



**SCREENING SURFAKTAN ANIONIK X DENGAN METODE UJI
FLUID TO FLUID DAN FLUID TO ROCK**

*diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan memperoleh gelar Sarjana, pada
program studi Teknik Perminyakan.*

SKRIPSI

Oleh

**Mutiara Icarusahari
191910801013**

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET DAN TEKNOLOGI
UNIVERSITAS JEMBER
FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
JEMBER
2023**

PERSEMBAHAN

Segala puji bagi Allah SWT yang telah memberikan limpahan nikmat, berkah, dan karunia-Nya untuk dapat menyelesaikan penyusunan laporan skripsi dengan judul “*Screening* Surfaktan Anionik X dengan Metode Uji *Fluid to Fluid* dan *Fluid to Rock*”. Shalawat dan salam semoga selalu tercurah kepada Nabi Muhammad SAW. Pada kesempatan kali ini, penulis ingin mempersembahkan skripsi ini sekaligus mengucapkan terima kasih kepada :

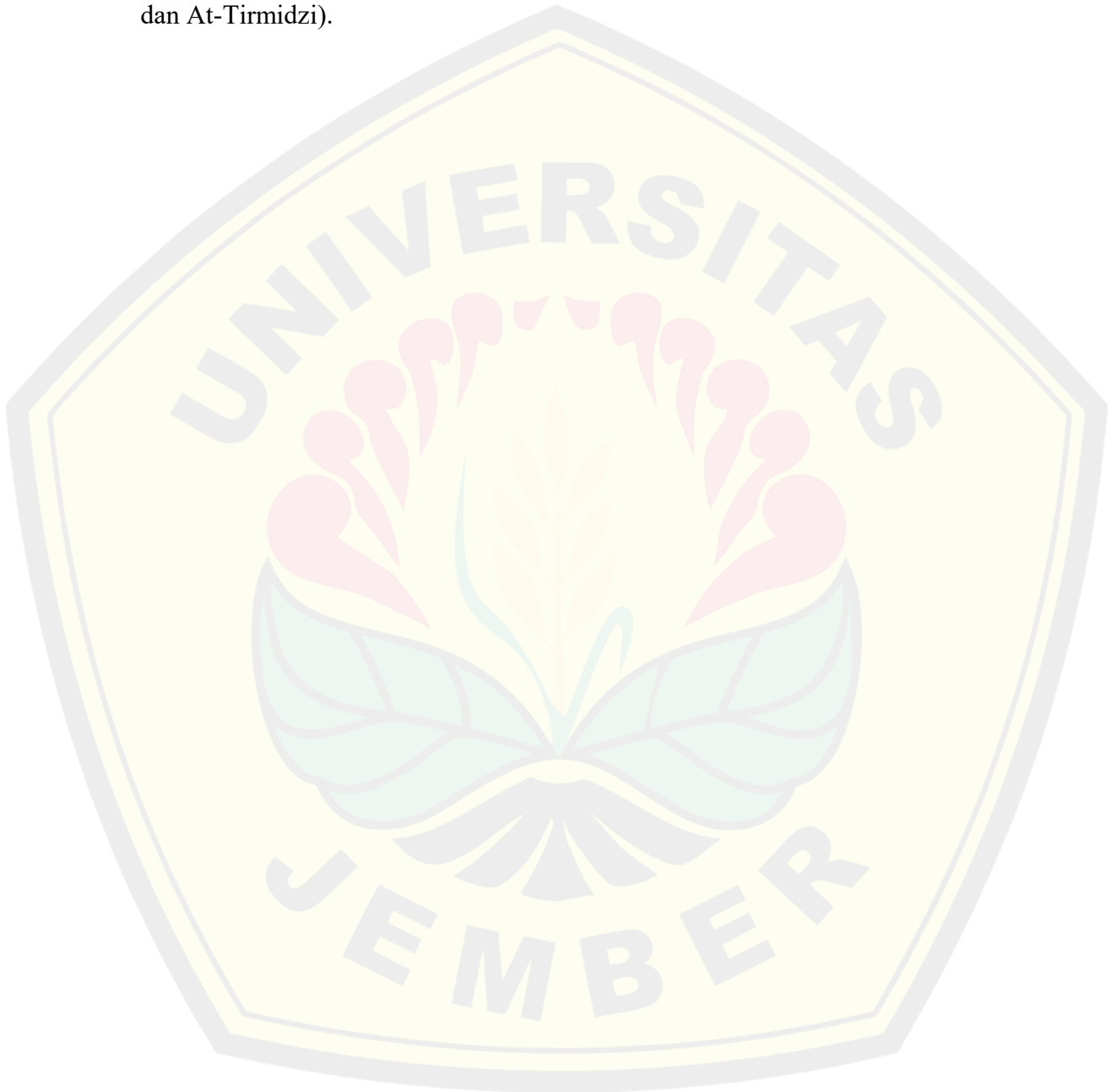
1. Kedua orang tua, Bapak Didik Hari Cahyono, S.Sos. dan Ibu Evie Hastuti, S.H. yang telah memberikan doa, kasih sayang, dan *support* baik secara moril maupun materil. Tidak ada motivasi yang lebih besar daripada motivasi untuk membahagiakan orang tua dengan menyelesaikan masa sarjana dengan baik;
2. Berliansha Icarusahari, adik satu – satunya, yang selalu memberikan semangat, motivasi dan dukungannya.;
3. Bapak Ir. Welayaturromadhona, S.Si., M.Sc. dan Bapak Hadziqul Abror, S.Si., M.T. selaku dosen pembimbing serta Ibu Ir. Eriska Eklezia Dwi Saputri, S.T., M.T. dan dan Ibu Riska Laksmita Sari, S.Si., M.T. selaku dosen penguji yang senantiasa membimbing, memberikan saran, masukan, serta arahan dalam proses penyusunan skripsi ini;
4. Keluarga besar Sidik dan Muchaery yang selalu mendukung saya.
5. Gina Khairunnisa, sahabat dari masa SMA yang selalu menemani di saat susah maupun senang dan geng “*Sabuntel Fansclub*” yang selalu ada untuk saya.
6. Mbak Caca, Mbak Najwa, Mbak Zu, Mbak Rifda, Mbak Dinda, Mbak Dewi, Mbak Fika, dan Khaira yang selalu menemani hari-hari saya dikosan sehingga saya tidak terlalu kesepian jauh dari rumah.
7. Marine Chyntya Febriyana, Wahyu Budi Utomo, dan Fifi ‘Izzati yang selalu membantu saya selama perkuliahan dan penelitian, serta teman teman angkatan 2019 Teknik Perminyakan Universitas Jember yang selalu memberikan dukungan dan menemani selama masa perkuliahan;
8. *Mow Tea Slim* dan Tim, bisnis yang saya bangun sejak 2020.
9. Naqiya, Bara, Kana, dan Gatra yang selalu menghibur dan menemani saya.

10. Rekan – rekan mahasiswa program Tugas Akhir di BBPMGB Lembaga Minyak dan Gas Bumi yang selalu menemani dan memberikan semangat selama pengerjaan skripsi;
11. Pihak – pihak lain yang tidak dapat disebutkan satu per satu yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan laporan skripsi ini.



MOTTO

“Sesungguhnya para Nabi tidak mewariskan dinar dan dirham, sesungguhnya mereka hanyalah mewariskan ilmu. Maka barang siapa yang telah mengambilnya, maka ia telah mengambil bagian yang banyak,” (HR Abu Dawud dan At-Tirmidzi).



PERNYATAAN ORISINALITAS

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Mutiara Icarusahari

NIM : 191910801013

Menyatakan dengan sesungguhnya bahwa skripsi yang berjudul: **Screening Surfaktan Anionik X dengan Metode Uji Fluid to Fluid dan Fluid to Rock** adalah benar-benar hasil karya sendiri, kecuali jika dalam pengutipan substansi disebutkan sumbernya, dan belum pernah diajukan pada institusi manapun, serta bukan karya jiplakan. Saya bertanggung jawab atas keabsahan dan kebenaran isinya sesuai dengan skripsi ilmiah yang harus dijunjung tinggi.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya, tanpa adanya tekanan dan paksaan dari pihak manapun serta bersedia mendapat sanksi akademik jika ternyata di kemudian hari pernyataan ini tidak benar.

Jakarta, 19 Juli 2023

Yang menyatakan,
(Meterai Rp 10.000,00)

Mutiara Icarusahari

NIM 191910801013

HALAMAN PERSETUJUAN

Skripsi berjudul *Screening Surfaktan Anionik X dengan Metode Uji Fluid to Fluid dan Fluid to Rock* telah diuji dan disahkan oleh Fakultas Teknik Universitas Jember pada:

Hari : Kamis

Tanggal : 27 Juli 2023

Tempat : Fakultas Teknik, Universitas Jember

Pembimbing Tanda Tangan

1. Pembimbing Utama

Nama : Ir. Welayaturromadhona, S.Si., M.Sc. (.....)

NIP : 199103262020121003

2. Pembimbing Anggota

Nama : Hadziqul Abror, S.Si., M.T. (.....)

NIP : 199202122019031014

Penguji

1. Penguji Utama

Nama : Ir. Eriska Eklezia Dwi Saputri, S.T., M.T. (.....)

NIP : 199105072019032000

2. Penguji Anggota 1

Nama : Riska Laksmi Sari, S.Si., M.T. (.....)

NIP : 199104302022032009

ABSTRACT

The domestic demand for oil and gas is increasing every time. In old fields which still have quite a lot of oil left in the reservoir has a high price to be produced. Meanwhile, oil production which actually decreasing everytime is the background of this research. One of the efforts that can be made to increase oil production is optimizing the field by using enhanced oil recovery (EOR) techniques. The EOR technique that can be used is chemical injection (chemical flooding) using anionic surfactants. There are 2 test methods used, fluid to fluid which includes a compatibility test, IFT test, phase behavior test, thermal stability test, and static adsorption test, and the second method is fluid to rock which includes an imbibition test. Anionic surfactants with various salinities and concentrations were tested in the IFT test which then obtained the lowest CMC results at a concentration of 0.5% 20,000 ppm in light oil and a concentration of 0.3%, 30,000 ppm in intermediate oil. As a result, the sample formed a Winsor phase III microemulsion, the sample performance was stable at increasing temperature from day to day, and the adsorption tended to be large, as well as oil production from the core is quiet maximum based on imbibition test.

Keyword : surfactant, EOR, screening, anionic.

RINGKASAN

Menurut Abdurrahman, 2016, di Indonesia, antara 60 dan 70 persen minyak masih tertinggal di reservoir setelah tahap *recovery* sekunder. Hal inilah yang menjadi salah satu penyebab penurunan produksi minyak dalam kurun waktu 10 tahun terakhir sehingga menjadikan Indonesia berubah menjadi negara importir minyak dan keluar dari OPEC pada tahun 2008 (Prambudia & Nakano, 2012). Peningkatan produksi minyak mentah yang masih tertinggal dapat dilakukan melalui proses yang dikenal sebagai *enhanced oil recovery* (EOR). EOR atau yang juga dikenal sebagai *Tertiary recovery*, adalah proses yang melibatkan injeksi bahan yang dapat mengubah sifat reservoir seperti komposisi minyak, suhu, permeabilitas, dan interaksi solid-fluid. Salah satu teknik yang digunakan dalam EOR adalah injeksi kimia. Salah satu metode injeksi kimia yang paling sering digunakan adalah menggunakan surfaktan. Surfaktan adalah molekul yang mengandung gugus hidrofilik dan hidrofobik dalam satu molekul yang sama, yang dapat mengurangi tegangan permukaan antara dua fase yang berbeda (minyak dan air) sehingga dapat diterapkan dalam proses EOR. Pemilihan surfaktan yang cocok dapat dilakukan dengan 2 metode, yaitu *fluid to fluid* dan *fluid to rock*. Pada pengujian ini, metode *fluid to fluid* mencakup uji kompatibilitas, uji IFT, uji kelakuan fasa, uji thermal stability, dan uji adsorpsi statik. Sementara untuk metode *fluid to rock* dilakukan uji imbibisi. untuk mengetahui surfaktan yang larut dengan air formasi.

Pada uji kompatibilitas, dianalisis perubahan warna, kekeruhan dan endapan yang mungkin timbul. Uji ini dilakukan untuk mengukur kesesuaian antara air injeksi dengan surfaktan yang digunakan. Apabila terdapat endapan, maka dianggap tidak lolos uji. Pada uji ini dilakukan dengan beragam variasi salinitas range 5000 ppm hingga 30000 ppm. Salinitas dianggap memegang peranan penting dalam EOR. Pada kondisi salinitas rendah, surfaktan lebih larut dalam air sedangkan pada salinitas yang lebih tinggi surfaktan lebih larut dalam minyak. Mikroemulsi dihasilkan pada fasa *intermediate salinities* yakni terjadi keseimbangan antara fasa minyak dan air yang menghasilkan nilai IFT yang rendah.

Uji IFT diseleksi berdasarkan nilai CMC yang paling rendah pada *light oil* dan juga *intermediate oil*. CMC adalah konsentrasi optimum dimana IFT paling rendah tercapai dan membentuk *agregat/micelle*. Konsentrasi yang lolos kemudian akan dilakukan uji selanjutnya. Pada uji *thermal stability* diukur nilai IFT dari hari ke hari setelah dimasukkan ke suhu reservoir, mengindikasikan apakah surfaktan tahan terhadap perubahan suhu atau tidak.

Menurut Sheng, 2015., klasifikasi Winsor untuk uji kelakuan fasa dapat membantu dalam pemilihan bahan dan kondisi yang tepat untuk pembentukan dan stabilisasi sistem mikroemulsi, serta dalam mengoptimalkan sifat dan kinerja dari sistem tersebut untuk aplikasi pada suatu reservoir tertentu. Pada IFT paling rendah akan menghasilkan mikroemulsi Winsor III karena surfaktan sangat larut dalam minyak menyebabkan surfaktan memiliki afinitas yang tinggi terhadap minyak, dan membentuk domain minyak yang besar di dalam sistem mikroemulsi.

