

BAB 4 DATA HASIL PENGUJIAN

Data – data hasil penelitian mencakup semua data yang dibutuhkan untuk penentuan laju korosi dari metode – metode yang digunakan (kupon, *software*, dan *metal loss*). Pengambilan data dilakukan di lokasi *sampling* yang merepresentasikan kondisi pipa dengan aliran minyak, gas ataupun campuran (minyak, gas dan air).

Data – data yang diperoleh dari pengambilan *sampling* di lapangan, diantaranya adalah:

- ◆ Data parameter operasional (suhu dan tekanan)
- ◆ Data komposisi gas korosif (% CO₂ dan H₂S)
- ◆ Data hasil analisa komposisi air
- ◆ Diameter pipa
- ◆ Data hasil pengukuran laju korosi dengan kupon
- ◆ Data hasil pengukura laju korosi dengan *metal loss*.

Data – data tersebut (kecuali data hasil pengukuran laju korosi baik dengan kupon ataupun *metal loss*) kemudian dijadikan sebagai *input* untuk penghitungan laju korosi dengan *software* ECE. Berikut adalah tabel yang memuat hasil pengukuran dan *sampling* di lapangan serta hasil penentuan laju korosi dengan *software* tersebut.

Tabel 4.1. Data sampel uji

No	Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Pipe ID	Hasil Analisa Gas		Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi Kupon
						CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)		
1	BB	3Phase from BC	Aug-09	Gas	16	0.5	0	0.05	0.0335
2	BK	Prod. Header	Aug-09	3Phase	10	0.5	0	0.03	0.0156
3	B1C	Gas from UWA	Aug-09	Gas	16	25	0	0.043	0.0493
4	B2C	Gas outlet V-44-01-B	Aug-09	Gas	10	8	0	0.03	0.0326
5	BB	3Phase from BC	Dec-09	Gas	16	0	0	0.001	0.0036
6	BK	Prod. Header	Dec-09	3Phase	10	0.5	0	0.009	0.0029
7	B2C	Gas outlet V-44-01-A	Dec-09	Gas	10	15.5	2	0.05	0.0074
8	NGL B	to Cilamaya	Dec-09	Gas	32	5	0	0.007	0.0069
9	BPRO	Inlet DV-2	Dec-09	3Phase	10	0	0	0.004	0.0012
10	BPRO	Inlet DV-4	Dec-09	3Phase	10	0	0	0.004	0.0003

Tabel 4.2. Data sampel uji

No	Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Pipe ID	Hasil Analisa Gas		Hasil Kalkulasi dengan ECE mm/tahun	Laju Korosi Kupon mm/tahun
					in	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)		
11	B1C	Gas OL V-400	Dec-09	Gas	10	19	1.5	0.02	0.0004
12	B1C	Oil OL V-400	Dec-09	Oil	6	2	0.5	0.004	0.0024
13	B1C	Gas from YA	Dec-09	Gas	8	15.5	0.2	0.064	0.0653
14	B1C	Gas from UWA	Dec-09	Gas	16	55	15	0.007	0.0001
15	EC	MGL from EE	Feb-10	Gas	8	1	0.5	0.001	0.0007
16	EPRO	MOL from EC	Feb-10	Oil	14	0	4	0.001	0.0024
17	EPRO	MOL to NGL	Feb-10	Oil	14	0	0	0.002	0.0016
18	ECOM	MGL to NGL	Feb-10	Gas	20	0	0	0.001	0.0024
19	ECOM	MGL from EC	Feb-10	Gas	16	0	0.5	0.0001	0.0001
20	ECOM	MGL from ED	Feb-10	Gas	8	0	0.1	0.004	0.003
21	ECOM	MGL from EF	Feb-10	Gas	12	0	0.2	0.001	0.0018
22	ECOM	Inlet V-101	Feb-10	3Phase	10	0	0.5	0.001	0.0011
23	ECOM	Gas OL V-101	Feb-10	Gas	16	0	0.5	0.001	0.0016
24	FC	MOL from FFB	May-09	Oil	12	12	15	0.058	0.0037
25	FFB	MGL to FPRO	May-09	Gas	12	9	0.5	0.02	0.014
26	FFB	Gas Lift header	May-09	Gas	4	13	0.8	0.17	0.0083
27	FPRO	Gas O/L VIA	May-09	Gas	16	0	0.5	0.01	0.0076
28	FPRO	MBF-210	May-09	Gas	8	11	0.5	0.02	0.0057
29	FPRO	MBF-200	May-09	Gas	8	10	0.5	0.02	0.0221
30	FNB	FNB-2	Dec-09	3Phase	4	2	0	0.06	0.0002
31	FC	MOL from FN	Dec-09	Oil	12	11	2	0.14	0.0092
32	FC	MOL from FFB	Dec-09	Oil	12	0	60	0.001	0.0004
33	FWB	FWB-3	Dec-09	3Phase	4	4	0	0.29	0.0029
34	FPRO	MBF-200	Dec-09	Gas	8	8	0.5	0.015	0.0099
35	FPRO	Gas O/L VIA	Dec-09	Gas	16	0	0.5	0.001	0.0003
36	UA	MGL to UWJ	Jul-09	Gas	16	27		0.04	0.006
37	UPRO	3Phase from UB	Aug-09	3Phase	10	1	1.7	0.02	0.0108
38	UWJ	3Phase from KPRO	Oct-09	3Phase	12	4	10	0.02	0.0119
39	UWJ	MGL from UXA	Oct-09	Gas	12	1	2	0.07	0.0014
40	UWJ	MGL from UA	Oct-09	Gas	16	28	5	0.03	0.0014
41	UPRO	3Phase from UB	Oct-09	3Phase	10	2	25	0.12	0.0007
42	UA	MGL to UWJ	Oct-09	Gas	16	35	0.2	0.002	0.0013
43	UWJ	3Phase from KPRO	Jan-10	3Phase	12	2	0	0.01	0.0091
44	UWJ	MGL from UXA	Jan-10	Gas	12	1.5	0.5	0.1	0.0029
45	UPRO	MGL from UC	Jan-10	Gas	12	1	0	0.001	0.0004
46	UPRO	MOL from UC	Jan-10	Oil	12	1	0	0.001	0.0015
47	UA	MGL to UWJ	Jan-10	Gas	16	24	0	0.001	0.0007
48	LLB	HP Gas to LCOM	Jun-09	Gas	8	12	0	0.12	0.1173
49	LLD	3Phase to LLB	Jul-09	3Phase	8	18	0	1.2	0.0829
50	LCOM	LCOM - NGL	Aug-09	Gas	12	13	0	0.07	0.0539
51	LCOM	Suction to V102A	Sep-09	Gas	8	14	0	0.075	0.0123
52	LCOM	Suction to V102B	Oct-09	Gas	8	12	0	0.075	0.0109
53	LPRO	MGL from MM	Nov-09	Gas	16	7	0	0.032	0.0307
54	LLD	3Phase to LLB	Oct-09	Oil	8	6	4	0.001	0.0001
55	LLD	HP Prod. Header	Oct-09	3Phase	8	1	0.5	0.002	0.0001
56	LLA	HP Gas to LCOM	Oct-09	Gas	8	6	0.4	0.045	0.0171
57	LCOM	Suction to V102A	Oct-09	Gas	8	8	0.5	0.1	0.0043
58	LCOM	Suction to V102B	Oct-09	Gas	8	8	0.5	0.1	0.0027
59	LPRO	MGL from MM	Oct-09	Gas	16	9	0	0.01	0.005
60	LPRO	Incoming from KLA/B to LPV	Oct-09	Oil	14	10	0	0.1	0.0005

Tabel 4.3. Data sampel uji (lanjutan)

No	Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Pipe ID	Hasil Analisa Gas		Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi Kupon
						CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)		
61	LC	O/L Oil from Prod. Separator	Oct-09	Oil	4	9	0.5	0.035	0.0342
62	LLB	MGL to LC	Jan-10	Gas	8	13	0	0.001	0.057
63	LLB	MOL to LC	Jan-10	Oil	8	15	0	1.12	1.2116
64	LLD	3Phase to LLB	Jan-10	Oil	8	17	0.5	1	0.0128
65	LLD	HP Prod. Header	Jan-10	3Phase	8	16	2	1	0.0036
66	LCOM	Suction to V102B	Jan-10	Gas	8	6	0	0.1	0.0012
67	LPRO	MGL from MM	Jan-10	Gas	16	6	0	0.01	0.0011
68	LLA	GL to LLB	Jan-10	Gas	8	10	0.5	0.06	0.0674
69	MMF	Incoming from PAPA	Nov-09	Gas	12	2	0	0.004	0.0031
70	MMJ	Incoming 3Ph fr MBA	Nov-09	Oil	12	2	0	0.01	0.0001
71	MMF	Incoming from PAPA	Nov-09	Gas	12	1	0	0.003	0.0028
72	MMJ	Incoming 3Ph fr MBA	Nov-09	Oil	12	2	0	0.01	0.0036
73	CLMY	MGL from NGL B	Mar-09	Gas	32"	9.65	0	0.02	0.0211
74	MK	MGL from PAPA	Mar-09	Gas	26"	0.2	0	0.002	0.0164
75	MK	MGL from PAPA	Mar-09	Gas	26"	1	0	0.01	0.0158
76	TP	MGL from MK	Oct-09	Gas	26"	1	0	0.008	0.0098
77	MK	MGL from PAPA	Oct-09	Gas	26"	0	0	0.002	0.0038
78	TP	MGL from MK	Oct-09	Gas	26"	0	0	0.001	0.0015
79	CLMY	MGL from NGL B	Oct-09	Gas	32"	8	0	0.01	0.0042
80	KKNA	Prod. Header	Feb-09	3Phase	8	2	0	0.05	0.0459
81	KLA	MOL to LIMA	Feb-09	3Phase	14	1	0	0.07	0.0153
82	KLB	MGL to KLXB	Feb-09	Gas	20	1	0	0.02	0.0175
83	KLC	3Ph to KLB	Sep-09	Gas	3	1	0	0.2	0.0071
84	KKA	Prod. Header	Sep-09	3Phase	8	1	0	0.13	0.1224
85	KKNA	Prod. Header	Sep-09	3Phase	8	0	0	0.045	0.0512
86	KLXB	Test Header	Sep-09	3Phase	4	0	0	0.008	0.0047
87	KLB	Prod. Header	Sep-09	3Phase	10	25	0.5	0.2	0.0018
88	KLB	MOL to KLA	Sep-09	Oil	12	3	0	0.001	0.0009
89	KLB	MGL to KLXB	Sep-09	Gas	20	1	0	0.001	0.0002
90	KLA	Prod. Header	Sep-09	3Phase	10	2	0	0.001	0.0255
91	KLA	3Ph from KLC	Sep-09	Oil	6	4	0	0.1	0.0066
92	ZUD	Test Header	Aug-09	3Phase	6	0	0	0.001	0.0004
93	ZUD	Incoming MOL from ZU1	Aug-09	Oil	12	0	0	0.001	0.0019

