

## Pengaruh Konsentrasi Surfaktan dan Permeabilitas pada Batuan Sandstone terhadap Perolehan Minyak dalam Proses Imbibisi (Laboratorium Study)

Tri Yoga Prasajo<sup>1,a\*</sup>, Sugiatmo Kasmungin<sup>2,b</sup>

<sup>1</sup>Magister Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

<sup>2</sup>Pengajar Magister Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

<sup>a</sup>prassodeo@gmail.com, <sup>b</sup>sugiatmokasmungin@yahoo.com

**Abstract.** *There are three levels in producing oil or natural gas: primary recovery where oil flows into the wellbore by itself; secondary recovery where oil flows with the help of water or gas injection; and tertiary recovery, commonly called Enhance Oil Recovery (EOR). Total recovery from one oil field is about 50% -60% of OOIP. With primary and secondary recovery 30% -40% can be obtained from OOIP, it is expected that the remaining 20% -30% can be taken with EOR. This study investigated EOR by injection of various surfactant concentrations at temperatures of 30°C and 80°C using brine with salinity of 10,000 ppm by imbibition. The aim of this research is to know the effect of surfactant concentration and salinity of the formation water on oil acquisition in relation to sandstone permeability, and to find out what level of concentration to the average permeability rate with temperature close to reservoir average temperature (80°C), can be obtained a minimal  $S_{or}$  so that RF (Recovery Factor) to be maximal. The methodology used is to measure: the physical properties of rocks and fluids (the solution used), the interface voltage and selected the best solution (the smallest interface voltage), and soaking the rock with Amot test glass. From this study, it can be concluded that the addition of concentration will decrease the density, but the addition of temperature will decrease the density and viscosity; the addition of the surfactant and temperature concentration will decrease the interface voltage until the CMC point is reached; good permeability and porosity may not produce good results when clay contamination is present.*

**Keywords.** *Enhance Oil Recovery, EOR, Surfaktan, Imbibisi, Sandstone.*

**Abstrak.** Ada tiga tingkatan dalam memproduksi minyak atau gas bumi: *primary recovery* dimana minyak mengalir menuju lubang sumur dengan sendirinya; *secondary recovery* dimana minyak mengalir dengan bantuan injeksi air atau gas; dan *tertiary recovery*, umumnya disebut *Enhance Oil Recovery (EOR)*. Total recovery dari satu lapangan minyak sekitar 50%–60% dari OOIP. Dengan *primary* maupun *secondary recovery* dapat diperoleh 30%–40% dari OOIP, diharapkan sisanya sekitar 20%–30% bisa diambil dengan EOR. Studi ini meneliti EOR dengan injeksi berbagai konsentrasi surfaktan pada temperatur 30°C dan 80°C menggunakan *brine* dengan salinitas 10,000ppm dengan cara imbibisi. Penelitian ini bertujuan untuk: mengetahui efek konsentrasi surfaktan dan salinitas air formasi terhadap perolehan minyak dalam hubungannya dengan permeabilitas batuan pasir (*sandstone*), serta mencari pada tingkat konsentrasi berapa terhadap angka permeabilitas rata-rata dengan temperatur yang mendekati temperatur rata-rata *reservoir* (80°C), bisa didapat  $S_{or}$  yang minimal sehingga RF (*Recovery Factor*) menjadi maksimal. Metodologi yang digunakan adalah dengan mengukur: sifat-sifat fisik batuan dan fluida (larutan yang digunakan), tegangan antarmuka dan dipilih larutan terbaik (tegangan antarmuka terkecil), dan dilakukan perendaman batuan dengan gelas *Amot test*. Dari penelitian ini dapat disimpulkan bahwa penambahan konsentrasi akan menurunkan densitas, namun penambahan temperatur akan menurunkan densitas dan viskositas; penambahan konsentrasi surfaktan dan temperatur akan menurunkan tegangan antarmuka hingga titik CMC tercapai; permeabilitas dan porositas yang baik belum tentu dapat menghasilkan hasil yang bagus bila ada kontaminasi *clay*.

**Kata kunci.** *Enhance Oil Recovery, EOR, Surfaktan, Imbibisi, Sandstone*

## Pendahuluan

Pada produksi suatu lapangan minyak, ada tiga tahapan yang harus di lalui yaitu: *Primary recovery* dimana minyak mengalir sendiri dari *reservoir* ke lubang porforasi sumur; *Secondary recovery* dimana minyak mengalir ke lubang porforasi dengan bantuan injeksi air atau gas; dan *Tertiary recovery* dimana minyak mengalir ke lubang porforasi dengan bantuan injeksi panas, kimia dan gas, atau biasa disebut EOR. Penelitian ini meneliti EOR dengan proses imbibisi untuk mengetahui pada konsentrasi surfaktan berapa persen dapat memperoleh minyak terbanyak.

