

Analisis Pengaruh Variasi Salinitas *Brine* Terhadap Nilai *Interfacial Tension* Surfaktan ZX-1 dan ZX-2

Diyah Rosiani^{1*}, Naya Vira Salsabila Hasiru¹, Hestuti Eni², Yoso Herwansyah²

¹Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38 Cepu, Kab. Blora, Jawa Tengah

²Balai Besar Pengujian Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS, Jl. Ciledug Raya, Kavling 109 Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan, Jakarta

INFORMASI NASKAH

Diterima : 19 November 2025
Direvisi : 7 Januari 2026
Disetujui : 19 Juni 2026
Terbit : 30 Juni 2026

Email korespondensi:
diyahrosiani@gmail.com

Kata Kunci:

- *Enhanced Oil Recovery* (EOR)
- *Interfacial Tension* (IFT)
- Salinitas
- Surfaktan

ABSTRAK

Penerapan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) diperlukan untuk meningkatkan perolehan minyak bumi dari lapangan tua. Salah satu metode yang umum digunakan adalah *chemical flooding* menggunakan surfaktan, yang berfungsi untuk menurunkan tegangan antarmuka (*interfacial tension*, IFT) antara minyak dan air. Tujuan dari pengujian ini adalah untuk menganalisis pengaruh variasi salinitas *brine* terhadap nilai IFT pada dua jenis surfaktan, yaitu ZX-1 dan ZX-2. Variasi salinitas yang digunakan adalah 0 ppm, 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, dan 20.000 ppm, dengan konsentrasi surfaktan: 0,1%, 0,3%, 0,5%, 0,8%, dan 1%. Pengujian dilakukan menggunakan metode *spinning drop tensiometer* mengacu pada standar ASTM D1331, pada temperatur 60°C untuk mensimulasikan kondisi reservoir. Hasil pengujian menunjukkan bahwa nilai IFT dapat diturunkan hingga mencapai nilai terendah 10^{-3} dyne/cm dengan meningkatkan salinitas ke kisaran optimal 10.000 ppm sampai 15.000 ppm. Namun, pada salinitas yang lebih tinggi, nilai IFT cenderung meningkat akibat *salting-out effect*, yaitu penurunan kelarutan surfaktan dalam fase air sehingga efektivitasnya dalam menurunkan IFT berkurang. Surfaktan ZX-2 lebih stabil dan efisien dibandingkan surfaktan ZX-1 karena memiliki kemampuan penurunan IFT yang lebih besar dan lebih tahan terhadap variasi salinitas. Secara keseluruhan, pengujian ini menunjukkan bahwa pemilihan salinitas yang ideal untuk formulasi surfaktan sangat penting untuk mencapai tingkat efisiensi maksimum pada proses *chemical EOR*.

ABSTRACT

The application of Enhanced Oil Recovery (EOR) methods is necessary to increase oil production from mature fields. One commonly used method is chemical flooding using surfactants, which serve to reduce the interfacial tension (IFT) between oil and water. The purpose of this test is to analyze the effect of brine salinity variations on the IFT values of two types of surfactants, namely ZX-1 and ZX-2. The salinity variations used were 0 ppm, 5,000 ppm, 10,000 ppm, 15,000 ppm, and 20,000 ppm, with surfactant concentrations of 0.1%, 0.3%, 0.5%, 0.8%, and 1%. The test was conducted using the spinning drop tensiometer method in accordance with ASTM D1331, at a temperature of 60°C to simulate reservoir conditions. The test results showed that the IFT value could be reduced to a minimum of 10-3 dyne/cm by increasing the salinity to the optimal range of 10,000 to 15,000 ppm. However, at higher salinity levels, the IFT value tended to increase due to the salting-out effect, which is a decrease in the solubility of surfactants in the water phase, thereby reducing their effectiveness in lowering the IFT. ZX-2 surfactant is more stable and efficient than ZX-1 surfactant because it has greater IFT reduction capabilities and is more resistant to salinity variations. Overall, this test shows that selecting the ideal salinity for surfactant formulation is very important to achieve maximum efficiency in the chemical EOR process.

Keywords: *Enhanced Oil Recovery (EOR), Interfacial Tension (IFT), Salinity, Surfactant.*

PENDAHULUAN

Salah satu tantangan utama dalam industri perminyakan adalah mempertahankan serta meningkatkan produksi minyak bumi dari lapangan yang telah memasuki tahap penurunan produksi (*mature field*). Seiring dengan meningkatnya kebutuhan energi secara global, diperlukan upaya berkelanjutan untuk mengoptimalkan produksi minyak dari sumur-sumur yang mengalami penurunan laju produksi. Pada umumnya, metode *primary recovery* hanya mampu menghasilkan sekitar 5% sampai 20% dari total *Original Oil In Place* (OOIP) (ragab & Mansour, 2021). Selanjutnya, penerapan metode *secondary recovery*, seperti injeksi air, dapat meningkatkan perolehan minyak hingga sekitar 30% sampai 40% (Sheng, 2011; Qi, 2022). Meskipun demikian, masih terdapat sekitar 60% sampai 70% minyak yang tertinggal di dalam pori-pori batuan reservoir (*residual oil saturation*). Beberapa faktor utama yang menyebabkannya, antara lain viskositas minyak yang relatif tinggi, sifat kebasahan batuan yang cenderung *oil-wet*, serta keterbatasan mobilitas fluida injeksi dalam mendorong minyak menuju sumur produksi (ShamsiJazeyi dkk., 2014). Kondisi ini menyebabkan perolehan minyak yang dicapai tidak optimal. Oleh karena itu, diperlukan metode peningkatan perolehan minyak tahap lanjut, yaitu *tertiary recovery* atau *Enhanced Oil Recovery* (EOR), dengan mengubah sifat fisik dan kimia sistem batuan–fluida di dalam reservoir (Sheng, 2011).

