

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

IV. 1 PERHITUNGAN CORROSION RATE PIPA

Berdasarkan *Corrosion Rate Qualitative Criteria* (NACE RP0775-99), terdapat empat (4) tingkat laju korosi (hilangnya ketebalan per mm/ tahun) yaitu :

Tabel 4. 1 Pengelompokan kualitatif laju korosi

Corrosion rate	Severity level
< 0.025 mmpy	Low
0.025 mm < x < 0.12 mmpy	Medium
0.14 < x < 0.25 mmpy	High
> 0.25 mmpy	Severe

Tabel berikut merangkum perhitungan laju korosi dari jalur yang telah dipilih pada CS dengan membandingkan ketebalan dinding pipa pada saat instalasi (ketebalan sebelumnya) yaitu pada tahun 1989 dengan nilai ketebalan dinding hasil inspeksi saat ini (tahun 2007) yang berjarak 18 tahun.

Tabel 4. 1 Penghitungan nilai laju korosi masing-masing jalur pada CS

No	Jalur pipa	No Jalur	Ketebalan sebelumnya (mm)	Ketebalan aktual (mm)	Laju korosi (mmpy)	Tingkat laju korosi
1	PG-0110-XD-20" (PG-110-D-20 TO PG-111-XD-26)	C1-1	26.162	12.47	0.760	Severe
2	PG-0101-XD-2" (PG- 101-XD-12 TO 2" NC VALVE)	C2-1	7.112	5.11	0.111	Medium
		C2-2	7.112	5.49	0.090	Medium

		C2-3	7.112	5.32	0.100	Medium
3	PG0105-D-4" (RED 6"x4" TO RED 6"x4")	C3-1	12.70	11.07	0.090	Medium
		C3-2	9.31	8.59	0.040	Medium
		C3-3	9.31	8.07	0.069	Medium
		C3-4	9.31	9.07	0.013	Low
		C3-5	9.31	8.35	0.053	Medium
		C3-6	12.70	11.0	0.094	Medium
4	PG-0105-D-10" (PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)	C4-1	14.986	10.27	0.262	Severe
		C4-2	14.986	10.16	0.268	Severe
		C4-3	14.986	10.36	0.257	Severe
		C4-4	14.986	10.05	0.274	Severe
		C4-5	14.986	10.43	0.253	Severe
		C4-6	14.986	14.29	0.039	Low
		C4-7	14.986	10.35	0.257	Severe
		C4-8	14.986	9.89	0.283	Severe
		C4-9	14.986	10.33	0.259	Severe
		C4-10	14.986	10.82	0.231	High
		C4-11	14.986	10.86	0.229	High
		C4-12	14.986	13.27	0.095	Medium
		C4-13	14.986	11.19	0.211	High
		C4-14	14.986	14.34	0.036	Medium
		C4-15	14.986	12.38	0.145	High
		C4-16	14.986	10.79	0.233	High
		C4-17	14.986	13.22	0.098	Medium
		C4-18	14.986	13.31	0.093	Medium
		C4-19	14.986	12.99	0.111	Medium
		C4-20	14.986	13.36	0.090	Medium
		C4-21	14.986	13.85	0.063	Medium
		C4-22	14.986	13.16	0.101	Medium
		C4-23	14.986	12.47	0.140	High
		C4-24	14.986	13.27	0.095	Medium
5	PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)	C5-1	7.112	5.04	0.115	Medium
		C5-2	7.112	4.11	0.166	High
		C5-3	7.112	4.10	0.167	High
		C5-4	7.112	1.10	0.334	Severe
		C5-5	7.112	4.16	0.164	High
		C5-6	7.112	3.98	0.174	High
		C5-7	7.112	4.40	0.150	High
6	PG-0113-D-2" (PG- 117-D-6" TO 2" BALL VALVE)	C6-1	7.112	4.30	0.091	Medium

7	PG-0102-XD-20" (PG-101-XD-26" TO PG-102-D-20)	C7-1	12.70	11.27	0.079	Medium
8	PG-0117-D-6" (MM-V-41-01 TO 6" WELD CAP)	C8-1	12.70	10.03	0.148	High
		C8-2	12.70	8.85	0.213	Severe
		C8-3	12.70	9.71	0.166	Severe
		C8-4	12.70	9.20	0.194	Severe
		C8-5	12.70	10.75	0.108	Medium
		C8-6	12.70	11.05	0.092	Medium
		C8-7	12.70	11.09	0.089	Medium
		C8-8	12.70	11.84	0.048	Medium

Sedangkan untuk penghitungan laju korosi pada FS dirangkum pada tabel berikut, dengan membandingkan ketebalan awal pipa pada tahun 1980 dengan ketebalan pipa hasil inspeksi terakhir yang dilakukan pada tahun 2007 (interval 27 tahun).

