

# Pengukuran pH dan Pengaruh Gas Terlarut di Dalam Air terhadap Laju Korosi pada Air Injeksi untuk Keperluan Water Flooding

Dahrul Effendi<sup>1</sup>, Adeguna Ridlo Pramurti<sup>2</sup>

Universitas Tanri Abeng<sup>1</sup>  
dahrul19effendi@gmail.com<sup>1</sup>, adegunapramurti@gmail.com<sup>2</sup>

**Abstract**— Water flooding adalah upaya menginjeksikan air melalui sumur injeksi untuk meningkatkan produktivitas dan faktor perolehan minyak pada suatu sumur. Salah satu faktor yang mempengaruhi water flooding adalah kualitas dari air injeksi. Air injeksi harus diuji secara kualitas. Salah satu faktor penting yang menentukan kualitas air injeksi adalah faktor laju korosi. Pada penelitian ini, faktor laju korosi diuji terhadap pengukuran pH dan kandungan gas terlarut (DO, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) di dalam air. Hasil penelitian melalui pengukuran pH telah menunjukkan bahwa tiga sampel air (air injeksi Iw-1 dan Iw-2 serta air formasi Fw) mempunyai nilai pH > 7 dan bersifat basa. Selanjutnya, penentuan nilai laju korosi menggunakan metode elektrokimia alat Potentiostat telah menunjukkan bahwa ketiga sampel memperlihatkan nilai laju korosi yang mengandung gas oxygen terlarut (DO) lebih tinggi dari nilai laju korosi yang mengandung gas H<sub>2</sub>S dan gas CO<sub>2</sub> di dalam air. Jadi, sampel air injeksi Iw-1, air injeksi Iw-2, dan air formasi masih bersifat korosif. Water flooding is an effort to increase productivity and factors that support oil wells by injecting air through injection wells. One of the factors that influence flooding is the quality of air injection. Therefore, air injection must be approved by a quality. One important factor that determines injection water quality is the corrosion rate factor. In this research, the corrosion rate factor to the measurement of pH and dissolved gas (DO, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) in the air. The results of pH measurements have shown that three water samples (Iw-1 injection water, Iw-2 injection water, and formation water) have a pH value > 7 and are alkaline. Furthermore, determining the corrosion rate using the electrochemical method of the Potentiostat device has shown that the three samples show that the corrosion rate containing dissolved oxygen gas (DO) is higher than the corrosion rate containing H<sub>2</sub>S gas and CO<sub>2</sub> gas in water. Thus, samples of Iw-1 injection water, Iw-2 injection water, and formation water are still corrosive.

**Index Terms**— corrosion rate, dissolved gas, injection water quality, pH, water flooding

## I. PENDAHULUAN

Penurunan tekanan di reservoir pada saat primary recovery mengakibatkan penurunan laju alir minyak pada suatu sumur, hal inilah yang menjadi dasar masalah dalam memproduksi migas. Pada saat yang bersamaan dimulailah perencanaan untuk menanggulangnya. Hal ini dimulai dengan stimulasi menggunakan alat pengangkat buatan (*artificial lift*), beralih ke metode *secondary recovery* dan bahkan pada tahapan *tertiary recovery*.

Water flooding merupakan generasi kedua (*secondary recovery*) untuk meningkatkan produktivitas dan faktor perolehan minyak. Metode ini biasanya digunakan apabila tekanan pada reservoir secara alami tidak lagi mampu mendorong minyak ke permukaan sumur. Prinsip kerja dari water flooding adalah menginjeksikan air injeksi melalui sumur injeksi sampai ke zona

produktif dan akan mendesak minyak ke arah sumur produksi, sehingga minyak terproduksi. Memang pada dasarnya besar atau kecilnya faktor perolehan minyak pada proses water flooding sangat dipengaruhi oleh beberapa faktor, antara lain kualitas air injeksi, fluida hidrokarbon dan batuan formasi. Sebelum penerapan water flooding di lapangan, perlu dilakukan uji laboratorium terlebih dahulu untuk mengetahui apakah air injeksi yang akan digunakan pada proses water flooding memenuhi syarat atau tidak sebagai fluida pendesak karena bagus atau tidaknya kualitas air injeksi sangat mempengaruhi proses keberhasilan perolehan produksi

