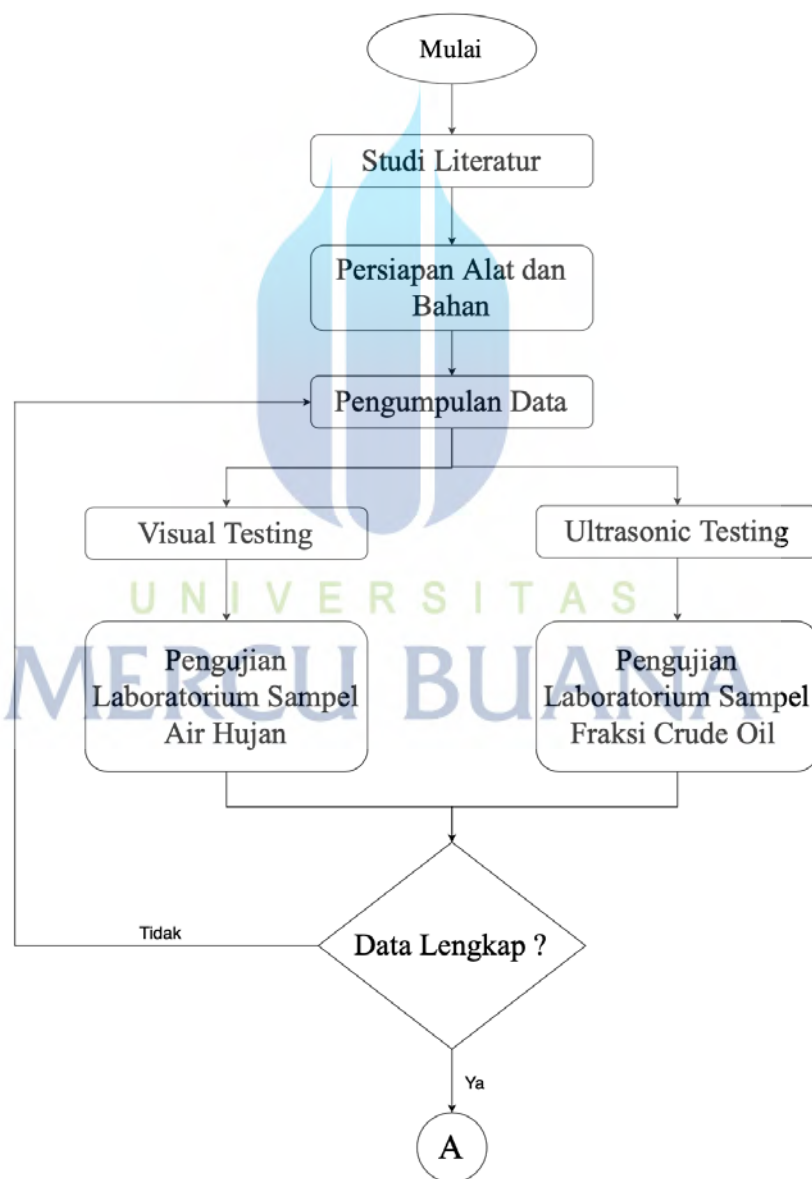


BAB III

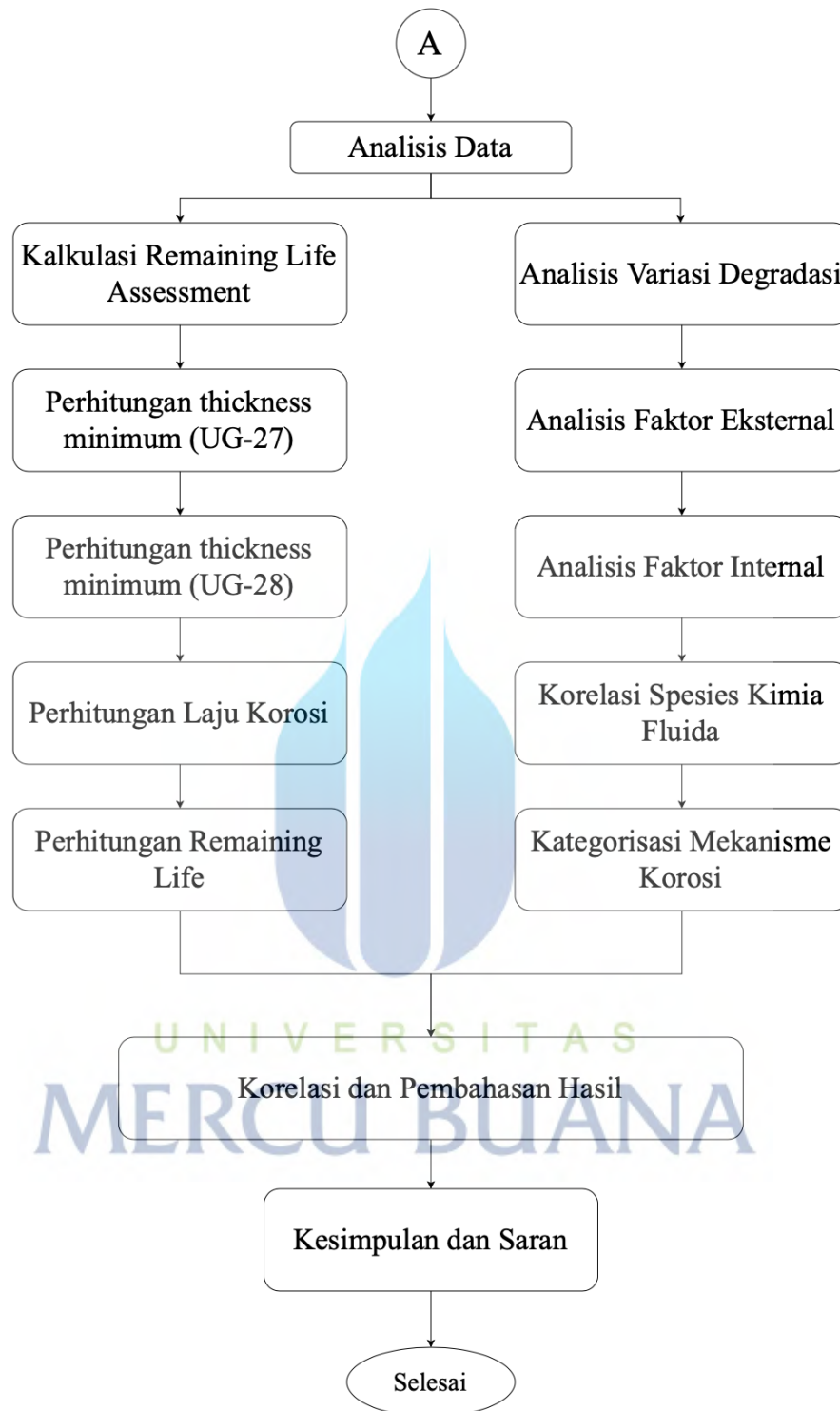
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir

Berikut merupakan diagram dari penelitian ini



Gambar 3.1 Diagram Alir Pengumpulan Data Penelitian



Gambar 3.2 Diagram Alir Pengolahan dan Analisis Data Penelitian

3.2 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan untuk memahami gambaran proses pengolahan minyak mentah, komponen-komponen yang terlibat, dan cara melakukan *In-service Inspection*. Sumber pembelajaran ini mayoritas disediakan oleh pihak PT XYZ, *Dept. Maintenance, planning, & support*, Divisi *Stationary Statutory Inspection and Engineering* (SSIE) dalam bentuk powerpoint, serta *recommended practice, standard*, dan *code* yang digunakan di PT XYZ sebagai bagian dari studi literatur.

