

**UJI SURFAKTAN MELALUI *COMPATIBILITY* DAN
PHASE BEHAVIOUR SEBAGAI *SCREENING AWAL*
UNTUK PEMILIHAN *CHEMICAL EOR* PADA LAPANGAN RE
(*LOW SALINITY*)**

SKRIPSI

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

RIFFA ELFIA

173210346



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**UJI SURFAKTAN MELALUI *COMPATIBILITY* DAN
PHASE BEHAVIOUR SEBAGAI *SCREENING AWAL*
UNTUK PEMILIHAN *CHEMICAL EOR* PADA LAPANGAN RE
(*LOW SALINITY*)**

SKRIPSI

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

RIFFA ELFIA

173210346



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh:

Nama : Riffa Elfia

NPM : 173210346

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Sripsi : Uji Surfaktan Melalui *Compatibility* dan *Phase behaviour* sebagai *Screening* awal untuk Pemilihan *Chemical EOR* pada lapangan RE (*low salinity*)

Telah berhasil dipertahankan didepan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr.Eng. Muslim, M.T ( )

Penguji I : Novia Rita, S.T., M.T ()

Penguji II : Idham Khalid, S.T., M.T ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 17 Juli 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**



NOVIA RITA, ST., MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 17 Juli 2022



Riffa Elfia
NPM.173210346



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Dr. Eng, Muslim., MT selaku dosen pembimbing Tugas Akhir dan sebagai dosen pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
2. Pihak PS3MB Universitas Islam Riau dan Pihak perusahaan hulu migas (PT.SPR Langgak) yang telah melakukan matching grand untuk penelitian “ *Screening Chemical (Surfaktan dan Polimer) EOR di Lapangan Langgak*”
3. Ketua dan Sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.
4. Kedua orang tua Udri S.IP (Ayah) dan Rosmiati (Ibu) serta adik Raffi Ronaldy, S.IP, Riandra Pramana, M.Hafis, Refina Anggun Asyfa yang memberikan dukungan penuh baik material maupun moral selama perkuliahan.
5. Terima kasih dan bangga pada diri sendiri yang sudah mampu melewati masa sulit hingga bisa mencapai ketahap awal menuju masa depan, jika ini bukan cita-cita awal maka jadikanlah ini penunjang masa depan untuk menjadi orang hebat berikutnya
6. Anggota PS3PMB Ibu Tasnimul Wahidah, S.T, Rifal Fauzi, S.T, Ramdhani Asywal, S.T dan Dedek Julianto, S.T, Reki Antoni S.T, Nanang Irwandi S.T dan Ega Yulianti yang telah membantu dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
7. Teman seperjuangan yang sudah menemani dan memberikan semangat dalam pembuatan tugas akhir, Rio Ramadhan, Puti Charmanita,, Yessica Julianti M.Pd, dan The geng PetroC 17

Teriring doa saya semoga Tuhan memberikan balasan atas segala kebaikan kepada semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan

Pekanbaru, 17 Juli 2022



Riffa Elfia



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR SINGKATAN	xi
ABSTRAK.....	xii
<i>ABSTRAC</i>	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Hipotesa Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 <i>Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR)</i>	5
2.2 Injeksi Surfaktan.....	6
2.3 Karakteristik fluida Reservoir dan <i>Crude oil</i>	7
2.4 <i>Compatibility</i>	8
2.5 <i>Phase Behaviour</i>	9
2.6 <i>State Of The Art</i>	11
BAB III METODE PENELITIAN	13
3.1 Metodologi Penelitian.....	13
3.2. <i>Flowchart</i>	13
3.3 Alat dan Bahan	14
3.3.1Alat	14
3.3.2 <i>Bahan</i>	15
3.6 Variabel Penelitian	18
3.5 Prosedur Penelitian.....	19
3.5.1 Uji <i>Compatibility</i>	19
3.5.2 Uji <i>Phase Behaviour</i>	19
3.6 Tempat Penelitian.....	20

3.7 Jadwal Penelitian	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	21
4.1 <i>Compatibility test</i>	21
4.2 Optimasi salinitas konsentrasi surfaktan	31
4.3. Uji <i>Phase Behaviour</i> 100 ppm – 9.000 ppm	35
4.4 Uji Surfaktan optimasi salinitas dan konsentrasi.....	45
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	52
5.1 Kesimpulan.....	52
5.2 Saran.....	52
DAFTAR PUSTAKA.....	53
LAMPIRAN	57



DAFTAR GAMBAR

Gambar 3. 1 Alat Yang Digunakan.....	15
Gambar 3. 2 Air Formasi Lapangan RE	15
Gambar 3. 3 Sampel Surfaktan	16
Gambar 3. 4 Sampel <i>Crude Oil</i> Lapangan RE.....	17
Gambar 3. 5 Sampel Nacl, Na ₂ CO ₃	17
Gambar 4. 1 S1 Konsentrasi 0,05%,0,25%,0,5%,0,75%, 1% Salinitas 100 ppm.....	21
Gambar 4. 2 S2 Konsentrasi 0,05%,0,25%,0,5%,0,75%,1% Salinitas 100 ppm.....	23
Gambar 4. 3 S3 Konsentrasi 0,05%, 0,25%,0,5%,0,75%,1% Salinitas 100 ppm.....	24
Gambar 4. 4 Surfaktan S4 Konsentrasi 1% Salinitas 100 ppm (NaCl (ppm)	26
Gambar 4. 5 Surfaktan S5 Konsentrasi 0,5% dan 1% Salinitas 100 ppm.....	26
Gambar 4. 6 Surfaktan S6 Dengan Konsentrasi 3% Salinitas Air Formasi 100 ppm	28
Gambar 4. 7 Surfaktan S7 Konsentrasi 1% Pada Salinitas Air Formasi 100 ppm.....	28
Gambar 4. 8 Surfaktan S8 Dengan Konsentrasi 1% Pada Salinitas 100 ppm.....	29
Gambar 4. 9 S4 konsentrasi optimasi konsentrasi dan salinitas uji compatibility	32
Gambar 4. 10 Surfaktan S5 konsentrasi 2% salinitas 60.000 ppm	33
Gambar 4. 11 S1 Pada Konsentrasi 0.5% dan 2 % Pada 100 ppm – 9000 ppm	36
Gambar 4. 12 S2 Pada Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm-9000 ppm.....	37
Gambar 4. 13 S3 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 9000 ppm.....	38
Gambar 4. 14 S4 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 9000 ppm.....	39
Gambar 4. 15 S5 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm -9000 ppm	40
Gambar 4. 16 S6 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 9000 ppm.....	41
Gambar 4. 17 S7 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 9000 ppm.....	42

Gambar 4. 18 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 900 ppm.....43

Gambar 4. 19 S4 Konsentrasi 2%10 % Salinitas 20.000 – 50.000 ppm.....47

Gambar 4. 20 S5 Konsnetrasi 5% 10 % salinitas 5.000 – 100.000 ppm..... 49

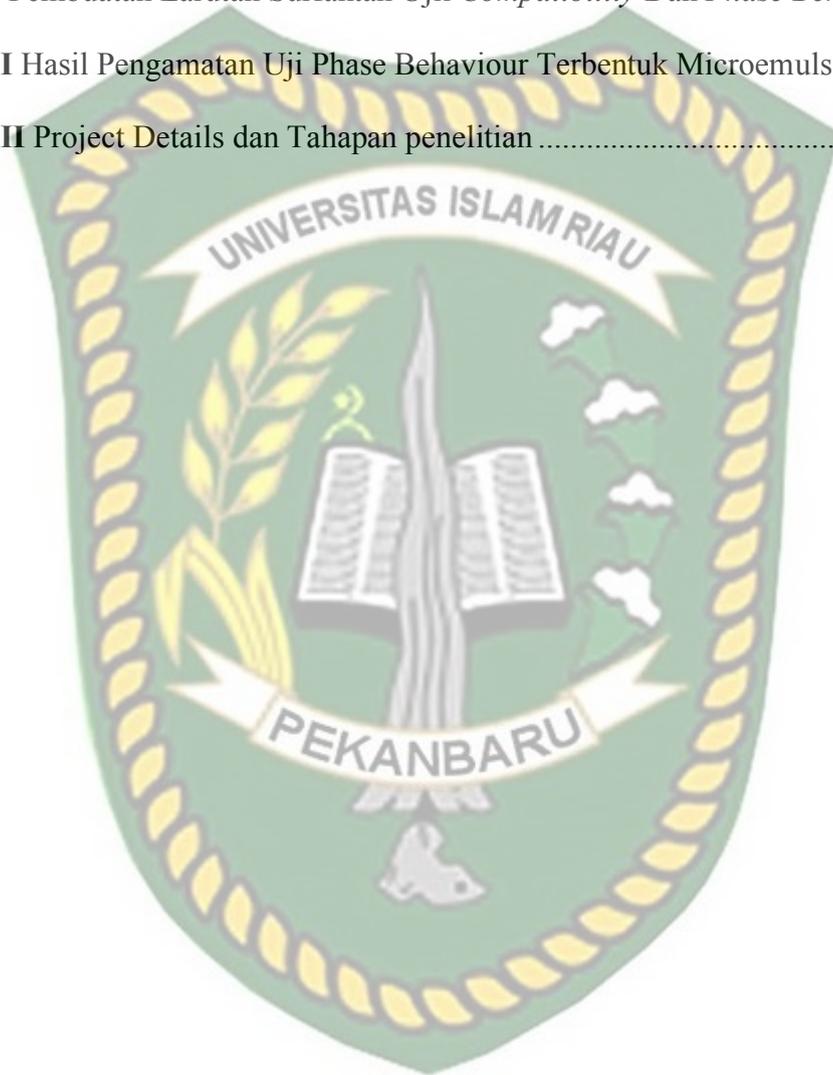


DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Karakteristik Air Formasi Lapangan RE	15
Tabel 3. 2 Karakteristik Fluida Minyak Lapangan RE	17
Tabel 3. 3 Jadwal Penelitian	20
Tabel 4. 1 Data Pengamatan Compatibility Test Surf. 1 Selama 21 Hari	22
Tabel 4. 2 Data Pengamatan Compatibility Test Surfaktan S2 Selama 21 Hari.....	24
Tabel 4. 3 Data Pengamatan Compatibility Test Surfaktan S3 Selama 21 Hari.....	25
Tabel 4. 4 Data Pengamatan Compatibility Test Surf. 5 Selama 21 Hari	27
Tabel 4. 5 Surfaktan lolos uji compatibility test 100 ppm.....	30
Tabel 4. 6 Surfaktan lolos compatibility test optimasi konsentrasi dan salinitas	34
Tabel 4. 7 Hasil pengujian Surfaktan membentuk microemulsi.....	44
Tabel 4. 8 Surfaktan optimasi salinitas dan konsentrasi membentuk microemulsi	50

DAFTAR LAMPIRAN

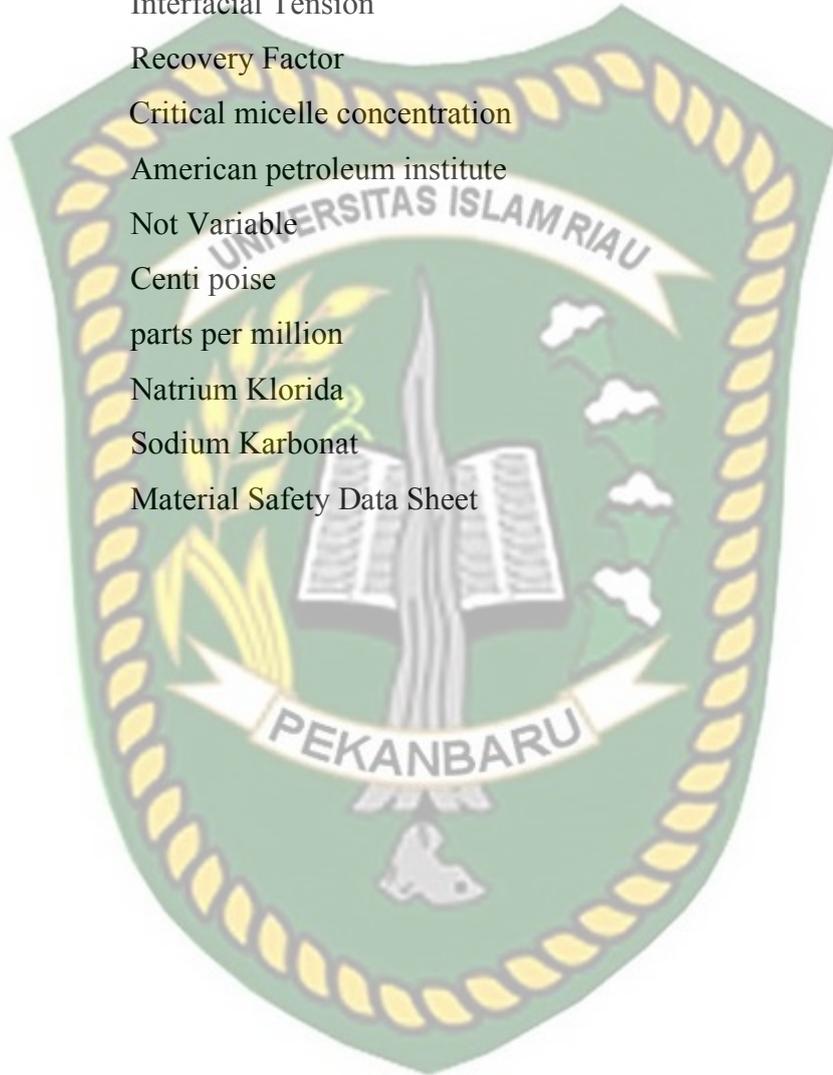
Lampiran I Pembuatan Larutan Surfaktan Uji <i>Compatibility</i> Dan <i>Phase Behaviour</i> ..58
Lampiran II Hasil Pengamatan Uji <i>Phase Behaviour</i> Terbentuk Microemulsi.....60
Lampiran III Project Details dan Tahapan penelitian60



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

EOR	Enhanced Oil Recovery
IFT	Interfacial Tension
RF	Recovery Factor
CMC	Critical micelle concentration
API	American petroleum institute
NA	Not Variable
cP	Centi poise
ppm	parts per million
NaCl	Natrium Klorida
Na ₂ CO ₃	Sodium Karbonat
MSDS	Material Safety Data Sheet



**UJI SURFAKTAN MELALUI *COMPATIBILITY* DAN *PHASE BEHAVIOUR* SEBAGAI *SCREENING* AWAL UNTUK PEMILIHAN *CHEMICAL EOR* PADA LAPANGAN RE
(*LOW SALINITY*)**

RIFFA ELFIA

173210346

ABSTRAK

Berdasarkan data produksi minyak di lapangan RE terus mengalami penurunan. Metode EOR khususnya injeksi surfaktan dapat dijadikan solusi dalam meningkatkan perolehan minyak di lapangan tua. Dalam Penelitian ini dilakukan *Screening* EOR yaitu *Compatibility Test* bertujuan untuk menyeleksi surfaktan yang cocok dengan air formasi lapangan RE dan *Phase Behaviour* untuk menyeleksi surfaktan yang membentuk *microemulsi winsor type III* sehingga dapat menentukan salinitas optimum dari surfaktan. Pada penelitian ini menggunakan 8 surfaktan dengan jenis surfaktan *anionic* dan *nonionic* range konsentrasi uji *compatibility* adalah 0.5 % - 3% dan *Phase Behaviour* 0.05% - 10 % salinitas 100 ppm – 100.000 ppm. Berdasarkan hasil penelitian uji *compatibility* sampel surfaktan yang lolos uji *compatibility* yaitu pada sampel surfakatan S3, S4, S5, S6, S7, S8 lolos uji *compatibility* menghasilkan larutan jernih dan tidak ada endapan. Sedangkan surfaktan yang tidak lolos yaitu surfaktan S1 dan S2 yang lolos hanya konsentrasi 0.05 %. Pada *Phase Behaviour test* yang lolos adalah sampel surfaktan S4 konsentrasi 2 % salinitas 25.000, 30.000 ppm dan 35.000 ppm membentuk *microemulsi winsor type III* disebut salinitas optimum.

Kata Kunci :Surfaktan, *Screening*, *Compatibility test*, *Phase Behaviour*, *Winsor Type III*

***SURFACTANT TEST THROUGH COMPATIBILITY AND
BEHAVIOR PHASE AS INITIAL SCREENING
FOR CHEMICAL EOR SELECTION IN RE FIELD
(LOW SALINITY)***

RIFFA ELFIA

173210346

ABSTRACT

Oil production in RE field, as a mature one, is constantly declining regarding the production data history. Enhanced Oil Recovery (EOR) method especially surfactant injection is one of the solutions to increase oil production in RE field by reducing the remaining oil in reservoir. Screening criteria for surfactants before implemented in the reservoir is a must. In this research, there are two conducted screening criteria, they are Compatibility test whose objective to select a suitable surfactant compatible with the formation water, and Phase Behaviour Test (PBT). PBT is the selection of surfactants that is able to form microemulsion Winsor type III, in addition salinity optimum of surfactant can be determined by this test. In this research, there were 8 surfactants, anionic and nonionic, used with vary concentration range. Compatibility test concentration range was 0.5% - 3% meanwhile PBT was 0.05% - 10% with salinity range 100 ppm – 100.000 ppm. Compatibility test outcome showed Surfactants S3, S4, S5, S6, S7, S8 as good result, clear solution and no precipitation while the rest, S1 and S2, were only good in 0.05% concentration. Furthermore, PBT result showed S4 surfactant with 2% concentraion with 25,000 ppm, 30,000 ppm, and 35,000 ppm showed the microemulsion type III, the proceeding salinities were called gradient salinity.

Keyword :Surfactant, Screening, Compatibility Test, Phase Behaviour Test Winsor Type III, Chemical EOR

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Penurunan produksi pada lapangan RE tahun 2020 namun lapangan RE masih menyisakan cadangan minyak untuk diproduksi. Lapangan RE sudah melakukan usaha-usaha diantaranya melakukan pemboran sumur pengembangan, (*workover*), *well stimulation* dengan menginjeksikan parasol, perubahan kompleksi sumur (*well service*), dan Steam Huff & Puff. Selain itu lapangan ini sudah melakukan studi Komprehensif CO2 *Enhanced Oil Recovery* di lapangan RE (Dr.-Eng, Muslim, dkk 2021). Satu penyebab penurunan produksi minyak di lapangan RE adalah lapangan sudah masuk kategori pada lapangan tua dengan *water cut* diatas 95%, masih dalam tahapan *secondary recovery* (Muhammad Habibi, 2018).

