Evaluasi Pengaruh Salinitas Terhadap Kompatibilitas Surfaktan Berdasarkan *Aqueous Stability Test* dan *Phase Behavior Test* untuk *Chemical Enhanced Oil Recovery*

Ester Wulandari[1] , Yunita Yulianti[2], Agnesya Putri Gustianthy[2], Tun Sriana[1*]

[1] Teknik Pengolahan Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Indonesia

[2] Technology Innovation & Implementation (TI&I), PT Pertamina, Indonesia

ABSTRAK

Penurunan produksi pada lapangan minyak tua mendorong penerapan metode *enhanced oil recovery* (EOR) untuk memobilisasi minyak yang masih tertinggal di reservoir. Salah satu metode yang potensial adalah injeksi surfaktan, yang keberhasilannya dipengaruhi oleh kompatibilitas dan kestabilan formulasi pada kondisi reservoir. Penelitian ini bertujuan mengevaluasi pengaruh variasi salinitas terhadap kompatibilitas, kestabilan, dan perilaku fase surfaktan komersial WS 30.1 dengan konsentrasi bahan aktif 2% untuk aplikasi *chemical enhanced oil recovery* (CEOR). Penelitian dilakukan secara eksperimental melalui uji kompatibilitas, *Aqueous Stability Test* (AST), dan *phase behavior test* (PBT) menggunakan brine sintesis berbasis natrium klorida (NaCl) dengan variasi salinitas 17.000–21.000 ppm. Uji kompatibilitas dilakukan pada temperatur ruang dan temperatur reservoir 85 °C, sedangkan uji AST dan PBT dilakukan pada temperatur 85 °C. Evaluasi meliputi perubahan visual larutan, kestabilan fisik, pembentukan mikroemulsi, serta keseimbangan *oil solubilization ratio* dan *water solubilization ratio*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa surfaktan WS 30.1 kompatibel dan stabil pada seluruh variasi salinitas yang diuji, tanpa pembentukan endapan maupun pemisahan fase. Pengujian perilaku fase menunjukkan bahwa salinitas optimum diperoleh pada 19.000 ppm berdasarkan keseimbangan rasio pelarutan minyak dan air. Dengan demikian, formulasi surfaktan WS 30.1 pada salinitas 19.000 ppm berpotensi digunakan dalam aplikasi CEOR pada kondisi reservoir yang diteliti.

Keywords: *Aqueous Stability Test*, *Chemical Enhanced Oil Recovery*, *Phase Behavior Test*, salinitas, surfaktan

tun.sriana@gmail.com

1. Pendahuluan

Penurunan produksi merupakan salah satu permasalahan yang umum terjadi pada lapangan minyak yang telah memasuki tahap matang. Salah satu contoh kondisi tersebut ditunjukkan oleh Lapangan RE, yang berdasarkan data produksi tahunannya mengalami kecenderungan penurunan produksi minyak [1]. Kondisi ini relevan dengan permasalahan industri minyak bumi di Indonesia karena sebagian besar lapangan minyak telah tergolong sebagai lapangan tua dan umumnya telah melewati masa puncak produksi [2]. Pada kondisi tersebut, metode *primary recovery* dan *secondary recovery* belum mampu memobilisasi seluruh minyak yang masih tertinggal di dalam reservoir. Oleh karena itu, diperlukan penerapan metode *tertiary recovery* untuk meningkatkan perolehan minyak yang

tidak lagi dapat diproduksikan secara optimal melalui metode sebelumnya. Salah satu pendekatan yang banyak dikembangkan adalah *enhanced oil recovery* (EOR) melalui injeksi material tertentu ke dalam reservoir untuk meningkatkan mobilisasi minyak sisa [3].

Enhanced oil recovery merupakan metode peningkatan perolehan minyak dengan menginjeksikan energi atau material tambahan ke dalam reservoir sehingga minyak yang sebelumnya sulit diproduksikan dapat dimobilisasi kembali [4]. Berdasarkan material yang digunakan, metode EOR secara umum diklasifikasikan menjadi metode termal, injeksi gas, dan injeksi kimia. Pada metode injeksi kimia (*chemical flooding*), bahan kimia seperti polimer, surfaktan, dan alkali digunakan untuk memperbaiki karakteristik fluida reservoir, meningkatkan efisiensi penyapuan, serta mengurangi saturasi minyak tersisa (*residual oil saturation*) [5]. Perkembangan teknologi EOR menunjukkan bahwa keberhasilan injeksi kimia sangat bergantung pada kesesuaian antara formulasi bahan kimia dengan kondisi reservoir, terutama temperatur, salinitas air formasi, sifat minyak, dan karakteristik batuan [6].

Penerapan EOR memerlukan proses *screening* untuk menentukan metode yang sesuai dengan karakteristik reservoir. Salah satu pendekatan yang banyak dikaji adalah injeksi kimia menggunakan surfaktan karena mampu memengaruhi interaksi antara fase minyak dan air. Studi *screening* pada Lapangan RE menunjukkan bahwa metode *alkalie surfactant polymer* (ASP) memiliki potensi untuk diterapkan berdasarkan karakteristik reservoir yang tersedia [2]. Selain itu, penelitian terkait aplikasi surfaktan pada EOR menunjukkan bahwa keberhasilan proses *chemical flooding* sangat dipengaruhi oleh kemampuan formulasi dalam menghasilkan kompatibilitas yang baik dengan fluida reservoir serta mempertahankan kestabilan pada kondisi operasi [7].

Injeksi kimia dapat menggunakan polimer, surfaktan, alkali, maupun kombinasi dari beberapa bahan tersebut. Polimer berfungsi meningkatkan viskositas fase air dan memperbaiki rasio mobilitas antara minyak dan air sehingga efisiensi penyapuan dapat meningkat [8]. Surfaktan merupakan senyawa aktif permukaan yang memiliki gugus hidrofilik dan lipofilik dalam satu molekul. Struktur tersebut memungkinkan surfaktan berada pada antarmuka minyak–air dan menurunkan gaya kapiler yang menyebabkan minyak terperangkap dalam pori batuan [9].