Uji lain yang dilakukan ialah uji adsorpsi. Uji adsorpsi statik dengan berbagai perbandingan batuan dan surfaktan diukur dengan IFT dan diamati apakah *chemical loss* yang cukup besar sehingga menurunkan kemampuan surfaktan dalam menurunkan tegangan antar muka. Hasilnya kemudian diolah hingga mendapat nilai $\mu\text{gr}/\text{gr}$ terkecil.

Apabila semua metode fluid to fluid selesai, lanjut pada metode *fluid to rock*. Pada penelitian ini, metode *fluid to rock* dilakukan dengan uji imbibisi. Dari hasil uji, diperoleh volume minyak yang terproduksi jauh lebih maksimal saat diinjeksikan surfaktan. Kesimpulan dari hasil penelitian ialah konsentrasi yang paling optimum adalah 0,5% salinitas 20.000 ppm pada *light oil*. Konsentrasi ini menghasilkan *recovery factor* sebesar 64,42% atau 36,75% lebih banyak daripada tanpa menggunakan surfaktan. Begitupula pada konsentrasi 0,3% salinitas 30.000 ppm, *intermediate oil*. diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 79,07% atau 50,23% lebih besar daripada tanpa menggunakan surfaktan.

PRAKATA

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan skripsi ini dengan tepat waktu. Penyusunan laporan skripsi ini didasarkan pada penyelesaian masa perkuliahan Program Studi Strata 1 (S1) Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember. Penyusunan laporan skripsi ini dapat terselesaikan dengan adanya bantuan dari berbagai pihak. Maka dari itu, penulis ingin menyampaikan terima kasih yang sebesar – sebesarnya kepada :

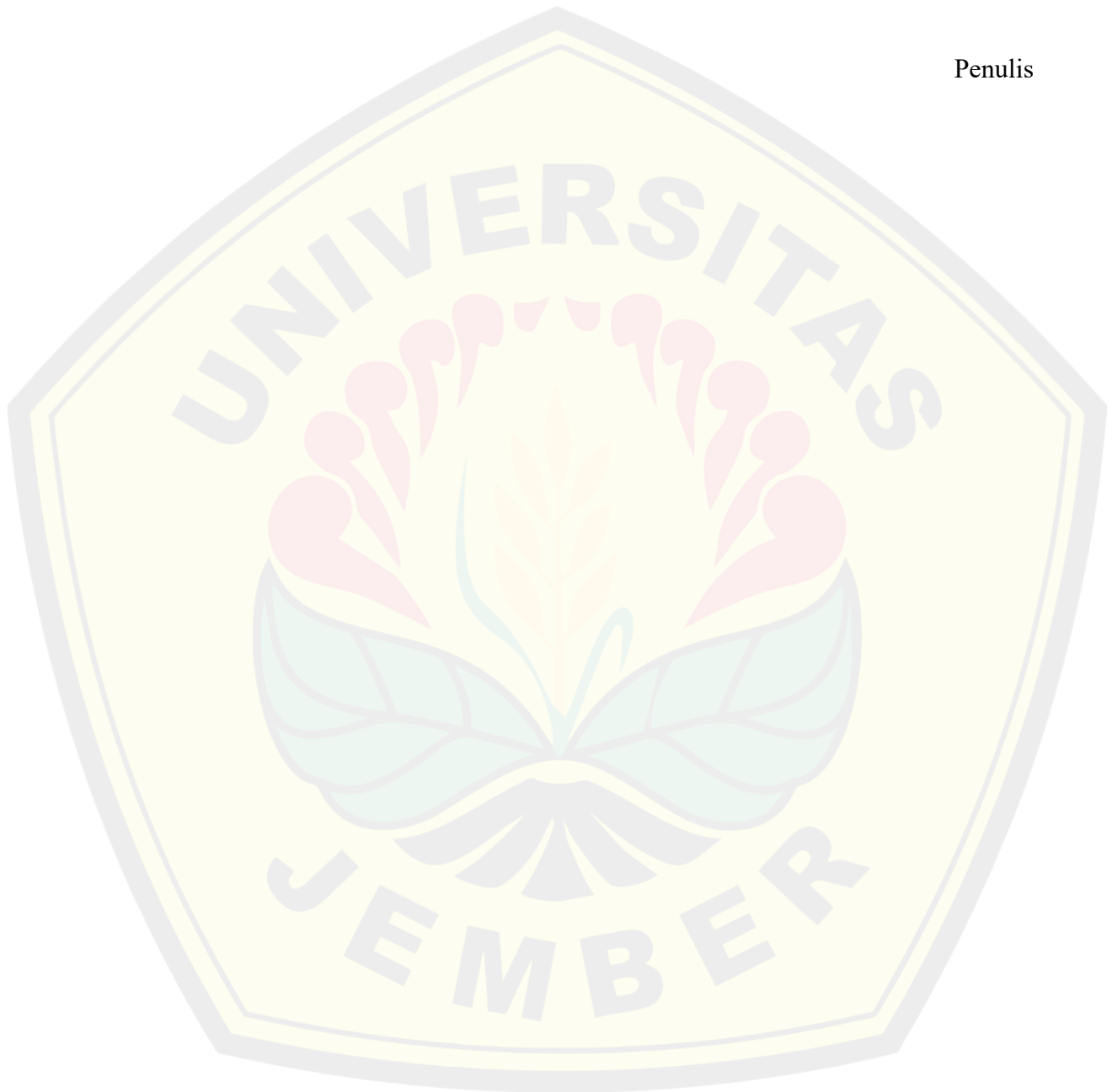
1. Dr. Ir. Triwahju Hardianto, S.T., M.T. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Jember;
2. Dr. Ir. Agus Triono, S.T., M.T. selaku kepala Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Jember;
3. Bapak Ir. Welayaturromadhona, S.Si., M.Sc. dan Bapak Hadziqul Abror, S.Si., M.T. selaku dosen pembimbing utama selaku dosen pembimbing anggota sekaligus Dosen Pembimbing Akademik yang telah membimbing penyusunan laporan skripsi ini dari awal hingga akhir;
4. Ibu Ir. Eriska Eklezia Dwi Saputri, S.T., M.T. dan Ibu Riska Laksmita Sari, S.Si., M.T. selaku dosen penguji utama dan selaku dosen penguji anggota yang telah memberikan saran dan masukan dalam penyusunan skripsi;
5. Mas Bayu Dedi Prasetyo, S.T., M.T. sebagai *Head of Chemical Flooding* selaku pembimbing utama di BBPMGB Lembaga Minyak dan Gas Bumi “Lemigas” yang telah membimbing dan memberikan masukan selama masa penelitian;
6. Mas Ilham, sebagai *Head of Chemical Lab* yang senantiasa mengajarkan, mengarahkan, dan memberikan masukan terkait dengan segala aktivitas di dalam lab.
7. Pihak – pihak yang yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu, yang telah banyak memberikan bantuan dalam penyelesaian skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kata sempurna. Oleh karena itu, penulis menerima semua kritik, saran, dan masukan dari seluruh pihak

demi kesempurnaan skripsi ini. Penulis berharap, skripsi ini dapat bermanfaat dan dapat menjadi bahan pembelajaran.

Jakarta, 19 Juli 2023

Penulis



DAFTAR ISI

	Halaman
PERSEMBAHAN	ii
MOTTO	iv
PERNYATAAN ORISINALITAS	v
HALAMAN PERSETUJUAN	vi
ABSTRACT	vii
RINGKASAN	viii
PRAKATA	x
DAFTAR ISI	xii
DAFTAR TABEL	xiv
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR NOTASI	xvi
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan Penelitian	3
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 <i>Enhanced Oil Recovery (EOR)</i>	4
2.2 <i>Chemical Flooding</i>	4
2.3 Surfaktan.....	5
2.4 Uji Kompatibilitas (<i>Compatibility</i>)	6
2.5 Uji Kelakuan Fasa (<i>Phase Behaviour</i>)	7
2.6 Tegangan antar muka (IFT).....	8
2.7 <i>Thermal Stability</i>	10
2.8 Uji Adsorpsi Statik	10
2.9 Uji Imbibisi.....	10
BAB 3. METODE PENELITIAN	12
3.1 Tempat dan Waktu Penelitian	12

3.2	Alat dan Bahan	12
3.3	Variabel Penelitian.....	12
3.3.1	Variabel Bebas.....	12
3.3.3	Variabel Kontrol.....	13
3.4	Metode Pengujian.....	14
	BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	15
4.1	Uji Kompatibilitas	15
4.2	Uji Densitas dan IFT.....	19
4.3	Uji <i>Phase Behaviour</i>	22
4.4	Uji <i>Thermal Stability</i>	24
4.5	Uji Adsorpsi.....	25
4.6	Uji Imbibisi.....	27
	BAB 5. PENUTUP	32
5.1	Kesimpulan.....	32
5.2	Saran.....	33
	DAFTAR PUSTAKA	34
	LAMPIRAN	36

DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 5.000 ppm	15
Tabel 4. 2 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 10.000 ppm	16
Tabel 4. 3 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 15.000 ppm	17
Tabel 4. 4 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 20.000 ppm	17
Tabel 4. 5 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 30.000 ppm	18
Tabel 4. 6 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 5.000 ppm.....	19
Tabel 4. 7 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 10.000 ppm.....	20
Tabel 4. 8 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 15.000 ppm.....	20
Tabel 4. 9 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 20.000 ppm.....	20
Tabel 4. 10 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 30.000 ppm.....	21
Tabel 4. 11 Hasil Uji Kelakuan Fasa Salinitas 20.000 ppm.....	22
Tabel 4. 12 Hasil Uji Kelakuan Fasa Salinitas 30.000 ppm.....	23
Tabel 4. 13 Hasil Uji <i>Thermal Stability</i> Salinitas 20.000 ppm	25
Tabel 4. 14 Hasil Uji <i>Thermal Stability</i> Salinitas 30.000 ppm	25
Tabel 4. 15 Hasil Uji Adsorpsi Salinitas 20.000 ppm	26
Tabel 4. 16 Hasil Uji Adsorpsi Salinitas 30.000 ppm	26
Tabel 4. 17 Hasil Uji Perhitungan Adsorpsi Statik 20.000 ppm.....	26
Tabel 4. 18 Hasil Uji Perhitungan Adsorpsi Statik 30.000 ppm.....	26
Tabel 4. 20 Hasil Uji Imbibisi <i>Base Line</i> Salinitas 20.000 ppm <i>light oil</i>	28
Tabel 4. 21 Hasil Uji Imbibisi <i>Base Line</i> Salinitas 20.000 ppm <i>light oil</i>	28
Tabel 4. 22 Hasil Uji Imbibisi dengan Surfaktan Konsentrasi 0,5% <i>light oil</i>	28
Tabel 4. 23 Hasil Uji Imbibisi Surfaktan Konsentrasi 0,5% <i>light oil</i>	28
Tabel 4. 24 Hasil <i>Base Line</i> Uji Imbibisi Salinitas 30.000 ppm <i>intermediate oil</i>	29
Tabel 4. 25 Hasil <i>Base Line</i> Uji Imbibisi Salinitas 30.000 ppm <i>intermediate oil</i>	29
Tabel 4. 26 Hasil Uji Imbibisi dengan Surfaktan Konsentrasi 0,3% <i>intermediate oil</i>	30
Tabel 4. 27 Hasil Uji Imbibisi dengan Surfaktan Konsentrasi 0,3% <i>intermediate oil</i>	30

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Mikroemulsi dalam uji kelakuan fasa dan pengaruh pada salinitasnya (Sheng, 2015).....	8
Gambar 2. 2 Imbibisi dan <i>Drainage</i>	11
Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian	14
Gambar 4. 1 Hasil Uji Kompatibilitas 5000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30.	15
Gambar 4. 2 Hasil Uji Kompatibilitas 10.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30.....	16
Gambar 4. 3 Hasil Uji Kompatibilitas 15.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30.....	16
Gambar 4. 4 Hasil Uji Kompatibilitas 20.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30.....	17
Gambar 4. 5 Hasil Uji Kompatibilitas 30.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30.....	18
Gambar 4. 6 Hasil Uji <i>Phase Behaviour</i> Salinitas 20.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-26.....	22
Gambar 4. 7 Hasil Uji <i>Phase Behaviour</i> Salinitas 30.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-26.....	23
Gambar 4. 8. Perbandingan grafik <i>Recovery Factor</i> per hari pada Surfaktan Konsentrasi 0,5% <i>light oil vs base line</i> (Tanpa surfaktan).....	29
Gambar 4. 9 Perbandingan grafik <i>Recovery Factor</i> per hari pada Surfaktan Konsentrasi 0,3% <i>intermediate oil vs base line</i> (Tanpa surfaktan).....	30