Berdasarkan data produksi minyak tahun di lapangan RE terus mengalami penurunan, (Kusumo, 2020). Untuk menanggulangi masalah ini perlu adanya upaya peningkatan produksi minyak penting untuk segera dilakukan. Rendahnya kemampuan produksi minyak bumi di Indonesia disebabkan karena lapangan-lapangan minyak Indonesia pada umumnya sudah merupakan lapangan tua (Dian Farkhatu Solikha, 2021). Lapangan lapangan tua tersebut telah melewati masa puncak produksinya, dimana proses produksi minyak yang dilakukan masih pada tahap *primary recovery* dan sebagian *secondary recovery*, namun belum menerapkan teknologi *tertiary recovery*. Salah satu upaya yang dapat dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak bumi adalah dengan melalui teknik *Enhanced Oil Recovery* (Harimurti Wicaksono, Sutijan, 2015).

Metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) memberikan solusi pengurusan terhadap minyak yang masih ada di dalam reservoir yang tidak dapat diambil dengan produksi primer. Namun untuk menerapkan metoda EOR diperlukan pemilihan yang tepat (*Screening*) sehingga hasil yang didapatkan dapat optimum sesuai dengan biaya yang dikeluarkan. Injeksi kimia (*Chemical Injection*) adalah salah satu jenis metoda EOR dengan cara menambahkan zat-zat kimia ke dalam airinjeksi untuk menaikkan perolehan minyak sehingga akan menaikkan efisiensi penyapuan dan atau menurunkan saturasi minyak sisi yang tertinggal di reservoir (Anshori, 2018)

Berdasarkan tabulasi *screening* EOR *gui* dari hasil *Screening Software* EOR *gui* Pengaplikasian Injeksi ASP (*Alkaline, Surfactant, Polymer*) pada lapangan RE dengan menggunakan metode *Chemical Injection* dikategorikan dalam urutan ke dua berdasarkan tabulasi *screening* EOR *gui*. (Almagrbi, Abdelsadeq, Alhebsy, Muftah, & Almabrouk, 2017). Salah satu bahan kimia yang digunakan untuk injeksi kimia adalah Surfaktan.

Pemilihan Surfaktan didasarkan pada pengujian laboratorium sebelum diaplikasikan kelapangan. Uji *Compatibility* adalah pengujian awal dilakukan untuk mengetahui kecocokan Surfaktan dengan air formasi dalam suatu *reservoir*. Apabila pada uji ini surfaktan tidak lolos uji maka surfaktan tidak cocok dengan kondisi *reservoir* dan tidak perlu melakukan uji *Phase Behaviour*. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui hasil *Pre Screening* Surfaktan untuk EOR ditinjau dari *Compatibility* dan *Phase Behaviour* pada lapangan RE. Dengan demikian metode injeksi kimia dengan menggunakan surfaktan dapat menanggulangi masalah dalam mengatasi penurunan tingkat produksi minyak pada lapangan RE sehingga dapat meningkatkan dan mempertahankan potensi produksi minyak bumi pada industri migas.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah:

1. Menyeleksi Jenis Surfaktan yang *compatible* terhadap air formasi pada lapangan RE
2. Menyeleksi jenis surfaktan yang membentuk *mikroemulsi (winsor type III)*
3. Menentukan salinitas optimum pada surfaktan dengan pengujian *Phase Behaviour*

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Hasil penelitian diharapkan bermanfaat untuk memilih kriteria surfaktan yang cocok untuk diterapkan pada lapangan RE
2. Diharapkan dapat menjadi rujukan bagi *oil company* pengelola Lapangan RE dalam memilih surfaktan yang cocok sesuai dengan properties reservoirnya.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini berjalan dengan baik dan sistematis peneliti membatasi permasalahan agar lebih terarah dan tidak menyimpang jauh dari tujuan awal makadalam penelitian ini hanya membatasi mengenai beberapa hal seabagai berikut:

1. Pada Pemilihan Sampel Surfaktan Menggunakan Surfaktan yang sudah di formulasikan oleh Vendor
2. Untuk pengujian dilakukan pada temperature 58 ° C
3. Range Salinitas Air Formasi yang digunakan pada 100 ppm – 100.000 ppm

1.5 Hipotesa Penelitian

Surfaktan yang dapat digunakan untuk *chemical* EOR adalah yang lolos uji *screening* yaitu surfaktan kompatibel, menghasilkan mikroemulsi surfaktan. Terbentuknya mikroemulsi dalam larutan surfaktan mempunyai pengaruh besar terhadap keberhasilan teknik injeksi kimia pada *reservoir* minyak Keberadaan surfaktan dapat mendorong sisa minyak yang masih terdapat di dalam *reservoir*. Pengaruh pada mikroemulsi berdampak pada bentuk fasa minyak yang diproduksi. Kapasitas kelarutan mikroemulsi yang tinggi tergantung pada formulasi mikroemulsi. Penambahan garam dapat meningkatkan salinitas variasi kelarutan kapasitas mikroemulsi. Mikroemulsi menunjukkan tingkat kapasitas kelarutan yang tinggi terhadap kedua minyak dan air secara bersamaan (Tobing

et al.,2016). Meningkatnya salinitas dapat mempengaruhi perubahan fase bawah ke fase tengah dan kemudian ke fase atas dalam minyak,surfaktan dan air. Salinitas memiliki pengaruh terhadap pembentukan mikroemulsi. Namun tidak memiliki pengaruh terhadap RF (Hadi Purnomo,2009).



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR)*

Allah berfirman dalam (QS. al-Nahl) 16:13 yang artinya:

“Allah SWT mengisyaratkan bahwa berbagai hal di bumi yang salah satu diantaranya yaitu minyak bumi, diciptakan oleh-Nya untuk memudahkan kehidupan umat manusia, tetapi eksploitasi minyak bumi yang tidak terkontrol juga akan mengakibatkan kerusakan”.

EOR merupakan metode pengambilan sisa minyak bumi yang terperangkap pada pori-pori batuan yang tidak dapat diambil dengan teknik konvensional. Tujuan dari injeksi EOR adalah untuk merubah sifat-sifat fisik fluida dan batuan *reservoir* sehingga dapat meningkatkan produksi minyak (Widya Pratama Kesuma, 2015). Metode EOR merupakan teknologi yang memerlukan biaya dan resiko yang tinggi. Maka dari itu, diperlukan kajian awal secara teknis dengan melakukan penyaringan terhadap karakteristik reservoir untuk menentukan pemilihan metode EOR yang tepat yaitu dengan istilah *Screening Criteria*. Setelah menentukan pemilihan metode EOR, kemudian dilakukan kajian laboratorium. (Veronika, dkk.2017).

Pada umumnya terdapat 3 tahapan produksi minyak bumi, yaitu *primary recovery*, *secondary recovery* dan tahap *tertiary recovery* atau disebut tahap *Enhanced Oil Recovery (EOR)* (Kasmungin & Hartono, 2018). Produksi minyak bumi yang sudah melakukan tahapan *primary* dan *secondary recovery* masih menyisakan jumlah minyak yang sangat banyak di dalam *reservoir*. Rata-rata minyak yang tertinggal di dalam *reservoir* di lapangan minyak setelah dilakukan kedua tahapan tersebut sebesar 60-70% (Musllim Abdurrahman, 2016).

Salah satu metode EOR adalah injeksi kimia, yaitu penginjeksian bahan kimia seperti surfaktan, polimer dan alkalin. Injeksi kimia mempunyai prospek kedepan yang sangat bagus, diharapkan pada *reservoir* yang telah sukses dilakukan injeksi air, namun kandungan minyak di dalamnya masih bernilai ekonomis untuk diproduksi (Novia Rita, 2012). *Chemical EOR Oil recovery* adalah metode yang telah terbukti untuk meningkatkan recovery dari beberapa ladang minyak di dunia. Ladang minyak yang

berhasil diinjeksi menggunakan EOR kimia antara lain lapangan Daqing di Cina dan Danau Pelican di Kanada (Muslim,Abdurrahman. 2017).

2.2 Injeksi Surfaktan

Surfaktan (*surface active agent*) merupakan senyawa aktif yang mempunyai struktur amphifilik, yang terdiri dari gugus *hidrofilik* dan *hidrofobik* yang dapat menurunkan tegangan permukaan antara dua fase yang berbeda. Senyawa organik molekulnya memiliki sedikitnya satu gugus hidrofilik (suka air) atau satu gugus hidrofobik (tidak suka air) sehingga dapat dimanfaatkan dalam proses EOR (Juita et al., 2016). Injeksi surfaktan merupakan injeksi dengan menggunakan senyawa aktif untuk menurunkan tegangan antar muka yang mempunyai struktur bipolar (Ricky,Sugiatmo Kasmungin, 2018)



Gambar 2. 1 Mekanisme Kerja Surfaktan

Mekanisme kerja surfaktan dapat dilihat dari penurunan tegangan permukaan oleh surfaktan, Surfaktan memiliki dua fase *hidrofobik* dan *hidropilik*, bagian kepala bersifat *hidrofilik* masuk ke fase *hidrofilik* dan bagian ekor bersifat *hidrofobik* masuk ke fase *hidrofobik*. Interaksi dua gugus ini menyebabkan penurunan tegangan permukaan antar fase. Penurunan tegangan antar fase dapat dilihat dari perubahan bentuk tetesan minyak dipermukaan yang bersifat *hidropilik*. Minyak bersifat *hidropobik* apabila minyak ditetaskan dipermukaan benda padat yang bersifat *hidropilik*, bentuk tetesan adalah bulat disebabkan karena tegangan permukaan tetesan minyak tidak sama dengan permukaan benda padat (Reningtyas & Mahreni, 2015).

Surfaktan yang sudah memenuhi kriteria adalah surfaktan yang membentuk *Winsor type III*. Setelah dilakukannya *Phase Behaviour* kriteria utama penentu kualitas surfaktan untuk aplikasi di sumur minyak adalah IFT. Semakin rendah nilai IFT, semakin mudah terjadinya emulsi antara minyak dan air dan semakin berkurang tekanan kapiler pada daerah penyempitan pori-pori batuan *reservoir*, sehingga minyak yang terperangkap dalam pori-pori *reservoir* dapat dialirkan ke sumur produksi. Hal penting dalam proses penggunaan surfaktan untuk menghasilkan *recovery* minyak yang tinggi adalah memiliki IFT yang sangat rendah (Erliza Hambali, Ani Suryani, 2013).

Dalam Penelitian ini dilakukan uji Laboratorium dengan metode injeksi kimia berupa Surfaktan. Diharapkan pada penelitian ini pengaruh dari injeksi Surfaktan dapat meningkatkan RF (*Recovery Factor*) optimal. Bahan kimia yang digunakan pada penelitian ini ada delapan Surfaktan yaitu kode sampel S1,S2,S3,S4,S5,S6,S7,S8 surfaktan ini merupakan surfaktan jenis *anionic* dan *nonionic*. Keberhasilan injeksi Surfaktan untuk meningkatkan perolehan minyak yang optimum bergantung pada banyak hal, diantaranya jumlah minyak yang tersisa, jenis batuan, salinitas, jenis surfaktan, konsentrasi surfaktan (Prayang Sunny, Yulia, Sugiarto Kasmungin, 2020).

2.3 Karakteristik fluida Reservoir dan *Crude oil*

Air formasi adalah air yang terkumpul bersama minyak dan gas di dalam lapisan reservoir, terletak di bawah zona minyak. Air formasi merupakan fluida *reservoir* yang tercampur dan terangkat bersama minyak bumi ke permukaan. yang bersifat asin dengan salinitas rata-rata di atas air laut. Air injeksi adalah air yang telah diolah untuk diinjeksikan kedalam sumur minyak untuk meningkatkan produktivitas minyak. Air injeksi dapat berupa air laut, air formasi yang telah diolah kembali, dan air sekitar sumur (Eris, dkk.2016).

Air formasi yang diambil dari lapangan mengandung berbagai ion. Air formasi mengalami interaksi dengan mineral-mineral lain yang terdapat pada batuan. Salah satu faktor yang mempengaruhi kerja surfaktan adalah kadar salinitas air formasi. Komposisi air formasi mempengaruhi adsorpsi, lebih sedikit mengamati absorpsi air formasi *High Salinity* < 25.000 ppm. Berdasarkan kategori air formasi *Low Salinity* (1.000–5.000 ppm) (Aleksandr Mamonov, Tina Puntervold, 2017). Selain itu sifat fisik crude oil pada

lapangan juga harus diketahui agar dapat melihat kecocokan antara surfaktan, air formasi dan *Crude oil*.

2.4 *Compatibility*

Uji Compatibility dilakukan untuk mengetahui kecocokan antara larutan surfaktan dengan air formasi (LEMIGAS,2008). Pengujian *Compatibility* dilakukan dengan Suhu Reservoir. Uji dilakukan dengan mencampurkan formula larutan surfaktan pada air formasi kemudian diamati perubahan yang terjadi pada larutan. Diharapkan terbentuk larutan homogen. Uji ini *Compatibility* dilakukan untuk mengetahui jenis surfaktan yang cocok dengan air formasi pada lapangan RE. Salah satu pertimbangan penting dalam pemilihan Surfaktan dalam aplikasi EOR adalah kecocokan surfaktan dengan air formasi yang sesuai dalam reservoir tertentu.

Salinitas adalah salah satu faktor yang mempengaruhi kecocokan Surfaktan untuk memenuhi kriteria lolos uji *Compatibility*, pada surfaktan yang tidak terlarut bisa dilakukan formulasi. Surfaktan yang tidak terlarut akan membuat kinerja Surfaktan itu sendiri menjadi tidak optimal (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017). Selain itu, dikhawatirkan akan terjadi penyumbatan oleh partikel surfaktan tidak terlarut, pada saat larutan surfaktan diinjeksikan pada batuan yang akan membuat pori pada reservoir menjadi tersumbat. Pada Penelitian ini diharapkan jenis Surfaktan yang tahan akan salinitas dan suhu yang dapat berubah kapan saja pada kondisi reservoir.

Konsentrasi Surfaktan berpengaruh pada titik CMC dalam uji coba IFT. semakin kecil IFT, semakin besar nilai RF. Oleh karena itu, konsentrasi Surfaktan yang diinjeksikan memiliki pengaruh terhadap RF. Salinitas memiliki pengaruh terhadap pembentukan mikroemulsi. Namun tidak memiliki pengaruh terhadap RF. Pengaruh mikroemulsi berdampak pada bentuk fasa minyak yang diproduksi (Prayang Sunny, Yulia, Sugiatmo Kasmungin, 2020).

Surfaktan yang lolos uji *Compatibility*, yaitu larutan yang tetap jernih dan tidak terbentuk endapan. Uji *compatibility* ini bertujuan untuk mengetahui kelarutan Surfaktan terhadap air formasi. Larutan yang memenuhi uji *compatibility* adalah larut sempurna, jernih (clear solution), tidak keruh (hazy solution) dan tidak membentuk endapan (Juita et al., 2016).

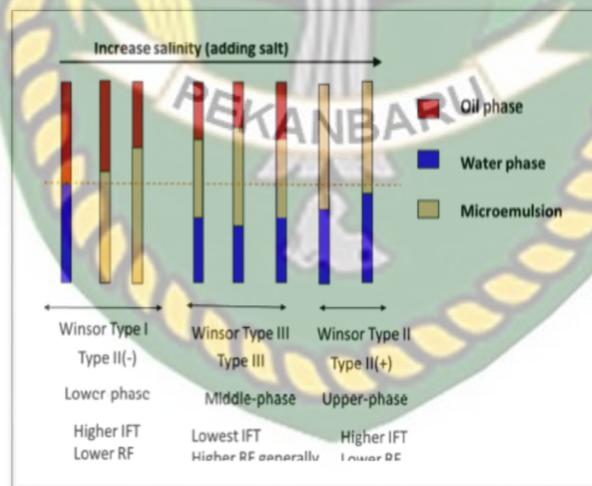
Ada tiga kemungkinan terjadi ketika surfaktan dicampurkan dengan air formasi yaitu:

1. Larut sempurna larutan jernih
2. Koloid (milky) seperti air susu
3. Terbentuknya supensi

Pada uji kompatibilitas diharapkan campuran yang yang terjadi adalah larut sempurna (koloid) sedangkan sangat diharapkan karena dikuatirkan akan terjadi endapan ketika diinjeksikan dibatuan. Larutan yang lolos uji *Compatibility* adalah larutan yang larut sempurna, larutan jernih, bukan larutan kabur (M Dhafa, R Setiati, M T Malinda, 2021).

2.5 Phase Behaviour

Uji *Phase Behavior* bertujuan untuk melihat terbentuknya fasa antara larutan Surfaktan dengan minyak bumi. Surfaktan yang lolos uji *Compatibility* akan di uji kecocokan antara Surfaktan dengan minyak. Menurut Sheng (2015), ketika larutan Surfaktan dengan beberapa salinitas air formasi dicampur dengan minyak maka akan terbentuk mikroemulsi.



Gambar 2. 2 Mikroemulsi Surfaktan-Brine-Minyak (James.Seng, 2015)

Klasifikasi mikroemulsi yang diperkenalkan oleh Winsor (1948) dan dikutip dari buku (Sessler & Seidel, 2003) ada tiga tipe mikroemulasi yang terbentuk meliputi *Winsor Type I* ketika Surfaktan dicampurkan terhadap minyak, maka kecenderungan yang terjadi adalah pembentukan mikroemulsi minyak dalam air (O/W). Mikroemulsi yang terbentuk merupakan fasa bawah karena sifat dari Surfaktan yang lebih larut ke dalam air bila

dibandingkan dengan minyak. *Winsor Type II*, ketika Surfaktan dicampurkan dengan minyak, maka kecenderungan yang terjadi adalah pembentukan mikroemulsi air dalam minyak (W/O). Mikroemulsi yang terbentuk adalah fase atas, hal ini disebabkan karena sifat yang dimiliki surfaktan untuk lebih larut dalam minyak ketimbang air. *Winsor Type III* ketika surfaktan dicampurkan dengan minyak akan terbentuk tiga fasa. Pada kondisi ini dinyatakan sebagai fase tengah karena mikroemulsi yang terbentuk stabil antara minyak dan air.

