

Analisis Pembentukan Endapan pada Transportasi Gas Alam Pengaruh Tekanan, Temperatur, dan pH.

Akhlis Rahman Sari Nurhidayat^{1*}, Mediansyah Mediansyah², Nur Akhlis Sarihidaya Laksana³

¹Program Studi Teknik Mesin, Universitas Jenderal Soedirman

²Fasilitas Keteknikan, PT. Pertamina Hulu Rokan

³Program Studi Teknik Mesin, Politeknik Negeri Cilacap

¹Jl. Raya Mayjen Sungkono No.KM 5, Kabupaten Purbalingga, 53371, Indonesia

²Kantor Teladan 1, PT. Pertamina Hulu Rokan, Kabupaten Bengkalis, 28784, Indonesia

³Jln. Dr. Soetomo No.1 Karangcengis Sidakaya, Kabupaten Cilacap, 53212, Indonesia

E-mail: akhlis.rahman@unsoed.ac.id¹, mediansyah.mt@gmail.com², akhlissl@pnc.ac.id³

Abstrak

Area produksi dan pengolahan gas bumi untuk digunakan pada sektor perumahan dan industri dipisahkan oleh jarak yang jauh. Impuritas seperti H₂S dan CO₂ ikut terbawa ketika gas alam diangkut. Proses reaksi yang terjadi pada dinding pipa akan mengalami pengurangan materi. Proses yang terjadi secara berulang ulang dengan waktu yang lama akan membentuk endapan pada bagian bawah pipa. Penelitian ini menyelidiki endapan yang dihasilkan oleh proses pigging tiap bulannya. Karakter endapan diidentifikasi menggunakan uji SEM dan XRD, sedangkan karakter kondensat diperiksa menggunakan uji XRF. Hasil XRF menunjukkan adanya Cl⁻ pada kondensat meningkatkan reaksi anodik pada proses korosi. Kondensat memiliki pH 5-6 yang akan menyebabkan korosi di sekitar pipa internal. Endapan menghasilkan Fe₃O₄, FeS, dan FeCO₃. Fe₃O₄ lebih dominan dibandingkan FeS dan FeCO₃. Lebih banyak FeS yang dihasilkan oleh % mol H₂S dibandingkan dengan % CO₂. Karena adanya FeS maka partikel yang terbentuk tidak beraturan.

Abstract

Natural gas production areas and processing sites for use in the residential and industrial sectors are separated by a long distance. Contaminants such as H₂S and CO₂ are present when natural gas is transported. The reaction process that occurs in the pipe walls will experience a reduction in material. A process that occurs repeatedly over a long time will form deposits at the bottom of the pipe. This research investigates the sludge produced by the pigging process every month. The sludge characters are identified using SEM and XRD testing, while the condensate is examined using XRF testing. The XRF results show that the presence of Cl⁻ in the condensate increases the anodic reaction in the corrosion process. Condensate has a pH of 5-6, which will cause corrosion around internal piping. Sludge produces Fe₃O₄, FeS, and FeCO₃. Fe₃O₄ is more dominant than FeS and FeCO₃. More FeS is produced by % mol H₂S than by % CO₂. Because of the existing FeS, the particles formed are irregular.

Info Naskah:

Naskah masuk: 30 Mei 2024

Direvisi: 15 Juni 2024

Diterima: 10 Juli 2024

Keywords:

Condensate;

H₂S;

CO₂ corrosion;

Sludge;

Fe₃O₄.

*Penulis korespondensi:

Akhlis Rahman Sari Nurhidayat

E-mail: akhlis.rahman@unsoed.ac.id

1. Pendahuluan

Gas alam saat ini memegang peranan penting sebagai sumber energi yang digunakan secara luas di berbagai sektor, termasuk perumahan, industri, dan pembangkit listrik. Gas dihasilkan dari berbagai sumber yang terpisah jauh dari tempat pengolahannya, sehingga proses transportasi menjadi tantangan tersendiri. Gas alam didistribusikan melalui jaringan pipa bawah tanah yang menghubungkan lokasi produksi dengan lokasi pemanfaatan. Namun, selama proses transportasi ini, pipa-pipa tersebut rentan terhadap berbagai mekanisme kegagalan baik secara kimiawi maupun mekanik. [1]–[4].

Sebelum didistribusikan, gas alam diproses untuk mengurangi kandungan impuritas seperti H_2S , CO_2 , H_2O , dan mineral lainnya. Impuritas ini tidak sepenuhnya hilang dan masih bisa terbawa selama proses transportasi, menyebabkan risiko korosi pada pipa. Korosi yang terjadi pada pipa gas alam umumnya disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara dinding pipa dan fluida yang mengalir di dalamnya [5]–[7]. Reaksi ini menghasilkan produk korosi yang dapat mempercepat kegagalan material pipa.

