

POTENSI CHEMICAL SURFAKTAN UNTUK MENINGKATKAN PEROLEHAN MINYAK BUMI DENGAN METODE *ENHANCED OIL RECOVERY* PADA SUMUR MINYAK

Annasit Annasit¹, Ahmad Murtafi'in², Agus Setiyono^{3*}

^{1,2,3}Teknik Pengolahan Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Blora, Indonesia

Informasi Artikel

Sejarah Artikel :

Diterima: 02-06-2023

Disetujui : 20-01-2024

Dipublikasikan: 22-01-2024

Keywords :

Chemical, Enhanced oil recovery, Interfacial tension, Surfactant.

A b s t r a k

Produksi minyak bumi di Indonesia mengalami penurunan tiap tahunnya, maka dari itu perlu dilakukan upaya untuk meningkatkan perolehan minyak dan mendukung program SKK Migas yaitu jumlah produksi minyak sebesar 1 juta barel per hari di tahun 2030. Salah satu upaya yang dapat dilakukan adalah dengan menggunakan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) pada sumur-sumur minyak. EOR merupakan suatu proses peningkatan perolehan minyak bumi tahap lanjut dengan cara menginjeksikan senyawa kimia, gas atau energi termal ke dalam reservoir. Adapun senyawa kimia yang diinjeksikan antara lain adalah alkali, polimer dan surfaktan. Maksud dan tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui potensi *chemical* surfaktan untuk meningkatkan perolehan minyak bumi. Sebelum dilakukannya uji lapangan terlebih dahulu dilakukan uji laboratorium. Hasil penelitian surfaktan dengan variasi salinitas yang dilarutkan menggunakan *synthetic brine* yang dimana surfaktan memiliki salinitas optimum dapat bekerja pada salinitas 1,00%.

A b s t r a c t

The research aims to im Oil production in Indonesia has decreased every year, therefore it is necessary to make efforts to increase oil recovery and support the SKK Migas program, namely oil production of 1 million barrels per day in 2030. One effort that can be done is to use Enhanced Oil Recovery (EOR) in oil wells. EOR is a process of increasing the recovery of advanced stages of petroleum by injecting chemical compounds, gases or thermal energy into the reservoir. The chemical compounds injected include alkalis, polymers and surfactants. The purpose and objective of this research is to determine the potential of chemical surfactants to increase the recovery of petroleum. Prior to conducting field tests, laboratory tests were carried out first. The results of research on surfactants with variations in salinity were dissolved using synthetic brine where surfactants have optimum salinity and can work at 1.00% salinity.

© 2024 JPK UNRI. All rights reserved

*Alamat korespondensi:

1. PENDAHULUAN

Minyak bumi adalah salah satu sumber energi yang memiliki peranan yang sangat penting bagi kehidupan seluruh umat manusia di dunia. Namun, seiring berjalannya waktu laju produksi minyak bumi mengalami penurunan. Produksi minyak bumi yang ada di Indonesia pada tahun 2016 mencapai 831,06 ribu barel per hari dan mengalami penurunan dari tahun ke tahun hingga tahun 2020 dengan produksi minyak bumi sebesar 708,32 ribu barel per hari. Penurunan produksi minyak bumi di Indonesia disebabkan karena penurunan jumlah cadangan minyak yang ditemukan, kondisi reservoir di Indonesia yang sudah tua dan teknologi yang digunakan untuk pengembangan lapangan minyak masih kurang memadai.

Terdapat 3 tahapan yang dapat dilakukan untuk memproduksi minyak bumi diantaranya adalah tahap primer, tahap sekunder dan tahap tersier. Tahap primer merupakan tahap perolehan minyak bumi oleh energi alami yang terdapat dalam reservoir. Tahap sekunder merupakan tahap produksi yang dilakukan dengan cara menginjeksikan air atau gas tidak tercampur ke dalam reservoir. Tahap tersier merupakan tahap produksi yang dilakukan dengan menginjeksikan bahan kimia, mikroba, gas tercampur atau energi panas ke dalam reservoir. Pada tahap tersier metode yang umum digunakan adalah metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR). EOR merupakan suatu proses peningkatan perolehan minyak bumi tahap lanjut dengan cara menginjeksikan senyawa kimia, gas atau energi termal ke dalam reservoir. Adapun senyawa kimia yang diinjeksikan antara lain adalah alkali, polimer dan surfaktan (Sheng, 2011; Sheng, 2017).

