



Department of Digital Business

Journal of Artificial Intelligence and Digital Business (RIGGS)

Homepage: <https://journal.ilmudata.co.id/index.php/RIGGS>

Vol. 5 No. 2 (2026) pp: 15343-15350

P-ISSN: 2963-9298, e-ISSN: 2963-914X

Pengaruh Temperatur dan Ion Klorida terhadap Laju Korosi Baja Karbon pada Perpipaan *Crude Oil Onshore*: Tinjauan Literatur

Ferdy Azlan Hanafi, Aris Herdiana, Puji Astuti Ibrahim

Departemen Teknik Kimia, Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indramayu

hanafiazlan30@gmail.com

Abstrak

Korosi pada pipa minyak darat merupakan penyebab utama kerusakan infrastruktur industri minyak dan gas yang berdampak pada penurunan keandalan operasi, kerugian ekonomi, serta risiko pencemaran lingkungan. Laju korosi pada pipa baja karbon dipengaruhi oleh berbagai faktor, terutama suhu operasi dan konsentrasi ion klorida dalam air formasi. Penelitian ini bertujuan mengkaji pengaruh kedua faktor tersebut terhadap mekanisme dan laju korosi melalui tinjauan literatur. Kajian dilakukan terhadap 29 artikel ilmiah yang diterbitkan pada periode 2021–2026, dengan dua jurnal utama sebagai referensi. [5][2] menggunakan pendekatan eksperimental berbasis pengujian elektrokimia untuk mengevaluasi perilaku korosi baja karbon pada berbagai kondisi lingkungan. Hasil kajian menunjukkan tiga temuan utama. Pertama, pengaruh suhu terhadap laju korosi berlangsung dalam dua fase dengan tiga rentang karakteristik, yaitu di bawah 60°C, antara 60–80°C, dan di atas 80°C, yang berkaitan dengan perubahan pembentukan lapisan pelindung. Kedua, hubungan antara konsentrasi ion klorida dan laju korosi bersifat nonlinier, dengan laju korosi tertinggi pada larutan NaCl 3,5% berat. Ketiga, interaksi suhu dan ion klorida menghasilkan efek protektif pada suhu tinggi dengan konsentrasi ion klorida sedang, tetapi mempercepat korosi pada suhu sedang dengan konsentrasi ion klorida tinggi. Kajian ini juga mengidentifikasi lima celah penelitian, terutama keterbatasan data lapangan di Indonesia dan belum tersedianya model prediksi berbasis *machine learning* yang tervalidasi untuk kondisi lokal. Temuan ini diharapkan menjadi dasar pengembangan strategi mitigasi korosi yang lebih efektif.

Kata kunci: Korosi Internal; Baja Karbon; *Crude Oil Onshore*; Temperatur; Ion Klorida

1. Latar Belakang

Sistem perpipaan minyak mentah darat merupakan bagian penting dari infrastruktur industri minyak dan gas yang berfungsi sebagai sarana utama untuk mendistribusikan minyak bumi dari lokasi produksi menuju fasilitas pengolahan maupun penyimpanan. Keandalan sistem perpipaan sangat menentukan kelancaran proses produksi karena gangguan pada jaringan pipa dapat menyebabkan terhentinya distribusi minyak mentah, penurunan kapasitas produksi, serta meningkatnya biaya operasional. Di Indonesia, jaringan pipa pengumpul (*gathering pipeline*) dan pipa transmisi darat membentang hingga ribuan kilometer dengan karakteristik geografis yang beragam, mulai dari wilayah pesisir, rawa, dataran rendah, hingga daerah berbukit. Selain menghadapi kondisi lingkungan yang kompleks, sebagian besar infrastruktur perpipaan di lapangan minyak yang telah lama beroperasi memiliki usia lebih dari 30 tahun sehingga mengalami penurunan kondisi material akibat proses degradasi yang berlangsung secara terus-menerus. Salah satu bentuk degradasi yang paling sering menyebabkan kegagalan sistem perpipaan adalah korosi internal. Kegagalan pipa akibat korosi dari dalam tidak hanya mengakibatkan kerugian produksi secara langsung, tetapi juga dapat memicu pencemaran lingkungan akibat tumpahan minyak, meningkatkan biaya pemeliharaan dan perbaikan, serta membahayakan keselamatan pekerja dan masyarakat di sekitar wilayah operasi [11].

Korosi internal pada pipa minyak mentah terjadi sebagai akibat interaksi antara material pipa dengan fluida produksi yang mengandung berbagai zat korosif. Air formasi atau air produksi yang ikut terbawa bersama minyak mentah merupakan media elektrolit yang memungkinkan terjadinya reaksi korosi pada permukaan baja karbon. Air formasi tersebut umumnya mengandung gas-gas terlarut, terutama karbon dioksida (CO₂) dan hidrogen sulfida (H₂S), yang diketahui dapat mempercepat laju korosi melalui pembentukan lingkungan yang bersifat asam. Selain itu, kandungan ion-ion agresif, khususnya ion klorida (Cl⁻), juga berperan penting dalam

mempercepat kerusakan lapisan pelindung pada permukaan logam sehingga meningkatkan risiko terjadinya korosi lokal maupun korosi merata [7]. Besarnya konsentrasi ion klorida dalam air formasi sangat dipengaruhi oleh karakteristik geologi dan kondisi reservoir pada setiap lapangan minyak. Di berbagai lapangan minyak yang telah memasuki tahap produksi matang di Indonesia, kandungan ion klorida dalam air formasi berkisar antara 5.000 hingga 80.000 mg/L. Nilai tersebut jauh melampaui batas agresivitas yang umumnya digunakan sebagai acuan, yaitu sekitar 1.000 mg/L, sehingga menunjukkan bahwa sistem perpipaan di lapangan minyak Indonesia menghadapi lingkungan yang sangat korosif. Pada saat yang sama, suhu fluida di dalam sistem perpipaan juga mengalami variasi yang cukup besar, mulai sekitar 40°C di permukaan hingga mencapai 100°C pada kepala sumur. Perbedaan suhu tersebut membentuk gradien termal yang memengaruhi karakteristik reaksi elektrokimia dan stabilitas lapisan produk korosi sepanjang jalur perpipaan [18].

