



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ASESMEN KOROSI PADA FASILITAS PRODUKSI MINYAK  
DAN GAS BUMI DI LINGKUNGAN CO<sub>2</sub> DAN H<sub>2</sub>S**

**TESIS**

**AHMAD ZAKIANTO QOHAR  
0806422883**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK METALURGI DAN MATERIAL  
KEKHUSUSAN KOROSI  
DEPOK  
JULI 2012**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ASESMEN KOROSI PADA FASILITAS PRODUKSI MINYAK  
DAN GAS BUMI DI LINGKUNGAN CO<sub>2</sub> DAN H<sub>2</sub>S**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik**

**AHMAD ZAKIANTO QOHAR  
0806422883**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK METALURGI DAN MATERIAL  
KEKHUSUSAN KOROSI  
DEPOK  
JULI 2012**

i

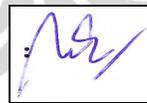
## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.**

**Nama : Ahmad Zakianto Qohar**

**NPM : 0806422883**

**Tanda Tangan :**



**Tanggal : 12 Juli 2012**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Ahmad Zakianto Qohar  
NPM : 0806422883  
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material  
Judul Tesis :

### **Asesmen Korosi Pada Fasilitas Produksi Minyak dan Gas Bumi di Lingkungan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S**

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik Kekhususan Korosi Program Studi Teknik Metalurgi dan Material, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

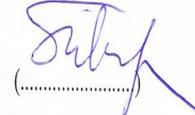
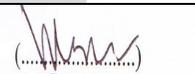
#### DEWAN PENGUJI

Pembimbing 1: Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi S. M. DEA



Pembimbing 2 : Ir. Andi Rustandi MT

Penguji 1 : Dr. Ir. Sutopo M.Sc



Penguji 2 : Ir. Rini Riastuti M.Sc



Penguji 3 : Dr. Ir. Badrul Munir M.Sc



Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 12 Juli 2012

## KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur ke hadirat ALLOH SWT Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, tesis ini dapat diselesaikan. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Program Studi Teknik Metalurgi dan Material pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, mulai dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangat sulit untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, izinkan ucapan terima kasih ini disampaikan kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi S, M DEA sebagai pembimbing utama yang telah menyediakan waktu bimbingan dan konsultasi, tenaga, dan pikiran untuk memberi pengarahan dalam penyusunan tesis ini.
2. Bapak Ir. Andi Rustandi, M.T sebagai pembimbing yang telah memberikan masukan selama proses pembuatan tesis ini.
3. Bapak Dr. Ir. Dedi Priadi, DEA sebagai Wakil Dekan yang telah banyak memberikan masukan, saran, kritikan serta menyediakan waktu untuk konsultasi dalam penyusunan tesis ini.
4. Ibu Ir. Rini Riastuti, MSc sebagai Dosen Mata Kuliah Korosi dan sebagai Penguji yang telah banyak memberikan tidak hanya pengkayaan pengetahuan dalam bidang ilmu korosi selama masa kuliah tetapi juga memberikan semangat dalam mencapai tujuan studi serta memberikan saran, kritikan dan masukan selama proses penyusunan tesis.
5. Bapak Dr. Ir. Badrul Munir sebagai Dosen dan Penguji yang telah memberikan wawasan dalam menyusun tesis ini.
6. Istri, Dianti, dan orangtua yang selalu memberikan dukungan, semangat dan mendoakan demi penyelesaian tesis.
7. Arin, Andita, Amyra, dan Adra; yang selalu berdoa dan memberikan inspirasi serta semangat kehidupan dalam penyelesaian tesis ini;
8. Seluruh staf pengajar dan karyawan Departemen Teknik Metalurgi dan Material Fakultas Teknik Universitas Indonesia yang telah ikut serta memberikan masukan dan dukungan.

9. Teman sejawat yang telah bersedia luangkan waktu berdiskusi dan bersedia menjadi *sparring* dalam hal *problem solving*;
10. Rekan Reni Indraswari yang telah banyak memberikan masukan dalam penyusunan tesis ini;
11. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah banyak membantu dalam penyelesaian tesis ini.

Akhir kata, permohonan kepada ALLOH SWT Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini menjadi ilmu yang bermanfaat bagi semua khalayak khususnya kepada penulis.

Depok, 12 Juli 2012

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI**  
**TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Ahmad Zakianto Qohar  
NPM : 0806422883  
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material  
Departemen : Teknik Metalurgi dan Material  
Fakultas : Teknik  
Jenis Karya : Tesis

demikian pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

**Asesmen Korosi Pada Fasilitas Produksi Minyak dan Gas Bumi di Lingkungan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok  
Pada tanggal : 12 Juli 2012

Yang menyatakan,



(Ahmad Zakianto Qohar)

## ABSTRAK

Nama : Ahmad Zakianto Qohar  
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material  
Judul : Asesmen Korosi Pada Industri Minyak Dan Gas Bumi Di Fasilitas Lingkungan *Sour*.

Dalam industri minyak dan gas bumi, korosi adalah faktor yang tidak dapat diabaikan. Beberapa hal yang mempengaruhinya adalah komposisi kimia minyak dan gas bumi, tekanan dan suhu operasi/desain, kadar ion karbonat serta kadar air yang keluar dari kepala sumur. Laju korosi baja karbon ditetapkan sebagai dasar perhitungan untuk menentukan seleksi material yang sesuai dengan kebutuhan operasi.

Asesmen dilakukan terhadap material yang digunakan sesuai dengan karakteristik fluida yang keluar dari kepala sumur dan berdasarkan laju korosi perhitungan awal.

Membuat simulasi kondisi operasi yang berubah dalam jangka waktu panjang dan dengan menggunakan piranti lunak *Predict dan Socrates*, didapati hasilnya berupa material yang terbaik terpilih untuk digunakan pada kondisi tertentu.

Hasil simulasi ini dibandingkan dengan penentuan material berdasarkan kondisi awal. Hasil yang diperoleh adalah material masih mampu bertahan untuk kondisi 10 tahun mendatang dan daerah asesmen dibagi menjadi 4 (empat) bidang pengamatan, yaitu:

1. Dari *wellhead* ke *inlet manifold*
2. Dari *inlet manifold* ke *metering*
3. Dari *metering* ke pipa penjualan gas
4. Fasilitas *start up* awal

## ABSTRACT

Name : Ahmad Zakianto Qohar  
Study Program : Metallurgy and Materials Engineering  
Title : Corrosion Assessment On Oil And Gas Industry In Sour Environment Facility

In oil and gas industry, corrosion is the mandatory factor to take into account in line with the plant reliability. Factors affected corrosion are chemical composition, operation/design pressure and temperature, carbonate ion, and water content carried over from wells. Corrosion rate on carbon steel is the basic approach to determine materials selection that complies with operation.

Assessment is done on the materials based on the fluid characteristic comes from wells and on calculated carbon steel corrosion rate.

Long term-operation based simulation has been made and by using Predict and Socrates software, it is found the best selected material complied with operation condition.

The simulation result is compared with origin material destination and it is found that the simulated material is still acceptable for 10 years later and the assessment area will be divided by 4 (four) areas of observation:

1. Wellhead area to inlet manifold
2. Inlet manifold to metering
3. Metering to sales gas pipeline
4. Early start up facility

**Universitas Indonesia**

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL.....</b>	<b>i</b>
<b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....</b>	<b>ii</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN.....</b>	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>iv</b>
<b>HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS.....</b>	<b>vi</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xii</b>
<b>BAB 1 PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan.....	3
1.3. Perumusan Masalah.....	3
1.4. Pembatasan Masalah .....	3
<b>BAB 2 LANDASAN TEORI.....</b>	<b>5</b>
2.1. Pengertian Korosi .....	5
2.2. Hal-hal yang dapat mengakibatkan korosi.....	5
2.3. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi .....	6
2.4. Faktor Pemicu Proses Korosi Pada Lingkungan Gas.....	9
2.5. Faktor yang mempengaruhi korosi CO <sub>2</sub> .....	12
2.6. Korosi CO <sub>2</sub> .....	15
2.7. Korosi H <sub>2</sub> S .....	18

2.8. Kandidat Material .....	23
2.9. Filosofi Pemilihan Material GPF( <i>General Piping Facilities</i> ) .....	32
2.10. Road Map Aplikasi Standar MR0175 .....	32
2.11. Perhitungan Laju Korosi .....	33
<b>BAB 3 METODOLOGI ASESMEN .....</b>	<b>35</b>
3.1. Diagram Alir Asesmen.....	35
3.2. Penentuan Parameter Asesmen.....	36
3.3. Proses Perhitungan .....	36
<b>BAB 4 HASIL ASESMEN DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>38</b>
4.1. Hasil Asesmen .....	38
4.2. Pembahasan.....	38
<b>BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>42</b>
<b>DAFTAR REFERENSI .....</b>	<b>44</b>

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Komposisi tipikal kimia baja tahan karat Duplex <sup>[19]</sup> .....	26
Tabel 2.2. Komposisi kimia paduan nikel <sup>[8]</sup> .....	27
Tabel 2.3. Perbandingan aplikasi kelongsong mekanik dan metalurgi.....	32
Tabel 2.4. Perhitungan Laju Korosi menggunakan <i>ECE4</i> <sup>[9]</sup> .....	34
Tabel 2.5. Hasil perhitungan simulasi menggunakan piranti lunak.....	38



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram skematik proses gas .....	4
Gambar 2.1. Hubungan laju korosi dengan pH .....	6
Gambar 2.2. Hubungan laju korosi dengan temperatur .....	7
Gambar 2.3. Pengaruh kelarutan oksigen terhadap laju korosi .....	7
Gambar 2.4. Hubungan laju korosi dengan laju aliran .....	8
Gambar 2.5. Skema korosi yang terjadi pada pipa gas .....	9
Gambar 2.6. Pengaruh kadar ion Cl <sup>-</sup> terhadap kelarutan oksigen .....	10
Gambar 2.7. Pengaruh tekanan parsial CO <sub>2</sub> terhadap laju korosi pada temperatur 60 °C, pH=5 .....	13
Gambar 2.8. Efek pH terhadap laju korosi dengan adanya kerak besi karbonat... ..	14
Gambar 2.9. Korosi merata .....	16
Gambar 2.10. Korosi sumuran .....	16
Gambar 2.11. <i>Mesa attack</i> .....	17
Gambar 2.12. Korosi akibat tetesan air .....	17
Gambar 2.13. <i>Flow enhanced corrosion</i> .....	18
Gambar 2.14. <i>Wormhole attack</i> .....	18
Gambar 2.15. Efek rasio konsentrasi H <sub>2</sub> S dan CO <sub>2</sub> .....	20
Gambar 2.16. Grafik perbandingan laju korosi O <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , dan H <sub>2</sub> S .....	23
Gambar 2.17. Batasan tekanan parsial H <sub>2</sub> S untuk baja tahan karat austenitik dengan pertimbangan kandungan ion klorida dalam lingkungan asam .....	25
Gambar 2.18. Batasan aplikasi paduan 825 pada hubungan antara temperatur dan kandungan CO <sub>2</sub> & H <sub>2</sub> S .....	28
Gambar 2.19. Alur pemilihan material <i>piping</i> dan peralatan utama .....	32
Gambar 2.20. <i>Road map</i> Aplikasi MR0175 .....	33
Gambar 3.1. Diagram Alir Asesmen .....	35

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Asesmen korosi yang dimaksud di sini adalah asesmen korosi berbasis risiko pada suatu fasilitas produk migas di lingkungan asam. Asesmen dilakukan pada data yang ada dengan memodifikasinya sebagai pencerminan keadaan 10 tahun mendatang.

Korosi mempunyai implikasi yang luas di dalam industri minyak dan gas bumi serta akhir akhir ini ditemukan kondisi operasi yang bersifat asam dengan kandungan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S yang cukup tinggi. Hal ini berpengaruh terhadap pembiayaan proyek ataupun operasi selain juga efek kepada lingkungan. Ketahanan fasilitas produksi terhadap *Sulfide Stress Cracking* (SSC), kerap kali menjadi pertimbangan dalam menentukan seleksi material karena kegagalan material dalam mengangani lingkungan asam ini akan berakibat fatal bagi semua pemangku kepentingan, stake holder<sup>[1]</sup>.

Selain korosi CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S, terdapat juga korosi oksigen pada sistim injeksi air, *water injection system*, yang hal ini termasuk dalam asesmen ini. Dua hal penting yang mempengaruhi korosi CO<sub>2</sub> dengan adanya H<sub>2</sub>S, yaitu: terjadinya lapisan film pada dinding pipa sebelah dalam dan pengembangan teknologi dalam hal menghadapi kondisi risiko korosi H<sub>2</sub>S-CO<sub>2</sub>. Kegagalan yang disebabkan korosi CO<sub>2</sub> terutama adalah karena kurangnya pengetahuan tentang material dan rendahnya ketahanan material yang digunakan pada lingkungan CO<sub>2</sub> ini<sup>[2]</sup>.