Salah satu faktor yang memperburuk korosi adalah kondensat yang terbentuk ketika gas alam mengalami perubahan fisik menjadi cairan. Kehadiran *wet gas* akibat gas yang terkondensasi di dalam pipa selama proses transportasi dapat mempercepat proses korosi, terutama korosi di bagian bawah pipa yang dikenal sebagai *bottom-of-line corrosion*. Kondensat dengan pH asam secara khusus dapat meningkatkan laju reaksi korosi pada permukaan bagian dalam pipa

Impuritas seperti H_2O , H_2S , dan CO_2 yang tidak tersaring sempurna selama pemrosesan gas dapat ikut terbawa selama transportasi dan memperburuk proses korosi. Faktor lingkungan seperti temperatur dan tekanan juga berperan penting dalam mempercepat pembentukan korosi. Penelitian sebelumnya telah menunjukkan bahwa kondisi lingkungan yang agresif, terutama dengan keberadaan H_2S dan CO_2 , dapat menyebabkan korosi pada permukaan material *carbon steel* [8]–[11]. Proses transportasi gas masih dapat dipengaruhi oleh konsentrasi H_2S yang rendah.

Pengaruh tekanan dan temperatur pada laju korosi telah dibahas dalam berbagai penelitian sebelumnya [12]–[15]. Peningkatan tekanan dan temperatur dapat meningkatkan reaksi elektrokimia, yang pada akhirnya mempercepat pelepasan ion Fe^{2+} dari permukaan pipa. Lapisan pasif yang seharusnya membantu melindungi permukaan pipa akan rusak dengan pengaruh dari temperatur pada lingkungan sekitarnya. Pengaruh tekanan akan meningkatkan laju korosi dan melepas ion Fe^{2+} pada reaksi katodik. Produk korosi yang dihasilkan dapat berupa Fe_xO_y , $FeCO_3$, dan Fe_xS_y yang terbentuk sebagai hasil dari proses elektrokimia.

Proses korosi yang terus-menerus menyebabkan penipisan material pipa seiring berjalannya waktu. Pada penelitian sebelumnya [16], [17], kegagalan pipa sering kali dikaitkan dengan pengaruh gas-gas seperti CO_2 terhadap dinding pipa, namun studi tentang produk korosi yang dihasilkan masih terbatas. Proses korosi yang berulang-ulang dalam jangka waktu yang lama menghasilkan

endapan pada bagian bawah pipa, yang dianggap sebagai produk dari korosi tersebut.

Penelitian yang diusulkan pada artikel ini ini bertujuan untuk menyelidiki endapan yang dihasilkan oleh proses *pigging* yang dilakukan setiap bulan selama perawatan pipa. Endapan dan kondensat yang dihasilkan akan diidentifikasi menggunakan berbagai teknik pengujian seperti X-Ray Diffraction (XRD), X-Ray Fluorescence (XRF), dan Scanning Electron Microscope (SEM).

2. Metode

Material yang digunakan berupa API 5L X65 dengan komposisi 0.12 wt% C, 0.45 wt% Si, 1.6 wt% Mn, 0.06 wt% Cr, 0.5 wt% Mo, 0.6 wt% Ni, dan Fe *balance*. Pipa transportasi yang membawa gas sepanjang 123 km dengan komposisi gas ditunjukkan pada tabel 1. Endapan yang dihasilkan dari proses perawatan yang dilakukan setiap bulannya. Pemantauan tekanan dilakukan disepanjang pipa dengan 7 titik pemantauan. Gambar 1. memperlihatkan proses pengambilan sampel yang keluar dari pipa setelah proses perawatan. Sampel yang diambil berupa campuran yang kondensat dan endapan. Sampel selanjutnya akan dipisah menjadi 2 yaitu kondensat dan endapan untuk dilakukan proses pengujian masing masing.

Proses dari endapan menjadi spesimen diperlihatkan pada Gambar 2. Spesimen selanjutnya akan dilakukan proses pengeringan dibawah sinar matahari dengan temperatur 38–40° C seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3a, spesimen yang telah kering selanjutnya akan dilakukan proses penghalusan dan pengayakan dengan ukuran mesh 8 sehingga terbentuk serbuk yang ditunjukkan pada Gambar 3b.

Spesimen endapan yang telah kering akan dilakukan proses Pengujian pengujian SEM dan XRD. Alat pengujian SEM digunakan untuk mengetahui morfologi dari endapan yang dihasilkan. Spesifikasi alat yang digunakan yaitu SEM JEOL JSM-6510LA dengan *Energy Range* 0–20 keV.