Korosi yang dipengaruhi oleh gas CO₂ atau yang dikenal sebagai *sweet corrosion* telah menjadi perhatian para peneliti sejak dekade 1970-an karena merupakan salah satu penyebab utama kegagalan pipa baja karbon pada industri minyak dan gas. Seiring berkembangnya penelitian, pemahaman mengenai mekanisme korosi CO₂ semakin kompleks karena dipengaruhi oleh banyak parameter yang saling berinteraksi. Fonseca [12] menjelaskan bahwa dalam sistem CO₂-H₂O terdapat beberapa parameter utama yang memengaruhi laju korosi, yaitu tekanan parsial CO₂, suhu, pH, dan konsentrasi ion klorida. Keempat parameter tersebut tidak bekerja secara independen, melainkan saling memengaruhi sehingga perubahan pada satu parameter dapat mengubah respons parameter lainnya terhadap mekanisme korosi. Sebagai contoh, peningkatan suhu dapat mempercepat reaksi elektrokimia, tetapi pada kondisi tertentu juga dapat mempercepat pembentukan lapisan pelindung berupa besi karbonat (FeCO₃) yang mampu menurunkan laju korosi. Sebaliknya, konsentrasi ion klorida yang tinggi dapat merusak kestabilan lapisan pelindung tersebut sehingga mempercepat terjadinya korosi lokal. Dalam kondisi operasi di lubang bor maupun pipa pengumpul, dominasi salah satu parameter dapat mengubah mekanisme kerusakan material dari korosi merata menjadi korosi sumuran (*pitting corrosion*) atau bentuk korosi lokal lainnya yang memiliki tingkat kerusakan jauh lebih besar karena sulit dideteksi sejak dini [8].

Di antara berbagai faktor yang memengaruhi korosi internal, suhu dan konsentrasi ion klorida merupakan dua parameter yang paling sering mengalami perubahan selama proses produksi minyak mentah. Variasi suhu dipengaruhi oleh kondisi reservoir, kedalaman sumur, laju produksi, serta perpindahan panas sepanjang jalur perpipaan. Di sisi lain, konsentrasi ion klorida dipengaruhi oleh karakteristik air formasi, tingkat *water cut*, serta proses pencampuran fluida dari beberapa sumur produksi. Perubahan kedua parameter tersebut menyebabkan perilaku korosi menjadi sangat dinamis sehingga sulit diprediksi apabila hanya mempertimbangkan salah satu faktor secara terpisah. Oleh karena itu, pemahaman mengenai hubungan antara suhu dan konsentrasi ion klorida menjadi sangat penting dalam penyusunan strategi mitigasi korosi, pemilihan material perpipaan, penentuan dosis inhibitor korosi, serta penyusunan program inspeksi dan pemeliharaan yang efektif.

Meskipun pengaruh suhu dan ion klorida terhadap laju korosi baja karbon telah banyak dibahas dalam berbagai penelitian internasional, sebagian besar penelitian masih mengkaji kedua parameter tersebut secara terpisah. Padahal, kondisi operasi pada sistem perpipaan minyak mentah darat merupakan lingkungan multikomponen yang melibatkan interaksi kompleks antara suhu, tekanan, komposisi fluida, kandungan gas terlarut, pH, serta ion-ion terlarut. Akibatnya, hasil penelitian yang hanya berfokus pada satu parameter sering kali belum mampu menjelaskan perilaku korosi yang sebenarnya terjadi di lapangan. Selain itu, banyak penelitian dilakukan menggunakan larutan sintesis atau kondisi laboratorium yang belum sepenuhnya merepresentasikan karakteristik fluida minyak mentah di lapangan produksi sehingga penerapan hasil penelitian tersebut pada kondisi operasi nyata masih memiliki keterbatasan [3], [5], [13].

Berdasarkan kondisi tersebut, diperlukan suatu kajian literatur yang mampu mengintegrasikan berbagai hasil penelitian terkini mengenai pengaruh suhu dan konsentrasi ion klorida terhadap korosi internal pada pipa baja karbon. Sintesis terhadap berbagai temuan ilmiah diharapkan dapat memberikan pemahaman yang lebih komprehensif mengenai mekanisme korosi, hubungan antara kedua parameter tersebut, serta faktor-faktor yang memengaruhi pembentukan maupun kerusakan lapisan pelindung pada permukaan logam. Peninjauan literatur ini bertujuan untuk: (1) menggabungkan bukti-bukti ilmiah terbaru mengenai mekanisme pengaruh suhu dan ion klorida terhadap tingkat korosi pada pipa baja karbon; (2) menemukan bagaimana kedua faktor tersebut bekerja secara bersama-sama serta implikasinya terhadap strategi mitigasi korosi; dan (3) mengidentifikasi celah-celah penelitian yang masih perlu dikaji lebih lanjut, khususnya dalam konteks operasi lapangan minyak di Indonesia. Hasil kajian ini diharapkan dapat menjadi dasar ilmiah bagi pengembangan penelitian lanjutan sekaligus

mendukung upaya peningkatan keandalan sistem perpipaan minyak darat melalui strategi pengendalian korosi yang lebih efektif dan sesuai dengan kondisi operasional di Indonesia.