Terdapat tiga tipe adiktif umum yang termasuk dalam injeksi kimia, yaitu injeksi polimer, surfaktan, dan alkalin. Namun dalam penelitian ini, penggunaan kimia yang digunakan ialah surfaktan. Surfaktan adalah suatu senyawa kimia yang bersifat amfipilik dimana sifat hidropilik dan hidropobik ada dalam satu molekul surfaktan (Reningtyas dan Mahreni, 2015). Surfaktan adalah salah satu bahan aktif dari dasar pembuatan detergen yang merupakan salah satu peranan dari sistem koloid (Fiyani, et al., 2020).

Tegangan antarmuka atau *interfacial tension* (IFT) merupakan suatu gaya yang terdapat pada molekul-molekul antarmuka antara dua fluida. Surfaktan bisa mengurangi tegangan antarmuka dengan cara diadsorpsi pada antarmuka antara dua fluida. Penurunan nilai tegangan antarmuka ke nilai yang lebih rendah akan mempengaruhi peningkatan perolehan minyak secara signifikan dikarenakan akan timbulnya gaya kapiler di media yang berpori oleh tegangan antarmuka yang bertanggung jawab terhadap hidrokarbon yang terperangkap dalam bentuk residu yang jenuh (Negin et al., 2017). Surfaktan bisa digunakan untuk aplikasi EOR apabila memiliki nilai tegangan antarmuka antara air dan minyak mentah harus mencapai kisaran yang sangat rendah ($<10^{-2}$ mN/m). Adapun faktor-faktor yang mempengaruhi nilai tegangan antarmuka antara lain adalah konsentrasi surfaktan, alkali, dan elektrolit (Liu et al., 2016).

Emulsi merupakan sistem koloid yang fase terdispersi dan fase pendispersinya adalah cairan. Berdasarkan jenis fase terdispersi dan medium pendispersinya, emulsi dibedakan menjadi emulsi air di dalam minyak (W/O) dan emulsi minyak di dalam air (O/W) (Kale & Deore, 2016). Fasa mikro emulsi dapat dibedakan menjadi empat tipe diantaranya adalah tipe Winsor I, Winsor II, Winsor III, dan Winsor 4. Pada tipe Winsor I mikro emulsi berada pada bawah sedangkan minyak berada pada fase atas. Pada tipe ini surfaktan berperan sebagai monomer pada konsentrasi rendah. Selanjutnya, pada tipe Winsor II mikro emulsi berada pada fase atas sedangkan air berada pada fase bawah. Pada tipe Winsor III mikro emulsi berada diantara fase air dan fase minyak. Tipe

Winsor III menunjukkan tegangan permukaan yang rendah dan biasa digunakan dalam studi peningkatan perolehan minyak untuk *screening* surfaktan. Kemudian, tipe Winsor IV merupakan perpanjangan dari tipe Winsor III dengan konsentrasi surfaktan yang tinggi dan menyebabkan fase tengah memanjang menjadi fasa tunggal. Adapun faktor yang mempengaruhi perilaku fase mikro emulsi diantaranya adalah sifat molekul surfaktan, suhu, tekanan, salinitas, pemakaian kosurfaktan atau kosolven, pH, sifat-sifat minyak dan rasio air terhadap minyak.