## Studi Pustaka

Penelitian ini menggunakan sampel batuan *sandstone*, larutan surfaktan, dan *brine* yang mana ketiganya perlu diukur sifat-sifat fisiknya pada temperatur 30°C dan 80°C. Injeksi surfaktan di maksudkan untuk mengurangi tegangan antarmuka (IFT) antara fluida pendesak dengan yang di desak (minyak), dimana *residual oil saturation* ( $S_{or}$ ) merupakan fungsi dari bilangan kapiler ( $N_c$ ).

$$N_c = \frac{v \mu_w}{\sigma_w} \quad \mu_w = \text{kecepatan interstisial}; \quad \sigma_w = \text{viskositas fluida pendesak}$$

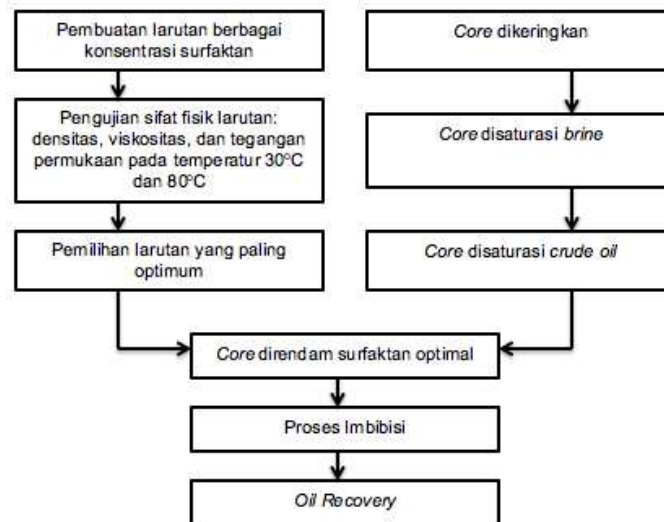
Ada kalanya dilakukan kombinasi ketiganya yaitu injeksi alkali surfaktan polimer, alkali ini akan mengurangi adsorpsi surfaktan polimer dan menambah ke aktifan surfaktan. Sebelum melakukan injeksi kimia ini ada beberapa hal yang perlu kita selidiki antara lain: batuan atau *reservoir* perlu kita ketahui: a) jenis batuan: porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida; b) fluida: viskositas, densitas, sifat kebasahan (*wettability*), uji kompatibilitas, uji imbibisi, adsorpsi surfaktan, uji core; c) surfaktan: jenis, konsentrasi, tegangan permukaan, salinitas; d) proses pendesakan: tegangan permukaan, dan gaya kapiler.

Imbibisi adalah proses yang terjadi setelah fluida yang bersifat tidak membasahi (*non-wetting phase*) meninggalkan batuan, maka kekosongan tersebut akan diisi oleh fluida yang membasahi (*wetting phase*). *Drainage* adalah proses yang terjadi setelah fluida yang bersifat membasahi meninggalkan batuan, maka kekosongan tersebut akan diisi oleh fluida yang tidak membasahi. *Water wet* adalah fluida yang lebih membasahi batuan *reservoir* berupa air. Jenis batuan ini cenderung disukai karena proses produksinya lebih mudah jika dibandingkan dengan *oil wet*. Sedangkan *oil wet* itu sendiri adalah fluida yang lebih membasahi batuan berupa minyak.

## Metodologi Penelitian

Peralatan dan bahan yang digunakan dalam penelitian: 1) peralatan: tensiometer Du Nuoy, *pendant drop*, *spinning drop*, viscometer Ostwald, *rubber bulb*, hydrometer, neraca digita, neraca analitik, kaca arloji, *magnetic stirrer*, gelas kimia, gelas ukur, model *reservoir*, tabung piston, termometer, tabung reaksi, pipet, dan *waterbath* dengan termometer; 2) bahan: Surfaktan AOS: 0.1%; 0.2%; 0.3%; 0.4% dan 0.5%, NaCl 10,000ppm, *crude oil*, *red dye*, dan *blue dye*. Rangkaian persiapan dan percobaan yang dilakukan adalah: persiapan air formasi sintetik (*brine*), pembuatan larutan surfaktan dengan salinitas 10.000 ppm, dan pengukuran sifat fisik larutan.