2. Metode Penelitian

Bagian ini menjelaskan cara Tinjauan literatur ini dilakukan dengan pendekatan yang sistematis, menggunakan beberapa basis data pencarian seperti PubMed Central (PMC), Directory of Open Access Journals (DOAJ), MDPI, Wiley Open Access, serta Scientific Reports/Nature Portfolio. Kata kunci yang digunakan mencakup beberapa kombinasi seperti: "korosi pada baja karbon", "pipa minyak mentah", "ion klorida", "pengaruh suhu", "korosi akibat CO₂", "FeCO₃", "korosi lokal", "inhibitor korosi untuk lapangan minyak", dan "prediksi laju korosi".

Kriteria yang digunakan untuk memasukkan artikel adalah: (1) artikel tersebut diterbitkan antara tahun 2021 sampai 2026; (2) tersedia dalam bentuk akses terbuka penuh; (3) berisi informasi yang langsung terkait dengan korosi baja karbon dalam sistem perpipaan atau kondisi yang serupa; (4) menyajikan data berupa angka mengenai pengaruh suhu, konsentrasi klorida, atau kedua faktor tersebut. Kriteria untuk dikeluarkan mencakup artikel yang membahas bahan bukan logam berkarat, penelitian mengenai korosi dari luar, serta artikel yang tidak memiliki data primer atau sekunder yang dapat diperiksa.

Dari 87 artikel yang ditemukan dalam pencarian pertama, 29 artikel memenuhi semua kriteria yang ditentukan setelah melalui proses seleksi dalam dua tahap. Dua artikel ditetapkan sebagai jurnal pembanding inti: Brownlie dkk [5] sebagai contoh pendekatan elektrokimia dalam mengubah konsentrasi NaCl, serta Ahmed dkk [2] sebagai contoh pendekatan eksperimental gabungan electrochemical noise-EIS dalam mengubah suhu dan kondisi paparan klorida. Dua puluh tujuh artikel lainnya bertindak sebagai penunjang teori untuk memperkuat, memberi konteks, atau mengkritik hasil dari kedua jurnal utama tersebut.

3. Hasil dan Diskusi

a. Perbandingan Metodologi J1 dan J2 sebagai Jurnal Pembanding Inti

Brownlie dkk [5] dan Ahmed dkk [2] keduanya menggunakan pendekatan eksperimental, tetapi memiliki pertanyaan penelitian yang berbeda secara mendasar. Brownlie dkk [5] menjelaskan bagaimana perubahan kadar NaCl memengaruhi perilaku korosi elektrokimia pada baja karbon low-alloy dan baja tahan korosi secara perbandingan, sedangkan Ahmed dkk [2] membahas bagaimana pengaruh interaksi antara suhu dan kondisi terpapar klorida baik dalam fase cair maupun fase kondensasi terhadap kecepatan dan mekanisme korosi lokal pada baja karbon.

Perbedaan cara pendekatan ini menghasilkan data yang saling melengkapi. Brownlie dkk [5] menghasilkan data mengenai densitas arus korosi dalam satuan $\mu\text{A}/\text{cm}^2$, serta potensial korosi dalam satuan mV terhadap referensi elektroda (E_{corr} mV vs. SCE), serta laju kehilangan massa yang dipengaruhi oleh konsentrasi NaCl dalam rentang 0 hingga 10 persen berat memberikan gambaran kuantitatif mengenai ambang batas kritis konsentrasi ion klorida. Ahmed dkk [2], menghasilkan data electrochemical noise (EN) serta impedansi sebagai fungsi suhu (25°C hingga 80°C) dan jenis paparan (rendaman versus kondensasi) yang menjelaskan bagaimana suhu berpengaruh menggeser mekanisme utama korosi dari korosi merata menjadi korosi lokal. Integrasi kedua dataset tersebut memungkinkan pembuatan model interaksi antara T dan ion Cl⁻ yang dibahas dalam Tema di atas. Perbandingan lengkap antara J1 dan J2 ditampilkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Perbandingan jurnal pembanding inti J1 dan J2

Aspek	J1: Brownlie dan kawan-kawan [5]	J2: Ahmed dan kawan-kawan [2]
Jurnal	<i>Corrosion and Materials Degradation</i> (MDPI)	<i>Corrosion and Materials Degradation</i> (MDPI)
DOI	10.3390/cmd3010006	10.3390/cmd4030019
Tahun	2022	2023
Pendekatan	Elektrokimia: polarisasi potensiodinamik, EIS	<i>Electrochemical noise</i> , EIS, karakterisasi permukaan

Meterial Uji	Baja karbon <i>low-alloy</i> dan <i>stainless steel</i>	Baja karbon <i>low-alloy</i> dan <i>stainless steel</i>
Variabel Utama	Konsentrasi NaCl (0–10 wt%)	Temperatur (25–80°C), mode paparan Cl ⁻
Kondisi Uji	Statis dan <i>erosion-corrosion</i>	Perendaman larutan vs. kondensasi uap
Output Utama	i _{corr} (μA/cm ²), E _{corr} (mV vs. SCE)	Kehilangan massa, laju korosi lokal (μm), EN
Temuan Kunci	Puncak laju korosi pada 3,5 wt% NaCl	Korosi lokal ekstensif pada kondensasi 80°C
Kelebihan	Rentang konsentrasi Cl ⁻ komprehensif	Data interaksi T × mode paparan Cl ⁻ langsung
Kekurangan	Tidak mengkaji variasi temperatur	Medium tidak mengandung CO ₂ /crude oil
Status OA	MDPI CC-BY	MDPI CC-BY

b. Mekanisme Pengaruh Temperatur Model Bifasik Tiga Fase

Pengaruh suhu terhadap kecepatan korosi baja karbon dalam sistem pipa minyak mentah bukanlah berupa garis lurus, melainkan mengikuti pola dua fase yang dibagi menjadi tiga tahap operasional berdasarkan mekanisme utama yang berlaku [12], [18].