Faktor-faktor yang mempengaruhi perubahan fase bawah, tengah dan kemudian fase atas dalam sistem minyak / surfaktan / air injeksi (Hadi Purnomo, 2009) yaitu:

1. Salinitas
2. Suhu
3. konsentrasi surfaktan

Berdasarkan faktor yang mempengaruhi perubahan fase yaitu semakin tinggi temperatur maka semakin kecil viskositas minyak karena, minyak akan mudah mengalir. Semakin besar tekanan maka semakin besar viskositasnya karena jika tekanan besar minyak akan termampatkan atau terbentuknya endapan (Widya Pratama Kesuma, 2015). Pembentukan mikroemulsi dapat dilihat dari fungsi salinitas. Pengujian *Phase Behaviour* adalah salah satu alat penting yang digunakan untuk menentukan formulasi mikroemulsi pada salinitas optimal. Salinitas optimum didefinisikan sebagai titik di mana rasio kelarutan minyak dan air adalah sama tinggi (Tobing et al., 2016). Injeksi surfaktan, diyakini memerlukan gradien salinitas yang bernilai *negative*. Gradien salinitas *negative* diusulkan berdasarkan hubungan bahwa salinitas optimum menurun sebagaimana menurunnya konsentrasi surfaktan (RikaRahmani, 2018).

Pada penelitian (Ratna Widyaningsih, 2017) pengaruh konsentrasi *anionik* Surfaktan terhadap rasio kelarutan minyak/air terhadap Surfaktan tidak signifikan. Karakteristik mikroemulsi adalah mikroemulsi bening (transparan dan tembus cahaya, stabil. Mikroemulsi cenderung tampak jernih karena ukurannya yang kecil ukuran fase dispersi (Sheng, 2011). Rasio Kelarutan untuk minyak (air) didefinisikan sebagai rasio volume minyak terlarut (air) dengan volume surfaktan dalam fase mikroemulsi. Rasio kelarutan adalah erat kaitannya dengan IFT, sebagaimana dirumuskan oleh Huh (1979). Ketika kelarutan rasio minyak sama dengan air, IFT mencapai minimum (Russell T. Johns, 2013).

Pada penelitian ini salinitas air formasi lapangan RE adalah 100 ppm, berdasarkan uji phase behaviour salinitas ini dikategorikan sebagai *low Salinity*. Sehingga perlu adanya peningkatan salinitas dengan penambahan garam seperti NaCl, Na₂CO₃ untuk meningkatkan salinitas air formasi dengan tujuan untuk meningkatkan tingkat keberhasilan pengujian larutan agar terbentuk microemulsi.

2.6 State Of The Art

Pada penelitian (Dhafa et al., 2021) Uji *Compatibility* pada *screening* surfaktan *flooding*. Tujuannya untuk menyeleksi antara surfaktan yang digunakan dengan formasi air yang terletak di *reservoir*, dan konsentrasi optimal untuk diinjeksikan ke *reservoir*. Variable konsentrasi yang digunakan adalah 0.1%; 0.5%; 1%; 1.5 %; 2% menggunakan salinitas 1.000 ppm - 5.000 ppm. Berdasarkan hasil pengujian terbentuknya mikroemulsi tipe II pada konsentrasi 2 % disalinitas 5.000ppm. Salinitas optimal sangat dipengaruhi oleh interaksi kimia antara surfaktan- minyak dan air.

Pada penelitian (Dian Farkhatus Solikha, 2021) *Pre Screening* Surfaktan untuk injeksi *Chemical EOR* di lapangan X tujuan penelitiannya adalah untuk melihat bertujuan untuk mengetahui hasil *pre screening* surfaktan untuk EOR ditinjau dari *Compatibility* dan *Phase Behaviour*. Metode yang digunakan yaitu eksperimen pengujian terhadap 4 sampel surfaktan yaitu I 6101, K2111, A 3299 dan B 991 semua surfaktan larut di dalam aquadest. Berdasarkan hasil pengujian dengan berdasarkan ketentuan SKK migas dapat disimpulkan surfaktan yang lolos uji *Compatibility* adalah surfaktan A 3299 dan B 991, sedangkan untuk surfaktan yang lolos di pengujian *Phase Behaviour* adalah surfaktan B 991.

Pada penelitian (Prayang Sunny, Yulia, Sugiatmo Kasmungin, 2020) Analisis salinitas dan konsentrasi surfaktan AOS dan Tween 20 Terhadap Recovery Factor pada proses imbibisi dan core flooding. Pengujian ini menggunakan surfaktan jenis Alpha Olefin Sulphonate (AOS) dan Tween 20 dengan konsentrasi surfaktan adalah 0,1%; 0,25%; 0,5%; 0,75%; dan 1%. Salinitas brine water yang digunakan adalah sebesar 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, dan 25.000 ppm. Berdasarkan hasil pengujian Surfaktan jenis AOS dengan salinitas 20.000 ppm dan konsentrasi 0,5% merupakan surfaktan yang kompatibel dengan minyak. Pada salinitas 20.000 ppm, minyak dan surfaktan membentuk mikroemulsi yang diinginkan, yaitu Winsor III.

Pada penelitian (Andriyan et al., 2018) pengaruh tes uji fasa dan interfacial tension (IFT) terhadap kinerja surfaktan dalam proses EOR. Bahan kimia yang digunakan pada penelitian ini adalah surfaktan jenis *anionik* yaitu *Alpha Olein Sulfonate* (AOS). Konsentrasi larutan surfaktan adalah 0,5%, 1%, 1,5% dan 2% dan salinitas brine 10.000 ppm, 15.000 ppm, dan 20.000 ppm. Pada tes uji fasa dilihat seberapa besar emulsi yang terbentuk dan penurunannya pada pengukuran 0 jam, 0,5 jam, 1 jam, 2 jam, 24 jam, 48 jam, dan 168 jam. Emulsi yang terbentuk dari hasil tes uji fasa adalah fase atas. Faktor dari terbentuknya emulsi fase atas adalah nilai IFT tinggi dan bahan dasar dari surfaktan yaitu *petroleum based*. Pada Hasil pengukuran IFT terhadap larutan surfaktan memiliki rentang nilai 16 dyne/m – 41 dyne/m. Hasil pengujian IFT Surfaktan dengan konsentrasi 2 % pada salinitas 10.000 ppm memiliki rentang nilai IFT paling kecil.

Pada Penelitian (Sahputra et al., 2017) studi batuan sandstone injeksi surfaktan untuk pengaruh salinitas, konsentrasi dan temperatur. Surfaktan yang digunakan adalah jenis anionic *Alpha Olefin Sulfonate* (AOS) menggunakan salinitas brine 2.000 ppm, 4.000 ppm, 6.000 ppm, 8.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm dengan konsentrasi 1 % - 2% pada *High temperature*. Tujuan penelitian untuk melihat pengaruh komposisi air formasi dan surfaktan konsentrasi salinitas tertentu terhadap *wettability sandstone* digunakan sebagai surfaktan injeksi dalam meningkatkan perolehan minyak. Berdasarkan hasil pengujian diperoleh surfaktan pada konsentrasi 2% 2000 ppm dan memiliki pengaruh terbesar pada proses imbibisi, memiliki terbesar meningkatkan indeks keterbasahan dibandingkan larutan lainnya.

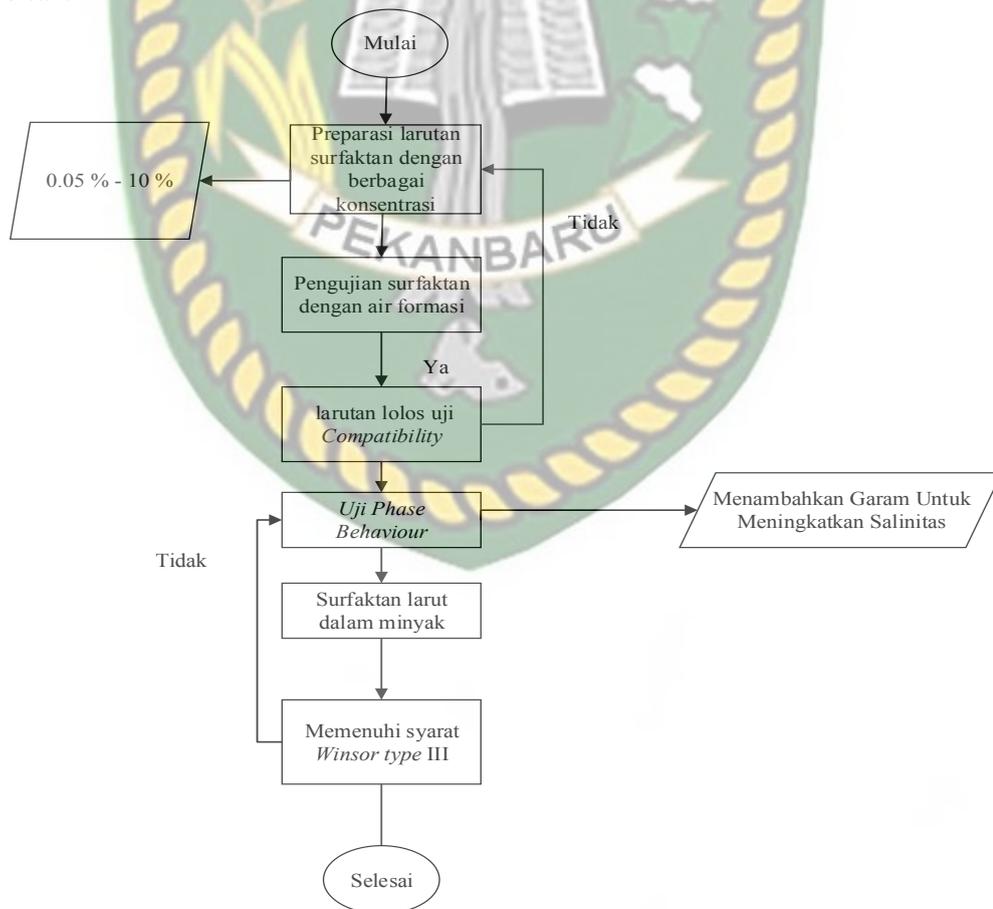
Pada penelitian (Ratna Widyaningsih, 2017) Pengaruh Konsentrasi Surfaktan *anionik* Terhadap Salinitas Optimum dalam Mikroemulsi dengan Sample Minyak Lapangan M. Surfaktan yang digunakan pada penelitian ini adalah jenis *sulfonate*. Konsentrasi yang digunakan adalah 1 % dan 0.5 %, Alkali yang digunakan merupakan basa lemah yaitu *sodium carbonate*. Pelarut (solvent) yang digunakan *Triethylene Glycol Butyl Ether* (TEGBE). Salinitas yang digunakan pada 5.000 – 70.000 ppm. Berdasarkan kategori minyak yang digunakan minyak ringan. Berdasarkan dari zona mikroemulsi tipe III formulasi 1 disarankan desain injeksinya dipertahankan di salinitas 40.000 – 50.000 ppm dan formulasi 2, disarankan di salinitas 30.000 – 40.000 ppm.

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Bab ini menyampaikan tentang prosedur pelaksanaan penelitian. Penelitian ini merupakan studi laboratorium *Chemical Injection*. Tahapan pengujian meliputi uji *compatibility* yang bertujuan untuk menyeleksi surfaktan yang cocok untuk jenis sampel air formasi. Surfaktan yang terpilih akan digunakan untuk pengujian kelakuan fasa (*phase behavior*) di tahap selanjutnya. Pengujian ini bertujuan untuk melihat terbentuknya fasa antara larutan Surfaktan dengan minyak bumi. Sedangkan, teknik pengumpulan data yaitu data primer didapatkan dari hasil penelitian, buku referensi, jurnal, makalah yang sesuai dengan topik penelitian. Setelah mendapatkan hasil, dilakukan evaluasi data yang membawa kepada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian.

3.2. Flowchart



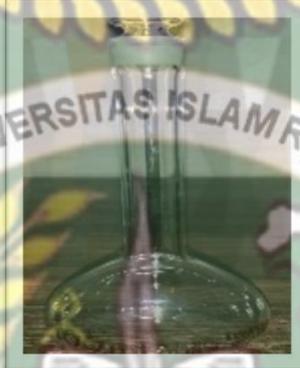
3.3 Alat dan Bahan

Dalam proses penyelesaian dan proses penelitian pada sub bab ini digunakan peralatan dan bahan yang merupakan proses screening awal yaitu *Compatibility test* dan *Phase Behaviour* sebagai berikut:

3.3.1 Alat



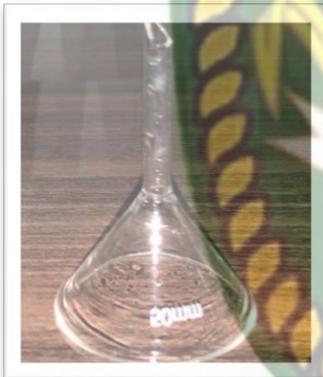
Gelas Kimia



Labu Volumetric



Pipet tetes



Corong



Aluminium foil dan Plastic



Magnetic Stirrer



Hot Plate Stirrer



Oven



Micropipet



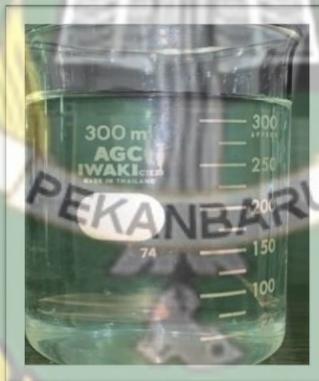
Vial

Tube Test

Gambar 3. 1 Alat Yang Digunakan**3.3.2 Bahan**

Bahan yang digunakan dalam penelitian

1. Air Formasi

**Gambar 3. 2** Air Formasi Lapangan RE

Pada penelitian ini salinitas air formasi lapangan RE adalah 100 ppm berdasarkan uji *phase behaviour* salinitas ini dikategorikan sebagai *low Salinity*. Sehingga perlu adanya peningkatan salinitas dengan penambahan garam seperti NaCl, Na₂CO₃ untuk meningkatkan salinitas air formasi dengan tujuan untuk meningkatkan tingkat keberhasilan larutan terbentuk *microemulsi*

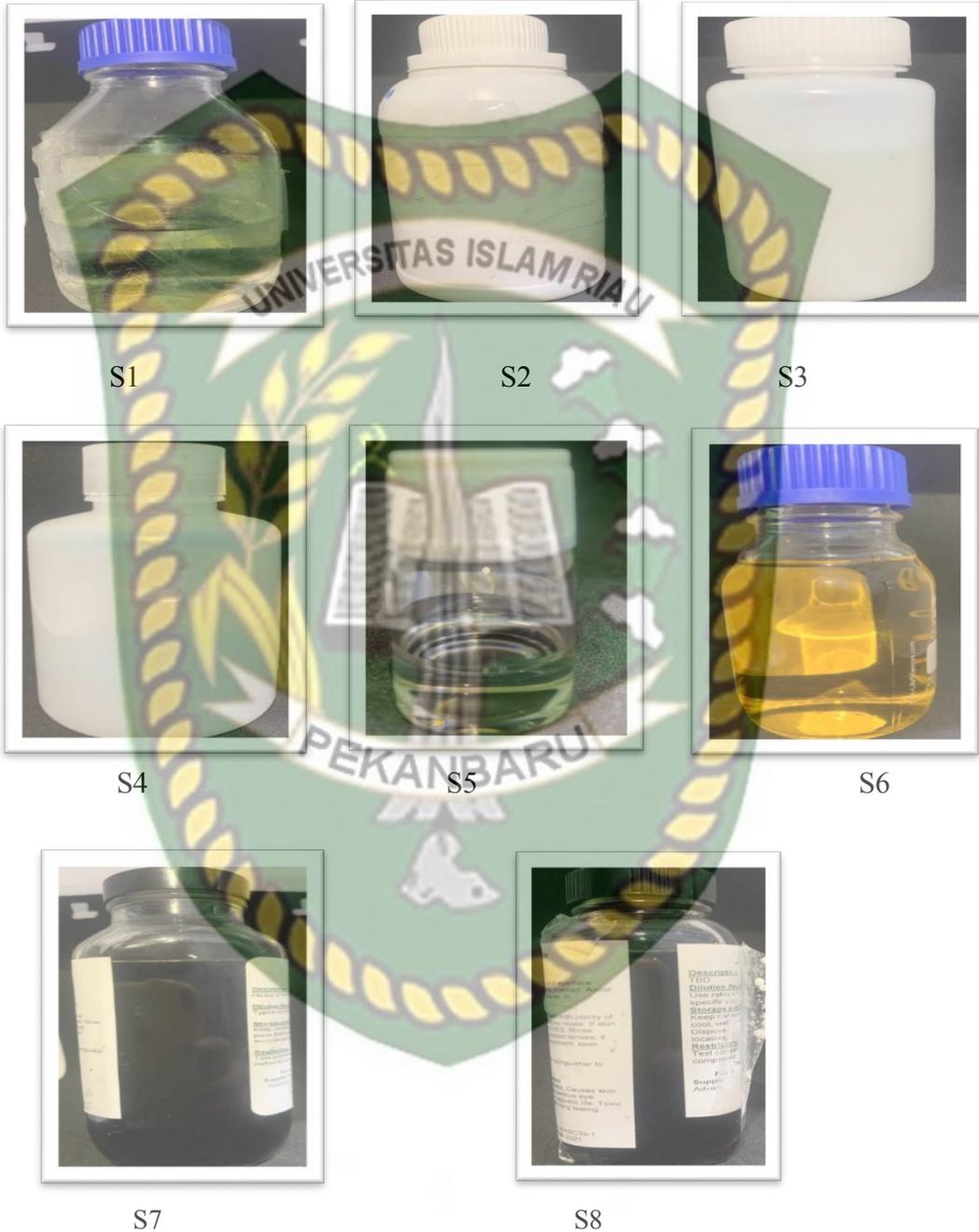
Tabel 3. 1 Karakteristik Air Formasi Lapangan RE

<i>RE Water</i>	
Salinity	100 ppm
Viskositas	0.52 cp
Density	1.003

Sumber: (Muslim, et.al 2021)

2. Surfaktan

Surfaktan yang digunakan adalah :



Gambar 3. 3 Sampel Surfaktan

3. Crude Oil



Gambar 3. 4 Sampel *Crude Oil* Lapangan RE

Berdasarkan data pengujian *Crude oil* lapangan RE, *crude oil* lapangan RE dikategorikan kedalam *Light Oil* mengandung paraffin yang tinggi sehingga jika dibiarkan disuhu ruangan akan mudah membeku.