Gambar 1 adalah proses langkah pengerjaan. Berikut adalah perhitungan-perhitungan dan pengamatan yang dilakukan: perhitungan komposisi *brine water*; perhitungan komposisi larutan surfaktan aos pada konsentrasi 0.1%, 0.2%, 0.3%, 0.4%, dan 0.5%; pengukuran densitas *brine* pada temperatur 30°C dan 80°C; pengukuran densitas surfaktan pada temperatur 30°C dan 80°C pada berbagai konsentrasi; pengukuran viskositas larutan dengan berbagai konsentrasi surfaktan pada temperatur 30°C dan 80°C; pengukuran *specific gravity* larutan pada berbagai konsentrasi surfaktan pada temperatur 30°C dan 80°C; pengukuran tegangan antarmuka larutan pada berbagai konsentrasi pada temperatur 30°C dan 80°C; perhitungan porositas dan permeabilitas sampel batuan; hasil perolehan minyak pada proses imbibisi.



Gambar 1. Langkah Pengerjaan

## Hasil dan Pembahasan

Pengukuran densitas brine pada  $30^{\circ}\text{C} = 0.9365 \text{ gr/cc}$ ; dan pada  $80^{\circ}\text{C} = 0.8604 \text{ gr/cc}$ . Densitas brine akan mengalami penurunan dengan bertambahnya temperatur. Dengan penambahan konsentrasi surfaktan akan menaikkan harga densitas larutan tersebut, tetapi seiring dengan kenaikan temperatur, densitas akan menurun. Ini membuktikan bahwa densitas selain dipengaruhi oleh konsentrasi larutan, juga dipengaruhi oleh temperatur. Pada pengukuran densitas crude menggunakan density meter, didapat densitas crude oil pada  $30^{\circ}\text{C} = 0.7682$ ; pada  $80^{\circ}\text{C} = 0.6915$ . Dengan naiknya temperatur, densitas menurun. Pada pengukuran viskositas brine, viskositas brine rata-rata pada temperatur  $30^{\circ}\text{C}$  sebesar  $0.8785 \text{ cP}$ ; Dengan kenaikan temperatur, harga viskositas akan menurun, Harga viskositas brine rata-rata pada temperatur  $80^{\circ}\text{C}$  adalah sebesar  $0.4170 \text{ cP}$ . Pada pengukuran viskositas surfaktan, nilai viskositas terpengaruh oleh kadar konsentrasi surfaktan dan temperatur. Setiap penambahan konsentrasi surfaktan akan menaikkan viskositas dari larutan tersebut. Pada percobaan ini digunakan brine dengan salinitas  $10,000\text{ppm}$  terlihat bahwa pada pengukuran viskositas larutan tersebut menunjukkan kenaikan viskositas setiap penambahan konsentrasi surfaktan. Viskositas larutan pada temperatur  $80^{\circ}\text{C}$  lebih rendah daripada viskositas larutan pada temperatur  $30^{\circ}\text{C}$ . Pada pengukuran viskositas crude, didapat hasil pada temperatur  $30^{\circ}\text{C} = 7.11 \text{ cP}$ ;  $80^{\circ}\text{C} = 2.76 \text{ cP}$ . Pada pengukuran *specific gravity* brine, harga *specific gravity* brine pada temperatur  $30^{\circ}\text{C}$  adalah  $0.9400$ , sedangkan SG brine pada temperatur  $80^{\circ}\text{C}$  adalah  $0.8755$ , terlihat bahwa dengan kenaikan temperatur, *specific gravity* akan menurun. Pada pengukuran *specific gravity* surfaktan, hasil pengukuran *specific gravity* dengan berbagai konsentrasi surfaktan yang diukur pada temperatur  $30^{\circ}\text{C}$  dan  $80^{\circ}\text{C}$  menunjukkan bahwa harga *specific gravity* bertambah dengan bertambahnya konsentrasi surfaktan, hal ini disebabkan karena adanya penambahan surfaktan ke dalam larutan, dan menambah berat massa molekul, sehingga densitas dari larutan menjadi naik. Temperatur juga berpengaruh pada nilai *specific gravity* larutan tersebut, dengan kenaikan temperatur harga *specific gravity* akan turun. Pada pengukuran *specific gravity* crude, harga *specific gravity* crude pada temperatur  $30^{\circ}\text{C} = 0.771$ ; dan  $80^{\circ}\text{C} = 0.7119$ .