Pemilihan material berdasarkan data yang ada tidak selalu dapat dijadikan referensi karena kondisi setiap sumur gas adalah unik, namun; hal itu dapat menjadi salah satu faktor penunjang dalam pemilihan material di daerah yang baru. Di sisi lain memilih material terbaik yang cocok berdasarkan literatur tidaklah mudah karena data yang ada sangat minim. Sedangkan perbedaan tekanan CO<sub>2</sub>~0.01 Psia saja atau perbedaan kadar H<sub>2</sub>S~100 *part per million (ppm)* saja sudah besar pengaruhnya dalam menentukan material yang sesuai. Oleh karena nya, asesmen ini merujuk kepada simulasi perkiraan kondisi dalam jangka waktu yang panjang.

Pada asesmen ini dilakukan simulasi terhadap data yang ada dengan membuat prediksi menggunakan piranti lunak *Predict* dan *Socrates*.

Penggunaan material pada fasilitas lingkungan asam semaksimal mungkin adalah baja karbon, namun; jika baja karbon tidak dapat menanggung beban yang melebihi sifat mekanis dan fisisnya, maka *Corrosion Resistance Alloy (CRA)* akan digunakan. Penggunaannya akan dipilih seoptimum mungkin, mengingat biaya yang sangat besar jika semua area fasilitas produksi menggunakan CRA.

Fluida yang keluar dari kepala sumur bertekanan di atas 1000 Psia dan temperaturnya berkisar sampai 170°F sedangkan komposisi fluidanya adalah mengandung H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, kondensat, sejumlah ion klorid, ion bikarbonat dan air.

Dari kepala sumur, fluida dikirim langsung menuju *inlet separator* (separator) di mana tekanan dan temperature fluida masih berkisar sama dengan yang ada di kepala sumur. Kemudian fluida dipisahkan antara gas, kondensat dan air di mana peralatan yang menangani proses ini haruslah tahan terhadap lingkungan asam dan selain itu gas juga dikeringkan dan didinginkan untuk memenuhi spesifikasi pembeli.

Proses pemisahan H<sub>2</sub>S dari fluida digunakan sistim paket deaminasi dan fluida disaring dari partikel partikel yang tidak berguna dengan menggunakan *air filter*, saringan udara, sedang untuk menurunkan temperatur gas digunakan *cooler*. *Cooler* yang digunakan pada fasilitas ini yaitu *Air-Cooled Heat Exchanger* dan *Tube-Bundled Heat Exchanger*.

Setelah gas dari kepala sumur dipisahkan antara fasa gas, air dan kondensatnya, masing masing produk akan dialirkan ke masing masing tahap lanjutannya. Fasa gas akan diexport melalui jalur pipa dan di titik penyerahan diukur gas yang terkirim. Sedangkan H<sub>2</sub>S yang sudah terpisah akan menjadi bentuk sulfat konsentrat yang ditampung pada tanki penampung sulfat dan hal yang sama akan dilakukan terhadap kondensat nya.

Dengan proses produksi dan proses distribusi yang ada maka diperlukan peralatan-peralatan yang dapat menangani pekerjaan ini secara aman dan handal.

## 1.2. Tujuan

Tujuan asesmen ini adalah mengevaluasi penggunaan material untuk kondisi operasi yang berubah dengan fungsi waktu yang akan terjadi secara bersamaan dengan penurunan tekanan operasi, kenaikan temperatur operasi, kenaikan tekanan parsial H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> serta peningkatan kadar air terproduksi.

Tujuan ini dilakukan dengan mengevaluasi data awal lalu membuat data simulasi sebagai fungsi dari waktu kemudian membuat asesmen pada data simulasi yang dibuat.

Dari hasil simulasi tersebut, dihasilkan suatu kesimpulan dan saran atas penggunaan material pada kondisi dan jangka waktu tertentu.

## 1.3. Perumusan Masalah

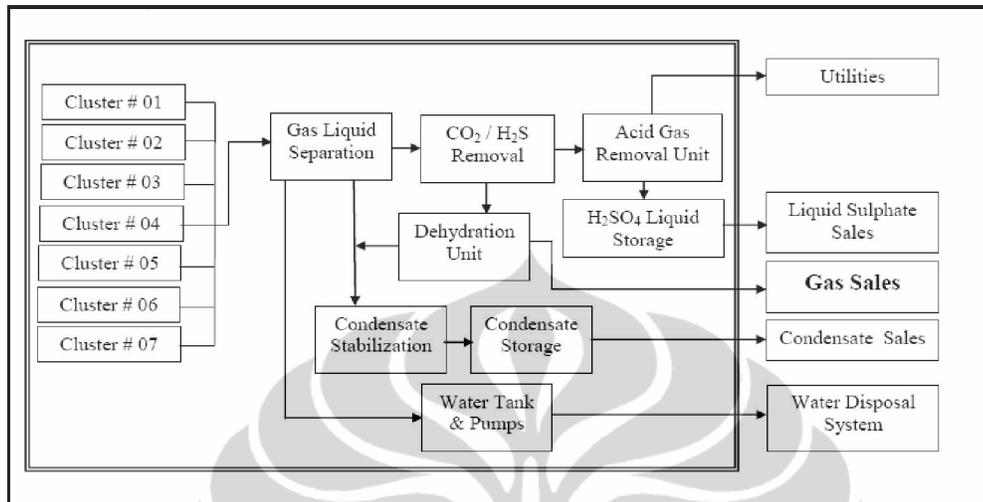
Pemilihan material adalah hal yang sangat penting untuk proses operasi jangka panjang terutama operasi di lingkungan asam. Selama fasilitas produksi tersebut dioperasikan, seiring dengan berjalannya waktu; tekanan operasi akan menurun, temperatur dan tekanan parsial H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> akan meningkat.

Hal ini memerlukan perhatian khusus pada pemilihan material alat-alat proses agar operasi dapat berjalan aman dan bebas dari gangguan kegagalan material.

Asesmen ini membuat suatu prediksi kemampuan material pada waktu jangka panjang dengan simulasi penurunan tekanan operasi, kenaikan tekanan parsial H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub>, serta kenaikan temperatur.

## 1.4. Pembatasan Masalah

Asesmen ini mengevaluasi peralatan produksi mulai dari kepala sumur hanya sampai dengan area proses. Area penjualan tidak termasuk dalam asesmen ini karena gas telah berubah menjadi *non-corrosive* setelah mengalami proses *sweetening* dan pendinginan. Area asesmen dapat dilihat pada Gambar 1.1. di bawah ini.



**Gambar 1.1.** Diagram skematik proses gas

## BAB 2 LANDASAN TEORI

### 2.1. Pengertian Korosi

Korosi merupakan perusakan atau penurunan mutu suatu material karena reaksi elektrokimia dengan lingkungannya. Korosi terjadi menurut reaksi (2.1) seperti di bawah.



Logam akan terurai menjadi ionnya dan terlarut dalam lingkungan sekitarnya (elektrolit). Kerusakan akibat korosi merupakan ancaman yang paling serius terhadap usia pakai pipa-pipa maupun peralatan lainnya. Terlebih bila kondisi operasi menuntut pengendalian korosi yang mutlak harus dilaksanakan dalam merencanakan sistem perpipaan di industri minyak dan gas. Hal ini disebabkan karena pipa memegang peranan yang sangat penting sebagai sarana transportasi dan distribusi gas dan cairan ke tempat yang cukup jauh.

### 2.2. Hal-hal yang dapat mengakibatkan korosi

#### a. Perbedaan Jenis Logam

Apabila suatu logam yang berbeda jenis, berhubungan langsung dengan pipa, dengan adanya media air atau tanah sebagai elektrolit, dapat mengakibatkan beda potensial di antara keduanya sehingga dapat menimbulkan korosi. Berdasarkan deret galvanik, logam yang bersifat lebih aktif akan menjadi anoda dan yang lebih pasif akan menjadi katodanya.

#### b. Perbedaan Komposisi Tanah

Pipa yang melewati daerah yang komposisi tanahnya berbeda-beda, akan mempunyai reaksi yang berbeda pula sehingga akan terjadi beda potensial antara pipa pada bagian tanah yang berbeda. Bagian pipa dengan potensial terukur lebih tinggi akan lebih bersifat anodik dan mengalami korosi.

c. Pipa Baru dan Lama

Kondisi ini serupa dengan perbedaan logam dimana pipa baru memiliki beda potensial dengan pipa lama. Pipa baru akan lebih elektronegatif dibandingkan pipa lama sehingga akan menjadi anoda dan terkorosi.

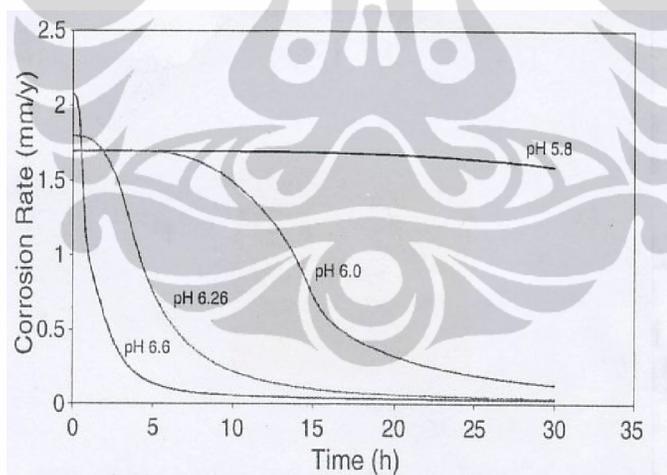
d. Perbedaan Aerasi

Pada komposisi tanah yang sama namun berbeda dalam kandungan oksigennya, daerah yang teraerasi akan bertindak sebagai katoda sementara daerah yang kekurangan oksigen akan menjadi anodanya.

### 2.3. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi

a. Derajat keasaman (pH)

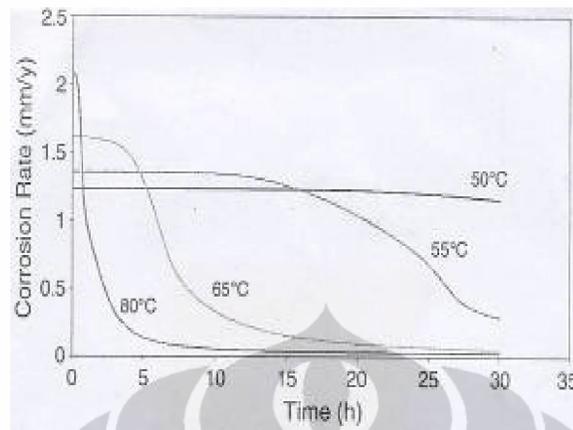
pH memiliki hubungan dengan laju korosi sebuah material logam, seperti ditunjukkan oleh Gambar 2.1.



Gambar 2.1. Hubungan laju korosi dengan pH<sup>[4]</sup>

b. Temperatur

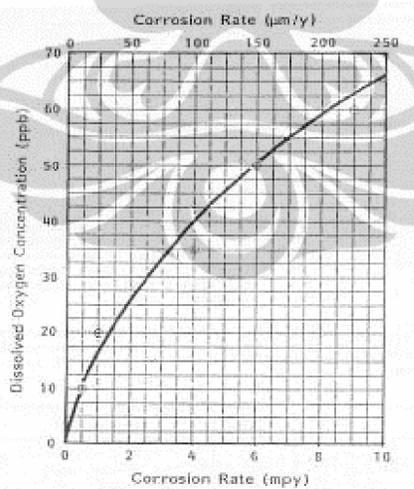
Secara termodinammika, temperatur memiliki hubungan dengan laju korosi, hal ini dapat dijelaskan oleh Gambar 2.2. di bawah ini.



**Gambar 2.2.** Hubungan laju korosi dengan temperatur<sup>[4]</sup>

c. Konsentrasi  $O_2$

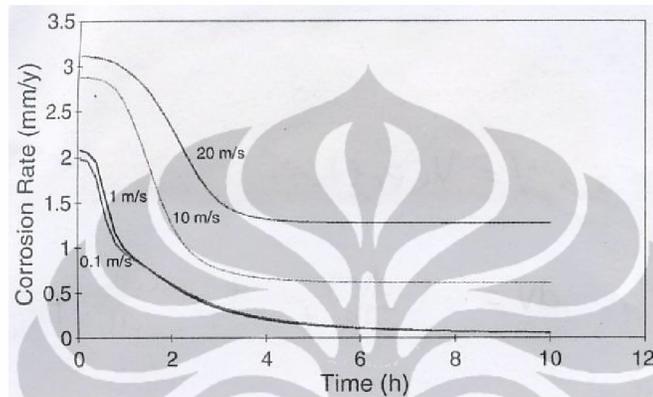
Kelarutan oksigen dalam air akan mempengaruhi laju korosi. Semakin banyak konsentrasi oksigen terlarut, akan semakin cepat laju korosinya, seperti pada Gambar 2.3.



**Gambar 2.3.** Pengaruh kelarutan oksigen terhadap laju korosi<sup>[4]</sup>

d. Laju aliran

Adanya bantuan laju aliran akan memberikan efek *stirring* (pengadukan) pada laju pengendapan, dan kemudian mempercepat pengendapan, seperti Gambar 2.4.



