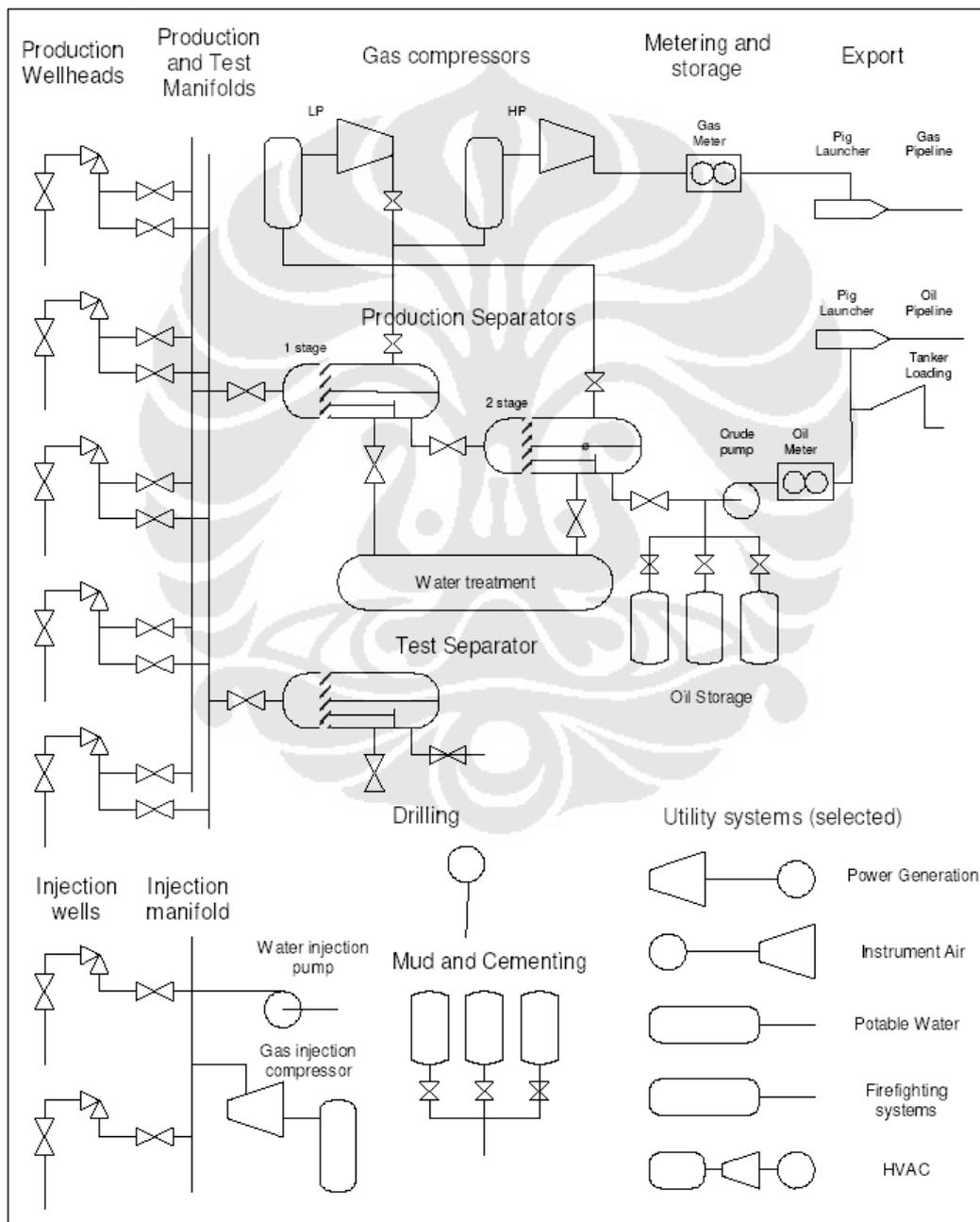


## BAB 2

### DASAR TEORI

#### II.1 PROSES PRODUKSI MINYAK DAN GAS

Proses produksi minyak dan gas secara umum dapat digambarkan dalam diagram berikut :

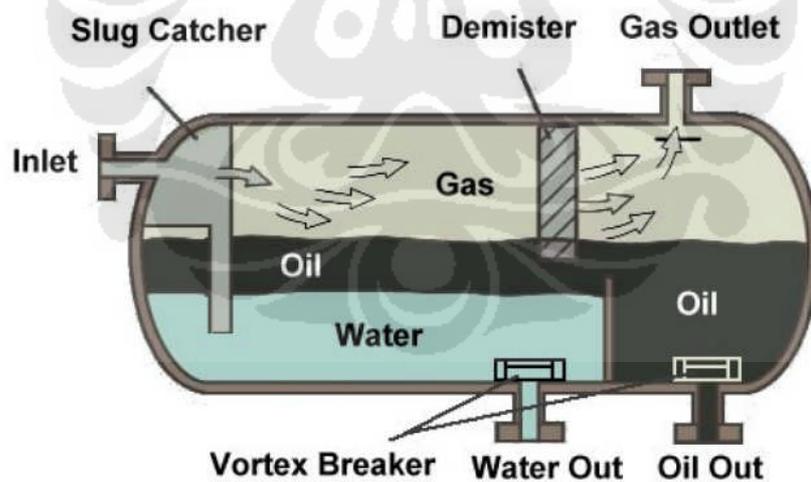


**Gambar 2.1** Diagram Proses Produksi Minyak dan Gas<sup>1</sup>

### II.1.1 Gathering System

Minyak dan gas diambil dari dalam bumi, baik yang berlokasi di darat maupun lepas pantai, kemudian disalurkan melalui pipa-pipa menuju tempat pengujian. Proses awal ini biasa disebut dengan *gathering system*. Pada proses awal ini semua komponen dalam perut bumi terambil, sehingga minyak, gas, air karbondioksida, garam, sulfur, dan pasir tercampur dan ikut terbawa. Proses selanjutnya adalah memisahkan komponen-komponen minyak mentah tersebut. Proses pemisahan terjadi pada *Gas and Oil Separation Plant (GOSP)*. Disini komponen tersebut dibagi menjadi menjadi 3 yaitu : minyak, gas, dan air.

Pemisahan ini terjadi dalam sebuah *pressure vessel* dan biasanya dilakukan dalam 2-3 tahapan. Prinsip dasar yang digunakan pada proses pemisahan ini adalah berat jenis dari masing-masing komponen. Fasa gas dalam *vessel* akan naik karena mempunyai berat jenis yang paling ringan sehingga keluar melalui *outlet* bagian atas, minyak yang mempunyai berat jenis lebih ringan dari air mengalir ke bawah beserta air namun dipisahkan sesuai ilustrasi di bawah.



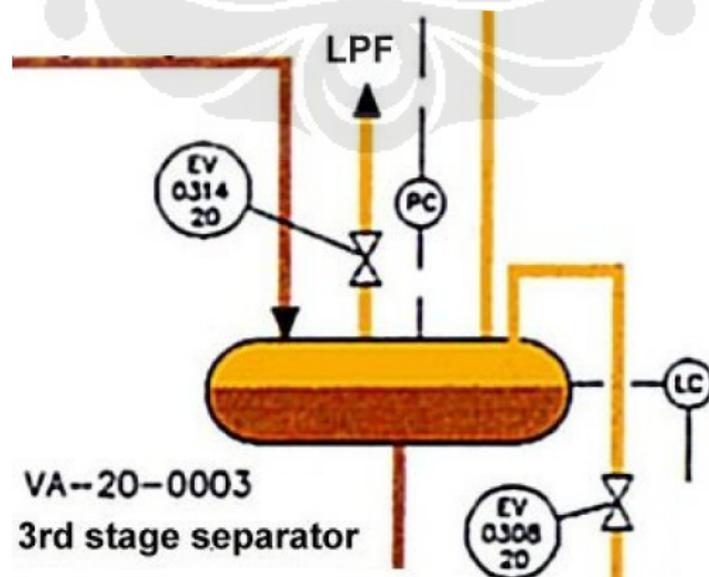
Gambar 2.2 Proses Pemisahan Minyak, Gas, dan Air<sup>1</sup>

Pada pintu masuk terdapat *slug catcher* yang berfungsi untuk menyaring *slug* (gas-gas yang terperangkap dan *liquid plug*). *Slug* sendiri terbentuk dari hidrokarbon yang terkondensasi akibat pengaruh tekanan pada proses. *Slug* ini mempunyai efek yang negatif pada proses produksi minyak dan gas karena dapat

merusak pipa. Pada *outlet* air dan minyak terdapat *Vortex Breaker*, alat ini berfungsi sebagai filter kedua sehingga minyak dalam air atau sebaliknya dapat tersaring. Di bagian atas juga terdapat *Demister* yang fungsinya tidak jauh berbeda dengan *Vortex breaker* yaitu sebagai filter gas agar tidak ada minyak atau air yang masih terperangkap dalam gas.

Setelah itu proses pemisahan dilanjutkan ke tahap kedua. Tahap kedua ini hampir sama dengan tahap pertama. Hanya saja disini ditempatkan *oil heater* untuk memanaskan kembali minyak atau campuran komponen minyak tadi. Pemanasan ini bertujuan untuk memudahkan pemisahan komponen air selanjutnya. Pada tahap ini juga digunakan penukar panas sebagai alat untuk mendinginkan minyak.

Pada tahap ketiga, yaitu tahap akhir, digunakan alat bernama *flash-drum* atau *Knock Out Drum*. Alat ini berfungsi untuk memisahkan antara komponen hidrokarbon berat dan yang ringan. Disini tekanan diturunkan sampai mencapai tekanan atmosfer sehingga sering disebut sebagai *atmospheric separator*. Pada tahap ini juga kadang diperlukan penukar panas untuk memanaskan kembali komponen input apabila suhunya terlalu rendah. Pemanasan kembali ini bertujuan agar hasil pemisahan yang didapatkan lebih baik.