Kinerja surfaktan dalam aplikasi EOR dipengaruhi oleh berbagai parameter, seperti konsentrasi surfaktan, temperatur reservoir, karakteristik minyak, salinitas air formasi, serta kompatibilitas antara larutan surfaktan dan fluida reservoir. Pada konsentrasi tertentu yang disebut *critical micelle concentration* (CMC), molekul surfaktan mulai membentuk agregat berupa misel yang berperan dalam proses solubilisasi minyak [9]. Selain itu, perubahan salinitas merupakan salah satu faktor penting karena keberadaan ion elektrolit dalam *brine* dapat mengubah keseimbangan afinitas surfaktan terhadap fase minyak dan fase air. Perubahan tersebut dapat menyebabkan pergeseran perilaku fase dan memengaruhi pembentukan mikroemulsi pada sistem surfaktan–*brine*–*crude oil* [10].

Dalam sistem surfaktan EOR, kondisi salinitas optimum menjadi parameter penting karena berkaitan dengan pembentukan mikroemulsi tipe III (*middle-phase microemulsion*) yang menunjukkan keseimbangan interaksi surfaktan terhadap fase minyak dan air. Beberapa penelitian terbaru menunjukkan bahwa peningkatan maupun penurunan salinitas dapat menyebabkan perubahan perilaku fase dari sistem surfaktan–minyak–air, sehingga optimasi salinitas diperlukan untuk memperoleh kondisi formulasi yang paling efektif [11]. Kondisi tersebut umumnya dievaluasi melalui pengujian *phase behavior test* (PBT) berdasarkan kemampuan sistem dalam menghasilkan keseimbangan *oil solubilization ratio* dan *water solubilization ratio* [12].

Selain perilaku fase, kestabilan fisik larutan surfaktan juga menjadi aspek penting sebelum diaplikasikan pada kondisi reservoir. Ketidakstabilan formulasi akibat perubahan temperatur atau interaksi dengan elektrolit

dapat menyebabkan presipitasi, pemisahan fase, maupun penurunan efektivitas surfaktan selama proses injeksi. Oleh karena itu, pengujian kestabilan menggunakan *aqueous stability test* (AST) diperlukan untuk mengevaluasi kemampuan larutan surfaktan mempertahankan karakteristik fisiknya pada kondisi temperatur tertentu [13].

Berdasarkan kondisi tersebut, formulasi surfaktan yang akan digunakan pada Lapangan RE perlu dievaluasi terhadap variasi salinitas. Permasalahan utama dalam penelitian ini adalah belum diketahuinya kondisi salinitas yang mampu memberikan kompatibilitas fisik dan perilaku fase terbaik pada sistem surfaktan–*brine*–*crude oil*. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan mengevaluasi pengaruh variasi salinitas 17.000–21.000 ppm terhadap kompatibilitas surfaktan menggunakan *aqueous stability test* (AST) dan *phase behavior test* (PBT), serta menentukan salinitas optimum untuk aplikasi *chemical enhanced oil recovery* (CEOR) pada Lapangan RE. Pembahasan penelitian meliputi pengaruh salinitas terhadap perilaku fase, kestabilan surfaktan pada temperatur ruang dan temperatur reservoir 85 °C, serta evaluasi kondisi salinitas optimum berdasarkan hasil pengujian.

2. Bahan dan Metode

2.1 Bahan

Penelitian ini menggunakan surfaktan komersial WS 30.1 dengan konsentrasi bahan aktif 2%, *crude oil* X, dan *brine* sintesis berbasis natrium klorida (NaCl). *Brine* disiapkan dengan variasi salinitas 17.000–21.000 ppm. Karakteristik fisik *crude oil* X dan surfaktan WS 30.1 masing-masing disajikan pada Tabel 1 dan Tabel 2.

Tabel 1. Karakteristik fisika *crude oil X*

No.	Parameter	Unit	Metode	Nilai
1	*Pour point*	°C	ASTM D5853-24	48–55
2	Densitas pada 15 °C	kg/m^3	ASTM D1298-12b*	912–974
3	*API gravity*	°API	—	16,88–18,25
4	Viskositas pada 85 °C	cP	ASTM D2196-18	23,47–26,35
5	Kandungan asfalten	%	IP 143-04	1–4
6	Kandungan *wax*	%	NMR	54,29–57,28

2.2 Metode

Surfaktan WS 30.1 merupakan formulasi surfaktan komersial dengan konsentrasi bahan aktif sebesar 2%. Penelitian diawali dengan persiapan bahan dan peralatan, dilanjutkan dengan pembuatan *brine* sintesis berbasis natrium klorida (NaCl) pada rentang salinitas 17.000–21.000 ppm dan pembuatan larutan surfaktan dengan konsentrasi bahan aktif 2%. Pengujian kemudian dilakukan melalui pengamatan kompatibilitas, *aqueous stability test* (AST), dan *phase behavior test* (PBT).

