

EVALUASI KONDISI KOROSI PADA JARINGAN PIPA MINYAK DAN GAS BERDASARKAN PARAMETER OPERASI DAN KOMPOSISI FLUIDA

PUTRA CAPRIYANDA

94224003



TESIS

**Untuk memperoleh gelar Magister dalam bidang Ilmu Teknik Kimia pada Universitas
Muhammadiyah Palembang
Dengan wibawa Rektor Universitas Muhammadiyah Palembang
Dipertahankan pada tanggal 30 Maret 2026 Di Universitas Muhammadiyah Palembang**

**PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA PROGRAM
PASCASARJANA
UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH PALEMBANG
2026**

LEMBAR PENGESAHAN TESIS

EVALUASI KONDISI KOROSI PADA JARINGAN PIPA MINYAK DAN GAS BERDASARKAN PARAMETER OPERASI DAN KOMPOSISI FLUIDA

TESIS

Nama : Putra Capriyanda

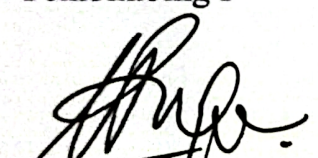
NIM : 94224003

Diterima dan disahkan

Pada tanggal 30 Mei 2026

Pembimbing I

Pembimbing II

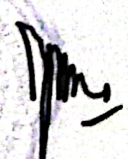

Prof. Dr. Ir. Kiagus. Ahmad Roni,
S.T., M.T., IPM., ASEAN.Eng
NIDN. 0227077004


Prof. Ir. Erna Yuliwati, M.T., Ph.D.,
IPU., ASEAN.Eng
NIDN. 0228076701

Mengetahui,

Direktur Program Pascasarjana

Ketua Program Studi


Dr. Ir. Mukhtarudin Muchsiri, M.P.
NIDN. 0212016802


Dian Kharismadewi, S.T., M.T., Ph.D.
NIDN. 0222048201

LEMBAR PERSETUJUAN TIM PENGUJI

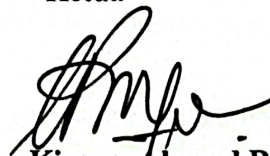
**EVALUASI KONDISI KOROSI PADA JARINGAN PIPA MINYAK DAN GAS
BERDASARKAN PARAMETER OPERASI DAN KOMPOSISI FLUIDA**

TESIS

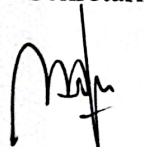
Nama : Putra Capriyanda
NIM : 94224003

**Telah dipertahankan di hadapan Dewan Penguji Tesis Program Studi Magister Teknik
Kimia pada tanggal 30 Maret 2026**

Ketua


Prof. Dr. Ir. Kiagus. Ahmad Roni,
S.T., M.T., IPM., ASEAN.Eng
NIDN. 0227077004

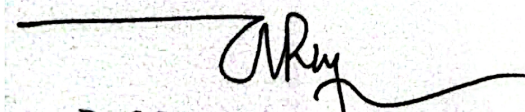
Sekretaris


Prof. Ir. Erna Yuliwati, M.T., Ph.
IPU., ASEAN.Eng
NIDN. 0228076701

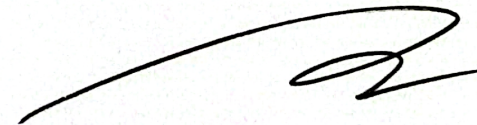
Anggota I


Dian Kharismadewi, S.T., M.T.,
Ph.D
NIDN. 0222048201

Anggota II


Prof. Ir. Muhammad Arief Karim,
M.Sc
NIDN. 0203016201

Anggota III


Dr. Ir. Eka Sri Yusmartini, M.T.,
IPM
NIDN. 0228076701

SURAT PERNYATAAN BEBAS PLAGIAT

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Putra Capriyanda

NIM : 94224003

Program Studi : Teknik Kimia

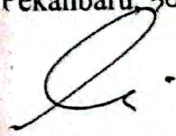
Menyatakan bahwa :

1. Karya tulis ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar akademik Magister Teknik Kimia baik Universitas Muhammadiyah Palembang maupun di perguruan tinggi lain.
2. Karya tulis ini adalah murni gagasan, rumusan, dan penelitian saya sendiri, tanpa bantuan pihak lain, kecuali arahan tim pembimbing.
3. Dalam karya tulis ini tidak terdapat karya atau pendapat yang telah ditulis atau di publikasikan oleh orang lain, kecuali secara tertulis dengan jelas dicantumkan sebagai acuan dalam naskah dengan disebutkan nama pengarang dan dicantumkan dalam daftar pustaka.
4. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila di kemudian hari terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik berupa pencabutan gelar yang telah diperoleh karena karya ini, serta sanksi lainnya sesuai norma yang berlaku di perguruan tinggi.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan tanpa paksaan dari pihak manapun