**Gambar 2.4.** Hubungan laju korosi dengan laju aliran<sup>[3]</sup>

- e. Kelembaban relatif
- f. Bahan pengotor padat/terlarut

Selain itu, korosi juga dapat terjadi pada pipa bagian dalam dan bagian luar, serta berdampak negatif sehingga diperlukan metode khusus untuk mencegah korosi pada pipa.

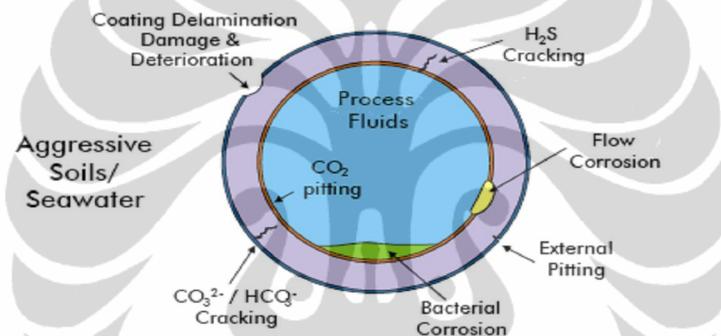
Bentuk dari korosi terdiri dari beberapa macam yaitu:

- a. Korosi Merata (*General Corrosion*)
- b. Korosi Galvanik (*Galvanic Corrosion*)
- c. Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)
- d. *Environmentally Induced Cracking*
- e. *Hydrogen Damage*
- f. Korosi Batas Butir (*Intergranular Corrosion*)
- g. *Dealloying*

- h. Korosi Erosi (*Erosion Corrosion*)

#### 2.4. Faktor Pemicu Proses Korosi Pada Lingkungan Gas

Pada lingkungan produksi gas terdapat beberapa faktor yang bersifat korosif, antara lain oksigen, gas karbondioksida ( $\text{CO}_2$ ), hidrogen sulfida ( $\text{H}_2\text{S}$ ), asam-asam organik, dan unsur sulfur. Selain itu juga kondisi lingkungan yang berpengaruh, antara lain temperatur dan tekanan. Skema korosi-korosi yang terjadi pada lapangan gas diperlihatkan oleh Gambar 2.5. di bawah ini.



Gambar 2.5. Skema korosi yang terjadi pada pipa gas<sup>[2]</sup>

- a. Kadar Oksigen ( $\text{O}_2$ )

Umumnya oksigen tidak terdapat pada kedalaman lebih dari 100 meter, sehingga pada daerah tersebut tidak ada pengaruh oksigen pada proses korosi. Akan tetapi, oksigen dapat mempengaruhi korosi internal bilamana terjadi kontaminasi dengan udara luar (atmosfir). Oksigen merupakan oksidator kuat sehingga akan meningkatkan potensial korosi logam di lingkungan air (fluida) yang mengandung oksigen terlarut. Kelarutan oksigen di dalam air merupakan faktor yang menentukan laju korosi.

Pada temperatur ruang, oksigen yang terlarut dalam air berkisar antara 7 – 8 ppm. Pada kondisi ini, sebagai contoh laju korosi baja mencapai 10 mpy (*mils per year*) pada larutan *stagnan* dan dapat mencapai 600 mpy pada kondisi *turbulen*. Akan tetapi dengan cara pengurangan kadar oksigen di

dalam larutan (*scavenging*) sampai dengan 7 – 8 ppb, maka laju korosi dapat diturunkan sampai dengan 0.4 mpy. Reaksi yang terjadi adalah sebagai berikut.

**Reaksi Anoda**



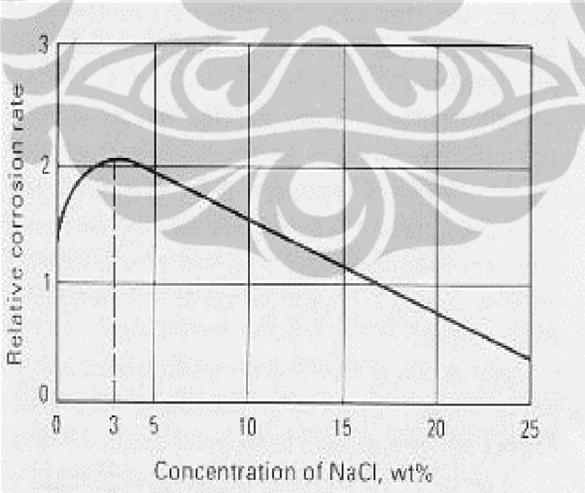
**Reaksi Katoda** (dalam air netral/basa)



atau dengan menggabungkan keduanya :



Kelarutan oksigen dipengaruhi oleh kadar klorida dimana kelarutan optimumnya terjadi pada konsentrasi 3% Cl<sup>-</sup>. Dengan demikian laju korosi maksimum terjadi pada konsentrasi ion Cl<sup>-</sup> seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.6. berikut ini:



**Gambar 2.6.** Pengaruh kadar ion Cl<sup>-</sup> terhadap kelarutan oksigen<sup>[3]</sup>

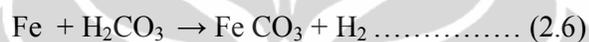
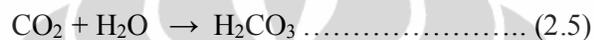
b. Tekanan Parsial CO<sub>2</sub>

Dalam produksi gas, CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S merupakan faktor utama penyebab korosi. Gas ini tidak bersifat korosif jika berada dalam keadaan kering dan

tidak terlarut dalam air. Tetapi jika terlarut dalam air gas ini akan membentuk suatu asam lemah  $\text{H}_2\text{CO}_3$  yang bersifat korosif.

Laju korosi pada korosi  $\text{CO}_2$  ditentukan oleh sifat lapisan produk korosi yang terbentuk pada permukaan logam. Jika lapisan terbentuk pada keadaan yang sesuai maka akan terbentuk lapisan pelindung yang dapat menurunkan laju korosi.

Reaksi yang terjadi adalah sebagai berikut,



Dalam aliran proses,  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{S}$  berada dalam kesetimbangan antara tiga fasa air, minyak dan gas. Kuantitas dari  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{S}$  yang ada pada ketiga fasa tersebut kemudian setimbang dengan deviasi yang tidak jauh berbeda, bahkan dalam sistem multifasa dengan jenis aliran yang turbulen. Sehingga kandungan  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{S}$  dalam sistem ini selain ditentukan oleh *fugacity* dari fase gas, juga dapat ditentukan dari kandungan  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{S}$  dari fasa gas terakhir.

Jika dalam lingkungan tidak terdapat kandungan air, maka *carbon dioxide* ( $\text{CO}_2$ ) cenderung bersifat *non-corrosive*. Dengan adanya kandungan air, maka tekanan parsial  $\text{CO}_2$  yang nilainya adalah persentasi mol  $\text{CO}_2 \times$  tekanan sistim dalam kPa (Psia) digunakan sebagai acuan penentuan korosifitas lingkungan. Beberapa kondisi terkait adalah sebagai berikut:

- a) Tekanan parsial  $\text{CO}_2$  diatas 207 kPa (30 Psia) bersifat korosif dengan adanya kandungan air.
- b) Tekanan parsial  $\text{CO}_2$  antara 21 kPa (3 Psia) dan 207 kPa (30 Psia) bersifat relatif/kemungkinan korosif dengan adanya kandungan air.
- c) Tekanan parsial  $\text{CO}_2$  dibawah 21 kPa (3 Psia) bersifat non-korosif.

## 2.5. Faktor yang mempengaruhi korosi CO<sub>2</sub>

### a. *Supersaturation* (Lewat Jenuh)

Nilai lewat jenuh memegang peranan penting dalam pembentukan dan stabilitas dari lapisan pelindung.

Lewat jenuh didefinisikan sebagai “ $\log [A^+] [B^-] / K_{sp}$ ”, pada sistem garam AB yang insoluble dengan reaksi  $AB = [A^+] + [B^-]$ , dimana  $[A^+]$  dan  $[B^-]$  dalam bentuk ion dan  $K_{sp}$  sebagai tetapan kelarutan. Nilai lewat jenuh yang tinggi akan mendorong terjadinya pengendapan dan pembentukan lapisan pada permukaan struktur yang nantinya akan menurunkan laju korosi.

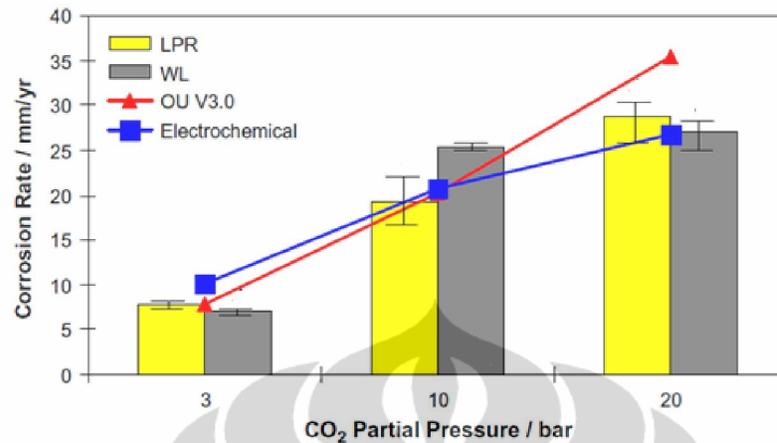
### b. Tekanan Parsial CO<sub>2</sub>.

Semakin besar tekanan parsial CO<sub>2</sub> akan meningkatkan laju korosi<sup>[4]</sup>, seperti pada Gambar 2.7., yang merupakan hasil studi Yuhua Sun dan Srdjan Nes̃ic pada tahun 2004.

Tekanan parsial CO<sub>2</sub> akan menentukan pH larutan serta konsentrasi gas terlarut. Semakin banyak gas CO<sub>2</sub> terlarut maka pH larutan akan menurun, dan akan semakin memungkinkan terjadinya korosi.

Dalam pengujian laboratorium, diperoleh bahwa air tawar ataupun air laut yang dilakukan pengasaman dengan penambahan konsentrasi CO<sub>2</sub> kemudian menghasilkan larutan yang lebih korosif dibandingkan dengan pengasaman sampai pH yang sama oleh asam mineral. Hal ini disebabkan oleh sifat H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> yang merupakan asam lemah dan tidak terdisosiasi sepenuhnya dalam larutan, dan menyediakan *reservoir* untuk ion H<sup>+</sup>.

Namun dengan hadirnya ion pembentuk *scale* (kerak) seperti Fe<sup>2+</sup> dan Ca<sup>2+</sup> pada larutan maka pembentukan lapisan yang dapat menghambat korosi akan terjadi pada permukaan struktur.



Gambar 2.7. Pengaruh tekanan parsial CO<sub>2</sub> terhadap laju korosi pada temperatur 60 °C, pH=5<sup>[4]</sup>

c. *Water Cut* (Kandungan Air)

Kandungan Air diatas 30% mengindikasikan kemungkinan terjadinya korosi. Air dalam sistem gas berasal dari fluida dari reservoir dalam bentuk bebas maupun dalam bentuk uap air.

Uap air dengan penurunan temperatur akan membentuk *condensed water* (air terkondensasi). Air terkondensasi merupakan ancaman yang lebih besar dibandingkan dengan air biasa, disebabkan tidak mempunyai kemampuan *buffer* (menyangga) dan kandungan pembentuk *kerak*, seperti ion karbonat.

d. Efek H<sub>2</sub>S

H<sub>2</sub>S dapat meningkatkan laju korosi CO<sub>2</sub> dengan berperan sebagai pembentuk lapisan yang *non-protective* pada permukaan logam. Dari beberapa penelitian diperoleh bahwa pada kadar H<sub>2</sub>S di bawah 30 *ppm* dalam lingkungan CO<sub>2</sub> jenuh, laju korosi akan meningkat, disebabkan FeS yang terbentuk mengganggu pembentukan lapisan FeCO<sub>3</sub> sehingga membentuk cacat pada lapisan dan menyebabkan korosi yang terlokalisir. Begitupun pada kadar H<sub>2</sub>S yang ditingkatkan dan pada temperatur di atas 60°C, terbentuk lapisan *protective* (pelindung) dan menurunkan laju korosi.

e. Temperatur dan pH

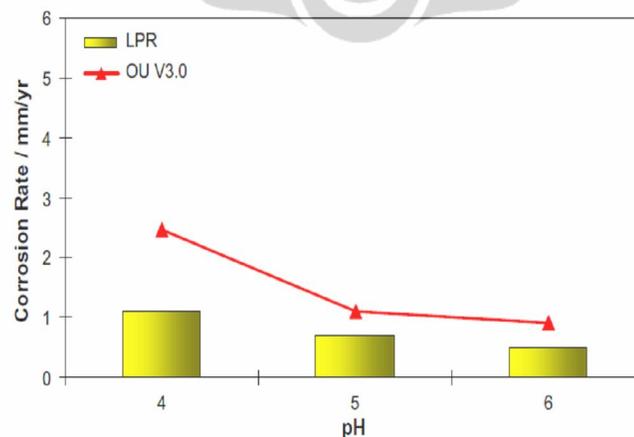
Kinetika pembentukan lapisan  $\text{FeCO}_3$  sangat dipengaruhi oleh temperatur larutan  $\text{FeCO}_3$ . Hal ini ditunjukkan sebagai berikut.

