

**SIFAT KOROSIF SURFAKTAN MES (METIL ESTER SULFONAT) DARI MINYAK SAWIT
DALAM PEMILIHAN BAHAN *SURFACE FACILITIES* UNTUK APLIKASI
EOR (*ENHANCED OIL RECOVERY*)**

***CORROSIVE PROPERTIES OF MES SURFACTANT (METHYL ESTER SULFONATE) FROM
PALM OIL IN SELECTION OF SURFACE FACILITIES MATERIALS FOR
EOR (ENHANCED OIL RECOVERY) APPLICATION***

Tajuddin Bantacut^{*} dan Wahyudin Darmanto

Departemen Teknologi Industri Pertanian, Fakultas Teknologi Pertanian, Institut Pertanian Bogor,
Kampus IPB Darmaga PO Box 220, Bogor 16680, Indonesia
E-mail: bantacut@indo.net.id

ABSTRACT

Petroleum production technology development and application of MES (methyl ester sulfonate surfactant) for EOR (enhanced oil recovery) in Indonesia has very good prospects. The rate of corrosion is one of the important considerations in the application of surfactant in EOR. Therefore, it is necessary to test the corrosion rate caused by MES prior to its application to prevent the failure of the production due to the damage of the metal material used. The purpose of this study was to determine the corrosion rate of MES based surfactant solutions from palm oil on metallic materials (stainless steel 201, stainless steel 304, stainless steel 316, carbon steel and metal galvanist) and to select the most economical metal materials for surface facilities application of MES based surfactant injection. The weight loss method was used to measure the corrosion rate of various types of metal in solution formulation of MES. Corrosion rate in the dilution process (material dissolved before being mixed), has a value that was higher than in the solution that was formulated directly in the mixing tank (mixer). The rate of corrosion of various types of metal being tested were still under 0.127 mm/year or meet the standard rate of corrosion for all surface facilities, machinery and equipment used in oil and gas drilling.

Keywords: corrosion rate, surfactant, methyl ester sulfonate, palm oil, surface facilities, enhanced oil recovery

ABSTRAK

Pengembangan teknologi produksi minyak bumi dan aplikasi surfaktan MES (metil ester sulfonat) untuk EOR (*enhanced oil recovery*) di Indonesia memiliki prospek yang sangat baik. Tingkat korosi terhadap logam adalah salah satu pertimbangan penting dalam aplikasi surfaktan tersebut. Oleh karena itu, pengujian tingkat korosi yang dapat disebabkan oleh surfaktan MES sebelum digunakan perlu dilakukan untuk mencegah kegagalan produksi karena terjadinya kerusakan pada bahan logam. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui laju korosi berbagai jenis logam (*stainless steel 201, stainless steel 304, stainless steel 316, carbon steel* dan logam *galvanist*) yang disebabkan oleh larutan surfaktan berbasis MES dari minyak sawit dan menyeleksi bahan logam yang paling ekonomis untuk aplikasi *surface facilities* injeksi surfaktan tersebut. Pengukuran laju korosi berbagai jenis logam dalam larutan formulasi MES menggunakan metode kehilangan berat. Laju korosi pada proses *dilution* (bahan dilarutkan sebelum dicampur) memiliki nilai yang tinggi dibandingkan dalam larutan yang diformulasikan langsung di tangki pencampuran (*mixer*). Laju korosi berbagai jenis logam yang diuji tersebut masih di bawah 0,127 mm/tahun atau masih memenuhi standar laju korosi untuk semua *surface facilities* serta peralatan dan mesin yang digunakan di pengeboran minyak dan gas bumi.

Kata kunci: laju korosi, surfaktan metil ester sulfonat, minyak sawit, *surface facilities, enhanced oil recovery*

PENDAHULUAN

Enhanced oil recovery (EOR) merupakan metode pengambilan sisa minyak bumi yang terperangkap pada pori-pori batuan yang tidak dapat diambil dengan teknologi konvensional (Lake, 1989; Terry, 2001). Salah satu metode EOR yang digunakan adalah injeksi bahan kimia menggunakan surfaktan (Liua *et al.*, 2007; Taber *et al.*, 1997). Surfaktan (*Surface Active Agent*) adalah suatu bahan yang dapat mengubah atau memodifikasi tegangan permukaan dan antarmuka fluida yang tidak saling larut (Hackley dan Ferraris, 2001; Matheson, 1996; Salager, 2002; Schramm, 2000), atau molekul

yang mengadsorpsi molekul lain pada antarmuka dua zat (*Particle Engineering Research Center, 2005; Sen, 2008*).

Surfaktan yang umum digunakan pada metode EOR adalah petroleum sulfonat yang merupakan turunan dari minyak bumi (Levitt *et al.*, 2009; Paria, 2008). Penggunaan surfaktan ini memiliki beberapa kelemahan antara lain adalah ketahanan yang buruk terhadap kondisi sadah dan sifat deterjensinya menurun dengan sangat tajam pada tingkat salinitas yang tinggi (Tiehm, 1994), biaya yang tinggi serta masih harus diimpor (Salager, 2002). Kelemahan yang dimiliki surfaktan petroleum sulfonat tersebut memicu pencarian

alternatif surfaktan pengganti (Banat, 1995; Banat *et al.*, 2000). Salah satu alternatif surfaktan pengganti adalah surfaktan MES (metil ester sulfonat) (Elraies *et al.*, 2010; Maag, 1984).