Pekanbaru, 30 Mei 2026




Putra Capriyanda

EVALUATION OF CORROSION CONDITIONS IN OIL AND GAS PIPELINE NETWORKS BASED ON OPERATING PARAMETERS AND FLUID COMPOSITION

Putra Capriyanda

Putra Capriyanda. (2026). Evaluation Of Corrosion Conditions In Oil And Gas Pipeline Networks Based On Operating Parameters And Fluid Composition. Thesis, Magister Chemical Engineering Program of Post Graduate of University Muhammadiyah Palembang. Advisor : (I) Prof. Dr. Ir. Kiagus. Ahmad Roni, S.T., M.T., IPM., ASEAN.Eng, (II) Prof. Ir. Erna Yuliwati, M.T., Ph.D., IPU., ASEAN.Eng.

ABSTRACT

Corrosion in oil and gas pipeline systems is one of the main factors affecting material integrity, operational safety, and the reliability of hydrocarbon transportation systems. This study aims to evaluate corrosion conditions in oil and gas pipelines based on the influence of operating parameters and fluid composition on corrosion rates. The research was conducted on the pipeline system of PT PC Oil & Gas at the PC1 field using a quantitative descriptive–analytical approach. The research data were obtained through Ultrasonic Thickness Measurement (UTM), production fluid composition analysis, and historical operating data including temperature, pressure, and fluid flow rate. Data analysis was carried out using descriptive statistics, correlation analysis, and multiple linear regression to determine the dominant parameters affecting the corrosion rate. The results showed that operating temperature, CO₂ content, H₂S content, water cut, and chloride ions significantly influenced the increase in corrosion rate in the pipeline system. The dominant corrosion mechanisms identified were sweet corrosion, sour corrosion, and localized corrosion, which caused wall thickness reduction at several inspection points. Based on the evaluation results, periodic corrosion monitoring, the use of corrosion inhibitors, operating condition control, and the implementation of a Risk-Based Inspection (RBI) approach are recommended to improve the integrity, safety, and reliability of oil and gas pipeline systems.

Keywords: *corrosion, oil and gas pipelines, operating parameters, fluid composition, corrosion rate, UTM.*

EVALUASI KONDISI KOROSI PADA JARINGAN PIPA MINYAK DAN GAS BERDASARKAN PARAMETER OPERASI DAN KOMPOSISI FLUIDA

Putra Capriyanda

Putra Capriyanda. (2026). Evaluasi Kondisi Korosi Pada Jaringan Pipa Minyak Dan Gas Berdasarkan Parameter Operasi Dan Komposisi Fluida, Tesis, Program Studi Magister Teknik Kimia, Program Pascasarjana, Universitas Muhammadiyah Palembang. Pembimbing : (I) Prof. Dr. Ir. Kiagus. Ahmad Roni, S.T., M.T., IPM., ASEAN.Eng, (II) Prof. Ir. Erna Yuliwati, M.T., Ph.D., IPU., ASEAN.Eng.

ABSTRAK

Korosi pada jaringan perpipaan minyak dan gas merupakan salah satu faktor utama yang memengaruhi integritas material, keselamatan operasi, dan keandalan sistem transportasi hidrokarbon. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kondisi korosi pada jaringan pipa minyak dan gas berdasarkan pengaruh parameter operasi dan komposisi fluida terhadap laju korosi. Penelitian dilakukan pada sistem perpipaan PT PC Oil & Gas lapangan PC1 dengan pendekatan kuantitatif deskriptif-analitis. Data penelitian diperoleh melalui pengukuran ketebalan pipa menggunakan metode Ultrasonic Thickness Measurement (UTM), analisis komposisi fluida produksi, serta data historis operasi yang meliputi temperatur, tekanan, dan laju alir fluida. Analisis data dilakukan menggunakan metode statistik deskriptif, korelasi, dan regresi linear berganda untuk menentukan parameter dominan yang memengaruhi laju korosi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa temperatur operasi, kandungan CO₂, H₂S, water cut, dan ion klorida memiliki pengaruh signifikan terhadap peningkatan laju korosi pada sistem perpipaan. Mekanisme korosi yang dominan meliputi sweet corrosion, sour corrosion, dan localized corrosion yang menyebabkan penipisan dinding pipa pada beberapa titik inspeksi. Berdasarkan hasil evaluasi, direkomendasikan penerapan monitoring korosi secara berkala, penggunaan inhibitor korosi, pengendalian kondisi operasi, serta penerapan pendekatan Risk-Based Inspection (RBI) untuk meningkatkan integritas, keselamatan, dan keandalan sistem perpipaan minyak dan gas.