DAFTAR NOTASI

P_c = Tekanan Kapiler,

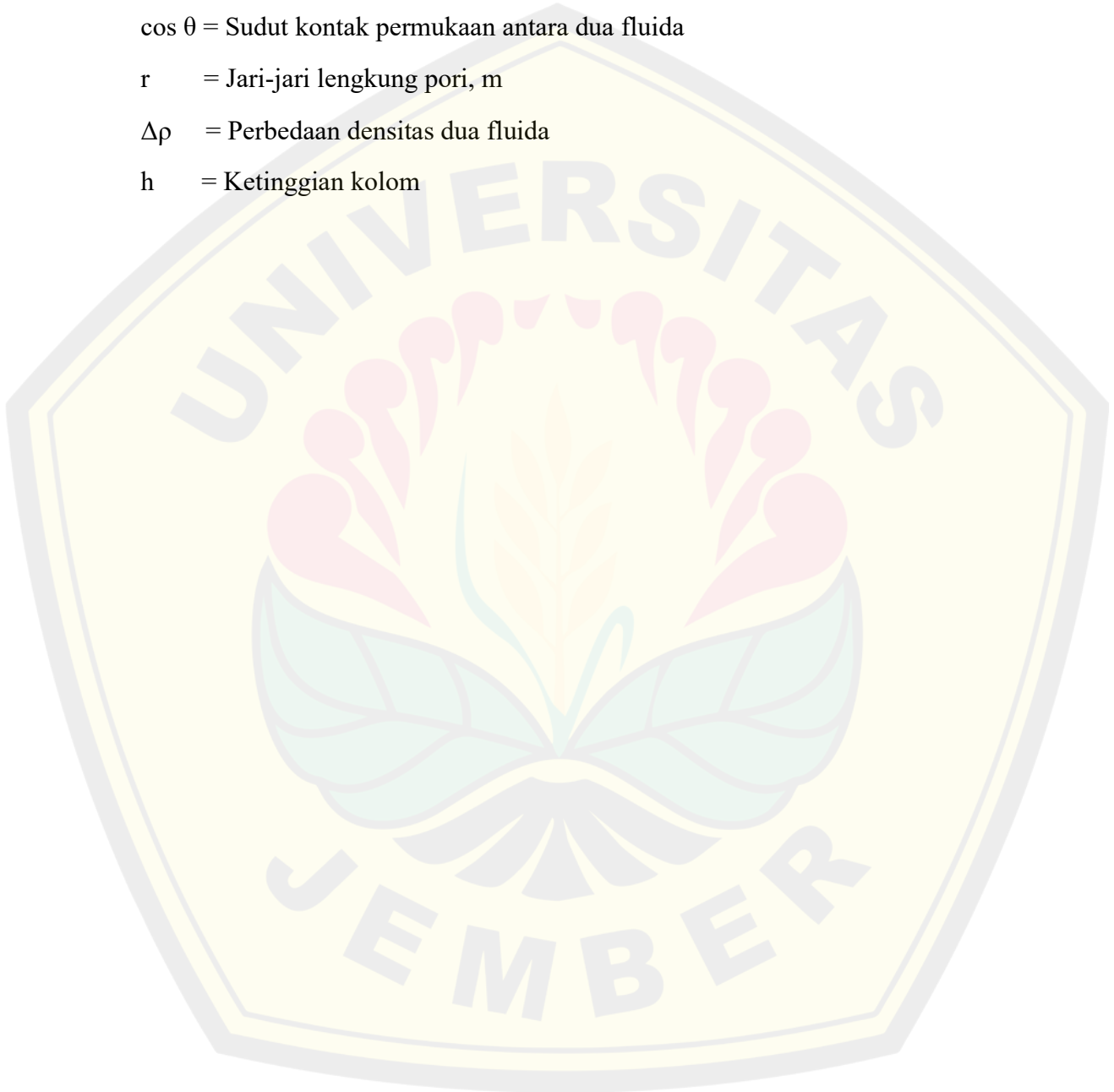
σ = Tegangan permukaan antara dua fluida

$\cos \theta$ = Sudut kontak permukaan antara dua fluida

r = Jari-jari lengkung pori, m

$\Delta\rho$ = Perbedaan densitas dua fluida

h = Ketinggian kolom



BAB 1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Di Indonesia, sekitar 60 dan 70 persen minyak masih tertinggal di reservoir setelah tahap *recovery* sekunder (Abdurrahman, 2016). Hal inilah yang menjadi salah satu penyebab penurunan produksi minyak dalam kurun waktu 10 tahun terakhir sehingga menjadikan Indonesia berubah menjadi negara importir minyak dan keluar dari OPEC pada tahun 2008 (Prambudia & Nakano, 2012). Setelah tahap *recovery* sekunder ada tahap lain untuk memproduksi sisa minyak yang masih tertinggal yaitu melalui tahap EOR atau yang juga dikenal sebagai *Terstier recovery*. EOR adalah proses yang melibatkan injeksi bahan yang dapat mengubah sifat reservoir seperti komposisi minyak, suhu, permeabilitas, dan interaksi solid-fluid (Rita, 2012). Salah satu teknik yang digunakan dalam EOR adalah injeksi kimia, teknik ini digunakan untuk membentuk mikroemulsi yang stabil, sehingga memungkinkan sisa minyak untuk diekstraksi kembali.

Enhanced Oil Recovery (EOR) dapat dilakukan dengan beberapa metode, seperti injeksi gas (*Gas flooding*), injeksi kimia (*chemical flooding*), *thermal flooding*, dan penggunaan mikroba untuk meningkatkan pemulihan minyak atau *Microbial Enhanced Oil Recovery* (MEOR). Material yang dapat digunakan dalam injeksi kimia salah satunya polimer dan surfaktan. Kedua jenis kimia ini memiliki fungsi yang berbeda. Surfaktan didefinisikan sebagai senyawa untuk menurunkan ketegangan antar muka (IFT) pada minyak. Selain memiliki kemampuan untuk menurunkan IFT, surfaktan ini juga dapat meningkatkan tingkat mobilitas. Penggunaan surfaktan sangat berpotensi untuk meningkatkan kapasitas produksi minyak dengan cara menurunkan tegangan antar muka (IFT), mengubah wetabilitas, mengurangi viskositas, mengurangi tetesan minyak dalam air, dan menstabilkan reservoir sumur produksi (Arrohman, 2013). Persyaratan utama dalam penentuan kualitas surfaktan agar dapat diaplikasikan adalah nilai IFT. Ketika IFT menjadi lebih besar, maka semakin sulit terjadi emulsifikasi antara minyak dan air.

Penelitian terdahulu pernah diuji oleh Yani Faozani Alli, 2016, yang menjelaskan mekanisme pembentukan mikroemulsi oleh larutan surfaktan dan penurunan IFT antara air formasi dan minyak di Lapangan X, Sumatera Tengah. Dilakukan tiga pengujian yaitu uji *Compatibility*, uji *Phase behaviour*, dan pengukuran IFT. Surfaktan yang digunakan adalah surfaktan anionik. Setelah dilakukan pengujian, ternyata belum terbentuk mikroemulsi dan baru terbentuk setelah menambahkan 0,65% Na₂CO₃ pada air salinitasnya. Pada kondisi ini IFT antara air dan minyak dapat mencapai titik terendah 10⁻³ dyne/cm dan berpotensi untuk meningkatkan *oil recovery* pada reservoir. Penelitian lain mengenai surfaktan anionik juga telah dilakukan oleh Ratna, 2017, dimana hasilnya pengurangan anionik surfaktan dapat berpengaruh pada pengurangan salinitas optimum.

Dengan demikian, pada penelitian ini dilakukan kembali *screening* untuk jenis lain surfaktan anionik dengan berbagai *range* salinitas dan variasi pengujian seperti uji kompatibilitas, uji IFT, uji kelakuan fasa, uji adsorpsi, uji *thermal stability*, serta uji imbibisi untuk mengetahui konsentrasi paling optimum penggunaan surfaktan sebagai bahan peningkatan perolehan minyak.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan pemaparan Latar belakang di atas maka peneliti ingin mengetahui kondisi paling optimum untuk suatu konsentrasi surfaktan dapat bekerja dalam peningkatan perolehan minyak.

Secara terperinci masalah dalam penelitian ini dapat dirumuskan sebagai berikut :

1. Bagaimana *screening* surfaktan anionik X menggunakan metode uji *fluid to fluid* dan *fluid to rock*?
2. Berapa konsentrasi surfaktan anionik X yang optimal berdasarkan variasi salinitas dan *crude oil*?

1.3 Batasan Masalah

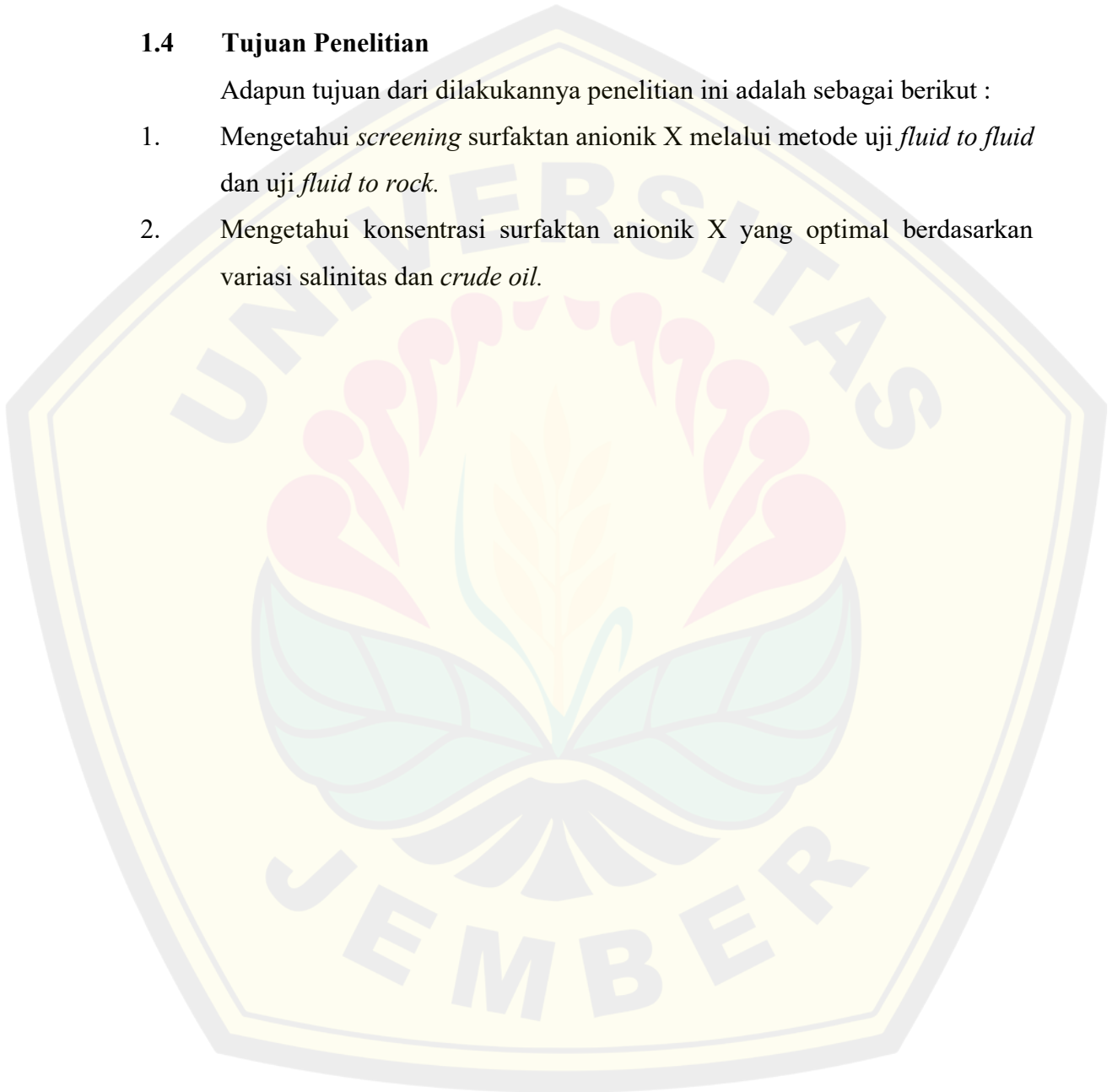
Adapun batasan masalah untuk memudahkan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Penelitian dilakukan dengan 1 jenis formulasi surfaktan anionik yang telah disediakan di laboratorium *Chemical Flooding*, LEMIGAS.
2. Metode uji *fluid to fluid* meliputi uji kompatibilitas, uji IFT, uji kelakuan fasa, uji *thermal stability*, dan uji adsorpsi statik. Metode uji *fluid to rock* mencakup uji imbibisi.

1.4 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mengetahui *screening* surfaktan anionik X melalui metode uji *fluid to fluid* dan uji *fluid to rock*.
2. Mengetahui konsentrasi surfaktan anionik X yang optimal berdasarkan variasi salinitas dan *crude oil*.



BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Enhanced Oil Recovery (EOR)*

Menurut Naqvy, 2012, dengan menghilangkan minyak yang sudah tidak dapat diproduksi lagi, metode *enhanced oil recovery* (EOR) adalah teknik yang tepat untuk digunakan dalam upaya meningkatkan perolehan minyak di sumur tua. Produksi minyak di reservoir dapat dibagi menjadi tiga fase berdasarkan seberapa banyak yang diproduksi: *primary recovery*, *secondary recovery*, dan *tertiary recovery*. Fase primer dan sekunder dilakukan sebelum penggunaan teknik EOR, seperti halnya fase primer dapat dilakukan dengan bantuan pompa atau gas *lift* dan energi alami yang terdapat dalam sumur. Apabila kedua tahapan tersebut sudah dilaksanakan tetapi masih tidak ada kenaikan produksi, maka dapat dilakukan *tertiary recovery* atau *enhanced oil recovery* (EOR).

2.2 *Chemical Flooding*

Injeksi kimia atau juga dikenal sebagai "*chemical flooding*" adalah salah satu jenis teknik EOR yang melibatkan pencampuran bahan-bahan kimia dengan air injeksi untuk meningkatkan perolehan minyak dengan mengurangi konsentrasi minyak yang tertinggal di dalam reservoir (Ansyori, 2018). Terdapat tiga jenis *chemical flooding*, yaitu injeksi polimer, injeksi surfaktan dan injeksi alkali. Ada banyak variabel yang mempengaruhi, seperti suhu, porositas, dan variasi air (Hakim, 2018). Metode yang telah lama digunakan dan dikembangkan dalam *enhanced oil recovery* ialah injeksi kimia. Di Indonesia sendiri, metode *chemical flooding* lebih banyak dikembangkan jenis surfaktannya (Widyaningsih, 2017).