Untuk mengetahui produk endapan yang terbentuk menggunakan X-Ray Diffraction SHIMADZU XRD-7000 Cu-K α X-ray with a step size of 0.02 [°2Th.] from 10 [°2Th.] to 90 [°2Th.] untuk mengetahui produk korosi yang terbentuk. *Crystalline* yang terbentuk akan diidentifikasi secara kuantitatif dengan menggunakan *Crystallography Open Database*.

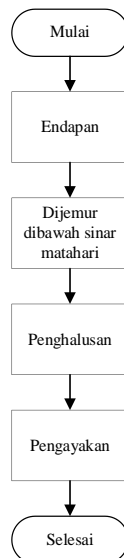
Spesimen kondensat akan dilakukan pengujian untuk mengidentifikasi substansi yang terlarut dengan bantuan alat WDXRF (*Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence*) - Rigaku Supermini 200.



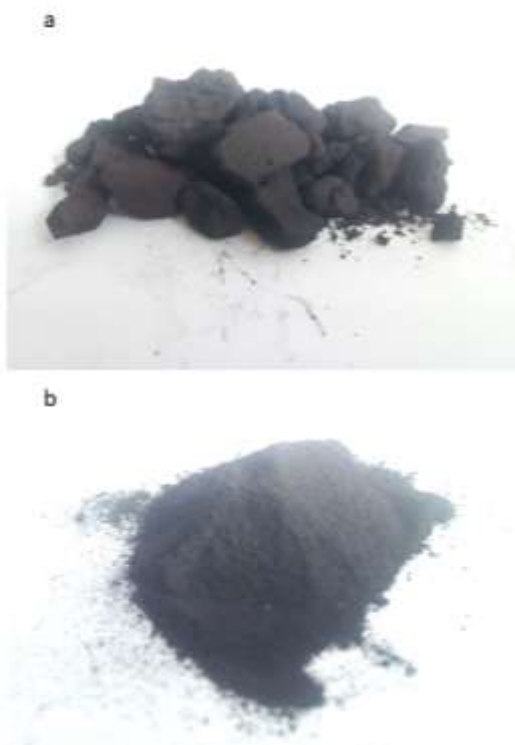
Gambar 1. Pengambilan Sampel

Tabel 1 Komposisi dan Paramter Gas Alam

Komposisi dan Paramter	Kuantitas
<i>Methane</i>	93.5703 mol%
<i>Nitrogen</i>	0.4957 mol%
<i>Ethane</i>	3.3969 mol%
<i>Propane</i>	1.2014 mol%
<i>i-butane</i>	0.2671 mol%
<i>n-butane</i>	0.3566 mol%
<i>i-pentane</i>	0.1180 mol%
<i>n-hexane</i>	0.3950 mol%
CO ₂	0.0001 mol%
H ₂ S	0.0045 mol%
Temperature	45 °C
Pressure	25 – 31 bar
pH	5-6



Gambar 2. Diagram Alir Proses pembuatan spesimen



Gambar 3. (a) Endapan Kering, (b). Serbuk spesimen

3. Hasil dan Pembahasan

Tabel 2 memperlihatkan hasil XRF pada serbuk endapan. Serbuk terbentuk dari Al, Si, S, Ca, Mn, Nb, Mo, dan Fe. Pipa terbuat dari material Al, Si, Mn, Nb, Mo, dan Fe yang dapat menunjukkan bahwa serbuk endapan berasal dari permukaan internal pada pipa. Elemen S merupakan hasil adanya kandungan H₂S yang ikut terbawa selama proses ekstraksi dan transportasi dari gas.

Tabel 3 menunjukan hasil dari pengujian XRF pada kondensat. K, Ca, dan Cl merupakan tiga elemen yang ditemukan pada kondensat. Komposisi dari setiap elemen yang ditemukan pada 61 wt% elemen K, 37 wt% elemen Ca, dan 1.4 wt% elemen Cl.

Tabel 2 Komposisi Serbuk Endapan

Elemen	Serbuk Endapan (wt.%)
Al (<i>Aluminium</i>)	0.0876
Si (<i>Silicon</i>)	0.8760
S (<i>Sulfur</i>)	1.2800
Ca (<i>Calcium</i>)	1.3100
Mn (<i>Manganese</i>)	1.2700
Fe (<i>Ferrous</i>)	balance
Nb (<i>Niobium</i>)	0.0260
Mo (<i>Molybdenum</i>)	0.0960

