

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Inspeksi Visual

Berdasarkan hasil inspeksi visual yang dilakukan, ditemukan bahwa shell 1 menunjukkan adanya indikasi korosi eksternal pada beberapa area permukaannya. Korosi yang teramati umumnya berupa penipisan lapisan cat pelindung dan munculnya produk korosi berwarna coklat kemerahan pada bagian bawah shell yang terpapar langsung oleh lingkungan. Kondisi ini diduga disebabkan oleh kelembapan tinggi di area sekitar kolom serta akumulasi air hujan di permukaan luar isolasi.



Gambar 4.1 Visual Jarak Dekat di Area Korosi pada Shell 1

Pada Shell 2, tidak ditemukan produk korosi maupun penipisan material yang signifikan secara visual. Namun, ditemukan adanya penurunan kualitas warna cat pelindung pada beberapa titik permukaan shell, yang ditandai dengan perubahan warna menjadi lebih pucat dan kusam dibandingkan kondisi awal. Kondisi ini mengindikasikan bahwa proses degradasi pada shell 2 telah mulai terjadi pada

lapisan cat pelindung sebagai garis pertahanan pertama terhadap korosi, meskipun belum mencapai permukaan logam shell secara langsung.



Gambar 4.2 Shell 2 Mulai Mengalami Perubahan Warna

Sementara itu, Shell 3 dan Shell 4 tidak menunjukkan indikasi kerusakan apapun pada permukaan luarnya. Hasil pengamatan menunjukkan bahwa kondisi kedua shell tersebut masih dalam keadaan baik, dengan lapisan cat pelindung yang masih utuh, tidak ditemukan perubahan warna yang berarti, dan tidak terdapat produk korosi pada permukaan dinding luar. Perbedaan kondisi visual yang cukup kontras antara Shell 1 dan shell lainnya mengindikasikan adanya faktor tertentu yang secara spesifik mempengaruhi Shell 1 dengan intensitas lebih tinggi dibandingkan shell di bawahnya



Gambar 4.3 Visual Shell 3 Dalam Keadaan Baik

Data hasil inspeksi visual pada shell 1 hingga shell 4 dapat dilihat pada Tabel 4.1 berikut.

Tabel 4.1 Hasil Visual Testing Komponen Shell

Shell	Posisi Ketinggian	Kondisi Permukaan	Indikasi Kerusakan
1	$\pm 60,4$ m	Ditemukan produk korosi berupa karat, perubahan warna kecoklatan, serta indikasi penipisan material secara lokal pada permukaan dinding luar	Terdapat indikasi korosi pada dinding luar
2	$\pm 55,8$ m	Permukaan relatif bersih, tidak ditemukan produk korosi maupun perubahan kondisi material yang signifikan	Tidak ada indikasi kerusakan signifikan
3	$\pm 51,6$ m	Permukaan dalam kondisi baik, tidak ditemukan tanda-tanda degradasi material	Tidak ada indikasi kerusakan signifikan
4	$\pm 47,4$ m		

Berdasarkan Tabel 4.1, hasil inspeksi visual menunjukkan adanya gradasi kondisi permukaan dari Shell 1 hingga Shell 4, dimana tingkat degradasi semakin

berkurang seiring dengan berkurangnya ketinggian posisi shell. Shell 1 mengalami korosi aktif pada dinding luar, Shell 2 menunjukkan tanda-tanda awal degradasi pada lapisan cat pelindung, sementara Shell 3 dan Shell 4 masih dalam kondisi baik tanpa indikasi kerusakan. Pola gradasi ini mengindikasikan adanya pengaruh posisi ketinggian terhadap intensitas paparan lingkungan eksternal yang dialami tiap shell

4.1.1 Korelasi Posisi Ketinggian Shell dengan Paparan Lingkungan

Berdasarkan asumsi distribusi ketinggian yang proporsional terhadap tinggi total unit (65 m) dan jumlah seluruh shell (14 buah), diperoleh estimasi posisi ketinggian masing-masing shell yang menjadi objek analisis visual, yaitu Shell 1 pada ketinggian $\pm 60,4$ m, Shell 2 pada $\pm 55,8$ m, Shell 3 pada $\pm 51,6$ m, dan Shell 4 pada $\pm 47,4$ m di atas permukaan tanah. Perbedaan posisi ketinggian ini berimplikasi langsung terhadap intensitas paparan lingkungan eksternal pada tiap shell.



Gambar 4.4 posisi shell 1 yang berada di puncak CDU C-201-01

CDU C-201-01 berlokasi di kawasan kilang yang berada di pinggir laut, sehingga udara di sekitar unit mengandung konsentrasi aerosol klorida yang tinggi yang bersumber dari percikan dan penguapan air laut yang terbawa oleh angin (Ng

et al., 2022). Pada ketinggian yang lebih tinggi, paparan terhadap faktor-faktor lingkungan tersebut cenderung lebih intens karena minimnya perlindungan dari struktur bangunan maupun peralatan lain di sekitar unit, sehingga shell di posisi atas lebih rentan terhadap deposisi partikel korosif dari lingkungan (Lattari et al., 2023).

Shell 1 yang berada pada posisi tertinggi ($\pm 60,4$ m) paling terekspos secara langsung terhadap tiga faktor lingkungan utama. Faktor pertama adalah angin laut yang membawa aerosol klorida dengan konsentrasi tinggi yang berpotensi mendeposit ion Cl^- pada permukaan luar insulasi. Klorida yang berhasil menembus lapisan insulasi dan berkontak dengan dinding logam shell, akan menginisiasi mekanisme Corrosion Under Insulation (CUI), ditandai dengan terbentuknya lingkungan elektrolit korosif yang terperangkap di bawah insulasi dan sulit terdeteksi secara visual (NACE SP0198, 2010). Faktor kedua adalah paparan hujan asam yang mengandung H_2SO_4 dan HNO_3 dari emisi kilang secara langsung pada dinding luar shell, dimana lingkungan dengan pH asam dapat mempercepat laju reaksi elektrokimia pada permukaan logam dan meningkatkan konsentrasi ion H^+ yang berperan dalam reaksi katodik proses korosi (Revie & Uhlig, 2008). Faktor ketiga adalah intensitas siklus pembasahan dan pengeringan (wet-dry cycle) yang lebih tinggi akibat paparan angin dan hujan langsung tanpa hambatan struktur di sekitarnya, dimana siklus ini diketahui mempercepat laju degradasi material logam pada kondisi korosi atmosferik (Seinfeld & Pandis, 2016).

Secara kolektif, ketiga faktor lingkungan eksternal tersebut memberikan beban korosi pada dinding eksternal yang lebih besar pada Shell 1 dibandingkan Shell 2, 3, dan 4 yang berada pada ketinggian lebih rendah dan secara struktural lebih terlindungi. Hal ini sejalan dengan temuan inspeksi visual yang menunjukkan bahwa hanya Shell 1 yang mengalami indikasi korosi pada dinding luar, sementara shell lainnya tidak menunjukkan kerusakan visual yang signifikan.

4.1.2 Analisis Kandungan Air Hujan di Area Sekitar Unit C-201-01

Untuk mengkuantifikasi potensi pengaruh lingkungan terhadap degradasi material Shell 1, dilakukan pengujian dan identifikasi komposisi kimia terhadap air

hujan di area unit C-201-01 yang berlokasi di kawasan kilang pesisir tropis dengan aktivitas industri intensif. Hasil pengujian dan identifikasi komposisi kimia air hujan disajikan pada Tabel 4.2 berikut.

Tabel 4.2 hasil pengujian komposisi air hujan di area unit C-201-01

Parameter	S-01	S-02	S-03	S-04	S-05	Nilai rata - rata
pH	4,48	4,90	4,53	5,07	4,91	4,78
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	27,9	25,1	33,9	18,1	24,2	25,8
NO ₃ ⁻ (mg/L)	10,9	7,1	12,2	6,9	8,8	9,2
Cl ⁻ (mg/L)	31,9	28,2	37,4	22,7	29,1	29,9
Na ⁺ (mg/L)	22,2	20,9	26,9	19,4	23,4	22,6
Ca ²⁺ (mg/L)	6,1	3,9	4,2	5,7	5,9	5,2
Parameter	S-01	S-02	S-03	S-04	S-05	Nilai rata-rata
Mg ²⁺ (mg/L)	4,1	3,8	3,9	4,3	2,6	3,7
NH ₄ ⁺ (mg/L)	1,4	1,1	1,9	2,4	1,9	1,7

Berdasarkan Tabel 4.2, komposisi air hujan di area unit C-201-01 menunjukkan karakteristik khas kawasan kilang pesisir, yaitu nilai pH yang bersifat asam (rata-rata 4,77), kandungan Cl⁻ yang tinggi (rata-rata 30,1 mg/L), serta kandungan SO₄²⁻ yang signifikan (rata-rata 25,3 mg/L).

a. pH asam (rata-rata 4,78)

Nilai pH rata-rata 4,78 mengindikasikan bahwa air hujan di area kilang bersifat asam, dimana hujan asam didefinisikan sebagai presipitasi dengan pH di bawah 5,6 (Seinfeld & Pandis, 2016). Kondisi pH asam ini merupakan hasil emisi SO₂ dan NO_x dari proses pembakaran dan pengolahan di kawasan kilang yang bereaksi dengan uap air di atmosfer. Nilai pH tersebut berada dalam rentang yang umum dilaporkan untuk kawasan industri pesisir tropis, yaitu 4,52 hingga 5,01 (Herawati et al., 2020). Lingkungan dengan kondisi pH rendah mempercepat proses korosi dengan meningkatkan

konsentrasi ion H^+ dalam elektrolit pada permukaan logam, sehingga laju reaksi katodik menjadi lebih tinggi dan mempercepat disolusi anodik material carbon steel (Revie & Uhlig, 2008). Pengaruh ini menjadi paling signifikan pada Shell 1 yang paling terekspos langsung terhadap hujan di ketinggian $\pm 60,4$ m dibandingkan dengan shell lain yang berada pada ketinggian lebih rendah dan tertutupi oleh struktur dari unit dan peralatan kilang lain

b. Kandungan klorida (Cl^-) yang tinggi (rata-rata 29,9 mg/L)