Pengukuran tegangan antarmuka (IFT) dilakukan sebanyak lima kali dan didapat hasil sebagai berikut (lihat Tabel 1): hasil pengukuran tegangan antarmuka pada temperatur  $30^{\circ}\text{C}$  mempunyai nilai tertinggi crude pada konsentrasi  $0.1\%$  sebesar  $15.77 \text{ dyne/cm}$  dan terus menurun setiap penambahan konsentrasi larutan sampai mencapai konsentrasi tertentu akan konstan walaupun konsentrasi surfaktan ditambahkan; tegangan antarmuka akan terus menurun sampai titik CMC (*Critical Micelle Concentration*) tercapai; pengukuran tegangan antarmuka pada temperatur  $30^{\circ}\text{C}$  mencapai titik CMC pada konsentrasi  $0.4\%$  dimana pada konsentrasi  $0.4\%$ , nilai tegangan antarmuka stabil dan tidak mengalami penurunan nilai tegangan antarmuka lagi.

**Tabel 1. Tegangan Antarmuka vs Konsentrasi Surfaktan pada 30°C**

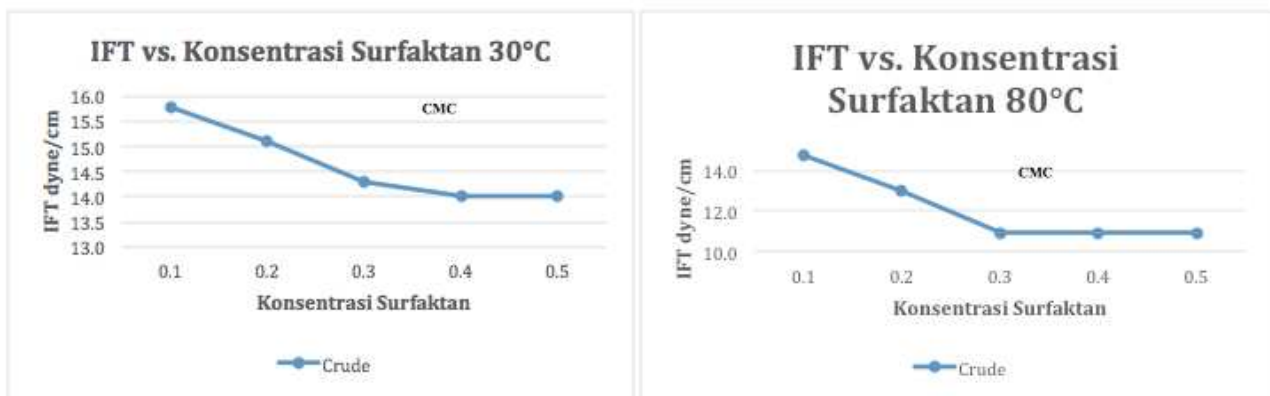
Temperatur 30°C	Konsentrasi (%)	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
	Crude		15.77	15.12	14.28	14.00

Pada pengukuran tegangan antarmuka pada temperatur 80°C titik CMC tercapai pada larutan berkonsentrasi 0.3% (lihat Tabel 2). Terlihat bahwa pada konsentrasi 0.3% telah tercapai titik CMC, dimana pada konsentrasi tersebut IFT menjadi konstan dan tidak terjadi penurunan lagi.

**Tabel 2. Tegangan Antarmuka vs Konsentrasi Surfaktan pada 80°C**

Temperatur 80°C	Konsentrasi (%)	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
	Crude		14.78	13.03	10.93	10.93

Tegangan antarmuka pada temperatur 80°C lebih rendah daripada tegangan antarmuka pada temperatur 30°C. Panas dan konsentrasi surfaktan akan menurunkan tegangan antarmuka. Titik CMC tercapai pada konsentrasi 0.3% seperti terlihat pada Gambar 2. Berdasarkan Gambar 2 dibawah dimana titik CMC terdapat pada konsentrasi larutan 0.4%, maka untuk percobaan selanjutnya larutan yang digunakan adalah larutan berkonsentrasi 0.2%, 0.3%, 0.4%, dan 0.5% karena konsentrasi larutan 0.1% sangatlah rendah sehingga tidak terlalu berpengaruh pada pengukuran. Setelah titik CMC tercapai tegangan antarmuka akan menurun (cenderung stabil) karena adanya adsorpsi larutan oleh batuan sehingga penambahan konsentrasi larutan sudah tidak efektif lagi.