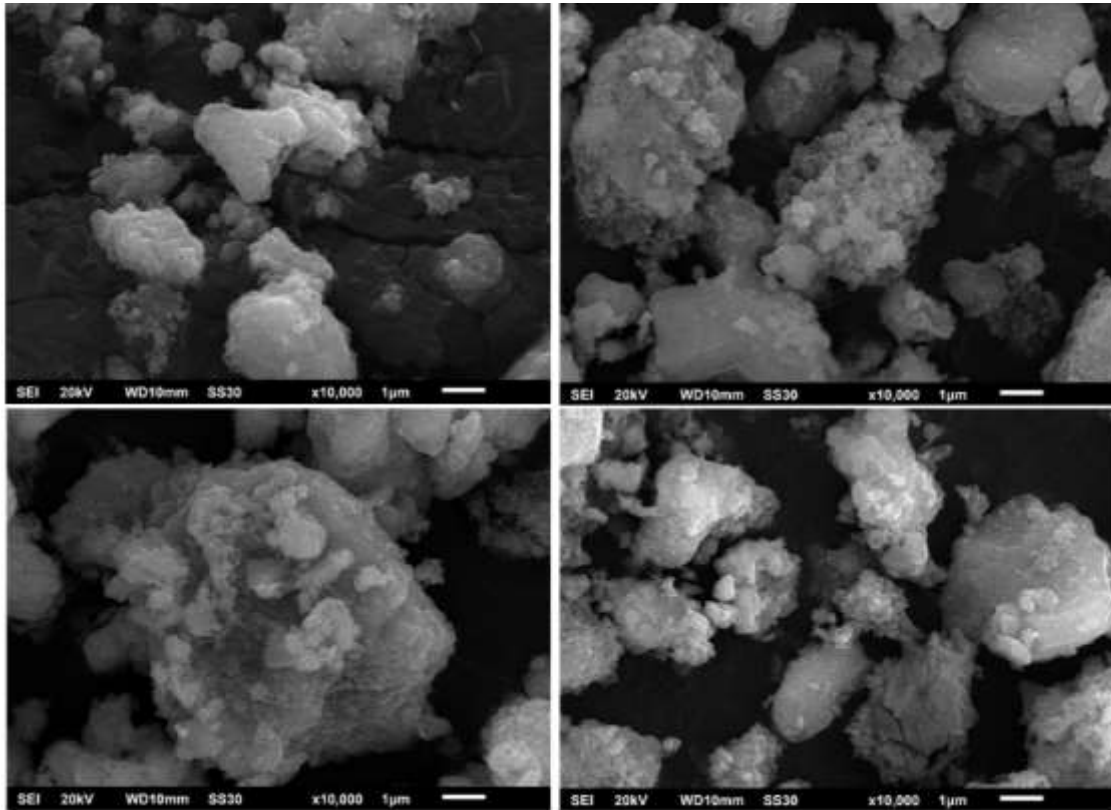
Tabel 3 Komposisi kondensat menggunakan XRF

Elemen	wt %
K (<i>Potassium</i>)	61.6
Ca (<i>Calcium</i>)	37.0
Cl (<i>Clorine</i>)	1.4

Gambar 4 memperlihatkan morfologi dari partikel endapan berdasarkan hasil pengujian SEM. Bentuk partikel dari endapan berbeda dari satu dan lainnya. Ukuran yang bervariasi juga ditemukan dari pengujian, beberapa partikel memiliki ukuran kecil (<1µm) dan besar (>1µm).

3.1 Impuritas H₂S pada Aliran Gas

Tabel 2 menunjukan adanya presensi dari elemen S pada pengujian XRF spesimen serbuk endapan yang dipengaruhi oleh H₂S akibat impuritas pada gas alam yang ditransportasikan. Pengaruh akibat temperatur, tekanan, dan pH mempengaruhi bentuk partikel yang ditunjukkan pada Gambar 3. Beberapa penelitian mengungkapkan bahwa partikel berbentuk bulat [18], [19], dan *iregular* [20]. Morfologi partikel yang dipengaruhi oleh H₂S berbentuk jamur pada penelitian Sun, et.al. [21]. Pada studi Sui, et.al [22], dengan menggunakan metode eksperimen pada 8 Mpa dan 27 °C dengan ditambahkan impuritas H₂S menghasilkan bentuk partikel *iregular*. Beberapa penelitian sebelumnya [23]–[25] menekankan peran temperatur dan tekanan pada pembentukan FeS (*iron sulfide*). Jumlah FeS yang terbentuk akan lebih besar dari FeCO₃ yang dibentuk jika jumlah moles% H₂S lebih besar dibandingkan dari moles% CO₂. Aliran gas sebelum masuk pipa transport dapat diketahui jumlah molar dari gas impuritas untuk mengetahui efek proses selama transportasi berlangsung.