Metode EOR dilakukan melalui injeksi senyawa kimia, gas, atau energi termal ke dalam reservoir (Sheng, 2011; Rosiani dkk., 2022; Sly dkk., 2025). Pada EOR kimia, beberapa senyawa kimia yang umum digunakan antara lain polimer, alkali, dan surfaktan (Druetta dkk, 2019). Injeksi senyawa kimia tersebut bertujuan untuk menurunkan *residual oil saturation* dengan dua mekanisme utama, yaitu menurunkan IFT antara minyak dan air dengan menggunakan surfaktan atau alkali, serta meningkatkan efisiensi penyapuan volumetrik dengan memperbaiki rasio mobilitas air terhadap minyak menggunakan polimer (Sheng, 2017). IFT yang tinggi akan menghambat mobilitas minyak di dalam reservoir, sehingga minyak sulit diproduksi dan menyebabkan penurunan laju produksi baik pada tahap *primary recovery* maupun *secondary recovery*. Oleh karena itu, pengendalian sifat fluida melalui metode EOR menjadi langkah penting dalam upaya peningkatan perolehan minyak secara berkelanjutan.

Surfaktan merupakan senyawa aktif yang digunakan untuk menurunkan tegangan permukaan (*surface active agent*) atau menurunkan IFT yang memiliki struktur bipolar (Akhlaghi, 2019). Surfaktan lebih cenderung berada pada antarmuka antara fase polaritas yang berbeda dan ikatan *hydrogen*, seperti minyak dan air, dikarenakan sifat amfifilik molekul surfaktan yang memiliki bagian kepala yang bersifat hidrofilik (suka air) yang sangat polar, dan bagian ekor atau bagian non polar yang bersifat hidrofobik (tidak suka air) (Reningtyas &

Mahreni, 2015). Penyebaran surfaktan sangat penting karena kemampuan untuk menurunkan IFT antara fase minyak dan air, serta mengubah sifat kebasahan batuan reservoir.

Dalam penginjeksian surfaktan terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi yaitu tegangan antarmuka, adsorpsi, konsentrasi surfaktan, *clay*, dan salinitas (Sheng, 2015). Nilai ideal tegangan antarmuka antara air dan minyak yang disebabkan oleh injeksi surfaktan harus mencapai kisaran yang sangat rendah yaitu 10^{-3} dyne/cm (Liu dkk., 2016). Ketika konsentrasi surfaktan meningkat dan mencapai ambang tertentu yang dikenal sebagai *critical micelle concentration* (CMC), molekul surfaktan mulai membentuk misel yang efektif untuk memperkecil nilai IFT (Hardianti dkk., 2019). Namun, efisiensi penurunan IFT tidak selalu meningkat secara linear terhadap konsentrasi surfaktan. Pada konsentrasi yang lebih tinggi dari CMC, peningkatan konsentrasi surfaktan dapat menyebabkan efek negatif seperti peningkatan viskositas larutan, pembentukan busa berlebih, atau kehilangan surfaktan akibat adsorpsi pada permukaan batuan.

Kondisi lingkungan sangat mempengaruhi kinerja surfaktan dalam sistem reservoir, terutama tingkat salinitas *brine* yang digunakan sebagai media pengencer atau fluida injeksi. Salah satu faktor kimia utama yang mempengaruhi stabilitas larutan surfaktan, pembentukan misel, dan interaksi antar molekul di antarmuka minyak-air adalah salinitas. Perubahan salinitas dapat mengubah keseimbangan gugus hidrofilik dan hidrofobik pada molekul surfaktan. Salinitas yang ideal pada larutan surfaktan sangat penting untuk desain dan optimalisasi injeksi kimia di lapangan minyak karena memungkinkan surfaktan untuk membentuk mikroemulsi yang efektif dan menurunkan tegangan antarmuka selama proses EOR (Alli dkk., 2016). Kandungan garam dalam air formasi dan air injeksi dapat memengaruhi nilai IFT minyak dan air sehingga akan memengaruhi juga keefektifan pelepasan minyak dari batuan. Selain itu, komposisi ionik dalam *brine* memengaruhi perilaku IFT surfaktan (Saeedi dkk., 2021; Sauerer dkk., 2021). Ini termasuk keberadaan ion divalen (Ca^{2+} dan Mg^{2+}) dan ion monovalen (Na^+ dan Cl^-). Ion divalen dapat meningkatkan gaya elektrostatik antar molekul surfaktan dan dapat menyebabkan aglomerasi atau adsorpsi yang berlebihan pada permukaan batuan (Sakinah, 2019). Pada akhirnya kemampuan surfaktan untuk menurunkan nilai IFT terpengaruh oleh perubahan ini.