Tabel 4.4. Data sampel uji

No	Platform	Lokasi	Stream	No. Pipa	Metal Loss (mm/tahun)	Laju Korosi Kupon (mm/tahun)	Orientasi Kupon (Arah Jan)
1	BPRO	Inlet DV3	3Phase	PB-139-D-10"	0.0057	0.0003	6
2	BIC	Outlet Gas V-400	Gas	03-516X-A-10"	0.0052	0.0004	12
3	BIC	Outlet Oil V-400	Oil	03-506-A-4"	0.0036	0.0024	12
4	BIC	Gas from YA	Gas	PG-200-XD-8"	0.0606	0.0653	12
5	BIC	Outlet Gas V-3	Gas	03-19-F1-16"	0.0273	0.0112	12
6	BIC	Gas from UWA	Gas	03-41-C1-16"	0.0061	0.0001	3

Tabel 4.4. Data sampel uji (Lanjutan)

No	Platform	Lokasi	Stream	No. Pipa	Metal Loss (mm/tahun)	Laju Korosi Kupon (mm/tahun)	Orientasi Kupon (Arah Jan)
7	B2C	Gas Outlet V44-01A	Gas	PG-318-D-10"	0.0087	0.0074	12
8	B2C	Outlet Oil V-44-01A	Oil	PL-305-B-3"	0.0038	0.0024	12
9	KLB	Prod. Header	3Phase	PL-110-E-10"	0.0034	0.0018	12
10	KLB	MOL to KLA	Oil	PL-119-B-12"	0.0038	0.0009	3
11	KLB	Gas to KLXB	Gas	PG-210-XD-20"	0.0061	0.0002	12
12	KLA	Prod. Header	3Phase	PL-158-E-8"	0.0373	0.0225	12
13	KLA	Test Header	3Phase	PL-147-E-6"	0.0442	0.0021	9
14	KLA	MOL from KLC	Oil	PL-126-B-6"	0.0095	0.0066	12
15	KLA	MOL to Lima	Oil	PL-143-B-14"	0.0008	0.0001	12
16	KLA	MOL from KLB	Oil	PL-125-B-12"	0.0056	0.0006	3
17	ZUJ1	MGL to PCP	Gas	PG-109-D-10"	0.0302	0.0004	3
18	ZUJ1	Inlet V-001	3Phase	PL-32-A-20"	0.0014	0.0004	3
19	ZUJ1	Outgoing to ZUA/D	Oil	PL-XXX-D-8"	0.0067	0.0002	3
20	ZUJ1	Incoming fr ZUE	Gas	PL-114-B-16"	0.0091	0.0013	12
21	ZUJ1	Incoming fr ZUG/C	Gas	PL-110-B-12"	0.0400	0.0007	9
22	MMF	Incoming MOL from MBA	Oil	PL-101-A-12"	0.0050	0.0001	12
23	LLB	MGL to LC	Gas	LLB-042-A-8"	0.0418	0.057	3
24	LLB	MOL to LC	Oil	LLB-048-A-8"	0.2036	1.2216	12
25	EC	MGL from EE	Gas	6"	0.1842	0.0052	9
26	EC	MGL from EE	Oil	6"	0.1382	0.0007	9
27	ECOM	Gas from FCOM	Gas	16"-G-D-048	0.1768	0.0001	3
28	ZUD	Test Header	3Phase	PL-111-E-6"	0.1309	0.0008	3
29	ZUD	MOL to ZUJ1	Oil	PL-119-B-12"	0.0014	0.0013	12

BAB 5 ANALISA HASIL PENELITIAN

Dari hasil pengukuran korosi di lapangan dengan kupon dan juga pemodelan laju korosi dengan menggunakan *software* ECE serta penentuan laju korosi dari sisa ketebalan dinding pipa (*wall loss*), didapatkan tiga hasil laju korosi yang nilainya berbeda.

Perbandingan laju korosi yang didapat dengan beberapa metode tersebut diatas, dilakukan berdasarkan lokasi – lokasi yang spesifik, dalam hal ini terdapat 3 obyek lokasi yang diteliti untuk penentuan laju korosinya secara internal, yaitu:

- ◆ Pipa dengan aliran multifasa, dimana mengandung campuran minyak, gas dan air,
- ◆ Pipa dengan aliran minyak, dan
- ◆ Pipa dengan aliran gas.

5.1. Perbandingan Kupon dengan Hasil Software.

Perbandingan hasil laju korosi dari kupon dan hasil perhitungan *software* ECE, menunjukkan perbedaan hasil yang cukup signifikan, dimana angka – angka yang didapatkan mempunyai tingkat perbedaan yang cukup tinggi. Hal ini dimungkinkan oleh adanya keterbatasan yang dimiliki oleh *software* tersebut dalam menterjemahkan ataupun memprediksi laju korosi sebenarnya.

5.1.1. Aliran Multifasa

Laju korosi pada pipa dengan aliran multifasa pada dasarnya dipengaruhi oleh beberapa faktor utama, yaitu antara lain:

- ◆ Suhu dan tekanan.
- ◆ Komposisi gas CO₂/H₂S.
- ◆ Perbandingan volume dari minyak, air dan gas.
- ◆ Kecepatan aliran.

- ◆ Pola alir dari fluida multifasa tersebut.
- ◆ Komposisi senyawa dalam air.

Pada penelitian ini, rentang temperatur operasi untuk aliran multifasa adalah berkisar dari 60 – 100 F, tekanan operasi berkisar dari 80 – 160 psi, dengan komposisi CO₂ dan H₂S yang juga bervariasi (0 – 25%), dimana menghasilkan laju korosi pada kupon sebesar 0 – 0,1224 mm/tahun.

Penghitungan laju korosi dengan menggunakan permodelan korosi (ECE) didapatkan hasil yang juga bervariasi, dimana hasil perhitungan tidak mempunyai kecenderungan untuk meningkat dengan meningkatnya parameter korosi utama yaitu komposisi dari gas CO₂ ataupun H₂S. Ini berarti permodelan dengan *software* ECE sangat dipengaruhi oleh multi-parameter dan nilai hasil perhitungan relatif tidak bersifat konservatif.

Tabel 5.1 Data Hasil Penelitian pada Aliran Multifasa

Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Pipe ID		T*	P*	Hasil Analisa Gas		Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi Kupon
				in	F			psi	CO ₂ (%)		
BK	Prod. Header	Aug-09	3Phase	10	70	80	0.5	0	0.03	0.0156	
BK	Prod. Header	Dec-09	3Phase	10	70	90	0.5	0	0.009	0.0029	
BPRO	Inlet DV-2	Dec-09	3Phase	10	80	100	0	0	0.004	0.0012	
BPRO	Inlet DV-4	Dec-09	3Phase	10	80	100	0	0	0.004	0.0003	
ECOM	Inlet V-101	Feb-10	3Phase	10	85	90	0	0.5	0.001	0.0011	
FNB	FNB-2	Dec-09	3Phase	4	90	150	2	0	0.06	0.0002	
FWB	FWB-3	Dec-09	3Phase	4	85	160	4	0	0.29	0.0029	
UPRO	3Phase from UB	Aug-09	3Phase	10	80	110	1	1.7	0.02	0.0108	
UWJ	3Phase from KPRO	Oct-09	3Phase	12	80	100	4	10	0.02	0.0119	
UPRO	3Phase from UB	Oct-09	3Phase	10	80	110	2	25	0.12	0.0007	
UWJ	3Phase fom KPRO	Jan-10	3Phase	12	80	100	2	0	0.01	0.0091	
LLD	3Phase to LLB	Jul-09	3Phase	8	70	80	18	0	1.2	0.0829	
LLD	HP Prod. Header	Oct-09	3Phase	8	90	130	1	0.5	0.002	0.0001	
LLD	HP Prod. Header	Jan-10	3Phase	8	90	130	16	2	1	0.0036	
KKNA	Prod. Header	Feb-09	3Phase	8	100	90	2	0	0.05	0.0459	
KLA	MOL to LIMA	Feb-09	3Phase	14	70	80	1	0	0.07	0.0153	
KKA	Prod. Header	Sep-09	3Phase	8	90	100	1	0	0.13	0.1224	
KKNA	Prod. Header	Sep-09	3Phase	8	100	90	0	0	0.045	0.0512	
KLXB	Test Header	Sep-09	3Phase	4	65	80	0	0	0.008	0.0047	
KLB	Prod. Header	Sep-09	3Phase	10	80	80	25	0.5	0.2	0.0018	
KLA	Prod. Header	Sep-09	3Phase	10	60	80	2	0	0.001	0.0255	
ZUD	Test Header	Aug-09	3Phase	6	70	90	0	0	0.001	0.0004	

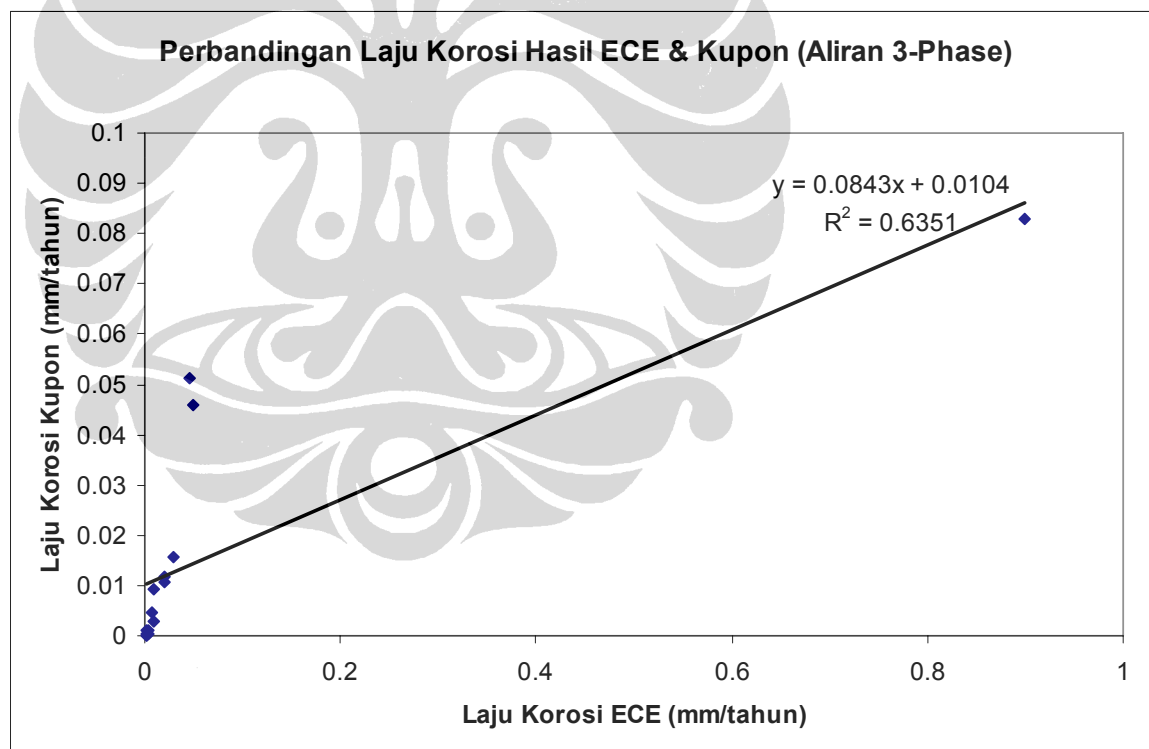
Perbandingan hasil penentuan laju korosi antara metode kupon dengan model atau *software* mempunyai hubungan yang linier. Dari hasil regresi linier berdasarkan hasil laju korosi yang didapat dengan kedua metode tersebut, didapatkan suatu hubungan.

$$Y = 0.0843X + 0.0104$$

Dimana Y = Laju korosi pada kupon,

X= Laju korosi hasil kalkulasi ECE.