Kata kunci: korosi, perpipaan minyak dan gas, parameter operasi, komposisi fluida, laju korosi, UTM.

KATA PENGANTAR

اَللّٰهُمَّ صَلِّ عَلَى رَسُوْلِكَ وَصَلِّ عَلَى اٰلِهِ وَصَلِّ عَلَى سَلَمَتِهِ

Puji syukur kehadiran Allah SWT atas segala limpahan rahmat, taufik, dan hidayah Nya sehingga penulis dapat menyusun tesis yang berjudul "**Evaluasi Kondisi Korosi Pada Jaringan Pipa Minyak Dan Gas Berdasarkan Parameter Operasi Dan Komposisi Fluida**" sebagai salah satu syarat dalam menempuh jenjang pendidikan Magister.

Penyusunan tesis ini tentunya tidak terlepas dari bantuan, dukungan, dan arahan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT dan Rasulullah SAW yang senantiasa memberikan ridho dan kemudahan dalam setiap Langkah.
2. Prof. Dr. Abid Djazuli, S.E., M.M selaku Rektor Universitas Muhammadiyah Palembang.
3. Dr. Ir. Mukhtarudin , M.P. selaku Direktur Pasca Sarjana Universitas Muhammadiyah Palembang.
4. Ibu Dian Kharismadewi, ST., M.T., Ph.D selaku Ketua Progam Studi Magister Teknik Kimia Program Pascasarjana Universitas Muhammadiyah Palembang.
5. Ibu Dr. Ir. Eka Sri Yusmartini, M.T selaku Sekretaris Progam Studi Magister Teknik Kimia Program Pascasarjana Universitas Muhammadiyah Palembang.
6. Bapak Prof. Dr. Ir. Kiagus. Ahmad Roni, S.T., M.T., IPM., ASEAN.Eng Sebagai Dosen Pembimbing I yang telah memberikan masukan, saran, dan kritik selama proses penyelesaian tesis ini.
7. Ibu Prof. Ir. Erna Yuliwati, M.T., Ph.D., IPU., ASEAN.Eng. Sebagai Dosen Pembimbing II yang juga telah memberikan masukan, saran, dan kritik selama proses penyelesaian tesis ini.
8. Seluruh dosen dan staf pengajar di program studi Magister Teknik Kimia Universitas Muhammadiyah Palembang yang telah memberikan ilmu dan

pengetahuan selama masa perkuliahan.

9. Terima kasih juga kepada kedua orangtua saya, Bapak dan Ibu saya serta kakak dan adik saya yang senantiasa selalu memberikan restu, dukungan moral dan doa yang tiada henti.
10. Terima kasih juga kepada Leader saya Mas Tri Harjanto Puspoasmoro, Bg Nurmilal, Bg Ananda Kamiko, dan Pak Basrol serta Rekan-rekan operator, opsreps dan kru yang senantiasa selalu memberikan dukungan dan bantuan.
11. Rekan-rekan seperjuangan di program magister Angkatan 10, Mba Diah, Mba Yeni, Bang Afhdal, Bang Julian, Bang Alswendo, Bang Yogi, dan Bang Irfan yang turut memberikan motivasi dan berbagi pengalaman seclama proses studi.

Penulis menyadari bahwa tesis ini masih jauh dari kesempurnaan. Oleh karena itu, segala saran dan kritik yang membangun sangat penulis harapkan demi kesempurnaan dan pengembangan penelitian ini di masa mendatang. Akhir kata, semoga tesis ini dapat memberikan manfaat dan kontribusi positif, baik dalam bidang akademik maupun pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 30 Mei 2026