- Pada kondisi temperatur rendah ( $<75^\circ\text{C}$ ), laju pembentukan lambat dan efektivitas lapisan rendah.
- Pada temperatur antara  $75^\circ\text{C}$  sampai  $100^\circ\text{C}$ , reaksi pengendapan mulai mempengaruhi reaksi korosi.
- Pada temperatur tinggi,  $>100^\circ\text{C}$ , pengendapan berlangsung dengan sangat cepat.

Fe yang dilepas oleh reaksi korosi dengan cepat terendapkan kembali pada permukaan, membentuk lapisan pelindung yang rapat melekat.

pH mempengaruhi tingkat kelarutan dari  $\text{FeCO}_3$ . Peningkatan pH menurunkan tingkat kelarutan  $\text{FeCO}_3$  yang mendorong terjadinya pengendapan, lalu kemudian menurunkan laju korosi. Hal ini dijelaskan oleh Gambar 2.8. dimana grafik didapatkan dari hasil percobaan Srdjan Nesćic.

Dari berbagai percobaan diperoleh bahwa lapisan pelindung hanya dapat diperoleh pada pH diatas 5.5.



**Gambar 2.8.** Efek pH terhadap laju korosi dengan adanya kerak besi karbonat.

(Kondisi percobaan:  $T = 20^\circ\text{C}$ ,  $P_{\text{CO}_2} = 1 \text{ bar}$ ,  $C_{\text{Fe}^{2+}} < 2 \text{ ppm}$ )<sup>[5]</sup>

f. Laju aliran

Laju aliran mempunyai dua efek yang bertolak belakang. Di satu pihak adanya bantuan kecepatan aliran akan memberikan efek *pengadukan* pada laju pengendapan, sehingga mempercepat pengendapan. Di lain pihak, laju aliran yang terlalu tinggi akan menimbulkan kerusakan pada lapisan atau film yang *porous* (berongga) sehingga akan memungkinkan kontak antara struktur dengan fluida.

Adanya pasir, dapat menyebabkan laju penetrasi oleh erosi-korosi yang tinggi dibandingkan dengan proses oleh korosi atau erosi saja. Laju aliran rendah pada *elbow* (belokan) akan terbentuk lapisan kerak  $\text{FeCO}_3$  pada seluruh permukaan, sehingga laju korosi menjadi sangat rendah. Namun pada kecepatan yang tinggi, lapisan pelindung tidak sempat terbentuk dan laju korosi yang terjadi sangat tinggi serta seragam.

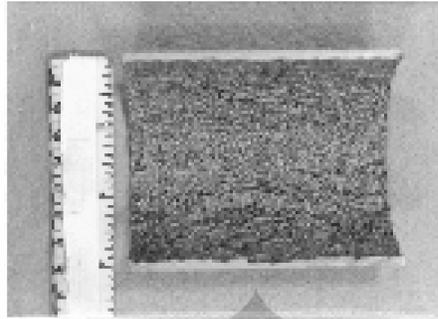
Pada kecepatan sedang, lapisan pelindung terbentuk pada permukaan belokan, kecuali pada lokasi tertentu dimana *sand impingement* mencegah pembentukan lapisan pelindung, sehingga pada daerah ini potensial untuk terbentuk *pit* (lubang).

## 2.6. Korosi $\text{CO}_2$

Kerusakan yang diakibatkan oleh korosi  $\text{CO}_2$  memiliki pola yang khas, antara lain berupa:

1. *Uniform corrosion* (korosi merata)

Kerusakan yang ditimbulkan korosi  $\text{CO}_2$  berupa adanya bentuk lembah dan bukit pada struktur dan hanya menyisakan sedikit area yang tidak terserang seperti pada Gambar 2.9.

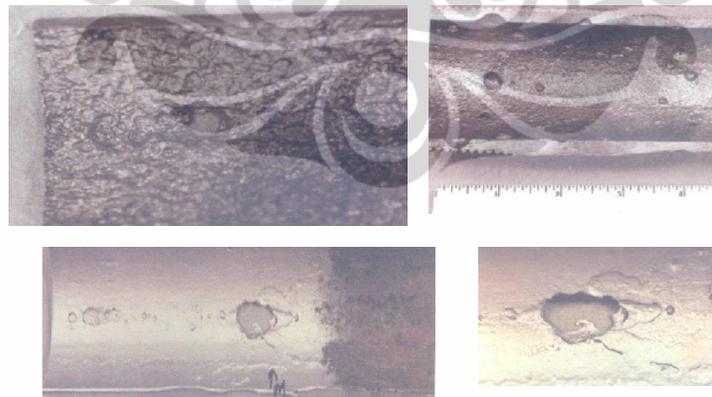


**Gambar 2.9.** Korosi merata<sup>[6]</sup>

## 2. *Pitting corrosion* (Korosi sumuran)

$\text{CO}_2$  yang terlarut dalam air akan membentuk asam karbonat, dan sangat korosif bagi baja karbon. Namun demikian produk korosi  $\text{CO}_2$  yaitu besi karbonat ( $\text{FeCO}_3$ ) akan membentuk lapisan pelindung.

Demikian pula jika lapisan  $\text{FeCO}_3$  tersebut pecah, sumuran-sumuran pada lapisan akan terbentuk dengan cepat dan dapat menyebabkan kegagalan seperti terlihat pada Gambar 2.10., sumuran-sumuran tersebut biasanya saling terhubung.

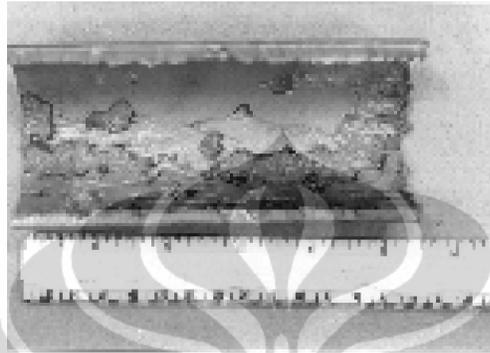


**Gambar 2.10.** Korosi sumuran<sup>[6]</sup>

## 3. *Mesa attack*

Kerusakan ini timbul akibat adanya perbedaan tingkat perlindungan dari *coating* (pelapis) dalam satu area struktur. Struktur yang terserang oleh *mesa attack* dapat dilihat pada Gambar 2.11. Permukaan rata dan

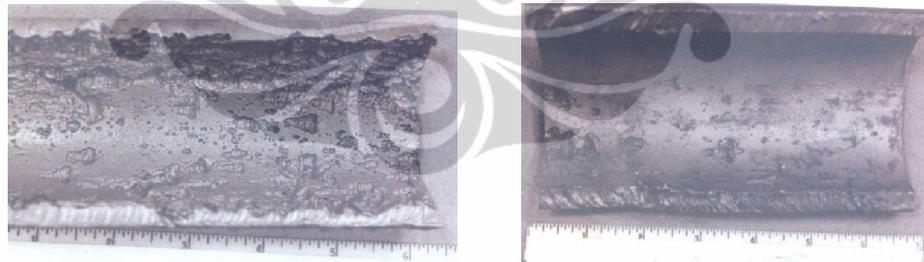
cekungan yang dalam di antara permukaan rata tersebut menjadi ciri kerusakan ini. *Mesa attack* dapat ditanggulangi dengan pemberian inhibitor secara merata.



**Gambar 2.11.** *Mesa attack*

#### 4. *Raindrop* (Tetes air)

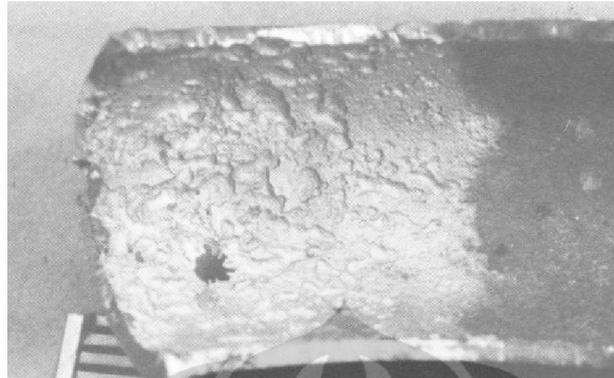
Bentuk korosi akibat  $\text{CO}_2$  pada struktur produksi gas, dimana titik - titik dan tetesan air akan jatuh menurut gravitasi dan perbedaan berat jenis. Tetesan air tersebut akan membentuk sumuran – sumuran yang sangat dalam pada permukaan struktur.



**Gambar 2.12.** Korosi akibat tetesan air<sup>[4]</sup>

#### 5. *Flow Enhanced*

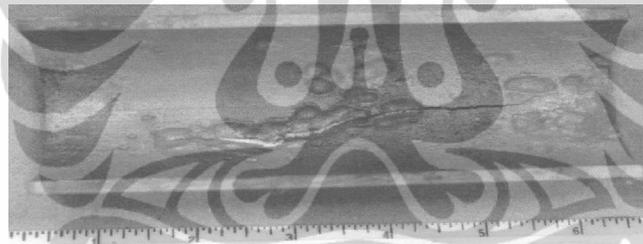
Adanya reaksi asam karbonat dengan struktur akan semakin diperparah dengan adanya tekanan dari arus aliran hidrokarbon, terutama pada daerah belokan dan bentuk U, dimana aliran arus akan menghantam dinding struktur dan tidak memungkinkan terbentuknya lapisan pelindung pada dinding struktur, seperti terlihat pada Gambar 2.13.



**Gambar 2.13.** *Flow enhanced corrosion*<sup>[15]</sup>

#### 6. *Wormhole*

Pada *wormhole attack*, sekumpulan sumuran  $\text{CO}_2$  terhubung dan membentuk saluran lubang dengan bentuk seperti lubang cacing seperti terlihat pada Gambar 2.14.



**Gambar 2.14.** *Wormhole attack*<sup>[16]</sup>

### 2.7. Korosi $\text{H}_2\text{S}$

Selain potensial menimbulkan korosi merata pada logam,  $\text{H}_2\text{S}$  dapat menyebabkan kerusakan yang fatal dan tanpa indikasi pada logam, khususnya pada logam dengan kekuatan mekanik yang tinggi.

#### a. Korosi merata

$\text{H}_2\text{S}$  sangat mudah untuk larut dalam air, 200 kali lebih mudah larut dibandingkan oksigen dan 3 kali dibandingkan  $\text{CO}_2$  dalam air pada lingkungan atmosferik. Korosi akibat  $\text{H}_2\text{S}$  akan menghasilkan produk korosi sulfida pada permukaan seperti pada reaksi kimiawi di bawah ini.

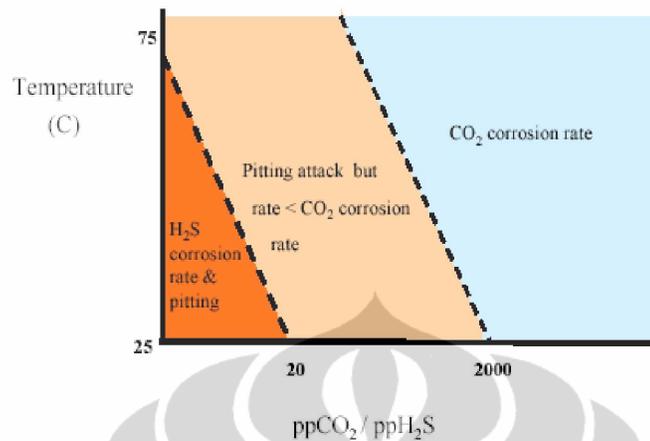


Ion hidrogen bertanggung jawab atas lingkungan  $\text{H}_2\text{S}$  yang korosif, tetapi adsorpsi ion bisulfida pada permukaan baja untuk membentuk lapisan besi sulfida juga mengakibatkan difusi atom hidrogen ke dalam baja yang dapat menimbulkan *hydrogen damage* yang akan menginisiasi proses keretakan.

Dalam lingkungan campuran antara  $\text{H}_2\text{S}$  dan  $\text{CO}_2$  yang kadar  $\text{H}_2\text{S}$  relatif lebih tinggi, misalnya di atas 200 ppm pada fasa cair dan pada temperatur di atas  $40^\circ\text{C}$ , lapisan pelindung berwarna hitam *pyrrhotite* (pirotit) terbentuk di bawah lapisan karbonat dan sulfida bebas berwarna abu-abu.

Mekanisme ini kemungkinan melibatkan penguraian dan pengendapan awal dari campuran besi karbonat dan besi sulfida. Hal ini menimbulkan lapisan penghalang fisik namun berongga dan kemudian lapisan pelindung yang rapat (lapisan pasif besi sulfida) terbentuk pada permukaan logam.