Menurut textbook “Handbook of Corrosion Engineering” by Roberge P.R and textbook “Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers” by Jones, bila air mengandung dissolved gas (O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S), dapat menimbulkan korosi. Masalah korosi termasuk

salah satu masalah serius yang sering ditemukan di dalam industri perminyakan dan akan mempercepat terjadinya karat pada fasilitas produksi, seperti casing, tubing dan pipeline

Sebelum penerapan water flooding di lapangan, terlebih dahulu dilakukan uji laboratorium untuk menentukan kualitas air injeksi yang akan digunakan. Kualitas air injeksi yang digunakan sangat menentukan besar kecilnya faktor perolehan minyak. Terdapat beberapa faktor penting dalam menentukan kualitas air injeksi, yang meliputi gas terlarut ( $H_2S$ ,  $CO_2$  dan  $O_2$ ) dan pH air injeksi [2].

## II. RUANG LINGKUP

Sampel yang digunakan dalam penelitian ini adalah air injeksi (Iw-1), air injeksi (Iw-2) dan air formasi (Fw) yang berasal dari lapangan D, dengan ruang lingkup penelitian mencakup:

- Pengukuran tingkat keasaman (pH) pada air injeksi injeksi dan air formasi.
- Penentuan Dissolved Oxygen (DO) pada air injeksi injeksi dan air formasi.
- Penentuan Hydrogen Sulfida ( $H_2S$ ) pada air injeksi injeksi dan air formasi.
- Penentuan Carbon Dioksida ( $CO_2$ ) pada air injeksi injeksi dan air formasi.

## III. TEORI DASAR

pH merupakan istilah yang digunakan untuk menyatakan intensitas keasaman atau kebasaaan suatu larutan. pH juga merupakan salah satu cara untuk menyatakan konsentrasi ion  $H^+$ . pH yang merupakan derajat keasaman dari air sangat mempengaruhi aktivitas pengolahan yang akan dilakukan, misalnya dalam melakukan pelunakan air (*water softening*) dan dalam pencegahan korosi [2].

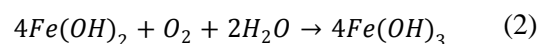
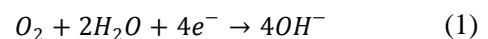
Menurut hasil penelitian Syafaruddin Siregar, Uum Sumirat, Agus Solehudin, Jurusan Pendidikan Teknik Mesin, FPTK – UPI, Vol VI. NO.1, 2008 dan peneliti sebelumnya dapat disimpulkan bahwa mekanisme korosi dalam lingkungan hidrogen sulfida dimulai dari reaksi disosiasi  $H_2SO_4$  menjadi ion  $H^+$  dan ion sulfat, hal ini dapat dilihat dari data percobaan dimana pH meningkat dengan berkurangnya konsentrasi  $H_2SO_4$  yang terlarut. Rentang pH yang diperoleh dengan variasi konsentrasi  $H_2SO_4$  adalah 3,5 s/d 6,0. Harga pH menurun selama percobaan dimana pH awal larutan adalah 6,0.

Penambahan  $H_2SO_4$  akan berpengaruh terhadap nilai pH, bila larutan semakin asam maka nilai pH semakin turun. Gambar 1

memperlihatkan hasil pengujian laju korosi menggunakan baja karbon API5LX85, pada nilai pH awal 6,9, 5,0,4,5 dan 4,0 menunjukkan nilai laju korosi mendekati nol mpy, tetapi pada pH 3,5 menghasilkan nilai laju korosi semakin besar. Pada pH yang rendah (3,5) memperlihatkan laju korosi lebih tinggi dari pH 6,0. Perbedaannya sekitar 20 mpy8.

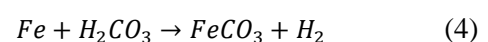
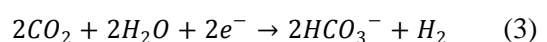
Hasil pengujian laju korosi menggunakan baja ST-37 dan kisaran nilai pH, 3,5, 4,0, 4,5, 5,0 dan 6,0 menunjukkan nilai laju korosi secara berurutan 190 mpy, 160 mpy, 110 mpy, 80 mpy dan 80 mpy. Pada pH yang rendah (3,5) memperlihatkan laju korosi lebih tinggi dari pH 6,0. Perbedaannya sekitar 110 mpy.

