

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian Terdahulu

Penelitian mengenai degradasi material akibat korosi serta analisis sisa umur operasi (*Remaining Life Assessment*) telah banyak dilakukan, khususnya pada peralatan industri proses di sektor minyak dan gas (*oil and gas*). Kajian ini menjadi penting karena korosi merupakan salah satu penyebab utama kegagalan peralatan yang dapat berdampak pada keselamatan dan keandalan operasi industri.

Kermani dan Morshed (2003) melakukan studi mengenai korosi akibat kandungan CO₂ pada sistem produksi minyak dan gas. Hasil penelitian menunjukkan bahwa laju korosi sangat dipengaruhi oleh parameter lingkungan seperti temperatur, tekanan parsial gas, serta komposisi fluida. Selain itu, penelitian ini juga menunjukkan bahwa korosi dapat terjadi secara tidak seragam tergantung pada kondisi lokal di dalam sistem. Selanjutnya, Melchers (2003) mengemukakan bahwa laju korosi tidak bersifat konstan, melainkan berubah terhadap waktu dan dipengaruhi oleh kondisi lingkungan serta mekanisme degradasi yang terjadi. Hal ini menunjukkan bahwa prediksi umur material tidak dapat dilakukan secara sederhana, tetapi harus mempertimbangkan variabilitas laju korosi.

Revie dan Uhlig (2008) menjelaskan bahwa dalam banyak kasus industri, korosi terjadi secara lokal (*localized corrosion*) seperti *pitting* dan *thinning*. Fenomena ini menyebabkan adanya perbedaan laju degradasi pada bagian tertentu dalam suatu peralatan, yang berpotensi membentuk area kritis sebagai titik awal kegagalan. Dalam konteks evaluasi umur peralatan, metode *Remaining Life Assessment* (RLA) telah banyak digunakan untuk memperkirakan sisa umur operasi berdasarkan data inspeksi aktual. Ainsworth (2000) menyatakan bahwa pendekatan berbasis inspeksi memberikan hasil yang lebih representatif dibandingkan pendekatan berbasis umur desain, karena mempertimbangkan kondisi aktual material di lapangan.

Namun demikian, penelitian yang secara khusus mengkaji hubungan antara hasil perhitungan *Remaining Life Assessment* dengan analisis penyebab perbedaan laju degradasi pada bagian-bagian tertentu dalam kolom distilasi, khususnya pada unit CDU, masih terbatas. Padahal, sebagai unit utama dalam proses *refinery*, kolom distilasi memiliki kondisi operasi yang kompleks yang berpotensi menyebabkan variasi laju degradasi material.

Tabel 2.1 Penelitian Terdahulu

No	Referensi	Pembahasan
1	(Jaric et al., 2025) <i>Estimation of residual operability and energy efficiency optimization of oil purification coloumn</i>	Membahas estimasi sisa umur operasi dan optimasi efisiensi energi pada kolom pemurnian minyak dengan pendekatan berbasis data inspeksi aktual yang relevan dengan evaluasi kolom distilasi di unit CDU
2	(Purwidyasari et al., 2023) <i>Estimating Remaining Life and FFS Evaluation of Fuel Piping System</i>	Menjelaskan metode perhitungan RLA dan evaluasi FFS pada sistem perpipaan kilang menggunakan API 579-1/ASME FFS-1, dengan pengukuran ketebalan pada 11 sistem perpipaan sebagai dasar estimasi sisa umur operasi
3	(Putra et al., 2023) <i>Remaining Life Assessment and Corrosion Rate on Storage Tank Using ASME/FFS-1 A 579</i>	Mengkaji metode RLA pada tangki penyimpanan berbahan carbon steel menggunakan pengukuran UTT dan standar ASME FFS-1, menghasilkan estimasi sisa umur dan laju korosi berdasarkan data inspeksi aktual
4	(Shattab et al., 2023) <i>Corrosion in Crude Oil Distillation Units (CDUs) and a Study of Reducing</i>	Menginvestigasi korosi pada unit CDU yang dipengaruhi oleh kandungan BS&W, garam, dan sulfur dalam crude oil, dengan menganalisis korelasi antara sifat crude oil

Its Rates by Changing Chemical Injection Sites terhadap tingkat degradasi peralatan di berbagai zona kolom distilasi

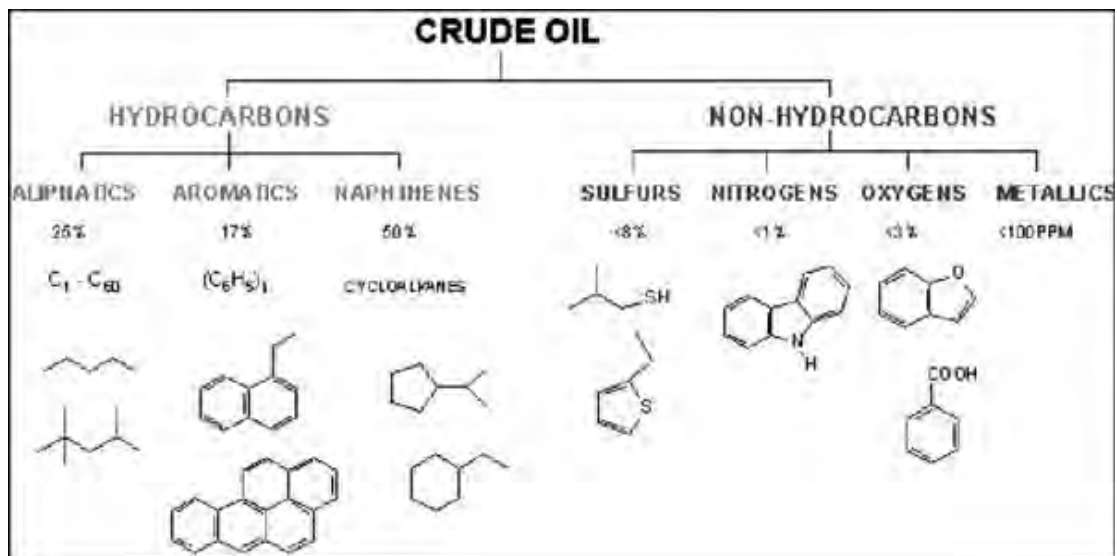
No	Referensi	Pembahasan
5	(Ng et al., 2022) <i>A review of Corrosion under Insulation: A Critical Issue in the Oil and Gas Industry</i>	Melakukan review komprehensif terhadap mekanisme CUI pada industri oil and gas, mencakup pengaruh lingkungan pesisir dan paparan klorida terhadap intensitas CUI, serta pendekatan inspeksi berbasis risiko untuk deteksi dan mitigasinya
6	(Chris et al., 2022) <i>The Effect of Corrosion on Crude Oil Distillation Plants</i>	Mengkaji pengaruh korosi terhadap integritas peralatan pada kilang distilasi minyak mentah, mencakup berbagai macam mekanisme korosi yang terjadi pada unit CDU dan dampaknya terhadap penurunan performa dan keandalan peralatan
7	(Subramanian, C., 2021) <i>Corrosion prevention of crude and vacuum distillation coloumn overheads in a petroleum refinery: A field monitoring study</i>	Melakukan pemantauan lapangan terhadap korosi titik embun (<i>dew point corrotion</i>) pada bagian overhead kolom distilasi atmosferik dan vakum di kilang minyak, menunjukkan hubungan antara kandungan HCL, H ₂ S, dan air kondensat terhadap laju degradasi material
8	(Animah, I., & Shafiee, M., 2018) <i>Condition assessment, remaining life useful prediction and lifee extension decision making for offshore oil and gas assets</i>	Mengkaji metodologi penilaian kondisi peralatan dan prediksi sisa umur pakai pada aset oil and gas, menunjukkan bahwa pendekatan berbasis kondisi aktual memberikan hasil yang lebih representatif dibandingkan pendekatan berbasis desain

- 9 (He et al., 2012) *Synergy effect of naphthenic acid corrosion and sulfur corrosion in crude oil distillation unit* Mengkaji efek sinergis antara *naphthenic acid* (NAC) dan korosi sulfur pada CDU, menunjukkan bahwa kandungan sulfur yang berbeda – beda dapat mempercepat atau menghambat laju NAC secara signifikan tergantung konsentrasinya
 - 10 (Laredo et al., 2004) *Napthenic acids, total acid number and sulfur content profile characterization in Isthimus and Maya crude oil* Mengkarakterisasi distribusi TAN, kandungan *asam naftenat*, dan kandungan sulfur sepanjang kurva distilasi dua jenis *crude oil*, menunjukkan bahwa kandungan jenis korosif bervariasi secara signifikan di tiap fraksi hasil distilasi
-

2.2 Crude Oil

Crude oil atau minyak mentah merupakan campuran kompleks senyawa hidrokarbon yang terbentuk secara alami dari proses dekomposisi material organik selama jutaan tahun di bawah kondisi tekanan dan temperatur tinggi. Minyak mentah umumnya tersusun atas berbagai jenis hidrokarbon, seperti parafin (alkana), naftena (sikloalkana), dan aromatik, serta mengandung sejumlah kecil senyawa non-hidrokarbon seperti sulfur, nitrogen, oksigen, dan logam berat (Gary et al., 2007).

