

## BAB 2 DASAR TEORI

Sistem produksi minyak dan gas terutama untuk anjungan lepas pantai memerlukan biaya yang tinggi untuk pemasangan, pengoperasian dan perawatan. Hal ini diakibatkan faktor geografis dan cuaca yang menimbulkan biaya tinggi. Perencanaan yang baik pada tahap perencanaan, pemilihan material, proses pembuatan dan pemasangan harus dilaksanakan dengan cermat untuk menghindari kegagalan pada saat peralatan beroperasi.

Agar perancangan yang tepat dapat dilakukan perlu pemahaman tentang lingkungan dan fenomena aliran yang terjadi dari sumur. Tanpa memahami hal ini pemilihan material akan dilakukan dengan tidak tepat yang kemudian mengakibatkan kegagalan dari peralatan. Hal yang perlu diperhatikan dalam gas bumi adalah kandungan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S. Kedua gas ini merupakan gas yang bersifat korosi terutama untuk sumur yang mengandung air.

Sumur bawah laut SA-21 dikategorikan sumur basah, yaitu sumur yang mengandung gas alam, air dan minyak bumi. Terdapat 1.8% mol CO<sub>2</sub> dan 0% mol H<sub>2</sub>S dalam gas dari sumur SA-21 berdasarkan *gas analysis* pada tahun 2000 yaitu pada saat sumur di bor. Fenomena *multi phase* dan pengaruh dimensi sangat dominan dalam perhitungan pola aliran.

### 2.1 KOROSI YANG DISEBABKAN GAS CO<sub>2</sub> PADA BAJA

Korosi yang disebabkan oleh gas CO<sub>2</sub> terjadi apabila adanya kontak gas CO<sub>2</sub> dengan air. Konsentrasi gas CO<sub>2</sub> yang terlarut di dalam air sebanding dengan tekanan parsial gas CO<sub>2</sub> dalam aliran gas bumi.

$$[\text{CO}_2] = H \cdot p\text{CO}_2 \quad (2.1)$$

$$p\text{CO}_2 = (\text{mol \% CO}_2) \times (\text{gas pressure}) \quad (2.2)$$

Kelarutan gas CO<sub>2</sub> di dalam air juga tergantung kepada temperatur. Reaksi yang terjadi antara gas CO<sub>2</sub> yang terlarut dan air membentuk asam lemah karbonat. Asam karbonat tergolong asam yang lemah akan sedikit terurai menjadi bikarbonat dan ion H<sup>+</sup>.



Reaksi yang terjadi antara asam lemah karbonat dengan baja:

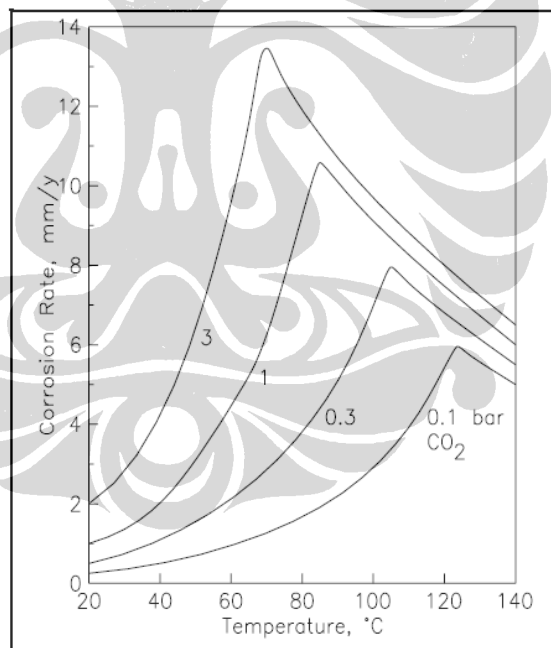


### 2.1.1 Perhitungan laju korosi

Laju korosi yang terjadi tergantung kepada temperatur dan tekanan parsial gas  $\text{CO}_2$  di dalam gas dan dapat dinyatakan dalam formula di bawah ini:

$$\text{Log}(V_{\text{corr}}) = 7.96 - \frac{2320}{(273 + t)} - 0.00555t + 0.67\log(p\text{CO}_2) \quad (2.6)$$