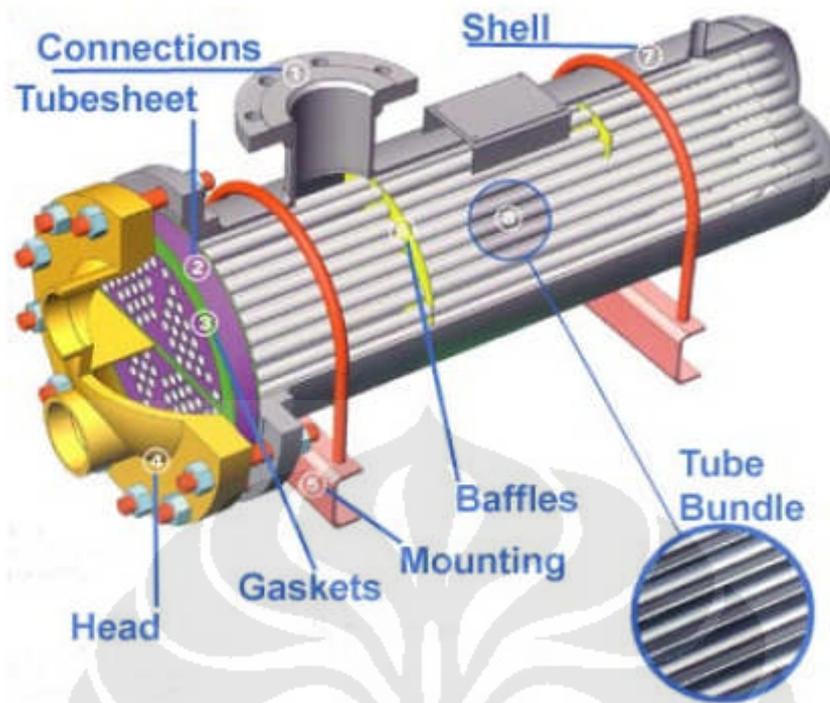


Gambar 2.3 Proses Pemisahan Tahap Ketiga<sup>1</sup>

Setelah keluar dari pemisahan tahap ketiga, digunakanlah *Coalescer*. *Coalescer* digunakan untuk mereduksi kembali kandungan air hingga mencapai dibawah 0.1%. Didalam *coalescer* ini terdapat elektroda yang berfungsi sebagai pencipta medan elektrik yang berfungsi untuk memutus ikatan antara air dan minyak dalam emulsi air-minyak. Apabila ada kandungan garam yang melewati standar, maka garam-garam tersebut dapat dihilangkan menggunakan *electrostatic desalter*. Pemurnian air diaplikasikan pada air yang dipisahkan sebelum dibuang ke laut. Air tersebut harus dimurnikan karena air tersebut masih mengandung emulsi air-minyak dan partikel-partikel pasir. Pada sebagian besar peraturan yang berlaku di negara-negara maju, kandungan minyak yang berada dalam air yang dibuang dibatasi pada angka 40 mg/liter. Untuk memisahkan komponen-komponen yang tidak diinginkan tersebut digunakanlah *sand cyclone*, *hydro cyclone* dan *water degassing drum*. *Sand cyclone* berfungsi untuk menyaring pasir yang terdapat dalam air, sedangkan *hydro cyclone* berfungsi untuk memisahkan minyak dengan air, dan *water degassing drum* berfungsi untuk mengangkat gas yang masih terdapat dalam air.

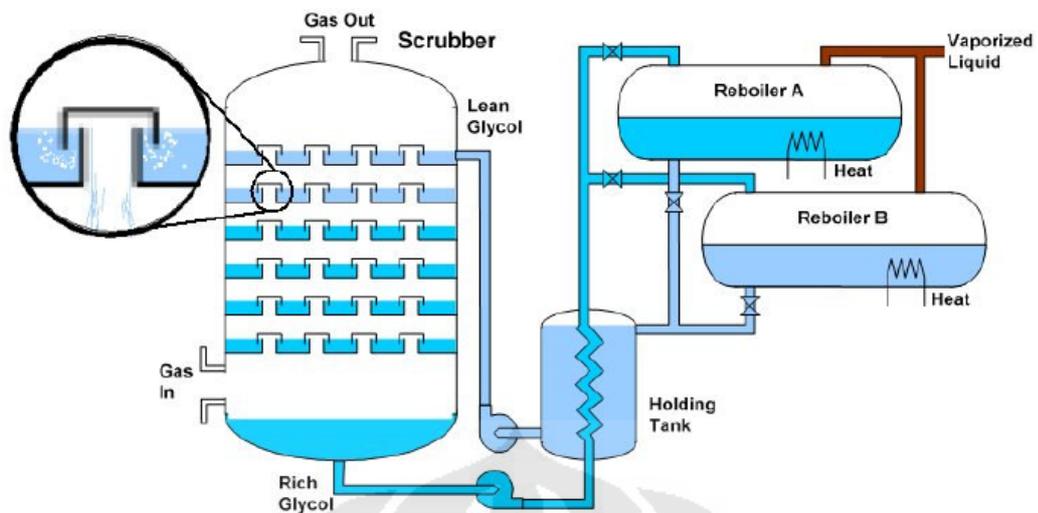
## II.1.2 Pemurnian dan Kompresi Gas

Gas yang disalurkan dari sumur ke tempat pengolahannya mengalami penurunan tekanan yang cukup banyak. Untuk disalurkan dan didistribusikan gas harus diberi tekanan kembali untuk itu proses pemurnian dan kompresi gas ini dilakukan. Proses ini menggunakan *turbine compressor* sebagai alat utamanya. Fasa gas masuk ke sini selanjutnya dibagi menjadi 2 bagian yaitu bagian yang bertekanan tinggi dan bagian yang bertekanan rendah. *Turbine compressor* ini menggunakan sebagian kecil dari gas alam yang diprosesnya sebagai bahan bakar. *Turbine compressor* ini pada beberapa industri migas dapat diganti dengan kompresor sentrifugal yang tidak membutuhkan energi dari gas alam yang diprosesnya namun energi yang dibutuhkan untuk beroperasi didapat dari generator listrik yang beroperasi di dekatnya. Proses pemurnian dan kompresi gas ini tidak hanya terdiri dari *turbine compressor* namun juga terdiri dari beberapa alat seperti *scrubber* (untuk menghilangkan kandungan air dalam gas), *lube oil treatment*, dan penukar panas.



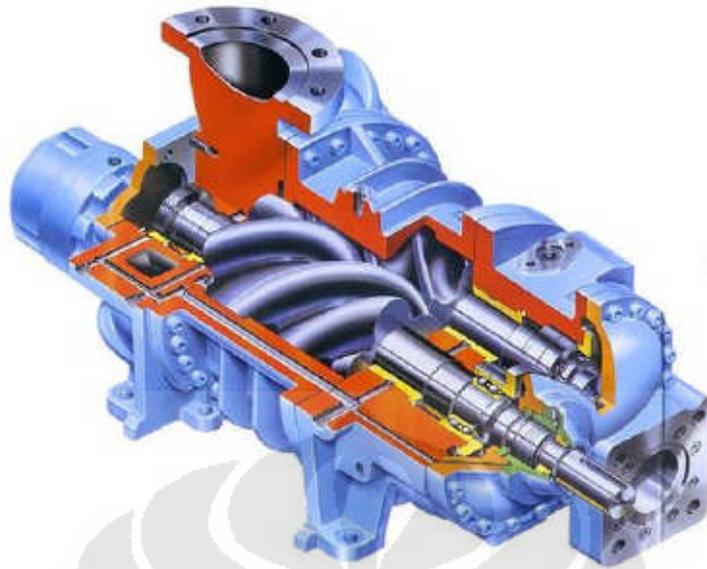
Gambar 2.4 Sistem Penukar Panas<sup>1</sup>

Penukar panas berfungsi untuk menurunkan suhu gas agar lebih mudah diproses di kompresor. Semakin rendah suhu gas yang diproses oleh kompresor maka akan semakin rendah energi yang diperlukan untuk menekan gas hingga kondisi akhir dengan temperatur dan tekanan tertentu. Gambar diatas adalah skematis penukar panas jenis *tube*. Pada penukar panas jenis ini dialirkan melalui *tube* dan didinginkan menggunakan air yang berada dalam *shell*. Air ini untuk menghindari terjadinya korosi biasanya diberi *corrosion inhibitor* dan telah dimurnikan sebelumnya. Air pendingin yang keluar dari penukar panas ini suhunya menjadi naik dan dapat digunakan untuk memanaskan kembali minyak pada *oil train*.



**Gambar 2.5** *Scrubber dan Reboiler*<sup>1</sup>

Fungsi utama dari *scrubber* adalah untuk menghilangkan kandungan air yang masih terdapat dalam gas. Air ini apabila ikut masuk ke dalam kompresor akan merusak sudu kompresor yang berputar dengan kecepatan tinggi. Metode penghilangan air yang digunakan ada banyak namun yang biasa digunakan adalah penyerapan air oleh Tri Etilen Glikol (TEG) seperti gambar diatas. Gas yang masuk dari sebelah kiri bawah naik melewati cairan TEG dengan membentuk gelembung-gelembung. TEG pada *scrubber* ini dialirkan dari atas berupa *lean glycol* yaitu glikol yang belum mengandung air. Kemudian TEG turun melewati tingkat-tingkat pada *scrubber* dan berakhir pada dasar *scrubber* dengan kondisi kaya akan air (*rich glycol*). Glikol ini di murnikan kembali dengan dimasukkan ke dalam *reboiler*. Air akan menguap sedangkan glikol yang mempunyai titik didih lebih tinggi masih berada dalam kondisi cair. Glikol yang telah bersih kemudian diumpun lagi kedalam *scrubber*.