Komposisi crude oil sangat bervariasi tergantung pada asal geologis dan kondisi pembentukannya. Variasi ini menyebabkan perbedaan sifat fisik dan kimia dari minyak mentah. Oleh karena itu, diperlukan parameter-parameter tertentu untuk mengkarakterisasi crude oil. Beberapa parameter yang umum digunakan antara lain densitas (yang dinyatakan dalam API gravity), viskositas, kandungan sulfur, serta nilai *Total Acid Number* (TAN). Parameter-parameter ini digunakan untuk menentukan kualitas *crude oil* serta sebagai dasar dalam proses pengolahan lebih lanjut (Speight, 2014).



Gambar 2.1 Struktur kimia dari crude oil

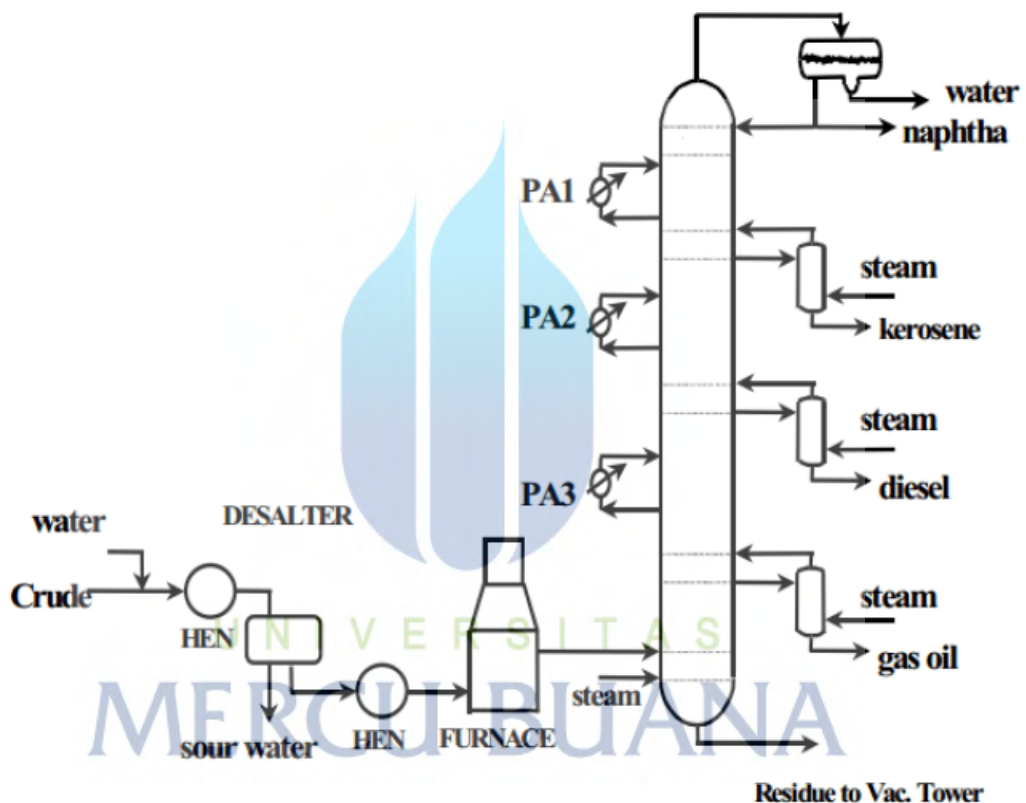
(Sumber: Neamah, 2014)

Berdasarkan densitasnya, crude oil diklasifikasikan menjadi beberapa jenis, yaitu *light crude oil*, *medium crude oil*, dan *heavy crude oil*. Klasifikasi ini didasarkan pada nilai *API gravity*, dimana *crude oil* dengan *API gravity* tinggi dikategorikan sebagai minyak ringan, sedangkan nilai *API gravity* rendah menunjukkan minyak berat. Selain itu, berdasarkan kandungan sulfur, *crude oil* dibedakan menjadi *sweet crude oil* (kandungan sulfur rendah) dan *sour crude oil* (kandungan sulfur tinggi) (Gary et al., 2007).

Selain komponen hidrokarbon, keberadaan senyawa non-hidrokarbon dalam crude oil juga berpengaruh terhadap sifat kimianya. Senyawa sulfur, nitrogen, serta asam organik dapat mempengaruhi stabilitas dan reaktivitas minyak mentah. Nilai *Total Acid Number* (TAN) sering digunakan untuk menunjukkan tingkat keasaman crude oil yang berkaitan dengan kandungan asam organik di dalamnya. Parameter ini menjadi salah satu indikator penting dalam karakterisasi minyak mentah.

2.3 Distilasi Bertingkat

Distilasi bertingkat (*multistage distillation*) merupakan salah satu metode pemisahan campuran fluida yang didasarkan pada perbedaan volatilitas atau titik didih antar komponen. Proses ini banyak digunakan dalam industri kimia dan perminyakan untuk memisahkan campuran menjadi fraksi-fraksi yang lebih murni melalui kontak berulang antara fase uap dan cair.



Gambar 2.2 Unit Distilasi Minyak Mentah dan Operasi Unit Terkait

(Sumber: Khalaf, 2018)

Pada distilasi bertingkat, pemisahan tidak terjadi dalam satu tahap, melainkan melalui beberapa tahapan yang disebut sebagai *stage* atau *tray*. Setiap tahap merepresentasikan kondisi kesetimbangan antara fase uap dan cair (*vapor-liquid equilibrium*). Dalam setiap tahap, komponen dengan volatilitas lebih tinggi

cenderung berpindah ke fase uap, sedangkan komponen dengan volatilitas lebih rendah tetap berada pada fase cair (Seader et al., 2011).

Konsep utama dalam distilasi bertingkat adalah adanya kontak intensif antara uap yang naik (*rising vapor*) dan cairan yang turun (*descending liquid*) di dalam kolom distilasi. Proses ini memungkinkan terjadinya perpindahan massa antar fase secara berulang, sehingga meningkatkan efisiensi pemisahan. Semakin banyak jumlah tahap yang tersedia, maka semakin baik tingkat pemisahan yang dapat dicapai.

