

KINERJA INJEKSI SURFAKTAN SULFONAT ALKIL ESTER (SAE) PADA SALINITAS OPTIMUM MENGGUNAKAN BATUAN BEREA

Rika Rahmani¹, Taufan Marhaendrajana²

Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Bengkalis, Jln Sungai Alam, Bengkalis, 28712
Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung

Email: rikarahmani@polbeng.ac.id tmarhaendrajana@tm.itb.ac.id

Abstrak

Surfaktan sulfonat alkil ester (SAE) merupakan surfaktan baru yang dikembangkan untuk meningkatkan perolehan minyak. Surfaktan ini bersifat amfoterik berdasarkan muatan dari bagian kepalanya. Pada penelitian sebelumnya telah dilakukan uji kompatibilitas surfaktan sulfonat alkil ester (SAE) pada kedua karakteristik minyak ringan dan berat untuk menurunkan tegangan antar muka dalam berbagai salinitas *brine* dan variasi ion monovalen dan divalen. Dari penelitian tersebut diperoleh salinitas optimum dengan konsentrasi surfaktan sulfonat alkil ester 0,4% pada minyak ringan. Penelitian ini merupakan penelitian lanjutan yang dilakukan untuk mengetahui kinerja dari surfaktan sulfonat alkil ester pada konsentrasi 0,4% terhadap batuan *core* Berea dengan berbagai bentuk skenario *core flooding* menggunakan salinitas optimum 75.000 ppm yang telah diperoleh. Selain itu juga untuk mengetahui pengaruh sekuen injeksi dalam hal salinitas optimum surfaktan lebih tinggi dari salinitas air formasi, dengan membandingkan metode gradien salinitas negatif (Nelson) dan gradien salinitas optimum (Sheng). Hasil *recovery factor* terbaik yang diperoleh dari penelitian ini adalah dengan menggunakan metode gradien salinitas optimum, yaitu 12,12% setelah injeksi surfaktan SAE 0,4% pada salinitas optimum 75.000 ppm.

Kata Kunci: surfaktan, sulfonat alkil ester, salinitas optimum, *coreflooding*, faktor perolehan minyak (RF)

Abstract

Alkyl ester sulfonate surfactants (SAE) is a new surfactants for enhanced oil recovery. These surfactants are amphoteric by the charge of the head. In the previous study has tested the compatibility of the alkyl ester sulfonate surfactant (SAE) on both the characteristics of light and heavy oil to minimize the interfacial tension in a range of brine salinity and variations of monovalent and divalent ions. These studies obtained the optimum salinity by alkyl ester sulfonate surfactant concentration of 0.4% on light oil. These studies are advance research to determine performance of the alkyl ester sulfonate surfactant 0.4% at optimum salinity of 75,000 ppm against Berea rock cores with different coreflooding scenarios. It is also to determine the effect of injection sequences in terms of optimum surfactant salinity higher than the formation water salinity, by comparing the negative salinity gradient method (Nelson) and the optimum salinity gradient (Sheng). The best recovery factor results from these studies is used the optimum salinity gradient method, which is 12.12% after surfactant SAE 0,4% at optimum salinity 75.000 ppm injection.

Keywords: surfactant, sulfonat alkil ester, optimum salinity, *coreflooding*, oil recovery factor (RF)

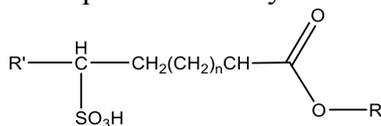
1. PENDAHULUAN

Surfaktan sulfonat alkil ester (SAE) merupakan surfaktan amfoterik yang baru dikembangkan untuk meningkatkan perolehan minyak. Surfaktan sulfonataalkil ester (SAE) memiliki struktur kimia yang unik dengan menggabungkan kelompok ester (nonionik) dan kelompok sulfonat (ion) dalam satu senyawa. Dengan menggabungkan dua kelompok kimia ini, alkil ester sulfonat akan memiliki bagian kepala yang dapat bertindak sebagai bagian hidrofilik dan bagian yang melekat pada sisi (cabang) bagian ekor hidrofobik yang juga dapat bertindak sebagai kelompok kepala hidrofilik. Surfaktan sulfonat

alkil ester memiliki struktur kimia yang berbeda dari surfaktan sulfonat umum yaitu metil ester sulfonat (MES). Tidak seperti sulfonat lainnya surfaktan yang biasanya menggunakan alkil atau aril sebagai rantai samping dan menggunakan kelompok sulfonat sebagai kelompok hidrofilik, kelompok sulfonat surfaktan SAE digunakan sebagai rantai samping.

Pada penelitian sebelumnya [1], telah dilakukan uji kompatibilitas surfaktan sulfonat alkil ester (SAE) pada kedua karakteristik minyak ringan dan berat untuk menurunkan tegangan antar muka dalam berbagai salinitas *brine* dan variasi ion monovalen dan divalen. Dari penelitian tersebut, surfaktan sulfonat

alkil ester memberikan kinerja yang baik pada kedua kelarutan dan pengukuran tegangan antar muka dengan menggunakan sampel minyak ringan dan berat. Surfaktan sulfonat alkil ester bekerja dengan baik dalam salinitas tinggi ion monovalen dan memberikan tegangan antar muka yang rendah. Hasil yang lebih baik diberikan oleh surfaktan sulfonat alkil ester saat diuji menggunakan sampel minyak berat. Memberikan kisaran konsentrasi surfaktan lebih luas dan ion monovalen memberikan nilai tegangan antar muka yang rendah. Penelitian terhadap surfaktan sulfonat alkil ester masih perlu dikembangkan untuk mengetahui kinerja yang dimiliki oleh surfaktan tersebut, sehingga dapat diterapkan secara optimal dalam aplikasinya untuk meningkatkan perolehan minyak.



Gambar 1. Struktur molekul surfaktan sulfonat alkil ester [1]

Penelitian ini bertujuan untuk:

1. Mengetahui kinerja surfaktan Sulfonat Alkyl Ester (SAE) untuk meningkatkan perolehan minyak dalam proses *coreflooding* pada *core* Berea.
2. Mengetahui pengaruh sekuen injeksi dalam hal salinitas optimum surfaktan lebih tinggi dari salinitas air formasi, dengan membandingkan metode gradien salinitas negatif (Nelson) dan *optimum salinity gradient* (Sheng).