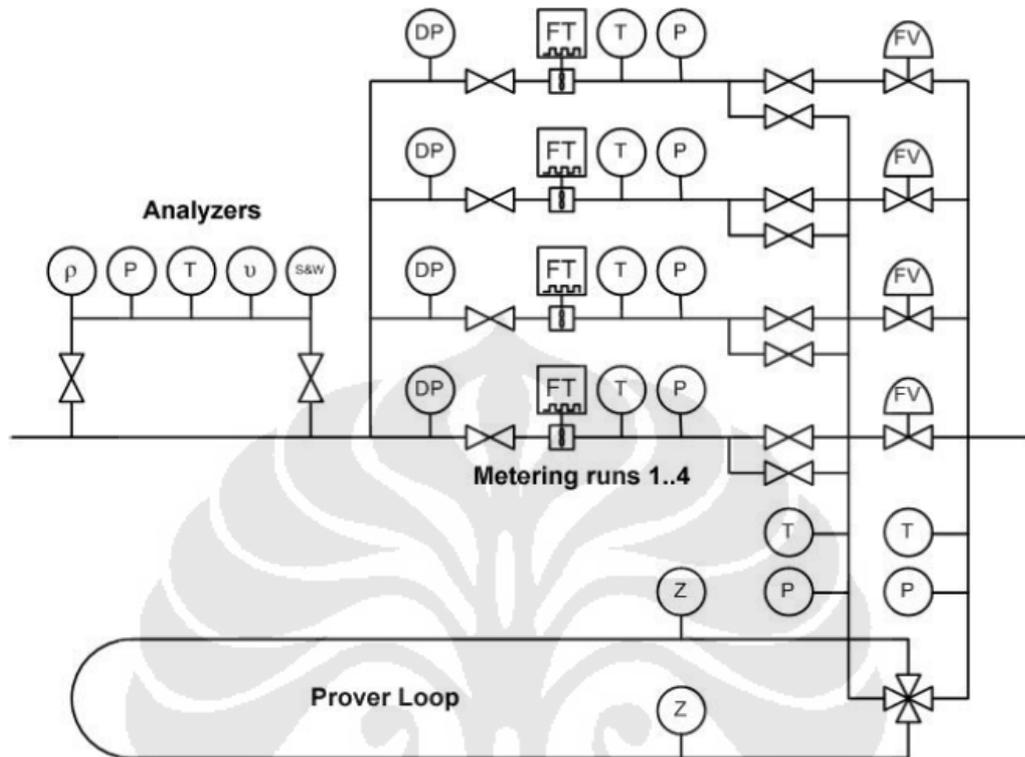
**Gambar 2.6** *Screw Compressor* <sup>1</sup>

Sebagian besar kompresor tidak mencakup rentang tekanan secara menyeluruh sehingga kompresor yang akan dipakai dipilih sesuai dengan kondisi yang dibutuhkan. Seperti gambar diatas, *screw compressor*, mempunyai tekanan maksimum 25 bar dan biasa digunakan di proses pengumpulan gas alam. Dalam kompresor, hal yang perlu diperhatikan adalah pengendalian aliran gas agar tidak terjadi gelombang (*surge*). Untuk itu biasanya kontrol yang digunakan adalah menggunakan *surge valve*. *Surge valve* dibuka perlahan agar umpan ke dalam kompresor masuk dengan perlahan sehingga tidak terjadi gelombang. Dalam kompresor terjadi hukum keseimbangan termodinamik. Disini terjadi kenaikan suhu akibat kompensasi dari tekanan yang dinaikkan. Hal ini sesuai dengan keseimbangan termodinamik  $PV = nKT$ . Tekanan (P) berbanding lurus dengan suhu (T). Artinya apabila tekanan naik, maka suhu juga ikut naik untuk menjaga keseimbangan.

### II.1.3 *Oil and Gas Storage, Metering, and Export*

Hasil produksi minyak dan gas tidak langsung dikirim namun disimpan dalam *storage tank*. Sebelum dikirim, produk minyak dan gas hasil produksi harus diukur untuk keperluan fiskal dan pajak. Skematis pengukuran digambarkan pada

gambar dibawah ini. Pada bagian sebelah kiri, terdapat *analyzer* yang berfungsi untuk menampilkan data-data seperti kerapatan, kekentalan, dan kandungan air.



Gambar 2.7 Fiscal Metering <sup>1</sup>

## II.2 KOROSI PADA LINGKUNGAN LAUT

### II.2.1 Faktor yang Mempengaruhi Korosi Logam di Lingkungan Laut

#### II.2.1.1 Senyawa Halogen

Senyawa halogen seperti klorida, bromide, dan iodide mempunyai efek yang sangat besar terhadap terjadinya korosi. Kontribusi ion-ion tersebut terutama pada kemampuan ion-ion tersebut untuk merusak lapisan pasif yang biasa terdapat pada material *stainless steel*. Biasanya hal ini merupakan inisiasi dari proses korosi sumuran dan korosi celah.

Pengaruh yang kedua selain dari kemampuan ion tersebut untuk merusak lapisan pasif adalah ion-ion tersebut mam membentuk produk korosi yang asam dan dapat terlarut seperti  $\text{FeCl}_2$ . Senyawa ini mempunyai pH kurang dari 3 dan sangat

mengganggu proses perbaikan lapisan pasif. Bahkan kecepatan korosi berada pada level yang sangat tinggi ketika ada produk korosi terjebak yang bersifat asam<sup>4</sup>.

#### II.2.1.2 Konduktifitas Elektrik

Konduktifitas listrik pada air laut lebih tinggi daripada air biasa. Hal ini disebabkan karena adanya ion-ion klorida yang dapat meningkatkan laju elektron. Peningkatan ini dapat mencapai 250 kali daripada air biasa asam<sup>4</sup>. Konduktifitas makin tinggi berarti resistivitas makin rendah, reaksi korosi pun akan semakin mudah terjadi apabila konduktifitas elektrik di area tersebut makin tinggi. Konduktifitas yang lebih tinggi juga berpengaruh pada luas area yang terpengaruh oleh korosi. Artinya semakin tinggi konduktifitas elektrik maka luas cakupan reaksi korosi semakin besar pula. Hal ini dapat menguntungkan pada berbagai kasus pada lingkungan laut. Sebagai contoh apabila pada bagian yang berada dalam celah mempunyai daerah yang cukup luas maka daerah terkena pengaruh reaksi korosi celah akan tersebar merata sehingga efek korosi celah akan lebih minimal, hal ini juga berlaku pada korosi lokal seperti korosi sumuran. Pada air biasa yang mempunyai konduktifitas lebih rendah, justru korosi celah yang terjadi akan semakin parah karena daerah yang bereaksi hanya sebagian kecil dan terkonsentrasi. Konduktifitas yang tinggi juga berpengaruh positif pada sistem proteksi katodik karena dengan anoda yang kecil atau arus tandingan yang relatif kecil dapat mencakup area yang lebih besar dan luas.

#### II.2.1.3 Mikroorganisme

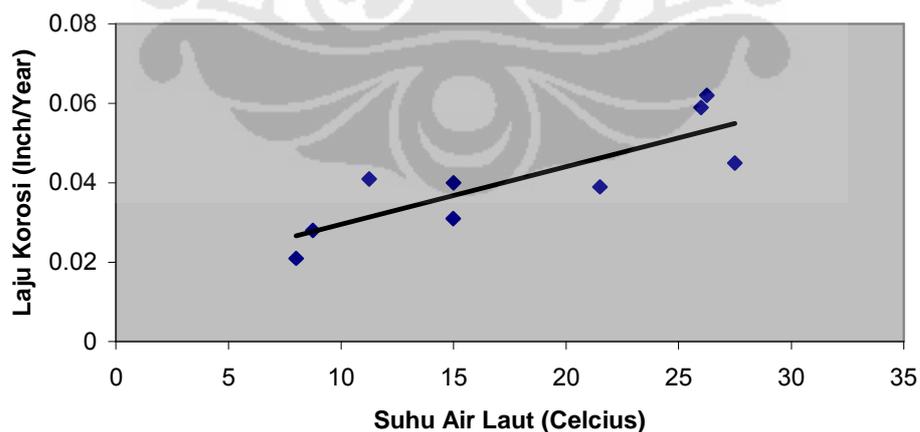
Organisme paling berpengaruh pada korosi di lingkungan laut adalah bakteri *Sporovibrio Desulfuricans*. Bakteri ini adalah bakteri pereduksi sulfat (*SRB/Sulfate Reducting Bacteria*). Bakteri ini dalam reaksi korosi berperan sebagai tempat terjadinya reaksi reduksi (katodik) dan menangkap elektron yang dilepaskan oleh logam untuk mengubah sulfat menjadi sulfid. Kondisi ini menyebabkan produk korosi yang dihasilkan adalah khas yaitu sulfid. Bakteri ini juga dapat menyebabkan terjadinya korosi sumuran pada logam dibawah lapisan tipis sulfid. Beda potensial sebesar 150 mV yang terjadi antara logam dengan

lapisan sulfid dan logam tanpa lapisan sulfid dapat menginisiasi terjadinya korosi sumuran dibawah lapisan sulfid<sup>4</sup>.

Bakteri lain yang juga berperan pada raksi korosi di lingkungan laut adalah *Creothrix* dan *Liptotrix*. Kedua bakteri ini tidak berperan langsung dalam reaksi korosi namun kedua bakteri tersebut menghasilkan apa yang disebut sebagai *Tuberculation*. Ini adalah kumpulan ekskresi bakteri yang berbentuk seperti kerucut dan mengandung produk korosi di dalamnya. *Tuberculation* ini akan membentuk sel diferensiasi aerasi dengan logam di sekitarnya dengan logam dibawah tumpukan tersebut akan bertindak sebagai anoda. Organisme lainnya yang juga dapat berpengaruh pada proses korosi disebut sebagai *slimes*. Mereka dapat bertindak sebagai pelindung dan dapat pula sebagai perusak. Mereka dapat membentuk sel diferensiasi konsentrasi dan menyebabkan reaksi korosi serta mereka dapat pula bertindak sebagai pelindung bagi pipa yang dilalui fluida dengan kecepatan tinggi.

#### II.2.1.4 Suhu

Secara umum, suhu yang makin tinggi maka korosivitas dari suatu lingkungan akan semakin tinggi. Seperti ditunjukkan pada grafik dibawah ini, laju korosi akan meningkat dengan kenaikan temperatur air laut.