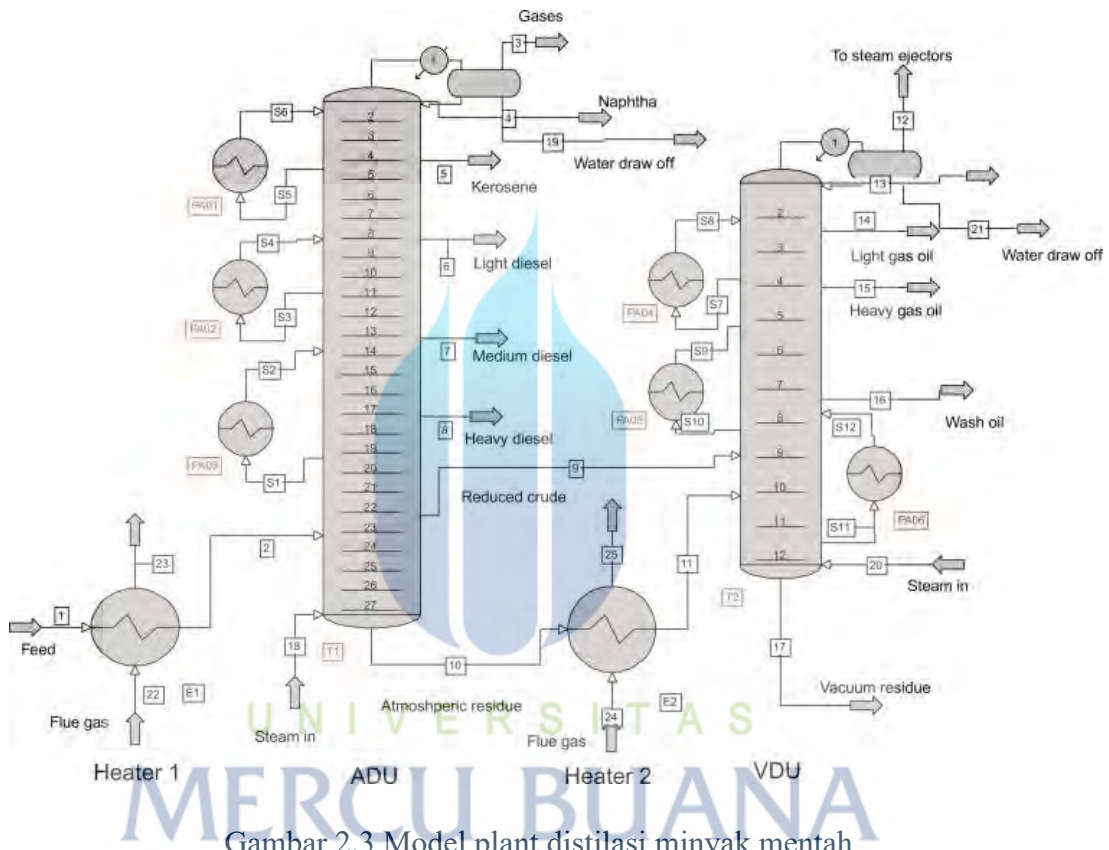
Dalam praktiknya, tahapan distilasi dapat direpresentasikan secara ideal maupun aktual. Pada sistem ideal, setiap tahap dianggap mencapai kesetimbangan sempurna antara fase uap dan cair. Namun, pada kondisi nyata, efisiensi setiap tahap dipengaruhi oleh berbagai faktor seperti desain tray, karakteristik fluida, serta kondisi operasi. Oleh karena itu, digunakan konsep efisiensi *tray* untuk menggambarkan kinerja aktual dari proses distilasi (Seader et al., 2011; Kister, 1992). Selain itu, hubungan kesetimbangan antara fase uap dan cair biasanya dinyatakan dalam bentuk diagram kesetimbangan (*vapor-liquid equilibrium diagram*). Diagram ini menunjukkan distribusi komposisi antara fase uap dan cair pada kondisi tertentu, dan menjadi dasar dalam analisis serta perancangan proses distilasi. Melalui pendekatan ini, jumlah tahap teoritis yang dibutuhkan untuk mencapai pemisahan tertentu dapat ditentukan (Seader et al., 2011).

2.4 Crude Distillation Unit

Crude Distillation Unit (CDU) merupakan unit utama dalam proses pengolahan minyak bumi di kilang yang berfungsi untuk memisahkan crude oil menjadi beberapa fraksi berdasarkan perbedaan titik didihnya. Menurut Gary et al. (2007), proses ini merupakan tahap awal dalam pengolahan minyak mentah sebelum dilanjutkan ke unit proses lainnya seperti *cracking* dan *reforming*.

Pada unit CDU, *crude oil* yang telah melalui proses pemanasan awal dialirkan menuju *furnace* untuk meningkatkan temperaturnya hingga mencapai kondisi tertentu. Selanjutnya, fluida tersebut masuk ke dalam kolom distilasi

atmosferik, dimana terjadi pemisahan komponen berdasarkan volatilitasnya (Speight, 2014). Komponen dengan titik didih rendah akan bergerak ke bagian atas kolom, sedangkan komponen dengan titik didih lebih tinggi akan terkumpul di bagian bawah. Menurut Speight (2014), proses ini berlangsung secara kontinu dan melibatkan perpindahan massa serta energi antara fase uap dan cair.



Gambar 2.3 Model plant distilasi minyak mentah

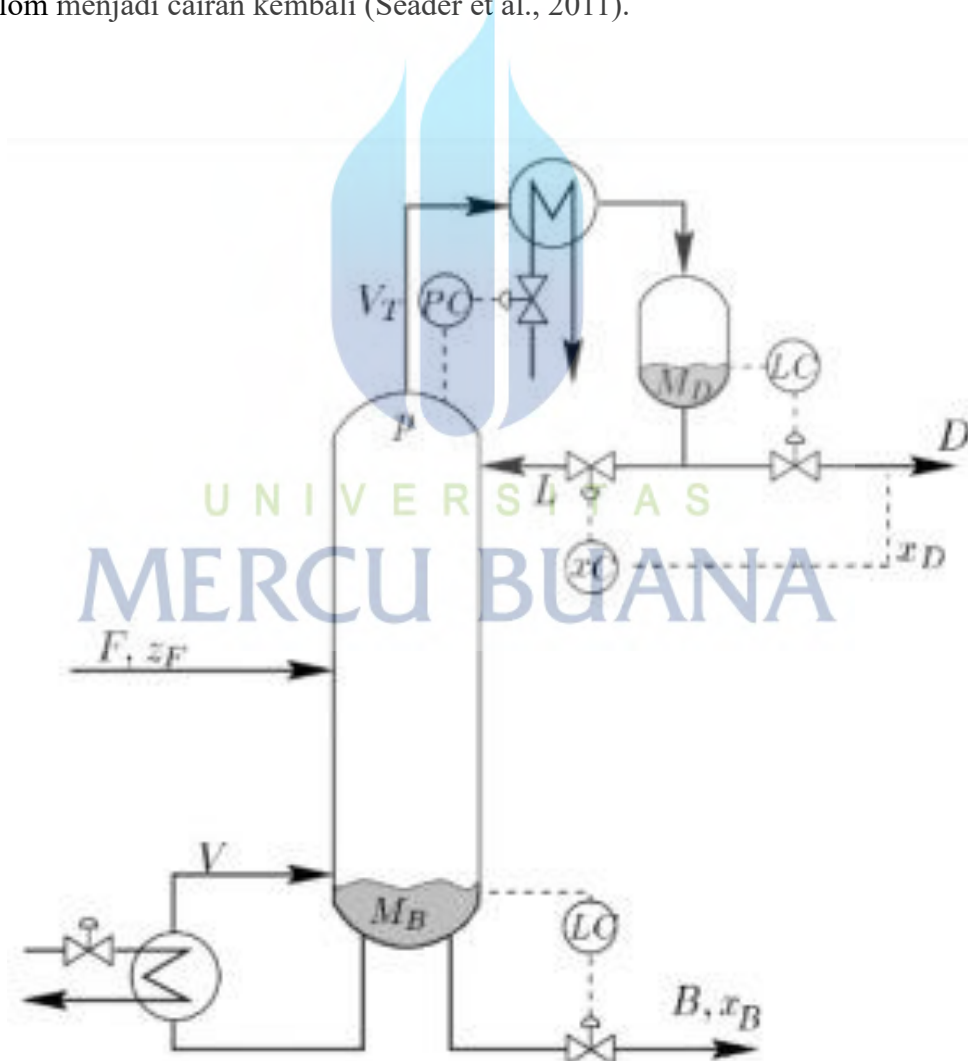
(Sumber: Dincer & Rosen, 2021)

2.5 Distillation Coloumn

Distillation column merupakan peralatan utama dalam proses distilasi yang digunakan untuk memisahkan campuran fluida berdasarkan perbedaan volatilitas atau titik didih komponen-komponennya. Peralatan ini banyak digunakan dalam industri kimia dan perminyakan, khususnya pada proses pemisahan fraksi minyak mentah menjadi produk-produk dengan rentang titik didih tertentu (Seader et al., 2011).

Menurut Kister (1992), kolom distilasi bekerja berdasarkan prinsip kontak antara fase uap dan cair yang terjadi secara berulang di dalam kolom. Uap yang terbentuk di bagian bawah kolom akan bergerak ke atas, sedangkan cairan akan mengalir ke bawah, sehingga terjadi perpindahan massa antar fase yang memungkinkan proses pemisahan berlangsung secara efektif.

Secara umum, distillation column terdiri dari beberapa komponen utama, yaitu kolom utama, *tray* atau *packing* sebagai media kontak, *reboiler* di bagian bawah, serta kondenser di bagian atas. *Reboiler* berfungsi untuk menyediakan panas sehingga menghasilkan uap dari cairan di bagian bawah kolom, sedangkan kondensor berfungsi untuk mengkondensasikan uap yang keluar dari bagian atas kolom menjadi cairan kembali (Seader et al., 2011).



Gambar 2.4 Diagram Kolom Distilasi

(Sumber: Matias & Swartz, 2023)

Proses pemisahan dalam kolom distilasi dipengaruhi oleh berbagai parameter operasi seperti temperatur, tekanan, serta laju aliran fluida. Selain itu, desain internal kolom seperti jenis *tray* atau *packing* juga mempengaruhi efisiensi perpindahan massa. Menurut Seader et al. (2011), interaksi antara parameter operasi dan desain kolom sangat menentukan kinerja keseluruhan proses distilasi.

