



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

LEMBAGA PENELITIAN DAN PENGABDIAN KEPADA MASYARAKAT

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No. 113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 72126 Fax. +62 761 674834 Email: lpmm@uir.ac.id Website: www.lpmm.uir.ac.id



KONTRAK PENELITIAN
BERSAMA UIR-UTM TAHUN 2020
NOMOR: 02/KONTRAK/LPPM-UIR-1-2020



Pada hari ini Kamis tanggal 01 bulan Januari 2020 tahun Dua Ribu Dua Puluh, kami yang bertandatangan dibawah ini :

1. Dr. Evizal Abdul Kadir, S.T., M.Eng : Ketua Lembaga Penelitian, Universitas Islam Riau, dalam hal ini bertindak untuk dan atas nama Universitas Islam Riau, yang berkedudukan di Jl. Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan, Pekanbaru, untuk selanjutnya disebut **PIHAK PERTAMA**.
2. Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T. : Dosen Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, dalam hal ini bertindak sebagai pengusul dan Ketua Pelaksana Penelitian Tahun 2020/2021 untuk selanjutnya disebut **PIHAK KEDUA**.

PIHAK PERTAMA dan **PIHAK KEDUA**, secara bersama-sama sepakat mengikatkan diri dalam suatu Kontrak Penelitian Kerjasama Tahun 2020 dengan ketentuan dan syarat-syarat sebagai berikut:

Pasal 1 Ruang Lingkup Kontrak

PIHAK PERTAMA memberi pekerjaan kepada **PIHAK KEDUA** dan **PIHAK KEDUA** menerima pekerjaan tersebut dari **PIHAK PERTAMA**, untuk melaksanakan dan menyelesaikan Penelitian bersama UIR-UTM Tahun Anggaran 2020/2021 dengan judul "**Chemical EOR - Alkaline Surfactant Polymer (ASP) Polymer + Nano Material/ Bio Resource Polymer Nano Fluid**".

Pasal 2 Dana Penelitian

- (1) Besarnya dana untuk melaksanakan penelitian dengan judul sebagaimana dimaksud pada Pasal 1 adalah sebesar **MYR 40.000,- (empat puluh ribu ringgit malaysia)** sudah termasuk pajak.

Pasal 3 Tata Cara Pembayaran Dana Penelitian

- (1) **PIHAK PERTAMA** akan membayarkan Dana Penelitian kepada **PIHAK KEDUA** secara bertahap dengan ketentuan sebagai berikut:
- Pembayaran Tahap Pertama sebesar 50% dari total dana penelitian yaitu $50\% \times \text{MYR } 40.000 = \text{MYR. } 20.000$ (dua puluh ribu ringgit malaysia) yang akan dibayarkan oleh **PIHAK PERTAMA** kepada **PIHAK KEDUA** setelah **PARA PIHAK** membuat dan melengkapi usulan pelaksanaan penelitian yang memuat judul penelitian, halaman pengesahan, ringkasan, pendekatan dan metode penelitian yang digunakan, data yang akan diperoleh, anggaran yang akan digunakan, dan tujuan penelitian berupa luaran yang akan dicapai (sesuai pedoman sistematika dan muatan proposal penelitian). Selanjutnya **PIHAK KEDUA** mengunggah usulan penelitian yang telah diseminarkan.
 - Pembayaran Tahap Kedua sebesar 50% dari total dana penelitian yaitu $50\% \times \text{MYR } 40.000 = \text{MYR. } 20.000$ (dua puluh ribu ringgit malaysia), dibayarkan oleh **PIHAK PERTAMA** kepada **PIHAK KEDUA** setelah **PIHAK KEDUA** melaporkan Laporan Akhir Pelaksanaan Penelitian dan menyerahkan hard copy sebanyak dua rangkap untuk arsip LPPM dan Pihak UTM.

- (2) Dana Penelitian sebagaimana dimaksud pada ayat (1) akan disalurkan oleh **PIHAK PERTAMA** kepada **PIHAK KEDUA** ke rekening sebagai berikut:
- | | |
|----------------|-------------------------------|
| Nama | : Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T. |
| Nomor Rekening | : |
| Nama Bank | : |
- (2) **PIHAK PERTAMA** tidak bertanggung jawab atas keterlambatan dan/atau tidak terbayarnya sejumlah dana sebagaimana dimaksud pada ayat (1) yang disebabkan karena kesalahan **PIHAK KEDUA** dalam menyampaikan data peneliti, dan persyaratan lainnya yang tidak sesuai dengan ketentuan.

Pasal 4 **Jangka Waktu**

Jangka waktu pelaksanaan penelitian sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1 sampai selesai 100%, adalah dihitung sejak **Tanggal 01 Januari 2020** dan berakhir pada **Tanggal 31 Desember 2021**.

Pasal 5 **Target Luaran**

- (1) **PIHAK KEDUA** berkewajiban untuk mencapai target luaran wajib penelitian berupa artikel dimuat di jurnal Internasional Bereputasi (Q1/Q2).
- (2) **PIHAK KEDUA** diharapkan dapat mencapai target luaran tambahan penelitian berupa jurnal seminar Internasional.
- (3) **PIHAK KEDUA** berkewajiban untuk melaporkan perkembangan pencapaian target luaran sebagaimana dimaksud pada ayat (1) kepada **PIHAK PERTAMA**.

Pasal 6 **Hak dan Kewajiban Para Pihak**

- (1) Hak dan Kewajiban **PIHAK PERTAMA**:
 - a. **PIHAK PERTAMA** berhak untuk mendapatkan dari **PIHAK KEDUA** luaran penelitian sebagaimana dimaksud dalam Pasal 7;
 - b. **PIHAK PERTAMA** berkewajiban untuk memberikan dana penelitian kepada **PIHAK KEDUA** dengan jumlah sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1) dan dengan tata cara pembayaran sebagaimana dimaksud dalam Pasal 3.
- (2) Hak dan Kewajiban **PIHAK KEDUA**:
 - a. **PIHAK KEDUA** berhak menerima dana penelitian dari **PIHAK PERTAMA** dengan jumlah sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1);
 - b. **PIHAK KEDUA** berkewajiban menyerahkan kepada **PIHAK PERTAMA** luaran Penelitian dengan judul "**Chemical EOR - Alkaline Surfactant Polymer (ASP) Polymer + Nano Material/ Bio Resource Polymer Nano Fluid**". **PIHAK KEDUA** berkewajiban untuk bertanggungjawab dalam penggunaan dana penelitian yang diterimanya sesuai dengan proposal kegiatan yang telah disetujui;

Pasal 7 **Laporan Pelaksanaan Penelitian**

- (1) **PIHAK KEDUA** berkewajiban untuk menyampaikan kepada **PIHAK PERTAMA** berupa laporan akhir mengenai luaran penelitian dan rekapitulasi penggunaan anggaran sesuai dengan jumlah dana yang diberikan oleh **PIHAK PERTAMA** yang tersusun secara sistematis sesuai pedoman yang ditentukan oleh **PIHAK PERTAMA**.
- (2) **PIHAK KEDUA** berkewajiban melaporkan Laporan hasil penelitian yang telah dilaksanakan untuk di presentasikan paling lambat **10 Desember 2021**.

- (3) **PIHAK KEDUA** berkewajiban menyerahkan *Hardcopy* Laporan akhir capaian hasil, /Poster/ artikel ilmiah **PIHAK PERTAMA**, paling lambat **31 Desember 2021**.
- (4) Laporan hasil Penelitian sebagaimana tersebut pada ayat (4) harus memenuhi ketentuan sebagai berikut:
 - a. Bentuk/ukuran kertas A4;
 - b. Di bawah bagian cover ditulis:

Dibiayai oleh:
Dana Penelitian Bersama UIR - UTM
Sesuai dengan Kontrak Penelitian Kerjasama
Nomor: 02/KONTRAK/LPPM-UIR/1-2021

Pasal 8 Monitoring dan Evaluasi

PIHAK PERTAMA dalam rangka pengawasan akan melakukan Monitoring dan Evaluasi terhadap kemajuan pelaksanaan Penelitian Tahun Anggaran 2020/2021 ini dilaksanakan pada bulan 31 Juli tahun 2021.

Pasal 9 Sanksi

- (1) Apabila sampai dengan batas waktu yang telah ditetapkan untuk melaksanakan Penelitian ini telah berakhir, namun **PIHAK KEDUA** belum menyelesaikan tugasnya, terlambat mengirim laporan akhir, maka **PIHAK KEDUA** dikenakan sanksi administratif berupa penghentian pembayaran dan tidak dapat mengajukan proposal penelitian dalam kurun waktu satu tahun berturut-turut.
- (2) Apabila **PIHAK KEDUA** tidak dapat mencapai target luaran sebagaimana dimaksud dalam Pasal 5, maka kekurangan capaian target luaran tersebut akan dicatat sebagai hutang **PIHAK KEDUA** kepada **PIHAK PERTAMA** yang apabila tidak dapat dilunasi oleh **PIHAK KEDUA**, akan berdampak pada kesempatan **PIHAK KEDUA** untuk mendapatkan pendanaan penelitian atau hibah lainnya yang dikelola oleh **PIHAK PERTAMA**.

Pasal 10 Pembatalan Perjanjian

- (1) Apabila dikemudian hari terhadap judul Penelitian sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1 ditemukan adanya duplikasi dengan Penelitian lain dan/atau ditemukan adanya ketidakjujuran, itikad tidak baik, dan/atau perbuatan yang tidak sesuai dengan kaidah ilmiah dari atau dilakukan oleh **PIHAK KEDUA**, maka perjanjian Penelitian ini dinyatakan batal dan **PIHAK KEDUA** wajib mengembalikan dana penelitian yang telah diterima kepada **PIHAK PERTAMA** yang selanjutnya akan dikembalikan ke panitia pemilihan bersama UIR-UTM.
- (2) Bukti setor sebagaimana dimaksud pada ayat (1) disimpan oleh **PIHAK PERTAMA**.

Pasal 11 Penyelesaian Sengketa

Apabila terjadi perselisihan antara **PIHAK PERTAMA** dan **PIHAK KEDUA** dalam pelaksanaan perjanjian ini akan dilakukan penyelesaian secara musyawarah dan mufakat, dan apabila tidak tercapai penyelesaian secara musyawarah dan mufakat maka penyelesaian dilakukan melalui proses hukum.

M.A.K.

Pasal 12

Lain-lain

- (1) **PIHAK KEDUA** menjamin bahwa penelitian dengan judul tersebut di atas belum pernah dibiayai dan/atau diikutsertakan pada Pendanaan Penelitian lainnya, baik yang diselenggarakan oleh instansi, lembaga, perusahaan atau yayasan, baik di dalam maupun di luar negeri.
- (2) Segala sesuatu yang belum cukup diatur dalam Perjanjian ini dan dipandang perlu diatur lebih lanjut dan dilakukan perubahan oleh **PARA PIHAK**, maka perubahan-perubahannya akan diatur dalam perjanjian tambahan atau perubahan yang merupakan satu kesatuan dan bagian yang tidak terpisahkan dari Perjanjian ini.

Demikianlah surat perjanjian ini dibuat pada hari ini, tanggal, bulan dan tahun seperti tersebut diatas dan dibuat dalam rangkap 2 (dua) rangkap sebagai kekuatan dan untuk dipergunakan sebagaimana semestinya.



PIHAK KEDUA

Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T.
NIDN: 1016047901

LAPORAN HASIL PENGUJIAN

Screening Chemical (Surfaktan dan Polimer)
Enhanced Oil Recovery di SPR Langgak



**Pusat Studi Pengembangan dan Peningkatan
Produksi Minyak Bumi
(PSP3MB)
Pekanbaru
2022**

DAFTAR ISI

PRAKATA

KATA PENGANTAR

DAFTAR ISI

DAFTAR TABEL

DAFTAR GAMBAR

DAFTAR LAMPIRAN

RANGKUMAN

BAB I PENDAHULUAN

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1.Enhanced Oil Recovery

2.2.Chemical EOR

2.1.1 Surfaktan

2.2.1 Polimer

2.3.Screening Chemical EOR

2.1.1 Compatibility Test

2.2.1 Phase Behaviour Test

2.3.1 Filtration Test

2.4.1 Imbibition Test

2.5.1 Wettability

2.6.1 Viscosity vs Concentration

2.7.1 Viscosity vs Shear Rate

2.8.1 Screen Factor

2.9.1 Thermal Stability

2.10.1 Adsorption Test

BAB III OVERVIEW LAPANGAN LANGGAK

2.4.Lokasi Lapangan

2.5.Sejarah Lapangan

2.6.Gambaran Reservoir

BAB IV METODE PENELITIAN

4.1.Alat dan Bahan

4.2.Prosedur Kerja Screening Surfaktan

4.2.1 Compatibility Test

4.3.1 Phase Behaviour Test

4.4.1 Filtration Test

4.5.1 Imbibition Test

4.6.1 Wettability (Contact Angle Test)

4.7.1 Thermal Stability

4.8.1 Adsorption Test

4.3.Prosedur Kerja Screening Polimer

4.2.1 Compatibility Test

4.3.1 Viskositas vs Concentration

4.4.1 Viskositas vs Shear Rate

4.5.1 Screen Factor

- 4.6.1 Thermal Stability
- 4.7.1 Adsorption Test

BAB V HASIL UJI

6.1. Hasil Uji Surfaktan

- 5.2.1 Compatibility Test
- 5.3.1 Phase Behaviour
- 5.4.1 Filtration Test
- 5.5.1 Imbibition Test
- 5.6.1 Wettability (Contact Angle Test)
- 5.7.1 Thermal Stability

6.2. Hasil Uji Polimer

- 5.2.1 Compatibility Test
- 5.3.1 Viscosity vs Concentration
- 5.4.1 Viscosity vs Shear Rate
- 5.5.1 Screen Factor
- 5.6.1 Thermal Stability

BAB VI PENUTUP

6.3. Kesimpulan

6.4. Saran

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

Rangkuman

Identitas Surfaktan	Screening Chemical						Kesimpulan
	Compatibility Test	Phase Behaviour	Filtration Test	Imbibition Test	Contact Angle Test	Thermal Stability Test	
S1							
S2							
S3							
S4							
S5							
S6							
S7							
S8							
S9							
S10							
S11							
S12							

Identitas Polimer	Screening Chemical						Kesimpulan
	Compatibility Test	Viskositas vs Konsentrasi	Viskositas vs Shear Rate	Filtration Test	Screen Factor	Thermal Stability	
Pol.1							
Pol.2							
Pol.3							
Pol.4							

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan salah satu negara yang memproduksi minyak bumi yang cukup besar sekitar 1,5 juta barel per hari, tetapi saat ini mengalami penurunan produksi yang sangat signifikan sebesar 3 – 5 % atau hanya dapat memproduksi sekitar 772,3 ribu barel per harinya (Darmapala, 2019). Faktor utama yang menyebabkan produksi minyak bumi menurun adalah sumur – sumur minyak di Indonesia sudah memasuki tahap *mature field* atau *brown field* yang ditandai oleh *water cut* yang tinggi (lebih dari 90%) dan *reservoir influx* yang kecil atau adanya penurunan tekanan *reservoir* secara signifikan sehingga jumlah produksi minyak terus menurun (Ariadji et al., 2019).

Lapangan Langgak dioperasikan sejak tahun 1979. Produksi lapangan Langgak selalu berada di atas 450 BOPD hingga 800 BOPD di tahun 2012. Dari data tersebut lapangan Langgak berhasil meningkatkan produksi lapangan minyak tua. Usaha – usaha yang dilakukan oleh lapangan Langgak diantaranya melakukan pemboran sumur pengembangan, *workover*, *well stimulation* dengan menginjeksi parasol, kompleksi sumur (*well service*), dan *steam Huff & Puff*. Dengan melakukan evaluasi formasi dari data – data lama, dapat disimpulkan bahwa *reservoir* lapangan Langgak terpisah antara bagian atas, tengah dan bawah yang masing – masing memiliki karakter *reservoir* yang berbeda. Sehingga dilakukan produksi bersama (*comingle*) dari setiap perforasi, sehingga lapisan yang memiliki *permeability* rendah (*low permeability*) belum terproduksi, yang menyebabkan lapisan ini menjadi potensi untuk diproduksi. Konsep ini disebut dengan “*BY PASS OIL*” yaitu konsep yang menggambarkan bahwa ada lapisan *reservoir* yang minyaknya belum terproduksi karena perbedaan kualitas *reservoir* (Habibi, 2018).

Berdasarkan data produksi minyak tahun 2020 di lapangan Langgak terus mengalami penurunan, dari bulan Januari hingga Desember. Oleh karena itu, perlu adanya upaya peningkatan produksi minyak untuk segera dilakukan. Rendahnya kemampuan produksi minyak bumi di Indonesia disebabkan karena lapangan – lapangan minyak di Indonesia pada umumnya sudah merupakan lapangan tua (Solikha & Haryanti, 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 *tertiary*

recovery. Salah satu upaya yang dapat dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak bumi adalah dengan melalui *Enhanced Oil Recovery* (Wicaksono & Yuliansyah, 2015).

Metoda *Enhanced Oil Recovery (EOR)* memberikan solusi pengurasan terhadap minyak yang masih ada di dalam reservoir yang tidak dapat diambil dengan produksi primer (Putra & Kiono, 2021). *EOR* dilakukan setelah proses *primary recovery* dan *secondary recovery* yang dilakukan untuk meningkatkan *sweep efficiency* pada reservoir (Rita, 2012). Namun untuk menerapkan metoda *EOR* diperlukan pemilihan yang tepat (*screening*) sehingga hasil yang didapatkan optimum sesuai dengan biaya yang dikeluarkan. Injeksi kimia (*Chemical Injection*) adalah satu jenis metoda *EOR* dengan cara menambahkan zat – zat kimia ke dalam air injeksi untuk menaikkan perolehan minyak sehingga akan menaikkan efisiensi penyapuan dan atau menurunkan saturasi minyak sisa yang tertinggal di reservoir (Ansyori, 2018). *Chemical Injection* dilakukan untuk membentuk mikroemulsi dengan memaksimalkan *efficiency* sehingga *irreducible oil* dapat diproduksi. Injeksi kimia ini sangat berpotensi pada reservoir atau sumur – sumur yang sudah pernah melakukan *waterflooding* namun masih banyak sisa minyak yang belum terangkat.

Salah satu bahan kimia yang digunakan *Chemical EOR* adalah surfaktan. Surfaktan dapat menurunkan IFT dan membantu minyak yang tidak dapat dibawa oleh air. Dengan turunnya IFT maka tekanan kapiler pada penyempitan 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., 1997). Selain itu, penggunaan polimer juga diaplikasikan untuk meningkatkan *sweep efficiency*.

Dengan demikian, metoda *Chemical EOR* dengan menggunakan surfaktan dan polimer dapat menjadi salah satu upaya untuk meningkatkan produksi minyak bumi pada lapangan Langgak, sehingga dapat mempertahankan dan menambah produksi minyak bumi dan dapat memberikan sumbangsih dalam target pencapaian pemerintah untuk memproduksi minyak 1 juta barel BOPD di tahun 2030.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

3.1 Enhanced Oil Recovery (EOR)

Enhanced Oil Recovery merupakan proses yang melibatkan injeksi satu atau beberapa fluida ke dalam *reservoir* untuk meningkatkan dorongan alami (*natural drive*) dimana injeksi fluida akan berinteraksi dengan minyak, brine dan batuan yang membuat suatu kondisi untuk memaksimalkan *recovery factor*. Adapun kondisi yang dihasilkan yaitu menurunkan *interfacial tension*, merubah wettabilitas batuan, meningkatkan volume minyak, serta menurunkan viskositas minyak (Maurich, 2019).

Enhanced Oil Recovery adalah perolehan minyak dengan injeksi gas, bahan kimia dan/ atau energi panas ke dalam *reservoir*. EOR dapat didefinisikan sebagai proses untuk mengurangi saturasi minyak di bawah saturasi minyak sisa (Sor). Perolehan minyak dipertahankan karena kekuatan kapiler (setelah *waterflooding* di *reservoir* minyak ringan) yang tidak dapat mengalir atau sedikit mengalir karena viskositas tinggi (minyak berat) yang hanya dapat dicapai dengan menurunkan saturasi minyak di bawah Sor (Solikha & Haryanti, 2021). Tujuan dari injeksi *EOR* adalah untuk merubah sifat – sifat fisik fluida dan batuan *reservoir* sehingga dapat meningkatkan produksi minyak (Widya Pratama Kesuma, 2015). Metoda *EOR* merupakan teknologi yang memerlukan biaya dan resiko yang tinggi. Oleh karena itu, diperlukan kajian awal secara teknis dengan melakukan *screening* terhadap karakteristik *reservoir* untuk menentukan pemilihan metoda *EOR* yang tepat, yaitu dengan istilah *Screening Criteria*. Setelah menentukan pemilihan metoda *EOR*, kemudian dilakukan kajian laboratorium (Cynthia Veronika, Sugiatmo Kasmungin, 2017).

Biasanya, hanya 5 – 30% dari *Original Oil in Place (OOIP)* bisa diproduksi melalui tekanan energi dari alam (*native pressure energy*) yang tersimpan di dalam *reservoir*. Fasa produksi ini dinamakan periode primer (*primary recovery*). Metoda *water – flooding* ditemukan pada tahun 1870. Metoda ini meningkatkan produksi minyak dengan total *recovery* 40 – 60% dari *OOIP*, yang dinamakan periode produksi sekunder (*secondary recovery*). Selama periode *water – flooding*, minyak diproduksi pada kondisi *steady state* dengan meningkatnya rasio air – minyak (*water – oil ratio*) pada sumur produksi. Ketika rasio air – minyak (*water – oil ratio*) sudah cukup

tinggi, minyak tidak dapat diproduksi dengan biaya yang efektif lagi dan lapangan telah mencapai batas keekonomisan (*economical limit*) (Naser et al., 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% (Abdurrahman, 2016).

Salah satu metoda *EOR* adalah *Chemical EOR*, yaitu penginjeksian bahan kimia seperti surfaktan, polimer dan alkalin. Injeksi kimia mempunyai prospek ke depan yang sangat bagus, diharapkan pada *reservoir* yang telah sukses dilakukan injeksi kimia air, namun kandungan minyak di dalamnya masih bernilai ekonomis untuk diproduksi (Rita, 2012).

3.2 Chemical EOR

Injeksi kimia merupakan metoda *EOR* yang dilakukan dengan cara mencampurkan zat kimia dengan air injeksi dan bertujuan untuk menaikkan perolehan minyak. Injeksi kimia merupakan metoda *EOR* yang dilakukan dengan cara mencampurkan zat kimia dengan air injeksi dan bertujuan untuk menaikkan perolehan minyak. Injeksi kimia ini sangat berpotensi pada *reservoir* atau sumur – sumur yang sudah pernah melakukan *water flooding* namun masih banyak sisa minyak yang belum terangkat (Ansyori, 2018).

Injeksi kimia adalah salah satu metoda *Enhanced Oil Recovery (EOR)* yang sudah lama ditemukan dan diaplikasikan di China. Metoda injeksi kimia ini belum banyak digunakan di Indonesia karena biaya dan teknologi belum memadai saat ini. Seiring berkembangnya teknologi di Indonesia, penelitian mengenai surfaktan (injeksi kimia) ini mulai dapat digunakan sebagai salah satu metoda yang sesuai untuk lapangan minyak di Indonesia (Widyaningsih, 2017).

Injeksi kimia terdiri dari injeksi polimer, injeksi surfaktan dan injeksi alkali. Injeksi polimer bertujuan untuk menaikkan mobilitas *water flooding*, rantai polimer yang panjang dapat menurunkan nilai mobilitas air dengan resistensi dan meningkatkan efisiensi sapuan. Injeksi surfaktan bertujuan untuk mengurangi tegangan antar muka (*IFT*) antara minyak dan air untuk menggantikan sisa – sisa minyak yang tidak ikut terproduksi saat *water flooding*. Surfaktan ini dapat menurunkan nilai *IFT* dan juga emulsi yang terbentuk dapat meningkatkan nilai rasio mobilitas. Injeksi alkali dalam hal ini alkali yang digunakan biasanya Natrium Hidroksida (NaOH) akan diinjeksikan sebagai larutan dan akan bereaksi dengan senyawa asam pada *crude oil* untuk membentuk surfaktan *in – situ* (Pilla, 2018).

Metoda injeksi kimia mampu menaikkan sedikitnya 2,48 – 4,90 miliar barrel minyak sebagai tambahan perolehan minyak. Jumlah ini sangat besar dan dapat diproduksi selama bertahun – tahun (Abdurrahman, 2017). Namun, dengan variasi kondisi *reservoir* seperti suhu yang tinggi, tekanan tinggi dan salinitas tinggi serta sifat minyak mentah, bahan kimia yang akan digunakan dalam *Chemical EOR*, seperti polimer dan surfaktan tidak berfungsi dengan baik. Kondisi ini memiliki efek merugikan pada kinerja bahan kimia *EOR*, seperti terjadinya degradasi dan pengendapan (Agi et al., 2020).

3.2.1 Surfaktan

Surfaktan atau biasa dikenal *Surface Active Agent* adalah molekul – molekul yang mengandung gugus hidrofilik dan hidrofobik pada molekul yang sama dapat menurunkan tegangan permukaan antara dua fasa yang berbeda (minyak dan air) sehingga dapat diaplikasikan dalam proses *EOR* (Juita et al., 2016). Surfaktan merupakan *surface active agents* atau senyawa amfifilik, yang cenderung terakumulasi pada antar muka yang tidak saling bercampur/ *immiscible* (air/minyak) yang menyebabkan penurunan nilai IFT (Al Kalbani et al., 2020). Surfaktan dikenal sebagai *wetting agent*, yaitu zat aktif yang ketika diberikan pada konsentrasi yang rendah dalam suatu sistem, memiliki sifat menyerap ke permukaan atau antar permukaan dari sistem dan mengubah sistem ke derajat permukaan tertentu atau energi bebas pada antar muka (*interfacial free energies*) dari permukaan tersebut (Maurich, 2019). Molekul surfaktan terdiri dari gugus hidrofobik (ekor) dan gugus hidrofilik (kepala). Sifat hidrofilik dan hidrofobik dalam satu molekul menyebabkan surfaktan dapat berikatan dengan komponen baik bersifat hidrofobik maupun hidrofilik. Interaksi antara gugus hidrofobik dan gugus hidrofilik dengan fluida, menyebabkan surfaktan dapat menurunkan tegangan permukaan antar fasa (Reningtyas & Mahreni, 2015). Surfaktan diklasifikasikan berdasarkan muatan di bagian kepala (*polar*), yaitu anionik, kationik, non ionik dan zwitterionic (Al Kalbani et al., 2020)

Surfaktan dalam proses *EOR* berfungsi untuk menurunkan tegangan antar muka antara fluida minyak dan air formasi yang terdapat di dalam *reservoir*. Proses ini terjadi karena adanya penyerapan molekul surfaktan pada antar muka cairan. Hal ini terjadi karena surfaktan adalah zat yang bersifat aktif permukaan, apabila dilarutkan dalam air dan kontak dengan minyak cenderung akan terkonsentrasi pada antar muka minyak – air. Surfaktan yang berfungsi untuk menurunkan *interfacial tension (IFT)* akan menyebabkan terpecahnya kekuatan tegangan antar muka minyak – air sehingga terbentuk emulsi yaitu surfaktan tersebut dapat larut dalam minyak dan air. Akibat

terbentuknya emulsi maka minyak menjadi lebih mudah bergerak dan dapat keluar dari pori – pori batuan (Setiati et al., 2018). Lebih lanjut (Hambali et al., 2013), surfaktan memegang peranan penting dalam peningkatan kapasitas produksi minyak pada sumur yang sudah *highly depleted* dengan cara menurunkan tegangan antar muka (IFT), mengubah kebasahan (*wettability*), menurunkan viskositas, mengecilkan *droplet* minyak di dalam air, menstabilkan dispersi butiran minyak dan membersihkan sumur minyak, sehingga memudahkan proses pengaliran minyak dari *reservoir* ke lubang sumur produksi. Agar dapat menguras minyak yang masih tersisa secara optimal pada sumur minyak yang sudah *highly depleted* tersebut diperlukan jenis surfaktan yang sesuai dengan kondisi *reservoir*. Kriteria utama penentu kualitas surfaktan untuk aplikasi di sumur minyak tua 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.

Keberhasilan injeksi surfaktan guna meningkatkan perolehan minyak yang optimum bergantung pada banyak hal, diantaranya jumlah minyak yang tersisa, jenis batuan, salinitas, jenis surfaktan, konsentrasi surfaktan dan parameter – parameter lainnya (Yulia et al., 2017). Surfaktan anionik banyak digunakan pada *reservoir sandstone* karena potensi adsorpsinya yang rendah, karena permukaan *reservoir sandstone* juga bermuatan negatif (Al Kalbani et al., 2020). Lebih lanjut (Ariska et al., 2018), surfaktan anionik merupakan kelompok surfaktan yang penggunaannya dalam jumlah terbesar. Karakteristiknya yang hidrofilik disebabkan karena adanya gugus ionik yang cukup besar, yang biasanya berupa kelompok sulfat atau sulfonat. Beberapa contoh surfaktan anionik yaitu *Linear Alkilbenzene Sulfonate (LAS)*, *Alkohol Sulfate (AS)*, *Alkohol Eter Sulfate (AES)*, *Alfa Olefin Sulfonate (AOS)*, *Parafin (Secondary Alkane Sulfonate, SAS)* dan *Metil Ester Sulfonate (MES)*. (Darmapala, 2019), sementara Non ionik surfaktan digunakan sebagai surfaktan pendamping untuk memperbaiki sistem fasa. (Solikha & Haryanti, 2021), surfaktan non ionik terutama berfungsi sebagai ko surfaktan untuk meningkatkan fase sistem *phase behaviour*. Meskipun lebih toleran terhadap salinitas tinggi, fungsinya untuk menurunkan IFT tidak sebagus surfaktan anionik. Seringkali, campuran surfaktan anionik dan non ionik digunakan untuk meningkatkan toleransi terhadap salinitas.

3.2.2 Polimer

Polimer merupakan kumpulan molekul yang sangat besar, atau makromolekul, yang diperoleh dari gabungan banyak molekul yang lebih kecil. Unit yang lebih kecil ini dinamakan monomer sebelum diubah menjadi polimer. Ada dua jenis polimer, yaitu polimer alam (*natural polymer*) dan polimer sintetik (*synthetic polymer*) (Saldivar & Vivaldo, 2013). Polimer yang dilarutkan ke dalam air secara signifikan dapat meningkatkan viskositas fasa air, menurunkan rasio mobilitas air/minyak, dan oleh karena itu meningkatkan *sweep efficiency* dan *recovery* (Liu et al., 2018).

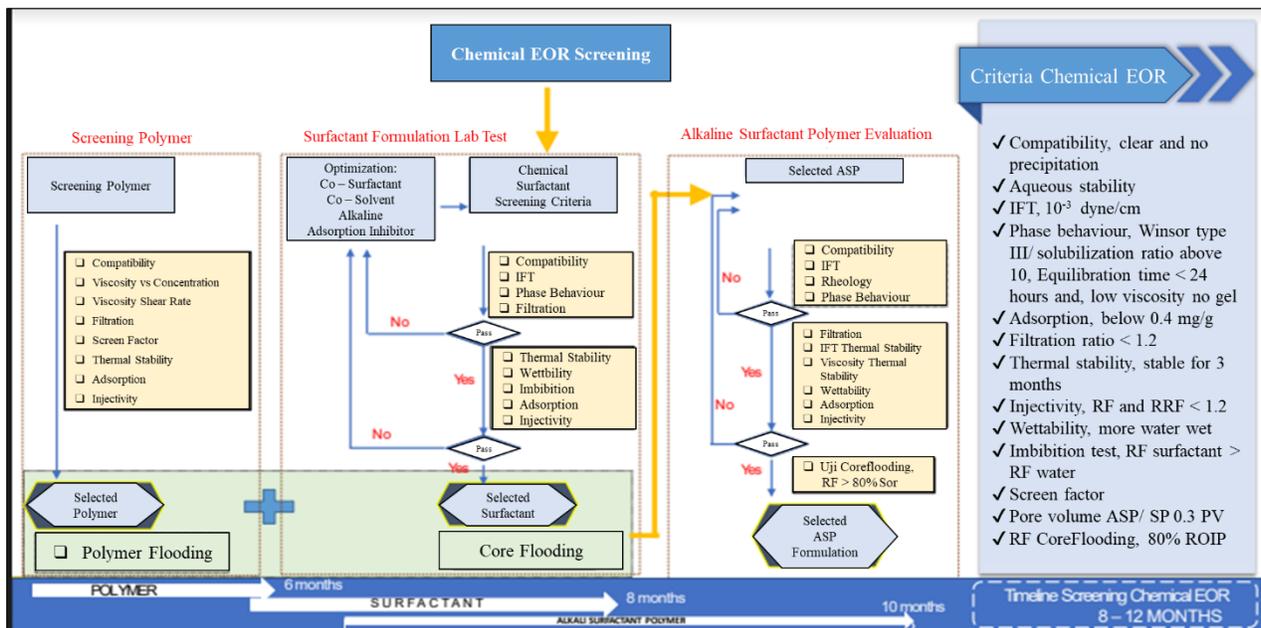
Adanya perbedaan viskositas yang tinggi antara minyak dan air, injeksi air tidak mampu untuk mendorong minyak dengan efisien, menghasilkan *bypassed oil* pada *skema conventional water flooding*. Dengan menambahkan bahan kimia seperti polimer, injeksi air menghasilkan viskositas yang mendekati viskositas minyak, yang meningkatkan perpindahan dan penyapuan secara keseluruhan (Mohanram et al., 2016). Injeksi dilakukan dalam rangka untuk memperbaiki efektivitas penyapuan di dalam *reservoir* dan menyediakan sarana untuk mengontrol mobilitas air terhadap minyak dengan cara menaikkan viskositas air injeksi. Injeksi larutan dengan viskositas yang besar dapat dilakukan dengan bahan kimia tunggal atau dikombinasikan dengan bahan kimia lain yang dapat menaikkan *recovery* minyak di dalam *reservoir*. Polimer digunakan sebagai pengental yang membuat viskositas larutan injeksi besar, polimer di dalam larutan membentuk jaringan antara polimer. Polimer digunakan sebagai pengental yang membuat viskositas larutan injeksi besar. Injeksi polimer bertujuan untuk memperbaiki sifat fluida pendesak, yaitu viskositasnya sehingga diharapkan dapat meningkatkan perolehan minyak yang lebih besar serta mengurangi mobilitas rasio antara air dengan minyak sehingga dapat meningkatkan efisiensi penyapuan di dalam *reservoir* (Wicaksono & Yuliansyah, 2015).

Diantara banyak polimer yang diusulkan untuk aplikasi EOR, HPAM merupakan jenis polimer yang paling banyak digunakan untuk *polymer flooding*. HPAM merupakan polimer yang bersifat viskoelastis, viskositasnya berubah – ubah terhadap *shear rate* dan sifat rheologi bergantung pada berat molekul, tingkat hidrolisis, konsentrasi, daya ion dari brine, suhu dan pH. Tingkat efisiensi *polymer flood* bergantung pada beberapa faktor yang harus dipertimbangkan sebelum dilakukan injeksi, diantaranya *viscosity ratio* antara minyak dan brine/ larutan polimer untuk meningkatkan *water channels (viscous fingering)* dan pengaruhnya terhadap *water BT*

(WBT) dan *recovery* minyak. Jumlah *finger* berkurang dengan meningkatnya viskositas polimer, dan menyebabkan area penyapuan (*sweep area*) juga meningkat (Juárez-Morejón et al., 2019).

3.3 Screening Chemical EOR

Teknologi EOR telah dikembangkan menggunakan bahan kimia diantaranya alkalin dan surfaktan serta beberapa kasus disempurnakan pendesaknya dengan menggunakan polimer. Beberapa kendala dalam injeksi kimia adalah membutuhkan formula khusus dan berbeda komposisi pada setiap lapangan, hal ini disebabkan karena kinerja bahan kimia yang diinjeksikan tidak akan memberikan hasil yang sama pada setiap lapangan. Hasil uji laboratorium sangat diperlukan dan menjadi salah satu kunci kesuksesan untuk keberhasilan dalam meningkatkan perolehan minyak pada saat penginjeksian diterapkan di lapangan. Hasil laboratorium dikhususkan untuk menilai penurunan tegangan permukaan yang secara langsung berhubungan dengan perolehan minyak, uji laboratorium juga dilakukan dengan mencoba beberapa komposisi surfaktan yang berbeda – beda sebagai perbandingan surfaktan yang paling sesuai dengan jenis batuan, jenis minyak dan air formasinya (Kristanto et al., 2017). Gambar 3.1 berikut merupakan *screening criteria* untuk pemilihan *chemical* yang cocok untuk injeksi *chemical EOR*.



Gambar 3.1 Diagram Alir Laboratorium *Screening Chemical EOR* (Sumber: LEMIGAS)

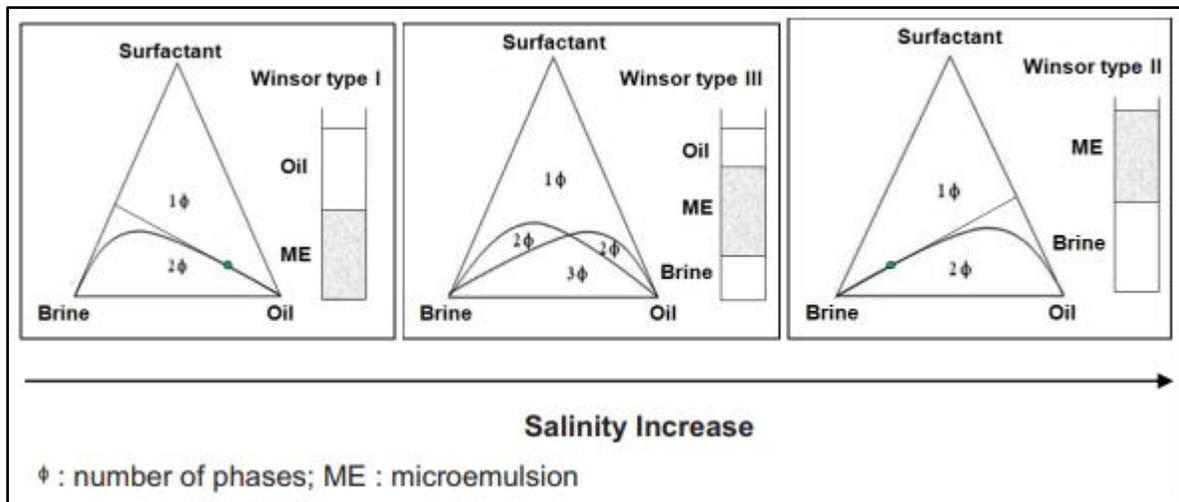
3.3.1 Compatibility Test

Untuk mengalirkan sisa minyak di *reservoir* tertentu, maka jenis surfaktan yang sesuai dengan kondisi air formasi dan *reservoir* menjadi hal yang sangat penting (Dhafa et al., 2021). Uji kompatibilitas bertujuan untuk mengetahui kecocokan antara larutan surfaktan dengan air formasi. Uji dilakukan dengan mencampurkan formula larutan surfaktan pada air formasi kemudian diamati perubahan yang terjadi pada larutan. Diharapkan terbentuk larutan yang homogen (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017). Uji stabilitas dilakukan untuk menghindari pengendapan maupun pemisahan fasa yang bisa terjadi jika formulasi surfaktan tersebut diinjeksikan ke dalam *reservoir* (Widyaningsih, 2017). Formulasi surfaktan dengan kelarutan yang baik (*good solubility*) diperlukan pada proses injeksi di salinitas brine tertentu (Hocine et al., 2016).

Compatibility test dilakukan melalui pengamatan visual. Berbagai konsentrasi surfaktan dilarutkan ke dalam air formasi atau air injeksi dan dibiarkan pada suhu *reservoir* dalam jangka waktu tertentu kemudian diamati tampilan sampel tersebut (Zaitoun et al., 2003). Larutan yang memenuhi uji *compatibility* adalah larut sempurna, jernih (*clear solution*), tidak keruh (*hazy solution*) dan tidak membentuk endapan. Larutan yang berada dalam satu fasa menunjukkan bahwa surfaktan tersebut larut sempurna, karena surfaktan tersebut sifat kepolarannya tinggi. Surfaktan yang bersifat lebih polar merupakan surfaktan yang memiliki hidrofilik lebih kuat daripada hidrofobiknya. Pada larutan yang keruh, maupun membentuk lebih dari satu fasa merupakan larutan yang lebih non polar dimana hidrofobik lebih kuat dari hidrofiliknya (Juita et al., 2016).

3.3.2 Phase Behaviour Test

Phase behaviour test merupakan salah satu sarana terpenting yang digunakan untuk menentukan formulasi mikroemulsi yang dapat menunjukkan *ultralow IFT* pada salinitas optimum. Uji *phase behaviour* dilakukan dengan melarutkan beberapa konsentrasi surfaktan pada range salinitas tertentu. Jumlah larutan surfaktan dan *crude oil* yang digunakan yaitu 1:1 menggunakan *glass tube*. Ketika sistem telah mencapai fasa kesetimbangan, volume setiap fasa dihitung dan fasa winsor dapat digambarkan (Alli & Tobing, 2018). Gambar 3.2 berikut merupakan fasa winsor pada pengujian *phase behaviour test*.



Gambar 3.2 Sistem Minyak – brine – surfaktan (Alli & Tobing, 2018)

Seperti yang ditampilkan pada Gambar 3.1, tiga jenis winsor berada pada kesetimbangan bergantung pada salinitas fasa larutan. Pada *winsor type I* atau di bawah salinitas optimum, sejumlah *crude oil* terlarut pada fasa larutan, dan mikroemulsi terbentuk pada fasa larutan yang dinamakan minyak dalam air (o/w). Sementara pada *winsor type II* atau di atas salinitas optimum, sejumlah air terlarut dalam fasa minyak, dan mikroemulsi terbentuk pada fasa minyak, dinamakan air dalam minyak (w/o). Tepat di salinitas optimum, *winsor type III* diperoleh, dan mikroemulsi dengan *ultralow IFT* dihasilkan yang memisahkan fasa larutan dan minyak. Pada kondisi ini, salinitas optimum didefinisikan sebagai titik dimana rasio kelarutan (*solubilization ratio*) minyak dan air bernilai sama tinggi (Alli & Tobing, 2018). Larutan yang membentuk mikroemulsi tipe III cenderung memiliki nilai IFT yang rendah. Penurunan nilai IFT dipengaruhi oleh struktur hidrokarbon minyak, yang terdiri dari rantai hidrokarbon yang panjang dan cabang struktur hidrokarbon (Usman, 2015)

Phase behaviour test bisa digunakan untuk menentukan salinitas optimum dimana fasa *middle phase microemulsion* yang terlarut jumlahnya sama antara minyak dan air (G. Zhang et al., 2015). Salinitas optimum menurun dengan menurunnya konsentrasi surfaktan. Karena adsorpsi dan retensi surfaktan, konsentrasi surfaktan akan menurun seiring dengan larutan surfaktan yang bergerak ke depan. Jika salinitas optimum menurun terhadap konsentrasi surfaktan, maka salinitas optimum juga menurun sebagaimana pergerakan larutan surfaktan maju ke depan (Rahmani, 2018).

Solubilization ratio yang dihitung dari *phase behaviour test* digunakan untuk mengestimasi nilai IFT dari mikroemulsi pada fasa minyak dan air. Faktor lain seperti *water oil ratio (WOR)*, surfaktan/ ko surfaktan, konsentrasi/ jenis *co solvent*, suhu dan tekanan juga dapat dievaluasi melalui tes yang sama. Selain itu, cepatnya penggabungan fasa atau *equilibrium time* yang mungkin menjadi sangat penting dalam pengaplikasiannya nanti, juga dapat diestimasi melalui pengujian *phase behaviour* (G. Zhang et al., 2015).