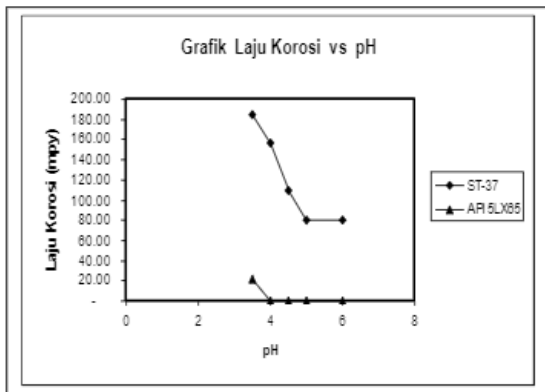
Gambar 2 menunjukkan bahwa gas yang terlarut di dalam air seperti  $O_2$ ,  $CO_2$ , dan  $H_2S$  termasuk faktor yang berpotensi dapat menimbulkan korosi. Persamaan (1) dan (2) menunjukkan bahwa kandungan oksigen yang terdapat di dalam air, akan dapat menimbulkan terjadinya proses korosi. Hal ini disebabkan oleh adanya oksigen berdepolarisasi pada katoda dan mengoksidasi ferro hidroksida atau dikenal dengan karat.



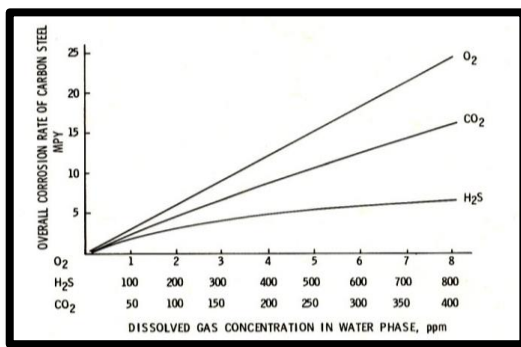
Kenaikan tekanan akan meningkatkan kelarutan oksigen dalam air, namun kelarutan oksigen akan berkurang seiring dengan bertambahnya kandungan klorida dan temperatur. Dalam air laut, kelarutan oksigen kecil, meskipun kelarutan oksigen kecil, tetapi korosi tetap terjadi, karena salinitas air laut tinggi.

Karbondioksida yang terlarut akan meningkatkan korosifitas air karena akan membentuk asam karbonat yang dapat menurunkan pH. Pipa alir umumnya terbuat dari baja karbon yang sangat rentan terhadap pH rendah. Reaksi depolarisasi ditunjukkan pada persamaan (3). Pada persamaan (4), asam karbonat yang bereaksi dengan baja karbon akan membentuk baja karbonat dan akan membebaskan  $H_2$ . [5].



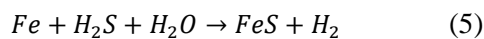


Gambar 1. Grafik pH terhadap laju korosi.



Gambar 2. Grafik gas terlarut dalam air (O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S) terhadap laju korosi [3].

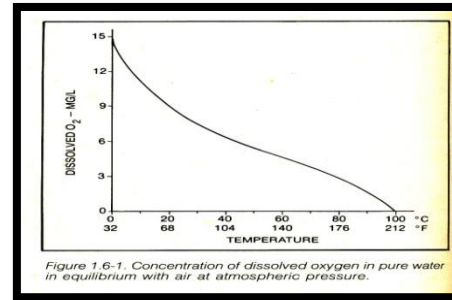
Dari ketiga gas yang terlarut di dalam air, 8 mg/L O<sub>2</sub> dapat menghasilkan 23 mpy laju korosi pada *carbon steel*, 400 mg/L CO<sub>2</sub> menghasilkan 15 mpy laju korosi pada *carbon steel*, dan 800 mg/L H<sub>2</sub>S menghasilkan 5 mpy laju korosi pada *carbon steel*. Jadi, tingkat korosi yang ditimbulkan oleh gas O<sub>2</sub> yang terlarut di dalam air lebih tinggi atau lebih bersifat korosif dibandingkan dengan gas CO<sub>2</sub> dan gas H<sub>2</sub>S<sub>1</sub>. Persamaan (5) menunjukkan reaksi terjadinya korosi yang ditimbulkan oleh gas CO<sub>2</sub>.