Tabel 4. 2 Penghitungan nilai laju korosi masing-masing jalur pada FS

No	Jalur pipa	No Jalur	Ketebalan sebelumnya (mm)	Ketebalan aktual (mm)	Laju korosi (mmpy)	Tingkat laju korosi
1	PG-0019-D-10" (E-001-BX to V-001-HX)	F1-1	14.986	11.94	0.112	Medium
		F1-2	14.986	14.65	0.012	Low
		F1-3	14.986	14.12	0.032	Medium
		F1-4	14.986	14.53	0.016	Low
		F1-5	14.986	12.43	0.095	Medium
		F1-6	14.986	12.75	0.083	Medium
		F1-7	14.986	12.07	0.108	Medium
		F1-8	14.986	11.35	0.135	High
		F1-9	14.986	12.45	0.094	Medium
		F1-10	14.986	12.15	0.105	Medium
		F1-11	14.986	12.62	0.088	Medium
		F1-12	14.986	12.45	0.094	Medium
		F1-13	14.986	12.16	0.105	Medium
2	PG-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16)	F2-1	22.352	16.02	0.234	High
		F2-2	22.352	16.52	0.216	High
		F2-3	22.352	19.21	0.043	Medium
		F2-4	22.352	19.07	0.121	High
		F2-5	22.352	15.79	0.243	High
		F2-6	22.352	15.62	0.249	High

	F2-7	22.352	7.19	0.561	Severe
	F2-8	22.352	11.36	0.407	Severe

IV. 2 PERHITUNGAN REMAINING LIFE ASSESSMENT PIPA

Nilai RLA ini akan digunakan untuk memprediksi apakah komponen tersebut dapat bertahan hingga inspeksi berikutnya atau tidak. Pada penelitian kali ini, tidak akan dilakukan perbandingan dengan interval waktu inspeksi berikutnya, namun hanya akan dibandingkan dengan umur pakai yang diharapkan (*expected life*, EL), yaitu hingga masa peninjauan pertama pada tahun 2018 (10 tahun mendatang).

Berikut adalah tabel perhitungan nilai RLA kesepuluh jalur pada CS dan FS.

Tabel 4. 3 Penghitungan nilai RLA masing-masing jalur pada CS

No	Jalur pipa	No Jalur	Ketebalan aktual (mm)	Ketebalan minimal yang ditoleransi (mm)	Laju korosi (mmpy)	RLA (tahun)	Status (EL 10 tahun)
1	PG-0110-XD-20" (PG-110-D-20 TO PG-111-XD-26)	C1-1	12.47	5.86	0.760	8.70	> ½ EL (8.70 tahun)
2	PG-0101-XD-2" (PG-101-XD-12 TO 2" NC) VALVE)	C2-1	5.11	0.70	0.111	39.73	> EL (39.73 tahun)
		C2-2	5.49	0.70	0.090	53.22	
		C2-3	5.32	0.70	0.100	46.20	
3	PG0105-D-4" (RED 6"x4" TO RED 6"x4")	C3-1	11.07	6.73	0.090	48.22	> EL (45.43 tahun)
		C3-2	8.59	4.57	0.040	100.50	
		C3-3	8.07	4.57	0.069	50.72	
		C3-4	9.07	4.57	0.013	346.15	
		C3-5	8.35	4.57	0.053	71.32	
		C3-6	11.0	6.73	0.094	45.43	
4	PG-0105-D-10"	C4-1	10.27	10.92	0.262	-2.48	< EL

	(PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)	C4-2	10.16	10.92	0.268	-2.84	(-3.64 tahun)
		C4-3	10.36	10.92	0.257	-2.18	
		C4-4	10.05	10.92	0.274	-3.18	
		C4-5	10.43	10.92	0.253	-1.94	
		C4-6	14.29	10.92	0.039	86.41	
		C4-7	10.35	10.92	0.257	-2.22	
		C4-8	9.89	10.92	0.283	-3.64	
		C4-9	10.33	10.92	0.259	-2.28	
		C4-10	10.82	10.92	0.231	-0.43	
		C4-11	10.86	10.92	0.229	-0.26	
		C4-12	13.27	10.92	0.095	24.74	
		C4-13	11.19	10.92	0.211	1.28	
		C4-14	14.34	10.92	0.036	95.00	
		C4-15	12.38	10.92	0.145	10.07	
		C4-16	10.79	10.92	0.233	-0.56	
		C4-17	13.22	10.92	0.098	23.47	
		C4-18	13.31	10.92	0.093	25.70	
		C4-19	12.99	10.92	0.111	18.65	
		C4-20	13.36	10.92	0.090	27.11	
		C4-21	13.85	10.92	0.063	46.51	
		C4-22	13.16	10.92	0.101	22.18	
		C4-23	12.47	10.92	0.140	11.07	
		C4-24	13.27	10.92	0.095	24.74	
5	PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)	C5-1	5.04	2.41	0.115	22.87	
		C5-2	4.11	2.41	0.166	10.24	
		C5-3	4.10	2.41	0.167	10.12	
		C5-4	1.10	2.41	0.334	-3.92	
		C5-5	4.16	2.41	0.164	10.67	
		C5-6	3.98	2.41	0.174	9.02	
		C5-7	4.40	2.41	0.150	13.27	
6	PG-0113-D-2" (PG-117-D-6" TO 2" BALL VALVE)	C6-1	4.30	2.41	0.091	20.77	> EL (20.77 tahun)
7	PG-0102-XD-20" (PG-101-XD-26" TO PG-102-D-20)	C7-1	11.27	5.96	0.079	67.22	> EL (67.22 tahun)
8	PG-0117-D-6"	C8-1	10.03	6.73	0.148	22.30	> ½ EL