2. METODE

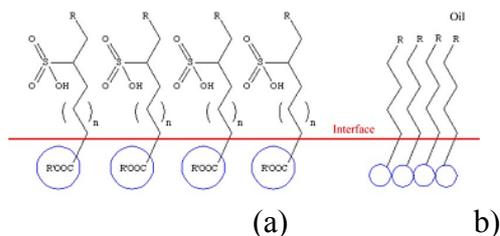
2.1 Surfaktan Sulfonat Alkyl Ester (SAE)

Injeksi surfaktan digunakan untuk memobilisasi minyak yang terperangkap di dalam reservoir. Cara ini membantu untuk mengurangi sisa minyak dengan menurunkan IFT antara minyak-air dan menghasilkan peningkatan bilangan kapiler. Injeksi surfaktan juga membantu meningkatkan perolehan

minyak dengan mengubah *wettability* batuan reservoir[3][4][5]. Surfaktan yang paling umum digunakan dalam injeksi surfaktan adalah hidrokarbon sulfonat. Ada beberapa surfaktan sulfonat yang sedang dikembangkan atau telah diterapkan untuk tujuan meningkatkan perolehan minyak, seperti alkil sulfonat, alkylaryl sulfonat, olefin sulfonat, arylalkyl sulfonat dan sulfonat metil ester[5]. Surfaktan berbasis sulfonat memiliki berbagai keuntungan dalam penerapannya, seperti kelarutan yang baik dalam air dapat digunakan dalam larutan asam [6] dan stabilitas yang baik dalam kondisi suhu tinggi[7]. Namun, surfaktan berbasis sulfonat memiliki nilai CMC (*Critical Micelle Concentration*) tinggi dan daya tahan rendah ketika melewati salinitas tinggi, terutama dengan adanya ion divalen [7].

Dalam penelitian sebelumnya [1], melakukan penelitian untuk menganalisis suatu surfaktan sulfonat, yang disebut sulfonat alkil ester (SAE). Surfaktan sulfonataalkil ester (SAE) memiliki struktur kimia unik dengan menggabungkan kelompok ester (nonionik) dan kelompok sulfonat (ion) dalam satu senyawa. Dengan menggabungkan dua kelompok kimia ini, alkil ester sulfonat akan memiliki bagian kepala yang dapat bertindak sebagai bagian hidrofilik dan bagian yang melekat pada sisi (cabang) bagian ekor yang bersifat hidrofobik yang juga dapat bertindak sebagai kelompok kepala hidrofilik. Sulfonat lainnya surfaktan yang biasanya menggunakan alkil atau aril sebagai rantai samping dan menggunakan kelompok sulfonat sebagai kelompok hidrofilik, kelompok sulfonat pada surfaktan SAE digunakan sebagai rantai samping. Kelompok sulfonat dalam surfaktan ini tidak terikat dengan karbon dekat gugus fungsional seperti metil estersulfonat (MES). Dalam surfaktan MES, kelompok sulfonat bertindak sebagai bagian dari kepala kelompok hidrofilik dan itu membuat MES menjadi surfaktan anionik. Pada surfaktan sulfonat alkil ester (SAE), kelompok sulfonat tidak bertindak sebagai kelompok kepala tetapi sebagai cabang (Gambar1).

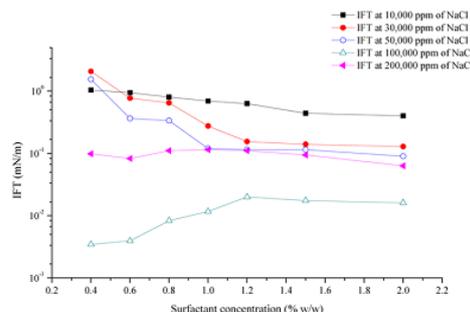
Menggunakan kelompok sisi (cabang) di kelompok hidrofobik, surfaktan akan memiliki efek *wetting* (penetrasi) yang lebih baik dari kelompok-kelompok hidrofobik tanpa rantai samping [7]. Melampirkan kelompok sulfonat sebagai cabang atau kelompok sisi, molekul surfaktan sulfonat alkil ester akan memiliki cakupan daerah permukaan yang lebih luas. Hal ini karena struktur molekul SAE besar, sehingga membuat area yang luas antara molekul itu sendiri dan akan membuat interaksi pada air dan minyak pada antar muka-nya menjadi lebih efektif. Hal ini dapat dilihat pada Gambar2a, molekul surfaktan sulfonat alkil ester memiliki ruang yang lebih luas antara mereka dari surfaktan tanpa cabang (Gambar2b)[1].



Gambar 2. Sketsa susunan molekul surfaktan sulfonat alkil ester dan molekul surfaktan tidak bercabang (b) pada antarmuka minyak dan air[1].

Di sisi lain, surfaktan dari kelompok ester memiliki ketahanan yang baik terhadap ion divalen tidak seperti kelompok sulfonat dan kelompok ester memiliki CMC rendah. Dengan menggabungkan keunggulan dari kedua kelompok surfaktan ini sulfonat dan ester, surfaktan sulfonat alkil ester (SAE) bekerja dengan baik pada berbagai jenis minyak (minyak ringan hingga berat) dan dalam kisaran cukup lebar dari salinitas yang mengandung ion monovalen dan divalen. Keberadaan ion divalen sangat mempengaruhi kelarutan surfaktan dalam air dan juga pengukuran parameter lain. Oleh karena itu penting jika surfaktan dapat bekerja dengan baik meskipun dengan adanya ion divalen. Bahkan dalam konsentrasi rendah surfaktan SAE, masih dapat larut dalam kisaran konsentrasi natrium klorida dan kalsium

klorida cukup lebar. Tapi meskipun surfaktan sulfonat alkil ester dapat larut dengan baik dalam sistem larutan dengan konsentrasi tinggi natrium klorida dan kalsium klorida, ada peningkatan yang signifikan dalam hasil pengukuran IFT dengan menggunakan sampel minyak ringan [1].



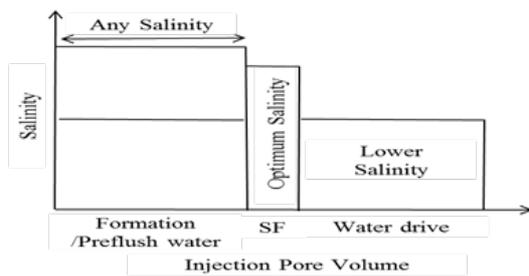
Gambar 3. Data pengukuran tegangan antarmuka berbagai konsentrasi sulfonat alkil ester yang dilarutkan dalam berbagai konsentrasi NaCl yang diterapkan pada sampel minyak ringan[1].