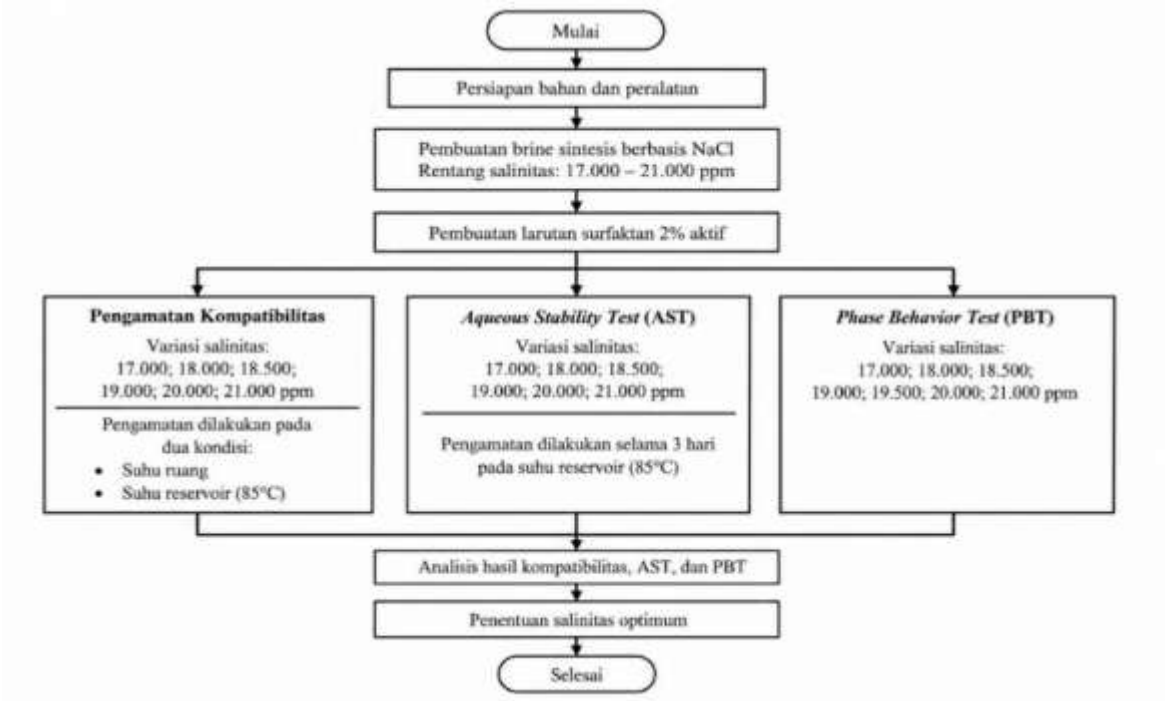
Pengujian kompatibilitas dilakukan pada Salinitas 17.000, 18.000, 18.500, 19.000, 20.000, dan 21.000 ppm, pada temperatur ruang dan temperatur reservoir 85 °C. Pengamatan meliputi kejernihan, homogenitas, pembentukan endapan, dan pemisahan fase. AST dilakukan pada variasi salinitas yang sama selama tiga hari pada temperatur 85 °C, dengan parameter pengamatan yang sama untuk mengevaluasi kestabilan fisik larutan.

PBT dilakukan pada tujuh variasi salinitas, yaitu 17.000, 18.000, 18.500, 19.000, 19.500, 20.000, dan 21.000 ppm. Larutan surfaktan–*brine* dicampurkan dengan *crude oil* menggunakan perbandingan volume 1:1 (v/v). Pengamatan dilakukan terhadap distribusi fase minyak, mikroemulsi, dan air untuk mengevaluasi perilaku fase serta menentukan *oil solubilization ratio* (SOR) dan *water solubilization ratio* (SWR). Kedua parameter dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$SOR = \frac{V_0}{V_s} \quad (1)$$

$$SWR = \frac{V_w}{V_s} \quad (2)$$

dengan V_o adalah volume minyak yang terlarut dalam fase mikroemulsi (mL), V_w adalah volume air yang tersolubilisasi dalam fase mikroemulsi (mL), dan V_s adalah volume surfaktan yang digunakan sebagai dasar perhitungan (mL). SOR dan SWR dinyatakan dalam mL/mL. Salinitas optimum ditentukan berdasarkan kondisi ketika nilai SOR dan SWR paling mendekati keseimbangan di antara variasi salinitas yang diuji. Tahapan penelitian dilakukan secara sistematis mulai dari persiapan bahan hingga pengujian kompatibilitas, AST, dan PBT. Adapun diagram alir tahapan penelitian disajikan pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Tahapan Penelitian Uji Kompatibilitas Surfaktan untuk Aplikasi CEOR

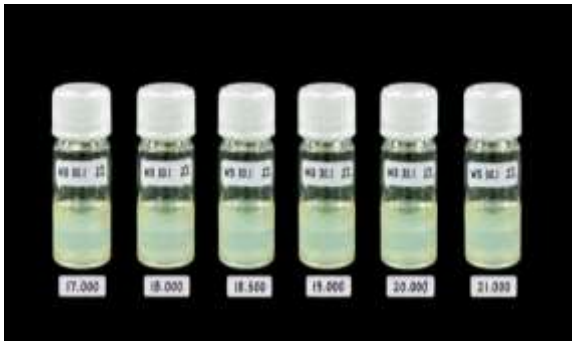
3. Hasil

3.1. Kompatibilitas Surfaktan

Pengujian kompatibilitas dilakukan dengan mengontakkan surfaktan WS 30.1 2% aktif dengan brine pada salinitas 17.000, 18.000, 18.500, 19.000, 20.000, dan 21.000 ppm. Pengamatan dilakukan pada temperatur ruang dan temperatur reservoir 85 °C. Evaluasi kompatibilitas didasarkan pada kondisi visual larutan, meliputi kejernihan (*clear*, *hazy*, dan *cloudy*), homogenitas, terbentuknya endapan, serta pemisahan fase. Hasil pengamatan kompatibilitas surfaktan pada suhu ruang dan suhu reservoir 85°C ditampilkan pada Gambar 2 dan 3 secara berurutan. Hasil pengamatan pada kedua kondisi temperatur (Gambar 2 dan 3) memperlihatkan bahwa seluruh formulasi tetap homogen dan tidak terdapat endapan maupun pemisahan fase. Perubahan yang paling terlihat terjadi pada tingkat kejernihan larutan. Pada salinitas yang lebih rendah, larutan cenderung *clear*, sedangkan peningkatan salinitas menyebabkan larutan menjadi semakin *hazy*.