Oleh karena itu, untuk mengetahui bagaimana variasi salinitas *brine* memengaruhi nilai IFT surfaktan, sangat penting untuk mengetahui kondisi paling optimum yang memberikan penurunan IFT yang paling efisien. Pada penelitian – penelitian sebelumnya sebagian besar berfokus pada satu jenis atau tidak mengevaluasi perilaku non linier IFT terhadap salinitas, termasuk fenomena penurunan dan kenaikan nilai IFT akibat *salting-out effect* (Dehaghani dkk., 2021). Dengan menggunakan metode eksperimental di laboratorium, pengujian ini bertujuan untuk menganalisis bagaimana variasi nilai salinitas *brine* berdampak pada nilai IFT dua surfaktan yang berbeda. Pengujian dilakukan untuk menentukan kondisi salinitas terbaik untuk penurunan IFT.

METODE PENELITIAN

Pengujian ini dilakukan di laboratorium menggunakan bahan-bahan yang terdiri dari, *crude oil* Lapangan N, surfaktan anionik ZX-1, surfaktan anionik ZX-2, *aquabidest*, dan garam NaCl. Untuk peralatan yang digunakan adalah peralatan laboratorium terdiri dari, gelas *beaker* ukuran 500 mL dan 50 mL, labu ukur, pipet plastik, neraca analitik *digital*, spatula, cawan, *magnetic stirrer*, *stirrer bar*, *parafilm*, *syringe*, *densitymeter*, tabung kapiler, *instrument spinning drop* TX-500 untuk mengukur nilai IFT.

Tahapan pengujian terdiri dari beberapa langkah, sebagai berikut:

1. Tahap pertama yaitu, pembuatan *brine* dengan variasi salinitas yaitu, 0 ppm (*parts per million*) atau hanya *aquabidest* tanpa campuran gram NaCl, salinitas 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, dan 20.000 ppm. Masing – masing salinitas dibuat sebanyak 1.000 mL, dengan perhitungan sebagai berikut:

$$\frac{\text{Massa NaCl (gram)}}{\text{salinitas (ppm)} \times \text{volume (L)}} = \frac{\text{1000}}{\text{1000}} \quad (1)$$

Setelah dilakukan perhitungan, masukkan NaCl ke dalam gelas *beaker* dan tambahkan sebagian *aquabidest* kemudian diaduk hingga NaCl larut sempurna. Pindahkan larutan ke dalam labu ukur ukuran 1000 mL dan tambahkan *aquabidest* hingga mencapai volume 1.000 mL. Tutup labu ukur dan balik beberapa kali hingga larutan homogen.

2. Tahap kedua yaitu, pembuatan larutan surfaktan dengan variasi konsentrasi 0,1%, 0,3%, 0,5%, 0,8%, dan 1%. Biang surfaktan

dilarutkan dengan menggunakan pelarut *brine* NaCl berbagai salinitas yang sudah dibuat sebelumnya. Setiap pelarutan dihitung menggunakan perhitungan sebagai berikut:

$$\text{Massa Surfaktan (g)} = \frac{\text{Konsentrasi surfaktan (\%)} \times \text{Massa Larutan (g)}}{100} \quad (2)$$

$$\text{Massa Pelarut} = \text{Massa Larutan (g)} - \text{Massa Surfaktan (g)} \quad (3)$$

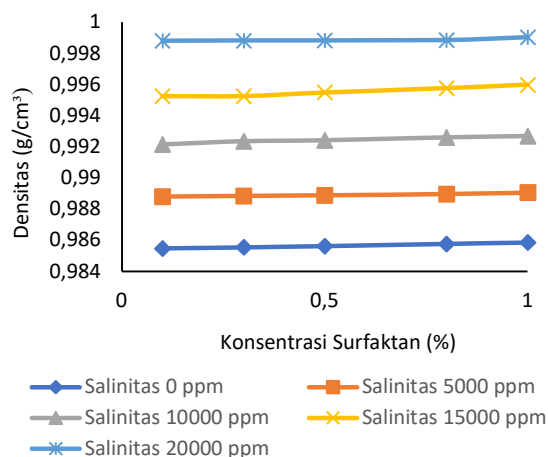
Masukkan dan timbang biang surfaktan dengan berat sesuai hasil perhitungan, lalu tambahkan pelarut *brine* NaCl sampai banyak volume yang diinginkan. Kemudian dilakukan pengadukan menggunakan *magnetic stirrer* selama 15 sampai 20 menit hingga larutan homogen.