Pada pengukuran tegangan antar muka dengan minyak ringan, surfaktan SAE menunjukkan tegangan antar muka yang lebih rendah dalam konsentrasi tinggi natrium klorida. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 3 bahwa surfaktan sulfonat alkil ester mencapai tegangan antar muka rendah ($\approx 10^{-3}$ mN/m) pada salinitas natrium klorida 100.000 ppm. Pada salinitas yang lebih rendah, sulfonat alkil ester kelompok hidrofilik memiliki interaksi kuat dengan air dari interaksi antara natrium klorida dengan air. Interaksi kelompok hidrofobik sulfonat alkil ester dengan minyak juga tidak bisa menyeimbangkan interaksi hidrofilik dengan air. Sebagai hasil, tegangan antar muka surfaktan ini pada salinitas rendah tidak bisa mencapai tegangan antar muka yang rendah[1].

2.2 Gradien Salinitas

Injeksi surfaktan, diyakini memerlukan gradien salinitas yang bernilai negatif. Gradien salinitas negatif berarti salinitas slug air *pre-flush*, slug surfaktan, dan slug *pasca-flush* (larutan polimer dan/atau *water drive*) berada

di *descen dingorder*. Gradien salinitas negatif diusulkan berdasarkan pada hubungan bahwa salinitas optimum menurun sebagaimana menurunnya konsentrasi surfaktan [8]. Karena adsorpsi dan retensi surfaktan, konsentrasi surfaktan akan menurun seiring dengan larutan surfaktan yang bergerak maju ke depan. Jika salinitas optimum menurun terhadap konsentrasi surfaktan, maka salinitas optimum juga menurun sebagaimana pergerakan larutan surfaktan maju ke depan. Dengan demikian, penurunan salinitas akan konsisten dengan penurunan salinitas optimum sehingga salinitas optimum dipertahankan sebagaimana larutan surfaktan bergerak. Satu masalah untuk membentuk slug salinitas tinggi menjelang slug surfaktan adalah bahwa slug air *pra-flush* dari konsentrasi garam yang tinggi perlu diinjeksikan dalam reservoir yang salinitas awal rendah. Hal ini akan mengakibatkan biaya tambahan untuk proyek tersebut.



Gambar 4. Skema profil gradien salinitas negatif [8]

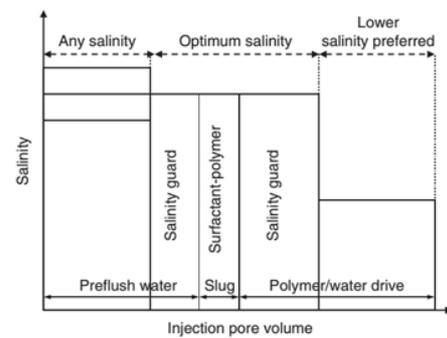
Gradien salinitas negatif tidak diperlukan[5]. Diajuga mengusulkan profil salinitas optimum yang memiliki karakteristik sebagai berikut:

1. Salinitas optimum dalam jenis fasa optimal sesuai dengan perolehan minyak tertinggi, belum tentu dalam mikroemulsi tipe III.
2. Salinitas optimum harus digunakan dalam slug surfaktan.
3. Dua slug penjaga dengan salinitas optimum yang sama ditempatkan

segera sebelum dan setelah slug surfaktan. Salinitas optimum dalam slug penjaga sebelum slug polimer-surfaktan lebih disukai tetapi tidak wajib.

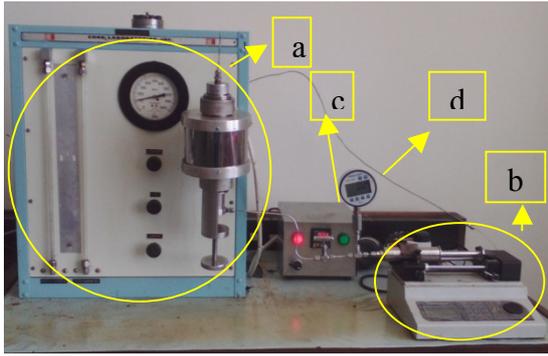
4. Salinitas di *post-flush* harus berada di bawah salinitas rendah terikat tipe III.

Hasil simulasinya menunjukkan bahwa profil salinitas optimum selalu dapat menyebabkan perolehan minyak tertinggi dibandingkan denganskema salinitas yang berbeda, terutama yang lebih tinggi daripada yang sesuai dengan gradien salinitas negatif (12,3% lebih tinggi dalam hasil simulasi).



Gambar 5. Skema profil salinitas optimum [5]

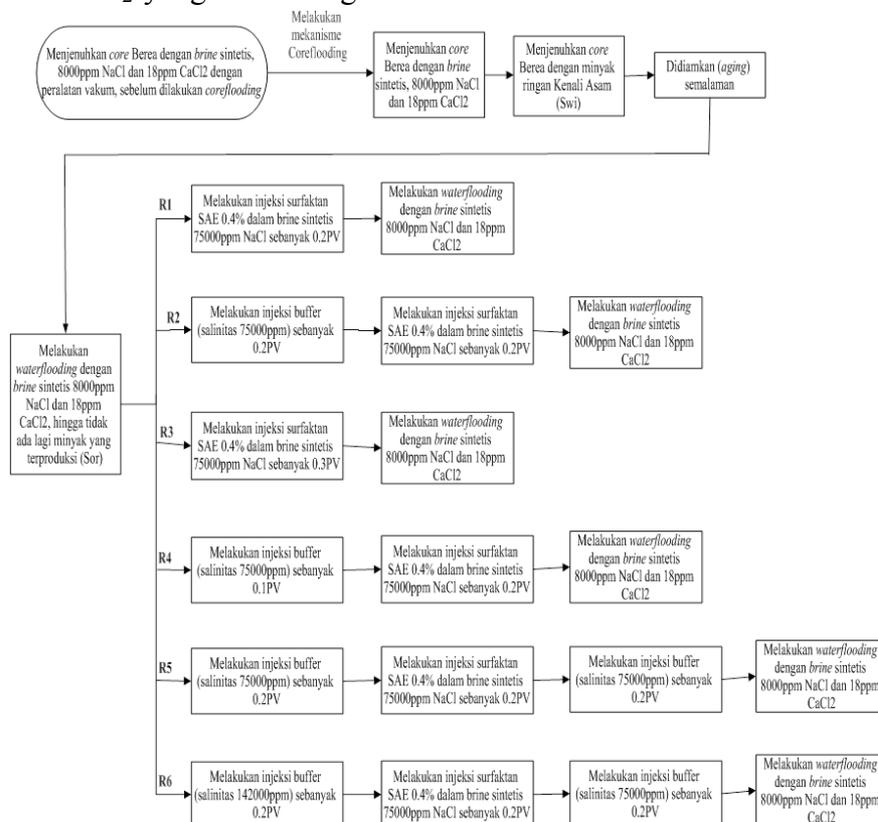
Penelitian ini menggunakan metode *coreflooding* dengan memvariasikan skenario penginjeksian yang dilakukan menggunakan sampel batuan Berea (*core Berea sandstone*). Alat yang digunakan untuk melakukan proses *coreflooding* ini seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6. Ketika saturasi air formasi, *waterflooding*, injeksi *buffer* maupun surfaktan dilakukan, cairan injeksi melalui pompa akan masuk ke *core holder* dari bawah ke atas. Sementara ketika saturasi *core* dengan minyak dilakukan, injeksi akan berjalan sebaliknya, yakni dari atas ke bawah.