Surfaktan MES bersifat anionik dimana bagian aktif pada permukaannya mengandung muatan negatif. Surfaktan ini diperoleh dari hasil sintesa beberapa minyak seperti minyak kelapa, minyak sawit (CPO dan PKO), *tallow* (lemak sapi), dan minyak kedelai. Metil ester dapat diproduksi melalui esterifikasi dan transesterifikasi asam lemak dengan metanol (Baker *et al.*, 2000; Robert, 2001; Stein dan Baumann, 1975; Watkins, 2001). Menurut MacArthur *et al.* (2002), surfaktan MES memiliki beberapa kelebihan seperti sifat dispersi dan deterjensi yang baik walaupun berada pada air dengan tingkat kesadahan yang tinggi dan tidak adanya fosfat, daya deterjensi sama dengan petroleum sulfonat pada konsentrasi MES yang lebih rendah serta dapat mempertahankan aktivitas enzim yang lebih baik dan toleransi yang lebih baik terhadap keberadaan kalsium dan kandungan garam (*disalt*). Berdasarkan kelebihan tersebut, pengembangan dan produksi surfaktan MES semakin banyak dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak bumi di lapangan yang produktivitasnya rendah.

Salah satu reservoir yang telah menerapkan teknologi EOR dengan injeksi surfaktan adalah lapangan T di Kalimantan yang merupakan bagian daerah operasi milik PT. P (Persero). Proses EOR pada lapangan ini terkendala dengan adanya korosi yang terjadi di semua *surface facilities* karena bahan yang digunakan sebagian besar terbuat dari *carbon steel*. Korosi dalam industri minyak dan gas merupakan peristiwa alami dengan potensi kejadian yang relatif besar. Faktor alam adalah faktor dominan dalam peristiwa korosi. Namun demikian, faktor alam tersebut masih dapat disikapi ataupun dikendalikan. Karena terkait dengan proses produksi minyak dan gas, maka pengendalian atau pengurangan terhadap parameter operasi yang menyebabkan terjadinya korosi perlu dilakukan (Halimatuddahlia, 2003; Samimi *et al.*, 2013)

Penggunaan surfaktan MES membutuhkan pengujian tingkat korosi sebelum digunakan sehingga diketahui sejauhmana pencegahan kegagalan produksi akibat korosi pada *surface facilities* dapat dilakukan ataupun dihindari. Oleh karena itu pengujian korosi surfaktan berbasis MES dari minyak sawit terhadap berbagai bahan logam sangat dibutuhkan untuk memilih bahan logam yang tahan korosi dan memiliki nilai ekonomis yang baik.

BAHAN DAN METODE

Bahan dan Alat

Peralatan yang digunakan untuk pengujian dan analisis air injeksi dari Lapangan T dan larutan formula surfaktan MES adalah pH-meter,

densitometer (density meter DMA 4500 M ANTON PAAR), viscometer (Rheometer viskositas Brookfield DV-III), turbidimeter, GFF (*Glass Fiber Filter*), *hotplate*, gelas, oven, konduktometer, *furnace*, dan AAS.

Bahan yang digunakan untuk pengujian laju korosi, yaitu air injeksi, surfaktan MES 100%, NaCl 100.000 ppm, Na₂CO₃ 100.000 ppm, larutan formula surfaktan, dan bahan-bahan lain yang dibutuhkan dalam pengujian. Logam yang diujikan adalah *stainless steel* 201, *stainless steel* 304, *stainless steel* 316, *carbon steel* dan logam *galvanist*.

Metode

Analisis Sifat Fisikokimia Surfaktan MES

Analisis sifat fisikokimia surfaktan MES yang dilakukan adalah pengukuran pH, viskositas dengan Rheometer Brookfield DV-III ultra, densitas dengan densitometer, bahan aktif (José López-Salinas dan Maura Puerto), bilangan asam (SNI 01-2901-2006) dan bilangan iod (SNI 01-2901-2006).

Analisis Kimia Air Injeksi Lapangan T

Analisis air injeksi dan formasi dilakukan dengan pengukuran pH (SMEWW 21th 2005):4500-H⁺B), sulfat (SMEWW 21th (2005):4500-SO₄²⁻), karbonat dan bikarbonat (Titration asidimetri), barium (SMEWW 21th(2005):3111B), besi (Fe) (SMEWW 21th(2005):3111B), TDS (Gravimetri, B). *Total Suspended Solid/TSS* (SMEWW 21th(2005): 2540, D), Natrium (spektrofotometri), Magnesium (Mg) dan kalsium (Ca) (SMEWW 21th(2005): 3111B), dan salinitas (*conductometer*).

Pengujian Laju Korosi Berbagai Bahan Logam

Pengujian laju korosi ini dilakukan untuk mengetahui kecepatan korosi berbagai jenis logam dalam air injeksi, NaCl, Na₂CO₃ dan larutan formulasi surfaktan. Pengujian yang dilakukan terhadap laju korosi akibat penggunaan surfaktan berbasis MES adalah preparasi logam (ASTM, 1992) dan pengujian laju korosi. Laju korosi diukur menggunakan metode kehilangan berat (ASTM, 2002) yaitu perhitungan dengan menimbang penurunan berat akibat korosi yang terjadi. Metode ini menggunakan jangka waktu penelitian hingga mendapatkan jumlah kehilangan akibat korosi yang terjadi. Logam yang diujikan adalah *stainless steel* 201, *stainless steel* 304, *stainless steel* 316, *carbon steel* dan logam *galvanist*. Untuk mendapatkan laju korosi digunakan rumus sebagai berikut:

$$L_k = \frac{365 W}{DAT}$$

Dimana : L_k = Laju Korosi (mm/tahun)
 W = Kehilangan Berat (mg)
 D = Densitas (mg/mm³)
 A = Luas Permukaan (mm²)
 T = Waktu Terpapar (hari)

Logam yang diujikan terlebih dahulu direndam dalam larutan etanol untuk menghilangkan lemak dan kotoran yang menempel pada logam. Pengujian laju korosi dilakukan pada suhu 40°C dengan cara perendaman logam dalam 5 jenis larutan selama 10 hari, yaitu:

- Perlakuan I : air injeksi
- Perlakuan II : NaCl 100.000 ppm
- Perlakuan III : Na₂CO₃ 100.000 ppm
- Perlakuan IV : MES 100%
- Perlakuan V : (air injeksi-NaCl 0,5%-MES 0,3%-Na₂CO₃ 0,1%).