Pengaruh temperatur terhadap laju korosi yang diakibatkan gas  $\text{CO}_2$  pada baja dapat dilihat dari digram di bawah ini:



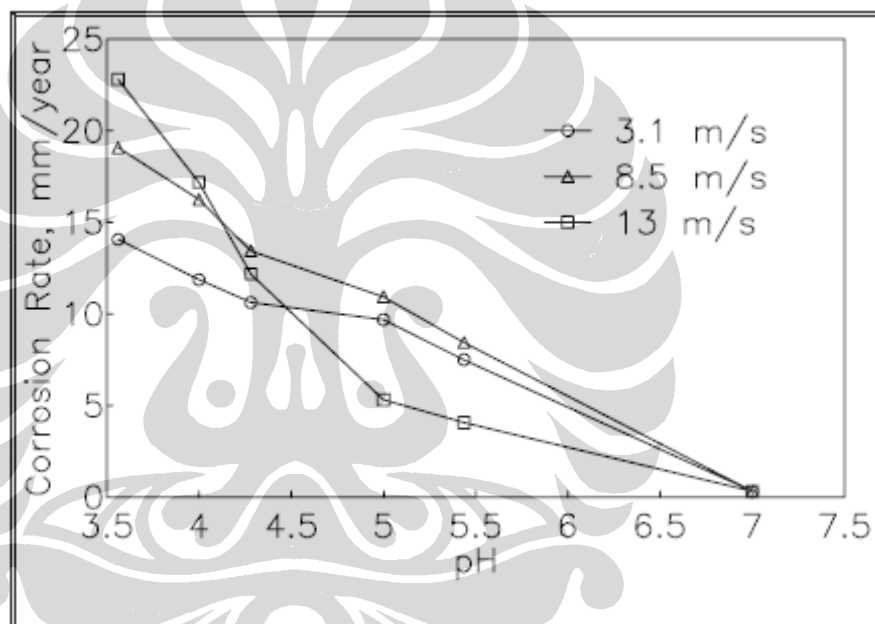
Gambar 2.1 Pengaruh temperatur terhadap korosi  $\text{CO}_2$  [3]

Dari gambar 2.1 terlihat bahwa laju korosi mencapai harga maksimum pada temperatur antara 70~80 °C. Produk korosi yang terjadi dapat berupa  $\text{FeCO}_3$  atau  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ . Produk korosi ini bersifat melindungi terhadap laju korosi lanjutan dan sering disebut sebagai *scaling temperature* [3]. Pada temperatur diatas *scaling temperature* maka laju korosi menurun. Kemampuan melindungi dari produk

korosi ini tergantung juga terhadap kandungan chloride, asam organik atau kecepatan aliran dari fluida kerja. Pola aliran fluida dan kecepatan fluida yang tinggi dapat mengikis lapisan produk korosi sehingga permukaan baja akan bereaksi kembali dengan lingkungannya, hal ini yang akan mengakibatkan berlanjutnya korosi secara terus menerus.

### 2.1.2 Pengaruh pH terhadap laju korosi

Secara umum semakin asam lingkungan (pH semakin kecil) dengan tekanan CO<sub>2</sub> yang konstan laju korosi akan semakin besar. Hal ini dapat dilihat dari gambar 2.2.



Gambar 2.2 Pengaruh pH terhadap korosi CO<sub>2</sub> [4]

Bikarbonat (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) adalah *buffering agent* untuk menaikkan nilai pH atau dengan kata lain sebagai penetral dalam korosi aqua.