Tujuan injeksi surfaktan ialah menurunkan tegangan antarmuka (IFT) antara minyak dan air. Injeksi surfaktan ini sangat berpotensi untuk berhasil dengan baik jika diterapkan pada reservoir yang telah sukses dilakukan injeksi air namun masih banyak minyak yang belum bisa diambil. Penggunaan surfaktan dalam industri minyak dan gas, khususnya dalam *Enhanced Oil Recovery* (EOR), didasarkan pada beberapa kriteria khusus, seperti, biasanya digunakan pada lapangan minyak yang mengandung sebagian besar air. Surfaktan dapat membentuk mikroemulsi di antara dua fase, sehingga dapat membantu minyak terdispersi secara homogen dalam air.

Selain itu, penggunaan surfaktan biasanya lebih efektif dalam batuan reservoir yang memiliki sistem pori-pori kompleks, di mana seminyak tertinggal dalam pori-pori yang sulit dijangkau oleh aliran alami atau injeksi air biasa (Pilla, 2018).

2.3 Surfaktan

Surfaktan adalah molekul yang mengandung gugus hidrofilik dan hidrofobik dalam satu molekul yang sama. Surfaktan dapat mengurangi tegangan permukaan antara dua fase yang berbeda (minyak dan air) sehingga dapat diterapkan dalam proses EOR. Di dalam air, gugus hidrofilik menarik semua molekul air dalam larutan, sedangkan gugus hidrofobik cenderung menolak air. Kedua gugus polar tersebut berada dalam satu surfaktan sekaligus (Olajire, 2014).

Dua struktur (hidrofilik dan hidrofobik) dari gugus hidrofilik (kepala surfaktan) disebut dengan surfaktan anionik apabila bermuatan negatif, surfaktan kationik dengan muatan positif, dan surfaktan kationik apabila tanpa muatan. Surfaktan nonionik disebut juga sebagai surfaktan amfoterik karena bermuatan positif dan negatif. Sedangkan gugus hidrofobik (ekor surfaktan) dikenal sebagai hidrokarbon, perfluorokarbon, dan polioksipropilena atau polioksibutilena (Rachim et al., 2012).

Salah satu surfaktan yang paling banyak digunakan adalah surfaktan anionik. Surfaktan anionik didefinisikan sebagai muatan negatif pada gugus aktif hidrofilik dari molekul surfaktan. Bagian alkil surfaktan anionik terikat pada suatu anion. Karena adanya gugus anionic yang cukup besar membuat karakteristiknya hidrofilik, hal ini disebabkan karena biasanya gugus sulfat atau surfonat. Contoh surfaktan anionik yaitu *linear alkylbenzene sulfonate* (LAS), *alcohol sulfuric acid Salt* (AS), *Alcohol Ester Sulfate* (AES), *Alfa Olein Sulfonat* (AOS) dan *Metil Ester Sulfonat* (MES).

Surfaktan dapat meningkatkan produksi minyak dengan mengurangi tegangan antarmuka (IFT), mengubah keterabsahan, mengurangi viskositas, mengurangi tetesan minyak dalam air, dan menstabilkan reservoir sumur produksi. Untuk menghilangkan sisa minyak di dalam sumur secara optimal, perlu digunakan surfaktan yang larut dalam minyak (baik air formasi maupun minyak) (Arrohman, 2013).

Menurut Viriya, 2015, pada prinsipnya, surfaktan dapat menurunkan IFT di bagian hidrofiliknya, di mana bagian itu akan masuk ke larutan yang bersifat polar. Sedangkan bagian hidrofobik akan masuk ke larutan yang bersifat non polar, sehingga kedua senyawa dapat bercampur. Surfaktan memiliki beberapa sifat-sifat, seperti dapat menurunkan tegangan permukaan, tegangan antar muka, meningkatkan kestabilan partikel yang terdispersi dan mengontrol jenis formulasinya baik itu *oil in water* (o/w) atau *water in oil* (w/o). Selain itu surfaktan juga akan terserap ke dalam permukaan partikel minyak atau air sebagai penghalang yang akan mengurangi atau menghambat penggabungan (*coalescence*) dari partikel yang terdispersi. Sifat-sifat ini dapat diperoleh karena sifat ganda dari molekulnya (Sheng, 2011).

2.4 Uji Kompatibilitas (*Compatibility*)

Menurut Eni, 2009, uji laboratorium paling pertama yang dilakukan dalam tahap *screening* surfaktan adalah uji kompatibilitas. Uji kompatibilitas dilakukan diawal untuk menentukan apakah surfaktan dan air formasinya kompatibel. Kesesuaian antara air injeksi dengan surfaktan dapat diketahui melalui uji kompatibilitas ini. Hasil yang diharapkan adalah jernih dan tak ada endapan sehingga dapat dilakukan uji selanjutnya. Apabila hasil uji kompatibilitas menimbulkan koloid atau suspensi serta terbentuk lebih dari satu fasa maka dianggap tidak lolos uji karena berisiko terjadi penyumbatan saat sudah diinjeksi ke reservoir yang sebenarnya serta mengindikasikan adanya presipitasi yang berarti tidak kompatibel dengan air formasi. Terdapat kategori pembentukan air injeksi dengan surfaktan ialah :

1. *Suspense* (endapan) yaitu terbantuknya butiran atau gumpalan yang terlihat sangat jelas dalam campuran atau terbantuknya campuran dua fasa.
2. *Milky* (Koloid) yaitu terbantuknya campuran yang tidak jernih atau larutan lebih terlihat seperti susu.
3. Larutan yang sempurna yaitu terbantuknya campuran yang jernih atau terbantuknya satu fasa.

Salinitas memegang peranan penting dalam proses EOR. Pada kondisi salinitas rendah, surfaktan lebih larut dalam air sedangkan pada salinitas yang lebih tinggi surfaktan lebih larut dalam minyak. Mikroemulsi dihasilkan pada fasa *intermediate salinities* yakni terjadi keseimbangan antara fasa minyak dan air yang menghasilkan nilai IFT yang rendah.

2.5 Uji Kelakuan Fasa (*Phase Behaviour*)

Secara umum, kelakuan fasa atau *phase behaviour* adalah studi tentang bagaimana bahan atau campuran bahan mengalami perubahan pada tingkat molekuler ketika suhu, tekanan, atau konsentrasi berubah, dan bagaimana perubahan ini mempengaruhi bentuk dan distribusi fasa bahan tersebut. Fasa dalam konteks ini merujuk pada bagaimana partikel-partikel dalam bahan tertentu disusun dan terorganisir, seperti gas, cairan, atau padatan.

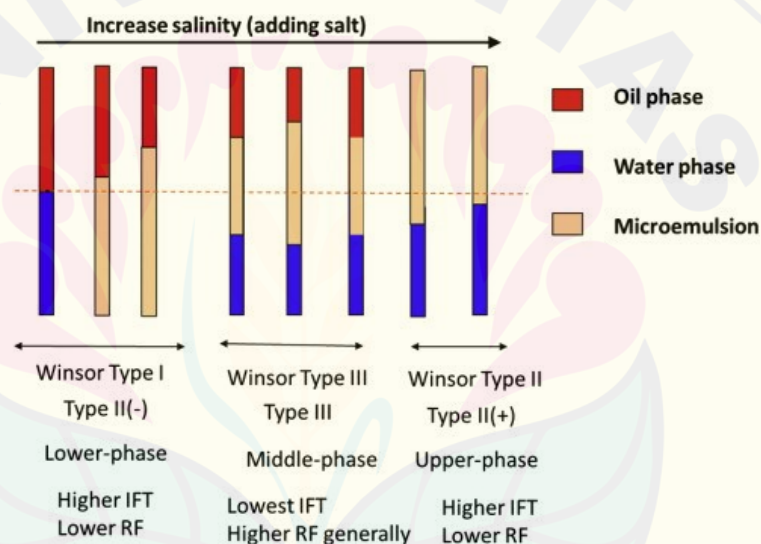
Tujuan dari uji kelakuan fasa ialah menentukan kadar salinitas optimum dan kelarutan surfaktan. Menurut Reningtyas & Mahreni, 2015, data salinitas optimal untuk pembentukan mikroemulsi dapat diperoleh dari uji perilaku fase. Tes ini akan menghasilkan mikroemulsi apabila nilai IFT nya mencapai 10^{-3} dyne/cm karena surfaktan merupakan senyawa adiktif yang dapat menurunkan IFT fluida minyak atau IFT reservoir batuan. Untuk melakukan injeksi surfaktan dengan aman, pertama-tama perlu pemahaman mengenai bagaimana mikroemulsi, emulsi tengah, dan emulsi atas terbentuk. Fase-fase ini ada dalam berbagai kombinasi akibat pencampuran minyak, surfaktan, dan air. Saat mikroemulsi terbentuk, artinya hanya minyak yang larut dalam air yang dapat dicampur dengan surfaktan.

Untuk mencapai IFT yang rendah antara larutan minyak dan surfaktan, injeksi kimia perlu menggunakan emulsi yang terbentuk dari mikroemulsi. Mikroemulsi ini memecah kekuatan tekanan kapiler di pori-pori batuan dan memaksa sisa minyak keluar (Alli & Tobing, 2016).

Klasifikasi Winsor dapat dibagi menjadi tiga jenis berdasarkan hubungan antara surfaktan dan air:

1. Winsor I : Merupakan jenis mikroemulsi di mana surfaktan sangat larut dalam air. Hal ini menyebabkan berlebihannya fasa minyak sehingga

- membentuk emulsi fasa bawah. Jenis Winsor I biasanya terbentuk pada konsentrasi surfaktan yang tinggi dan rasio *water solubilization* yang rendah.
2. Winsor II: Pada jenis Winsor II, surfaktan terlarut dengan baik dalam air dan minyak. Hal ini menyebabkan berlebihannya fasa air sehingga membentuk emulsi fasa atas. Jenis Winsor II terbentuk pada konsentrasi surfaktan sedang dan rasio *water solubilization* yang sedang.
 3. Winsor III: Merupakan jenis mikroemulsi di mana surfaktan sangat larut dalam minyak. Hal ini menyebabkan surfaktan memiliki afinitas yang tinggi terhadap minyak, dan membentuk emulsi fasa tengah berupa mikroemulsi. Jenis Winsor III biasanya terbentuk pada konsentrasi surfaktan yang rendah dan rasio *water solubilization* yang tinggi. (Winsor, 1948)



Gambar 2. 1 Mikroemulsi dalam uji kelakuan fasa dan pengaruh pada salinitasnya (Sheng, 2015)

Klasifikasi mikroemulsi Winsor ini dapat membantu dalam pemilihan bahan dan kondisi yang tepat untuk pembentukan dan stabilisasi sistem mikroemulsi, serta dalam mengoptimalkan sifat dan kinerja dari sistem tersebut untuk aplikasi pada suatu reservoir tertentu.

2.6 Tegangan antar muka (IFT)

IFT surfaktan menggambarkan kemampuan surfaktan untuk menurunkan tegangan antarmuka antara air dan minyak. Tegangan antar muka adalah tegangan

yang terjadi pada 2 macam cairan yang tidak tercampur. Tujuan penggunaan surfaktan dalam EOR adalah untuk mengurangi tegangan antarmuka, sehingga minyak dapat lebih mudah dipindahkan dan diproduksi dari reservoir. Dengan menurunkan IFT, surfaktan dapat membentuk lapisan tipis di antara fase air dan minyak, membantu minyak untuk bergerak lebih mudah melalui pori-pori batuan reservoir dan meningkatkan efisiensi produksi minyak. Nilai IFT yang lebih kecil berarti produksi minyak lebih mudah. *Spinning drop tensiometer* IFT adalah alat yang direkomendasikan untuk mengukur IFT.

Penelitian oleh Zulfikari, 2014, menyatakan bahwa nilai yang dianggap bagus adalah 10^{-3} dyne/cm. IFT yang rendah memungkinkan minyak dan air untuk lebih mudah bercampur dan mengurangi gaya yang menghambat aliran minyak di dalam reservoir. Hubungannya dengan tekanan kapiler adalah berbanding lurus. Artinya menurunkan IFT dapat meningkatkan mobilitas minyak dengan menurunkan tekanan kapiler yang menahan aliran minyak melalui pori-pori batuan reservoir, karena gaya penghambat yang disebabkan oleh tegangan antarmuka antara fase air dan minyak berkurang.

$$P_c = 2\sigma \cos\theta / r = \Delta\rho \cdot g \cdot h \dots\dots\dots(2.1)$$

Berdasarkan persamaan tekanan kapiler 2.1 dapat dilihat bahwa tekanan kapiler sangat bergantung pada ukuran pori-pori batuan. Rendahnya tekanan kapiler akan memiliki ukuran pori dengan besaran permeabilitas serta porositas yang lebih besar serta tipisnya zona transisi. Hal tersebut akan meningkatkan mobilitas minyak untuk mengalir melalui pori-pori reservoir. Selain tekanan kapiler, gaya adhesi juga memainkan peran penting dalam menentukan tegangan antarmuka antara dua fase yang berbeda, seperti antara air dan padatan atau antara minyak dan batuan reservoir. Gaya adhesi mengacu pada daya tarik antara molekul-molekul atau permukaan yang berbeda. Jika gaya adhesi antara dua fase lebih kuat daripada gaya kohesi dalam fase masing-masing, maka tegangan antarmuka akan cenderung lebih rendah.