Pada konsentrasi  $\text{H}_2\text{S}$  yang lebih rendah, proteksi berasal dari lapisan campuran besi karbonat dan besi sulfida yang kurang rapat, *berongga* dan kurang pelindung. Sedangkan pada konsentrasi  $\text{H}_2\text{S}$  yang lebih tinggi, ion sulfida bertindak seperti inhibitor korosi dengan membentuk lapisan besi sulfida yang dapat menurunkan kecepatan korosi; namun hidrogen sulfida sering menyebabkan *sumuran*. Kerentanan terjadinya sumuran tergantung pada lapisan yang terbentuk pada temperatur dan konsentrasi  $\text{H}_2\text{S}$  dan  $\text{CO}_2$  tertentu, dapat dijelaskan oleh Gambar 2.15.



**Gambar 2.15.** Efek rasio konsentrasi H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub><sup>[7]</sup>

b. *Sulfide Stress Corrosion Cracking (SSCC)*<sup>[11]</sup>

Salah satu dampak yang paling serius dari gas yang bersifat asam terhadap peralatan produksi adalah potensi kegagalan katastrofik. Kegagalan awal akibat perpatahan yang bahkan terjadi dibawah nilai *yield strength* kerap terjadi. Proses kegagalan ini disebut sebagai *sulfide stress corrosion cracking (SSCC)*.

Kerentanan suatu material logam terhadap SSCC berhubungan erat dengan nilai kekerasan dari peralatan logam tersebut dan tingkat pengisian hidrogen. Semakin tinggi nilai kekerasan material maka kecendrungan untuk terjadinya kegagalan akibat SSC juga meningkat disertai dengan waktu kegagalan yang relatif menjadi semakin singkat. Tingkat pengisian hidrogen berkaitan dengan parameter lingkungan seperti pH dan kandungan sulfida.

Faktor – faktor yang mempengaruhi SSCC dapat dibagi menjadi 2 bagian besar, antara lain:

- 1) Faktor lingkungan
  - a) Konsentrasi H<sub>2</sub>S
  - b) pH lingkungan

- c) Temperatur
  - d) Tegangan aplikasi
- 2) Material
- a) Kekuatan luluh
  - b) Nilai kekerasan
  - c) Pengaruh mikrostruktur dan perlakuan panas
  - d) Elemen paduan
- c. Material Standar NACE MR0175<sup>[7]</sup>

Dalam menghadapi potensi terjadinya kegagalan akibat SSC, maka dilakukan pengklasifikasian terhadap jenis material yang sesuai untuk kondisi H<sub>2</sub>S. Lingkungan H<sub>2</sub>S yang dikategorikan sebagai sistim asam menurut MR0175 adalah dengan tekanan operasional total minimum sebesar 65 Psia dan tekanan parsial H<sub>2</sub>S minimum sebesar 0.05 Psia. Di dalam rentang tersebut berlaku aturan seperti yang tertera dalam NACE MR0175.

NACE MR0175 juga memberikan panduan dalam hal fabrikasi dari material untuk menghindari atau meminimalisir potensi terjadinya SSC. Terdapat dua bagian besar dalam NACE MR0175 dari segi tipe material konstruksi. Bagian pertama yang dibahas dalam NACE MR0175 adalah batasan dan panduan dalam aplikasi material baja karbon. Untuk aplikasi baja karbon, hal - hal yang menjadi perhatian utama dan kriteria – kriteria yang harus disesuaikan supaya baja karbon untuk dapat diterapkan dalam lingkungan asam, antara lain:

1. Komposisi kimiawi
2. Perlakuan Panas
3. Perlakuan Permukaan
4. Proses Penyambungan

## 5. Metode Manufaktur

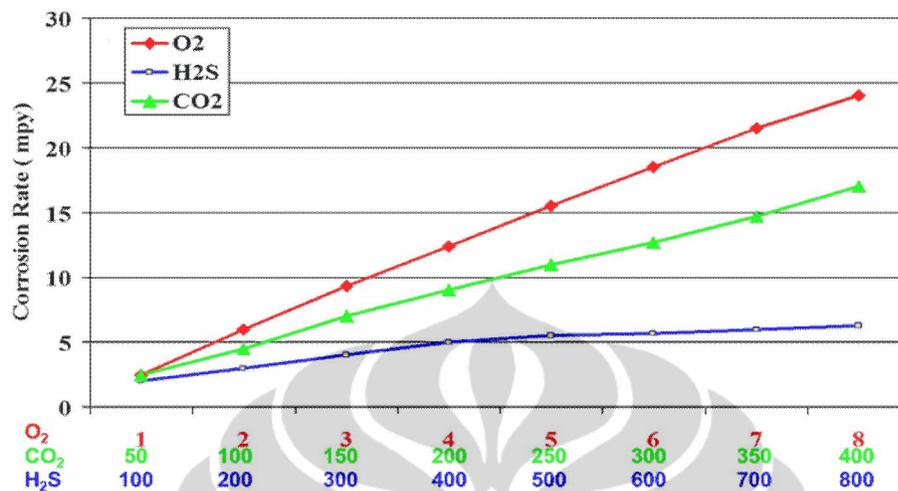
Sementara untuk material CRA, kriteria yang dipakai untuk disesuaikan dalam pemilihan material untuk sistem yang bersifat asam tidak jauh berbeda dibandingkan dengan aplikasi baja karbon seperti yang diatur dalam bagian ketiga NACE MR0175.

### d. Ion klorida

Adanya kandungan klorida pada sistem meningkatkan konduktivitas dan korosivitas lingkungan, mempercepat korosi merata dan berpotensi disertai dengan korosi sumuran.

Korosi yang dapat timbul akibat ion klorida adalah *Chloride Stress Corrosion Cracking* (CSCC). Korosi jenis ini pada baja tahan karat austenitik terjadi dalam lingkungan larutan klorida dengan kandungan minimum 50 ppm. Kandungan ion klorida, pH, temperatur, dan oksigen terlarut serta adanya tegangan merupakan faktor penting untuk terjadinya CSCC.

CSCC biasanya terjadi pada temperatur diatas 140°F (60°C) pada minimal 50 ppm (part per million) klorida. Peningkatan temperatur dan nilai pH yang rendah akan meningkatkan potensi terjadinya CSCC. Kandungan oksigen pada sistem juga sangat mempengaruhi terjadinya CSCC. Oksigen terlarut yang kurang dari 0.01 ppm efektif untuk mencegah CSCC dalam lingkungan yang mengandung ion klorida.



Gambar 2.16. Grafik perbandingan laju korosi O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, dan H<sub>2</sub>S<sup>[16]</sup>

Seperti terlihat Gambar 2.16. korosi O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S cenderung memiliki laju korosi yang berbeda-beda, dimana korosi O<sub>2</sub> memiliki laju korosi lebih tinggi. Namun bukan berarti korosi CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S memiliki bahaya yang lebih kecil dibandingkan korosi O<sub>2</sub>.

## 2.8. Kandidat Material

Dalam aplikasi lapangan, sistem material yang dipakai dapat berupa aplikasi *solid material* atau aplikasi *kelongsong*. Aplikasi *solid material* digunakan pada jalur – jalur perpipaan dengan tipe ukuran yang tidak dapat atau tidak efektif diakomodir oleh aplikasi *kelongsong*. Keuntungan dari *kelongsongded system* adalah kemampuan untuk menghadapi lingkungan internal yang korosif dengan menggunakan lapisan internal dengan tipis paduan tahan karat dengan didukung oleh lapisan luar yang terbuat dari baja karbon yang lebih tebal, lebih kokoh dan lebih ekonomis.

### a. Baja Karbon

Jenis material ini merupakan material dasar yang dipertimbangkan sebagai material konstruksi untuk berbagai peralatan proses dan juga sebagai basis perhitungan dalam simulasi laju korosi.

Secara ekonomis material ini merupakan acuan awal dalam pemilihan material, dan penggunaan tipe material yang lebih tinggi kemudian dipertimbangkan jika material baja karbon ini diklasifikasikan tidak memenuhi sesuai dengan lingkungan proses terkait.

Untuk mengkompensasi ketebalan baja karbon yang teroksidasi akibat korosi, maka didesain *corrosion allowance* (penambahan ketebalan) sesuai dengan umur pakai peralatan. Penambahan ketebalan yang lazim digunakan adalah sebesar 0.125” (3.175 mm) hingga 0.25” (6.35 mm).

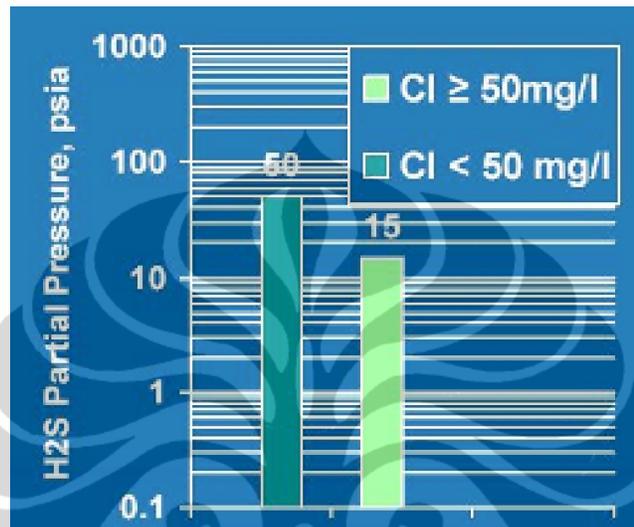
Pada kondisi lingkungan asam, baja karbon memiliki batas maksimum tekanan parsial H<sub>2</sub>S yaitu sebesar 0.05 Psia. Pada kondisi yang lebih tinggi, baja karbon harus memenuhi persyaratan dari NACE MR 0175, yakni batasan kekerasan maksimum 22 HRC (nilai kekerasan Rockwell).

b. *Austenitic Stainless Steel SS316L* (Baja tahan karat austenitik SS316L)

Komposisi dasar dari tipe baja tahan karat ini adalah kandungan 18%Cr dan 12%Ni dengan penambahan paduan lainnya, seperti Mo dan N. Kandungan karbon pada baja jenis ini dijaga cukup rendah untuk mencegah terbentuknya endapan karbida chromium. Penambahan nikel pada jenis paduan ini meningkatkan densitas, koefisien ekspansi thermal, ketahanan korosi dan tentunya harga. Tipe baja tahan karat ini sangat superior pada lingkungan sistim *sweet* dan asam. Keterbatasan signifikan material ini mulai muncul jika terdapat kandungan ion klorida dalam lingkungan proses yang akan menurunkan temperatur operasi material ini dan batas tahanan tekanan parsial H<sub>2</sub>S nya, seperti pada Gambar 2.17.

Tipe dasar dari CRA austenitik adalah seri AISI 302 yang dengan kandungan C masih di angka 0.15% rentan terhadap korosi intergranular ketika dihadapkan pada lingkungan korosif. Tipe 316, dengan penambahan paduan molybdenum 2 – 3%, merupakan jenis yang paling banyak digunakan. Dengan kandungan C yang lebih rendah, maksimal 0.03%C, pada varian dengan marka L menghasilkan baja tahan karat austenitik yang

lebih tahan terhadap korosi intergranular. Penambahan molybdenum dimaksudkan untuk meningkatkan kestabilan lapisan pasif dan temperatur kritis sumuran.



**Gambar 2.17.** Batasan tekanan parsial H<sub>2</sub>S untuk baja tahan karat austenitik dengan pertimbangan kandungan ion klorida dalam lingkungan asam<sup>[17,18]</sup>

c. Baja tahan karat *Duplex* dan *Super Duplex*

Baja jenis ini mengambil istilah dari tipe mikrostruktur yang terdiri atas kombinasi 50-50 antara struktur austenitik dan feritik. Kombinasi dua tipe mikrostruktur ini menghasilkan paduan ketahanan korosi dan kekuatan mekanik yang sangat baik sebagai akibat dari kombinasi keunggulan masing masing tipe struktur.

Tiga kelas utama dalam grup duplex antara lain, *lean grade* (23Cr-4Ni), *standard grade* (22Cr-5Ni) dan varian *superduplex* (25Cr-7Ni). Ketiga kelas tersebut dapat dilihat pada Tabel 2.2.1 di bawah ini.

**Tabel 2.1.** Komposisi tipikal kimia baja tahan karat Duplex<sup>[19]</sup>

Grade	UNS	C	Cr	Ni	Mo	W	Cu	N	PRE <sub>N/W</sub>
Lean Duplex	S32101	0.03	21.5	1.5	0.3	-	-	0.22	25
	S32304	0.02	23	4	0.3	-	0.3	0.1	25
Standard Duplex	S31803	0.02	22	5.5	3	-	-	0.17	35
	S32205		22.5	5.8	3.2	-	-	0.17	36
Superduplex	S32750	0.02	25	7	4	-	0.5	0.27	43
	S32760	0.03	25	7	3.5	0.6	0.5	0.25	42

Tipe baja tahan karat ini memiliki ketahanan terhadap ion klorida yang lebih baik dari tipe austenitik sebelumnya. Dengan adanya penambahan unsur nitrogen, paduan ini memiliki kombinasi antara mampu bentuk dan kekuatan yang baik. Kandungan Cr yang tinggi disertai dengan unsur Mo menghasilkan material yang sangat tahan terhadap korosi CO<sub>2</sub>.