Gambar 6. Peralatan coreflooding

Keterangan gambar,
a. Hassler Core Holder, b. Pompa Syringe Injeksi (Injection Syringe Pump), c. Pengatur Suhu (Temperature Controller), d. Indikator tekanan (Pressure Gauge). Merujuk pada penelitian sebelumnya maka digunakan sampel minyak yang sama, yaitu sampel minyak ringan dari lapangan X dan brine sintetik. Untuk saturasi air formasi digunakan brine sintetik dengan konsentrasi 8000 ppm NaCl dan 18 ppm CaCl₂. Kosentrasi brine sintetik pada saturasi air formasi ini menggunakan kosentrasi NaCl dan CaCl₂ yang sama dengan

kosentrasi brine lapangan X. Pada saat waterflooding juga menggunakan brine sintetik dengan konsentrasi yang sama seperti pada saat saturasi air formasi. Injeksi surfaktan menggunakan surfaktan sulfonat alkil ester (SAE) pada salinitas optimumnya (75000 ppm NaCl) dengan konsentrasi surfaktan 0,4%. Surfaktan sulfonat alkil ester ini telah disintesis dan dikarakterisasi di Bioorganik dan Organik Sintesis Program Studi Laboratorium-Kimia, Institut Teknologi Bandung. Selain itu, pada beberapa skenario coreflooding menggunakan buffer. Buffer yang digunakan merupakan brine sintetik pada salinitas optimum yaitu 75.000 ppm NaCl. Salah satu skenario lainnya ada yang menggunakan buffer dengan konsentrasi 142.000 ppm NaCl. Penelitian coreflooding ini menggunakan core Berea yang merupakan core batu pasir. Adapun prosedur yang digunakan dalam skenario coreflooding dari penelitian ini ditunjukkan pada Gambar 7.



Gambar 7. Flow chart Coreflooding

Skenario penginjeksian awal dari keenam skenario ini sama yaitu:

a. Saturasi air formasi

Sebelum melakukan saturasi air formasi, pertama *core* ditimbang terlebih dahulu untuk mendapatkan berat kering. Setelah itu baru dilakukan saturasi menggunakan *brine* sintetik dengan konsentrasi 8000 ppm NaCl dan 18 ppm CaCl₂ dengan menggunakan peralatan vakum. Setelah itu *core* tersebut di saturasi kembali dengan *brine* pada konsentrasi yang sama dengan menggunakan peralatan *coreflooding* agar bisa dihitung permeabilitas absolutnya pada suhu 68°C dengan laju alir kontinyu 0,3 ml/menit hingga *core* benar-benar jenuh yang ditandai dengan stabilnya nilai tekanan inlet yang terbaca pada indikator tekanan. Kemudian *core* ditimbang untuk mendapatkan berat basah setelah saturasi *brine*. Dari selisih berat kering dan basah ini bisa ditentukan *pore volume*-nya dengan menggunakan persamaan:

$$PV = \frac{\text{berat core basah} - \text{berat core kering}}{\text{densitas air formasi}} \quad (1)$$

Setelah memperoleh nilai *pore volume* maka dapat dihitung porositasnya dengan persamaan berikut:

$$\phi = \frac{\text{Pore Volume (PV)}}{\text{Volume Bulk (V}_b\text{)}} \times 100 \% \quad (2)$$

Untuk menentukan permeabilitas absolut bisa menggunakan persamaan Darcy,

$$k = \frac{Q\mu L}{A \Delta P} \quad (3)$$

Dimana:

- Q = Debit, cm³/sec;
- A = Luas area *core*, cm²;
- ΔP = Perbedaan tekanan, atm;
- μ = Viscositas fluida, cp;
- L = Panjang *core*, cm;
- K = Permeabilitas, Darcy

b. Saturasi Minyak (S_{oi})

Setelah *core* telah 100% jenuh oleh *brine* sintetik / *connate water*, percobaan kemudian dilanjutkan dengan saturasi menggunakan minyak ringan Lapangan X untuk menentukan saturasi *water* inisial, S_{wi}. Proses ini dilakukan pada temperatur 68°C dan laju alir kontinyu 0,3 ml/menit. Air yang keluar ditampung dalam wadah tampungan kemudian dicatat. Dari jumlah volume air yang keluar, maka dapat dihitung saturasi awal minyak dan air didalam *core* dengan menggunakan persamaan berikut:

$$S_{oi} = \frac{PV - V_{\text{water out}}}{PV} \times 100\% \quad (4)$$

$$S_{wi} = 100 - S_{oi} \quad (5)$$

Dimana:

S_{oi} = Saturasi awal minyak, fraksi;

S_{wi} = Saturasi awal air, fraksi

Setelah itu *core* di *aging* selama semalam lebih kurang 12-18 jam.