Hasil pengujian ini membuktikan bahwa kontak antara surfaktan WS 30.1 2% aktif dan brine hingga salinitas 21.000 ppm tidak menyebabkan ketidakstabilan fisik berupa pengendapan atau pemisahan fase, baik pada temperatur ruang maupun 85 °C. Dengan demikian, formulasi dapat dilanjutkan pada pengujian *aqueous stability test* (AST) untuk

mengevaluasi kestabilannya selama 3 hari pada temperatur reservoir 85 °C.



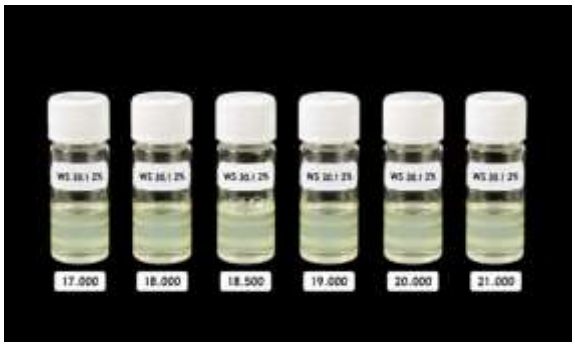
Gambar 2. Hasil pengamatan kompatibilitas surfaktan WS 30.1 2% aktif pada temperatur ruang.



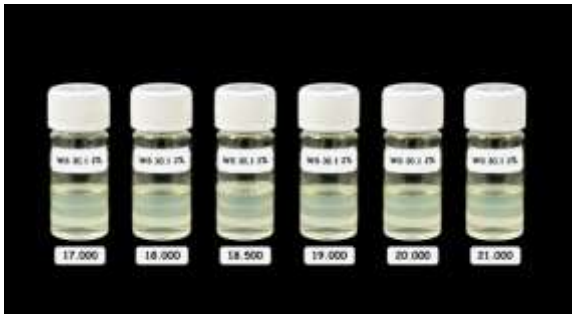
Gambar 3. Hasil pengamatan kompatibilitas surfaktan WS 30.1 2% aktif pada temperatur reservoir 85 °C.

3.2. Pengujian *Aqueous Stability Test* (AST)

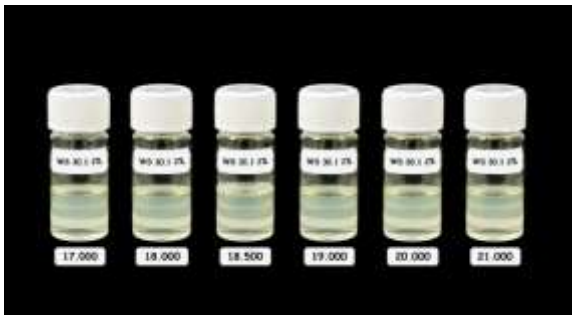
Pengujian *aqueous stability test* (AST) dilakukan untuk mengevaluasi kestabilan fisik larutan surfaktan WS 30.1 dengan konsentrasi 2% aktif selama penyimpanan pada kondisi temperatur reservoir 85°C. Pengujian dilakukan selama 3 hari dengan variasi salinitas *brine* sebesar 17.000, 18.000, 18.500, 19.000, 20.000, dan 21.000 ppm. Parameter pengamatan meliputi perubahan kejernihan larutan, homogenitas, pembentukan endapan, serta pemisahan fase. Hasil pengamatan AST surfaktan pada WS 30.1 2% aktif temperatur 85°C pada hari pertama, kedua, dan ketiga ditampilkan pada Gambar 4, 5 dan 6 secara berurutan.



Gambar 4. Hasil pengamatan AST surfaktan WS 30.1 2% aktif pada hari pertama temperatur 85 °C.



Gambar 5. Hasil pengamatan AST surfaktan WS 30.1 2% aktif pada hari kedua temperatur 85 °C.



Gambar 6. Hasil pengamatan AST surfaktan WS 30.1 2% aktif pada hari ketiga temperatur 85 °C.

Hasil pengamatan AST menunjukkan bahwa seluruh formulasi surfaktan WS 30.1 2% aktif tetap stabil selama periode pengujian pada temperatur 85 °C. Seluruh variasi salinitas menunjukkan kondisi larutan yang homogen, tanpa ditemukan adanya pembentukan endapan maupun pemisahan fase. Perubahan visual yang terjadi relatif tidak signifikan, dengan karakteristik kejernihan larutan tetap mempertahankan pola yang sama seperti pada pengujian kompatibilitas, yaitu peningka-

tan salinitas menyebabkan kecenderungan larutan menjadi lebih *hazy*.

Berdasarkan hasil pengujian selama 3 hari (Gambar 6), surfaktan WS 30.1 2% aktif memiliki kestabilan fisik yang baik pada rentang salinitas 17.000–21.000 ppm dan temperatur 85 °C. Hasil ini menunjukkan bahwa formulasi surfaktan memiliki potensi untuk digunakan pada kondisi reservoir yang memiliki karakteristik salinitas dan temperatur serupa, sehingga dapat dilanjutkan ke tahap *phase behavior test* (PBT) untuk menentukan perilaku fase dan salinitas optimum.