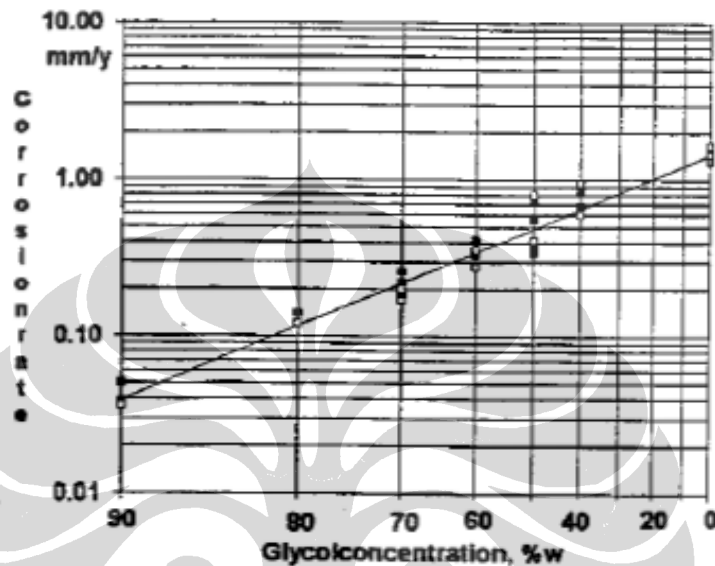
### 2.1.3 Pengaruh *glycol* dan *methanol* terhadap laju korosi

*Glycol* dapat ditambahkan ke dalam aliran gas untuk mencegah terbentuknya *hydrate*. Jenis *glycol* yang sering dipakai adalah *Di-ethylene Glycol* (DEG) dan *Triethylene Glycol* (TEG). Fungsi *glycol* dalam aliran gas adalah :

- Menyerap air. Dengan berkurangnya air maka akan mengurangi terbentuknya asam karbonat yang merupakan hasil reaksi antara gas CO<sub>2</sub> dan air. Dengan berkurangnya asam karbonat maka akan mengurangi tingkat keasaman.

- Bila bercampur dengan air akan berfungsi sebagai katalisator, yaitu menghalangi reaksi antara air dan gas CO<sub>2</sub> membentuk asam lemah bikarbonat.

Pengaruh laju korosi dengan penambahan *glycol* dapat dilihat pada gambar diagram dibawah ini:

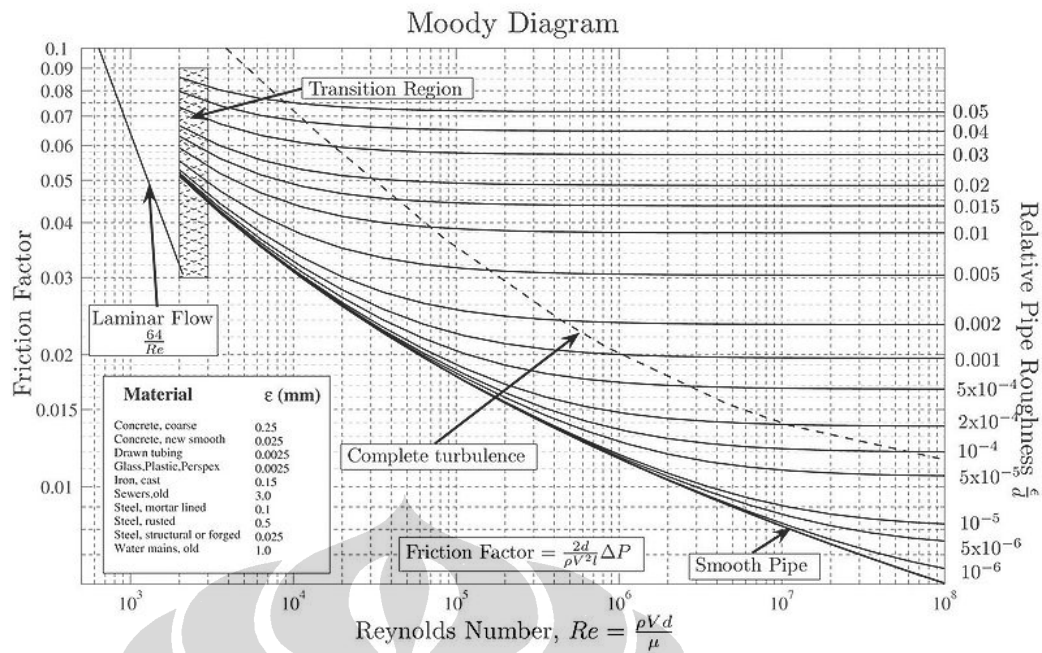


Gambar 2.3 Pengaruh konsentrasi *glycol* terhadap korosi CO<sub>2</sub> [4]

Dari diagram diatas terlihat penurunan laju korosi yang cukup tinggi dengan adanya penambahan *glycol*.