Putra Capriyanda

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN TESIS.....	ii
LEMBAR PERSETUJUAN TIM PENGUJI	iii
SURAT PERNYATAAN BEBAS PLAGIAT	iv
<i>ABSTRACT</i>.....	v
ABSTRAK.....	vi
KATA PENGANTAR.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	13
A. Latar Belakang.....	13
B. Rumusan Masalah	19
C. Tujuan Penelitian.....	19
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	20
A. Korosi dalam Industri Minyak dan Gas.....	20
B. Pengaruh Parameter Operasi terhadap Korosi.....	24
C. Material Pipa pada Industri Minyak dan Gas.....	28
D. Mekanisme Korosi pada Baja Karbon.....	33
E. Komposisi Fluida sebagai Faktor Pemicu Korosi.....	37
F. Metode Evaluasi dan Monitoring Korosi.....	40
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	44
A. Pendekatan Penelitian.....	44
B. Lokasi dan Waktu Penelitian.....	44
C. Jenis dan Sumber Data.....	45
D. Variabel Penelitian.....	46
E. Prosedur Penelitian.....	47
F. Instrumen dan Alat Ukur	48

G. Teknik Analisis Data.....	48
H. Diagram Alir Penelitian.....	49
BAB IV HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN.....	50
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	99
A. Kesimpulan.....	99
B. Saran.....	100
DAFTAR PUSTAKA.....	101
LAMPIRAN.....	103

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Komposisi Kimia Baja API 5L Grade B.....	31
Tabel 4.1 Data Parameter Operasi Lapangan.....	51
Tabel 4.2 Data Inspeksi Ketebalan Pipa Sebelum.....	52
Tabel 4.3 Data Inspeksi Ketebalan Pipa Setelah.....	53
Tabel 4.4 Data Analisa corrosion rate	53
Tabel 4.5 Komposisi Fluida.....	54

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Mechanical Pumping Unit.....	14
Gambar 1.2 Pipa Korosi.....	15
Gambar 2.1 Korosi.....	21
Gambar 2.2 Oil Spill.....	23
Gambar 2.3 Pengecekan Temperature pada Pipa.....	24
Gambar 2.4 Proses Release Gas Casing Annulus.....	38
Gambar 4.1 Grafik Temperatur vs Corrosion Rate	60
Gambar 4.2 Grafik Tekanan vs Corrosion Rate	61
Gambar 4.3 Grafik Laju Alir vs Corrosion Rate	63
Gambar 4.4 Grafik Water Cut vs Corrosion Rate	65
Gambar 4.5 Grafik Ketebalan Desain vs Ketebalan Aktual	67
Gambar 4.6 Grafik Ketebalan Sebelum vs Setelah Pengukuran	69
Gambar 4.7 Grafik Selang Waktu Inspeksi vs Ketebalan	71
Gambar 4.8 Grafik Ketebalan Pipa vs Corrosion Rate	74
Gambar 4.9 Grafik Ketebalan Pipa vs Corrosion Rate (Lanjutan)	76
Gambar 4.10 Grafik CO ₂ vs Corrosion Rate	79
Gambar 4.11 Grafik H ₂ S vs Corrosion Rate	81
Gambar 4.12 Grafik H ₂ O vs Corrosion Rate	83
Gambar 4.13 Grafik Cl ⁻ vs Corrosion Rate	85
Gambar 4.14 Grafik pH vs Corrosion Rate	87

BAB I

PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Industri minyak dan gas bumi merupakan salah satu sektor strategis yang memiliki peranan penting dalam mendukung ketahanan dan keberlanjutan pasokan energi nasional. Aktivitas produksi hingga distribusi hidrokarbon dalam industri ini sangat bergantung pada keberadaan sistem perpipaan yang berfungsi sebagai media transportasi fluida dari sumur produksi menuju fasilitas pengolahan, terminal penyimpanan, maupun titik distribusi lainnya. Oleh karena itu, keandalan dan integritas jaringan perpipaan menjadi faktor yang sangat krusial dalam menjamin kontinuitas operasi serta keselamatan proses produksi. Sistem perpipaan yang beroperasi dalam jangka waktu lama seringkali menghadapi berbagai tantangan operasional, salah satunya adalah degradasi material akibat proses korosi.

Korosi merupakan fenomena kerusakan material yang terjadi akibat reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya. Pada industri minyak dan gas, korosi dapat terjadi baik pada bagian internal pipa yang bersentuhan langsung dengan fluida produksi maupun pada bagian eksternal yang terpapar lingkungan sekitar. Korosi internal umumnya dipengaruhi oleh komposisi fluida produksi seperti kandungan air, gas asam (H_2S dan CO_2), ion klorida, serta kondisi operasi seperti temperatur, tekanan, dan laju alir fluida. Sementara itu, korosi eksternal biasanya berkaitan dengan kondisi lingkungan tanah, kelembapan, serta efektivitas sistem proteksi seperti coating dan cathodic protection. Apabila tidak dikendalikan dengan baik, proses korosi dapat menyebabkan penipisan dinding pipa, kebocoran, bahkan kegagalan sistem perpipaan yang berpotensi menimbulkan kerugian ekonomi, gangguan operasional, serta risiko terhadap keselamatan dan lingkungan.