Baja jenis ini dapat digunakan hingga temperatur 200°C dengan tekanan parsial CO<sub>2</sub> mencapai 1400 Psia (100 Bara) dan kandungan klorida yang cukup tinggi hingga mencapai 200 g/l asal tidak ada kandungan oksigen dan H<sub>2</sub>S. Material ini memiliki keterbatasan pada kerentanan terhadap *stress corrosion cracking* akibat H<sub>2</sub>S yang disebabkan oleh kekuatan mekanik material ini yang relatif tinggi.

d. Paduan nikel

Paduan nikel terutama dari kelas paduan Nikel-Chrom-Molybdenum-Tembaga seperti antara lain *Alloy 28Cr* (N08028), *Alloy 2550* (NO6975), *Incoloy 825* (N08825) dan *Alloy 625* (N06625) merupakan bahan dengan ketahanan yang superior terhadap asam. Tabel 2.2.2 adalah komposisi dari berbagai varian paduan nikel.

**Tabel 2.2.** Komposisi kimia paduan nikel<sup>[8]</sup>

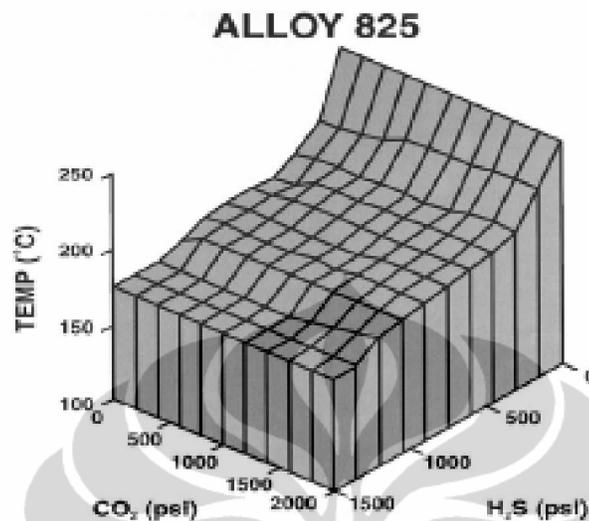
Generic Name	UNS Number	Nominal Composition (wt%)											
		Fe	Cr	Ni	Mo	Cu	Ti	Al	Nb	W	Co	Other	C
CW, >30%Ni, >3%Mo													
28	N08028	Bal.	27	31	3.5	1	0.3	-	-	-	-	-	0.02
825	N08825	Bal.	22	42	3	2	1	-	-	-	-	-	0.03
G-3	N06985	19	22	45	7	2	-	-	0.8	1.5	2	-	0.01
2550	N06975	15	25	51	6.5	1	1	-	-	-	-	-	0.01
625	N06625	3	22	62	9	-	0.2	0.2	3.5	-	-	-	0.03
C-276	N10276	6	16	56	16	-	-	-	-	4	Co	0.35 V	0.01
PH													
X-750	N07750	7	16	72	-	-	2.5	0.8	1	-	-	-	0.03
925	N09925	32	22	42	3	2	2	0.3	-	-	-	-	0.02
718	N07718	19	19	52	3	-	0.5	0.5	5	-	-	0.1ta	0.02
PH625	N07725	9	21	57	8	-	1.5	0.3	3.5	-	-	-	0.01
PH625	N07716	5	21	61	8	-	1.3	0.2	3.5	-	-	-	0.01

Kandungan nikel sebagai basis utama jenis paduan ini dan dengan adanya Cr dan Mo, seperti pada Tabel 2.2.2 di atas akan menghasilkan lapisan pasif yang sangat stabil dalam paparan lingkungan korosif H<sub>2</sub>S dan ion klorida hingga temperatur yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan jenis material yang dibahas sebelumnya.

Kontribusi utama dari unsur paduan Cr, Ni dan Mo adalah pembentuk sekaligus penstabil lapisan pasif (mencegah *depassivation*) pada permukaan material saat menghadapi lingkungan yang mengandung ion klorida dan H<sub>2</sub>S.

Paduan Incoloy 825 biasa digunakan untuk aplikasi *sub-surface*, dimana baja tahan karat rentan terhadap *chloride stress cracking*, korosi sumuran, dan korosi celah. Bergantung pada kekuatan dan temperatur, paduan ini menunjukkan ketahanan terhadap *stress corrosion cracking*.

Gambar 2.18 di bawah ini menunjukkan batasan aplikasi paduan 825 pada hubungan antara temperatur dan kandungan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S.



Gambar 2.18. Batasan aplikasi paduan 825 pada hubungan antara temperatur dan kandungan CO<sub>2</sub> & H<sub>2</sub>S<sup>[14]</sup>

d. Aplikasi *Cladding* (kelongsong)

Dengan penemuan area – area operasi yang semakin ekstrim dan korosif disertai dengan kombinasi *safety demands* yang ketat serta pertimbangan ekonomis, pemilihan material pada sektor migas menjadi semakin kompleks dan dalam proses optimalisasi integralnya harus merupakan kombinasi dari seluruh aspek tersebut di atas. Salah satu metode yang diterapkan untuk optimalisasi yang bersifat efektifitas biaya dan sekaligus memenuhi aspek teknis adalah aplikasi pelapisan logam standar (baja karbon) dengan CRA yang disebut sebagai kelongsong. Lapisan kelongsong yang akan kontak langsung dengan fluida korosif terbuat dari CRA sementara logam standar (CS) yang lebih murah dapat memenuhi persyaratan kekuatan dan ketangguhan yang dibutuhkan.

Proses pembentukan sistem komposit ini dapat dilakukan dengan metode kelongsong secara mekanis atau kelongsong secara metalurgi yang dijelaskan seperti berikut ini

### 1) *Mechanical clad pipe* (Pipa kelongsong secara mekanis)

Pada metode ini lapisan kelongsong internal CRA dimasukkan ke dalam pipa baja karbon secara mekanik dan tidak menghasilkan ikatan metalurgi antara kedua lapisan tersebut.

Untuk pipa baja karbon, selain dengan menggunakan pipa nirkampuh hasil fabrikasi ERW, SAW atau DSAW dapat juga digunakan. Metode fabrikasi baja karbon ini melibatkan pembentukan *tubular shell* (dinding tubular) baja karbon lalu dilakukan pengelasan sepanjang area sambungan longitudinal. Proses penyambungan pada area longitudinal tidak akan mempengaruhi kualitas sistem kelongsong pada aplikasi pipa penyalur disebabkan tekanan operasi yang tergolong lebih rendah dibandingkan yang dialami peralatan tubular pada aplikasi *downhole* serta tidak ada kontak langsung antara baja karbon dengan media fluida internal yang korosif.

Dinding tubular lapisan internal CRA juga dapat difabrikasi dengan metode penyambungan pengelasan pada area longitudinal.

Proses GTAW umum dipakai pada fabrikasi untuk paduan Ni. Setelah pelapis CRA telah dengan rapat ditempatkan di dalam struktur baja karbon (*mechanical fit*), maka kemudian dilakukan *seal welding* pada bagian tepi sambungan CRA dan baja karbon untuk mencegah atau meminimalisir udara dan fluida yang terperangkap diantara lapisan CRA dan baja karbon untuk menghindari potensi kerusakan yang terjadi pada area annulus tersebut.

### 2) *Metallurgical clad pipe* (Pipa kelongsong secara metalurgi)

Metode kelongsong metalurgi merupakan tipe sambungan dua logam yang berbeda yang menghasilkan ikatan metalurgi antara struktur tubular bagian luar dengan tubular CRA internal. Produk dari metode ini dapat berupa pipa berlas memanjang yang diproduksi dari ekstrusi panas atau melalui proses produksi plat kelongsong.

a. Metode Ekstrusi

Metode produksi ini melibatkan kombinasi dari billet baja karbon dan material CRA dan proses ekstrusi yang membentuk rongga dengan tekanan dan temperatur tinggi hingga panjang tertentu dan kemudian diikuti dengan proses permesinan. Sisi ujung dari kombinasi billet sebelumnya dilakukan *seal welded* untuk mencegah udara pada *interface* yang masuk saat proses. Ekstrusi dilakukan pada temperatur diatas  $1260^{\circ}\text{C}$  ( $2300^{\circ}\text{F}$ ) yang kemudian akan menghasilkan ikatan metalurgi antara bagian struktur dan kelongsong internal. Panjang akhir produk kelongsong bergantung pada kapasitas produksi (kemampuan mesin proses untuk melakukan pekerjaan panas dan dimensi *extruder*).

b. *Clad Plate* (Plat kelongsong)

Metode kelongsong secara metalurgi lainnya adalah dengan menggunakan plat kelongsong yang dapat diproduksi melalui proses *hot roll bonding* dan *explosive bonding*. Plat kelongsong telah banyak digunakan untuk konstruksi bejana tekan, separator, dan *heat exchangers*. Produk dari *hot roll bonding* menguasai lebih dari 90% produksi plat kelongsong dunia (~ 55,000 ton/tahun).

c. *Hot Roll Bonding*

Metode penggabungan dua logam ini membutuhkan preparasi kedua lapisan dari segi kesesuaian ukuran serta perlakuan permukaan lapisan yang akan digabung. Ikatan permukaan kedua logam terjadi secara difusi atomik, dan juga diperhitungkan efek pengerasan dan pembentukan oksida pada permukaan *interface*. Setelah kedua permukaan berkesesuaian secara ukuran dan kimiawi *interface* permukaan, kedua lapisan yang saling kontak tersebut kemudian dilakukan canai panas.

Proses canai panas umumnya dilakukan pada dua pasang lapisan logam yang saling menumpuk, dengan antara lapisan dilapisi oleh serbuk  $\text{Cr}_2\text{O}_3$  dan  $\text{ZrO}_2$  untuk mencegah *sticking* pada kedua pasang lapisan

tersebut. Sebelum dilakukan proses canai panas, bagian tepi dari kedua lapisan logam dilakukan proses *seal welded* untuk mencegah terpisahnya lapisan selama canai panas. Lapisan *sandwich* baja karbon dan CRA kemudian dipanaskan hingga temperatur canai  $1540^{\circ}\text{C}$  ( $2800^{\circ}\text{F}$ ) lalu di-canai hingga ukuran tertentu. Lapisan *sandwich* yang terbentuk berkisar antara 6 mm (0.236") hingga 200 mm (7.874"). Sementara lapisan kelongsong CRA yang digunakan berkisar antara 2 mm (0.08") hingga 4 mm (0.16") untuk panjang lembaran dari 14 meter (46') hingga 20 meter (66').

d. *Explosive Bonding* (ikatan eksplosif)

Ikatan eksplosif merupakan metode penggabungan dua lapisan logam dengan menggunakan impuls energi tinggi yang dihasilkan dari ledakan yang ditimbulkan pada area dua lapisan tersebut. Adanya ledakan membantu membersihkan oksida permukaan dan menghasilkan ikatan metalik antara struktur baja karbon dengan material kelongsong CRA.

Ketebalan lapisan kelongsong yang dapat diaplikasikan pada metode ini berkisar antara 3 mm (0.118") hingga 25 mm (0.98").

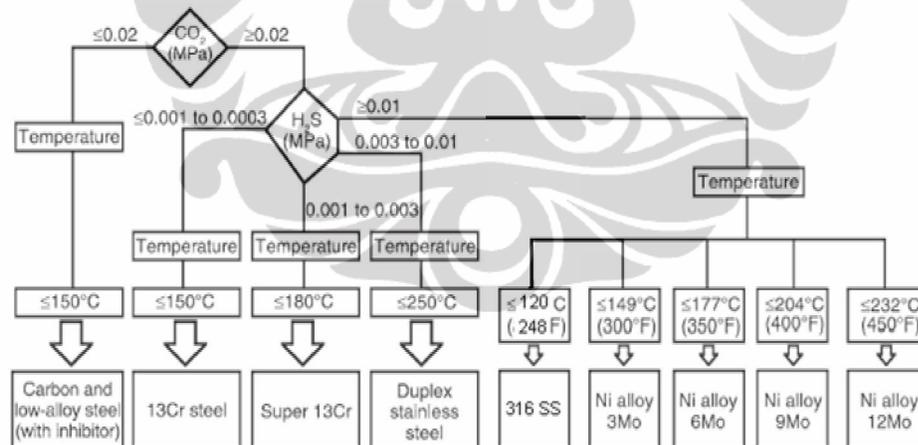
Sebagai kesimpulan, Tabel 2.3 berikut ini merupakan perbandingan dari keunggulan dan kelemahan dari masing – masing aplikasi pembentukan sistem kelongsong.