2.7 *Thermal Stability*

Uji *thermal stability* surfaktan adalah metode untuk mengevaluasi kemampuan surfaktan untuk tetap stabil dan mempertahankan sifat-sifatnya ketika terpapar suhu tinggi atau perubahan suhu yang ekstrem. Uji ini penting dalam aplikasi surfaktan yang melibatkan suhu tinggi, seperti dalam industri minyak dan gas, pembersihan industri, atau aplikasi dalam sistem termal. Prosedur uji kestabilan termal surfaktan biasanya melibatkan pemanasan surfaktan dalam kondisi yang dikontrol dan memantau perubahan sifat-sifat kritisnya, seperti tegangan antarmuka, pH, viskositas, atau stabilitas emulsi. Uji ini dilakukan dengan meningkatkan suhu secara bertahap dan mengamati perubahan yang terjadi pada surfaktan selama pemanasan. Apabila kinerja surfaktan akan tetap stabil oleh pengaruh panas, maka surfaktan tersebut dikatakan bagus (Eni, Hastuti et al, 2009).

2.8 Uji Adsorpsi Statik

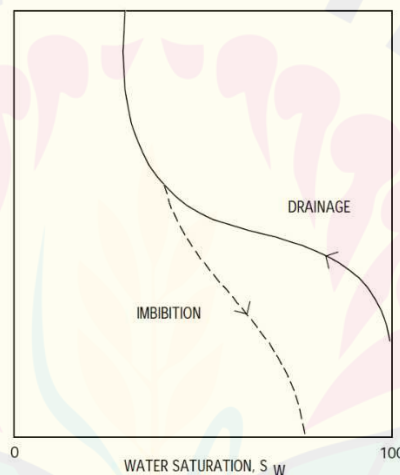
Ada 2 tipe uji adsorpsi, yaitu adsorpsi statik dan dinamik. Sebagaimana namanya, adsorpsi statik dilakukan pada keadaan statik/diam, sedangkan adsorpsi dinamik, sebaliknya, surfaktan diinjeksikan pada *core*. Apabila adsorpsi yang terjadi kuat sekali, maka surfaktan yang terdapat di dalam larutan akan menipis dan mengakibatkan kemampuan surfaktan menurunkan tegangan antar muka minyak-air tidak optimal akibat *chemical loss* yang tinggi (Prima, 2014).

Faktor-faktor yang dapat mempengaruhi hasil adsorpsi seperti jenis adsorben, jenis zat yang diserap, luas permukaan adsorben, konsentrasi zat yang diadsorpsi, suhu, dan jumlah satuan yang diadsorpsi (adsorbat) persatuan massa dari adsorben padat (Hie, 2008).

2.9 Uji Imbibisi

Proses imbibisi menggambarkan bagaimana fase *wetting* (biasanya air) bergerak melalui pori-pori batuan reservoir dan menggantikan fase *non-wetting* (biasanya minyak) dalam saturasi pori. Ketika air mengalir atau terserap ke dalam

batuan, saturasi air dalam pori-pori meningkat, sementara saturasi minyak menurun. Imbibisi dapat terjadi karena adanya perbedaan tekanan kapiler antara fase air dan fase minyak, dan juga karena interaksi permukaan antara fluida dan batuan reservoir. Kenaikan saturasi air melalui imbibisi penting dalam praktik perminyakan karena dapat meningkatkan perolehan minyak dari reservoir. Dalam beberapa kasus, imbibisi dapat ditingkatkan dengan teknik injeksi air (seperti *waterflood*) untuk mendorong pergerakan minyak menuju sumur produksi karena kenaikan saturasi air (*wetting*) digambarkan pada imbibisi. Sementara drainage adalah kenaikan saturasi *non wetting*, biasanya drainage terjadi saat minyak berpindah ke reservoir, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.2.



Gambar 2. 2 Imbibisi dan *Drainage* (Ahmed, 2001)

Wetabilitas batuan reservoir akan mempengaruhi kemampuan air atau fase *wetting* untuk menyerap atau menggantikan fase *non-wetting*, seperti minyak. Wetabilitas batuan yang baik terhadap air akan memfasilitasi imbibisi air ke dalam pori-pori batuan, yang pada gilirannya meningkatkan saturasi air dan menggantikan minyak. Jika batuan reservoir kurang lembab terhadap air, maka wetabilitas yang buruk dapat menghambat imbibisi air. Dalam hal ini, minyak akan tetap tertahan di pori-pori batuan, dan saturasi air menjadi rendah. Wetabilitas yang buruk dapat mempengaruhi efisiensi produksi minyak dari reservoir.

BAB 3. METODE PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan di BBPMGB Lembaga Minyak dan Gas Bumi “LEMIGAS”, Jalan Ciledug Raya Kavling 109 Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan. Waktu penelitian dilakukan dari tanggal 1 Maret sampai dengan 7 Juni 2023.

3.2 Alat dan Bahan

3.2.1 Alat

Alat yang digunakan dalam penelitian antara lain, *spinner*, *density meter*, *magnetic stirer*, *amott cells*, *pinning drop* IFT, wadah kaca, pipet, *stopwatch*, pengaduk, timbangan digital, dan *plastik wrap*

3.2.2 Bahan

Bahan yang digunakan dalam penelitian ini antara lain, surfaktan anionik yang disediakan oleh LEMIGAS, garam NaCl, *aquades*, *crude oil light* yang digunakan 43°API; dan *intermediate oil* yang digunakan 34,5 °API, serta *core berea sandstone*.

3.3 Variabel Penelitian

3.3.1 Variabel Bebas

Yang dimaksud variabel bebas adalah variabel yang tidak tergantung variable lain dalam perubahannya atau bisa disebut juga variable yang ditentukan peneliti. Variable bebas dalam penelitian ini adalah :

- a. Salinitas 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, dan 30.000 ppm.
- b. Jenis *crude oil* berdasarkan kekentalannya untuk *light oil* dengan API 43°API; dan *intermediate oil* 34,5°API.

3.3.2 Variabel Terikat

Variabel terikat atau variable respon adalah variable yang perubahannya bergantung kepada variable yang lain. Variable ini berhubungan dengan variable bebas yang dipakai dalam penelitian. Variable terikat pada penelitian ini adalah :

- a. Pembentukan variasi kekeruhan pada surfaktan dalam uji kompatibilitas.
- b. Pembentukan mikroemulsi pada uji kelakuan fasa.
- c. Penurunan tekanan antarmuka.
- d. Kestabilan dalam suhu reservoir.
- e. Efektivitas uji adsorpsi dinamis

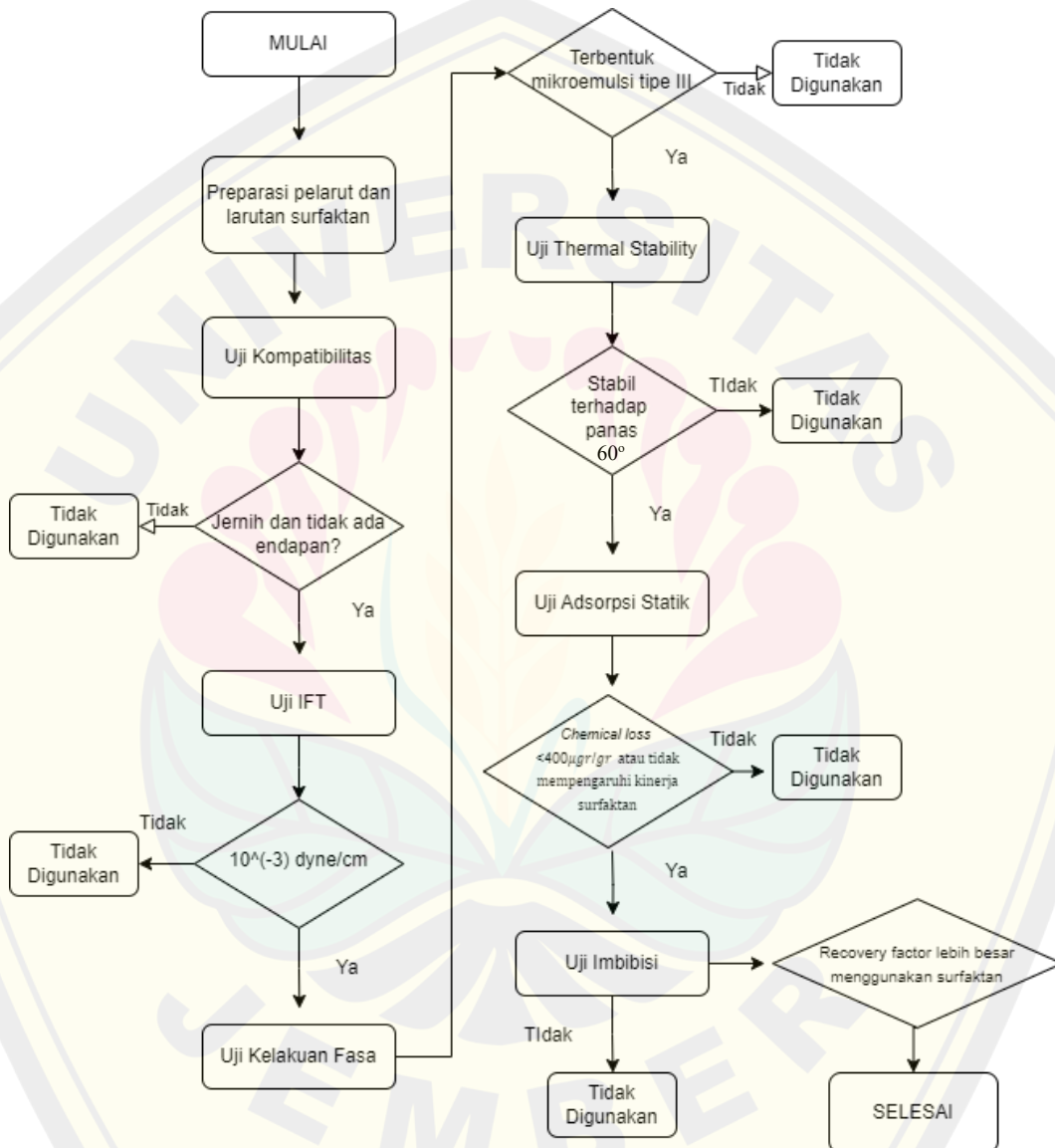
3.3.3 Variabel Kontrol

Variabel kontrol adalah sebutan untuk variabel yang dibuat konstan atau sama pada setiap percobaan. Variabel kontrol pada penelitian ini adalah :

- a. 1 jenis surfaktan dengan 4 konsentrasi.
- b. Suhu reservoir dianggap 60°C.
- c. Pelarut yang digunakan adalah larutan NaCl.
- d. Kecepatan *spinning drop* IFT 6000 RPM.
- e. Kecepatan *splitter* 250 RPM.

3.4 Metode Pengujian

Metode pengujian yang digunakan pada penelitian ini yaitu, uji kompatibilitas, uji kelakuan fasa, uji densitas serta uji IFT, uji *thermal stability*, uji adsorpsi, serta uji imbibisi. Penelitian akan dilaksanakan sebagaimana diagram alir berikut:



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Uji Kompatibilitas

Pada uji kompatibilitas dilakukan pembuatan larutan surfaktan dengan masing-masing konsentrasi 0,1% ; 0,3% ; 0,5% ; 1%. Surfaktan dengan konsentrasi tersebut dilarutkan pada air formasi dengan salinitas 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, dan 30.000 ppm. Setelah dilarutkan sebanyak masing-masing 30 gram selanjutnya disimpan pada suhu ruang 27° celcius. Selanjutnya diamati apakah terjadi perubahan warna, adanya endapan, struktur larutan yang berubah dari hari pertama larutan dibuat kemudian kembali diamati hingga 30 hari atau satu bulan larutan disimpan pada suhu ruang.

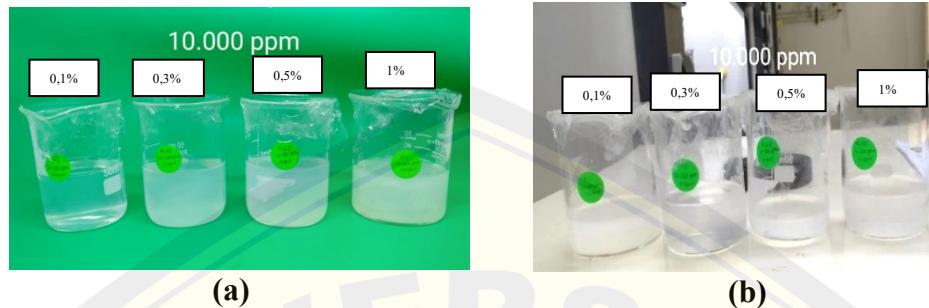


Gambar 4. 1 Hasil Uji Kompatibilitas 5000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30.

Tabel 4. 1 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 5.000 ppm

Konsentrasi (%)	Durasi Pengamatan	Keterangan Hasil
0,1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,3	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,5	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa

Dari hasil uji kompatibilitas salinitas 5000 ppm, Tabel 4.1 dan Gambar 4.1 menunjukkan bahwa semua sampel tidak terdapat endapan sehingga lolos pada uji selanjutnya.

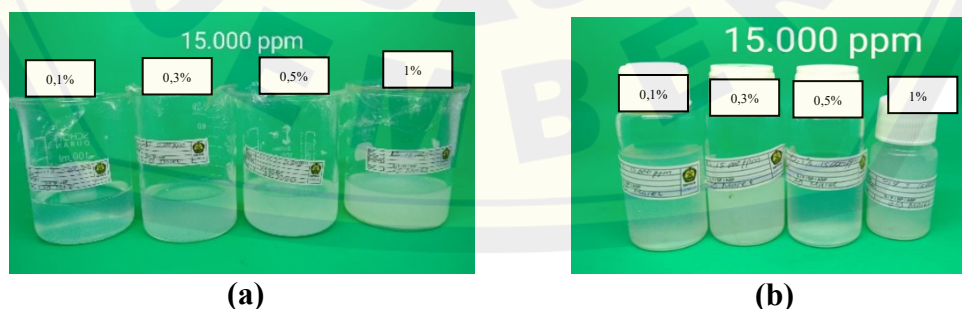


Gambar 4. 2 Hasil Uji Kompatibilitas 10.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30.