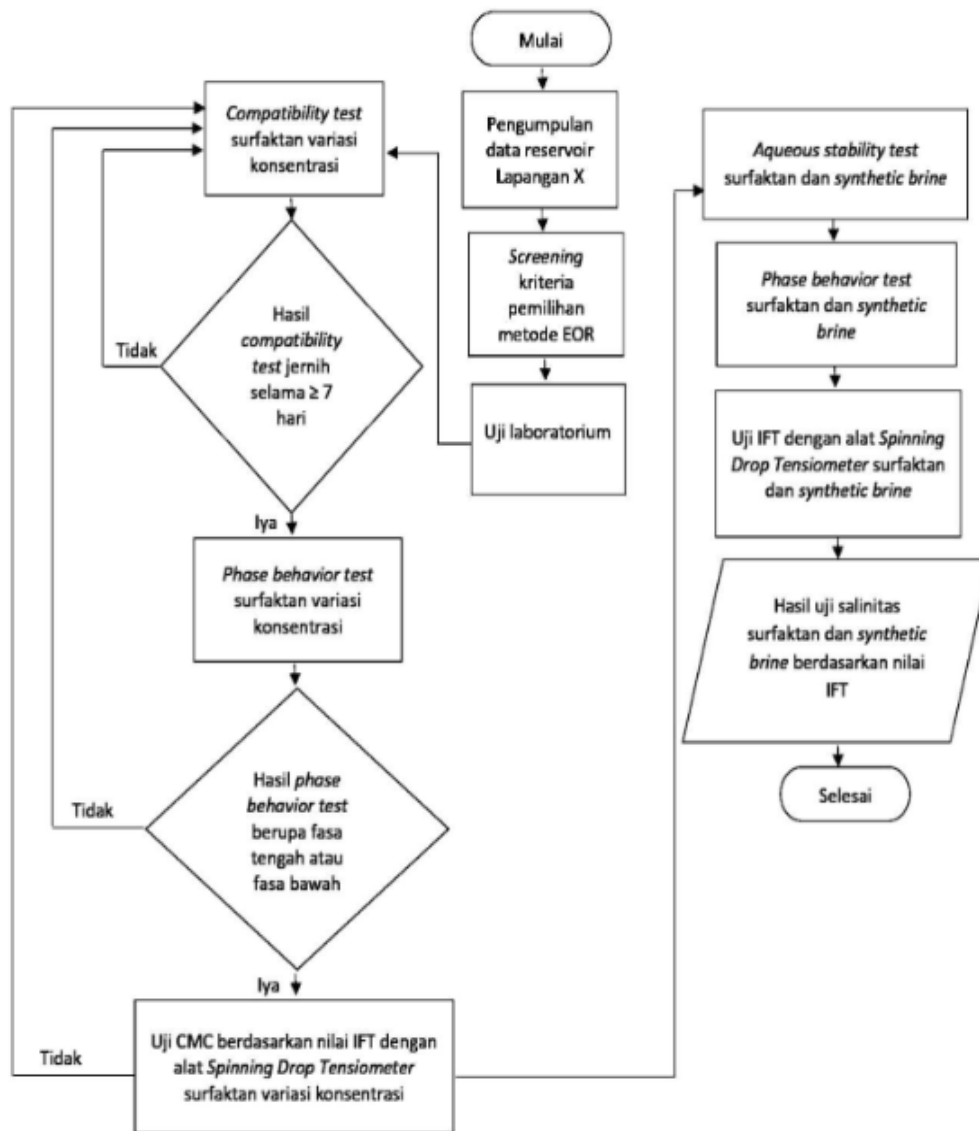
Menurut Tobing pada jurnal Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi yang berjudul uji sensitivitas konsentrasi surfaktan polimer dan volume slug terhadap perolehan minyak melalui model simulasi pola sumur injeksi produksi EOR, menjelaskan bahwa Salah satu metode *enhanced oil recovery* (EOR) untuk meningkatkan produksi dari lapangan minyak tua adalah melalui injeksi surfaktan polimer, yang berfungsi dapat menurunkan tegangan antar muka dan perbandingan mobilitas air-minyak. Hasil yang didapat menunjukkan potensi penambahan perolehan minyak yang optimal sebesar 46.03% *original in place* dari saturasi minyak tersisa, dengan ukuran slug injeksi surfaktan-polimer 0.205 *pore volume* serta masing-masing konsentrasi surfaktan-polimer 0.435% berat dan 0.234% berat (Tobing, 2016; Tobing, 2018).

