas tubular untuk industri migas dan mendefinisikan casing sebagai pipa tubular dengan dan rentang OD 4-1/2 "sampai 20". Tubing pada dasarnya adalah pipa dengan dan OD mulai dari 1,050 "hingga 4-1/2" tetapi ketentuan dibuat untuk memungkinkan pipa casing digunakan sebagai tubing (dengan persyaratan drift di tertentu).

2. Spesifikasi API 5B

Menentukan dimensi fisik koneksi berulir API (API thread connection), terkait *upset* dan *gauging* yang diperlukan.

3. Bulletin API 5C3

Memberikan peringkat kinerja (performance rating) untuk *internal yield pressure*, *collapse* dan *tensile strength* untuk pipa API dan koneksinya.

4. Spesifikasi API 5L

Membahas spesifikasi pipa, digunakan dengan konektor yang dilas dengan diameter hingga 36" dan tebal 1,25". Untuk spesifikasi di luar kisaran ini, spesifikasi AI 2B untuk pipa struktural harus

diterapkan. Toleransi pipa bisa berbeda-beda tergantung pada apakah pipa tersebut untuk aplikasi AI 5L atau AI 2B dan seharusnya ditentukan saat pemesanan kepada *manufacurer* bahwa pemipaan diperlukan untuk penggunaan OCTG.

➤ **ISO (*International Standard Organization*)**

Mayoritas spesifikasi API dalam domain OCTG telah diubah menjadi standar ISO, dan dalam banyak kasus tanpa perubahan teknis yang signifikan. Tujuannya adalah untuk memiliki dokumen yang kompatibel baik dengan standar API ataupun ISO.

Tabel 3.1 berikut merangkum tautan utama antara API dan standar ISO yang berkaitan dengan OCTG.

Tabel 3. 1 API dan ISO Standard untuk Tubular Design

Subject	API	ISO
Perawatan dan penggunaan casing dan tubing	RP 5 C1	10405
<i>Threading, gauging</i> dan inspeksi <i>thread</i> casing, tubing dan pipe line	Spec 5 B	10422

Pipa baja yang digunakan sebagai casing atau tubing untuk sumur	Spec 5 CT	11960
Evaluasi dan pengujian <i>thread compound system</i> yang digunakan pada casing, tubing dan pipeline	RP 5 A3	13678
Inspeksi lapangan casing baru, tubing dan <i>plains end drill pipe</i>	RP 5 A5	15463
Mengukur dan memeriksa threads casing, tabung, dan pipeline	RP 5 B1	15464
Performances properties casing, tubing dan drill pipe	Bul. 5 C2	N/A
Formula dan kalkulasi untuk casing, tubing dan drill pipe	Bul. 5 C3	10400
Prosedur testing untuk koneksi casing dan tubing	Bul. 5 C5	13679
<i>Corrosion Resistant Alloys seamless tubes</i> untuk digunakan pada casing, tubing	N/A	13680
Material yang digunakan pada <i>H2S-containing environments</i> di produksi minyak dan gas (Part 1, 2 and 3)	N/A	15156/ NACE MR-0175

3.2 Korosi

Korosi pada material tubular merupakan fenomena elektrokimia yang terjadi jika ada empat komponen selain air yaitu : Oksigen, CO₂, H₂S dan Asam. Korosi memiliki dua aspek umum utama:

1. Korosi “penurunan berat” yang progresif, menyebabkan korosi yang seragam atau terlokalisasi yang biasanya memakan waktu beberapa bulan sampai tahun sampai kegagalan tubular terjadi.
2. Kegagalan retak (cracking failure), jenis kegagalan ini dapat terjadi dengan durasi paparan yang sangat singkat untuk tubular sampai memenuhi kondisi kegagalan lengkap. H₂S adalah kontributor utama untuk jenis korosi ini, dapat terjadi bahkan pada konsentrasi rendah, retak dalam beberapa jam sampai beberapa hari jika material yang digunakan tidak cukup memadai dalam menahan korosi ini.

Beberapa faktor yang paling berkontribusi terhadap korosi:

1. Oxygen (O₂)

Oksigen terlarut dalam air akan secara drastis meningkatkan potensi korosifitasnya. Kelarutan

oksigen adalah fungsi dari tekanan, suhu dan kandungan klorida.

2. Karbon Dioksida (CO₂)

Ketika larut dalam air membentuk asam karbonat yang akan menurunkan pH air dan meningkatkan korosifitasnya. Kombinasi dengan tekanan akan meningkatkan kelarutan menurunkan pH, sedangkan suhu menurunkan kelarutan untuk menaikkan pH. Korosi yang disebabkan oleh CO₂ disebut korosi "sweet".

3. Hidrogen Sulfida (H₂S)

H₂S sangat larut dalam air dan bila dilarutkan akan berperilaku sebagai asam lemah. H₂S juga dapat dihasilkan oleh organisme mikro. Korosi yang disebabkan oleh H₂S disebut korosi "sour".

4. Suhu

Laju korosi umumnya meningkat dengan meningkatnya suhu

5. Tekanan

Efek utamanya adalah pada gas terlarut, di mana lebih banyak gas akan masuk ke larutan sehingga menyebabkan tekanan meningkat yang

dapat berubah menjadi peningkatan korosivitas larutan.

6. Kecepatan fluida di dalam lingkungan

Laju korosi biasanya meningkat dengan kecepatan saat scale korosi mengelupas dari casing, lalu akan mengekspos logam yang baru yang menyebabkan korosi lebih lanjut.

Dalam pengujian laboratorium, untuk sampel maka akan diketahui luas permukaan, densitas dan kehilangan beratnya pada periode waktu tertentu, maka laju korosi dapat dihitung. Salah satu persamaan korosi tersebut tercantum di bawah ini :

Laju Korosi dalam mpy (mils per year) = $(534W)/(DAT)$

Dimana :

W = penurunan berat, dalam miligram

D = densitas logam terkorosi dalam g/cm³

A = luas logam yang terpapar lingkungan korosif dalam inci persegi

T = waktu pemaparan dalam jam

mpy = mils per tahun

mils = mili inci kehilangan ketebalan karena korosi

3.3 Korosi CO₂

Pedoman berikut dapat digunakan untuk lingkungan korosif yang sesuai:

1. Pada sumur eksplorasi, umumnya keberadaan CO₂ dalam formasi menyebabkan masalah yang tidak significant, dan tidak akan mempengaruhi pemilihan material untuk casing.
2. Pada sumur produksi, adanya CO₂ dapat menyebabkan korosi pada bagian-bagian yang kontak langsung dengan CO₂ yang biasanya berarti pada tubing produksi dan bagian peralatan casing produksi di bawah packer.