Kandungan Cl^- yang tinggi pada air hujan di area unit C-201-01 merupakan kontribusi dari aerosol air laut yang terbawa angin ke kawasan kilang. Hal ini dikonfirmasi oleh tingginya kandungan Na^+ (rata-rata 29,9 mg/L) yang merupakan pasangan ionik dominan dari air laut, konsisten dengan temuan Lattari et al. (2023) yang melaporkan dominasi Cl^- dan Na^+ pada deposisi atmosferik di kawasan kilang pesisir. Ion klorida merupakan agen korosif yang sangat agresif karena kemampuannya menembus dan merusak lapisan oksida pelindung yang terbentuk pada permukaan carbon steel (Fontana, 1986). Pada kondisi dimana air hujan mengandung klorida tinggi meresap ke dalam lapisan insulasi shell, mekanisme Corrosion Under Insulation (CUI) akan terpicu, yang umumnya ditandai dengan terbentuknya lingkungan elektrolit korosif yang terperangkap di bawah permukaan insulasi (NACE SP0198, 2010). Seiring dengan meningkatnya intensitas angin pada ketinggian yang lebih tinggi, shell 1 yang berada di puncak pada ketinggian $\pm 60,4$ m paling terekspos terhadap angin laut pembawa aerosol klorida, sehingga potensi terjadinya CUI paling tinggi dibandingkan shell lainnya.

c. Kandungan sulfat (SO_4^{2-}) yang relatif tinggi (rata-rata 25,8 mg/L)

Kandungan SO_4^{2-} yang tinggi berasal dari emisi SO_2 yang dihasilkan proses pembakaran dan pengolahan di kawasan kilang. SO_2 yang teroksidasi di atmosfer membentuk asam sulfat (H_2SO_4) yang kemudian larut dalam air

hujan dan berkontribusi secara langsung terhadap rendahnya pH yang terukur (Seinfeld & Pandis, 2016). Asam sulfat yang terkandung dalam air hujan berperan sebagai elektrolit kuat yang sangat korosif terhadap material *carbon steel*, mempercepat reaksi korosi pada dinding luar shell yang terpapar langsung di ketinggian $\pm 60,4$ m. Nilai SO_4^{2-} yang diperoleh konsisten dengan rentang 15–35 mg/L yang dilaporkan untuk kawasan kilang pesisir industri oleh Lattari et al. (2023).

d. Kandungan nitrat (NO_3^-) relatif cukup tinggi (rata-rata 9,2 mg/L)

Keberadaan ion NO_3^- berasal dari emisi NO_x yang dihasilkan dari proses pembakaran di kawasan kilang, khususnya unit *flare*. Dalam air hujan, NO_x membentuk asam nitrat (HNO_3) yang merupakan asam kuat sekaligus oksidator yang dapat mempercepat laju disolusi material logam (Seinfeld & Pandis, 2016). Meskipun konsentrasinya lebih rendah dibandingkan SO_4^{2-} dan Cl^- , kontribusi NO_3^- terhadap keasaman total air hujan dan proses korosi tetap signifikan sebagai faktor pendukung.

Secara keseluruhan, hasil analisis kandungan air hujan menunjukkan bahwa area unit C-201-01 terpapar lingkungan hujan asam dengan kombinasi agen korosif berupa pH asam (rata-rata 4,78), kandungan Cl^- tinggi dari aerosol laut (rata-rata 29,9 mg/L), kandungan SO_4^{2-} (rata-rata 25,8 mg/L) dan NO_3^- (rata-rata 9,2 mg/L) dari emisi kilang. Kombinasi faktor-faktor ini berdampak sangat signifikan terhadap dinding luar dari Shell 1 yang berada pada posisi ketinggian tertinggi ($\pm 60,4$ m) dan paling terekspos langsung terhadap paparan lingkungan tersebut. Hal ini konsisten dengan temuan visual testing yang menunjukkan bahwa hanya Shell 1 yang mengalami korosi pada dinding luar, sementara Shell 2, 3, dan 4 yang berada pada ketinggian lebih rendah dan lebih terlindungi secara struktural tidak menunjukkan indikasi kerusakan visual yang signifikan.

4.2 Hasil Pengukuran *Ultrasonic Thickness Testing* (UTT)

Pengukuran ketebalan material menggunakan metode Ultrasonic Thickness Testing (UTT) dilakukan pada seluruh komponen shell distillation column C-201-01, di mulai dari Shell 1-01 hingga Shell 1-14. Namun, analisis Remaining Life Assessment pada penelitian ini difokuskan pada Shell 1 hingga Shell 4, yang dipilih berdasarkan dua pertimbangan utama yaitu kelengkapan data inspeksi dan relevansi dengan hasil temuan inspeksi visual testing

Pengukuran dilakukan pada beberapa titik yang telah ditentukan berdasarkan hasil visual testing, dengan menggunakan probe UTT yang ditempatkan pada titik-titik pengukuran di sekeliling penampang shell pada sudut 0°, 45°, 90°, 135°, 180°, 225°, 270°, dan 315°. Pada Shell 1 dan Shell 2, pengukuran dilakukan pada lima elevasi pengukuran yang diberi label A hingga E untuk memperoleh distribusi ketebalan yang lebih representatif mengingat indikasi degradasi yang ditemukan pada kedua shell tersebut. Sementara pada Shell 3 dan Shell 4, pengukuran dilakukan pada titik-titik terpilih yang dianggap representatif terhadap kondisi keseluruhan shell. Hasil seluruh pengukuran ketebalan aktual disajikan pada Tabel 4.3 berikut.

Tabel 4.3 hasil pengukuran UTT pada komponen shell unit C-201-01

MEASUREMENT													
Part	ID	THICKNESS MEASUREMENT POINT (mm)								MIN	T _{nom}	T _{req}	T _{prev}
		0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°				
Shell 1-01	A	11.95	12.4	12.13	12.45	12.2	12.3	12.4	11.7	11.7	14	8.84	12.13
	B	12.30	12.10	11.40	12.75	11.81	12.20	12.60	11.85	11.4			
	C	10.58	12.65	12.60	12.30	12.50	12.25	12.05	12.01	10.58			
	D	12.55	12.20	12.40	12.30	12.70	11.80	12.66	12.52	11.8			
	E	12.70	13.45	12.97	11.70	12.90	13.20	12.90	13.15	11.7			
Shell 1-02	A	13.4	13.6	13.46	13.25	13.5	14.05	14.3	13.1	13.1	14	8.84	12.90
	B	12.68	12.85	12.73	12.65	12.86	13.17	13.18	13.01	12.65			
	C	13.12	12.75	13.45	12.80	13.05	12.95	13.66	13.72	12.75			
	D	13.54	12.87	12.94	12.61	12.91	12.77	13.80	13.26	12.61			
	E	13.38	13.25	13.05	12.77	12.83	12.70	13.73	13.44	12.7			
Shell	1-03	14.60	N/A	14.12	N/A	13.92	N/A	13.34	N/A	13.34	14	10,2	14.47
	1-04	13.29		13.98		13.90		13.98		13.29			13.84

	1-05	13.86		13.67		13.67		14.25		13.67			
	1-06	12.41		13.83		14.75		12.57		12.41			N/A
	1-07	14.23		14.71		14.63		14.89		14.23			
	1-08	18.23		18.71		18.63		18.89		18.23	18	8.84	18.05
	1-09	18.24		18.85		18.08		18.45		18.08			18.33
	1-10	19.01		18.89		18.35		18.87		18.35			
	1-11	22.54		22.60		23.62		22.50		22.5	20		21.51
	1-12	22.62		21.70		22.33		22.69		21.7			21.14
	1-13	22.42		21.67		21.33		21.69		21.33			21.96
	1-14	21.81		21.48		22.5		22.3		21.48			21.14

Pada Shell 1, pengukuran dilakukan pada lima elevasi (A hingga E) dengan delapan titik pengukuran di setiap elevasinya. Dari seluruh titik pengukuran tersebut, nilai ketebalan minimum terendah ditemukan pada elevasi C sudut 0°, yaitu sebesar 10,58 mm. Nilai ini menunjukkan penurunan yang cukup signifikan apabila dibandingkan dengan data ketebalan historis (T_{prev}) dari inspeksi tahun 2019 sebesar 12,13 mm, dengan selisih penipisan sebesar 1,55 mm dalam periode enam tahun operasi. Meskipun nilai ketebalan minimum aktual tersebut masih berada di atas nilai ketebalan minimum yang dipersyaratkan (T_{req}) sebesar 8,84 mm, selisih yang tersisa hanya sebesar 1,74 mm menjadikan Shell 1 sebagai komponen dengan kondisi paling kritis di antara keempat shell yang dianalisis. Kondisi ini konsisten dengan temuan visual testing yang menunjukkan adanya korosi aktif pada dinding luar Shell 1.

Pada Shell 2, pengukuran juga dilakukan pada lima elevasi (A hingga E) dengan delapan titik pengukuran di setiap elevasinya. Nilai ketebalan minimum terendah ditemukan pada elevasi D sudut 135°, yaitu sebesar 12,61 mm, yang menunjukkan penurunan sebesar 0,29 mm dari nilai T_{prev} sebesar 12,90 mm. Meskipun penurunan ini tergolong lebih kecil dibandingkan Shell 1, tren penurunan

ketebalan yang teramati menjadikan Shell 2 sebagai titik pantauan yang perlu diperhatikan, terutama mengingat temuan visual yang menunjukkan tanda-tanda awal degradasi pada lapisan cat pelindung.

Pada Shell 3, pengukuran dilakukan pada empat titik terpilih yang dinilai cukup representatif terhadap kondisi keseluruhan shell. Nilai ketebalan minimum aktual yang diperoleh adalah 13,34 mm, yang cukup dekat dengan nilai T_{prev} sebesar 14,47 mm. Hal ini mengindikasikan bahwa dalam periode antara inspeksi tahun 2019 hingga 2025, Shell 3 tidak menunjukkan penurunan ketebalan yang signifikan, sehingga ditetapkan sebagai titik perbandingan dalam analisis. Kondisi ini konsisten dengan hasil visual testing yang menunjukkan tidak adanya indikasi kerusakan pada Shell 3.

Pada Shell 4, pengukuran dilakukan pada enam titik terpilih dan diperoleh nilai ketebalan minimum aktual sebesar 13,29 mm. Nilai tersebut dinilai masih cukup dekat dengan nilai t_{prev} sebesar 13,84 mm yang diperoleh pada inspeksi periode sebelumnya. Hal tersebut menjadi indikasi kuat bahwa dalam rentang periode antara inspeksi tahun 2019 hingga 2025, Shell 4 tidak menunjukkan penurunan ketebalan yang signifikan, sehingga juga ditetapkan sebagai titik perbandingan dalam analisis. Kondisi ini konsisten dengan hasil visual testing yang menunjukkan tidak adanya indikasi kerusakan pada Shell 4

Selain keempat shell utama tersebut, data UTT juga diperoleh pada Shell 5 hingga Shell 14. Dari data tersebut, ditemukan bahwa beberapa shell menunjukkan indikasi penurunan ketebalan yang cukup signifikan, khususnya Shell 1-06 dengan nilai ketebalan minimum aktual sebesar 12,41 mm yang telah berada 1,59 mm di bawah nilai T_{nom} desainnya. Namun demikian, seluruh shell pada rentang ini tidak dapat diikutsertakan dalam analisis RLA secara penuh akibat ketiadaan data T_{prev} dari inspeksi sebelumnya, sehingga laju korosi tidak dapat dihitung secara kuantitatif. Keterbatasan ini menjadi alasan utama mengapa analisis pada penelitian ini dibatasi pada Shell 1 hingga Shell 4 yang memiliki kelengkapan data paling memadai.