Nilai R^2 yang didapat adalah sebesar 0.635, dimana nilai ini menunjukkan koefisien korelasi dari nilai Y dan X tersebut. Sehingga bisa disimpulkan korelasi antara Y dan X relatif masih cukup berhubungan, sehingga formulasi tersebut diatas bisa digunakan dengan tingkat kepercayaan 60%.



Gambar 5.1 Kurva perbandingan hasil laju korosi ECE vs Kupon pada aliran Multifasa.

Perbedaan hasil laju korosi dari kedua metode tersebut pada aliran multifasa dan juga korelasi hasil yang kurang linier lebih disebabkan oleh

perbedaan sensitifitas antara perhitungan laju korosi dengan *software* ECE dan hasil pengukuran laju korosi dengan kupon. Selain itu juga ada kemungkinan besar faktor posisi kupon yang kurang representatif sehingga kupon tidak terserang korosi separah hasil dari *software* yang mencerminkan hasil dari analisa fluida dan juga parameter operasi lainnya.

5.1.2. Aliran Minyak

Laju korosi pada pipa dengan aliran minyak pada dasarnya dipengaruhi oleh beberapa faktor utama, yaitu antara lain:

- ◆ Suhu dan tekanan.
- ◆ Komposisi gas CO₂/H₂S.
- ◆ Komposisi senyawa dalam air.
- ◆ Perbandingan volume dari minyak dan air (*water cut*)

Pada penelitian ini, rentang temperatur operasi untuk aliran minyak adalah berkisar dari 50 – 90 F, tekanan operasi berkisar dari 20 – 100 psi, dengan komposisi CO₂ dan H₂S yang juga bervariasi (0 – 17%), dimana menghasilkan laju korosi pada kupon sebesar 0,0001 – 1,216 mm/tahun.

Penghitungan laju korosi dengan menggunakan permodelan korosi (ECE) didapatkan hasil yang juga bervariasi, dimana hasil perhitungan tidak mempunyai kecenderungan untuk meningkat dengan meningkatnya parameter korosi utama yaitu komposisi dari gas CO₂ ataupun H₂S.

Tabel 5.2 Data Hasil Penelitian pada aliran minyak.

Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Pipe ID	T*	P*	Hasil Analisa Gas		Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi Kupon
				in	F	psi	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	mm/tahun	mm/tahun
FC	MOL fom FFB	Dec-09	Oil	12	92	20	0	60	0.001	0.0004
EPRO	MOL to NGL	Feb-10	Oil	14	70	90	0	0	0.002	0.0016
ZUD	Incoming MOL from ZUJ1	Aug-09	Oil	12	50	60	0	0	0.001	0.0019
EPRO	MOL from EC	Feb-10	Oil	14	70	80	0	4	0.001	0.0024
UPRO	MOL fom UC	Jan-10	Oil	12	60	60	1	0	0.001	0.0015
MMJ	Incoming 3Ph fr MBA	Nov-09	Oil	12	70	90	2	0	0.01	0.0001
B1C	Oil OL V-400	Dec-09	Oil	6	75	80	2	0.5	0.004	0.0024
MMJ	Incoming 3Ph fr MBA	Nov-09	Oil	12	70	90	2	0	0.01	0.0036
KLB	MOL to KLA	Sep-09	Oil	12	60	70	3	0	0.001	0.0009
KLA	3Ph from KLC	Sep-09	Oil	6	55	80	4	0	0.1	0.0066
LLD	3Phase to LLB	Oct-09	Oil	8	70	80	6	4	0.001	0.0001
LC	O/L Oil from Prod Separator	Oct-09	Oil	4	60	80	9	0.5	0.035	0.0342
LPRO	Incoming from KLA/B to LPV	Oct-09	Oil	14	60	70	10	0	0.1	0.0005
FC	MOL from FN	Dec-09	Oil	12	85	75	11	2	0.14	0.0092
FC	MOL from FFB	May-09	Oil	12	90	60	12	15	0.058	0.0037
LLB	MOL to LC	Jan-10	Oil	8	80	100	15	0	1.12	1.2116
LLD	3Phase to LLB	Jan-10	Oil	8	70	80	17	0.5	1	0.0128

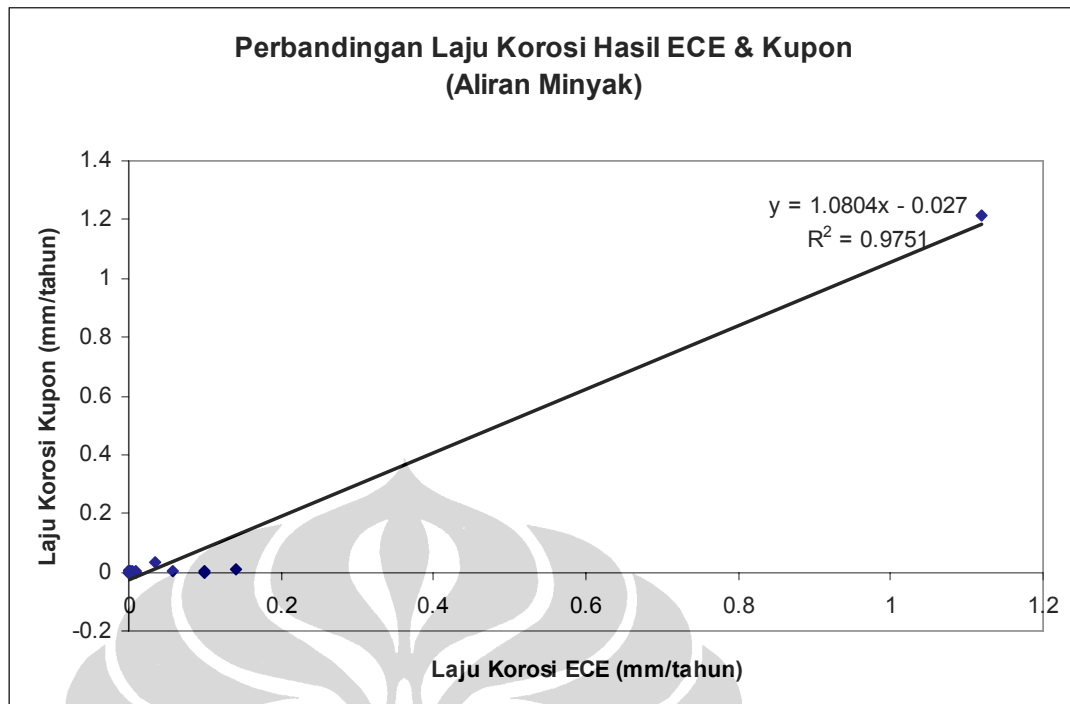
Perbandingan hasil penentuan laju korosi antara metode kupon dengan model atau *software* mempunyai hubungan yang linier. Dari hasil regresi linier berdasarkan hasil laju korosi yang didapat dengan kedua metode tersebut, didapatkan suatu hubungan.

$$Y = 1.0804X - 0.027$$

Dimana Y = Laju korosi pada kupon,

X= Laju korosi hasil kalkulasi ECE.

Nilai R^2 yang didapat adalah sebesar 0.975, dimana nilai ini menunjukkan koefisien korelasi dari nilai Y dan X tersebut. Sehingga bisa disimpulkan korelasi antara Y dan X relatif sangat berhubungan, sehingga formulasi tersebut diatas bisa digunakan dengan tingkat kepercayaan hampir 100%.



Gambar 5.2 Kurva perbandingan hasil laju korosi *software* dengan Kupon pada aliran Multifasa.

Data – data pada Tabel dan kurva pada Gambar, menunjukkan rata – rata hasil laju korosi perhitungan *software* dan laju korosi kupon yang besarnya tidak terlalu bervariasi dan cukup konsisten, jika dibandingkan dengan hasil yang didapatkan pada aliran multifasa. Kondisi ini menunjukkan bahwa pada pipa dengan aliran minyak, hasil penghitungan laju korosi dengan *software* ECE mempunyai perbandingan yang cukup tetap terhadap hasil laju korosi terukur dari kupon. Nilai perbandingan yang tetap ini kemungkinan besar disebabkan oleh tidak terlalu berpengaruhnya posisi kupon pada pengukuran laju korosi dalam aliran minyak. Selisih nilai yang terjadi lebih disebabkan oleh perbedaan proses perolehan hasil laju korosi sehingga sangat memungkinkan untuk terjadinya perbedaan hasil.

5.1.3. Aliran Gas

Laju korosi pada pipa dengan aliran gas pada dasarnya dipengaruhi oleh beberapa faktor utama, yaitu antara lain:

- ◆ Suhu dan tekanan.

- ◆ Komposisi gas CO₂/H₂S.
- ◆ Kecepatan alir gas.
- ◆ Perbandingan volume dari air dan gas (bbl/scf).

Dari hasil penelitian, rentang temperatur operasi untuk aliran minyak adalah berkisar dari 50 – 180 F, tekanan operasi berkisar dari 20 – 100 psi, dengan komposisi CO₂ dan H₂S yang juga bervariasi (0 – 55%), dimana menghasilkan laju korosi pada kupon sebesar 0,0001 – 10,1173 mm/tahun.

Penghitungan laju korosi dengan menggunakan permodelan korosi (ECE) didapatkan hasil yang juga bervariasi, dimana hasil perhitungan tidak mempunyai kecenderungan untuk meningkat seiring dengan peningkatan terhadap parameter korosi utama yaitu komposisi dari gas CO₂ ataupun H₂S. Data hasil penelitian pada aliran gas dapat dilihat pada Tabel

Tabel 5.3 Data hasil penelitian pada aliran gas.

Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Pipe ID	T*	P*	Hasil Analisa Gas		Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi Kupon
				in	F	psi	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)		
B1C	Gas from UWA	Aug-09	Gas	16	80	100	25	0	0.043	0.0493
B1C	Gas OL V-400	Dec-09	Gas	10	75	85	19	1.5	0.02	0.0004
B1C	Gas from YA	Dec-09	Gas	8	80	90	15.5	0.2	0.064	0.0653
B1C	Gas fom UWA	Dec-09	Gas	16	80	100	55	15	0.007	0.0001
B2C	Gas outlet V-44-01-B	Aug-09	Gas	10	80	80	8	0	0.03	0.0326
B2C	Gas outlet V-44-01-A	Dec-09	Gas	10	80	80	15.5	2	0.05	0.0074
BB	3Phase from BC	Aug-09	Gas	16	85	80	0.5	0	0.05	0.0335
BB	3Phase from BC	Dec-09	Gas	16	85	80	0	0	0.001	0.0036
CLMY	MGL from NGL B	Mar-09	Gas	32"	120	250	9.65	0	0.02	0.0211
CLMY	MGL from NGL B	Oct-09	Gas	32"	120	250	8	0	0.01	0.0042
EC	MGL from EE	Feb-10	Gas	8	85	90	1	0.5	0.001	0.0007
ECOM	MGL to NGL	Feb-10	Gas	20	180	360	0	0	0.001	0.0024
ECOM	MGL from EC	Feb-10	Gas	16	70	80	0	0.5	0.0001	0.0001
ECOM	MGL from ED	Feb-10	Gas	8	60	75	0	0.1	0.004	0.003
ECOM	MGL from EF	Feb-10	Gas	12	65	80	0	0.2	0.001	0.0018
ECOM	Gas OL V-101	Feb-10	Gas	16	85	90	0	0.5	0.001	0.0016
FFB	MGL to FPRO	May-09	Gas	12	80	90	9	0.5	0.02	0.014
FFB	Gas Lift header	May-09	Gas	4	80	70	13	0.8	0.17	0.0083
FPRO	Gas O/L VIA	May-09	Gas	16	84	80	0	0.5	0.01	0.0076
FPRO	MBF-210	May-09	Gas	8	140	350	11	0.5	0.02	0.0057
FPRO	MBF-200	May-09	Gas	8	140	350	10	0.5	0.02	0.0221
FPRO	MBF-200	Dec-09	Gas	8	140	350	8	0.5	0.015	0.0099
FPRO	Gas O/L VIA	Dec-09	Gas	16	84	80	0	0.5	0.001	0.0003
KLB	MGL to KLXB	Feb-09	Gas	20	65	70	1	0	0.02	0.0175
KLB	MGL to KLXB	Sep-09	Gas	20	50	70	1	0	0.001	0.0002
KLC	3Ph to KLB	Sep-09	Gas	3	70	80	1	0	0.2	0.0071

Tabel 5.4 Data hasil penelitian pada aliran gas (lanjutan)

Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Pipe ID	T*	P*	Hasil Analisa Gas		Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi Kupon
				in	F	psi	CO ₂ (%)	H ₂ S (pp)	mm/tahun	mm/tahun
LCOM	LCOM - NGL	Aug-09	Gas	12	120	200	13	0	0.07	0.0539
LCOM	Suction to V102A	Sep-09	Gas	8	90	200	14	0	0.075	0.0123
LCOM	Suction to V102B	Oct-09	Gas	8	90	200	12	0	0.075	0.0109
LCOM	Suction to V102A	Oct-09	Gas	8	90	200	8	0.5	0.1	0.0043
LCOM	Suction to V102B	Oct-09	Gas	8	90	200	8	0.5	0.1	0.0027
LCOM	Suction to V102B	Jan-10	Gas	8	90	200	6	0	0.1	0.0012
LLA	HP Gas to LCOM	Oct-09	Gas	8	90	120	6	0.4	0.045	0.0171
LLA	GL to LLB	Jan-10	Gas	8	80	90	10	0.5	0.06	0.0674
LLB	HP Gas to LCOM	Jun-09	Gas	8	110	165	12	0	0.12	0.1173
LLB	MGL to LC	Jan-10	Gas	8	60	75	13	0	0.001	0.057
LPRO	MGL from MM	Nov-09	Gas	16	75	80	7	0	0.032	0.0307
LPRO	MGL from MM	Oct-09	Gas	16	75	80	9	0	0.01	0.005
LPRO	MGL from MM	Jan-10	Gas	16	75	80	6	0	0.01	0.0011
MK	MGL from PAPA	Mar-09	Gas	26"	100	200	0.2	0	0.002	0.0164
MK	MGL from PAPA	Mar-09	Gas	26"	100	200	1	0	0.01	0.0158
MK	MGL from PAPA	Oct-09	Gas	26"	100	200	0	0	0.002	0.0038
MMF	Incoming from PAPA	Nov-09	Gas	12	80	100	2	0	0.004	0.0031
MMF	Incoming from PAPA	Nov-09	Gas	12	80	100	1	0	0.003	0.0028
NGL B	to Cilamaya	Dec-09	Gas	32	140	250	5	0	0.007	0.0069
TP	MGL from MK	Oct-09	Gas	26"	80	150	1	0	0.008	0.0098
TP	MGL from MK	Oct-09	Gas	26"	80	150	0	0	0.001	0.0015
UA	MGL to UWJ	Jul-09	Gas	16	90	90	27	0	0.04	0.006
UA	MGL to UWJ	Oct-09	Gas	16	90	120	35	0.2	0.002	0.0013
UA	MGL to UWJ	Jan-10	Gas	16	90	120	24	0	0.001	0.0007
UPRO	MGL from UC	Jan-10	Gas	12	70	85	1	0	0.001	0.0004
UWJ	MGL from UXA	Oct-09	Gas	12	65	90	1	2	0.07	0.0014
UWJ	MGL from UA	Oct-09	Gas	16	70	80	28	5	0.03	0.0014
UWJ	MGL from UXA	Jan-10	Gas	12	65	90	1.5	0.5	0.1	0.0029

Perbandingan hasil penentuan laju korosi antara metode kupon dengan model atau *software* mempunyai hubungan yang linier. Dari hasil regresi linier berdasarkan hasil laju korosi yang didapat dengan kedua metode tersebut, didapatkan suatu hubungan.

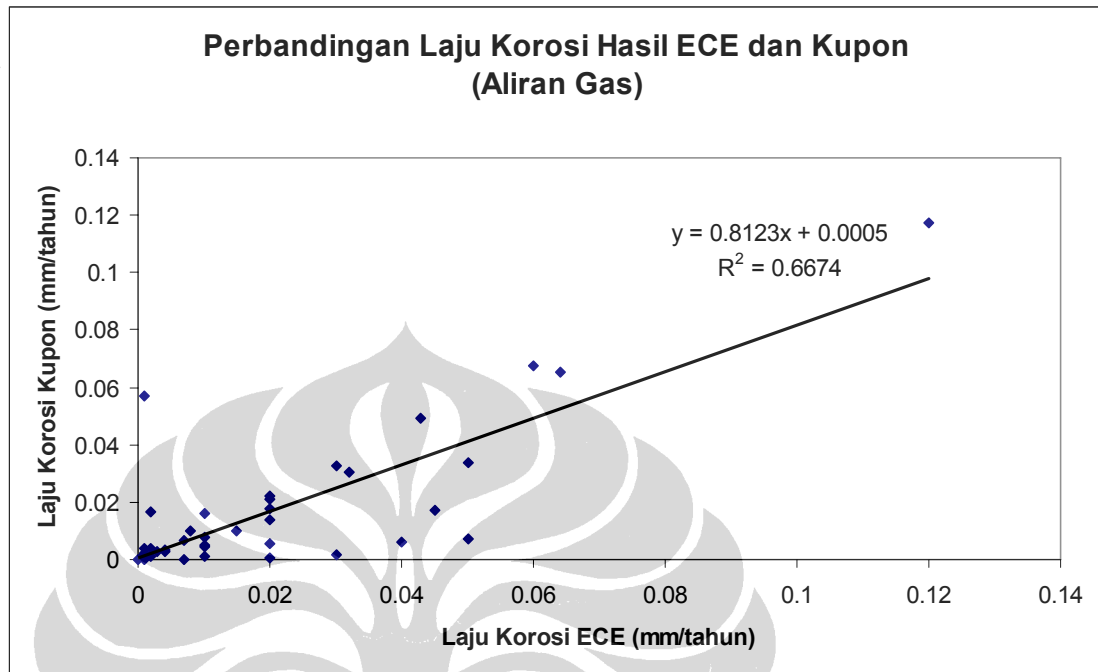
$$Y = 0.8123X + 0,0005$$

Dimana Y = Laju korosi pada kupon,

X= Laju korosi hasil kalkulasi ECE.

Nilai R^2 yang didapat adalah sebesar 0.6674, dimana nilai ini menunjukkan koefisien korelasi dari nilai Y dan X tersebut. Sehingga bisa disimpulkan korelasi antara Y dan X relatif sangat berhubungan, sehingga

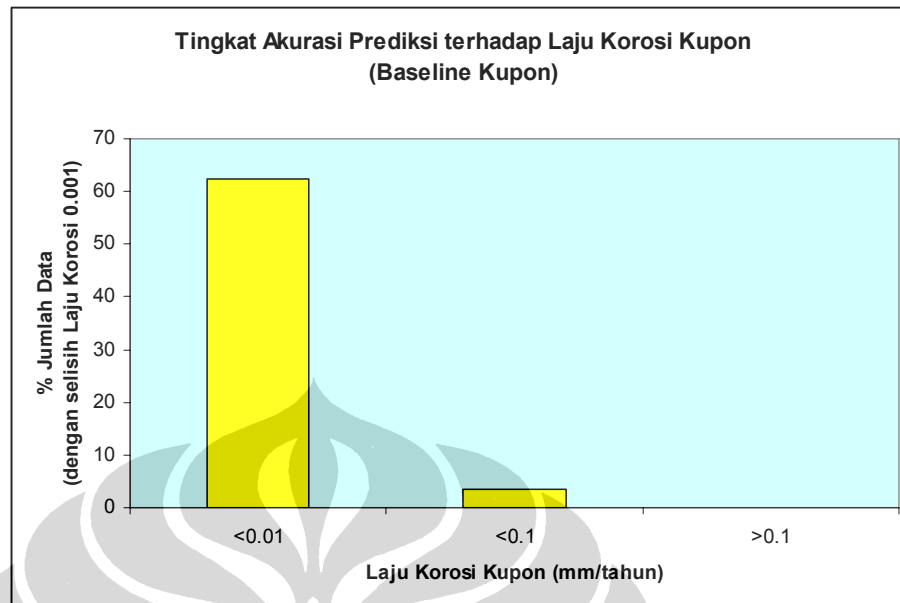
formulasi tersebut diatas bisa digunakan dengan tingkat kepercayaan hampir 67%.



Gambar 5.3 Kurva perbandingan hasil laju korosi ECE vs Kupon pada aliran Gas.

Perbedaan nilai laju korosi dari masing – masing metode tersebut pada pipa dengan aliran gas, kurang lebih disebabkan oleh hal yang sama dengan hasil laju korosi pada pipa dengan aliran multifasa.