Pengujian Laju Korosi pada Proses Dilution (NaCl, MES dan Na₂CO₃).

Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui kecepatan korosi larutan NaCl, MES dan Na₂CO₃ terhadap berbagai bahan logam pada tangki *dilution* dengan metode dan logam yang sama. Tujuan penentuan tahapan ini untuk mendapatkan laju korosi dari berbagai macam logam pada suhu 40°C yang dengan 3 perlakuan yaitu:

- Larutan Formula 1 : NaCl 100.000 ppm
- Larutan Formula 2 : Na₂CO₃ 100.000 ppm
- Larutan Formula 3 : MES 100%

Pemilihan Bahan Logam Paling Ekonomis Untuk Surface Facilities

Analisis ini dilakukan untuk menentukan jenis logam yang ekonomis untuk *surface facilities* injeksi surfaktan berbasis MES. Parameter pemilihan adalah sifat mekanik, kemudahan logam dalam pengerjaan *welding*, ketahanan dalam pengaruh lingkungan dan harga kini (*present value*) investasi bahan.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Sifat Fisikokimia Surfaktan Metil Ester Sulfonat (MES)

Hasil analisis metil ester sulfonat disajikan pada Tabel 1. Parameter utama yang diukur adalah bilangan asam yaitu penetralan satu gram lemak dengan melarutkan larutan KOH (mg) atau minyak dengan prinsip pelarutan contoh lemak atau minyak dalam pelarut organik tertentu (alkohol netral 95%) yang dilanjutkan dengan penitiran menggunakan basa KOH. Nilai bilangan asam metil ester sulfonat sebesar 7,47 mg KOH/g sampel lebih tinggi dibandingkan dengan bilangan asam metil ester

sebesar 0,19 mg KOH/g sampel, karena gugus sulfonat yang terbentuk dari proses sulfonasi semakin banyak sehingga derajat keasamannya semakin meningkat. Hal ini mengakibatkan meningkatnya nilai bilangan asam produk MES yang dihasilkan (Ketaren, 2005; Wang *et al.*, 2008).

Densitas atau massa jenis merupakan pengukuran massa setiap satuan volume benda. Densitas MES sebesar 0,92 g/cm³ menunjukkan tingkat kelarutan MES yang baik pada pelarutnya karena massa jenis MES mendekati massa jenis air yaitu 1 g/cm³.

Analisis Air Injeksi dari Lapangan Minyak T

Air injeksi merupakan air yang telah diolah untuk diinjeksikan kembali ke dalam batuan reservoir melalui sumur injeksi agar dapat meningkatkan perolehan minyak pada fase sekunder (*water flooding*) (Aagaard *et al.*, 1990). Reservoir minyak bumi berbeda dalam hal kondisi geologis alamnya, kandungan fluida dalam reservoir (Bell dan Rossman, 1992; Sugihardjo, 2002), sifat ion-ion logam yang tersuspensi (Lewan, 1997) dan lain-lain (Jones *et al.*, 2008; Lake, 1989). Berdasarkan hal tersebut, metode optimum untuk meningkatkan perolehan minyak bumi dalam jumlah yang maksimum pada suatu reservoir berbeda dengan reservoir yang lainnya. Reservoir yang menjadi studi kasus dalam penelitian ini adalah reservoir lapangan T di Kalimantan. Oleh karena itu, pada tahap awal dilakukan analisis terhadap air injeksi untuk mengetahui kandungan kation dan anion yang terdapat di dalamnya. Hasil analisis air injeksi lapangan tersebut dapat dilihat pada Tabel 2.

Ion kalsium adalah penyusun terbanyak pada air injeksi. Ion ini dapat bereaksi dengan ion karbonat dan ion sulfat dan membentuk padatan tersuspensi (CaCO₃ atau CaSO₄) yang biasa disebut *scale*. Ion magnesium pada umumnya memiliki konsentrasi dan volume yang lebih kecil dibandingkan ion kalsium serta dapat membentuk *scale* dan menyebabkan *plugging* setelah bereaksi dengan ion karbonat atau ion sulfat. Meski demikian, tingkat kerusakan yang disebabkan oleh MgCO₃ tidak separah yang ditimbulkan oleh CaCO₃. Kadar besi secara alamiah yang terdapat pada air injeksi mempunyai konsentrasi yang kecil. Keberadaan besi menunjukkan kecenderungan sifat korosif.

Tabel 1. Hasil analisis Metil Ester Sulfonat (MES)

Parameter	Satuan	Metil ester sulfonat
Bilangan Asam	mg KOH/g sampel	7,47
Densitas	g/cm ³	0,92
Stabilitas Emulsi	%	50
Viskositas (0,1% sampel)	cP	1,38
Bilangan Iod	mg iod/ g sampel	35,55
Bahan Aktif (0,1% sampel)	%	12
pH (0,3% dalam air injeksi)		7,84

Adanya komponen besi yang dapat mengendap dapat menyebabkan penyumbatan di dalam pipa alir. Ion barium dapat bereaksi dengan ion sulfat sehingga akan membentuk BaSO₄ yang tidak dapat larut dalam air. Walaupun dalam jumlah yang tidak cukup banyak, tetapi endapan ini dapat menimbulkan permasalahan. Sementara natrium banyak terdapat pada air asin sebagai NaCl (natrium klorida) (Darnet *et al.*, 2004).