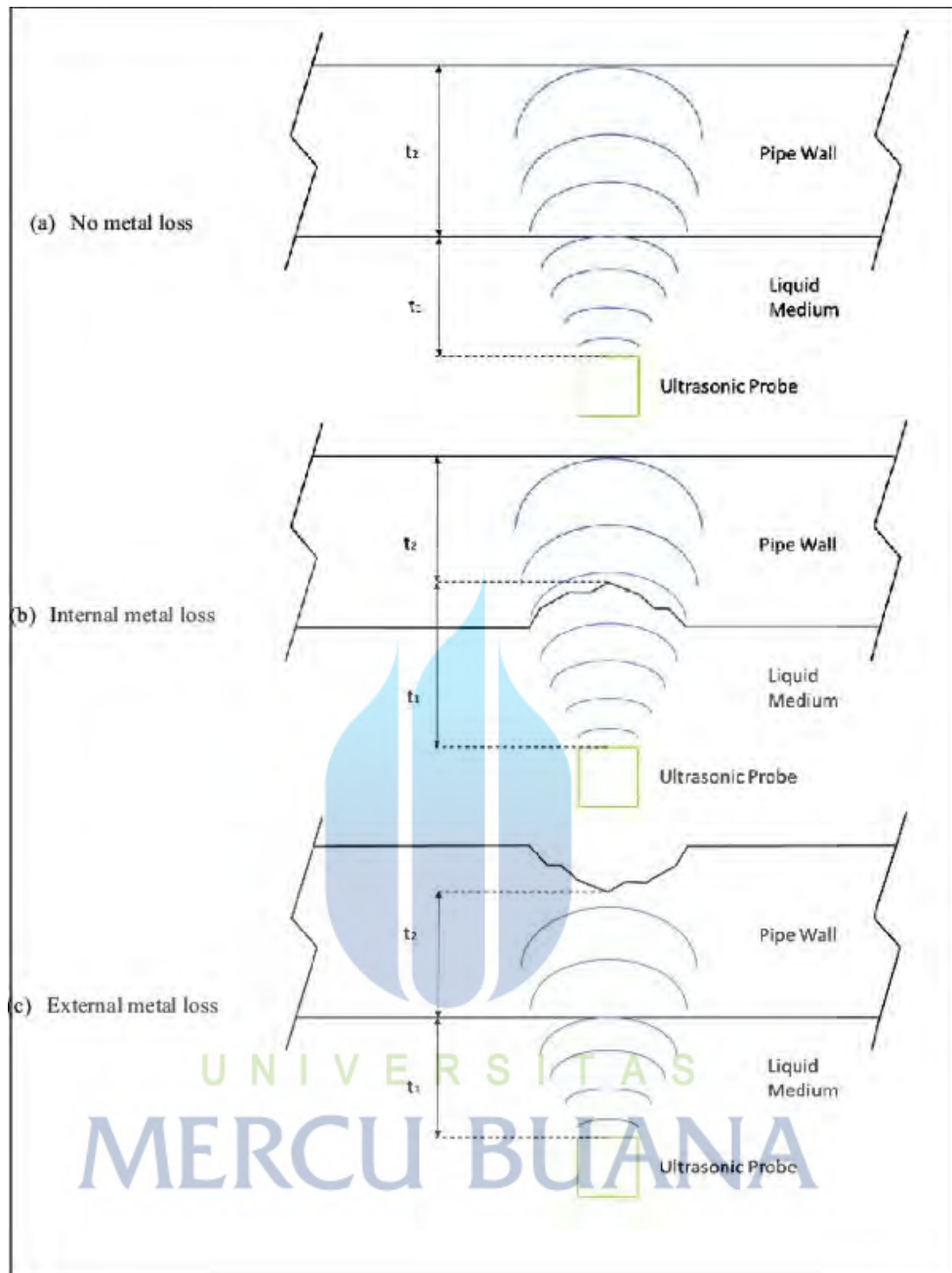
3.3 Alat dan Bahan

3.3.1 Alat Penelitian

Alat utama yang digunakan dalam penelitian ini adalah perangkat *Ultrasonic Thickness Testing* (UTT). Metode UTT merupakan salah satu metode *Non-Destructive Testing* (NDT) yang digunakan untuk mengukur ketebalan material tanpa merusak struktur material tersebut. Prinsip kerja metode ini didasarkan pada perambatan gelombang ultrasonik yang dipancarkan ke dalam material, kemudian gelombang yang dipantulkan kembali diterima oleh sensor dan diolah untuk menentukan ketebalan material.

Penggunaan metode UTT dalam penelitian ini dipilih karena memiliki beberapa keunggulan, antara lain mampu memberikan hasil pengukuran yang akurat, dapat digunakan pada peralatan yang masih beroperasi (*in-service equipment*), serta mampu mendeteksi variasi ketebalan material pada titik-titik tertentu. Dengan demikian, metode ini sangat sesuai untuk digunakan dalam analisis degradasi material dan perhitungan laju korosi.

Pengukuran dilakukan pada beberapa titik yang telah ditentukan pada permukaan peralatan, sehingga diperoleh distribusi ketebalan material yang representatif terhadap kondisi aktual.



Gambar 3.3 Diagram skematik metode pengujian ultrasonik untuk pengukuran ketebalan dinding pipa

(Sumber: Sachedina & Mohany, 2018)

3.3.2 Bahan Penelitian

Bahan dalam penelitian ini berupa objek peralatan proses statis yaitu kolom distilasi yang merupakan bagian dari unit *Crude Distillation Unit* (CDU) C-201-01. *Equipment* CDU merupakan unit utama dalam proses pengolahan minyak bumi

yang berfungsi untuk memisahkan *crude oil* menjadi beberapa fraksi berdasarkan perbedaan titik didih.



