

# Analisa Laju Korosi dan Perhitungan *Lifetime Material Carbon Steel* API 5L X52 pada *Subsea Pipeline*

A. Bharnaz Rivanda Alvian<sup>1\*</sup>, Ni'matut Tamimah<sup>2</sup>, Endah Wismawati<sup>3</sup>

Program Studi D-IV Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya,  
Surabaya, Indonesia<sup>1\*,2\*,3</sup>

Email: [bharnaz.rivanda@student.ppns.ac.id](mailto:bharnaz.rivanda@student.ppns.ac.id)<sup>1\*</sup>; [nimatuttamimah@ppns.ac.id](mailto:nimatuttamimah@ppns.ac.id)<sup>2\*</sup>; [endahw@ppns.ac.id](mailto:endahw@ppns.ac.id)<sup>3\*</sup>;

---

**Abstract** - Corrosion is challenge and obstacle for several oil and gas industries, especially in pipeline. This problem becomes more complicated if a pipeline is corroded both externally and internally. This is the case for a subsea pipeline facility at an oil and gas company in Tuban, where external corrosion is affected by the seawater environment and internal corrosion is affected by H<sub>2</sub>S gas content in crude oil. API 5L X52 is general material used in this industry, with the advantage of good resistance at a low price. Corrosion in subsea pipelines has consequences such as loss of production, pipe leaks, and expensive maintenance. This study aims to determine the corrosion rate of API 5L X52 material, either caused by seawater or H<sub>2</sub>S gas in crude oil. Subsea pipelines were modeled with immersion tests conducted for 720 hours. From the results of this study, it was found that the corrosion rate in seawater with pH 7,2 has a higher value than the H<sub>2</sub>S gas content in crude oil. In addition, API 5L X52 material is not good enough in corrosion resistance in seawater environment without protection. Where, the lifetime value of API 5L X52 is only around 10 years at actual thickness.

---

**Keyword:** Corrosion, subsea pipeline, immersion test, corrosion rate, lifetime

---

## Nomenclature

<i>CR</i>	Corrosion rate [mm/y]
<i>K</i>	Konstanta [8,76 x 10 <sup>4</sup> ]
<i>A</i>	Luasan Area [mm]
$\Delta W$	Weight loss [gram]
<i>D</i>	Density material [gr/cm <sup>3</sup> ]
<i>T<sub>m</sub></i>	thickness minimum [mm]
<i>P</i>	Design pressure [kg/mm <sup>2</sup> ]
<i>OD</i>	Outside diameter [mm]
<i>S</i>	Stress value material [kg/mm <sup>2</sup> ]
<i>Ec</i>	Casting quality factor [-]
<i>W</i>	Weld joint strength reduction [-]
<i>Y</i>	Yield Coefficient [-]
<i>T<sub>r</sub></i>	Remaining lifetime [years]
<i>T<sub>act</sub></i>	Thickness actual [mm]

## 1. PENDAHULUAN

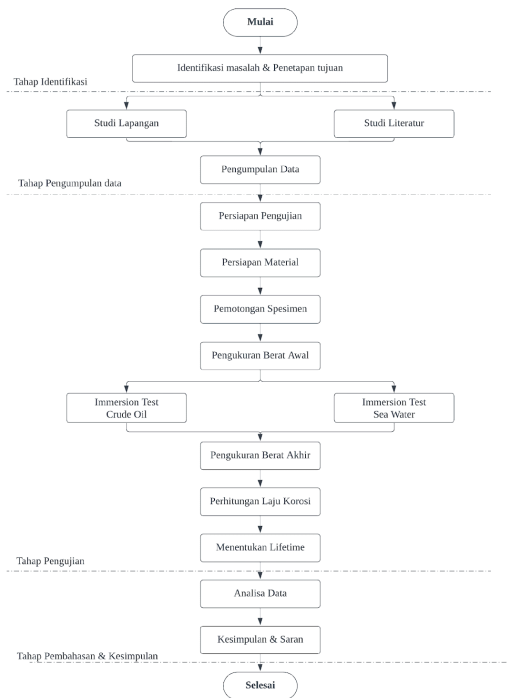
Korosi merupakan tantangan bagi beberapa industry khususnya pada industri migas lepas pantai sampai saat ini. Hal ini dapat di pastikan menjadi momok masalah terutama pada *facilities integrity* salah satunya adalah *subsea pipeline*. Pada umumnya material baja karbon (*carbon steel*) merupakan material pipa yang banyak digunakan pada industri migas. Korosi pada jaringan pipa penyalur (*pipeline*) dapat mengakibatkan kebocoran dan kegagalan pada pipa tersebut, dimana hal ini berdampak pada terhambatnya aktivitas produksi, serta denda pada industri yang disebabkan oleh kerusakan