c. *Waterflooding*

Setelah *core* di *aging*, dilakukan *water flooding* dengan menggunakan *brine* sintetik dengan konsentrasi yang sama dengan konsentrasi saturasi air formasi yaitu 8000 ppm NaCl dan 18 ppm CaCl₂. *Water flooding* dilakukan hingga tidak ada lagi minyak yang terproduksi sekitar lebih kurang 7PV. Volume minyak yang tertampung / terproduksi dari *water flooding* dicatat. Perolehan minyak atau *oil recovery* dihitung berdasarkan data tersebut. *Oil recovery* umumnya disajikan dalam bentuk fraksi dari *Original Oil in Place (OOIP)* dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (6) dan persamaan (7), yaitu:

$$RF = \frac{V_{\text{oil out}}}{OOIP} \quad (6)$$

$$OOIP = \phi V_b(1 - S_{wi}) = V_p(1 - S_{wi}) = V_p S_{oi}(7)$$

Dimana:

RF = *Recovery Factor*; S_{oi} = Saturasi awal minyak, fraksi; S_{wi} = Saturasi awal air, fraksi; V_p = *Pore volume*, cm^3

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Karakteristik Minyak Ringan Lapangan X Dan Brine Sintetik

Tabel 1. Karakteristik minyak di Lapangan X (OGRINDO, 2012)

Karakteristik Minyak	Lapangan X
SARA	
<i>Saturated</i> , %	61,22
<i>Aromatics</i> , %	33,12
<i>Resins</i> , %	4,82
<i>Asphaltene</i> , %	0,84
EACN (<i>Equivalent Alkane Carbon Number</i>)	8,67
TAN (<i>Total Acid Number</i>), mg KOH/g	0,1986
Viskositas, cp	0,9
<i>API Gravity</i>	42,2

3.2 Pengukuran IFT

Sebelum melakukan serangkaian percobaan *core flooding* maka dilakukan validasi IFT terhadap surfaktan SAE yang digunakan. Pada penelitian sebelumnya telah diperoleh nilai IFT terendah $\cong 10^{-3}$ dyne/cm untuk minyak ringan pada konsentrasi SAE 0,4% dengan salinitas optimum 100.000 ppm. Oleh karena itu dilakukan pengukuran ulang pada surfaktan SAE dikonsentrasi 0,4% tersebut dan diperoleh nilai IFT terendah $\cong 10^{-3}$ dyne/cm untuk minyak ringan dengan salinitas optimumnya 75.000 ppm.

3.3 Pengukuran Sudut Kontak

Pada penelitian ini dilakukan pengukuran sudut kontak untuk melihat sifat kebasahan dari sistem permukaan padatan oleh suatu cairan/liquid. Metode yang digunakan untuk mengukur sudut kontak ini bersifat statis

dengan menggunakan peralatan *Pendant Drop Tensiometer*. Pengujian dilakukan dengan cara liquid yang akan diuji diteteskan ke atas permukaan padatan dibawahnya menggunakan *micro-syringe*, kemudian gambar dari tetesan tersebut direkam. Tabel 2 menunjukkan hasil pengukuran sudut kontak dari beberapa liquid yang digunakan pada penelitian ini. Tabel 2 bisa dilihat bahwa nilai sudut kontak minyak Lapangan X terhadap batuan *core* Berea lebih kecil dari sudut kontak *brine* terhadap batuan *core* Berea. Hal ini menjelaskan bahwa sistem bersifat *oil-wet*.

Tabel 2. Hasil pengukuran sudut kontak fluida terhadap batuan *core* Berea

Sampel	θ , derajat
Minyak Lapangan X-Berea	18,56
<i>Brine</i> 8.000 ppm-Berea	68,07
<i>Brine</i> 75.000 ppm-Berea	61,4
SAE 0,4%-Berea	64,83

3.4 Pengukuran Viskositas

Pada penelitian ini juga dilakukan pengukuran viskositas terhadap minyak dan *brine* yang digunakan. Disamping itu juga dilakukan pengukuran viskositas campuran, baik antara minyak dan *brine*, juga minyak dan larutan surfaktan yang terlarut didalam *brine*. Hasil pengukuran ini ditunjukkan pada Tabel 3. Disini dapat dilihat bahwa nilai viskositas campuran baik minyak dan *brine* maupun minyak dan surfaktan tidak memiliki nilai yang jauh berbeda dengan kata lain tidak terjadi perubahan viskositas yang signifikan sehingga tidak mempengaruhi tekanan pompa pada saat dilakukan injeksi. Hal ini dapat dilihat dari hasil *coreflooding* kurva *pressure drop* terhadap PV injeksi dari masing-masing skenario yang akan dibahas pada pembahasan *coreflooding*.

Tabel 3. Hasil pengukuran viskositas

Sampel	Viskositas (cp) (°68)
Brine 8000ppm	0,463
Minyak Lapangan X	0,9
Minyak Lapangan X + Brine 8.000 ppm	0,756
Minyak Lapangan X + Brine 75.000 ppm + SAE 0,4%	0,6

3.5 Perhitungan Pore Volume, Permeabilitas Absolut dan Porositas

Berdasarkan prosedur penelitian, maka dapat dihitung *pore volume*, permeabilitas absolut, dan porositas. Hasil perhitungan ditunjukkan pada Tabel 4 berikut ini.

Tabel 4. Hasil perhitungan *pore volume*, permeabilitas dan porositas

Core ID	Digunakan pada	Pore Volume (PV)	Φ (%)	k (mD)
R1	Skenario1	2,11	16,14	26,719
R2	Skenario2	2,25	16,88	27,167
R3	Skenario3	2,13	15,70	28,489
R4	Skenario4	2,25	17,09	27,080
R5	Skenario5	2,20	15,94	28,456
R6	Skenario6	2,17	15,83	28,347

3.6 Core flooding Test

Core flooding test merupakan metode penginjeksian fluida kedalam *reservoir* dengan memperhatikan sifat batuan *reservoir*. Sebelum *coreflooding test* ini dilakukan, terlebih dahulu *core* disaturasi dengan *brine* sintetik dengan konsentrasi 8.000 ppm NaCl dan 18 ppm CaCl₂ dengan menggunakan peralatan vakum. Setelah memastikan bahwa keseluruhan *core* telah tersaturasi dengan *brine* (semua permukaan *core* terendam oleh *brine*), barulah dilakukan *coreflooding test*. *Coreflooding test* dilakukan dengan enam skenario injeksi menggunakan peralatan *coreflooding Hassler Core Holder*. *Coreflooding test* ini diatur pada suhu 68°C dengan laju alir kontinyu 0,3 ml/menit mulai dari awal *coreflooding* hingga selesai

keseluruhan dari masing-masing skenario dilakukan.