	(MM-V-41-01 TO 6" WELD CAP)	C8-2	8.85	6.73	0.213	9.95	(9.95 tahun)
		C8-3	9.71	6.73	0.166	17.95	
		C8-4	9.20	6.73	0.194	12.73	
		C8-5	10.75	6.73	0.108	37.22	
		C8-6	11.05	6.73	0.092	46.96	
		C8-7	11.09	6.73	0.089	48.99	
		C8-8	11.84	6.73	0.048	106.46	

Tabel 4. 4 Penghitungan nilai RLA masing-masing jalur pada FS

No	Jalur pipa	No Jalur	Ketebalan aktual (mm)	Ketebalan minimal yang ditoleransi (mm)	Laju korosi (mmpy)	RLA	Status (EL 1 tahun)
1	PG-0019-D-10" (E-001-BX to V-001-HX)	F1-1	11.94	10.92	0.112	9.11	> EL (9.11 tahun)
		F1-2	14.65	10.92	0.012	310.83	
		F1-3	14.12	10.92	0.032	100.00	
		F1-4	14.53	10.92	0.016	225.63	
		F1-5	12.43	10.92	0.095	15.89	
		F1-6	12.75	10.92	0.083	22.05	
		F1-7	12.07	10.92	0.108	10.65	
2	PG-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16)	F2-1	16.02	16.26	0.234	-1.03	< EL (-16.17 tahun)
		F2-2	16.52	16.26	0.216	1.20	
		F2-3	19.21	16.26	0.043	68.60	
		F2-4	19.07	16.26	0.121	23.22	
		F2-5	15.79	16.26	0.243	-1.93	
		F2-6	15.62	16.26	0.249	-2.57	
		F2-7	7.19	16.26	0.561	-16.17	
		F2-8	11.36	16.26	0.407	-12.04	

Adanya nilai negatif pada hasil perhitungan RLA menunjukkan bahwa komponen tersebut sudah tidak layak digunakan karena nilai ketebalan pipa sudah dibawah batas ketebalan yang ditolerir untuk proses yang berlangsung.

Berdasarkan hasil perhitungan diatas, maka pada kesepuluh (10) jalur *compression* dan *flow section* yang dibahas dapat dibuat sebuah pengelompokan berdasarkan kondisi ketebalan dan nilai RLA-nya . Jalur-jalur yang memiliki nilai umur *expected life* (EL) kurang dari setengah (1/2) interval inspeksi berikutnya akan diperiksa dengan menggunakan perhitungan kekuatan pipa. Perhitungan ini dilakukan dengan menggunakan tiga (3) buah metode perhitungan yang terdapat

pada perangkat lunak RSTRENG 5.5 (B31 G, 0.85 dL dan *effective area*). Hasil dari perhitungan kemudian akan dapat digunakan untuk menentukan tindak lanjut yang harus diambil, mengganti komponen pipa atau dengan menurunkan tekanan proses (*derating*).