Laju korosi dapat dihambat dengan cara:

- Memilih baja Chromium paduan tinggi yang tahan terhadap efek korosi
- Menginjeksikan *corrosion inhibitor*, jika menggunakan casing dengan bahan baja karbon. Secara umum jika sumur produksi memiliki CO₂ dengan tekanan parsial lebih tinggi dari 20 psi maka diperlukan *corrosion inhibitor* untuk menghambat laju korosi.

PH atau tingkat keasaman berhubungan dengan konsentrasi CO₂. Konsentrasi CO₂ biasanya dinyatakan dalam bagian per sejuta (ppm) atau tekanan parsial. Laju korosi yang disebabkan oleh konsentrasi CO₂ dan suhu dapat diprediksi dengan persamaan di bawah ini :

$$\text{Log } r = 8.78 - 2,320/(T + 273) - 5.55 \times 10^{-3} \times T + 0.67 \log P_{\text{CO}_2}$$

Dimana:

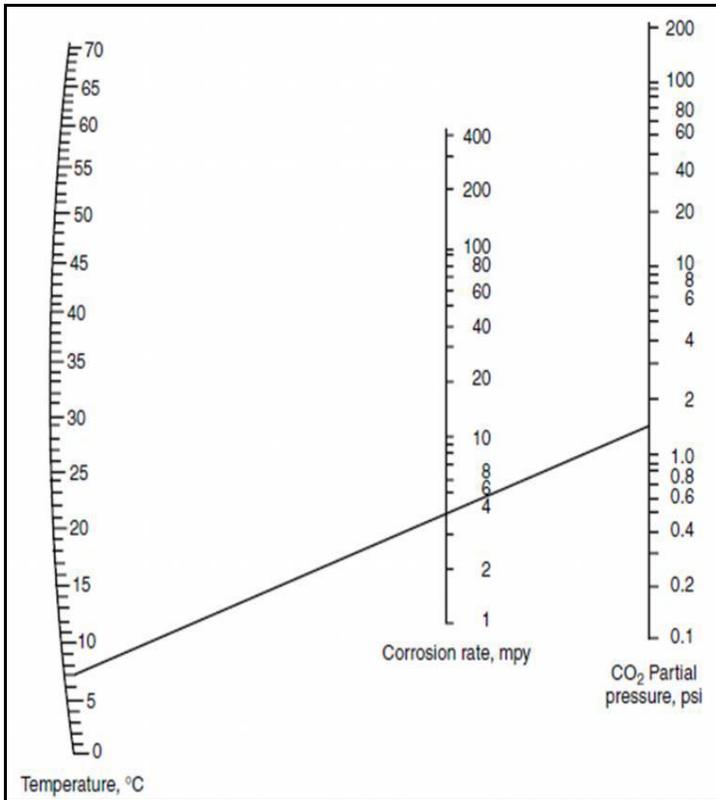
r = laju korosi dalam mils per tahun (mpy)

T = suhu, derajat C

PCO₂ adalah tekanan parsial CO₂ dalam psi

Catatan: Perhitungan ini tidak berlaku untuk casing atau tubing paduan krom

Selain menggunakan rumus di atas, laju korosi sebagai fungsi suhu dan CO₂ dapat diperkirakan berdasarkan gambar 3.1 di bawah ini.



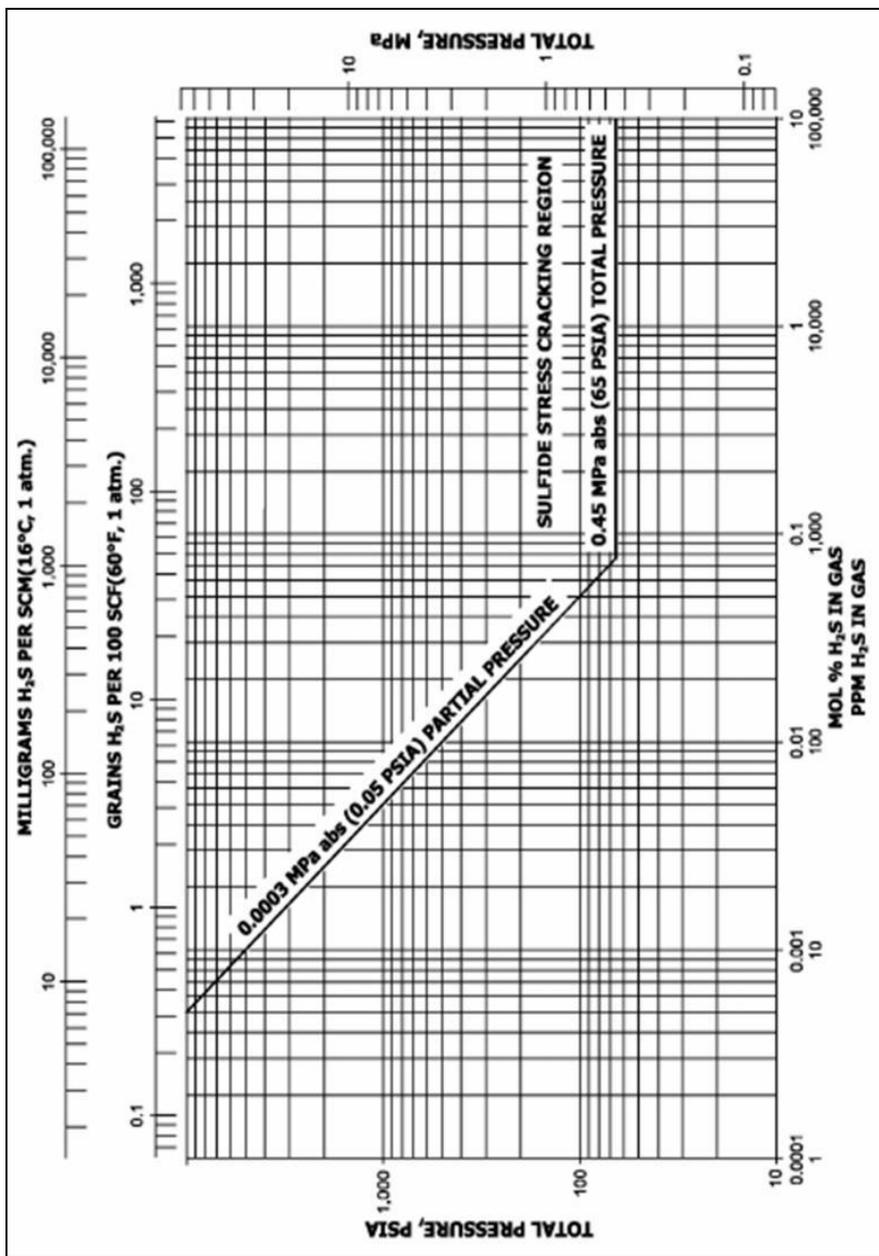
Gambar 3. 1 Nomogram untuk menghitung corrosion rate sebagai fungsi temperature dan tekanan parsial CO₂