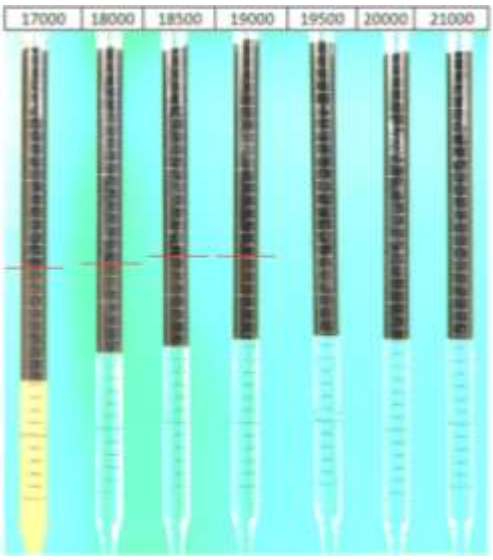
3.3 *Phase Behavior Test* (PBT)

Pada penelitian ini, *phase behavior test* (PBT) dilakukan menggunakan larutan surfaktan WS 30.1 2% aktif pada tujuh variasi salinitas, yaitu 17.000, 18.000, 18.500, 19.000, 19.500, 20.000, dan 21.000 ppm. Larutan surfaktan–*brine* dicampurkan dengan *crude oil* menggunakan perbandingan 1:1 (v/v). Pengujian dilakukan untuk mengevaluasi pengaruh salinitas terhadap perilaku fase dan menentukan kondisi salinitas optimum berdasarkan pembentukan mikroemulsi serta nilai *solubilization ratio*.

3.4 Pengaruh Salinitas terhadap Perilaku Fase

Hasil pengamatan *phase behavior test* (PBT) menunjukkan adanya perubahan distribusi dan volume relatif fase pada sistem surfaktan–*brine*–*crude oil* seiring perubahan salinitas. Perbedaan tersebut dapat diamati dari posisi batas antarfase pada masing-masing sampel sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 7.

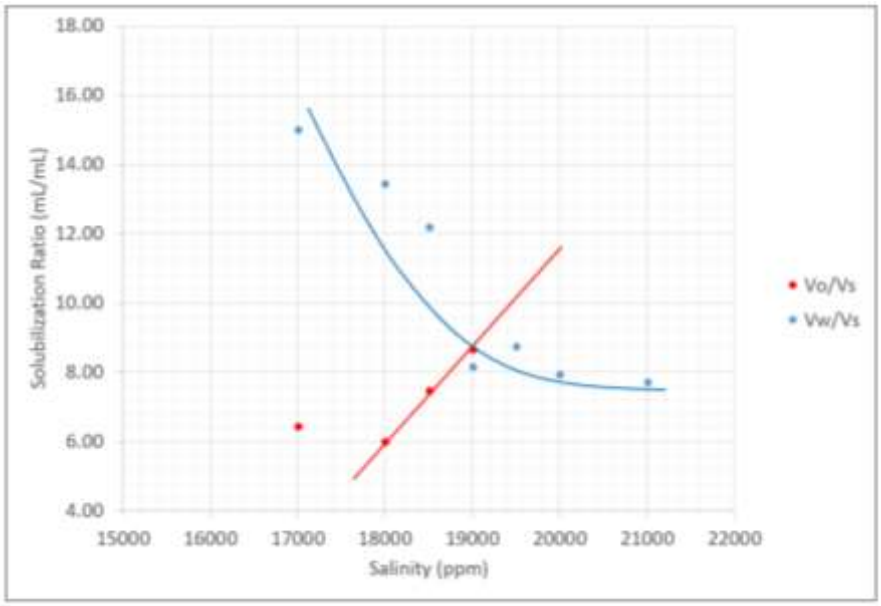
Hasil visual PBT menunjukkan terbentuknya *middle phase microemulsion* atau mikroemulsi fase tengah yang merupakan karakteristik Winsor III pada rentang kondisi yang diuji. Keberadaan Winsor III menunjukkan bahwa surfaktan mampu berinteraksi dengan fase minyak dan air secara relatif seimbang. Namun, terbentuknya Winsor III tidak secara langsung menunjukkan satu titik salinitas optimum karena sistem tiga fase dapat terbentuk pada suatu rentang salinitas. Oleh karena itu, penentuan kondisi optimum perlu diperkuat melalui evaluasi *oil solubilization ratio* dan *water solubilization ratio*.



Gambar 7. Hasil *phase behavior test* (PBT) pada berbagai variasi salinitas

3.5 Pengaruh Salinitas terhadap Solubilization Ratio

Solubilization ratio digunakan untuk mengevaluasi kemampuan mikroemulsi dalam mensolubilisasi minyak dan air. *Oil solubilization ratio* (SOR) menggambarkan rasio volume minyak yang tersolubilisasi terhadap volume surfaktan sebagai basis perhitungan, sedangkan *water solubilization ratio* (SWR) menggambarkan rasio volume air yang tersolubilisasi terhadap basis yang sama. Keseimbangan kedua parameter tersebut digunakan sebagai dasar penentuan *optimum salinity.* Rekapitulasi hasil pengamatan perilaku fase dan rasio solubilisasi pada berbagai variasi salinitas disajikan pada Tabel 3, sedangkan hubungan salinitas dengan SOR dan SWR ditunjukkan pada Gambar 8.



Gambar 8. Hubungan salinitas terhadap rasio solubilisasi

Berdasarkan Tabel 3 dan Gambar 9, perubahan salinitas memengaruhi nilai SOR dan SWR. Pada salinitas 17.000 ppm, nilai SOR sebesar 6,43 mL/mL dan SWR sebesar 15,00 mL/mL, dengan selisih 8,57 mL/mL. Pada salinitas 18.000 ppm, selisih kedua parameter menurun menjadi 7,45 mL/mL, sedangkan pada salinitas 18.500 ppm selisihnya kembali menurun menjadi 4,73 mL/mL. Pola tersebut menunjukkan bahwa peningkatan salinitas pada rentang tersebut diikuti oleh semakin dekatnya keseimbangan antara kemampuan solubilisasi minyak dan air.