Tabel 4. 5 Rangkuman perhitungan RLA

<i>Platform section</i>	Nama jalur	Nilai RLA terendah	<i>Expected life</i>	Kondisi jalur berdasarkan pemeriksaan ketebalan
<i>Compression station</i>	PG-0110-XD-20" (PG-110-D-20 TO PG-111-XD-26)	> ½ EL (8.70 tahun)	10 tahun	Cukup baik
	PG-0101-XD-2" (PG-101-XD-12 TO 2" NC VALVE)	> EL (39.73 tahun)		Baik dan masih layak pakai
	PG0105-D-4" (RED 6"x4" TO RED 6"x4")	> EL (45.43 tahun)		Baik dan masih layak pakai
	PG-0105-D-10" (PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)	< EL (-3.64 tahun)		Tidak layak pakai dan <u>harus diperiksa kekuatan berdasarkan tebal sisa</u>
	PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)	< EL (-3.92 tahun)		Tidak layak pakai dan <u>harus diperiksa kekuatan berdasarkan tebal sisa</u>
	PG-0113-D-2" (PG-117-D-6" TO 2" BALL VALVE)	> EL (20.77 tahun)		Baik dan masih layak pakai
	PG-0102-XD-20" (PG-101-XD-26" TO PG-102-D-20)	> EL (67.22 tahun)		Baik dan masih layak pakai
	PG-0117-D-6" (MM-V-41-01 TO 6" WELD CAP)	> ½ EL (9.95 tahun)		Cukup baik
<i>Flow station</i>	PG-0019-D-10" (E-001-BX to V-001-HX)	> EL (9.11 tahun)	1 tahun	Baik dan masih layak pakai
	PG-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16)	< EL (-16.17 tahun)		Tidak layak pakai dan <u>harus diperiksa kekuatan berdasarkan tebal sisa</u>

IV. 3 PERHITUNGAN REMAINING STRENGTH PIPA

Sesuai dengan alur pemeriksaan yang telah ditetapkan pada bab III, maka jalur pipa yang akan diperiksa nilai kekuatannya adalah jalur yang telah mengalami kerusakan korosi parah dan memiliki nilai prakiraan sisa usia pakai lebih kecil dari setengah (1/2) kali umur yang diharapkan dari jalur tersebut. Berdasarkan analisa laju korosi dan perhitungan *remaining life assessment* yang telah dilakukan, maka terdapat dua (2) jalur pada CS dan satu (1) jalur pada FS yang harus diperiksa nilai kekuatannya.

Compression Section

1. PG-0105-D-10" (PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)
Dengan nilai prakiraan sisa umur pemakaian -3.64 tahun (sudah melewati batas ketebalan minimum yang diperbolehkan)
2. PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)
Dengan nilai prakiraan sisa umur pemakaian -3.92 tahun (sudah melewati batas ketebalan minimum yang diperbolehkan)

Flow Section

1. PG-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16)
Dengan nilai prakiraan sisa umur pemakaian -16.17 tahun (sudah melewati batas ketebalan minimum yang diperbolehkan)

Untuk perhitungan nilai kekuatan pipa berdasarkan tebal sisa pipa maka akan digunakan perangkat lunak pembantu yaitu RSTRENG 5.5. Ketiga hasil perhitungan (metode B31G, metode 0.85 dL dan metode *effective area*) dari perangkat lunak RSTRENG akan dibandingkan hasilnya. Dari hasil perhitungan tersebut akan didapat nilai tekanan maksimum yang diperbolehkan dengan kondisi pipa yang ada. Sesuai dengan persamaan 2.7 yang dibahas di bab II, maka setiap hasil tekanan dari perhitungan harus dibagi 3 terlebih dahulu.

$$P = \frac{P_f}{3}$$

Untuk memvalidasi hasil perhitungan tersebut, pada penelitian ini juga akan dilakukan perhitungan secara manual pada setiap titik korosi dengan

menggunakan persamaan yang dibuat oleh Kiefner dan dibahas pada bab II (persamaan 2.5). Nilai MAOP maksimal yang diperbolehkan pada pipa adalah nilai yang terkecil.

$$MAOP = 2 X \frac{(t \text{ min}). (MAWS). (E)}{OD}$$

Dari data ketebalan dinding pipa akan maka akan didapatkan gambaran tentang profil dari pipa tersebut dan kondisi korosinya. Gambaran profil korosi ini akan berguna untuk menjelaskan perbedaan hasil perhitungan kekuatan dari masing-masing metode yang dilakukan.

Proses perhitungan RSTRENG dilakukan dengan membuat asumsi bahwa jarak dari tiap titik pengukuran ketebalan pipa adalah sebesar 5". Asumsi ini dilakukan karena tidak adanya data yang menjelaskan jarak tiap titik, dan nilai 5" dianggap oleh penulis cukup *real* dan aplikatif pada kondisi nyata.

IV.3.1 PG-0105-D-10" (PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)

- Diameter luar pipa (*outside diameter, OD*) : 273.05 mm (10.75")
- Tebal dinding pipa awal : 14.986 mm (0.59")
- *Specified minimum yield strength (SMYS)* : 35,000 psig
- *Maximum Allowable Working Stress (MAWS)* : 15,000 psig
- *Design pressure* : 1200 psig

Perhitungan kekuatan pipa manual (persamaan 2.5)