3.4 Korosi H₂S

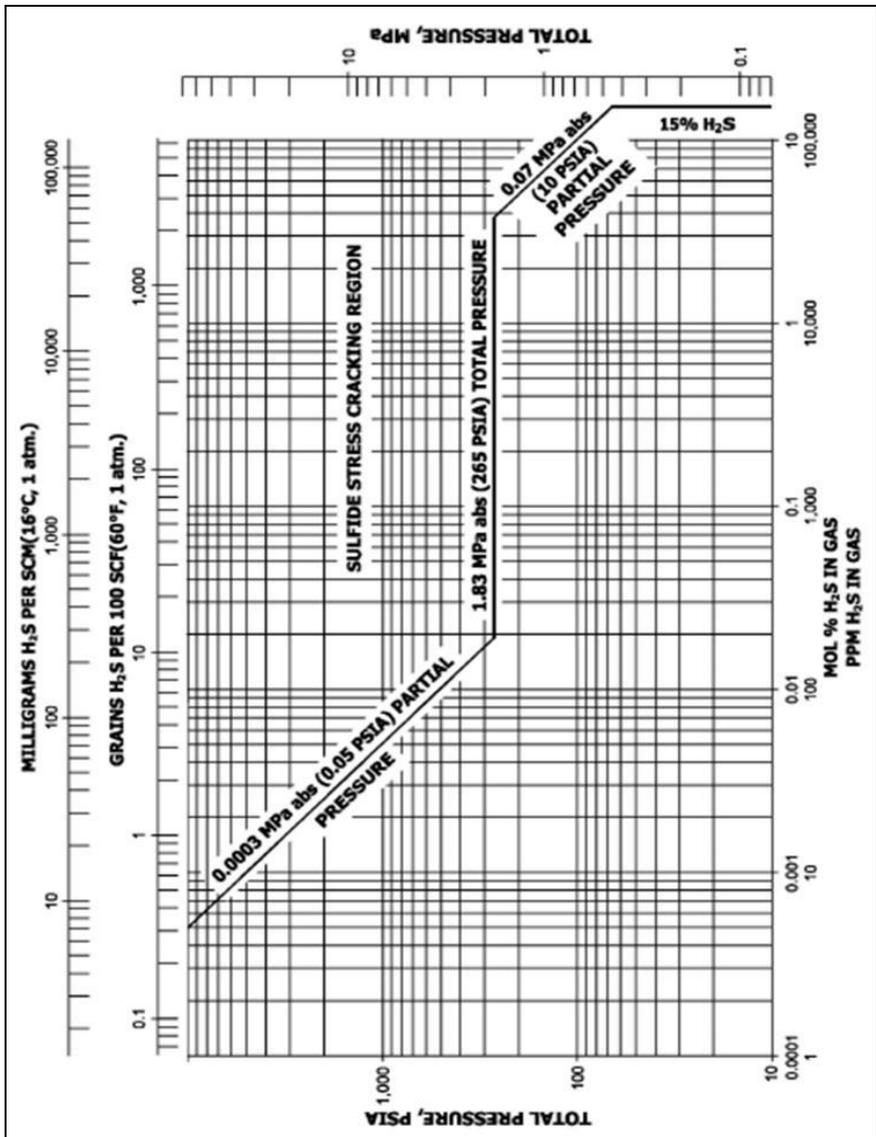
Untuk sumur eksplorasi dengan kemungkinan mendapatkan H₂S yang ditinggi harus dipertimbangkan untuk membatasi yield streng casing dan wellhead dengan mengacu kepada standard API 5CT dan NACE MR-01-75.

Sedangkan pada sumur produksi, pemilihan material casing dan tubing harus dipilih sesuai: jumlah H₂S dan media korosif lainnya yang ada dari sumur.

Di bawah ini adalah referensi secara grafis untuk pertimbangan batas tekanan parsial untuk sour gas system (Gambar 3.2) dan untuk multipahse sour system (Gambar 3.3).



Gambar 3. 2 Sour gas system



Gambar 3. 3 Sour Multiphase System

ISO dan API untuk grade casing, dan tubing yang dapat diterima atau resistan karena SSC (*Sulfide Stress Cracking*) untuk rentang suhu diberikan pada Tabel 3.2. Tabel ini mengacu pada tes NACE (PH 3,5, 85% SMYS). Untuk deskripsi yang lebih detail mengenai SSC (*Sulfide Stress Cracking*) dapat dilihat pada NACE MR0175 sebagai referensi.