#### 2.1.4. Pengaruh kecepatan fluida

Kecepatan fluida berpengaruh terhadap laju korosi. Secara umum kecepatan fluida diatas 4 m/s menyebabkan terkikisnya lapisan oksida yang berfungsi sebagai lapisan pencegah korosi [6] sehingga lapisan baja langsung kembali berkontak dengan lingkungan dan proses korosi dapat berlanjut. Pengaruh dimensi dapat juga mempengaruhi kecepatan fluida yang terjadi. Belokan yang tajam dapat menjadi penyebab peningkatan kecepatan fluida. Kecepatan fluida dapat digolongkan menjadi 2 yaitu *laminar* dan *turbulence*. Penggolongan aliran *laminar* dan *turbulence* dapat dilihat pada gambar grafik 2.4.



Gambar 2.4 Diagram aliran laminar dan turbulance [4]

### 2.1.5 Kriteria laju korosi

Kriteria laju korosi dapat dikategorikan menjadi 6 kategori [10] yaitu *outstanding*, *excellent*, *good*, *fair*, *poor* dan *unacceptable*. Laju korosi dari enam kategori dapat dilihat pada table 2.1.

Tabel 2.1 Kategori laju korosi [10]

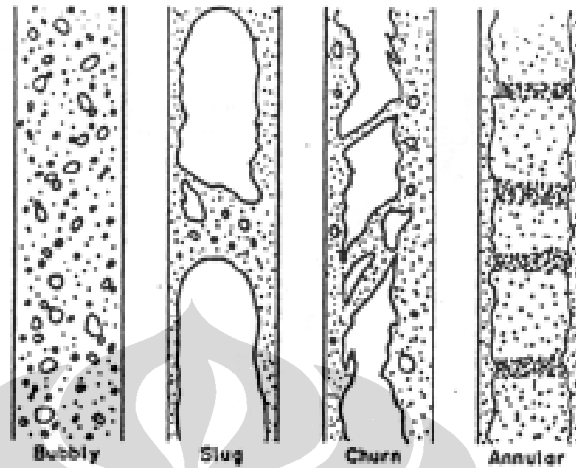
Kategori Laju Korosi	Laju Korosi mpy
<i>Outstanding</i>	<1
<i>Excellent</i>	1-5
<i>Good</i>	5-20
<i>Fair</i>	20-50
<i>Poor</i>	50-200
<i>Unacceptable</i>	200

## 2.2 POLA ALIRAN

Pola aliran dan jenis kandungan gas bumi berpengaruh terhadap system produksi minyak dan gas. Pola aliran dipengaruhi oleh kecepatan fluida dan geometri dari peralatan. Geometri dari peralatan dapat mengubah pola aliran yang sudah terjadi sebelumnya. Dimensi yang berpengaruh pada pola aliran dapat dibagi menjadi 2 yaitu aliran horisontal dan aliran vertikal.

### 2.2.1 Aliran vertikal

Pola aliran vertikal dapat dibagi menjadi 4 yaitu *bubbly*, *slug*, *churn* dan *annular*<sup>[4]</sup>.