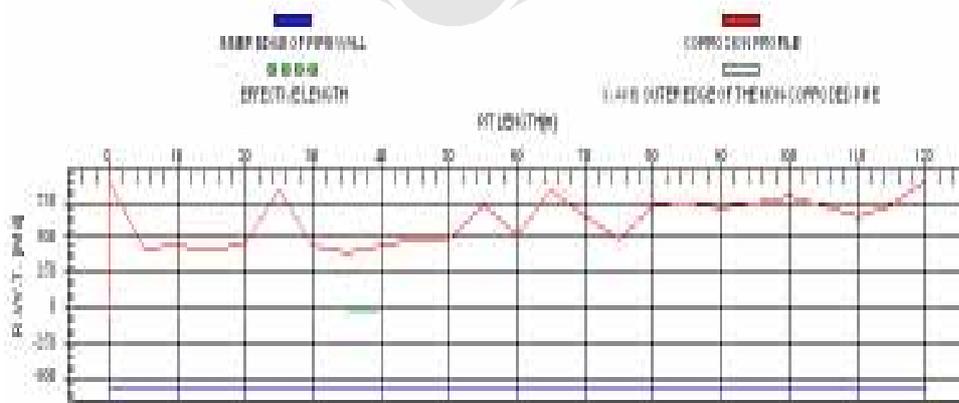
Tabel 4. 6 Perhitungan manual PG-0105-D-10"

Titik pengukuran	Ketebalan sisa dinding pipa (mm)	Nilai MAOP hasil perhitungan	Keterangan	Hasil
C4-1	10.27	1128	<p style="color: red; text-align: center;">Not Accepted</p> Nilai MAOP terendah hasil perhitungan adalah pada titik C4-8 dengan 1087 psig (nilai MAWP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)	Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 1087 psig atau mengganti komponen
C4-2	10.16	1116		
C4-3	10.36	1138		
C4-4	10.05	1104		
C4-5	10.43	1146		
C4-6	14.29	1570		
C4-7	10.35	1137		

C4-8	9.89	1087	<p style="text-align: center;">Not Accepted</p> <p>Nilai MAOP terendah hasil perhitungan adalah pada titik C4-8 dengan 1087 psig (nilai MAWP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)</p>	<p>Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 1087 psig atau mengganti komponen</p>
C4-9	10.33	1135		
C4-10	10.82	1189		
C4-11	10.86	1193		
C4-12	13.27	1458		
C4-13	11.19	1229		
C4-14	14.34	1576		
C4-15	12.38	1360		
C4-16	10.79	1185		
C4-17	13.22	1452		
C4-18	13.31	1462		
C4-19	12.99	1427		
C4-20	13.36	1468		
C4-21	13.85	1522		
C4-22	13.16	1446		
C4-23	12.47	1370		
C4-24	13.27	1458		

Perhitungan kekuatan RSTRENG

Pada RSTRENG, proses perhitungan tidak dilakukan per titik seperti pada cara manual, namun mempertimbangkan kondisi profil dari korosi yang terjadi. Pada jalur PG-0105-D-10” profil yang didapat dari data ketebalan pipa menunjukkan bentuk dengan lembah tercuram terjadi pada jarak 35” dengan sisa ketebalan 9.89 mm dan beberapa bukit pada jarak 25”, 55” dan 60”.



Gambar 4. 1 Profil korosi PG-0105-D-10”

Tabel 4. 7 Perhitungan RSTRENG pada PG-0105-D-10”

Jalur pipa	Jumlah pengukuran (panjang)	Metode B31G (psig)		Metode 0.85 dL (psig)		Metode <i>effective area</i> (psig)		Keterangan	Hasil
		Pf	Pf/3	Pf	Pf/3	Pf	Pf/3		
PG-0105-D-10” (PG-105-D-8” TO MMF GAS LIFT)	24 titik (120 inchi)	2766	922	2766	922	2766	922	Not Accepted (nilai MAOP dibawah nilai tekanan desain, 922 psig)	Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 922 psig atau mengganti komponen

Hasil perhitungan RSTRENG dengan menggunakan ketiga metode sama-sama menunjukkan nilai MAOP pada jalur PG-0105-D-10” adalah sebesar 922 psig. Hasil ini disebabkan karena bentuk profil korosi yang dialami oleh jalur ini cukup sederhana dan cukup merata kedalamannya ,tidak terdapat cacat *pitting* yang jauh lebih dalam dibanding rata-rata ketebalan dinding.

Kesimpulan pengukuran

Dari hasil perhitungan jalur pipa PG-0105-D-10” menggunakan RSTRENG (922 psig) ternyata sejalan dengan perhitungan yang dilakukan secara manual (1087 psig), yaitu jalur ini sudah tidak sesuai untuk proses yang berlangsung saat ini. Nilai penghitungan secara manual lebih besar karena penghitungan ini tidak menggunakan panjangnya flaw atau korosi sebagai parameter perhitungan.