Dampak korosi terhadap industri secara global tergolong sangat signifikan. Berdasarkan laporan *International Measures of Prevention, Application, and Economics of Corrosion Technology* (IMPACT) yang diterbitkan oleh NACE International, kerugian ekonomi yang ditimbulkan oleh korosi diperkirakan mencapai lebih dari 2,5 triliun USD setiap tahun di seluruh dunia. Nilai tersebut setara dengan sekitar 3–4% dari produk domestik bruto (PDB) global. Dari total kerugian tersebut, sekitar 15–20% berasal dari sektor industri minyak dan gas yang memiliki tingkat paparan korosi cukup tinggi akibat kondisi operasi yang kompleks serta komposisi fluida yang agresif (NACE, 2012). Oleh karena itu, pengelolaan integritas perpipaan

serta evaluasi faktor-faktor yang mempengaruhi corrosion rate menjadi aspek yang sangat penting dalam upaya menjaga keandalan sistem transportasi hidrokarbon.



Gambar 1.1 Mechanical Pumping Unit

Dalam sistem produksi minyak dan gas bumi, salah satu mekanisme korosi yang paling umum terjadi adalah korosi yang dipicu oleh keberadaan karbon dioksida atau yang dikenal sebagai *sweet corrosion*. Karbon dioksida yang terlarut dalam air akan membentuk asam karbonat (H_2CO_3) melalui reaksi hidrasi. Senyawa ini kemudian berdisosiasi menghasilkan ion hidrogen yang bersifat korosif terhadap baja karbon. Reaksi elektrokimia yang terjadi pada permukaan logam menyebabkan proses pelarutan besi sehingga terbentuk ion Fe^{2+} yang kemudian dapat bereaksi dengan ion karbonat membentuk lapisan besi karbonat (FeCO_3). Dalam kondisi tertentu, lapisan ini dapat berfungsi sebagai lapisan protektif yang menghambat corrosion rate. Namun, pada kondisi operasi dengan temperatur tinggi, kecepatan aliran yang besar, atau konsentrasi CO_2 yang tinggi, lapisan tersebut dapat tererosi sehingga corrosion rate meningkat secara signifikan (Revie & Uhlig, 2008).

Selain korosi yang disebabkan oleh karbon dioksida, keberadaan hidrogen sulfida (H_2S) dalam fluida produksi juga menjadi faktor penting yang memengaruhi integritas material pipa. Gas H_2S dapat bereaksi dengan besi membentuk lapisan besi sulfida (FeS) pada permukaan logam. Meskipun lapisan ini dalam beberapa kondisi dapat bersifat protektif, keberadaan H_2S juga dapat memicu fenomena kerusakan material seperti *sulfide stress cracking* (SSC) dan *hydrogen induced cracking* (HIC). Kedua mekanisme tersebut berkaitan dengan penetrasi atom hidrogen ke dalam struktur logam yang menyebabkan material menjadi lebih rapuh dan rentan mengalami retak. Risiko kegagalan akibat mekanisme ini biasanya meningkat pada kondisi

tegangan tinggi, lingkungan yang mengandung H_2S , serta nilai pH yang relatif rendah (Qian et al., 2017).

Faktor lain yang turut memengaruhi corrosion rate adalah parameter operasi seperti temperatur, tekanan, dan laju alir fluida. Peningkatan temperatur umumnya akan mempercepat laju reaksi elektrokimia sehingga mempercepat proses korosi. Tekanan operasi juga dapat memengaruhi kelarutan gas asam dalam fluida produksi, sehingga secara tidak langsung memengaruhi tingkat korosivitas lingkungan internal pipa. Selain itu, laju alir fluida yang tinggi dapat meningkatkan gaya geser pada permukaan pipa sehingga berpotensi merusak lapisan pelindung yang terbentuk pada permukaan logam. Kondisi ini dapat menyebabkan terjadinya *erosion-corrosion*, yaitu kombinasi antara proses erosi mekanis dan korosi elektrokimia yang mempercepat penipisan dinding pipa.