3. Tahap ketiga yaitu dilakukan pengukuran densitas terhadap sampel larutan yang telah disiapkan dengan variasi salinitas dan konsentrasi. Sebelum pengukuran, temperatur alat *densimeter* diatur dan distabilkan sesuai dengan kondisi temperatur reservoir. Pengukuran densitas dilakukan dengan memasukkan sampel sebanyak 2 sampai 3 ml kedalam alat *densimeter*, lalu tunggu hingga alat menampilkan hasil densitas dari sampel yang diuji.
4. Tahap keempat yaitu pengujian *interfacial tension* (IFT) antara sampel surfaktan dan *crude oil* Lapangan N. Pengujian IFT dilakukan menggunakan *spinning drop tensiometer* mengacu pada standar ASTM D1331. Sampel larutan surfaktan diambil menggunakan *syringe* dan diinjeksikan ke dalam tabung kapiler hingga penuh, kemudian injeksikan sekitar 0,2 μL *crude oil* lapangan N ke dalam tabung kapiler yang sudah terisi sampel surfaktan. Tutup tabung kapiler dan pastikan di dalam tabung tidak terdapat gelembung yang akan memengaruhi hasil IFT nantinya. Masukkan tabung kapiler ke dalam alat *spinning drop* TX – 500, dengan temperatur alat yang sudah disesuaikan dengan kondisi temperatur reservoir lapangan N yaitu 60°C dan *rotation speed* berada pada kecepatan 6000 rpm. Pengujian dilakukan minimal selama 30 menit pada setiap sampel surfaktan.

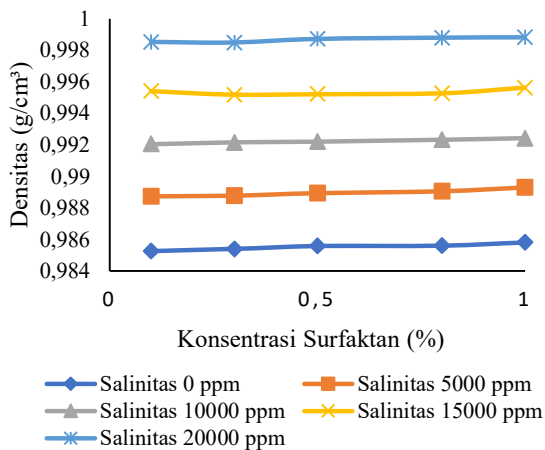
HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Pengaruh salinitas *brine* terhadap surfaktan dalam proses EOR sangat penting dan merupakan aspek kritis dalam menentukan keberhasilan metode injeksi kimia yang dilakukan, khususnya di reservoir karbonat dan pasir (Dehaghani, 2021). Nilai salinitas dalam larutan *brine* dapat memengaruhi sifat fisik surfaktan, seperti tegangan permukaan, kestabilan dan viskositas. Salinitas yang ideal pada larutan surfaktan sangat penting untuk desain dan optimalisasi injeksi kimia di lapangan minyak karena memungkinkan surfaktan untuk membentuk mikroemulsi yang efektif dan menurunkan tegangan antarmuka selama proses EOR (Alli dkk., 2016; Negin dkk., 2017). Dengan demikian, pengaruh salinitas larutan surfaktan sangat penting untuk meningkatkan *recovery minyak* secara ekonomis dan efisien.

Kemampuan surfaktan untuk menurunkan tegangan antarmuka antara minyak dan air di pori – pori batuan reservoir dipengaruhi secara langsung oleh kadar salinitas *brine*. Salinitas yang terlalu rendah atau terlalu tinggi dapat menyebabkan ketidakstabilan larutan, termasuk pembentukan presipitasi, yang merugikan proses EOR. Salinitas yang tepat dapat mengurangi tegangan antarmuka antara minyak dan air, mengubah *wettability* batuan ke arah kondisi *water – wet* yang baik, dan mendukung pembentukan mikroemulsi stabil yang meningkatkan mobilitas minyak residu. Namun, salinitas yang berlebihan dapat menyebabkan adsorpsi surfaktan yang signifikan, yang mengakibatkan penurunan stabilitas kimia larutan surfaktan (Belhaj dkk., 2020).



Gambar 1. Grafik Densitas Surfaktan ZX-1



Gambar 2. Grafik Densitas Surfaktan ZX-2

Berdasarkan hasil pengujian densitas yang dilakukan pada larutan sampel surfaktan ZX-1 dan ZX-2 dengan variasi salinitas tiap konsentrasi didapatkan hasil yang dapat dilihat pada Gambar 1 dan Gambar 2. Hasil pengujian densitas menunjukkan bahwa salinitas berkorelasi dengan nilai densitas surfaktan ZX-1 dan surfaktan ZX-2. Pola ini menunjukkan bagaimana jumlah ion terlarut dalam larutan memengaruhi kerapatan molekuler sistem. Nilai densitas kedua surfaktan menunjukkan kenaikan tiap konsentrasi surfaktan terhadap nilai salinitas. Fenomena ini menunjukkan bahwa penambahan garam NaCl meningkatkan jumlah partikel terlarut, meningkatnya gaya tarik menarik antar molekul pelarut. Peningkatan jarak antar molekul menyebabkan nilai densitas meningkat. Menurut penelitian sebelumnya, penambahan ion-ion terlarut ke air akan meningkatkan densitas karena volume bebas pelarut menurun (Rosen & Kunjappu, 2012).