Tabel 3. 2 Kondisi environment untuk setiap grade casing dan tubing yang bisa diterima

For all temperatures	For $\geq 65^{\circ}\text{C}$ (150°F)	For $\geq 80^{\circ}\text{C}$ (175°F)	For $\geq 107^{\circ}\text{C}$ (225°F)
ISO 11960 ^a grades: H40 J55 K55 M65 L80 type 1 C90 type 1 T95 type 1	ISO 11960 ^a grades: N80 type Q C95	ISO 11960 ^a grades: N80 P110	ISO 11960 ^a grade: Q125 ^b
Proprietary grades as described in A.2.2.3.3	Proprietary Q & T grades with 760 MPa (110 ksi) or less maximum yield strength Casings and tubulars made of Cr-Mo low alloy steels as described in A.2.2.3.2.	Proprietary Q & T grades with 965 MPa (140 ksi) or less maximum yield strength	
Temperatures given are minimum allowable service temperatures with respect to SSC.			
Low temperature toughness (impact resistance) is not considered, equipment users shall determine requirements separately.			
a For the purposes of this provision, API 5CT is equivalent to ISO 11960:2001.			
b Types 1 and 2 based on Q & T, Cr-Mo chemistry to 1 036 MPa (150 ksi) maximum yield strength. C-Mn steels are not acceptable.			

A.2.2.3.2 Tubulars and tubular components made of Cr-Mo low alloy steels (UNS G41XX0, formerly AISI 41XX, and modifications), if quenched and tempered in the tubular form, are acceptable if their hardness does not exceed 30 HRC and they have SMYS grades of 690 MPa (100 ksi), 720 MPa (105 ksi), and 760 MPa (110 ksi). The maximum yield strength for each grade shall be no more than 103 MPa (15 ksi) higher than the SMYS. SSC resistance shall be demonstrated by testing each test batch and shall comply with B.1 using the UT test.

A.2.2.3.3 Tubulars and tubular components made of Cr-Mo low alloy steels (UNS G41XX0, formerly AISI 41XX and modifications), if quenched and tempered in the tubular form, are acceptable if the hardness does not exceed 26 HRC. These products should be qualified by SSC testing in accordance with B.1 using the UT test.

3.5 Tipe Material

Pada dasarnya ada dua jenis bahan yang saat ini biasa digunakan untuk casing, tubing dan peralatan bawah permukaan, antara lain :

1. Baja (*steels*)
2. Corrosion-Resistant Alloys (CRA)

Baja (*steels*)

API telah mengembangkan spesifikasi yang menyederhanakan pemilihan tubulars baja untuk sebagian besar aplikasi. Nilai API ditunjukkan oleh huruf dan angka di mana huruf itu secara unik mendefinisikan nilai tertentu dan angkanya menentukan kekuatan yield strength dari material tubular tersebut. (misalnya: K-55; N-80; dll.)

Sebagai referensi, spesifikasi API 5CT mencakup pembuatan casing dan tubing baru, spesifikasi API 5L meliputi spesifikasi untuk pipa yang biasanya berfungsi sebagai casing konduktor atau casing struktural.

Corrosion-Resistant Alloys (CRAs)

CRA adalah bahan yang mengandung elemen paduan (terutama Kromium, Nikel dan Molibdenum) dalam jumlah yang cukup untuk memberikan ketahanan korosi terhadap lingkungan dan kondisi tertentu

Pemilihan bahan CRA yang tepat harus mempertimbangkan faktor-faktor ini sesuai Tabel 3.3, berdasarkan :

- Suhu
- Kombinasi kandungan Klorida dan Oksigen
- Kombinasi kandungan Klorida dan H₂S
- Adanya belerang bebas
- Tekanan mekanis

Tabel 3. 3 OCTG Materials Untuk Sour Service

OCTG Materials For Corrosion By H ₂ S Only in Oil Wells				
Conditions		Materials		alternately
0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.1	FBHT > 80°	J55, K55, N80 C95, P110		L80-Mod, C90-1, T95-1
0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.1	60°C ≤ FBHT > 80°C	J55, K55, N80		L80-Mod, C90-1, T95-1
0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.1	FBHT > 80°	L80		L80-Mod, C90-1, T95-1
pH ₂ S max ≤ 0.1		L80 Mod, C90-1, T95-1		
OCTG Materials for Corrosion By H ₂ S Only in Gas Wells				
Conditions		Material		Alternately
0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.1	FBHT > 80°C	J55, K55, N80-2, C95		L80-Mod, C90-1, T95-1
0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.1	FBHT ≤ 80°C	L80		L80-Mod, C90-1, T95-1
OCTG Materials For Corrosion By CO ₂ and Cl ⁻				
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100	FBHT ≤ 150°C	Cl ⁻ ≤ 50,000	13% CR	
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100	150°C < FBHT ≤ 200°C		22% CR	
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100	200°C < FBHT ≤ 250°C		25% CR-SA	25% Cr
OCTG Materials For Corrosion By CO ₂ , H ₂ S and Cl ⁻				
Conditions		Material		Alternately
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.005	FBHT ≤ 150°C	Cl ⁻ ≤ 50,000	13% Cr-80KSI max	22% Cr 25% Cr
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e pH ₂ S max ≤ 0.005	FBHT ≤ 200°C	Cl ⁻ ≥ 50,000	22% Cr CW 25% Cr CW	
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.005	150°C < FBHT ≤ 200°C	Cl ⁻ ≤ 50,000	22% Cr 25% Cr	
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.005	200°C < FBHT ≤ 250°C	Cl ⁻ ≤ 50,000	25% Cr	
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.0035 < pH ₂ S max ≤ 0.005	200°C < FBHT ≤ 250°C	Cl ⁻ > 50,000	25% Cr CW	
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.005 < pH ₂ S max ≤ 0.1	FBHT ≤ 250°C	Cl ⁻ ≤ 20,000	25% Cr	
pCO ₂ S max ≤ 100e 0.005 < pH ₂ S max ≤ 0.1	FBHT ≤ 250°C	Cl ⁻ ≤ 50,000	25 Cr CW	
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.005 < pH ₂ S max ≤ 0.1	200°C < FBHT ≤ 250°C	Cl ⁻ ≤ 50,000	28% Cr	
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.1 < pH ₂ S max ≤ 1	FBHT ≤ 200°C	Cl ⁻ ≤ 50,000	22% Cr SA	22% Cr, 25% Cr Incoloy 825
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.1 < pH ₂ S max ≤ 1	FBHT ≤ 250°C	Cl ⁻ ≤ 50,000	25% Cr SA	28% Cr Incoloy 825
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e 0.1 < pH ₂ S max ≤ 1	FBHT ≤ 200°C	Cl ⁻ > 50,000	28% Cr	Incoloy 825
0.2 < pCO ₂ S max ≤ 100e pH ₂ S max > 1			28% Cr	Incoloy 825

Ada beberapa jenis CRA sebagai berikut:

- Martensitic Stainless Steel

Dengan persentase krom hingga 17%, jenis ini adalah bagian dari AISI seri 400, dapat mengeras dengan perlakuan panas dan sangat bersifat magnetis. 13%Cr (AISI 410/420) termasuk dalam kategori ini.