Tabel 2.3. Perbandingan aplikasi kelongsong mekanik dan metalurgi

No	Proses	Kelemahan		Keunggulan	
1	<i>Mechanically Clad Pipe</i>	1	Potensi korosi akibat adanya sel galvanik dan celah	1	Ekonomis
		2	Potensi buckling dan inner collapse pada area tekuk, strain dan underpressure.		
2	<i>Metallurgically Clad Pipe</i>	1	Preparasi permukaan yang ketat pada 2 permukaan lembaran sebelum proses	1	Menghasilkan sistem komposit dengan potensi korosi galvanik yang rendah dan korosi celah yang minimal.
		2	Relatif lebih mahal	2	Potensi terjadinya <i>collapse</i> dan <i>buckling</i> akibat tekanan dan <i>cold bend</i> rendah
				3	Dapat digunakan untuk aplikasi tekuk

### 2.9. Filosofi Pemilihan Material GPF(*General Piping Facilities*)

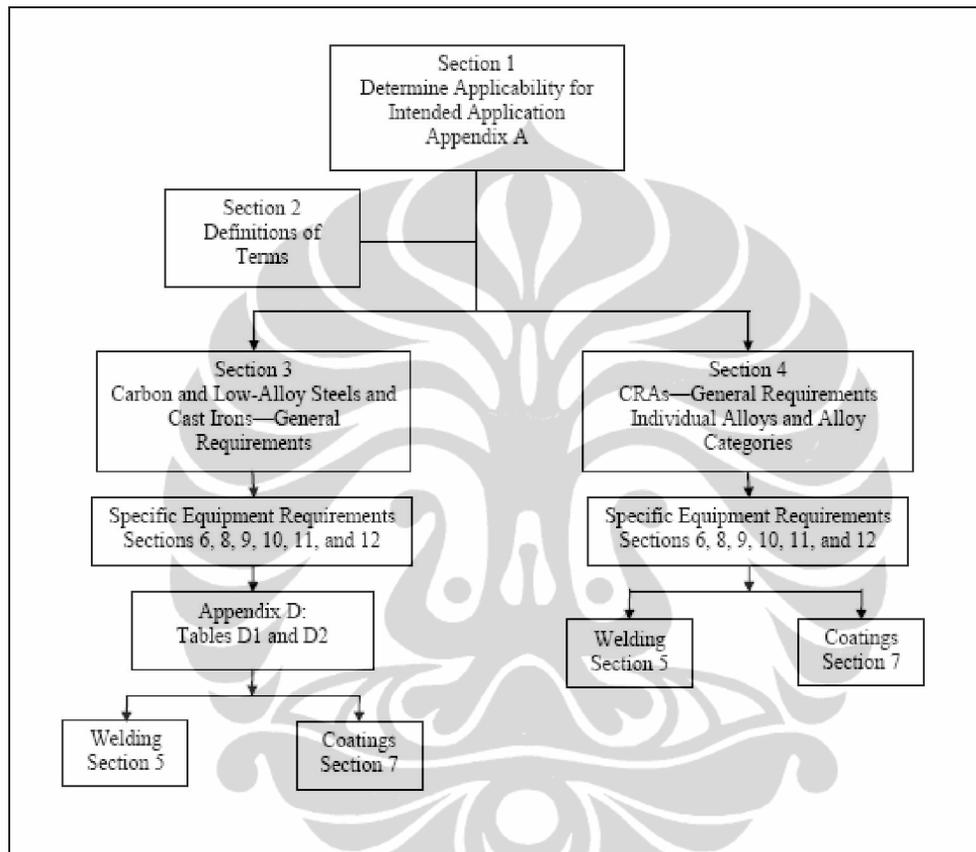
Pada Gambar 2.19. dapat dilihat pemilihan material untuk *piping* dan peralatan utama.

Gambar 2.19. Alur pemilihan material *piping* dan peralatan utama<sup>[10]</sup>

### 2.10. Road Map Aplikasi Standar MR0175<sup>[9]</sup>

Pada suatu kondisi di mana komposisi gas telah dapat diketahui, tekanan parsial, tekanan operasi dan suhu telah ditentukan maka rujukan apakah desain tersebut bisa hanya menggunakan baja karbon atau harus baja spesial maka hal

ini harus mengacu kepada referensi MR0175. Alur penentuan adalah seperti pada Gambar 2.20. di bawah ini.



Gambar 2.20. Road map Aplikasi MR0175<sup>[9]</sup>

### 2.11. Perhitungan Laju Korosi<sup>[9]</sup>

Laju korosi yang dihitung ini berdasarkan kepada material baja karbon yang dilakukan dengan menggunakan piranti lunak *ECE4 –Electric Corrosion Engineer Ver.4*. Tabel 2.4. pada daftar tabel di bawah ini menunjukkan hasil pengukuran terhadap laju korosi baja karbon yang menggunakan rumus sebagai berikut:

$$\text{Log } V = 5.8 - \frac{1710}{t + 273} + 0.67 \text{ Log } (p \text{ CO}_2) \dots\dots\dots (2.9)$$

Dimana,

$V$  = Laju korosi untuk  $CO_2$  saturated salt water (mm/year).

$t$  = Temperatur ( $^{\circ}C$ ).

$pCO_2$  = Tekanan parsial  $CO_2$ .

Dan hasil perhitungannya adalah sebagaimana dalam tabel di bawah ini:

**Tabel 2.4.** Perhitungan Laju Korosi menggunakan  $ECE4^{[9]}$

Equipment / Stream	Maximum Calculated Corrosion Rate (mm/yr)
6" Flowline	14.95
8" Flowline	7.06
10" Flowline	5.96
Stream 10 inlet to separator	7
Stream 10L outlet to separator	7
Stream 12 inlet to separator	5.48
Stream 12L inlet to separator	5.48

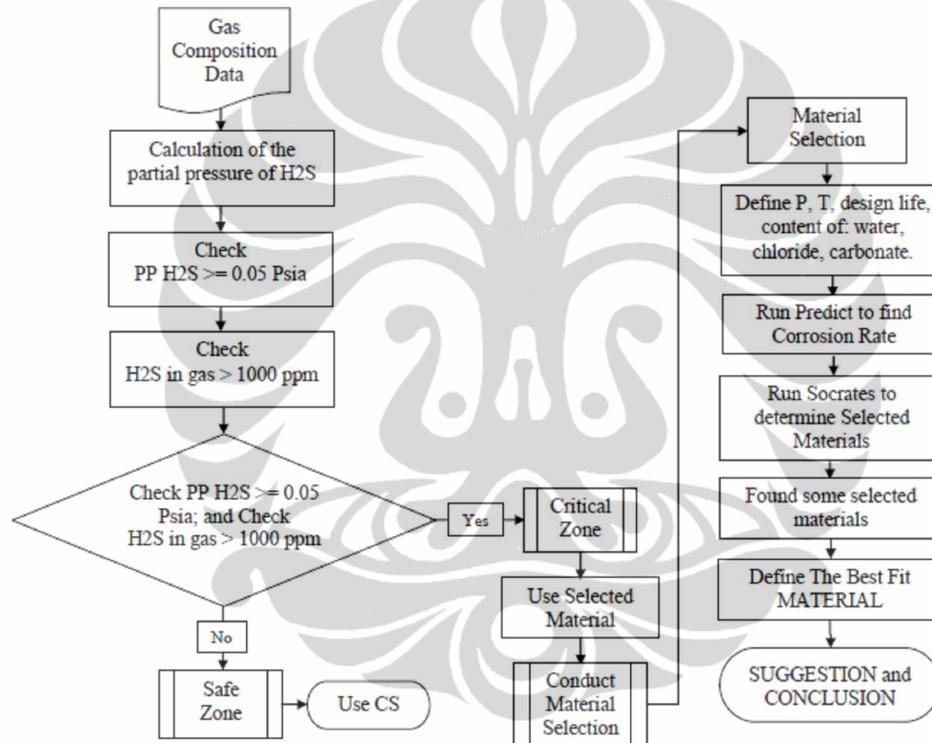
Karena hasil perhitungan di atas menunjukkan kondisi terburuk maka desain yang diambil haruslah yang dapat mengcover desain selama 20 tahun, oleh karenanya muncul opsi pemilihan material seperti pada Tabel 2.5. – Hasil Perhitungan Dengan Menggunakan *Predict* dan *Socrates*.

### BAB 3

## METODOLOGI ASESMEN

### 3.1. Diagram Alir Asesmen

Tahapan prosedur yang akan dilakukan pada asesmen ini diuraikan pada diagram alir Gambar 3.1.



Gambar 3.1. Diagram Alir Asesmen

### 3.2. Penentuan Parameter Asesmen

Pada tahap ini dilakukan penentuan parameter asesmen sebagai berikut:

1. Mencari data awal yang dengan pemilihan material untuk digunakan di lingkungan asam industri migas dengan komposisi gas tertentu.
2. Mereview penggunaan material pada kondisi awal tersebut
3. Membuat eskalasi sebagai refleksi operasi jangka panjang, data operasi 10 (sepuluh) tahun mendatang dengan penurunan tekanan operasi 20%, peningkatan temperatur operasi naik 20%, ratio tekanan parsial H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> naik 20%, dan kadar aie terproduksi naik 20%.
4. Menyiapkan piranti lunak *Predict* untuk menghitung laju korosi.
5. Menyiapkan piranti lunak *Socrates* untuk menentukan pilihan material yang sesuai dengan kondisi operasi.
6. Mengevaluasi data keluaran hasil kalkulasi dengan kondisi eskalasi.

### 3.3. Proses Perhitungan <sup>[12,13]</sup>

Perhitungan laju korosi pada baja karbon dengan kondisi ekstrim menggunakan piranti lunak *Predict* menghasilkan laju korosi yang tinggi dan jika desain ini menggunakan baja karbon maka diperlukan tebal dinding pipa yang sangat tebal sekitar 30 cm untuk *design life* 20 tahun.

Simulasi kondisi operasi jangka panjang di atas menjadi dasar pemasukan data input sehingga perhitungan dapat memperoleh data prediksi kebutuhan dalam jangka waktu panjang.

Dengan menggunakan piranti lunak *Socrates*, spesifikasi desain tersebut dimasukkan dalam perhitungan pemilihan material maka diperoleh beberapa pilihan material CRA yang dapat digunakan pada kondisi operasi tertentu. Simulasi yang dilakukan adalah dengan membuat tekanan berkurang 20%, temperature naik 20%, rasio tekanan parsial H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> dan kadar air bertambah 20%.

Perhitungan *Socrates* ini memberikan hasil beberapa material yang direkomendasikan secara teknis. Hasil perhitungan ini dibandingkan dengan desain awal sehingga keyakinan akan menggunakan fasilitas ini dapat menjadi tinggi.



## BAB 4

### HASIL ASESMEN DAN PEMBAHASAN

#### 4.1. Hasil Asesmen

Mereview desain awal, material yang digunakan telah memenuhi persyaratan teknis dalam hal material dapat menangani kondisi operasi dengan aman dan terkendali. Dalam desain awal tidak ada informasi apakah perhitungan laju korosi dan seleksi material mengikut sertakan unsur karbonat di dalam perhitungan laju korosi. Sedang dalam kondisi eskalasi, perhitungan unsur karbonat dimasukkan dalam perhitungan laju korosi dan seleksi material.

Dari Tabel 2.5 – Hasil Perhitungan Dengan Menggunakan Predict dan Socrates, diperoleh beberapa data yang didapat dari hasil simulasi. Dengan demikian dari design awal yang masih menggunakan kelongsong sedangkan hasil perhitungan masih memungkinkan memakai baja karbon, maka operasi aman untuk dijalankan.

#### 4.2. Pembahasan

**Tabel 2.5.** Hasil Perhitungan Dengan Menggunakan Predict dan Socrates

No.	Area		CR 1		CR 2		Materias designation 10 years escalation	Materias designation as design
			mpy	mmpy	mpy	mmpy		
1	Well cluster, Flowlines,	Case 1	0.07	0.0018	0.10	0.0025	CS	CS Clad alloy 825
		Case 2	186.73	4.6683	167.50	4.1875	316L, 2205, 825	
2	Central Processing Plant							
a.	Prod. Separator	Case 1	0.1	0.0025	0	0	CS	CS + 3mm 316L Clad
		Case 2	208.5	5.2118	143.4	3.585	316L, 2205, 825	
b.	Test separator T1	Case 1	0.1	0.0025	0	0	CS	CS + 3mm 316L Clad
		Case 2	102.16	2.5540	143.4	3.585	316L, 2205, 825	
c.	Test separator T2	Case 1	0.1	0.0025	0	0	CS	CS + 3mm 316L Clad
		Case 2	102.16	2.5540	143.4	3.585	316L, 2205, 825	
d.	Prod. Filter Coalescer T1		17.69	0.4423	12.10	0.3025	316L,2205,825	CS + 3mm 316L Clad+316SS internal
e.	Prod. Filter Coalescer T2		17.69	0.4423	12.10	0.3025	316L,2205,825	CS + 3mm 316L Clad+316SS internal
f.	Acid Gas Conversion Unit		1.38	0.0345	0.90	0.0225	CS	Principal's package
g.	Stabilizer Overhead Filter Coalescer		4.69	0.1173	3.20	0.08	CS	CS+3 mm 316L SS (Internal)
h.	Gas Custody Transfer Metering (Note 2)		14.17	0.3543	11.60	0.29	CS	CS
j.	Sales Gas Separator		14.17	0.3543	11.60	0.29	CS	CS+1.5 mmCA
k.	Sales Gas Filter Coalescer		14.17	0.3543	11.60	0.29	CS	CS+1.5 mmCA
l.	Allocation Gas Metering (Note 2)		14.97	0.3743	11.90	0.2975	CS	CS
p.	LP Fuel Gas Scrubber		3.97	0.0993	2.80	0.07	CS	CS+3 mmCA
s.	Acid gas Removal Package T1		0	0	0	0	CS	CS
t.	Acid gas Removal Package T2		0	0	0	0	CS	CS
<b>Note:</b>								
Case 1 : With HCO3 exist								
Case 2 : No HCO3 exist								

Dari tabel hasil perhitungan kondisi eskalasi dalam jangka waktu panjang untuk *flowline*, separator tes, separator produksi; aman digunakan sampai akhir operasi karena dalam kondisi 10 tahun masih bisa menggunakan baja karbon. Kondisi simulasi ini adalah kondisi terburuk yang diambil di mana tidak ada kandungan karbonat dalam fluida.