Kedua hasil perhitungan menunjukkan nilai dibawah tekanan desain 1200 psig. Keputusan yang dapat dibuat adalah melakukan *derating* tekanan proses menjadi 922 psig (hasil RSTRENG) atau 1087 psig (manual) atau mengganti komponen pipa tersebut.

Untuk membandingkan kedua keputusan tersebut, maka terdapat beberapa pertimbangan yang dapat digunakan seperti yang dirumuskan Kiefner (*rule of thumb*)⁽²⁰⁾.

1. MAOP perhitungan (922 psig) < tekanan actual < tekanan desain
Pipa tersebut tidak layak digunakan dan harus diganti komponennya, karena kondisi proses sudah tidak aman untuk dilakukan
2. MAOP perhitungan (922 psig) ≥ tekanan actual < tekanan desain
Komponen masih layak digunakan dan hanya perlu melakukan *derating* tekanan proses menjadi 922 psig
3. Kedalaman *pitting* ≥ 80 % nominal pipa, sisa ketebalan ≤ 20% nominal pipa, maka pipa harus diganti
Bila dilihat dari data ketebalan pipa, nilai ketebalan minimum adalah 9.89 mm. Nilai ini adalah setara dengan 66% ketebalan nominal pipa, sehingga masih layak untuk digunakan (> 20%).

Jadi, bila dilihat dari pertimbangan yang telah disebutkan, dengan adanya keterbatasan data mengenai tekanan aktual digunakan pendekatan ketebalan pipa. Karena masih lebih tebal dari batas minimum (20%) maka pipa layak digunakan namun perlu untuk mengalami *derating*.

IV.3.2 PG-0123-D-2” (MM-R-40-01 to MM-R-40-01)

- Diameter luar pipa (*outside diameter*, OD) : 60.325 mm (2.375”)
- Tebal dinding pipa awal : 7.112 mm (0.28”)
- *Specified minimum yield strength* (SMYS) : 35,000 psig
- *Maximum allowable operating stress* (MAWS) : 15,000 psig
- *Design pressure* : 1200 psig

Perhitungan kekuatan pipa manual (persamaan 2.5)

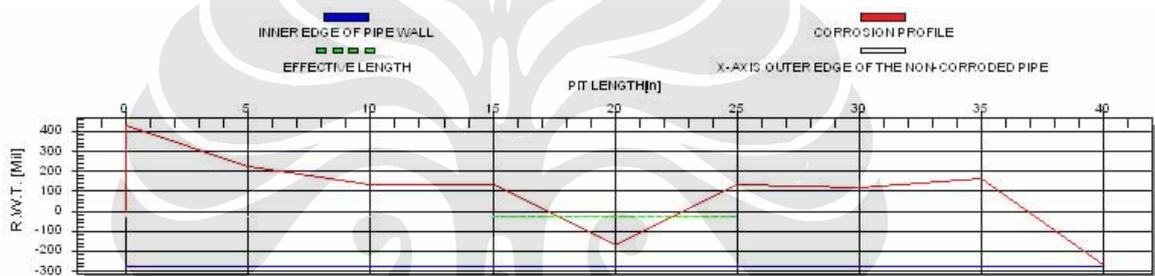
Tabel 4. 8 Penghitungan manual PG-0123-D-2”

Titik pengukuran	Ketebalan sisa dinding pipa (mm)	Nilai MAOP hasil perhitungan	Keterangan	Hasil
C5-1	5.04	3367	Not Accepted Nilai MAOP terendah	Mengubah nilai tekanan pada pipa
C5-2	4.11	2044		

C5-3	4.10	2039	hasil perhitungan adalah pada titik C5-4 dengan 482 psig (nilai MAOP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)	menjadi 482 psig atau mengganti komponen
C5-4	1.10	482		
C5-5	4.16	2069		
C5-6	3.98	1979		
C5-7	4.40	2188		

Perhitungan kekuatan RSTRENG

Pada jalur PG-0123-D-2" profil yang didapat dari data ketebalan pipa menunjukkan bentuk seperti mangkok (parabolic) dengan titik penetrasi *pitting* terdalam terdapat pada bagian tengah korosi yaitu pada jarak 20 inchi dengan sisa ketebalan dinding pipa hanya 1.10 mm.



Gambar 4. 2 Profil korosi PG-0123-D-2"

Tabel 4. 9 Penghitungan RSTRENG pada PG-0123-D-2"

Jalur pipa	Jumlah pengukuran (panjang)	Metode B31G (psig)		Metode 0.85 dL (psig)		Metode effective area (psig)		Keterangan	Hasil
		Pf	Pf/3	Pf	Pf/3	Pf	Pf/3		
PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)	7 titik (35 inchi)	2595	865	3760	1253	6005	2001	Nilai MAOP yang digunakan adalah 1253 psig (nilai MAOP metode 0.85 dL)	Masih layak digunakan, namun perlu mengawasi titik <i>pitting</i> terdalam

Dari hasil perhitungan RSTRENG didapatkan tiga (3) buah variasi nilai MAOP, dimana satu buah perhitungan (B31G) menghasilkan nilai MAOP dibawah nilai tekanan desain yaitu sebesar 865 psig. Adanya perbedaan hasil perhitungan ini disebabkan oleh bentuk profil korosi dari pipa yang memiliki satu (1) buah titik dengan penetrasi *pitting* jauh lebih tinggi (6.0 mm) dibanding pada titik lain.