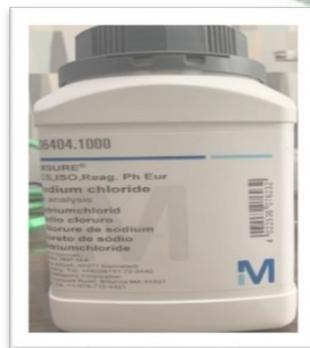
Tabel 3. 2 Karakteristik Fluida Minyak Lapangan RE

PT SPR Langgak	
Well	NA
Formation	Sandstone
Densitas	0.856 gr/ml
Oil Gravity	31.9 API
Viscositas	(14 cP @ 57.7 °C)
Bottom Hole Temp	(57.7 °C)

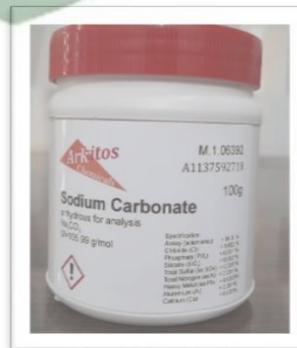
Sumber: (UIR & Langgak, n.d.)

4. NaCl, Na₂CO₃

NaCl, Na₂CO₃ digunakan untuk meningkatkan salinitas dari air formasi lapangan Re.



NaCl



Na₂CO

Gambar 3. 5 Sampel NaCl, Na₂CO₃

3.6 Variabel Penelitian

1. Variable tetap

Waktu pengujian : *Compatibility* dilakukan selama 21 hari *Phase Behaviour* dilakukan selama 7 hari

Temperatur : Kondisi *Reservoir* 58 ° C

2. Variable berubah

Konsentrasi Surfaktan

Uji *Compatibility* : 0.05 %, 0.25%, 0.50 %, 0.75 %, 1 %, 2%, 3% v/v

Uji *Phase Behavior* : 0.05%, 0.25 %, 0.50 %, 0.75 %, 1%, 2%, 5%, 10% v/v

Salinitas Surfaktan

Uji *Compatibility* : 100 ppm, 25.000 ppm, 30.000 ppm, 35.000 ppm

Uji *Phase Behaviour* : 100 ppm, 500 ppm, 1.000 ppm, 2.000 ppm, 3.000 ppm, 4.000 ppm, 5.000 ppm, 6.000 ppm, 7.000 ppm, 8.000 ppm, 9.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm, 30.000 ppm, 35.000 ppm, 40.000 ppm, 45.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm.

Jenis Surfaktan : *Formulated Surfactant*

- S1 (*Anionic*)
- S2 (*Nonionic*)
- S3 (*Nonionic*)
- S4 (*Anionic*)
- S5 (N/A)
- S6 (N/A)
- S7 (N/A)
- S8 (N/A)

3.5 Prosedur Penelitian

3.5.1 Uji *Compatibility*

Pengujian *Compatibility* dilakukan untuk melihat surfaktan yang cocok dengan air formasi pada lapangan RE. Prosedur penelitian ini dilakukan sesuai SOP berdasarkan referensi pada pengujian sebelumnya (Hocine et al.,2016). Prosedur penelitiannya sebagai berikut:

Tahapan pengerjaan *Compatibility test* sesuai prosedur adalah sebagai berikut:

1. Memasukkan air formasi ke dalam beaker pada volume 100 ml
2. Kemudian diaduk/*stirrer*, lalu tambahkan surfaktan dengan konsentrasi yang sudah ditentukan
3. Lanjutkan proses *stirrer* selama \pm 4 jam
4. Memindahkan larutan yang telah diaduk ke dalam *tube/vial* lalu ditutup untuk mencegah kontaminasi
5. Larutan surfaktan selanjutnya dipindahkan ke oven untuk diamati kompatibilitasnya pada suhu *reservoir* 58° C selama 21 hari
6. Larutan yang lulus uji adalah jernih, satu fasa dan tidak adanya endapan

3.5.2 Uji *Phase Behaviour*

Pengujian *Phase Behaviour* dilakukan untuk menyeleksi larutan surfaktan yang dapat bekerja dengan baik pada minyak di lapangan RE. Pengujian *Phase Behaviour* menggunakan standar SOP yang sesuai dengan referensi pengujian sebelumnya (Alli,Tobing., 2016). Tahapan pengerjaan *Phase Behaviour* sesuai prosedur adalah sebagai berikut:

1. *Crude oil* dimasukkan ke dalam *tube test* (*water oil ratio 1:1*)
2. Menambahkan larutan surfaktan ke dalam *tube test* (*water oil ratio 1:1*)
3. Memasukkan sampel uji ke dalam oven pada suhu *reservoir* selama \pm 30 menit untuk mencairkan minyak
4. Kemudian sampel dikocok hingga kedua larutan saling bercampur
5. Sampel dimasukkan kembali ke dalam oven pada suhu *reservoir* dan dilakukan pengamatan terhadap pengamatan mikroemulsi

3.6 Tempat Penelitian

Laboratorium Analisa Fluida Reservoir Teknik Perminyakan Fakultas Teknik
Universitas Islam Riau

3.7 Jadwal Penelitian

Tabel 3. 3 Jadwal Penelitian

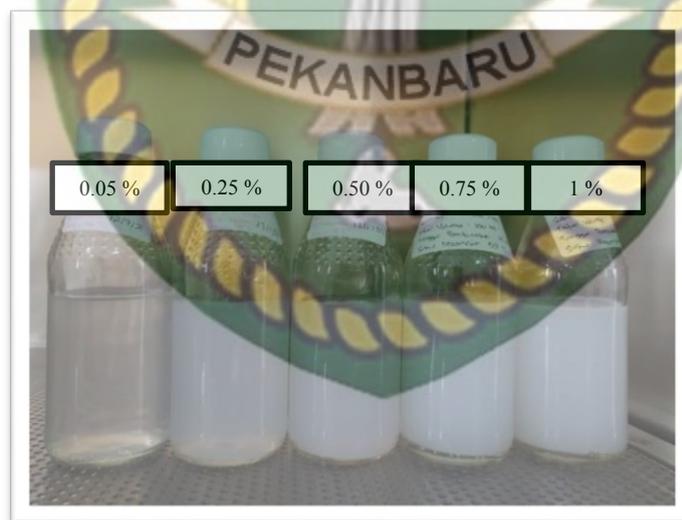
Tahap Penelitian	Tahun 2021 - 2022																							
	Oktober				November				Desember				Januari				Februari				Maret			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur																								
Persiapan Alat dan Bahan																								
Pelaksanaan Pengujian <i>Compatibility</i>																								
Pelaksanaan Pengujian <i>Phase Behaviour</i>																								
Pengumpulan Data																								
Laporan Akhir																								

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 *Compatibility test*

Sebelum melakukan uji Laboraturium perlu dilakukan pemilihan metode EOR untuk mengetahui metode EOR yang diaplikasikan. Pada penelitian ini *screening* EOR yang digunakan adalah dengan *Chemical Injection* menggunakan bahan kimia surfaktan. Salah uji *screening* yang harus dilakukan sebelum surfaktan dianggap layak untuk diinjeksikan disuatu lapangan minyak diantaranya adalah uji *Compatibility*.

Uji *Compatibility* untuk mengetahui kecocokan antara surfaktan dan air (pelarut) yang digunakan. Diharapkan surfaktan terlarut dalam air dan terbentuk larutan homogen (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017). Dalam melakukan analisis uji surfaktan, uji compatibility adalah screening awal untuk menentukan surfaktan yang *compatible* yang sesuai dengan air formasi dan kondisi *reservoir* sehingga dapat diaplikasikan pada lapangan RE.



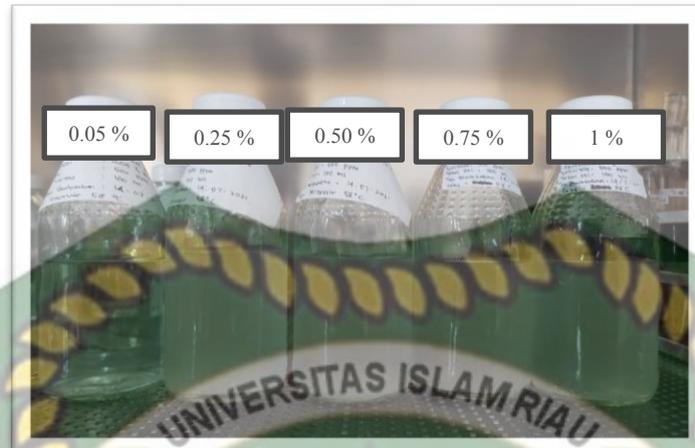
Gambar 4. 1 S1 Konsentrasi 0,05% ; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% Salinitas Air Formasi 100 ppm

Pada **Gambar 4.1** melakukan pengujian menggunakan sampel surfaktan S1 sudah dilakukan pengamatan hingga hari terakhir pengamatan (21 Hari), pencampuran surfaktan dengan air formasi pada konsentrasi 0.05%, 0.25%, 0,5%, 0,75%, 1% pada salinitas 100 ppm. Berdasarkan pengamatan yang sudah dilakukan menghasilkan larutan yang keruh dan terdapat endapan pada dasar permukaan yang artinya surfaktan tersebut tidak stabil. Terbentuknya endapan pada pengujian *compatibility* menurut penelitian yang sudah dilakukan oleh (Juita et al., 2016) surfaktan tersebut tidak stabil pada suhu uji dan kemungkinan komposisi surfaktan berdasarkan MSDS merupakan jenis surfaktan *oil base* yang merupakan senyawa non polar yang hanya bisa larut dalam senyawa non polar sedangkan air merupakan senyawa polar. Semua Sampel yang diuji pada surfaktan S1 tidak lulus *compatibility test*.

Tabel 4. 1 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 1 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Keterangan
S1	0,05	Keruh
	0,25	Keruh
	0,5	Keruh
	0,75	Keruh
	1	Keruh

Berdasarkan **Tabel 4. 1** menunjukkan bahwa untuk sampel surfaktan yang dilarutkan dengan air formasi dengan konsentrasi 0,05 %; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1 % pada salinitas 100 ppm menghasilkan larutan satu fasa dan menghasilkan larutan yang keruh atau *milky* artinya larutan surfaktan tidak stabil.



Gambar 4. 2 Surfaktan S2 Dengan Konsentrasi 0,05% ; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% Salinitas Air Formasi 100 ppm

Pada uji *compatibility* pada surfaktan S2 pada **Gambar 4.2** setelah melakukan pengamatan hingga hari akhir pengamatan selama 21 hari larutan surfaktan dengan konsentrasi 0.25%, 050%, 0.75%, dan 1 % terbentuknya koloid dan terlihat sedikit keruh dari kondisi awal yang jernih. Namun, pada konsentrasi terkecil (0,05%) lulus uji hingga hari ke 21. Berdasarkan MSDS komposisi surfaktan S2 tergolong surfaktan nonionic. Salah satu penyebab larutan surfaktan S2 tidak lulus uji *compatibility* adalah penambahan surfaktan nonionik yang berlebih dalam larutan dapat menjadi salah satu penyebab campuran tidak *compatible* pada kondisi suhu yang tinggi, karena ikatan hidrogen pada surfaktan tersebut akan lepas dan fenomena ini disebut *cloud point* yang membuat turunnya sifat kelarutan ini secara drastis sehingga membuat larutan tersebut menjadi keruh (Sheng, 2011).

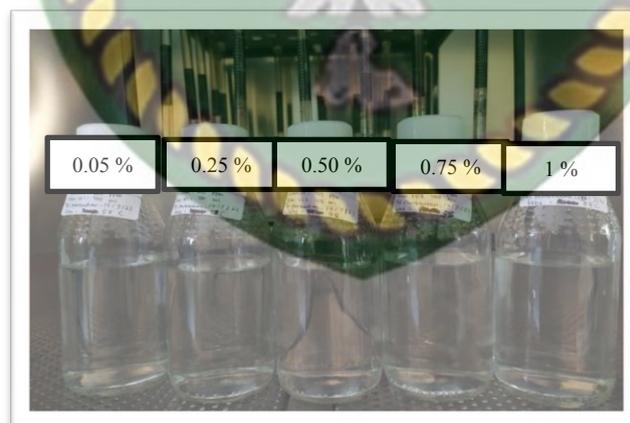
Surfaktan ini larut dalam air formasi Namun, kondisi yang harus dihindari adalah paparan yang menaikkan temperatur, yang dapat membuat surfaktan berdasarkan MSDS surfaktan ini tergolong surfaktan nonionic. Salah satu penyebabnya yaitu surfaktan nonionik tidak dapat digunakan dalam kondisi suhu tinggi karena surfaktan nonionik memiliki sifat stabilitas yang buruk (Zhang, Ma, Wang, Zhu, & Luo, 2013). Pengujian ini dilakukan pada suhu 58 °C, dapat menjadi salah satu faktor surfaktan ini tidak lolos tes kompatibel yang menghasilkan larutan yang keruh. Namun, pada konsentrasi terkecil (0,05%) lulus uji hingga hari ke 21. Hal ini disebabkan konsentrasi yang digunakan sangat

sedikit (zat terlarut) sangat kecil dibandingkan pelarut, yaitu (0,05%) dalam 100 ml larutan.

Tabel 4. 2 Data Pengamatan Compatibility Test Surfaktan S2 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Keterangan
S2	0,05	<i>Satu fasa, jernih</i>
	0,25	<i>Satu fasa, keruh</i>
	0,5	<i>Satu fasa, keruh</i>
	0,75	<i>Satu fasa, keruh</i>
	1	<i>Satu fasa, keruh</i>

Berdasarkan **Tabel 4.2** menunjukkan bahwa sampel surfaktan yang dilarutkan kedalam air formasi pada konsentrasi 0,05% menghasilkan larutan satu fasa dan menghasilkan larutan yang jernih. Pada konsentrasi 0,25%, 0,5%, 0,75% dan 1% menghasilkan larutan satu fasa namun larutan yang terbentuk keruh. Artinya dari surfaktan S2 yang lolos uji compatibility adalah pada konsentrasi rendah yaitu 0.05%.



Gambar 4. 3 Surfaktan S3 Dengan Konsentrasi 0,05% ; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% Salinitas Air Formasi 100 ppm

Pada sampel surfaktan S3 dengan campuran air formasi pada konsentrasi 0.05%, 0.25%, 0.5%, 0.75% dan 1% pada salinitas 100 ppm **Gambar 4.3** diatas setelah melakukan pengamatan hingga 21 hari terlihat larutan surfaktan masih tetap dalam kondisi jernih (stabil tidak ada perubahan). Surfaktan S3 digolongkan kedalam jenis surfaktan nonionic dengan komposisi formula surfaktan yang bersifat sangat larut dalam air sehingga sampel yang diuji pada surfakatan S3 lulus *compatibility Test*. Salah satu penyebab surfaktan dapat lulus uji compatibility yaitu dari kandungan surfaktan S3 yaitu surfaktan ini bersifat water base sehingga larutan yang air formasi yang dicampurkan dalam surfaktan dapat lebih mudah larut.

Tabel 4. 3 Data Pengamatan Compatibility Test Surfaktan S3 Selama 21 Hari

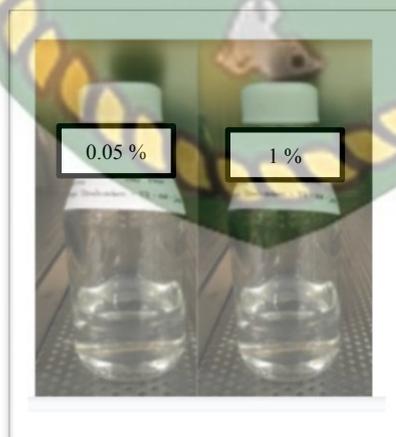
Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Keterangan
Surfaktan S3	0,05	<i>Satu fasa, jernih</i>
	0,25	<i>Satu fasa, jernih</i>
	0,5	<i>Satu fasa, jernih</i>
	0,75	<i>Satu fasa, jernih</i>
	1	<i>Satu fasa, jernih</i>

Berdasarkan **Tabel 4.3** diatas menunjukkan bahwa larutan surfaktan yang dicampurkan dengan air formasi menghasilkan larutan yang jernih tanpa ada endapan sehingga larutan surfaktan S3 stabil. Surfaktan S3 berdasarkan komposisi MSDS dikategorikan sebagai surfaktan *nonionic* sama dengan surfaktan S2. Namun surfaktan S3 lulus uji *compatibility*. Hal ini disebabkan oleh kandungan formula pada surfaktan yang mengandung *Alcohols Ethoxylated* yang sebelumnya surfaktan ini sudah pernah diuji oleh (Hadi Purnomo, 2009) menghasilkan larutan yang *compatible*.



Gambar 4. 4 Surfaktan S4 Konsentrasi 1% Salinitas 100 ppm (NaCl (ppm))

Pada sampel surfaktan S4 dilakukan pengujian hanya dengan konsentrasi 1% pada salinitas 100 ppm karena pengujian ini dilakukan secara paralel. Berdasarkan hasil uji surfaktan pada uji fasa berikutnya surfaktan ini dioptimalkan terbentuk microemulsi. Konsentrasi surfaktan menggunakan batas maksimal CMC surfaktan yaitu 1% Penambahan konsentrasi surfaktan akan menurunkan tegangan antarmuka hingga mencapai titik CMC (Kasmungin & Hartono, 2018). Surfaktan S4 dikategorikan dalam jenis surfaktan anioinic. Pada **Gambar 4.4** diatas pada pengujian sampel surfaktan S4 pada konsentrasi 1% menghasilkan larutan yang jernih dan tidak ada endapan. Hal ini membuktikan bahwa larutan S4 lulus uji *compatibility test*.