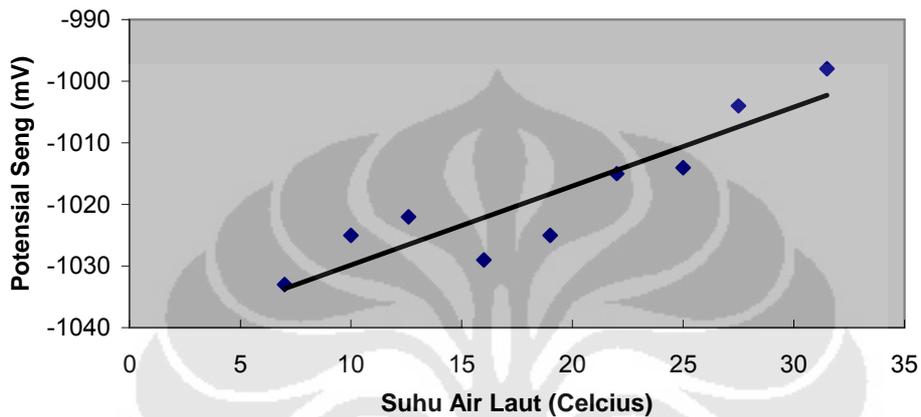


**Gambar 2.8** Pengaruh Suhu Air Laut terhadap Kecepatan Korosi<sup>4</sup>

Penelitian yang dilakukan oleh British Institution of Civil Engineers<sup>4</sup> menunjukkan bahwa hal tersebut disebabkan oleh ada tidaknya organisme laut

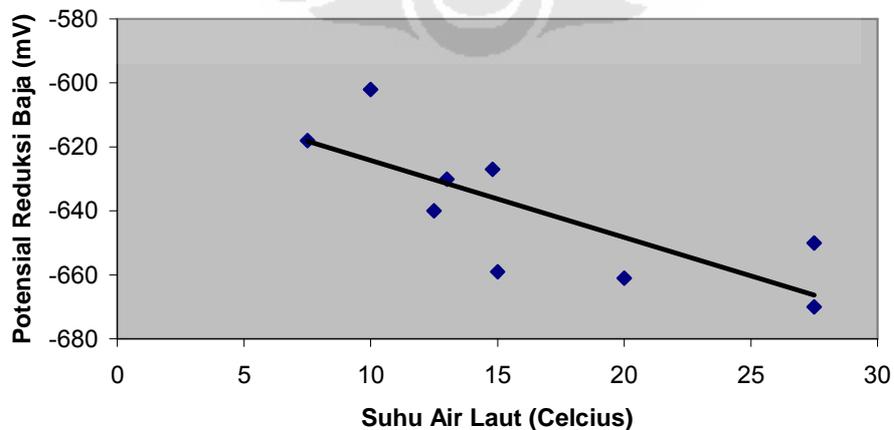
yang menempel pada logam. Pada lingkungan yang lebih hangat, organisme tersebut banyak menempel pada permukaan logam sehingga oksigen sulit terdifusi pada logam, sedangkan pada air laut yang dingin, organisme tersebut jarang ditemui sehingga oksigen dapat terdifusi dengan mudah pada logam.

Temperatur juga berpengaruh pada potensial korosi dari logam. Sebagai contoh, potensial logam seng akan meningkat dengan kenaikan temperatur.



**Gambar 2.9** Pengaruh Suhu Air Laut terhadap Potensial Reduksi Logam Seng <sup>4</sup>

Namun berbeda untuk logam baja, logam ini akan semakin reaktif jika temperatur air laut naik. Perbedaan potensial yang terjadi dapat mencapai 60 mV pada range temperatur 10 – 30<sup>0</sup>C seperti digambarkan pada grafik berikut.



**Gambar 2.10** Pengaruh Suhu Air Laut terhadap Potensial Reduksi Baja <sup>4</sup>

Kenaikan temperatur juga berpengaruh negatif pada logam *stainless steel*. Logam ini menjadi lebih rentan terkena serangan korosi sumuran dan korosi celah. Bahkan pada suhu diatas 140<sup>0</sup>F logam ini sangat rentan terkena korosi retak tegang.

Selain pengaruh-pengaruh di atas ada pengaruh lain yang bersifat minor seperti adanya gelembung udara, zat yang tersuspensi, efek osmosis, kecepatan aliran air, dan gas terlarut lain.

## II.2.2 Kecepatan Korosi

Logam ferrous, khususnya baja, mempunyai kecepatan korosi yang tinggi dan sangat stabil ketika dimasukkan ke dalam air laut. Korosi pada baja karbon sedang sangat tinggi pada tahap awal kemudian turun secara bertahap pada selama beberapa bulan kemudian akhirnya mempunyai kecepatan korosi yang tetap. Tabel berikut adalah gambaran perbandingan kecepatan korosi pada logam baja, tembaga, aluminium pada berbagai waktu ekspos<sup>3</sup>.

**Tabel 2.1** Perbandingan Kecepatan Korosi Baja, Tembaga, dan Aluminium di Lingkungan Air Laut pada Berbagai Waktu Ekspos

Waktu Ekspos (Bulan)	Kecepatan korosi (mm/y)		
	Baja	Tembaga	Aluminium
1	0.33	-	-
2	0.25	-	-
3	0.19	-	-
6	0.15	-	-
12	0.13	0.034	0.0043
24	0.11	0.019	0.0021
48	0.11	0.018	0.0017

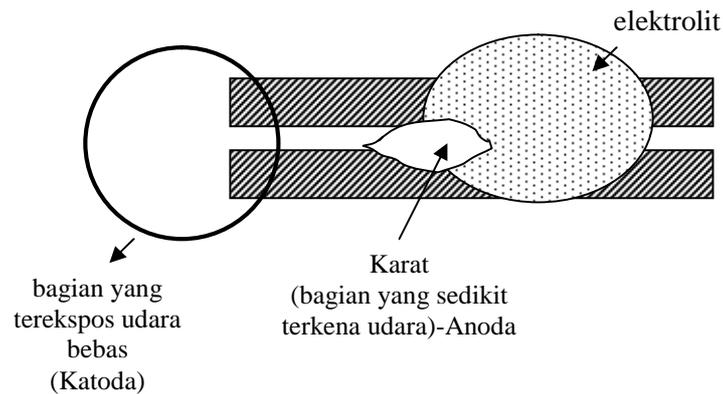
Southwell dan Alexander<sup>3</sup> menemukan bahwa kecepatan korosi sumuran pada material baja pada tahun pertama adalah 1 mm/y dan kemudian menurun secara signifikan sampai tahun keempat. Setelah itu kecepatannya naik lagi sehingga rata-rata kecepatan korosi sumuran selama 16 tahun adalah 0.08 mm/y.

Kecepatan korosi tidak tergantung pada kondisi geografis laut yang bersangkutan<sup>3</sup>. Dalam hal ini nilai 0.13 mm/y adalah kecepatan korosi rata-rata yang diperkirakan untuk material baja atau besi jika terus-menerus terekspos secara alami pada air laut. Nilai tersebut berlaku pada air laut pada berbagai kawasan di seluruh dunia.

Kecepatan korosi pada struktur di lingkungan air laut dapat direduksi dengan adanya kontaminasi yang disebabkan oleh kemajuan aktivitas di laut seperti kontaminasi minyak pada pengeboran lepas pantai. Ambler dan Bain menyebutkan bahwa minyak tersebut berfungsi sebagai lapisan pelindung yang mengurangi terjadinya reaksi korosi di permukaan logam. Mereka juga menambahkan bahwa korosi pada struktur yang berada pada kondisi setengah tenggelam dan setengah berada di atas permukaan laut (*half-tide condition*), memiliki kecenderungan untuk terkorosi lebih cepat daripada struktur yang benar-benar berada di bawah permukaan laut. Kecepatan korosi struktur tersebut mencapai 2 sampai 4 kali dari kecepatan korosi pada struktur yang berada di bawah permukaan laut.

### **II.2.3 Korosi Celah**

Korosi celah atau *crevice corrosion* adalah korosi yang paling banyak terjadi di lingkungan air laut bersama korosi sumuran. Sedangkan pada untuk korosi yang biasa terjadi pada bagian dalam pipa pada industri adalah korosi merata, korosi sumuran, korosi galvanik, dan korosi retak tegang<sup>2</sup>. Korosi celah terjadi pada logam khususnya baja yang mempunyai 2 bagian yang berbeda, yaitu bagian yang berada pada udara bebas dan bagian lainnya tidak mempunyai akses dengan udara bebas. Hal ini dapat mengakibatkan perbedaan potensial yang dapat mengarah kepada terjadinya reaksi korosi dengan bagian yang terekspos ke udara bebas menjadi katodanya sedangkan bagian yang sedikit terkena udara menjadi anodanya. Biasanya bagian yang sedikit terkena udara berada dalam celah sehingga disebut korosi celah (*crevice = celah*).



**Gambar 2.11** Korosi celah pada struktur bawah tanah

Pada beberapa logam seperti stainless steel, aluminum, dan paduannya, sifat anti korosi logam tersebut didapat dari lapisan oksida yang tipis yang menyelimuti logam tersebut sehingga reaksi korosi menjadi terhambat. Pembentukan lapisan ini tergantung pada tingkat konsentrasi oksigen pada daerah dekat logam tersebut. Konsentrasi oksigen pada bagian yang terletak dalam celah sangat rendah sehingga mengakibatkan lapisan tipis oksida tidak dapat terbentuk kembali apabila rusak. Kondisi ini menyebabkan logam yang berada dalam celah menjadi aktif dan biasanya akan terjadi korosi yang cepat dan sangat merugikan karena bagian yang terekspos udara lebih besar dari bagian yang berada dalam celah. Korosi celah juga menciptakan ion-ion  $H^+$  dan  $Cl^-$  dengan konsentrasi yang tinggi yang dapat merusak lapisan tipis oksida logam. Oleh karena itu penggunaan stainless steel pada lingkungan air laut harus disertai dengan perawatan yang maksimal untuk menghindari terjadinya masalah ini. Korosi celah pada logam di lingkungan air laut juga dapat disebabkan oleh organisme laut atau deposit yang sulit untuk dicegah.