Phase behaviour pada sistem surfaktan/minyak/air tergantung pada berbagai parameter, yaitu sifat minyak, jenis surfaktan, suhu, salinitas air, dan adanya *co solvent* (Trushin et al., 2020). *Phase behaviour* pada sistem surfaktan/brine/minyak merupakan faktor kunci dalam menginterpretasikan kemampuan *oil recovery* melalui proses mikroemulsi. Dengan memvariasikan salinitas, diperoleh *low interfacial tension* dan *solubilization* yang tinggi (*high solubilization*) pada minyak dan air dalam fasa mikroemulsi yang terjadi pada range salinitas yang diperoleh tiga fasa. Karena kondisi *low interfacial tension* dan *high solubilization ratio* diinginkan untuk *oil recovery*, maka kondisi tiga fasa merupakan hal yang penting (Vasquez et al., 1978)

Pembentukan mikroemulsi adalah faktor yang paling penting dalam semua jenis injeksi kimia menggunakan surfaktan untuk mencapai tegangan antar muka yang rendah antara brine dan crude oil untuk mengatasi gaya tekanan kapiler di pori – pori batuan dan memobilisasi sisa minyak (Alli & Tobing, 2018). Surfaktan berperan untuk menurunkan tegangan permukaan akan membentuk micelle. Konsentrasi surfaktan ketika membentuk micelle dinyatakan sebagai *CMC (Critical Micelle Concentration)*. *CMC* adalah konsentrasi surfaktan jenuh dalam suatu emulsi. Pada konsentrasi kritis, tegangan permukaan tidak akan berubah atau berubah sedikit dengan kenaikan konsentrasi surfaktan. Semakin besar konsentrasi surfaktan dalam larutan maka tegangan antar fasa akan semakin kecil. Jika pada saat penambahan surfaktan tidak merubah *IFT* atau perubahan *IFT* hanya sedikit maka kondisi tersebut sudah mencapai konsentrasi kritis atau *CMC* (Reningtyas & Mahreni, 2015)

3.3.3 Filtration Test

Uji filtrasi bertujuan untuk mengetahui keberadaan butiran (*precipitant*) dalam larutan. Uji dilakukan menggunakan rangkaian alat filtrasi yang dihubungkan dengan tabung gas nitrogen (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017). *Filtration test* bertujuan untuk menentukan adanya indikasi larutan yang membentuk endapan (*aggregate*) pada saat injeksi. Jika hal ini terjadi maka pori

batuan akan tersumbat oleh endapan yang berasal dari larutan polimer yang diinjeksikan (Erfando et al., 2022). Pengujian dilakukan pada larutan surfaktan yang dilewatkan melalui kertas saring pada tekanan tertentu, lalu dicatat setiap mililiter tertentu larutan surfaktan yang melewati kertas saring dicatat waktunya. Kemudian hasil pengujian dapat dibuat plot grafik volume terhadap waktu. Diharapkan grafik yang terbentuk adalah lurus yang mengindikasikan tidak adanya partikel yang menyumbat dan dikhawatirkan akan mengganggu pada saat diinjeksikan ke dalam batuan (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017)

Uji filtrasi pada polimer dilakukan untuk mengidentifikasi efektivitas campuran polimer (*hydration/dilution*) di dalam brine dan karena hal itu memberikan suatu indikasi seberapa efektif polimer bisa diinjeksikan ke dalam media berpori tanpa adanya penyumbatan (*plugging*) ataupun retensi (*retention*) (Alexis et al., 2017). Kemudian (Lee et al., 2009), untuk memastikan hidrasi yang layak pada polimer telah tercapai, maka dilakukan uji filtrasi. Setelah pengujian, kertas saring (*filter paper*) diamati untuk melihat seandainya terdapat mikro gel polimer yang tersisa, disebabkan oleh hidrasi yang tidak wajar. *Filtration ratio* yang diharapkan kecil dari 1,2.

3.3.4 Imbibition Test

Imbibition atau *spontaneous imbibition* didefinisikan sebagai perpindahan fluida *non wetting* oleh *wetting fluid* lain yang tidak dapat bercampur disebabkan oleh gaya kapiler yang dihasilkan dari interaksi antara fluida dan padatan. Efisiensi *imbibition* sangat dipengaruhi oleh gaya kapiler (J. Zhang, 2014), juga jenis minyak dan karakteristik batuan (Babadagli, 2003). Penambahan surfaktan pada brine dapat menurunkan *interfacial tension (IFT)* dan berkontribusi pada *recovery* imbibisi dengan dukungan *gravity drainage* pada rekahan *reservoir* (Babadagli, 2003). Penambahan surfaktan pada brine dapat mempengaruhi laju *recovery (recovery rate)* dan *ultimate recovery*. Gaya kapiler bukan satu – satunya faktor yang mendominasi *recovery*, *gravity* juga berperan penting, seperti halnya *wettability*. Imbibisi surfaktan bukanlah proses tunggal. Efisiensi *spontaneous imbibition* ditentukan melalui kombinasi gaya kapiler, difusi dan gaya viskositas (*viscous force*) (J. Zhang, 2014). Karena tingginya permeabilitas rekahan dibandingkan matriks batuan, minyak yang ada di dalam rekahan (*fractures*) ditarik dengan cepat. Selama pemindahan minyak oleh air, sementara banyak volume minyak yang tersisa masih berada di dalam matriks batuan. Salah satu mekanisme utama produksi di dalam rekahan *reservoir* yaitu mekanisme *spontaneous imbibition* (Ahmadi et al., 2020).

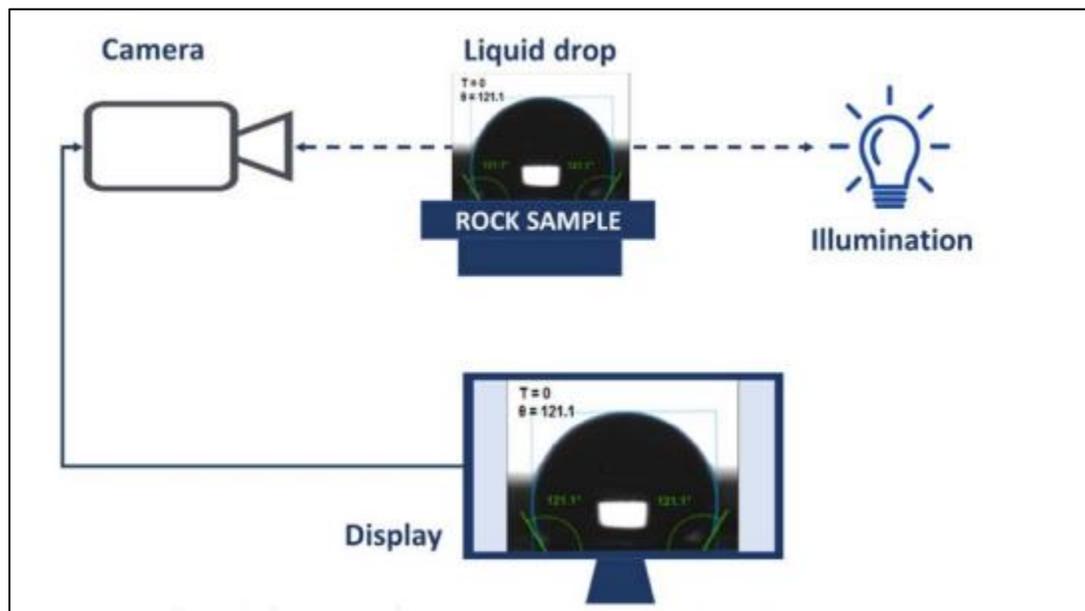
Pada sistem *water wet*, air memiliki kecenderungan alami untuk menembus (imbibisi) matriks dan gaya gravitasi memperkuat kapiler imbibisi (*capillary imbibition*). Minyak yang keluar kemudian digantikan oleh air yang datang melalui rekahan menuju sumur produksi. Pada sistem *oil wet*, gaya kapiler berlawanan dengan penetrasi air ke dalam matriks dan perpindahan hanya dimungkinkan jika gaya dorong (*gravity*) mengatasi hambatan yang didefinisikan dengan istilah “*threshold capillary pressure*”. Hal ini hanya mungkin untuk matriks elemen dengan ukuran tertentu (blok besar). Oleh karena itu, minyak tidak dapat dikeluarkan oleh air dari *reservoir oil wet*. Injeksi larutan kimia yang melibatkan penggunaan surfaktan mampu mengubah matriks wettabilitas yang meningkatkan efektivitas kapiler imbibisi (*capillary imbibition*) (Al-Attar, 2010).

3.3.5 Wettability

Wettability adalah kecenderungan fluida untuk menyebar (*spread*) ataupun menempel (*adhere*) pada permukaan padatan (*solid surface*) dengan adanya fluida lain yang tidak dapat bercampur. Fluida yang menyebar ataupun menempel di permukaan dinamakan *wetting fluid*. *Wettability* dari sistem bisa bervariasi dari *strongly water – wet* maupun *strongly oil – wet* bergantung pada interaksi brine dengan permukaan batuan. Pada sistem *water wet*, air akan mengisi pori – pori tersempit dan akan membentuk film di dinding pori – pori sementara minyak akan tinggal sebagai *droplet* minyak di tengah pori – pori (Amirpour et al., 2015). *Wetting* artinya fluida melapisi/membasahi permukaan padatan dan *non – wetting* artinya *fluida* biasanya meninggalkan permukaan padatan (Maurich, 2019).

Wettabilitas *reservoir* tidak hanya sebagai faktor kunci untuk mengontrol aliran fluida *reservoir* ke dalam media berpori, tetapi juga memiliki dampak yang besar pada nilai permeabilitas relatif dari fasa *liquid* dan gas serta *recovery* (Wang et al., 2013). Jenis mineral akan mempengaruhi wettabilitas batuan, yaitu kecenderungan batuan tersaturasi oleh minyak dan air. Batuan *reservoir* dengan kondisi *water wet* akan mengalirkan minyak lebih mudah dibandingkan kondisi *oil wet*. Pada kondisi *water wet*, minyak membentuk *layer* di permukaan batuan. Ketika mengalami kontak dengan air, batuan akan mengadsorpsi air sebagai pengganti minyak ke pori yang paling kecil, sehingga minyak lebih mudah mengalir. Berbanding terbalik dengan kondisi *oil wet*, minyak berperan sebagai air pada sistem *water wet* (Usman, 2015)

Wettability merupakan faktor penting yang sangat mempengaruhi efisiensi pemindahan (*displacement*) pada *surfactant flooding*, khususnya untuk *reservoir* karbonat bersifat *oil – wet*. *Wettability* dari batuan dapat ditentukan melalui metoda yang berbeda – beda, seperti metoda *contact angle*, metoda *spontaneous imbibition*, metoda *spontaneous imbibition centrifuge*, metoda *displacement spontaneous imbibition* dan lain – lain. Metoda *contact angle* merupakan metoda paling tepat dan cepat untuk menentukan *wettability*. Pada pengujian ini, kemampuan surfaktan untuk mengubah *wettability* ditentukan melalui metoda *contact angle*. Metoda *optical* menggunakan *sessile droplet* (metoda *drop shape analysis*) dilakukan untuk pengukuran *contact angle*. Metoda ini yang paling banyak diaplikasikan karena menggunakan visualisasi langsung, mudah digunakan, dan hanya dibutuhkan sampel *liquid* dalam jumlah yang sedikit serta sampel permukaan padat (*solid surface*). Untuk melakukan pengujian, pertama, *drop liquid* ditetesi pada permukaan kepingan batuan, kemudian gambar tetesan diambil oleh kamera lalu diproyeksikan gambarannya melalui *screen* (Varfolomeev et al., 2020). Hasilnya, nilai sudut kontak (Θ) diestimasi secara geometrik seperti Gambar 3.2 berikut.



Gambar 3.2 Skema Pengukuran *Contact Angle* Melalui Metoda Optik (Varfolomeev et al., 2020)

Sudut kontak dari $0 - 90^\circ$ cenderung *water wet*. Sudut kontak mendekati 0° mengindikasikan sistem *strong water wet*. Sementara sudut kontak antara $90 - 180^\circ$ cenderung *oil wet* dan sudut mendekati 180° mengindikasikan *strong oil wet* (Usman, 2015).

3.3.6 Viskositas vs Konsentrasi

Polimer terdiri dari molekul yang larut dalam air yang meningkatkan viskositas air, yang digunakan sebagai *mobility control*, yaitu meningkatkan rasio mobilitas antara minyak dan air serta dapat meningkatkan efisiensi penyapuan. Injeksi polimer dapat meningkatkan tekanan *reservoir* lebih efektif dibandingkan *waterflooding* khususnya pada minyak viskos karena dapat menurunkan *water – cut* dan diperlukan untuk *me recycle* volume pori yang melewati *reservoir* (Delamaide, 2014).

Sifat polimer yang paling penting adalah viskositas yang disebabkan oleh interaksi antara molekul yang berbeda serta antara molekul dan media berpori. Hubungan antara viskositas dengan konsentrasi cukup kompleks, dengan peningkatan konsentrasi, maka molekul mulai berinteraksi satu sama lain. Pertama melalui interaksi *hydrodynamic*, merupakan pengaruh dengan rentang yang cukup panjang, kemudian melalui pembentukan kontak aktual, *aggregate* dan jaringan (*network*). Terdapat beberapa *treatment* teoritis dan eksperimen pada pengaruh konsentrasi terhadap viskositas, yaitu berat molekul dan daya larut (*power solvent*) memiliki pengaruh pada variabel tersebut (Rao, 1993). Polimer memiliki resistensi yang tinggi terhadap temperatur di atas 135 °C, toleransi tinggi terhadap salinitas dan sifat pengentalan yang baik (Delamaide, 2014).

3.3.7 Viskositas vs Shear Rate

Shear rate bertujuan untuk menentukan jenis larutan polimer yang diuji dan tergolong pada fluida *non newtonian* serta untuk menentukan kemampuan viskositas polimer pada setiap variasi rotasi kecepatan tertentu. *Shear behaviour* diperlukan untuk menghindari tingginya *pressure drop* selama injeksi polimer ke dalam *reservoir*. Hal ini disebabkan nilai viskositas polimer akan berubah dengan perubahan kecepatan putaran. Perubahan nilai ini mnengindikasikan bahwa polimer merupakan *pseudo – plastic (shear thinning)*. *Pseudo – plastic (shear thinning)* yaitu fluida yang nilai viskositasnya merupakan fungsi dari *shear rate*. Tetapi viskositas meningkat dengan naiknya *shear stress*, yang disebut *shear thickening*. *Shear rate* dapat diubah menjadi kecepatan *in situ (in situ velocities)* berdasarkan porositas dan permeabilitas batuan. Beberapa polimer dapat mengalami *hysteresis* viskositas yang disebut *shear rate*, terutama bila memiliki berat molekul yang lebih besar. Hal ini karena molekul polimer terbelah dan karena itu menurunkan viskositas air pada *shear rate* yang tinggi.

Tingginya *shear* dapat terjadi karena larutan polimer yang melewati pompa, chokepoint dalam perpipaian, melalui perforasi sumur dan melalui *reservoir* dekat lubang sumur (Erfando et al., 2022).

3.3.8 Screen Factor

Uji ini memiliki prinsip yang sama dengan uji filtrasi, tetapi yang membedakannya adalah tidak adanya nilai rasio seperti uji filtrasi dan nilai yang diperoleh tanpa satuan atau tidak berdimensi. Uji dilakukan untuk mengetahui ukuran kualitatif larutan polimer dan menentukan sifat viskoelastik dari larutan polimer. Viskoelastik merupakan kekentalan (*visco*) dan elastisitas (*elastic*) saat mengalami deformasi. Pada pengujian ini hanya melihat laju aliran pada setiap larutan (Erfando et al., 2022). Karakteristik viskoelastik polimer bergantung pada berat molekul polimer, konsentrasi, salinitas, derajat hidrolisis dan sifat petrofisik dari media berpori (*porous media*) seperti permeabilitas, porositas dan *tortuosity* (Al-Shakry et al., 2018)

3.3.9 Thermal Stability

Uji *thermal stability* bertujuan untuk mengetahui stabilitas surfaktan terhadap pengaruh pemanasan. Uji dilakukan dengan melarutkan surfaktan dalam air formasi sesuai dengan konsentrasi yang diinginkan, kemudian disimpan dalam oven pada suhu *reservoir* dan diamati selama waktu tertentu untuk dilakukan pengamatan terhadap perubahan larutan yang terjadi, misalnya pengamatan terhadap penurunan nilai IFT (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017). *Thermal stability test* pada kondisi anaerob diuji pada polimer untuk mengevaluasi kemungkinan degradasi polimer setelah dibiarkan dalam jangka waktu yang lama (Erfando et al., 2022)

3.3.10 Adsorption Test

Biaya surfaktan merupakan item yang paling mahal dalam total biaya proyek *chemical EOR*. Salah satu kriteria keberhasilan ekonomi yaitu meminimalkan kehilangan surfaktan karena adsorpsi. Adsorpsi merupakan berkumpulnya molekul di permukaan, baik di internal ataupun eksternal cairan maupun padatan. Selama pergerakan melewati media berpori, molekul surfaktan cenderung teragregasi di permukaan batuan yang menurunkan konsentrasi awal surfaktan. Untuk mengevaluasi adsorpsi surfaktan, perbedaan konsentrasi awal surfaktan dengan konsentrasi akhir

surfaktan selama dialirkan (*flooding*) diukur. Perbedaan ini dikonversi ke dalam gram surfaktan dibagi gram batuan untuk menentukan nilai adsorpsi (g/g) (Zulkifli et al., 2020)

Adsorpsi dan pemeliharaan (*preservation*) surfaktan dan polimer di permukaan batuan *reservoir* merupakan faktor penting pada proses injeksi karena penurunan viskositas fluida, yang menyebabkan berkurangnya *final recovery* minyak. Hal ini mengindikasikan hilangnya bahan kimia dari larutan dan menyebabkan berkurangnya jumlah *chemical* yang diinjeksikan. Pada pelaksanaan/ eksekusinya, khususnya, aspek ekonomi dapat mempengaruhi efisiensi pengerjaan injeksi kimia. Oleh karena itu, semakin rendah adsorpsi surfaktan dan polimer, maka semakin sedikit *chemical* yang dapat diinjeksikan (Esfandyari et al., 2021)

BAB III

OVERVIEW LAPANGAN LANGGAK

3.1. Lokasi Lapangan

Gambar 4.1 – 4.2 berikut merupakan lokasi lapangan Langgak.

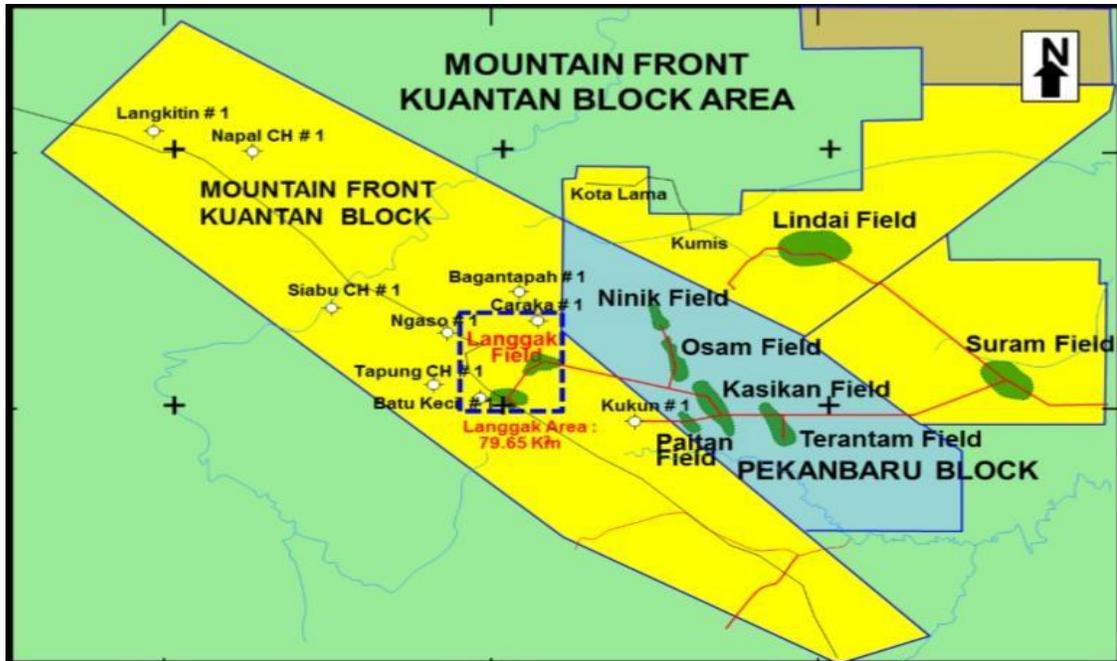


Gambar 4. 1 Letak Lapangan Langgak di Provinsi Riau Dilihat dari Peta Indonesia



Gambar 4.2 Lokasi Lapangan Langgak di Rokan Hulu Dilihat dari Peta Provinsi Riau

Lapangan ini terletak di Kecamatan Kampar, Kabupaten Rokan Hulu, Provinsi Riau. Lapangan ini memiliki luas 79,65 km² dan dapat ditempuh 135 km dari Kota Pekanbaru. Detail lokasi lapangan dapat dilihat pada Gambar 4.3 berikut.



Gambar 4.3 Lapangan Langgak

3.2. Sejarah Lapangan

Lapangan Langgak ditemukan pada tahun 1975 dan dikembangkan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia (PT. CPI) lebih dari 40 tahun sampai bulan April 2010. Terdapat 33 sumur termasuk 6 sumur PA yang telah dilakukan pengeboran. Setelah itu, PT SPR Langgak mendapatkan kesempatan untuk menggantikan PT.CPI sebagai operator perusahaan minyak dari lapangan ini hingga sekarang. Selama 4 tahun beroperasi, terdapat 5 sumur *infill* (*infill wells*) yang telah dilakukan pengeboran. Saat ini, terdapat 27 sumur aktif dimana terdapat 26 sumur produksi, dan satu *water – well*.

Lapangan Langgak telah dilakukan pengeboran sejak tahun 1979. Lapangan Langgak memiliki 51,94 MMBO dengan *recovery factor* 27,2%. Hingga bulan Desember 2017 produksi kumulatif saat ini yaitu 14,1 MMBO dengan estimasi *primary recovery* yaitu 33,7% dan sisa cadangan yaitu 3,40 MMBO. Dengan menggunakan metoda EOR dapat meningkatkan *recovery* hingga (20 – 25) % (10 – 12 MMBO cadangan tambahan).

3.3. Gambaran Reservoir

Karakteristik reservoir ditampilkan pada Tabel 4.1 berikut.

Tabel 4.1 Karakteristik *Crude Oil*

Karakteristik	Nilai
Sumur	N/A
Formasi	Sihapas Group
Densitas	0,856 g/ml
° API	31,9
Pour Point	105 °F (40,5 °C)
Cloud Point	100,4 °F (38 °C)
Cold Point	95 °F (35 °C)
Wax content	27 % w/w

Adapun analisa air formasi Langgak ditampilkan pada Tabel 4.2 berikut.

Tabel 4.2 Analisa Air Formasi

Sampel	Parameter	Nilai
Air formasi	Salinitas	100 ppm
	Salinitas	0,01%
	SG (Specific Gravity)	1,002
	pH	7,44
	Konduktivitas	241 $\mu\text{s/cm}$
	ORP (Oxidation Reduction Potential)	215 mV
	TDS (Total Dissolved Solid)	121 ppm
	Viskositas	0,52 cP
	Densitas	1,003 g/ml
	Ca ⁺²	3,5367 ppm
	Fe ⁺²	-0,07696 ppm
	K ⁺¹	2,2826 ppm
	Mg ⁺²	0,6145 ppm
	Mn ⁺²	-0,19196 ppm

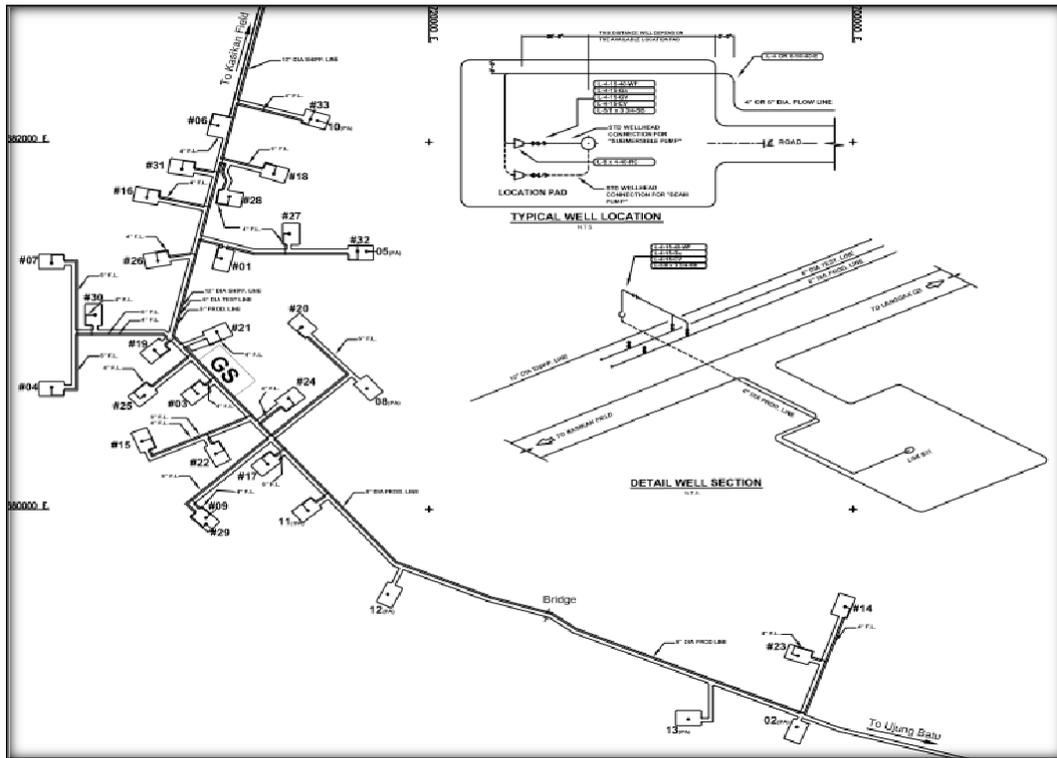
	CO ₃ ⁻²	<1 ppm
	Cl ⁻	13,2 ppm
	SO ₄ ⁻²	4,0 ppm
	Salinitas (NaCl)	100 ppm

Salinitas air formasi 100 ppm, dimana nilai salinitas sangat rendah yang disebabkan *upper (deltaic) marine system* dari *reservoir* formasi Bekasap (yaitu kelompok Sihapas). Sementara karakteristik batuan dan data reservoir ditampilkan pada Tabel 4.3 berikut.

Tabel 4.3 Karakteristik Batuan dan Reservoir

Parameter	Nilai
Porositas	26%
Permeabilitas	500 mD
Kedalaman (Rata – rata)	1100 – 1300 ft
Tekanan	530 psi
Suhu	136 °F
<i>Drive Mechanism</i>	<i>Water Drive</i>

Peta lapangan Langgak ditampilkan pada Gambar 4.4 berikut



Gambar 4.4 Peta Lapangan Langgak

Lapangan Langgak memiliki 33 sumur dengan 27 sumur aktif (8 ESP, 15 SRP, 3 PCP, dan 1 Shipping Well) serta 6 sumur tersumbat dan terbengkalai. Berikut merupakan jenis artificial lift di lapangan Langgak pada Tabel 4.4 berikut.

Tabel 4.4 Jenis *Artificial Lift* di Lapangan Langgak

Sumur	Jenis Pompa	Status
A#1	Sucker Rod Pump	Produksi
A#2	Plug and Abandonment	Dihentikan
A#3	Sucker Rod Pump	Produksi
A#4	Sucker Rod Pump	Produksi
A#5	Plug and Abandonment	Dihentikan
A#6	Sucker Rod Pump	Produksi
A#7	Electrical Submersibel Pump	Produksi
A#8	Plug and Abandonment	Dihentikan
A#9	Electrical Submersibel Pump	Produksi

A#10	Plug and Abandonment	Dihentikan
A#11	Shipping Well (HPS)	(W) produksi
A#12	Plug and Abandonment	Dihentikan
A#13	Plug and Abandonment	Dihentikan
A#14	Sucker Rod Pump	Produksi
A#15	Sucker Rod Pump	Produksi
A#16	Sucker Rod Pump	Produksi
A#17	Progressive Cavity Pump	Produksi
A#18	Electrical Submersible Pump	Produksi
A#19	Sucker Rod Pump	Produksi
A#20	Electrical Submersibel Pump	Produksi
A#21	Electrical Submersibel Pump	Produksi
A#22	Sucker Rod Pump	Produksi
A#23	Electrical Submersibel Pump	Produksi
A#24	Sucker Rod Pump	Produksi
A#25	Electrical Submersibel Pump	Produksi
A#26	Sucker Rod Pump	Produksi
A#27	Sucker Rod Pump	Produksi
A#28	Sucker Rod Pump	Produksi
A#29	Electrical Submersible Pump	Produksi
A#30	Progressive Cavity Pump	Produksi
A#31	Sucker Rod Pump	Produksi
A#32	Sucker Rod Pump	Produksi
A#33	Progressive Cavity Pump	Produksi

BAB IV

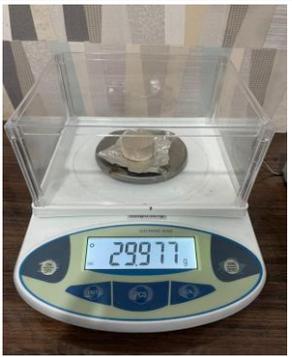
METODOLOGI PENELITIAN

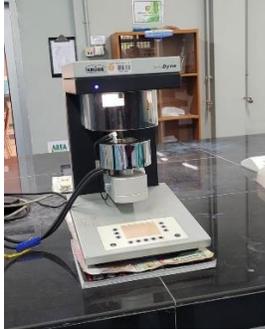
4.1 Alat dan Bahan

Adapun alat yang digunakan pada pengujian ini ditampilkan pada Gambar 4.1 berikut.

Tabel 4.1 Alat Pengujian Screening Surfaktan dan Polimer *EOR*

Pipet Tetes	Beaker	Gelas Ukur	Hot Plate Magnetic Stirrer
			
Micropipette	Rak kayu dan Tube	Vial	Oven
			
Filtration test apparatus	Filter Paper Whattman	Corong Kaca	Stopwatch
			

<p>Imbibition Apparatus</p>	<p>Timbangan Digital</p>	<p>Labu Ukur</p>	<p>Bola Karet (Buff)</p>
			
<p>Plastik Wrap dan Aluminium Foil</p>	<p>Batang Pengaduk</p>	<p>Spatula</p>	<p>Goniometer</p>
			
<p>Termometer</p>	<p>Screen Factor Apparatus</p>	<p>Fann VG meter</p>	<p>Piknometer</p>
			

<p>Vacuum oven</p>	<p>Bore core</p>	<p>Gerinda</p>	<p>Waterbath</p>
			
<p>Spektrofotometer</p>	<p>Soxhlet Extractor</p>	<p>IFT measurement Apparatus</p>	<p>Core Flooding Apparatus</p>
			
<p>Mortar</p>	<p>Ayakan Mesh</p>	<p>Centrifuge Apparatus</p>	<p>Jangka Sorong</p>
			

Adapun bahan yang digunakan pada pengujian ini ditampilkan pada Gambar 4.2 berikut.

Tabel 4.2 Bahan yang Digunakan pada Screening Surfaktan dan Polimer EOR

Surfaktan	Polimer	<i>Crude Oil</i>
		
Air Formasi	Heksana	<i>Core</i>
		
Garam NaCl	Garam KCl	Toluena
		

Garam Na ₂ CO ₃	Demineral Water
	

4.2 Prosedur Kerja *Screening* Surfaktan

4.2.1 *Compatibility Test*

- Memasukkan air formasi ke dalam beaker pada volume tertentu
- Kemudian diaduk/*stirrer*, lalu tambahkan surfaktan dengan konsentrasi yang telah ditentukan
- Lanjutkan proses *stirrer* selama \pm 4 jam
- Memindahkan larutan yang telah diaduk ke dalam *tube/vial* lalu ditutup untuk mencegah kontaminasi
- Larutan surfaktan selanjutnya dipindahkan ke oven untuk diamati kompatibilitasnya pada suhu *reservoir* selama 7, 14 hingga 21 hari
- Larutan yang lulus uji adalah jernih, satu fasa dan tidak adanya endapan

Referensi: (Hocine et al., 2016) (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017) (Zaitoun et al., 2003) (Juita et al., 2016)

5.2.1 *Phase behaviour Test*

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

Referensi: (Alli & Tobing, 2018) (Usman, 2015) (Barnes et al., 2008)

6.2.1 *Filtration Test*

- a) Preparasi silinde alat filtrasi
- b) Meletakkan *filter paper* whattman ke dalam silinder filtrat
- c) Memasukkan larutan surfaktan ke dalam silinder filtrasi
- d) Menutup alat filtrasi yang terhubung dengan gas N₂ yang dialiri dengan tekanan 30 psi
- e) Mencatat waktu vs volume
- f) Menghitung nilai *filtration ratio*

Referensi: (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017)

4.2.4 *Imbibition Test*

- a) Menyiapkan *core* yang telah disaturasikan dengan air formasi dan crude oil
- b) Merangkai peralatan *spontaneous imbibition test* dan pastikan tidak ada ruang pada sambungan yang telah diolesi *grease*
- c) Memasukkan *core* dan larutan surfaktan dengan konsentrasi yang telah ditentukan ke dalam *spontaneous imbibition test*
- d) Memasukkan rangkaian ke dalam oven pada suhu *reservoir*
- e) Mengamati untuk melihat berapa banyak minyak yang keluar dari *core* selama 7 – 14 hari (*based on tracer test injector to producer*)
- f) Mencatat volume minyak secara berkala dan menghitung % *recovery factor*

Referensi: (Elmofty, 2012) (Torsæter & Abtahi, 2000) (Naser et al., 2018) (Tajmiri et al., 2015) (Woe et al., 2020) (Meng et al., 2018) (Babadagli, 2003) (Mofrad & Saeedi Dehaghani, 2020) (Ahmadi et al., 2020) (Wang et al., 2013) (Usman, 2015) (Amirpour et al., 2015)

4.2.5 *Contact Angle Test*

- a) Menyiapkan core yang telah disaturasikan dengan air formasi dan *crude oil*
- b) Menguji sudut kontak untuk memastikan core bersifat oil wet
- c) Menjenuhi core dengan
- d) Kemudian mengganti rendaman dengan *crude oil* selama 7 hari, dan dilakukan pengukuran sudut kontak
- e) Menyiapkan larutan surfaktan
- f) Merendam *core* dengan larutan surfaktan selama 7 hari, dan dilakukan pengukuran sudut kontak

- g) Mengamati perubahan sudut kontak sebelum dan sesudah *core* direndam dengan larutan surfaktan

Referensi : (Torsæter & Abtahi, 2000) (Elmofty, 2012) (Naser et al., 2018) (Tajmiri et al., 2015) (Rezaei et al., 2020) (Meng et al., 2018) (Agi et al., 2020) (Fatona et al., 2015) (Babadagli, 2003) (Mofrad & Saeedi Dehaghani, 2020) (Ahmadi et al., 2020) (Wang et al., 2013) (Usman, 2015) (Amirpour et al., 2015)

5.2.3 Adsorption Test

- a) Menghaluskan core dengan mortat dan diayak dengan ayakan 20 mesh
- b) Pasir kemudian dibersihkan dengan air formasi, dan larutan keruh yang terbentuk di atas larutan diambil/dipisahkan sebanyak mungkin sampai terbentuk larutan yang jernih
- c) Kemudian pasir yang direndam tersebut dikeluarkan dari larutan. Pasir dikeringkan pada suhu pengeringan air dan ditimbang berdasarkan berat dan rasio yang telah ditentukan. Rasio pasir silika terhadap larutan kimia yang digunakan yaitu 1:5 (20 gram batuan : 100 ml larutan surfaktan).
- d) Larutan Surfaktan dan pasir direndam selama 7 x 24 jam (*based on tracer test injector to producer*)
- e) Larutan surfaktan diambil dari atas larutan, kemudian dilakukan proses centrifuge.
- f) Sampel kemudian diuji menggunakan uv – vis spektrofotometer untuk menghitung konsentrasi surfaktan yang tersisa.

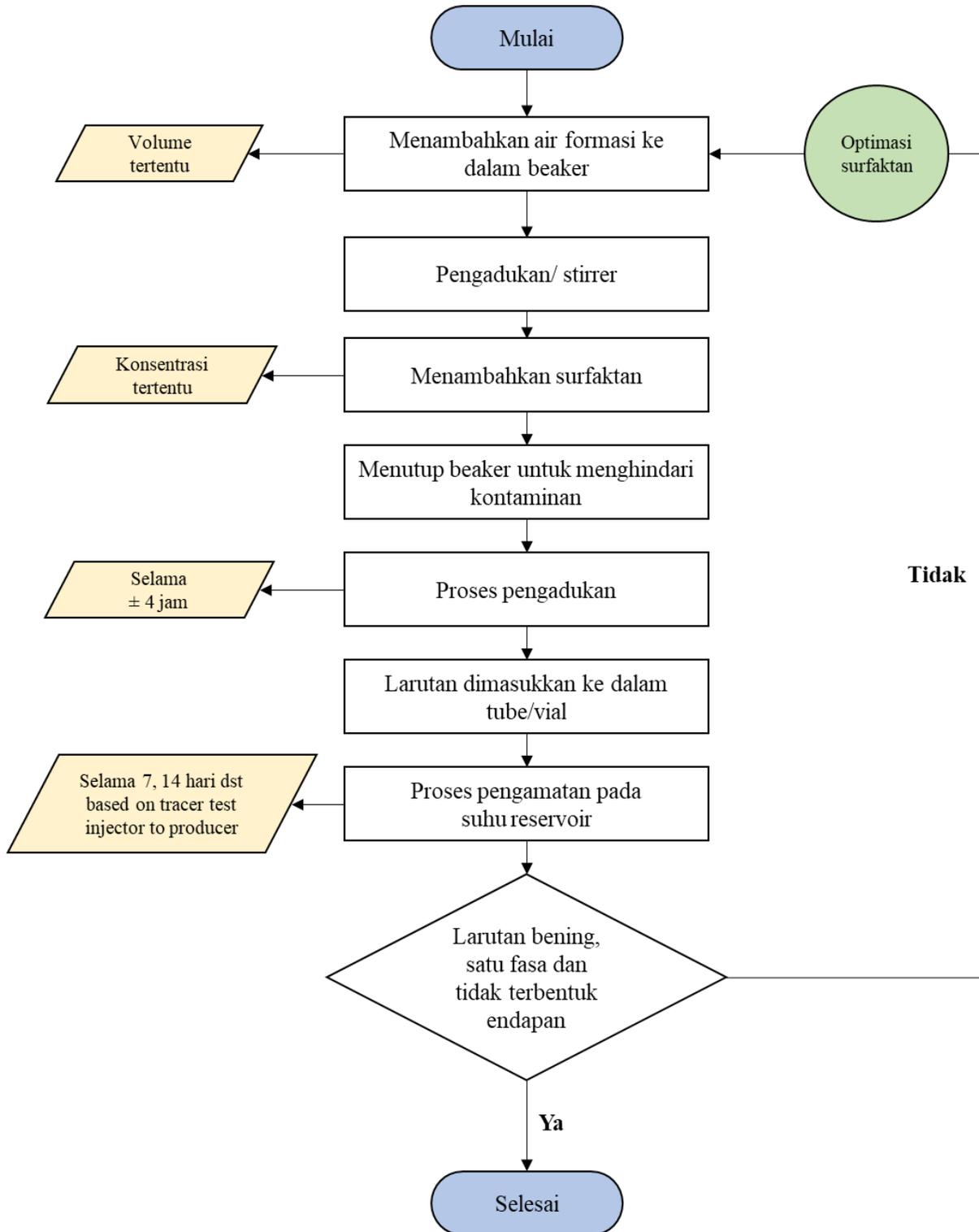
Referensi: (Zulkifli et al., 2020) (AlMatouq et al., 2020)

5.3.3 Thermal Stability Test

- a) Sampel hasil pengujian *phase behaviour* surfaktan yang membentuk *type III microemulsion* diamati stabilitasnya
- b) Pengamatan dilakukan terhadap *type III microemulsion* yang terbentuk pada surfaktan tersebut apakah mampu bertahan terhadap suhu
- c) Pengujian dilakukan pada suhu *reservoir* dan diamati selama 3 bulan
- d) Sampel compatibility test pada *salinity optimum* surfaktan juga dilakukan pengamatan *thermal stability test* pada suhu *reservoir* selama 3 bulan

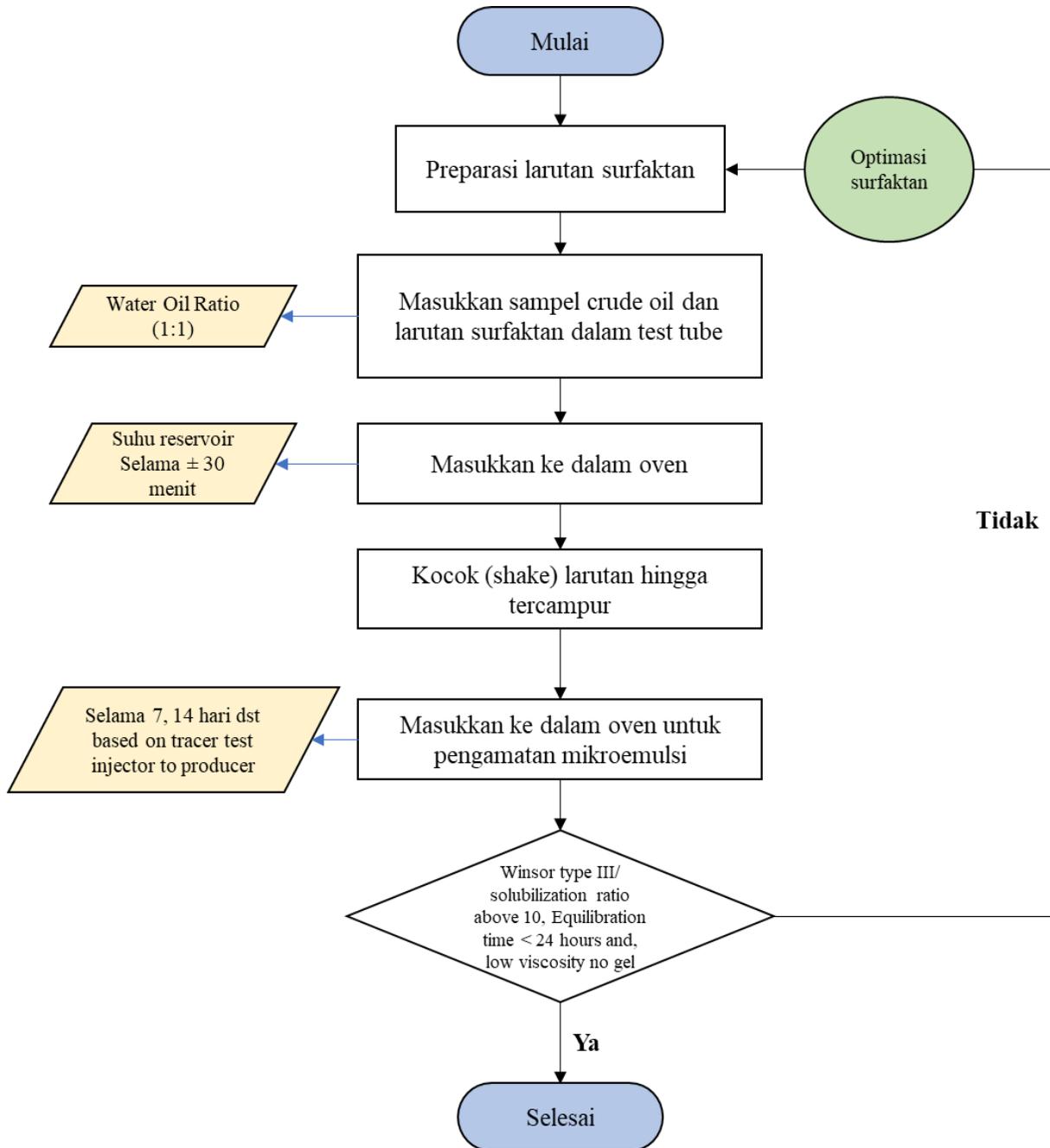
Referensi: (Hestuti Eni, Komar Sutriah, 2017)

Flowchart compatibility test ditampilkan pada Gambar 4.1 berikut.



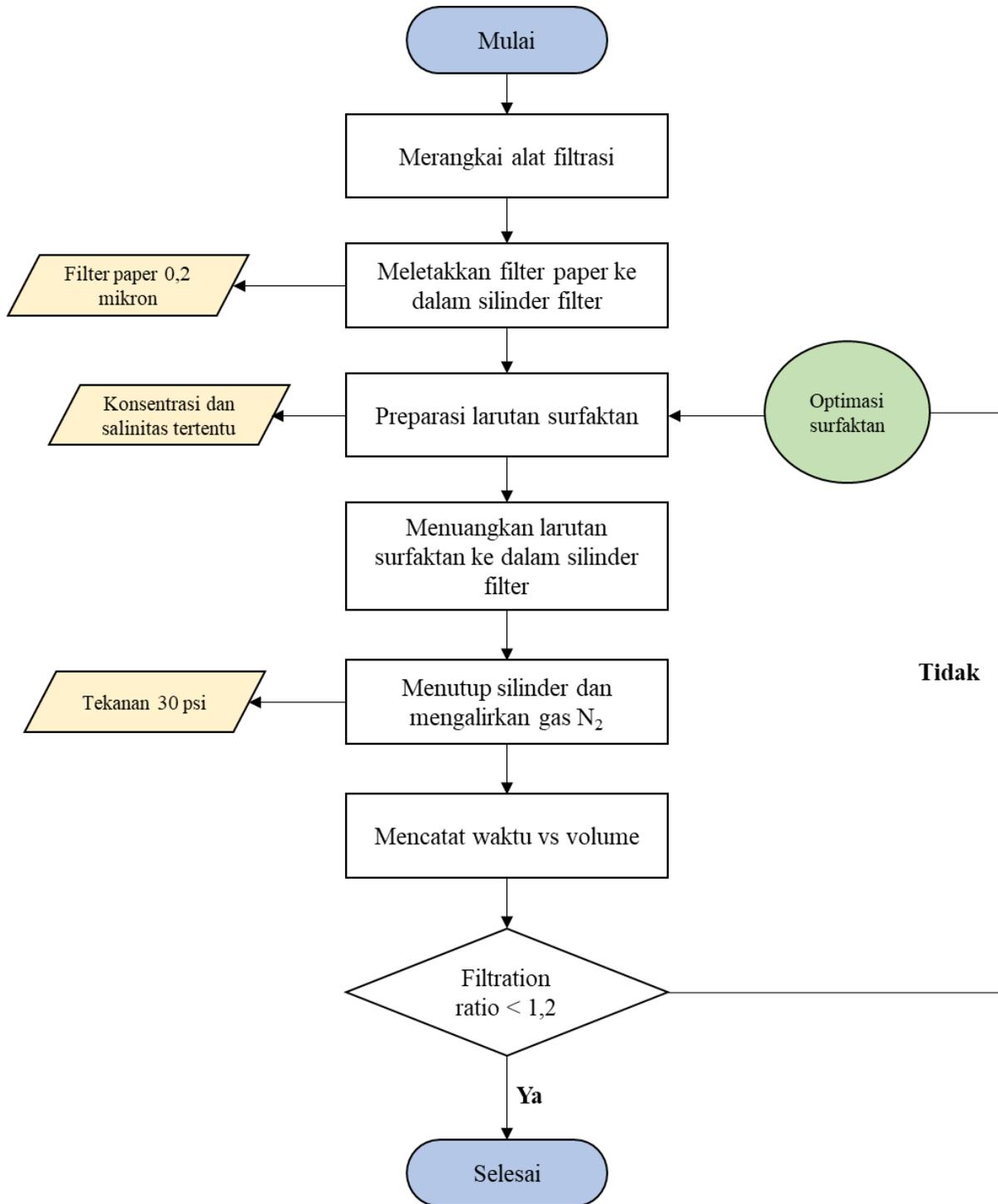
Gambar 4.1 Flowchart Compatibility Test

Flowchart phase behaviour test ditampilkan pada Gambar 4.2 berikut.