Tabel 2. Hasil analisis sifat fisikokimia dan kandungan mineral air injeksi lapangan minyak T

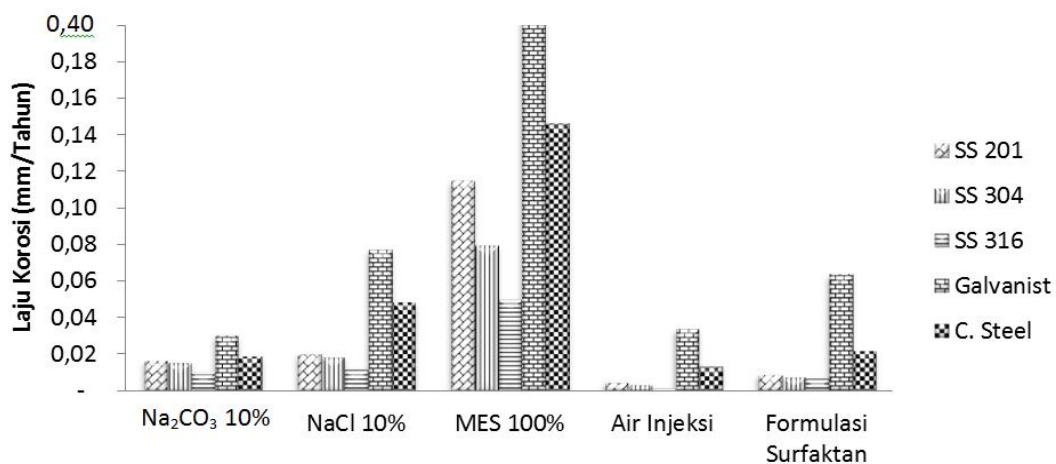
Parameter	Satuan	Air Injeksi
Sulfat (SO ₄ ⁺)	mg/L	11
(TDS)	mg/L	2530
(TSS)	mg/L	0,04
Kalsium (Ca ²⁺)	mg/L	117,60
Klorida (Cl ⁻)		1.043,56
Barium (Ba ²⁺)	mg/L	34,51
pH		7,43
Karbonat (CO ₃ ⁻)	mg/L	0,00
Bikarbonat (HCO ₃ ⁻)	mg/L	377,30
Magnesium	mg/L	34,51
Natrium (Na ⁺)	mg/L	627
Besi (Fe)	mg/L	0,3
Salinitas	mg/L	2100

Anion yang umum terdapat dalam air injeksi lapangan T adalah klorida (Cl⁻), bikarbonat (HCO₃⁻), dan sulfat (SO₄²⁻). Ion klorida pada umumnya merupakan anion yang terkandung di dalam air formasi yang menyatu dengan garam NaCl sebagai sumber utamanya, sehingga konsentrasi Cl⁻ dapat dijadikan sebagai pengukur tingkat keasaman air. Ion klorida juga dapat menyebabkan terjadinya korosi. Ion-ion ini penting sekali untuk diperhatikan karena dapat membentuk *scale* yang tidak dapat larut. Konsentrasi ion-ion karbonat sering disebut *methyl orange alkalinity*. Ion sulfat membentuk *scale* setelah bereaksi dengan barium/kalsium (Houston *et al.*, 2007).

Laju Korosi

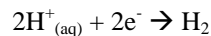
Pengukuran laju korosi berbagai jenis logam (*stainless steel 201, stainless steel 304, stainless steel 316, carbon steel* dan logam *galvanist*) dalam larutan formulasi MES dilakukan menggunakan metode kehilangan berat (ASTM, 2002) yang mengacu pada reaksi korosi besi (Herbert, 2000). Hal ini dilakukan untuk mengetahui bahwa proses *dilution* (pelarutan sebelum pencampuran) pada lapangan T yang menyebabkan *surface facilities* menjadi berkarat. Proses pelarutan padatan 100.000 ppm menyebabkan larutan yang berada pada tangki *dilution* menjadi pekat. Nilai pH pada larutan semakin rendah sehingga laju korosi semakin tinggi. Hasil uji laju korosi sampel *stainless steel 201, stainless steel 304, stainless steel 316, logam galvanist* dan *carbon steel* terdapat pada Gambar 1.

Laju korosi berbagai logam yang direndam dalam larutan Na₂CO₃ 100.000 ppm lebih rendah dibandingkan dengan NaCl dan MES. Hasil pengujian pH larutan Na₂CO₃ 100.000 ppm adalah 10,99 (bersifat basa) yang basa menyebabkan sampel logam memiliki laju korosi kecil bahkan Tan (1998) menggunakannya sebagai inhibitor terjadinya korosi lokal. Informasi ini berguna untuk memilih logam sehingga dapat menghindari korosi baik internal maupun eksternal (Parker, 2008; Szakalos *et al.*, 2002; Tan, 1998; Zhao *et al.*, 2005). Dalam dunia industri dan metalurgi, karatlah yang menjadi penyebab utama kerusakan material yang umumnya terbuat dari logam sehingga menimbulkan kerugian yang cukup besar dari segi biaya (Ashadi *et al.*, 2002). Lebih dari itu semua bahan material dapat rusak karena kontak dengan cairan termasuk keramik, plastik, kayu dan material non logam lainnya (Fontana, 1986; Lukovits *et al.*, 2001). Nilai pH larutan NaCl 100.000 ppm adalah 8,24. Meskipun NaCl bersifat basa, ia mempunyai kandungan elektrolit yang tinggi.