Untuk memberikan gambaran yang lebih ringkas mengenai kondisi keempat shell yang menjadi objek analisis utama, hasil pengukuran UTT dirangkum pada Tabel 4.4 berikut.

Tabel 4.4 hasil UTT spesifik pada shell 1 hingga 4

Shell	Tnom (mm)	Tprev (mm)	Tmin aktual (mm)	Treq (mm)	Selisih Tmin – Treq (mm)	Status
1-01	14	12.13	10.58	8.84	+1.74	Kritis – Prioritas Analisis
1-02		12.90	12.61		+3.77	Pantauan – Degradasi Minor
1-03		14.47	13.34	10.2	+3.14	Baik – Shell Pembanding
1-04		13.84	13.29		+3.09	Baik – Shell Pembanding

Berdasarkan Tabel 4.4, dapat disimpulkan bahwa shell 1 merupakan titik paling kritis dengan nilai ketebalan minimum aktual sebesar 10,58 mm dan selisih terhadap Treq yang hanya tersisa 1,74 mm, sehingga memerlukan perhatian dan tindakan inspeksi lanjutan segera. Shell 2 ditetapkan sebagai titik pantauan dengan penurunan ketebalan yang masih minor namun perlu dipantau secara berkala. Sementara itu, shell 3 dan shell 4 dijadikan sebagai titik perbandingan dengan kondisi material yang masih baik dan tidak menunjukkan adanya degradasi eksternal dan mengalami pengurangan ketebalan yang relatif rendah.

4.3 Kalkulasi dan Analisis *Remaining Life Assessment*

Proses perhitungan dan analisis sisa umur operasi (*Remaining Life Assessment*) pada shell 1 hingga shell 4 dari kolom distilasi C-201-01 diawali

dengan menentukan ketebalan minimum yang diizinkan ($t_{min\ req}$) berdasarkan dua kondisi pembebanan yang diatur oleh standar *ASME BPVC Section VIII Division 1*, yaitu kondisi tekanan internal mengacu pada ketentuan pasal UG-27 dan kondisi tekanan eksternal mengacu pada ketentuan pasal UG-28. Kedua nilai $t_{min\ req}$ yang diperoleh kemudian digunakan bersama dengan data laju korosi aktual masing-masing shell untuk menghitung estimasi sisa umur operasi. Dengan pendekatan ini, sisa umur operasi dievaluasi dari dua sudut pandang kondisi pembebanan yang berbeda sehingga memberikan gambaran yang lebih komprehensif mengenai kelayakan operasi tiap shell.

4.3.1 Perhitungan $t_{min\ req}$ Berdasarkan Tekanan Internal (UG-27) *ASME BPVC Sec. VII Div. 1*

Perhitungan ketebalan minimum dinding shell terhadap tekanan internal mengacu pada ketentuan UG-27 dalam *ASME BPVC Section VIII Division 1*. Untuk komponen berbentuk silinder dengan tekanan internal, ketebalan minimum dihitung menggunakan Persamaan (2.3) sebagai berikut:

$$t = \frac{P \cdot R}{S \cdot E - 0,6P}$$

Parameter yang digunakan dalam perhitungan ini diperoleh dari data desain equipment (Tabel 3.1) dan data material (Tabel 3.2), dengan rincian sebagai berikut:

- P = tekanan desain internal = $3.5\text{ kg/cm}^2 = 0.035\text{ kg/mm}^2$
- R = jari-jari dalam shell = 2259 mm
- S = tegangan ijin material SA-516 Gr. 60 pada titik temperatur 145° C
= 10.5463 kg/mm^2
- E = efisiensi sambungan las = 0.850

Substitusikan seluruh parameter tersebut ke dalam Persamaan (2.3):

$$t = \frac{0.035 \times 2259}{(10.5463 \times 0.850) - (0.6 \times 0.035)}$$

$$t = \frac{79.065}{8.9644 - 0.0210}$$

$$t_{min,UG-27} = 8,84 \text{ mm}$$

Berdasarkan hasil perhitungan, ketebalan minimum yang disyaratkan berdasarkan kondisi tekanan internal ($t_{min \text{ req},UG-27}$) untuk seluruh komponen shell pada distillation column C-201-01 adalah 8,84 mm. Nilai ini berlaku seragam untuk seluruh shell yang dianalisis karena seluruh shell memiliki geometri dalam, material, dan tekanan desain yang sama.

4.3.2 Perhitungan $t_{min \text{ req}}$ Berdasarkan Tekanan Eksternal (UG-28) ASME BPVC Sec. VII Div. 1

Kondisi tekanan eksternal pada kolom distilasi C-201-01 sering kali terjadi selama proses *shutdown*, *steam-out*, maupun operasi tertentu yang menyebabkan tekanan di dalam kolom lebih rendah dari tekanan atmosferik di luarnya. Pada kondisi ini, dinding shell berpotensi mengalami kegagalan akibat *buckling* apabila ketebalan dinding tidak memenuhi persyaratan minimum. Tekanan eksternal desain dalam perhitungan ini adalah kondisi vakum penuh dengan $P_o = 5,3 \text{ kg/cm}^2 = 0,0530 \text{ kg/mm}^2$, dengan parameter geometrik sebagai berikut:

- Diameter luar shell = $D_o = 4528 \text{ mm}$
- Panjang shell = $L = 3775 \text{ m}$
- Rasio Geomerik = $L/D_o = 3775/4528 = 0.834$

Perhitungan UG-28 dilakukan dengan menggunakan prosedur iterasi untuk menemukan nilai ketebalan minimum di mana tekanan ijin eksternal (P_a) tepat sama dengan atau melebihi tekanan eksternal desain (P_o). Berikut adalah prosedur iterasi yang dilakukan:

Percobaan 1 dengan asumsi $t = 10,2 \text{ mm}$

- $Do/t = 4528 \text{ mm}/10.2 \text{ mm} = 443.922$
- $L/Do = 0.834$

Dengan melihat hubungan antara nilai Do/t dan L/Do pada Chart CS-2 ASME Section II-D subpart 3 Figure G (Gambar 2.15) diperoleh nilai faktor $A = 0.000175$. Kemudian dengan menggunakan grafik material ASME Section II Part D Subpart 3 Figure CS-1 (Gambar 2.16) untuk material carbon steel dengan tegangan luluh minimum $< 207 \text{ MPa}$ pada temperatur desain $\leq 150^\circ\text{C}$ menggunakan nilai Faktor $A = 0.000175$, diperoleh nilai faktor $B = 1,7840$. Dengan memasukkan data-data tersebut ke persamaan (2.5), diperoleh:

$$P_a = \frac{4 \times 1,7840}{3 \times 443,922} = \frac{7,136}{1331,766} = 0,00536 \text{ kg/mm}^2$$

Karena diperoleh $P_a (0,00536 \text{ kg/mm}^2) > P_o (0,00530 \text{ kg/cm}^2)$, maka asumsi $t = 10,20 \text{ mm}$ memenuhi syarat berdasarkan standar *ASME BPVC Section VIII Division 1* pasal UG-28

Percobaan 2 dengan asumsi $t = 10,0 \text{ mm}$ (verifikasi batas bawah)

- $Do/t = 4528 \text{ mm}/10 \text{ mm} = 452,8$
- $L/Do = 0,834$

Dengan melihat hubungan antara nilai Do/t dan L/Do pada Chart CS-2 ASME Section II-D subpart 3 Figure G (Gambar 2.15) diperoleh nilai faktor $A = 0.000150$. Kemudian dengan menggunakan grafik material ASME Section II Part D Subpart 3 Figure CS-1 (Gambar 2.16) untuk material carbon steel dengan tegangan luluh minimum $< 207 \text{ MPa}$ pada temperatur desain $\leq 150^\circ\text{C}$ menggunakan nilai Faktor $A = 0.000150$, diperoleh nilai faktor $B = 1,370$. Dengan memasukkan data-data tersebut ke persamaan (2.5), diperoleh:

$$Pa = \frac{4 \times 1,370}{3 \times 443,922} = \frac{5,48}{1331,766} = 0,00411$$

Karena diperoleh Pa ($0,00411 \text{ kg/mm}^2$) $<$ Po ($0,00530 \text{ kg/cm}^2$), maka asumsi $t = 10,0 \text{ mm}$ tidak memenuhi syarat berdasarkan standar *ASME BPVC Section VIII Division 1* pasal UG-28, dan nilai asumsi dibawah batas bawah $t = 10,0 \text{ mm}$ secara otomatis tertolak

Berdasarkan prosedur iterasi di atas, ketebalan $t = 10,2 \text{ mm}$ merupakan nilai minimum dimana $Pa \geq Po$ terpenuhi, sehingga ditetapkan nilai $t_{\min \text{ req,UG-28}} = 10,2 \text{ mm}$, dimana nilai tersebut lebih besar dibandingkan nilai $t_{\min \text{ req,UG-27}} = 8,84 \text{ mm}$, yang dapat diartikan bahwa kondisi tekanan eksternal memberikan persyaratan ketebalan minimum yang lebih konservatif.