Fase I (Suhu < 60°C): Kinetika elektrokimia mendominasi. Selama periode ini, laju korosi meningkat karena suhu naik, yang mempercepat reaksi reduksi ion H⁺ dan CO₂ terlarut di katoda. Brownlie dkk [5] mengatakan bahwa pada suhu yang rendah, tidak terbentuk lapisan korosi yang bisa melindungi, sehingga permukaan baja tetap terbuka dan rentan terhadap zat yang merusak. Elgaddafi dkk [9] memperkuat temuan ini dengan melakukan studi tentang korosi baja karbon dalam larutan brine yang terjenuh dengan CO₂ pada suhu yang tinggi. Dalam penelitian tersebut, mereka menemukan bahwa hubungan antara suhu dan laju korosi menunjukkan pola yang tidak linier, dan hal ini dipengaruhi oleh pembentukan lapisan produk yang terbentuk. Liu dkk [19] menyatakan bahwa dalam lingkungan CO₂ superkritis, suhu merupakan variabel utama yang memengaruhi laju korosi baja pipa pada tahap awal paparan.

Fase II (suhu antara 60°C hingga 80°C): Proses pembentukan FeCO₃. Selama periode ini terjadi perbandingan antara kecepatan reaksi elektrokimia dan pembentukan lapisan FeCO₃ yang mulai berfungsi sebagai pelindung. Ahmed dkk [2] menunjukkan bahwa pada suhu 80°C dalam kondisi rendaman larutan NaCl 3,5 persen bobot, baja karbon mengalami kerugian massa yang paling besar dibandingkan kondisi kondensasi pada suhu yang sama namun dalam kondisi kondensasi 80°C, terjadi korosi lokal yang paling luas. Temuan ini menunjukkan bahwa pada suhu transisi, cara klorida terpapar (berbentuk cair atau uap/kondensasi) memengaruhi jenis korosi yang terjadi, bukan hanya tingkat suhunya saja. Xu dkk [27] melaporkan bahwa laju korosi berkurang secara seragam secara signifikan pada suhu 60°C dibandingkan dengan 40°C dalam pengujian loop multifase skala besar, yang mengonfirmasi bahwa mekanisme proteksi berbasis lapisan produk aktif pada rentang suhu tersebut.

Fase III (Suhu > 80°C): Lapisan Protektif yang Mendominasi dan Risiko Korosi Lokal. Di atas 80 derajat Celsius, FeCO₃ yang terbentuk memiliki struktur kristal yang lebih padat dan melekat lebih kuat pada permukaan baja, sehingga mampu melindungi secara merata terhadap terjadinya korosi. Namun Ahmed dkk [2] secara jelas menunjukkan bahwa pada suhu 80°C dalam kondisi kondensasi, terjadi korosi lokal yang luas meskipun laju korosi secara keseluruhan (pengurangan massa) lebih rendah dibandingkan kondisi penguapan sebuah paradoks mekanis yang penting bagi sistem pipa minyak mentah di darat yang memiliki zona kondensasi sebagian di bagian dengan suhu lebih rendah. Awad [4] juga mengonfirmasi pola yang sama dalam studi korosi lokal sebagai fungsi suhu permukaan dan laju kondensasi, di mana tingkat serangan lokal meningkat pada kondisi lapisan kondensasi yang tipis dan memiliki suhu yang tinggi.

c. Mekanisme Pengaruh Ion Klorida Non-Linearitas dan Ambang Batas Destruktif

Hubungan antara kadar ion klorida dan kecepatan korosi baja karbon non-linier dan tidak selalu meningkat atau menurun. Di konsentrasi NaCl yang rendah hingga sedang (0–3,5 wt%), laju korosi semakin meningkat seiring

bertambahnya ion Cl^- karena meningkatnya kemampuan menghantarkan listrik elektrolit serta intensitas serangan yang lebih kuat terhadap lapisan pasif. Brownlie dkk [5] menunjukkan melalui cara elektrokimia bahwa tingkat kerusakan logam baja dengan kadar rendah paduan mencapai nilai tertingginya pada larutan NaCl dengan kadar 3,5 persen berat di bawah kondisi statis maupun kondisi korosi erosi. Di atas batas ini ($> 5-7 \text{ wt}\%$), penurunan kelarutan oksigen dalam larutan hipersalin mengurangi laju reaksi katodik, sedangkan peningkatan viskositas larutan menghalangi pergerakan spesies korosif akibatnya laju korosi secara aneh justru berkurang.

Namun penurunan kecepatan korosi secara merata ini menyamaratakan bahaya yang lebih berbahaya, yaitu peningkatan korosi lokal. Ion Cl^- bekerja dengan cara bersaing dalam proses penyerapan pada situs aktif di permukaan baja, dan bersaing dengan anion-anion seperti OH^- dan CO_3^{2-} untuk menghancurkan lapisan pasif secara lokal. Parangusan dkk [22] memeriksa cara kerja breakdown passivity dan menegaskan bahwa ion klorida yang ukurannya kecil lebih mudah menempel di permukaan lapisan pasif dan masuk ke dalam lapisan tersebut, sehingga memulai terbentuknya lubang korosi yang bisa berkembang dengan kecepatan jauh lebih tinggi dibandingkan korosi yang merata. Jin dkk [15] melakukan demo dalam sistem yang menggunakan bakteri besi, menunjukkan bahwa ion klorida berperan mempercepat proses korosi secara bersamaan dengan aktivitas biologis. Mereka juga menemukan bahwa kecepatan korosi baja karbon meningkat seiring peningkatan konsentrasi Cl^- , mulai dari 0 hingga 5 persen berat.