Korosi akibat H<sub>2</sub>S dapat disebut sebagai *Sour Corrosion* karena terjadi dilingkungan asam. Bentuk kerusakan yang diakibatkan oleh gas ini adalah pelepasan dan peretakan pada logam.

Derajat keasaman merupakan ukuran yang menyatakan keasaman suatu elektrolit. Harga pH merupakan harga negative logaritma konsentrasi ion H<sup>+</sup> dalam larutan elektrolit yang besarnya (0 - 14). Bila pH semakin kecil, konsentrasi ion hydrogen besar maka elektrolit bersifat asam. Laju korosi pada baja akan meningkat dengan menurunnya harga pH. Reaksi

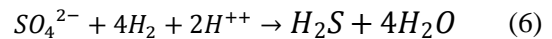
pembentukan H<sub>2</sub>S ditunjukkan pada persamaan (6).



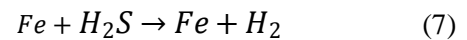
Gambar 3. Pengaruh temperatur terhadap *oxygen* terlarut di dalam air [3].



Gambar 4. Contoh pipa baja yang terkorosi.



Produksi hidrogen sulphide juga dapat menghasilkan racun dan korosifitas pada besi. Persamaan (7) menunjukkan reaksi kimianya.



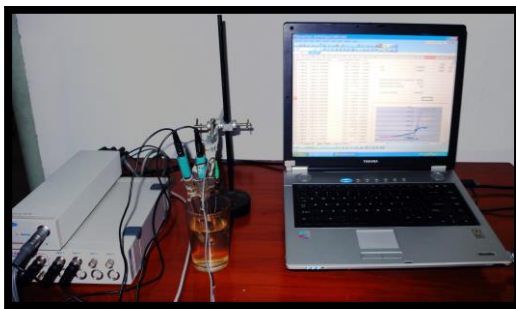
Gambar 3 menunjukkan pengaruh temperatur terhadap *oxygen* terlarut di dalam air. Sedangkan, contoh pipa baja yang terkorosi ditunjukkan pada Gambar 4.

Metode elektrokimia merupakan metode yang paling praktis dan paling sering digunakan pada saat ini. Namun, peralatan potensiostat ini memiliki harga yang sangat mahal. Gambar 5 menunjukkan peralatan potensiostat yang terdiri dari dua buah mesin yang memiliki prinsip kerja mengirimkan arus ke *working electrode* dan juga mengirimkan besar arus yang sama ke *reverend electrode*.

*Working electrode* merupakan elektoda yang ditempelkan langsung ke sampel logam yang akan diuji laju korosinya, sedangkan *reverend electrode* berisi logam AgCl dan larutan KCl. Besarnya arus yang dialirkan mesin potensiostat ke *working electrode* dan *reverend electrode*, selanjutnya akan di tangkap oleh counter elektroda yang berisi logam platina [6].

Hasil rekaman laju arus dan beda potensial terhadap pembentukan korosi akan digambarkan dalam bentuk grafik dan data pada *software*. Data-data tersebut kemudian yang akan diolah menjadi perhitungan laju korosi dari sampel logam terhadap sampel air maupun lingkungan yang berkontak langsung dengan logam yang diuji. Persamaan (8) merupakan perhitungan laju korosi ( $CR_{(mpy)}$ ). Densitas arus korosi ( $I_{corr}$ ) dan berat ekuivalen material (EW) berbanding lurus dengan laju korosi, sedangkan densitas material ( $\rho$ ) berbanding terbalik dengan nilai laju korosi [2].

$$CR_{(mpy)} = 0,13I_{corr}EW/\rho \quad (8)$$



Gambar 5. Peralatan potensiostat.