Gambar 1. Laju korosi *surface facility* pada Suhu 40°C

Elektrolit (asam atau garam) merupakan media yang baik untuk melangsungkan transfer muatan. Hal itu mengakibatkan elektron lebih mudah diikat oleh oksigen di udara. Oleh karena itu, korosi NaCl pada semua sampel logam memiliki nilai laju yang tinggi. Sifat inilah yang dimanfaatkan oleh banyak peneliti untuk menguji ketahanan karat dari berbagai jenis logam untuk berbagai aplikasi (Li dan Bell, 2004; Nie *et al.*, 2002; Song *et al.*, 1998). Larutan MES 100% memiliki sifat yang sangat asam. Nilai pH larutan MES 5% dalam larutan air injeksi adalah 2,04. Peristiwa korosi pada kondisi asam, yakni pada kondisi $\text{pH} < 7$ semakin besar, karena adanya reaksi reduksi tambahan yang berlangsung pada katode yaitu:



Reaksi reduksi tambahan ini menyebabkan lebih banyak ion logam yang teroksidasi sehingga laju korosi pada permukaan logam semakin besar. Laju korosi dalam larutan MES 100% dari semua sampel logam memiliki nilai yang sangat tinggi. Logam *galvanist* dan *carbon steel* memiliki nilai laju korosi melebihi batas nilai maksimal yang boleh digunakan di industri minyak dan gas bumi yaitu sebesar 0,127 mm/tahun (Halimatuddahlia, 2003; Kermani dan Morshed, 2003). Metode *dilution* (pelarutan bahan sebelum pencampuran) yang telah diterapkan pada lapangan minyak T menyebabkan laju korosi yang tinggi. Hal ini akan berdampak pada rusaknya *surface facilities* di lapangan menyebabkan proses EOR kurang maksimal. Penggunaan metode ini memerlukan bahan *surface facilities* yang lebih tahan terhadap karat.

Proses pencampuran formula surfaktan MES dilakukan secara bertahap dengan memasukkan bahan pencampuran lain. Pencampuran ini sesuai urutan yaitu air injeksi dan NaCl sebesar 0,5%, lalu ditambahkan MES sebesar 0,3%, dan terakhir Na_2CO_3 sebesar 0,1%. Setelah pencampuran selesai dilakukan, formula surfaktan MES dialirkan ke tangki penampungan sementara. Penyaringan dilakukan secara bertahap mulai dari 20 μm , 10 μm , dan 5 μm . Hasil penyaringan formula surfaktan MES disimpan sementara di *surge tank* sebelum diinjeksikan ke dalam sumur injeksi.

Larutan hasil dari pencampuran NaCl, MES dan Na_2CO_3 memiliki pH sebesar 10,08. Laju korosi pada larutan ini lebih rendah dibandingkan dengan larutan yang dibuat dengan metode *dilution*. Nilai laju korosi tertinggi pada bahan logam *galvanist*, dan laju korosi terendah pada logam *stainless steel* 316. Sifat larutan yang basa menyebabkan semua sampel logam memiliki nilai laju korosi kecil atau masih di bawah standar maksimum nilai laju korosi pada lapangan minyak. Li dan Bell (2004) menemukan bahwa Na_2CO_3 sangat efektif sebagai penghambat reaksi korosi oleh larutan NaCl.

Nilai laju korosi logam dalam formulasi larutan akan berdampak pada alat pengaduk

surfaktan (*mixer*), alat penyaringan, bak penampung, pompa dan pipa saluran yang akan menuju sumur injeksi. Bahan *surface facilities* yang nilai laju korosinya kecil dalam penelitian ini adalah *stainless steel* 304 dan 316. Penggunaan bahan ini akan memperpanjang masa bertahan alat atau mesin dalam waktu yang lebih lama.

Kenaikan suhu umumnya menambah laju korosi walaupun kenyataannya kelarutan oksigen berkurang dengan meningkatnya suhu. Logam yang berada dalam larutan dengan suhu yang tidak seragam akan mudah mengalami korosi. Pada penelitian ini penambahan suhu berpengaruh pada kenaikan laju korosi. Hal ini sejalan dengan pembuktian yang dilakukan oleh banyak penelitian diantaranya Popova *et al.* (2003) dan Priyantha *et al.* (2004).

Pemilihan Material Surface Facilities

Pemilihan bahan *surface facilities* didasarkan pada empat parameter, yaitu sifat mekanik, kemudahan logam dalam pengerjaan *welding*, ketahanan terhadap pengaruh lingkungan atau korosi dan investasi bahan (Halimatuddahlia, 2003). Pemilihan material untuk aplikasi dengan potensi korosi tinggi (lepas pantai dan EOR) mutlak harus dilakukan untuk menghindari kerugian atau kegagalan produksi (Gozalpour *et al.*, 2005; Ronalds, 2005).

Sifat mekanik bahan meliputi kekerasan, elastisitas, kekuatan tekan dan kekuatan tarik. Proses pengujian kekerasan dapat diartikan sebagai kemampuan suatu bahan terhadap pembebanan dalam perubahan yang tetap. Ketika gaya tertentu diberikan pada suatu benda uji yang mendapat pengaruh pembebanan, benda uji akan mengalami deformasi. Pertimbangan utama adalah kekuatan dari benda kerja ketika memilih bahan benda tersebut. Dengan pertimbangan itu, kecenderungan memilih bahan benda kerja yang memiliki tingkat kekerasan yang lebih tinggi. Alasannya, logam keras dianggap lebih kuat apabila dibandingkan dengan logam lunak. Meskipun demikian, logam yang keras biasanya cenderung lebih rapuh dan sebaliknya, logam lunak cenderung lebih ulet dan elastis. Menurut Nugroho (2007), *stainless steel* 304 dan *stainless steel* 316 memiliki sifat mekanik sangat baik, oleh karena itu jenis logam ini sesuai untuk digunakan di lapangan T.