Ahmed dkk [2] menambahkan perspektif penting: dalam kondisi kondensasi yang mewakili zona titik embun di sistem pipa overhead atau bagian dengan suhu rendah konsentrasi ion klorida (Cl^-) yang ada di permukaan baja bisa jauh lebih tinggi dibandingkan konsentrasi dalam larutan akibat adanya penguapan sebagian, menciptakan lingkungan mikro yang sangat agresif. Hal ini menjelaskan mengapa korosi lokal pada kondisi kondensasi 80°C lebih parah dibandingkan korosi saat bahan terendam sepenuhnya dalam larutan NaCl dengan konsentrasi yang sama.

d. Interaksi Sinergistik $T \times \text{Cl}^-$ Skenario Protektif dan Destruktif

Interaksi antara suhu dan konsentrasi ion klorida menghasilkan dua skenario yang berbeda secara mekanis, tergantung pada kombinasi nilai kedua variabel serta cara cairan bersinggungan [2], [5], [18].

Skenario A Kondisi Protektif (T tinggi + Cl^- sedang + perendaman penuh). Dalam kondisi perendaman penuh, ketika suhu lebih dari 70°C dan konsentrasi NaCl kurang dari 3,5 persen berat, pembentukan FeCO_3 yang dipercepat oleh suhu tinggi lebih berpengaruh dibandingkan serangan ion Cl^- terhadap lapisan pasif. Ahmed dan teman-temannya [2] menyatakan bahwa dalam kondisi perendaman pada larutan NaCl 3,5 wt% dengan siklus suhu 25°C sampai 80°C , laju korosi yang seragam (kehilangan massa) lebih tinggi dibandingkan kondisi kondensasi, namun distribusinya lebih merata dan tidak menyebabkan terbentuknya lubang korosi yang dalam ini adalah karakteristik yang lebih dapat diprediksi dan dikurangi dalam desain pipa.

Skenario B Kondisi yang merusak (T sedang-tinggi + konsentrasi klorida tinggi + proses kondensasi atau penguapan). Pada kondisi suhu $60-80^\circ\text{C}$ dengan konsentrasi ion klorida yang tinggi, dalam keadaan paparan parsial seperti kondensasi atau basah air secara terbatas kondisi yang sering terjadi di zona peralihan fase pada pipa pengumpul di darat terjadi korosi lokal yang luas. Ahmed dan teman-temannya [2] mencatat bahwa korosi lokal di bawah kondisi kondensasi 80°C menyebabkan kedalaman lobang yang jauh lebih besar dibandingkan dengan pengurangan massa secara merata, hal ini didukung oleh teknik EN dan SEM. Kondisi ini semakin buruk karena penelitian Jin dan rekan-rekannya [15] menunjukkan bahwa adanya komunitas mikroba dalam air formasi sumur minyak mempercepat serangan klorida secara bersamaan. Abbas dan temannya [1] menunjukkan bahwa efisiensi inhibitor kimia berkurang secara nyata ketika terjadi persaingan antara ion klorida dan molekul inhibitor untuk tempat penyerapan di anoda, kondisi yang lebih mudah terjadi pada kadar garam tinggi, terlepas dari suhu.

Dalam konteks perpipaan minyak mentah darat di Indonesia, di mana suhu fluida berkisar antara 45 hingga 75°C dan kandungan klorida dalam air formasi bisa mencapai 30.000 hingga 60.000 mg/L dengan variasi kadar air yang cukup besar, sebagian besar bagian pipa berpotensi beroperasi di zona transisi antara Skenario A dan B. Kondisi ini membuat monitoring terintegrasi menjadi keharusan dalam operasional [11].

e. Pengaruh Kondisi Aliran dan Kecepatan Fluida

Kondisi aliran memengaruhi cepatnya terjadinya korosi melalui dua cara yang saling mendukung: pertama, aliran meningkatkan cara spesies korosif sampai ke permukaan baja, dan kedua, gaya geser mekanik menghilangkan lapisan pelindung yang terbentuk akibat korosi. Xu dkk [27] menunjukkan melalui pengujian loop multifase skala besar bahwa kecepatan aliran adalah variabel penting yang mengendalikan bagaimana fase cair terdistribusi di dinding pipa, serta langsung memengaruhi kecepatan pembentukan dan daya tahan mekanik lapisan FeCO_3 .

Adanya minyak dalam aliran yang terdiri dari beberapa fase memiliki dampak pelindung sebagian, dan tingkatnya tergantung pada kandungan air dalam aliran tersebut. Ketika kadar air berada di bawah 30%, fase minyak cenderung menempel pada permukaan baja (oil-wetting) dan berperan sebagai penghalang fisik antara medium yang merusak dan permukaan logam. Sebaliknya, ketika kadar air melebihi 50%, terjadi perubahan fase sehingga air bebas menyentuh langsung dinding pipa (water-wetting) dan kecepatan korosi meningkat secara tajam. Kondisi penyebaran air pada tingkat water cut tinggi ini mirip dengan kondisi penuh basah yang telah diteliti oleh Ahmed dkk [2], di mana korosi merata menjadi dominan sehingga kombinasi tingginya water cut dan konsentrasi klorida menjadi kondisi paling berbahaya bagi sistem pipa minyak mentah daratan pada lapangan yang sudah matang. Gu dkk [13] menunjukkan bahwa model neural network berbasis pengetahuan (knowledge graph) mampu memprediksi laju korosi pada pipa minyak dan gas dengan menggabungkan beberapa variabel seperti kandungan CO_2 , kecepatan aliran, dan komposisi air secara bersamaan, dan memiliki akurasi ekstraksi sebesar 94,46%.