Parameter komposisi fluida seperti *water cut*, nilai pH, dan konsentrasi ion klorida juga berperan penting dalam menentukan tingkat korosivitas sistem perpipaan. Keberadaan air dalam fluida produksi menjadi media elektrolit yang memungkinkan terjadinya reaksi elektrokimia pada permukaan logam. Semakin tinggi *water cut*, semakin besar pula potensi terjadinya korosi internal. Nilai pH yang rendah umumnya menunjukkan lingkungan yang lebih asam sehingga meningkatkan kecenderungan terjadinya pelarutan logam. Sementara itu, ion klorida dikenal dapat meningkatkan konduktivitas larutan serta mempercepat proses korosi, terutama dalam bentuk korosi lokal seperti *pitting corrosion*. Kombinasi berbagai parameter tersebut menjadikan sistem perpipaan minyak dan gas memiliki karakteristik lingkungan yang kompleks sehingga memerlukan analisis yang komprehensif untuk memahami faktor-faktor dominan yang memengaruhi corrosion rate.



Gambar 1.2 Pipa Korosi

Dalam kegiatan inspeksi integritas perpipaan, metode Ultrasonic Thickness Measurement (UTM) merupakan salah satu teknik yang banyak diterapkan karena mampu memberikan informasi mengenai ketebalan dinding pipa secara akurat tanpa merusak material yang diperiksa (*non-destructive testing*). Metode ini memungkinkan proses pemantauan kondisi pipa dilakukan secara berkala sehingga perubahan ketebalan akibat korosi dapat terdeteksi dengan lebih dini (Fontana, 2005). Data hasil pengukuran ketebalan pipa selanjutnya dianalisis menggunakan pendekatan statistik untuk mengidentifikasi parameter-parameter yang memiliki pengaruh dominan terhadap corrosion rate. Selain itu, hasil pengukuran lapangan juga dapat dibandingkan dengan model prediksi korosi yang telah banyak digunakan secara internasional, seperti model de Waard–Milliams dan standar NORSOK M-506. Proses validasi ini menjadi penting untuk menilai tingkat kesesuaian antara kondisi aktual di lapangan dengan hasil estimasi berdasarkan model teoritis, sehingga strategi mitigasi dan pengelolaan korosi dapat dirumuskan secara lebih tepat dan efektif.

Berdasarkan hal tersebut, penelitian ini memiliki urgensi untuk melakukan evaluasi terhadap kondisi korosi pada jaringan pipa minyak dan gas secara menyeluruh. Evaluasi tersebut mencakup analisis faktor-faktor internal maupun eksternal yang berpotensi memengaruhi corrosion rate, identifikasi lokasi inspeksi yang memiliki tingkat kerentanan tinggi terhadap kerusakan, serta verifikasi hasil analisis melalui perbandingan dengan model prediksi yang diakui secara internasional. Melalui pendekatan tersebut, diharapkan penelitian ini dapat memberikan kontribusi dalam mendukung pengelolaan integritas aset perpipaan, meminimalkan potensi terjadinya kebocoran, serta meningkatkan aspek keselamatan dan keandalan operasi pada industri minyak dan gas.

Kajian mengenai fenomena korosi pada sistem perpipaan migas telah banyak dilakukan baik oleh kalangan akademisi maupun praktisi industri. Beberapa penelitian terdahulu yang relevan dengan topik penelitian ini antara lain sebagai berikut.

Penelitian yang dilakukan oleh Ghanbari dan Bahrami (2019) mengembangkan suatu model prediksi corrosion rate baja karbon dengan mempertimbangkan beberapa parameter operasi utama, seperti temperatur, tekanan, dan laju alir fluida. Melalui serangkaian percobaan laboratorium, penelitian tersebut menunjukkan bahwa temperatur merupakan faktor yang paling berpengaruh dalam meningkatkan corrosion rate. Sementara itu, tekanan parsial CO₂ serta laju alir fluida memberikan pengaruh yang bervariasi tergantung pada karakteristik fluida yang mengalir di dalam pipa. Model yang dihasilkan dalam penelitian tersebut menunjukkan

tingkat kesesuaian yang cukup baik dengan data lapangan, dengan tingkat kesalahan relatif kurang dari 15%. Temuan ini menunjukkan pentingnya integrasi parameter operasi dalam pengembangan model prediksi korosi yang lebih representatif terhadap kondisi operasional sebenarnya.