2.6 Korosi

Korosi merupakan salah satu mekanisme degradasi material yang paling umum terjadi pada peralatan industri proses, termasuk bejana tekan seperti kolom distilasi. Secara umum, korosi didefinisikan sebagai proses kerusakan logam akibat reaksi elektrokimia antara permukaan logam dengan lingkungan sekitarnya, dimana terjadi reaksi oksidasi dan reduksi yang menyebabkan perubahan sifat material serta penurunan kekuatan mekanik (Revie & Uhlig, 2008).

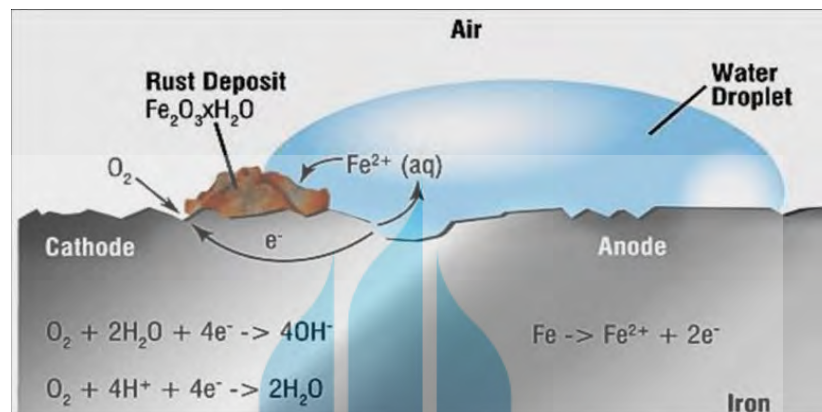
Menurut Fontana (1986), korosi merupakan salah satu penyebab utama kegagalan material dalam berbagai sektor industri. Korosi tidak hanya menyebabkan penurunan ketebalan material, tetapi juga dapat menimbulkan kerusakan dalam bentuk retakan, lubang (*pitting*), serta penurunan integritas struktur secara keseluruhan.



Gambar 2.5 Bagian Korosi Naftanela di Unit Kilang

(Sumber: Hammoud et al., 2023)

Secara umum, mekanisme korosi melibatkan reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungannya. Pada proses ini, terjadi reaksi oksidasi di daerah anoda, dimana logam melepaskan elektron dan membentuk ion logam, serta reaksi reduksi di daerah katoda yang menerima elektron tersebut. Menurut Revie dan Uhlig (2008), keberadaan elektrolit seperti air atau larutan yang mengandung ion sangat berperan dalam mempercepat proses korosi karena memungkinkan terjadinya aliran arus listrik antar daerah anoda dan katoda.



Gambar 2.6 Mekanisme korosi pada besi.

(Sumber: Aljamali et al., 2019)

Proses korosi dipengaruhi oleh berbagai faktor yang dapat diklasifikasikan menjadi faktor material dan faktor lingkungan. Faktor material meliputi komposisi kimia, struktur mikro, serta sifat mekanik dari logam. Sementara itu, faktor lingkungan meliputi temperatur, pH, kandungan oksigen, serta keberadaan zat-zat korosif seperti gas atau senyawa kimia tertentu (Fontana, 1986).

Menurut Revie dan Uhlig (2008), klasifikasi korosi umumnya didasarkan pada morfologi kerusakan serta mekanisme yang mendasarinya. Setiap jenis korosi memiliki karakteristik yang berbeda, baik dari segi penyebab, pola serangan, maupun dampaknya terhadap material. Dalam industri pengolahan minyak bumi, khususnya pada peralatan *Crude Distillation Unit*, jenis korosi yang terjadi umumnya berkaitan dengan kondisi operasi seperti temperatur tinggi, aliran fluida, serta kandungan senyawa kimia dalam *crude oil*.

2.6.1 Korosi Seragam (*Uniform Corrosion*)

Korosi seragam merupakan jenis korosi yang terjadi secara merata pada seluruh permukaan material. Menurut Fontana (1986), korosi jenis ini ditandai dengan penipisan material yang relatif seragam sehingga menyebabkan pengurangan ketebalan secara keseluruhan.



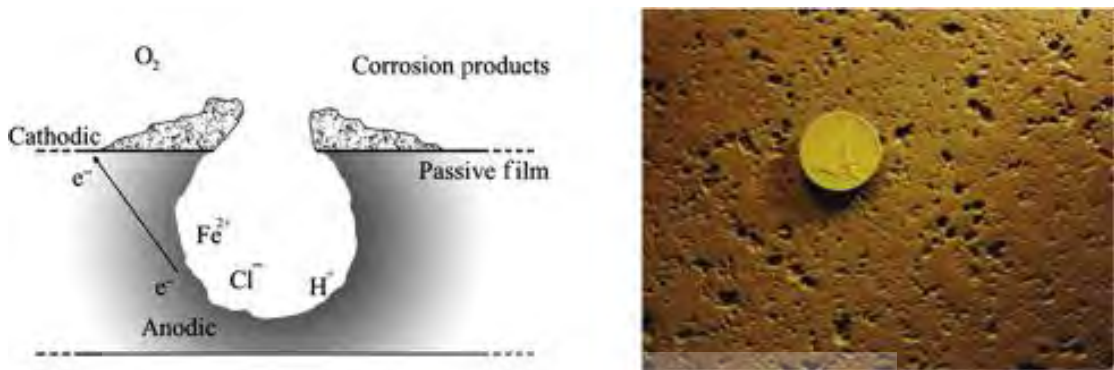
Gambar 2.7 Korosi Seragam
(Sumber: Ekeocha et al., 2023)

Pada korosi seragam, reaksi oksidasi dan reduksi terjadi secara merata di seluruh permukaan logam yang terpapar lingkungan korosif. Hal ini biasanya disebabkan oleh kondisi lingkungan yang homogen, seperti distribusi temperatur dan komposisi fluida yang relatif seragam (Revie & Uhlig, 2008). Korosi jenis ini merupakan bentuk korosi yang paling mudah diprediksi karena laju degradasinya cenderung konstan. Oleh karena itu, korosi seragam sering dijadikan dasar dalam perhitungan laju korosi dan estimasi umur material

2.6.2 Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)

Korosi sumuran atau *pitting corrosion* merupakan bentuk korosi lokal yang terjadi pada area tertentu di permukaan logam dan menghasilkan lubang-lubang kecil yang dapat berkembang menjadi kerusakan yang lebih dalam. Menurut Revie

dan Uhlig (2008), korosi jenis ini sangat berbahaya karena sulit dideteksi dan dapat menyebabkan kegagalan material secara tiba-tiba.



Gambar 2.8 Korosi Sumuran pada Elemen Baja

(Sumber: Mahmoodian, 2018)

Korosi sumuran umumnya terjadi akibat adanya ketidakseragaman pada permukaan material atau lingkungan, seperti adanya deposit, perbedaan konsentrasi oksigen, atau keberadaan ion agresif. Kondisi ini menyebabkan terbentuknya daerah anoda lokal yang mempercepat reaksi korosi pada titik tertentu.

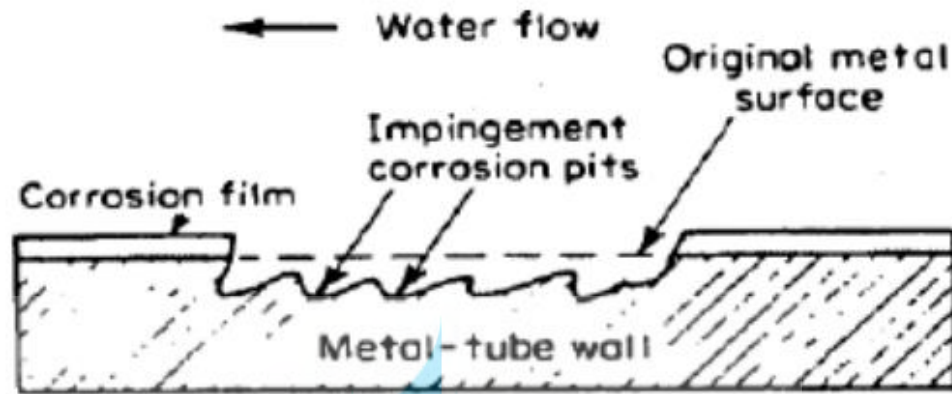
Menurut Fontana (1986), karakteristik utama korosi sumuran adalah penetrasi yang dalam dengan luas area yang relatif kecil. Hal ini menyebabkan korosi jenis ini sulit diprediksi menggunakan pendekatan laju korosi rata-rata, sehingga memerlukan perhatian khusus dalam evaluasi kondisi material.