Kemudahan logam dalam pengerjaan *welding* sangat dipengaruhi oleh sifat fisika logam itu sendiri. Sifat fisika adalah karakteristik suatu bahan ketika mengalami peristiwa fisika seperti adanya pengaruh panas atau listrik. Hal ini berkaitan dengan pengelasan dan pengerjaan logam tersebut. Berdasarkan Tabel 3 pemilihan logam untuk *surface facilities* lapangan T disarankan jenis logam austenitik (*stainless steel* 304 dan 316).

Tabel 3. Perbandingan sifat mekanik berbagai jenis baja tahan karat

Jenis Besi	Respon Magnet	Ketahanan Korosi	Keliatan	Ketahanan Suhu Tinggi	Ketahanan Suhu Rendah	Welding
Austenitik	Tidak	Sangat Tinggi	Sangat Tinggi	Sangat Tinggi	Sangat Tinggi	Sangat Tinggi
Duplex	Ya	Sedang	Sedang	Rendah	Sedang	Tinggi
Ferritik	Ya	Sedang	Sedang	Tinggi	Rendah	Rendah
Martensit	Ya	Sedang	Sedang	Rendah	Rendah	Rendah
Carbon Steel	Ya	Sedang	Sedang	Tinggi	Rendah	Sedang
Galvanist	Ya	Rendah	Rendah	Sedang	Rendah	Rendah

Sumber: Chen *et al.* (2005); Liu dan Li (2000); Nugroho (2007)

Korosi adalah terjadinya reaksi kimia antara suatu bahan dengan lingkungannya. Secara garis besar ada dua macam korosi, yaitu: korosi karena efek galvanis dan korosi karena reaksi kimia langsung. Ketahanan logam terhadap pengaruh lingkungan atau korosi berkaitan dengan komposisi yang terkandung dalam setiap logam.

Menurut Surdia (2000), kandungan Cr dipadukan pada besi di atas 12-13%, karat yang berwarna merah tidak terbentuk, karena permukaan yang stabil (permukaan pasif) dengan keberadaan oksigen di udara. Oleh karena itu baja yang mengandung unsur tersebut dinamakan baja tahan karat. Kalau baja mengandung lebih dari 17% Cr akan membentuk suatu lapisan yang stabil. Karat dari pengelasan baja tahan karat 17% Cr sering terjadi karena presipitasi karbida Cr pada batas butir dan oksidasi Cr dari permukaan karenanya lapisan permukaan menjadi kekurangan Cr yang melemahkan ketahanan karatnya. Kalau Ni dipadukan pada besi, kehilangan berat yang disebabkan korosi di dalam asam berkurang dan ketahanan korosi bisa diperbaiki. Baja tahan karat dapat dibuat dari paduan unsur dengan memanfaatkan keefektifannya seperti Cr dan Ni yang dapat dibagi menjadi sistem Fe-Cr dan Fe-Cr-Ni. Berdasarkan pengujian laju korosi, pemilihan logam untuk *surface facilities* lapangan T yang tahan terhadap korosi adalah *stainless steel* 316 untuk digunakan pada tangki *dilution* dan tempat pencampuran formula surfaktan (tangki *mixer*).

Surface facilities harus mampu berfungsi dalam lingkungan sekitar serta bertahan pada jangka waktu yang diharapkan. Investasi bahan menjadi faktor yang diperhitungkan, karena mempengaruhi biaya yang akan dikeluarkan untuk pembuatan. Keseluruhan investasi perlu dilihat dari biaya pembelian bahan, biaya pengerjaan dan biaya pemasangan untuk menghasilkan suatu produk. Pemilihan logam untuk *surface facilities* lapangan T disarankan jenis logam *stainless steel* 316 juga karena pertimbangan nilai investasi paling kecil dibandingkan logam jenis lainnya. Perhitungan investasi dengan suku bunga 10% dengan penarikan

investasi ke awal atau *present value* menunjukkan bahwa akumulasi investasi jangka panjang *stainless steel* 316 sebesar Rp 1.443.541.187 dan *stainless steel* 304 sebesar Rp 2.003.071.576 jauh lebih kecil dibandingkan jenis logam lainnya.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

Laju korosi dalam campuran yang dibuat dengan metode *dilution* (bahan dilarutkan dahulu sebelum dicampur) sampel *stainless steel* 201, 304, dan 316 serta *carbon steel* dan logam *galvanist* memiliki nilai yang tinggi. Logam *galvanist* dan *carbon steel* memiliki nilai laju korosi pada larutan MES 100% melebihi batas nilai maksimal yang boleh digunakan di industri minyak dan gas yaitu sebesar 0,127 mm/tahun. Oleh karena itu pada metode ini logam yang sebaiknya digunakan adalah *stainless steel* 316.

Laju korosi dalam larutan dengan proses pencampuran formula surfaktan MES (air injeksi-0,5% NaCl-0,3% MES-0,1 Na₂CO₃) lebih kecil dan nilainya masih di bawah batas maksimal. Namun untuk penggunaan *surface facilities* dengan jangka waktu yang lebih lama disarankan menggunakan jenis logam *stainless steel* 304 atau *stainless steel* 316. Hal ini juga didukung oleh perhitungan investasi dengan suku bunga 10% dengan penarikan nilai ke awal (*present value*) maka *stainless steel* 316 dan *stainless steel* 304 adalah pilihan yang paling layak untuk digunakan di lapangan T.

Saran

Logam *galvanist* dan *carbon steel* mempunyai nilai laju korosi tinggi, berarti logam jenis ini mudah berkarat. Jika kedua logam ini digunakan untuk *surface facilities* akan cepat rusak karena mudah berkarat. Oleh karena itu logam ini tidak layak digunakan sebagai bahan *surface facilities* pada EOR lapangan T. Berdasarkan laju korosi dan analisis investasi, maka jenis logam yang disarankan untuk *surface facilities* lapangan T adalah *stainless steel* 316.