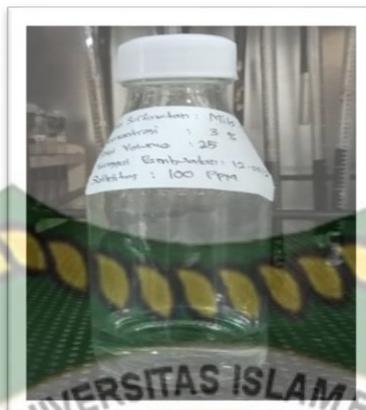
Gambar 4. 5 Surfaktan S5 Konsentrasi 0,5% dan 1% Salinitas 100 ppm

Pada **Gambar 4.5** sampel surfaktan S5 menggunakan konsentrasi Surfaktan 0.5% dan 1% Salinitas 100 ppm. Pada pengujian ini dilakukan hanya menggunakan 2 konsentrasi surfaktan untuk melihat konsentrasi yang rendah hingga batas maksimal penggunaan surfaktan untuk melihat surfaktan yang lulus uji *compatibility*. Hasil pengujian menunjukkan bahwa ketika pencampuran surfaktan pada konsentrasi 0.5% dan 1% dengan air formasi menghasilkan larutan yang jernih tidak ada endapan. Dapat disimpulkan bahwa surfaktan S5 lulus uji *compatibility*.

Tabel 4. 4 Data Pengamatan Compatibility Test Surf. 5 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Salinitas (ppm)	Keterangan
Surfaktan S5	0.5	100	<i>Satu fasa, Jernih</i>
	1	100	<i>Satu Fasa Jernih</i>

Berdasarkan **Tabel 4.4** diatas larutan surfaktan S5 pada konsentrasi 0.5% dan 1% pada salinitas 100 ppm menghasilkan larutan yang jernih sehingga surfaktan ini dikategorikan surfaktan yang lolos uji *compatibility test*. Surfaktan S5 menghasilkan larutan satu fasa dan membentuk larutan homogen yang artinya surfaktan tersebut stabil pada suhu 58 °. Pada sampel surfaktan S5 hanya menggunakan 2 konsentrasi yaitu 0.5% dan 1% karena pengujian *screening* EOR dengan uji *compatibility* dan *phase behaviour* dilakukan secara parallel. Jika dikonsentrasi rendah 0.5% dipengujian *phase behaviour* tidak membentuk *microemulsi*, maka konsentrasi surfaktan dinaikkan hingga mencapai *critical micelle concentration*. Pada saat surfaktan sudah mendapatkan titik CMC dan salinitas optimum surfaktan, maka uji *compatibility* dilakukan lagi. Konsentrasi rendah 0.5% digunakan sebagai patokan awal untuk uji *compatibility* apakah dikonsentrasi yang rendah surfaktan dapat lulus uji *screening*.



Gambar 4. 6 Surfaktan S6 Dengan Konsentrasi 3% Salinitas Air Formasi 100 ppm

Pada **Gambar 4.6** diatas sampel surfaktan diuji pada 1 konsentrasi yaitu pada 3%. Hal ini dilakukan untuk melihat bagaimana kinerja surfaktan dapat bekerja dengan baik optimal apabila konsentrasi dinaikkan. Setelah dilakukan pengamatan selama 21 hari terlihat larutan surfaktan masih tetap dalam kondisi jernih (stabil tidak ada perubahan) lulus *Compatibility Test*. Surfaktan S6 belum diketahui jenis surfaktan, pada sampel ini konsentrasi surfaktan dinaikkan menjadi 3% hal ini dilakukan untuk melihat jika konsentrasi surfaktan dinaikkan akan menghasilkan larutan yang masih tetap jernih dan tidak ada endapan hal ini juga diperkuat oleh penelitian yang dilakukan oleh (Prasojo & Kasmungin, 2017) bahwa penambahan konsentrasi surfaktan akan menurunkan tegangan antar muka hingga titik CMC tercapai, setelah CMC tercapai tegangan antar muka akan konstan.



Gambar 4. 7 Surfaktan S7 Konsentrasi 1% Pada Salinitas Air Formasi 100 ppm

Pada **Gambar 4.7** diatas setelah pengamatan selama 21 hari terlihat larutan surfaktan masih tetap dalam kondisi jernih (stabil tidak ada endapan). Warna kuning pucat yang dihasilkan dipengaruhi oleh warna dasar surfaktan yang kuning kecoklatan. Pengujian ini dilakukan dengan menggunakan sampel surfaktan S7 pada konsentrasi 1% pada salinitas 100 ppm. Surfaktan ini belum diketahui jenis surfaktannya karena berdasarkan MSDS yang ada surfaktan ini belum bisa di kategorikan jenisnya. Larutan yang memenuhi uji *compatibility* adalah larut sempurna, tidak keruh (hazy solution) dan tidak membentuk endapan sehingga sampel Surfaktan S7 dapat dinyatakan lulus uji *compatibility test* (Juita et al., 2016).



Gambar 4. 8 Surfaktan S8 Dengan Konsentrasi 1% Pada Salinitas 100 ppm

Pada **Gambar 4.8** diatas larutan surfaktan masih tetap dalam kondisi jernih (stabil tidak ada endapan). Warna kuning pucat yang dihasilkan dipengaruhi oleh warna dasar surfaktan yang kuning kecoklatan. Namun, tidak ada endapan dari hasil pengamatan lulus *Compatibility Test*. Pengujian ini dilakukan dengan menggunakan surfaktan S8 dengan konsentrasi 1% pada salinitas 100 ppm. Berdasarkan pengamatan secara visual yang sudah dilakukan selama 21 hari larutan surfaktan S8 yang dihasilkan masih tetap dalam keadaan jernih dan stabil.

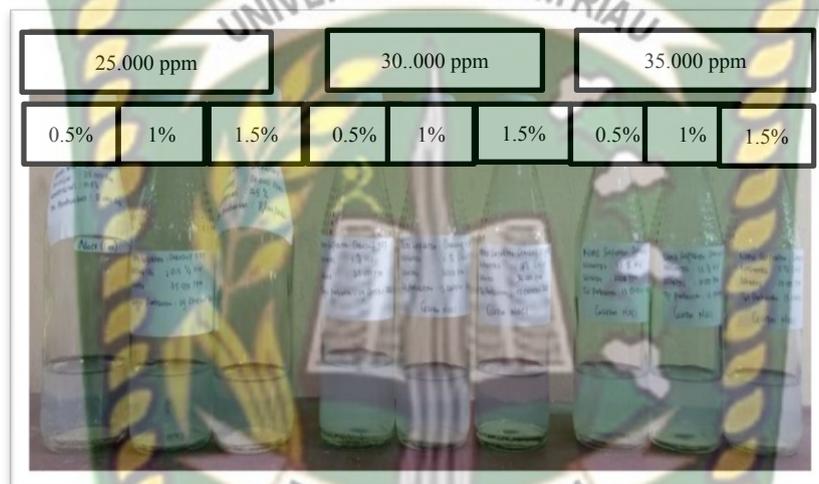
Tabel 4. 5 Surfaktan lolos uji compatibility test 100 ppm

Identifikasi Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Salinitas (ppm)	Keterangan
Surfaktan S2	0,05	100	<i>Satu fasa, jernih</i>
Surfaktan S3	0,05	100	<i>Satu fasa, jernih</i>
	0,25	100	<i>Satu fasa, jernih</i>
	0,5	100	<i>Satu fasa, jernih</i>
	0,75	100	<i>Satu fasa, jernih</i>
	1	100	<i>Satu fasa, jernih</i>
Surfaktan S4	1	100	<i>Satu fasa, Jernih</i>
Surfaktan S5	0,5	100	<i>Satu fasa, jernih</i>
	1	100	<i>Satu fasa, Jernih</i>
Surfaktan S6	3	100	<i>Satu fasa, Jernih</i>
Surfaktan S7	1	100	<i>Satu fasa, Jernih</i>
Surfaktan S8	1	100	<i>Satu fasa, Jernih</i>

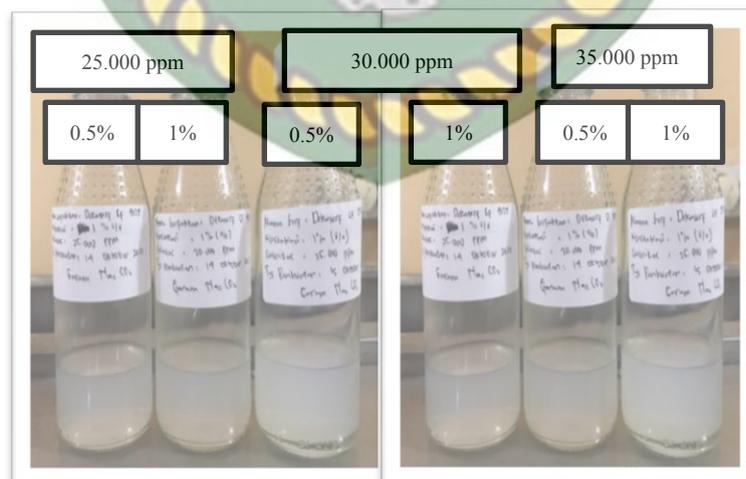
Dari Tabel 4.5 diatas dapat dilihat bahwa tidak semua larutan yang diuji pada sampel surfaktan lolos uji *compatibility test*. Berdasarkan hasil pengujian tes *compatibility* air formasi pada salinitas 100 ppm ada dua jenis surfaktan yang tidak lulus yaitu surfakatan S1 dan S2. Pada surfaktan terdapat satu sampel dengan konsentrasi rendah yaitu 0,05% yang lulus uji *compatibility*. Hal ini disebabkan konsentrasi yang digunakan sangat sedikit (zat terlarut) sangat kecil dibandingkan pelarut, yaitu (0,05%) dalam 100 ml larutan. Adanya endapan membentuk larutan yang tidak homogen Kondisi seperti ini untuk di aplikasikan pada lapangan sangat tidak diharapkan karena apabila adanya endapan dapat menyebabkan pengendapan pada pori pori batuan dan *Formation damage* (Syed et al., 2019). Pencampuran surfaktan dan air formasi pada uji *compatibility* larutan yang lulus uji screening pada pengujian ini adalah S3,S4,S5,S6,S7,S8.

4.2 Optimasi salinitas dan konsentrasi surfaktan

Pengujian optimasi salinitas dan konsentrasi ini dilakukan untuk melihat surfaktan yang lulus uji *compatibility test* pada konsentrasi dan salinitas yang dioptimalkan dapat membentuk winsor tipe III pada uji berikutnya. Sampel surfaktan yang digunakan pada pengujian ini adalah surfaktan S4 dan S5. Pengujian ini dilakukan sama dengan prosedur sebelumnya yaitu dengan menggunakan temperature 58° C selama 21 hari.



(a.)



(b.)

- (a.) Surfaktan S4 konsentrasi 0.5 %, 1 %, 1.5 % salinitas 25.000 ppm, 30.000 ppm, 35.000 ppm (NaCl)
 (b). Surfaktan S4 konsentrasi 0.5 % dan 1 % salinitas 25.000 ppm, 30.000 ppm dan 35.000 ppm
 (Na₂CO₃)

Gambar 4. 9 S4 konsentrasi 0.5 % , 1 % salinitas (NaCl) (Na₂CO₃) 25.000,30.000, dan 35.000 ppm

Pada **Gambar 4.9** (a.) larutan surfaktan S4 konsentrasi 0.5 %, 1 %, 1.5 % dengan campuran air formasi salinitas 25.000 ppm, 30.000 ppm, 35.000 ppm (NaCl) menghasilkan larutan yang sedikit keruh namun tidak ada endapan. Sama seperti . pengujian sebelumnya yang dilakukan oleh (Nugroho & Buchori, 2019) pada surfaktan MES yang dicampur dengan air formasi menghasilkan larutan berwarna keruh (koloid) tanpa adanya endapan. Hal ini menandakan bahwa surfaktan dapat digunakan untuk proses EOR karena saat terjadi kontak dengan air formasi tidak membentuk endapan yang dapat mengganggu aliran dan juga mengurangi kemampuan surfaktan untuk menurunkan tegangan mukanya. Larutan yang dihasilkan dari sampel ini lulus semua uji *compatibility*. Selain itu, surfaktan merupakan satu satunya kandidat yang membentuk winsor type III yang sesuai dengan karakteristik terbentuknya *microemulsi* yaitu fasa tengah dan transparan. Maka, surfaktan S4 dapat dipertimbangkan sebagai kandidat untuk injeksi *Chemical injection* EOR.

Dengan demikian perlu adanya optimasi penambahan garam berupa Na₂CO₃. Pada **Gambar 4.9** (b.) pengujian dilakukan menggunakan sampel surfaktan S4 konsentrasi 0.5 % dan 1 % salinitas 25.000 ppm, 30.000 ppm dan 35.000 ppm (Na₂CO₃) menghasilkan larutan yang keruh juga namun tidak ada endapan sehingga lolos uji *compatibility* test.

Pada pengujian ini digunakan konsentrasi 0.5% dan 1% hal ini dilakukan berdasarkan pengujian sebelumnya yaitu 0.5% dijadikan sebagai konsentrasi rendah hingga mencapai batas konsentrasi surfaktan yang digunakan adalah 1%. Jika Pada pengujian berikutnya pada konsentrasi 1% belum menemukan surfaktan yang dapat berkerja secara optimal maka perlu adanya penambahan konsentrasi surfaktan. Tahapan yang dilakukan pada **Gambar4.9** (b.) pemilihan garam yaitu penambahan (Na₂CO₃) dengan tujuan merupakan kombinasi konsentrasi optimal untuk larutan surfaktan,

sehingga formula dapat dikatakan merupakan formula yang ekonomis namun memiliki kinerja baik sehingga dapat diaplikasikan dilapangan.

Seperti pengujian yang dilakukan oleh (Nopianto et al., n.d.) penggunaan tambahan (Na_2CO_3) dapat menurunkan densitas yang merupakan salah satu faktor yang dapat mempengaruhi nilai IFT antara fasa minyak dan surfaktan. Semakin kecil perbedaan densitas kedua fasa maka nilai IFT cenderung menghasilkan nilai IFT yang ren



Gambar 4. 10 Surfaktan S5 konsentrasi 2% salinitas 60.000 ppm

Pada **Gambar 4.10** diatas konsentrasi Surfaktan (2%) Salinitas 60.000 ppm hasil pengujian menunjukkan bahwa ketika pencampuran awal Surfaktan S5 dengan salinitas 60.000 ppm menghasilkan larutan milky. Namun, setelah dilakukan proses stirrer menghasilkan larutan yang jernih. Hal ini sesuai dengan properties Surfaktan S5 berdasarkan MSDS bahwa sifat surfaktan S5 yaitu dapat larut dalam air. Pengujian ini hanya dilakukan pada konsentrasi 2% salinitas 60.000 ppm. Hal ini disebabkan oleh prosedur pengujian yang dilakukan secara parallel. Sehingga sampel surfaktan S5 yang dioptimalkan lulus uji *phase behaviour*. Jika surfaktan S5 sudah lulus di uji *phase behaviour* dan mendapatkan salinitas optimum, maka surfaktan dengan konsnetrasi 2% pada salinitas 60.000 akan uji kembali dengan uji *compatibility*.

Tabel 4. 6 Surfaktan lolos compatibility test optimasi konsentrasi dan salinitas

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Salinitas (ppm)	Keterangan
Surfaktan S4	0.5	25.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	0.5	30.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	0.5	35.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1	25.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1	30.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1	35.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1.5	25.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1.5	30.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1.5	35.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	0.5	25.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	0.5	30.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	0.5	35.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1	25.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1	30.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
	1	35.000	<i>Satu Fasa, Keruh</i>
Surfaktan S5	2	60.000	<i>Satu Fasa, Jernih</i>

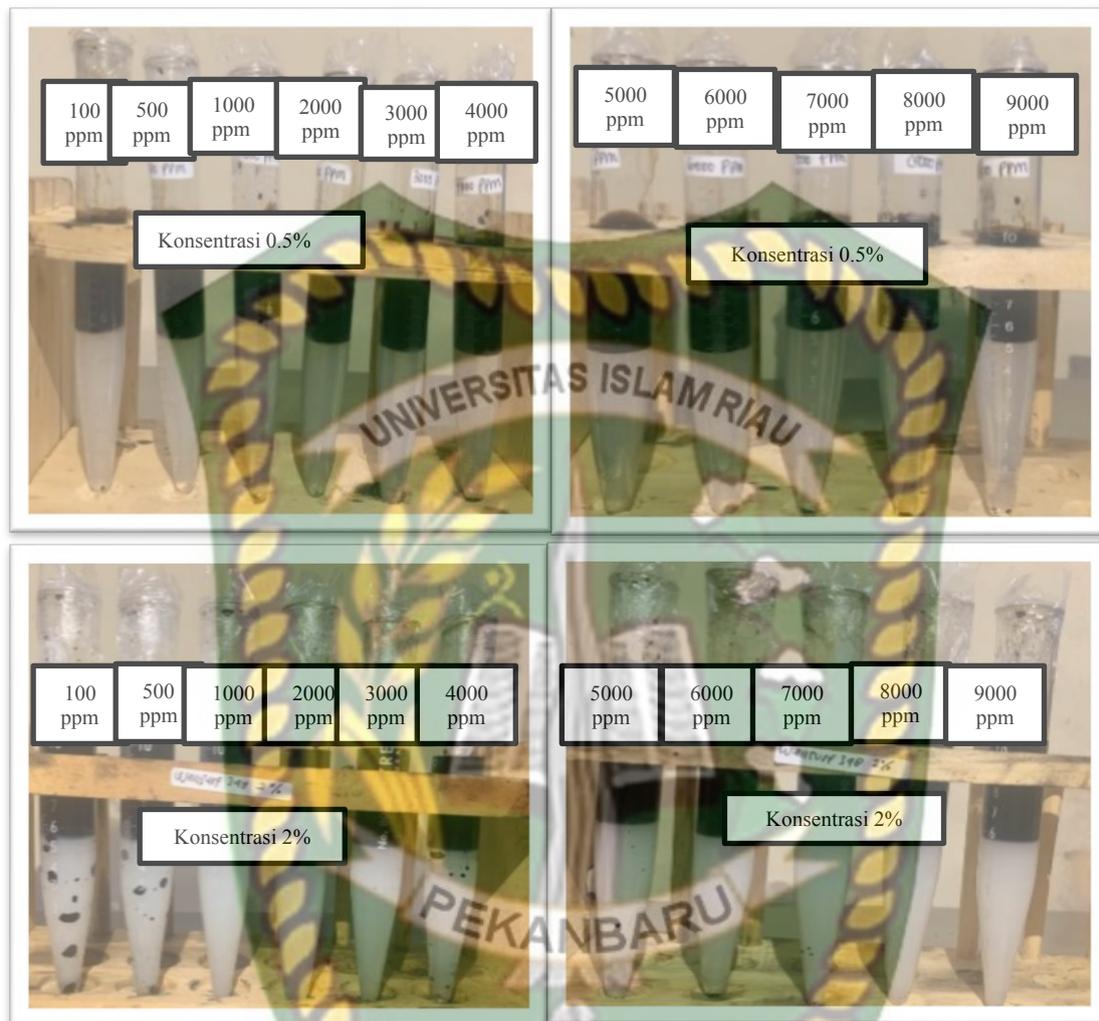
Berdasarkan **Tabel 4.6** sampel surfaktan S4 lulus uji compatibility walaupun dengan keadaan keruh namun setelah dilakukan pengamatan tidak ada endapan sehingga surfaktan ini dinyatakan lulus uji *compatibility* sehingga larutan surfaktan S4 stabil. Sedangkan pada surfaktan S5 juga menghasilkan larutan yang jernih sehingga sampel surfaktan S4 dan S5 yang sudah di optimasikan dengan berbagai konsentrasi dan surfaktan dikategorikan sebagai surfaktan yang lolos *uji compatibility* sehingga dapat diuji ke pengujian berikutnya.