Ion-ion yang terlarut akan memengaruhi kemampuan surfaktan untuk mengatur dirinya pada antarmuka minyak-air. Jika salinitas meningkat, kelarutan surfaktan dalam fase air akan lebih rendah dan molekul surfaktan akan ditarik menuju antarmuka, yang pada akhirnya akan mengurangi nilai IFT. Tetapi, hubungan antara densitas dan IFT tidak selalu bersifat linier, karena IFT ditentukan oleh fenomena molekuler di antarmuka dua fluida tidak hanya oleh *bulk density* dari masing – masing fase. Namun, Ketika IFT diukur menggunakan metode *spinning drop tensiometer* yang didasarkan pada persamaan Vonnegut, nilai selisih densitas menjadi parameter yang sangat penting secara fisis. Dalam

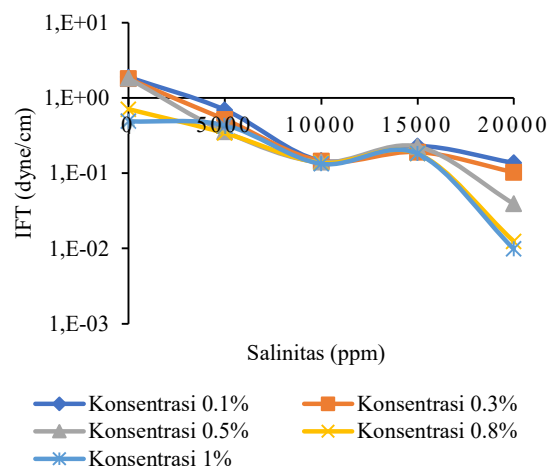
persamaan Vonnegut (Vonnegut, 1942; Princen, dkk, 1967):

$$\sigma = \frac{\Delta\rho\omega^2}{4} R^3 \quad (4)$$

Selisih densitas digunakan bukan untuk menggambarkan hubungan termodinamika antara densitas dan IFT, melainkan sebagai faktor gaya yang menentukan besar tekanan sentrifugal yang bekerja pada tetesan fluida selama rotasi. Terbentuknya struktur antarmuka yang lebih rapat dan stabil pada salinitas rendah hingga menengah, menyebabkan peningkatan densitas biasanya diikuti dengan penurunan nilai IFT. Namun, pada salinitas yang terlalu tinggi interaksi yang berlebihan dapat menyebabkan penggumpalan atau agregasi surfaktan.

Untuk mengetahui pengaruh salinitas kedua sampel surfaktan dengan variasi salinitas, dilakukan uji IFT. Masing - masing sampel dengan variasi salinitas tiap konsentrasi diuji IFT pada temperatur reservoir yaitu 60°C. Dapat dilihat pada Gambar 3 untuk hasil perbandingan IFT terhadap nilai salinitas tiap konsentrasi dari surfaktan ZX-1.

Hasil pengujian sampel surfaktan ZX-1 menunjukkan bahwa seiring dengan peningkatan salinitas *brine*, nilai IFT antara fase minyak dan larutan surfaktan menurun. Tren umum yang diamati pada setiap konsentrasi surfaktan adalah peningkatan salinitas dari 0 ppm hingga 20000 ppm menyebabkan penurunan nilai IFT secara signifikan dari $10^0 - 10^{-3}$ dyne/cm.



Gambar 3. Grafik Hubungan antara Nilai IFT Surfaktan ZX-1 dengan Salinitas

Efek salinitas juga meningkatkan *micellization* surfaktan pada konsentrasi yang mendekati atau di atas *critical micelle concentration* (CMC). Pada kondisi ini, molekul

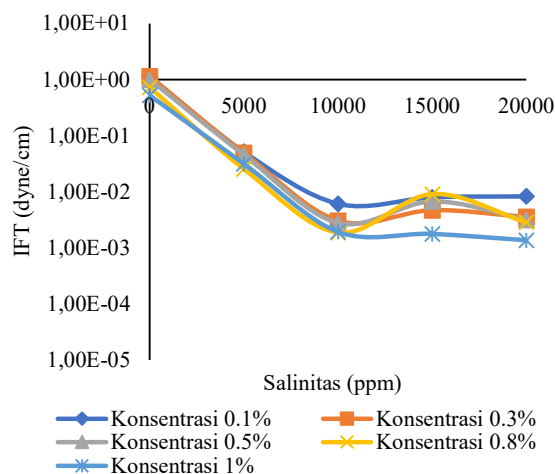
surfaktan lebih cenderung membentuk misel, yang membantu pembentukan lapisan antarmuka minyak-air yang stabil (Akhlagi & Riahi, 2019). Untuk semua variasi konsentrasi surfaktan yang diuji, nilai IFT menurun tajam pada salinitas tinggi (≥ 15000 ppm), hingga mencapai 10^{-3} dyne/cm terutama pada konsentrasi tinggi (0,8% - 1%). Kondisi ini menunjukkan bahwa peningkatan salinitas dalam rentang optimum dapat memperkuat kemampuan surfaktan menurunkan IFT. Pada konsentrasi rendah (0,1% - 0,3%), karena jumlah molekul aktif surfaktan belum mencukupi untuk membentuk struktur misel yang stabil, penurunan IFT tidak sedrastis pada konsentrasi tinggi.