Gambar 2. IFT vs Konsentrasi Surfaktan Pada 30°C dan 80°C

Dalam pengukuran sifat fisik batuan, sifat fisik batuan *reservoir* dalam thesis ini diperoleh dari analisa batuan inti *reservoir* di laboratorium. Tabel 3 dibawah menunjukkan besaran harga porositas batuan yang diukur dengan alat helium porosimeter.

**Tabel 3. Data Porositas**

DATA POROSITAS							
	A	B	C	D	E	F	G
<b>Nomor sampel</b>	Gauge Reading, cc	Dead Volume, cc	Vol. Sheet, Plug Out, cc	Grain Vol.	Bulk Vol.	Pore Vol.	Porosity, % (F:E) x 100
<b>23D</b>	6.4	7.39	11.69	12.68	16.49	3.81	23.10
<b>29B</b>	6.13	6.70	13.83	14.4	18.32	3.92	21.39
<b>32A</b>	6.10	7.37	12.75	14.02	18.26	4.24	23.22
<b>32B</b>	6.06	7.34	13.42	14.7	19.35	4.65	24.03
<b>36B</b>	6.03	7.35	13.50	14.82	19.37	4.55	23.48

(lanjutan)

DATA POROSITAS (lanjutan)					
	H	I	J	K	L
Nomor sampel	Dry Weight, gr	Grain Density	L (cm)	D (cm)	keterangan
23D	11.6	0.91	4.63	2.58	Baik sekali
29B	18.5	1.28	3.99	2.57	Baik sekali
32A	15	1.06	3.47	2.57	Baik sekali
32B	17.9	1.21	3.66	2.58	Baik sekali
36B	15	1.01	3.98	2.57	Baik sekali

Pada pengukuran permeabilitas, pengukuran permeabilitas batuan pada percobaan ini menggunakan alat permeameter. Perhitungan permeabilitas dengan alat ini menggunakan persamaan dibawah ini dengan koreksi alat sebesar 1.07.

$$Q = -\frac{k.A}{\mu} \frac{dP}{dL}$$

Q = laju air fluida, cc/det      dP/dL = gradient tekanan dalam arah aliran, atm/cm

k = permeabilitas, darcy      A = luas penampang, cm<sup>2</sup>

μ = viskositas, cp

Hasil perhitungan permeabilitas batuan terdapat dalam Tabel 4.

Tabel 4. Hasil Perhitungan Permeabilitas Batuan

Nomor sampel	O	W	C	L (cm)	A (cm <sup>2</sup> )	Ka, mD	k <sub>i</sub>	keterangan
23D	6.219	11.6	60	4.63	5.22	32.70	27.41	Baik
29B	6.219	18.5	60	3.99	5.18	45.19	38.62	Baik
32A	6.219	15.0	60	3.47	5.21	31.70	26.52	Baik
32B	6.219	17.9	60	3.66	5.22	39.85	33.80	Baik
36B	6.219	15.0	60	3.98	5.18	36.57	30.86	Baik

Detail uji imbibisi beserta hasil adalah sebagai berikut: pengamatan ini dilakukan selama 6 (enam) hari. Pada hari pertama, minyak yang keluar cukup signifikan, hari kedua mulai menurun, tetapi masih ada perolehan. Pada hari ketiga dan seterusnya, perolehannya sangat sedikit dan cenderung tidak ada atau konstan bilamana digambarkan di grafik, akan terlihat seperti garis lurus. Tabel 5 dibawah menjelaskan tentang perolehan minyak dalam berbagai contoh batuan yang direndam dalam beberapa konsentrasi surfaktan dari 0.1%, 0.2%, 0.3%, 0.4%, dan 0.5%. Dari Tabel 5, terlihat bahwa batuan dengan nomor 32A, 32B, dan 36 B mendapatkan hasil yang cukup baik yaitu 0.2 ml, 0.5 ml, dan 0.2 ml pada konsentrasi surfaktan 0.5%. Pada batuan nomor 23D mendapatkan hasil 0,6 ml pada konsentrasi surfaktan 0.1%, dan batuan pada nomor 29B mendapat 0.4 ml pada konsentrasi 0.2%.