## **II.3 CORROSION MONITORING**

### **II.3.1 Gambaran Umum**

*Corrosion monitoring* dapat berarti pengukuran parameter yang berhubungan dengan korosi pada industri saat kondisi operasi. Dengan kata lain, *corrosion monitoring* dapat juga berarti proses pengumpulan data yang berhubungan dengan kecepatan degradasi material<sup>7</sup>. Data-data yang didapat tidak

dapat langsung dipakai namun arus diolah dahulu sehingga didapatkan gambaran yang optimum terhadap suatu korosi yang sedang terjadi di lapangan. *Corrosion monitoring* melingkupi area yang lebih kompleks dibanding parameter-parameter yang ada karena:

1. Ada berbagai tipe korosi yang berbeda
2. Korosi dapat merata atau terlokalisasi di suatu tempat.
3. Laju korosi dapat berubah sewaktu-waktu dan dalam waktu yang relatif singkat.
4. Tidak ada suatu teknik pengukuran yang dapat melingkupi dan mendeteksi semua jenis kondisi korosi.

Sebelum mengaplikasikan suatu *corrosion monitoring*, sebaiknya suatu industri melakukan pengkajian ulang terhadap data histories dan menentukan jenis korosi yang perlu dikontrol. Pengamatan korosi secara *realtime* dari sistem pipa, bejana tekan, dan peralatan lainnya dapat menghasilkan perkiraan yang tepat pada proses korosi yang sedang terjadi. Jika aktivitas korosi yang sedang terjadi menyebabkan ketidaksesuaian pada proses produksi, maka melalui *corrosion monitoring* ini dapat diambil tindakan yang dibutuhkan berdasarkan informasi yang didapat dari pengumpulan data korosi. Selain itu, *corrosion monitoring* dapat juga ditujukan untuk menentukan seberapa efektif perbaikan dan pencegahan yang telah diterapkan. Bahkan beberapa sistem *corrosion monitoring* yang menggunakan teknologi tinggi yang terintegrasi ke dalam sistem yang telah ada dapat memberikan peringatan dini sebelum kerusakan besar akibat korosi terjadi.

Dalam industri, *corrosion monitoring* berperan dalam mencapai tujuan-tujuan berikut ini:

1. Meningkatkan keselamatan kerja
2. Mengurangi waktu servis
3. Memberikan peringatan dini dalam proses produksi sehingga dapat terhindar dari kerugian yang besar.
4. Mengurangi polusi dan resiko kontaminasi
5. Waktu yang lebih panjang antara waktu perawatan yang telah dijadwalkan.

6. Mengurangi biaya operasi
7. Memperpanjang masa pakai suatu alat.

Pengembangan teknologi dalam *corrosion monitoring* telah berjalan



**Gambar 2.12** *Data Logger*

yang berukuran sebesar tangan yang efektif dan efisien semakin dikembangkan bersama dengan perangkat lunak yang mendukung performa *corrosion monitoring* itu sendiri.

dengan pesat dalam dua dekade terakhir. Proses pengukuran, deteksi, dan prediksi dampak korosi adalah parameter-parameter yang difokuskan dalam pengembangan tersebut. Bentuk dari peralatannya pun telah berkembang dari yang hanya berupa *data logger* (gambar 2.12) yang seukuran tangan sampai sistem terintegrasi yang dapat menjangkau daerah terpencil seperti pipa-pipa bawah laut. Proses *corrosion monitoring*

### II.3.2 Syarat Penggunaan *Corrosion monitoring*

Dalam penggunaan *corrosion monitoring*, beberapa hal harus diperhatikan seperti teknik apa yang harus digunakan dalam kasus tertentu. Ada beberapa aspek dalam *corrosion monitoring* yang harus diperhatikan agar sistem yang telah diaplikasikan berjalan sebagaimana mestinya. Aspek-aspek tersebut antara lain:

1. Lokasi.
2. Desain dan pemilihan *probe*.
3. Metode yang digunakan.
4. Lokasi dari perangkat keras untuk pengamatan.
5. Tingkat waktu sensitifitas dan responsivitas.
6. Komunikasi data dan keperluan analisa.
7. Daya tahan sistem.
8. Biaya dan ketersediaan.
9. Lain-lain

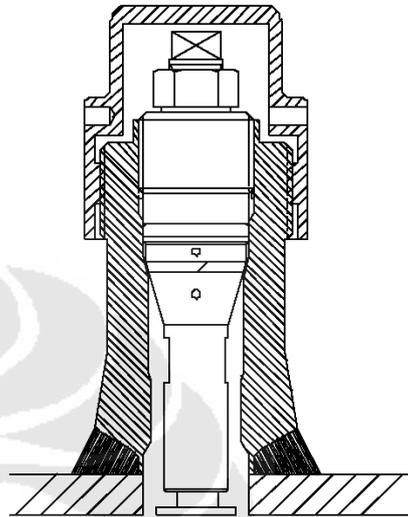
### II.3.2.1 Pemilihan Lokasi

Pemilihan lokasi untuk penempatan sensor dan *probe* di lapangan adalah salah satu parameter sistem *corrosion monitoring* esensial. Biasanya sensor diletakkan di tempat yang benar-benar efektif sehingga ekonomis dan efisien. Tempat-tempat tersebut biasanya berada pada daerah yang sebelumnya telah mengalami kondisi yang sangat parah atau dengan kata lain korosi yang terjadi pada tempat tersebut sudah sangat ganas. Pemilihan lokasi tersebut dapat didasarkan pada prinsip dasar korosi, data kerusakan akibat korosi, atau dengan konsultasi terhadap operator yang bertugas.

Dalam masalah penempatan sensor, tidak ada posisi yang ideal. Semua tergantung pada kondisi lingkungan dan sistem yang digunakan. Sebagai contoh, *protruding electrode*

*probes* diletakkan pada bagian yang paling korosif pada pipa yaitu arah pukul 6 dari pipa. Namun, hal ini dapat dimodifikasi tergantung dari kondisi yang diperlukan. Sebagai contoh, *protruding electrode probes* diletakkan pada posisi pukul 12 pada pipa dengan modifikasi perpanjangan sensor mengarah ke fasa aqueous. Selain itu, sensor juga harus ditempatkan pada posisi yang menggambarkan kondisi yang sebenarnya. Sebagai contoh, apabila *protruding electrode probes* yang digunakan pada pipa membuat suatu aliran turbulen di sekitar sensor maka data yang diberikan oleh sensor tersebut tidak akan optimal dan representatif untuk memonitor korosi pada dinding pipa. Untuk itu sebaiknya digunakan *probe* jenis *flush mounted*, seperti gambar 2.13, karena tidak akan mengganggu aliran fluida.

Hal lain yang dapat mempengaruhi pemilihan lokasi untuk *probes* adalah ketersediaan dari *access point*. Sebaiknya digunakan *access point* yang telah ada, seperti flange, untuk menempatkan *probe*. Jika tidak memungkinkan untuk menempatkan sensor di daerah tersebut maka dapat dibuat sebuah jalur *by-pass*.

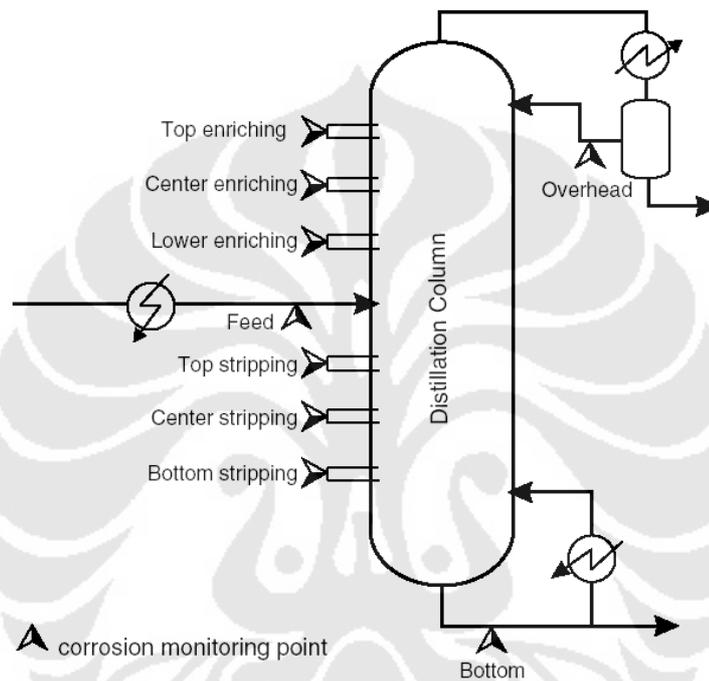


**Gambar 2.13** *Flush mounted probe*

Keuntungan dari memakai jalur *by-pass* ini adalah sensor dapat menggambarkan keadaan sebenarnya tanpa mengganggu kondisi operasi yang sedang berlangsung.

### II.3.2.1.1 Bagian Proses

Penempatan sensor pada bagian proses sebaiknya diletakkan pada daerah yang cukup ekstrem. Sebagai contoh pada gambar dibawah ini adalah contoh penempatan sensor untuk bejana distilasi.