Gambar 3.4 Visualisasi CDU C-201-01 di Lapangan

Dalam operasinya, kolom distilasi bekerja pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu yang dapat mempengaruhi ketahanan material terhadap degradasi, khususnya korosi. Oleh karena itu, pemahaman terhadap spesifikasi desain dan operasional peralatan menjadi penting dalam mendukung analisis yang dilakukan.

Spesifikasi desain dan operasional dari peralatan yang dianalisis meliputi parameter seperti tekanan operasi, temperatur operasi, serta kondisi desain yang digunakan sebagai acuan dalam evaluasi ketebalan minimum. Parameter-parameter tersebut disajikan dalam bentuk tabel untuk mempermudah proses analisis.

Tabel 3.1 Data Desain Equipment

Item No.	C-201-01
Serial No.	PV-96-0037
Base Material	Carbon Steel SA-516 Gr. 60
Operation Temperature	119 °C, 184 °C, 259 °C, 332 °C
Design Temperature	145 °C
Operation Pressure	0,62 kg/mm ²
Design Pressure	3,5 kg/mm ²

Selain itu, dalam mendukung analisis material, digunakan pula data sifat mekanik material seperti tegangan ijin (*allowable stress*), yang menjadi acuan dalam perhitungan berdasarkan standar desain. Data sifat material ini umumnya mengacu pada standar yang berlaku dan disajikan dalam bentuk tabel.

Tabel 3.2 Data Material SA-516 Gr. 60

Properti	Nilai
Densitas	7850
UTS <i>Minimum</i>	415 MPa
<i>Yield Strength Minimum</i>	220 MPa
<i>Maximum Allowable Stres</i>	10,5463 kg/mm ²
<i>Joint Efficiency</i>	0,850

3.4 Metode Pengumpulan Data

Proses pengumpulan data dalam penelitian ini dilakukan untuk memperoleh informasi mengenai kondisi aktual peralatan, khususnya terkait degradasi material yang terjadi selama operasi. Data yang dikumpulkan digunakan sebagai dasar dalam analisis laju korosi serta estimasi sisa umur operasi peralatan. Dalam penelitian ini, metode pengumpulan data dilakukan dengan dua pendekatan utama, yaitu *visual testing* dan *Ultrasonic Thickness Testing* (UTT), yang termasuk dalam metode *Non-Destructive Testing* (NDT).

3.4.1 Visual Testing

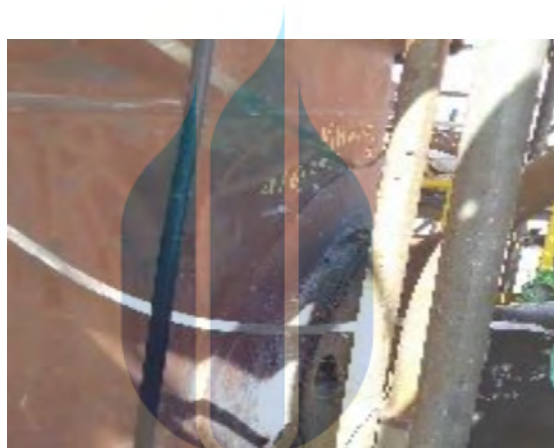
Visual Testing (VT) merupakan tahap awal dalam proses inspeksi yang dilakukan dengan cara mengamati secara langsung kondisi permukaan peralatan. Metode ini bertujuan untuk mengidentifikasi indikasi awal kerusakan yang dapat terjadi pada material, seperti korosi, perubahan warna, retakan, maupun deformasi pada permukaan.

Pelaksanaan *visual testing* diawali dengan observasi area inspeksi pada bagian peralatan yang akan dianalisis. Area yang dipilih umumnya merupakan bagian yang memiliki potensi tinggi mengalami degradasi material. Sebelum dilakukan pengamatan, permukaan material dapat dibersihkan dari kotoran atau deposit yang menempel agar kondisi permukaan dapat terlihat dengan lebih jelas. Selanjutnya, dilakukan pengamatan secara langsung terhadap permukaan material untuk mengidentifikasi adanya indikasi kerusakan, seperti terbentuknya karat, *pitting*, atau perubahan kondisi permukaan lainnya.

Selama proses inspeksi, perhatian difokuskan pada bagian-bagian tertentu yang menunjukkan tanda-tanda degradasi yang lebih signifikan dibandingkan bagian lainnya. Jika terdapat indikasi kerusakan, bagian tersebut akan diberi tanda di sekitar area yang terindikasi mengalami kerusakan. Bagian tersebut kemudian dijadikan sebagai referensi dalam penentuan titik pengukuran pada tahap selanjutnya. Hasil pengamatan visual ini didokumentasikan dalam bentuk catatan atau foto untuk mendukung proses analisis lebih lanjut.