Tabel 4. 2 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 10.000 ppm

Konsentrasi (%)	Durasi Pengamatan	Keterangan Hasil
0,1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,3	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,5	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa

Tabel 4.2 dan Gambar 4.2 menunjukkan bahwa semua sampel hasil uji kompatibilitas salinitas 10.000 ppm tidak terdapat endapan sehingga lolos pada uji selanjutnya.

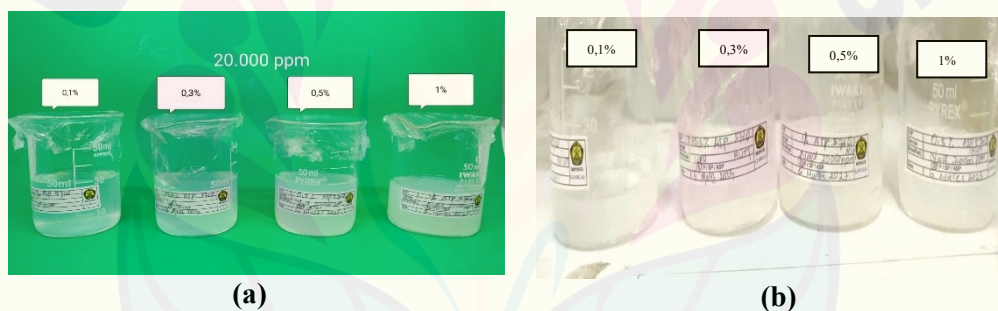


Gambar 4. 3 Hasil Uji Kompatibilitas 15.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30

Tabel 4. 3 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 15.000 ppm

Konsentrasi (%)	Durasi Pengamatan	Keterangan Hasil
0,1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,3	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,5	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa

Tabel 4.3 dan Gambar 4.3 menunjukkan bahwa semua sampel hasil uji kompatibilitas salinitas 15.000 ppm tidak terdapat endapan sehingga lolos pada uji selanjutnya.

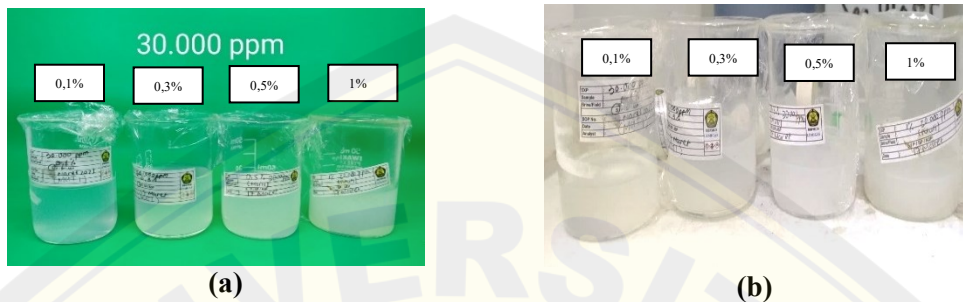


Gambar 4. 4 Hasil Uji Kompatibilitas 20.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari Hari ke-30

Tabel 4. 4 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 20.000 ppm

Konsentrasi (%)	Durasi Pengamatan	Keterangan Hasil
0,1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,3	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,5	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa

Tabel 4.4 dan Gambar 4.4 menunjukkan bahwa semua sampel hasil uji kompatibilitas salinitas 20.000 ppm tidak terdapat endapan sehingga lolos pada uji selanjutnya.



Gambar 4. 5 Hasil Uji Kompatibilitas 30.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-30.

Tabel 4. 5 Hasil Uji Kompatibilitas Salinitas 30.000 ppm

Konsentrasi (%)	Durasi Pengamatan	Keterangan Hasil
0,1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,3	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
0,5	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa
1	30 Hari	Tidak ada endapan dan terbentuk satu fasa

Tabel 4.5 dan Gambar 4.5 menunjukkan bahwa semua sampel hasil uji kompatibilitas salinitas 30.000 ppm tidak terdapat endapan sehingga lolos pada uji selanjutnya.

Dari hasil pengamatan semua konsentrasi dalam variasi salinitas diperoleh bahwa dari setiap salinitas yang berbeda, semakin naik konsentrasi larutan maka akan semakin keruh dan *cloudy*. Bentuk larutan surfaktan hasil uji kompatibilitas yang *cloudy* dan keruh dikarenakan biang surfaktan yang digunakan bertekstur kental dan mudah membeku di suhu ruang, sehingga ketika konsentrasinya lebih besar artinya biang surfaktan yang digunakan semakin banyak dan ketika dilarutkan pada pelarut dengan volume yang sama akan tampak lebih *cloudy* daripada

surfaktan dengan konsentrasi kecil. Selain akibat dari jenis surfaktan yang digunakan, kepekatan yang terbentuk saat konsentrasi semakin naik disebabkan oleh adanya interaksi antarmolekul dengan gaya tarik menarik antar molekul. Hal ini tetap dianggap lolos ke uji selanjutnya karena tidak ada sampel yang menunjukkan endapan selama satu bulan pengamatan. Apabila terdapat endapan maka berarti terindikasi adanya presipitasi yang berarti tidak kompatibel dengan air formasi.

4.2 Uji Densitas dan IFT

Sebelum pengujian dengan alat *tensiometer drop*, masing-masing larutan surfaktan diuji dahulu dengan alat *densitometer* untuk mengetahui nilai densitas larutan surfaktan. Prosedurnya dengan menginjeksikan surfaktan ke dalam alat kemudian nilai tersebut nantinya akan dimasukkan ke dalam *software* yang terintegrasi dengan alat *tensiometer drop*.

Tabel 4. 6 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 5.000 ppm

Konsentrasi	Densitas (g/cm^3)	IFT ($dyne/cm$)	
		Light	Intermediate
0,10%	0,99317	3,5253469	3,2061177
0,30%	0,99347	3,1710013	2,4701976
0,50%	0,99377	1,0441475	0,9778609
1%	0,99442	0,0280852	0,2479108
1,50%	0,99505	0,964399	1,9665009

Uji IFT salinitas 5.000 ppm menunjukkan hasil seperti tabel 4.6, yaitu nilai terendah yang diperoleh *light oil* adalah pada konsentrasi 1% dan juga pada *intermediate oil* pada 1%. Belum didapat nilai CMC sehingga diuji konsentrasi tambahan yaitu, 1,5%. Nilai CMC diperlukan sebagai batas pengukuran efisiensi surfaktan. Artinya apabila CMC semakin rendah maka akan semakin sedikit konsentrasi surfaktan yang digunakan untuk menjenuhkan antarmuka dan membentuk misel.

Tabel 4. 7 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 10.000 ppm

Konsentrasi	Densitas (g/cm^3)	IFT ($dyne/cm$)	
		Light	Intermediate
0,10%	0,99667	1,866926	2,3158113
0,30%	0,99691	0,6470961	2,0104476
0,50%	0,99702	0,8099678	1,0428473
1%	0,95362	0,932510	1,1067518

Uji IFT salinitas 10.000 ppm menunjukkan hasil seperti tabel 4.7 yaitu nilai terendah yang diperoleh *light oil* adalah pada konsentrasi 0,3% dan juga pada *intermediate oil* pada 0,5%.

Tabel 4. 8 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 15.000 ppm

Konsentrasi	Densitas (g/cm^3)	IFT ($dyne/cm$)	
		Light	Intermediate
0,10%	1,00002	1,6955196	2,0688296
0,30%	1,00027	0,8633380	1,3818262
0,50%	1,00042	1,0715326	1,5685409
1%	1,00026	1,1436769	1,6412917

Uji IFT salinitas 15.000 ppm menunjukkan hasil seperti tabel 4.8 yaitu nilai terendah yang diperoleh *light oil* adalah pada konsentrasi 0,3% dan juga pada *intermediate oil* pada 0,3%.

Tabel 4. 9 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 20.000 ppm

Konsentrasi	Densitas (g/cm^3)	IFT ($dyne/cm$)	
		Light	Intermediate
0,10%	1,00342	0,4742695	0,3759202
0,30%	1,00372	0,0034283	0,0581211
0,50%	1,00378	0,0013058	0,3340376
1%	1,00435	0,0104756	0,3590603

Uji IFT salinitas 20.000 ppm menunjukkan hasil seperti tabel 4.9 yaitu nilai terendah yang diperoleh *light oil* adalah pada konsentrasi 0,5% dan juga pada *intermediate oil* pada 0,5%.

Tabel 4. 10 Hasil Uji Densitas dan IFT Salinitas 30.000 ppm

Konsentrasi	Densitas (g/cm^3)	IFT ($dyne/cm$)	
		Light	Intermediate
0,10%	1,01014	1,0957738	1,1410528
0,30%	1,0103	0,0358658	0,0094586
0,50%	1,01054	0,010569	0,0116355
1%	0,9949	0,0176897	0,0141677

Uji IFT salinitas 30.000 ppm menunjukkan hasil seperti tabel 4.10, yaitu nilai terendah yang diperoleh *light oil* adalah pada konsentrasi 0,5% dan juga pada *intermediate oil* pada 0,3%.

Dapat dilihat dari tabel 4.6 hingga 4.10 bahwa apabila konsentrasi surfaktan ditambah maka akan mengagregasi dan membentuk misel yang konsentrasinya disebut CMC (*Critical Micelle Concentration*). Tegangan antarmuka akan menurun hingga tercapainya nilai CMC kemudian akan naik konstan dan menunjukkan bahwa tegangan antarmuka menjadi jenuh.

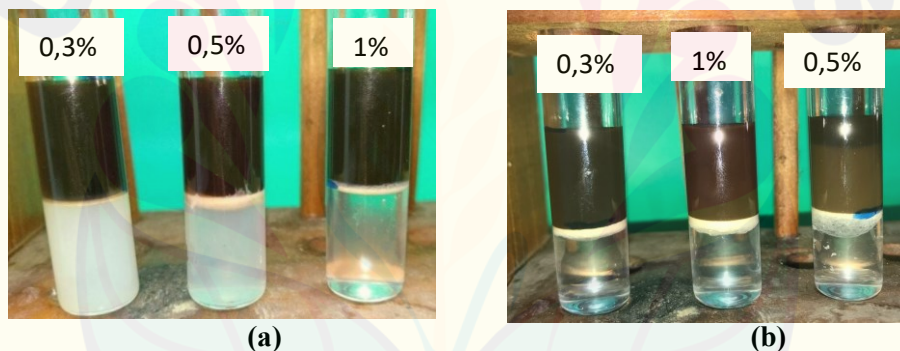
Sebelum mencapai CMC, surfaktan hadir dalam bentuk monomer individu yang tersebar di dalam larutan. Ketika konsentrasi surfaktan meningkat, semakin banyak monomer akan berinteraksi di antarmuka air-minyak atau air-air, yang menyebabkan penurunan tegangan antarmuka. Namun, ketika CMC tercapai, jumlah surfaktan yang cukup telah terlarut dalam larutan untuk membentuk misel secara efisien. Oleh karena itu, penambahan lebih banyak surfaktan setelah mencapai CMC tidak akan lagi menyebabkan penurunan signifikan dalam tegangan antarmuka karena misel sudah hadir dalam jumlah yang mencukupi sehingga tegangan antarmuka tidak akan tetap pada titik CMC yang terbentuk. Sebaliknya, tegangan antarmuka akan tetap konstan pada nilai yang lebih tinggi daripada sebelum mencapai CMC karena misel yang terbentuk telah mengisi antarmuka dan menyebabkan tegangan antarmuka tetap stabil pada tingkat yang lebih tinggi.

Setelah mencapai CMC, penambahan konsentrasi surfaktan mungkin tidak efisien karena tidak akan menyebabkan perubahan besar.

Dari hasil pengukuran IFT, dipilih surfaktan yang akan lanjut pada uji berikutnya untuk *light oil* dan berat. Surfaktan yang terpilih ialah yang menunjukkan angka penurunan tegangan antar muka paling rendah yaitu konsentrasi 0,5% dengan salinitas 20.000 ppm pada *light oil* dan konsentrasi 0,3% dengan salinitas 30.000 ppm pada *intermediate oil*.

4.3 Uji *Phase Behaviour*

Uji *Phase Behaviour* dilakukan dengan mencampurkan minyak dan larutan surfaktan dengan perbandingan 1:1 ke dalam *tube* dan ditutup rapat kemudian dimasukkan ke dalam *oven* (suhu reservoir) dan diamati pembentukan emulsinya. Dalam pengujian ini konsentrasi divariasikan menjadi 0,3%, 0,5% serta 1% untuk mengetahui *range* terbentuknya mikroemulsi.



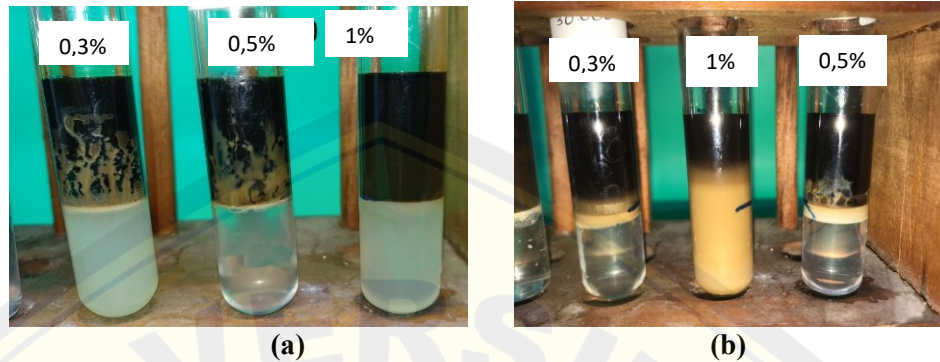
Gambar 4. 6 Hasil Uji *Phase Behaviour* Salinitas 20.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-26

Tabel 4. 11 Hasil Uji Kelakuan Fasa Salinitas 20.000 ppm

Konsentrasi. Surf (%)	Type	Oil Sol. Ratio (mL/mL)	Water Sol. Ratio (mL/mL)
0,50	III	2,50	0,05
0,30	II	-	0,17
1,00	II	-	0,05

Hasil uji kelakuan fasa untuk salinitas 20.000 ditunjukkan pada Gambar 4.6. Pada konsentrasi 0,5% menghasilkan mikroemulsi tipe III. Di mana emulsi

terbentuk di antara *water level* dan *oil level*. Sementara pada konsentrasi 0,3% dan 1% terbentuk Winsor tipe II seperti yang dijabarkan pada Tabel 4.11.