Untuk setiap skenario injeksi, *coreflooding test* dimulai dengan saturasi *brine* kembali dengan konsentrasi *brine* 8.000 ppm NaCl dan 18 ppm CaCl₂ yang merupakan konsentrasi yang sama dengan konsentrasi *brine* pada saat di vakum. Saturasi dengan *brine* pada konsentrasi yang sama dengan konsentrasi pada saat vakum ini dilakukan agar bisa dihitung nilai permeabilitas absolutnya. *Core* disaturasi dengan *brine* hingga *core* benar-benar jenuh yang ditandai dengan stabilnya nilai tekanan inlet yang terbaca pada indikator tekanan. Kemudian *core* ditimbang untuk mendapatkan berat basah setelah saturasi *brine*. Dari selisih berat pada saat *core* kering dan basah ini bisa ditentukan *pore volume*-nya. Hasil perhitungan *pore volume*, porositas, dan permeabilitas absolut telah disajikan pada Tabel 5.

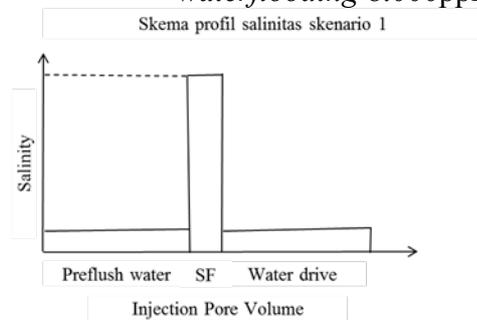
Setelah *core* 100% jenuh oleh *brine*, percobaan kemudian dilanjutkan dengan saturasi menggunakan minyak ringan Lapangan X untuk menentukan saturasi *water* inisial, S_{wi} . Air yang keluar ditampung dalam wadah tampungan kemudian dicatat. Jumlah volume air yang keluar, maka dapat dihitung saturasi awal minyak. Hasil perhitungan saturasi *water* inisial dan saturasi *oil* inisial disajikan pada Tabel 5. Setelah itu *core* di *aging* selama semalaman lebih kurang 12-18 jam. Setelah *core* di *aging*, dilakukan *water flooding* dengan menggunakan *brine* sintetik dengan konsentrasi yang sama dengan konsentrasi saturasi air formasi yaitu 8000 ppm NaCl dan 18 ppm CaCl₂. *Water flooding* dilakukan hingga tidak ada lagi minyak yang terproduksi sekitar lebih kurang 7PV. Volume minyak yang tertampung/terproduksi dari *water flooding* dicatat. Perhitungan *recovery factor* dilakukan berdasarkan skenario dari masing-masing skenario injeksi. Setelah dilakukan *water flooding*, selanjutnya setiap *core* mengikuti skenario yang diuraikan dibawah ini.

Tabel 5 Hasil Perhitungan S_{oi} dan S_{wi} masing-masing skenario injeksi

Skenario	S_{oi} (%)	S_{wi} (%)
1	28.93	71.07
2	42.27	57.73
3	29.56	70.44
4	42.22	57.78
5	54.46	45.54
6	44.78	55.22

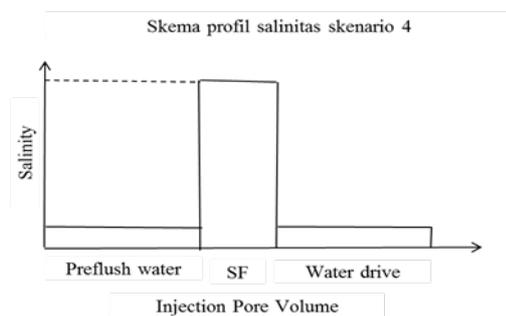
❖ Skenario 1 dan Skenario 4

Skenario 1: *Waterflooding* 8.000ppm +
0,2PV surfaktan 75.000ppm +
waterflooding 8.000ppm

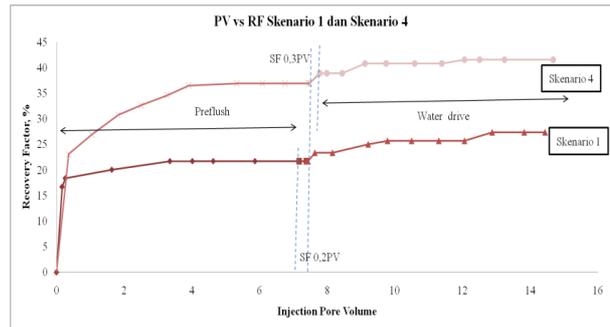


Gambar 8. Skema profil salinitas skenario 1

Skenario 4: *Waterflooding* 8.000 ppm +
0,3PV surfaktan 75.000 ppm +
waterflooding 8.000 ppm



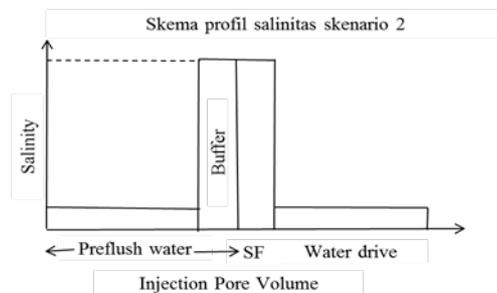
Gambar 9. Skema profil salinitas skenario 4



Gambar 10. Perbandingan skenario 1 dan skenario4

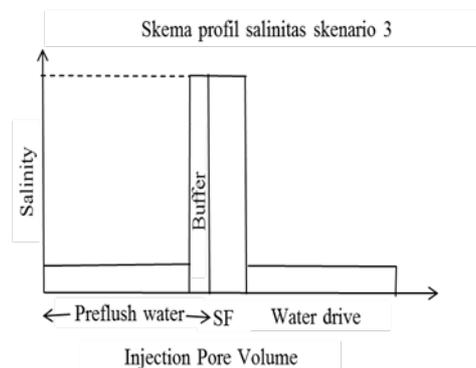
❖ Skenario 2 dan Skenario 3

Skenario 2: *Waterflooding* 8.000 ppm +
0,2PV *buffer* 75.000 ppm +
0,2PV surfaktan 75.000ppm +
waterflooding 8.000ppm