#### IV. METODOLOGI

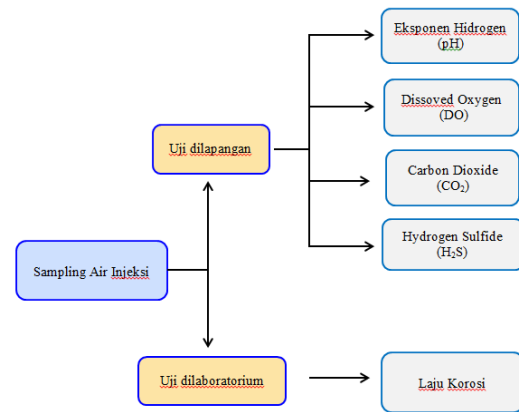
Penelitian ini dilakukan berdasarkan diagram alir yang ditunjukkan pada Gambar 6. Untuk uji gas terlarut (pH, DO, CO<sub>2</sub> Dan H<sub>2</sub>S ) dapat dilakukan di laboratorium tetapi sebaiknya dilakukan *onsite testing*, Menggunakan RP API 45 edisi 2012 [1]. Sedangkan, untuk uji laju korosi dapat dilakukan di laboratorium.

#### V. HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil dan pembahasan difokuskan terhadap hasil pengukuran pH dan pengaruh gas terlarut dalam air terhadap laju korosi.

##### A. Unit Hasil Pengukuran Tingkat Keasaman (pH) pada Air Injeksi Iw-1, Iw-2, dan Air formasi (Fw)

Tabel 1 telah menunjukkan hasil pengukuran pH di dalam air injeksi Iw-1, Iw-2, dan Fw. Nilai pH di dalam air injeksi Iw-1 dengan pH 7,90, Iw-2 nilai pH 7,50 dan Fw nilai pH 8,40. Pada Tabel 1 telah menunjukkan bahwa air injeksi Iw-1, air injeksi Iw-2, dan Fw bersifat basa karena nilai pH besar dari 7,0 (netral).



Gambar 6. Diagram alir uji.

Tabel 1. Hasil pengukuran *hydrogen exponent* (pH) pada air injeksi Iw-1, air injeksi Iw-2, dan air formasi (Fw)

<i>Sampel</i>	<i>pH</i>
Iw-1	7,90
Iw-1	7,50
Fw	8,40

Tabel 2. Hasil penentuan konsentrasi *dissoved oxygen* (DO) pada air injeksi Iw-1, air injeksi Iw-2 dan air formasi (Fw)

<i>Sampel</i>	<i>Temperatur (°C)</i>	<i>Dissoved Oxygen (ppm)</i>
Iw-1	7,90	1,20
Iw-1	7,50	0,93
Fw	8,40	2,40

##### B. Hasil Analisa Dissolved Oxygen (DO) dengan Temperatur pada Air Injeksi Iw-1, Iw-2, dan Air formasi (Fw)

Tabel 2 telah menunjukkan bahwa oksigen yang terlarut didalam air injeksi dapat diukur dengan alat DO meter. Tabel 2 telah menunjukkan bahwa hasil kandungan DO di dalam air injeksi Iw-1 sebesar 1,02 ppm, air injeksi Iw-2 sebesar 0,93 ppm, dan Fw sebesar 2,40 ppm.

Kandungan dissolved oxygen (DO) didalam air sangat dipengaruhi oleh temperatur, Makin tinggi temperatur, menyebabkan konsentrasi *dissolved oxygen* (DO) makin rendah. Sebaliknya, makin rendah temperatur konsentrasi, menyebabkan *dissolved oxygen* (DO) makin tinggi.

C. Hasil Penentuan Konsentrasi Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) pada Air Injeksi Iw-1, Air Injeksi Iw-2, dan Air Formasi (Fw)

Tabel 3 telah menunjukkan jika kardoniodoksida dilarutkan dalam air, menyebabkan terbentuknya asam karbonat (H<sub>2</sub>CO<sub>2</sub>) yang dapat menurunkan pH air dan meningkatkan korosifitas. Hasil penentuan CO<sub>2</sub> di dalam air injeksi Iw-1 dan Iw-2 telah ditunjukkan pada Tabel 3. Kandungan CO<sub>2</sub> di dalam air injeksi Iw-1 Iw-2 dan Fw adalah 0,00 ppm.