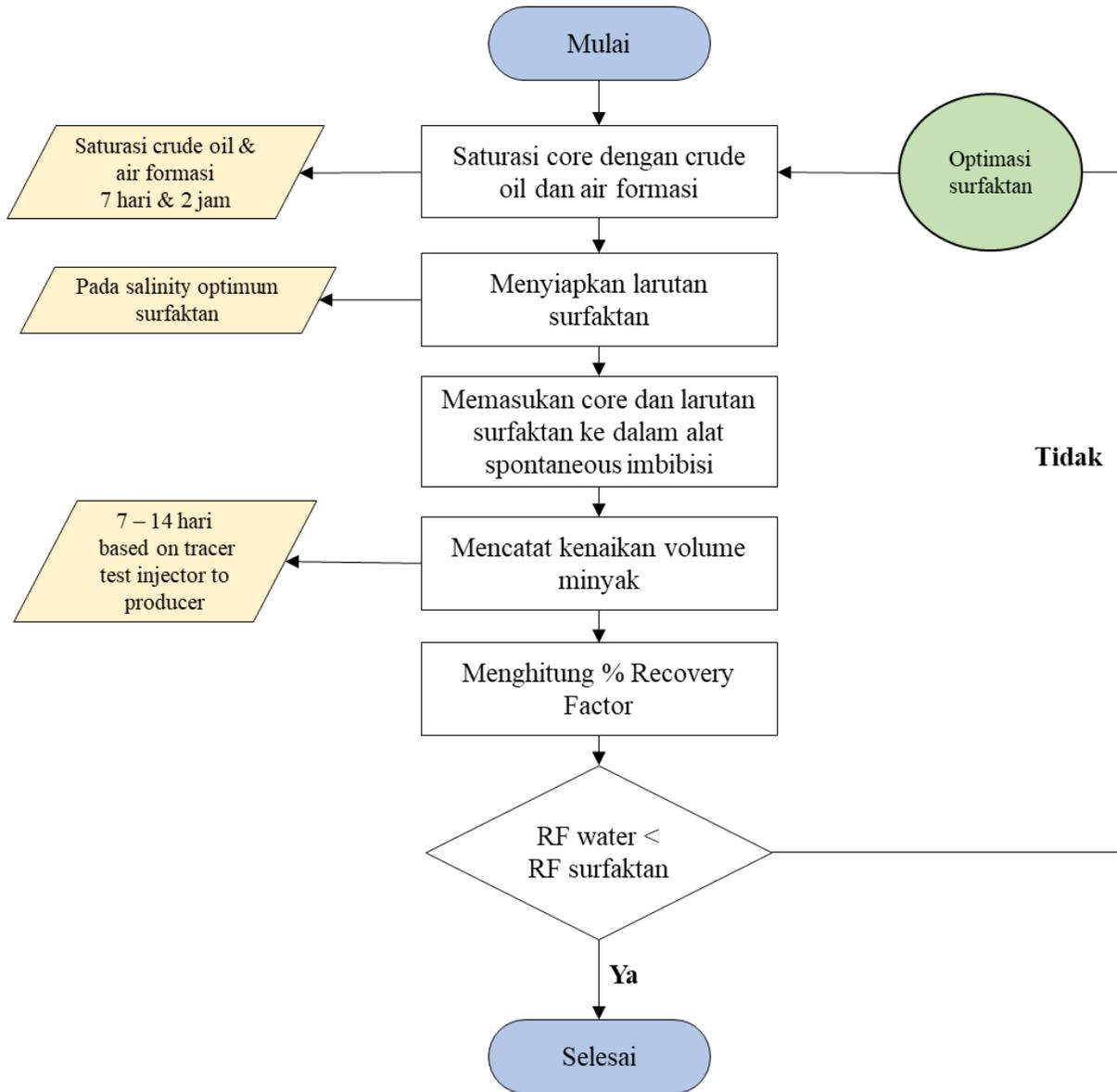
Gambar 4.2 Flowchart Phase Behaviour Test

Flowchart filtration test ditampilkan pada Gambar 4.3 berikut.



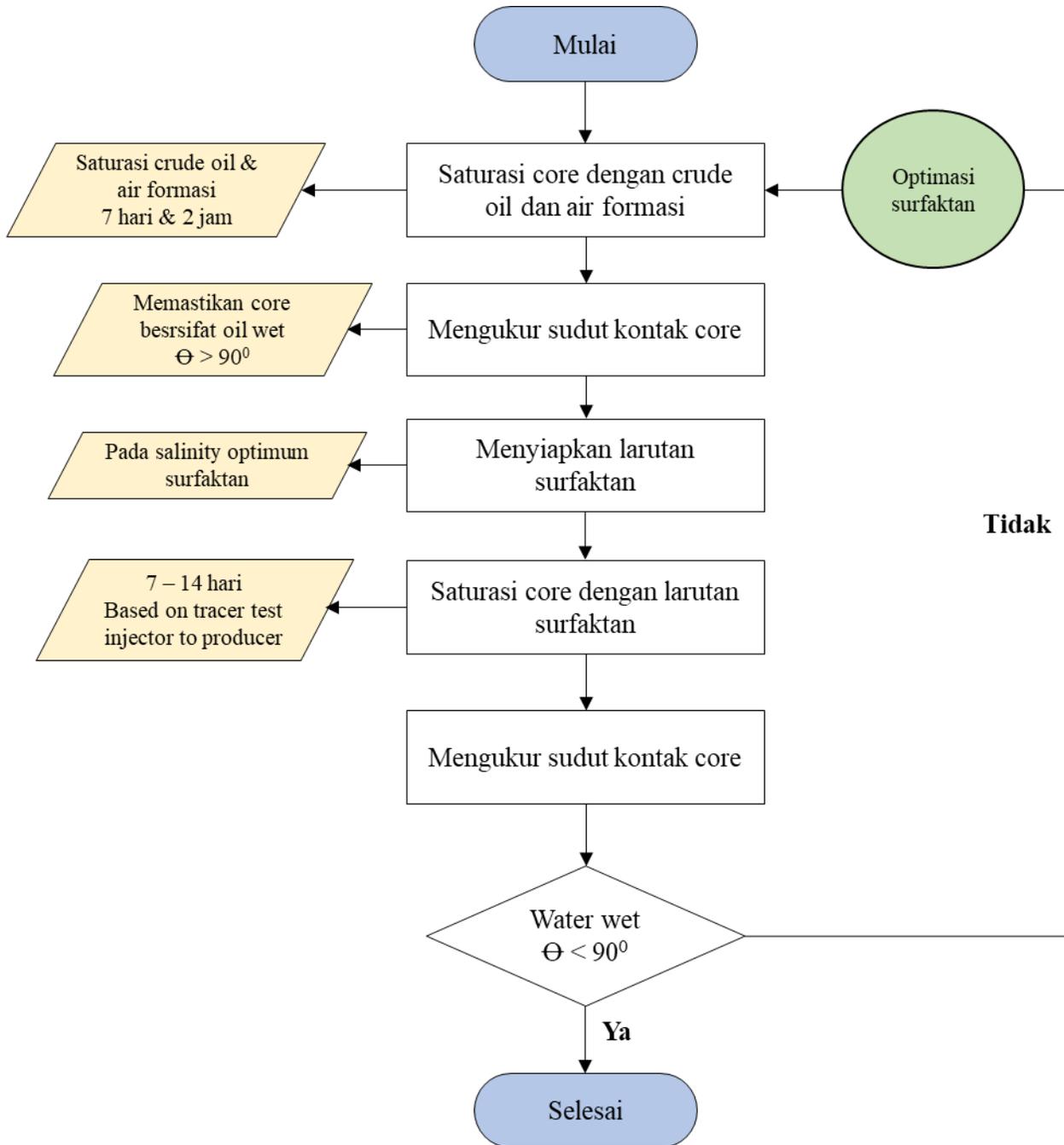
Gambar 4.3 Flowchart Filtration Test

Flowchart Imbibition test ditampilkan pada Gambar 4.4 berikut.



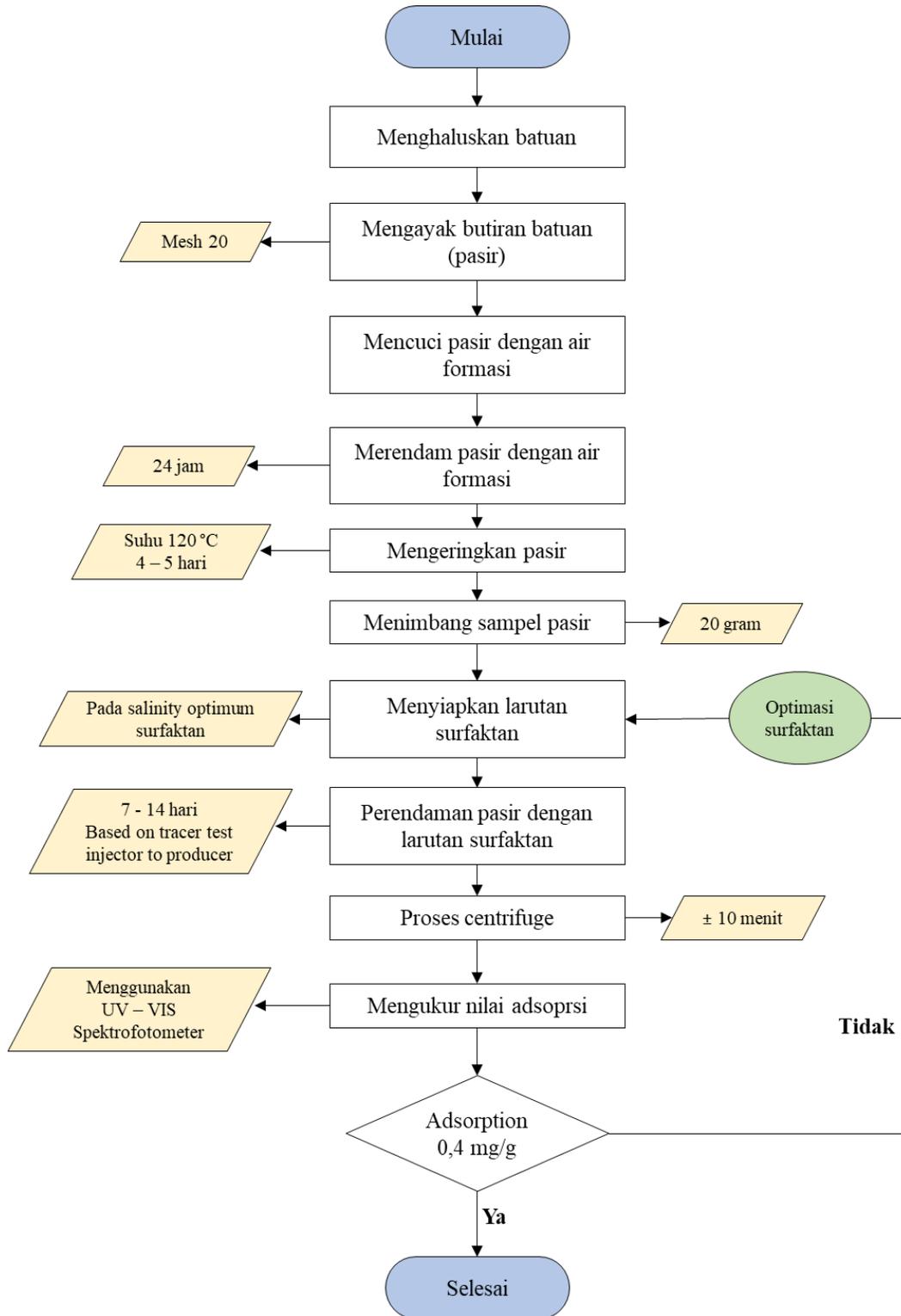
Gambar 4.4 Flowchart Imbibition Test

Flowchart Contact Angle Test ditampilkan pada Gambar 4.5 berikut.



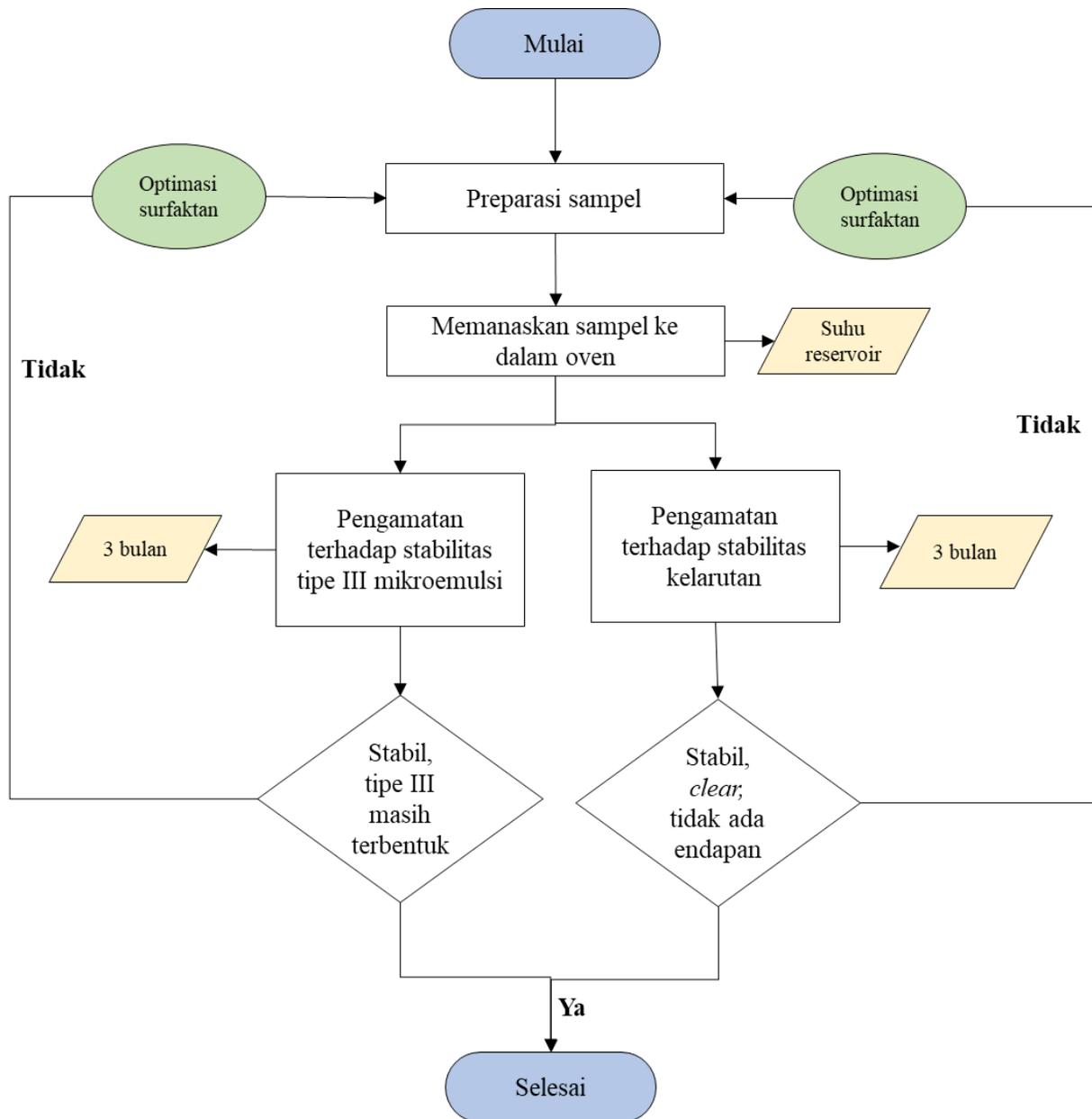
Gambar 4.5 Flowchart Contact Angle Test

Flowchart Adsorption Test ditampilkan pada Gambar 4.6 berikut.



Gambar 4.6 Flowchart Adsorption Test

Flowchart Thermal Stability Test ditampilkan pada Gambar 4.7 berikut.



Gambar 4.7 Flowchart Thermal Stability Test

5.2 **Prosedur Kerja *Screening* Polimer**

5.3.5 ***Compatibility Test***

- a) Memasukkan air formasi ke dalam beaker pada volume tertentu
- b) Kemudian diaduk/*stirrer*, lalu tambahkan polimer dengan konsentrasi yang telah ditentukan
- c) Lanjutkan proses *stirrer* selama ± 24 jam
- d) Memindahkan larutan yang telah diaduk ke dalam *tube/vial* lalu ditutup untuk mencegah kontaminasi
- e) Larutan surfaktan selanjutnya dipindahkan ke oven untuk diamati kompatibilitasnya pada suhu *reservoir* selama 7, 14 hingga 21 hari
- f) Larutan yang lulus uji adalah jernih, satu fasa dan tidak adanya endapan

5.4.5 **Viskositas vs Konsentrasi**

- a) Menyiapkan larutan polimer pada konsentrasi tertentu
- b) Memasukkan larutan polimer ke *thermo cup Fann VG meter* dan dipanaskan hingga mencapai suhu pengujian (suhu *reservoir*)
- c) Memutar *spindle*
- d) Mencatat skala yang terukur pada alat
- e) Menghitung nilai viskositas

5.5.5 **Viskositas vs *Shear Rate***

- a) Menyiapkan larutan polimer pada konsentrasi tertentu
- b) Memasukkan larutan polimer ke *thermo cup Fann VG meter* dan dipanaskan hingga mencapai suhu pengujian (suhu *reservoir*)
- c) Atur *spindle* dengan beberapa kecepatan putar tertentu
- d) Mencatat skala yang terukur pada alat
- e) Menghitung nilai viskositas vs *shear rate*

5.6.5 ***Filtration Test***

- a) Preparasi silinder alat filtrasi
- b) Meletakkan *filter paper whattman* ke dalam silinder filtrat
- c) Memasukkan larutan polimer ke dalam silinder filtrasi
- d) Menutup alat filtrasi yang terhubung dengan gas N₂ yang dialiri dengan tekanan 30 psi
- e) Mencatat waktu vs volume

- f) Menghitung nilai *filtration ratio*

5.7.5 Screen Factor

- a) Menyiapkan larutan polimer pada konsentrasi tertentu
- b) Memanaskan sampel hingga mencapai suhu pengujian (suhu *reservoir*)
- c) Memasukkan sampel ke dalam *tube screen factor* menggunakan bola hisap
- d) Mencatat waktu mengalirnya larutan polimer
- e) Langkah (a – d) diulangi dengan sampel air formasi
- f) Menghitung nilai *screen factor*

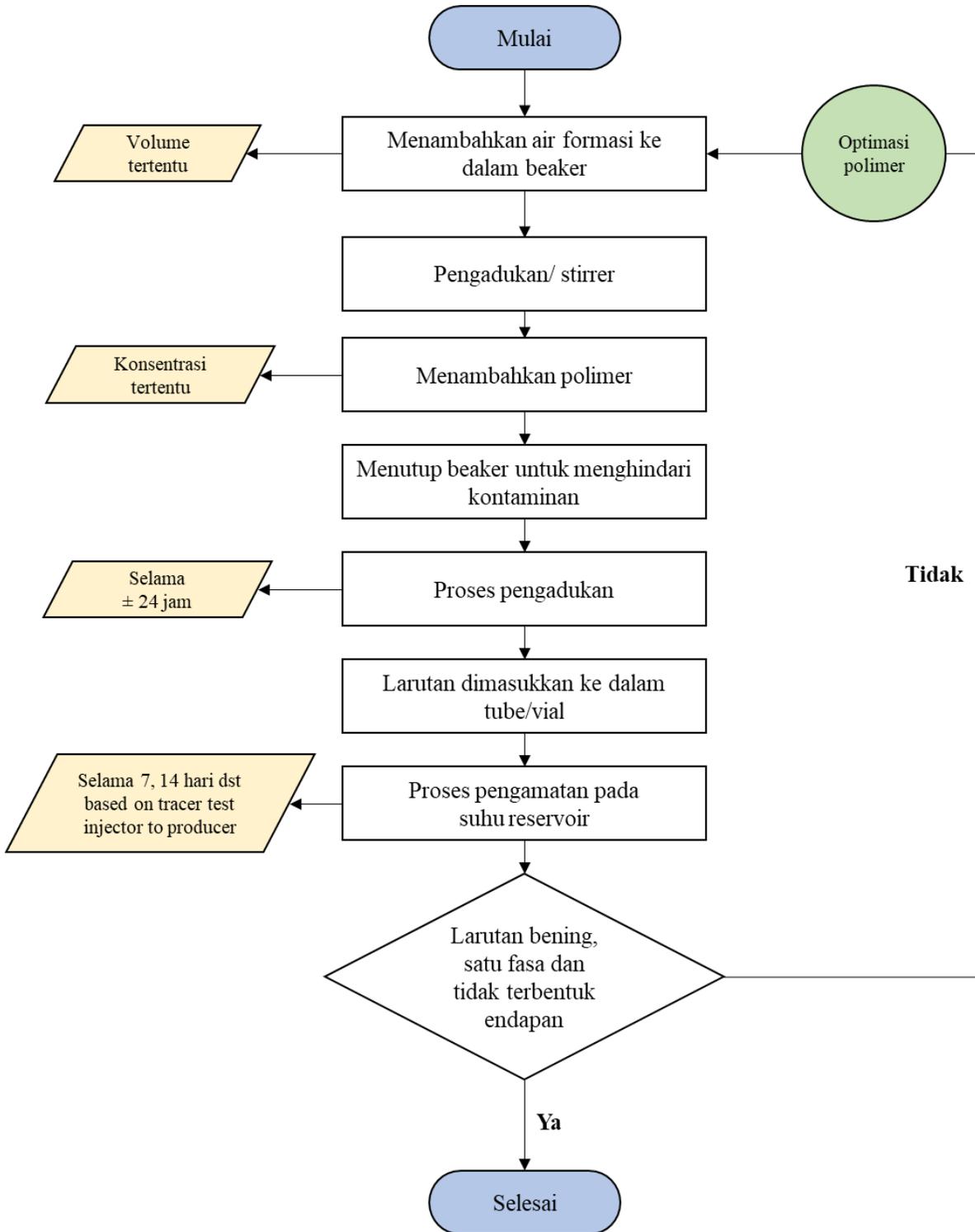
5.8.5 Adsorption Test

- a) Menghaluskan *core* dengan mortar dan diayak dengan ayakan 20 mesh
- b) Pasir kemudian dibersihkan dengan air formasi, dan larutan keruh yang terbentuk di atas larutan diambil/dipisahkan sebanyak mungkin sampai terbentuk larutan yang jernih
- c) Kemudian pasir yang direndam tersebut dikeluarkan dari larutan. Pasir dikeringkan pada suhu pengeringan air dan ditimbang berdasarkan berat dan rasio yang telah ditentukan. Rasio pasir silika terhadap larutan kimia yang digunakan yaitu 1:5 (20 gram batuan : 100 ml larutan surfaktan).
- d) Larutan Surfaktan dan pasir direndam selama 7 x 24 jam (*based on tracer test injector to producer*)
- e) Larutan surfaktan diambil dari atas larutan, kemudian dilakukan proses *centrifuge*.
- f) Sampel kemudian diuji menggunakan uv – vis spektrofotometer untuk menghitung konsentrasi surfaktan yang tersisa.

5.9.5 Thermal Stability Test

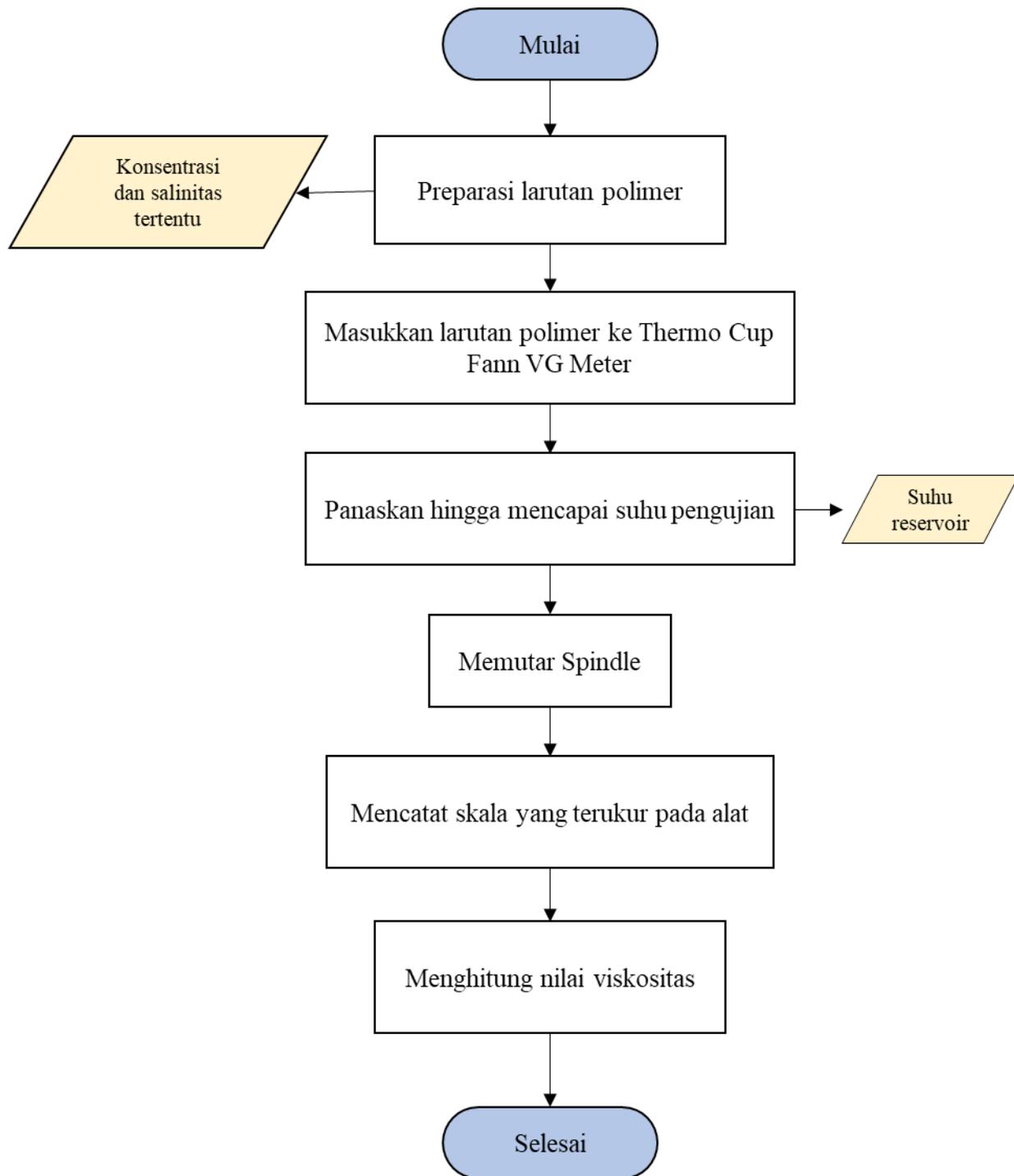
- a) Pengujian dilakukan pada polimer yang akan dijadikan kandidat injeksi *chemical EOR*
- b) Pengujian dilakukan dengan melihat pengaruh suhu terhadap nilai viskositas polimer
- c) Polimer yang telah diukur nilai viskositas pada beberapa konsentrasi kemudian dimasukkan ke dalam *oven* pada suhu *reservoir* selama 3 bulan
- d) Kemudian nilai viskositas diukur kembali

Flowchart Compatibility Test ditampilkan pada Gambar 4.8 berikut.



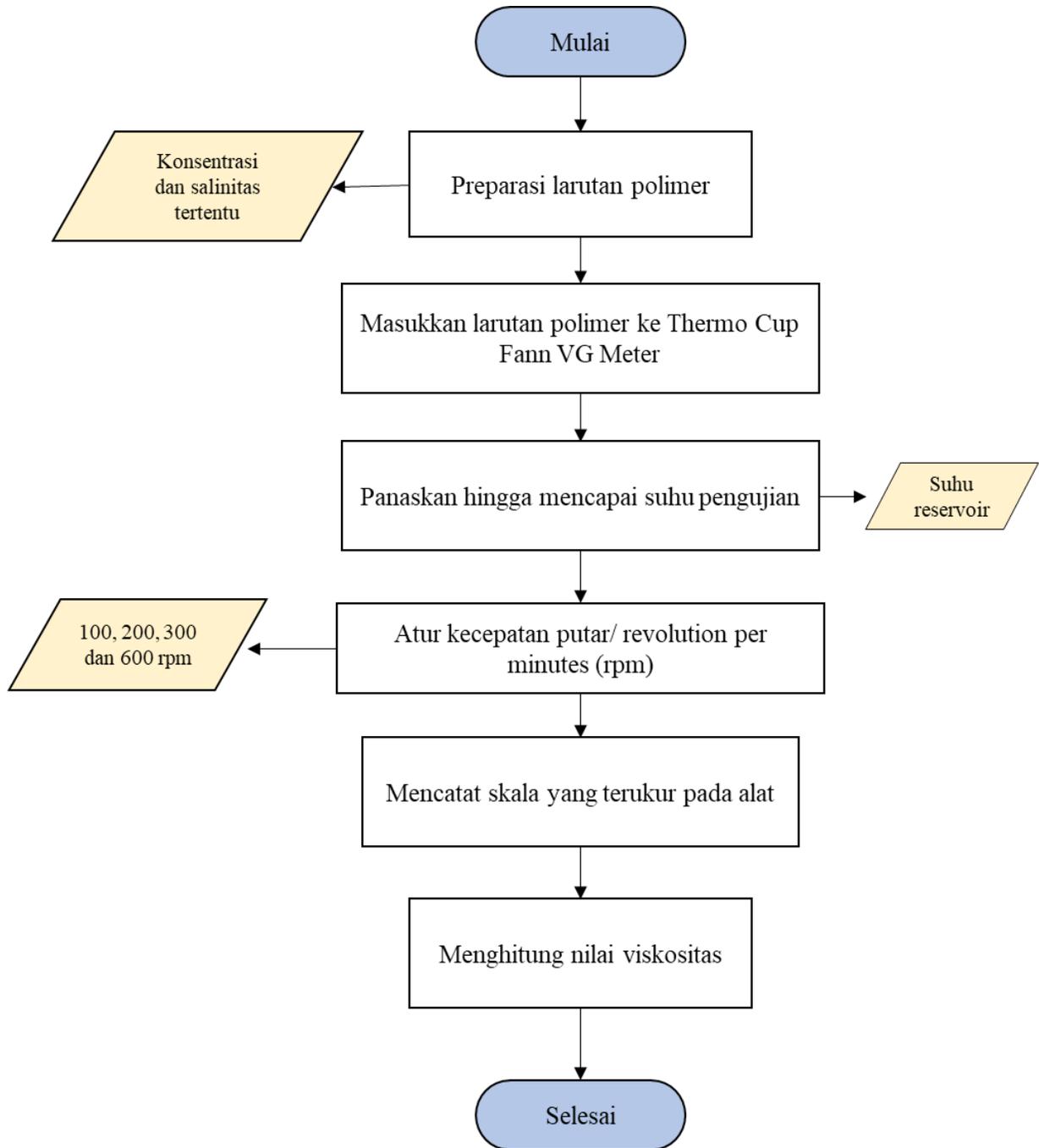
Gambar 4.8 Flowchart Compatibility Test

Flowchart viskositas vs konsentrasi ditampilkan pada Gambar 4.9 berikut.



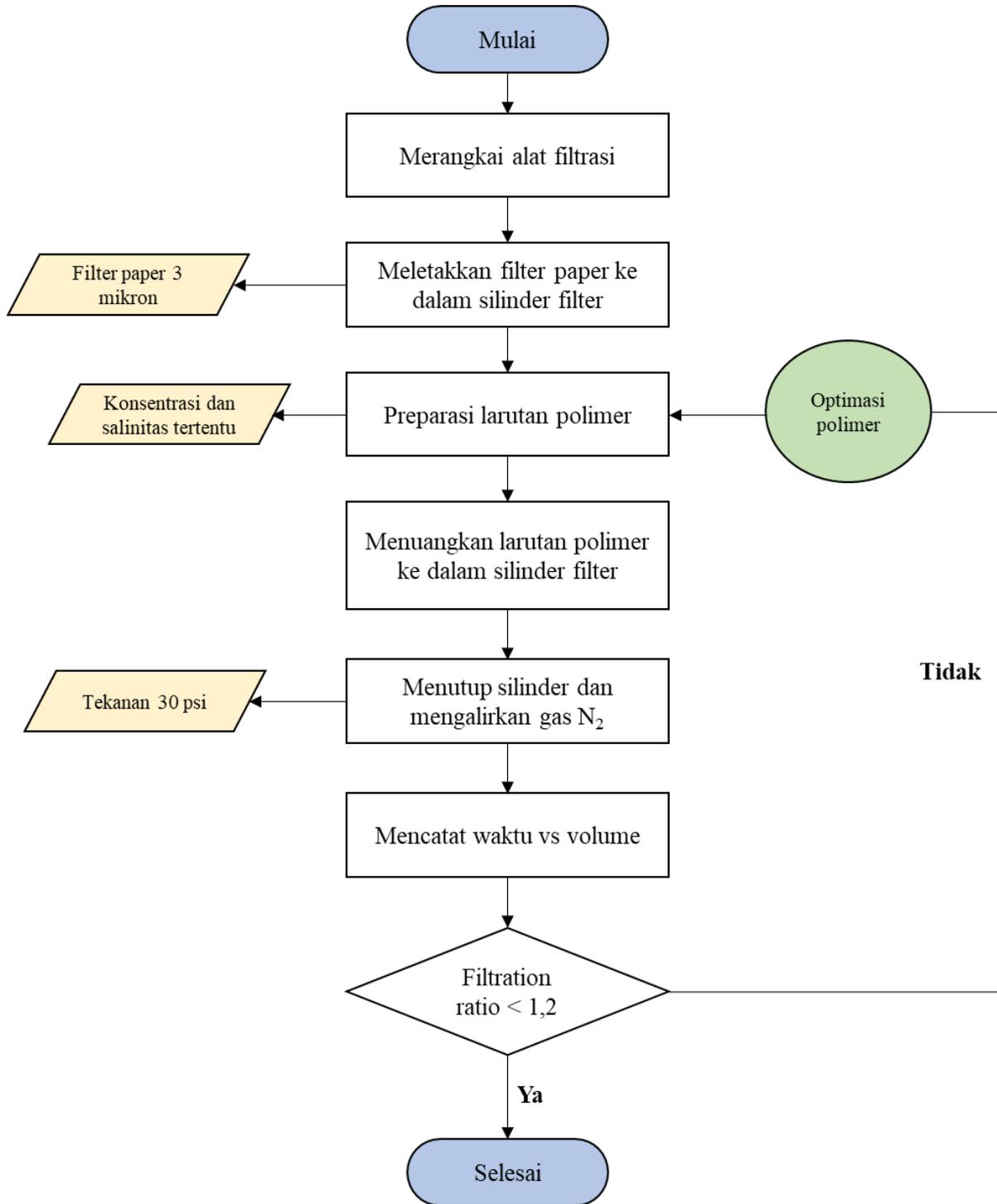
Gambar 4.9 Flowchart Viskositas vs Konsentrasi

Flowchart Viskositas vs Shear Rate ditampilkan pada Gambar 4.10 berikut.



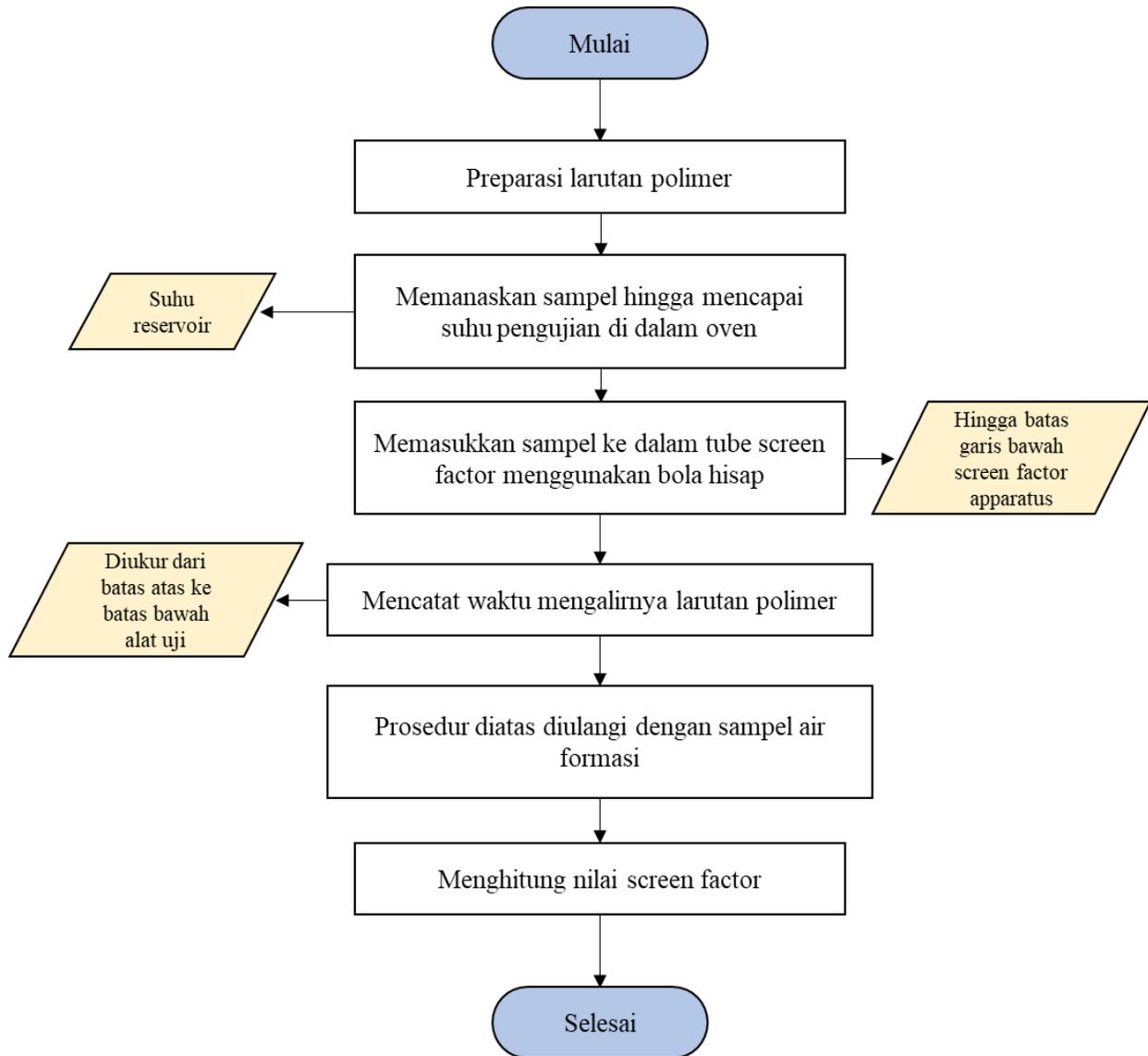
Gambar 4.10 Flowchart Viskositas vs Shear Rate

Flowchart Filtration Test ditampilkan pada Gambar 4.11 berikut.



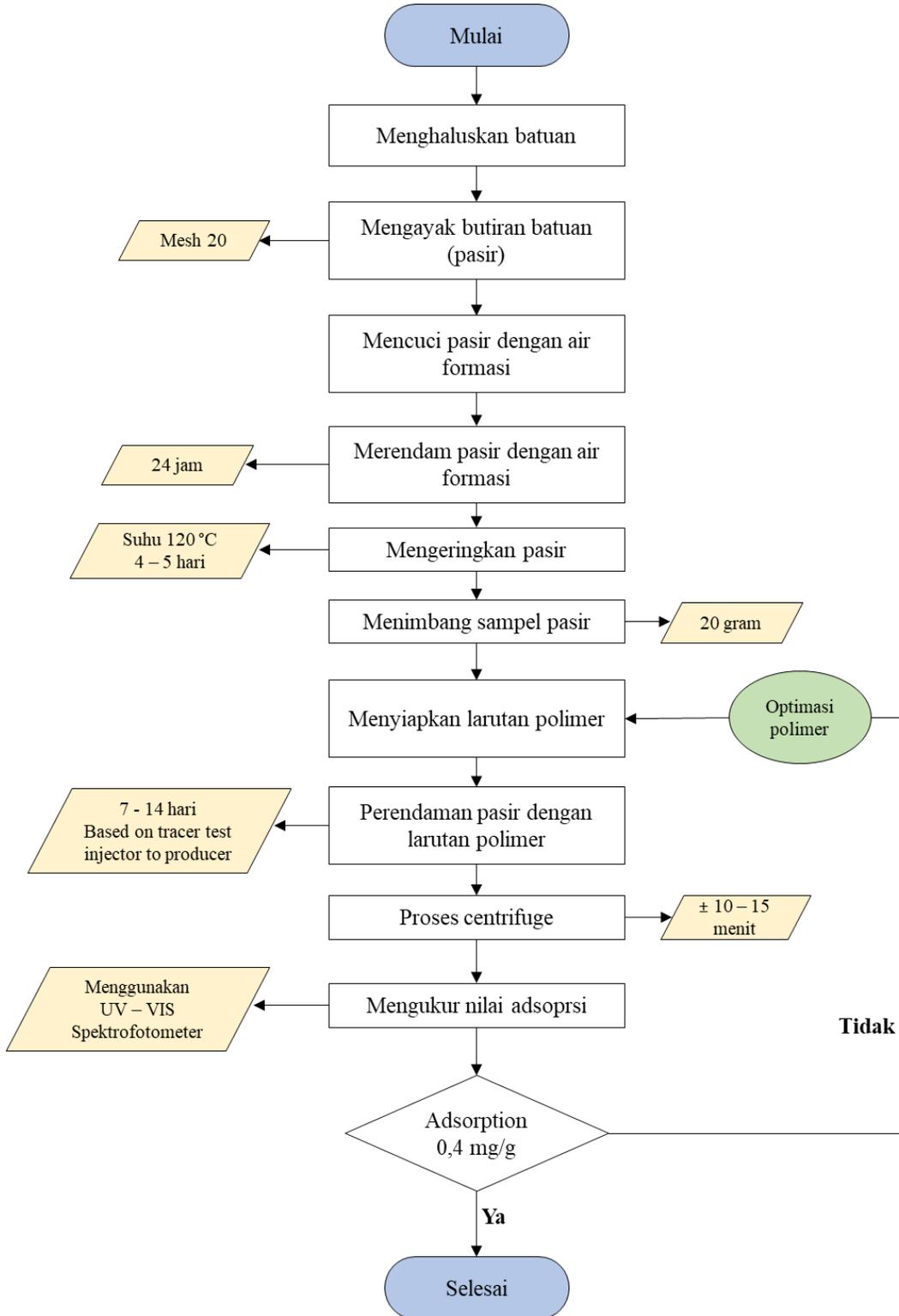
Gambar 4.11 Flowchart Filtration Test

Flowchart Screen Factor Test ditampilkan pada Gambar 4.12 berikut.