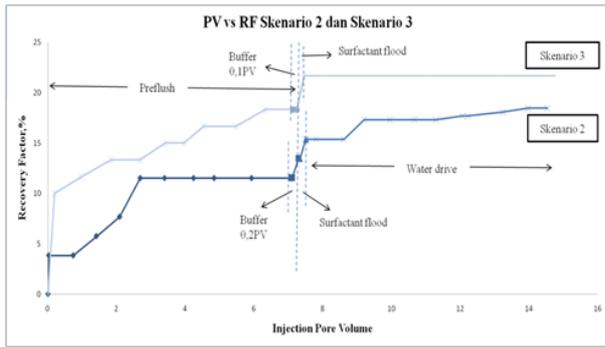


Gambar 11. Skema profil salinitas skenario 2

Skenario 3: *Waterflooding* 8.000 ppm +
0,1PV *buffer* 75.000 ppm +
0,2PV surfaktan 75.000 ppm +
waterflooding 8.000 ppm



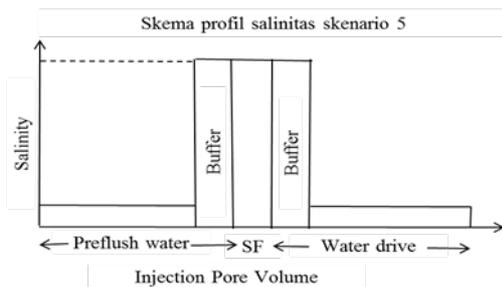
Gambar 12. Skema profil salinitas skenario 3



Gambar 13. Perbandingan skenario 2 dan skenario 3

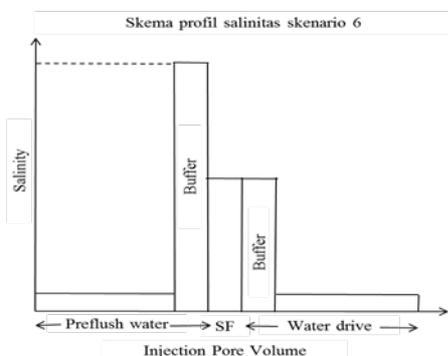
❖ Skenario 5 dan Skenario 6

Skenario 5: *Waterflooding* 8.000 ppm +
0,2PV *buffer* 75.000 ppm +
0,2PV surfaktan 75.000 ppm +
0,2PV *buffer* 75.000 ppm +
waterflooding 8.000 ppm

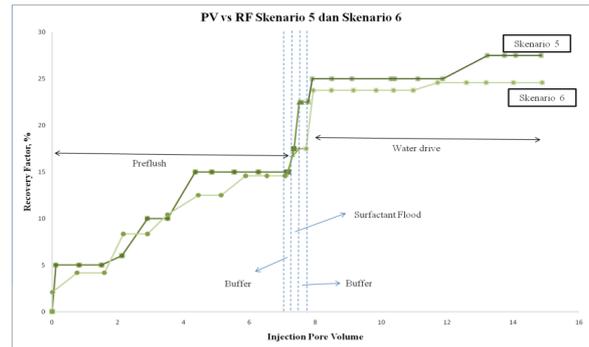


Gambar 14. Skema profil salinitas skenario 5

Skenario 6: *Waterflooding* 8.000 ppm +
0,2PV *buffer* 142.000 ppm +
0,2PV surfaktan 75.000 ppm +
0,2PV *buffer* 75.000 ppm +
waterflooding 8.000 ppm



Gambar 15. Skema profil salinitas skenario 6



Gambar 16. Perbandingan skenario 5 dan skenario 6

Secara garis besar ada tiga metode penginjeksian dari ke enam skenario injeksi diatas, ini ditunjukkan pada Gambar 8-16 diatas, yaitu:

1. Gambar 10 merupakan perbandingan dari skenario 1 dan skenario 4. Mekanisme pendesakan skenario 1 sama dengan skenario 4 dengan perbedaan hanya pada banyaknya surfaktan yang diinjeksikan. Pada skenario 1 surfaktan di injeksikan sebanyak 0,2PV, sedangkan pada skenario 4 surfaktan yang diinjeksikan sebanyak 0,3PV. Jika dilihat dari profil salinitas injeksinya yang terdapat pada Gambar 8 dan Gambar 9, maka kedua skenario pendesakan dari skenario 1 dan 4 ini menggunakan pola pendesakan dari profil gradien salinitas negatif oleh Nelson, 1982 seperti yang dijelaskan pada BAB II. Dari kedua skenario ini, skenario dengan penginjeksian surfaktan sebesar 0,2PV dan 0,3PV menghasilkan *recovery factor* setelah injeksi surfaktan (ROIP) dengan hasil yang tidak jauh berbeda yaitu 7,23% untuk skenario 1 dan 7,32% untuk skenario 4. Sehingga dapat dikatakan bahwa kenaikan kecil dari volume injeksi surfaktan tidak mempengaruhi hasil perolehan minyak untuk skenario ini.
2. Gambar 13 merupakan perbandingan dari skenario 2 dan skenario 3. Mekanisme pendesakan skenario 2 sama dengan skenario 3 dengan perbedaan hanya pada banyak *buffer* yang diinjeksikan. Pada skenario 2 *buffer* diinjeksikan sebanyak 0,2PV, sedangkan pada skenario 3 *buffer* diinjeksikan sebanyak 0,1PV. Jika dilihat

dari profil salinitas injeksinya yang terdapat pada Gambar 11 dan Gambar 12, maka kedua skenario pendesakan dari skenario 2 dan 3 ini menggunakan pola pendesakan campuran yaitu, pola profil gradien salinitas negatif oleh Nelson, 1982, dan profil salinitas optimum oleh Sheng, 2010, yang mana dilakukan injeksi *buffer* sebelum slug surfaktan namun setelah slug surfaktan tidak dilakukan injeksi *buffer* lagi. Dari kedua skenario ini menghasilkan *recovery factor* setelah injeksi surfaktan (ROIP) dengan hasil yang tidak jauh berbeda yaitu 5,78% untuk skenario 2 dan 4,08% untuk skenario 3. Kedua skenario ini menghasilkan nilai *recovery factor* yang paling kecil dari keseluruhan skenario. Hal ini diduga karena adanya perubahan salinitas pada proses pendesakan yang mengakibatkan surfaktan SAE tidak berada pada salinitas optimumnya. Dengan melihat bahwa salinitas *waterflooding* awal adalah 8.000 ppm dan kemudian dilanjutkan dengan injeksi *buffer* 75.000 ppm, apabila dianggap bahwa tidak semua injeksi *waterflooding* awal terdesak oleh injeksi *buffer* maka akan terjadi percampuran antara salinitas *waterflooding* awal dengan salinitas *buffer*, sehingga terjadi pergeseran salinitas. Pada saat di injeksi surfaktan SAE 0,4% yang terlarut pada salinitas optimumnya (75.000 ppm), maka dengan asumsi yang sama, bahwa terjadi perubahan salinitas. Apabila surfaktan SAE tidak berada pada salinitas optimum, maka IFT-nya tidak lagi minimum ($\approx 10^{-3}$ mN/m) yang mengakibatkan surfaktan SAE tidak memiliki kemampuan maksimal mengurangi tegangan antar muka.