Pada salinitas 0–10000 ppm nilai IFT menurun secara signifikan pada seluruh konsentrasi surfaktan. Penurunan ini disebabkan oleh *salting-in effect* dimana keberadaan ion Na^+ dan Cl^- yang mengompresi *electrical double layer* di sekitar kepala hidrofilik surfaktan sehingga mengurangi gaya tolak-menolak antar molekul. Pada salinitas 10000 ppm IFT turun hingga mendekati nilai minimum, kondisi ini terjadi peningkatan orientasi surfaktan pada antarmuka minyak-air dan mempercepat pembentukan misel yang stabil. Titik ini mencerminkan kondisi optimum dimana interaksi surfaktan – garam – minyak berada dalam keseimbangan paling efektif untuk mengurangi gaya kapiler. Namun, pada salinitas 15000 ppm terdapat fenomena *salting-out effect*, dimana terjadi peningkatan kembali nilai IFT yang tampak jelas pada Gambar 3. Hal ini terjadi disebabkan oleh ion garam dalam jumlah yang berlebih mengikat molekul air sehingga menurunkan kelarutan surfaktan, yang mengakibatkan sebagian molekul surfaktan mengalami agregasi, sehingga jumlah surfaktan aktif yang berada pada antarmuka berkurang. Penurunan jumlah molekul aktif menyebabkan kenaikan IFT, meskipun konsentrasi total surfaktan dalam larutan tidak berubah.

Nilai IFT kembali menurun hingga orde 10^{-3} dyne/cm pada salinitas 20000 ppm, terutama pada konsentrasi yang lebih dari 0,8%. Hal ini dimungkinkan karena sistem surfaktan mengalami reorganisasi struktur pada kondisi ion *strength* yang sangat tinggi, yang menghasilkan pembentukan *super micelle aggregates* atau struktur mikroemulsi semikuaterner yang lebih stabil. Pada konsentrasi tinggi, jumlah surfaktan berlebih tetap mampu mengimbangi efek *salting-out*, sehingga molekul aktif di antarmuka kembali meningkat dan IFT menurun. Hasil ini menunjukkan bahwa salinitas bukan satu-satunya

faktor yang memengaruhi kestabilan kinerja surfaktan ZX-1. Konsentrasi surfaktan juga berperan, serta kemampuan sistem untuk mempertahankan keseimbangan misel dalam kondisi ionik ekstrim.

Pada pengujian IFT pengaruh salinitas pada sampel surfaktan ZX-2 didapatkan hasil yang dapat dilihat pada Gambar 4.



Gambar 4. Grafik Hubungan antara IFT Surfaktan ZX-2 dengan Salinitas

Berdasarkan hasil yang ada pada Gambar 4, nilai IFT antara minyak dan larutan surfaktan ZX-2 menurun secara signifikan seiring dengan peningkatan salinitas *brine* pada semua variasi konsentrasi surfaktan. Pada salinitas rendah (0 – 5000 ppm), nilai IFT relatif tinggi yang menunjukkan bahwa kemampuan surfaktan dalam menurunkan tegangan antarmuka belum maksimal. Namun, seiring bertambahnya salinitas dari 10000 – 15000 ppm, nilai IFT mengalami penurunan drastis menjadi sekitar 10^{-3} dyne/cm, menandakan adanya kondisi optimum dimana interaksi antara surfaktan-ion-minyak menjadi paling efektif.

Penurunan IFT mulai melambat atau mendatar setelah salinitas optimum sekitar 10000 – 15000 ppm. Dapat dilihat dari grafik pada Gambar 4, dimana kurva setiap konsentrasi cenderung sejajar. Fenomena ini menunjukkan bahwa sistem telah mencapai kondisi yang dekat dengan titik CMC. Kondisi ini berarti bahwa, penambahan surfaktan atau garam tidak lagi menyebabkan penurunan IFT yang signifikan. Selain itu, nilai IFT tidak menurun secara signifikan pada salinitas 20000 ppm, bahkan sedikit meningkat pada beberapa konsentrasi. Ini dapat dijelaskan oleh fakta bahwa ion – ion yang ada dalam larutan

mulai menyebabkan efek pengendapan sebagian molekul surfaktan karena interaksi ionik yang terlalu kuat. Akibatnya, efektivitas penurunan IFT menurun sedikit.