f. Produk Korosi dan Mekanisme Proteksi — FeCO_3 dan Senyawa Ikutan

FeCO_3 (siderit) adalah bentuk korosi utama yang terbentuk pada sistem baja karbon dalam lingkungan yang mengandung gas CO_2 dan air formasi, terutama pada suhu di atas 60 derajat Celsius. Fonseca [12] menjelaskan bahwa perlindungan yang diberikan oleh lapisan FeCO_3 sangat tergantung pada indeks penumpukan yaitu perbandingan antara kecepatan pembentukan FeCO_3 dan kecepatan larutnya oleh lingkungan korosif yang secara langsung dipengaruhi oleh suhu, tingkat keasaman (pH), dan konsentrasi ion Fe^{2+} dalam larutan. Pada temperatur rendah ($<60^\circ\text{C}$), FeCO_3 yang terbentuk biasanya memiliki struktur kristal yang lebih kecil, lebih renggang, dan lebih berpori. Pada suhu 80 derajat Celsius atau lebih tinggi, kristal FeCO_3 yang lebih besar dan lebih padat membentuk lapisan dengan porositas yang lebih rendah dan daya lekat yang lebih kuat [27]. Ahmed dkk [2] menemukan melalui metode Raman bahwa jenis produk korosi yang terbentuk pada kondisi perendaman dan kondensasi berbeda dalam komposisi. Kondisi kondensasi menghasilkan oksida besi yang lebih beragam dan lapisan yang kurang merata, sehingga menjelaskan mengapa korosi lokal lebih berat dalam kondisi kondensasi meskipun suhunya sama.

Kehadiran ion klorida dalam jumlah banyak langsung merusak struktur lapisan FeCO_3 melalui cara substitusi ion negatif lokal: ion Cl^- menggantikan ion CO_3^{2-} di bagian kristal FeCO_3 , membentuk FeCl_2 yang mudah larut, menghasilkan kerusakan lokal yang menjadi tempat awal terbentuknya korosi berlubang. Yu dkk [29] menunjukkan bahwa inhibitor korosi yang dibuat untuk kondisi under-deposit pada baja X65 dalam lingkungan CO_2 mampu menurunkan kecepatan munculnya defek lokal di lapisan hasil korosi dengan cara menempel lebih baik di area cacat kristal FeCO_3 sebelum ion klorida menyebabkan kerusakan.

g. Pendekatan Pemodelan dan Prediksi dari Model Empiris ke *Machine Learning*

Perkembangan cara memodelkan korosi dalam sistem pipa minyak mentah menunjukkan peningkatan pemahaman yang lebih rumit mengenai berbagai faktor yang saling memengaruhi. Model semi-empiris de Waard-Milliams dan turunannya memberikan prediksi terburuk dalam skenario terburuk yang cukup konservatif, tetapi sering kali tidak tepat karena tidak memperhitungkan pengaruh lapisan korosi produk, kadar minyak, serta interaksi antara temperatur dan ion klorida secara jelas [12].

Kim dan Park [16] menunjukkan cara menggunakan model regresi berbasis data sensor LPR untuk memperkirakan tingkat korosi baja karbon secara langsung dalam waktu nyata dengan tingkat keakuratan yang cukup bagus untuk digunakan dalam pemantauan operasional. Nguyen dkk [20] membandingkan beberapa algoritma pembelajaran mesin untuk memprediksi tingkat korosi luar baja karbon di dalam tanah, dan mereka menemukan bahwa model ensemble selalu lebih baik dibandingkan model yang hanya menggunakan satu

algoritma. Gu dkk [13] membuat model prediksi yang menggunakan knowledge graph dan jaringan saraf PSO-BP. Model ini menggabungkan delapan faktor seperti kadar CO_2 , pH, dan kecepatan aliran. Hasilnya, nilai F1 mencapai 92,38%, yang jauh lebih baik dibandingkan model-model tradisional yang hanya berdasarkan pengalaman. Wang dkk [26] membuat model hybrid ML untuk pipa gas yang menggabungkan kelebihan model fisik dengan kebebasan model berbasis data, sehingga menghasilkan MAPE yang lebih baik dibandingkan model tunggal pada semua kondisi uji.

h. Strategi Mitigasi Inhibitor Kimia dan *Monitoring* Terintegrasi

Kinerja inhibitor korosi dalam sistem minyak mentah di daratan sangat tergantung pada hubungan antara suhu kerja dan jumlah ion klorida. Abbas dkk [1] menunjukkan bahwa cairan ionik memberikan efisiensi penghambatan yang berubah secara tidak linear terhadap suhu dalam rentang 303 hingga 333 K pada larutan klorida, dengan kompetisi antara ion klorida (Cl^-) dan molekul penghambat untuk tempat penyerapan di anoda sebagai mekanisme utama yang mengontrolnya.

Ortega-Toledo dkk [21] secara khusus menguji pengaruh suhu terhadap kinerja inhibitor berbasis liquid ionik polimer pada baja karbon. Mereka menemukan bahwa efektivitas inhibitor berkurang drastis ketika suhu melebihi 60°C karena molekul inhibitor lebih cepat lepas dari permukaan baja. Temuan ini penting karena menunjukkan bahwa harus dibuat formulasi inhibitor khusus untuk kondisi kerja dengan suhu tinggi. He dkk [14] membuat variasi dari senyawa thiophene-imidazoline dengan berbagai panjang rantai, yang digunakan sebagai inhibitor untuk baja karbon dalam lingkungan formasi minyak yang mengandung CO_2 . Mereka menyatakan bahwa panjang rantai alkil yang paling efektif berbeda tergantung pada suhu operasional. Yu dkk [29] menunjukkan bahwa inhibitor yang dibuat khusus untuk kondisi under-deposit pada baja X65 dalam lingkungan korosi CO_2 mampu memberikan perlindungan yang baik bahkan di area di bawah deposit kondisi yang biasanya dianggap sangat sulit untuk dikurangi.