3. Gambar 16 merupakan perbandingan dari skenario 5 dan skenario 6. Mekanisme pendesakan skenario 5 sama dengan skenario 6 dengan perbedaan hanya pada konsentrasi injeksi *buffer* setelah *waterflooding* pertama. Pada skenario 5 konsentrasi *buffer* yang diinjeksikan sebesar 75.000 ppm NaCl, sedangkan pada

skenario 6 konsentrasi *buffer* yang diinjeksikan sebesar 142.000 ppm NaCl. Jika dilihat dari profil salinitas injeksinya yang terdapat pada Gambar 14 dan Gambar 15, maka mekanisme pendesakan pada skenario 5 menggunakan pola pendesakan dari profil salinitas optimum oleh Sheng, 2010, sementara untuk mekanisme pendesakan pada skenario 6 merupakan modifikasi dari profil salinitas optimum tersebut, yaitu dengan menambah konsentrasi injeksi *buffer* sebelum injeksi slug surfaktan. Dari kedua skenario ini menghasilkan *recovery factor* yaitu 12,12% untuk skenario 5 dan 9,5% untuk skenario 6. Hasil *recovery factor* dari skenario 5 lebih tinggi dari skenario lainnya. Hal ini karena injeksi *buffer* sebelum dan setelah injeksi surfaktan menyebabkan salinitas pendesakan terjaga pada salinitas optimumnya sehingga mengoptimalkan kinerja surfaktan pada sistem dan meningkatkan perolehan minyak. Namun jika dibandingkan antara skenario 5 dan skenario 6, maka hasil perolehan minyak dari skenario 6 sedikit lebih rendah dari skenario 5 tetapi masih tetap lebih baik dibandingkan dengan menggunakan metode gradien salinitas negatif seperti pada skenario 1 dan 4. Apabila dianalisa dari skenario 6, bahwa salinitas injeksi *buffer* 142.000 ppm ditambah injeksi surfaktan SAE pada 75.000 ppm dan kemudian dilanjutkan kembali dengan injeksi *buffer* 75.000 ppm maka dapat diasumsikan bahwa kondisi salinitas dalam *core* diatas sedikit salinitas optimum sehingga mengurangi hasil perolehan minyak.

Tabel 6 menunjukkan hasil rangkuman perolehan minyak pada uji *core flooding* dari keseluruhan skenario yang dilakukan. Adanya hasil *recovery factor* yang memiliki *range* berbeda (13-36%) setelah injeksi *waterflooding* (RF WF) diduga karena beberapa faktor yaitu, yang pertama kemungkinan adanya perbedaan kandungan mineral yang

terdapat didalam *core* yang digunakan pada setiap skenario namun hal ini masih membutuhkan pemeriksaan lebih lanjut, yang keduabisa juga disebabkan oleh adanya perbedaan pada saat preparasi *core flooding* yaitu pada saat saturasi *brine* seperti banyaknya PV injeksi.

Tabel 6. Rangkuman hasil uji *coreflooding*

Skenario	Recovery (%) minyak setelah waterflood ding	Recovery (%IOIP) minyak setelah Surfaktan Flooding	Recovery (%ROIP) minyak setelah Surfaktan Flooding	Total Recovery Minyak
1	21,67	5,67	7,24	27,34
2	13,46	5	5,78	18,46
3	18,33	3,33	4,08	21,66
4	36,92	4,62	7,32	41,54
5	17,5	10	12,12	27,50
6	16,67	7,92	9,50	24,59

4. KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian ini adalah: Studi ini menunjukkan bahwa *incremental oil recovery* dengan penambahan surfaktan SAE 0,4% pada salinitas optimum 75.000 ppm mencapai 12,12% dengan $IFT \approx 10^{-3}$ dyne/cm dan sudut kontak $61,4^{\circ}$ menjadi $64,8^{\circ}$. Studi ini juga memperlihatkan bahwa sekuen injeksi menggunakan metode gradien salinitas optimum lebih baik daripada metode gradien salinitas negatif.

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini penulisan mengucapkan terima kasih kepada: *Oil and Gas Recovery for Indonesia* (OGRINDO) dan Teknik Perminyakan ITB serta semua pihak yang terlibat yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Marhaendrajana, T, Kurnia, R, Wahyuningrum, D and Fauzi, I. *A Novel Sulfonated Alkyl Ester Surfactant to Reduce Oil-Water Interfacial Tensions in Wide Range Salinity with Monovalent and Divalent Ions*. Modern Applied Science; Vol. 10, No. 1; 2016. Published by Canadian Center of Science and Education.
- [2] Curbelo, F.D.S., Santanna, V.C., Neto, E.L.B., Dutra Jr, T.V., Dantas, T.N.C., Neto, A.A.D., Garnica, A.I.C., 2007. *Adsorption of nonionic surfactants in sandstones. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 293, 1-4.
- [3] Green dan Willhite. 1998, *Enhanced Oil Recovery*, Society of Petroleum Engineers Textbook Series, Richardson, Texas.
- [4] Liu, Q., Dong, M., Zhou, W., Ayub, M., Zhang, Y.P., Huang, S., 2004. *Improved oil recovery by adsorption-desorption in chemical flooding*. Journal of Petroleum Science and Engineering 43, 75-86.
- [5] Sheng, J., 2010. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Gulf Professional Publishing, Burlington, USA. 25
- [6] Farn, R. J. (2006). *Chemistry and Technology of Surfactants*. Oxford: Blackwell.
- [7] Fujimoto, T. (1985). *New Introducing to Surface Active Agents*. Kyoto, Japan: Sanyo Chemical Industries, Ltd.
- [8] Nelson, R.C., 1982. *The salinity-requirement diagram—a useful tool in chemical flooding research and development*. SPEJ (April), 259–270.