Pembuatan tangki dilution MES 100%, tangki *mixer* dan tangki penampung formulasi MES disarankan menggunakan material *stainless steel* 316, pembuatan tangki dilution NaCl dan Na₂CO₃ dapat menggunakan material *stainless steel* 304, dan untuk pipa dapat menggunakan *stainless steel* 201.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada *Surfactant and Bioenergy Research Center (SBRC)*, Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat (LPPM) IPB yang telah memberikan fasilitas sehingga penelitian yang sebagian hasilnya dituliskan dalam naskah ini dapat dilaksanakan dengan baik.

DAFTAR PUSTAKA

- Aagaard P, Egeberg PK, Saigal GC, Morad S, BJORLYKKE K. 1990. Diagenetic Albitization of Detrital K-Keldspars in Jurassic, Lower Cretaceous and Tertiary Clastic Reservoir Rocks from Offshore Norway II. Previous Hit Formation Next Hit Water Chemistry and Kinetic Considerations. *J Sediment Petrol.* 60 (4): 575-581.
- Ashadi HW, Sulistyoweni W, dan Gusniani I. 2002. Pengaruh unsur – unsur kimia korosif terhadap laju korosi tulangan beton: II. Di dalam lumpur rawa. *Makara Teknol.* 6(2): 71-74.
- ASTM. 1992. *Annual Book of ASTM Standards*. Section 3. Vol 03.02. Philadelphia (USA): American Society for Testing and Materials.
- ASTM. 2002. *Standard Practice For Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens*. G1-90. Section 3. Vol 03.02. Washington (USA): API Published Service.
- Baker IJA, Matthews B, Soares H, Krodkiewska I, Furlong DN, Grieser F, Drummond CI. 2000. Sugar fatty acid ester surfactants: Structure and ultimate aerobic biodegradability. *J Surfact Deterg.* 3(1): 1-11.
- Banat IM. 1995. Biosurfactants production and possible uses in microbial enhanced oil recovery and oil pollution remediation: A review. *Biores Technol.* 51(1): 1–12.
- Banat IM, Makkar RS, dan Cameotra SS. 2000. Potential commercial applications of microbial surfactants. *Appl Microbiol Biotechnol.* 53(5): 495-508.
- Bell DR dan Rossman GR. 1992. Water in earth's mantle: the role of nominally anhydrous minerals. *Science.* 255(5050):1391-1397.
- Chen YY, Duval T, Hung UD, Yeh JW, Shih HC. 2005. Microstructure and electrochemical properties of high entropy alloys—a comparison with type-304 stainless steel. *Corros Sci.* 47(9): 2257–2279.
- Darnet M, Maineult A, dan Marquis G. 2004. On the origins of self-potential (SP) anomalies induced by water injections into geothermal reservoirs. *Geophys Res Let.* 31(19). doi: 10.1029/2004GL020922
- Elraies KA, Tana IM, Awanga M, Saaida I. 2010. The synthesis and performance of sodium methyl ester sulfonate for enhanced oil recovery. *Petrol Sci Technol.* 28(17): 1799-1806.
- Fontana MG. 1986. *Corrosion Engineering*. New York: McGraw Hill.
- Gozalpour F, Ren SR, dan Tohidi B. 2005. CO₂ EOR and Storage in oil reservoir. *Oil & Gas Sci Technol Rev.* 60 (3): 537-546
- Hackley VA dan Ferraris CF. 2001. *The Use of Nomenclature in Dispersion Science and Technology*. National Institute of Standards and Technology: Special Publication 960-3. U.S. Government Printing Office, Washington www.nist.gov/public_affairs/practiceguidesember/SP960-3.pdf [27 Oktober 2013].
- Halimatuddahlia. 2003. Pencegahan Korosi dan Scale Pada Proses Produksi Minyak Bumi, Teknik Kimia USU, <http://library.usu.ac.id/download/ft/tkimia-halima.pdf> [18 Maret 2008].
- Herbert U. 2000. *Corrosion Handbook*. New York: John Wiley and Sons.
- Houston SJ, Yardley BWD, Smalley PC, Collins I. 2007. Rapid fluid-rock interaction in oilfield reservoirs. *Geology.* 35(12):1143-1146.
- Jones DM, Head IM, Gray ND, Adams JJ, Rowan AK, Aitken CM, Bennett B, Huang H, Brown A, Bowler BFJ, Oldenburg T, Erdmann M, Larter SR. 2008. Crude-oil biodegradation via methanogenesis in subsurface petroleum reservoirs. *Nature.* 451: 176-180.
- Kermani MB dan Morshed A. 2003. Carbon dioxide corrosion in oil and gas production—A compendium. *Corrosion* 59(8): 659-683.
- Ketaren S. 2005. *Pengantar Teknologi Minyak Lemak*. Jakarta: UI-Press.
- Lake LW. 1989. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs: Prentice Hall.
- Levitt D, Jackson A, Heinson C, Britton LN, Malik T, Dwarakanath V, Pope GA. 2009. Identification and evaluation of high-performance EOR surfactants. *Reserv Environ & Eng.* 12(2): 243 - 253.
- Lewan MD. 1997. Experiments on the role of water in petroleum formation. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 61(17): 3691–3723.