Gambar 3.5 Kondisi Shell 1-01 Menunjukkan Indikasi Kerusakan



Gambar 3.6 Kondisi Shell 1-03 tidak ada indikasi kerusakan

3.4.2 *Ultrasonic Thickness Testing* (UTT)

Ultrasonic Thickness Testing (UTT) merupakan metode pengujian tidak merusak yang digunakan untuk mengukur ketebalan material dengan memanfaatkan gelombang ultrasonik. Metode ini digunakan untuk mengetahui kondisi aktual ketebalan material serta mendeteksi adanya penurunan ketebalan akibat proses korosi.

Pelaksanaan pengukuran dimulai dengan persiapan alat UTT yang meliputi pengecekan kondisi alat serta kalibrasi untuk memastikan akurasi hasil pengukuran. Setelah itu, ditentukan titik-titik pengukuran berdasarkan hasil *visual testing* yang

telah dilakukan sebelumnya, sehingga pengukuran dapat difokuskan pada area yang berpotensi mengalami degradasi material.

Sebelum dilakukan pengukuran, permukaan material dibersihkan dan diberikan *couplant* untuk memastikan gelombang ultrasonik dapat merambat dengan baik dari probe ke dalam material. Proses pengukuran kemudian dilakukan dengan menempatkan *probe* pada titik yang telah ditentukan, sehingga diperoleh nilai ketebalan material pada setiap titik pengamatan.

Hasil pengukuran ketebalan dicatat secara sistematis untuk setiap titik yang diuji. Pada beberapa shell, pengukuran dapat dilakukan lebih dari satu kali untuk memastikan konsistensi dan keakuratan data yang diperoleh. Data hasil pengukuran ini selanjutnya digunakan sebagai dasar dalam perhitungan laju korosi serta estimasi sisa umur operasi peralatan.

Tabel 3.3 Hasil Pengukuran Ketebalan Aktual Menggunakan UTT

MEASUREMENTS													
Part	ID	THICKNESS MEASUREMENT POINT (mm)								MIN	Tnom	Treq	Tprev
		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			13.29
	1-05	13.86		13.67		13.67		14.25		13.67			N/A
	1-06	12.41		13.83		14.75		12.57		12.41			
	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			
	1-10	19.01		18.89		18.35		18.87		18.35			18.33
	1-11	22.54		22.60		23.62		22.50		22.5			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

3.4.3 Pengujian Komposisi Kimia Air Hujan

Pengujian komposisi kimia air hujan dilakukan untuk memperoleh data kuantitatif mengenai kandungan spesies kimia yang terdapat dalam air hujan di area unit C-201-01. Data ini diperlukan sebagai dasar analisis pengaruh faktor eksternal lingkungan terhadap degradasi material pada dinding luar shell, khususnya dalam mengkaji potensi korosi atmosferik dan mekanisme Corrosion Under Insulation (CUI) yang dibahas pada sub-bab 4.1.2 dan 4.1.3.

Pengambilan sampel air hujan dilakukan pada beberapa titik di sekitar area unit C-201-01 yang mewakili kondisi lingkungan aktual selama periode inspeksi berlangsung. Sampel dikumpulkan menggunakan wadah pengumpul yang bersih dan ditempatkan pada lokasi terbuka di area kilang untuk memastikan sampel yang diperoleh merepresentasikan komposisi air hujan yang terdeposit pada permukaan luar peralatan di area tersebut. Setiap sampel yang terkumpul kemudian diberi label sesuai dengan kode titik pengambilan dan disimpan dalam kondisi yang terjaga sebelum dikirimkan untuk pengujian.

Seluruh proses pengujian dilakukan oleh laboran di laboratorium PT XYZ. Parameter kimia yang diuji meliputi nilai pH, kandungan sulfat (SO_4^{2-}), nitrat (NO_3^-), klorida (Cl^-), natrium (Na^+), kalsium (Ca^{2+}), magnesium (Mg^{2+}), dan ammonium (NH_4^+). Pemilihan parameter-parameter ini didasarkan pada relevansinya terhadap mekanisme korosi atmosferik, di mana nilai pH mencerminkan tingkat keasaman presipitasi, kandungan Cl^- dan Na^+

mengindikasikan kontribusi aerosol air laut, serta kandungan SO_4^{2-} dan NO_3^- mencerminkan kontribusi emisi gas SO_2 dan NO_x dari aktivitas proses kilang