Espejo-Mora dkk [11] menyatakan bahwa strategi mitigasi korosi yang paling baik adalah menggabungkan inhibitor kimia adaptif dengan sistem pemantauan berkelanjutan yang menggunakan sensor elektrokimia. Ernawati [10] dalam konteks lokal menunjukkan bahwa inhibitor sikloheksilamina berhasil mengurangi laju korosi baja API 5L Grade B di lingkungan limbah minyak bumi, meskipun kemampuannya menurun ketika suhu melebihi 75°C pola penurunan ini sesuai dengan data internasional mengenai desorpsi termal molekul inhibitor organik dan mempunyai hubungan langsung dengan pengembangan strategi penghambatan korosi di lapangan minyak darat Indonesia.

4. Kesimpulan

Peninjauan terhadap 29 artikel dengan rentang tahun 2021 hingga 2026 menghasilkan tiga kesimpulan utama. Pertama, pengaruh suhu terhadap kecepatan korosi baja karbon dalam sistem minyak kasar darat bersifat dua jenis: meningkat ketika suhu di bawah 60°C karena proses elektrokimia berjalan lebih cepat, menurun pada rentang 60 hingga 80°C karena munculnya lapisan FeCO_3 yang melindungi, dan kembali rumit di atas 80°C di mana korosi merata berkurang tapi korosi lokal di bawah lapisan skala yang tidak merata justru meningkat. Kedua, hubungan antara konsentrasi ion klorida dan tingkat kerusakan logam tidak berbentuk garis lurus, dengan tingkat kerusakan yang paling tinggi terjadi pada konsentrasi $\pm 3,5$ wt% NaCl, di mana konsentrasi yang lebih tinggi menggeser jenis utama kerusakan dari kerusakan merata menjadi kerusakan berupa lubang — terutama pada kondisi paparan yang tidak merata seperti kondensasi yang mengumpulkan klorida secara efektif di permukaan baja. Ketiga, interaksi sinergistik antara T dan Cl^- menghasilkan dua skenario operasional yang berbeda: skenario protektif terjadi pada kondisi perendaman penuh dengan suhu T lebih dari 70°C dan konsentrasi Cl^- kurang dari 3,5 persen berat, sedangkan skenario destruktif terjadi pada kondisi paparan parsial dengan suhu T antara 60 hingga 80°C dan konsentrasi Cl^- tinggi. Batas antara kedua skenario ini sangat relevan dengan kondisi di lapangan minyak matang Indonesia yang memiliki kadar air tinggi dan salinitas tinggi. Lima celah penelitian yang ditemukan menjadi dasar untuk merekomendasikan penelitian lebih lanjut. Pada jangka pendek (0–1 tahun): dilakukan pemetaan secara sistematis terhadap profil suhu, kandungan klorida dalam air formasi, dan kadar air dalam pipa onshore di seluruh segmen pipa Indonesia, tujuannya untuk mengidentifikasi area yang berpotensi mengalami kerusakan. Jangka menengah (1–3 tahun): penelitian eksperimental menggunakan pendekatan faktorial yang menggabungkan perubahan suhu (40–100°C), kadar garam natrium klorida (3.000–60.000 mg/L), dan cara pemaparan (rendaman versus kondensasi parsial) terhadap baja API 5L dalam lingkungan minyak mentah sintesis yang menggambarkan sifat minyak alam Indonesia. Jangka panjang

(3–5 tahun): membuat model prediksi korosi menggunakan machine learning yang dilatih berdasarkan data lapangan dari oilfield Indonesia, dengan mempertimbangkan beberapa variabel sekaligus seperti suhu, klorida, kadar air, kecepatan aliran, dan komposisi minyak mentah.