2.6.3 Korosi Erosi (*Erosion Corrosion*)

Korosi erosi merupakan bentuk degradasi material yang terjadi akibat kombinasi antara reaksi korosi dan pengaruh mekanis dari aliran fluida. Menurut Revie dan Uhlig (2008), korosi jenis ini dipercepat oleh adanya kecepatan aliran fluida yang tinggi sehingga lapisan pelindung pada permukaan logam dapat tererosi secara terus-menerus.

Pada kondisi ini, fluida yang mengalir akan mengikis lapisan oksida pelindung yang terbentuk di permukaan logam, sehingga permukaan material terus

terekspose terhadap lingkungan korosif. Akibatnya, laju korosi menjadi lebih tinggi dibandingkan dengan korosi biasa. Korosi erosi sering terjadi pada daerah dengan perubahan arah aliran, seperti pada *elbow*, *nozzle*, atau daerah dengan turbulensi tinggi (Fontana, 1986)



Gambar 2.9 Mekanisme Korosi Erosi pada Metal

(Sumber: Pratikno, 2015)

Korosi jenis ini sangat dipengaruhi oleh kecepatan aliran, sifat fluida, serta keberadaan partikel padat dalam aliran. Oleh karena itu, kondisi operasi yang melibatkan aliran fluida dengan kecepatan tinggi menjadi salah satu faktor utama yang mempercepat terjadinya korosi erosi.

MERCU BUANA

2.6.4 Korosi Sulfidasi (*Sulfidation Corrosion*)

Sulfidation corrosion merupakan jenis korosi yang terjadi akibat reaksi antara logam dengan senyawa sulfur pada temperatur tinggi. Menurut Speight (2014), crude oil umumnya mengandung senyawa sulfur yang dapat bereaksi dengan material logam dan membentuk senyawa sulfida.

Pada temperatur tinggi, senyawa sulfur menjadi lebih reaktif dan dapat menyerang permukaan logam secara langsung. Reaksi ini menghasilkan lapisan sulfida yang dapat bersifat protektif atau tidak stabil tergantung pada kondisi lingkungan. Jika lapisan tersebut tidak stabil, maka proses korosi akan terus berlangsung dan menyebabkan penipisan material.

Menurut Gary et al. (2007), *sulfidation corrosion* sering terjadi pada peralatan *refinery* yang beroperasi pada temperatur tinggi, terutama pada unit pengolahan *crude oil*. Laju korosi jenis ini sangat dipengaruhi oleh temperatur operasi serta konsentrasi sulfur dalam fluida.



Gambar 2.10 Korosi Sulfidasi pada Baling - Baling Turbin
(Sumber: Šabić et al., 2023)

2.6.5 Korosi Akibat Asam (*Naphthenic Acid Corrosion*)

Naphthenic Acid Corrosion (NAC) merupakan jenis korosi yang disebabkan oleh keberadaan asam naftenat dalam *crude oil*. Asam ini merupakan senyawa organik yang dapat bereaksi dengan logam pada temperatur tertentu dan menyebabkan degradasi material. Menurut Speight (2014), kandungan asam dalam *crude oil* biasanya dinyatakan dalam nilai *Total Acid Number* (TAN).



Gambar 2.11 Korosi Akibat Asam pada Kilang Minyak Mentah

(Sumber: Xiaofei et al., 2020)

Korosi akibat asam naftenat umumnya terjadi pada rentang temperatur menengah hingga tinggi, dimana asam tersebut menjadi cukup reaktif untuk menyerang permukaan logam. Proses ini menyebabkan terjadinya penipisan material secara lokal maupun merata, tergantung pada kondisi aliran dan distribusi temperatur.

Menurut Gary et al. (2007), tingkat keparahan NAC dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti nilai TAN, temperatur operasi, serta kecepatan aliran fluida. Kombinasi faktor-faktor tersebut menentukan laju degradasi material pada peralatan yang terpapar *crude oil* dengan kandungan asam.

2.6.6 *Corrosion Under Insulation*

Corrosion Under Insulation (CUI) merupakan jenis korosi yang terjadi pada permukaan luar peralatan yang tertutup oleh sistem insulasi. Korosi ini disebabkan oleh masuknya air atau kelembaban ke dalam lapisan insulasi yang kemudian terperangkap dan berinteraksi dengan permukaan logam. Menurut NACE SP0198, CUI merupakan salah satu mekanisme degradasi yang umum terjadi pada peralatan industri, khususnya pada sistem perpipaan dan bejana tekan.



Gambar 2.12 Korosi Dibawah Insulasi

(Sumber: Wilds, 2017)

Menurut Revie dan Uhlig (2008), CUI umumnya terjadi akibat penetrasi air hujan, kondensasi, atau kebocoran yang masuk ke dalam material insulasi. Air yang terperangkap tersebut menciptakan lingkungan elektrolit yang mendukung terjadinya reaksi korosi pada permukaan logam. Selain itu, keberadaan kontaminan seperti klorida dapat mempercepat proses degradasi material.

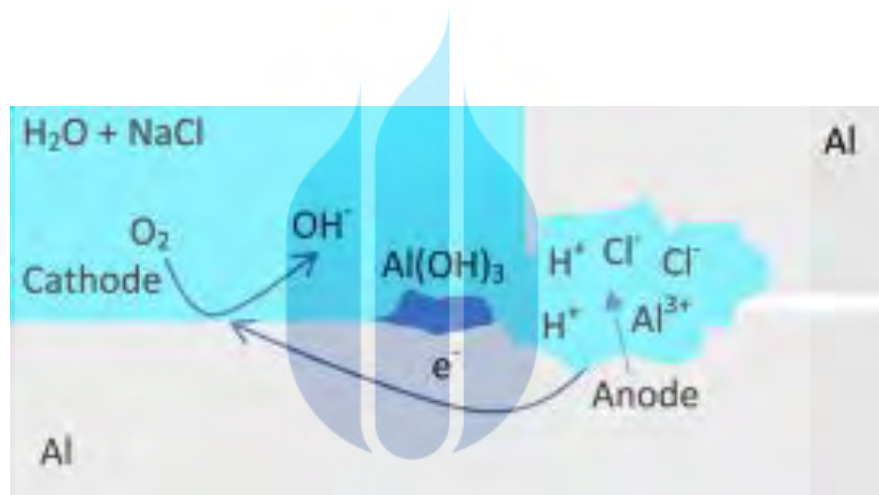
Korosi jenis ini sering terjadi pada rentang temperatur tertentu, terutama pada kondisi dimana terjadi siklus pemanasan dan pendinginan yang menyebabkan kondensasi. Menurut NACE SP0198, CUI umumnya terjadi pada temperatur operasi antara sekitar 50°C hingga 175°C, meskipun dapat terjadi di luar rentang tersebut tergantung kondisi lingkungan. Salah satu karakteristik utama CUI adalah sulitnya deteksi karena korosi terjadi di bawah lapisan insulasi yang tidak terlihat secara langsung.

2.6.7 Korosi Celah

Korosi celah (*crevice corrosion*) merupakan salah satu bentuk korosi lokal yang terjadi pada area sempit atau celah yang terbentuk di antara dua permukaan logam atau antara logam dengan material lain. Celah tersebut dapat terbentuk akibat sambungan, gasket, deposit, maupun desain konstruksi yang memungkinkan

terbentuknya ruang sempit yang sulit dijangkau oleh fluida utama. Menurut Revie dan Uhlig (2008), korosi celah termasuk dalam kategori korosi lokal yang bersifat sangat agresif karena terjadi pada area terbatas dengan kondisi lingkungan yang berbeda dari bagian sekitarnya.

Mekanisme utama korosi celah berkaitan dengan terbentuknya perbedaan konsentrasi oksigen antara bagian dalam celah dan permukaan luar. Bagian dalam celah cenderung mengalami kekurangan oksigen (*oxygen depletion*), sehingga bertindak sebagai anoda, sedangkan bagian luar menjadi katoda. Kondisi ini menciptakan sel elektrokimia yang mempercepat terjadinya korosi pada area celah (Fontana, 1986).