3.4.4 Pengujian Komposisi Spesies Fluida Proses per Zona Shell

Pengujian komposisi spesies fluida proses dilakukan untuk memperoleh data kuantitatif mengenai kandungan spesies kimia yang terdapat dalam fluida yang berkontak langsung dengan dinding tiap zona shell yang dianalisis. Data ini diperlukan sebagai dasar analisis pengaruh faktor internal komposisi fluida terhadap variasi laju degradasi antar shell

Pengambilan sampel fluida proses dilakukan dari jalur pengambilan sampel yang tersedia pada tiap zona shell yang menjadi objek analisis, yaitu Shell 1 hingga Shell 4. Titik pengambilan sampel dipilih pada jalur produk atau side draw yang secara langsung merepresentasikan komposisi fraksi fluida pada ketinggian masing-masing shell. Sampel dari tiap zona diambil secara terpisah, diberi label sesuai identifikasi shell, dan disimpan dalam kondisi yang sesuai dengan persyaratan pengujian sebelum dikirimkan ke laboratorium.

Seluruh proses pengujian dilakukan oleh laboran di laboratorium PT XYZ, dengan Parameter yang diuji mencakup kandungan H_2S , kandungan HCl , kandungan amonia (NH_3), konsentrasi ion klorida (Cl^-), kandungan merkaptan/thiol, nilai Total Acid Number (TAN), konsentrasi naphthenic acid, kandungan total sulfur, kandungan air dalam fraksi, serta pH kondensat khusus untuk zona Shell 1 yang merupakan zona kondensasi overhead. Pemilihan parameter-parameter ini didasarkan pada relevansinya terhadap mekanisme korosi yang telah diidentifikasi melalui studi literatur pada Bab II, yaitu korosi elektrokimia basah, naphthenic acid corrosion, dan sulfidasi, serta untuk mengidentifikasi keberadaan spesies akselerator katalitik yang berpotensi mempercepat laju degradasi

3.5 Metode Analisis Data

Metode analisis data dalam penelitian ini dilakukan untuk mengolah data hasil pengukuran ketebalan material yang diperoleh melalui metode *Ultrasonic Thickness Testing* (UTT) menjadi parameter-parameter yang diperlukan dalam evaluasi kondisi peralatan.

3.5.1 Analisis Laju Korosi dan Sisa Umur Operasi

Proses analisis diawali dengan pengolahan data ketebalan aktual hasil pengukuran UTT. Data tersebut disusun dan dikelompokkan berdasarkan lokasi pengukuran pada peralatan, sehingga dapat memberikan gambaran distribusi ketebalan material secara menyeluruh. Dari data ini, dapat diidentifikasi bagian-bagian yang mengalami penurunan ketebalan paling signifikan sebagai indikasi awal terjadinya degradasi material.

Selanjutnya, dilakukan perhitungan laju korosi yang merepresentasikan kecepatan penipisan material akibat proses korosi selama operasi. Perhitungan laju korosi dilakukan menggunakan persamaan yang telah dijelaskan pada Bab II, yaitu Persamaan (2.1). Nilai laju korosi ini menjadi parameter utama dalam analisis karena digunakan sebagai dasar dalam memprediksi kondisi material di masa mendatang.

Tahapan berikutnya adalah menentukan ketebalan minimum yang diizinkan (*minimum required thickness*). Perhitungan ini dilakukan berdasarkan standar ASME BPVC *Section VIII Division 1* dengan mempertimbangkan kondisi pembebanan pada peralatan. Untuk kondisi tekanan internal, ketebalan minimum dihitung menggunakan Persamaan (2.3) yang mengacu pada ketentuan UG-27. Sedangkan untuk kondisi tekanan eksternal, ketebalan minimum dihitung menggunakan Persamaan (2.4) yang mengacu pada ketentuan UG-28. Hasil dari perhitungan ini digunakan sebagai batas aman dalam evaluasi kondisi material.

Setelah diperoleh nilai laju korosi dan ketebalan minimum yang diizinkan, langkah selanjutnya adalah menghitung sisa umur operasi (*remaining life*) peralatan. Perhitungan ini dilakukan menggunakan Persamaan (2.2), dengan

mempertimbangkan selisih antara ketebalan aktual dan ketebalan minimum terhadap laju korosi yang terjadi. Nilai *remaining life* yang diperoleh menunjukkan estimasi waktu yang tersisa sebelum material mencapai batas ketebalan minimum yang diizinkan.