**Gambar 2.14** Penempatan sensor pada bejana distilasi

Bagian yang dianggap ekstrem pada bejana distilasi antara lain adalah: bagian umpan masuk, *overhead product receiver*, dan *bottom product line*, dimana temperatur pada bagian-bagian tersebut mencapai nilai yang sangat tinggi dan terdapat produk yang berbeda derajat penguapannya. Pada beberapa kasus yang ada, daerah paling korosif banyak ditemui pada bagian tengah dari bejana dimana larutan yang korosif terkonsentrasi. Oleh karena itu beberapa sensor dapat diletakkan pada bejana tersebut seperti gambar diatas. Berdasarkan standar yang dikeluarkan NORSOK<sup>5</sup>, beberapa panduan penempatan probe dan kupon pada bagian proses adalah sebagai berikut (untuk baja karbon):

1. Semua jalan masuk dan keluar untuk *riser*. *Downstream* dari *injection point* jika diperlukan inhibitor.

2. Pada tiap jalur minyak *downstream* untuk inhibitor.
3. Jalur masuk dari pemisahan minyak tahap 1, dan *test separator*.
4. Jalur keluar dari air pada bagian pemisahan minyak.
5. Pada jalur keluar gas pada tiap bagian pemisahan minyak.
6. Pada jalur *downstream* gas dengan pendinginan yang menggunakan air laut. (Dapat juga dipasang apabila digunakan material tahan korosi)
7. Pada beberapa tempat di jalur keluar air pada bagian *gas scrubber*.
8. Pada *downstream* gas bahan bakar pada bagian *gas scrubber*.
9. Pada *downstream* deaerator sistem injeksi air.
10. Pada *downstream* pompa injeksi di bagian sistem injeksi air yang berdekatan dengan *injection manifold*.
11. Pada sistem air yang tertutup dengan inhibitor, misalnya pada sistem pendingin air.

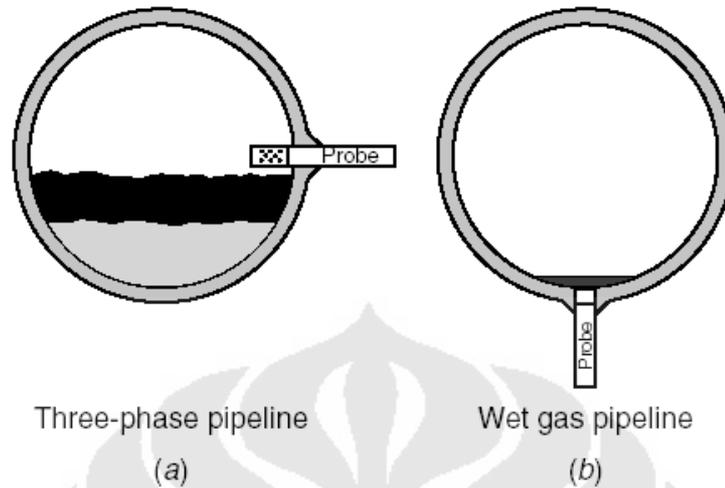
#### II.3.2.1.2 Bagian Pipa

Pada proses produksi minyak dan gas, alat yang biasa digunakan untuk memonitor laju korosi pada sistem pipa adalah *metal loss coupon* atau *electrical resistance probe* yang dimasukkan dalam *access fitting*. *Coupon* ini apabila telah terekspos selama 90 sampai 360 hari harus dicabut/dilepas untuk dibersihkan dan diukur berat akhirnya sehingga didapat berat yang hilang selama waktu ekspos. Dari hasil tersebut kemudian dapat diketahui laju korosi pada daerah yang dimonitor. Laju korosi juga dapat dihitung berdasarkan korosi sumuran terdalam yang terjadi pada *coupon*.

Dengan lingkungan yang sama, *electrical resistance probe* menyajikan data yang mendekati *realtime*. Alat ini juga dapat mendeteksi variabel lain yang dapat mempengaruhi laju korosi dan mengolah datanya hingga didapatkan laju korosi yang baru. Perkembangan teknologi komputer dalam hal ini sangat membantu dalam proses pengolahan data sehingga hasil yang disajikan makin cepat dan akurat. Namun secara keseluruhan penggunaan *coupon* dan *probes* harus disatukan agar didapatkan pengamatan korosi yang komprehensif.

Hal yang menjadi pokok pertimbangan untuk masalah penempatan *coupon* atau *probe* adalah daerah dimana dekat dengan akhir sistem pipa dan selalu berada

dalam keadaan terkena air. Untuk hal ini biasanya posisi *coupon* atau *probe* diletakkan pada arah jam 6.



**Gambar 2.15** (a) Penempatan sensor yang tidak memberikan hasil yang akurat; (b) Data yang dihasilkan dengan posisi seperti ini selalu tepat karena selalu dalam kontak dengan air.

Pada gambar diatas, terlihat perbedaan pemilihan penempatan sensor untuk *corrosion monitoring*. Keakuratan data yang ditampilkan dari kedua lokasi tersebut berbeda. Pada gambar (a) hasil pengamatan korosi tidak akurat karena tingkat ketinggian air pada pipa aliran tiga fasa tidak selalu sama. Pada gambar tersebut aliran air, yang paling tinggi berat jenisnya, berada di bawah dan tidak tercakup sensor. Sedangkan untuk gambar (b), jika penempatan sensor di bagian bawah pipa, maka otomatis pada level berapa pun ketinggian air akan tercakup dan hasil yang didapat akan akurat. Namun, pemasangan pada bagian samping lebih mudah dan aman untuk pemasangan dan penarikan sehingga untuk hasil yang maksimal sebaiknya sensor dipasang pada pipa ketika fabrikasi.

Pertimbangan lain adalah pemasangan *intrusive* atau *flush mounted*. Untuk pipa yang mengalirkan fluida tiga fasa maka dapat digunakan *intrusive probes* walaupun *flush mounted* juga dapat digunakan. Sedangkan pada pipa yang mengalirkan *wet gas* atau gas basah sebaiknya menggunakan *flush mounted*. Pertimbangan ini didasarkan pada banyaknya air yang dikandung oleh fluida yang mengalir dalam pipa. Pada fluida tiga fasa, air yang dikandung cukup banyak sehingga pemasangan sensor *intrusive* bisa mencakup kandungan air secara seimbang dengan hidrokarbon. Namun jika fluida yang mengalir adalah gas basah

maka pemasangan *intrusive probe* tidak efektif karena kandungan airnya hanya sedikit dan sensor sebagian besar berada dalam fasa gas. Sedangkan untuk jenis *probe* yang dipakai, untuk pipa yang lebih banyak mengandung air dapat digunakan *Linear Polarization Probe*. Untuk pipa yang mengandung hidrokarbon, biasa digunakan *Electrical Resistance*, karena hidrokarbon akan meningkatkan *noise/signal ratio* jika digunakan *Linear Polarization Probe*.

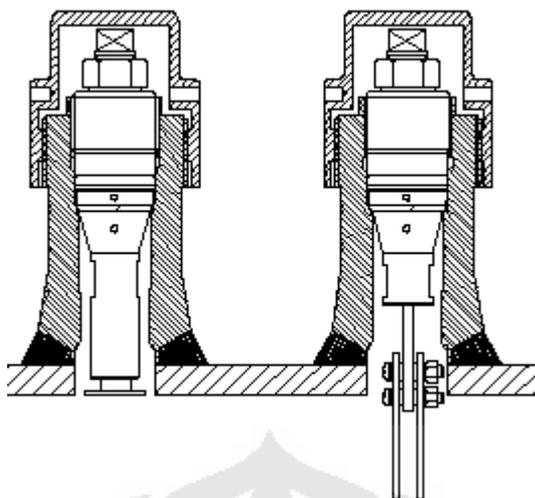
*Intrusive probes* sebaiknya tidak diletakkan pada tempat yang permanen. Hal ini dimaksudkan agar saat dilakukan pembersihan atau *pigging*, sensor ini tidak rusak akibat terkena *pig*. Oleh karena itu sebaiknya pada tempat yang akan dilalui *pig* cukup diinstal tipe *flush mounted* atau *intrusive* yang dapat dilepas ketika *pigging*.

Untuk *probe* berupa *coupon*, tempat-tempat berikut adalah rekomendasi penempatan *coupon* menurut standar NACE<sup>6</sup>:

1. Jalur pipa dimana fluida tidak mengalir.
2. Aliran fluida dengan kecepatan tinggi dan titik terjadinya *impingement*.
3. *Downstream* dimana terdapat kandungan oksigen seperti, tangki, pompa, *vapor recovery unit*.
4. Tempat dimana air terkumpul pada lingkungan yang kaya akan H<sub>2</sub>S, seperti, *scrubber, separator, dehydrator*, dan titik rendah pada jalur gas basah.
5. Aliran amina dan glikol yang mengandung H<sub>2</sub>S.
6. Bagian uap pada *sour glycol regenerarator*.
7. Area dimana likuid dan gas bertemu.

### II.3.2.2 Desain dan Pemilihan *Probe*

Desain dari *probe* ada bermacam-macam dan aplikasi dari masing-masing *probe* tersebut berbeda-beda tergantung dari karakteristiknya. Secara umum *probe* dibagi dua jenis yaitu *protruding (intrusive)* dan *flush mounted probe*. Perbedaan keduanya terletak pada posisi sensor terhadap dinding pipa. Pada *flush mounted*, sensor tidak melewati dinding pipa sehingga aliran fluida dalam pipa tidak terganggu. Sedangkan pada *protruding probe*, sensornya melewati dinding pipa. Perbandingan antara kedua sensor tersebut dapat dilihat pada gambar dibawah ini.



**Gambar 2.16** Perbandingan sensor *flush mounted* (kiri) dan *protruding* (kanan).

Tipe selain dari kedua tipe diatas merupakan tipe yang tergantung dari aplikasi korosi yang diamati. Tipe jenis ini mempunyai karakteristik sendiri sehingga hanya dapat digunakan untuk aplikasi tertentu.

#### II.3.2.2.1 Tipe *Flush Mounted*

Tipe ini sangat banyak digunakan pada berbagai aplikasi. Kelebihan dari sensor tipe ini adalah elektroda yang pendek dan pengukuran yang akurat, khususnya pada lingkungan dengan konduktivitas rendah atau bila digabungkan dengan instrumen yang sensitifitasnya rendah. Proses pembuatan *probe* ini dijalankan dengan ketelitian tinggi karena kesalahan desain dapat menyebabkan terjadinya korosi celah pada elektroda dengan material sekelilingnya. Hal ini sangat mengganggu aktivitas sensor dan biasanya hasilnya adalah korosi terlokalisasi yang tinggi yang tidak merepresentasikan keadaan sebenarnya. Kekurangan ini dapat dikompensasi dengan perbesaran luas elektroda yang dipakai. Kekurangan lain adalah harga yang relatif mahal.