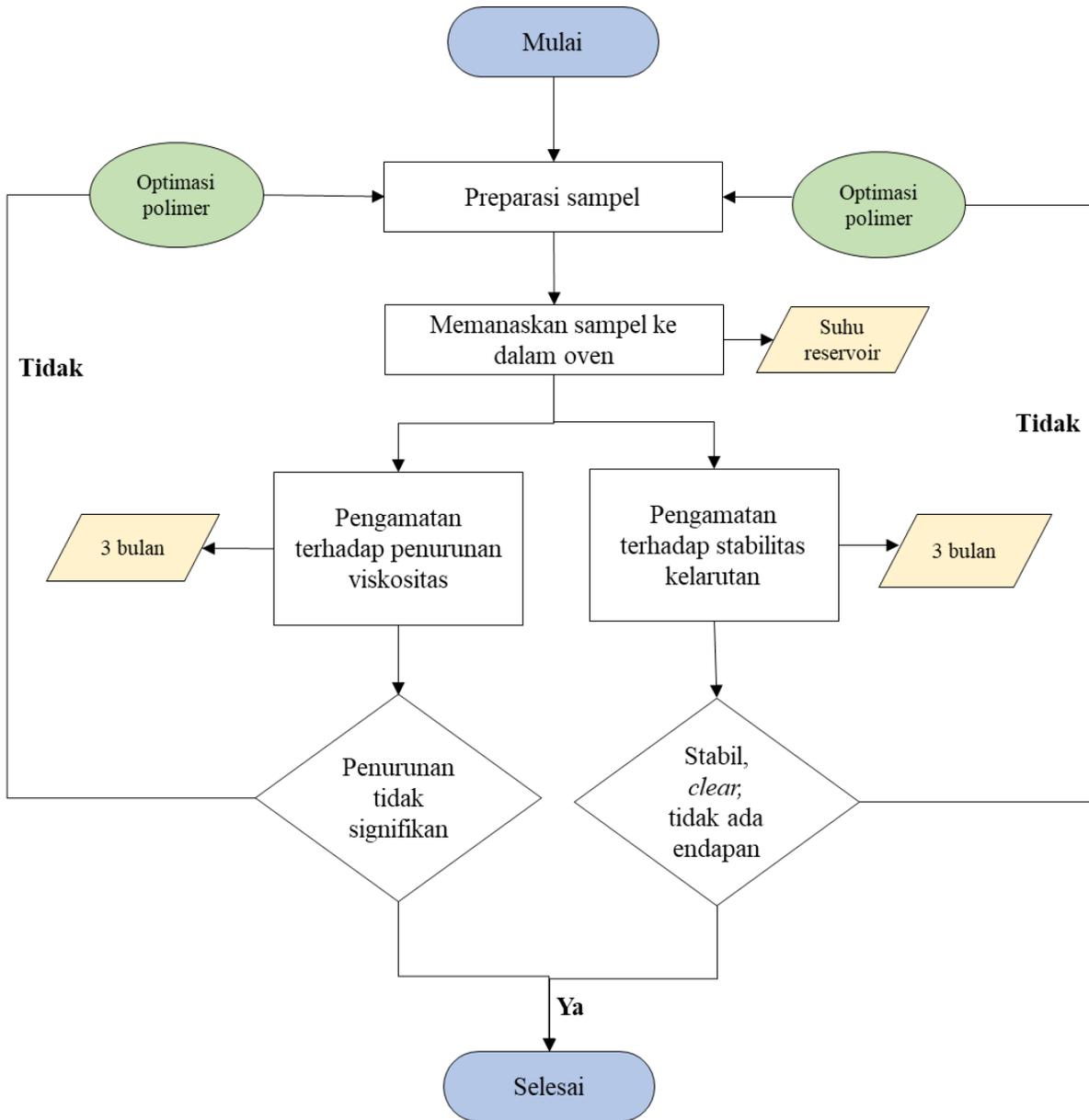
Gambar 4.12 Flowchart Screen Factor

Flowchart Adsorption Test ditampilkan pada Gambar 4.13 berikut.



Gambar 4.12 Flowchart Adsorption Test

Flowchart Thermal Stability Test ditampilkan pada Gambar 4.14 berikut.



Gambar 4.14 Flowchart Thermal Stability Test

BAB V

HASIL UJI

5.1 Hasil Pengujian Surfaktan

5.1.1 Compatibility Test

1. Surf. 1

Gambar 5. 1 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 1



Gambar 5.1 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.1 dengan konsentrasi 0,05% ; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.1 Data Pengamatan *Compatibility test* Surf. 1 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 1	0,05	13 Juli 2021	2 Agustus 2021	Satu fasa, <i>milky</i>
	0,25	13 Juli 2021	2 Agustus 2021	Satu fasa, <i>milky</i>
	0,5	13 Juli 2021	2 Agustus 2021	Satu fasa, <i>milky</i>
	0,75	14 Juli 2021	3 Agustus 2021	Satu fasa, <i>milky</i>
	1	14 Juli 2021	3 Agustus 2021	Satu fasa, <i>milky</i>

5.1.2 Surf. 2

Gambar 5.2 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 2



Gambar 5.2 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.2 dengan konsentrasi 0,05% ; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.2 Data Pengamatan *Compatibility test* Surf. 2 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 2	0,05	14 Juli 2021	3 Agustus 2021	Satu fasa, jernih
	0,25	14 Juli 2021	3 Agustus 2021	Satu fasa, keruh
	0,5	14 Juli 2021	3 Agustus 2021	Satu fasa, keruh
	0,75	14 Juli 2021	3 Agustus 2021	Satu fasa, keruh
	1	14 Juli 2021	3 Agustus 2021	Satu fasa, keruh

5.1.3 Surf. 3

Gambar 5.3 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 3



Gambar 5. 3 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.3 dengan konsentrasi 0,05% ; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.3 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 3 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 3	0,05	15 Juli 2021	4 Agustus 2021	Satu fasa, jernih
	0,25	15 Juli 2021	4 Agustus 2021	Satu fasa, jernih
	0,5	15 Juli 2021	4 Agustus 2021	Satu fasa, jernih
	0,75	15 Juli 2021	4 Agustus 2021	Satu fasa, jernih
	1	15 Juli 2021	4 Agustus 2021	Satu fasa, jernih

5.1.4 Surf. 4

Gambar 5.4 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 4



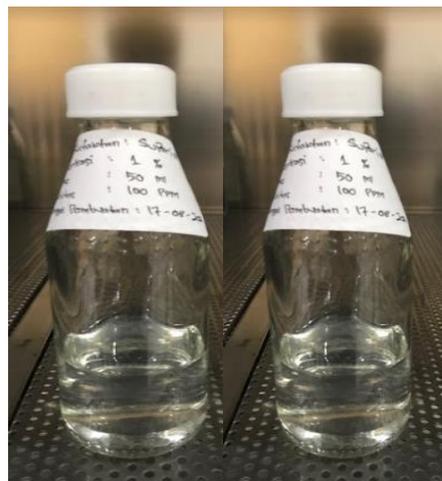
Gambar 5.4 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.4 dengan konsentrasi 1% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.4 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 4 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 4	1	09 Agustus 2021	31 Agustus 2021	Satu fasa, jernih

5.1.5 Surf. 5

Gambar 5.5 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 5



Gambar 5. 5 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.5 dengan konsentrasi 0,5% dan 1% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.5 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 5 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 5	0,5	17 Agustus 2021	7 September 2021	Satu fasa, Jernih
	1	19 Agustus 2021	9 September 2021	Satu fasa, Jernih

5.1.6 Surf. 6

Gambar 5.6 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 6



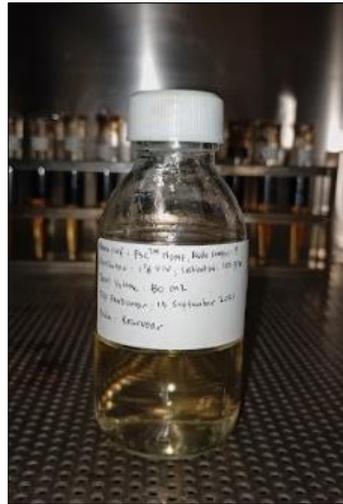
Gambar 5. 6 Hasil pengujian compatibility test Surf.6 dengan konsentrasi 3% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.6 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 6 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 6	3	12 Agustus 2021	1 September 2021	Satu fasa, Jernih

5.1.7 Surf. 7

Gambar 5.7 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 7



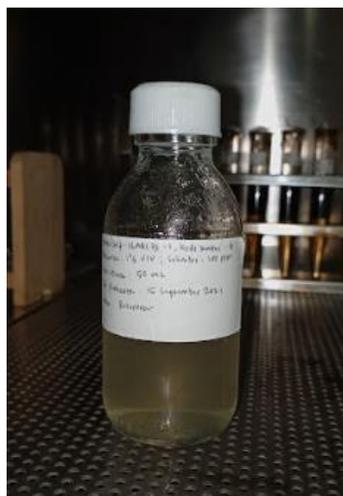
Gambar 5. 7 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.7 dengan konsentrasi 1% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.7 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 7 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 7	1	15 September 2021	6 Oktober 2021	Satu fasa, Jernih

5.1.8 Surf. 8

Gambar 5.8 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 8



Gambar 5. 8 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.8 dengan konsentrasi 1% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.8 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 8 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 8	1	15 September 2021	6 Oktober 2021	Satu fasa, Jernih

5.1.9 Surf. 9

Gambar 5.9 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 9



Gambar 5. 9 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.9 dengan konsentrasi 0,5% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.9 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 9 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 9	0,5	29 Desember 2021	18 Januari 2021	Satu fasa, Jernih

5.1.10 Surf. 10

Gambar 5.10 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 10



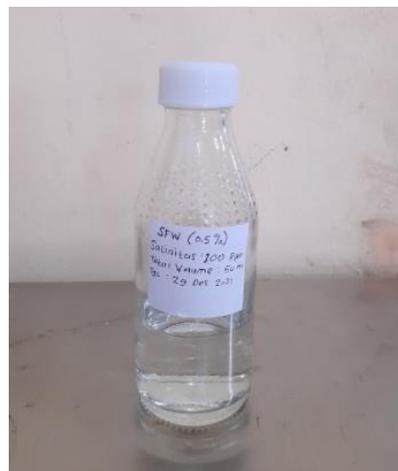
Gambar 5. 10 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.10 dengan konsentrasi 0,5% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.10 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 10 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 10	0,5	29 Desember 2021	18 Januari 2021	Satu fasa, Jernih

5.1.11 Surf. 11

Gambar 5.11 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 11



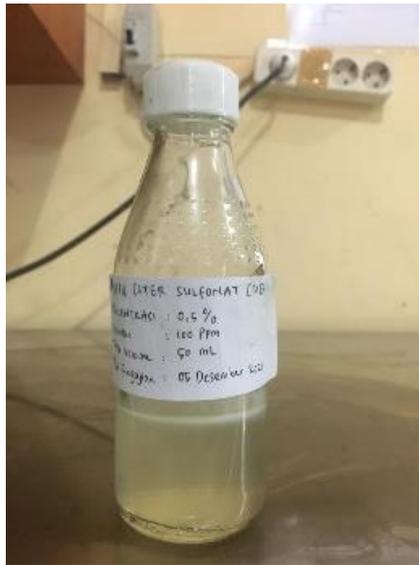
Gambar 5.11 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.11 dengan konsentrasi 0,5% pada salinitas air formasi 100 ppm

Tabel 5.11 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 11 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 11	0,5	29 Desember 2021	18 Januari 2021	Satu fasa, Jernih

5.1.12 Surf. 12

Gambar 5.12 berikut merupakan hasil pengujian Surf. 12



Gambar 5. 12 Hasil pengujian *compatibility test* Surf.12 dengan konsentrasi 0,5% pada salinitas air formasi 100 ppm

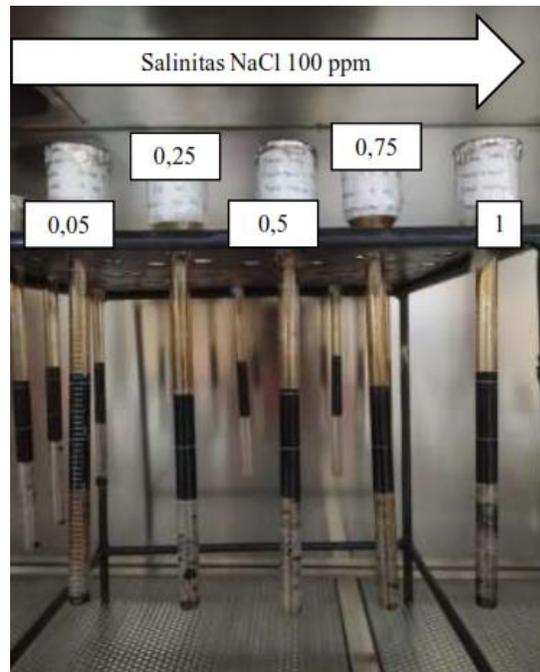
Tabel 5.12 Data Pengamatan *Compatibility Test* Surf. 12 Selama 21 Hari

Identitas Surfaktan	Konsentrasi (% v/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Surf. 12	0,5	29 Desember 2021	18 Januari 2021	2 fasa, ada partisi minyak di fasa atas larutan

5.2 Phase Behaviour Test

4.2.1 Surf. 1

Hasil pengujian Surf.1 pada salinitas 100 ppm (*original salinity*) ditampilkan pada Gambar 4.9 berikut



Gambar 4.9 Hasil pengujian phase behaviour surf. 1 dengan konsentrasi surfaktan 0,05%; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% pada salinitas 100 ppm

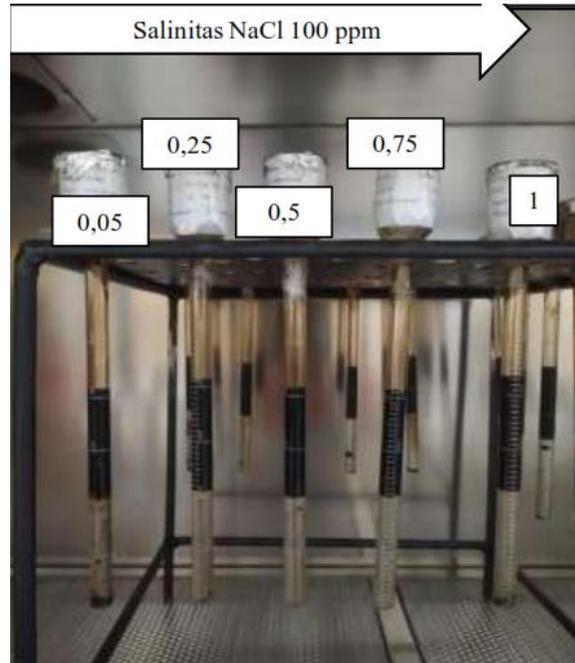
Tabel 4.9 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.1 Salinitas 100 ppm selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Pembuatan Sampel	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (0,05%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	22 Juli 2021	28 Juli 2021
Surf. (0,25%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	22 Juli 2021	28 Juli 2021
Surf. (0,5%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	22 Juli 2021	28 Juli 2021
Surf. (0,75%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	22 Juli 2021	28 Juli 2021

Surf. (1%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	22 Juli 2021	28 Juli 2021
----------------------	---	---	-----------------------	--------------	--------------

4.2.2 Surf. 2

Hasil pengujian Surf.2 pada salinitas 100 ppm (*original salinity*) ditampilkan pada Gambar 4.9 berikut



Gambar 4.10 Hasil pengujian phase behaviour surf. 2 dengan konsentrasi surfaktan 0,05%; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% pada salinitas 100 ppm

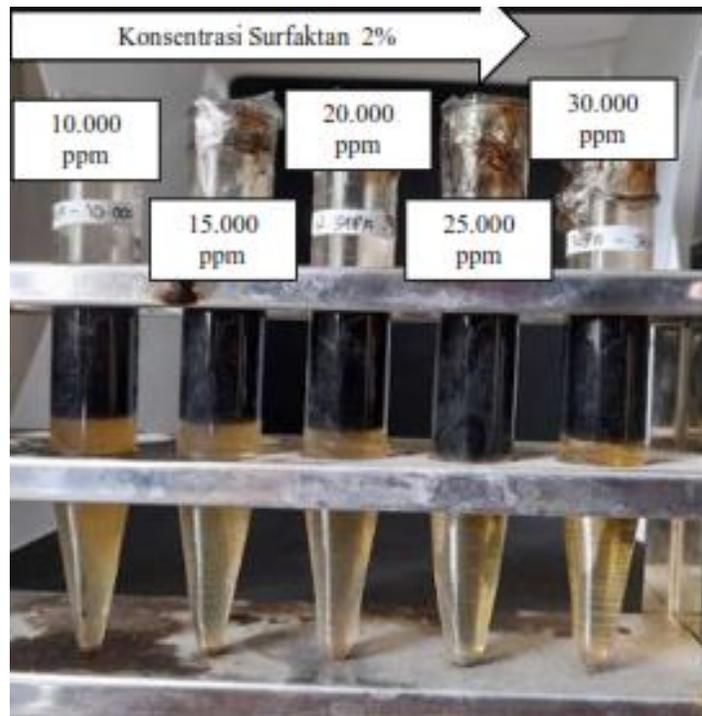
Tabel 4.10 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.2 Salinitas 100 ppm selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (0,05%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (0,25%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (0,5%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (0,75%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021

Surf. (1%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
-------------------------	---	---	--------------------------	--------------	--------------

Beberapa faktor yang mempengaruhi pembentukan mikroemulsi yaitu konsentrasi surfaktan dan salinitas air. Oleh karena itu, pengujian dilanjutkan peningkatan konsentrasi surfaktan yang digunakan dan menggunakan metoda *gradient salinity* untuk mendapatkan *optimum salinity*.

Pengujian Tahap I, menggunakan konsentrasi surfaktan 2% dan salinitas (NaCl) : 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.11 berikut.



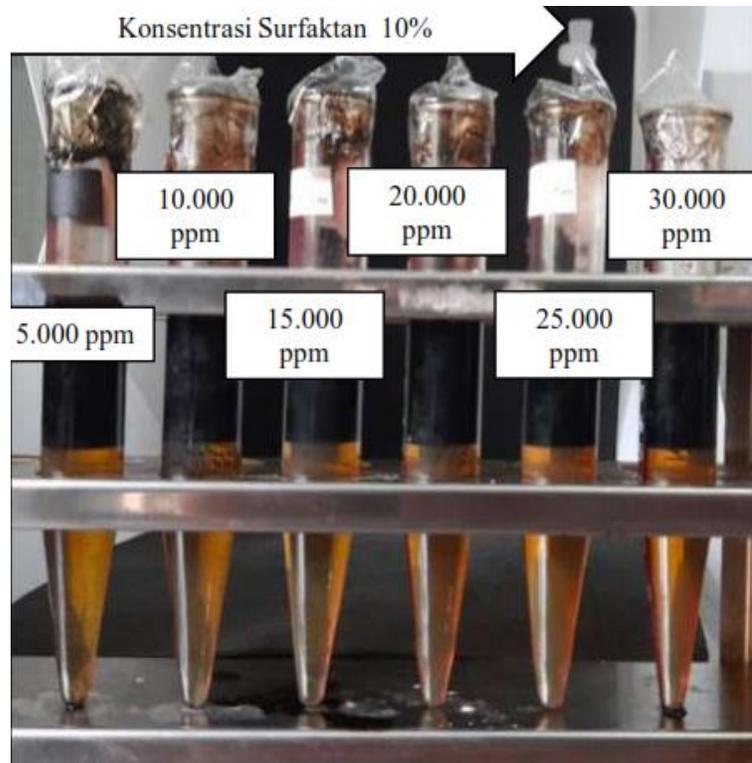
Gambar 4.11 Hasil pengujian phase behaviour surf. 2 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl) : 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm.

Tabel 4.11 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.2 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2%) + 10000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (2%) + 15000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (2%) + 20000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (2%) + 25000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (2%) + 30000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.11, belum dihasilkan Winsor type III. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap II, menggunakan konsentrasi surfaktan 10% dan salinitas (NaCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.12 berikut.



Gambar 4.12 Hasil pengujian phase behaviour surf.2 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm

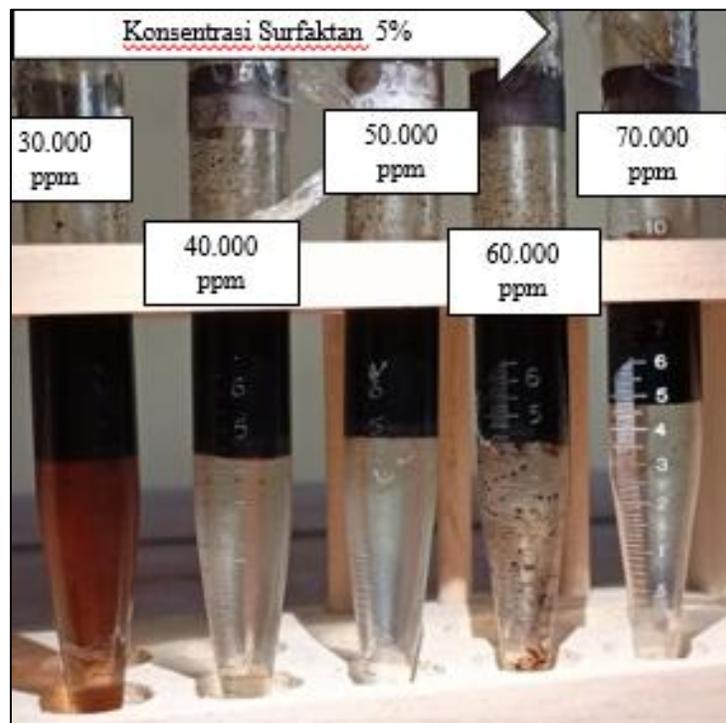
Tabel 4.12 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.2 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10%) + 5000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) + 10000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) + 15000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) + 20000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021

Surf. (10%) + 25000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) 3000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.12, belum dihasilkan winsor type III. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap III, menggunakan konsentrasi surfaktan 5% dan salinitas (Na_2CO_3): 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm dan 70.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.13 berikut.



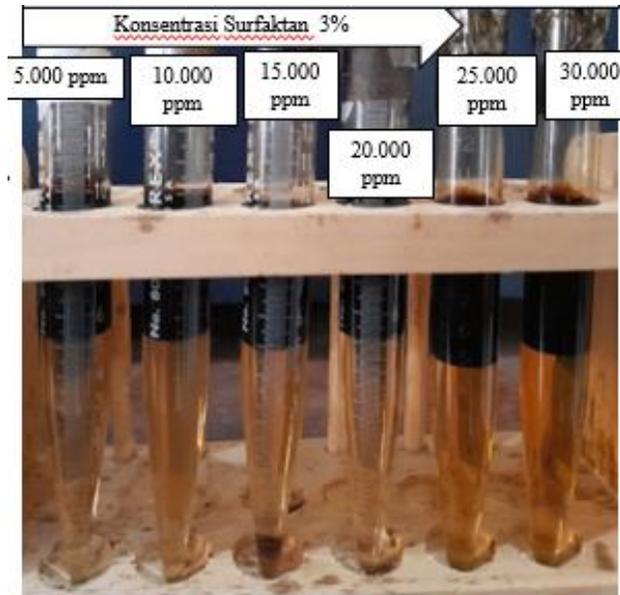
Gambar 4.13 Hasil pengujian phase behaviour surf.2 dengan konsentrasi surfaktan 5% pada salinitas (Na_2CO_3): 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm dan 70.000 ppm

Tabel 4.13 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.2 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Pembuatan Sampel	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (5 %) + 30.000 ppm	-	1	Emulsi Fasa Bawah	4 Oktober 2021	10 Oktober 2021
Surf. (5 %) + 40.000 ppm	-	-	Indikasi middle mikroemulsi, masih gel	4 Oktober 2021	10 Oktober 2021
Surf. (5 %) + 50.000 ppm	-	-	Indikasi middle mikroemulsi, masih gel	4 Oktober 2021	10 Oktober 2021
Surf. (5 %) + 60.000 ppm	-	-	Mikroemulsi fasa atas	4 Oktober 2021	10 Oktober 2021
Surf, (5 %) + 70.000 ppm	-	-	Mikroemulsi fasa atas	4 Oktober 2021	10 Oktober 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.13, belum dihasilkan winsor type III. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap IV, pengujian pada konsentrasi surfaktan (3%) dan salinitas garam (KCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.14 berikut.



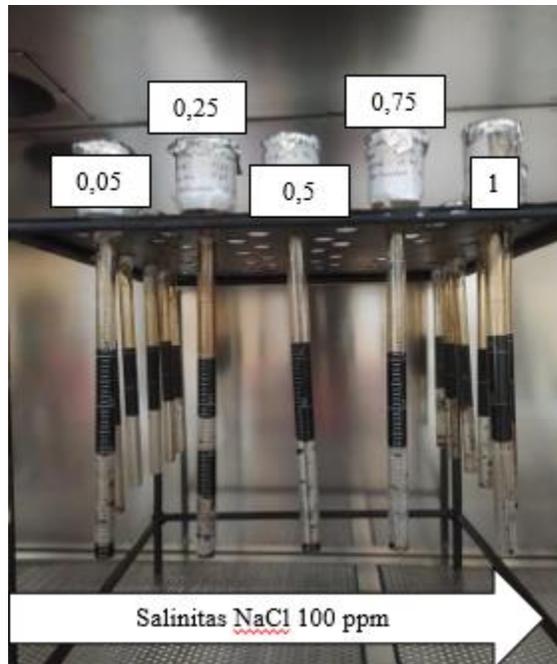
Gambar 4.14 Hasil pengujian phase behaviour surf.2 dengan konsentrasi surfaktan 3% pada salinitas (KCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm

Tabel 4.14 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.2 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Pembuatan Sampel	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (3 %) + 5.000 ppm	-	1	Mikroemulsi Fasa Bawah	18 Oktober 2021	24 Oktober 2021
Surf. (3 %) + 10.000 ppm	-	1	Mikroemulsi Fasa Bawah	18 Oktober 2021	24 Oktober 2021
Surf. (3 %) + 15.000 ppm	-	1	Mikroemulsi Fasa Bawah	18 Oktober 2021	24 Oktober 2021
Surf. (3 %) + 20.000 ppm	-	1	Mikroemulsi Fasa Bawah	18 Oktober 2021	24 Oktober 2021
Surf, (3 %) + 25.000 ppm	-	1	Mikroemulsi Fasa Bawah	18 Oktober 2021	24 Oktober 2021
Surf, (3 %) + 30.000 ppm	-	1	Mikroemulsi Fasa Bawah	18 Oktober 2021	24 Oktober 2021

4.2.3 Surf. 3

Hasil pengujian Surf.3 pada salinitas 100 ppm (*original salinity*) ditampilkan pada Gambar 4.15 berikut.



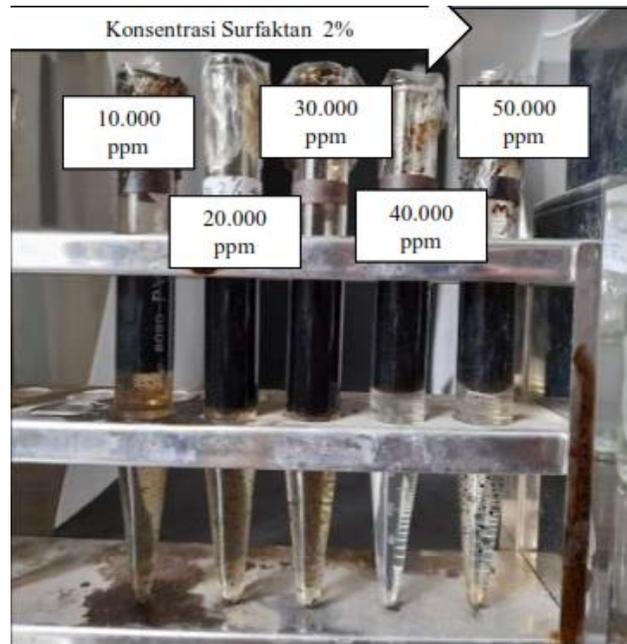
Gambar 4.15 Hasil pengujian phase behaviour surf. 3 dengan konsentrasi surfaktan 0,05%; 0,25%; 0,5%; 0,75% dan 1% pada salinitas 100 ppm

Tabel 4.15 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.3 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Pembuatan Sampel	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (0,05%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada emulsi	19 Juli 2021	26 Juli 2021
Surf. (0,25%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada emulsi	19 Juli 2021	26 Juli 2021
Surf. (0,5%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada emulsi	19 Juli 2021	26 Juli 2021
Surf. (0,75%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada emulsi	19 Juli 2021	26 Juli 2021
Surf. (1%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada emulsi	19 Juli 2021	26 Juli 2021

Beberapa faktor yang mempengaruhi pembentukan mikroemulsi yaitu konsentrasi surfaktan dan salinitas air. Oleh karena itu, pengujian dilanjutkan peningkatan konsentrasi surfaktan yang digunakan dan menggunakan metoda *gradient salinity* untuk mendapatkan *optimum salinity*.

Pengujian Tahap I, menggunakan konsentrasi surfaktan 2% dan salinitas (NaCl) : 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm dan 50.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.16 berikut.



Gambar 4.16 Hasil pengujian phase behaviour surf.3 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl) : 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm dan 50.000 ppm

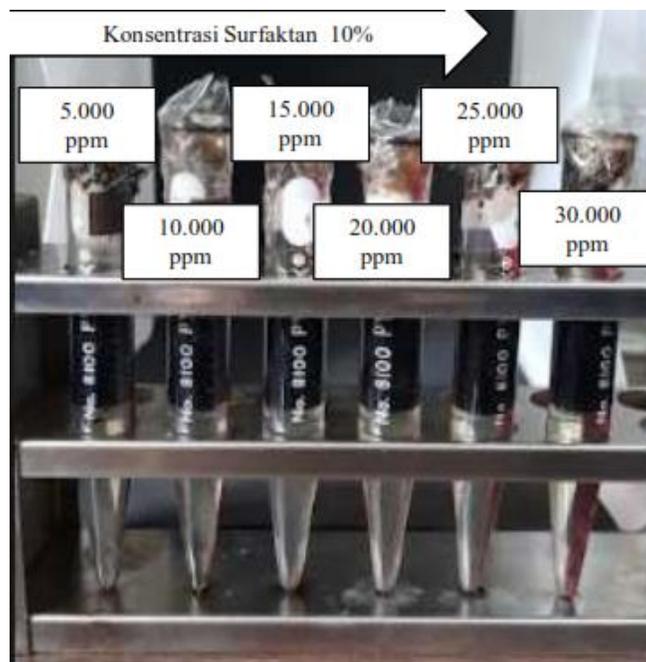
Tabel 4.16 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.3 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Pembuatan Sampel	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2 %) + 10000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	11 Agustus 2021	17 Agustus 2021
Surf. (2 %) + 20000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	11 Agustus 2021	17 Agustus 2021
Surf. (2 %) + 30000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	11 Agustus 2021	17 Agustus 2021

Surf. (2 %) + 40000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	11 Agustus 2021	17 Agustus 2021
Surf. (2%) + 50000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	11 Agustus 2021	17 Agustus 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.16, belum dihasilkan winsor type III. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, pengujian pada konsentrasi surfaktan (10%) dan salinitas garam (NaCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.17 berikut.



Gambar 4.17 Hasil pengujian phase behaviour surf.3 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm

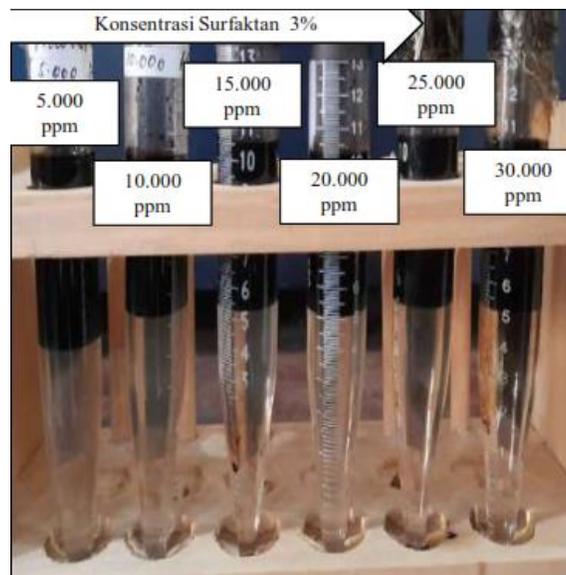
Tabel 4.17 Data Pengamatan *Phase Behaviour* Surf.3 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Pembuatan Sampel	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10 %) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021

Surf. (10 %) + 10000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 15000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 20000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 25000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 30000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.17, belum dihasilkan winsor type III. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, pengujian pada konsentrasi surfaktan (3%) dan salinitas garam (KCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.18 berikut.



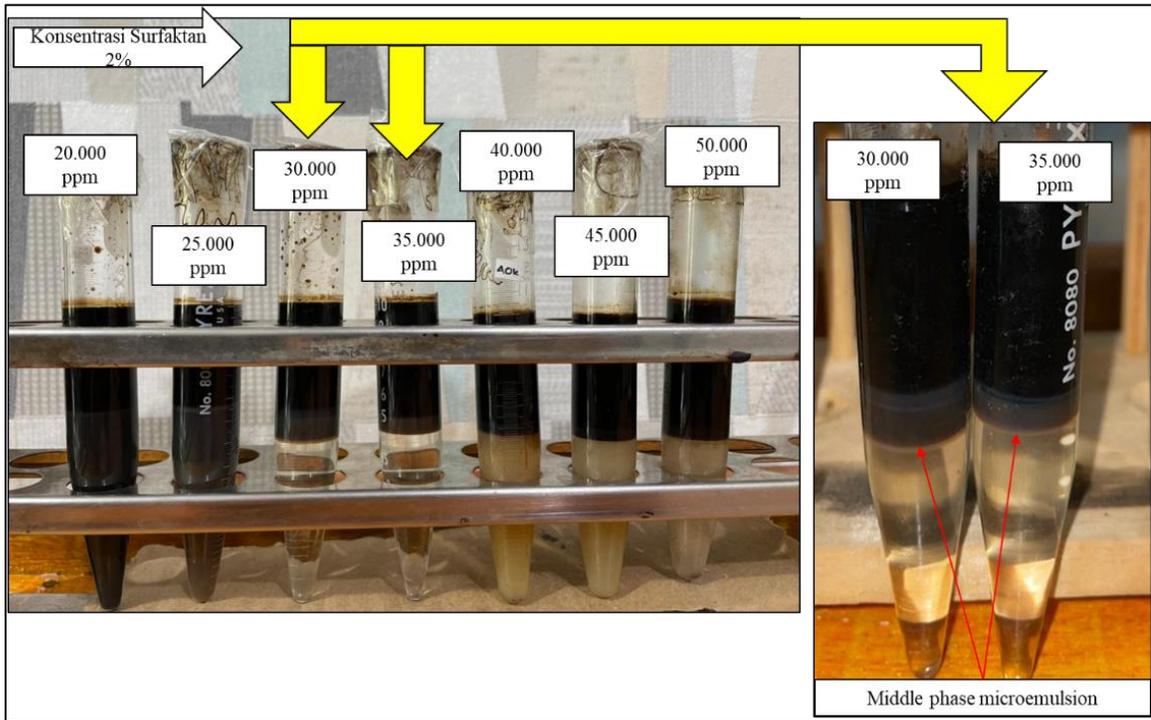
Gambar 4.18 Hasil pengujian phase behaviour surf.3 dengan konsentrasi surfaktan 3% pada salinitas (KCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm

Tabel 4.18 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.3 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Pembuatan Sampel	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10 %) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 10000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 15000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 20000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 25000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10 %) + 30000 ppm	-	-	Tidak ada mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021

4.2.4 Surf. 4

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm, konsentrasi surfaktan (10%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.19 berikut.



Gambar 4.19 Hasil pengujian phase behaviour surf.4 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (Na_2CO_3): 20.000 ppm, 25.000 ppm, 30.000 ppm, 35.000 ppm, 40.000 ppm, 45.000 ppm dan 50.000 ppm

Tabel 4.19 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.4 selama 7 Hari

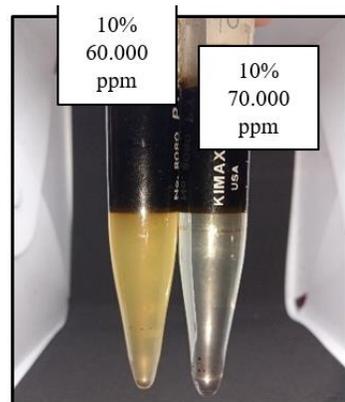
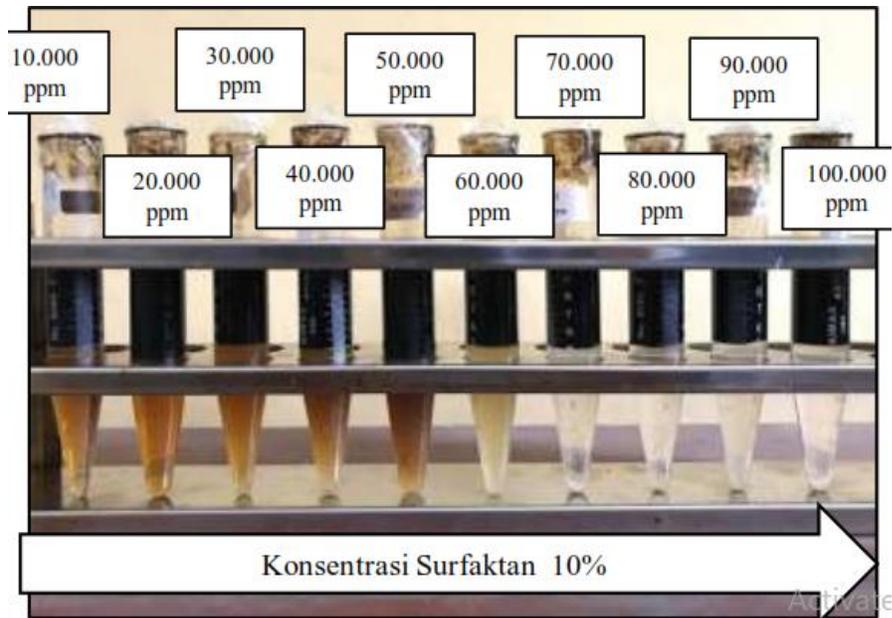
Fluida	Volume Mikroemulsi	Tipe	Keterangan	Tanggal Pembuatan Sampel	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2 %) + 20.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	12 April 2022	25 April 2022
Surf. (2 %) + 25.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	12 April 2022	25 April 2022

Surf. (2 %) + 30.000 ppm	1,2	III	Mikroemulsi fasa tengah	12 April 2022	25 April 2022
Surf. (2 %) + 35.000 ppm	0,8	III	Mikroemulsi fasa tengah	12 April 2022	25 April 2022
Surf. (2 %) + 40.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	12 April 2022	25 April 2022
Surf. (2 %) + 45.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	12 April 2022	25 April 2022
Surf. (2 %) + 50.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	12 April 2022	25 April 2022

Berdasarkan hasil pengujian pada Gambar 4.19, terlihat adanya indikasi *middle phase microemulsion* pada salinitas 30.000 ppm dan 35.000 ppm dengan ketebalan 1,2 ml dan 0,8 ml dengan oil solubilization ratio 12 dan 8 berturut – turut. Hal ini menunjukkan bahwa Sur.4 dapat menjadi kandidat chemical EOR karena telah memenuhi kriteria screening phase behaviour test yaitu oil solubilization ratio 10.

4.2.5 Surf. 5

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Konsentrasi surfaktan (10%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.22 berikut.



Middle phase microemulsion

Gambar 4.22 Hasil pengujian phase behaviour surf.5 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl) : 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm

Tabel 4.21 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.5 selama 7 Hari

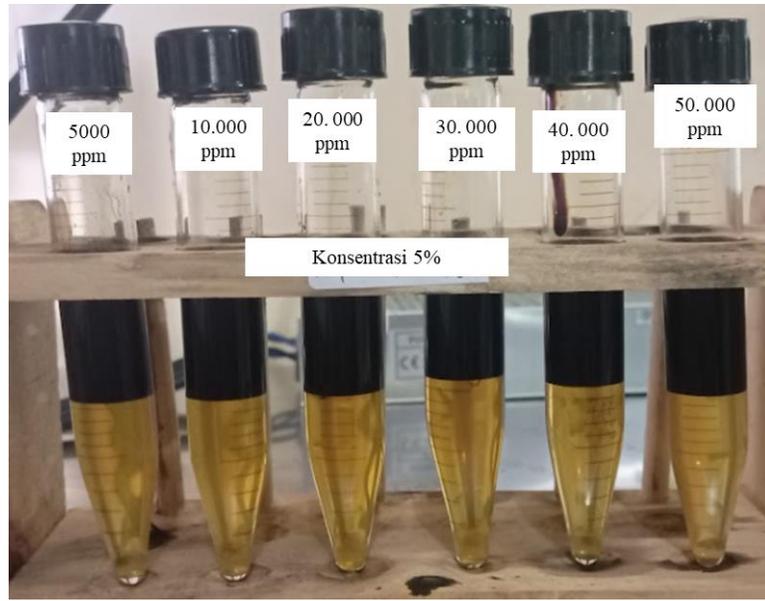
Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10%) + 10.0000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021
Surf. (10%) + 20.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021

Surf. (10%) + 30.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021
Surf. (10%) + 40.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021
Surf. (10%) + 50.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021
Surf. (10%) + 60.000 ppm	0,2 ml	III	Indikasi Mikroemulsi fasa tengah	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021
Surf. (10%) + 70.000 ppm	0,1 ml	III	Indikasi Mikroemulsi fasa tengah	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021
Surf. (10%) + 80.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021
Surf. (10%) + 90.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021
Surf. (10%) + 100.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	19 Agustus 2021	26 Agustus 2021

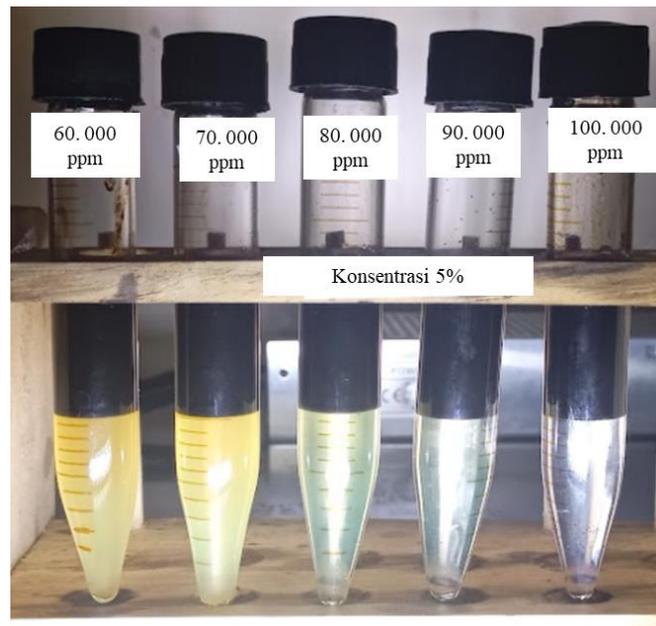
Terlihat adanya transisi fasa mikroemulsi dari *lower phase microemulsion* ke *upper phase microemulsion*. Perubahan tipe mikroemulsi dari tipe I ke tipe II tentunya akan melewati tipe III mikroemulsi (*middle phase microemulsion*) terlebih dahulu.

Oleh karena itu, berdasarkan pengamatan visual yang dilakukan pada semua sampel uji dengan *gradient salinity*, yang berpotensi dapat membentuk *middle phase microemulsion* yaitu pada salinitas 60.000 ppm – 70.000 ppm dan disebut dengan *salinity optimum* surfaktan.

Pengujian kembali dilakukan dengan menggunakan konsentrasi surfaktan yang lebih kecil (5%) pada salinitas (NaCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.24 – 4.25 berikut.



Gambar 4.24 Hasil pengujian phase behaviour surf.5 dengan konsentrasi surfaktan 5% pada salinitas (NaCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm



Gambar 4.25 Hasil pengujian phase behaviour surf.4 dengan konsentrasi surfaktan 5% pada salinitas (NaCl) : 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm

Tabel 4.22 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.5 selama 7 Hari

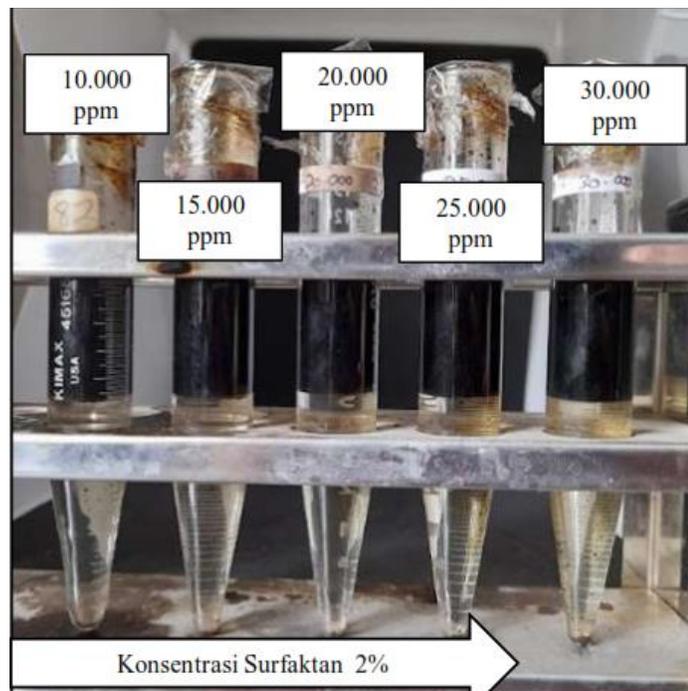
Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (5%) + 5.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 10.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 20.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 30.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 40.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 50.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 60.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 70.000 ppm	0,1	III	Indikasi Mikroemulsi fasa tengah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 80.000 ppm	0,1	III	Indikasi Mikroemulsi fasa tengah	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 90.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	4 Februari 2022	10 Februari 2022
Surf. (5%) + 100.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	4 Februari 2022	10 Februari 2022

Terlihat adanya transisi fasa mikroemulsi dari *lower phase microemulsion* ke *upper phase microemulsion*. Perubahan tipe mikroemulsi dari tipe I ke tipe II tentunya akan melewati tipe III mikroemulsi (*middle phase microemulsion*) terlebih dahulu.