Hasil dari seluruh tahapan perhitungan tersebut kemudian dianalisis untuk mengevaluasi kondisi kelayakan operasi peralatan. Selain itu, analisis juga difokuskan pada identifikasi bagian-bagian yang mengalami laju degradasi lebih tinggi dibandingkan bagian lainnya, sehingga dapat diketahui area kritis yang berpotensi mengalami kegagalan terlebih dahulu.

3.5.2 Analisis Variasi Laju Degradasi Berdasarkan Faktor Internal

Analisis faktor internal dilakukan dengan mengkaji dua variabel utama yang berkaitan langsung dengan kondisi operasi di dalam kolom distilasi, yaitu jenis fraksi fluida dan temperatur kerja pada tiap zona shell.

a. Jenis Fraksi Fluida per Zona Shell

Berdasarkan prinsip kerja kolom distilasi atmosferik, tiap zona ketinggian shell berkontak dengan fraksi yang berbeda sesuai dengan gradien volatilitas. Dengan asumsi distribusi yang proporsional terhadap ketinggian total unit (65 m) dan jumlah shell (14 buah), diperoleh estimasi tinggi per shell sebesar $\pm 4,64$ m. Berdasarkan hal tersebut, distribusi fraksi pada tiap zona shell diidentifikasi sebagai berikut: Shell 1 berkontak dengan fraksi gas dan LPG, Shell 2 hingga 5 berkontak dengan fraksi naphtha dan sebagian *kerosene*, Shell 6 hingga 9 berkontak dengan fraksi *kerosene* dan diesel, Shell 10 hingga 12 berkontak dengan *heavy gas oil* (HGO), serta Shell 13 hingga 14 berkontak dengan residu yang akan diproses lebih lanjut di vacuum unit.

Kandungan spesies korosif pada tiap fraksi kemudian diidentifikasi berdasarkan kajian literatur. Pada zona Shell 1 yang merupakan zona kondensasi *overhead*, spesies korosif dominan berupa HCl, H₂S, dan air kondensat. Ketiga spesies ini membentuk lingkungan elektrolit asam yang sangat agresif terhadap material *carbon steel* (Subramanian, 2021). Pada

zona Shell 2 hingga 5, fraksi naphtha dan *kerosene* mengandung *naphthenic acid* bermolekul rendah yang berpotensi korosif. Pada zona Shell 6 hingga 9, terjadi interaksi sinergis antara *naphthenic acid* dan senyawa sulfur yang saling mempengaruhi laju degradasi material (Huang et al., 2012). Pada zona Shell 10 hingga 12, fraksi HG umumnya memiliki TAN tertinggi karena konsentrasi *naphthenic acid* mendekati titik didihnya (Yoon et al., 2022). Sementara pada zona Shell 13 hingga 14, mekanisme sulfidasi temperatur tinggi menjadi dominan seiring dengan penguraian senyawa sulfur menjadi H_2S yang lebih reaktif (Huang et al., 2012).

b. Temperatur Kerja per Zona Shell

Temperatur kerja berperan sebagai faktor pengaktif mekanisme korosi yang berbeda pada tiap zona shell. Berdasarkan data desain equipment (Tabel 3.1), temperatur operasi pada kolom C-201-01 berkisar antara $119^{\circ}C$ hingga $332^{\circ}C$ dengan distribusi gradien dari atas ke bawah kolom.

Pada zona Shell 1 dengan estimasi temperatur $\sim 119^{\circ}C$, temperatur ini berada di bawah ambang batas aktivasi *naphthenic acid corrosion* (NAC) yang umumnya dimulai pada $180\text{--}220^{\circ}C$ (Chis et al., 2022). Oleh karena itu, mekanisme yang dominan bukan NAC melainkan korosi elektrokimia basah akibat kondensasi H_2S dan HCl bersama uap air pada dinding shell. Kondisi ini menjadikan Shell 1 sebagai zona dengan mekanisme korosi yang berbeda secara fundamental dibandingkan shell di zona bawah. Pada zona Shell 2 hingga 5 dengan estimasi temperatur $119\text{--}184^{\circ}C$, temperatur mulai mendekati ambang batas aktivasi NAC namun belum optimal, sehingga laju korosi relatif lebih terkontrol. Pada zona Shell 6 hingga 9 dengan estimasi temperatur $184\text{--}259^{\circ}C$, rentang ini merupakan zona paling aktif untuk NAC dimana laju korosi *naphthenic acid* mencapai maksimum pada temperatur $270\text{--}280^{\circ}C$ (Huang et al., 2012). Pada zona Shell 10 hingga 14 dengan temperatur di atas $259^{\circ}C$, mekanisme sulfidasi mulai mendominasi seiring dengan penguraian senyawa sulfur yang semakin intensif pada temperatur tinggi (Huang et al., 2012).