Tabel 3. Rekapitulasi hasil pengujian PBT dan rasio solubilisasi pada berbagai salinitas

Salinitas (ppm)	Tipe Winsor	Fraksi minyak	Fraksi mikroemulsi	Fraksi air	Sol. Oil (mL)	Sol. Water (mL)	SOR (mL/mL)	SWR (mL/mL)
17.000	III	0,42	0,22	0,36	0,27	0,63	6,43	15,00
18.000	III	0,42	0,20	0,38	0,25	0,56	6,01	13,46
18.500	III	0,42	0,20	0,38	0,30	0,49	7,46	12,19
19.000	III	0,41	0,17	0,42	0,35	0,33	8,66	8,17
19.500	II	N/A	0,82	N/A	N/A	0,36	N/A	8,74
20.000	II	N/A	0,80	N/A	N/A	0,33	N/A	7,93
21.000	II	N/A	0,82	N/A	N/A	0,31	N/A	7,71

Keseimbangan paling mendekati diperoleh pada salinitas 19.000 ppm, dengan nilai SOR sebesar 8,66 mL/mL dan SWR sebesar 8,17 mL/mL. Selisih kedua parameter tersebut hanya 0,49 mL/mL, lebih kecil dibandingkan selisih pada variasi salinitas lainnya yang memiliki data SOR dan SWR lengkap. Dengan demikian, berdasarkan data kuantitatif yang tersedia, salinitas 19.000 ppm ditetapkan sebagai *optimum salinity* di antara kondisi yang dapat dibandingkan. Hasil ini menunjukkan bahwa pada salinitas tersebut, kemampuan mikroemulsi dalam mensolubilisasi minyak dan air mencapai keseimbangan terbaik berdasarkan parameter yang dievaluasi.

Pada salinitas 19.500–21.000 ppm, tipe fase berubah dari Winsor III menjadi Winsor II. Nilai SWR pada rentang tersebut masing-masing sebesar 8,74; 7,93; dan 7,71 mL/mL, sedangkan nilai SOR tidak tersedia dalam formulir pengujian. Oleh karena itu, keseimbangan kedua rasio pada rentang tersebut belum dapat dievaluasi secara kuantitatif. Per-

ubahan tipe Winsor menunjukkan adanya perubahan perilaku fase seiring peningkatan salinitas, tetapi tidak cukup untuk menetapkan keseimbangan solubilisasi tanpa nilai SOR yang lengkap. Secara keseluruhan, hasil pengujian mendukung penetapan salinitas 19.000 ppm sebagai kondisi optimum berdasarkan keseimbangan SOR dan SWR pada data yang tersedia.

4. Pembahasan

4.1. Kompatibilitas Surfaktan

Peningkatan kekeruhan berkaitan dengan peningkatan konsentrasi elektrolit dalam brine. Penambahan NaCl meningkatkan konsentrasi ion Na^+ dan Cl^- yang dapat memengaruhi interaksi antara gugus hidrofilik surfaktan dan molekul air. Kondisi tersebut dapat mengubah derajat hidrasi serta kecenderungan agregasi molekul surfaktan, sehingga transparansi larutan berkurang. Dengan demikian, perubahan dari *clear* menuju *hazy* dapat digunakan sebagai indikasi adanya perubahan kondisi fisik sistem akibat peningkatan salinitas.

Perbedaan temperatur terutama terlihat pada intensitas kekeruhan. Pada temperatur reservoir 85 °C, perubahan kejernihan cenderung lebih jelas dibandingkan pada temperatur ruang. Temperatur yang lebih tinggi dapat meningkatkan mobilitas molekul dan memengaruhi kesetimbangan interaksi antara surfaktan, air, dan elektrolit. Meskipun demikian, peningkatan temperatur hingga 85 °C tidak menghasilkan endapan atau pemisahan fase pada formulasi yang diuji.

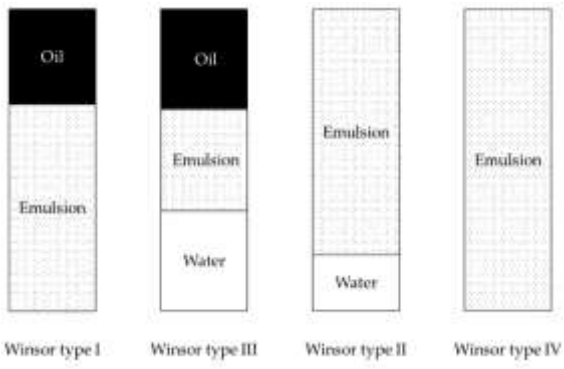
Berdasarkan hasil tersebut, peningkatan salinitas menunjukkan kecenderungan penurunan kompatibilitas fisik yang ditandai oleh meningkatnya kekeruhan, sedangkan temperatur reservoir memperkuat perubahan visual tersebut. Namun, kriteria utama ketidakkompatibilitas dalam pengujian ini adalah terbentuknya endapan dan pemisahan fase. Karena kedua indikasi tersebut tidak ditemukan pada seluruh variasi salinitas dan temperatur, surfaktan WS 30.1 2% aktif masih memiliki kompatibilitas fisik yang baik terhadap brine pada rentang salinitas 17.000–21.000 ppm.

4.2. Kestabilan Surfaktan pada Pengujian *Aqueous Stability Test* (AST)

Stabilitas yang diperoleh menunjukkan bahwa formulasi surfaktan WS 30.1 mampu mempertahankan kelarutan dan interaksi molekulernya pada kondisi temperatur tinggi dan lingkungan elektrolit hingga salinitas 21.000 ppm. Meskipun keberadaan ion Na^+ dan Cl^- dapat memengaruhi tingkat hidrasi gugus hidrofilik surfaktan, kondisi tersebut tidak menyebabkan gangguan kestabilan berupa agregasi berlebih, presipitasi, maupun pemisahan fase.