4.3. Uji *Phase Behaviour* 100 ppm – 9.000 ppm

Salah satu cara untuk menentukan surfaktan yang optimal adalah dengan tes *phase behavior*, dimana dalam pengujian tersebut surfaktan akan terbagi menjadi tiga tipe yaitu *Winsor I* (mikroemulsi pada air), *Winsor II* (mikroemulsi pada minyak) dan *Winsor III* (mikroemulsi diantara minyak dan air) (Prayang Sunny, Yulia, Sugiartmo Kasmungin, 2020). Jenis Surfaktan yang paling diharapkan dalam proses *chemical flooding* ini adalah emulsi fasa tengah (*Winsor Type III*) atau mikroemulsi atau paling tidak emulsi fasa bawah). Terbentuknya sistem *winsor III* menandakan kinerja surfaktan yang baik. Kondisi yang dimaksud adalah kondisi nilai IFT yang sangat rendah atau mencapai ultra low IFT sehingga proses pendesakan minyak dapat berjalan secara optimal.

Pada pengujian *phase behaviour* di lapangan RE dilakukan pengujian pada *Low Salinity* karena *original salinity* air formasi pada lapangan RE yaitu 100 ppm. Pada pengujian ini dilakukan secara paralel dengan menggunakan 8 Sampel surfaktan dengan range salinitas 100 ppm – 9000 ppm yang masih tergolong *low salinity*. Pengujian ini dilakukan dengan konsentrasi 0.5% dan 2%. Pengujian ini dilakukan hanya dengan dua konsentrasi karena pada pengujian sebelumnya sudah mendapatkan nilai konsentrasi surfaktan yang dapat lulus uji *compatibility* dan sudah uji *compatibility* dari konsentrasi rendah hingga batas maksimal penggunaan konsentrasi surfaktan. Untuk melihat kinerja surfaktan dari penambahan surfaktan yang digunakan maka di uji lagi dengan menggunakan 2 variable yang rendah yaitu pada konsentrasi 0,05 % dan konsentrasi tinggi 2%.

Berikut ini merupakan hasil pengamatan yang dilakukan pada uji *phase behaviour* selama 7 hari:



Gambar 4. 11 S1 Pada Konsentrasi 0.5% dan 2 % Pada 100 ppm – 9000 ppm

Pada **Gambar 4.11** berdasarkan pengamatan secara visual terhadap uji fasa antara minyak dan formula surfaktan S1 pada temperatur 58°C. Sampel surfaktan S1 menggunakan diuji kembali untuk melihat surfaktan ini dapat bekerja secara optimal. Dari hasil pengujian yang dilakukan setelah pengamatan selama 7 hari larutan yang dihasilkan dari campuran surfaktan dan air formasi masih menghasilkan larutan yang keruh dan tidak menunjukkan adanya *microemulsi* pada setiap sampelnya. Hal ini disebabkan oleh komponen dari surfaktan ini yang tergolong *oil base*. merupakan surfaktan oil base dengan komposisi formula berdasarkan MSDS . Komposisi Surfaktan S1 yang merupakan oil base surf menjadi penyebab larutan yang dihasilkan milky (keruh).



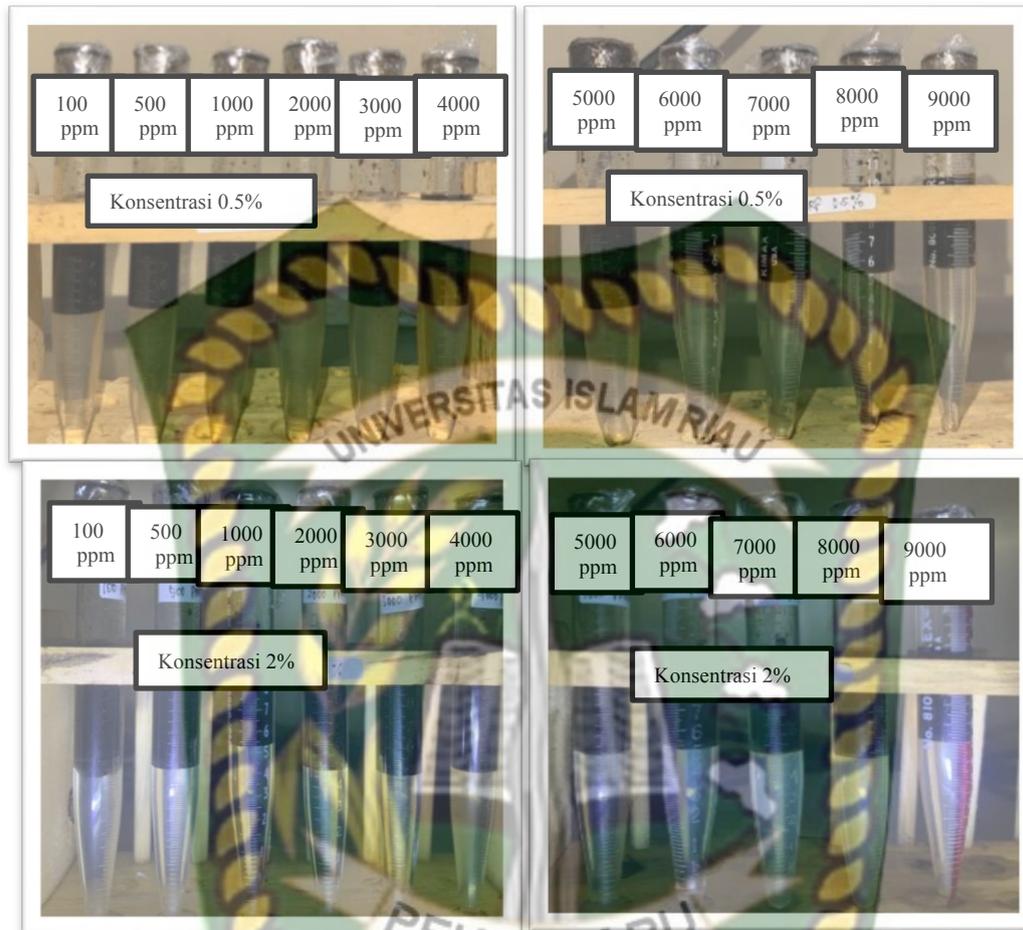
Gambar 4. 12 S2 Pada Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm-9000 ppm

Pada **Gambar 4.12** surfaktan S2 konsentrasi uji fasa minyak dan formula surfaktan pada uji sebelumnya hanya lolos pada konsentrasi yang rendah. Namun, untuk melihat hasil dari pengujian *phase behaviour* ketika surfaktan dan air formasi di campurkan apakah dapat bekerja dapat secara optimal. Hasil pengujian dapat dilihat pada gambar sampel dengan konsentrasi 0.5% diatas tidak ada terbentuknya fasa atas atau pun fasa bawah. Selama waktu pengamatan 7 hari sampel yang dihasilkan tidak memiliki perubahan dari bentuk awal pengujian sehingga dapat disimpulkan bahwa larutan S2 tidak lulus uji *phase behaviour* karena tidak ada menunjukkan terbentuknya *microemulsi*. Sedangkan pada konsentrasi 2% terjadi perubahan warna yang semula jernih berubah menjadi kecoklatan yang diartikan larutan surfaktan yang dicampurkan dengan minyak dapat larut dalam sampel minyak. Proporsi jumlah larutan surfaktan dan minyak masih sama yaitu 5 ml.



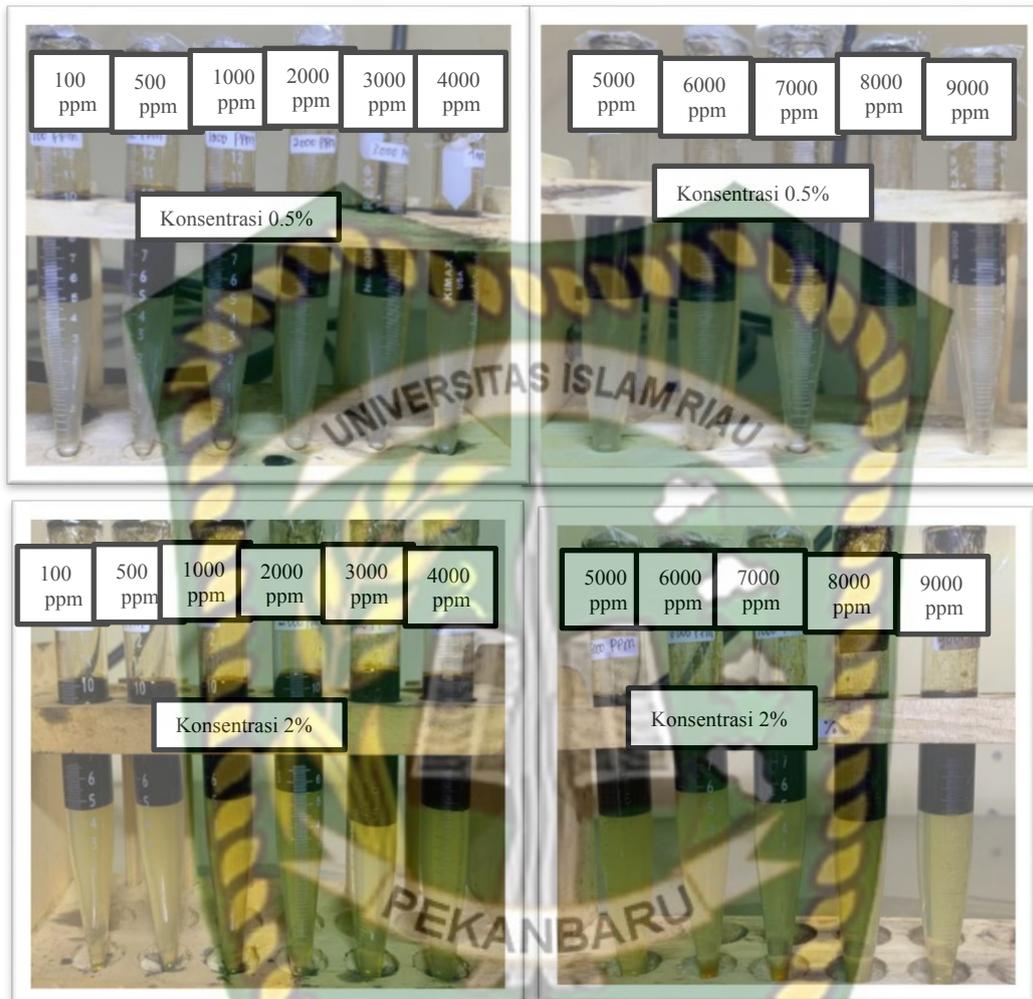
Gambar 4.13 S3 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 9000 ppm

Pada **Gambar 4.13** diatas dapat dilihat surfaktan S3 pada konsentrasi 0.5% dan 2% menunjukkan tidak ada terbentuk microemulsi pada setiap sampelnya. Tidak ada microemulsi pada fasa bawah, fasa atas ataupun fasa tengah(*winsor type III*). Hal ini dapat dilihat dari perubahan bentuk dan campuran perbandingan larutan yang digunakan masih sama seperti awal pengujian yaitu 1:1 tidak ada penambahan ataupun pengurangan. Salah satu faktor yang mempengaruhi tidak terbentuknya microemulsi adalah konsentrasi surfaktan dan salinitas yang digunakan. Salinitas yang digunakan pada pengujian ini masih tergolong *low salinity*. Berdasarkan kategori air *formasi Low Salinity* (1.000–5.000 ppm) (Aleksandr Mamonov, Tina Puntervold, 2017).



Gambar 4. 14 S4 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 9000 ppm

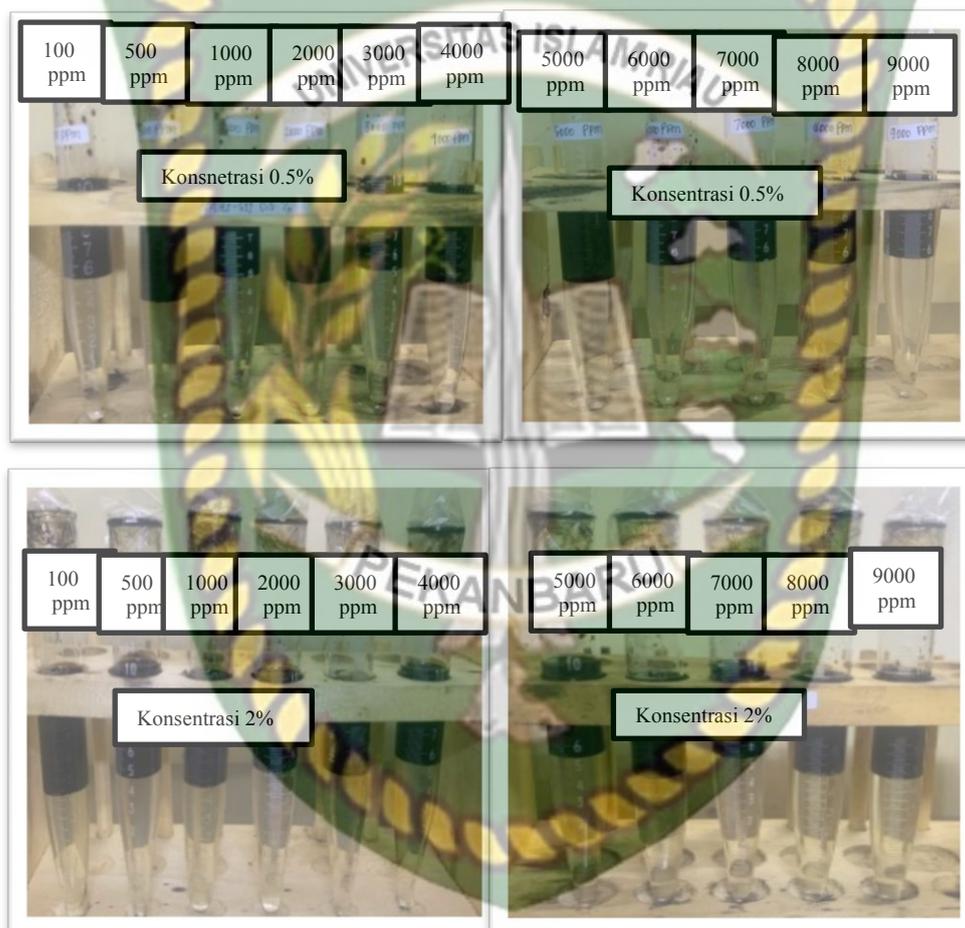
Pada **Gambar 4.14** setelah melakukan pengamatan selama 7 hari dari hasil pengujian tidak ada sampel surfaktan dengan konsentrasi 0.5% dan 2% menunjukkan tidak ada larutan yang membentuk microemulsi. Sampel yang dimasukkan kedalam tube 15 ml dengan campuran perbandingan 1:1 tidak ada terlihat perubahan warna dan penambahan ataupun pengurangan pada setiap sampelnya. Sehingga larutan yang dilakukan uji fasa minyak dengan campuran surfaktan S4 dinyatakan tidak lulus uji *phase behaviour*.