Hal ini kondisi yang sangat signifikan karena menurut desain awal harus menggunakan *kelongsong* tetapi dengan simulasi ini dengan menggunakan baja karbon saja sudah cukup tahan dan aman.

Pada fasilitas produksi ini potensi korosi sebagian besar terdapat pada kondisi tekanan parsial CO<sub>2</sub> dan kadar H<sub>2</sub>S yang terlarut dalam air garam atau dalam sebuah kombinasi fasa air terkondensasi. Adanya tekanan parsial CO<sub>2</sub> dan adanya H<sub>2</sub>S yang terlarut dalam air garam atau adanya H<sub>2</sub>S dalam fasa air terkondensasi ini menyebabkan korosi. Biasanya korosi CO<sub>2</sub> yang mendominasi korosi tersebut. Korosi internal dapat juga terjadi karena adanya CO<sub>2</sub> pada gas kering dalam suatu peralatan atau adanya CO<sub>2</sub> pada fasa air terkondensasi dari suatu sistem proses hidrokarbon jenuh.

Seleksi material ini mengoptimalkan penggunaan baja karbon; namun dalam hal baja karbon tidak mampu menangani kondisi operasi pada lingkungan asam ini, maka pemilihan CRA dilakukan.

Selain pencegahan terhadap korosi internal, pencegahan terhadap korosi external juga dilakukan pada alat alat produksi yang berada di fasilitas ini. Hal ini didasari bahwa lokasi fasilitas ini adalah dekat dengan laut. Oleh karenanya, aplikasi untuk sistem perlingkungannya adalah yang sesuai dengan aplikasi *offshore*.

Perlindungan terhadap pipa bawah tanah dan dasar tanki di bawah tanah juga dilakukan dengan cara mengaplikasikan lapisan pelindung yang kuat dan sistem proteksi katodik yang sesuai secara bersamaan.

Peralatan yang terletak atau dioperasikan di daerah kepala sumur sampai ke *manifold* yaitu *flowline* dan *early start up facility* dalam kondisi simulasi ini

mengalami kontak dengan fluida yang korosif dengan temperatur dan tekanan yang masih tinggi. Gas yang mengalir dari kepala sumur mengandung 5% CO<sub>2</sub>, 1000 ppmv H<sub>2</sub>S, sedangkan peralatannya mempunyai temperatur desain 250°F dan tekanan desain 3200 Psi. Dengan kondisi ini beberapa pertimbangan penggunaan material CRA adalah sebagai berikut:<sup>91</sup>

1. *Austenitic stainless steel* (Baja tahan karat austenitik).

Baja tahan karat jenis ini dengan komposisi kimia C 0.08% maksimum, Cr 16% minimum, Ni 8% minimum, P 0.045% maksimum, S 0.04% maksimum, Mn 2.0% maksimum dan Si 2.0% maksimum; dapat dipakai walaupun fluida mengandung unsur khlor tetapi tidak bisa kalau ada unsur sulfur. Dengan demikian baja tahan karat austenitik ini tidak dapat dipakai.

2. *High alloyed austenitic stainless steel* (Baja tahan karat paduan tinggi austenitik).

Baja tahan karat jenis ini dengan PREN >40 mampu menahan kondisi operasi dalam lingkungan maksimum tekanan parsial H<sub>2</sub>S 100 Psia dan dapat menahan keberadaan khlor dalam fluida; namun tidak boleh ada sulfur. Jadi baja tahan karat paduan tinggi austenitik ini tidak dapat dipakai dalam kondisi operasi simulasi ini

3. *Solid solution nickel based alloy stainless steel* (Baja tahan karat paduan berbasis nikel larutan padat).

Baja tahan karat jenis ini sangat sesuai dengan lingkungan kerja asam yang tidak dibatasi baik tekanan parsial H<sub>2</sub>S ataupun keberadaan sulfur. Komposisi kimia material ini adalah sebagai berikut:

19.0% Cr minimum, 29.5% Ni + Co minimum dan 2.5% Mo minimum atau 14.5% Cr minimum, 52% Ni + Co minimum dan 12% Mo minimum. Oleh karena nya baja tahan karat paduan berbasis nikel larutan padat ini sangat sesuai dengan kondisi simulasi.

Material yang digunakan di area ini disimulasikan menurut desain telah sama dengan teori yang menunjang yaitu MR0175, yaitu material baja karbon biasa *kelongsong* dengan paduan 825. Namun, untuk keadaan beberapa tahun setelah operasi; simulasi dengan menggunakan piranti lunak mempunyai hasil yang berbeda dari material desain. Setelah 10 tahun beroperasi, material baja karbon biasa diperkirakan masih dapat mengatasi kondisi operasi (masih dapat dipakai).

Karena fluida yang masih korosif, material separator produksi atau separator tes didesain menggunakan kelongsong baja tahan karat 316L karena sifat-sifatnya yang tahan terhadap korosi. Komposisi SS 316L adalah Chromium 17.2%, Manganese 1.6%, Nickel 10.9%, Carbon .02%, Molybdenum 2.1% dan besi yang secukupnya. CRA ini mempunyai ketahanan korosi yang baik dan karena kadar karbon yang rendah membuatnya lebih lentur sehingga lebih utama diperuntukkan dalam pembuatan bejana tekan di lapisan dalamnya<sup>20]</sup>.

Pada peralatan lainnya yang beroperasi sebelum launcher pipa penyalur adalah *production filter coalesce*. Alat ini didesain materialnya menggunakan baja karbon dan kelongsong baja tahan karat 316L. Dari simulasi data yang diolah menggunakan piranti lunak alat ini selain dapat didesain dengan baja tahan karat 316L, alat ini juga dapat dibuat dengan material baja tahan karat duplex 2205 atau dengan kelongsong paduan 825. Dan alat-alat selebihnya baik dengan desain maupun dengan perhitungan simulasi mendapatkan hasil yang sama, yaitu menggunakan baja karbon biasa. Komposisi kimia dari baja tahan karat duplex 2205 ini adalah Carbon 0.030% maksimum, Chromium 21.0-23.0, Manganese 2.0 maksimum, Molybdenum 2.50-3.50, Nickel 4.50-6.50, Nitrogen 0.080-0.20, Phosphorus 0.030 maksimum, Silicon 1.00 maksimum, dan Sulfur 0.020 maksimum<sup>21]</sup>.

## BAB 5

### KESIMPULAN DAN SARAN

Peralatan yang didesain untuk mengalirkan gas dari kepala sumur sampai dengan manifold adalah baja karbon dengan kelongsong paduan 825. Ini adalah sesuai dengan teori yaitu paduan 825 cocok untuk kondisi operasi CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S pada simulasi. Perhitungan pada kondisi operasi telah berjalan 10 tahun didapati bahwa baja karbon biasa sanggup bertahan jika ada terbentuk karbonat namun jika tidak ada karbonat; maka baja tahan karat 316L atau baja karbon dengan kelongsong baja tahan karat 316L harus digunakan.

Desain separator tes dan produksi menggunakan baja tahan karat kelongsong 316L adalah cocok sesuai dengan hasil simulasi. Namun jika kondisi ini telah berjalan 10 tahun, baja karbon biasa dapat asal terbentuk karbonat. Jika tidak ada karbonat; maka baja tahan karat atau baja karbon dengan kelongsong 316L, duplex 2205 atau paduan 825 dapat digunakan.

Untuk mencegah terjadinya juga serangan korosi pada bagian luar pipa atau peralatan, direkomendasikan penggunaan lapisan pelindung yang sesuai. Apalagi jika letak geografisnya berada di pinggir laut. *Painting* diaplikasikan pada pipa di permukaan tanah sedangkan lapisan pelindung untuk aplikasi pipa bawah tanah serta dilengkapi dengan perlindungan katodik.

Tanki penimbun dengan material baja karbon yang berfungsi mengumpulkan kondensat dan hasil bawaan asam sulfat, karena tekanannya sekitar tekanan atmosfer, direkomendasikan penggunaan internal lining dan perlindungan korosi eksternal dan dilengkapi dengan perlindungan katodik.

Untuk material yang persyaratannya telah memenuhi aplikasi MR0175, tes/pengujian terhadap materialnya harus dilakukan menurut standar metoda tes yang sesuai.

Untuk peralatan dalam paket unit yang bertekanan kerja rendah, gunakan baja karbon dengan perlindungan permukaan dan proteksi katodik yang sesuai dan menjaga prosedur pemeliharaan yang telah disetujui dan sesuai dengan aplikasi internasional standar.



## DAFTAR REFERENSI

- [1] Bijan Kermani, "*Materials Optimization for Oil and Gas Sour Production*" KeyTech, Conference Paper, Corrosion 2000, Orlando, FI, March 26-31, 2000.
- [2] Bijan Kermani, KeyTech; John W. Martin and Khlefa A. Esaklul, BP Exploration, "*Materials Design Strategy: Effects of H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> Corrosion on Materials Selection*", Conference Paper, CORROSION 2006, San Diego, March 12 - 16, 2006.
- [3] Yuhua Sun and Srdjan Nesic, "*a Parametric Study and Modelling on Localized CO<sub>2</sub> Corrosion in Horizontal Wet Gas Flow*", Corrosion 2004, Ohio, Paper No.04380, 2004.
- [4] Denny, A.Jones. "*Principle and Prevention of Corrosion*", Macmillan Publishing Company, 1992.
- [5] K. Videm and A. Dugstad, "*Effect Of Flow Rate, pH, Fe(2+) Concentration and Steel Quality On The CO<sub>2</sub> Corrosion Of Carbon Steels*", Institute of Energy Technology, P.O. Box 40, N-2007 Kjeller, Norway.
- [6] Corrosion Technology Laboratory, "*Corrosion Fundamentals, Form of Corrosion*", Kennedy Space Centre.
- [7] De Waard, U Lotz, A Dugstad, "*Influence of Liquid Flow Velocity on CO<sub>2</sub> Corrosion, a Semi-empirical Model*", 1995.
- [8] D.E Milliams et al, "*Aqueous Corrosion of Steel by H<sub>2</sub>S and H<sub>2</sub>S / CO<sub>2</sub> Mixtures*", 3<sup>rd</sup> International Conference on Internal and External Protection of Pipes, Imperial College, London, September, 1979.
- [9] NACE MR0175 / ISO 15156 -1 to 3, "*Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for use in H<sub>2</sub>S - Containing Environments In Oil and Gas Production*", 2003.

- [10] NACE TM0177, “*Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H<sub>2</sub>S Environments*”, 2005.
- [11] Murata et al, “*Evaluation of H<sub>2</sub>S containing Environments from the viewpoint of OCTG and Linepipe for Sour Gas Applications*”, Paper No. OTC 3507, 11th Annual OTC, Houston, 1979.
- [12] BP Group, “*Recommended Practices and Specifications for Engineering, Materials for Sour Services*”, Upstream Applications, March, 1997.
- [13] Norsok Standard, “*Design Principles, Materials Selection*, M-DP-001, Rev.1, December, 1994.
- [14] Article Courtesy: “*Advance Materials : High Performance Age Hardenable Nickel Alloys Solve Problems in Sour Oil and Gas Services*”, Corrotherm International Ltd.
- [15] Special Metals. High Performance Alloys for Resistance to Aqueous Corrosion. 2000.
- [16] M. Ueda, H. Takabe, “Localized Corrosion Resistance of Ni Base Alloy in Sour Environments,” 10th Middle East Corrosion Conf., held March 7-10 (Bahrain: NACE West Asian and African Region, Saudi Arabian Section, 2004).
- [17] Intetech, “*ECE4 Electronic Corrosion engineer version 4*”.
- [18] Predict –SW 3.0 Software, “*Corrosion Prediction and Assessment*”, Honeywell, MEPEC- Middle East Process Engineering Conference, 2011.
- [19] Socrates 9, “*Corrosion Prediction and Assessment*”, Honeywell, MEPEC- Middle East Process Engineering Conference, 2011.
- [20] Hamilton Precision Metals, “*Technical Data Sheet SS316L*”, 1780 Rohrerstown Road, Lancaster, PA 17602
- [21] *Best Stainless Steel & Alloy*, 11930 Proctor Street, Houston, TX 77038