Oleh karena itu, berdasarkan pengamatan visual yang dilakukan pada semua sampel uji dengan *gradient salinity*, yang berpotensi dapat membentuk *middle phase microemulsion* yaitu pada salinitas 60.000 ppm – 80.000 ppm dan disebut dengan *salinity optimum* surfaktan. Maka, dari pengujian tersebut dapat dibuat grafik solubilization ratio yang ditampilkan pada Gambar 4.21 berikut.

4.2.7 Surf. 6

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Konsentrasi surfaktan (2%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.24 berikut.



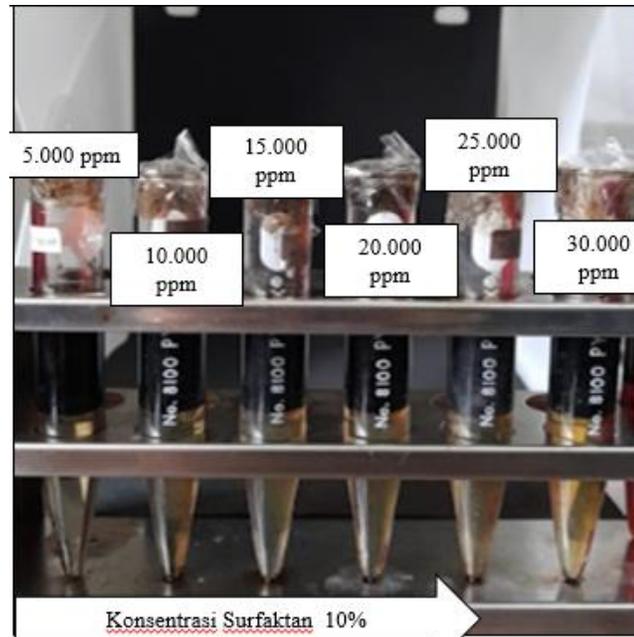
Gambar 4.24 Hasil pengujian phase behaviour surf.6 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl) : 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm.

Tabel 4.22 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.6 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (2%) + 15.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (2%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (2%) + 25.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021
Surf. (2%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Juli 2021	27 Juli 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.22, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, konsentrasi surfaktan (10%) dengan salinitas (NaCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.25 berikut.



Gambar 4.25 Hasil pengujian phase behaviour surf.6 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl) : 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm.

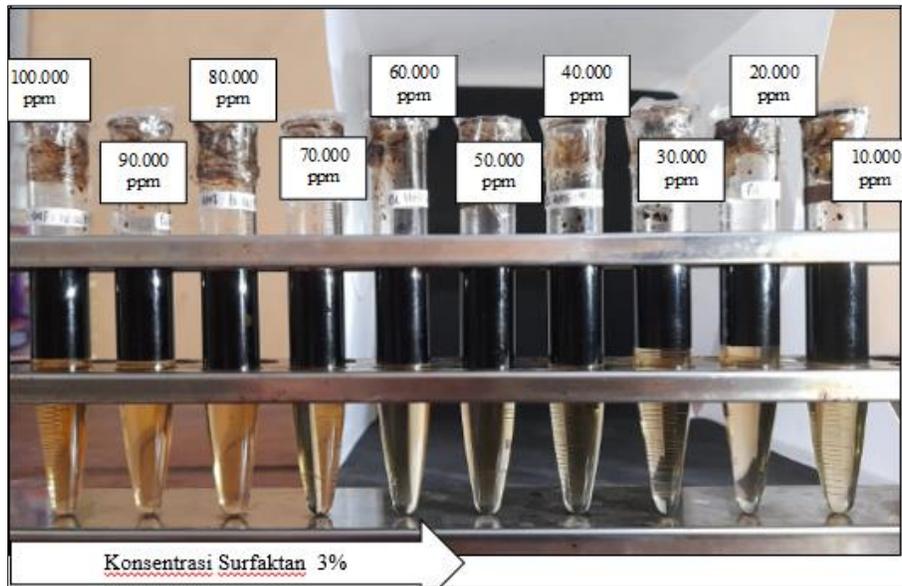
Tabel 4.23 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.6 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10%) + 5.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) + 15.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) + 25.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021
Surf. (10%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Agustus 2021	20 Agustus 2021

Berdasarkan hasil pengujian pada Gambar 4.25, terlihat tidak adanya mikroemulsi yang terbentuk pada fasa bawah, fasa tengah dan fasa atas di setiap sampel.

4.2.8 Surf. 7

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Konsentrasi surfaktan (3%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.26 berikut.



Gambar 4.26 Hasil pengujian phase behaviour surf.7 dengan konsentrasi surfaktan 3% pada salinitas (NaCl) : 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm

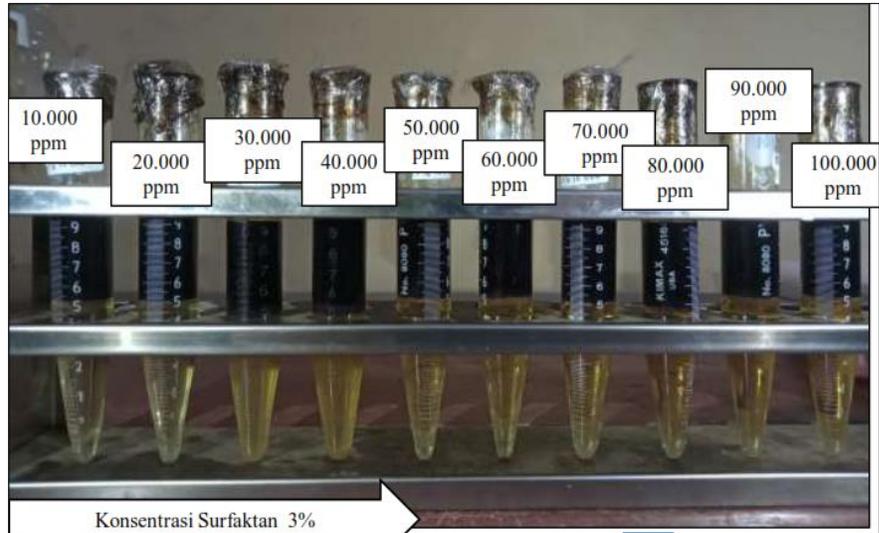
Tabel 4.24 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.7 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (3%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021
Surf. (3%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021
Surf. (3%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021

Surf. (3%) + 40.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021
Surf. (3%) + 50.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021
Surf. (3%) + 60.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021
Surf. (3%) + 70.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021
Surf. (3%) + 80.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021
Surf. (3%) + 90.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021
Surf. (3%) + 100.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	16 September 2021	23 September 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.24, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, konsentrasi surfaktan (3%) dengan salinitas (Na_2CO_3): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.27 berikut.



Gambar 4.27 Hasil pengujian phase behaviour surf.7 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (Na_2CO_3): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm

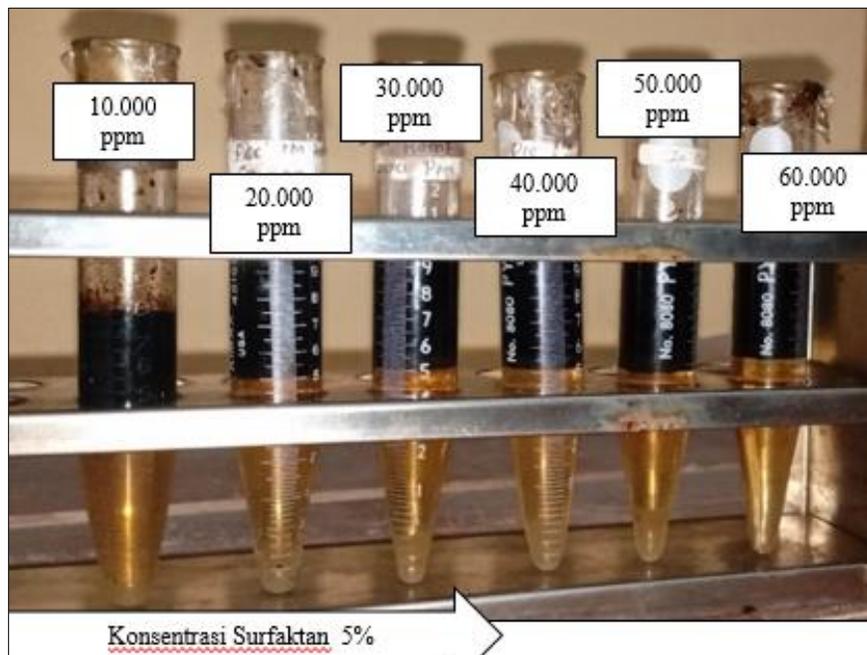
Tabel 4.25 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.7 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (3%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021
Surf. (3%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021
Surf. (3%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021
Surf. (3%) + 40.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021
Surf. (3%) + 50.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021
Surf. (3%) + 60.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021
Surf. (3%) + 70.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021

Surf. (3%) + 80.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021
Surf. (3%) + 90.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021
Surf. (3%) + 100.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 September 2021	25 September 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.25, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap II, konsentrasi surfaktan (5%) dengan salinitas (Na_2CO_3): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm dan 60.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.28 berikut.



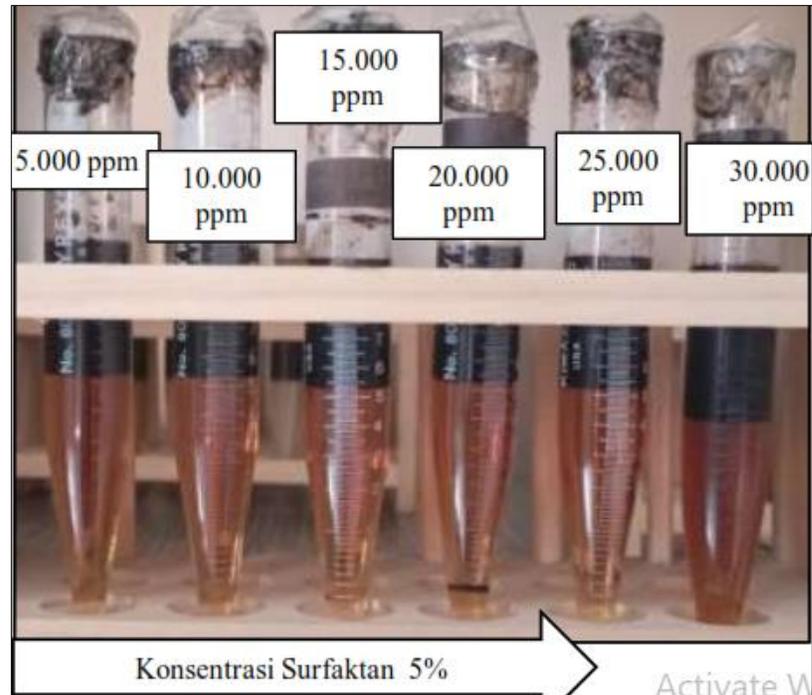
Gambar 4.28 Hasil pengujian phase behaviour surf.7 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (Na_2CO_3): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm dan 60.000 ppm

Tabel 4.26 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.7 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (5%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 Oktober 2021	11 Oktober 2021
Surf. (5%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 Oktober 2021	11 Oktober 2021
Surf. (5%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 Oktober 2021	11 Oktober 2021
Surf. (5%) + 40.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 Oktober 2021	11 Oktober 2021
Surf. (5%) + 50.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 Oktober 2021	11 Oktober 2021
Surf. (5%) + 60.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 Oktober 2021	11 Oktober 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.25, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap III, konsentrasi surfaktan (5%) dengan salinitas (KCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.29 berikut.



Gambar 4.29 Hasil pengujian phase behaviour surf.7 dengan konsentrasi surfaktan 5% pada salinitas (KCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm

Tabel 4.27 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.7 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (5%) + 5.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Oktober 2021	18 Oktober 2021
Surf. (5%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Oktober 2021	18 Oktober 2021
Surf. (5%) + 15.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Oktober 2021	18 Oktober 2021
Surf. (5%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Oktober 2021	18 Oktober 2021
Surf. (5%) + 25.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Oktober 2021	18 Oktober 2021

Surf. (5%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Oktober 2021	18 Oktober 2021
----------------------------	---	---	--------------------------	--------------------	--------------------

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.27, belum dihasilkan *winsor type III*. Ada beberapa faktor yang mempengaruhi terbentuknya mikroemulsi, diantaranya konsentrasi surfaktan, komposisi surfaktan dan tipe minyak.

4.2.8 Surf. 8

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm. Konsentrasi surfaktan (3%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.30 berikut.



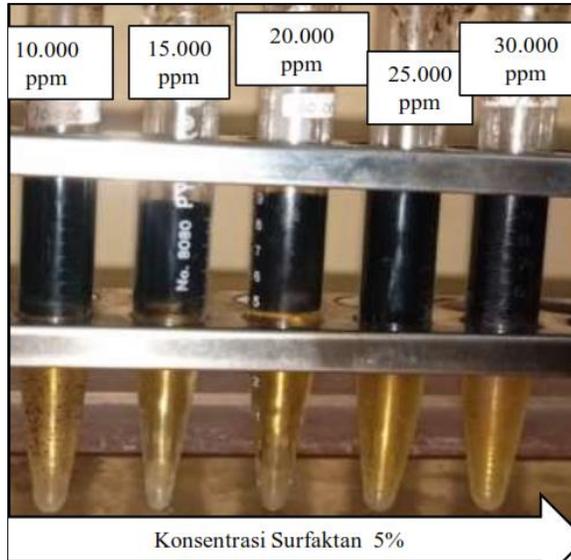
Gambar 4.30 Hasil pengujian phase behaviour surf.8 dengan konsentrasi surfaktan 3% pada salinitas (NaCl): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm

Tabel 4.27 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.8 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (3%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 40.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 50.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 60.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 70.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 80.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 90.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021
Surf. (3%) + 100.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	01 oktober 2021	08 oktober 2021

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.27, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, konsentrasi surfaktan (5%) dengan salinitas (Na_2CO_3): 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.31 berikut.



Gambar 4.31 Hasil pengujian phase behaviour surf.8 dengan konsentrasi surfaktan 5% pada salinitas (Na_2CO_3): 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm

Tabel 4.28 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.8 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (5%) + 10.0000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 oktober 2021	11 oktober 2021
Surf. (5%) + 15.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 oktober 2021	11 oktober 2021
Surf. (5%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 oktober 2021	11 oktober 2021
Surf. (5%) + 25.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 oktober 2021	11 oktober 2021
Surf. (5%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	05 oktober 2021	11 oktober 2021

Berdasarkan pengujian yang telah dilakukan pada surf. 8, terlihat bahwa tidak adanya mikroemulsi yang terbentuk pada setiap sampel uji. Beberapa faktor yang mempengaruhi pembentukan mikroemulsi yaitu konsentrasi dan tipe surfaktan serta karakteristik *crude oil*.

4.2.9 Surf. 9

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Konsentrasi surfaktan (0,5%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.32 – 4.33 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.33 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

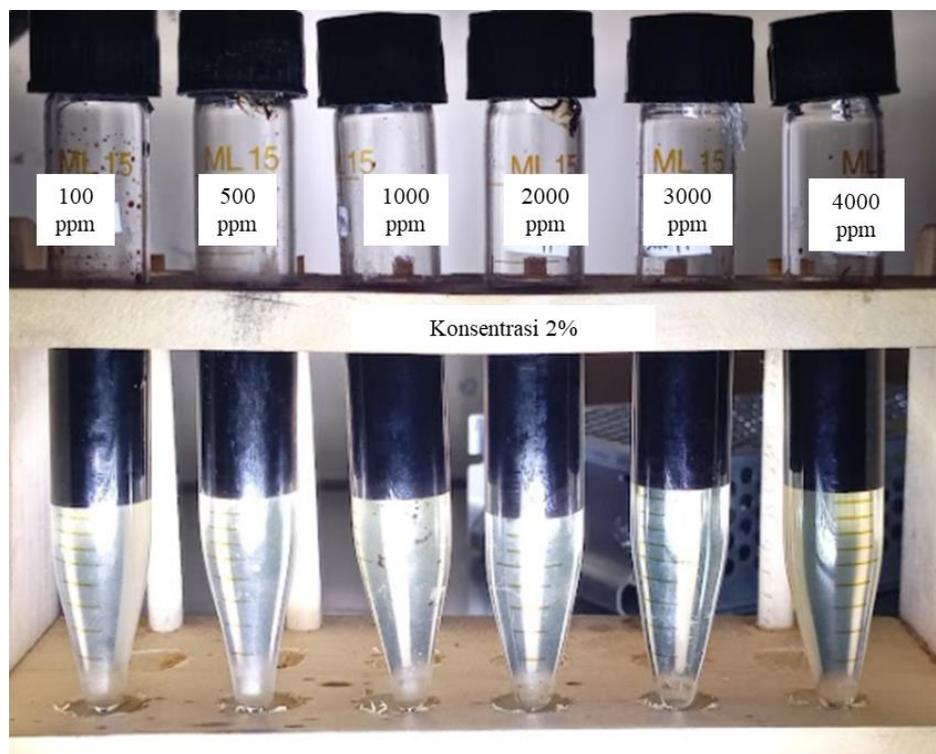
Tabel 4.29 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.9 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (0,5%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 20	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022

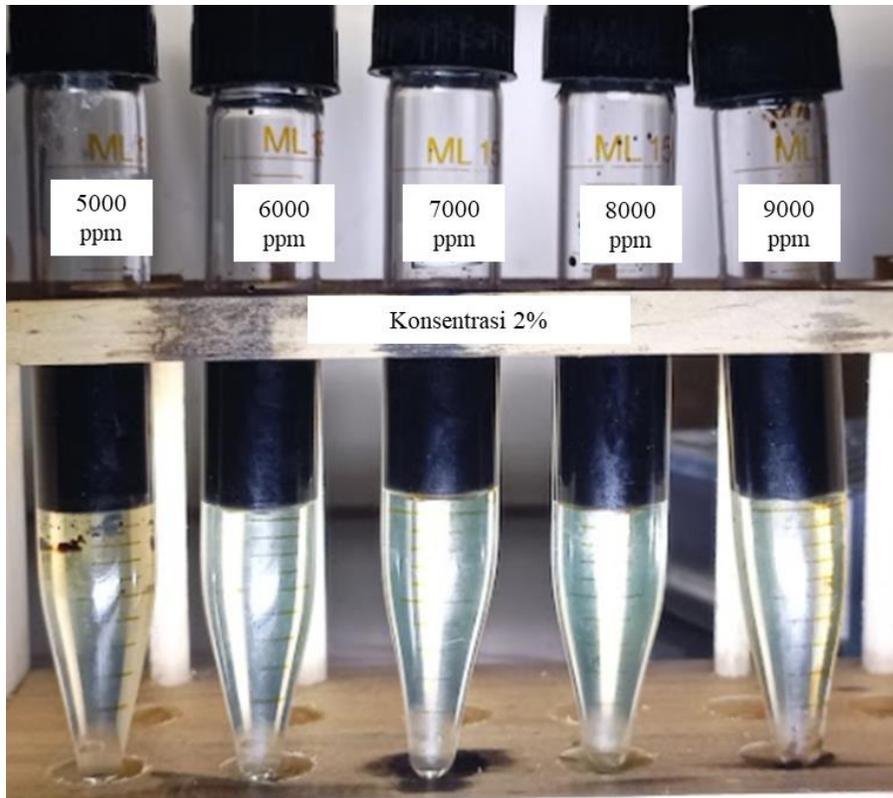
Surf. (0,5%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, konsentrasi surfaktan (2%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.33 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

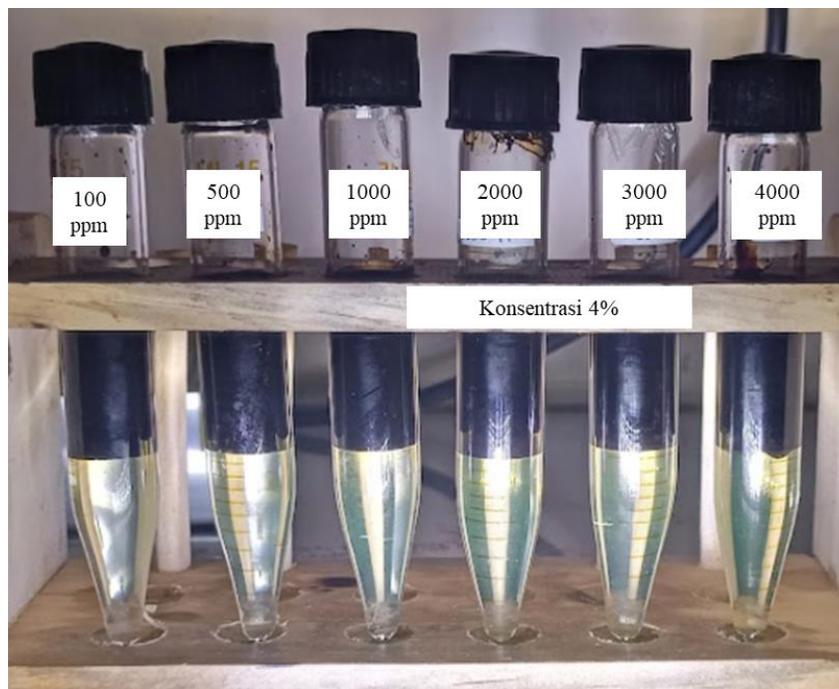
Tabel 4.29 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.9 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022

Surf. (2%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap II, konsentrasi surfaktan (4%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 4% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 4% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

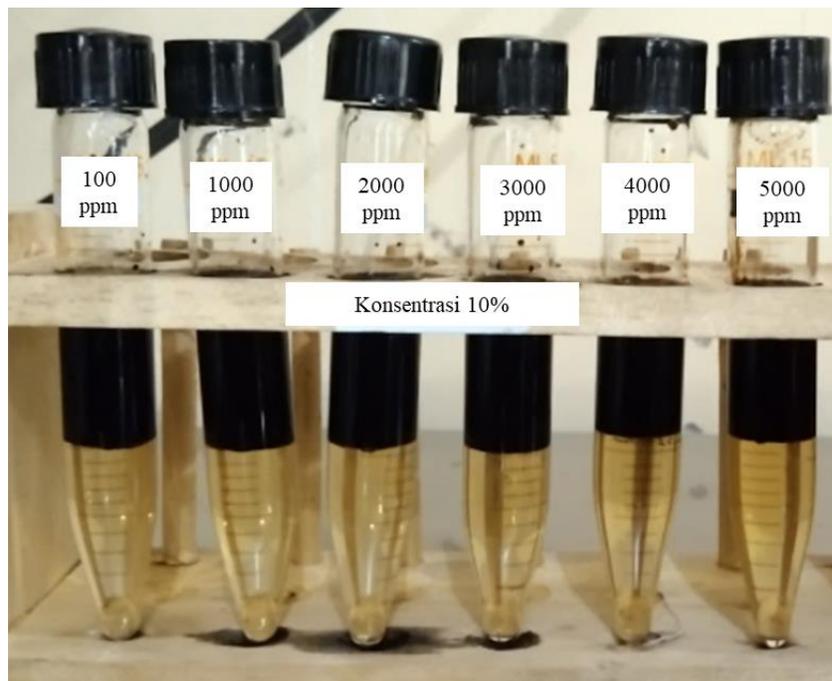
Tabel 4.29 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.9 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (4%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022

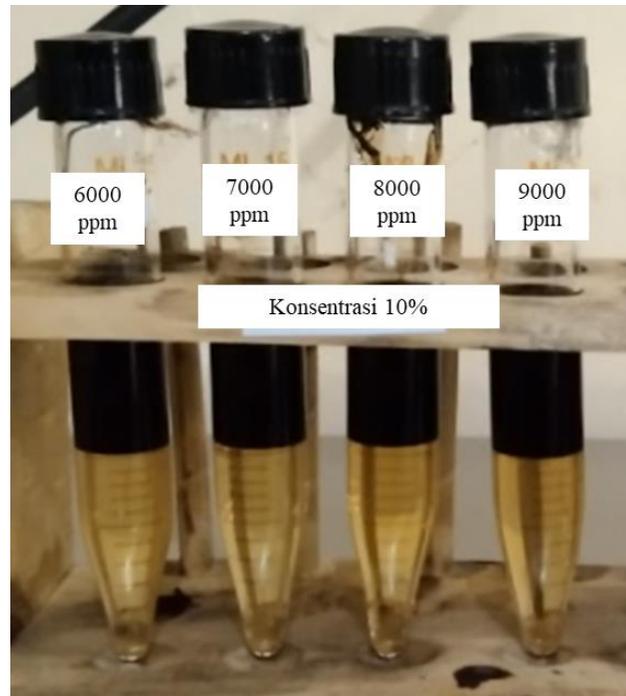
Surf. (4%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022
Surf. (4%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	13 Januari 2022	19 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap III, konsentrasi surfaktan (10%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.35 – 4.36 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm dan 5000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

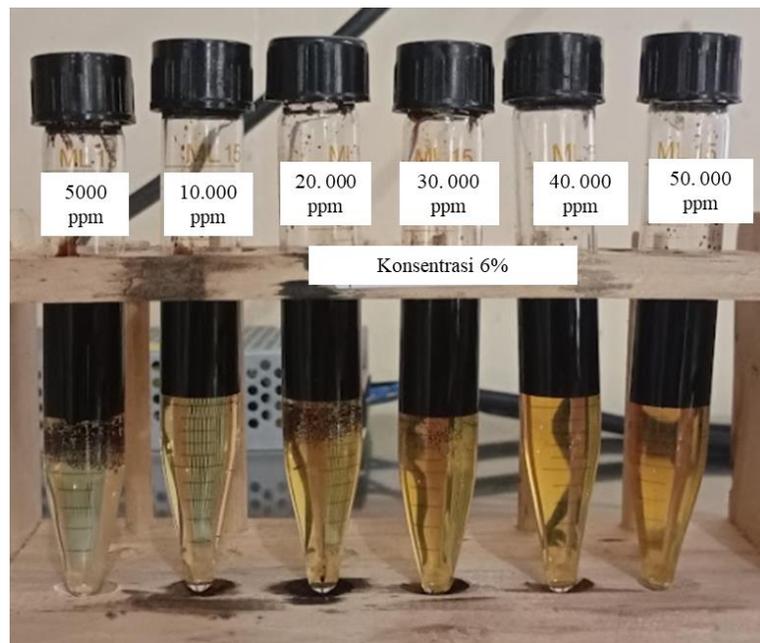
Tabel 4.29 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.9 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10%) + 100 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 500 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 1000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 2000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 3000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 4000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 5000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 6000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022

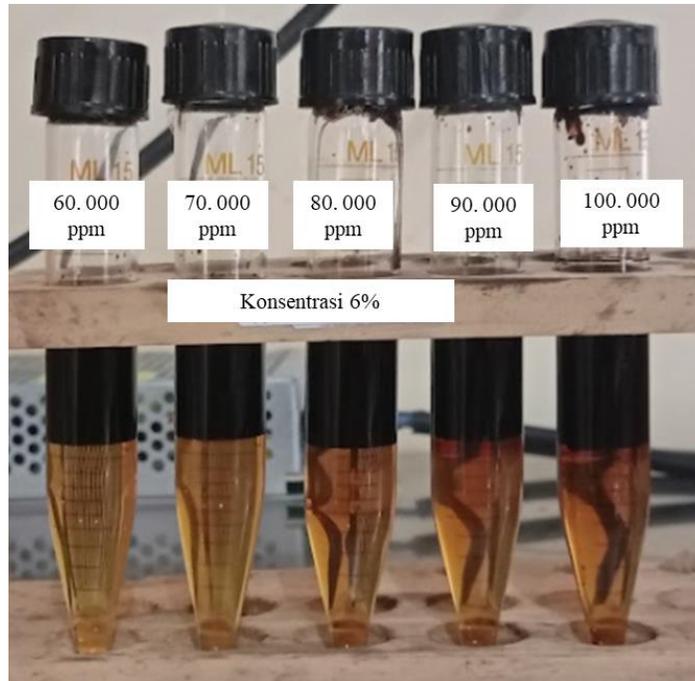
Surf. (10%) + 7000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 8000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022
Surf. (10%) + 9000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	24 Januari 2022	30 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap IV, konsentrasi surfaktan (6%) dengan salinitas (NaCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 6% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.9 dengan konsentrasi surfaktan 6% pada salinitas (NaCl): 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.00 ppm

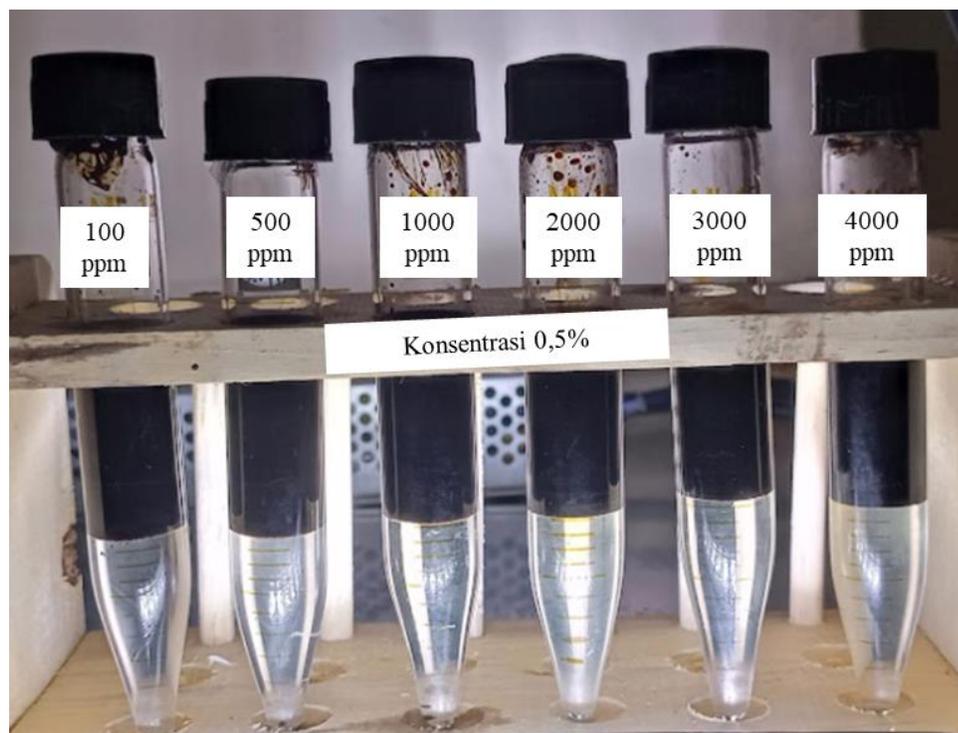
Tabel 4.29 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.9 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (6%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 20.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 30.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 40.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 50.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 60.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 70.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022

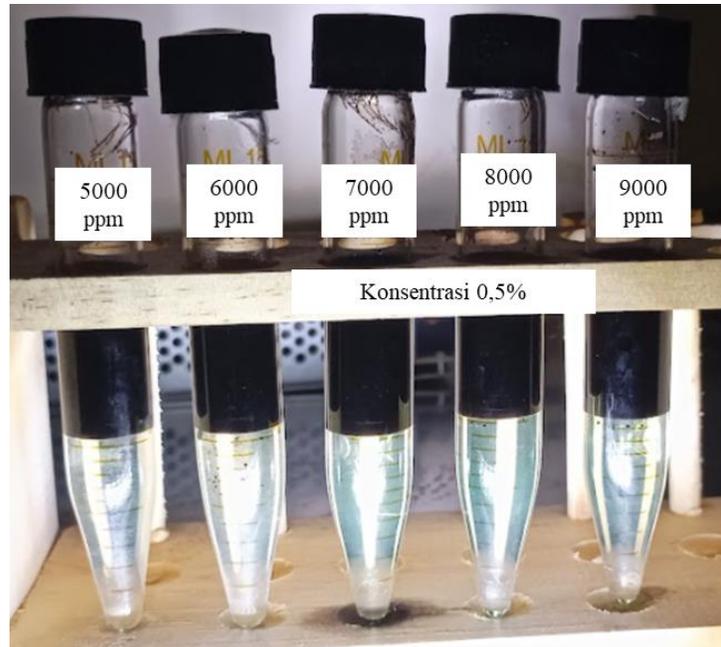
Surf. (6%) + 80.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 90.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022
Surf. (6%) + 100.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	20 Januari 2022	26 Januari 2022

4.2.10 Surf. 10

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Konsentrasi surfaktan (0,5%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.34 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.34 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

Tabel 4.30 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.10 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (0,5%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022

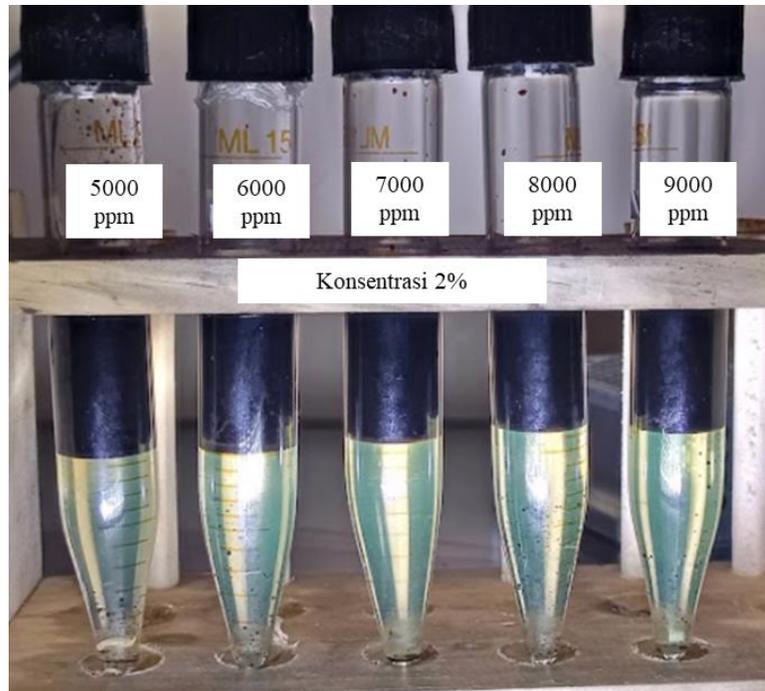
Surf. (0,5%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, konsentrasi surfaktan (2%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.34 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.34 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

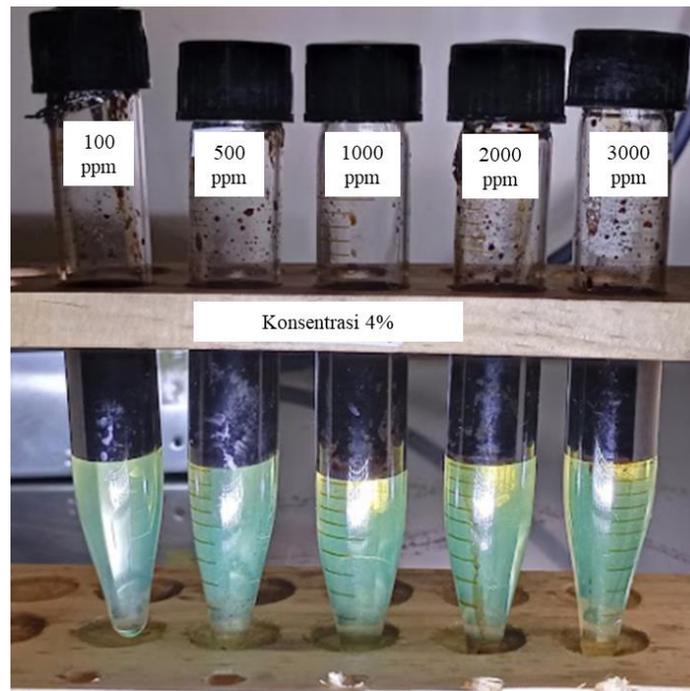
Tabel 4.30 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.10 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022

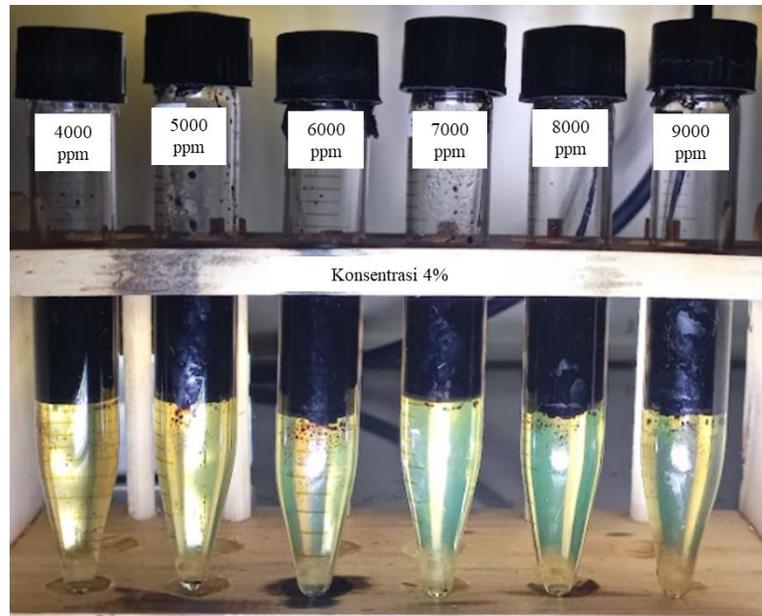
Surf. (2%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022
Surf. (2%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	10 Januari 2022	16 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap II, konsentrasi surfaktan (4%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.34 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 4% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.34 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 4% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

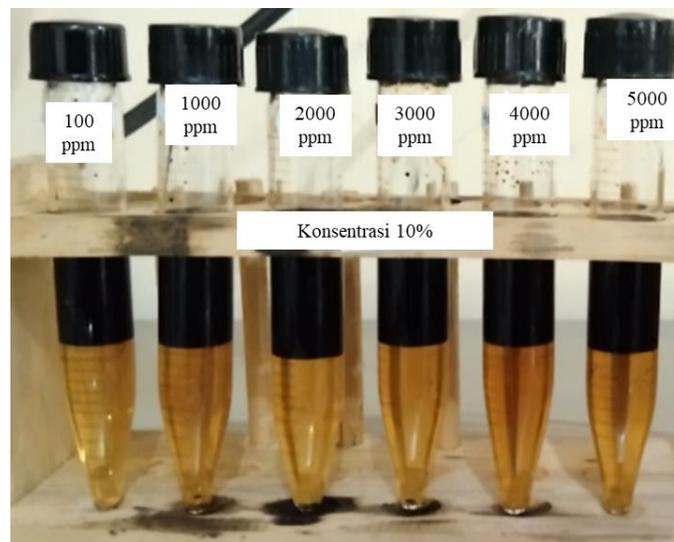
Tabel 4.30 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.10 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (4%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022

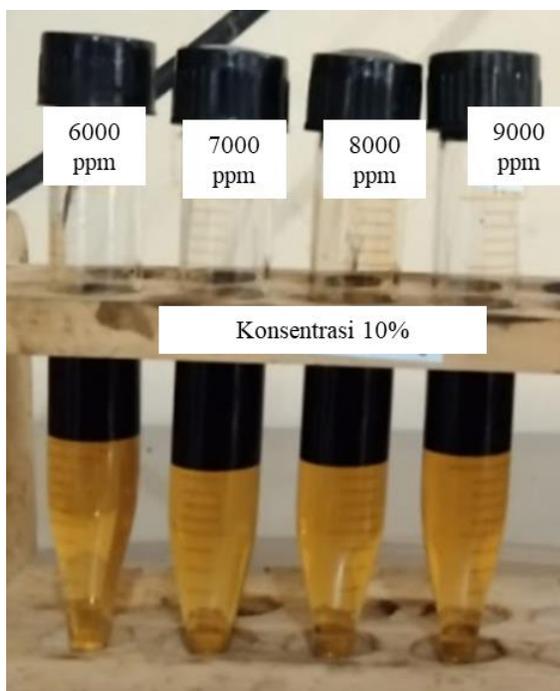
Surf. (4%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.32, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap III, konsentrasi surfaktan (10%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.39 – 4.40 berikut.



Gambar 4.34 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm dan 5000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

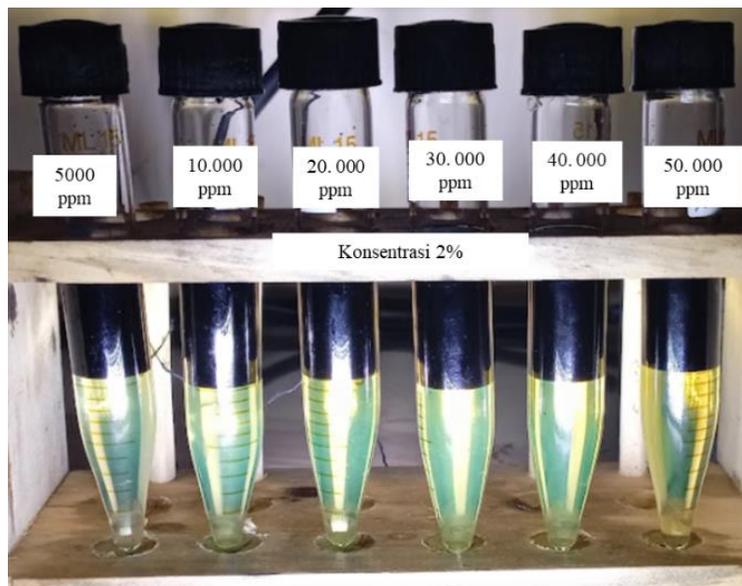
Tabel 4.30 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.10 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022

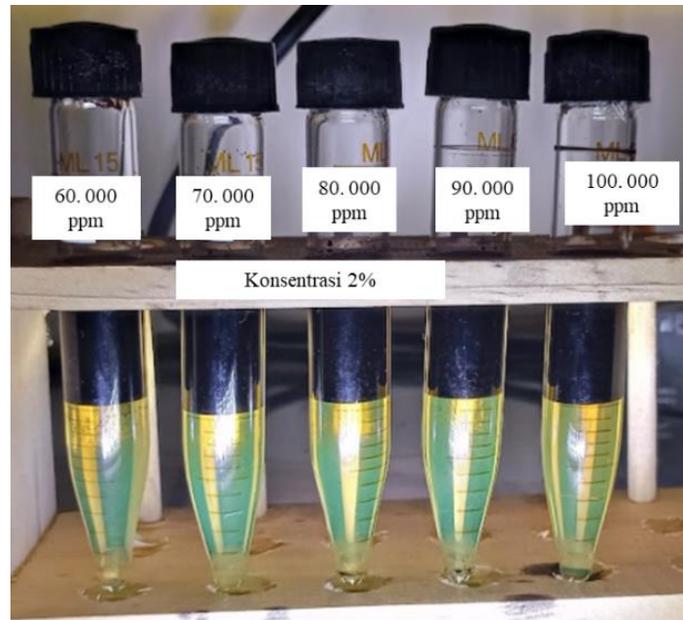
Surf. (10%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (10%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	25 Januari 2022	31 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.32, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap IV, konsentrasi surfaktan (2%) dengan salinitas (NaCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.39 – 4.40 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.00 ppm

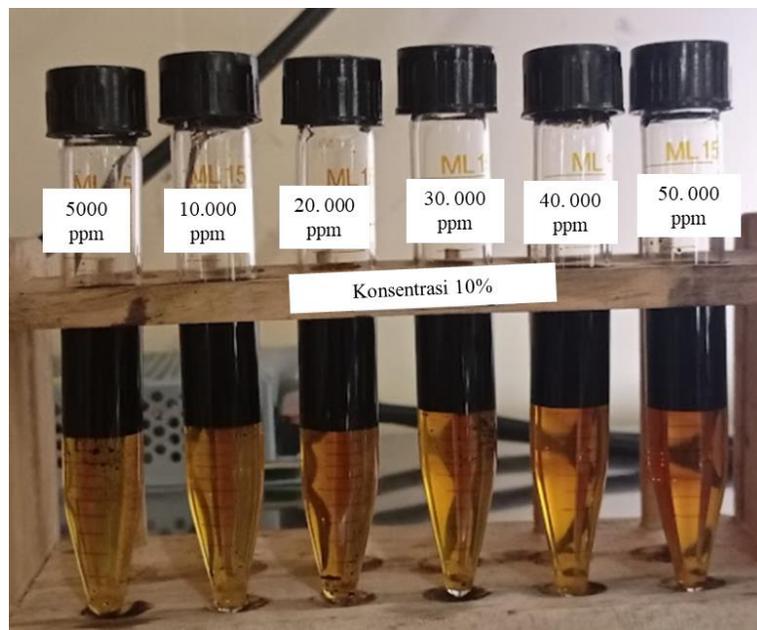
Tabel 4.30 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.10 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 40.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 50.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 60.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 70.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 80.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022

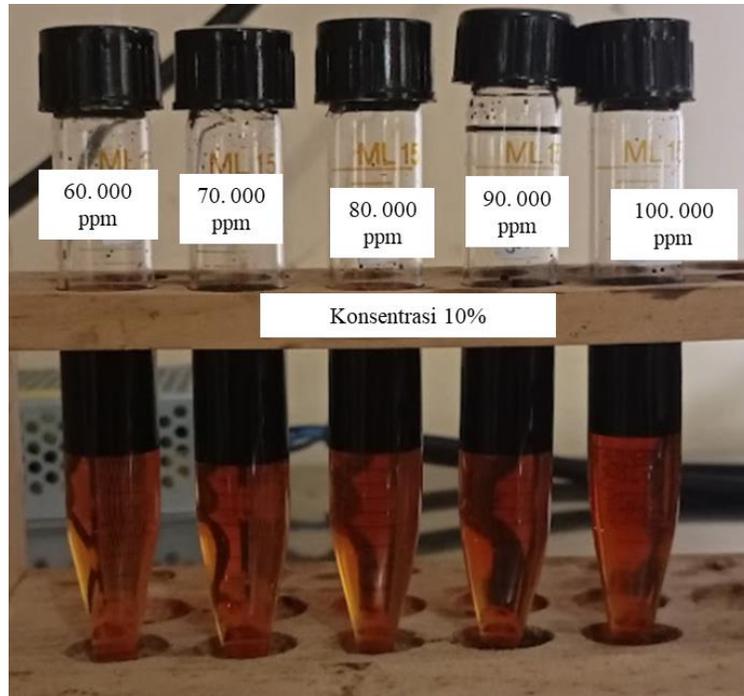
Surf. (2%) + 90.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 100.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.32, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap V, konsentrasi surfaktan (10%) dengan salinitas (NaCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.39 – 4.40 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.10 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm

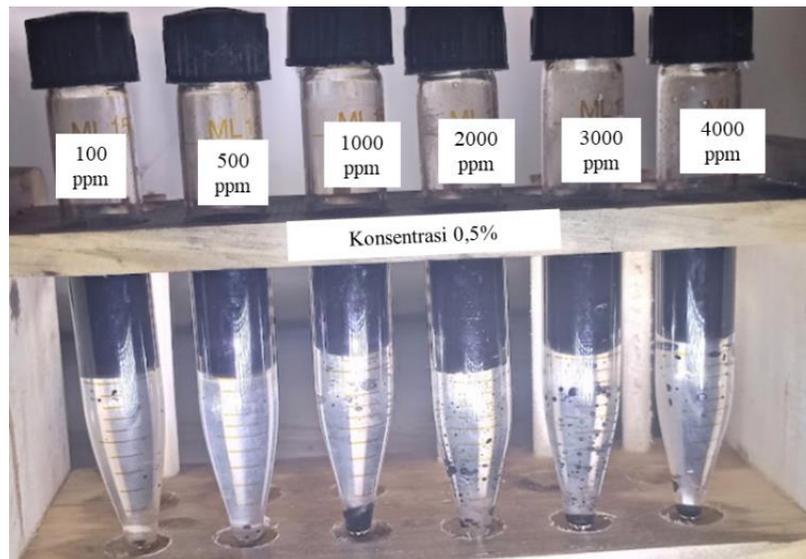
Tabel 4.30 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.10 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10%) + 5000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 10.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 20.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 30.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 40.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 50.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 60.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 70.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022

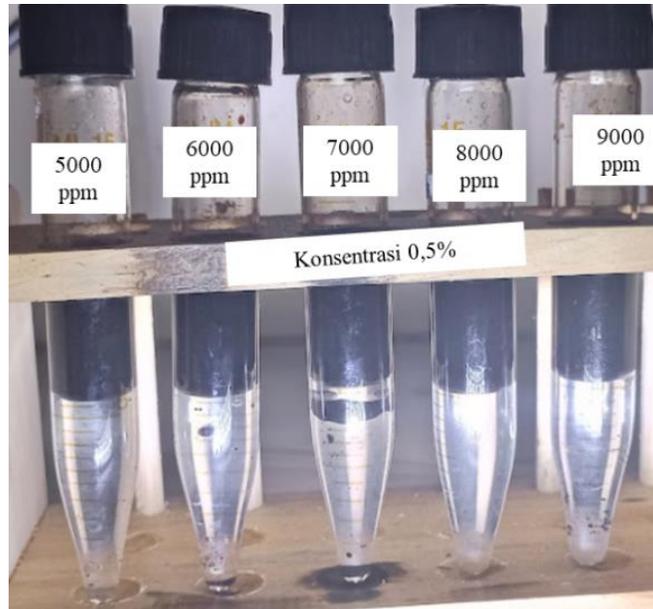
Surf. (10%) + 80.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 90.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 100.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022

4.2.11 Surf. 11

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Konsentrasi surfaktan (0,5%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.36 – 4.37 berikut.