Sementara itu, menurut Darmapala (2019) pada prosiding Seminar Nasional Kimia dan Pembelajarannya yang berjudul Potensi Peningkatan Produksi Minyak Bumi Dengan Chemical Eor Melalui Pemanfaatan Surfaktan Berbasis Minyak Kelapa Sawit, menjelaskan bahwa SBRC LPPM IPB bekerja sama dengan BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu (BOB) melakukan pengembangan surfaktan berbasis minyak kelapa sawit untuk mencari formula surfaktan dan polimer yang memenuhi persyaratan untuk digunakan dalam aplikasi pengembangan EOR di lapangan minyak Pedada (SBRC LPPM IPB-BOB PT.BSP-Pertamina Hulu, 2015). Hasil formulasi berupa Surfaktan 0,3%, NaCl 0,2%, Polimer Flopaam HPAM 3630S 0,15% dan Surfaktan 0,3%, NaCl 0,2%, Polimer Flopaam 3630S 0,20% yang diujikan pada core Berea memenuhi kriteria yang ditetapkan SKK Migas. Dengan Volume injeksi sebesar 0,3 Pore Volume pada core Berea mampu memberikan hasil kenaikan *recovery factor* sebesar 13-18,8% (Darmapala, 2019). Menurut Putra dan Kiono pada jurnal Energi Baru & Terbarukan yang berjudul mengenal *enhanced oil recovery* (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak Indonesia, menjelaskan bahwa metode *enhanced oil recovery* (EOR) akan memberikan solusi pengurusan terhadap minyak yang masih ada didalam reservoir yang tidak dapat diambil dengan produksi primer. Namun untuk menerapkan metode EOR diperlukan pemilihan yang tepat sehingga didapatkan hasil yang optimum sesuai dengan biaya yang dikeluarkan (Putra dan Kiono, 2021). Maksud dan tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui potensi chemical surfaktan untuk meningkatkan perolehan minyak bumi.

2. METODE PENELITIAN

Bentuk Peralatan yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut: Peralatan laboratorium dan gelas umum seperti gelas kimia, gelas ukur, labu ukur, pipet ukur, pipet plastik, pipet tetes, magnetic stirer, hotplate, tabung reaksi, batang pengaduk, termometer, spatula, Neraca analitik untuk menimbang material. Instrumen Spinning Drop untuk mengukur nilai tegangan antarmuka dari surfaktan. Bahan yang digunakan pada penelitian ini yaitu sebagai berikut : Na_2CO_3 (Merck, P.A) berfungsi sebagai larutan alkali. Garam dalam pembuatan brine sintesis. Air formasi Lapangan X dan minyak bumi Lapangan X yang digunakan untuk uji kompatibilitas (karakteristik terdapat pada lampiran) serta surfaktan.

Pada bagian ini membahas tentang cara kerja yang dilakukan pada penelitian ini. Surfaktan dilakukan pemindaian salinitas dan mengukur nilai tegangan antarmuka. Adapun diagram alir penelitian ini ditunjukkan pada Gambar 1 berikut ini :



Gambar 1. Diagram alir penelitian

2.1 Tempat dan Tahapan Penelitian

Penelitian ini dilakukan di *Laboratorium Material and Chemical Research Downstream Research and Technology Innovation* Pertamina Pulogadung. Tahapan penelitiannya adalah sebagai berikut :

1. Tahap pertama yaitu pembuatan larutan air formasi sintetik, yang memerlukan berbagai bahan dengan variasi berat yang telah ditentukan sebelumnya.
2. Tahap kedua, berat bahan-bahan diukur, kemudian dilarutkan dengan menggunakan aquabides.
3. Tahap ketiga, pembuatan larutan biang surfaktan X dengan menggunakan pelarut air formasi sintetik yang telah dibuat sebelumnya.
4. Tahap keempat, pembuatan berbagai konsentrasi surfaktan dengan menggunakan larutan biang tersebut.

2.2 Pembuatan Larutan Alkali

Sebanyak 2 gram Na_2CO_3 ditimbang dan dimasukkan ke dalam labu ukur 50 mL. Selanjutnya, ditambahkan aqua dm ke dalam labu ukur 50 mL sampai tanda batas. Tutup labu ukur 50 mL dan dilakukan pengadukan hingga larutan homogen.

2.3 Pemindaian Salinitas

Larutan surfaktan yang memiliki konsentrasi 0,5, 1,0, 1,5, 2,0 dan 2,5% masing-masing dicampurkan dengan menggunakan *brine* yang memiliki konsentrasi 1.000, 2.000, 3000, 4000, 5000, dan 6000 ppm. Selanjutnya, masing-masing campuran dimasukkan ke dalam pipet ukur 5 mL dan ditambahkan minyak bumi Lapangan X pada masing-masing pipet dengan perbandingan 1:1. Selanjutnya, pipet ditutup dan dimasukkan ke dalam oven dengan temperatur sekitar 82-88 °C. Selanjutnya dilakukan pengocokan dan sampel campuran tersebut diamati selama 7 hari untuk menentukan tipe mikro emulsinya.