4.3.3 Remaining Life Assessment Pada Shell 1-01

Data hasil inspeksi menunjukkan bahwa Shell 1 merupakan bagian paling kritis dengan nilai t_{curr} sebesar $10,58 \text{ mm}$, sedangkan $t_{\min \text{ req}}$ untuk kondisi tekanan internal adalah $8,82 \text{ mm}$ dan $10,2 \text{ mm}$ untuk kondisi tekanan eksternal. Dengan margin ketebalan yang relatif tipis, Shell 1 diprioritaskan sebagai objek utama analisis umur sisa operasi. Parameter yang digunakan dalam perhitungan RLA shell 1 adalah sebagai berikut:

- $t_{\text{curr}} = 10,58 \text{ mm}$
- $t_{\text{prev}} = 12,13 \text{ mm}$
- Periode Inspeksi = 6 tahun (2019 – 2025)

Dengan mensubstitusikan parameter-parameter di atas ke persamaan (2.1), diperoleh:

$$\text{Corrotrion Rate (CR)} = \frac{t_{\text{prev}} - t_{\text{curr}}}{\text{Periode}}$$

$$CR = \frac{12,13 \text{ mm} - 10,58 \text{ mm}}{6}$$

$$CR = 0,258 \text{ mm/year}$$

a. RLA Shell 1 Berdasarkan $t_{\min \text{ req}}$ Akibat Tekanan Internal (UG-27)

Dengan mensubtitusikan semua parameter ke dalam persamaan (2.2), diperoleh :

$$RLA = \frac{t_{curr} - t_{\min \text{ req},UG-27}}{CR}$$

$$RLA = \frac{10,58 \text{ mm} - 8,84 \text{ mm}}{0,258 \frac{\text{mm}}{\text{year}}}$$

$$RLA_{\text{Shell 1},UG-27} = 6,74 \text{ years}$$

Berdasarkan kondisi tekanan internal, Shell 1-01 memiliki estimasi sisa umur operasi sebesar 6,74 tahun terhitung dari tahun 2025, sehingga diperkirakan akan mencapai batas ketebalan minimum UG-27 pada sekitar tahun 2032 dan dinilai dalam margin layak karena mampu bertahan hingga jadwal *Turn Around / Big Scale Maintenance* pada tahun 2029

b. RLA Shell 1 Berdasarkan $t_{\min \text{ req}}$ Akibat Tekanan Eksternal (UG-28)

Dengan mensubtitusikan semua parameter ke dalam persamaan (2.2), diperoleh :

$$RLA = \frac{t_{curr} - t_{\min \text{ req},UG-28}}{CR}$$

$$RLA = \frac{10,58 \text{ mm} - 10,2 \text{ mm}}{0,258 \frac{\text{mm}}{\text{year}}}$$

$$RLA_{\text{Shell 1,UG-28}} = 1,47 \text{ years}$$

Berdasarkan kondisi tekanan eksternal, Shell 1-01 memiliki estimasi sisa umur operasi yang jauh lebih pendek, yaitu hanya 1,47 tahun terhitung dari tahun 2025, sehingga diperkirakan akan mencapai batas ketebalan minimum UG-28 pada sekitar akhir tahun 2026 dan dinilai dalam margin tidak layak operasi karena tidak mampu bertahan hingga jadwal *Turn Around / Big Scale Maintenance* pada tahun 2029

Dari hasil kedua perhitungan dan analisis di atas, kondisi tekanan eksternal (UG-28) menghasilkan estimasi sisa umur yang lebih kritis dan menjadi kondisi pembebanan yang menentukan (*governing*) dalam evaluasi kelayakan operasi Shell 1-01. Sisa umur 1,47 tahun mengindikasikan bahwa Shell 1-01 berada dalam kondisi sangat kritis dan memerlukan tindakan segera berupa inspeksi lanjutan yang lebih mendetail serta pertimbangan penambahan modifikasi seperti stiffener ring atau platting untuk memperpanjang umur operasi shell 1 berdasarkan tekanan eksternal

4.3.4 *Remaining Life Assessment* Pada Shell 1-02

Berdasarkan hasil inspeksi *Ultrasonic Thickness Testing (UTT)*, diperoleh ketebalan aktual Shell 2 sebesar 12,61 mm, yang menunjukkan kondisi relatif lebih baik dibandingkan Shell 1. Walaupun demikian, analisis tetap dilakukan untuk memastikan kelayakan operasi dan menentukan estimasi umur sisa operasi berdasarkan ketentuan ASME BPVC Section VIII Division 1. Parameter yang digunakan dalam perhitungan RLA shell 2 adalah sebagai berikut:

- $t_{curr} = 12,61 \text{ mm}$
- $t_{prev} = 12,90 \text{ mm}$
- Periode Inspeksi = 6 tahun (2019 – 2025)

Dengan mensubstitusikan parameter-parameter di atas ke persamaan (2.1), diperoleh:

$$\text{Corrothion Rate (CR)} = \frac{t_{prev} - t_{curr}}{\text{Periode}}$$

$$CR = \frac{12,61 \text{ mm} - 12,90 \text{ mm}}{6}$$

$$CR = 0,048 \text{ mm/year}$$

a. RLA Shell 2 Berdasarkan $t_{min \text{ req}}$ Akibat Tekanan Internal (UG-27)

Dengan mensubtitusikan semua parameter ke dalam persamaan (2.2), diperoleh :

$$RLA = \frac{t_{curr} - t_{min \text{ req}, UG-27}}{CR}$$

$$RLA = \frac{12,61 \text{ mm} - 8,84 \text{ mm}}{0,048 \frac{\text{mm}}{\text{year}}}$$

$$RLA_{Shell \ 2, UG-27} = 78,5 \text{ years}$$

Dari hasil tersebut diperoleh estimasi umur sisa operasi Shell 2 berdasarkan pembebanan tekanan internal sebesar ± 78 tahun hingga ketebalan aktual mencapai batas ketebalan minimum yang diizinkan dan dinilai berada ddalam margin sangat layak operasi

b. RLA Shell 2 Berdasarkan $t_{min req}$ Akibat Tekanan Eksternal (UG-28)

Dengan mensubstitusikan semua parameter ke dalam persamaan (2.2), diperoleh :

$$RLA = \frac{t_{curr} - t_{min req, UG-28}}{CR}$$

$$RLA = \frac{12,61 \text{ mm} - 10,2 \text{ mm}}{0,048 \frac{\text{mm}}{\text{year}}}$$

$$RLA_{Shell 2, UG-28} = 49,9 \text{ years}$$

Dari hasil tersebut diperoleh estimasi umur sisa operasi Shell 2 berdasarkan pembebanan tekanan internal sebesar ± 49 tahun hingga ketebalan aktual mencapai batas ketebalan minimum yang diizinkan. Meskipun lebih kecil dibandingkan dengan umur operasional berdasarkan pembebanan tekanan internal, hasil tersebut dinilai masih berada di dalam margin sangat layak operasi

Kedua kondisi pembebanan menghasilkan estimasi sisa umur yang sangat panjang, dengan UG-28 menjadi kondisi *governing* (49,9 tahun). Nilai ini jauh melampaui siklus inspeksi normal, mengindikasikan bahwa Shell 1-02 masih dalam kondisi yang sangat aman untuk dilanjutkan operasinya. Laju korosi yang sangat rendah (0,048 mm/year) dibandingkan Shell 1-01 (0,258 mm/year) menunjukkan perbedaan intensitas degradasi yang signifikan antar kedua shell yang akan dianalisis lebih lanjut

4.3.5 Remaining Life Assessment Pada Shell 1-03

Berdasarkan hasil inspeksi *Ultrasonic Thickness Testing (UT)*, diperoleh ketebalan aktual Shell 3 sebesar 13,34 mm, yang menunjukkan kondisi relatif lebih baik dibandingkan Shell 1 dan 2. Walaupun demikian, analisis tetap dilakukan

untuk memastikan kelayakan operasi dan menentukan estimasi umur sisa operasi berdasarkan ketentuan ASME BPVC Section VIII Division 1. Parameter yang digunakan dalam perhitungan RLA shell 3 adalah sebagai berikut:

- $t_{curr} = 13,34 \text{ mm}$
- $t_{prev} = 14,47 \text{ mm}$
- Periode Inspeksi = 6 tahun (2019 – 2025)

Dengan mensubstitusikan parameter-parameter di atas ke persamaan (2.1), diperoleh:

$$\begin{aligned} \text{Corrosion Rate (CR)} &= \frac{t_{prev} - t_{curr}}{\text{Periode}} \\ CR &= \frac{14,47 \text{ mm} - 13,34 \text{ mm}}{6} \\ CR &= 0,1883 \text{ mm/year} \end{aligned}$$

a. RLA Shell 3 Berdasarkan $t_{min req}$ Akibat Tekanan Internal (UG-27)

Dengan mensubstitusikan semua parameter ke dalam persamaan (2.2), diperoleh :

$$RLA = \frac{t_{curr} - t_{min req, UG-27}}{CR}$$

$$RLA = \frac{13,34 \text{ mm} - 8,84 \text{ mm}}{0,1883 \frac{\text{mm}}{\text{year}}}$$

$$RLA_{Shell 3, UG-27} = 23,9 \text{ years}$$

Dari hasil tersebut diperoleh estimasi umur sisa operasi Shell 3 berdasarkan pembebanan tekanan internal sebesar $\pm 23,9$ tahun hingga ketebalan aktual

mencapai batas ketebalan minimum yang diizinkan dan dinilai berada dalam margin layak operasi

b. RLA Shell 3 Berdasarkan $t_{min req}$ Akibat Tekanan Eksternal (UG-28)

Dengan mensubstitusikan semua parameter ke dalam persamaan (2.2), diperoleh :

$$RLA = \frac{t_{curr} - t_{min req,UG-28}}{CR}$$

$$RLA = \frac{13,34 \text{ mm} - 10,2 \text{ mm}}{0,1883 \frac{\text{mm}}{\text{year}}}$$

$$RLA_{Shell 3,UG-28} = 16,68 \text{ years}$$

Dari hasil tersebut diperoleh estimasi umur sisa operasi Shell 3 berdasarkan pembebanan tekanan internal sebesar $\pm 16,7$ tahun hingga ketebalan aktual mencapai batas ketebalan minimum yang diizinkan. Meskipun jauh lebih pendek dibandingkan dengan umur operasional berdasarkan pembebanan tekanan internal, hasil tersebut dinilai masih berada di dalam margin layak operasi menengah karena mampu bertahan hingga proses *Turn Around / Big Scale Maintenance* pada tahun 2029

Kedua kondisi pembebanan menghasilkan estimasi sisa umur yang sangat panjang, dengan UG-28 menjadi kondisi *governing* (16,7 tahun). Nilai ini berada di atas siklus inspeksi normal, mengindikasikan bahwa Shell 1-03 masih dalam kondisi yang cukup aman untuk dilanjutkan operasinya dengan pengawasan rutin. Laju korosi yang relatif cukup rendah (0,1883 mm/year) dibandingkan Shell 1-01 (0,258 mm/year) menunjukkan perbedaan intensitas degradasi yang signifikan antar kedua shell

4.3.6 Remaining Life Assessment Pada Shell 1-04

Berdasarkan hasil inspeksi *Ultrasonic Thickness Testing (UT)*, diperoleh ketebalan aktual Shell 4 sebesar 13,29 mm, yang menunjukkan kondisi relatif lebih baik dibandingkan Shell 1 dan 2, namun lebih tipis dibandingkan ketebalan shell 3. Walaupun demikian, analisis tetap dilakukan untuk memastikan kelayakan operasi dan menentukan estimasi umur sisa operasi berdasarkan ketentuan ASME BPVC Section VIII Division 1. Parameter yang digunakan dalam perhitungan RLA shell 4 adalah sebagai berikut:

- $t_{curr} = 13,29 \text{ mm}$
- $t_{prev} = 13,84 \text{ mm}$
- Periode Inspeksi = 6 tahun (2019 – 2025)