Gambar 4. 7 Hasil Uji *Phase Behaviour* Salinitas 30.000 ppm. (a) Hari Pertama, (b) Hari ke-26

Tabel 4. 12 Hasil Uji Kelakuan Fasa Salinitas 30.000 ppm

Konsentrasi Surf (%)	Type	Oil Sol. Ratio (mL/mL)	Water Sol. Ratio (mL/mL)
0,30	III	2,92	0,42
1,00	I	0,25	-
0,50	II	-	0,05

Hasil uji kelakuan fasa untuk salinitas 30.000 pada konsentrasi 0,3% menghasilkan mikroemulsi tipe III. Di mana emulsi terbentuk di antara *water level* dan *oil level*. Sementara pada konsentrasi 0,5% terbentuk tipe II dan 1% terbentuk Winsor tipe I seperti yang dijabarkan pada Tabel 4.12.

Berdasarkan Tabel 4.11 dan 4.12 dapat dilihat bahwa uji kelakuan fasa pada *light oil* dengan salinitas 20.000 ppm menunjukkan mikroemulsi terbentuk Winsor III di konsentrasi 0,5%. Pada salinitas 30.000 ppm, minyak *intermediate* menunjukkan terbentuknya mikroemulsi pada konsentrasi 0,3%, dimana ciri-ciri mikroemulsi yang ditetapkan adalah bagian sampel yang terlihat lebih transparan, tembus cahaya dan tetap stabil.

Berdasarkan gambar 4.6 dan 4.7 menunjukkan keselarasan antara nilai CMC dari uji IFT dengan konsentrasi surfaktan yang terbentuk mikroemulsi Winsor III.

Konsentrasi 0,5%, 20.000 ppm, pada *light oil* menghasilkan nilai IFT yang bagus

yaitu, 0,0013058 dan menunjukkan adanya mikroemulsi fasa III yang terbentuk. Begitupun pada konsentrasi surfaktan 0,3%, 30.000 ppm, pada *intermediate oil* menghasilkan mikroemulsi Winsor III dengan CMC yang rendah yaitu 0,0094586. Hal tersebut sesuai dengan Gambar 2.1 dimana pada IFT paling terendah akan menghasilkan mikroemulsi Winsor III karena surfaktan sangat larut dalam minyak menyebabkan surfaktan memiliki afinitas yang tinggi terhadap minyak, dan membentuk domain minyak yang besar di dalam sistem mikroemulsi.

Keselarasannya antara CMC dan Winsor tipe III disebabkan oleh adanya perubahan dalam keseimbangan antara fasa air dan minyak. Akibatnya, pembentukan misel menyebabkan keseimbangan sistem yang berubah, dengan fasa air dan minyak menjadi lebih terdispersi dalam satu larutan. Inilah yang menyebabkan perubahan dari sistem dua fase (air dan minyak terpisah) menjadi sistem tiga fase (misel, air, dan minyak terdispersi dalam satu larutan), yang dikenal sebagai fenomena Winsor III. Sementara pembentukan Winsor I terjadi pada konsentrasi 1% salinitas 30.000 ppm, *intermediate oil* karena konsentrasi yang tinggi menyebabkan berlebuhnya fasa minyak terdispersi sehingga terbentuk emulsi fasa bawah.

4.4 Uji *Thermal Stability*

Surfaktan yang telah disortir dan lolos uji sebelumnya, yaitu konsentrasi 0,5% pada salinitas 20.000 ppm dan konsentrasi 0,3% pada salinitas 30.000 ppm, perlu dilakukan uji *Thermal Stability* guna mengetahui apakah surfaktan tahan terhadap panas atau tidak. Hal tersebut dikarenakan suhu tinggi di reservoir dapat merubah sistem aktivasi surfaktan terutama ketika surfaktan bekerja dalam waktu yang cukup lama. Apabila tahan panas artinya surfaktan dapat mempertahankan performanya. Pengujian ini dilakukan dengan cara memasukkan larutan pada botol borosilikat yang tertutup rapat lalu diletakkan pada oven pada temperatur reservoir. Setelahnya dilakukan pengukuran IFT setiap hari yang ditentukan selama satu bulan.

Tabel 4. 13 Hasil Uji *Thermal Stability* Salinitas 20.000 ppm

20.000 ppm (0,5% <i>light oil</i>)	
Hari ke-	Nilai IFT (<i>dyne/cm</i>)
1	0,0066847
3	0,0063725
16	0,0079083
22	0,0081186
30	0,0089746

Tabel 4. 14 Hasil Uji *Thermal Stability* Salinitas 30.000 ppm

30.000 ppm (0,3% <i>intermediate oil</i>)	
Hari ke-	Nilai IFT (<i>dyne/cm</i>)
1	0,0066753
3	0,0043891
16	0,0054525
22	0,0050809
30	0,0055803

Hasil pengukuran yang diperoleh terdapat pada tabel 4.13. dan 4.14. menunjukkan bahwa dari waktu ke waktu, penurunan tegangan antar muka cenderung stabil dan tetap sekitar 10^{-3} Dyne/cm. Nilai IFT kisaran 10^{-3} Dyne/cm dianggap bagus karena apabila semakin rendah nilai IFT maka menunjukkan semakin baik surfaktan dalam penurunan tegangan antar muka, sehingga tidak terjadi kerusakan pada surfaktan secara kasat mata. Apabila surfaktan stabil terhadap suhu reservoir maka surfaktan tersebut dapat bertahan dalam suhu tinggi tanpa mengalami degradasi yang signifikan atau kehilangan efisiensi dalam menurunkan tegangan antarmuka, surfaktan tidak mudah terurai, dan surfaktan dapat secara konsisten serta efektif menurunkan tegangan antarmuka, membentuk misel, dan mengemulsi fase air dan minyak.

4.5 Uji Adsorpsi

Uji adsorpsi dilakukan untuk mengetahui seberapa banyak *chemical* yang teradsorp. Apabila nilai IFT buruk artinya kemampuan surfaktan menurunkan

tegangan antar muka minyak-air tidak optimal akibat terjadinya *chemical loss* yang tinggi. Hasil uji adsorpsi ditampilkan pada tabel 4.15 dan tabel 4.16.

Tabel 4. 15 Hasil Uji Adsorpsi Salinitas 20.000 ppm

20.000 ppm (0,5%)	
Perbandingan (gr)	$\mu\text{gr}/\text{gr}$
30s : 5b	2521,93
30s : 10b	2293,13
45s : 5b	1489,29

Tabel 4. 16 Hasil Uji Adsorpsi Salinitas 30.000 ppm

30.000 ppm (0,3%)	
Perbandingan (gr)	$\mu\text{gr}/\text{gr}$
30s : 5b	2837,12
30s : 10b	4060,26
45s : 5b	2300,70

Untuk mengetahui $\mu\text{gr}/\text{gr}$ yang diperoleh dari nilai IFT digunakan rumus :

Adsorpsi

$$= \frac{\text{IFT akhir} - \text{IFT awal}}{\text{IFT awal} \times 100 \times \text{massa batuan}} \times 100 \times \text{salinitas (ppm)} \times \text{massa surfaktan} \quad (4.1)$$

Tabel 4. 17 Hasil Uji Perhitungan Adsorpsi Statik 20.000 ppm

20.000 ppm (0,5%)				
Perbandingan	IFT awal	IFT akhir	Delta IFT	Adsorpsi ($\mu\text{gr}/\text{gr}$)
30s : 5b	0,0063725	0,0069082	0,000536	2521,930
30s : 10b	0,0063725	0,0073467	0,000974	2293,135
45s : 5b	0,0063725	0,0065834	0,000211	1489,290

Tabel 4. 18 Hasil Uji Perhitungan Adsorpsi Statik 30.000 ppm

Perbandingan	30.000 ppm (0,3%)			Adsorpsi ($\mu\text{gr}/\text{gr}$)
	IFT awal	IFT akhir	Delta IFT	
30s : 5b	0,0043891	0,0050809	0,000692	2837,119
30s : 10b	0,0043891	0,0063692	0,00198	4060,263
45s : 5b	0,0043891	0,0047631	0,000374	2300,699

Dari kedua tabel 4.17 dan 4.18 terlihat bahwa pada 20.000 ppm nilai adsorpsi yang paling kecil adalah pada perbandingan 45 gram surfaktan dan 5 gram batuan yaitu 1489,29 $\mu\text{gr}/\text{gr}$. Pada salinitas 30.000 ppm nilai adsorpsi yang paling kecil juga terjadi pada perbandingan 45 gram surfaktan dan 5 gram batuan yaitu 2300,699 $\mu\text{gr}/\text{gr}$. Adsorpsi yang diharapkan adalah nilai adsorpsi yang paling kecil karena ini menunjukkan bahwa surfaktan tersebut memiliki daya sebar (*spreading power*) yang baik dan efisiensi yang tinggi dalam menurunkan tegangan antarmuka antara dua fase. Dalam aspek keekonomian surfaktan dengan adsorpsi rendah berarti lebih sedikit jumlah surfaktan yang dibutuhkan untuk mencapai efek yang diinginkan, yang artinya dapat mengurangi biaya penggunaan.

Hasil uji IFT awal dan IFT akhir setelah proses perendaman dengan *core* masih tetap menunjukkan nilai yang stabil yaitu, 10^{-3} Dyne/cm, yang mana artinya kemampuan surfaktan menurunkan tegangan antar muka minyak-air masih optimal karena tidak terjadi *chemical loss* yang tinggi. Perbedaan nilai IFT dan $\mu\text{gr}/\text{gr}$ yang terjadi pada perbandingan masa surfaktan dan batuan wajar terjadi. Hal tersebut dapat disebabkan oleh beberapa faktor seperti surfaktan memiliki reaktivitas yang tinggi, jenis adsorben, jenis zat yang diserap, luas permukaan adsorben, konsentrasi zat yang diadsorpsi, suhu, dan jumlah satuan yang diadsorpsi (adsorbat) persatuan massa dari adsorben padat.

4.6 Uji Imbibisi

Uji imbibisi dilakukan dengan cara menginjeksikan fasa pembasah, dalam pengujian ini adalah air formasi pada *core base line* dan surfaktan untuk membandingkan kinerja produksi minyak dengan dan tanpa surfaktan. Setelah

disaturasi, *core* akan diinjeksikan dengan fasa pembasah dan didiamkan pada suhu reservoir kemudian diamati volumetriknya. Volumetrik menunjukkan volume minyak yang berhasil terangkat dari dalam pori batuan.

Tabel 4. 19 Hasil Uji Imbibisi *Base Line* Salinitas 20.000 ppm *light oil*

Panjang (mm)	Diameter (mm)	Berat Kering (gr)	Berat basah (gr)	Soi (cc)	Sor	Densitas
57,19	37,43	128,618	139,79	14,160	10,160	0,789

Tabel 4. 20 Hasil Uji Imbibisi *Base Line* Salinitas 20.000 ppm *light oil*

<i>Time (day)</i>	<i>Oil Production (mL)</i>	RF (%)
1	2,70	19,07
2	4,00	28,25
3	4,00	28,25

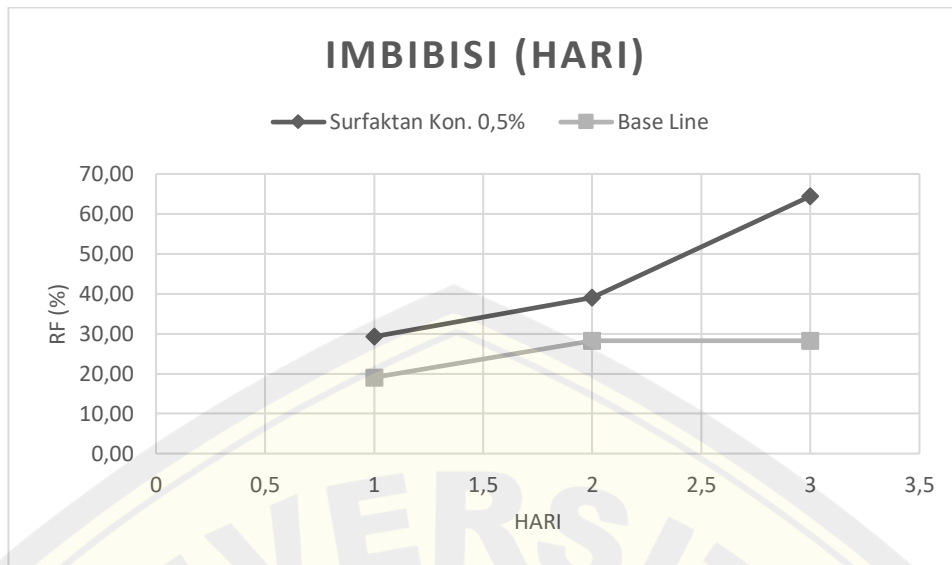
Dapat dilihat dari tabel bahwa produksi minyak pada fasa pembasah berupa salinitas 20.000 ppm dari hari ke 2 sudah mulai stagnan, artinya sisa minyak tidak bisa diangkat lagi. Persentase *recovery factor* yang diperoleh cenderung kecil yaitu 28,25%, dan sisa minyak residu yang tidak terangkat masih banyak sebesar 10,160 cc. Dalam kurun waktu 3 hari, produksi minyak sudah tampak stagnan.