Gambar 4. 15 S5 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm -9000 ppm

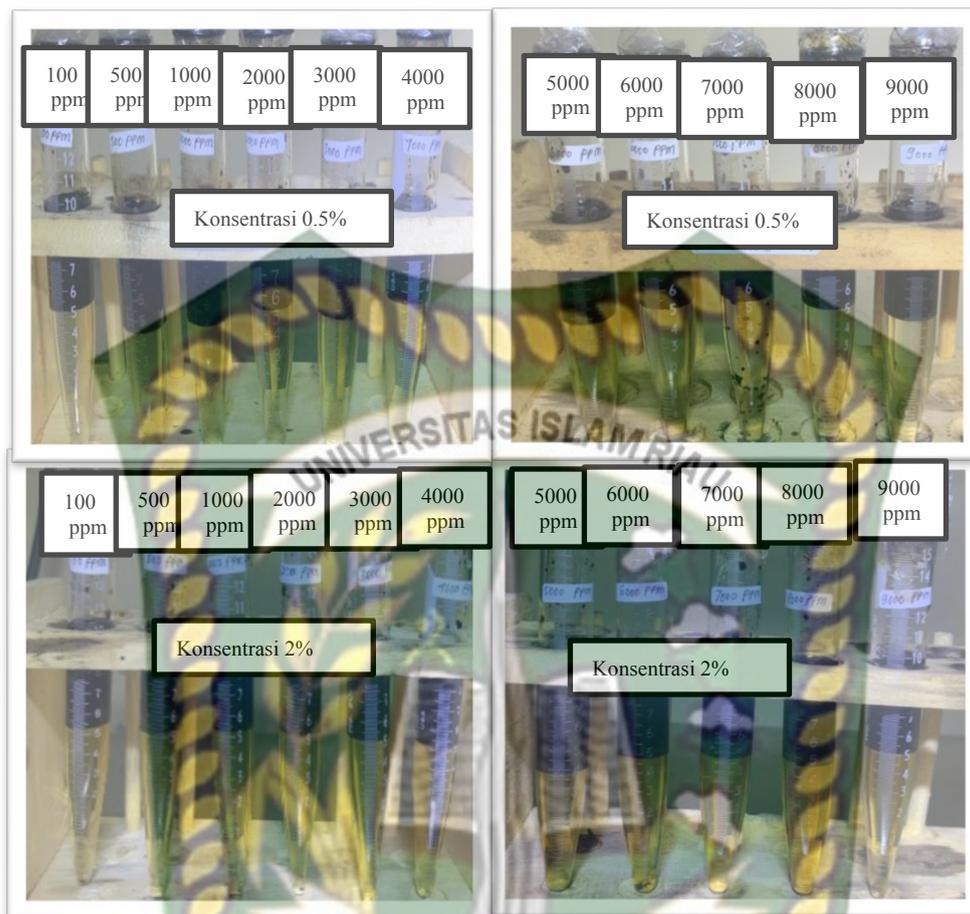
Pada **Gambar 4.15** diatas hasil pengujian surfaktan S5 menunjukkan adanya transisi fasa microemulsi dari warna dapat dilihat pada sampel surfaktan dengan konsentrasi 0.5% terlihat campuran surfaktan dan air formasi masih bewarna putih jernih artinya pada larutan dengan konsentrasi 0.5% tidak dapat larut dalam minyak sehingga warna yang dihasilkan masih sama seperti warna awal pembuatan larutan. Sedangkan surfaktan dengan konsentrasi 2% pada salinitas 6.000 ppm dan 7.000ppm terlihat warna berubah lebih kecoklatan yaitu berubah transisi ke microemulsi fasa bawah atau tipe I. Pada pengamatan dihari pertama, larutan surfaktan masih tidak ada mengalami perubahan. Lain halnya pada hari ke 3 hingga 7 dimana telah terjadi *excess water* yang ditandai dengan penambahan volume larutan surfaktan. Pada tabung pada konsentrasi

2% salinitas 6.000 penambahan volume larutan surfaktan sebesar 0.15 ml dan pengurangan volume minyak sebesar 0.15 ml , sedangkan pada konsentrasi 2% salinitas 7.000 ppm sedangkan penambahan volume fasa surfaktan sebesar 0.05 ml begitu pula dengan pengurangan volume minyak. Oleh karena itu pengamatan secara visual selama 7 hari dapat disimpulkan bahwa surfaktan S5 dapat membentuk *microemulsi* tipe II dan III apabila menaikkan konsentrasi surfaktan dan *gradient salinity*



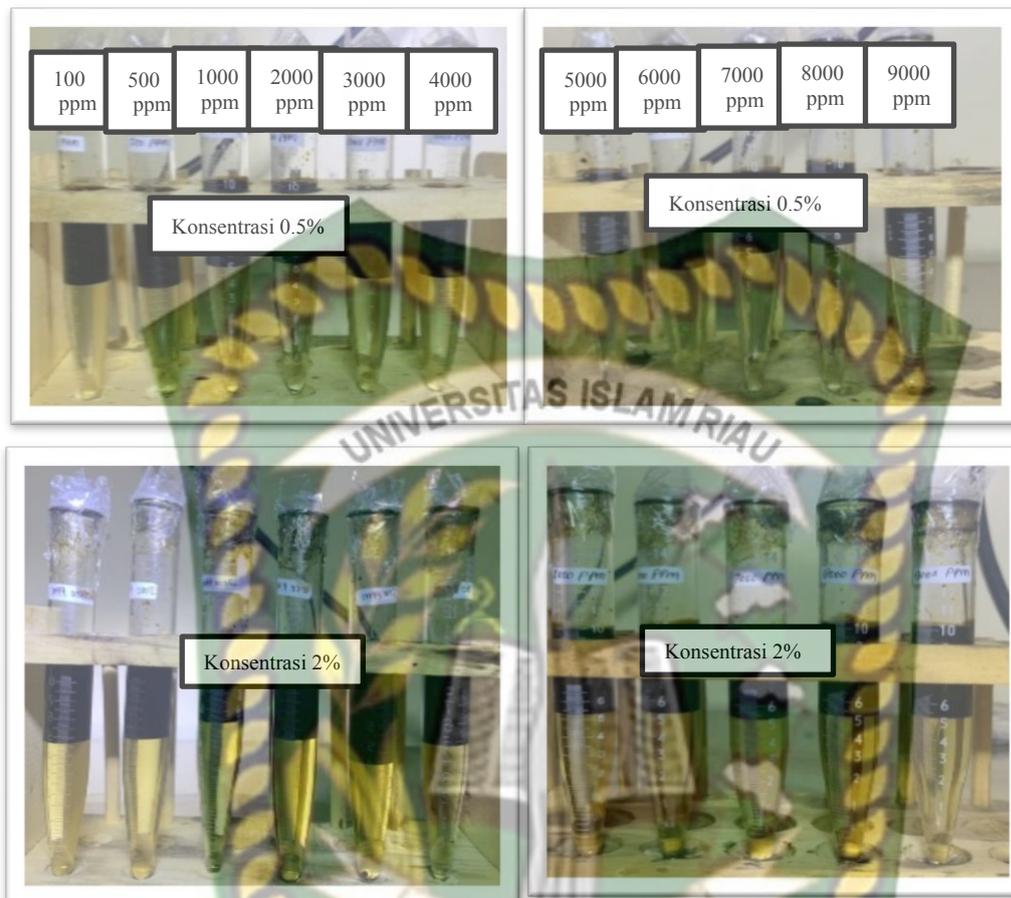
Gambar 4. 16 S6 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 9000 ppm

Pada **Gambar 4.16** setelah melakukan pengamatan secara visual selama 7 hari menunjukkan tidak ada terbentuk *microemulsi* pada surfaktan S6. Pengujian dilakukan dengan menggunakan konsentrasi 0.5% dan 2%. Tidak ada perubahan fasa dari tipe 1 ataupun fasa atas tipe 2 sehingga dapat disimpulkan bahwa sampel surfaktan S6 tidak lolos uji *Phase Behaviour*.



Gambar 4. 17 S7 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 9000 ppm

Pada **Gambar 4.17** diatas dilakukan pengujian sampel surfaktan S7 konsentrasi 0.5% dan 2% pada temperature 58 ° C. Setelah melakukan pengamatan selama 7 hari sampel surfaktan tidak menunjukkan adanya microemulsi pada sampel surfaktan S7. Perubahan transisi warna menjadi kecoklatan didasarkan oleh warna dasar dari surfaktan S7. Berdasarkan pengamatan secara visual tidak ada sampel yang lolos uji *phase behaviour*. Larutan yang dibuat dengan perbandingan 1:1, tidak ada terlihat penambahan dan pengurangan dari sampel surfaktan dan minyak.



Gambar 4. 18 S8 Konsentrasi 0.5 % dan 2 % Pada Salinitas 100 ppm – 900 ppm

Pada **Gambar 4.18** surfaktan S8 pada 0.5% dan 2% hasil pengujian surfaktan S8 menunjukkan tidak ada terbentuk microemulsi yaitu perubahan warna pada larutan surfaktan Karena warna dasar dari surfaktan S8. Pada pengujian ini tidak ada sampel yang lolos uji phase behaviour. Hal ini dibuktikan oleh pengamatan yang dilakukan tidak ada penambahan dan pengurangan larutan yang diuji sampel surfaktran S8. Sehingga Larutan S8 dinyatakan tidak lulus uji phase behaviour karena tidak ada larutan yang memenuhi kriteria surfaktan yang dapat bekerja secara optimal.

Tabel 4. 7 Hasil pengujian Surfaktan

Identifikasi surfaktan	Konsentrasi surfaktan 0.5 % - 2% (v/v)	Salinitas Surfaktan 100 ppm - 900 ppm (ppm)	Keterangan
Surfaktan S5	2	6.000	<i>Winsor Type I</i>
	2	7.000	<i>Winsor Type I</i>

Dari pengujian yang sudah dilakukan dari 8 Surfaktan ada yang menghasilkan microemulsi dan terbentuk tipe I yaitu pada sampel surfaktan S5 konsentrasi 2% pada salinitas 6.000 ppm dan 7.000 ppm. Hasil pengujian menunjukkan tidak adanya microemulsion tipe III yang terbentuk pada setiap sampel pengujian. Faktor-faktor yang mempengaruhi perubahan fase bawah, tengah dan kemudian fase atas dalam sistem minyak / surfaktan /air injeksi (Hadi Purnomo, 2009) yaitu:

1. Salinitas
2. Suhu
3. konsentrasi surfaktan

Setelah dilakukan uji phase behaviour dengan surfaktan pada *low Salinity* belum mendapatkan microemulsi atau *Winsor Type III* dan untuk mengetahui salinitas optimum surfaktan yang dapat diaplikasikan dilapangan RE. Pengujian yang akan dilakukan adalah dengan meningkatkan salinitas dan Surfaktan memiliki nilai CMC (*critical micelle concentration*), yaitu konsentrasi minimal dimana surfaktan dapat membentuk micelle.

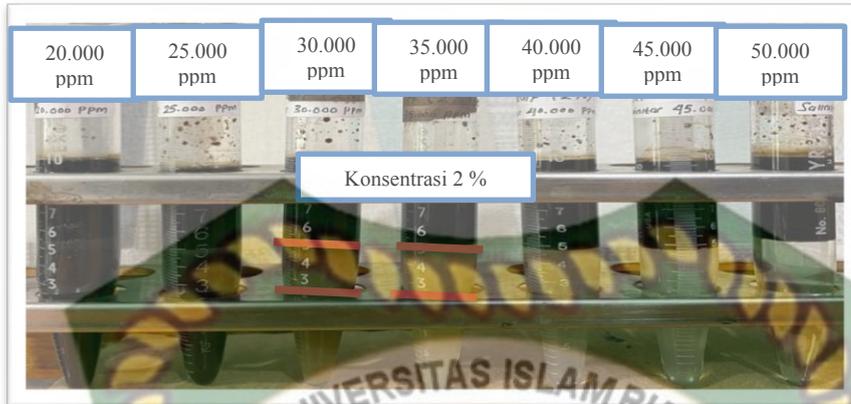
Berdasarkan pengujian selama 7 hari dapat dilihat dari 8 sampel surfaktan yang dengan menggunakan konsentrasi 0.5 % dan 2 % pada salinitas 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm menunjukkan bahwa tidak ada terbentuknya microemulsi atau *winsor type III* (fasa tengah). Pada pengamatan yang dilakukan terlihat adanya perubahan warna pada larutan air formasi pada surfaktan menjadi kekuningan. Hal ini membuktikan bahwa air formasi dan surfaktan larut dalam minyak setelah di masukkan kedalam oven menunjukkan bahwa emulsi yang terbentuk adalah fasa bawah karena lebih cenderung berbaur dengan air formasi. Uji fasa d dalam pengujian surfaktan akan terbagi menjadi tiga tipe, yaitu *Winsor I* (Fasa bawah) mikroemulsi pada air (Prayang Sunny, Yulia, Sugiatmo Kasmungin, 2020).

Pembentukan tipe microemulsi pada pengujian ini sangat mempengaruhi terhadap penggunaan salinitas air formasi. Umumnya jika menggunakan salinitas air formasi pada *low salinity* maka microemulsi yang terbentuk umumnya adalah fasa bawah dimana larutan yang dihasilkan lebih larut pada air. Hal ini juga dikarenakan pada salinitas air formasi pada *low salinity*, biasanya surfaktan yang digunakan menghasilkan kelarutan yang baik dalam fase cairan dan kelarutan yang buruk dalam fase minyak (Oktavian, 2011).

Berdasarkan pengujian yang dilakukan belum mendapatkan hasil yang diinginkan yaitu larutan surfaktan yang membentuk microemulsi *winsor type* III. Maka perlu adanya penambahan additive garam berupa NaCl dan Na₂CO₃ untuk meningkatkan salinitas air formasi dan konsentrasi surfaktan. Untuk menjadi pembandingan pada pengujian ini pada penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh (Andriyan et al., 2018) hasil uji *phase behaviour* yang dilakukan membentuk emulsi dengan golongan fasa atas dengan menggunakan Surfaktan AOS digunakan sebagai sampel larutan dengan konsentrasi 0,5%, 1%, 1,5% dan 2% dan salinitas brine 10.000 ppm, 15.000 ppm, dan 20.000 ppm. Oleh karena itu perlu adanya peningkatan konsentrasi dan salinitas surfaktan untuk melihat adanya pembentukan *winsor type* III (fasa atas).

4.4 Uji Surfaktan optimasi salinitas dan konsentrasi

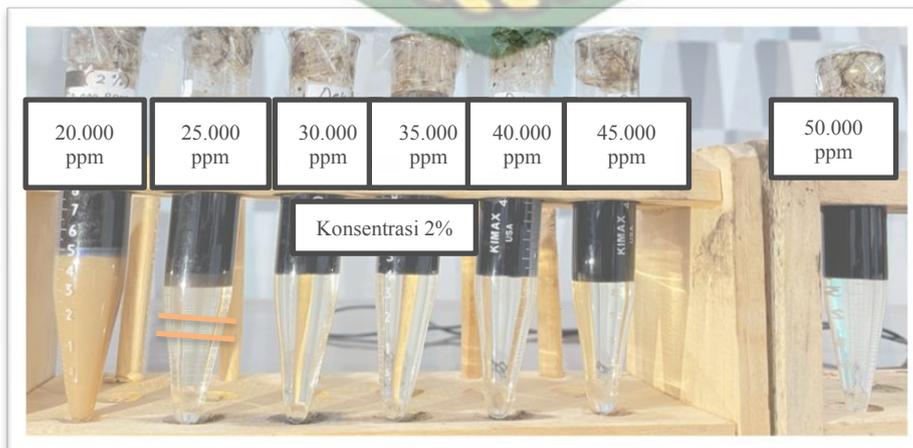
Pengujian optimasi Salinitas dan konsentrasi dilakukan untuk menyeleksi surfaktan yang dapat membentuk *winsor type* III dan menentukan salinitas optimum surfaktan yang dapat diaplikasikan pada lapangan RE. Hasil pengujian menunjukkan adanya terbentuk microemulsi yaitu pada surfaktan S4 dan S5. Pengujian ini dilakukan dengan meningkatkan salinitas surfaktan pada 5000 ppm hingga 100.000 ppm. Berikut ini merupakan hasil pengujian surfaktan yang dapat membentuk microemulsi *winsor type* III.



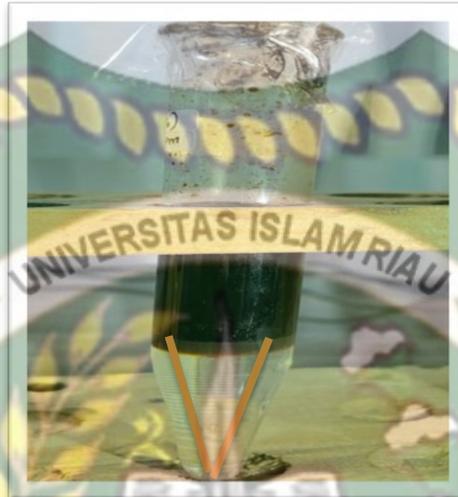
(a.)



(b.)



(c.)



(d).

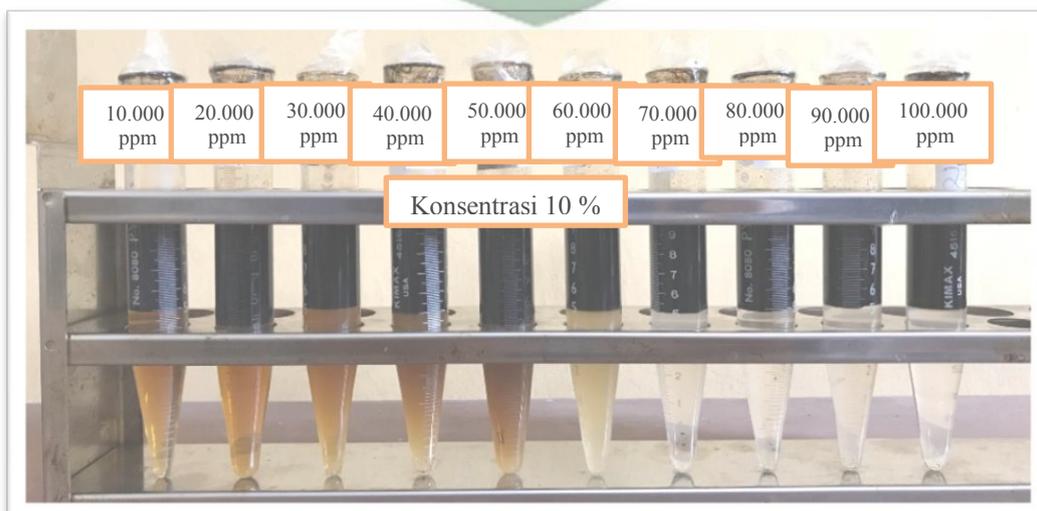
- (a). Surfaktan S4 Konsentrasi 2 % Salinitas (Na_2CO_3) 20.000 - 50.000 ppm
 (b.) Surfaktan S4 Konsentrasi 2% salinitas (Na_2CO_3) 25.000 dan 30.000 ppm
 (c). Surfaktan S4 Konsentrasi 2% Salinitas (NaCl) 20.000 – 40.000 ppm
 (d). Surfaktan S4 Konsentrasi 2% salinitas 25.000 ppm

Gambar 4. 19 Surfaktan S4 Konsentrasi 2% Salinitas (Na_2CO_3 dan NaCl)
 20.000 – 50.000 ppm

Pada **Gambar 4.19 (a.)** hasil pengujian *phase behaviour* konsentrasi Surfaktan 2% Salinitas (NaCl) 20.000 – 50.000 ppm. Berdasarkan pengamatan yang dilakukan pada semua sampel pada hari pertama pada uji fasa yang membentuk *microemulsion* yaitu pada salinitas 30.000 ppm dan 35.000. Microemulsui yang dihasilkan dari surfaktan S4 dengan menggunakan salinitas (Na_2CO_3) pada 30.000 ppm dan 35.000 ppm membentuk microemulsi tipe III atau fasa tengah *microemulsion*. Terbentuk *microemulsi* akan memberikan nilai IFT yang kecil, Berdasarkan ketentuan SKK Migas surfaktan yang lolos dalam pengujian *phase behavior* ini emulsi harus berada di fasa tengah atau dengan kata lain winsor III. Pengamatan emulsi mulai terlihat terkumpul di bagian tengah atau *middle phase* dan artinya emulsi mulai masuk winsor III (Dian Farkhatus Solikha, 2021).