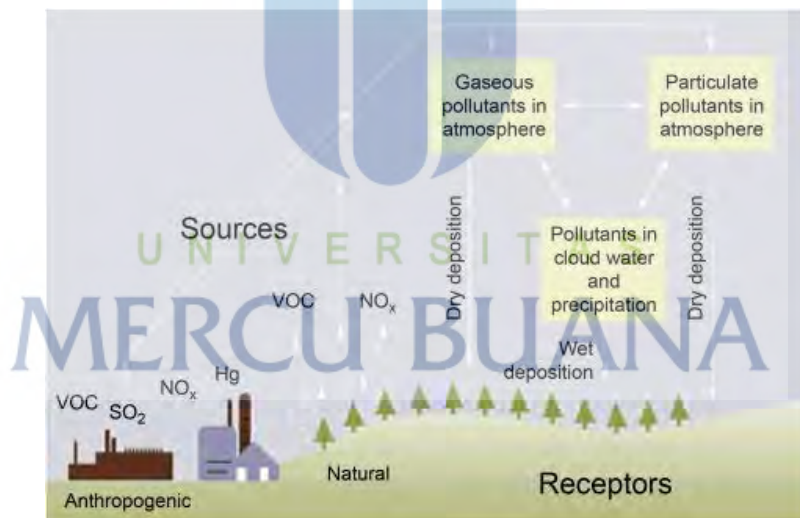
Gambar 2.13 Skematik Mekanisme Korosi Celah
(Sumber: Fuente, 2022)

Menurut Kermani dan Morshed (2003), korosi celah sering terjadi pada kondisi dimana terdapat akumulasi zat korosif atau deposit yang terperangkap di dalam celah, sehingga memperburuk kondisi lingkungan lokal. Selain itu, faktor seperti temperatur, pH, serta kandungan ion agresif dalam fluida juga dapat mempercepat laju korosi pada area tersebut.

2.7 Hujan Asam

Hujan asam merupakan fenomena lingkungan yang terjadi akibat presipitasi (hujan, kabut, atau salju) yang mengandung senyawa asam dalam jumlah tertentu. Senyawa asam tersebut umumnya berasal dari emisi gas seperti sulfur dioksida (SO_2) dan nitrogen oksida (NO_x) yang bereaksi dengan uap air di atmosfer dan membentuk asam sulfat (H_2SO_4) serta asam nitrat (HNO_3) (Seinfeld & Pandis, 2016).

Menurut Seinfeld dan Pandis (2016), proses pembentukan hujan asam melibatkan reaksi kimia kompleks di atmosfer yang dipengaruhi oleh faktor lingkungan seperti kelembaban, temperatur, dan keberadaan oksidan. Gas-gas hasil emisi dari aktivitas industri dan pembakaran bahan bakar fosil akan mengalami oksidasi di atmosfer, kemudian larut dalam air hujan dan jatuh ke permukaan bumi dalam bentuk presipitasi asam.



Gambar 2.14 Diagram Proses Pembentukan dan Pengendapan di Atmosfer

(Sumber: Sparling, 2016)

Hujan asam memiliki dampak yang signifikan terhadap lingkungan dan material, khususnya logam. Air hujan yang bersifat asam dapat meningkatkan laju korosi dengan cara menurunkan pH lingkungan, sehingga mempercepat reaksi

elektrokimia pada permukaan logam. Menurut Revie dan Uhlig (2008), kondisi lingkungan dengan pH rendah merupakan salah satu faktor yang dapat mempercepat proses korosi, terutama pada material logam yang tidak memiliki perlindungan yang memadai. Selain itu, hujan asam juga dapat menyebabkan degradasi pada permukaan peralatan yang terpapar langsung dengan lingkungan luar. Proses ini dapat memperburuk kondisi material, terutama jika dikombinasikan dengan faktor lain seperti kelembaban tinggi dan keberadaan kontaminan.

2.8 Remaining Life Assessment

Remaining Life Assessment (RLA) merupakan suatu metode yang digunakan untuk memperkirakan sisa umur operasi suatu peralatan berdasarkan kondisi aktual material dan laju degradasi yang terjadi selama masa operasi. Pendekatan ini banyak digunakan dalam industri, khususnya pada peralatan tekan seperti bejana tekan dan pipa, untuk memastikan keandalan dan keselamatan operasi (ASME FFS-1, 2016).

Berdasarkan standart ASME FFS-1 (2016), RLA dilakukan dengan mengevaluasi kondisi aktual peralatan melalui data inspeksi seperti ketebalan material, serta mengkaji laju kerusakan yang terjadi akibat mekanisme degradasi seperti korosi. Hasil evaluasi ini kemudian digunakan untuk menentukan apakah peralatan masih layak beroperasi atau memerlukan perbaikan maupun penggantian.

Secara umum, prinsip dasar dalam perhitungan sisa umur operasi adalah membandingkan ketebalan aktual material dengan ketebalan minimum yang diizinkan berdasarkan standar desain. Ketebalan minimum ini biasanya mengacu pada standar seperti ASME BPVC *Section VIII Division 1* yang digunakan dalam perancangan peralatan tekan.

2.8.1 Laju Korosi

Laju korosi merupakan parameter penting dalam analisis *Remaining Life Assessment* (RLA) yang menunjukkan kecepatan penurunan ketebalan material akibat proses korosi. Metode penentuan laju korosi berdasarkan penurunan

ketebalan material memiliki keunggulan dibandingkan metode elektrokimia maupun metode kehilangan berat (*weight loss*), karena dapat secara langsung merepresentasikan kondisi aktual material di lapangan melalui data inspeksi seperti pengukuran *Ultrasonic Thickness Testing* (UTT). Selain itu, metode ini lebih sesuai untuk peralatan yang sedang beroperasi (*in-service equipment*), sehingga hasil yang diperoleh lebih realistis dalam menggambarkan degradasi material yang terjadi (ASME FFS-1, 2016; Revie & Uhlig, 2008). Laju korosi biasanya dinyatakan dalam satuan mm/tahun atau mils per year (mpy).

Secara umum, laju korosi dapat dihitung berdasarkan data inspeksi ketebalan material dalam interval waktu tertentu, dengan menggunakan persamaan berikut:

$$CR = \frac{t_{curr} - t_{prev}}{\text{periode inspeksi}} \quad (2.1)$$

di mana:

CR = Corrothion Rate (laju korosi)

t_{curr} = ketebalan aktual dari hasil inspeksi terakhir

t_{prev} = ketebalan aktual dari hasil inspeksi sebelumnya

periode inspeksi = selisih waktu antar inspeksi

Menurut (ASME FFS-1, 2016), nilai laju korosi ini dapat digunakan untuk memprediksi kondisi material di masa mendatang serta sebagai dasar dalam perhitungan sisa umur peralatan.

2.8.2 Remaining Life

Sisa umur operasi (*remaining life*) merupakan estimasi waktu yang tersisa sebelum ketebalan material mencapai batas minimum yang diizinkan. Perhitungan ini didasarkan pada ketebalan aktual, ketebalan minimum, serta laju korosi yang terjadi. Secara umum, sisa umur dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$RL = \frac{t_{curr} - t_{min req}}{CR} \quad (2.2)$$

di mana:

RL = sisa umur operasi (tahun)

t_{curr} = ketebalan aktual dari hasil inspeksi terakhir

$t_{min req}$ = ketebalan minimum yang dibutuhkan untuk menahan tekanan operasi

CR = *Corrothion Rate* (laju korosi)

Menurut ASME FFS-1 (2016), pendekatan ini merupakan metode dasar dalam evaluasi kelayakan operasi peralatan berbasis kondisi (*fitness-for-service*). Hasil perhitungan sisa umur ini digunakan sebagai dasar dalam pengambilan keputusan terkait inspeksi lanjutan, perbaikan, maupun penggantian peralatan.

2.8.3 Ketebalan Minimum ($t_{min req}$) Berdasarkan Tekanan Internal (UG-27)

Perhitungan ketebalan minimum akibat tekanan internal mengacu pada pasal UG- 27 dalam ASME BPVC *Section VIII Division 1*. Untuk komponen berbentuk silinder dengan tekanan internal, ketebalan minimum ditentukan berdasarkan keseimbangan antara gaya akibat tekanan internal dengan kekuatan tarik material. Persamaan umum yang digunakan adalah:

$$t = \frac{P \cdot R}{S \cdot E - 0.6P} \quad (2.3)$$

di mana:

t = ketebalan minimum dinding (mm)

P = tekanan desain internal (kg/mm)

R = jari-jari internal (mm)

S = Tegangan Ijin Material (MPa)

E = Efisiensi Sambungan Las

Menurut ASME BPVC *Section VIII Division 1*, persamaan ini digunakan untuk memastikan bahwa tegangan yang terjadi pada dinding bejana tidak melebihi batas yang diizinkan. Untuk memastikan ketahanan terhadap degradasi korosi sesuai dengan waktu yang diinginkan, hasil perhitungan t kemudian ditambahkan dengan *corrosion allowance* (c) sehingga diperoleh:

$$t_{desg} = t + c \quad (2.4)$$

2.8.4 Ketebalan Minimum ($t_{min \text{ req}}$) Berdasarkan Tekanan Eksternal (UG-28)

UG-28 dalam ASME BPVC *Section VIII Division 1* mengatur tentang perhitungan ketahanan bejana tekan terhadap tekanan eksternal, terutama pada kondisi *vacuum* yang umum terjadi pada distillation column selama proses *shutdown* atau pembersihan. Perhitungan ketebalan akibat tekanan eksternal menggunakan pendekatan empiris berdasarkan stabilitas dinding terhadap gaya tekan luar (*buckling*).