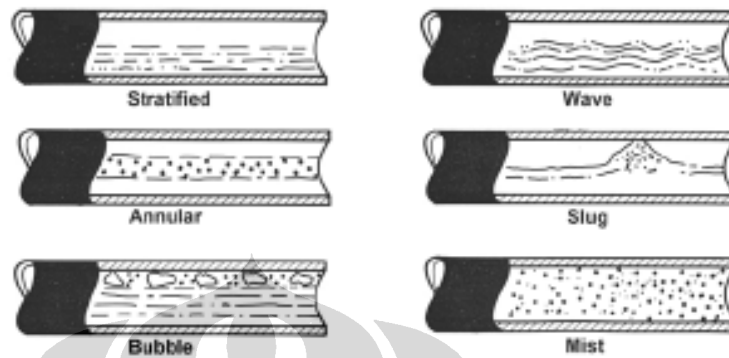


Gambar 2.5 Pola aliran vertikal<sup>[4]</sup>

Pada aliran gas dengan laju aliran yang kecil gas cenderung untuk membentuk gelembung kecil (*bubble*) dan tersebar di dalam aliran minyak dan air. Pola aliran dengan kriteria ini kita sebut dengan *bubbly*. Dengan bertambahnya laju aliran dari gas, gelembung-gelembung kecil akan bersatu dan membentuk gelembung besar yang akan membuat rongga di dalam pola aliran. Pola aliran dengan kriteria diatas kita sebut dengan *slug*. Gelembung besar ini disebut juga dengan “*Taylor Bubbles*”. Dengan bertambahnya laju aliran gas dalam fluida gelembung besar akan pecah, pola aliran ini disebut *churn*. Pola aliran terakhir kita sebut dengan *annular*, pola aliran ini akan terjadi dengan bertambahnya laju aliran dari gas dalam fluida sehingga terdapat gelembung kecil pada bagian tengah fluida dalam bentuk cair pada dinding pipa. Dengan bertambahnya laju aliran gas, jumlah fluida yang berbentuk cair pada dinding pipa akan semakin berkurang. Apabila fluida cairan hanya minyak (*hydrocarbon*), lapisan minyak yang menempel pada dinding pipa akan memberikan lapisan pelindung terhadap korosi. Akan tetapi dengan kehadiran air akan membuat korosi pada pipa.

### 2.2.1 Aliran horisontal

Pola aliran horisontal dapat dibagi menjadi 6 yaitu *stratified*, *wave*, *bubbly*, *slug*, *mist* dan *annular*<sup>[4]</sup>.