5.1.4. Analisa Tingkat Akurasi Hasil

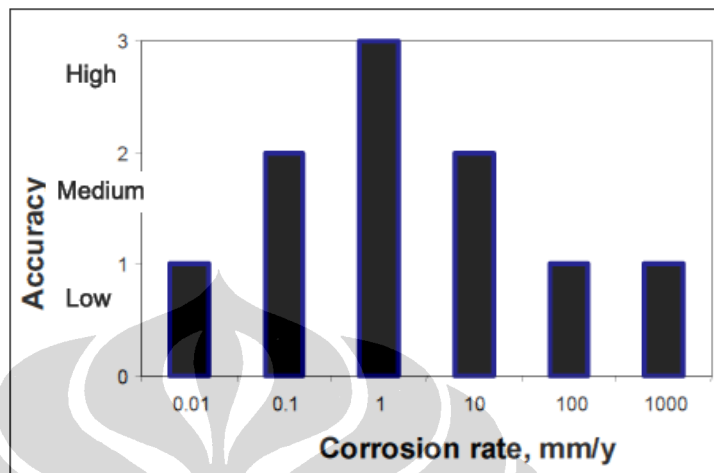


Gambar 5.4 Tingkat akurasi hasil prediksi laju korosi terhadap hasil kupon.

Dari hasil penghitungan prediksi laju korosi dengan menggunakan *software* ECE, didapatkan bahwa tingkat akurasi nilai laju korosinya terhadap laju korosi dari hasil kupon menunjukkan tingkat akurasi yang berbeda – beda. Nilai keakuratan yang dimaksud dalam penelitian ini ditentukan berdasarkan selisih nilai laju korosi dari hasil prediksi *software* dengan nilai laju korosi dari kupon. Selisih yang digunakan disini adalah maksimum sebesar 0,001, dimana apabila selisih nilainya kurang dari 0.001, maka akurasinya dianggap tinggi, dan apabila lebih, tingkat akurasinya dianggap rendah. Selisih nilai 0.001 ini dipakai sebagai acuan dengan mendasarkan pada kategorisasi laju korosi yang telah ada ($>0,125$ tinggi, $0,0625 - 0,125$ medium dan $<0,0625$ rendah) dimana kategorisasi nilai tersebut ordenya berbeda sampai 10^{-2} . Sehingga tingkat keakuratan dengan perbedaan nilai 10^{-3} tidak akan berpengaruh terhadap kategorisasi nilai laju korosi.

Dari hasil penelitian, didapatkan bahwa dengan laju korosi kupon sebesar $<0,01$ mm/tahun, tingkat akurasi dari *software* ECE untuk menghitung laju korosi paling tinggi, dibandingkan untuk menghitung laju korosi kupon $>0,01$ mm/tahun. Sehingga bisa disimpulkan bahwa ada nilai - nilai laju korosi tertentu yang dihasilkan/dihitung dimana tingkat keakuratannya paling tinggi dibandingkan

pada nilai laju – laju korosi lainnya. Kondisi tersebut juga didasarkan pada hasil penelitian Sergio D. Kapusta et. al. (2004), yang menemukan perbedaan tingkat akurasi dari nilai laju korosi untuk beberapa nilai laju korosi tertentu⁽¹⁴⁾.



Gambar 5.5 Perbedaan tingkat akurasi hasil perhitungan menggunakan model terhadap laju korosi sebenarnya⁽¹⁴⁾.

Perbedaan hasil antara kupon dan *software*, kemungkinan disebabkan oleh keterbatasan dari kedua metode tersebut. Faktor yang paling utama adalah terkait dengan sensitivitas nilai laju korosi yang dihasilkan, dimana pada *software* ECE, nilai laju korosi minimum yang bisa ditampilkan adalah sebesar 0,001 mm/tahun, sedangkan untuk nilai laju korosi minimum dari hasil kupon adalah sebesar 0,0001 mm/tahun dimana terjadi perbedaan orde 10^{-1} , sehingga untuk kondisi korosi yang seharusnya sama, terutama untuk laju korosi $< 0,001$ mm/tahun, akan mendapatkan nilai laju korosi yang berbeda antara *software* ECE dengan hasil kupon. Faktor lain yang juga cukup berpengaruh adalah terkait dengan penempatan lokasi kupon yang tidak representatif pada pipa sehingga menyebabkan kupon tidak mengalami korosi separah seperti yang direpresentasikan oleh hasil analisis fluida yang menjadi dasar bagi penghitungan laju korosi dengan *software*.

5.2. Perbandingan Kupon dengan Laju Penipisan Pipa.

Dalam penelitian ini, perbandingan hasil laju korosi juga dilakukan terhadap hasil pengukuran kupon dengan laju penipisan pada dinding pipa. Data

penipisan dinding pipa disesuaikan dengan titik dimana kupon ditempatkan (kupon berada di lokasi yang sama dengan pipa yang diukur laju penipisan ketebalannya).

Secara prinsip sebenarnya kedua metode ini akan menghasilkan nilai laju korosi yang tidak jauh berbeda, hal ini terkait dengan kondisi bahwa menempatkan kupon secara intrusif didalam pipa, berarti kupon tersebut akan mengalami tingkat korosi yang sama dengan permukaan internal dari pipa.

Namun demikian perlu diketahui bahwa terdapat perbedaan tingkat sensitifitas hasil pengukuran antara kedua metode tersebut diatas, dimana kupon terpasang didalam pipa dalam suatu periode waktu tertentu yang cukup pendek (sekitar 60 – 90 hari), sedangkan laju korosi dinding pipa diukur berdasarkan laju penipisan yang diukur dalam rentang waktu yang lebih panjang (minimum 12 bulan).

5.2.1. Aliran Multifasa

Untuk aliran multifasa, terdapat sekitar 6 titik pengambilan data yang digunakan untuk melihat korelasi antara hasil laju korosi dengan kupon dan hasil laju korosi berdasarkan penipisan dinding pipa.

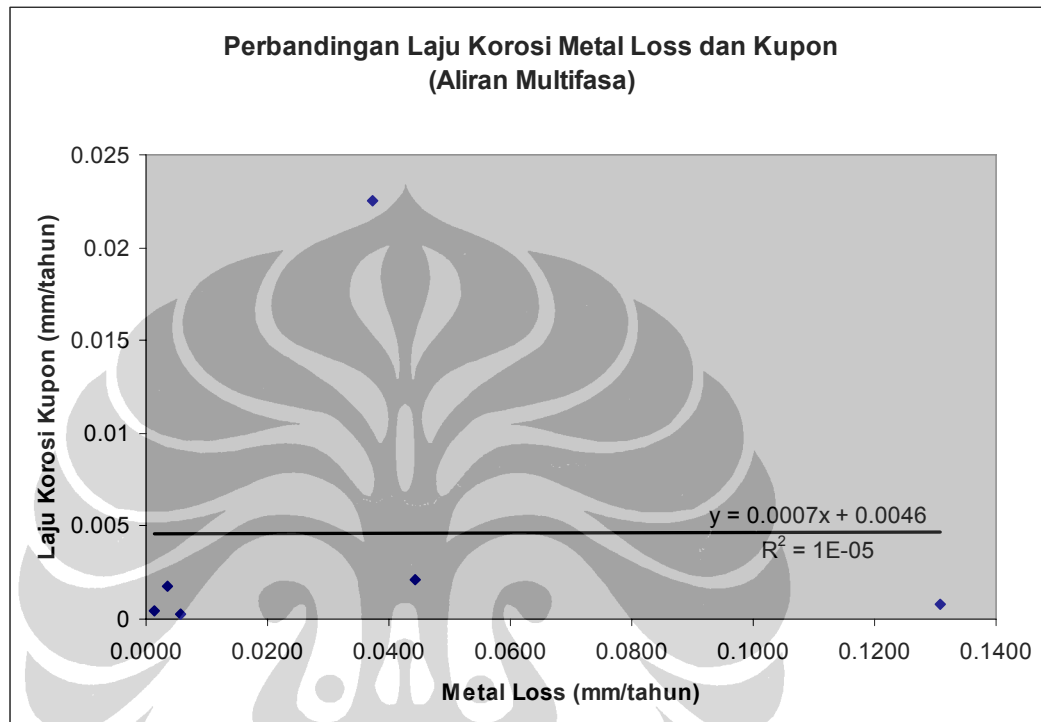
Tabel 5.5 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran multifasa.

Platform	Lokasi	Stream	No. Pipa	Metal Loss (mm/tahun)	Laju Korosi Kupon (mm/tahun)	Orientasi Kupon (Arah Jan)
BPRO	Inlet DV3	3Phase	PB-139-D-10"	0.0057	0.0003	6
KLB	Prod. Header	3Phase	PL-110-E-10"	0.0034	0.0018	12
KLA	Prod. Header	3Phase	PL-158-E-8"	0.0373	0.0225	12
KLA	Test Header	3Phase	PL-147-E-6"	0.0442	0.0021	9
ZUJ1	Inlet V-001	3Phase	PL-32-A-20"	0.0014	0.0004	3
ZUD	Test Header	3Phase	PL-111-E-6"	0.1309	0.0008	3

Berdasarkan data – data yang didapat tersebut, dari hasil regresi linier, tidak didapatkan korelasi yang kuat antara hasil penentuan laju korosi dengan

kupon terhadap laju penipisan dari pipa. Hal ini ditunjukkan dengan hasil regresi linier seperti pada Gambar dibawah ini.

Persamaan yang dihasilkan adalah $Y = 0,0007X + 0,0046$ dengan koefisien korelasi (R^2) yang sangat kecil



Gambar 5.6 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran multifasa.

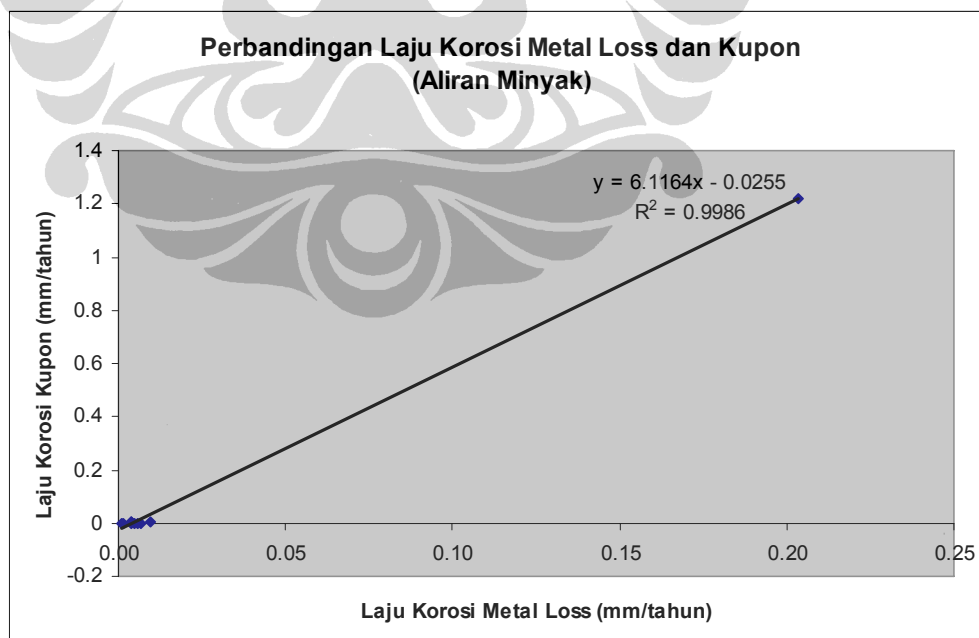
Dari Tabel 5.5, terlihat bahwa rata – rata nilai yang dihasilkan oleh kupon lebih rendah dibandingkan laju penipisan yang terjadi pada pipa. Perbedaan laju korosi yang terjadi, kemungkinan besar disebabkan oleh beberapa faktor, yang utama adalah terkait dengan sensitifitas dari kedua metode tersebut. Faktor lainnya yang berpengaruh adalah terkait dengan posisi penempatan kupon pada pipa. Posisi – posisi yang berbeda – beda dikhawatirkan akan memberikan hasil yang berbeda – berbeda juga.