Gambar 4. Morfologi Partikel Endapan

3.2 Pengaruh dari Cl^- dan pH pada Kondesat

Elemen terlarut pada kondesat diperlihatkan pada Tabel 3. Ketika proses pengeboran gas, berbagai impuritas dan air ikut terbawa ke bagian pengolahan, kehadiran elemen Ca^{2+} , K^+ , dan Cl^- masuk terbawa. Elemen Cl^- pada kondesat memiliki pengaruh pada laju korosi.

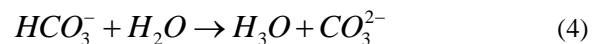
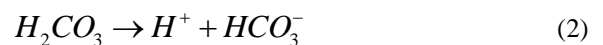
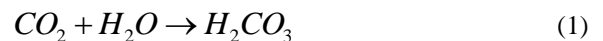
Karena peningkatan reaksi anodik yang disebabkan oleh Cl^- , akan mempercepat pelepasan Fe dan Fe^{2+} akan terlarut terbawa pada kondesat. Pada reaksi elektrokimia, konten Cl^- pada kondesat mempengaruhi reaksi anodik dan katodik [26]. Efek korosi dari CO_2 dipengaruhi oleh konsentrasi dari Cl^- [27], [28] Hal ini menyebabkan area yang terendam oleh kondesat akan mengalami reaksi korosi yang lebih besar dibandingkan dengan area yang tidak terendam. Menurut Zhang et al. [29] efek yang ditimbulkan oleh Cl^- bahkan pada tingkat rendah, memiliki reaksi yang besar dan berpengaruh. Hal tersebut juga memiliki efek yang sama dengan konsentrasi ion OH^- dengan pH diatas 3 [26]. Semakin asam dari pH akan memperbesar reaksi dari Cl^- dan OH^- dan bereaksi pada permukaan pipa yang terendam.

Menurut Motte, et al. [30], antara pH dari 5-7 akan menyebabkan terbentuknya lapisan ion karbonat. Asam karbonat akan mengurangi reaksi pada larutan jika pH lebih besar dari 4 [31]. Tingkat keasaman pada kondesat, dengan pH 5-6, memungkinkan terjadinya deposisi atau penumpukan dari *iron carbonate*. Peran pH pada proses korosi terjadi pada lingkungan CO_2 secara tidak langsung. Hasil dari pengujian SEM EDX dengan material endapan mengungkapkan Fe, S, C, dan O pada penelitian sebelumnya [32]. Karena kehadiran Fe, O, S dan C, dapat terbentuknya *crystalline* Fe_xO_y , $FeCO_3$, dan FeS [33].

Crystalline yang terbentuk dapat menjadi acuan dari pengaruh lingkungan reaksi pada permukaan pipa.

3.3 Pembentukan *Crystalline* Pada Serbuk Endapan

Gambar 5a. memperlihatkan *crystalline* yang terbentuk pada endapan dan Gambar 5b menunjukkan analisis kuantitatif hasil XRD pada endapan. Pelepasan Fe^{2+} dari material pipa pada kondisi lingkungan yang berair dengan impuritas seperti H_2S dan CO_2 akan meningkat. Fe^{2+} yang terlepas akan berikatan dengan elemen C dan O, memungkinkan Fe_xO_y akan terbentuk. Reaksi katalis dari CO_2 dan H_2O diperlihatkan pada persamaan 1-4 [34].



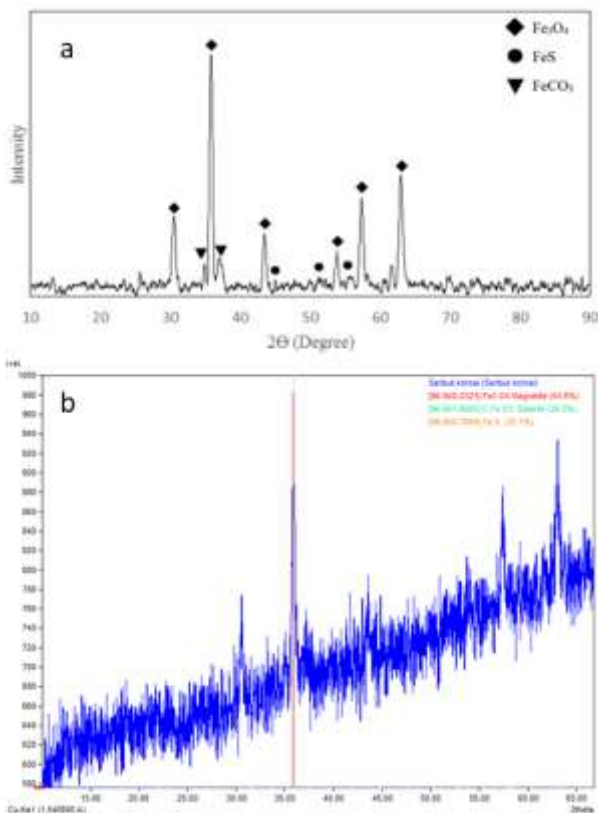
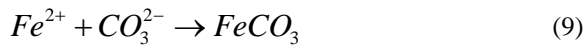
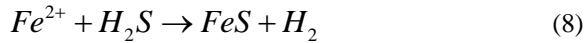
Sementara, diperlihatkan pada persamaan 5 -6, reaksi katodik H_2S akan menjadi S^{2-} [35].