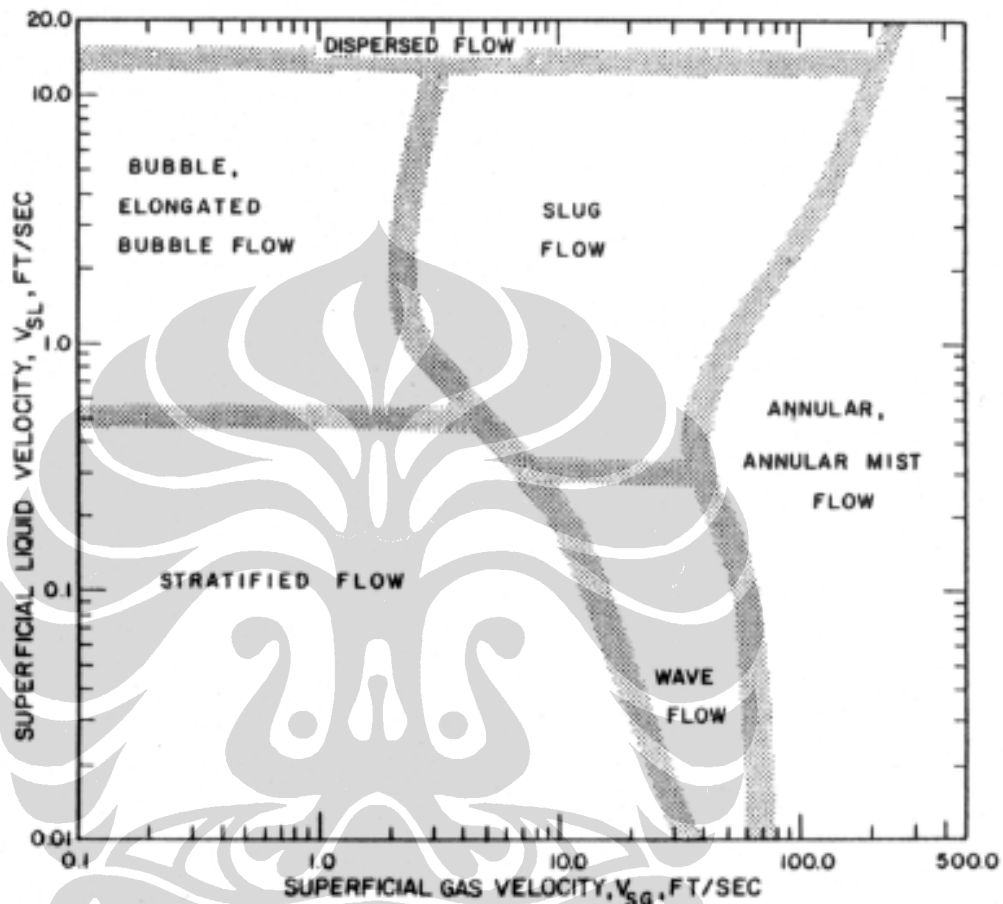


Gambar 2.6 Pola aliran horisontal<sup>[4]</sup>

Pola aliran *stratified* terjadi jika minyak dan air mengalir pada bagian bawah pipa dan gas mengalir pada bagian atas pipa. Pola aliran ini terjadi pada laju volume gas dan cairan yang kecil. Pada laju aliran gas yang lebih besar akan terbentuk pola aliran *wave*, gas masih tetap mengalir pada bagian atas pipa. Dengan bertambahnya laju aliran gas pada aliran *wave* maka akan terbentuk pola aliran *slug*. Pada aliran *slug* gas tetap mengalir pada bagian atas pipa. Pola aliran *bubble* adalah terbentuknya gelembung pada bagian atas pipa, terbentuk apabila kecepatan aliran gas hampir sama dengan laju aliran minyak dan gas. Pola aliran *annular* pada aliran vertikal dan horisontal memiliki persamaan kriteria. Pola aliran terakhir adalah pola aliran *mist*, pola aliran ini ditandai terjadinya gelembung-gelembung kecil secara merata pada cairan. Hal ini diakibatkan adanya kecepatan gas yang tinggi, sehingga gas tersebar merata di dalam cairan. Perbedaan antara pola aliran *annular* dan *mist* adalah adanya cairan yang mengalir sepanjang dinding pipa pada pola aliran *annular*. Pola aliran *mist* adalah pola aliran yang harus dihindari karena menyebabkan terjadinya *impingement*. Pengaruh *impingement* ini akan menyebabkan erosi pada peralatan, apabila ditambah dengan fluida kerja yang bersifat korosi maka akan terjadi korosi erosi. Pembagian pola aliran horisontal bergantung kepada besaran *superficial gas velocity* (X) dan *superficial liquid velocity* (Y). Formula untuk perhitungan kedua parameter dapat dilihat pada persamaan 2.7 dan 2.8.

$$X = \left(\frac{\rho_G}{0.0808}\right)^{0.2} \left(\frac{\rho_L \cdot 72.4}{62.4 \cdot \sigma}\right)^{0.25} \left(\frac{\mu_G}{0.018}\right)^{0.2} \quad (2.7)$$

$$Y = \left(\frac{\rho_L \cdot 72.4}{62.4 \cdot \sigma}\right)^{0.25} \left(\frac{\mu_L}{1.0}\right)^{0.2} \quad (2.8)$$



Gambar 2.7 Pembagian pola aliran horisontal <sup>[6]</sup>

Dengan mengetahui besaran *superficial gas velocity* (X) dan *superficial liquid velocity* (Y) dari formula 2.7 dan 2.8 maka jenis pola aliran dapat ditentukan dengan mem-plotkan pada gambar 2.6. Pembagian pola aliran pada gambar 2.6 berdasarkan kondisi transisi sesuai besaran pada table 2.2.



Tabel 2.2 Koordinat transisi pola aliran horisontal <sup>[6]</sup>

Transition Boundary	V <sub>SG</sub> (ft/s)	V <sub>SL</sub> (ft/s)	Physical property correction - multiply equation of transition boundary by
Stratified to elongated bubble	0.1	0.5	1.0/Y
	5.0	0.5	
Wave to slug	7.5	0.3	Y
	40.0	0.3	
Elongated bubble and slug to dispersed bubble	0.1	14.0	Y
	230.0	14.0	
Stratified and elongated bubble to wave and slug	35.0	0.01	X
	14.0	0.1	
	10.5	0.2	
	2.5	1.15	
	2.5	4.8	
Wave and slug to annular-mist	3.25	14.0	X
	70.0	0.01	
	60.0	0.1	
	38.0	0.3	
	40.0	0.56	
	50.0	1.0	
	100.0	2.5	
Dispersed bubble to annular-mist	230.0	14.0	X
	269.0	30.0	