Tabel 5. Hasil Pengukuran Imbibisi (ml) Terhadap Larutan Surfaktan

No	Nomor Core	Salinitas (ppm)	Imbibisi (ml)				
			0.1%	0.2%	0.3%	0.4%	0.5%
1	23D	10.000	0.6	0.1	0.05	0.1	0.07
2	29B	10.000	0.2	0.4	1.0	0.3	0.1
3	32A	10.000	0.05	0.1	0.05	0.06	0.2
4	32B	10.000	0.05	0.2	0.1	0.7	0.5
5	36B	10.000	0.1	0.3	0.1	0.05	0.2

## Kesimpulan

Dari hasil percobaan yang dilakukan di *Laboratorium Enhanced oil Recovery* Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti, Jakarta dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada pengukuran densitas surfaktan, peningkatan konsentrasi menaikkan densitas larutan tetapi kenaikan temperatur akan menurunkan densitas larutan tersebut.
2. Dari hasil percobaan, densitas pada temperatur 30°C lebih tinggi daripada densitas pada 80°C. Hal ini menunjukkan peningkatan temperatur akan menurunkan densitas larutan.
3. Pada temperatur 80°C viskositas larutan lebih kecil daripada viskositas larutan tersebut pada temperature 30°C, terlihat bahwa peningkatan temperatur akan menurunkan viskositas.
4. Hasil uji tegangan antar muka (IFT) menunjukkan bahwa penambahan konsentrasi surfaktan akan menurunkan tegangan antar muka hingga titik CMC tercapai, setelah CMC tercapai tegangan antar muka akan konstan. Pada temperatur 30°C titik CMC didapat pada konsentrasi larutan 0.4% dan pada temperatur 80°C, titik CMC terdapat pada konsentrasi larutan 0.3%
5. Pada uji imbibisi dengan beberapa sampel batuan yang mempunyai porositas dan permeabilitas yang cukup baik, hasilnya tidak otomatis baik. Hasil yang baik seperti pada sampel nomor 23D, nomor 29D, dan 32B, didapat pada konsentrasi yang berlainan, kemungkinan hal-hal ini diakibatkan adanya *clay* yang mengembang dan menurunkan porositas maupun permeabilitas batuan bisa juga karena larutan kurang homogen.

## Daftar Pustaka

- [1] Badakshan, Amir, and Bakes, P., "The Influence of Temperature and Surfactant Concentration on Interfacial Tension of Saline Water and Hydrocarbon Systems in Relation to Enhanced Oil Recovery by Chemical Flooding." Society of Petroleum Engineers, 1990.
- [2] Berger, P. D., and Lee, C. H., "Ultra-Low Concentration Surfactants for Sandstone and Limestone Floods." *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Society of Petroleum Engineers, 2002.
- [3] Budhya, E. F., "Pembuatan Surfaktan Natrium Ligno Sulfonate (NALS) dari Ampas Tebu dan Ampikasinya untuk Peningkatan Perolehan Minyak," Thesis Universitas Trisakti, Jakarta, 2014.
- [4] Dake, L. P., "Fundamentals of Reservoir Engineering," *Amsterdam: Developments in Petroleum Science*, no. 8. Oxford, NY: Scientific Publishing Company, 1978.
- [5] Green, D. W., and Willhite, G. P. *Enhanced oil recovery*, vol. 6. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [6] Lake, L. W., "Enhanced oil recovery." NJ: Prentice Hall Inc., 1989.
- [7] Larson, R. G., Davis, H. T., and Scriven, L. E., "Elementary Mechanisms of Oil Recovery by Chemical Methods." *Journal of Petroleum Technology*, 1982.
- [8] Mardiana, D. A., Dr., MT., ST., Kartoatmodjo, R. S. T., Ph.D., Ir., and Kasmungin, S., Ph.D., MT., Ir., "Petunjuk Penyusunan Tesis." Universitas Trisakti, Jakarta, 2016.
- [9] Schramm, L. L., ed. *Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry*. Cambridge University Press, 2000.
- [10] Sudibjo, R., Dr., Ir., "Enhanced Oil Recovery," Slide Kuliah Teknik Perminyakan, FTKE, Universitas Trisakti, Jakarta, Agustus, 2011.
- [11] Usman, "Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak Indonesia," PPPTMGB LEMIGAS, Agustus, 2011.
- [12] Wellington, S. L., and Richardson, E. A., "Low Surfactant Concentration Enhanced Waterflooding." *SPE Journal*, 1997.
- [13] Zhang, F., et al. "Lab Study and Field Application of Surfactant Induced Imbibition for Low Permeability Reservoirs." *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2017.