Gambar 4.36 Hasil pengujian phase behaviour surf.11 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.36 Hasil pengujian phase behaviour surf.11 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

Tabel 4.31 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.11 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (0,5%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022

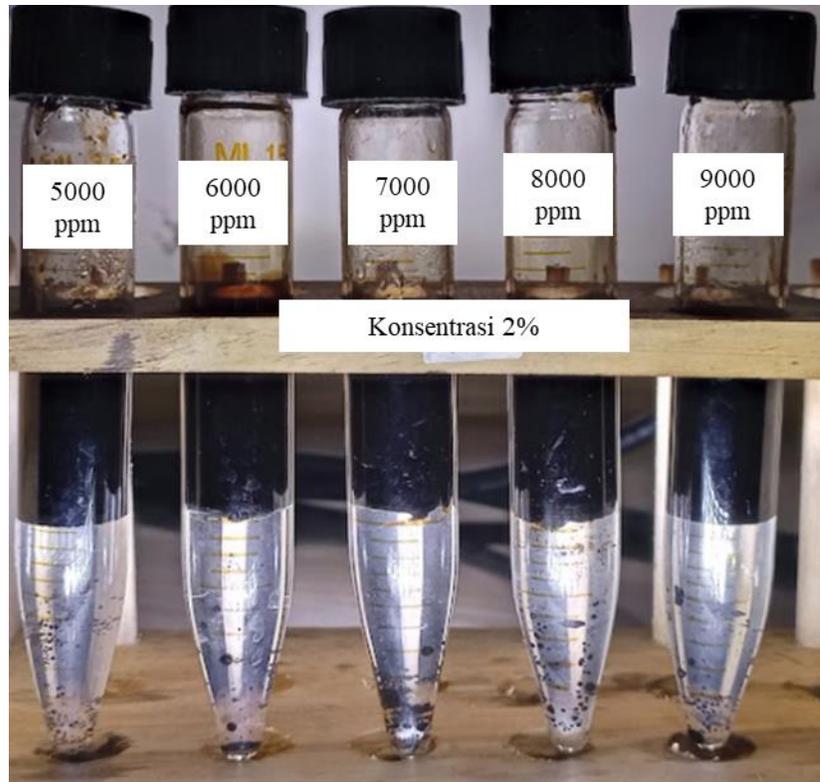
Surf. (0,5%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, konsentrasi surfaktan (2%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.36 Hasil pengujian phase behaviour surf.11 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.37 Hasil pengujian phase behaviour surf.11 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

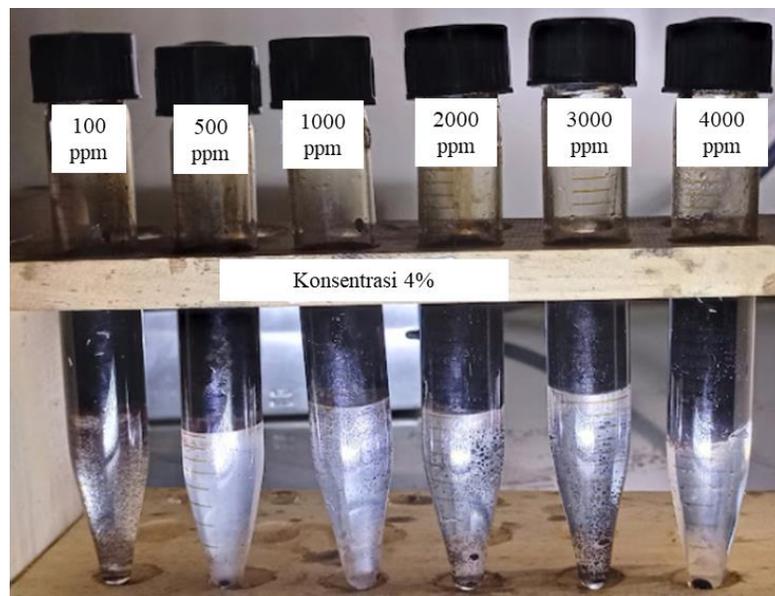
Tabel 4.31 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.11 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022

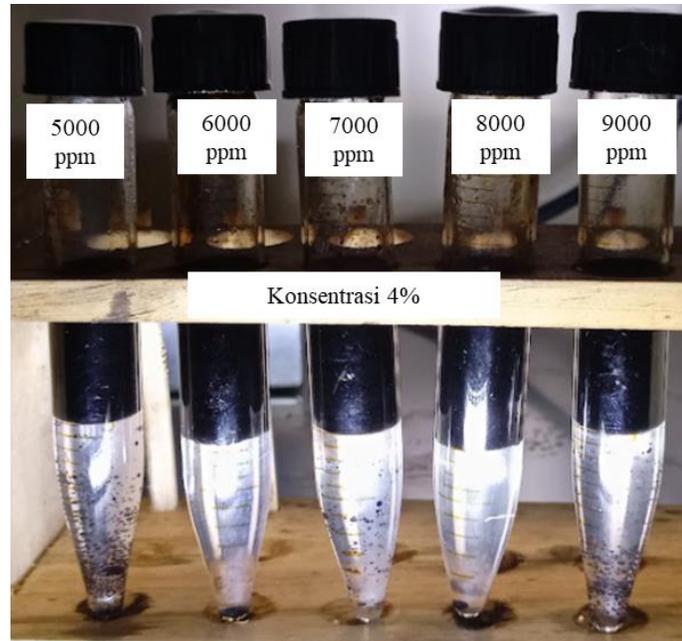
Surf. (2%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022
Surf. (2%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	11 Januari 2022	17 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap II, konsentrasi surfaktan (4%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.36 Hasil pengujian phase behaviour surf.11 dengan konsentrasi surfaktan 4% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.37 Hasil pengujian phase behaviour surf.11 dengan konsentrasi surfaktan 4% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

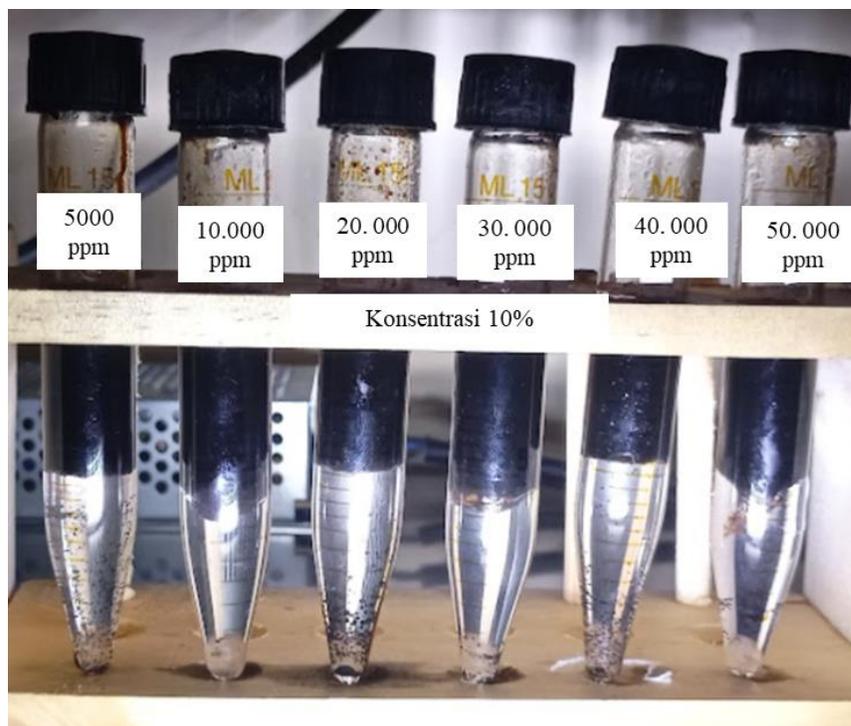
Tabel 4.31 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.11 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (4%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022

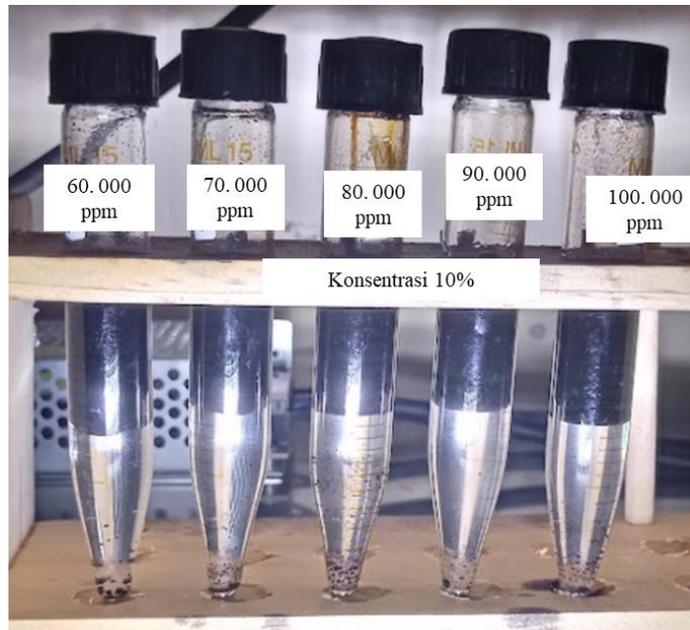
Surf. (4%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022
Surf. (4%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	14 Januari 2022	20 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap III, konsentrasi surfaktan (10%) dengan salinitas (NaCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.39 – 4.40 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.11 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.11 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm

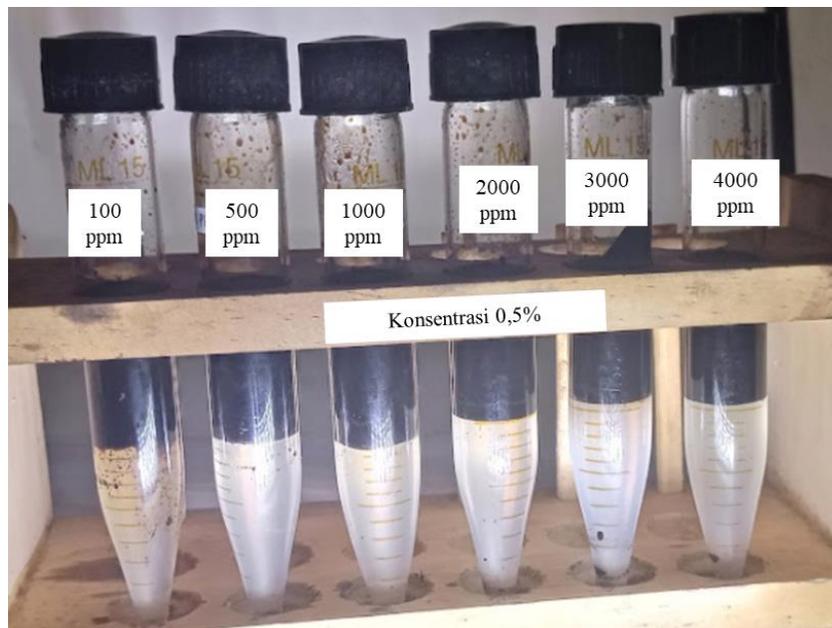
Tabel 4.31 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.11 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 10.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 20.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 30.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 40.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 50.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 60.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 70.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 80.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022

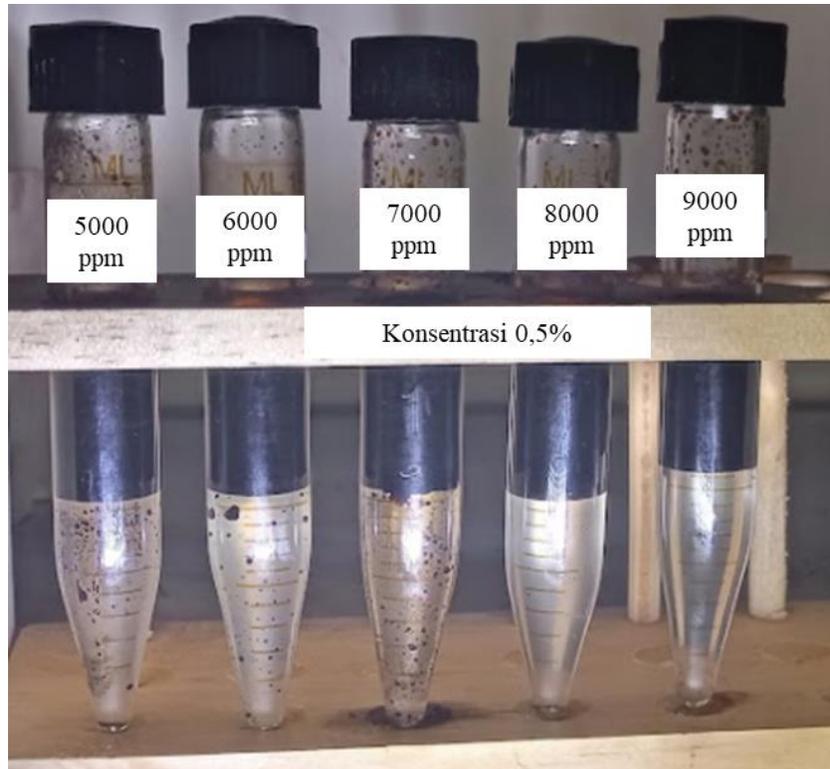
Surf. (10%) + 90.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 100.000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	21 Januari 2022	27 Januari 2022

4.2.12 Surf. 12

Pengujian ini dilakukan dengan *gradient salinity* pada variasi salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Konsentrasi surfaktan (0,5%). Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.37 – 4.38 berikut.



Gambar 4.37 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.36 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

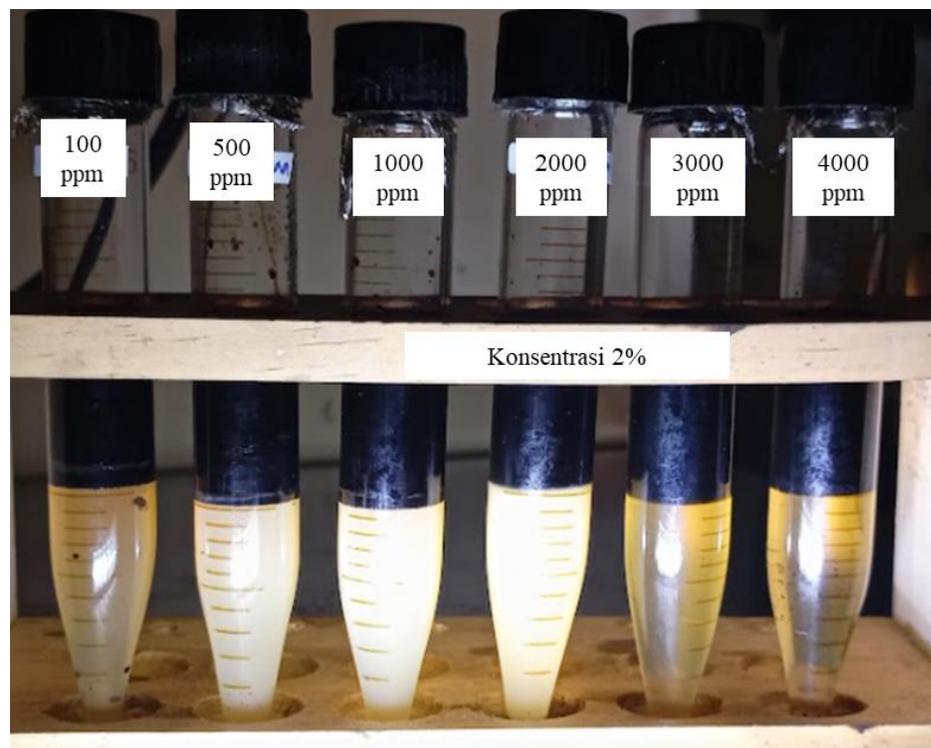
Tabel 4.32 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.12 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (0,5%) + 100 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 500 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 1000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 2000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 3000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 4000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 5000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022

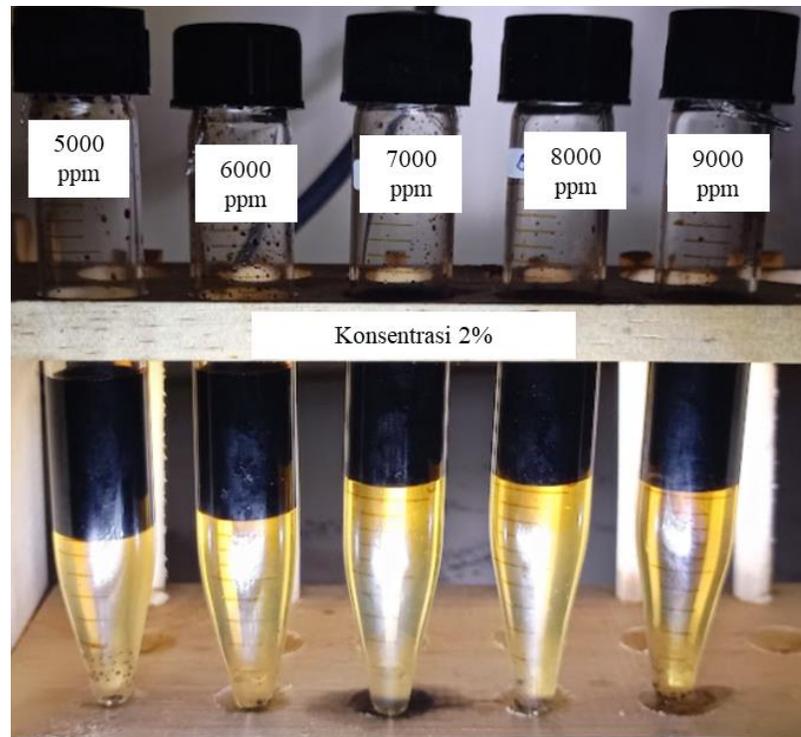
Surf. (0,5%) + 6000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 7000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 8000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 9000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	30 Desember 2021	5 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.29, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap I, konsentrasi surfaktan (2%) dengan salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm, 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.34 – 4.35 berikut.



Gambar 4.37 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 100 ppm, 500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm



Gambar 4.36 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 6000 ppm, 7000 ppm, 8000 ppm dan 9000 ppm

Tabel 4.32 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.12 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2%) + 100 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 500 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 1000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 2000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 3000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 4000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 5000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 6000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022

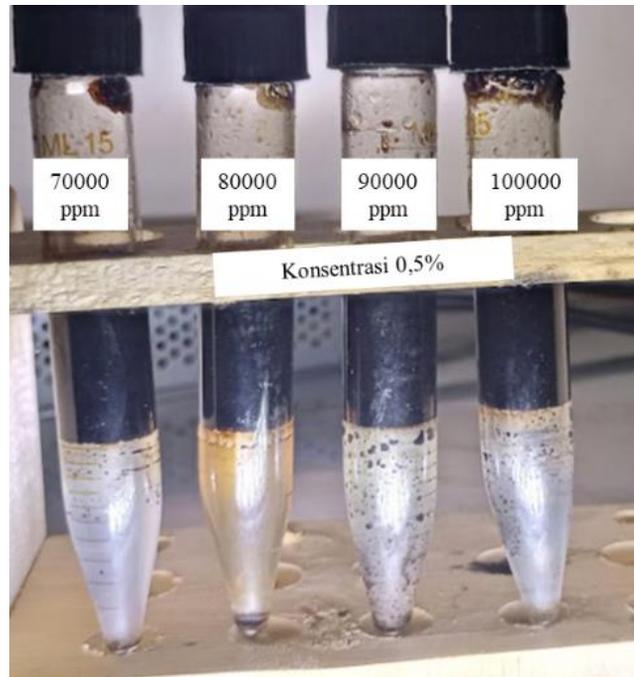
Surf. (2%) + 7000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 8000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022
Surf. (2%) + 9000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	30 Desember 2021	5 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.32, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap II, konsentrasi surfaktan (0,5%) dengan salinitas (NaCl): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.39 – 4.40 berikut.



Gambar 4.39 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 pp, 50.000 ppm dan 60.000 ppm



Gambar 4.40 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 0,5% pada salinitas (NaCl): 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm

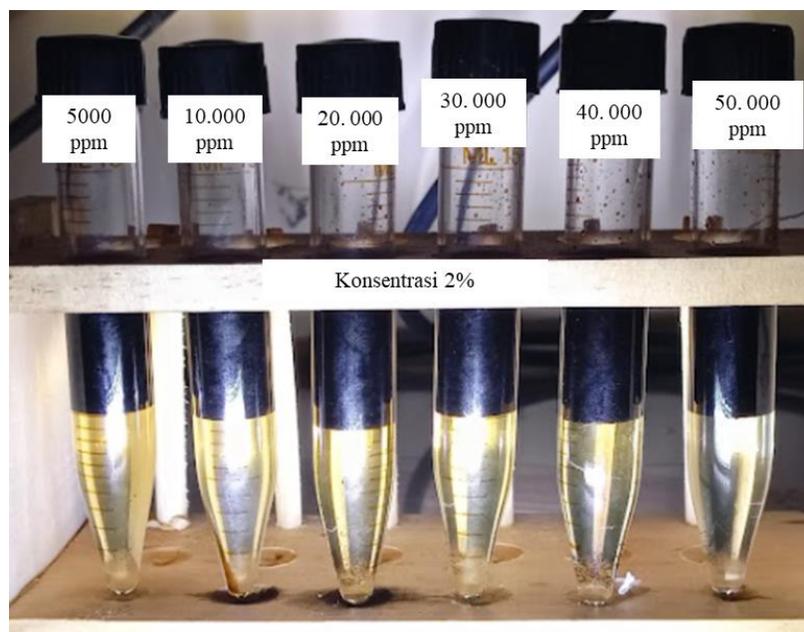
Tabel 4.33 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.12 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (0,5%) + 10000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 20000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 30000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 40000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 50000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 60000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 70000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 80000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022

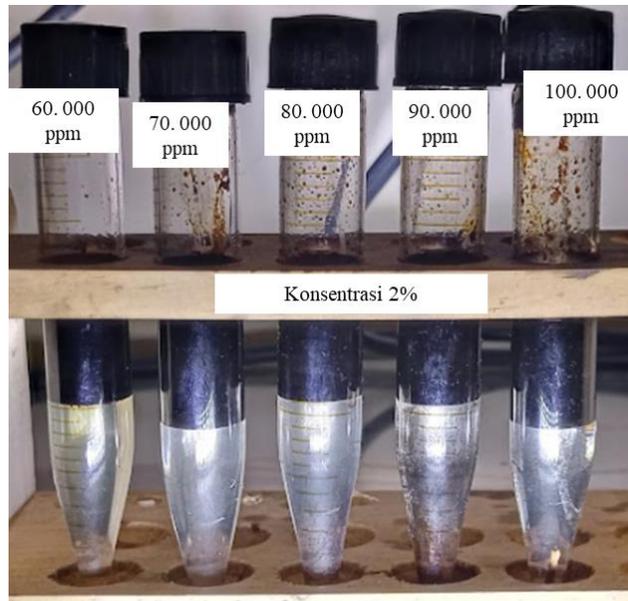
Surf. (0,5%) + 90000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022
Surf. (0,5%) + 10000 ppm	-	-	Tidak ada Mikroemulsi	08 Januari 2022	14 Januari 2022

Berdasarkan data pengamatan pada Tabel 4.32, belum dihasilkan *winsor type III*. Maka pengujian kembali dilanjutkan dengan modifikasi konsentrasi surfaktan dan salinitas air.

Pengujian Tahap III, konsentrasi surfaktan (2%) dengan salinitas (NaCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.39 – 4.40 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 2% pada salinitas (NaCl): 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm

Tabel 4.33 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.12 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (2%) + 5000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 10.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 20.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 30.000 ppm	0,1	III	Indikasi Mikroemulsi fasa tengah	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 40.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 50.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 60.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 70.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 80.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	18 Januari 2022	24 Januari 2022

Surf. (2%) + 90.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	18 Januari 2022	24 Januari 2022
Surf. (2%) + 100.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	18 Januari 2022	24 Januari 2022

Terlihat adanya transisi fasa mikroemulsi dari *lower phase microemulsion* ke *upper phase microemulsion*. Perubahan tipe mikroemulsi dari tipe I ke tipe II tentunya akan melewati tipe III mikroemulsi (*middle phase microemulsion*) terlebih dahulu.

Oleh karena itu, berdasarkan pengamatan visual yang dilakukan pada semua sampel uji dengan *gradient salinity*, yang berpotensi dapat membentuk *middle phase microemulsion* yaitu pada salinitas 30.000 ppm – 40.000 ppm dan disebut dengan *salinity optimum* surfaktan.

Pengujian Tahap IV, konsentrasi surfaktan (10%) dengan salinitas (NaCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.39 – 4.40 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 10% pada salinitas (NaCl): 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm,100.000 ppm

Tabel 4.33 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.12 selama 7 Hari

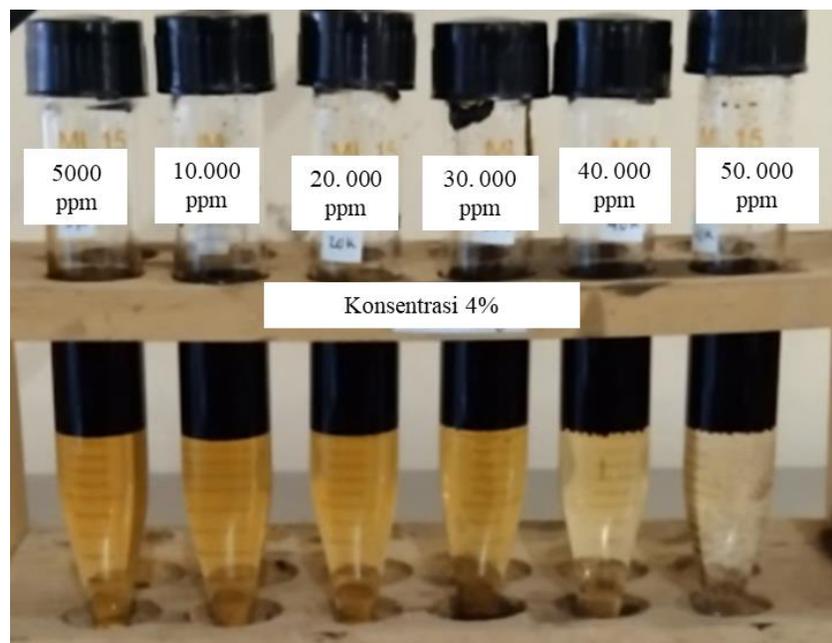
Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (10%) + 5000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 10.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 20.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 30.000 ppm	0,3	III	Indikasi Mikroemulsi fasa tengah	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 40.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 50.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 60.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	21 Januari 2022	27 Januari 2022

Surf. (10%) + 70.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 80.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 90.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	21 Januari 2022	27 Januari 2022
Surf. (10%) + 100.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	21 Januari 2022	27 Januari 2022

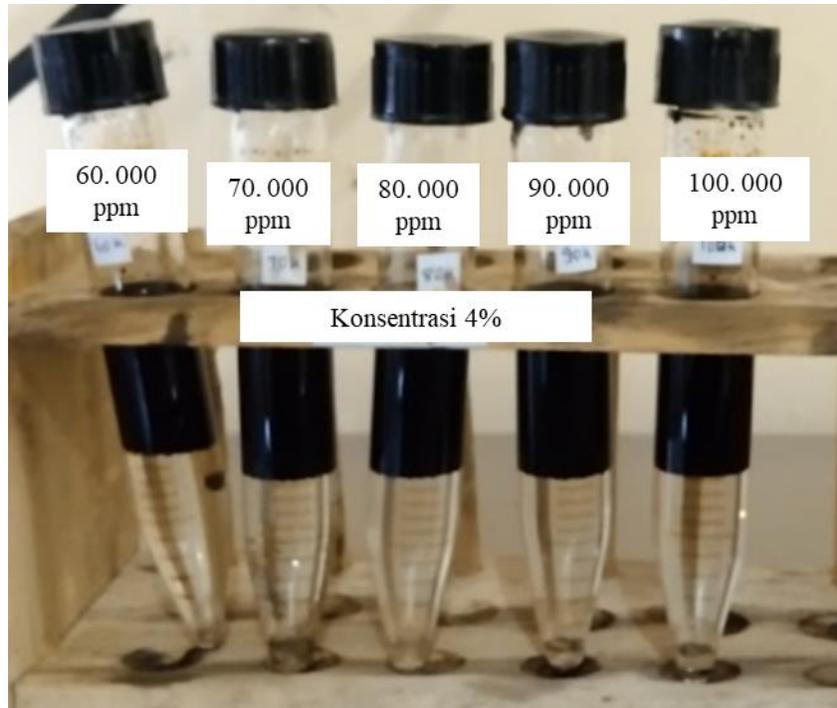
Terlihat adanya transisi fasa mikroemulsi dari *lower phase microemulsion* ke *upper phase microemulsion*. Perubahan tipe mikroemulsi dari tipe I ke tipe II tentunya akan melewati tipe III mikroemulsi (*middle phase microemulsion*) terlebih dahulu.

Oleh karena itu, berdasarkan pengamatan visual yang dilakukan pada semua sampel uji dengan *gradient salinity*, yang berpotensi dapat membentuk *middle phase microemulsion* yaitu pada salinitas 30.000 ppm – 40.000 ppm dan disebut dengan *salinity optimum* surfaktan.

Pengujian Tahap V, konsentrasi surfaktan (4%) dengan salinitas (NaCl): 5.000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm dan 100.000 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 4.39 – 4.40 berikut.



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 4% pada salinitas (NaCl): 5000 ppm, 10.000 ppm, 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm



Gambar 4.32 Hasil pengujian phase behaviour surf.12 dengan konsentrasi surfaktan 4% pada salinitas (NaCl): 60.000 ppm, 70.000 ppm, 80.000 ppm, 90.000 ppm, 100.000 ppm

Tabel 4.33 Data Pengamatan Phase Behaviour Surf.12 selama 7 Hari

Fluida	Volume Mikroemulsi (Middle Phase)	Tipe	Keterangan	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan
Surf. (4%) + 5000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 10.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 20.000 ppm	-	I	Mikroemulsi fasa bawah	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 30.000 ppm	0,1	III	Mikroemulsi fasa tengah	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 40.000 ppm	0,1	III	Mikroemulsi fasa atas	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 50.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 60.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 70.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	25 Januari 2022	31 Januari 2022

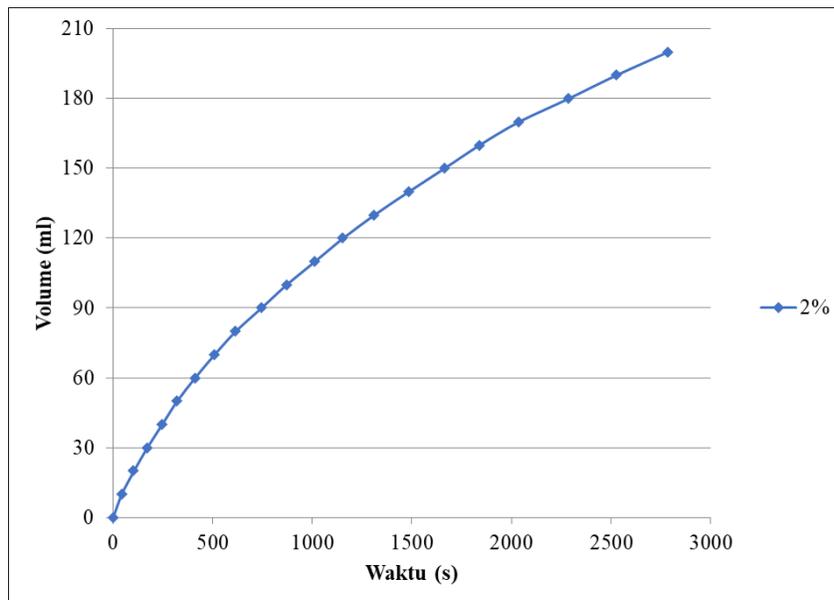
Surf. (4%) + 80.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 90.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	25 Januari 2022	31 Januari 2022
Surf. (4%) + 100.000 ppm	-	II	Mikroemulsi fasa atas	25 Januari 2022	31 Januari 2022

Terlihat adanya transisi fasa mikroemulsi dari *lower phase microemulsion* ke *upper phase microemulsion*. Perubahan tipe mikroemulsi dari tipe I ke tipe II tentunya akan melewati tipe III mikroemulsi (*middle phase microemulsion*) terlebih dahulu.

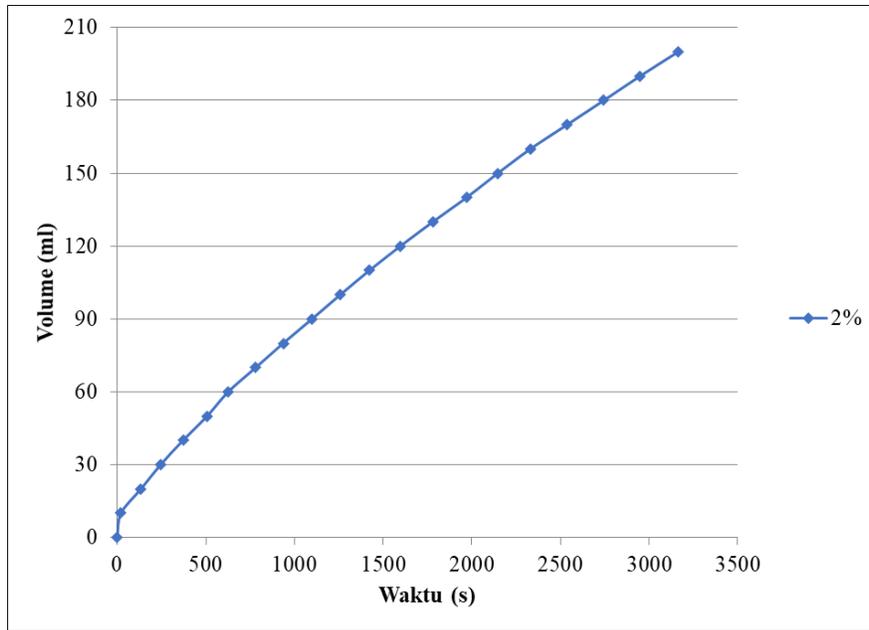
Oleh karena itu, berdasarkan pengamatan visual yang dilakukan pada semua sampel uji dengan *gradient salinity*, yang berpotensi dapat membentuk *middle phase microemulsion* yaitu pada salinitas 30.000 ppm – 40.000 ppm dan disebut dengan *salinity optimum* surfaktan.

4.3 Filtration Test

Berdasarkan *screening compatibility* dan *phase behaviour test* yang telah dilakukan di atas, maka didapatkan kesimpulan bahwa Surfaktan Dekasurf SF 9137 (Surf. 4) dan Super IOR (Surf. 5) dapat dilanjutkan pada tahapan screening berikutnya, yaitu *filtration test*. Gambar 4.33 – 4.34 berikut merupakan hasil filtrasi pada kedua surfaktan tersebut.



Gambar 4.33 Grafik Filtration Test Surfaktan *Surf. 4* pada Konsentrasi (2%) Salinitas 35.000 ppm. Filter Paper 0,2 mikron. Filtration Ratio (FR) = 3,024242



Gambar 4.34 Grafik Filtration Test Surfaktan *Surf. 5* pada Konsentrasi (0,5%) Salinitas 60.000 ppm. Filter Paper 3 mikron. FR = 1,65

Hasil pengujian dari Gambar 4.33 – 4.34 menunjukkan bahwa, belum ada satupun surfaktan yang bisa lulus *screening filtration test* surfaktan yang dipersyaratkan dengan kriteria $FR < 1,2$.

5.1. Hasil Pengujian Polimer

1. Compatibilty Test

Pengujian dilakukan dengan melarutkan polimer pada air formasi salinitas 100 ppm pada konsentrasi [0,05 % w/v]. Kemudian mengamati perubahan kelarutan pada hari ke 1 hingga 21 hari pada suhu reservoir. Data Hasil Pengamatan dapat dilihat pada Tabel 5.1 berikut.

Tabel 1. Data Pengamatan Compatibility Test

Nama Polimer	Konsentrasi (% w/v)	Tanggal Mulai Pengamatan	Tanggal Selesai Pengamatan	Keterangan
Mits – 2P2	0,05	20 Agustus 2021	10 September 2021	Satu fasa, jernih
PSC TMP EP1	0,05	20 Agustus 2021	10 September 2021	Satu fasa, jernih
Vispol 193	0,05	19 Agustus 2021	9 September 2021	Satu fasa, jernih
Vispol 293	0,05	20 Agustus 2021	10 September 2021	Satu fasa, jernih

Hasil pengamatan ditampilkan pada Gambar 5.1 berikut



Gambar 5.1 Pengamatan Setelah 21 Hari *Compatibility Test* dengan konsentrasi (0,05% w/v) dan salinitas air formasi 100 ppm (a) Mits 2P2 (b) Vispol 293 (c) Vispol 193 (d) PSCTM EP1

Mits – 2P2 memiliki bentuk granule berwarna putih (*white granule powder*). Hari pertama pembuatan larutan polimer, larutan tampak jernih (*clear solution*) ketika dilarutkan pada air formasi (100 ppm). Selanjutnya setelah 21 hari pengamatan, kondisi larutan tetap jernih dan satu fasa tanpa adanya perubahan warna maupun terbentuknya endapan.

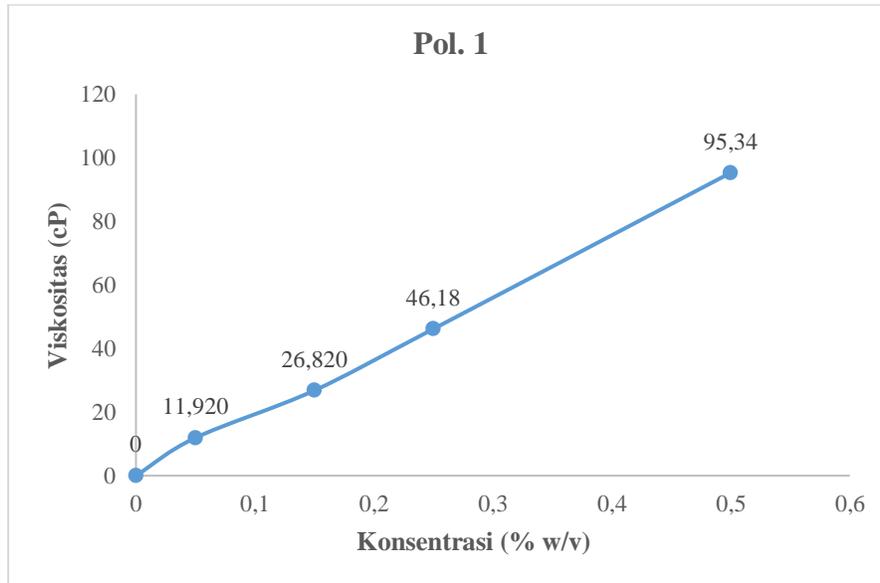
PSC TM EP1 memiliki bentuk granule berwarna putih (*white granule powder*). Hari pertama pembuatan larutan polimer, larutan tampak jernih (*clear solution*) ketika dilarutkan pada air formasi (100 ppm). Selanjutnya setelah 21 hari pengamatan, kondisi larutan tetap jernih dan satu fasa tanpa adanya perubahan warna maupun terbentuknya endapan.

Vispol – 193 memiliki komposisi senyawa *Polyacrylamide* dengan konsentrasi (60 – 90%) dan memiliki bentuk granule berwarna putih (*white granule*). Hari pertama pembuatan larutan polimer, larutan tampak jernih (*clear solution*) ketika dilarutkan pada air formasi (100 ppm). Selanjutnya setelah 21 hari pengamatan, kondisi larutan tetap jernih dan satu fasa tanpa adanya perubahan warna maupun terbentuknya endapan.

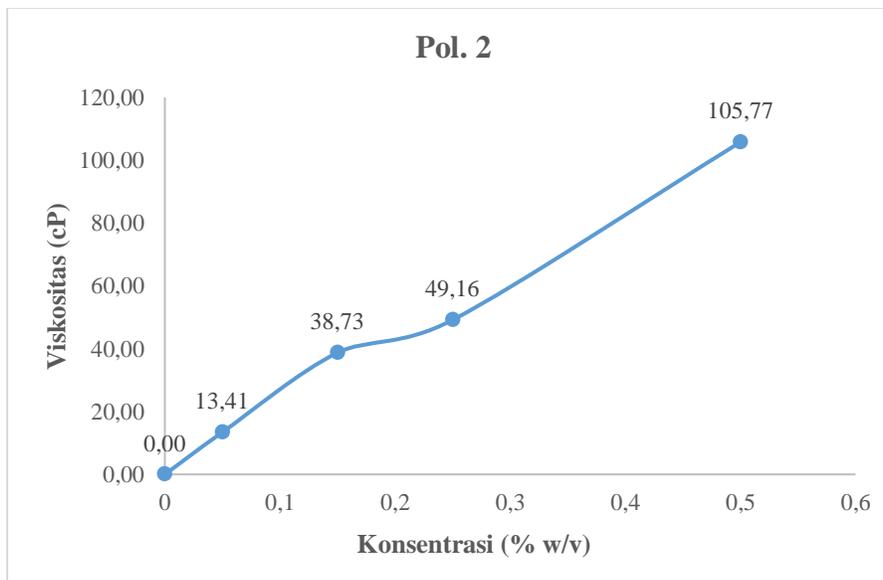
Vispol – 293 memiliki bentuk granule berwarna putih (*white granule powder*). Hari pertama pembuatan larutan polimer, larutan tampak jernih (*clear solution*) ketika dilarutkan pada air formasi (100 ppm). Selanjutnya setelah 21 hari pengamatan, kondisi larutan tetap jernih dan satu fasa tanpa adanya perubahan warna maupun terbentuknya endapan.