### 2.3 EROSI KOROSI

Erosi korosi adalah penurunan mutu dari suatu material disebabkan adanya gabungan antara erosi dan korosi. Korosi disebabkan karena material berinteraksi dengan fluida yang bersifat korosi dan adanya erosi karena adanya kecepatan fluida. Erosi yang disebabkan oleh aliran fluida menyebabkan pengikisan material. Pengikisan dapat disebabkan adanya partikel di dalam fluida kerja sebagai contoh pasir, garam, lumpur atau pengikisan dilakukan oleh cairan. Pengikisan yang dilakukan oleh partikel disebut *mechanical assisted* yang bersifat *abrasive*. Apabila di dalam fluida tidak terdapat partikel, fluida dalam bentuk cairan dengan kecepatan tinggi dapat pula mengikis permukaan baja. Fenomena ini kita sebut sebagai *water impingement*. Dalam API RP 14E *Offshore Production Platform Piping System* terdapat standar mengenai kecepatan minimal terjadinya erosi. Kecepatan minimal terjadinya erosi berlaku untuk erosi yang diakibatkan oleh partikel (*mechanical assisted*) dan oleh cairan (*water impingement*).

$$V_e = \frac{c}{\sqrt{\rho m}} \quad (4.1)$$

$$\rho m = \frac{12409.S_1.P + 2.7.R.S_g.P}{198.7.P + R.T.Z} \quad (4.2)$$

$c = 100$  untuk operasi berkesinambungan dan murni cairan tanpa ada partikel

$c = 125$  untuk operasi yang tidak berkesinambungan

$c = 150\sim 200$  untuk aliran yang menggunakan inhibitor dan CRA material

(*corrosion resistant alloy*).

$S_1 = 0.887$  (*specific gravity* rata-rata untuk air dan minyak)

$P =$  Tekanan gas *absolute* (psia)

$R =$  Perbandingan laju aliran gas dan *liquid* (minyak dan air),  $\text{ft}^3/\text{barrel}$

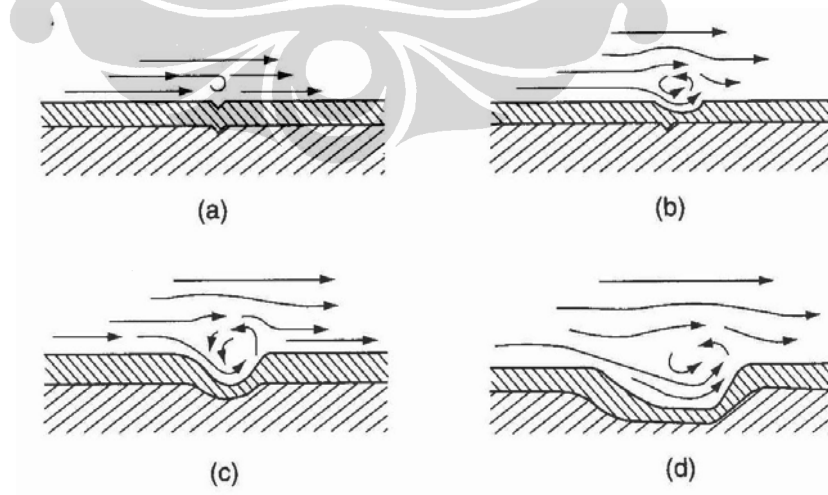
$S_g =$  *specific gas gravity*

$T =$  Temperatur operasi,  $^{\circ}\text{R}$

$Z =$  Faktor kompresi gas

### 2.3.1 Mekanisme erosi korosi

Dari gambar 3.7 terlihat erosi diawali dengan pengikisan bagian kecil dari permukaan metal yang terkikis akibat aliran turbulensi. Metal yang terkikis akan memberikan ruang bagi terbentuknya aliran turbulensi dengan demikian laju pengikisan material akan terus berlanjut dengan kecepatan yang lebih besar.



Gambar 2.8 Mekanisme erosi korosi <sup>[7]</sup>