#### II.3.2.2.2 Tipe *Protruding (Intrusive)*

Tipe ini mempunyai cakupan penggunaan yang lebih luas dibanding dengan tipe *flush mounted*. Keunggulan dari tipe ini terletak pada elektroda yang dapat diganti-ganti sehingga lebih ekonomis. Resiko terjadinya kesalahan

pembacaan karena korosi celah pada *probe* jenis ini juga lebih sedikit karena perbandingan rasio antara permukaan elektroda yang terekspos dengan daerah yang mungkin terjadi korosi celah cukup besar sehingga dapat dikompensasi. Kekurangan dari *probe* jenis ini adalah adanya resiko kesalahan pembacaan data yang dimonitor pada sistem yang turbulen atau pada sistem yang terjadi pengurangan *water-cut* secara berlebih.

### II.3.2.3 Metode yang Digunakan

Dalam pengambilan data untuk memonitor tingkat korosivitas, biasa digunakan 3 buah metode yaitu:

- Metode *Electrical Resistance* (ER Probe)
- Metode *Linear Polarization Resistance* (LPR Probe)
- Metode Weight Loss Coupon

Berikut ini adalah penjelasan dari masing-masing metode diatas.

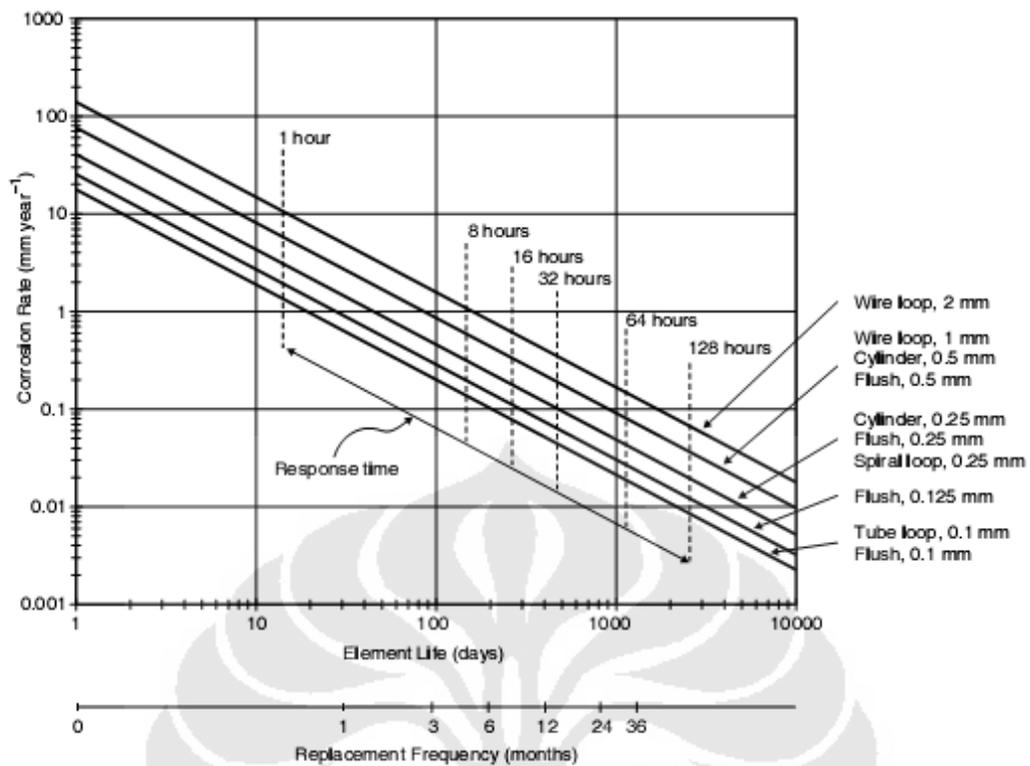
#### II.3.2.3.1 Electrical Resistance Probe

ER *probe* bekerja berdasarkan perhitungan atas daerah yang hilang akibat serangan korosi. Ketahanan elektrik (*electrical resistance*) dari sebuah logam diberikan dalam rumus<sup>7</sup>:

$$R = r \frac{L}{A}$$

Dengan  $L$  adalah panjang probe (cm), kemudian  $A$  adalah luas daerah yang dipantau ( $\text{cm}^2$ ), dan  $r$  adalah nilai ketahanan spesifik dari tiap logam ( $\Omega\text{cm}$ ). Jika area yang dipantau semakin mengecil akibat serangan korosi, otomatis nilai  $R$  akan membesar. Suhu lingkungan dapat mempengaruhi nilai dari  $R$  oleh karena itu untuk mengatasinya digunakan sebuah elemen (*carbon steel*) didalam *probe* sebagai pembanding, namun elemen ini tidak terpengaruh suhu karena diberi pelindung.

Untuk memperoleh nilai laju korosi, data-data yang diperoleh sebelumnya diplot dalam fungsi *exposure time*, seperti gambar 2.17.



**Gambar 2.17** Plot Hasil Pengamatan Menggunakan ER Probe<sup>7</sup>

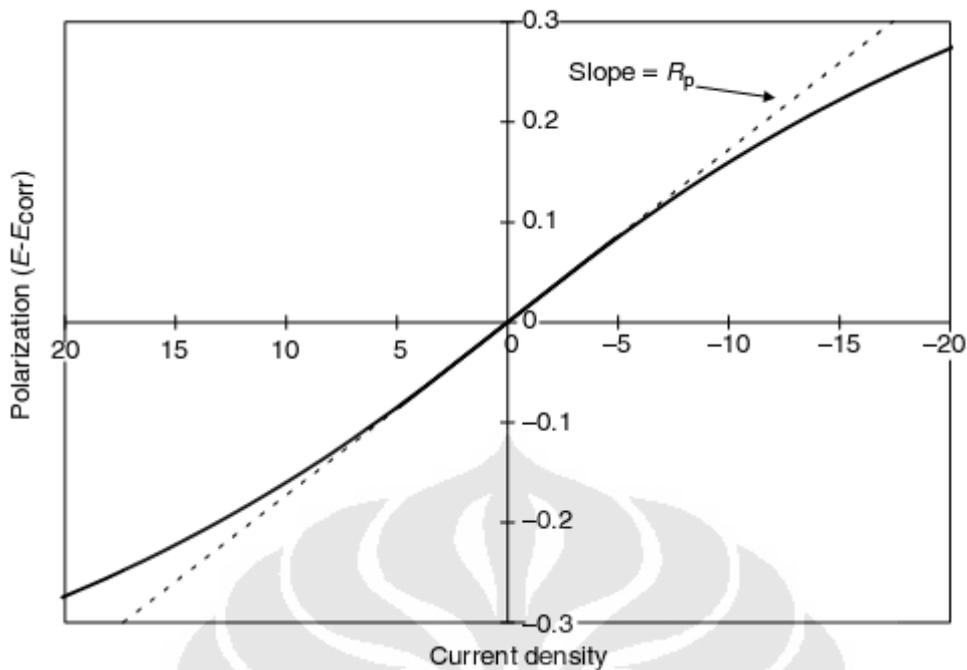
Gambar diatas adalah contoh hasil dari pengamatan menggunakan ER probe. Laju korosi pada grafik diatas dapat dihitung dengan menghitung kemiringan dari grafik yang terjadi.

### II.3.2.3.2 Linear Polarization Resistance Probe

Ketahanan polarisasi dari suatu material dapat diukur dari kemiringan yang terjadi dari kurva potensial vs *current density* ( $\Delta E/\Delta i$ ) pada saat potensialnya 0. Nilai ini sebanding dengan persamaan *Stern-Geary* yaitu<sup>7</sup>:

$$R_p = \frac{B}{i_{\text{corr}}} = \frac{(\Delta E)}{(\Delta i)_{\Delta E \rightarrow 0}}$$

Dengan  $R_p$  adalah ketahanan polarisasi, sedangkan  $B$  adalah nilai empiris konstanta ketahanan polarisasi, dan  $i_{\text{corr}}$  adalah besar arus korosi. Sebagai contoh lihat gambar 2.18 dibawah ini.



**Gambar 2.18** Kurva Potensial vs *Current Density*<sup>7</sup>

Gambar diatas adalah kurva  $\Delta E/\Delta i$ , laju korosi dapat ditentukan dengan menggambar gradien kurva tersebut pada titik dimana potensialnya sama dengan nol.

Dalam prakteknya, LPR probe digunakan dengan prinsip sebagai berikut: spesimen yang ada dalam LPR probe dipolarisasikan dari nilai potensialnya dengan cara mengalirkan listrik dengan potensial tertentu ke spesimen tersebut. Nilai arus yang terukur kemudian di plot hingga kurva  $\Delta E/\Delta i$  didapatkan. Melalui kurva tersebut, nilai laju korosi dapat ditentukan dengan persamaan *Stern-Geary*.

### II.3.2.3.3 Weight Loss Coupon

Weight Loss Coupon adalah metode yang murah dan sederhana namun dapat memberikan data yang dibutuhkan seperti kedalaman korosi sumuran, profil permukaan (*blistering*, erosi korosi), produk korosi, komposisi *scale*, yang berhubungan dengan kondisi operasional pada saat pemantauan seperti waktu *exposure*, lokasi, kecepatan aliran, dan inhibitor yang digunakan<sup>6</sup>.

Beberapa keunggulan dari metode ini adalah:

- Harganya relatif murah
- Dapat dipakai material yang sama dengan pipa yang dipantau

- Serangan korosi dapat diketahui dari bentuk permukaan yang terjadi
- Deposit yang ada dapat diketahui komposisinya dan dapat dianalisa
- Data mikrobiologis bisa didapat dengan mudah.

Namun begitu ada beberapa kelemahan yang dimiliki oleh *weight loss coupon*.