Berdasarkan hasil pengujian, surfaktan ZX-1 dengan konsentrasi 0,5% menunjukkan penurunan IFT dari 1,82 dyne/cm menjadi $3,93 \times 10^{-2}$ dyne/cm seiring meningkatnya salinitas *brine* hingga 20000 ppm. Sedangkan pada surfaktan ZX-2 pada konsentrasi yang sama, memperlihatkan kinerja yang lebih baik dengan penurunan IFT dari 1,01 dyne/cm menjadi $3,19 \times 10^{-3}$ dyne/cm pada saat salinitas 20000 ppm, serta menunjukkan kestabilan yang lebih tinggi pada salinitas tinggi. Titik optimum atau kondisi mendekati CMC untuk kedua surfaktan adalah pada rentang konsentrasi 0,8% - 1% dan salinitas 10000 ppm – 15000 ppm. Pada titik ini, penurunan nilai IFT mulai mencapai batas minimum dan cenderung stabil. Setelah melewati titik tersebut, peningkatan konsentrasi surfaktan tidak lagi menghasilkan penurunan IFT yang signifikan karena pembentukan misel telah terjadi di dalam larutan.

Penambahan salinitas dari 0 – 20000 ppm menyebabkan penurunan IFT secara signifikan, terutama hingga salinitas 10000 – 15000 ppm. Dimana surfaktan ZX-2 memiliki kemampuan menurunkan IFT yang lebih efektif dibandingkan surfaktan ZX-1, yang terlihat dari perbedaan satu orde besar nilai IFT akhir yang dicapai. Surfaktan ZX-2 memperlihatkan kinerja yang lebih stabil dan konsisten dibandingkan surfaktan ZX-1. Sebaliknya, surfaktan ZX-1 mengalami fluktuasi nilai IFT yang lebih besar, dengan peningkatan kembali pada salinitas tinggi (≥ 10000 ppm). Hal ini dapat terjadi akibat mekanisme *salting-out effect*, yaitu ketika peningkatan konsentrasi ion garam menyebabkan penurunan kelarutan surfaktan dalam fase air, sehingga mengurangi kemampuan surfaktan untuk menurunkan tegangan antarmuka (Rezaie dkk., 2023).

Berbeda dengan surfaktan ZX-1, kenaikan salinitas hingga 20000 ppm tidak menyebabkan lonjakan IFT yang signifikan. Hal ini mengindikasikan bahwa surfaktan ZX-2 memiliki ketahanan yang lebih baik terhadap *salting-out effect*, terutama pada konsentrasi tinggi (0,8 – 1%) dimana nilai IFT tetap rendah dan stabil. Molekul ZX-2 tampaknya lebih resisten terhadap penurunan kelarutan pada *ion strength* tinggi, sehingga tidak terjadi agregasi atau presipitasi yang mengurangi jumlah surfaktan aktif di antarmuka. Perbedaan fenomena ini mencerminkan bahwa surfaktan ZX-2 memiliki efisiensi penurunan IFT dan stabilitas ionik yang

lebih baik dibandingkan surfaktan ZX-1, sehingga lebih sesuai untuk diaplikasikan pada reservoir dengan kondisi salinitas sedang hingga tinggi.

KESIMPULAN

Hasil pengujian yang dilakukan pada dua jenis surfaktan ZX-1 dan ZX-2, variasi nilai salinitas *brine* terhadap nilai *interfacial tension* (IFT), disimpulkan bahwa salinitas memiliki pengaruh yang signifikan terhadap kemampuan surfaktan dalam menurunkan tegangan antarmuka minyak – air. Peningkatan salinitas rendah hingga menengah terbukti mampu menurunkan nilai IFT secara efektif karena keberadaan ion – ion garam yang memperkuat orientasi molekul surfaktan di permukaan antarmuka. Namun, pada saat salinitas terlalu tinggi, nilai IFT akan mengalami peningkatan dikarenakan adanya *salting – out effect*, dimana kelarutan surfaktan menurun sehingga jumlah molekul aktif di antarmuka berkurang. Nilai IFT minimum tercapai pada rentang salinitas 10000 – 15000 ppm, yang menunjukkan kondisi paling efektif bagi kinerja surfaktan.

Pada salinitas tinggi (≥ 15000 ppm), nilai IFT surfaktan ZX-1 mengalami peningkatan kembali akibat *salting-out effect*, yang menurunkan kelarutan surfaktan dan mengurangi jumlah molekul aktif di antarmuka. Sebaliknya, surfaktan ZX-2 menunjukkan kestabilan yang lebih baik dan mampu mempertahankan nilai IFT rendah pada seluruh rentang salinitas termasuk pada salinitas 20000 ppm, menandakan toleransi ionik dan stabilitas misel yang lebih baik.

Secara keseluruhan, salinitas optimum yang menghasilkan nilai IFT terendah berada pada rentang 10000 – 15000 ppm. Peningkatan salinitas berpengaruh dalam peningkatan densitas larutan surfaktan dan penurunan nilai IFT. Dari hal ini menunjukkan bahwa kekuatan ionik larutan bertanggung jawab untuk menstabilkan orientasi molekul surfaktan di antarmuka. Hasil perbandingan menunjukkan bahwa surfaktan ZX-2 lebih baik daripada ZX-1 dalam hal efektivitas penurunan tegangan antarmuka dan kestabilan terhadap variasi salinitas. Oleh karena itu, surfaktan ZX-2 dinilai lebih potensial untuk digunakan dalam proses *chemical flooding* pada metode EOR, khususnya dalam kondisi reservoir dengan salinitas sedang hingga tinggi. Untuk penelitian selanjutnya tidak hanya pengaruh salinitas saja yang diuji tetapi parameter lainnya yang mempengaruhi keberhasilan injeksi surfaktan di reservoir.