dan pencemaran lingkungan. Korosi pada pipa penyalur (*pipeline*) minyak dan gas sering terjadi pada internal dinding pipa maupun eksternal dinding pipa. Korosi pada internal pipa umumnya disebabkan oleh kandungan yang ada pada fluida, salah satunya adalah kandungan gas hydrogen sulfida atau H<sub>2</sub>S yang terkandung pada *crude oil*. Sementara korosi eksternal disebabkan oleh lingkungan air laut. Korosi pada *subsea pipeline* biasanya memiliki nilai lebih tinggi dibandingkan dengan *underground pipeline*. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisa dalam mengetahui laju korosi (*corrosion rate*) yang terjadi pada fasilitas *subsea pipeline* menggunakan metode pengujian perendaman penuh (*immersion test*) dengan perhitungan pengurangan massa atau *weight loss* pada material pipa. Metode perhitungan dengan menggunakan acuan ASTM G31. Setelah mengetahui nilai laju korosi (*corrosion rate*) material pipa maka digunakan perhitungan *lifetime* untuk mencari nilai umur pipa tersebut dengan cara membandingkan ketebalan *body* pada *equipment* pipa dengan ketebalan minimum Setelah mengetahui *remaining lifetime* dari *pipeline* tersebut. Analisa ini diharapkan pipa yang terpasang mampu bertahan hingga *lifetime* yang di inginkan.

## 2. METODOLOGI

### 2.1 Metode Penelitian

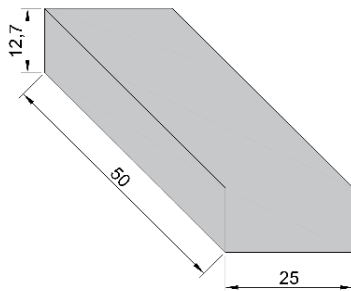
Gambar 1 adalah diagram alir metodologi penelitian



Gambar 1 Diagram Alir Penelitian

### 2.2 Persiapan Pengujian

Material yang digunakan pada penelitian ini adalah material jenis *carbon steel* API 5L X52 yang didapatkan dari *Stock Equipment Yard* pada perusahaan migas di Blok Tuban. Material pipa di potong membentuk *strip coupon*. Bentuk tersebut mengacu pada Standart ASTM G31-72 (*Standard Practice for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals*) dengan dimensi ukuran panjang 50mm, lebar 25mm, dan ketebalan 12 mm.



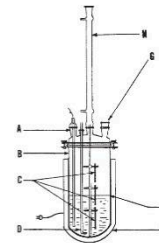
Gambar 2 Ukuran Spesimen Uji

Fluida *crude oil* yang mengalir pada suhu 15°C dan memiliki kandungan gas *hydrogen sulfide* berada pada nilai memiliki nilai pH 6,7, hal ini mensimulasikan kondisi lapangan dengan menggunakan fluida *crude oil* yang diperoleh dari fasilitas produksi perusahaan migas tersebut. Fluida air laut pada lingkungan *subsea* dengan pH 7,2 untuk mensimulasikan

lingkungan air laut sesuai dengan data pH di lapangan.

Logam spesimen dibersihkan terlebih dahulu untuk ditimbang. Kemudian logam spesimen dikorosikan dalam pengujian *immersion test*. Setelah itu, spesimen dibersihkan dari karat dengan menggunakan cairan HCl dan ditimbang ulang setelah dilakukannya pengetesan.

Dampak yang terjadi adalah pengurangan berat karena sebagian logam terlepas. Skema pengujian dalam penelitian ini dengan membuat masing-masing variasi fluda adalah 3 spesimen, dengan total 6 spesimen, tiga spesimen untuk fluida *crude oil* dan 3 spesimen lain untuk fluida *sea water*. Pengujian ini menggunakan metode *immersion test* dengan cara perebdaman penuh spesimen pada fluida pengkorosi. Output pada pengujian ini adalah berkurangnya massa dari spesimen uji tersebut untuk mengetahui nilai laju korosi. Pengujian ini dilakukan selama 720 jam atau 30 hari untuk hasil yang maksimal.