Pada **Gambar 4.19 (b.)** dilihat dari 2 sampel surfaktan S4 pada salinitas 30.000 ppm volume middle phase microemulsi sebesar 1.2 ml sedangkan pada salinitas 35.000 ppm volume middle phase microemulsi sebesar 0,8 ml. Rasio kelarutan minyak didefinisikan sebagai volume minyak yang dilarutkan dalam microemulsi dibagi dengan volume surfaktan. Berdasarkan pengujian yang dilakukan *solubilization ratio* yang dihasilkan oleh surfaktan S4 pada salinitas 30.000 ppm yaitu (12) dan 35.000 ppm (8). *Oil Solubilization ratio* dihitung berdasarkan persamaan yang sudah dilakukan pengujian fasa dan gradient salinity oleh (Riswati et al., 2019) yang membentuk microemulsi. Untuk menghitung oil solubilization ratio yaitu dengan volume ketebalan microemulsi dibagi dengan volume surfaktan Ex. $1,2 \text{ ml} / (2\% \text{ 5ml}) = 12$. Secara umum, salinitas optimum dapat ditentukan dalam kisaran Winsor tipe III.

Surfaktan yang sama dilakukan uji fasa berikutnya dengan tambahan garam yang berbeda yaitu (Na_2CO_3) untuk menurunkan salinitas optimum surfaktan yang membentuk *microemulsi*. Pada **Gambar 4.19 (c.)** surfaktan S4 dengan konsentrasi surfaktan 2% salinitas 20.000 ppm – 50.000 ppm. Pada Pengujian ini konsentrasi dinaikkan bertujuan untuk mengetahui pengaruh kenaikan konsentrasi surfaktan dapat meningkatkan kinerja surfaktan. Setelah dilakukan pengamatan selama 7 hari larutan yang menunjukkan adanya microemulsi fasa tengah. Pada salinitas 25.000 membentuk *microemulsi/ winsor type III* Fasa tengah dengan oil solubilization ratio yaitu dengan ketebalan *microemulsi* 0.5 ml mendapatkan nilai oil solubilization ratio 5. Pada pengujian menggunakan NaCl salinitas optimum menurun menjadi 25.000 ppm.



(a).



(b).

(a). Surfaktan S5 Konsentrasi 10% Salinitas (NaCl) 10.000 – 100.000 ppm

(b). Surfaktan S5 Konsentrasi 5% Salinitas (NaCl) 5.000– 100.000 ppm.

Gambar 4. 20 Surfaktan S5 Konsentrasi 5% dan 10% Salinitas (NaCl) 5.000– 100.000 ppm.

Pada **Gambar 4.20 (a)** surfaktan S5 pada konsentrasi 10% Terlihat bahwa ada 2 sampel fluida yang membentuk microemulsi tipe I, pada salinitas 60.000 ppm dan 70.000 ppm menunjukkan adanya *microemulsi winsor type I* yaitu bawah atas crude oil, fasa bawah larutan surfaktan. Pengamatan yang dilakukan secara visual terlihat ada perubahan warna solution dari sampel 60.000 ppm ke 70.000 ppm. Pada **Gambar 4.20 (b)** konsentrasi 5% sampel yang menunjukkan adanya berpotensi terbentuk *microemulsi* yaitu pada salinitas 70.000 ppm dan 80.000. Namun setelah pengamatan selama 7 hari larutan masih dalam keadaan microemulsi tipe I. Berdasarkan pengamatan yang dilakukan pada semua sampel uji surfaktan S5 menghasilkan larutan microemulsi type I

Tabel 4. 8 Surfaktan optimasi salinitas dan konsentrasi membentuk microemulsi

Identifikasi Surfaktan	Konsentrasi surfaktan 2%, 5% dan 10 % (v/v)	Salinitas 5.000 ppm – 100.000 ppm	Keterangan
Surfaktan S4	2	30.000	<i>Winsor Type III</i>
Surfaktan S4	2	35.000	<i>Winsor Type III</i>
Surfaktan S4	2	25.000	<i>Winsor Type III</i>
Surfaktan S5	10	60.000	<i>Winsor Type I</i>
Surfaktan S5	10	70.000	<i>Winsor Type I</i>
Surfaktan S5	5	70.000	<i>Winsor Type I</i>
Surfaktan S5	5	80.000	<i>Winsor Type I</i>

Berdasarkan **Tabel 4.8** hasil pengujian surfaktan yang lulus *phase behaviour* adalah surfaktan S4. Surfaktan S4 menghasilkan larutan yang membentuk fasa tengah atau *winsor type III*. Pengujian ini dilakukan menggunakan 2 sampel surfaktan namun yang menghasilkan *winsor type III* adalah surfaktan S4, sedangkan surfaktan S5 menghasilkan kondisi larutan fasa bawah atau tipe I. Pembentukan mikroemulsi dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya jenis surfaktan dan serta jenis minyak. Penggunaan Surfaktan dapat menurunkan IFT dan membantu minyak yang tidak dapat dibawa oleh air. Dengan turunnya IFT maka tekanan kapiler padapenyempitan pori pori batuan reservoir dapat dikurangi sehingga minyak dapat didesak dan diproduksi. Agar dapat menghasilkan produksi minyak yang optimal diperlukan jenis surfaktan yang sesuai dengan kondisi air formasi dan reservoir.(Rivai et al., 2011)

Mikroemulsi dapat terjadi karena keseimbangan antara hidrofil (kepala) dan lipofil (ekor) sehingga zat aktif permukaan (surfaktan) terbentuk dan mengurangi tegangan antar muka. Dalam sistem dengan kondisi yang sama antara jumlah yang dimiliki crude oil dan komponen surfaktan, terdapat keseimbangan antara minyak dan air sehingga komponen hidrofilik (kepala) surfaktan akan naik ke permukaan dan membentuk zat aktif permukaan (Setiati et al., 2019).

Pengamatan yang dilakukan selama 7 hari dengan uji phase behaviour dapat disimpulkan bahwa microemulsi yang terbentuk dapat dipengaruhi oleh salinitas, suhu, konsentrasi, serta jenis minyak yang digunakan pada saat pengujian. Terbentuknya *winsor type* III menandakan kinerja surfaktan yang baik. Kinerja yang baik itu adalah yang menghasilkan nilai IFT rendah sehingga proses pendesakan minyak bumi dapat berjalan secara optimal. Nilai IFT yang rendah itu berkisar sekitar 10^{-3} Dyne/cm semakin rendah nilai IFT semakin mudah proses tetesan minyak yang terperangkap didalam batuan (Isti Fanya Sakinah, 2019).



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan dengan *uji compatibility* dan *phase behaviour*, maka dapat dibuat kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil pengamatan uji *compatibility* menunjukkan bahwa hasil campuran dari surfaktan S3, S4, S5, S6, S7 dan S8 menghasilkan larutan yang jernih tidak ada endapan sehingga disimpulkan stabil dan *compatible*.
2. Hasil Uji *Phase Behaviour* mendapatkan hasil surfaktan yang menunjukkan adanya terbentuk *microemulsi winsor type III* fasa tengah yaitu larutan minyak dengan campuran surfaktan S4 konsentrasi 2% pada salinitas (Na_2CO_3) 30.000 ppm dan 35.000 ppm salinitas NaCl 25.000 ppm
3. Berdasarkan sampel uji dengan *gradient salinity* perubahan tipe mikroemulsi dari tipe I ke tipe II akan melewati tipe III surfaktan yang menghasilkan mikroemulsi *winsor type III* yaitu pada salinitas 25.000 ppm, 30.000 ppm dan 35.000 ppm merupakan salinitas optimum.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan maka disarankan untuk melakukan penelitian lanjutan seperti IFT (*Interfacial Tension*), Imbibisi dan Coreflooding agar dapat mengetahui pengaruhnya terhadap peningkatan perolehan minyak.

DAFTAR PUSTAKA

- AleksandrMamonov,TinaPunternvold.S.S.(2017).*Eor By Smart Water Flooding In Sandstone Reservoirs-Effect Of Sandstone Mineralogy OnInitial Wetting andoilrecovery.Societyofpetroleumengineers-SpeRussian petroleumtechnologyconference2017*.<https://doi.org/10.2118/187839-Ms>
- Andriyan, R., Setiati, R., Kasmungin, S., Pratiwi, R., & Pustaka, S. (2018). *Pengaruh Tes Uji Fasa Dan Interfacial Tension(Ift) Terhadap*. 2015, 695–700.
- Cynthia Veronika, Sugiatmo Kasmungin, D. S. (2017). *Kajian Laboratorium Mengenai Pengaruh Salinitas, Permeabilitas Dan Konsentrasi Surfaktan Terhadap Perolehan Minyak Pada Proses Injeksi Surfaktan*. 53–58.
- Dian Farkhatu Solikha, R. H. (2021). *Pre Screening Surfaktan Untuk Injeksi Chemical Eor Di Lapangan X*. 12(1), 95–109.
- Dr.-Eng, Muslim, Prof. Ir. Asep Kurnia Permadi, Ph.D, Ipu, Mohammad Yasin Abdulfatah, Mt, Ivan Efriza, M.Eng, Dimas Hadi Prabowo, Mt, Fiki Hidayat, M.Eng, Novia Rita, M. (2021). *No A Comprehensive Study Of Co2 Enhanced Oil Recovery In The Langgak Field*. Uir Press.
- Erliza Hambali, Ani Suryani, M. R. (2013). *Proses Pengembangan Teknologi Surfaktan Mes Dari Metil Ester Minyak Sawit Untuk Aplikasi Eor/Ior : Dari Skala LabKeSkalaPilot*.*Konferensi Nasional “Inovasi dan technopreneurship,”* <http://Biofarmaka.Ipb.Ac.Id/Biofarmaka/2013/Knit2013-Fullpaperofsigitarrohman.Pdf>
- Fitria Riany Eris, Erliza Hambali, Ani Suryani, P. P. (2016). *Kinerja Media Pembawa Untuk Surfaktan Mes Dari Minyak Sawit Untuk Penerapannya Pada Oil Well Bore Cleaning*. *Jurnal Teknologi Industri Pertanian*, 26(3), 266–275.
- Hadi Purnomo, T. M. (2009). *Pengaruh Surfaktan (Dbs Dan Fael) Dan Kosurfaktan Iso-Alkil Alkohol Terhadap Pembentukan Kelakuan Fase Dari Campuran Minyak - Surfaktan - Kosurfaktan - Air Injeksi*. 43(1), 24–28.

- Harimurti Wicaksono, Sutijan, A. T. Y. (2015). Karakterisasi Larutan Polimer KYPAM HPA Untuk Bahan Injeksi Dalam Enhanced Oil Recovery (EOR). *Journal homepage* <http://Journal.Ugm.Ac.Id/Jrekpros> Karakterisasi, 9(1), 9–15.
<https://doi.org/10.22146/jrekpros.24524>
- Hestuti Eni, Komar Sutriah, S. M. (2017). Surfaktan Berbasis Minyak Sawit Untuk Aplikasi Eor Pada Lapangan Minyak Intermediet. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 51(1), 2–7.
- Hocine, S., Cuenca, A., Magnan, A., Tay, A., & Moreau, P. (2016). *An Extensive Study Of The Thermal Stability Of Anionic Chemical EOR Surfactants – Part I Stability In Aqueous Solutions*. 1–22. <https://doi.org/10.2523/Iptc-18974-MS>
- James J. Seng. (2015). *Status Of Surfactant EOR Technology*. *Journal Homepage: Wwww.Keaipublishing.Com/En/Journals/Petlm Review*, 1(2), 97–105.
<https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>
- Juita, R., Arnelli, A., & Yusniati, Y. (2016). Telaah Surfaktan Untuk Proses Enhanced Oil Recovery (EOR) Dan Profil Adsorpsi Surfaktan A-Olefin Sulfonates (AOS). *Jurnal Kimia Sains Dan Aplikasi*, 19(1), 27.
<https://doi.org/10.14710/jksa.19.1.27-31>
- Kusumo, B. (2020). *PT SPR LANGGAK Kinerja March 2020*.
- M Dhafa, R Setiati, M T Malinda, A. A. (2021). *Compatibility Test For Screening Surfactant Flooding*. *IOP Conference Series: Earth And Environmental Science*, 819(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/819/1/012022>
- Muhammad Habibi. (2018). *Geologist Dari Pt Spr Langgak Menjadi Pembicara Di Kuliah Umum Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau*. <https://langgak.sprcorp.com>.
- Muhammad Ridwan Ansyori. (2018). *Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak*. 8(2), 16–22.
- Muslim Abdurrahman. (2017). *Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR) Activities In Indonesia: How It's Future*. *AIP Conference Proceedings*, 1840.

- Musllim Abdurrahman. (2016). Peluang Dan Tantangan Penerapan Nanoteknologi Melalui Metoda Enhanced Oil Recovery (Eor) Dilapangan Minyak Di Indonesia. *Seminar Nasional Kebumihan Xi, November*, 3–4.
- Nopianto, E., Hambali, E., & Suarsana, P. (n.d.). *An Experimental Study Of Surfactant Mes (Methyl Ester Sulfonates) From Palm Stearin*.
- Novia Rita. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer Pada Reservoir Berlapis Lapangan Nr Menggunakan Simulasi Reservoir. *Journal Of EarthEnergyEngineering*, 1(1), 22–36 <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.926>
- Oktavian. (2011). (*Apg*) Untuk Aplikasi Enhanced Water Flooding Skripsi Rizky Oktavian Fakultas Teknologi Pertanian 2011 *Experimental Study of Apg (Alkyl Polyglycoside) Surfactant for Enhanced Waterflooding*.
- Prasojo, T. Y., & Kasmungin, S. (2017). Pengaruh Konsentrasi Surfaktan dan Permeabilitas pada Batuan Sandstone terhadap Perolehan Minyak dalam Proses Imbibisi (Laboratorium Study). *Journal of Mechanical Engineering and Mechatronics*, 2(1), 17–22.
- Prayang Sunny, Yulia, Sugiatmo Kasmungin, M. T. F. (2020). Analisis Salinitas Dan Konsentrasi Surfaktan Aos Dan Tween 20 Terhadap Recovery Factor Pada Proses Imbibisi Dan Core- Flooding. *Ix*(4), 205–208.
- Ratna Widyaningsih. (2017). Pengaruh Konsentrasi Surfaktan Anionik Terhadap Salinitas Optimum Dalam Mikroemulsi Spontan Dengan Sample Minyak Lapangan M. *Jurnal Mineral, Energi Dan Lingkungan*, 1(1), 60. <https://doi.org/10.31315/jmel.v1i1.1774>
- Reningtyas, R., & Mahreni. (2015). Biosurfaktan. *Eksergi*, Xii(2), 12–22.
- Ricky, Sugiatmokasmungin, M. T. F. (2018). *Studi Laboratorium pengaruh Konsentrasi Surfaktan Polimer Terhadap recovery Factor Dengan Berbagai Salinitas*. 231–237.
- Rika Rahmani, T. M. (2018). Kinerja Injeksi Surfaktan Sulfonat Alkil Ester (Sae) Pada Salinitas Optimum Menggunakan Batuan Berea. *Jurnal Inovtek PolbenginovtekPolbeng*, 8(2), 205. <https://doi.org/10.35314/Ip.V8i2.750>
- Riswati, S. S., Bae, W., Park, C., Permadi, A. K., Efriza, I., & Min, B. (2019). Journal

of Petroleum Science and Engineering Experimental analysis to design optimum phase type and salinity gradient of Alkaline Surfactant Polymer flooding at low saline reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173(September 2018), 1005–1019. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.087>

- Sahputra, M. A., Kasmungin, S., & Fathaddin, T. (2017). *Wettability Studies Of Sandstone After The Injection Process Of Surfactant By Observing Salinity Effect, Surfactant Concentration And Temperature. Seminar Nasional Cendekiawan Ke-3*, 159–169.
- Sessler, J. L., & Seidel, D. (2003). Synthetic Expanded Porphyrin Chemistry Angewandte. 5134–5175. <https://doi.org/10.1002/anie.200200561>
- Setiati R, S. Siregar, T. Marhaendrajana And D. Wahyuningrum, “*Surfactant Flooding For EOR Using Sodium Lignosulfonate Synthesized From Bagasse, Intechopen (2019)*.”
- Sheng, J. J. (2011). *Surfactant Flooding. In Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-745-0.00007-3>
- Syed, A. H., Idris, A. K., Mohshim, D. F., Yekeen, N., & Buriro, M. A. (2019). Influence of lauryl betaine on aqueous solution stability, foamability and foam stability. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 2659–2665. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0652-7>
- Uir, L., & Langgak, S. P. R. (N.D.). Chapter Ii Field Overview Of Langgak Field.
- Widya Pratama Kesuma, S. K. (2015). Studi Laboratorium Pengaruh Konsentrasi Surfaktan Terhadap Peningkatan perolehan Minyak. *Journal Of Chemical Information And Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Yani Faozani Alli, E. M. T. (2016). *Effect Of Optimum Salinity On Microemulsion Formation To Attain Ultralow Interfacial Tension For Chemical Flooding application. Journal homepage: Http://Www.Journal.Lemigas.Esdm.Go.Id Effect*, 39(2), 63–69.
- Zhang, F., Ma, D., Wang, Q., Zhu, Y., & Luo, W. (2013). A Novel Hydroxylpropyl Sulfobetaine Surfactant for High Temperature and High Salinity Reservoirs. <https://doi.org/10.2523/17022-ms>