Selanjutnya, penelitian yang dilakukan oleh Santos et al. (2020) menitikberatkan pada pengaruh komposisi fluida terhadap mekanisme korosi internal pada sistem perpipaan minyak. Melalui simulasi eksperimental di laboratorium, penelitian tersebut menunjukkan bahwa kandungan gas asam seperti CO₂ dan H₂S serta konsentrasi ion klorida memiliki peranan signifikan dalam meningkatkan corrosion rate, khususnya pada kondisi aliran multiphase. Selain itu, penelitian ini juga memanfaatkan pendekatan analisis statistik untuk menentukan parameter yang paling dominan memengaruhi korosi. Pendekatan tersebut memberikan dasar metodologis yang relevan bagi penelitian yang menggunakan teknik analisis kuantitatif, seperti regresi linear berganda maupun *Principal Component Analysis* (PCA), dalam mengkaji faktor-faktor yang memengaruhi corrosion rate.

Penelitian lain yang relevan dilakukan oleh Qian, Brown, dan Nesic (2017) yang mengkaji pengaruh keberadaan gas H₂S terhadap proses korosi baja karbon dalam lingkungan yang juga mengandung CO₂. Dengan menggunakan pendekatan elektrokimia, penelitian tersebut menemukan bahwa kehadiran H₂S dapat menyebabkan terbentuknya lapisan besi sulfida (FeS) pada permukaan logam. Dalam kondisi tertentu, lapisan ini dapat memberikan efek perlindungan terhadap permukaan logam. Namun demikian, pada kondisi lingkungan tertentu, keberadaan H₂S juga dapat mempercepat kerusakan material melalui mekanisme *sulfide stress cracking* (SSC) dan *hydrogen-induced cracking* (HIC). Hasil penelitian ini sangat relevan dengan kondisi operasi pada industri minyak dan gas yang seringkali mengandung campuran gas asam, sehingga memperkuat pentingnya analisis komposisi fluida dalam upaya memprediksi dan mengendalikan corrosion rate pada sistem perpipaan.

Meskipun berbagai penelitian mengenai korosi pada sistem perpipaan minyak dan gas telah banyak dilakukan, sebagian besar studi tersebut masih bersifat parsial. Banyak penelitian yang hanya menitikberatkan pada satu kelompok parameter tertentu, seperti kondisi operasi atau komposisi fluida, tanpa mempertimbangkan interaksi keduanya secara bersamaan. Selain itu, sejumlah penelitian masih didominasi oleh pendekatan berbasis eksperimen laboratorium maupun simulasi numerik, sehingga belum sepenuhnya merepresentasikan kondisi operasional

yang sebenarnya di lapangan. Oleh karena itu, masih terdapat beberapa aspek yang belum banyak dieksplorasi dalam kajian korosi pada industri migas.

Pertama, masih terbatas penelitian yang menggunakan pendekatan integratif untuk menganalisis keterkaitan antara parameter operasi dan komposisi fluida secara simultan terhadap kondisi korosi pada sistem perpipaan di lapangan. Kedua, kajian yang memanfaatkan data inspeksi aktual, seperti hasil pengukuran ketebalan pipa menggunakan metode Ultrasonic Thickness Measurement (UTM), serta data historis operasi masih relatif terbatas dibandingkan dengan penelitian berbasis simulasi. Ketiga, penelitian yang secara khusus mengkaji kondisi lapangan pada industri migas di Indonesia juga masih belum banyak dilaporkan dalam literatur internasional. Padahal, karakteristik fluida pada beberapa lapangan migas di Indonesia seringkali memiliki kandungan gas asam seperti H_2S serta kadar air dengan salinitas tinggi, yang berpotensi meningkatkan tingkat korosivitas lingkungan internal pipa.

Dengan mempertimbangkan berbagai keterbatasan tersebut, penelitian ini berupaya untuk mengisi celah penelitian yang ada melalui pendekatan yang lebih komprehensif dalam menganalisis hubungan antara kondisi operasi, karakteristik fluida produksi, serta tingkat keparahan korosi pada jaringan pipa minyak dan gas. Pendekatan ini diharapkan dapat memberikan pemahaman yang lebih menyeluruh mengenai faktor-faktor yang memengaruhi corrosion rate pada sistem perpipaan migas. Selain itu, hasil penelitian ini juga diharapkan dapat menghasilkan rekomendasi strategi mitigasi korosi yang didasarkan pada data aktual lapangan sehingga lebih relevan dengan kondisi operasional yang sebenarnya.

Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini diarahkan untuk melakukan evaluasi terhadap kondisi korosi pada jaringan pipa minyak dan gas dengan memanfaatkan parameter operasi dan komposisi fluida sebagai variabel utama dalam analisis. Melalui pendekatan tersebut, diharapkan penelitian ini dapat memberikan kontribusi dalam meningkatkan efektivitas strategi pengendalian korosi serta mendukung proses pengambilan keputusan dalam perencanaan pemeliharaan berbasis risiko (*risk-based inspection*). Pendekatan ini menjadi penting dalam upaya menjaga keandalan sistem perpipaan sekaligus meminimalkan potensi kegagalan yang dapat berdampak pada keselamatan operasi maupun lingkungan.

B. Rumusan Masalah:

1. Bagaimanakah kondisi aktual korosi yang terjadi pada jaringan perpipaan minyak dan gas apabila ditinjau dari parameter operasi dan komposisi fluida berdasarkan data inspeksi dan laboratorium?
2. Parameter operasional manakah yang memiliki pengaruh dominan terhadap corrosion rate pada sistem pipa, dengan tingkat signifikansi 95% menggunakan analisis regresi berganda?
3. Sejauh mana karakteristik fluida, seperti kandungan air, CO₂, dan H₂S, memengaruhi jenis dan tingkat keparahan korosi berdasarkan hasil uji laboratorium dan data inspeksi?
4. Strategi mitigasi korosi apa yang dapat direkomendasikan berdasarkan hasil evaluasi kondisi operasional, komposisi fluida, serta hasil analisis data statistik?

C. Tujuan Penelitian:

1. Mengkaji kondisi dan karakteristik korosi yang terjadi pada jaringan pipa minyak dan gas berdasarkan data hasil inspeksi ketebalan pipa (UTM) serta komposisi fluida produksi.
2. Menganalisis pengaruh suhu, tekanan, dan laju alir terhadap peningkatan risiko korosi menggunakan metode korelasi dan regresi berganda untuk menentukan parameter dominan.
3. Menganalisis keterkaitan antara kandungan komponen fluida (air, CO₂, H₂S, dan klorida) dengan mekanisme dan intensitas korosi melalui uji laboratorium sesuai standar ASTM.
4. Menyusun draft rekomendasi teknis strategi mitigasi korosi yang efektif berdasarkan hasil evaluasi, analisis regresi, dan interpretasi data lapangan sesuai standar NACE dan API.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmad, Z. (2020). Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control. Elsevier.
- Chen, Z., et al. (2025). Advancements in prediction models for corrosion in oil and gas pipelines. Corrosion Reviews.
- de Waard, C., Lotz, U., & Dugstad, A. (1995). Influence of CO₂ corrosion on carbon steel. Corrosion, 51(6), 441–449.
- Enning, D., & Garrelfs, J. (2019). Corrosion of iron by sulfate-reducing bacteria. Applied and Environmental Microbiology.
- Fang, Y., et al. (2023). Machine learning for corrosion prediction in pipelines. Journal of Natural Gas Science and Engineering.
- Fontana, M. G. (2005). Corrosion Engineering. McGraw-Hill.
- Javaherdashti, R. (2021). Microbiologically Influenced Corrosion. Springer.
- Kermani, M. B., & Morshed, A. (2020). Carbon dioxide corrosion in oil and gas production. Corrosion.
- Liu, X., et al. (2025). Bayesian network for corrosion risk assessment. Reliability Engineering & System Safety.
- Melchers, R. E., & Jeffrey, R. (2018). Marine corrosion of steel structures. Corrosion Science.
- NACE International. (2012). IMPACT Study.
- Nesic, S. (2019). Key issues related to modelling of CO₂ corrosion. Corrosion Science.
- Papavinasam, S. (2014). Corrosion Control in the Oil and Gas Industry. Gulf Professional Publishing.
- Qian, Y., Brown, B., & Nesic, S. (2017). Mechanistic modeling of H₂S corrosion. Corrosion.
- Qin, Z., et al. (2026). Corrosion probe monitoring in pipelines. Corrosion Engineering Science and Technology.
- Reve, R. W., & Uhlig, H. H. (2008). Corrosion and Corrosion Control. Wiley.
- Santos, D., Oliveira, J., & Sousa, R. (2020). Corrosion in multiphase pipelines. Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Sun, W., et al. (2022). Corrosion prediction using machine learning. Corrosion Science.

- Sun, W., et al. (2023). Machine learning approaches for corrosion prediction. Engineering Failure Analysis.
- Usman, M., et al. (2025). Machine learning for pipeline corrosion monitoring. Petroleum Science and Engineering.
- Zhang, Y., et al. (2019). ANN modeling of corrosion rate. Applied Sciences.