Dengan mensubstitusikan parameter-parameter di atas ke persamaan (2.1), diperoleh:

$$\text{Corrosion Rate (CR)} = \frac{t_{prev} - t_{curr}}{\text{Periode}}$$

$$CR = \frac{13,84 \text{ mm} - 13,29 \text{ mm}}{6}$$

$$CR = 0,088 \text{ mm/year}$$

a. RLA Shell 4 Berdasarkan $t_{min \text{ req}}$ Akibat Tekanan Internal (UG-27)

Dengan mensubstitusikan semua parameter ke dalam persamaan (2.2), diperoleh :

$$RLA = \frac{t_{curr} - t_{min \text{ req}, UG-27}}{CR}$$

$$RLA = \frac{13,29 \text{ mm} - 8,84 \text{ mm}}{0,088 \frac{\text{mm}}{\text{year}}}$$

$$RLA_{Shell\ 4,UG-27} = 50,6\ years$$

Dari hasil tersebut diperoleh estimasi umur sisa operasi Shell 4 berdasarkan pembebanan tekanan internal sebesar $\pm 50,2$ tahun hingga ketebalan aktual mencapai batas ketebalan minimum yang diizinkan dan dinilai berada dalam margin layak operasi

b. RLA Shell 4 Berdasarkan $t_{min\ req}$ Akibat Tekanan Eksternal (UG-28)

Dengan mensubstitusikan semua parameter ke dalam persamaan (2.2), diperoleh :

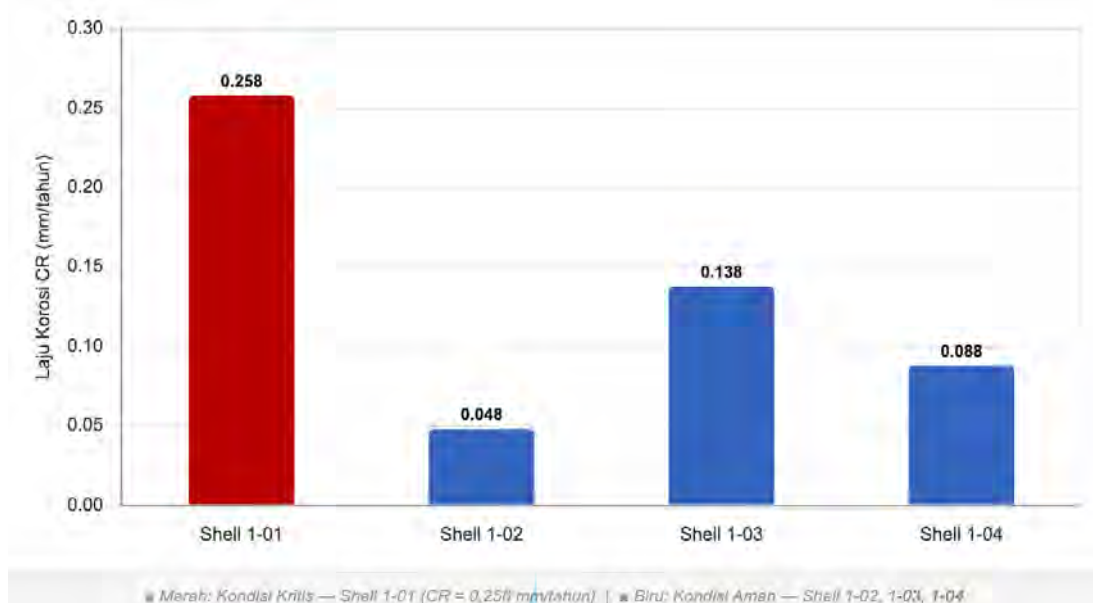
$$RLA = \frac{t_{curr} - t_{min\ req,UG-28}}{CR}$$

$$RLA = \frac{13,29\ mm - 10,2\ mm}{0,088\ \frac{mm}{year}}$$

$$RLA_{Shell\ 4,UG-28} = 35,1\ years$$

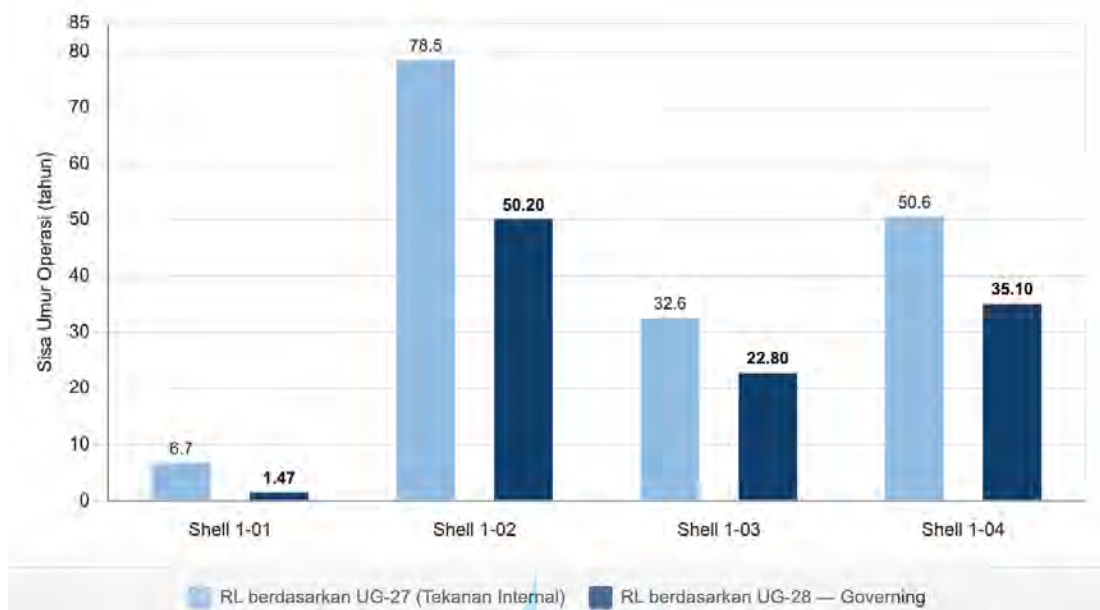
Dari hasil tersebut diperoleh estimasi umur sisa operasi Shell 4 berdasarkan pembebanan tekanan internal sebesar $\pm 35,1$ tahun hingga ketebalan aktual mencapai batas ketebalan minimum yang diizinkan.

Berdasarkan hasil RLA terhadap ke empat shell yang telah di analisis, diperoleh bahwa Corrothion Rate berada di nilai tertinggi di angka 0,258 mm/tahun pada shell sebagai titik kritis, diikuti 0,1883 mm/tahun pada shell 3, kemudian 0,088 mm/tahun pada shell ke 4, dan paling kecil sebesar 0,048 mm/tahun pada shell ke 2. Hasil CR dapat dilihat pada grafik berikut.



Gambar 4.5 Laju Korosi per Shell

Kedua kondisi pembebanan menghasilkan estimasi sisa umur yang sangat panjang, dengan UG-28 menjadi kondisi *governing* (35,1 tahun). Nilai ini jauh berada di atas siklus inspeksi normal, mengindikasikan bahwa Shell 1-04 masih dalam kondisi yang sangat aman untuk dilanjutkan operasinya. Laju korosi yang relatif sangat rendah (0,088 mm/year) dibandingkan Shell 1-01 (0,258 mm/year) menunjukkan perbedaan intensitas degradasi yang sangat signifikan antar kedua shell



Gambar 4. 6 Sisa Umur Operasional per Shell

Tabel 4.5 Rekapitulasi Keseluruhan Hasil Remaining Life Assessment

Shell	t_{prev} (mm)	t_{curr} (mm)	CR (mm/yr)	RLA UG-27 (yr)	RLA UG-28 (yr)	Governing Life	Status
1-01	12,13	10,58	0,258	6,74	1,47	1,47 tahun	KRITIS!
1-02	12,90	12,61	0,048	78,5	50,2	50,2 tahun	AMAN!
1-03	14,47	13,34	0,1883	23,9	16,7	16,7 tahun	AMAN!
1-04	13,82	13,29	0,088	50,2	35,1	35,1 tahun	AMAN!

4.4 Analisis Hasil Perhitungan *Remaining Life Assessment*

Berdasarkan data hasil *remaining life assessment* yang ditunjukkan pada tabel 4.5, diperoleh bahwa pola variasi laju korosi dan sisa umur operasi bersifat non-monotonis, dimana jika data *Corrosion Rate (CR)* dari keempat shell diurutkan, diperoleh pola bahwa Shell 1 (0,258 mm/tahun) > Shell 3 (0,1883 mm/tahun) > Shell 4 (0,088 mm/tahun) > Shell 2 (0,048 mm/tahun). Jika data CR tersebut dihubungkan dengan data kondisi temperatur operasional tiap shell, maka pola tersebut bersifat non-monotonis, dimana Shell 2 yang memiliki temperatur lebih

tinggi dari Shell 1 justru menunjukkan CR paling rendah, sementara Shell 3 yang bertemperatur lebih tinggi dari Shell 2 menunjukkan CR yang lebih tinggi, bahkan lebih tinggi dari CR Shell 4 yang bertemperatur paling tinggi, dan shell 1 yang memiliki temperatur operasional paling rendah, justru menunjukkan CR paling tinggi. Fenomena non-monotonis ini tidak dapat dijelaskan hanya melalui hubungan temperatur-laju reaksi konvensional, melainkan harus didalami melalui transisi mekanisme korosi yang berbeda secara fundamental pada tiap zona shell. Untuk mengungkap penyebab mendasar dari variasi ini, pembahasan dilakukan dari dua pokok dimensi analisis yaitu pengaruh temperatur dan tekanan operasi serta pengaruh komposisi fluida proses.

4.4.1 Pengaruh Temperatur dan Tekanan Operasi terhadap Laju Korosi

Variasi laju korosi yang teramati pada keempat shell tidak menunjukkan hubungan linear terhadap temperatur operasi sebagaimana yang umumnya diprediksi berdasarkan persamaan Arrhenius, dimana peningkatan temperatur seharusnya mengakselerasi laju reaksi korosi (Revie & Uhlig, 2008). Sebaliknya, data pada Tabel 4.5 menunjukkan pola yang lebih kompleks dimana Shell 1 dengan temperatur terendah justru menghasilkan CR tertinggi, sementara Shell 2 dengan temperatur yang lebih tinggi menunjukkan CR terendah di antara keempat shell yang dianalisis. Pola non-linear ini mengindikasikan bahwa temperatur bukan satu-satunya variabel pengendali, melainkan berkaitan erat dengan kondisi tekanan dan jenis fraksi dalam menentukan mekanisme korosi dominan yang aktif pada tiap zona. Untuk memahami fenomena ini secara sistematis, data temperatur dan tekanan operasi per shell dikorelasikan dengan laju korosi aktual dan mekanisme yang mendasarinya sebagaimana disajikan pada Tabel 4.6 berikut.