Reaksi elektrokimia pada permukaan ditampilkan pada persamaan 7 sebagai reaksi anodik.



Pembentukan produk korosi dapat diperlihatkan pada persamaan 8 dan 9.



Gambar 5. (a) Komposisi *crystalline* hasil pengujian XRD, (b) analisis kuantitatif *crystalline*

Pembentukan $FeCO_3$ akan disebabkan oleh jumlah kandungan CO_2 yang terus berubah pada awalnya. $CaCO_3$ terbentuk dalam kehadiran Ca^{2+} , yang dibawa dalam aliran gas. Mansoori et al. [36] melakukan studi kasus analisis kegagalan di mana $CaCO_3$ ditemukan lebih banyak daripada $FeCO_3$. Selaras dengan analisis kegagalan oleh Javidi dan Bekhrad [37], di mana H_2S hadir dalam aliran cairan dan menyebabkan kristal FeS terbentuk. Jumlah H_2S yang larut meningkatkan jumlah FeS yang terbentuk.

4. Kesimpulan

Impuritas seperti H_2S dan CO_2 dapat menyebabkan reaksi elektrokimia yang menyebabkan korosi pada permukaan pipa internal. pH 5-6 pada kondensat meningkatkan reaksi korosi. Kehadiran Cl^- dalam kondensat mempercepat reaksi elektrokimia, terutama reaksi anoda. Fe_3O_4 didominasi atas FeS dan $FeCO_3$.

Kehadiran Cl^- tidak memiliki efek pada produk korosi. Proporsi FeS akan dipengaruhi oleh tingkat H_2S dalam aliran gas. FeS diproduksi dalam jumlah yang lebih besar dengan % mol H_2S daripada dengan % mol CO_2 . Karena pengaruh FeS yang ada, partikel yang terbentuk berupa *irregular*. Pengaruh dari tekanan dan temperatur yang dapat terpantau bisa menjadi acuan dari fenomena adanya endapan dari proses transportasi gas alam. Endapan dapat diindikasikan terjadinya proses pengikisan pada *internal pipeline* yang dapat menjadi tolak ukur sebelum terjadinya kegagalan pada pipa.

Daftar Pustaka

- [1] A. Rusin, K. Stolecka-Antczak, K. Kapusta, K. Rogoziński, and K. Rusin, "Analysis of the effects of failure of a gas pipeline caused by a mechanical damage," *Energies*, vol. 14, no. 22, 2021, doi: 10.3390/en14227686.
- [2] Y. Chen, Y. Xie, W. Wang, and J. Li, "Failure analysis of weld cracking of gas gathering pipeline in dewatering station," *J. Eng. Appl. Sci.*, vol. 69, no. 1, pp. 1–26, 2022, doi: 10.1186/s44147-022-00131-2.
- [3] J. Wang et al., "Corrosion failure analysis of the 45-degree elbow in a natural gas gathering pipeline by experimental and numerical simulation," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 118, no. June, p. 104889, 2020, doi: 10.1016/j.engfailanal.2020.104889.
- [4] Q. Li and B. Liu, "Erosion-Corrosion of Gathering Pipeline Steel in Oil-Water-Sand Multiphase Flow," *Metals (Basel)*, vol. 13, no. 1, 2023, doi: 10.3390/met13010080.
- [5] J. M. Jeon, Y. R. Yoo, and Y. S. Kim, "Effect of Solution Temperature on the Cavitation Corrosion Properties of Carbon Steel and its Electrochemical Effect," *Corros. Sci. Technol.*, vol. 20, no. 6, pp. 325–334, 2021, doi: 10.14773/cst.2021.20.6.325.
- [6] M. Gao, X. Pang, and K. Gao, "The growth mechanism of CO_2 corrosion product films," *Corros. Sci.*, vol. 53, no. 2, pp. 557–568, 2011, doi: 10.1016/j.corsci.2010.09.060.
- [7] H. Karimi Abadeh and M. Javidi, "Assessment and influence of temperature, NaCl and H_2S on CO_2 corrosion behavior of different microstructures of API 5L X52 carbon steel in aqueous environments," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 67, no. May, pp. 93–107, 2019, doi: 10.1016/j.jngse.2019.04.023.
- [8] S. Luo, A. Fu, M. Liu, Y. Xue, N. Lv, and Y. Han, "Stress corrosion cracking behavior and mechanism of super 13Cr stainless steel in simulated O_2/CO_2 containing 3.5 wt% NaCl solution," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 130, no. September, pp. 1–15, 2021, doi: 10.1016/j.engfailanal.2021.105748.
- [9] B. Wang, "Corrosion behavior and mechanism of 3Cr steel in CO_2 environment with various Ca^{2+} concentration," *Corros. Sci.*, vol. 136, pp. 210–220, 2018, doi: 10.1016/j.corsci.2018.03.013.
- [10] Y. Hua, A. Shamsa, R. Barker, and A. Neville, "Protectiveness, morphology and composition of corrosion products formed on carbon steel in the presence of Cl^- , Ca^{2+} and Mg^{2+} in high pressure CO_2 environments," *Appl. Surf. Sci.*, vol. 455, no. May, pp. 667–682, 2018, doi: 10.1016/j.apsusc.2018.05.140.
- [11] R. A. De Motte, R. Barker, D. Burkle, S. M. Vargas, and A. Neville, "The early stages of $FeCO_3$ scale formation kinetics in CO_2 corrosion," *Mater. Chem. Phys.*, vol. 216, pp. 102–111, 2018, doi: 10.1016/j.matchemphys.2018.04.077.
- [12] W. Sun, S. Nešić, and R. C. Woollam, "The effect of temperature and ionic strength on iron carbonate ($FeCO_3$)