Gambar 3 Ilustrasi immersion test

Spesimen dilakukan penimbangan menggunakan timbangan digital sebelum dan sesudah pengujian. Hal tersebut dilakukan bertujuan untuk mengetahui *weight loss* dari spesimen. Setelah perhitungan laju korosi, maka dilakukan perhitungan *wall thickness* untuk mengetahui nilai *minimum wall thickness* dari material yang telah ditentukan kemudian dihitung nilai *lifetime* menggunakan standart ASME B31.3 *Process Piping*. Dilanjutkan untuk perhitungan *remaining lifetime* dengan membandingkan ketebalan actual dinding pada *equipment* pipa dengan ketebalan minimum.

### 2.3 Metode Perhitungan Laju Korosi

Perhitungan laju korosi menggunakan pengujian *immersion test* dilakukan dengan metode kehilangan berat (*weight loss*) yang mengacu pada standar (ASTM G31-72, 2004) *Standard Practice for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals*. Logam spesimen dibersihkan terlebih dahulu untuk ditimbang. Kemudian logam spesimen dikorosikan dalam pengujian *immersion test*. Setelah itu, spesimen dibersihkan dari karat dengan menggunakan cairan HCl dan ditimbang ulang setelah dilakukannya pengetesan. Dampak yang terjadi adalah pengurangan berat karena sebagian logam

terlepas (Ascoatindo, 2007). Perhitungan laju korosi mengacu pada standar ASTM G31-72, dengan persamaan 2.1 sebagai berikut:

$$CR \left( \frac{mm}{y} \right) = \frac{KW}{ATD}$$

Dimana:

- K = Konstanta korosi (8,76 x 10<sup>4</sup>)
- W = Massa yang hilang (gram)
- A = Luasan area (cm<sup>2</sup>)
- T = Waktu pengujian (hours)
- D = Density/massa jenis (gr/cm<sup>3</sup>)

**2.4 Metode Perhitungan Weight Loss**

Metode *weight loss* adalah salah satu metode untuk menghitung nilai laju korosi dengan mengukur selisih berat awal dan akhir akibat korosi yang terjadi. Metode ini memanfaatkan jangka waktu untuk mendapatkan jumlah selisih kehilangan berat akibat korosi yang terjadi. Untuk lebih jelasnya tentang perhitungan kehilangan berat, dituliskan rumus sebagai berikut:

$$\Delta W = W_0 - W_1$$

Keterangan:

- ΔW = Selisih Berat (g)
- W0 = Berat awal spesimen (g)
- W1 = Berat akhir spesimen (g)

**3.HASIL DAN PEMBAHASAN**

**3.1 Perhitungan Laju Korosi**

Dalam menghitung luas permukaan specimen ini menggunakan persamaan pada Tabel 2.4. Rumus Luas Permukaan, perhitungan luas permukaan spesimen sebagai berikut:

Luasan area (L) pada specimen uji:

- Panjang (p) : 50 mm
- Lebar (l) : 25 mm
- Tinggi (t) : 12 mm

$$L_{Total} = 2((5 \text{ cm} \times 1,1 \text{ cm}) + (2,5 \text{ cm} \times 1,1 \text{ cm})) +$$

$$L_{Total} = 415 \text{ cm}$$

Setelah mengetahui nilai panjang lebar dan tinggi pada masing-masing spesimen, selanjutnya yaitu menghitung luasan semua spesimen uji. Untuk detail perhitungan luasan area spesimen pada material *Carbon Steel API 5L X52*.