Tabel 4.6 Korelasi Temperatur, Tekanan, dan Komposisi Fraksi dengan Laju Korosi

Parameter	Shell 1	Shell 2	Shell 3	Shell 4
Temperatur Operasi (°C)	119	185	220	259

Tekanan Operasi (kg/cm ²)	0,62			
Zona Fraksi	LPG/Gas Overhead	Naptha Atas	Naphta-Kerosene	Kerosene-Diesel
Rantai Karbon Dominan	C ₁ – C ₄	C ₅ – C ₁₁	C ₁₁ – C ₁₅	C ₁₄ – C ₂₀
H ₂ S (ppm)	850	175	95	65
HCl (ppm)	22	6	3	1
Total Sulfur (% wt)	0,04	0,21	0,35	0,58
TAN (mg KOH/g)	N/A	0,08	0,15	0,28
Napthenic Acid (mg/L)	N/A	85	210	380
Kandungan air / kondensat (% vol)	9,2	1,2	0,4	0,1
pH kondensat	3,8	N/A	N/A	N/A
Mekanisme Korosi Dominan	Korosi Elektrokimia Basah	Transisi	NAC pada zona aktivasi puncak	NAC dengan kompensasi proteksi FeS
Corrothion Rate Aktual (mm/y)	0,258	0,048	0,1883	0,088

Berdasarkan Tabel 4.6, meskipun tekanan operasi bersifat seragam untuk seluruh shell, variasi temperatur dari 119°C hingga 259°C menghasilkan empat karakteristik mekanisme korosi yang berbeda secara fundamental, dimana urutan CR yang teramati tidak mengikuti gradien temperatur melainkan mengikuti intensitas mekanisme korosi dominan yang aktif di tiap zona

a. Kondisi Operasi Shell 1 (119°C) dan Pengaruhnya terhadap Laju Korosi

Shell 1 beroperasi pada temperatur 119°C yang merupakan zona kondensasi overhead kolom distilasi, dan secara konsisten menunjukkan CR tertinggi di antara seluruh shell yang dianalisis (0,258 mm/tahun). Pada temperatur dan tekanan ini, uap air yang terikut bersama fraksi gas dan LPG (C₁–C₅) mengalami kondensasi pada dinding shell, membentuk fase air cair yang melarutkan spesies korosif seperti H₂S dan HCl. Keberadaan HCl sebesar 22 ppm dalam kondensat telah melewati ambang batas kritis risiko korosi, dimana konsentrasi klorida yang melebihi 20 ppm dalam crude secara signifikan meningkatkan risiko korosi pada sistem overhead (Saab et al., 2021).

Mekanisme yang aktif pada Shell 1 adalah korosi elektrokimia dalam fase berair, yang berlangsung melalui reaksi anodik disolusi logam ($\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$) dan reaksi katodik reduksi ion H⁺ ($2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$) secara simultan dan kontinu. Kehadiran fase air dengan pH 3,8 menyediakan suplai ion H⁺ yang masif sehingga mempercepat reaksi katodik dan mempercepat disolusi material secara signifikan (Revie & Uhlig, 2008). Tekanan operasi 0,62 kg/cm² yang mendekati tekanan atmosferik mempermudah tercapainya titik embun campuran HCl-H₂S-H₂O pada temperatur 119°C. Subramanian (2021) menyatakan bahwa fase berair yang mengembun tanpa bahan kimia penetral akan memiliki pH antara 1 dan 4 dan bersifat sangat korosif, yang konsisten dengan pH kondensat Shell 1 sebesar 3,8 yang terukur.

Selain itu, kondisi temperatur Shell 1 yang rendah (~119°C) turut mempengaruhi kesetimbangan kimia antara amonia (NH₃) dan ion amonium (NH₄⁺). Pada temperatur rendah, kesetimbangan $\text{NH}_3 \rightleftharpoons \text{NH}_4^+ + \text{OH}^-$ cenderung bergeser ke arah pembentukan NH₄⁺, sehingga sebagian besar NH₃ yang hadir (118 ppm) akan terkonversi menjadi ion amonium. Ion NH₄⁺ yang terbentuk kemudian bereaksi dengan Cl⁻ dari HCl

membentuk endapan ammonium klorida (NH_4Cl) yang sangat korosif secara lokal. Sebaliknya, pada zona shell di bawahnya yang bertemperatur lebih tinggi, kesetimbangan bergeser ke arah NH_3 bebas sehingga pembentukan endapan NH_4Cl berlangsung jauh lebih terbatas. Kondisi ini menjadikan Shell 1 sebagai zona dengan potensi under-deposit corrosion dari NH_4Cl paling tinggi di antara seluruh shell yang dianalisis (Ahmed, 2021). Kondisi ini menghasilkan CR tertinggi sebesar 0,258 mm/tahun, mengkonfirmasi bahwa kehadiran fase elektrolit cair jauh lebih determinatif terhadap laju korosi dibandingkan pengaruh temperatur operasi saja.

b. Kondisi Operasi Shell 2 (184°C) dan Pengaruhnya terhadap Laju Korosi

Shell 2 beroperasi pada temperatur 184°C yang berada tepat di ambang batas bawah aktivasi naphthenic acid corrosion (NAC), yang umumnya dimulai pada rentang 180–220°C (Chis et al., 2022). Fraksi naphtha ($\text{C}_5\text{--C}_{11}$) yang berkontak dengan Shell 2 memiliki kandungan naphthenic acid yang masih rendah (85 mg/L, TAN = 0,08 mg KOH/g) dan kandungan air yang telah turun drastis menjadi 1,2% vol, jauh di bawah ambang pembentukan fase kondensat yang agresif.

Posisi Shell 2 yang berada di antara zona korosi basah overhead (Shell 1) dan zona NAC aktif (Shell 3 ke bawah) menjadikannya sebagai zona transisi dimana tidak ada mekanisme korosi yang bekerja secara optimal. Fase air kondensat tidak terbentuk secara signifikan karena temperatur berada di atas titik embun berair untuk kondisi tekanan 0,62 kg/cm², sehingga korosi elektrokimia basah tidak aktif. Di sisi lain, NAC juga belum bekerja pada kapasitas penuh karena 184°C masih berada di batas bawah aktivasinya. Kombinasi ini menghasilkan CR terendah di antara seluruh shell yaitu 0,048 mm/tahun, yang mengkonfirmasi bahwa terdapat jendela temperatur tertentu di sekitar 180–200°C dimana beban korosi berada pada titik minimum.

c. Kondisi Operasi Shell 3 (~220°C) dan Pengaruhnya terhadap Laju Korosi

Shell 3 beroperasi pada temperatur ~220°C yang berada tepat pada puncak rentang aktivasi NAC (220–280°C) sebagaimana dilaporkan oleh Huang et al. (2012). Fraksi naphtha/kerosene (C_{10} – C_{15}) pada zona ini memiliki kandungan naphthenic acid yang telah meningkat signifikan menjadi 210 mg/L dengan TAN = 0,15 mg KOH/g. Pada temperatur ini, asam naftenat berada dalam kondisi paling reaktif untuk menyerang permukaan logam secara langsung, menghasilkan laju penipisan material yang lebih tinggi dibandingkan Shell 2.

Fenomena tidak biasa juga terjadi dimana CR Shell 3 (0,1883 mm/tahun) bahkan lebih tinggi dari Shell 4 (0,088 mm/tahun) meskipun shell 4 memiliki kandungan naphthenic acid yang lebih besar. Perbedaan ini disebabkan oleh kandungan total sulfur Shell 3 (0,35% wt) yang lebih rendah dibandingkan Shell 4 (0,58% wt), sehingga pembentukan lapisan pelindung FeS di Shell 3 belum seoptimal di Shell 4. Pada zona Shell 3, NAC bekerja pada suhu puncak aktivasinya dengan proteksi sulfur yang masih terbatas, menghasilkan laju korosi neto yang lebih tinggi dibandingkan Shell 4 yang memiliki kandungan sulfur lebih besar.

d. Kondisi Operasi Shell 4 (259°C) dan Pengaruhnya terhadap Laju Korosi

Shell 4 beroperasi pada temperatur 259°C dan berkontak dengan fraksi kerosene/diesel (C_{14} – C_{20}) yang memiliki kandungan naphthenic acid tertinggi di antara keempat shell (380 mg/L, TAN = 0,28 mg KOH/g). Secara teoritis, peningkatan kandungan naphthenic acid seharusnya menghasilkan laju korosi yang lebih tinggi. Namun Shell 4 justru menunjukkan CR (0,088 mm/tahun) yang lebih rendah dari Shell 3 (0,138 mm/tahun). Fenomena ini dapat dijelaskan melalui mekanisme kompensasi

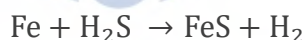
proteksi lapisan FeS akibat kandungan total sulfur yang lebih tinggi (0,58% wt).

Pada temperatur 259°C, senyawa sulfur organik dalam fraksi kerosene/diesel mulai terurai menghasilkan H₂S yang bereaksi dengan permukaan besi membentuk lapisan FeS. Huang et al. (2012) menunjukkan bahwa lapisan FeS ini bersifat protektif secara fisik terhadap serangan naphthenic acid dan efektivitasnya meningkat seiring dengan naiknya kandungan sulfur total. Pada shell 4 dengan temperatur operasi 259 °C, terdapat dua mekanisme penghasil H₂S yang bekerja secara simultan, sementara di Shell 3 dengan temperatur operasi 220 °C hanya satu mekanisme yang aktif secara signifikan.

Pada Shell 3, H₂S dihasilkan terutama melalui perengkahan termal awal pada thiol (merkaptan) berantai pendek yang relatif tidak stabil:



dimana reaksi ini menghasilkan H₂S yang kemudian bereaksi dengan permukaan besi membentuk lapisan FeS:



Namun cakupan reaksi ini terbatas hanya pada thiol ringan. Senyawa sulfur organik yang lebih berat seperti sulfida dan polisulfida yang mendominasi fraksi C₁₀–C₁₅ belum terurai secara ekstensif pada 220°C, sehingga pasokan H₂S dan lapisan FeS yang terbentuk pada shell 3 masih terbatas.