5.2.2. Aliran Minyak

Ada 11 titik yang diambil untuk melihat perbandingan antara laju korosi pada kupon dengan laju korosi yang terukur dari penipisan logam. Data selengkapnya ada pada Tabel 5.6.

Tabel 5.6 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran minyak.

Platform	Lokasi	Stream	No. Pipa	Metal Loss (mm/tahun)	Laju Korosi Kupon (mm/tahun)	Orientasi Kupon (Arah Jan)
BIC	Outlet Oil V-400	Oil	03-506-A-4"	0.0036	0.0024	12
B2C	Outlet Oil V-44-01A	Oil	PL-305-B-3"	0.0038	0.0024	12
KLB	MOL to KLA	Oil	PL-119-B-12"	0.0038	0.0009	3
KLA	MOL from KLC	Oil	PL-126-B-6"	0.0095	0.0066	12
KLA	MOL to Lima	Oil	PL-143-B-14"	0.0008	0.0001	12
KLA	MOL from KLB	Oil	PL-125-B-12"	0.0056	0.0006	3
ZUJ1	Outgoing to ZUA/D	Oil	PL-XXX-D-8"	0.0067	0.0002	3
MMF	Incoming MOL from MBA	Oil	PL-101-A-12"	0.0050	0.0001	12
LLB	MOL to LC	Oil	LLB-048-A-8"	0.2036	1.2216	12
EC	MGL from EE	Oil	6"	0.1382	0.0007	9
ZUD	MOL to ZUJ1	Oil	PL-119-B-12"	0.0014	0.0013	12



Gambar 5.7 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran minyak..

Hasil regresi linier dari data pada Tabel diatas, menunjukkan bahwa hasil laju korosi kupon dan laju penipisan pada pipa dengan aliran minyak menunjukkan hasil yang sangat korelatif.

Dimana dengan hasil persamaan linier $Y = 6,1164X - 0.0255$ koefisien korelasinya adalah sebesar 0,9986. Nilai koefisien korelasi yang mendekati angka 1 itu berarti persamaan linier tersebut bisa bernilai benar.

Apabila kita cermati, data pada Tabel dan kurva pada Gambar, menunjukkan rata – rata hasil laju korosi kupon dan laju penipisan dinding pipa yang besarnya tidak terlalu bervariasi dan cukup konsisten, jika dibandingkan dengan hasil yang didapatkan pada aliran multifasa. Kondisi ini menunjukkan bahwa pada pipa dengan aliran minyak, hasil laju korosi terukur dengan kupon mempunyai perbandingan yang cukup tetap terhadap hasil laju penipisan dinding pipa. Nilai perbandingan yang tetap ini kemungkinan besar disebabkan oleh tidak terlalu berpengaruhnya posisi kupon pada pengukuran laju korosi dalam aliran minyak. Selisih nilai yang terjadi lebih disebabkan oleh perbedaan proses perolehan hasil laju korosi sehingga sangat memungkinkan untuk terjadinya perbedaan hasil.

5.2.3. Aliran Gas

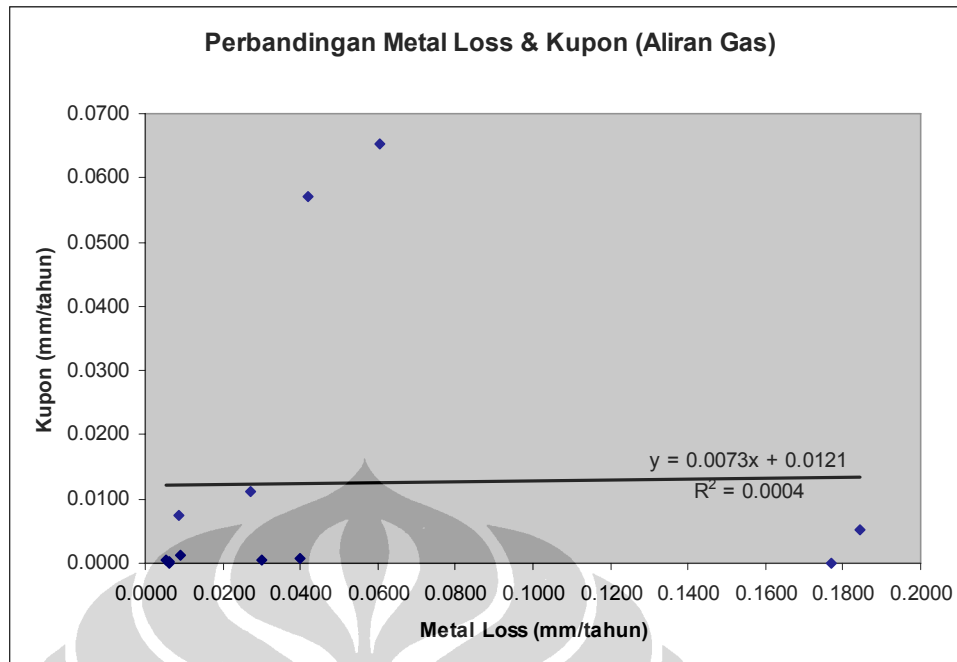
Pada pipa yang mengalirkan gas, didapatkan beberapa titik sample untuk membandingkan antara laju korosi pada kupon dengan laju korosi berdasarkan penipisan dinding pipa. Tabel 5.7 berikut memuat data – data tersebut.

Tabel 5.7 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas.

Platform	Lokasi	Stream	No. Pipa	Metal Loss (mm/tahun)	Laju Korosi Kupon (mm/tahun)	Orientasi Kupon (Arah Jan)
BIC	Outlet Gas V-400	Gas	03-516X-A-10"	0.0052	0.0004	12
BIC	Gas from YA	Gas	PG-200-XD-8"	0.0606	0.0653	12
BIC	Outlet Gas V-3	Gas	03-19-F1-16"	0.0273	0.0112	12
BIC	Gas from UWA	Gas	03-41-C1-16"	0.0061	0.0001	3
B2C	Gas Outlet V44-01A	Gas	PG-318-D-10"	0.0087	0.0074	12
KLB	Gas to KLXB	Gas	PG-210-XD-20"	0.0061	0.0002	12
ZUJ1	MGL to PCP	Gas	PG-109-D-10"	0.0302	0.0004	3
ZUJ1	Incoming fr ZUE	Gas	PL-114-B-16"	0.0091	0.0013	12
ZUJ1	Incoming fr ZUG/C	Gas	PL-110-B-12"	0.0400	0.0007	9
LLB	MGL to LC	Gas	LLB-042-A-8"	0.0418	0.057	3
EC	MGL from EE	Gas	6"	0.1842	0.0052	9
ECOM	Gas from FCOM	Gas	16"-G-D-048	0.1768	0.0001	3

Hasil regresi linier dengan membandingkan dua data laju korosi dari dua metode yang berbeda pada pipa dengan aliran gas, menunjukkan hal yang tidak jauh berbeda dengan hasil pada aliran multifasa, dimana tingkat korelasi antara hasil dua metode tersebut yang sangat kecil.

Persamaan yang dihasilkan dari regresi linier adalah $Y = 0,0073 X + 0,0121$ dengan nilai koefisien korelasi (R^2) adalah sebesar **0,0004**. Nilai koefisien korelasi yang kecil ini menunjukkan bahwa persamaan yang dihasilkan dari regresi linier tersebut menunjukkan hubungan yang kurang korelatif.



Gambar 5.8 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran gas.

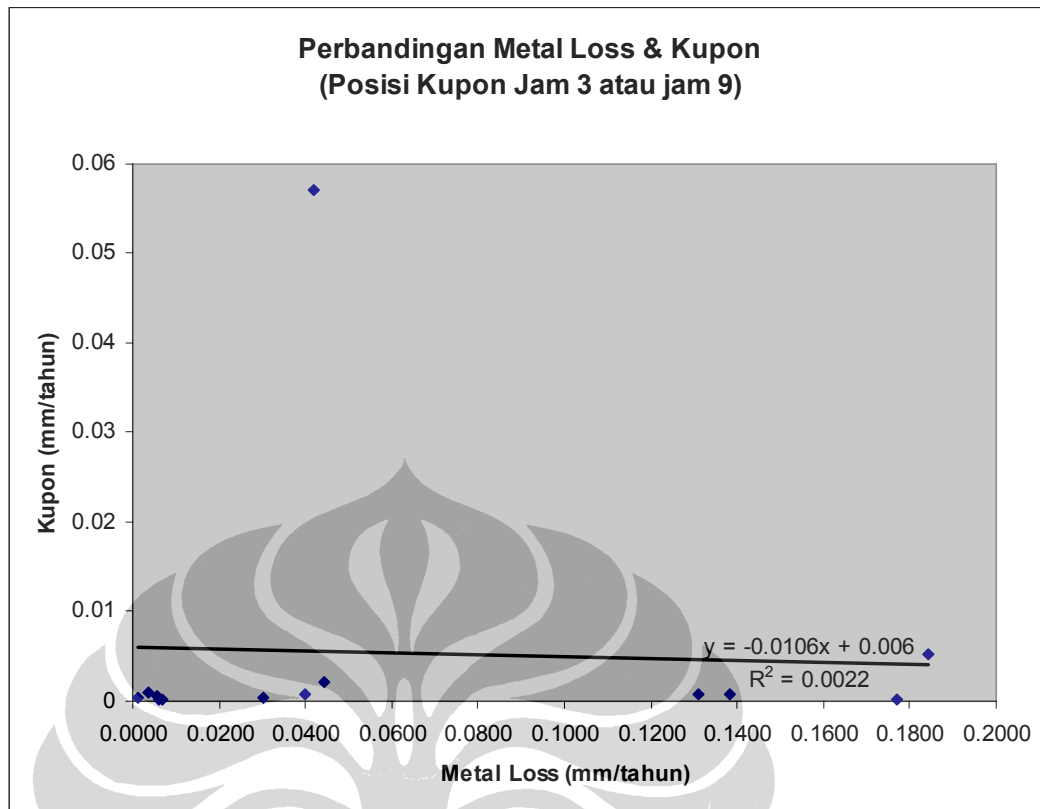
Kondisi yang kurang korelatif antara hasil laju korosi dari kupon dan laju penipisan dinding pipa pada pipa dengan aliran gas kemungkinan disebabkan oleh faktor yang sama dengan yang terjadi pada aliran multifasa.