- Ferritic Stainless Steel

Kandungan Chrom dapat bervariasi dari 13% hingga 27%, sangat magnetis, memiliki kualitas ketahanan korosi yang baik tetapi tidak dapat dikeraskan dengan perlakuan panas.

- Austenitic Stainless Steel

Nikel ditambahkan ke Chrom dan molibdenum, sehingga bisa membuat yield strength yang rendah, kecuali jika diperkuat dengan perlakuan termomekanis (cold working). Ketahanan korosi terkait langsung dengan jumlah elemen paduan, khususnya Cr, Ni dan Mo., bahan ini adalah jenis non magnetik. Bahan ini biasanya digunakan untuk peralatan sumur tapi tidak untuk tubular.

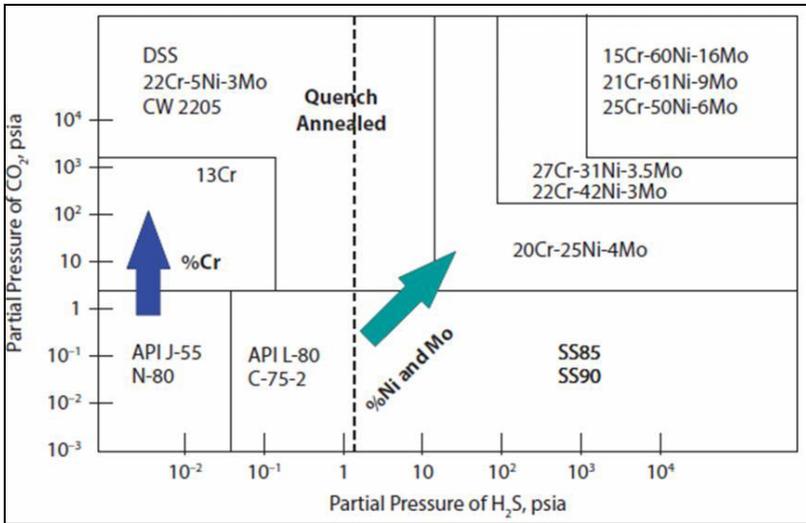
- Duplex Stainless Steel

Bahan ini adalah paduan dua fase (50-50 ferit dan austenit), memberikan beberapa keuntungan spesifik dari kedua fase. 22% Cr dan 25% Cr adalah jenis duplex ini. Bahan ini memiliki *yield strength* tinggi (hingga nilai 125 bahkan 140 ksi), tipe magnetik tapi sifat magnetiknya lebih rendah dari Carbon Steel atau material martensit.

- Nickel alloys

Komponen dasar dari material ini adalah nikel, dengan beberapa komponen tambahan seperti: seperti kromium, molibdenum, besi, tungsten, dll. Bahan ini memberikan *yield strength* dan ketahanan korosi yang tinggi.

Saat ini, spesifikasi material untuk CRA didasarkan pada kombinasi standar tes (misalnya, NACE TM-01-77), cocok untuk tujuan pengujian, dan pengalaman empiris. Gambar 3.4 menunjukkan contoh batasan Performance CRA yang diperkirakan secara empiris berdasarkan parsial tekanan H₂S dan CO₂.



Gambar 3. 4 CRA performance berdasarkan partial Pressure H₂S dan CO₂

3.6 Pertimbangan Umum

Pemilihan material harus dioptimalkan, dengan mempertimbangkan investasi dan biaya operasional / pemeliharaan, sehingga biaya keseluruhan dapat diminimalkan dengan tetap selalu memperhatikan aspek keamanan dan keandalan yang dapat diterima.

Ada beberapa hal yang perlu diperhatikan seperti :

1. Korosivitas, dengan mempertimbangkan kondisi operasi yang ditentukan termasuk *start-up* dan kondisi *shut down*.

2. Efek suhu, termasuk pengeboran & beban produksi jangka panjang.
3. Desain life dan termasuk kebutuhan systemnya.
4. Kemungkinan kegagalan, mode kegagalan dan konsekuensi untuk aspek HSE (Kesehatan, Keselamatan dan Lingkungan) dan aset material.
5. *Corrosion monitoring*, inspeksi dan kemungkinan *maintenance*.

Untuk pemilihan material tahap akhir, beberapa faktor tambahan berikut harus dimasukkan dalam evaluasi:

1. Keausan ekstrim, bisa dari peralatan pengeboran yang digunakan untuk mengebor lubang berikutnya atau dari keausan yang terjadi pada saat pemasangan peralatan bawah permukaan.
2. *Buckling* pada sumur yang dalam dan panas.
3. Prioritas harus diberikan pada material dengan ketersediaan pasar yang baik, dengan detail dokumentasi fabrikasi, hasil pengujian material dan *service performances*.

4. Jumlah bahan material yang berbeda harus diminimalkan dengan mempertimbangkan stok, biaya, pertukaran dan ketersediaan suku cadang yang relevan.

3.7 Desain Prosedur

Desain sumur produksi harus dirancang agar bisa tahan terhadap fluida korosif yang diproduksi di dalam tubing, tidak diproduksi melalui casing atau annulus tubing. Namun ada kemungkinan di mana ada kebocoran tubing atau annulus memiliki tekanan terjadi, maka desain string casing produksi harus mengikuti pertimbangan pada lingkungan korosif.

Selama fase pengeboran, jika ada kemungkinan masuknya fluida asam korosif terjadi, maka harus dipertimbangkan untuk memasang casing yang tahan terhadap korosi sebelum mengebor ke dalam reservoir. *BOP stack* dan komponen kepala sumur (*wellhead*) juga harus cocok untuk kondisi *sour service* yang tahan korosi.