2.4 Uji Tegangan Antarmuka

Surfaktan dilarutkan dalam air formasi Lapangan X pada konsentrasi 0,5, 1,0, 1,5, 2,0, dan 2,5% (w/w). Selanjutnya, larutan surfaktan berbagai konsentrasi diambil menggunakan *syringe* dan ditambahkan ke dalam tabung. Kemudian, dimasukkan minyak bumi Lapangan X ke dalam tabung. Tabung ditutup dan dimasukkan ke dalam alat *Spinning Drop*. Temperatur disesuaikan dengan kondisi reservoir yaitu sekitar 82-85°C dan kecepatan rotasi diatur sekitar 6.000 rpm. Pengukuran dilakukan selama 30 menit pada masing-masing sampel.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari Berikut adalah hasil uji kinerja dengan *Interfacial Tension* (IFT) surfaktan dengan *synthetic brine* pada suhu reservoir. Hasil pengujian *Critical Micelle Concentration* (CMC) surfaktan F11 dengan berbagai konsentrasi surfaktan diringkaskan dalam Tabel 1.

Tabel 1. Hasil Uji CMC Surfaktan F11 Salinitas 1%

No	Konsentrasi Surfaktan F11, (%)	Nilai IFT (dyne/cm)
1	0,000	1,26.E+00
2	0,0125	2,37.E-03
3	0,025	2,67.E-04
4	0,05	5,77.E-04
5	0,10	1,21.E-02
6	0,15	1,65.E-02
7	0,20	1,87.E-02
8	0,25	2,86.E-02
9	0,50	3,94.E-02
10	0,75	5,11.E-02
11	1,00	4,68.E-02
12	1,50	6,21.E-02
13	2,00	6,61.E-02

Dari Table 1 diatas dijelaskan bahwa hasil uji CMC Surfaktan F11 dengan Salinitas 1% dengan konsentrasi surfakatan dari 0% sampai dengan 2%. Dari ujicoba diatas akan dilanjutkan

dengan uji *interfacial tension salinity* F11 konsentrasi 0,025%. Hasil pengujian *interfacial tension salinity scan* F11 dengan seri konsentrasi salinitas 0,50 – 1.30 % dan menggunakan surfaktan pada konsentrasi 0,025% ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Uji *interfacial tension salinity scan* F11 menggunakan surfaktan 0.025%.

No	Konsentrasi Salinity (%)	IFT value (dyne/cm)
1	0,50	4,73.E-02
2	0,60	3,57.E-02
3	0,65	2,57.E-02
4	0,70	3,30.E-02
5	0,75	2,33.E-02
6	0,80	1,70.E-02
7	0,85	1,79.E-02
8	0,90	1,56.E-02
9	1,00	7,33.E-03
10	1,05	5,57.E-03
11	1,10	5,33.E-03
12	1,20	8,01.E-03
13	1,30	5,05.E-04

Dari Table 2 diatas dijelaskan bahwa hasil uji *interfacial tension salinity Scan* F11 optimum terdapat pada konsentrasi 1,3%. Selanjutnya konsentrasi 1,3% digunakan untuk pengujian berikutnya. Hasil pengujian CMC surfaktan F12 dengan salinitas 1% ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil Uji CMC Surfaktan F12 Salinitas 1%

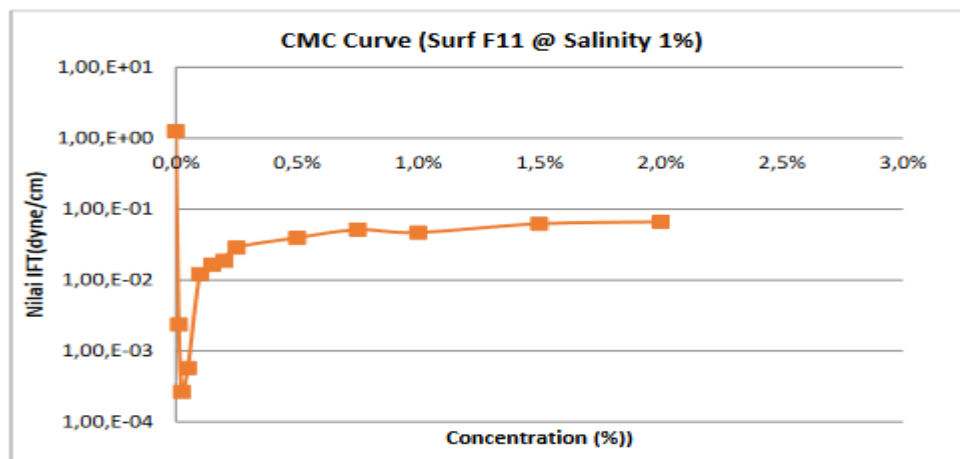
No	Konsentrasi Surfaktan F12 (%), Salinitas 1%	Nilai IFT (dyne/cm)
1	0,00	1,26.E+00
2	0,025	4,76.E-03
3	0,05	2,90.E-04
4	0,10	3,42.E-04
5	0,15	3,35.E-04
6	0,20	1,54.E-02
7	0,25	1,45.E-02
8	0,50	2,55.E-02
9	0,75	2,62.E-02
10	1,00	3,58.E-02
11	1,50	5,24.E-02
12	2,00	5,95.E-02
14	2,50	7,33.E-02