Seperti yang sudah dibahas pada bab II, salah satu kelemahan dari penggunaan metode penghitungan B31G konvensional adalah Nilai tegangan alir yang diasumsikan sebesar 1.1 kali dari SMYS kurang akurat dan sering menyebabkan nilai kekuatan pipa terlihat amat kecil (865 psig, < tekanan desain). Sedangkan untuk metode 0.85 dL dengan basis penggunaan luas dan penyederhanaan bentuk cacat juga masih memiliki keterbatasan, namun metode ini dianggap masih cocok dalam penggunaan kasus ini. Oleh karena hasil penghitungan dengan metode 0.85 dL bernilai lebih rendah (1253 psig) dibanding metode *effective area* (2001 psig) maka diputuskan menggunakan nilai MAOP dari metode 0.85 dL untuk alasan meminimalisir resiko.

Kesimpulan pengukuran

Perhitungan jalur pipa PG-0123-D-2" menggunakan metode manual mendapatkan nilai yang jauh dibawah tekanan desain dan juga hasil penghitungan dengan RSTRENG yaitu hanya sebesar 482 psig. Hal ini dapat disebabkan karena metode ini menggunakan perhitungan pada tiap titik secara terpisah dan tidak mempertimbangkan penguatan yang terjadi. Namun hasil penghitungan secara manual ini sejalan dengan hasil penghitungan menggunakan metode B31G konvensional (865 psig) yaitu bahwa jalur ini tidak layak digunakan pada proses karena tidak mampu menahan tekanan desain 1200 psig, dan jalur ini harus mengalami *derating* atau penggantian komponen.

Penghitungan dengan menggunakan metode yang dianggap lebih akurat yaitu 0.85 dL dan *effective area* menghasilkan nilai diatas 1200 psig (masing-masing menghasilkan 1253 psig dan 2001 psig) dan menyatakan bahwa pipa masih layak digunakan.

Untuk menentukan langkah yang harus diambil dan menyikapi perbedaan hasil perhitungan ini, maka akan digunakan pendekatan ketebalan sisa yang direkomendasikan Kiefner sebagai *rule of thumb*. Penetrasi terdalam korosi adalah sebanyak 6.0 mm atau sebesar 84.3 % dari ketebalan nominal pipa, dan oleh karena itu maka pipa harus mengalami pergantian komponen (penetrasi korosi > 80%). Keputusan ini juga dapat dipertanggung jawabkan jika melihat fluida yang dialirkan adalah gas, sehingga tiap kebocoran akan jauh lebih tinggi resikonya dibanding fluida cair (minyak).

IV.3.3 PG-0021-D-16” (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16)

- Diameter luar pipa (*outside diameter, OD*) : 406.4 mm (16”)
- Tebal dinding pipa awal : 22.352 mm (0.88”)
- *Specified minimum yield strength (SMYS)* : 35,000 psig
- *Maximum allowable working stress (MAWS)* : 15,000 psig
- *Design pressure* : 1200 psig

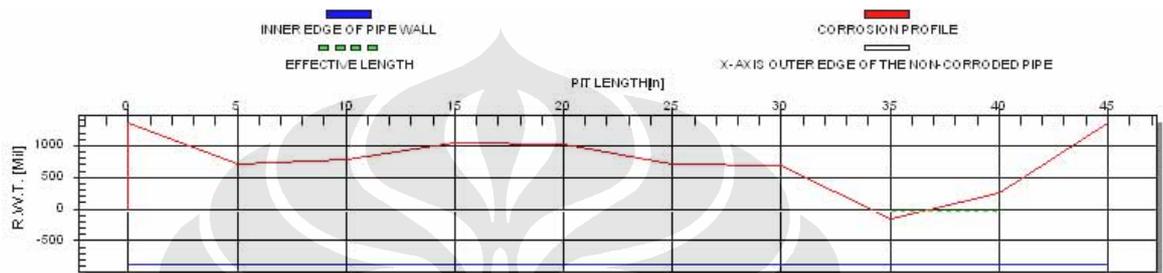
Perhitungan kekuatan pipa manual (persamaan 2.5)

Tabel 4. 10 Penghitungan manual PG-0021-D-16”