- Li CX dan Bell T. 2004. Corrosion properties of active screen plasma nitrided 316 austenitic stainless steel. *Corros Sci.* 46(6): 1527–1547.
- Liu R dan Li DY. 2000. Experimental studies on tribological properties of pseudoelastic TiNi alloy with comparison to stainless steel 304. *Metallur Mat Trans. A* 31(11): 2773-2783.
- Liua Q, Donga M, Maa S, Tub Y. 2007. Surfactant enhanced alkaline flooding for Western Canadian heavy oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochem Eng Aspects.* 293(1–3): 63–71.
- Lukovits I, Kálmán E, dan Zucchi F. 2001. Corrosion inhibitors—correlation between electronic structure and efficiency. *Corros.* 57(1): 3-8.
- Maag H. 1984. Fatty acid derivatives: Important surfactants for household, cosmetic and industrial purposes. *J Am Oil Chem Soc.* 61(2): 259-267.
- MacArthur BW, Brooks B, Sheats WB, Foster NC. 2002. Meeting the challenge of methylester sulfonation. *The Chemiton Corporation* [E-Jurnal]. [diacu 2013 Agustus 15] tersedia dari: http://www.chemiton.com/papers_brochures/Meeting_the_Challenge.doc. pdf.
- Matheson KL. 1996. *Surfactant Raw Materials : Classification, Synthesis, and Uses in Soap and Detergents : A Theoretical and Practical Review.* Spitz, L. (Ed). Illinois: AOCSS Press. Champaign.
- Nie X, Meletis EI, Jiang JC, Leyland A, Yerokhin AL, Matthews A. 2002. Abrasive wear/corrosion properties and TEM analysis of Al₂O₃ coatings fabricated using plasma electrolysis. *Surface Coat Technol.* 149(2–3): 245–251.
- Nugroho D. 2007. *Klasifikasi stainless steel* [Internet]. [diacu 2013 Juni 10] tersedia dari: http://www.tasteel.com/klasifikasi_stainless.htm.
- Paria S. 2008. Surfactant-enhanced remediation of organic contaminated soil and water. *Adv in Colloid and Interface Sci.* 138(1): 24–58.
- Parker ME, Meyer JP, Meadows, SR. 2008. Carbon dioxide enhanced oil recovery injection operations technologies (Poster Presentation). *Proceedings of the 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-9)*, 16–20 November 2008, Washington DC, USA
- Particle Engineering Research Center. 2005. *Surfactants*. Univ of Florida [Internet]. tersedia dari: www.unmc.edu/pharmacy/wwwcourse/p_surfactants_00_files/p_surfactant_s.ppt . [20 Agustus 2013].
- Popova A, Sokolova E, Raicheva S, Christov M. 2003. AC and DC study of the temperature effect on mild steel corrosion in acid media in the presence of benzimidazole derivatives. *Corros Sci.* 45(1): 33–58.
- Priyantha N, Jayaweera P, Macdonald DD, Sun A. 2004. An electrochemical impedance study of Alloy 22 in NaCl brine at elevated temperature I. Corrosion behavior. *J Electroanal Chem.* 572(2): 409–419.
- Roberts DW. 2001. *Manufacture of Anionic Surfactants*. Di dalam Gunstone FD dan Hamilton RJ (eds.), *Oleochemical Manufacture and Applications*. Sheffi eld Academic Press, Sheffi eld, U.K. P55–73.
- Ronalds BF. 2005. Applicability ranges for offshore oil and gas production facilities. *Marine Struc.* 18(3): 251–263.
- Salager JL. 2002. *Surfactants types and uses* [Internet]. tersedia dari: <http://www.firp.ula.ve/> [2013 Agustus 20].
- Samimi A, Bagheri A, Dokhani S, Azizkhani S, and Godini E. 2013. Calculation of corrosion in oil and gas refinery with EOR method. *Intl J Inno Appl Stud.* 3(4):1086-1093.
- Schramm LL. 2000. *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. United Kingdom: Cambridge University Press. [Internet]. tersedia dari: <http://assets.cambridge.org/052164/0679/sample/0521640679wsc00.pdf> [diacu 2013 Oktober 30].
- Sen R. 2008. Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR. *Prog in Ener Combustion Sci.* 34(6): 714–724.
- Song G, Atrens A, Wu X, Zhang B. 1998. Corrosion behaviour of AZ21, AZ501 and AZ91 in sodium chloride. *Corros Sci.* 40(10): 769–1791.
- Stein W dan Baumann H. 1975. α -Sulfonated fatty acids and esters: Manufacturing process, properties, and applications. *J Am Oil Chem Soc.* 52(9): 323-329.
- Sugihardjo. 2002. Formulasi optimum campuran surfaktan, air, dan minyak. *Lembaran Publikasi Lemigas* 36(3): 37-42.
- Surdia T. 2000. *Pengetahuan Bahan Teknik*. Jakarta: Pradnya Paramita.
- Szkalos P, Pettersson R, dan Hertzman S. 2002. An active corrosion mechanism for metal dusting on 304L stainless steel. *Corrosion Sci.* 44(10): 2253–2270.
- Taber JJ, Martin FD, dan Seright RS. 1997. *EOR Screening Criteria Revisited*. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma. USA.
- Tan Y. 1998. monitoring localized corrosion processes and estimating localized

- corrosion rates using a wire-beam electrode. *Corrosion* 54(5): 403-413.
- Terry RE. 2001. Enhanced Oil Recovery. Di Dalam Meyers RA (ed.), *Encyclopedia of Physical Science and Technology*. 3rd ed. London: Academic Press.
- Tiehm A. 1994. Degradation of polycyclic aromatic hydrocarbons in the presence of synthetic surfactants. *Appl Environ Microbiol.* 60(1): 258-263.
- Wang H, Tang H, Wilson J, Salley SO, Simon Ng KY. 2008. Total acid number determination of biodiesel and biodiesel blends. *J Am Oil Chem Soc.* 85:1083–1086.
- Watkins C. 2001. All Eyes are on Texas. *Inform.* 12: 1502-1509.
- Zhao WM, Wang Y, Dong LX, Wu KY, Xue J. 2005. Corrosion mechanism of NiCrBSi coatings deposited by HVOF. *Surf and Coatings Technol.* 190(2–3): 293–298.