4.3. Perilaku Fase Winsor

Perilaku fase pada sistem surfaktan–brine–*crude oil* dapat diklasifikasikan berdasarkan sistem Winsor menjadi empat tipe, yaitu Winsor I, II, III, dan IV. Pada Winsor I, mikroemulsi lebih berasosiasi dengan fase air dan berada bersama fase aqueous, sedangkan minyak berlebih membentuk fase terpisah. Pada Winsor II, mikroemulsi lebih berasosiasi dengan fase minyak, sedangkan fase air berada secara terpisah. Winsor III ditandai dengan terbentuknya tiga fase, yaitu minyak di bagian atas, mikroemulsi di bagian tengah, dan air di bagian bawah. Sementara itu, Winsor IV merupakan sistem mikroemulsi satu fase ketika minyak, air, dan surfaktan membentuk sistem yang homogen tanpa fase berlebih yang terpisah. Detail visualisasi klasifikasi perilaku fase pada masing-masing tipe Winsor untuk sistem minyak-air-surfaktan ditunjukkan pada Gambar 9.



Gambar 9. Klasifikasi Perilaku Fase Winsor pada Sistem Minyak–Air–Surfaktan [14]

Berdasarkan Gambar 9, perbedaan tipe Winsor menggambarkan perubahan afinitas surfaktan terhadap fase minyak dan air. Winsor I menunjukkan kecenderungan surfaktan yang lebih dominan terhadap fase air, sedangkan Winsor II menunjukkan kecenderungan yang lebih besar terhadap fase minyak. Winsor III merupakan kondisi yang penting dalam *screening* surfaktan untuk *enhanced oil recovery* (EOR) karena terbentuknya mikroemulsi fase tengah menunjukkan afinitas surfaktan terhadap minyak dan air yang relatif seimbang dan umumnya berkaitan dengan kondisi tegangan antarmuka yang sangat rendah. Winsor IV berbeda karena seluruh sistem membentuk satu fase mikroemulsi.

Salinitas merupakan salah satu parameter yang dapat memengaruhi perubahan perilaku fase. Pada sistem surfaktan tertentu, peningkatan salinitas dapat menggeser afinitas surfaktan dari fase air menuju fase minyak. Dengan demikian, perubahan salinitas dapat menghasilkan transisi dari Winsor I menuju Winsor III dan selanjutnya Winsor II. Namun, tipe fase yang terbentuk tidak hanya dipengaruhi oleh salinitas, tetapi juga oleh jenis dan konsentrasi surfaktan, karakteristik minyak, temperatur, serta komposisi sistem.

Berdasarkan Gambar 9, posisi batas antarfase mengalami perubahan seiring peningkatan salinitas. Fenomena tersebut menunjukkan bahwa konsentrasi elektrolit memengaruhi keseimbangan interaksi surfaktan terhadap fase minyak dan air. Pada salinitas yang lebih rendah, surfaktan memiliki kecenderungan interaksi yang lebih besar terhadap fase aqueous. Peningkatan salinitas memengaruhi hidrasi gugus hidrofilik surfaktan sehingga afinitas relatif terhadap fase air berkurang dan interaksi dengan fase minyak meningkat. Pergeseran afinitas tersebut menyebabkan perubahan volume fase hingga sistem mendekati kondisi keseimbangan antara fase minyak dan air.

4.4. Rasio Pelarutan

Perubahan nilai solubilisasi tersebut berkaitan dengan pengaruh salinitas terhadap interaksi surfaktan, air, dan minyak. Peningkatan konsentrasi elektrolit dapat mengubah interaksi gugus hidrofilik surfaktan dengan air dan memengaruhi afinitas relatif surfaktan terhadap fase minyak dan air. Perubahan ini dapat memengaruhi distribusi fase dan kemampuan solubilisasi sistem.

4.5. Evaluasi Hasil Pengujian dan Penentuan Salinitas Optimum

Hasil pengamatan kompatibilitas, *aqueous stability test* (AST), dan *phase behavior test* (PBT) menunjukkan bahwa ketiga pengujian memberikan informasi yang saling melengkapi dalam mengevaluasi formulasi surfaktan untuk aplikasi *chemical enhanced oil recovery* (CEOR). Pada pengamatan kompatibilitas, seluruh formulasi surfaktan–brine menunjukkan kondisi homogen, tidak membentuk endapan, dan tidak mengalami pemisahan fase baik pada temperatur ruang maupun temperatur reservoir 85 °C. Hal tersebut menunjukkan bahwa formulasi memiliki kompatibilitas fisik yang baik pada rentang salinitas yang diuji.

Hasil AST selama tiga hari juga menunjukkan bahwa sebagian besar formulasi mampu mempertahankan kestabilan fisiknya pada temperatur ruang dan 85 °C. Meskipun pada beberapa sampel terdapat kondisi sedikit *hazy*. Perbedaan visual antarvariasi salinitas juga belum cukup tegas untuk menentukan satu kondisi optimum hanya berdasarkan AST.

Penentuan salinitas optimum selanjutnya didasarkan terutama pada hasil PBT. Perubahan salinitas memengaruhi distribusi fase dan keseimbangan afinitas surfaktan terhadap fase minyak dan air. Kondisi optimal keseimbangan antara *oil solubilization ratio* dan *water solubilization ratio* diperoleh pada salinitas 19.000 ppm, sehingga nilai tersebut ditetapkan sebagai *optimum salinity*. Meskipun Winsor III masih terbentuk setelah titik optimum, keberadaan sistem tiga fase tersebut tidak menunjukkan bahwa seluruh rentang memiliki tingkat optimum yang sama, karena kondisi optimum ditentukan berdasarkan keseimbangan kemampuan solubilisasi minyak dan air.