Titik pengukuran	Ketebalan sisa dinding pipa (mm)	Nilai MAOP hasil perhitungan	Keterangan	Hasil
F2-1	16.02	1089	<p style="color: red; text-align: center;">Not Accepted</p> Nilai MAOP terendah hasil perhitungan adalah pada titik F2-7 dengan 437 psig (nilai MAOP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)	Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 437 psig atau mengganti komponen
F2-2	16.52	1126		
F2-3	19.21	1324		
F2-4	19.07	1314		
F2-5	15.79	1072		
F2-6	15.62	1059		
F2-7	7.19	437		
F2-8	11.36	745		

Perhitungan kekuatan RSTRENG

Pada jalur PG-0021-D-16", hasil pengukuran ketebalan dinding menunjukkan bentuk profil dengan dua buah lembah (terkorosi cukup dalam) dengan sebuah bukit diantaranya. Lembah pertama tidak mengalami korosi yang parah dan ketebalan (16.02 mm) yang tidak jauh berbeda dengan di daerah bukit (19 mm). Sementara pada lembah kedua terdapat titik dengan ketebalan paling kecil yaitu hanya 7.19 mm.



Gambar 4. 3 Profil korosi PG-0021-D-16"

Tabel 4. 11 Penghitungan RSTRENG PG-0021-D-16"

Jalur pipa	Jumlah pengukuran (panjang)	Metode B31G (psig)		Metode 0.85 dL (psig)		Metode effective area (psig)		Keterangan	Hasil
		Pf	Pf/3	Pf	Pf/3	Pf	Pf/3		
PG-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16)	8 titik (40 inchi)	2491	830	2772	924	2772	924	Not Accepted (nilai MAOP dibawah nilai tekanan desain, 924 psig)	Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 924 psig atau mengganti komponen

Adanya perbedaan hasil perhitungan RTSRENG antara metode B31G konvensional dengan kedua metode lainnya disebabkan oleh kelemahan metode ini yang tidak mengindahkan adanya pengaruh penguatan dari bukit yang

memiliki ketebalan tinggi diantara kedua lembah yang ada. Kelemahan tersebut membuat hasil perhitungannya (830 psig) sedikit dibawah kedua perhitungan yang lain (924 psig).

Baik metode 0.85 dL dan *effective area* menghasilkan nilai yang sama karena profil dari pipa memiliki bentuk yang sederhana dan tidak ada *pitting* yang berpenetrasi jauh diantara sekitarnya. Oleh karena itu nilai MAOP yang diambil adalah hasil perhitungan dengan kedua metode ini, 924 psig.

Kesimpulan pengukuran

Baik penghitungan secara manual maupun menggunakan RSTRENG, keduanya menghasilkan nilai dibawah tekanan desain. Cara manual menunjukkan angka 437 psig sementara cara RSTRENG (0.85 dL dan *effective area*) menunjukkan hasil 924 psig. Hasil penghitungan manual memiliki nilai amat kecil karena tidak menghitung pengaruh penguatan dinding di sekitar titik pipa dan hanya memperhitungkan titik yang paling parah (7.19 mm). Maka untuk pertimbangan selanjutnya akan digunakan nilai MAOP hasil perhitungan RSTRENG (0.85 dL dan *effective area*) yaitu sebesar 924 psig.

Untuk pertimbangan dalam pengambilan langkah selanjutnya maka akan digunakan pendekatan dari ketebalan dinding pipa, karena tidak adanya data nilai tekanan actual. Titik terparah pada jalur PG-0021-D-16" ini memiliki ketebalan sisa 7.19 mm atau sekitar 32.2 % dari ketebalan nominal dinding pipa. Dan berdasarkan *rule of thumb* yang direkomendasikan oleh Kiefner maka tindakan lanjutan bagi jalur ini adalah dengan menurunkan (*derating*) tekanan proses menjadi sebesar 924 psig.

IV.3.4 Kesimpulan Hasil Pemeriksaan MAOP

Berikut adalah rangkuman dan kesimpulan hasil pemeriksaan nilai MAOP pada tiga (3) jalur *piping* yang dianggap perlu untuk dinilai kelayakannya.

Tabel 4. 12 Kesimpulan hasil pemeriksaan nilai MAOP komponen

No	Jalur Pipa	Nilai perkiraan MAOP (psig)	Sisa ketebalan dinding paling parah (mm)	Kedalaman penetrasi <i>pitting</i> (mm)	Rekomendasi
1	PG-0105-D-10" (PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)	922	9.89 (66 %)	5.096 (34%)	Derating pipa menjadi 922 psig
2	PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)	1253	1.10 (16.7%)	6.0 (84.3%)	Penggantian komponen
3	PG-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D- 16)	924	7.19 (32.2%)	15.16 (67.8%)	Derating pipa menjadi 924 psig