Dari table 3 diatas dijelaskan bahwa Hasil Uji CMC Surfaktan F12 Salinitas 1% dengan konsentrasi dari 0% sampai dengan 2,5% . Dari uji coba diatas akan dilanjutkan dengan uji *interfacial tension salinity scan* F12 konsentrasi 0,05%. Hasil pengujian *interfacial tension salinity scan* F12 terhadap berbagai konsentrasi salinitas ditunjukkan pada Tabel 4.

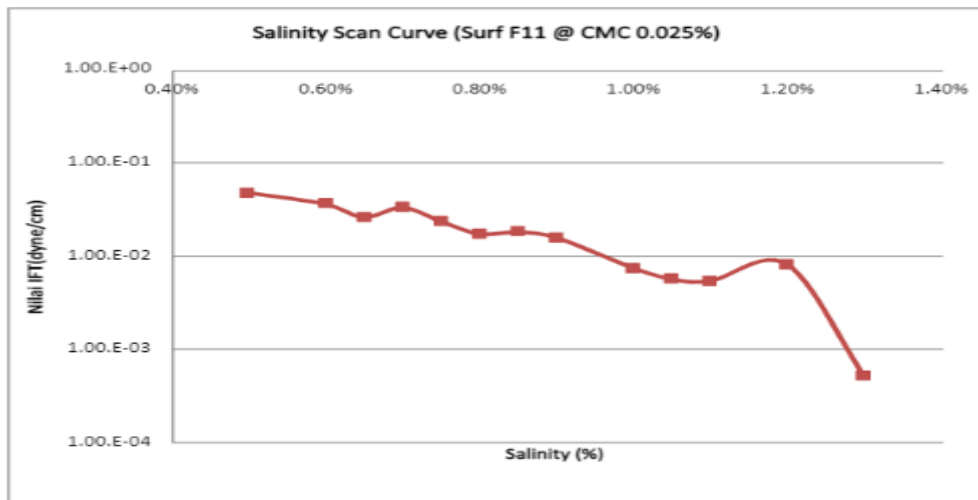
Tabel 4. Hasil uji *interfacial tension salinity scan* F12

No	Surfaktan F12(0,05%), Salinity (%)	Nilai IFT (dyne/cm)
1	0,50	3,50.E-02
2	0,60	4,50.E-03
3	0,65	2,16.E-03
4	0,70	9,68.E-04
5	0,75	8,39.E-04
6	0,80	5,90.E-04
7	0,85	5,56.E-04
8	0,90	6,79.E-04
9	1,00	5,23.E-04

Dari table 4 diatas dijelaskan bahwa hasil uji *interfacial tension salinity scan* F12 optimum pada konsentrasi 1.00%. Konsentrasi 1.00% ini digunakan untuk pengujian surfaktan pada konsentrasi 0,0-2,0% ditunjukkan pada Gambar 2.