5.2.4. Analisa Tingkat Akurasi Hasil

Dari hasil perbandingan hasil laju korosi kupon dengan laju penipisan dinding pipa, dicurigai disebabkan oleh dua faktor utama, yaitu:

- Perbedaan lamanya waktu *exposure* yang mengakibatkan perbedaan sensitifitas dalam laju korosi yang terukur.
- Posisi dari kupon yang tidak representatif untuk terjadinya korosi seperti yang dialami pipa.

Untuk melihat faktor yang dominan dari dua faktor tersebut diatas, maka dilakukan juga regresi linier dari dua metode penentuan laju korosi tersebut dengan didasarkan pada posisi dari kupon yang dipasang pada pipa, yaitu pada jam 6 atau 12 dan jam 3 atau jam 9.



Gambar 5.9 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada posisi kupon arah jam 3 dan jam 9.

Dari hasil perbandingan dua metode tersebut, yang didasarkan pada posisi dari kupon dalam pipa, didapatkan bahwa posisi kupon pada jam 3 dan jam 9 dari arah aliran pipa menunjukkan hasil yang tidak korelatif, sehingga bisa disimpulkan bahwa posisi kupon pada arah jam – jam tersebut tidak representatif. Sehingga hasil laju korosi yang didapatpun tidak konsisten.

Sebaliknya untuk posisi kupon pada arah jam 6 atau jam 12 menunjukkan hal yang sebaliknya, dimana hasil laju korosi dengan dua metode yang berbeda menunjukkan adanya hubungan yang konsisten, sehingga cukup *reliable* hasil laju korosi dari kupon - kupon tersebut.

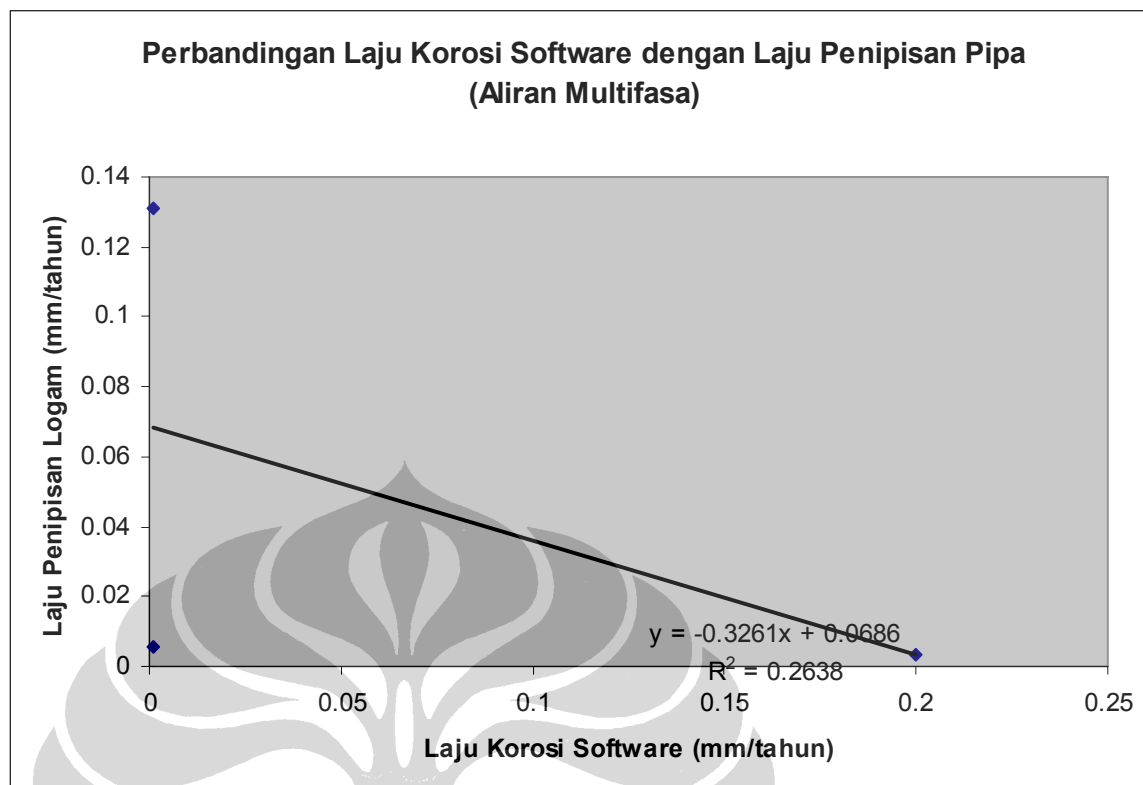
Secara prinsip sebenarnya kedua metode ini akan menghasilkan nilai laju korosi yang berbeda, hal ini terkait dengan kondisi bahwa *software* cenderung akan menghasilkan laju korosi yang lebih konservatif dibandingkan laju penipisan dinding pipa yang terukur. Hasil dari *software* mempunyai sensitifitas yang lebih tinggi terhadap parameter – parameter operasi yang diinput dibandingkan yang dialami oleh dinding pipa itu sendiri, karena parameter operasi kemungkinan hanya berlaku pada suatu rentang waktu yang pendek, sedangkan perhitungan laju penipisan dinding pipa dihitung berdasarkan suatu rentang waktu yang relatif lebih panjang.

5.3.1. Aliran Multifasa

Pada pipa dengan aliran multifasa, hasil laju korosi antara perhitungan *software* dengan laju penipisan pipa tidak menunjukkan hubungan yang cukup korelatif. Kondisi ini sama dengan kondisi pada perbandingan sebelumnya, yaitu pada perbandingan antara hasil laju korosi kupon dengan laju penipisan logam pada pipa dengan aliran multifasa (sub bab 5.2.1).

Tabel 5.8 Data hasil kalkulasi *software* dan laju penipisan dinding pipa pada aliran multifasa.

Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi UT
				mm/tahun	mm/tahun
KLB	Prod. Header	Sep-09	3Phase	0.2	0.0034
KLA	Prod. Header	Sep-09	3Phase	0.001	0.0057
ZUD	Test Header	Aug-09	3Phase	0.001	0.1309



Gambar 5.11 Perbandingan laju korosi hasil *software* dengan laju penipisan pipa pada aliran multifasa.

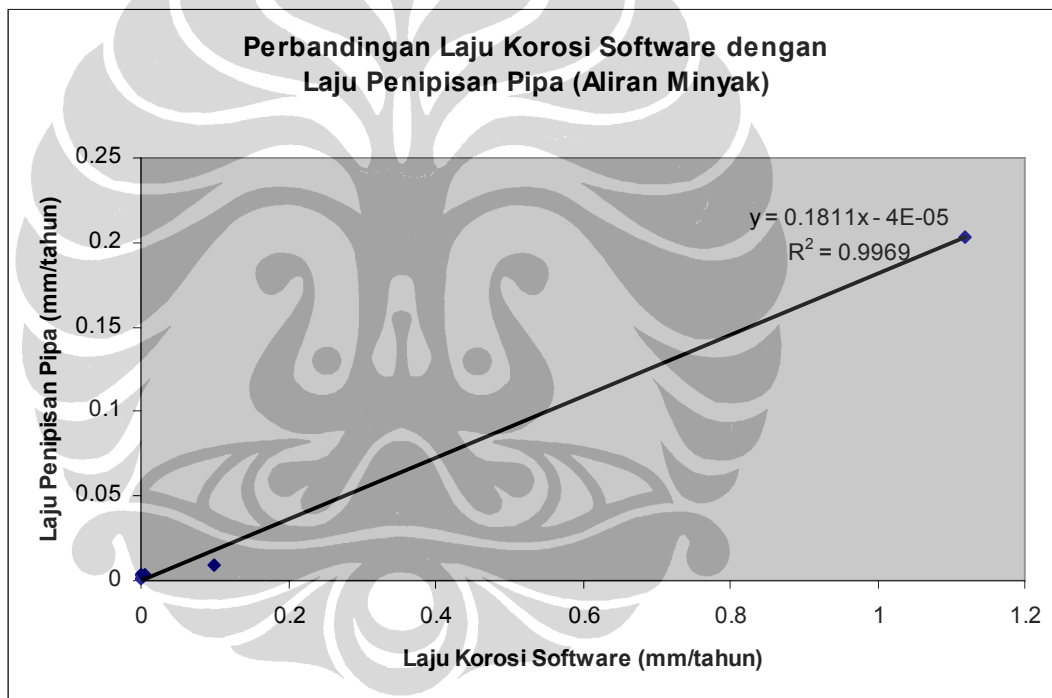
Hasil yang tidak korelatif tersebut lebih disebabkan oleh perbedaan sensitifitas antara *software* dengan hasil laju penipisan dinding pipa terukur, dimana parameter – parameter operasi yang diinputkan ke *software* diambil pada suatu waktu tertentu, sedangkan hasil laju penipisan dihasilkan dari hasil rata – rata penipisan yang terjadi dalam satu rentang waktu yang panjang.

5.3.2. Aliran Minyak

Hasil perbandingan antara laju korosi *software* dengan laju penipisan dinding pipa pada aliran minyak menunjukkan tingkat korelasi yang cukup tinggi. Hal ini sama dengan kondisi pada perbandingan metode kupon dan laju penipisan pipa pada sub bab 5.2.2.

Tabel 5.9 Data hasil kalkulasi *software* dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas.

Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi UT
				mm/tahun	mm/tahun
B1C	Oil OL V-400	Dec-09	Oil	0.004	0.0036
LLB	MOL to LC	Jan-10	Oil	1.12	0.2036
KLB	MOL to KLA	Sep-09	Oil	0.001	0.0038
KLA	3Ph from KLC	Sep-09	Oil	0.1	0.0095
ZUD	Incoming MOL from ZUJ1	Aug-09	Oil	0.001	0.0014



Gambar 5.12 Perbandingan laju korosi hasil software dengan laju penipisan pipa pada aliran minyak.