Referensi

- [1] M.A. Abbas, A.S. Ismail, K. Zakaria, A.M. El Shamy, S. Zein El Abedin, "Adsorption, thermodynamic, and quantum chemical investigations of an ionic liquid that inhibits corrosion of carbon steel in chloride solutions," *Scientific Reports*, vol. 12, issue 1, hlm. 12382, 2022.
- [2] S. Ahmed, Y. Hou, K. Lepkova, T. Pojtanabuntoeng, "Investigation of the effect chloride ions on carbon steel in closed environments at different temperatures," *Corrosion and Materials Degradation*, vol. 4, issue 3, hlm. 364-381, 2023.
- [3] H.A. Ali, M.M. Shaban, A.S. Abousalem, E.A. Ghaith, A.S. Fouda, M.A. Ismail, "Novel biphenylidene-thiopyrimidine derivatives as corrosion inhibitors for carbon-steel in oilfield produced water," *Scientific Reports*, vol. 13, issue 1, hlm. 16155, 2023.
- [4] S. Awad, "Localized corrosion behavior of carbon steel as a function of surface temperature and condensation rate," *Iraqi Journal of Mechanical Engineering*, vol. 4, issue 1, hlm. 1-12, 2024.
- [5] F. Brownlie, T. Hodgkiess, A. Pearson, A. Galloway, "Electrochemical evaluation of the effect of different NaCl concentrations on low alloy- and stainless steels under corrosion and erosion-corrosion conditions," *Corrosion and Materials Degradation*, vol. 3, issue 1, hlm. 101-126, 2022.
- [6] L. Chen, J. Wang, X. Zhang, P. Yang, H. Guo, "Studying corrosion failure prediction models and methods for submarine oil and gas transport pipelines," *Applied Sciences*, vol. 13, issue 23, hlm. 12713, 2023.
- [7] I.M. Chohan, A. Ahmad, N. Sallih, N. Bheel, W.M. Salilew, A.H. Almaliki, "Effect of seawater salinity, pH, and temperature on external corrosion behavior and microhardness of offshore oil and gas pipeline: RSM modelling and optimization," *Scientific Reports*, vol. 14, issue 1, hlm. 16543, 2024.
- [8] Z. Dong, L. Ding, Z. Meng, K. Xu, Y. Mao, X. Chen, H. Ye, A. Poursaei, "Machine learning-based corrosion rate prediction of steel embedded in soil," *Scientific Reports*, vol. 14, issue 1, hlm. 18194, 2024.
- [9] R. Elgaddafi, R. Ahmed, S. Shah, "Corrosion of carbon steel in CO₂ saturated brine at elevated temperatures," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 196, hlm. 107638, 2021.
- [10] E.E. Ernawati, "Laju korosi pada baja API 5L Grade B dalam medium limbah minyak bumi dengan inhibitor sikloheksilamina," *Jurnal Ilmu dan Inovasi Fisika*, vol. 7, issue 1, hlm. 1-8, 2023.
- [11] E. Espejo-Mora, J. Calderon-Morales, E. Hernandez-Duran, J. Reyes-Dorantes, A. Gutierrez-Perez, "Current downhole corrosion control solutions and trends in the oil and gas industry: A review," *Materials*, vol. 16, issue 5, hlm. 1795, 2023.
- [12] M.F. Fonseca, "Carbon dioxide corrosion mechanisms: Historical development and key parameters of CO₂-H₂O systems," *International Journal of Corrosion*, vol. 2024, hlm. 5537767, 2024.
- [13] Y. Gu, J. Chen, Q. Yang, H. Wang, Z. Yin, Q. Li, B. Han, "Prediction model of corrosion rate for oil and gas pipelines based on knowledge graph and neural network," *Processes*, vol. 12, issue 11, hlm. 2367, 2024.
- [14] X. He, Y. Zhang, L. Zhao, F. Zhu, W. Sun, G. Liu, "Thiophene-imidazoline derivatives with varying chain lengths modified by organic acids as corrosion inhibitors for carbon steel in CO₂-saturated oilfield produced water," *ACS Applied Materials & Interfaces*, vol. 16, issue 22, hlm. 28914-28928, 2024.
- [15] J. Jin, G. Wu, Y. Guan, "Effect of chloride ions on the corrosion behavior of carbon steel in an iron bacteria system," *RSC Advances*, vol. 12, issue 24, hlm. 15158-15166, 2022.
- [16] S. Kim, J. Park, "Prediction of corrosion rate for carbon steel using regression model with commercial LPR sensor data," *Applied Sciences*, vol. 14, issue 23, hlm. 10836, 2024.
- [17] J. Leng, Z. Tian, K. Liao, T. He, X. Liu, G. He, X. Tang, G. Xia, "Localised corrosion failure of an L245N pipeline in a CO₂-O₂-Cl⁻ environment," *Corrosion Engineering, Science and Technology*, vol. 58, issue 3, hlm. 217-228, 2023.
- [18] Q. Li, B. Liu, "Erosion-corrosion of gathering pipeline steel in oil-water-sand multiphase flow," *Metals*, vol. 13, issue 1, hlm. 80, 2023.
- [19] X. Liu, Y. Wang, Z. Zhang, J. Zhao, H. Li, "Research progress on major influencing factors of corrosion behavior of pipeline steel in supercritical CO₂ environment," *Materials*, vol. 18, issue 11, hlm. 2424, 2025.
- [20] T.C. Nguyen, Y.-S. So, J.-S. Yoo, J.-G. Kim, "Machine learning modeling of predictive external corrosion rates of spent nuclear fuel carbon steel canister in soil," *Scientific Reports*, vol. 12, issue 1, hlm. 20226, 2022.
- [21] D. Ortega-Toledo, J. Gonzalez-Rodriguez, M. Casales-Diaz, L. Martinez-Gomez, "Temperature effect on the corrosion inhibition of carbon steel by polymeric ionic liquids in acid medium," *Molecules*, vol. 28, issue 7, hlm. 3155, 2023.
- [22] H. Parangusan, J. Bhadra, N. Al-Thani, "A review of passivity breakdown on metal surfaces: Influence of chloride- and sulfide-ion concentrations, temperature, and pH," *Emergent Materials*, vol. 4, issue 5, hlm. 1187-1203, 2021.
- [23] D. Ruiz, A. Casas, C.A. Escobar, A. Perez, V. Gonzalez, "Advanced machine learning techniques for corrosion rate estimation and prediction in industrial cooling water pipelines," *Sensors*, vol. 24, issue 11, hlm. 3564, 2024.
- [24] P. Shi, M. Du, J. Wang, "Effect of *Alcaligenes* sp. on corrosion behavior of X65 steel in simulated offshore oilfield-produced water," *Frontiers in Microbiology*, vol. 14, hlm. 1127858, 2023.
- [25] Trends in Sciences, "Mitigating corrosion in downhole environments of oil and gas wells," *Trends in Sciences*, vol. 22, issue 8, hlm. 9855, 2025.
- [26] C.T. Wang, W. Li, G.F. Xin, Y.Q. Wang, S.Y. Xu, M.B. Fan, "Fast and accurate prediction of corrosion rate of natural gas pipeline using a hybrid machine learning approach," *Applied Sciences*, vol. 15, issue 4, hlm. 2023, 2025.
- [27] M. Xu, H. Wang, X. Liu, Z. Zhu, J. Zhao, Y. Li, X. Wang, "Study of temperature on the corrosion behavior of antibacterial steel by a large-scale multiphase flow corrosion test loop," *Materials*, vol. 15, issue 21, hlm. 7692, 2022.
- [28] R. Xu, Y. Zhang, H. Liu, W. Chen, J. Wang, "Pitting corrosion of steel pipes in water supply systems: an influence of shell-like layer," *Applied Sciences*, vol. 14, issue 16, hlm. 7189, 2024.
- [29] B. Yu, T. Yin, W. Guo, L. Li, Y. Li, P. Cao, "Corrosion inhibition properties of corrosion inhibitors to under-deposit corrosion of X65 steel in CO₂ corrosion conditions," *Molecules*, vol. 29, issue 11, hlm. 2611, 2024