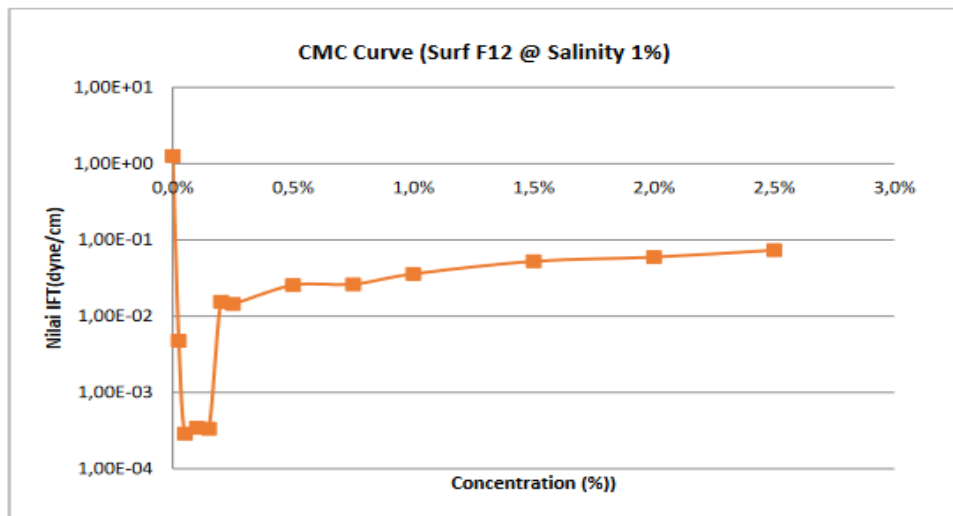
**Gambar 2.** Hasil Uji CMC Surfaktan F11 Salinitas 1%

Berdasarkan pada Gambar 2 di atas dijelaskan bahwa hasil uji CMC Surfaktan F11 dengan Salinitas 1% dengan konsentrasi dari 0% sampai dengan 2% . Dari uji coba di atas akan dilanjutkan dengan uji *interfacial tension salinity* F11 konsentrasi 0,025%. Hasil pengujian *interfacial tension salinity* menggunakan konsentrasi CMC surfaktan 0.025 ditunjukkan pada Gambar 3.



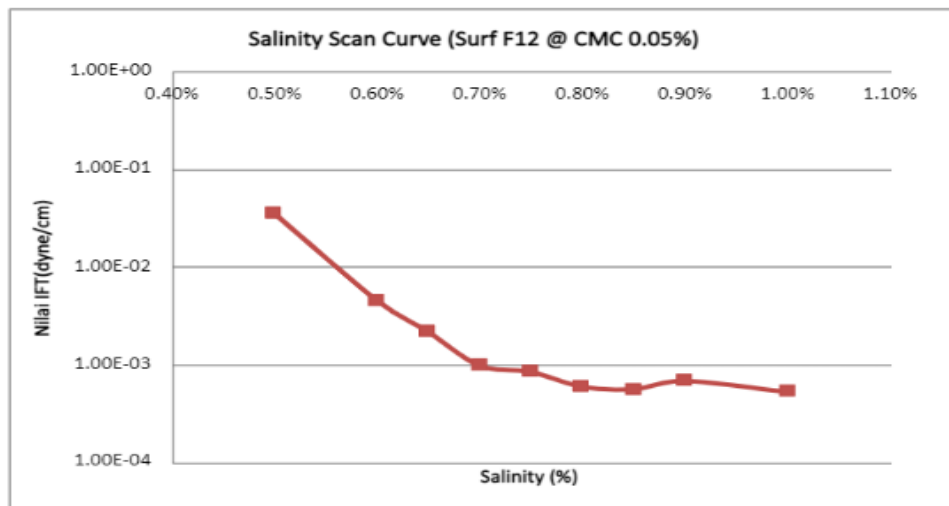
Gambar 3. Hasil uji *interfacial tension salinity scan* F11 menggunakan konsentrasi CMC surfaktan 0.025%.

Berdasarkan pada Gambar 3 di atas dijelaskan bahwa hasil uji *interfacial tension salinity scan* F11 optimum ada di konsentrasi 1,3%. Pengujian berbagai konsentrasi CMC surfaktan F12 terhadap kandungan salinitas ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 4. Hasil Uji CMC Surfaktan F12 Salinitas 1%.

Berdasarkan pada Gambar 4 diatas dijelaskan bahwa Hasil Uji CMC Surfaktan F12 Salinitas 1% dengan konsentrasi dari 0% sampai dengan 2,5% . Dari uji coba di atas akan dilanjutkan dengan uji *interfacial tension salinity scan* F12 konsentrasi 0,05%. Pengujian *interfacial tension salinity* pada konsentrasi CMC sufaktan 0.05% ditunjukkan pada Gambar 5.