2. Viskositas vs Konsentrasi

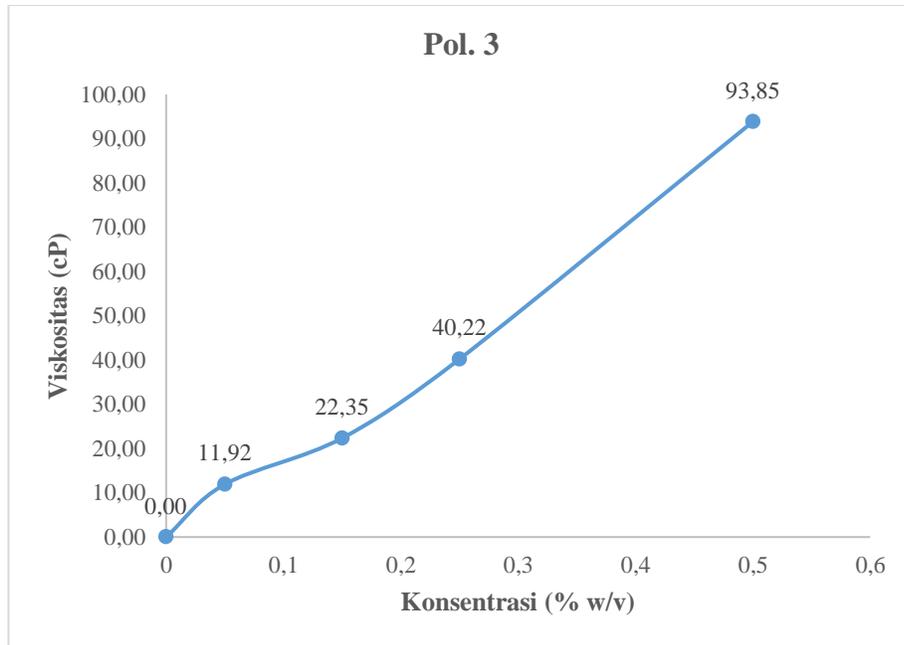
Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 3.1 – 3.4 berikut.



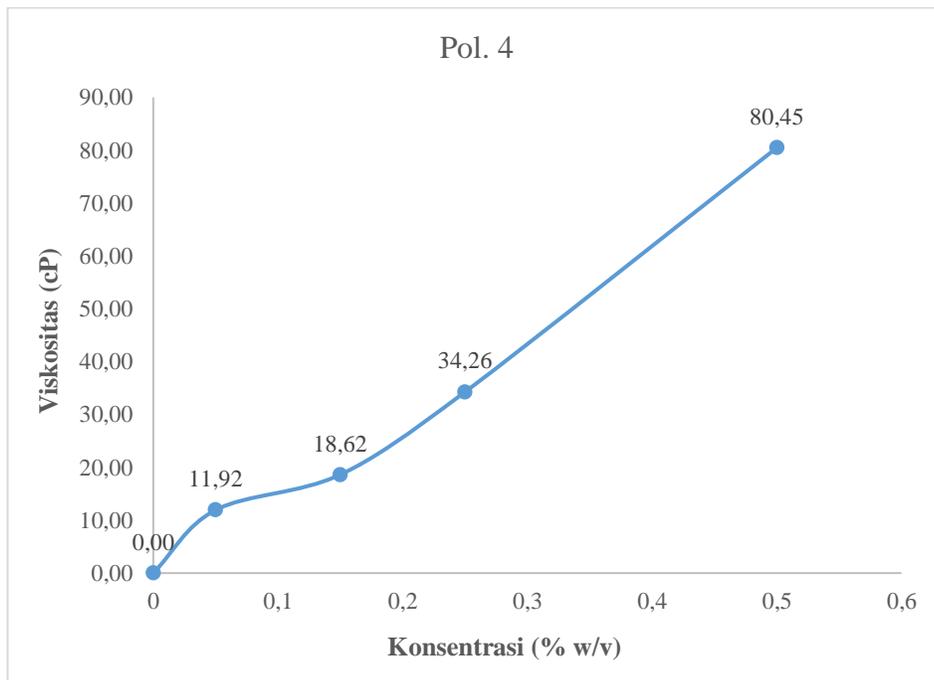
Gambar 3.1 Hasil pengujian viskositas vs concentration Pol. 1 konsentrasi 0,05% ; 0,15% ; 0,25% dan 0,50% (w/v) dengan salinitas air formasi Langgak 100 ppm dan suhu pengujian 58 °C



Gambar 3.2 Hasil pengujian viskositas vs concentration Pol. 2 konsentrasi 0,05% ; 0,15% ; 0,25% dan 0,50% (w/v) dengan salinitas air formasi Langgak 100 ppm dan suhu pengujian 58 °C



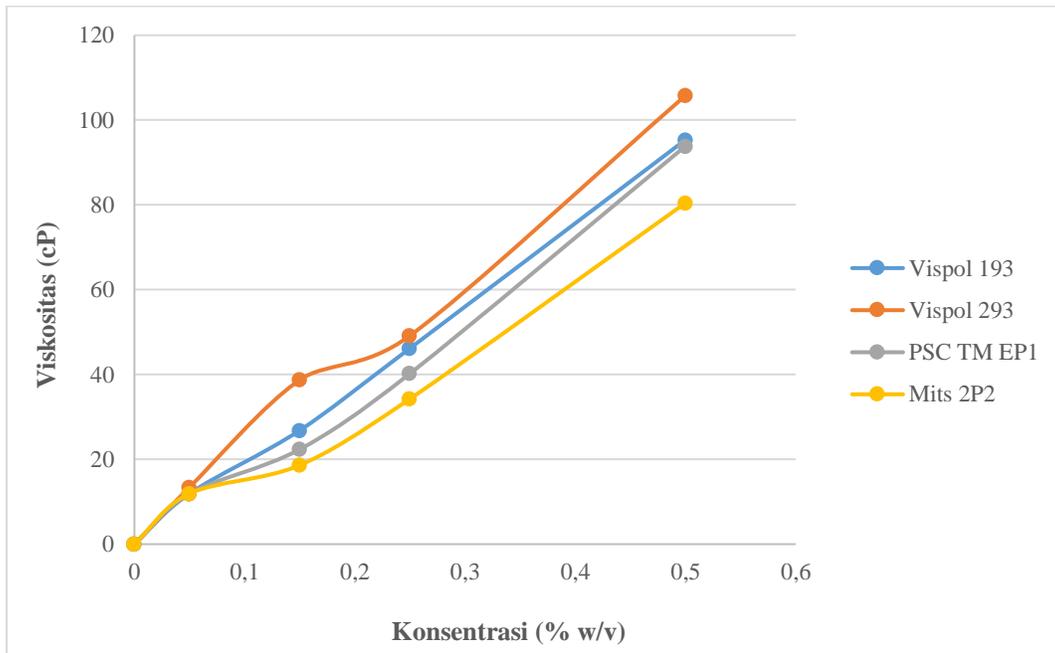
Gambar 3.3 Hasil pengujian viskositas vs concentration Pol. 3 konsentrasi 0,05% ; 0,15% ; 0,25% dan 0,50% (w/v) dengan salinitas air formasi Langgak 100 ppm dan suhu pengujian 58 °C



Gambar 3.4 Hasil pengujian viskositas vs concentration Pol.4 konsentrasi 0,05% ; 0,15% ; 0,25% dan 0,50% (w/v) dengan salinitas air formasi Langgak 100 ppm dan suhu pengujian 58 °C

Gambar 3.1 – 3.4 di atas menunjukkan bahwa viskositas berbanding lurus dengan konsentrasi. Semakin tinggi konsentrasi yang digunakan maka viskositas polimer akan semakin tinggi, dan sebaliknya. Bertambahnya konsentrasi polimer berarti meningkatkan berat molekul polimer tersebut di dalam larutan, yang berpengaruh terhadap naiknya viskositas larutan polimer.

Berdasarkan hasil uji dari keempat polimer tersebut, dapat dibuat plot grafik untuk melihat performance konsentrasi setiap polimer terhadap peningkatan konsentrasi yang digunakan. Plot grafik ditampilkan pada Gambar 3.7 berikut.

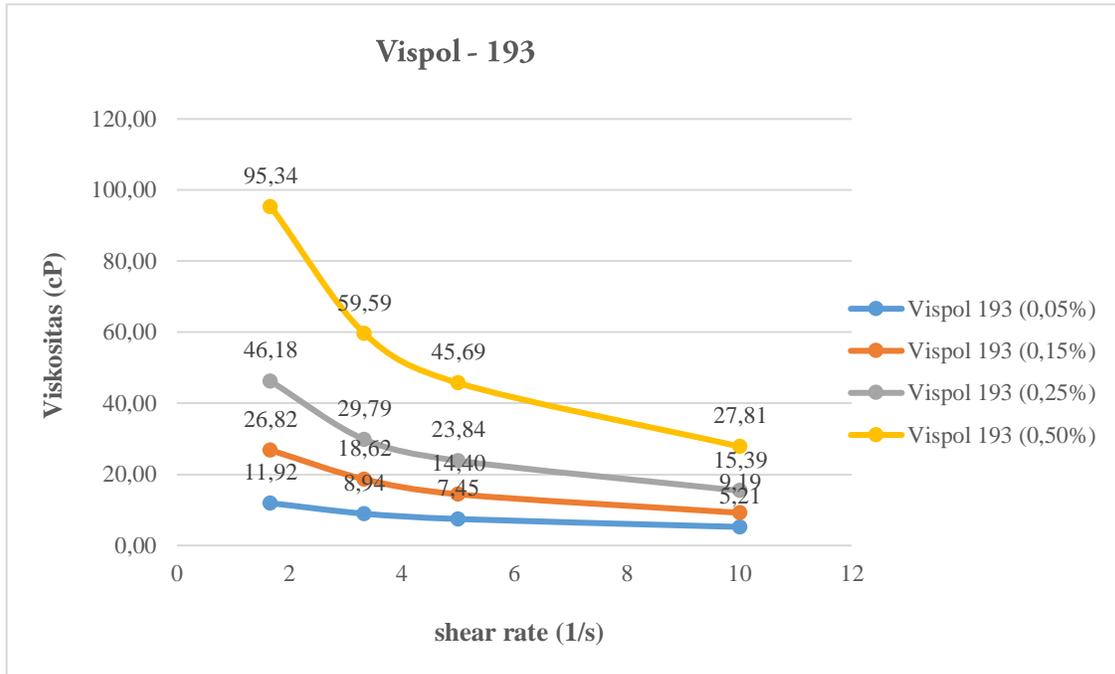


Gambar 3.7 Hasil uji (Pol. 1 – Pol. 4) dengan konsentrasi surfaktan (0,05% - 0,5%) w/v pada *water formation* Langgak 100 ppm dan suhu pengujian 58 °C

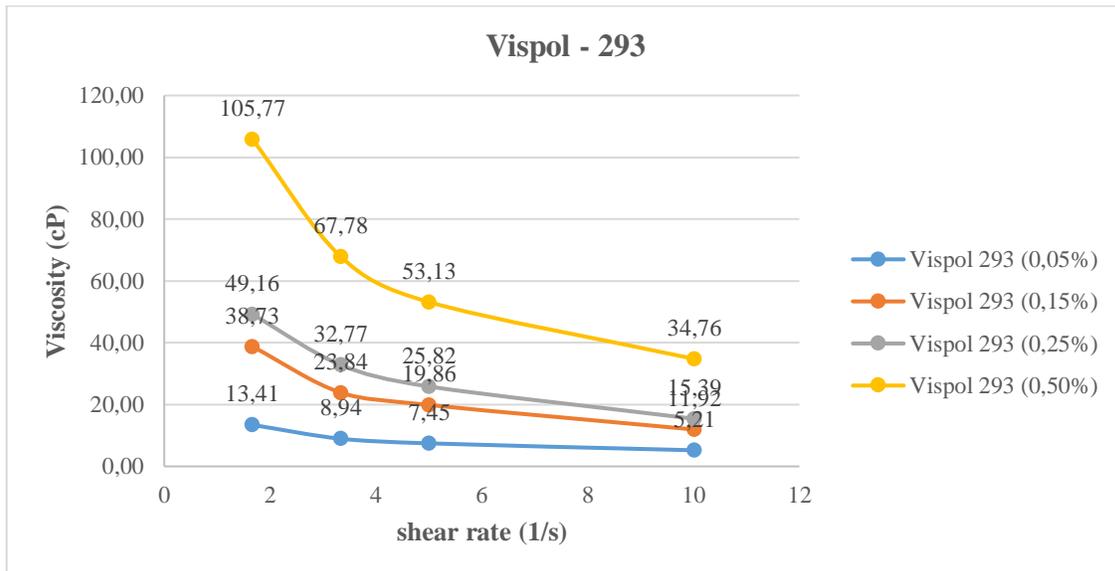
Gambar 3.7 menunjukkan bahwa Pol.2 memiliki nilai viskositas yang optimal dibandingkan Pol.1 ; Pol.3 dan Pol.4. Pada konsentrasi yang sama, nilai viskositas yang dihasilkan Pol.2 lebih besar dibandingkan ketiga polimer yang lain (tinjauan keekonomisan)

3. Viskositas vs shear rate

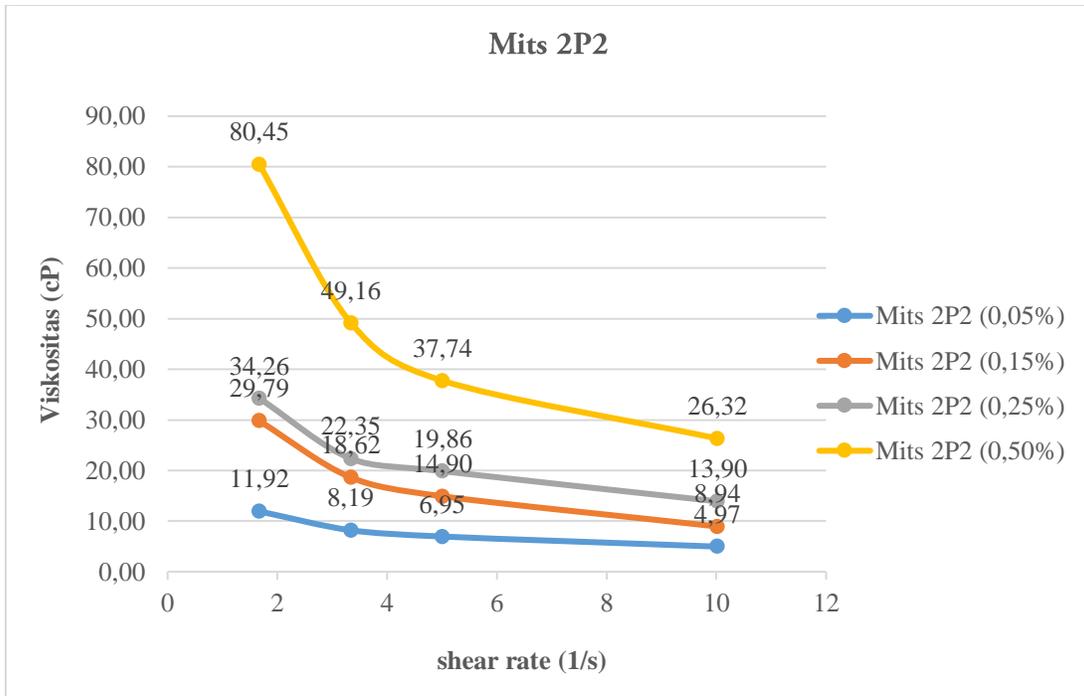
Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 3.1 – 3.4 berikut.



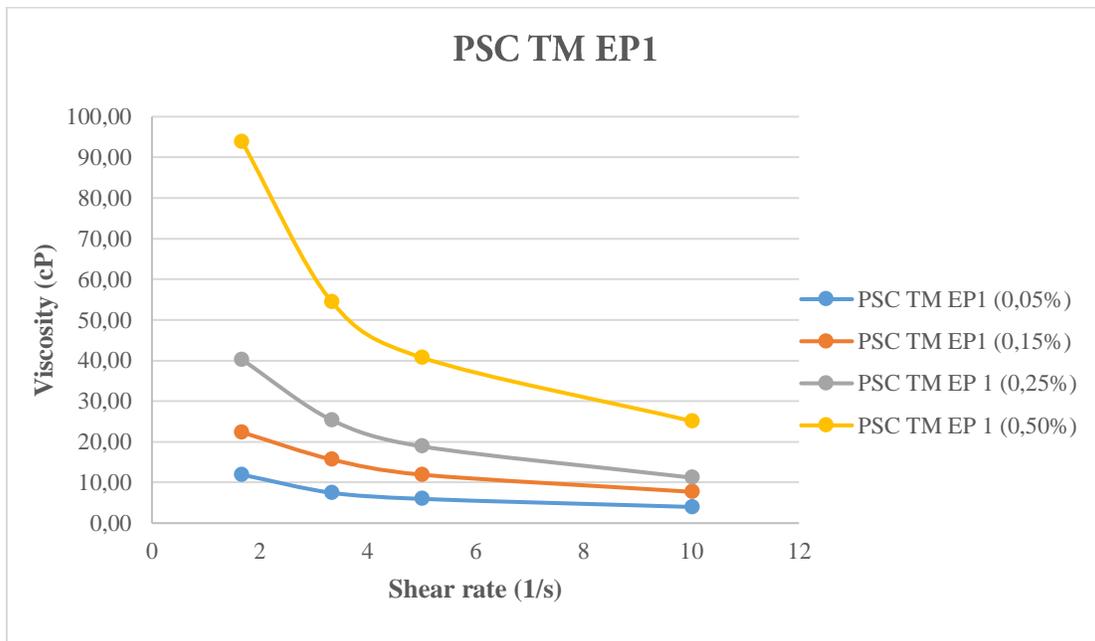
Gambar 3.1 Hasil pengujian *viscosity vs shear rate* polimer Vispol 193 pada konsentrasi 0,05% ; 0,15% ; 0,25% dan 0,50% dengan salinitas 100 ppm dan suhu 58 °C



Gambar 3.2 Hasil pengujian *viscosity vs shear rate* polimer Vispol 293 pada konsentrasi 0,05% ; 0,15% ; 0,25% dan 0,50% dengan salinitas 100 ppm dan suhu 58 °C



Gambar 3.3 Hasil pengujian *viscosity vs shear rate* polimer Mits 2P2 pada konsentrasi 0,05%; 0,15%; 0,25% dan 0,50% dengan salinitas 100 ppm dan suhu 58 °C



Gambar 3.4 Hasil pengujian *viscosity vs shear rate* polimer PSC TM EP1 pada konsentrasi 0,05%; 0,15%; 0,25% dan 0,50% dengan salinitas 100 ppm dan suhu 58 °C

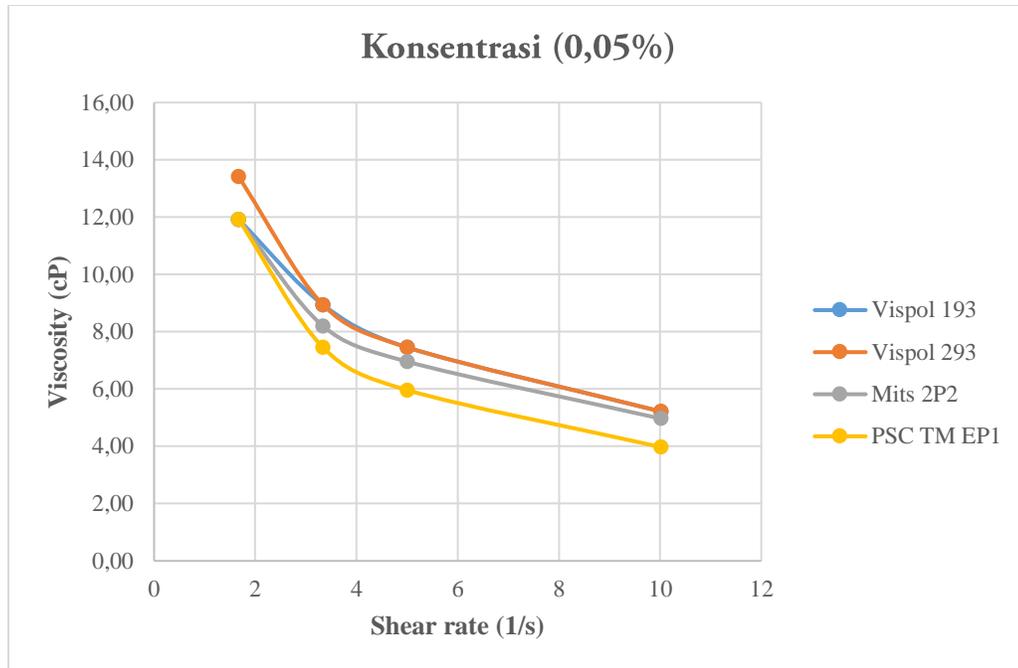
Berdasarkan hasil pengujian pada Vispol 193 terlihat bahwa semakin tinggi nilai rpm maka viskositas polimer akan semakin kecil, demikian pula sebaliknya. Nilai viskoitas tertinggi diperoleh pada konsentrasi polimer (0,5%) rpm 100, yaitu 95,34 cP. Dengan demikian, bahwa peningkatan konsentrasi meningkatkan nilai viskositas suatu polimer, hal ini disebabkan oleh bertambahnya berat molekul larutan polimer tersebut.

Berdasarkan hasil pengujian pada Vispol 293 terlihat bahwa semakin tinggi nilai rpm maka viskositas polimer akan semakin kecil, demikian pula sebaliknya. Nilai viskoitas tertinggi diperoleh pada konsentrasi polimer (0,5%) rpm 100, yaitu 105,77 cP. Dengan demikian, bahwa peningkatan konsentrasi meningkatkan nilai viskositas suatu polimer, hal ini disebabkan oleh bertambahnya berat molekul larutan polimer tersebut.

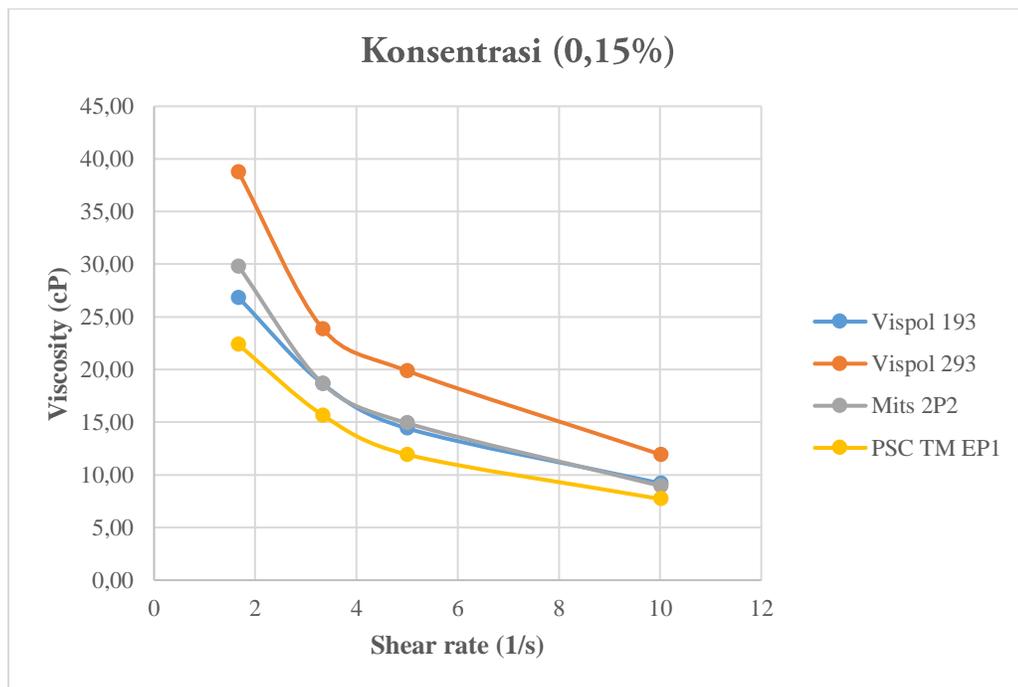
Berdasarkan hasil pengujian pada Mits 2P2 terlihat bahwa semakin tinggi nilai rpm maka viskositas polimer akan semakin kecil, demikian pula sebaliknya. Nilai viskoitas tertinggi diperoleh pada konsentrasi polimer (0,5%) rpm 100, yaitu 80,45 cP. Dengan demikian, bahwa peningkatan konsentrasi meningkatkan nilai viskositas suatu polimer, hal ini disebabkan oleh bertambahnya berat molekul larutan polimer tersebut.

Berdasarkan hasil pengujian pada PSC TM EP1 terlihat bahwa semakin tinggi nilai rpm maka viskositas polimer akan semakin kecil, demikian pula sebaliknya. Nilai viskoitas tertinggi diperoleh pada konsentrasi polimer (0,5%) rpm 100, yaitu 93,85 cP. Dengan demikian, bahwa peningkatan konsentrasi meningkatkan nilai viskositas suatu polimer, hal ini disebabkan oleh bertambahnya berat molekul larutan polimer tersebut.

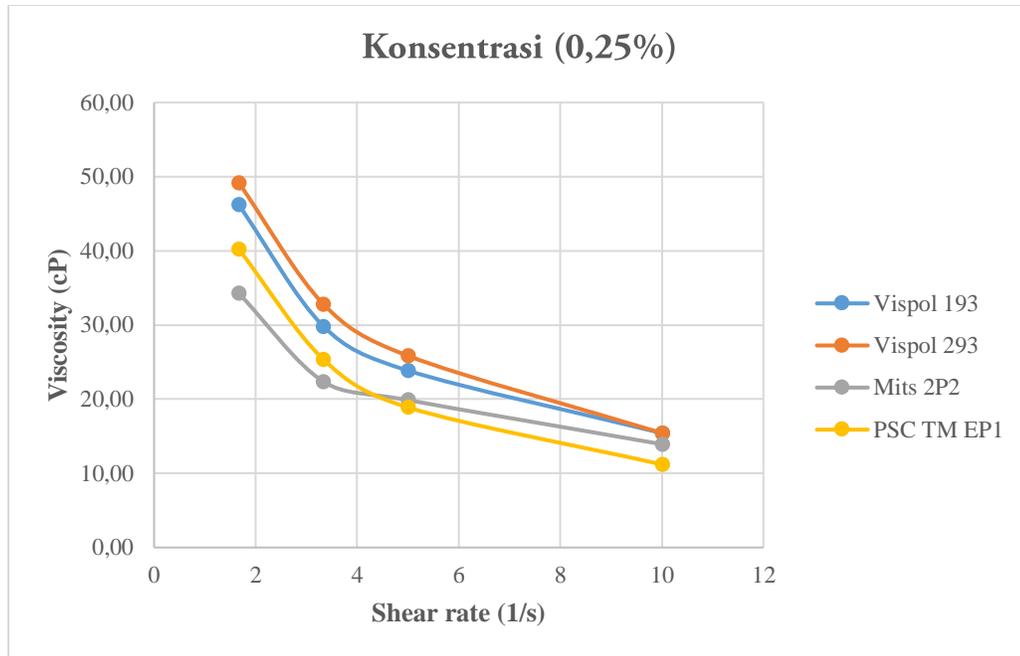
Injeksi polimer pada *chemical EOR* berfungsi untuk meningkatkan *sweep efficiency*. Sehingga, diperlukan nilai viskositas yang optimal agar mampu mendorong fluida keluar. Maka, salah satu tujuan pengujian ini adalah mencari jenis polimer yang memberikan nilai viskositas yang optimal (tinjauan keekonomian) dengan perbandingan konsentrasi tertentu terhadap pengaruh kecepatan putaran/ *revolution per minute (rpm)* dan suhu. Hubungan tersebut ditampilkan pada hasil pengujian berikut (Gambar 3.5 – 3.8).



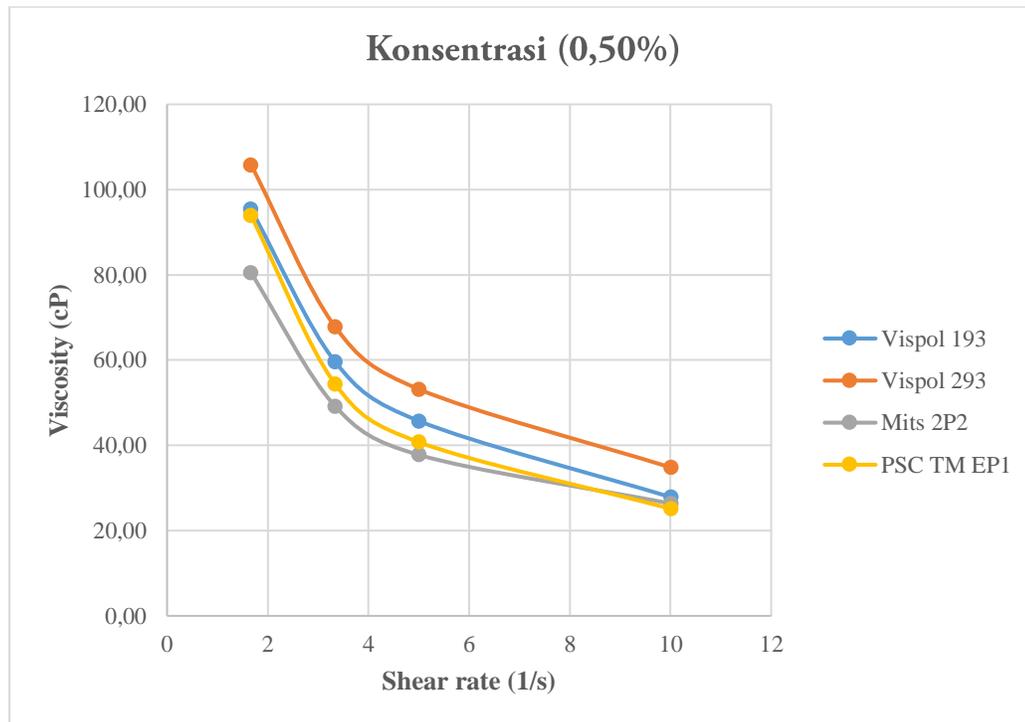
Gambar 3.5 Hasil pengujian *viscosity vs shear rate* polimer (Vispol 193, Vispol 293, Mits 2P2 dan PSC TM EP1), konsentrasi 0,05%, air formasi 100 ppm dan suhu 58 °C



Gambar 3.6 Hasil pengujian *viscosity vs shear rate* polimer (Vispol 193, Vispol 293, Mits 2P2 dan PSC TM EP1), konsentrasi 0,15%, air formasi 100 ppm dan suhu 58 °C



Gambar 3.7 Hasil pengujian *viscosity vs shear rate* polimer (Vispol 193, Vispol 293, Mits 2P2 dan PSC TM EP1), konsentrasi 0,15%, air formasi 100 ppm dan suhu 58 °C



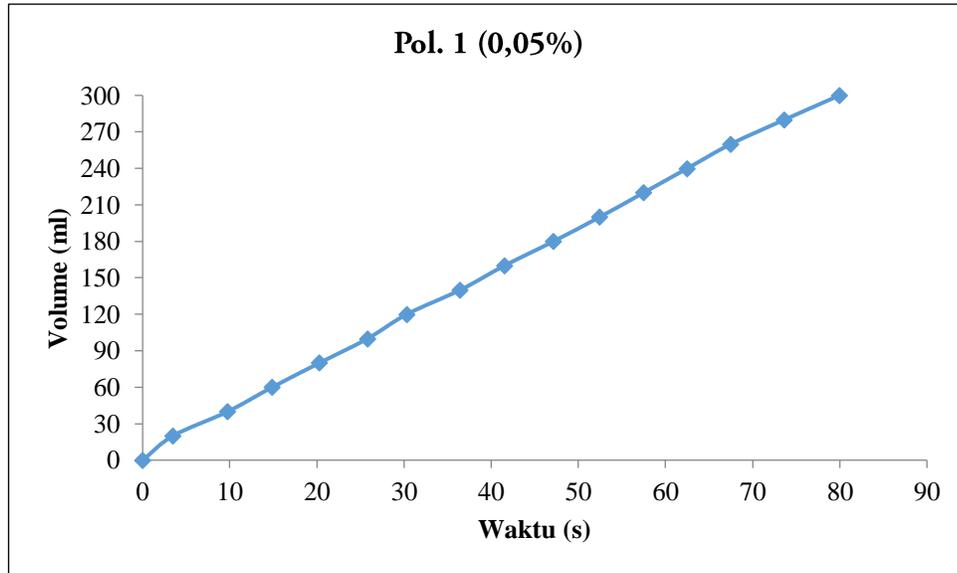
Gambar 3.8 Hasil pengujian *viscosity vs shear rate* polimer (Vispol 193, Vispol 293, Mits 2P2 dan PSC TM EP1), konsentrasi 0,15%, air formasi 100 ppm dan suhu 58 °C

Berdasarkan hasil pengujian pada Gambar 3.5 – 3.8 terlihat bahwa polimer Vispol 293 menghasilkan nilai viskositas yang optimal dibandingkan ketiga polimer yang lain (Vispol 193, Mits 2P2 dan PSC TM EP1). Pada dosis yang sama (0,05% - 0,50%) Vispol 293 mengalami penurunan nilai viskositas yang terkecil terhadap pengaruh kecepatan putaran/ *revolution per minute (rpm)* dan suhu dibandingkan ketiga polimer yang lainnya. Dengan demikian, Vispol 293 dapat menjadi salah satu pilihan yang ekonomis sebagai kandidat injeksi *chemical EOR* di lapangan Langgak.

4. Filtration Test

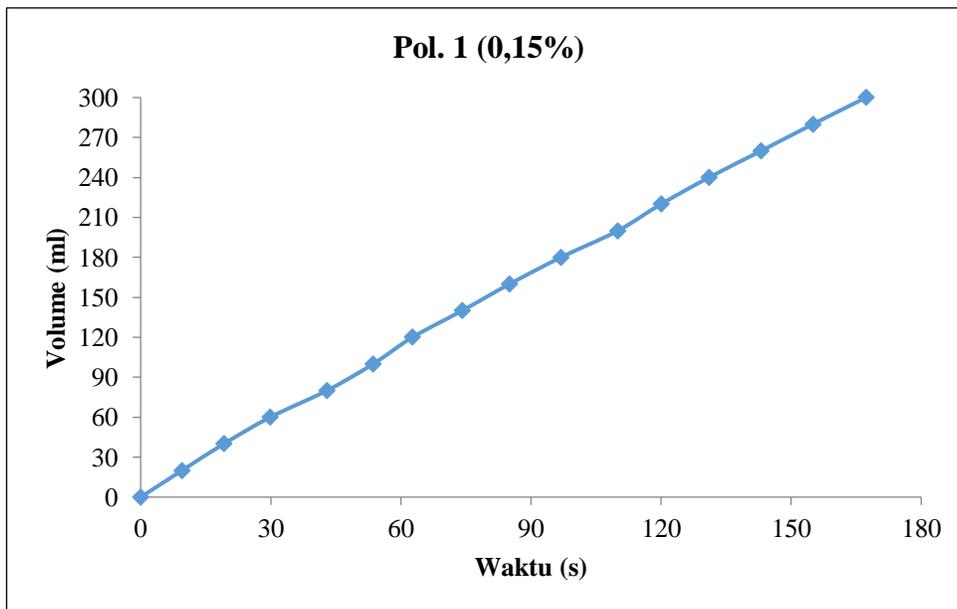
a. Pol. 1

Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 3.1 – 3.4 berikut.



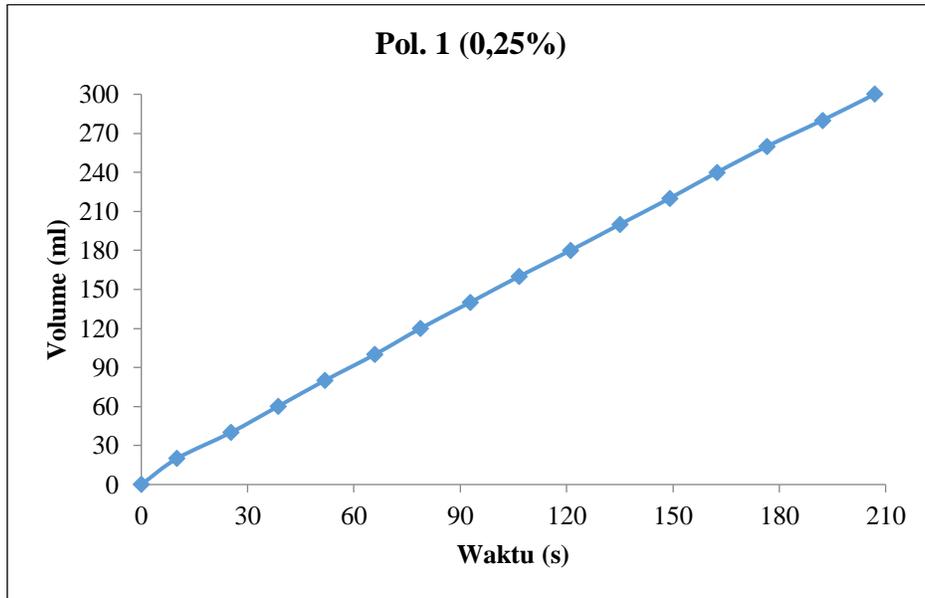
Gambar 3.1 Hasil pengujian filtrasi Pol. 1 (0,05%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.

Filtration Ratio (FR) = 1,14

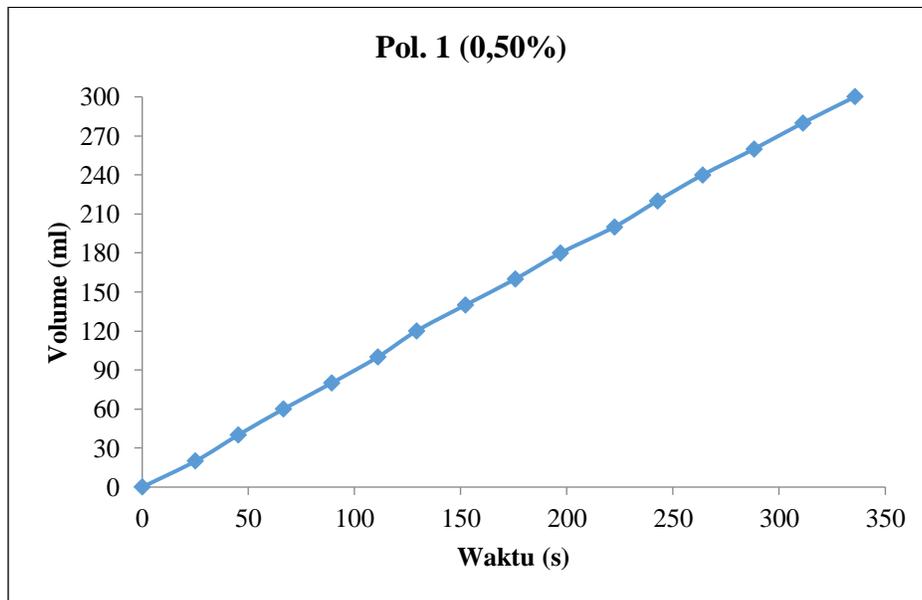


Gambar 3.2 Hasil pengujian filtrasi Pol. 1 (0,05%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3

mikron. Filtration Ratio (FR) = 1,05



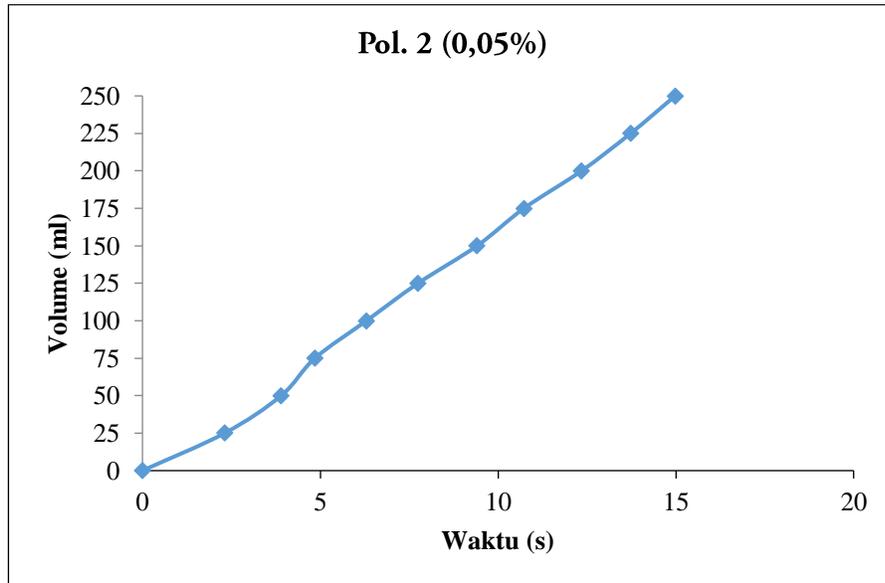
Gambar 3.3 Hasil pengujian filtrasi Pol. 1 (0,25%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron. Filtration Ratio (FR) = 1,08



Gambar 3.4 Hasil pengujian filtrasi Pol. 1 (0,50%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron. Filtration Ratio (FR) = 1,04

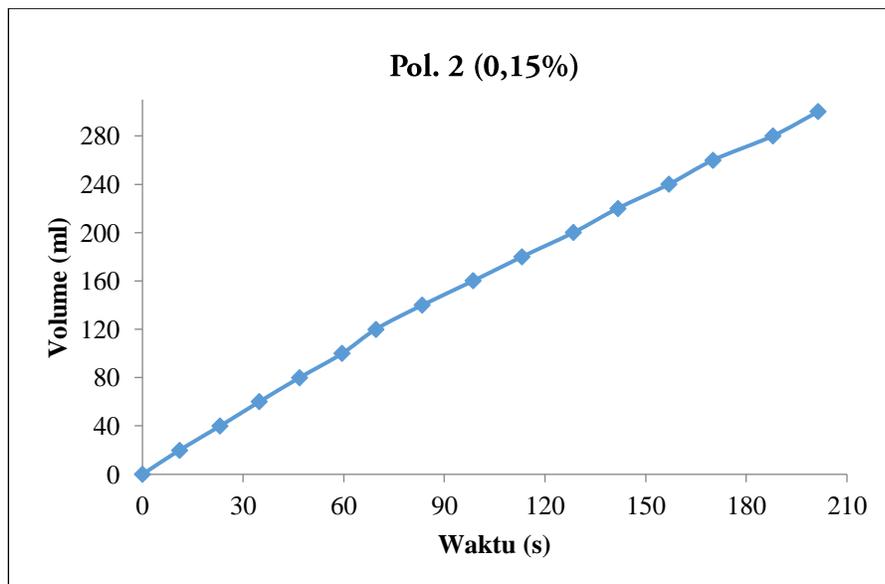
b. Pol. 2

Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 3.2 – 3.6 berikut.



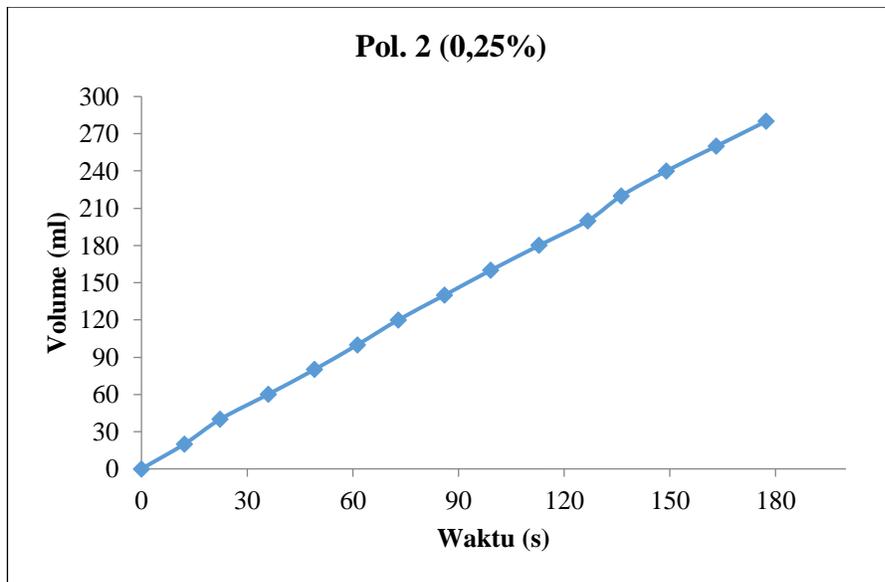
Gambar 3.3 Hasil pengujian filtrasi Pol. 2 (0,05%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.

Filtration Ratio (FR) = 0,84

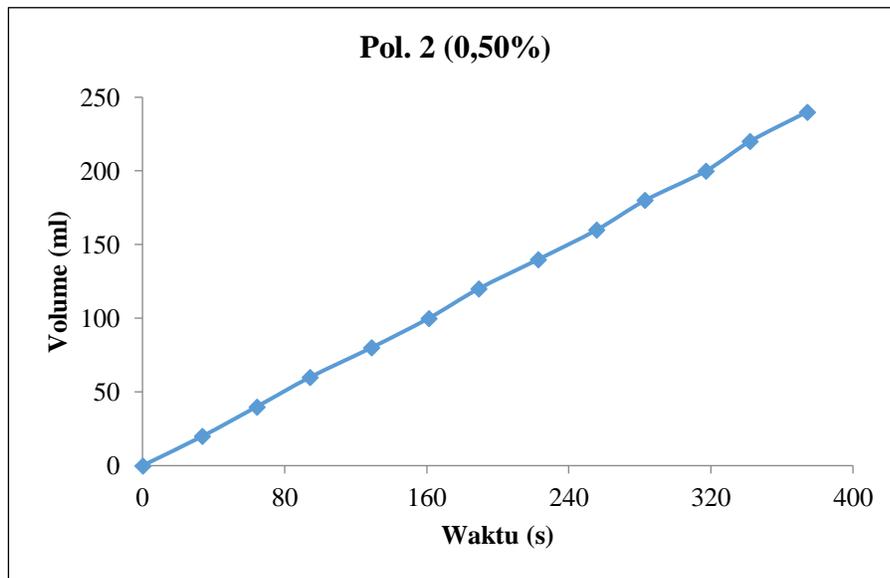


Gambar 3.3 Hasil pengujian filtrasi Pol. 2 (0,15%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.