Menurut ASME BPVC *Section VIII Division 1*, analisis tekanan eksternal tidak hanya bergantung pada ketebalan material, tetapi juga pada parameter geometrik seperti diameter, panjang bejana, serta kondisi penyangga. perhitungan

pada UG-28 umumnya menggunakan pendekatan berbasis grafik atau kurva desain (*design charts*) yang telah ditentukan dalam standar yang mengacu pada kurva faktor A dan B yang terdapat dalam ASME *Section II Part D, Subpart 3, Chart CS-2*. Faktor A dan B diperoleh dari rasio antara panjang efektif bejana (L) dan diameter luar (D_o), serta rasio ketebalan terhadap diameter. Nilai-nilai tersebut digunakan untuk menghitung tekanan ijin eksternal (P_a) dengan persamaan:

$$P_a = \frac{4 \cdot B}{3 (D_o/t)} \quad (2.5)$$

di mana:

P_a = Tekanan Ijin

D_o = Diameter Luar

t = ketebalan minimum dinding

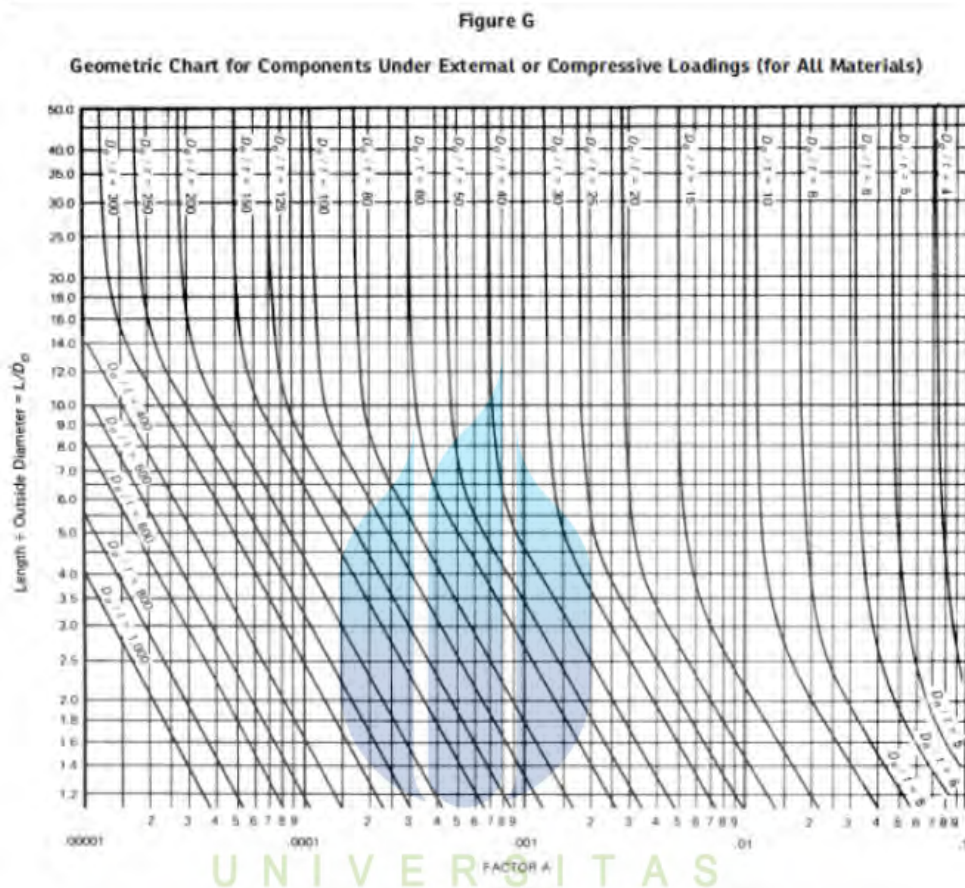
Jika tekanan eksternal design (P_o) lebih kecil dari tekanan ijin eksternal (P_a), maka shell dianggap aman terhadap risiko *buckling*.

MERCU BUANA

2.8.5 Faktor A dan B

Faktor A dan faktor B merupakan parameter empiris yang digunakan dalam perhitungan ketahanan terhadap tekanan eksternal pada bejana tekan sesuai dengan ketentuan UG-28 dalam ASME *Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC) Section VIII Division 1*. Kedua faktor ini digunakan untuk menentukan besarnya tekanan ijin eksternal (*allowable external pressure*) yang dapat ditahan oleh bejana tanpa mengalami kegagalan akibat *buckling*. Nilai-nilai faktor A dan B diperoleh dari grafik yang tercantum dalam ASME *Section II Part D, Subpart 3 (Chart CS-2)*,

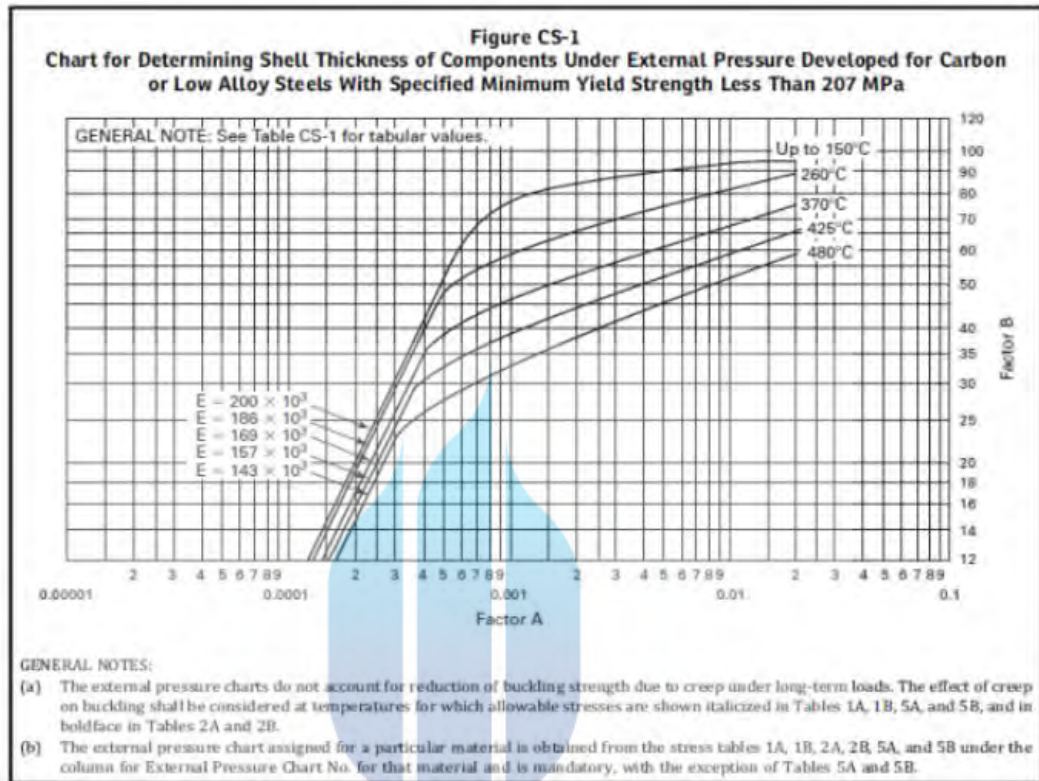
yang dikembangkan berdasarkan hasil uji eksperimental terhadap perilaku silinder berdinding tipis di bawah tekanan luar.



Gambar 2.15 Chart Geometri Faktor A
(Sumber: ASME Section II Part D, Subpart 3)

Faktor A adalah parameter yang menggambarkan pengaruh rasio panjang terhadap diameter bejana terhadap kestabilan struktur terhadap tekanan luar. Faktor ini diperoleh dari rasio antara panjang efektif bejana (L_o) dan diameter luar (D_o). Semakin besar nilai rasio L_o/D_o , maka bejana akan semakin ramping dan kecenderungan terjadinya deformasi akibat tekanan luar semakin tinggi, sehingga nilai faktor A akan menurun. Nilai A ditentukan terlebih dahulu dengan cara membaca grafik hubungan L_o/D_o terhadap A yang tersedia pada *Chart CS-2 ASME*

Section II-D. Grafik tersebut menyediakan kurva yang berlaku umum untuk silinder berujung datar maupun elips yang digunakan pada bejana tekan.