- solubility limit,” *Corros. Sci.*, vol. 51, no. 6, pp. 1273–1276, 2009, doi: 10.1016/j.corsci.2009.03.009.
- [13] H. Zhang, Y. L. Zhao, and Z. D. Jiang, “Effects of temperature on the corrosion behavior of 13Cr martensitic stainless steel during exposure to CO₂ and Cl⁻ environment,” *Mater. Lett.*, vol. 59, no. 27, pp. 3370–3374, 2005, doi: 10.1016/j.matlet.2005.06.002.
- [14] R. Elgaddafi *et al.*, “Modeling and experimental study of CO₂ corrosion on carbon steel at elevated pressure and temperature,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 27, pp. 1620–1629, 2015, doi: 10.1016/j.jngse.2015.10.034.
- [15] Z. Jia, X. Li, C. Du, Z. Liu, and J. Gao, “Effect of the carbon dioxide pressure on the electrochemical behavior of 3Cr low alloyed steel at high temperature,” *Mater. Chem. Phys.*, vol. 136, no. 2–3, pp. 973–979, 2012, doi: 10.1016/j.matchemphys.2012.08.035.
- [16] B. Zandinava, R. Bakhtiari, and G. Vukelic, “Failure analysis of a gas transport pipe made of API 5L X60 steel,” *Eng. Fail. Anal.*, vol. 131, p. 105881, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105881>.
- [17] M. T. Abdu, W. Khalifa, and M. S. Abdelrahman, “Investigation of erosion-corrosion failure of API X52 carbon steel pipeline,” *Sci. Rep.*, vol. 13, no. 1, pp. 1–15, 2023, doi: 10.1038/s41598-023-42556-6.
- [18] B. Ingham *et al.*, “In situ synchrotron X-ray diffraction study of scale formation during CO₂ corrosion of carbon steel in sodium and magnesium chloride solutions,” *Corros. Sci.*, vol. 56, pp. 96–104, 2012, doi: 10.1016/j.corsci.2011.11.017.
- [19] C. Sun *et al.*, “Effect of impurity on the corrosion behavior of X65 steel in water-saturated supercritical CO₂ system,” *J. Supercrit. Fluids*, vol. 116, no. 2, pp. 70–82, 2016, doi: 10.1016/j.supflu.2016.05.006.
- [20] G. A. Zhang and Y. F. Cheng, “Localized corrosion of carbon steel in a CO₂-saturated oilfield formation water,” *Electrochim. Acta*, vol. 56, no. 3, pp. 1676–1685, 2011, doi: 10.1016/j.electacta.2010.10.059.
- [21] C. Sun, J. Sun, Y. Wang, X. Lin, X. Li, and X. Cheng, “Synergistic effect of O₂, H₂S and SO₂ impurities on the corrosion behavior of X65 steel in water-saturated supercritical CO₂ system,” *Eval. Program Plann.*, vol. 107, pp. 193–203, 2016, doi: 10.1016/j.corsci.2016.02.032.
- [22] P. Sui *et al.*, “Effect of temperature and pressure on corrosion behavior of X65 carbon steel in water-saturated CO₂ transport environments mixed with H₂S,” *Int. J. Greenh. Gas Control*, vol. 73, no. November 2017, pp. 60–69, 2018, doi: 10.1016/j.ijggc.2018.04.003.
- [23] S. Gao, B. Brown, D. Young, and M. Singer, “Formation of iron oxide and iron sulfide at high temperature and their effects on corrosion,” *Corros. Sci.*, vol. 135, no. April 2017, pp. 167–176, 2018, doi: 10.1016/j.corsci.2018.02.045.
- [24] A. Kahyarian and S. Nestic, “H₂S corrosion of mild steel: A quantitative analysis of the mechanism of the cathodic reaction,” *Electrochim. Acta*, vol. 297, pp. 676–684, 2019, doi: 10.1016/j.electacta.2018.12.029.