Filtration Ratio (FR) = 1,09



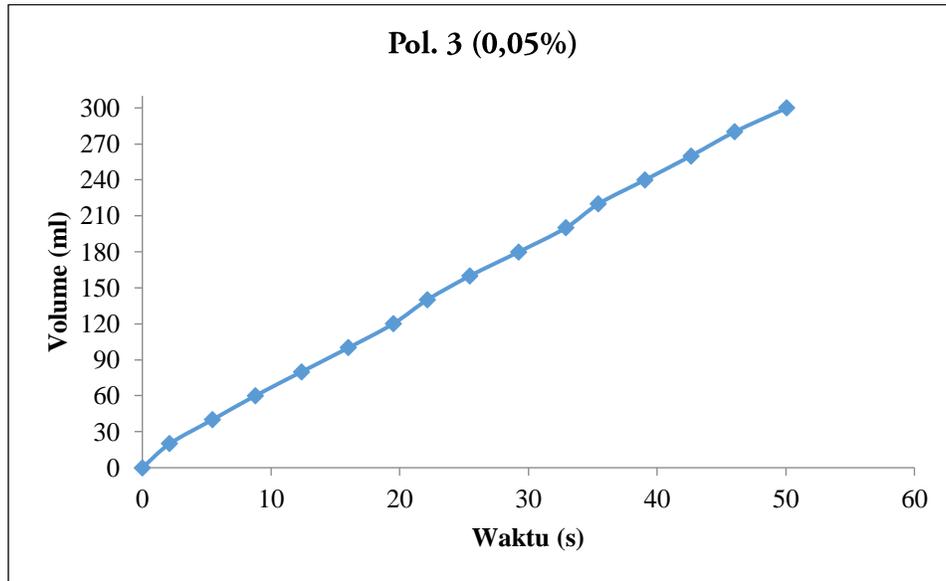
Gambar 3.3 Hasil pengujian filtrasi Pol. 2 (0,25%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.
 Filtration Ratio (FR) = 1,02



Gambar 3.3 Hasil pengujian filtrasi Pol. 2 (0,50%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.
 Filtration Ratio (FR) = 0,86

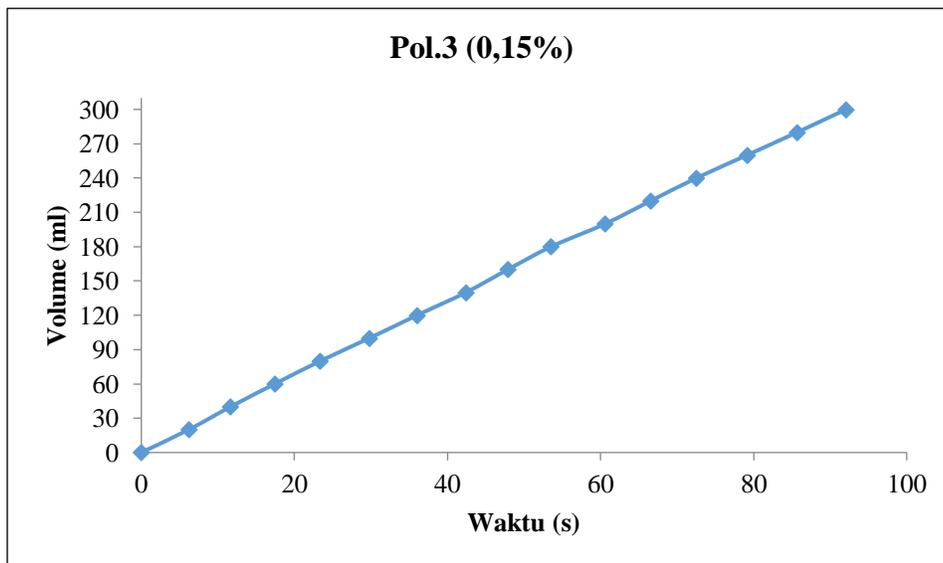
c. **Pol. 3**

Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 3.3 – 3.6 berikut.



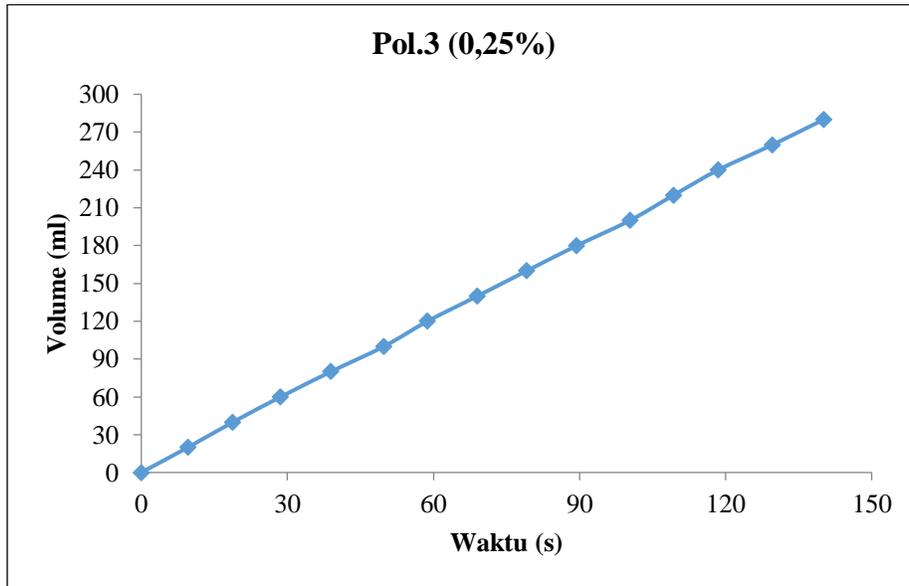
Gambar 3.3 Hasil pengujian filtrasi Pol. 3 (0,05%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.

Filtratoin Ratio (FR) = 1,20

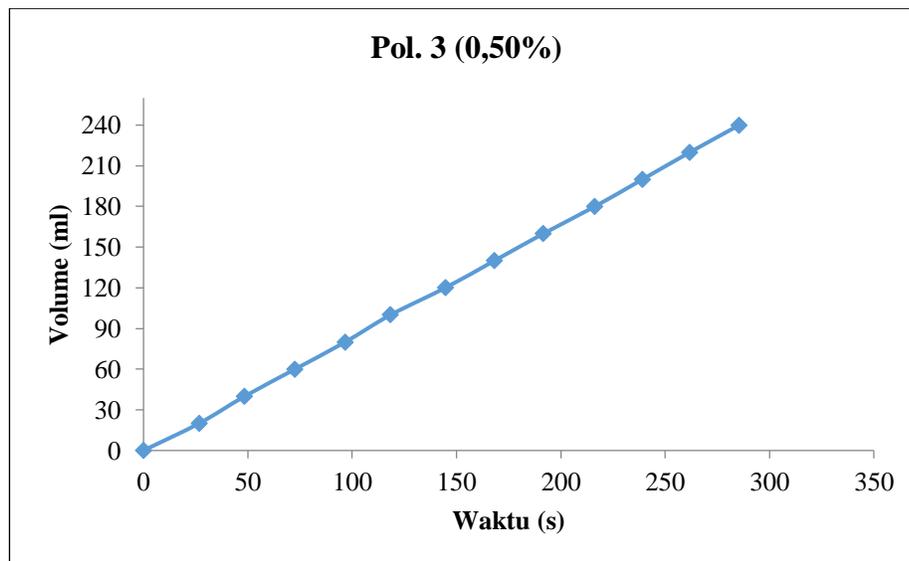


Gambar 3.4 Hasil pengujian filtrasi Pol. 3 (0,15%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.

Filtratoin Ratio (FR) = 0,99



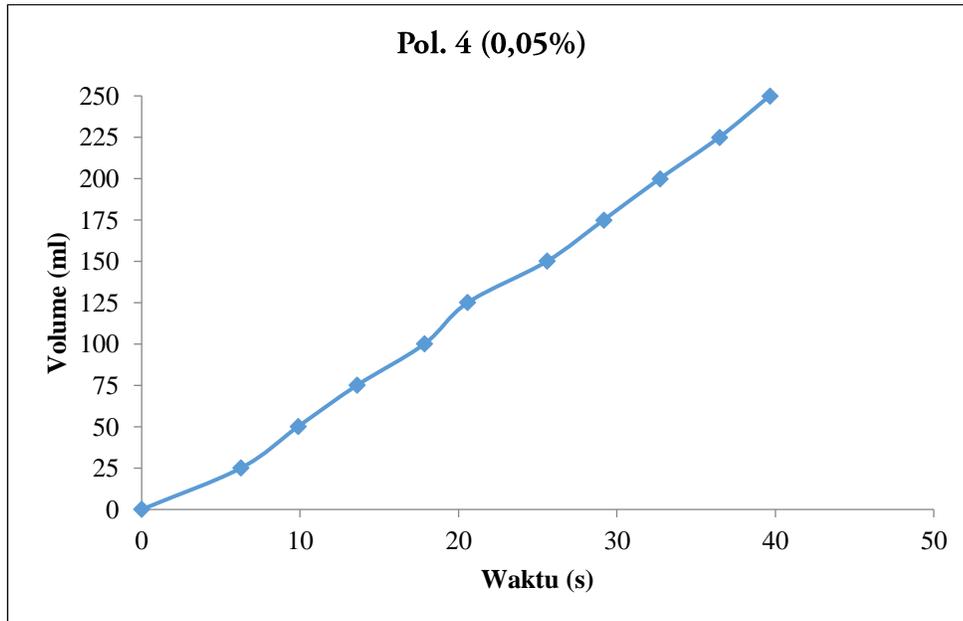
Gambar 3.5 Hasil pengujian filtrasi Pol. 3 (0,25%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.
 Filtration Ratio (FR) = 1,02



Gambar 3.6 Hasil pengujian filtrasi Pol. 3 (0,50%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.
 Filtration Ratio (FR) = 0,98

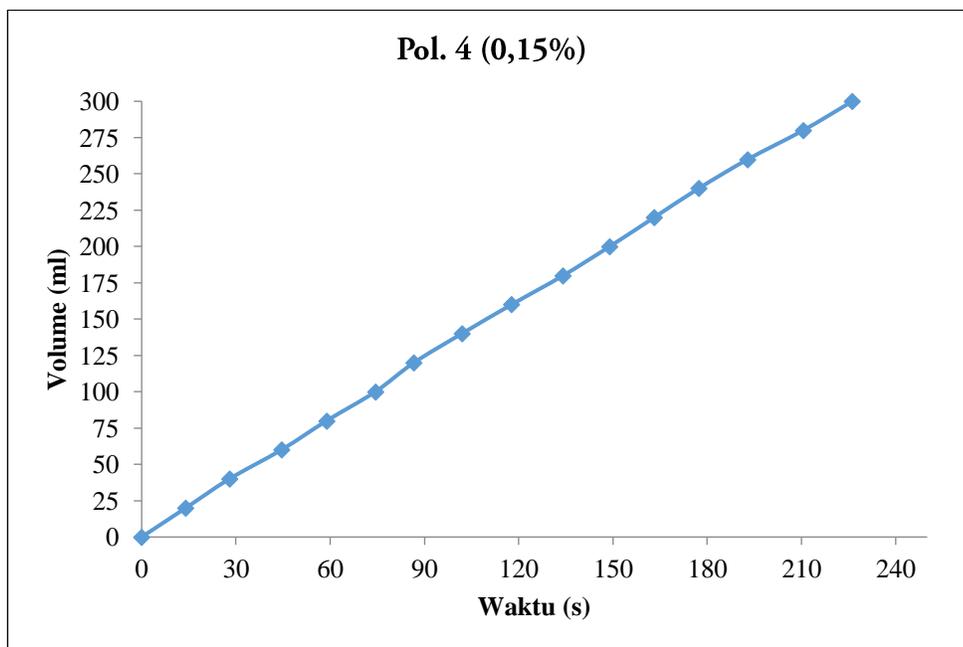
d. Pol. 4

Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 3.4 – 3.8 berikut.



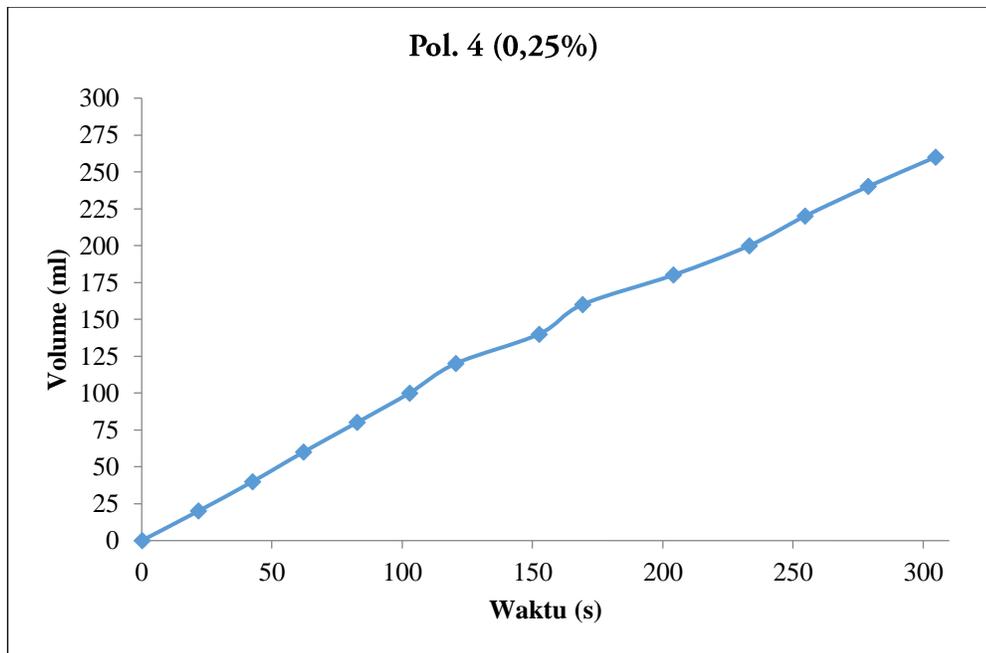
Gambar 3.4 Hasil pengujian filtrasi Po. 4 (0,05%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron.

Filtration Ratio (FR) = 0,89

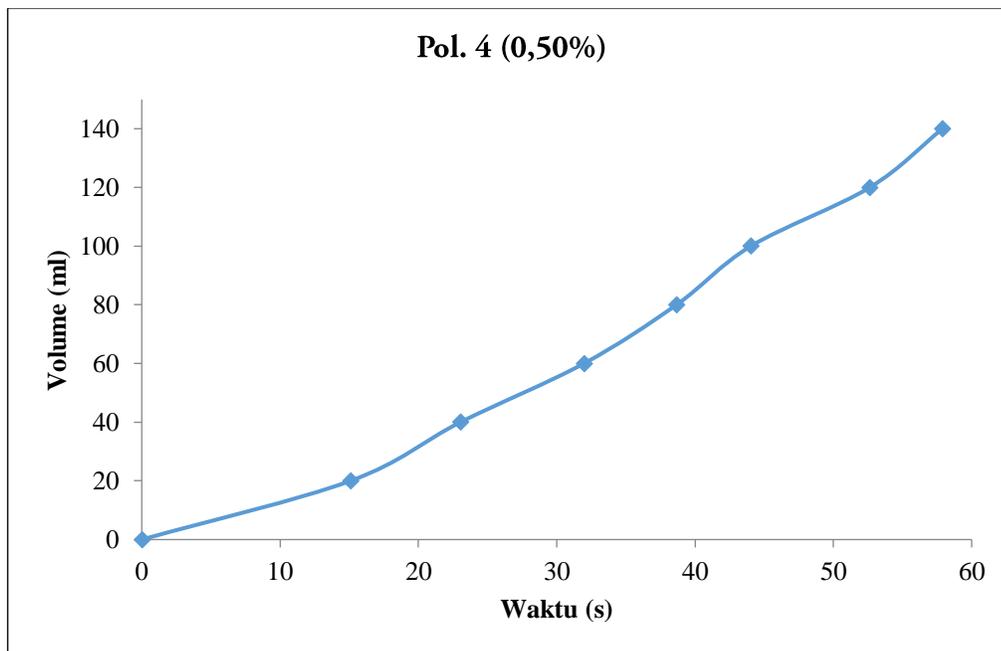


Gambar 3.5 Hasil pengujian filtrasi Mits 2P2 (0,15%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3

mikron. Filtration Ratio (FR) = 1,15



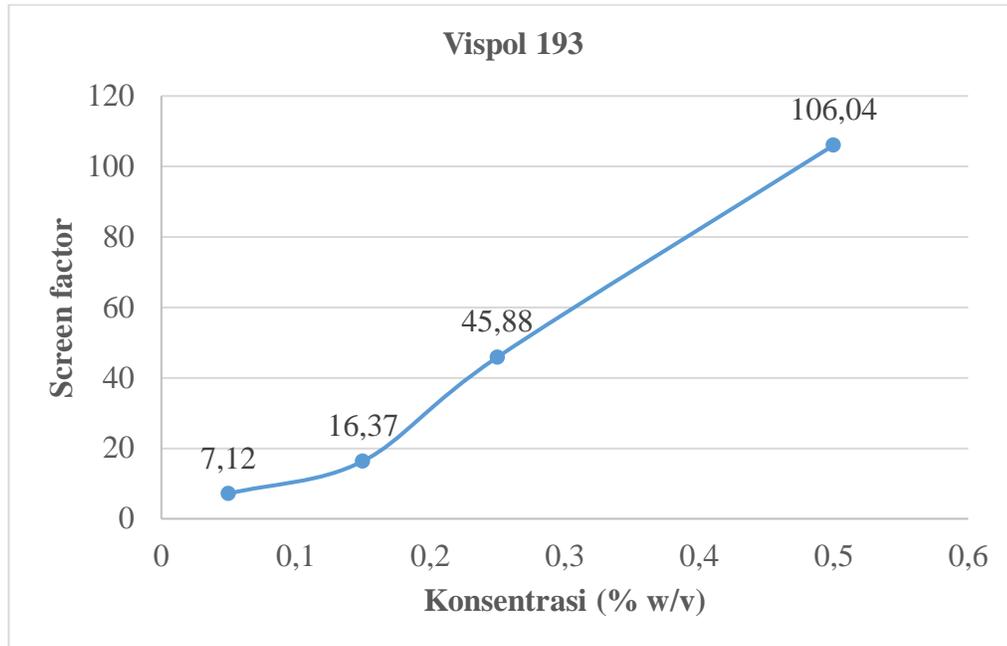
Gambar 3.6 Hasil pengujian filtrasi Mits 2P2 (0,25%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron. Filtratin Ratio (FR) = 0,97



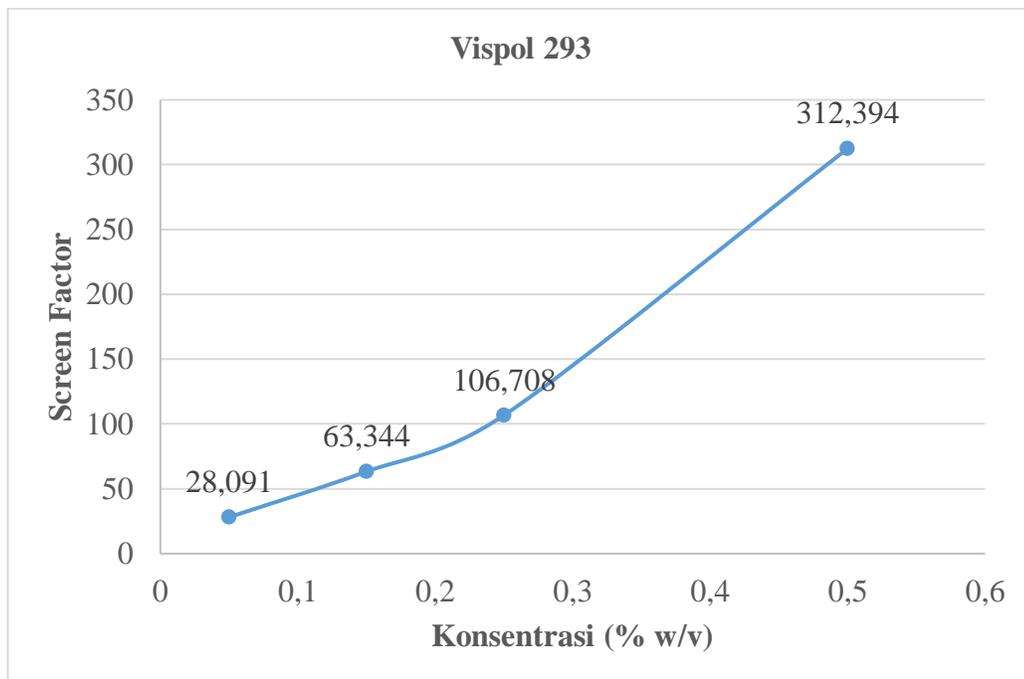
Gambar 3.7 Hasil pengujian filtrasi Mits 2P2 (0,50%) salinitas 100 ppm. Filter paper 3 mikron. Filtratin Ratio (FR) = 0,82

5. Screen Factor

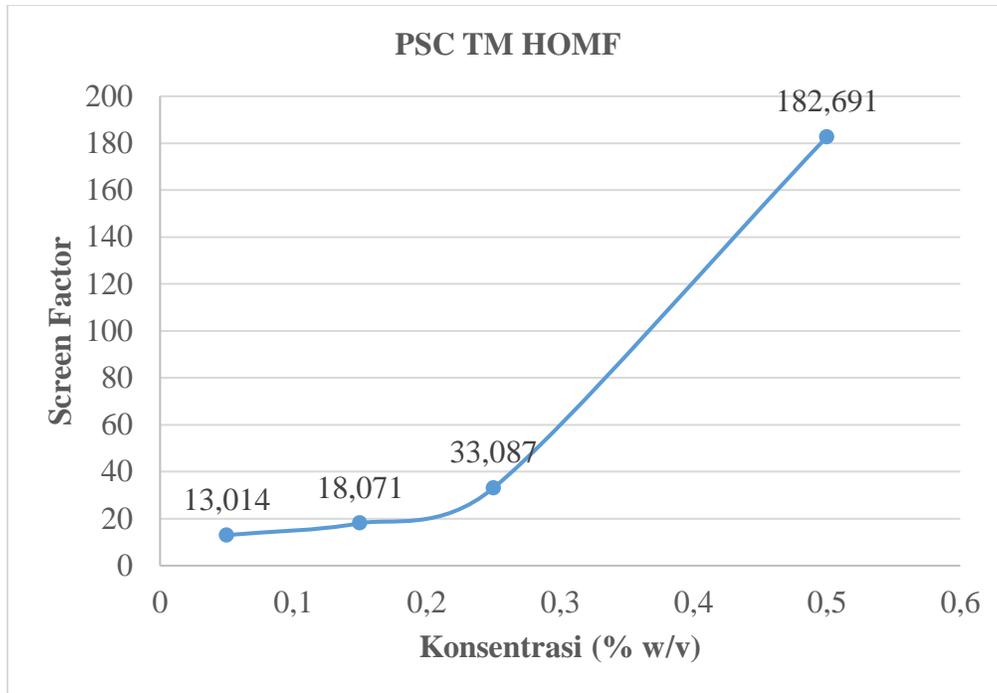
Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar 3.1 – 3.4 berikut.



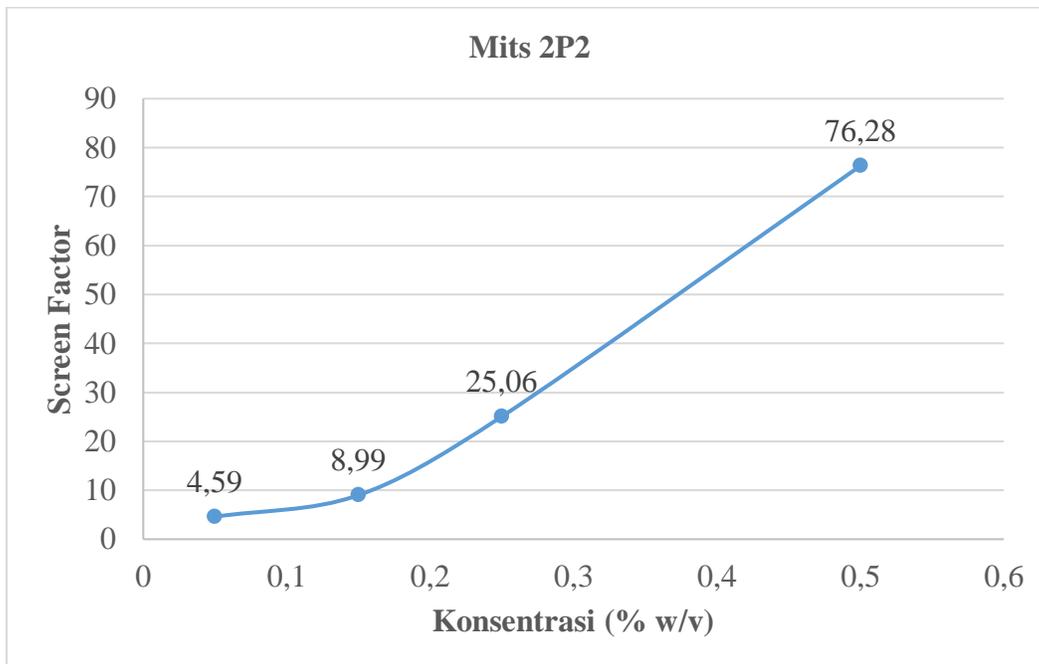
Gambar 3.1 Hasil pengujian screen factor Vispol 193 (0,05 – 0,5)% w/v, salinitas 100 ppm



Gambar 3.2 Hasil pengujian screen factor Vispol 293 (0,05 – 0,5)% w/v, salinitas 100 ppm

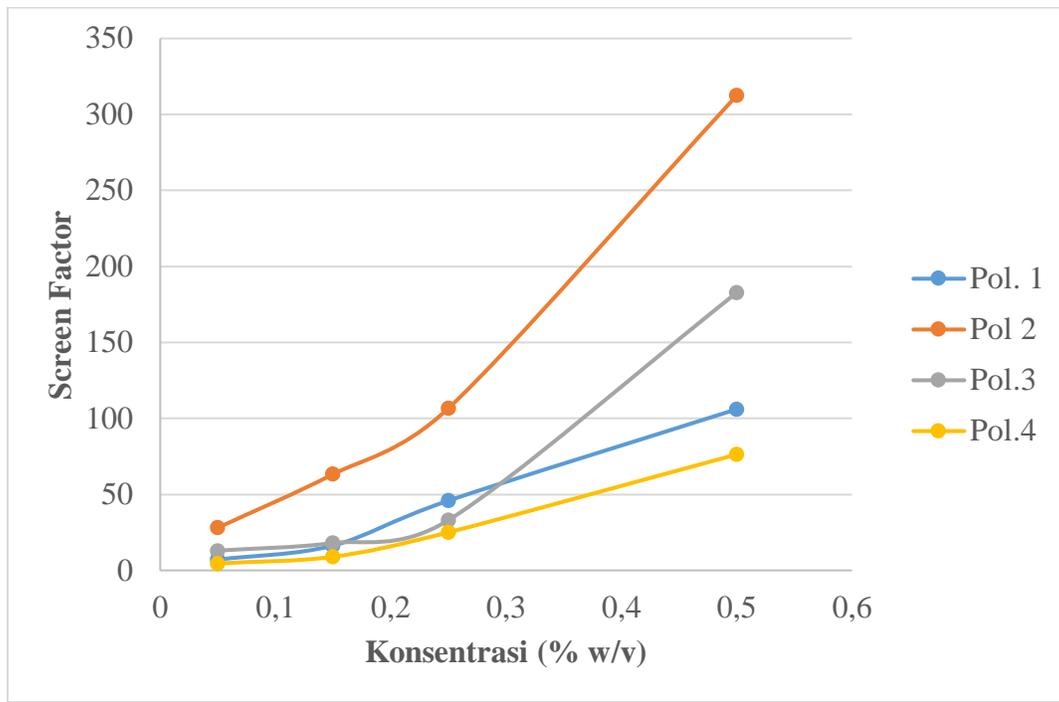


Gambar 3.3 Hasil pengujian screen factor PSC TM HOMF (0,05 – 0,5)% w/v, salinitas 100 ppm



Gambar 3.4 Hasil pengujian screen factor Mits 2P2 (0,05 – 0,5)% w/v, salinitas 100 ppm

Adapun perbandingan nilai screen factor dari setiap polimer ditampilkan pada Gambar 3.5 berikut.



Gambar 3.5 Hasil pengujian screen factor (Pol. 1 – Pol.4) konsentrasi (0,05 – 0,5) % w/v pada salinitas 100 ppm

Berdasarkan hasil pengujian pada Gambar 3.5, terlihat bahwa Pol. 2 menghasilkan nilai screen factor paling optimal. Sehingga pol. 2 dapat dilakukan screening polimer lanjutan.

BAB VI PENUTUP

6.1.Kesimpulan

6.2.Saran

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.
- Abdurrahman, M. (2017). Chemical enhanced oil recovery (EOR) activities in Indonesia: How it's future. *AIP Conference Proceedings, 1840*. <https://doi.org/10.1063/1.4982311>
- Agi, A., Junin, R., Abdullah, M. O., Jaafar, M. Z., Arsad, A., Wan Sulaiman, W. R., Norddin, M. N. A. M., Abdurrahman, M., Abbas, A., Gbadamosi, A., & Azli, N. B. (2020). Application of polymeric nanofluid in enhancing oil recovery at reservoir condition. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 194*, 107476. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107476>
- Ahmadi, S., Hosseini, M., Tangestani, E., Mousavi, S. E., & Niazi, M. (2020). Wettability alteration and oil recovery by spontaneous imbibition of smart water and surfactants into carbonates. *Petroleum Science, 17*(3), 712–721. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00412-1>
- Al-Attar, H. H. (2010). Experimental study of spontaneous capillary imbibition in selected carbonate core samples. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 70*(3–4), 320–326. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.003>
- Al-Shakry, B., Shiran, B. S., Skauge, T., & Skauge, A. (2018). Enhanced oil recovery by polymer flooding: Optimizing polymer injectivity. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, SATS 2018*. <https://doi.org/10.2118/192437-ms>
- Al Kalbani, M. M., Jordan, M. M., Mackay, E. J., Sorbie, K. S., & Nghiem, L. (2020). Barium Sulfate Scaling and Control during Polymer, Surfactant, and Surfactant/Polymer Flooding. *SPE Production and Operations, 35*(1), 68–84. <https://doi.org/10.2118/193575-PA>
- Alexis, D., Varadarajan, D., Kim, D. H., Winslow, G., & Malik, T. (2017). Evaluation of innovative associative polymers for low concentration polymer flooding. *IOR NORWAY 2017 - 19th European Symposium on Improved Oil Recovery: Sustainable IOR in a Low Oil Price World*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700315>
- Alli, Y. F., & Tobing, E. M. (2018). Effect of Optimum Salinity?on Microemulsion Formation To Attain Ultralow Interfacial Tension for Chemical Flooding Application. *Scientific Contributions Oil and Gas, 39*(2), 63–69. <https://doi.org/10.29017/scog.39.2.103>
- AlMatouq, H., Almubarak, M., Algadrah, A., & Alhodaythi, W. (2020). A Study on the Adsorption Behavior of Different Surfactants in CarbonateUsing Different Techniques. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, 1–7. <https://doi.org/10.2118/200566-ms>
- Amirpour, M., Shadizadeh, S. R., Esfandyari, H., & Ahmadi, S. (2015). Experimental investigation of wettability alteration on residual oil saturation using nonionic surfactants: Capillary pressure measurement. *Petroleum, 1*(4), 289–299. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.11.003>
- Ansyori, M. R. (2018). Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak. *Ejurnal.Ppsdmmigas, Volume 8 N*(Vol. 8 No. 2 (2018): Swara Patra), 1. <http://ejurnal.ppsdmmigas.esdm.go.id/sp/index.php/swarapatra/article/view/25>
- Ariadji, T., Astuti, D. I., Priharto, N., Ananggadipa, A. A., Persada, G. P., Subiantoro, E., Erwanto, P. E., & Abqory, M. H. (2019). Field implementation of nutrient huff and puff in Bentayan field, South Sumatera: Towards a low-cost EOR. *Society of Petroleum Engineers -*

- SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2019, APOG 2019.*
<https://doi.org/10.2118/196536-ms>
- Ariska, C. R., Purwono, S., & Murachman, B. (2018). Modifikasi SLS dengan epoksida dari asam oleat dan hidrogen peroksida untuk meningkatkan kualitas surfaktan pada EOR. *Jurnal Teknik Kimia Indonesia*, 10(3), 141. <https://doi.org/10.5614/jtki.2011.10.3.5>
- Babadagli, T. (2003). Analysis of Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Surfactant Solution. *SPE International Improve Oil Recovery Conference in Asia Pacific*.
- Barnes, J. R., Smit, J. P., Smit, J. R., Gregory Shpakoff, P., Raney, K. H., & Puerto, M. C. (2008). Phase behaviour methods for the evaluation of surfactants for chemical flooding at higher temperature reservoir conditions. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1, 453–461.
- 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.
- Darmapala. (2019). Prosiding DENGAN CHEMICAL EOR MELALUI PEMANFAATAN SURFAKTAN. *Seminar Nasional Kimia Dan Pembelajarannya (SNKP) 2019, November*, 135–191.
- Delamaide, E. (2014). *SPE-171105-MS Polymer Flooding of Heavy Oil-From Screening to Full-Field Extension*. September, 24–26.
- Dhafa, M., Setiati, R., Malinda, M. T., & Anugrahadi, 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>
- Elmofty, O. (2012). Surfactant Enhanced Oil Recovery By Wettability Alteration in Sandstone Reservoirs. *Thesis*.
- Erfando, T., Siregar, G., Alli, Y. F., & Wangge, Y. B. D. (2022). Hydrolyzed Polyacrylamide Screening for EOR in an Indonesia Mature Oil Field. *Trends in Sciences*, 19(7). <https://doi.org/10.48048/TIS.2022.3461>
- Esfandyari, H., Moghani, A., Esmaeilzadeh, F., & Davarpanah, A. (2021). A Laboratory Approach to Measure Carbonate Rocks' Adsorption Density by Surfactant and Polymer. *Mathematical Problems in Engineering*, 2021. <https://doi.org/10.1155/2021/5539245>
- Fatona, A., Chen, Y., Reid, M., Brook, M. A., & Moran-Mirabal, J. M. (2015). One-step in-mould modification of PDMS surfaces and its application in the fabrication of self-driven microfluidic channels. *Lab on a Chip*, 15(22), 4322–4330. <https://doi.org/10.1039/c5lc00741k>
- Habibi, M. (2018). *GEOLOGIST DARI PT SPR LANGGAK MENJADI PEMBICARA DI KULIAH UMUM TEKNIK PERMINYAKAN UNIVERSITAS ISLAM RIAU*. <https://langgak.sprcorp.com/2018/03/19/kuliah-umum-teknik-perminyakan-universitas-islam-riau/>
- Hambali, E., Suryani, A., & Rivai, M. (2013). Proses pengembangan teknologi surfaktan MES dari metil ester minyak sawit untuk aplikasi EOR/IOR : dari skala lab ke skala pilot. *Konferensi Nasional "Inovasi Dan Technopreneurship,"* 18–19. <http://biofarmaka.ipb.ac.id/biofarmaka/2013/KNIT2013-FullPaperofSigitArrohman.pdf>
- Hestuti Eni, Komar Sutriah, S. M. (2017). Surfactan 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 1 Stability in Aqueous Solutions*. 1–22. <https://doi.org/10.2523/iptc-18974-ms>
- Juárez-Morejón, J. L., Bertin, H., Omari, A., Hamon, G., Cottin, C., Morel, D., Romero, C., & Bourdarot, G. (2019). A new approach to polymer flooding: Effects of early polymer injection and wettability on final oil recovery. *SPE Journal*, 24(1), 129–139. <https://doi.org/10.2118/190817-PA>
- 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>
- Kristanto, D., Widiyarso, A., & Wibowo. (2017). *Pilot Project Implementasi Injeksi Surfactant Di Lapangan Minyak 'X' Sumatera Bagian Selatan*. 225–231.
- Lee, S., Kim, D. H., Huh, C., & Pope, G. A. (2009). Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5, 3161–3174. <https://doi.org/10.2118/124798-ms>
- Liu, Y., Hou, J., Liu, L., Zhou, K., Zhang, Y., Dai, T., Guo, L., & Cao, W. (2018). An inversion method of relative permeability curves in polymer flooding considering physical properties of polymer. *SPE Journal*, 23(5), 1929–1943. <https://doi.org/10.2118/189980-pa>
- Maurich, D. (2019). Experimental Study of the Effect of Continuous Surfactant Injection Alternating Cyclic Huff & Puff Stimulation on Oil Efficiency Recovery in A 3D Reservoir Physical Model. *Journal of Applied Science (Japps)*, 1(2), 018–030. <https://doi.org/10.36870/japps.v1i2.49>
- Meng, Z., Yang, S. L., Cui, Y., Zhong, Z. Y., Liang, C. G., Wang, L., Qian, K., Ma, Q. Z., & Wang, J. R. (2018). Enhancement of the imbibition recovery by surfactants in tight oil reservoirs. *Petroleum Science*, 15(4), 783–793. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0253-y>
- Mofrad, S. K., & Saeedi Dehaghani, A. H. (2020). An experimental investigation into enhancing oil recovery using smart water combined with anionic and cationic surfactants in carbonate reservoir. *Energy Reports*, 6, 543–549. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.02.034>
- Mohanram, S., Bhaumik, P., & Jain, S. (2016). Challenges during execution, construction and operational readiness phase of surface facilities in a full field polymer flood project. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016-Janua*. <https://doi.org/10.2118/181615-ms>
- Naser, M. A., Erhayem, M., Hegaig, A., Abdullah, H. J., Amer, M. Y., & Mohamed, A. A. (2018). Comparative Study of Using Sea-Water for Enhanced Oil Recovery in Carbonate and Sandstone Reservoirs: Effects of Temperature and Aging Time on Oil Recovery. *Journal of Earth Energy Engineering*, 7(2), 1–13. [https://doi.org/10.25299/jeee.2018.vol7\(2\).2126](https://doi.org/10.25299/jeee.2018.vol7(2).2126)
- Pilla, A. (2018). Importance Of Polymerization In Eor. *Ijsdr*, 3(2). <http://www.ijedr.org/papers/IJSDR1802006.pdf>
- Putra, B. P., & Kiono, B. F. T. (2021). Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak Indonesia. *Jurnal Energi Baru Dan Terbarukan*, 2(2), 84–100. <https://doi.org/10.14710/jebt.2021.11152>
- Rahmani, R. (2018). Kinerja Injeksi Surfaktan Sulfonat Alkil Ester (Sae) Pada Salinitas Optimum Menggunakan Batuan Berea. *Inovtek Polbeng*, 8(2), 205. <https://doi.org/10.35314/ip.v8i2.750>
- Rao, M. V. S. (1993). Viscosity of dilute to moderately concentrated polymer solutions. *Polymer*, 34(3), 592–596. [https://doi.org/10.1016/0032-3861\(93\)90555-O](https://doi.org/10.1016/0032-3861(93)90555-O)
- Reningtyas, R., & Mahreni. (2015). Biosurfaktan. *Eksergi*, XII(2), 12–22.

- Rezaei, A., Abdollahi, H., Derikvand, Z., Hemmati-Sarapardeh, A., Mosavi, A., & Nabipour, N. (2020). Insights into the effects of pore size distribution on the flowing behavior of carbonate rocks: Linking a nano-based enhanced oil recovery method to rock typing. *Nanomaterials*, *10*(5), 1–22. <https://doi.org/10.3390/nano10050972>
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, *1*(1), 22–36. <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.926>
- Rivai, M., Irawadi, T. T., Suryani, A., & Setyaningsih, D. (1997). Perbaikan proses produksi surfaktan metil ester sulfonat dan formulasinya untuk aplikasi Enhanced Oil Recovery (EOR). *Jurnal Teknologi Industri Pertanian*, *21*, 41–49.
- Saldívar, E., & Vivaldo, E. (2013). Handbook of Polymer Synthesis, Characterization, and Processing | Wiley. In Wiley. <https://www.wiley.com/en/ec/Handbook+of+Polymer+Synthesis,+Characterization,+and+Processing-p-9780470630327>
- Setiati, R., Siregar, S., Marhaendrajana, T., & Wahyuningrum, D. (2018). Pengaruh wettability surfaktan NaLs ampas tebu pada batuan sandstone dalam proses enhanced oil recovery (EOR). *Seminar Nasional Pakar*, *1*(1), 1–8.
- Solikha, D. F., & Haryanti, R. (2021). Pre Screening Surfaktan untuk Injeksi Chemical EOR di Lapangan X. *Gema Wiralodra*, *12*(1), 95–109.
- Tajmiri, M., Mousa Mousavi, S., Ehsani, M. R., Roayaei, E., & Emadi, A. (2015). Wettability Alteration of Sandstone and Carbonate Rocks by Using ZnO Nanoparticles in Heavy Oil Reservoirs. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*, *4*(4), 50–66. <http://ijogst.put.ac.ir>
- Torsæter, O., & Abtahi, M. (2000). Experimental Reservoir Engineering, Laboratory Work Book. *Norwegian University of Science and Technology*, 54–56.
- Trushin, Y., Aleshchenko, A., Arsamakov, M., Klimenko, A., Molinier, V., Jouenne, S., Kornilov, A., & Sansiev, G. (2020). EOR technology: Surfactant-polymer injection to increase oil recovery from carbonate reservoir of kharyaga oilfield. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020*. <https://doi.org/10.2118/201830-ms>
- Usman. (2015). PEPTIDE SURFACTANT FOR EOR APPLICATION. *Research and Development Center for Oil & Gas Technology Lemigas*, *38*, 86.
- Varfolomeev, M. A., Ziniukov, R. A., Yuan, C., Federal, K., Ruslan, U. ;, Khairtdinov, K., Altyn, K., Sergey, ;, Sitnov, A., Sudakov, V. A., Zhdanov, M. V., Mustafin, Z., & Usmanov, S. A. (2020). *Optimization of Carbonate Heavy Oil Reservoir Development Using Surfactant Flooding: from Laboratory Screening to Pilot Test*.
- Vasquez, E., Salager, J. L., Morgan, J. C., Schechter, R. S., & Wade, W. H. (1978). *Optimum formulation of surfactant-water-oil systems for minimum interfacial tension or phase behaviour*. April.
- Wang, Y. L., Ma, L., Bai, B. J., Jiang, G. C., Jin, J. F., & Wang, Z. B. (2013). Wettability alteration of sandstone by chemical treatments. *Journal of Chemistry*, 2013. <https://doi.org/10.1155/2013/845031>
- Wicaksono, H., & Yuliansyah, A. T. (2015). Karakterisasi Larutan Polimer KYPAM HPAM untuk Bahan Injeksi dalam Enhanced Oil Recovery (EOR). *Jurnal Rekayasa Proses*, *9*(1), 9–15.
- Widya Pratama Kesuma, S. K. (2015). STUDI LABORATORIUM PENGARUH KONSENTRASI SURFAKTAN TERHADAP PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK.

- 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. <https://doi.org/10.31315/jmel.v1i1.1774>
- Woe, K., Setiati, R., & Alli, Y. F. (2020). A laboratory study of chemical enhanced oil recovery (CEOR) by spontaneous imbibition of non-ionic palm-oil based surfactant solution. *AIP Conference Proceedings*, 2223. <https://doi.org/10.1063/5.0006102>
- Yulia, P. S., Kasmungin, S., & Fathaddin, M. T. (2017). Kajian Laboratorium Mengenai Pengaruh Salinitas, Jenis Surfaktan Dan Konsentrasi Surfaktan Terhadap Recovery Factor Dalam Sistem Injeksi Surfaktan Untuk Batuan Karbonat. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 3, 225–233.
- Zaitoun, A., Fonseca, C., Berger, P., Bazin, B., & Monin, N. (2003). New Surfactant for Chemical Flood in High-Salinity Reservoir. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 315–325. <https://doi.org/10.2118/80237-ms>
- Zhang, G., Yu, J., Du, C., & Lee, R. (2015). Formulation of surfactants for very low/high salinity surfactant flooding without alkali. *Proceedings - SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 1, 399–414. <https://doi.org/10.2118/173738-ms>
- Zhang, J. (2014). Mechanism Study Using Surfactant Imbibition To Improve Oil Recovery From the Bakken Shale. *SPE International Improve Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, January.
- Zulkifli, N. N., Mahmood, S. M., Akbari, S., Manap, A. A. A., Kechut, N. I., & Elrais, K. A. (2020). Evaluation of new surfactants for enhanced oil recovery applications in high-temperature reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(2), 283–296. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0713-y>

LAMPIRAN