Untuk sumur eksplorasi, tindakan rutin harus diambil selama pengeboran yang meliputi:

- Penggunaan peralatan casing dan kepala sumur dengan metalurgi yang cocok untuk *sour service*.
- Penggunaan lumpur alkali tinggi untuk menetralkan gas H₂S
- Penggunaan inhibitor dan / atau Scavanger

Untuk sumur pengembangan, pertimbangan untuk memilih casing yang tahan korosi harus difokuskan pada casing produksi saja.

- Korosi internal

Sumur harus dirancang untuk tahan terhadap kandungan fluida hidrokarbon yang korosif (baik yang diproduksi atau diinjeksikan) dalam string tubing dengan menggunakan koneksi premium.

- Korosi eksternal

Dimana kemungkinan korosi eksternal karena aktivitas elektrokimia tinggi dan konsekuensi dari korosi seperti itu akan menimbulkan kerusakan serius, maka casing produksi harus dilindungi secara bekatodik.

Saat memesan tubular untuk source service yang tahan terhadap korosi, ada beberapa spesifikasi yang harus dipenuhi:

1. Semua casing *sour service* harus diperiksa dengan menggunakan NDT atau uji impact sesuai spesifikasi API 5CT.
2. Kopling harus memiliki perlakuan panas (*heat treatment*) yang sama dengan body pipa.
3. Pipa harus diuji dengan tekanan uji alternatif (lihat buletin API 5A & 5AC)
4. *Cold die stamping* dilarang, semua tanda harus dicat dengan stensil atau *hot die stamped*.
5. Salinan laporan harus meliputi ladle analisis dari setiap panas yang digunakan dalam proses manufactur, bersama dengan analisis cek yang dilakukan, sifat fisik tubular harus ada dan hasil uji hardness harus tersedia.
6. *API modified compound* harus digunakan dengan tepat.

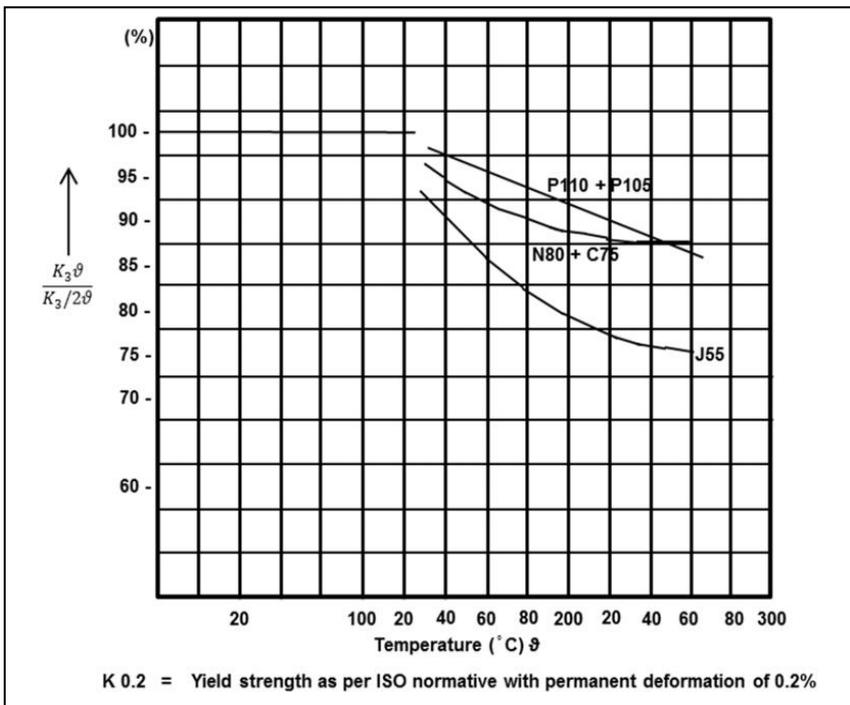
3.8 Efek Temperatur

Nominal API yield strength harus dikoreksi dengan faktor temperature de-rating. Suhu tinggi menyebabkan pengurangan kekuatan yield strength pada steels/baja yang digunakan untuk casing dan tubing. Pengurangan bisa mencapai hingga 15% dari yield strength yang dihasilkan dari suhu mendekati 400 °F.

Yield strength steels dan CRA dipengaruhi oleh suhu dalam bentuk kuasi linier dari nilai nominalnya pada 70° F hingga 400° F. Faktor penurunan suhu 0,03% / °F pada suhu di atas 70° F merupakan nilai tengah untuk setiap grade steel. Jika diperlukan, kurva penurunan de-rating temperatur ini bisa diminta dari produsen, sebagai contoh dapat dilihat pada gambar 3.5.

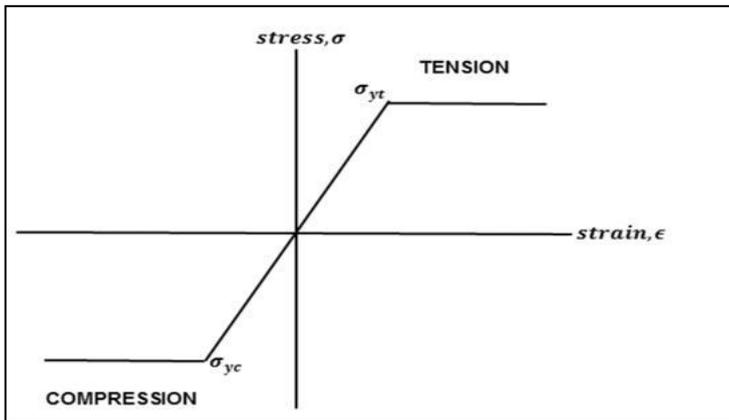
Aturan praktis / *rule of thumb engineering* pada sebagian aplikasi struktural adalah bahwa efek suhu tidak dipertimbangkan pada sifat-sifat banyak logam struktural hingga suhu melebihi 50% dari suhu leleh logam (melting temperature), (yaitu, $T = 0,5T_m = 200 \text{ F}$).

Pada titik normal, yield point dapat dianggap sebagai yield normal seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.6. Selanjutnya, kondisi suhu yang meningkat pada kondisi kerja (working condition) dapat mengurangi kekuatan yield strength baja yang digunakan untuk casing dan tabung seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.7.