Berdasarkan integrasi seluruh hasil pengujian, formulasi surfaktan WS 30.1 2% aktif pada salinitas 19.000 ppm ditetapkan sebagai kondisi paling sesuai dari variasi yang diuji. Pada kondisi tersebut, formulasi menunjukkan kompatibilitas fisik yang baik, mampu mempertahankan kestabilan selama pengujian AST pada temperatur ruang dan 85 °C, serta menghasilkan keseimbangan solubilization ratio terbaik berdasarkan PBT. Dengan demikian, salinitas 19.000 ppm dipilih sebagai kondisi optimum untuk formulasi surfaktan pada penelitian ini.

5. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian, variasi salinitas memengaruhi kompatibilitas, kestabilan fisik, dan perilaku fase surfaktan WS 30.1 dengan konsentrasi bahan aktif 2% untuk aplikasi c*hemical enhanced oil recovery* (CEOR). Pengujian kompatibilitas menunjukkan bahwa formulasi surfaktan tetap homogen tanpa pembentukan endapan maupun pemisahan fase pada rentang salinitas 17.000–21.000 ppm, baik pada temperatur ruang maupun 85 °C. Hasil *aqueous stability test* (AST) selama tiga hari pada temperatur 85 °C juga menunjukkan bahwa formulasi mampu mempertahankan kestabilan fisiknya pada seluruh variasi salinitas yang diuji. Berdasarkan *phase behavior test* (PBT), salinitas 19.000 ppm menghasilkan keseimbangan terbaik antara *oil solubilization ratio* (SOR) sebesar 8,66 mL/mL dan *water solubilization ratio* (SWR) sebesar 8,17 mL/mL, dengan selisih 0,49 mL/mL serta pembentukan sistem tiga fase Winsor III. Dengan demikian, salinitas 19.000 ppm ditetapkan sebagai salinitas optimum berdasarkan data kuantitatif yang tersedia. Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa surfaktan WS 30.1 2% aktif berpotensi digunakan dalam pengembangan formulasi CEOR pada kondisi reservoir yang sesuai. Penelitian selanjutnya disarankan untuk mengevaluasi kinerja surfaktan melalui pengujian tegangan antarmuka dan *core flooding* guna menilai kemampuannya dalam meningkatkan perolehan minyak pada kondisi reservoir.

Daftar Pustaka

[1] R. Elfia, "Uji Surfaktan Melalui Kompatibilitas Awal Untuk Pemilihan Chemical EOR Pada Lapangan RE (Low Salinity)," Universitas Islam Riau, 2022.

[2] D. F. Solikha and R. Haryanti, "*Pre Screenin*g Surfaktan untuk Injeksi Chemical EOR di Lapangan X," *Gema Wiralodra*, vol. 12, no. 1, pp. 95–109, 2021.

[3] L. W. Lake, "*Enhanced Oil Recovery*". Prentice Hall (Prentice-Hall Inc.), 1989.

[4] Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas), "Pedoman Tata Kerja Pengelolaan Rantai Suplai Kontraktor Kontrak Kerja Sama, Buku Kedua: Pedoman Pelaksanaan Pengadaan Barang/Jasa," SKK Migas, Jakarta, 2023.

[5] M. R. Ansyori, "Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak," *Swara Patra Maj. Ilm. PPSDM Migas*, vol. 8, no. 2, pp. 16–22, 2018.

[6] F. R. Pereira *et al.*, "Surfactants for Enhanced Oil Recovery: Progress and Innovations over the Past Decade," *Energy & Fuels*, vol. 40, no. 34, pp. 18847–18864, Aug. 2026, doi: 10.1021/acs.energyfuels.6c02330.

[7] I. Nowrouzi, A. H. Mohammadi, and A. K. Manshad, "Chemical Enhanced Oil Recovery by Different Scenarios of Slug Injection into Carbonate/Sandstone Composite Oil Reservoirs Using an Anionic Surfactant Derived from Rapeseed Oil," *Energy & Fuels*, vol. 35, no. 2, pp. 1248–1258, Jan. 2021, doi: 10.1021/acs.energyfuels.0c03385.

[8] A. Kazemi, "Recent Developments in Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes," *Processes*, vol. 14, no. 17. p. 2697, 2026. doi: 10.3390/pr14172697.

[9] R. Anto and U. K. Bhui, "Surfactant flooding for enhanced oil recovery – Insights on oil solubilization through optical spectroscopic approach," *J. Pet.*

Sci. Eng., vol. 208, p. 109803, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109803.

[10] T. Udoh and J. Vinogradov, "Controlled Salinity-Biosurfactant Enhanced Oil Recovery at Ambient and Reservoir Temperatures—An Experimental Study," *Energies*, vol. 14, no. 4. p. 1077, 2021. doi: 10.3390/en14041077.

[11] G. Lemahieu, J. F. Ontiveros, N. Terra Telles Souza, V. Molinier, and J.-M. Aubry, "Fast and accurate selection of surfactants for enhanced oil recovery by dynamic Salinity-Phase-Inversion (SPI)," *Fuel*, vol. 289, p. 119928, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119928.

[12] D. Zivar, P. Pourafshary, and N. Moradpour, "*Capillary desaturation curve: does low salinity surfactant flooding significantly reduce the residual oil saturation*?," *J. Pet. Explor. Prod.*, vol. 11, no. 2, pp. 783–794, 2021, doi: 10.1007/s13202-020-01074-1.

[13] I. Ngo, K. Sasaki, L. Ma, R. Nguele, and Y. Sugai, "Enhancing surfactant desorption through low-salinity water post-flush during Enhanced Oil Recovery," *Oil Gas Sci. Technol.*, vol. 76, no. 68, pp. 1–11, 2021.

[14] Tian, Y., Zhou, J., He, C., He, L., Li, X., & Sui, H. "The formation, stabilization and separation of oil–water emulsions: A review". Processes, 10(4), 738. 2022, https://doi.org/10.3390/pr10040738