Pada Shell 4 dengan temperatur operasi 259°C, selain terjadi perengkahan termal thiol yang lebih ekstensif dibandingkan shell 3, mekanisme *Thermochemical Sulfate Reduction* (TSR) juga mulai terjadi. TSR didefinisikan sebagai reaksi organik-anorganik antara senyawa sulfat dan hidrokarbon pada temperatur tinggi yang menghasilkan H₂S, karbon dioksida, dan air (Worden & Smalley, 2001):





Mekanisme TSR baru mulai berkontribusi secara signifikan pada temperatur di atas 250°C, menjadikan Shell 4 (T = 259°C) sebagai zona pertama dalam kolom C-201-01 di mana mekanisme ini aktif, sementara Shell 3 (T = 220°C) masih berada di bawah ambang batas ini. Lebih jauh, keberadaan *labile organosulfur compounds* (LSC) seperti thiol dan sulfida organik dalam *crude oil* diketahui dapat menurunkan temperatur onset TSR secara signifikan dan mempercepat laju reaksinya melalui pembentukan intermediat organosulfur reaktif (Hao et al., 2015). Dengan kandungan total sulfur Shell 4 yang lebih tinggi (0,58% wt), pasokan LSC sebagai katalis TSR juga lebih besar, menjadikan TSR berlangsung secara lebih intensif.

Akumulasi H₂S dari dua sumber sekaligus, yaitu perengkahan termal yang lebih intensif dan mekanisme TSR menghasilkan pembentukan lapisan FeS yang jauh lebih tebal dan lebih stabil di Shell 4 dibandingkan Shell 3. Lapisan FeS yang lebih tebal ini secara fisik menghambat serangan langsung naphthenic acid terhadap substrat logam (Huang et al., 2012). Pada Shell 4 dengan total sulfur 0,58% wt, kandungan ini masih berada dalam rentang yang memberikan efek protektif dominan, sehingga CR neto Shell 4 menjadi lebih rendah dari Shell 3 meskipun memiliki kandungan naphthenic acid yang lebih tinggi. *Governing remaining life* Shell 4 sebesar 35,1 tahun mengkonfirmasi bahwa keseimbangan NAC-FeS yang lebih baik di Shell 4 dibandingkan Shell 3 menghasilkan kondisi yang jauh lebih aman secara operasional.

Berdasarkan analisis pada poin a hingga d, pola mekanisme korosi pada keempat shell dapat dikelompokkan ke dalam tiga kategori yang berbeda secara fundamental sebagaimana disajikan pada Tabel 4.7 berikut.

Tabel 4.7 Kategori Mekanisme Korosi dan Karakteristik per Zona Shell

Kategori	Shell	T (°C)	Karakteristik Utama	Penentu Utama CR	CR	Governing Life
Korosi Elektrokimia Basah	1	119	Fase air kondensat terbentuk intensif; H ₂ S + HCl terlarut; pH 3,8	Kehadiran fase elektrolit cair	0,258 mm/y	1,47 year
Zona Transisi	2	184	Tidak ada kondensat; NAC belum optimal; kandungan NA rendah	Ketiadaan mekanisme korosi dominan aktif	0,048 mm/y	50,2 year
Kategori	Shell	T (°C)	Karakteristik Utama	Penentu Utama CR	CR	Governing Life
Korosi NAC dengan proteksi FeS parsial	3	220	NAC aktif pada puncak aktivasi; proteksi FeS belum memadai	Ketidakseimbangan NAC vs FeS	0,188 mm/y	16,6 year
Korosi NAC dengan proteksi FeS parsial	4	259	NAC aktif; kandungan sulfur lebih tinggi; lapisan FeS lebih efektif	Keseimbangan NAC vs FeS yang lebih baik	0,088 mm/y	35,1 year

Berdasarkan Tabel 4.7, terlihat bahwa Shell 1 yang masuk dalam kategori korosi elektrokimia basah menunjukkan CR dan ancaman paling kritis dengan governing remaining life hanya 1,47 tahun. Shell 3 yang berada di puncak aktivasi NAC tanpa dukungan TSR menunjukkan CR tertinggi kedua dan perlu dipantau secara berkala meskipun remaining life-nya masih dalam batas aman. Shell 4 dengan keseimbangan NAC-FeS yang lebih baik berkat kontribusi TSR menunjukkan CR yang lebih terkontrol, sementara Shell 2 sebagai zona transisi menunjukkan kinerja korosi terbaik.

4.4.2 Pengaruh Komposisi Fluida Proses terhadap Laju Korosi

Untuk membangun korelasi yang lebih mendalam antara komposisi fluida proses dan laju korosi aktual yang teramati, dilakukan identifikasi seluruh spesies kimia dalam fluida proses pada tiap zona shell yang mencakup spesies korosif aktif, non-korosif, maupun non-korosif yang berperan sebagai akselerator katalitik proses

korosi. Data ini diperoleh dari pengujian sampel fraksi yang diambil dari jalur pengambilan sampel pada tiap zona shell selama periode inspeksi. Hasil pengujian komposisi fluida proses disajikan pada Tabel 4.8 berikut.

Tabel 4.8 Komposisi Spesies Korosif Fluida Proses per Zona Shell

Spesies	Shell 1	Shell 2	Shell 3	Shell 4	Peran
Alkana Ringan	Dominan	Trace	-	-	Inert
Naphtha	-	Dominan	Trace	-	
Spesies	Shell 1	Shell 2	Shell 3	Shell 4	Peran
Kerosene	-	Trace	Dominan	Trace	Inert
Diesel	-		Trace	Dominan	
Naftalena	-	Hadir			
Sikloalkana / Naftena	-	Hadir		Trace	
Fenol	-	Trace	Hadir		
Kresol	-	Trace	Hadir		
NaCl	12 ppm	5 ppm	Trace		Tidak Korosif Langsung
H ₂ S dalam kondensat /fraksi (ppm)	Dominan	175	95	65	Korosif Aktif
HCl dalam kondensat (ppm)	22	6	3	1	Korosif Aktif
NH ₃ (ppm)	118	28	N/A		Pembentuk NH ₄ Cl korosif
Klorida Ion Cl ⁻ (ppm)	35	8	4	<1	Korosif Aktif
Merkaptan /Thiol (ppm)	45	142	88	35	Korosif Rendah/ Inhibitor Parsial
TAN fraksi (mg KOH/g)	N/A	0,08	0,15	0,28	Korosif

Naphthenic Acid (mg/L)	N/A	85	210	380	Korosif Aktif (T > 180°C)
Total Sulfur (% wt)	0,04	0,21	0,35	0,58	Korosif / Pembentuk FeS
Kandungan Air / Kondensat (% vol)	9,2	1,2	0,4	0,1	Media Pembawa Spesies Korosif
pH Kondensat	3,8	N/A			Korosif
CO ₂	Trace		-		Akselerator Katalik
Spesies	Shell 1	Shell 2	Shell 3	Shell 4	Peran
Piridin	-	Trace	Hadir		Akselerator Katalik
Kuinolin	-	Trace	Hadir		Akselerator Katalik
Polisulfida Organik	-	Trace	Hadir	Tinggi	Akselerator Katalik

Berdasarkan Tabel 4.8, seluruh fraksi hidrokarbon utama (alkana, naftena, aromatik) dan senyawa fenolik bersifat inert pada kondisi operasi yang berlaku dan tidak berkontribusi terhadap proses korosi. Analisis mendalam terhadap pengaruh tiap spesies komposisi fluida terhadap laju korosi aktual diuraikan sebagai berikut.

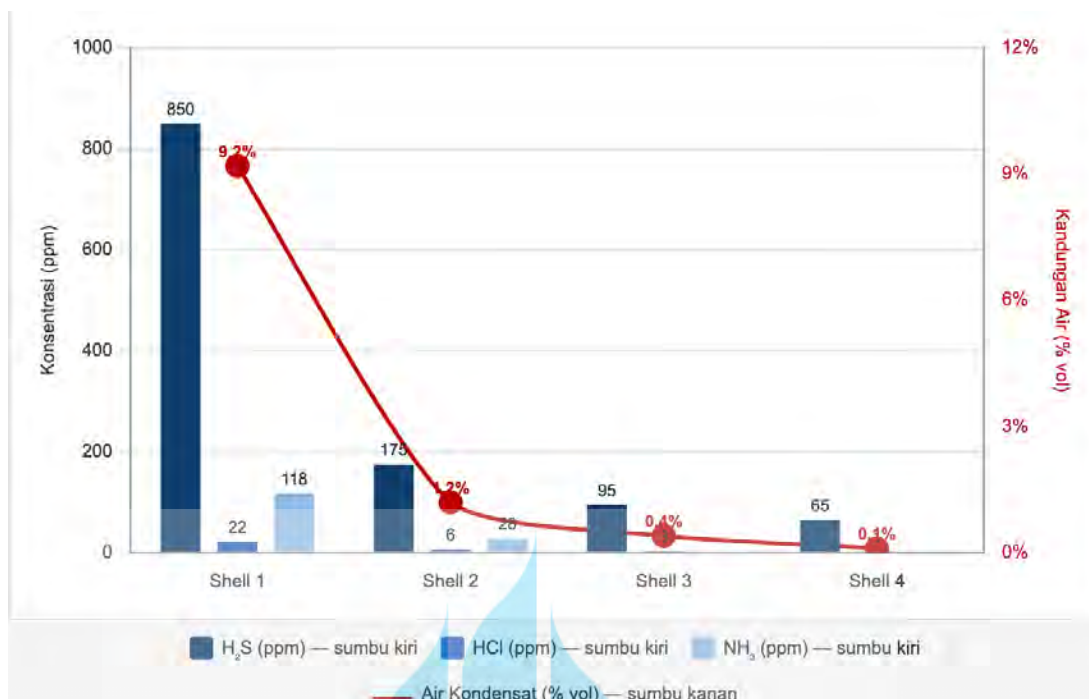
a. H₂S, HCl, NH₃, dan Kondensat pada Shell 1

Shell 1 menunjukkan kombinasi spesies korosif fase basah yang paling intensif, yaitu H₂S 850 ppm, HCl 22 ppm, Cl⁻ 35 ppm, NH₃ 118 ppm, kandungan air 9,2% vol, dan pH kondensat 3,8. Keempat spesies ini berinteraksi dalam mekanisme yang saling memperkuat satu sama lain. HCl yang melarut dalam fase air membentuk asam klorida kuat yang mendegradasi permukaan logam, sementara H₂S dalam fase berair membentuk asam sulfida yang juga berkontribusi pada penurunan pH (Revie & Uhlig, 2008). Selain itu, terdapat mekanisme siklus katalitik

antara HCl dan H₂S yang menjadikan keduanya sangat agresif secara sinergis. HCl bereaksi dengan besi membentuk FeCl₂ yang larut, kemudian FeCl₂ bereaksi dengan H₂S membentuk FeS dan meregenerasi HCl. Subramanian (2021) menyatakan bahwa dalam siklus ini, HCl tidak dikonsumsi secara permanen melainkan terus diperbarui, sehingga laju korosi berlangsung secara kontinu dan tidak berkurang meskipun massa HCl awal terbatas. Mekanisme siklus ini menjelaskan mengapa CR Shell 1 (0,258 mm/tahun) sangat tinggi meskipun konsentrasi HCl-nya hanya 22 ppm.