- [25] B. Dong *et al.*, “Comparison of the characteristics of corrosion scales covering 3Cr steel and X60 steel in CO₂-H₂S coexistence environment,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 80, no. March, p. 103371, 2020, doi: 10.1016/j.jngse.2020.103371.
- [26] F. F. Eliyan, F. Mohammadi, and A. Alfantazi, “An electrochemical investigation on the effect of the chloride content on CO₂ corrosion of API-X100 steel,” *Corros. Sci.*, vol. 64, pp. 37–43, 2012, doi: 10.1016/j.corsci.2012.06.032.
- [27] J. Leng *et al.*, “Localised corrosion failure of an L245N pipeline in a CO₂-O₂-Cl⁻ environment,” *Corros. Eng. Sci. Technol.*, vol. 58, no. 4, pp. 372–383, 2023, doi: 10.1080/1478422X.2023.2188637.
- [28] Q. Y. Liu, L. J. Mao, and S. W. Zhou, “Effects of chloride content on CO₂ corrosion of carbon steel in simulated oil and gas well environments,” *Corros. Sci.*, vol. 84, pp. 165–171, 2014, doi: 10.1016/j.corsci.2014.03.025.
- [29] S. Zhang, L. Hou, H. Du, H. Wei, B. Liu, and Y. Wei, “A study on the interaction between chloride ions and CO₂ towards carbon steel corrosion,” *Corros. Sci.*, vol. 167, no. February, p. 108531, 2020, doi: 10.1016/j.corsci.2020.108531.
- [30] R. De Motte *et al.*, “Near surface pH measurements in aqueous CO₂ corrosion,” *Electrochim. Acta*, vol. 290, pp. 605–615, 2018, doi: 10.1016/j.electacta.2018.09.117.
- [31] A. A. Abd, S. Z. Naji, and A. S. Hashim, “Failure analysis of carbon dioxide corrosion through wet natural gas gathering pipelines,” *Eng. Fail. Anal.*, vol. 105, no. July, pp. 638–646, 2019, doi: 10.1016/j.engfailanal.2019.07.026.
- [32] A. R. S. Nurhidayat, A. Suprihanto, and A. P. Bayuseno, “UNDERSTANDING OF CORROSION IN GAS PIPELINES OF API 5L X65 THROUGH CHARACTERIZING SLUDGE FORMED,” *J. Eng. Appl. Sci.*, vol. 15, no. 16, pp. 1739–1743, 2020.
- [33] E. Latosov, B. Maaten, A. Siirde, and A. Konist, “The influence of O₂ and CO₂ on the possible corrosion on steel transmission lines of natural gas,” *Energy Procedia*, vol. 147, pp. 63–70, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.07.034.
- [34] R. Barker, D. Burkle, T. Charpentier, H. Thompson, and A. Neville, “A review of iron carbonate (FeCO₃) formation in the oil and gas industry,” *Corros. Sci.*, vol. 142, no. July, pp. 312–341, 2018, doi: 10.1016/j.corsci.2018.07.021.
- [35] R. C. Souza *et al.*, “The role of temperature and H₂S (thiosulfate) on the corrosion products of API X65 carbon steel exposed to sweet environment,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 180, no. May, pp. 78–88, 2019, doi: 10.1016/j.petrol.2019.05.036.
- [36] H. Mansoori, R. Mirzaee, F. Esmaeilzadeh, A. Vojood, and A. S. Dowrani, “Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline,” *Eng. Fail. Anal.*, vol. 82, no. August, pp. 16–25, 2017, doi: 10.1016/j.engfailanal.2017.08.012.
- [37] M. Javidi and S. Bekhrad, “Failure analysis of a wet gas pipeline due to localised CO₂ corrosion,” *Eng. Fail. Anal.*, vol. 89, no. July 2017, pp. 46–56, 2018, doi: 10.1016/j.engfailanal.2018.03.006.