Dengan menggabungkan kedua variabel internal tersebut, dapat disusun korelasi antara posisi shell, jenis fraksi, temperatur kerja, dan kandungan korosif dominan yang relevan sebagaimana disajikan pada Tabel 3.4 berikut.

Tabel 3.4 Hubungan Faktor Internal per Zona Shell

Shell	Fraksi	Temp (°C)	Unsur Korosif Dominan
1	LPG/Gas	119	HCL, H ₂ S, air kondensat
2-5	Naphta/Kerosine	119-184	NAC mol. rendah, residu H ₂ S
6-9	Kerosine/Diesel	184-259	NAC
10-12	HGO	259-332	TAN tinggi
13-14	Residu	>332	H ₂ S, sulfur berat

3.5.3 Analisis Variasi Laju Degradasi Berdasarkan Faktor Eksternal

Selain faktor internal, variasi laju degradasi juga dianalisis dari sisi faktor eksternal yang berkaitan dengan kondisi lingkungan di sekitar unit C-201-01. Terdapat tiga faktor eksternal yang dikaji, yaitu lokasi unit, paparan hujan asam di area kilang, dan perbedaan ketinggian antar shell.

a. Lokasi Unit

Unit C-201-01 berlokasi di kawasan kilang yang berada di pinggir laut. Kondisi ini menyebabkan udara di sekitar unit mengandung konsentrasi klorida yang tinggi dari aerosol air laut. Klorida yang terdeposit pada permukaan luar insulasi dapat menembus lapisan insulasi dan bereaksi dengan permukaan logam shell, memperparah mekanisme *Corrosion Under Insulation* (CUI) sebagaimana dijelaskan pada sub-bab 2.6.6. Pengaruh ini cenderung lebih signifikan pada shell di ketinggian yang lebih tinggi karena lebih terekspos langsung terhadap angin laut dibandingkan shell di bagian bawah yang relatif terlindungi oleh struktur unit di sekitarnya.

b. Paparan Hujan Asam

Kawasan kilang menghasilkan emisi gas seperti SO_2 dan NO_x dari proses pembakaran dan pengolahan. Gas-gas tersebut bereaksi dengan uap air di atmosfer membentuk asam sulfat dan asam nitrat yang jatuh sebagai hujan asam (Seinfeld & Pandis, 2016). Paparan hujan asam pada permukaan luar shell dapat mempercepat degradasi material terutama pada area yang insulasinya tidak sempurna atau mengalami kerusakan. Sama seperti faktor klorida, paparan hujan asam cenderung lebih intens pada shell di ketinggian atas karena minimnya perlindungan dari struktur sekitar.

c. Posisi Ketinggian Shell

Perbedaan ketinggian antar shell berimplikasi pada intensitas paparan faktor eksternal yang berbeda. Shell 1 yang berada pada ketinggian $\pm 60\text{--}65\text{m}$ merupakan shell yang paling terekspos terhadap angin laut, aerosol klorida, dan hujan asam secara langsung. Sebaliknya, shell di bagian bawah lebih terlindungi secara struktural namun lebih rentan terhadap akumulasi kondensat dan deposit korosif di permukaan bawah insulasi akibat efek gravitasi.

Kombinasi antara posisi ketinggian tertinggi (faktor eksternal) dan zona kondensasi *overhead* dengan spesies korosif $\text{HCl} + \text{H}_2\text{S} + \text{air kondensat}$ (faktor internal) menjadikan Shell 1 sebagai komponen dengan kondisi paling rentan terhadap degradasi, yang konsisten dengan hasil data UTT yang menunjukkan nilai ketebalan minimum aktual terendah pada Shell 1-01 sebesar 10,58 mm. Keterbatasan data kuantitatif pada shell di zona tengah dan bawah menyebabkan perbandingan tidak dapat dilakukan secara penuh untuk seluruh shell. Namun demikian, perbedaan T_{nom} desain antara Shell 1–7 (14 mm), Shell 8–10 (18 mm), dan Shell 11–14 (20 mm) mengindikasikan bahwa peningkatan ketebalan ke arah bawah kolom lebih dipengaruhi oleh peningkatan tekanan operasi, bukanantisipasi laju korosi yang lebih tinggi, menjadikan temuan tingginya laju korosi di Shell 1 sebagai kondisi yang perlu mendapat perhatian khusus dalam program inspeksi selanjutnya.