Tabel 3. Hasil penentuan konsentrasi carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) pada air injeksi Iw-1, air injeksi Iw-2, dan air formasi (Fw)

Sampel	Carbon Dioxide (ppm)
Iw-1	0,00
Iw-1	0,00
Fw	0,00

Tabel 4. Hasil penentuan konsentrasi hydrogen sulfida (H<sub>2</sub>S) pada air injeksi Iw-1, air injeksi Iw-2, dan air formasi (Fw)

Sampel	Hydrogen Sulfida (ppm)
Iw-1	0,004
Iw-1	0,003
Fw	0,004

D. Hasil Penentuan Konsentrasi Hydrogen Sulfida (H<sub>2</sub>S) pada Air Injeksi Iw-1, Air Injeksi Iw-2, dan Air Formasi (Fw)

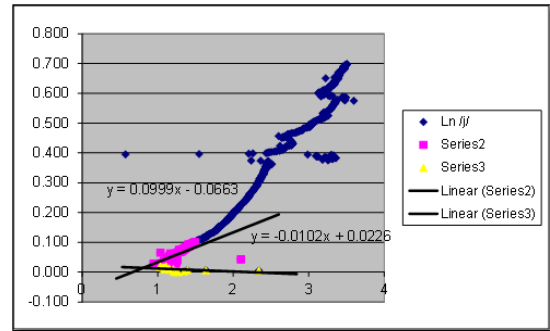
Pada Gambar 2 telah dijelaskan bahwa konsentrasi oxygen terlarut (DO) di dalam air lebih kuat dari konsentrasi hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S). Penjelasan teori ini telah dibuktikan kebenarannya berdasarkan hasil penelitian ini.

Hasil penentuan hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) di dalam air injeksi Iw-1, Iw-2, dan air formasi (Fw) telah ditunjukkan pada Tabel 4. Kandungan (H<sub>2</sub>S) di dalam air injeksi Iw-1 sebesar 0,004 ppm, Iw-2 sebesar 0,003 ppm dan Fw sebesar 0,004 ppm.

E. Hasil Penentuan Laju Korosi pada Air Injeksi Iw-1, Air Injeksi Iw-2, dan Air Formasi (Fw)

Hasil penentuan laju korosi di dalam air injeksi Iw1 dan air injeksi Iw2, dan air formasi Fw telah ditunjukkan pada Tabel 5. Laju korosi di dalam air injeksi Iw-1 adalah 0,9393 mpy, laju korosi Iw-2 adalah 0,8890 mpy, dan Fw adalah 0,9379 mpy.

Gambar 7 telah menunjukkan kurva hasil laju korosi air injeksi (Iw-1). Hasil penentuan laju korosi untuk sampel Iw-1 menghasilkan data Ln*i*/*j* sebesar 0,8074, Icorr sebesar 2,2422, densitas arus korosi, Icorr (ρA/cm<sup>2</sup>) dengan nilai 2,2422, berat ekivalen , EW(g) sebesar 25,8770, densitas spesi, r (g/cm<sup>3</sup>) sebesar 8,03 dan corrosion rate, CR (mpy) sebesar 0,9393.



Gambar 7. Kurva laju korosi air injeksi (Iw-1).

Tabel 5. Hasil penentuan konsentrasi laju korosi pada air injeksi Iw-1, air injeksi Iw-2 dan air formasi (Fw)

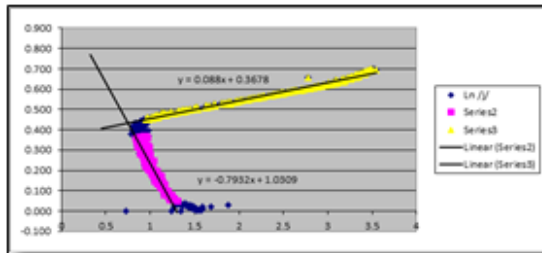
Sampel	Laju Korosi (mpy)
Iw-1	0,9393
Iw-1	0,8890
Fw	0,9379

Gambar 8 telah menunjukkan kurva hasil laju korosi air injeksi (Iw-2). Hasil penentuan laju korosi untuk sampel Iw-2 menghasilkan data Ln*i*/*j* sebesar 0,7525, Icorr sebesar 2,1222, densitas arus korosi, Icorr (ρA/cm<sup>2</sup>) dengan nilai 2,1222, berat ekivalen , EW(g) sebesar 25,8770, densitas spesi, r (g/cm<sup>3</sup>) sebesar 8,03 dan corrosion rate, CR (mpy) sebesar 0,8890.