Setelah menghitung luasan permukaan pada spesimen uji hal yang dilakukan adalah dengan penimbangan massa awal spesimen uji dan penimbangan massa akhir spesimen uji dengan menggunakan neraca Metler Toledo. Perhitungan *weight loss* menggunakan persamaan 2.2. Berikut adalah contoh perhitungan *weight loss* pada salah satu spesimen uji (CO-1) menggunakan persamaan 2.2, sebagai berikut:

$$\Delta W = W_0 - W_1$$

Maka:

$$W_0 = 124,0357$$

$$W_1 = 124,0316$$

$$\Delta W = 124,0357g - 124,0336$$

$$\Delta W = 0,0021g$$

Setelah mengetahui nilai massa awal dan massa akhir pada masing-masing spesimen, selanjutnya menghitung *weight loss* semua spesimen uji. Untuk detail hasil perhitungan *weight loss* spesimen pada terlampir pada tabel 4.8 di bawah:

Kode Spesimen	Weight Loss (gram)		
	W1	W2	ΔW
<b>Fluida Pengkorosi Crude Oil</b>			
CO1	124,0357	124,0336	0,0021
CO2	125,6459	125,6442	0,0017
CO3	138,8302	138,8281	0,0021
<b>Fluida Pengkorosi Sea Water</b>			
SW1	137,9881	130,5113	7,4768
SW2	127,5087	120,5271	6,9816
SW3	136,9397	130,5535	6,3862

Setelah mengetahui nilai dari luasan area dan *weight loss* pada sepsimen uji material *Carbon Steel API 5L X52*, maka dilanjutkan dengan menghitung nilai *corrosion rate*. Perhitungan laju korosi menggunakan metode *weight loss* pada persamaan 2.2. Metode ini menggunakan jangka waktu sekitar 51 hari atau 1224 jam untuk mendapatkan pengurangan massa dari spesimen uji secara optimal. Perhitungan laju korosi ini menggunakan standar ASTM G1-03 2011 (*Standard Practice for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals*) Nilai laju korosi ini akan digunakan untuk menentukan nilai *lifetime* dari pipa. Berikut adalah contoh perhitungan *corrosion rate* pada salah satu spesimen uji (CO-1) menggunakan persamaan 2.1, sebagai berikut:

K = Konstanta korosi (Tabel 2.1)

$$= 8,76 \times 10^4 \text{ (mm/years)}$$

ΔW = *Weight loss* (Tabel 4.9)

= dilihat pada (Tabel 4.8)

A = Luasan area

$$= 415 \text{ cm}^2$$

T = Waktu pengujian

$$= 720 \text{ hours (1 month)}$$

D = *Density Material*

$$= 7,85 \text{ g/cm}^3$$

Perhitungan Spesimen Uji variasi fluida *Crude Oil* sebagai berikut:

$$CR = \frac{8,76 \times 10^4 \times 0,0021g}{415cm^2 \times 720hr \times 7,85 \frac{g}{cm^3}}$$

$$CR = 6,94593 \times 10^{-5} \frac{mm}{years}$$

Untuk detail perhitungan laju korosi (*corrosion rate*) pada material *Carbon Steel API 5L X52* terlampir pada Tabel 2:

Kode Spesimen	Corrosion Rate					
	K	$\Delta W_{(gram)}$	$A_{(cm^2)}$	$T_{(H)}$	$D_{(gram/cm^2)}$	CR
Fluida Pengkorosi <i>Crude Oil</i>						
CO1	87600	0,0041	468,52	720	7,85	6,9459x1
CO2	87600	0,0041	421,46	720	7,85	5,4726x1
CO3	87600	0,0071	453,04	720	7,85	7,1843x1
Fluida Pengkorosi <i>Sea Water</i>						
SW1	87600	14,4768	481,46	720	7,85	0,2406
SW2	87600	14,9816	460,78	720	7,85	0,2348
SW3	87600	13,3862	448,04	720	7,85	2,2247
Total Average CO+SW						0,2334

### 3.2 Perhitungan Remaining Lifetime

Dalam penelitian ini, perhitungan *minimum wall thickness* digunakan untuk mengetahui ketahanan atau *durability* pada pipa saat diberikan tekanan fluida. Dalam menghitung *minimum wall thickness* yang mengacu pada standar ASME B31.3 (*Code for Pressure Piping "Straight Pipe Under Internal Pressure"*), dan untuk perhitungan *minimum wall thickness* sebagai berikut:

- Tm = *Minimum required thickness* (mm)
- P = *Internal design gage pressure*  
= 1040543,6 (kg/mm<sup>2</sup>)
- D = *Outside diameter of pipe*  
= 254 (mm)
- S = *Stress value for material* (Tabel A-1M ASME B31.3)  
= 15.4676 (kg/mm<sup>2</sup>)
- Ec = *Casting Quality factor* (Table A-1B ASME B31.3)  
= 0.85
- W = *Weld joint strength reduction factor*  
= 1
- Y = *Coefisien yield* (tabel 304.1.1 ASME B31.3 (Tabel 2.2))  
= 0,4

$$tm = \frac{1,0406 \frac{kg}{mm^2} \times 273mm}{2(15,4676 \frac{kg}{mm^2} \times 0,85 \times 1 + 1,0406 \frac{kg}{mm^2} \times 0,4)}$$

$$tm = 9,7434mm$$

### 3.3 Perhitungan Remaining Lifetime

Setelah perhitungan *minimum wall thickness* material *carbon steel API 5L X52*, selanjutnya perhitungan *lifetime* yang mengacu pada standart ASME B31.3. Perhitungan *lifetime* material sebagai berikut:

- Tr = *Remain Lifetime*
- tact = *Actual Thickness* (Tabel 4.3)  
= 12 (mm)
- tm = *Thickness Minimum*  
= 9,7 (mm)

$$C_R = \text{Corrosion Rate Crude Oil} + \text{Sea Water}$$

$$= \text{Tabel 2} \left( \frac{mm}{years} \right)$$

$$Tr = \frac{12mm - 9,7mm}{0,2391 \frac{mm}{years}}$$

$$Tr = 9,62034 \text{ years}$$

Dari hasil perhitungan diatas dapat dilihat bahwa nilai *remaining lifetime* pada subsea pipeline sebesar 9,61 yaers. Yang artinya pipa dapat bertahan selama kurang lebih 9,6 tahun.

## 4. KESIMPULAN

Dari pengujian laju korosi immersion test dengan menggunakan metode *weight loss* dengan hasil rata-rata dari masing masing variasi fluida pengkorosi, dapat di lihat hasil nilai korosi pada fluida *crude oil* memiliki nilai *corrosion rate* lebih rendah dari fluida pengkorosi *sea water*. Hal ini menunjukkan bahwasannya pemrosesan *crude oil* di perusahaan migas sudah cukup baik karena kandungan gas H2S (*Hydrogen Sulfida*) dapat di tekan sampai pada konsentrasi dan pH sebesar 6,7. Akan tetapi meskipun sudah cukup baik dalam pemrosessannya, kandungan H2S yang tersisa sedikit dapat mempengaruhi laju korosi pada sebuah material *carbon steel API 5L X52*. Penelitian ini mendapatkan nilai laju korosi dengan fluida *crude oil* sebesar 0,000067 mm/years. Pada fluida pengkorosi *sea water* (air laut) dengan pH 7,2 dengan suhu ruang dengan nilai suhu 15-20°C mendapatkan nilai rata-rata laju korosi sebesar 0,23901 mm/years.

Hasil perhitungan *lifetime* berdasarkan pada laju erosi dan laju korosi material, dapat disimpulkan factor terbesar dari kegagalan material pipa jenis *carbon steel API 5L X52* disebabkan oleh laju korosi terutama pada fluida *sea water*.

## 7. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Pierre R. Roberge, P. P. (2012). *Corrosion Engineering Principles and Practice*. New York: McGraw-Hill.
- [2] William, C. L., Gary, J. P., & Michael, D. L. (2016). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. The Boulevard, Langford Lane, Kidlington, Oxford: Gulf Professional Publishing.
- [3] William, C. L., Gary, J. P., & Michael, D. L. (2016). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. The Boulevard, Langford Lane, Kidlington, Oxford: Gulf Professional Publishing.
- [4] Khoirudin, W. Y. (2019). *External Corrosion Of Pipe Riser API 5L X52 On Tidal Zone Of Offshore Production Platform*. Prosiding Seminar Nasional Teknologi Informasi dan Kedirgantaraan, Yogyakarta.

- [5] *American Society of Testing and Material G31-72. (2004). Standard Practice for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals.* Washington: ASTM Publishing.
- [6] Chandler, K. A. (1985). *Marine and Offshore Corrosion.* London: Butterworth & Co.
- [7] Jianxing Yu, Huakun Wang (2017) *Corrosion behavior of X65 pipeline steel: Comparison of wet-Dry cycle and full immersion.* Tianjin University, Tianjin.