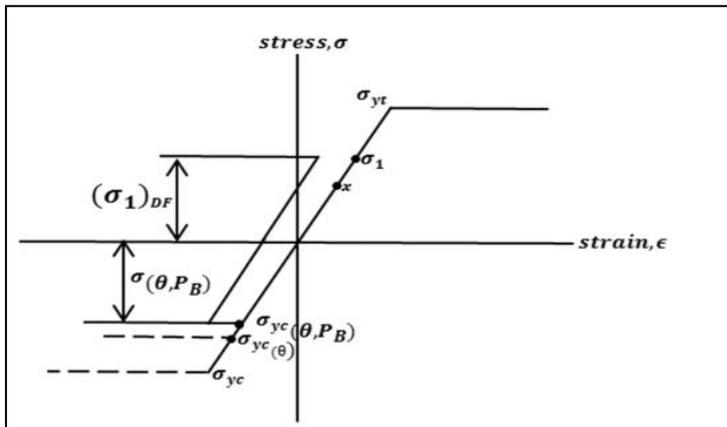


Gambar 3. 5 Kurva de-rating

Note : sumbu ya adalah Derated Yield Strength Ratio, rasio antara between yield strength pada kondisi normal temperature (0 - 120 ° C) dan yield strength pada working temperature (> 120 ° C).



Gambar 3. 6 Stress Strain Curve for Elastic-Perfect Plastic Material



Gambar 3. 7 Thermal Effect Loading Diagram for Elastic - Plastic Material

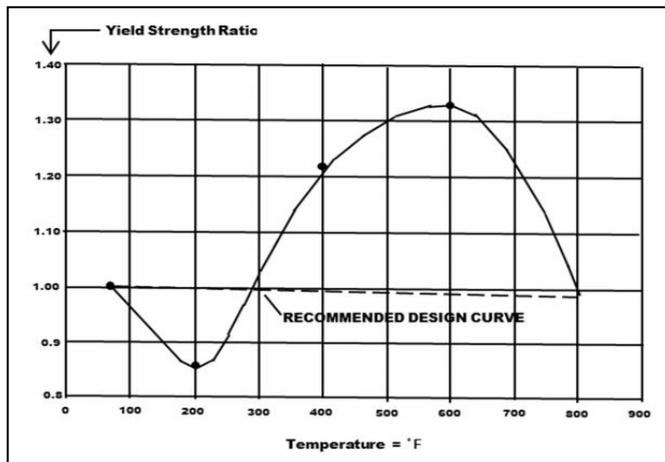
Secara teori, bodi casing secara plastis berubah bentuk secara aksial selama proses pemanasan di sumur, dan setelah proses pendinginan, casing akan mengalami pengembangan *tensile stress* yang melebihi *tensile joint strenght* sehingga dapat disimpulkan bahwa kegagalan *tensile* dapat dihindari dengan membatasi perubahan tegangan aksial juga dengan menaikkan *connection strength* ke nilai maximum *body tensile yield strenght*.

Pendekatan tersebut di atas dianalisis berdasarkan asumsi berikut:

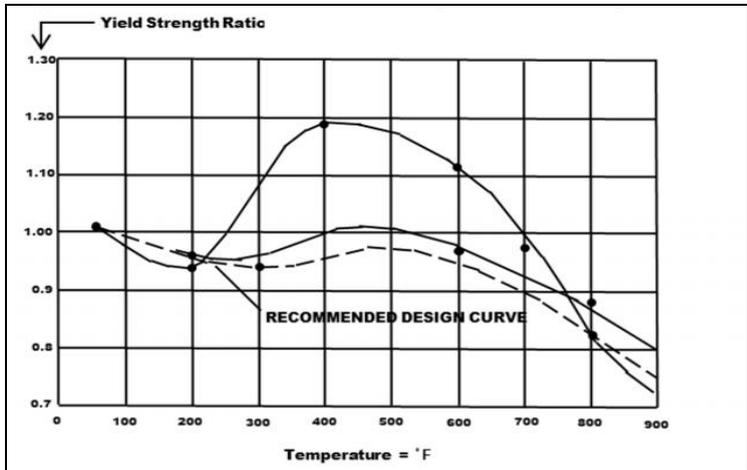
- Koneksi cukup kuat dalam menahan beban kompresi, seperti halnya body casing, pada setiap kenaikan temperatur yang bertahap.
- Kekuatan tensile koneksi tidak terpengaruh oleh *thermal axial compressive strain*.
- Efek biaksial stress hanya dihasilkan dari tekanan internal.
- Kondisi formasi digunakan sebagai working condition internal pada casing.
- Mises biaksial yield digunakan dalam perhitungan.
- Rating suhu normal permukaan adalah 75 derajat F

D-rated yield strength ratio tergantung dari material dan temperatur, untuk beberapa grade casing, dapat dilihat pada :

- Gambar 3.8 : Temperature Yield Strength (H40 Casing Material)
- Gambar 3.9 : Temperature Yield Strength (J/K55 Casing Material)
- Gambar 3.10 : Temperature Yield Strength (C-75 Casing Material)
- Gambar 3.11 : Temperature Yield Strength (N-80 Casing Material)
- Gambar 3.12 : Temperature Yield Strength (P-110 Casing Material)

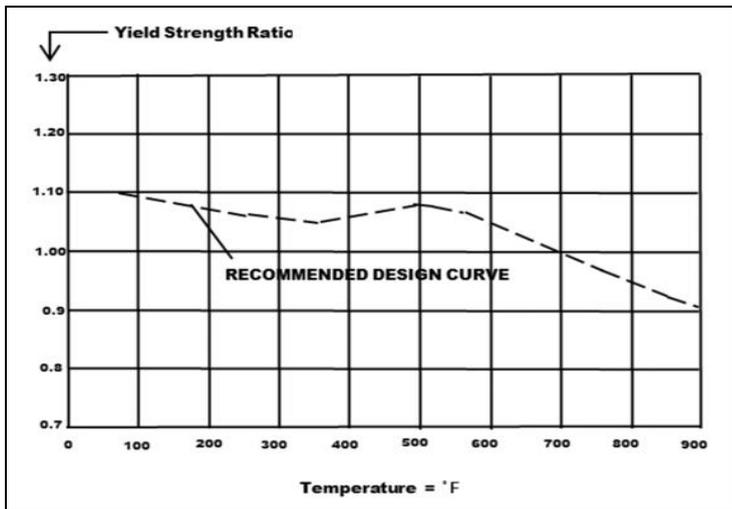


Gambar 3. 8 Temperature Yield Strength (H40 Casing Material)