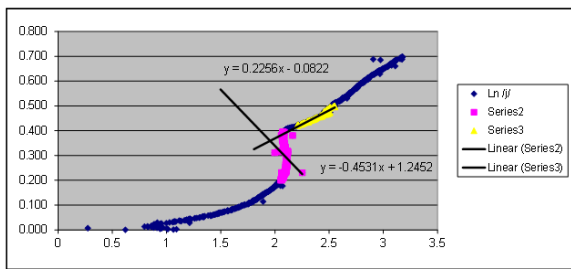
Gambar 9 telah menunjukkan kurva hasil laju korosi air formasi. Hasil penentuan laju korosi untuk sampel Fw menghasilkan data Ln*i*/*j* sebesar 0,8059, Icorr sebesar 2,2388, densitas arus korosi, Icorr (ρA/cm<sup>2</sup>) dengan nilai 2,2388, berat ekivalen , EW(g) sebesar 25,8770, densitas spesi, r (g/cm<sup>3</sup>) sebesar 8,03 dan corrosion rate, CR (mpy) sebesar 0,9379.

Berdasarkan hasil uji korosi telah menunjukkan bahwa sampel Iw-1 laju korosinya sebesar 0,9393 mpy, IW-2 laju korosinya sebesar 0,8890 mpy, dan Fw laju korosinya sebesar 0,9379 mpy. Masing-masing sample di atas juga terdapat

kandungan *oxygen* terlarut (DO) 1,02 ppm (Iw-1), 0,93 ppm (Iw-2), dan 2,40 ppm (Fw). Tingginya konsentrasi DO dalam air berbanding lurus dengan tingginya laju korosi. Hasil penelitian ini sesuai dengan penjelasan teori pada yang telah ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 8. Kurva laju korosi air injeksi (Iw-2).



Gambar 8. Kurva laju korosi air formasi (Fw).

## VI. SIMPULAN

Berdasarkan hasil uji laboratorium, standar operasional prosedur dapat disimpulkan bahwa:

- Hasil pengukuran pH untuk air injeksi dan air formasi bersifat basa (pH>7,00).
- Laju korosi air injeksi Iw-1, Iw-2 dan Fw sangat dipengaruhi oleh gas terlarut. Laju korosi yang mengandung gas Oxygen

terlarut (DO) lebih tinggi dari pada H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub>.

- Sample air injeksi Iw-1 dan Iw-2 serta air formasi masih bersifat korosif.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih terhadap LLDIKTI III sebagai pemberi hibah Penelitian Dosen Pemula (PDP) dengan No. Perjanjian/Kontrak 33/AKM/MONOPNT/2019.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] American Petroleum Institute (API-RP-45)., 2012 *Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters*, Recommended Practice-45 Third Edition,
- [2] L. W. Jones, Corrosion and water technology for petroleum producers. Tulsa: Oil & Gas Consultants International, 1992.
- [3] C. D. Hsi, J. E. Strassner, H. E. Tucker, and M. A. Townsend, "Prudhoe Bay Field, Alaska, Waterflood Injection Water Quality and Remedial Treatment Study," presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1990.
- [4] C. C. Patton and A. Foster, Applied water technology. Norman, Okla.: John M. Campbell & Co., 2007.
- [5] Indra Budi Prasetyawan, Lilik Maslukah dan Aziz Rifai., (2017) 'Pengukuran Sistem Karbon Dioksida (CO<sub>2</sub>) sebagai Data Dasar Pentuan Fluks Karbon Di perairan Jepara', Buletin Oseanografi Marina Vol 6 No 1:9-16 ISSN:2089-3507
- [6] Yudha Kurniawn Afandi, Irfan Syarif dan Amiadji., (2015 [3] C. C. Patton and A. Foster, Applied water technology. Norman, Okla.: John M. Campbell & Co., 2007.