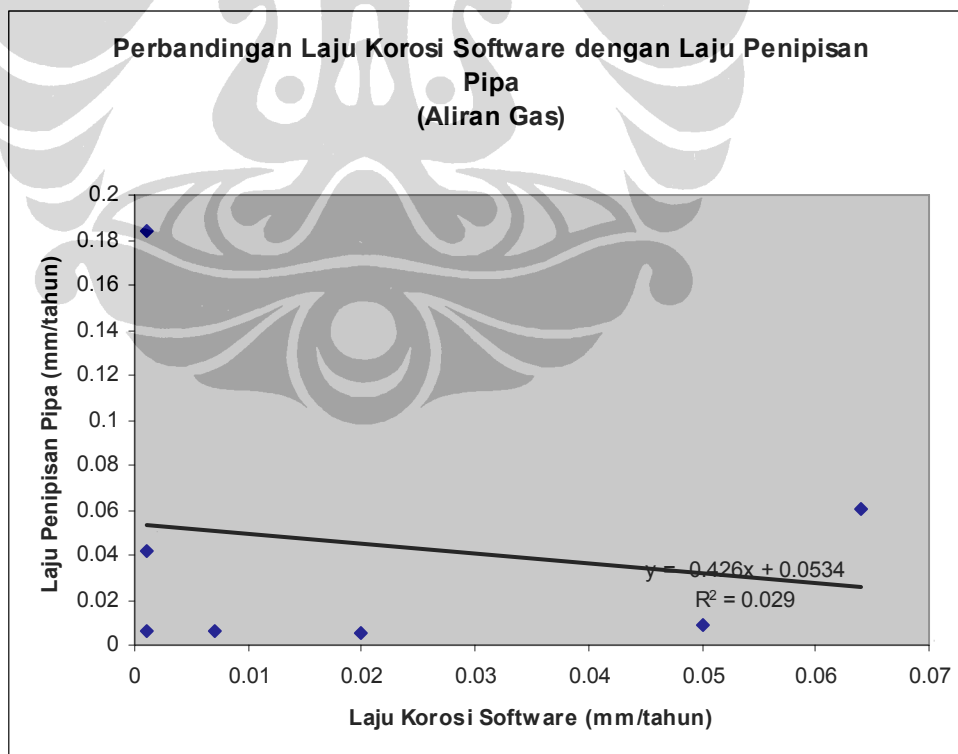
Hasil tersebut diatas menunjukkan bahwa hasil kalkulasi *software* lebih bisa merepresentasikan hasil laju penipisan dinding pipa pada pipa dengan aliran minyak. Hal ini menunjukkan kemungkinan besar kondisi korosi di dalam pipa dengan aliran minyak cenderung konstan dalam rentang waktu yang panjang.

5.3.3. Aliran Gas

Perbandingan antara hasil kalkulasi *software* dengan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas menunjukkan hasil yang tidak jauh berbeda dengan hasil perbandingan pada aliran multifasa.

Tabel 5.10 Data hasil kalkulasi *software* dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas.

Platform	Lokasi	Tanggal	Fluida	Hasil Kalkulasi dengan ECE	Laju Korosi UT
				mm/tahun	mm/tahun
B1C	Gas OL V-400	Dec-09	Gas	0.02	0.0052
B1C	Gas from YA	Dec-09	Gas	0.064	0.0606
B1C	Gas fom UWA	Dec-09	Gas	0.007	0.0061
B2C	Gas outlet V-44-01-A	Dec-09	Gas	0.05	0.0087
EC	MGL from EE	Feb-10	Gas	0.001	0.1842
KLB	MGL to KLXB	Sep-09	Gas	0.001	0.0061
LLB	MGL to LC	Jan-10	Gas	0.001	0.0418



Gambar 5.13 Perbandingan laju korosi hasil *software* dengan laju penipisan pipa pada aliran gas.

Hasil yang tidak korelatif tersebut lebih disebabkan oleh perbedaan sensitifitas antara *software* dengan hasil laju penipisan dinding pipa terukur, dimana parameter – parameter operasi yang diinputkan ke *software* diambil pada suatu waktu tertentu, sedangkan hasil laju penipisan dihasilkan dari hasil rata – rata penipisan yang terjadi dalam satu rentang waktu yang panjang. Pada pipa dengan aliran yang terdapat gas didalamnya ada kemungkinan jumlah gas dan gas ikutannya (seperti CO₂ dan H₂S) cenderung bervariasi, dimana hal ini menyebabkan serangan korosi yang tidak konstan sepanjang waktu.

5.4. Analisa Korosi pada Sampel Kupon

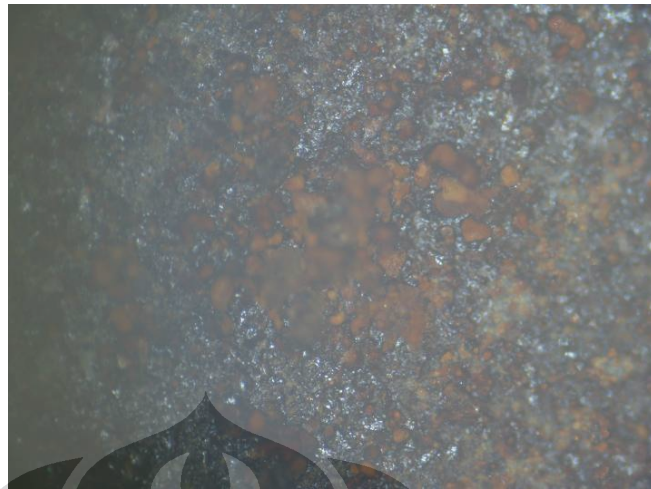
Laju korosi yang terjadi pada kupon, sangat terkait dengan mekanisme korosi yang terjadi, dimana perbedaan jenis korosi akan menyebabkan hasil laju korosi yang berbeda pula.

5.4.1. Sampel Kupon pada Aliran Multifasa

Sampel kupon diambil dari kupon yang ditempatkan di aliran multifasa dengan kandungan gas CO₂ yang diukur secara insitu sebesar 3 % dan 0,5 %. Kupon – kupon tersebut mengalami laju korosi secara berurutan sebesar 0,0335 mm/tahun dan 0,0012 mm/tahun. Foto makroskopi dari kupon terlihat seperti pada Gambar dibawah ini.



Gambar 5.14 Kupon pada CO₂ 3 % dengan laju korosi 0,0335 mm/tahun.
Perbesaran 100x.

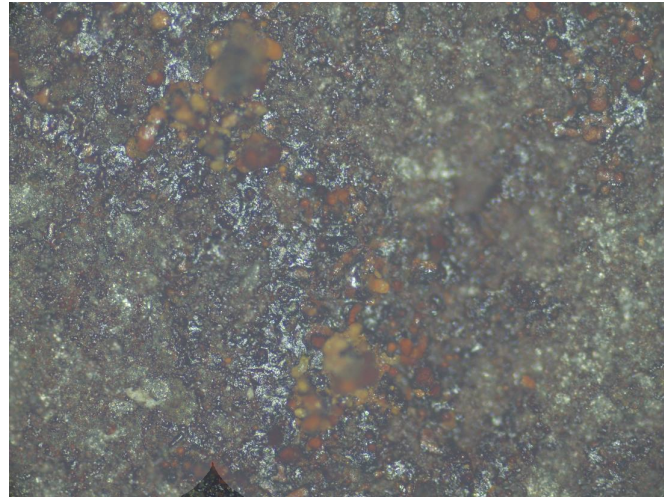


Gambar 5.15 Kupon pada CO_2 0.5 % dengan laju korosi 0,0012 mm/tahun.
Perbesaran 100x.

Dari foto diatas, sekilas tidak tampak perubahan yang signifikan terhadap pola korosi yang terjadi pada kupon dengan laju korosi yang berbeda serta kandungan CO_2 yang terekspos juga berbeda pada pipa dengan aliran multifasa. Foto – foto diatas menunjukkan bahwa pola korosi yang terjadi adalah relatif sama yaitu kemungkinan akibat korosi CO_2 namun dengan intensitas yang berbeda, sehingga menghasilkan laju korosi yang berbeda pula. Perbedaan intensitas korosi ini, disebabkan oleh parameter – parameter operasional seperti suhu dan tekanan, kandungan gas korosif dan juga pola aliran fluida yang terjadi pada aliran fluida multifasa.

5.4.2. Sampel Kupon pada Aliran Minyak

Sampel kupon diambil dari kupon yang ditempatkan di aliran minyak dengan kandungan gas CO_2 yang diukur secara insitu sebesar 11 % dan 1%. Kupon – kupon tersebut mengalami laju korosi secara berurutan sebesar 0,0092 mm/tahun dan 0,0024 mm/tahun. Foto makroskopi dari kupon terlihat seperti pada Gambar dibawah ini.



Gambar 5.16 Kupon pada CO₂ 11 % dengan laju korosi 0,0092 mm/tahun.
Perbesaran 100x.



Gambar 5.17 Kupon pada CO₂ 1 % dengan laju korosi 0,0024 mm/tahun.
Perbesaran 100x.

Terlepas dari penempatan posisi atau letak kupon pada pipa, foto kupon diatas memperlihatkan bahwa perbedaan kandungan gas CO₂ yang signifikan pada aliran minyak tidak memberikan laju korosi yang juga berbeda secara signifikan. Laju korosi pada pipa aliran minyak lebih banyak dipengaruhi oleh mekanisme *self inhibiting* dari minyak tersebut, dimana jumlah minyak lebih dominan daripada jumlah air yang melewati pipa, sehingga mekanisme laju korosi CO₂ dipengaruhi sepenuhnya *opportunity* dari CO₂ untuk *dissolved* ke dalam air.

Faktor lain yang sangat berpengaruh adalah terkait dengan tekanan operasional dari sistem, dimana akan menentukan *partial pressure* dari CO₂. *Partial pressure* inilah yang akan menjadi *driving force* dari CO₂ untuk larut dalam air.

5.4.3. Sampel Kupon pada Aliran Gas

Sampel kupon diambil dari kupon yang ditempatkan di aliran gas dengan kandungan gas CO₂ yang diukur secara insitu sebesar 25 % dan 1%. Kupon – kupon tersebut mengalami laju korosi secara berurutan sebesar 0,0493 mm/tahun dan 0,0003 mm/tahun. Foto makroskopi dari kupon terlihat seperti pada Gambar dibawah ini.



Gambar 5.18 Kupon pada CO₂ 25 % dengan laju korosi 0,0493 mm/tahun.
Perbesaran 100x.



Gambar 5.19 Kupon pada CO₂ 1 % dengan laju korosi 0,0003 mm/tahun.
Perbesaran 100x.

Laju korosi kupon pada aliran gas sangat dipengaruhi oleh komposisi gas korosif yang ada. Namun demikian korosi yang terjadi disebabkan oleh adanya air dalam bentuk *free-water* yang terkondensasi dalam pipa tersebut. Foto kupon diatas menunjukkan korosi CO₂ dengan intensitas yang berbeda sehingga menghasilkan laju korosi yang berbeda juga.

Faktor lain yang sangat berpengaruh adalah terkait dengan tekanan operasional dari sistem, dimana akan menentukan *partial pressure* dari CO₂. *Partial pressure* inilah yang akan menjadi *driving force* dari CO₂ untuk larut dalam air.