Gambar 2.16 Chart Geometri Faktor B
 (Sumber: ASME Section II Part D, Subpart 3)

Faktor B adalah parameter yang menunjukkan kemampuan dinding bejana untuk menahan tekanan eksternal setelah mempertimbangkan pengaruh material dan temperatur operasi. Faktor ini diperoleh setelah nilai faktor A diketahui, dengan cara menggunakan nilai A tersebut pada grafik hubungan antara faktor A dan faktor B yang disajikan pada *Chart CS- 2*.

Grafik Geometri faktor B terdiri dari beberapa kurva yang mewakili material dan rentang temperatur tertentu, sehingga faktor B yang diperoleh telah mempertimbangkan sifat mekanik material, seperti modulus elastisitas dan rasio *poison* pada temperatur operasi yang relevan. Dengan demikian, faktor B bersifat spesifik terhadap kombinasi antara geometri bejana, material, dan kondisi operasi.

Prosedur ini menggambarkan bahwa penentuan faktor A selalu dilakukan terlebih dahulu berdasarkan dimensi geometrik, kemudian digunakan untuk mendapatkan faktor B yang spesifik terhadap material dan temperatur operasi. Nilai B inilah yang akhirnya digunakan dalam perhitungan tekanan ijin eksternal. Dengan memahami hubungan tersebut, perancang maupun engineer dapat mengevaluasi stabilitas bejana tekan seperti kolom distilasi terhadap kondisi *vacuum* dengan cara yang konsisten dan sesuai dengan standar ASME.

2.8.6 Tegangan Ijin Material (S)

Tegangan ijin material (*allowable stress*) merupakan salah satu parameter penting dalam perancangan dan evaluasi peralatan tekan. Parameter ini menyatakan batas maksimum tegangan yang diizinkan untuk bekerja pada suatu material agar tetap berada dalam kondisi aman selama operasi. Nilai tegangan ijin ini digunakan sebagai dasar dalam berbagai perhitungan desain, termasuk penentuan ketebalan minimum pada bejana tekan. Nilai tegangan ijin (*allowable stress*) setiap material pada berbagai temperatur operasi diatur dalam ASME *Section II Part D, Subpart 1 – Tables 1A dan 1B*.

Berdasarkan ASME BPVC *Section VIII Division 1*, nilai tegangan ijin material ditentukan berdasarkan sifat mekanik material, seperti tegangan luluh (*yield strength*) dan tegangan tarik maksimum (*ultimate tensile strength*), dengan mempertimbangkan faktor keamanan tertentu. Pendekatan ini bertujuan untuk memastikan bahwa material tidak mengalami deformasi plastis maupun kegagalan selama masa operasi.

Tabel 2.2 Daftar Material dan Acuan Tabel Nilai Tegangan Ijin

(Sumber: ASME Section II-D)

Maximum Allowable Stress Values, S , for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy Desig./ UNS No.	Class/ Condition/ Temper	Size/ Thickness, mm	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Forgings	SA-765	I	K03046	...	...	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-515	60	K02401	...	...	1	1
3	Carbon steel	Plate	SA-516	60	K02100	...	...	1	1
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB60	K02401	...	...	1	1
5	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC60	K02100	...	...	1	1
6	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CE60	K02402	...	...	1	1
7	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B60	K02401	...	...	1	1
8	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C60	K02100	...	...	1	1
9	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	E60	K02402	...	...	1	1
10	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A283D	K02702	...	...	1	1
11	Carbon steel	Plate	SA-283	D	K02702	...	...	1	1
12	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/B	K03005	...	...	1	1
13	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/B	K03005	...	...	1	1
14	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/B	K03005	...	...	1	1
15	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/B	K03005	...	...	1	1
16	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	B	K03006	...	...	1	1
17	Carbon steel	Wld. pipe	SA-135	B	...	...	...	1	1
18	Carbon steel	Smls. & wld. fittings	SA-234	WPB	K03006	...	...	1	1
19	Carbon steel	Smls. & wld. pipe	SA-333	6	K03006	...	...	1	1
20	Carbon steel	Wld. pipe	SA-333	6	K03006	...	...	1	1
21	Carbon steel	Smls. & wld. tube	SA-334	6	K03006	...	...	1	1
22	Carbon steel	Wld. tube	SA-334	6	K03006	...	...	1	1
23	Carbon steel	Forged pipe	SA-369	FPB	K03006	...	...	1	1
24	Carbon steel	Forgings	SA-372	A	K03002	...	...	1	1
25	Carbon steel	Sheet	SA-414	D	K02505	...	...	1	1
26	Carbon steel	Smls. & wld. fittings	SA-420	WPL6	...	...	...	1	1
27	Carbon steel	Smls. pipe	SA-524	I	K02104	...	...	1	1
28	Carbon steel	Bar	SA-696	B	K03200	...	...	1	1
29	Carbon steel	Forgings	SA-727	...	K02506	...	...	1	1
30	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	...	...	1	1
31	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	...	...	1	1
32	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	...	...	1	1
33	Carbon steel	Smls. tube	SA-210	A-1	K02707	...	...	1	1
34	Carbon steel	Smls. tube	SA-556	B2	K02707	...	...	1	1
35	Carbon steel	Wld. tube	SA-557	B2	K03007	...	...	1	1
36	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA-G40.21	38W	...	...	...	1	1
(21) 37	Carbon steel	Plate, sheet, bar	SA-572	42	...	...	$t \leq 150$	...	...
(21) 38	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	45	HSLAS	1	...	...	...
(21) 39	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	45	SS	...	$t \leq 6$	...	...
(21) 40	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	50	HSLAS	2	...	...	...
41	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT430N	...	Normalized	≤ 150	1	1
42	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT430NR	...	Norm. rld.	≤ 150	1	1
43	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	...	...	$150 < t \leq 250$	1	1
44	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	...	...	$100 < t \leq 150$	1	1
45	Carbon steel	Bar	SA-675	65	...	...	...	1	1

Tabel 2.3 Nilai Tegangan Ijin

(Sumber: ASME Section II-D)

Maximum Allowable Stress Values, S, for Ferrous Materials
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, MPa (Multiply by 1000 to Obtain kPa), for Metal Temperature, °C, Not Exceeding													
	40	65	100	125	150	200	250	300	325	350	375	400	425	475
1	118	118	118	118	118	118	114	107	104	101	97.8	89.1	75.4	62.6
2	118	118	118	118	118	118	118	115	112	108	104	89.9	75.3	62.7
3	118	118	118	118	118	118	118	115	112	108	104	88.9	75.3	62.7
4	118	118	118	118	118	118	118	115	112	108	104	...	...	...
5	118	118	118	118	118	118	118	115	112	108	104	...	...	...
6	118	118	118	118	118	118	118	115	112	108	104	...	...	...
7	118	118	118	118	118	118	118	115	112	108	104	...	...	...
8	118	118	118	118	118	118	118	115	112	108	104	...	...	...
9	118	118	118	118	118	118	118	115	112	108	104	...	...	...
10	118	118	118	118	118	...	...	...	...	...	...	...	...	...
11	118	118	118	118	118	118	118	118	115	111	...	...	...	...
12	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
13	101	101	101	101	101	101	101	101	101	99.7	89.7	75.9	64.1	53.3
14	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
15	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
16	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
17	101	101	101	101	101	101	101	101	101	99.7	89.7	75.9	64.1	53.3
18	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
19	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
20	101	101	101	101	101	101	101	101	101	99.7	89.7	...	...	...
21	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	...	...	...
22	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	...	...	...	...
23	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
24	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	...	...	...	...
25	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
26	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
27	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
28	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	...	...	...
29	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
30	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.2	63.2
31	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
32	101	101	101	101	101	101	101	101	101	99.7	89.7	75.9	64.1	53.3
33	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
34	118	118	118	118	118	118	118	118	118	117	105	88.9	75.3	62.7
35	101	101	101	101	101	101	101	101	101	99.7	89.7	75.9	64.1	53.3
36	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	...	...	...	...
37	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	...	...	...	...
38	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	...	...	...	...
39	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	...	...	...	...
40	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	...	...	...	...
41	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	114	95.0	79.6	63.2
42	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	114	95.0	79.6	63.2
43	123	123	123	123	123	123	121	114	111	108	105	96.2	79.1	63.1
44	126	126	126	126	126	126	126	122	119	115	112	96.2	79.1	62.1
45	128	126	128	128	128	128	123	117	115	110	106	95.2	79.6	63.8