Kelemahan tersebut antara lain:

- Perhitungan laju korosi diasumsikan bahwa korosi yang terjadi adalah *uniform*.
- Data tidak bisa diambil sewaktu-waktu, melainkan harus pada waktu yang ditentukan dan hal itu tidak sebentar.
- Tidak bisa mendeteksi *trend* laju korosi, artinya apabila suatu saat naik dengan cepat kemudian turun dengan lambat hanya akan diketahui nilai rata-ratanya.
- *Coupon* yang telah digunakan tidak dapat digunakan kembali.

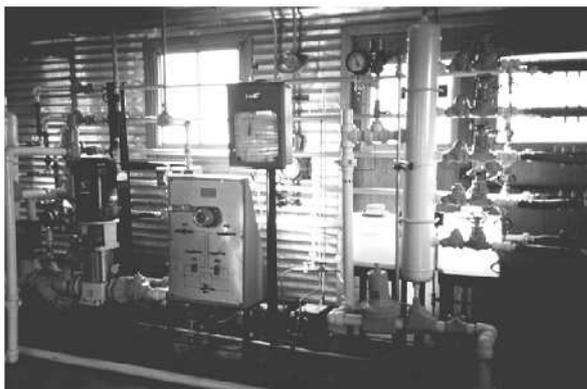
Coupon yang telah diambil dari *access fitting* harus segera dibersihkan dan ditimbang beratnya. Prosedur mengenai pembersihan dan penimbangan secara mendetail dapat dilihat pada NACE RP0775-99. Setelah penimbangan, data yang didapat dapat dimasukkan ke dalam rumus berikut untuk mengetahui laju korosi yang terjadi:

$$R = \frac{K(m_1 - m_2)}{A(t_1 - t_2)\rho}$$

Dengan R adalah nilai laju korosi (mm/year), A adalah area yang terekspos (cm<sup>2</sup>), m<sub>1</sub> adalah berat awal (gr), m<sub>2</sub> adalah berat akhir (gr), t<sub>1</sub> dan t<sub>2</sub> adalah waktu awal dipasang sampai dilepas (jam), ρ adalah berat jenis dari *coupon* (gr/cm<sup>3</sup>), dan K adalah konstanta untuk konversi satuan.

#### II.3.2.4 Lokasi Pengamatan Data

Lokasi tempat seluruh data dari sensor diambil dan diolah ada dua jenis yaitu yang statik seperti suatu gedung pengamatan, dan yang dinamik seperti laboratorium bergerak yang diilustrikan seperti gambar dibawah.



**Gambar 2.19** Laboratorium yang berada di dalam mobil agar mobilitasnya tinggi

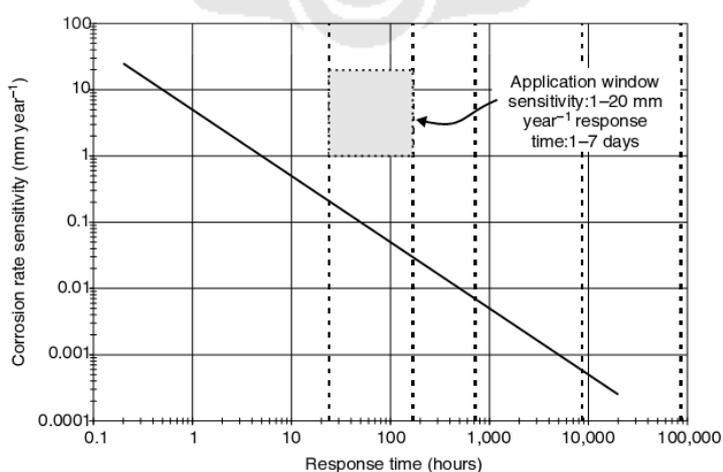
Untuk pabrik besar dan mempunyai sistem *corrosion monitoring* yang besar pula biasanya digunakan tipe yang kedua agar lebih penanganan korosi lebih responsif.

#### II.3.2.5 Tingkat Waktu Sensitifitas dan Responsivitas

Dua sifat utama dalam pengukuran teknik pengamatan korosi adalah:

1. Sensitivitas untuk mendeteksi perubahan dari laju korosi.
2. Waktu yang diperlukan untuk mendeteksi perubahan tersebut.

Salah satu hal yang penting disini adalah membedakan antara akurasi dari pengukuran dan sensitivitas dari pengukuran. Sensitivitas pengukuran adalah gabungan dari akurasi pengukuran dan waktu yang diperlukan<sup>7</sup>. Nilai sensitivitas dan waktu yang diperlukan untuk mendeteksi perubahan berhubungan erat dan dapat digambarkan dalam grafik S vs R.



**Gambar 2.20** Grafik S vs R

Contoh diatas menggambarkan daerah yang tepat untuk diaplikasikan pada sistem dengan sensitivitas dan waktu respons tertentu. Untuk sensitivitas 1-20 mm/tahun dan waktu respons 1-7 hari maka daerah yang diberi warna gelap merupakan nilai yang tepat untuk diaplikasikan di sistem pemantauan korosi.

Dibawah ini merupakan nilai dari sensitivitas dan waktu respons dari berbagai aplikasi pengamatan korosi.

**Tabel 2.2** Nilai Sensitivitas dan Waktu Respons dari Berbagai Aplikasi Pemantauan Korosi

Aplikasi	Sensitivitas (mm/tahun)	Waktu Respon	Karakteristik Sistem
Uji korosi	0.1 - 100	1 jam – 5 hari	Berlanjut
Pengendalian Inhibitor	0.1 - 20	0.5 – 2 hari	Berlanjut, optimisasi
<i>Corrosion control</i>	1-100	1 jam – 2 hari	Berlanjut
<i>Corrosion control (demo)</i>	1 – 10	1 minggu – 1 bulan	Berlanjut/interval
Perencanaan Inspeksi	0.2 - 10	1 bulan – 0.5 tahun	Interval
Inspeksi	1 – 20	3 bulan – 10 tahun	Interval

#### II.3.2.6 Komunikasi Data dan Keperluan Analisa

Komunikasi data penting agar sinyal dari sensor dengan tindakan dapat berkolaborasi dengan baik. Sehingga sangat tidak aplikatif apabila suatu industri menginvestasikan suatu sistem yang mempunyai waktu respon satu hari namun membutuhkan waktu seminggu untuk mengolah informasi yang didapat dan sebulan untuk menerapkan tindakan yang diperlukan. Ada 4 aspek utama yang dibutuhkan dalam jalur komunikasi data:

1. Operator untuk mengambil data.
2. *Corrosion monitoring engineer*, untuk mengolah data.
3. *Corrosion engineer* untuk memutuskan tindakan yang diperlukan.
4. Operator atau *maintenance engineer* untuk menerapkan tindakan sesuai keputusan.

Jalur komunikasi dari aspek nomor 1 sampai nomor 3 adalah nilai waktu respon sesungguhnya. Dalam beberapa kasus yang sangat penting, data dari operator dapat langsung diberikan ke aspek nomor 3 atau nomor 4 untuk dilakukan tindakan yang diperlukan.

### II.3.2.7 Lain-lain

Selain dari kelima aspek diatas, suatu sistem pemantauan korosi juga harus memenuhi beberapa hal dibawah ini agar dapat bekerja dengan efektif:

- a. Mudah digunakan
- b. Tahan banting, baik pada kondisi normal atau kondisi ekstrem.
- c. Sensitif.
- d. Akurat.
- e. Dapat diservis atau diperbaiki.
- f. *Cost effective*, harga sesuai dengan kegunaan.

### II.3.3 Teknik *Corrosion Monitoring*

Secara garis besar ada 2 teknik *corrosion monitoring* yaitu :

1. Langsung (Direct)
2. Tak Langsung (Indirect)

Untuk teknik secara langsung, ada dua tipe utama yaitu *intrusive* dan *non intrusive*, masing masing memiliki karakteristik jenis pemantauan seperti berikut :

1. *Intrusive*
  - a. Teknik fisik
    - *Mass loss coupon*
    - *Electrical resistance (ER)*
    - Inspeksi Visual
  - b. Teknik elektrokimia DC
    - LPR
    - *Zero Resistance Ammeter (galvanic)*
    - *Zero Resistance Ammeter (non galvanic)*
    - *Potentiodynamic-galvanodynamic polarization*
    - *Electrochemical noise (ECN)*

- c. Teknik elektrokimia AC
  - *Electrochemical impedance spectroscopy (EIS)*
  - *Harmonic Distortion Analysis*

2. *Non Intrusive*

- a. Teknik fisik (metal loss)
  - *Ultrasonic*
  - *Magnetic Flux leakage*
  - *Eddy current*
  - *Remote field technique (RFT)*
  - *Radiography*
  - *Surface activation and gamma radiometry*
  - *Electrical Field Mapping*
- b. Teknik fisik (deteksi *crack* dan penjarannya)
  - *Acoustic emission*
  - *Ultrasonic (flaw detection)*
  - *Ultrasonic (flaw sizing)*

Sedangkan untuk teknik tak langsung ada 2 yaitu *online* dan *offline* adalah:

1. *Online*

- a. Produk korosi
  - *Hydrogen monitoring*
- b. Elektrokimia
  - Potensial korosi ( $E_{\text{corr}}$ )
- c. Kimia air
  - pH
  - Konduktivitas
  - Oksigen terlarut
  - Potensial Reduksi Oksidasi
- d. Deteksi fluida
  - *Flow regime*
  - *Flow velocity*

- e. Parameter proses
  - Tekanan
  - Suhu
  - *Dewpoint*
- f. Pemantauan deposisi
  - *Fouling*
- g. Eksternal
  - *Thermography*

## 2. Offline

- a. Kimia air
  - Kebasaan
  - Analisa ion logam
  - Konsentrasi logam terlarut
  - Analisa gas
  - Oksidator sisa
  - Analisa mikrobiologi
- b. Inhibitor sisa
  - Filming corrosion inhibitor
  - Reactant corrosion inhibitor
- c. Analisa kimia dari sampel proses
  - nilai asam total
  - kandungan sulfur
  - kandungan nitrogen
  - kandungan garam pada minyak mentah