Gambar 5. Grafik hasil uji interfacial tension salinity scan F12

Berdasarkan pada Gambar 5 diatas dijelaskan bahwa hasil uji *interfacial tension salinity scan* F12 optimum ada di konsentrasi 1%.

Pengujian Interfacial Tension (IFT) bertujuan untuk menentukan konsentrasi optimum, menentukan titik *Critical Micelle Concentration* (CMC) pada masing-masing surfaktan, serta menentukan surfaktan dengan kinerja yang terbaik diantara surfaktan yang digunakan. Uji salinity scan yang dilakukan pada larutan surfaktan untuk mengetahui salinitas optimum surfaktan bekerja secara optimal. Pengujian salinity scan surfaktan dilakukan dengan variasi salinitas yang dilarutkan menggunakan synthetic brine. Surfaktan F11 memiliki salinitas optimum dapat bekerja pada salinitas 1,30% sebesar 5,05.E-04 dyne/cm. Dan surfaktan F12 memiliki salinitas optimum dapat bekerja pada salinitas 1,00% sebesar 5,023.E-04 dyne/cm. Berdasarkan hasil penelitian dapat dilihat bahwa formulasi F11 dengan konsentrasi 0,025% pada salinitas 1,00% serta formulasi F12 dengan konsentrasi 0,05% pada salinitas 1% berpotensi dikembangkan lebih lanjut untuk pengujian lainnya.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan pada larutan surfaktan, dapat disimpulkan bahwa Surfaktan dapat digunakan sebagai *chemical injection* pada metode peningkatan perolehan minyak bumi *Enhanced Oil Recovery* berdasarkan formulasi yang telah dibuat dan pengujian yang telah dilakukan, Pengujian yang digunakan untuk mengetahui potensi tersebut adalah salinity scan dan uji *interfacial tension* dan hasil pengujian formulasi F11 dengan konsentrasi 0,025% pada salinitas 1,00% serta formulasi F12 dengan konsentrasi 0,05% pada salinitas 1% berpotensi dikembangkan lebih lanjut untuk pengujian lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Darmapala. 2019. Potensi Peningkatan Produksi Minyak Bumi Dengan Chemical Eor Melalui Pemanfaatan Surfaktan Berbasis Minyak Kelapa Sawit. *Seminar Nasional Kimia dan Pembelajarannya*. Malang. Hal. 135-147
- Fiyani, A., Saridewi, N., & Suryaningsih, S. 2020. Analisis Konsep Kimia Terkait dengan Pembuatan Surfaktan dari Ampas Tebu. *Jurnal Riset Pendidikan Kimia*, 10(2): 94-101

- Kale, S. N., & Deore, S. L. 2016. Emulsion micro emulsion and nano emulsion: A review. *Systematic Reviews in Pharmacy*, 8(1): 39-47.
- Liu, X., Zhao, Y., Li, Q. & Niu, J. 2016. Surface tension, interfacial tension and emulsification of sodium dodecyl sulfate extended surfactant. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 494: 201-208.
- Negin, C., Ali, S., & Xie, Q. 2017. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*, 3(2): 197-211.
- Putra, B.P., & Kiono, B.F.T. 2021. Mengenal *Enhanced Oil Recovery* (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak Indonesia. *Jurnal Energi Baru & Terbarukan*, 2(2): 84 – 100.
- Reningtyas, R., & Mahreni, M. 2015. Biosurfaktan. *Eksergi*, XII(2): 12-22
- Sheng, J.J. 2011. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Elsevier. Amsterdam
- Sheng, J. J. 2017. Critical review of alkaline-polymer flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7: 147-153
- SBRC LPPM IPB-BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. 2015. *Laporan Jasa Uji Laboratorium untuk Menentukan Bahan Surfactant Polimer untuk EOR Lapangan Pedada-Beruk*. IPB. Bogor
- Tobing, E.M.L. 2016. Simulasi Percobaan Coreflooding Injeksi Surfaktan Polimer Pada Batuan Reservoir. *Jurnal Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, 50(1); 29-42
- Tobing, E.M.L. 2018. Uji Sensitivitas Konsentrasi Surfaktan Polimer Dan Volume Slug Terhadap Perolehan Minyak Melalui Model Simulasi Pola Sumur Injeksi Produksi EOR. *Jurnal Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 52(1): 1 – 5.