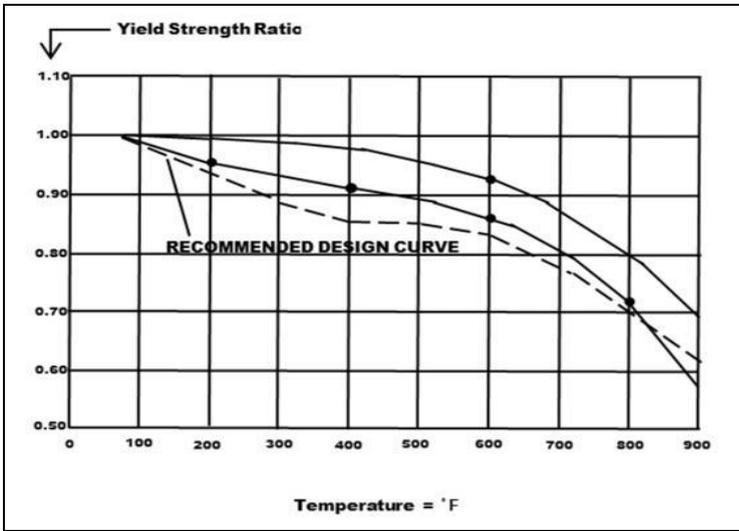


Gambar 3. 9

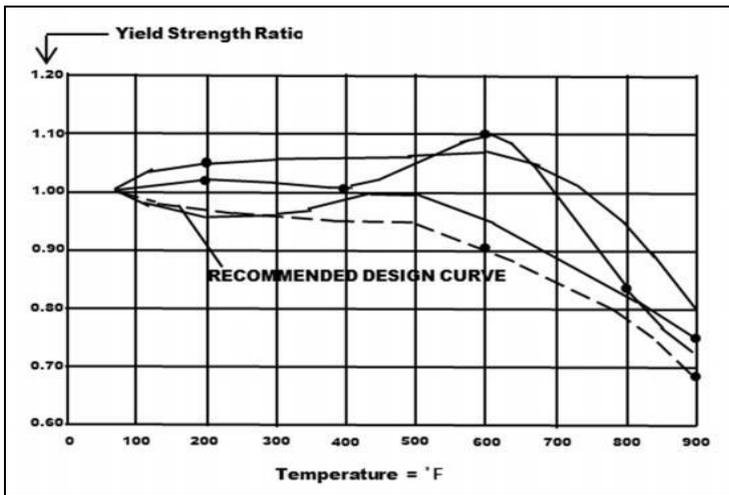
Temperature Yield Strength (J/K55 Casing Material)



Gambar 3. 10 Temperature Yield Strength (C-75 Casing Material)



Gambar 3. 11 Temperature Yield Strength (N-80 Casing Material)



Gambar 3. 12 Temperature Yield Strength (P-110 Casing Material)



Kesimpulan

Dari pembahasan pada bab-bab sebelumnya, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Casing merupakan komponen yang sangat penting dalam keberadaan sebuah sumur migas dan geothermal, sehingga perencanaan dalam penyeleksian bahan material yang akan digunakan untuk casing ini juga menjadi sangat penting untuk diperhatikan, terutama semua yang berpengaruh terhadap pemilihan material ini yaitu yang paling pokok antara lain : suhu, tekanan, komposisi CO₂, dan komposisi H₂S dari fluida yang akan diproduksi dari sumur migas atau geothermal.

2. Dalam melakukan desain perencanaan material casing sudah ada standard baku baik menurut API, ISO maupun non API seperti contohnya standard NACE MR0175.

3. Test laboratorium untuk suatu bahan material casing sebaiknya dilakukan agar dapat dipastikan berapa perkiraan corrosion rate untuk general corrosion maupun untuk menentukan kemungkinan failure cracking untuk lingkungan yang berpotensi asam.



Referensi

Adams, J. Neal. *"Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach"*, Tulsa, Oklahoma, 1985.

Adam T. Bourgoyne Jr, Keith K. Millheim, Martin E Chenevert, F.S Young Jr, *"Applied Drilling Engineering"*, First Printing, Society Petroleum Engineer, Richardson, TX, 1986.

American Petroleum Institute, *"API 5CT Standard 10th edition"*, 2019.

ANSI/NACE MR0175/ISO 15156-2015 Standard, Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for Use in H₂S Containing Environments in Oil and Gas Production, 2015.

Klementich, E f and Jellison, MJ. *"A service model for casing strings"*, SPE Drilling Engineering, April, pp 141-151, 1986

Rabia. H, *“Well engineering & Construction”*, Entrac Consulting, Paperback, September 2001.

Rubiandini, Rudi, R, S. *“Teknik Operasi Pemboran”*, Insitut Teknologi Bandung, 2012.

Profil Penulis



Aly Rasyid lahir di Subang Jawa Barat tanggal 24 April 1974. Menamatkan program Sarjana S1 di Teknik Perminyakan ITB, kemudian melanjutkan pendidikan S2-nya pada Program Pasca Sarjana Universitas Indonesia Jurusan Teknik Kimia.

Saat ini penulis masih bekerja sebagai drilling engineer pada salah satu perusahaan minyak dan gas bumi swasta Indonesia, juga menjadi dosen pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Bhayangkara Jakarta Raya.

ABBREVIATION

API	American Petroleum Institute
BHA	Bottom Hole Assembly
BOP	Blow Out Preventer
BTC	Buttress Thread Connection
CCS	Coupling critical cross section
CRA	Corrosion-Resistant Alloys
CSG	Casing
CO ₂	Carbon dioxide
EUE	External Upset End
FBHT	Flowing Bottom Hole Temperature
FT	Feet
H ₂ S	Hydrogen Sulfide
ID	Inside Diameter
IN	Inch
ISO	International Standard Organization
LTC	Long Round Thread Casing
m	meter
NDT	Non Destructive Testing
OD	Outside Diameter
OH	Open Hole

OCTG	Oil Country Tubular Goods
STC	Short Thread Connection
SSC	Sulfide Stress Cracking
TBG	Tubing
TD	Total Depth
VM	Von Mises