Kehadiran NH₃ (118 ppm) menambah dimensi korosif lain melalui pembentukan ammonium klorida (NH₄Cl) dari reaksi $\text{NH}_3 + \text{HCl} \rightarrow \text{NH}_4\text{Cl}$. Endapan NH₄Cl yang terbentuk di bawah insulasi atau di cekungan permukaan shell menciptakan mekanisme under-deposit corrosion yang bersifat sangat lokal dan intensif (Saab et al., 2021). Hal ini berhubungan langsung dengan temuan localized thinning pada Shell 1-01 elevasi C ($t_{\min} = 10,58 \text{ mm}$), yang menunjukkan pola penipisan yang tidak merata yang merupakan karakteristik khas korosi jenis ini. Grafik distribusi kandungan dapat dilihat pada grafik berikut.

UNIVERSITAS
MERCU BUANA



Gambar 4.7 Distribusi Spesies Korosif per Shell

b. Merkaptan dan Distribusi Sulfur Organik pada Shell 2

Shell 2 menunjukkan kandungan merkaptan/thiol tertinggi di antara keempat shell (142 ppm), konsisten dengan karakteristik distribusi sulfur organik dalam crude oil dimana H₂S dan merkaptan terutama terdistribusi pada fraksi naphtha (Zhu et al., 2023). Keberadaan merkaptan yang tinggi pada Shell 2 memainkan peran ganda: di satu sisi, merkaptan merupakan spesies korosif yang dapat menyerang permukaan logam; di sisi lain, senyawa thiol diketahui memiliki sifat inhibitor korosi alami melalui adsorpsi pada permukaan baja karbon yang membentuk lapisan pelindung tipis (Revie & Uhlig, 2008).

Pada temperatur 184°C dan tanpa kehadiran fase elektrolit cair, mekanisme inhibitor adsorpsi merkaptan ini cenderung lebih dominan dibandingkan efek korosifnya, berkontribusi pada rendahnya CR Shell 2. Selain itu, kandungan TAN yang sangat rendah (0,08 mg KOH/g) dan naphthenic acid yang masih minimal (85 mg/L) menjadikan Shell 2 tidak

memiliki agen korosif utama yang aktif secara signifikan pada temperatur ini, menghasilkan CR terendah sebesar 0,048 mm/tahun.

c. TAN dan Naphthenic Acid pada Shell 3 dan Shell 4

Distribusi TAN dan naphthenic acid menunjukkan peningkatan konsisten dari Shell 2 menuju Shell 4, mencerminkan akumulasi progresif asam naftenat pada fraksi dengan titik didih lebih tinggi. Laredo et al. (2004) menjelaskan bahwa kandungan asam naftenat terdistribusi lebih besar pada fraksi-fraksi temperatur tinggi seperti atmospheric gas oil dibandingkan kerosene dan naphtha, dengan naphtha hampir tidak mengandung asam naftenat. Data pada Tabel 4.7 konsisten dengan pola ini, dimana kandungan naphthenic acid meningkat dari 85 mg/L di Shell 2 menjadi 380 mg/L di Shell 4.

Meskipun demikian, korelasi antara kandungan Naphthanic acid dan CR tidak bersifat linear, dimana terlihat pada fenomena shell 4 dengan kandungan naphthanic acid 380 mg/L memiliki CR (0,088 mm/tahun) yang lebih rendah dari Shell 3 dengan kandungan naphthanic acid 210 mg/L (0,138 mm/tahun). Huang et al. (2012) menjelaskan bahwa ketika crude oil dengan kandungan asam tinggi diproses, korosi naphthenic acid dan korosi sulfur terjadi secara bersamaan, dan kedua mekanisme ini saling mempengaruhi satu sama lain sehingga hasilnya tidak dapat diprediksi dari salah satu parameter saja. Pada Shell 3, NAC bekerja pada puncak aktivasinya dengan kandungan sulfur yang belum memadai untuk membentuk lapisan FeS yang efektif. Sebaliknya pada Shell 4, mekanisme TSR yang mulai aktif pada temperature 259°C berhasil menghasilkan pasokan H₂S yang lebih besar sehingga lapisan FeS yang terbentuk lebih tebal dan lebih protektif, mengkompensasi agresivitas naphthenic acid yang lebih tinggi.

d. Spesies Akselerator Katalitik

Selain spesies korosif aktif yang telah diidentifikasi sebelumnya, Tabel 4.8 juga mengidentifikasi empat spesies akselerator katalitik, yaitu spesies yang secara mandiri tidak menjadi penyebab utama korosi, namun kehadirannya mempercepat laju proses korosi yang diinisiasi oleh spesies korosif utama.

CO₂ yang hadir dalam trace amount pada Shell 1 dan Shell 2 memiliki peran katalitik melalui mekanisme depolarisasi katodik. CO₂ yang larut dalam fase kondensat membentuk asam karbonat yang terdisosiasi menyediakan ion H⁺ tambahan di luar yang sudah ada dari HCl dan H₂S. Meskipun H₂CO₃ merupakan asam yang jauh lebih lemah dari HCl (pK_{a1} = 6,35), keberadaannya tetap memberikan suplai ion H⁺ tambahan yang mempercepat reaksi katodik pada proses korosi, sehingga CO₂ berperan sebagai akselerator yang meningkatkan laju korosi total di Shell 1 tanpa dikonsumsi secara permanen (Revie & Uhlig, 2008).

Piridin dan kuinolin yang hadir pada Shell 3 dan Shell 4 berperan sebagai akselerator melalui mekanisme khelasi ion logam. Senyawa nitrogen basa ini membentuk kompleks yang stabil dengan Fe²⁺ sehingga meningkatkan kelarutannya dalam fase fluida dan menghambat pembentukan lapisan pasivasi yang normalnya menjadi hambatan anodik. Akibatnya, permukaan logam terus terekspos untuk korosi lanjutan. Meskipun senyawa nitrogen organik secara umum lebih dikenal sebagai inhibitor korosi, efek akselerasi ini berlaku dalam kondisi spesifik di mana kompleksasi Fe²⁺ mencegah re-deposisi lapisan pelindung (Revie & Uhlig, 2008).

Polisulfida organik (R-S_n-R') yang hadir pada Shell 3 dan Shell 4 bersifat inhibitor NAC melalui pembentukan lapisan FeS, sehingga dapat menjadi lapisan pelindung terhadap agresivitas naphthenic acid

Untuk mensintesis seluruh variabel komposisi fluida yang telah dianalisis dan menghubungkannya secara sistematis dengan CR aktual, disusun matriks korelasi sebagaimana disajikan pada Tabel 4.9 berikut.

Tabel 4.9 Matriks Korelasi Komposisi Fluida dengan CR Aktual

Kelompok Spesies Korosif	Peran Utama	Shell				Pengaruh Terhadap CR
		1	2	3	4	
H ₂ S + HCl + Kondensat (fase basah)	Pembentuk elektrolit asam agresif	Sangat tinggi	Rendah	Rendah	Sangat Rendah	Positif kuat (makin tinggi, CR makin besar)
Naphthenic Acid - TAN	Agen korosif NAC pada T > 180°C	N/A	Rendah (0,08)	Sedang (0,15)	Tinggi (0,28)	Positif moderat (dimodifikasi oleh kandungan sulfur)
Total Sulfur – FeS (TSR pada shell 4)	Pembentuk lapisan pelindung	Sangat Rendah	Rendah	Sedang	Tinggi	Negatif (makin tinggi, CR makin kecil, efek protektif)
Merkaptan/Thiol	Inhibitor adsorpsi pada T rendah	Rendah	Tertinggi	Sedang	Rendah	Negatif moderat pada zona fraksi naphtha
NH ₃ + Cl ⁻	Pembentuk deposit NH ₄ Cl korosif lokal	Tinggi	Moderat	Rendah	Sangat Rendah	Positif lokal (memperparah korosi lokal)
CO ₂	Akselerator katalitik - depolarisasi katodik	Trace	Trace	-	-	Positif ringan pada Shell 1 dan 2
Piridin, Kuinolin	Akselerator katalitik	-	Trace	Hadir	Hadir	Positif moderat pada Shell 3 dan 4
Polisulfida organik	Akselerator katalitik - Inisiasi FeS (kadar tinggi)	-	Trace	Hadir	Tinggi	Positif kondisional pada Shell 3 dan 4

CR Aktual (mm/y)	-	0,258	0,048	0,1883	0,088	-
---------------------	---	-------	-------	--------	-------	---

Berdasarkan Tabel 4.9, dapat dikonfirmasi bahwa CR aktual pada tiap shell merupakan hasil interaksi kompetitif antara spesies korosif, mekanisme proteksi alami, dan akselerator katalitik yang bervariasi per zona. Pada Shell 1, spesies fase basah mendominasi dengan akselerasi tambahan dari CO₂ dan autokatalisis Fe²⁺, tanpa mekanisme proteksi yang sebanding, menghasilkan CR tertinggi (0,258 mm/tahun) dan governing remaining life yang paling kritis (1,47 tahun). Pada Shell 2, tidak ada spesies korosif yang dominan aktif dan merkaptan memberikan inhibisi parsial, menghasilkan CR terendah (0,048 mm/tahun). Pada Shell 3, naphthenic acid aktif pada puncak temperatur aktivasinya dengan proteksi sulfur yang belum memadai dan akselerasi dari piridin/kuinolin, menghasilkan CR menengah (0,138 mm/tahun). Pada Shell 4, keseimbangan yang lebih baik antara agresivitas NAC dan proteksi FeS yang diperkuat oleh TSR menghasilkan CR yang lebih terkontrol (0,088 mm/tahun) meskipun kandungan naphthenic acid-nya tertinggi.

Dari sisi pemantauan operasional, temuan ini menunjukkan bahwa parameter TAN dan kandungan sulfur fraksi pada zona Shell 3 dan Shell 4 perlu dipantau secara berkala sebagai indikator dini risiko perubahan laju korosi. Apabila perubahan komposisi crude oil yang diolah mengakibatkan peningkatan TAN atau penurunan kandungan sulfur, terutama pada zona Shell 3, laju korosi berpotensi meningkat secara signifikan karena keseimbangan NAC-FeS yang ada saat ini dapat terganggu. Sementara itu, pada Shell 1 program mitigasi yang paling efektif adalah pengendalian kadar HCl dan H₂S dalam overhead melalui injeksi bahan kimia penetral atau inhibitor yang sesuai.