Tabel 4. 21 Hasil Uji Imbibisi dengan Surfaktan Konsentrasi 0,5% *light oil*

Panjang (mm)	diameter (mm)	Berat kering(gr)	Berat Basah (gr)	Soi (cc)	Sor	Densitas
55,71	37,35	128,439	132,481	5,123	3,123	0,789

Tabel 4. 22 Hasil Uji Imbibisi Surfaktan Konsentrasi 0,5% *light oil*

<i>Time (day)</i>	<i>Oil Production (mL)</i>	RF (%)
1	1,50	29,28
2	2,00	39,04
3	3,30	64,42



Gambar 4. 8. Perbandingan grafik *Recovery Factor* per hari pada Surfaktan Konsentrasi 0,5% *light oil* vs *base line* (Tanpa surfaktan)

Uji imbibisi pada 20.000 ppm hanya dilakukan selama 3 hari karena dalam kurun waktu tersebut nilai *recovery factor* sudah naik signifikan daripada *base line*. Dilihat dari Gambar 4.8 terlihat bahwa perolehan *recovery factor* jauh lebih tinggi karena surfaktan berhasil membantu mengangkat sisa-sisa minyak yang terjebak dalam pori. Sisa minyak residu yang tidak bisa diangkat juga lebih minim, sehingga perolehan minyak dapat lebih maksimal. Dari tiga hari belum mendapat produksi minyak stagnan, sehingga masih ada kemungkinan penambahan di hari berikutnya.

Tabel 4. 23 Hasil *Base Line* Uji Imbibisi Salinitas 30.000 ppm *intermediate oil*

l (mm)	d (mm)	w dry (gr)	w wet (gr)	Soi (cc)	Sor (cc)	Densitas
57,24	38,04	139,197	154,533	19,068	13,568	0,80429

Tabel 4. 24 Hasil *Base Line* Uji Imbibisi Salinitas 30.000 ppm *intermediate oil*

<i>Time (day)</i>	<i>Oil Production (mL)</i>	RF (%)
2	1,50	7,87
4	2,50	13,11
6	5,50	28,84
7	5,50	28,84
8	5,50	28,84

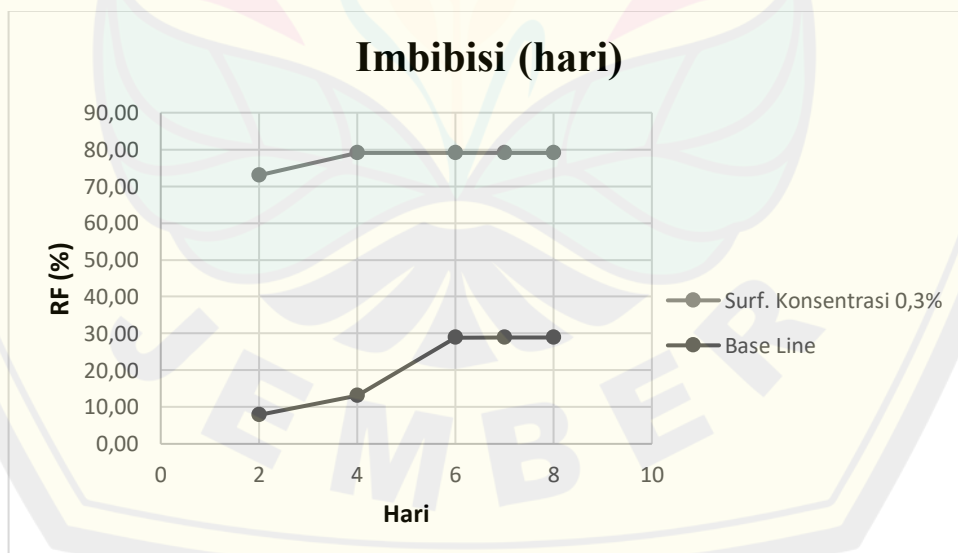
Dapat dilihat dari Tabel 4.24, produksi minyak dari hari ke 6 sudah mulai stagnan, artinya sisa minyak tidak bisa diangkat lagi. Persentase *recovery factor* yang diperoleh cenderung kecil, dan sisa minyak residu yang tidak terangkat masih banyak. Pada uji 30.000 ppm *core base line*, dilakukan selama 8 hari karena masih ada penambahan produksi minyak yang signifikan sehingga perlu dibandingkan dengan *core* yang menggunakan surfaktan.

Tabel 4. 25 Hasil Uji Imbibisi dengan Surfaktan Konsentrasi 0,3% *intermediate oil*

l (mm)	d (mm)	w dry (gr)	w wet (gr)	Soi (cc)	Sor	Densitas
56,9	38,86	127,358	140,581	16,441	3,441	0,80429

Tabel 4. 26 Hasil Uji Imbibisi dengan Surfaktan Konsentrasi 0,3% *intermediate oil*

Time (day)	Oil Production (mL)	RF (%)
2	12,00	72,99
4	13,00	79,07
6	13,00	79,07
7	13,00	79,07
8	13,00	79,07



Gambar 4. 9 Perbandingan grafik *Recovery Factor* per hari pada Surfaktan Konsentrasi 0,3% *intermediate oil* vs *base line* (Tanpa surfaktan)

Dari grafik pada Gambar 4.9 menunjukkan perbedaan signifikan dari hasil produksi minyak serta persentase *recovery factor* antara *base line* yang hanya menggunakan fluida air formasi dengan penggunaan surfaktan konsentrasi 0,3%. Selama 4 hari, nilai produksi minyak masih bertambah, hingga kemudian stagnan di hari ke 6. Minyak yang dapat terangkat berhasil mencapai produksi stagnan dengan menggunakan surfaktan, yaitu sebanyak 13 ml dan nilai *recovery factor* hingga 79,07%. Produksi minyak meningkat jauh signifikan dan nilai sisa minyak residu jauh lebih sedikit dengan penggunaan surfaktan konsentrasi 0,3% pada *intermediate oil*.

Salah satu penyebab *recovery factor* yang tinggi dapat disebabkan oleh surfaktan anionik X yang memiliki kepolaran negatif yang cocok digunakan pada batuan *sandstone* karena berdasarkan litologinya memiliki klasifikasi watabilitas *neutral wet-water wet* serta memiliki kandungan silika polar sehingga akan menyebabkan mudahnya pergerakan atau mobilitas surfaktan dalam pori sehingga menambah efisiensi perolehan minyak.

BAB 5. PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan pengujian surfaktan anionik yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa :

1. *Screening fluid to fluid* surfaktan anionik X meliputi uji kompatibilitas, uji IFT, uji kelakuan fasa, uji adsorpsi, dan uji *thermal stability*, serta *screening fluid to rock* yaitu uji imbibisi menunjukkan hasil sesuai hipotesis yang dijabarkan sebagai berikut :
 - a. Pada uji kompatibilitas, semua konsentrasi dengan salinitas menunjukkan tidak ada endapan sehingga lanjut pada uji IFT.
 - b. Uji IFT diseleksi konsentrasi dengan nilai CMC paling kecil, yaitu 0,5% (20.000 ppm pada *light oil*) dan 0,3% (30.000 ppm pada *intermediate oil*).
 - c. Konsentrasi 0,5% (20.000 ppm pada *light oil*) dan 0,3% (30.000 ppm pada *intermediate oil*) menghasilkan mikroemulsi tipe III pada uji kelakuan fasa.
 - d. Performa surfaktan stabil saat diuji di *thermal stability* dari hari ke hari.
 - e. Nilai adsorpsi cenderung besar tetapi masih dapat mempertahankan kinerja surfaktan berdasarkan nilai IFT nya.
 - f. *Screening fluid to rock* surfaktan anionik X dilakukan dengan uji imbibisi. Dari uji imbibisi diperoleh kesimpulan bahwa pada *light oil* dialiri fasa pembasah surfaktan 0,5% menghasilkan nilai *recovery factor* sebesar 64,42% dan *base line* dengan fasa pembasah salinitas 20.000 menghasilkan nilai RF 28,25%. Pada *intermediate oil* dialiri fasa pembasah dengan surfaktan 0,3% menghasilkan RF 79,07%, sementara pada *base line* hanya 28,84%. Dari hasil tersebut disimpulkan bahwa menggunakan surfaktan anionik X konsentrasi 0,3% pada *light oil* dan 0,3% pada *intermediate oil* dapat meningkatkan produksi minyak dan mengurangi sisa minyak teresidu.

2. Konsentrasi surfaktan anionik X yang optimal adalah 0,5% (20.000 ppm pada *light oil*) dan 0,3% (30.000 ppm pada *intermediate oil*). Hasil tersebut diperoleh dari nilai CMC.

5.2 Saran

Berdasarkan pengujian yang telah dilakukan, penulis dapat memberi saran agar konsentrasi dari surfaktan dapat ditambah variasinya. Selain itu dapat dilakukan uji *fluid to rock* lain seperti *coreflooding test* untuk mengetahui kinerja surfaktan secara kumulatif sehingga dapat meningkatkan perolehan produksi minyak.



DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M. (2016). Peluang dan Tantangan Penerapan Nanoteknologi Melalui Metoda Enhanced Oil Recovery (EOR) Dilapangan Minyak Di Indonesia. Seminar Nasional Kebumihan XI (2016), November, 3–4 Chand S. 2000. Review Carbon fiber for composites, 35(6): 1303-1313.
- Ahmed, T. (2001). Reservoir Engineering Handbook (Second ed.). London: Gulf Professional Publishing.
- Alli, Y. F., & Tobing, E. M. L. (2016). 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.
- Ansyori, M. R. (2018). Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak. *Swara Patra*, 8(2), 16–22.
- Arrohman, S. (2013). Konferensi Nasional “Inovasi dan Technopreneurship” IPB International Convention Center, Bogor, 18-19 Februari 2013. *Research And Business (Rnb) Diponegoro University Dedicated For Indonesia Young Technopreneur To Built Up The Bright Nation, Mkk 2308*, 18–19. Barnes He Hongshan. 2006. A new monoclinic polymorph of anhydrous zinc acetate. 1-2.
- Hie, (2008) “Adsorpsi Surfaktan Kationik (HDTMA-Br) Dan Anionik (SDS) Pada Polyelectrolyte Bilayer - Modified Zeolite (PEB - MZ) Serta Uji Kestabilan Iteraksi Polielektrolit - Surfaktan [Skripsi],” *Kim. Jur. Mat. Fak. Ilmu, dan Pengetah. Alam*, 2008.
- Eni, H., & Syahrial, E. (2010). *Screening Test* dan Karakterisasi Surfaktan yang Efektif untuk Injeksi Kimia. *Lembaran Publikasi Lemigas*, 44(22), 108–116.
- Naqvi S. 2012. *Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil by Using Thermal and Non-Thermal Methods*. Canada: Dalhousei University, Nova Scotia.
- Olajire, A.A. (2014) *Review of ASP EOR (Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery) Technology in the Petroleum Industry Prospects and Challenges*. *Energy*, 77, 963-982
- Pashayev, O. H. (2004). *Imbibition Assisted Oil Recovery*, Texas A&M University. Sandersen

- Pilla (2018), "Importance Of Polimerization In EOR," *Int. J. Sci. Dev. Res. (IJS DR)*, vol. 3, no. 2, 2018, [Online]. Available: www.ijdsr.org. Pusch, J. dan B. Wohlmann. 2018. Carbon fibers. 5-6.
- Prambudia, Y.; Nakano, M. Exploring Malaysia's transformation to oil net importer and oil import dependence. *Energies* 2012, 5, 2952–2981.
- Prima, "NONIONIK DAN SALINITAS AIR FORMASI DALAM PROSES IMBIBISI SANDSTONE SANDSTONE," 2014.
- Rachim, P. F., Mirta, E. L., & Thoha, M. Y. (2012). Pembuatan Surfaktan Natrium Lignosulfonat Dari Tandan Kosong Kelapa Sawit Dengan Sulfonasi Langsung. *Jurnal Teknik Kimia*, 18(1), 41–46 rahmanRiyanto. 2012. Elektrokimia dan Aplikasinya. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Reningtyas, R., & Mahreni, M. (2015). *Biosurfactant | Reningtyas | Eksergi*. Biosurfactant | Reningtyas | Eksergi. <https://doi.org/10.31315/e.v12i2.1354>
- Rita, N., & Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer Pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir | *Journal of Earth Energy Engineering*. <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.926>
- Sheng, J.J. (2011) *Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*, Gulf Professional Publishing, Houston
- Sheng, J.J. (2015) *Status of Surfactant EOR Technology*, Petroleum.
- Widyaningsih, R. (2017). Pengaruh Konsentrasi Surfaktan Anionik Terhadap Salinitas Optimum dalam Mikroemulsi Spontan dengan Sample Minyak Lapangan M. *Jurnal Mineral, Energi Dan Lingkungan*, 1(1), 60.
- Widyanti, W. A. P. & Y. I. (2007). Studi Pengaruh Surfaktan Terhadap Kestabilan Busa Dalam Peningkatan Produksi Minyak. *Urnal Tentang Minyak & Gas Bumi*, 17–24.
- Yulianti (2022). Pengujian Surfaktan (*Compatibility and Phase Behaviour*) Sebagai *Screening* Awal Chemical EOR Dalam Upaya Peningkatan Produksi Minyak Bumi Di Lapangan X Dengan Kategori High Temperature and Salinity - *Repository Universitas I. Riau*.
- Zulfikari, F. and Mbai, A.A. (2014). *Pre-pilot project (field test) chemical EOR injection huff & puff surfactant to improve oil production in the Meruap field*. Paper IPA14-E-164 presented at the 38th IPA Annual Convention and Exhibition, 21–23 May, Jakarta, Indonesia.

LAMPIRAN