DAFTAR PUSTAKA

- Akhlaghi, N., & Riahi, S. (2019). Salinity Effect on the Surfactant Critical Micelle Concentration through Surface Tension Measurement. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 8(4), 50–63. <https://doi.org/10.22050/ijogst.2019.156537.1481>
- Alli, Y. F., & Tobing, E. M. (2018). Effect of Optimum Salinity on Microemulsion Formation to Attain Ultralow Interfacial Tension for Chemical Flooding Application. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 39(2), 63–69, <https://doi.org/10.29017/scog.39.2.103>
- Belhaj, A. F., Elraies, K. A., Mahmood, S. M., Zulkifli, N. N., Akbari, S., & Hussien, O. S. (2019). The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(1), 125–137. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0685-y>
- Druetta, P., Raffa, P., & Picchioni, F. (2019). Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. *Applied Energy*, 252, 113480. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113480>
- H.M Princen, Zia, I. Y. Z., & Mason, S. G. (1967). Measurement of interfacial tension from the shape of a rotating drop. *Journal of Colloid and Interface Science*, 23(1), 99–107. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(67\)90090-2](https://doi.org/10.1016/0021-9797(67)90090-2)
- Hardianti, H., Kasmungin, S., Pramadika, H., Suryati, E., Suhadi, T. R., & Yulianti, Y. (2019). PENGARUH SALINITAS OPTIMUM TERHADAP SURFAKTAN PADA LAPANGAN X. *Prosiding Seminar Nasional Pakar*. <https://doi.org/10.25105/pakar.v0i0.4184>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.01.037>
- Negin, C., Ali, S., & Xie, Q. (2017). Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*, 3(2), 197–211. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>
- Qi, Z., Pierobon, S., Serediak, O., Le, J., Pettigrew, A., & Abedini, A. (2022). Effects of thief zones on displacement efficiency: Microfluidic pore-scale and conformance control analysis. *Fuel*, 316, 123371. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123371>
- Ragab, A., & M. Mansour, E. (2021). Enhanced Oil Recovery: Chemical Flooding. *Geophysics and Ocean Waves Studies*. <https://doi.org/10.5772/intechopen.90335>
- Reningtyas, R., & Mahreni, M. (2015). Biosurfactant. *Eksergi*, 12(2), 12. <https://doi.org/10.31315/e.v12i2.1354>
- Rezaie, A., Ghasemi, H., & Eslami, F. (2023). *An In-Depth Investigation of The Impact of Salt Nature on The Formulation of Microemulsion Systems*. *Scientific Reports*.
- Rosen, M. J., & Kunjappu, J. T. (2012). *Surfactants and interfacial phenomena*. Wiley.
- Rosiani, D., Permadi, A. K., Siregar, H. P. S., Gunawan, A. Y., & Ariadji, T. (2022). A New CO₂-EOR Methods Screening Model Based on Interdependency Parameters. *Applied Sciences*, 12(8), 3937. <https://doi.org/10.3390/app12083937>
- Sakinah, I., F. (2019). Karakteristik Surfaktan Pada Proses Perolehan Minyak Dari Air Formasi. Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Islam Negeri Syarif Hidayatullah. Jakarta.
- Saeedi Dehaghani, A. H., & Ghalamizade Elyaderani, S. M. (2021). Application of ion-engineered Persian Gulf seawater in EOR: effects of different ions on interfacial tension, contact angle, zeta potential, and oil recovery. *Petroleum Science*. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00541-y>
- Sauerer, B., Al-Hamad, M., Ma, S. M., & Abdallah, W. (2021). Effect of formation water salinity on interfacial tension of reservoir fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108700. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108700>

- 700.
- ShamsiJazeyi, H., Verduzco, R., & Hirasaki, G. J. (2014). Reducing adsorption of anionic surfactant for enhanced oil recovery: Part II. Applied aspects. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 453, 168–175. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2014.02.021>
- Sheng, J., J. (2011). *Modern Chemical Oil Recovery: Theory and Practice*. Elsevier, Amsterdam.
- Sheng, J. J. (2015). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), 97–105. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>
- Sheng, J., J. (2017). *Critical Review Of Alkaline Polymer Flooding*. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 7: 147-153.
- Sly A. I., Rosiani D., & Yorda F. (2025). Analisis Sensitivitas Injeksi CO₂ terhadap Perubahan Oil Swelling Lapangan XUS. *Jurnal MigasZoom*, 7(1), 33–42. <https://doi.org/10.37525/mz/2025-1/1030>
- Vonnegut, B. (1942). Rotating Bubble Method for the Determination of Surface and Interfacial Tensions. *Review of Scientific Instruments*, 13(1), 6–9. <https://doi.org/10.1063/1.1769937>

