

**ANALISIS KINERJA SURFAKTAN AOS (ALPHA OLEFIN
SULFONAT) DAN KO-SURFAKTAN NP-10 (NONYL PHENOL
ETHOXYLATE) TERHADAP KELAKUAN FASA FLUIDA
(PHASE BEHAVIOR) DAN UJI BUSA (FOAMY TEST)
(LABORATORIUM STUDY).**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

oleh

ANGGIE SUCI MEILANIE

NPM 193210835



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**ANALISIS KINERJA SURFAKTAN AOS (ALPHA OLEFIN
SULFONAT) DAN KO-SURFAKTAN NP-10 (NONYL PHENOL
ETHOXYLATE) TERHADAP KELAKUAN FASA FLUIDA
(PHASE BEHAVIOR) DAN UJI BUSA (FOAMY TEST)
(LABORATORIUM STUDY)**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

Oleh

ANGGIE SUCI MEILANIE

NPM 193210835



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Anggie Suci Meilanie
NPM : 193210835
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas akhir : Analisis Kinerja Surfaktan AOS (*Alpha Olefin Sulfonat*) dan Ko-Surfaktan NP-10 (*Nonyl Phenol Ethoxylate*) terhadap Kelakuan Fasa Fluida (*Phase Behavior*) dan Uji Busa (*Foamy Test*) (*Laboratorium Study*)

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Novia Rita, S.T, M.T ()
Penguji I : Fiki Hidayat, S.T, M.Eng ()
Penguji II : Idham Khalid, S.T, M.T ()
Diterapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 6 Januari 2022

Disahkan Oleh :

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**



NOVIA RITA, S.T, M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 6 Januari 2022



Angie Suci Meilanie

NPM. 193210835



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik. Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Disini saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dalam penyelesaian tugas akhir. Oleh sebab itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Ibu Novia Rita, S.T, M.T selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberi masukannya.
2. Bapak Idham Khalid, S.T, M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat serta penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak Laboratorium Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, yang telah memberikan kemudahan pada penelitian tugas akhir ini.
4. Ketua dan sekretaris Program Studi serta dosen-dosen yang banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan dukungan yang telah diberikan.
5. Kedua orang tua , kak nindi dan angga yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan doa yang senantiasa mengiringi.
6. Sahabat terbaik, Katrin, dea dan Nia beserta teman- teman ekstensi balongan seluruh angkatan, beserta teman-teman teknik perminyakan UIR yang memberikan dukungan dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 6 Januari 2022



Angie Suci Meilanie

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL.....	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KAEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGHANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR LAMPIRAN.....	xi
DAFTAR SINGKATAN.....	xii
DAFTAR SIMBOL.....	xiii
ABSTRAK.....	xiv
ABSTRACT.....	xv
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Injeksi Kimia (chemical Flooding).....	4
2.2 Injeksi Surfaktan (<i>Surfaktan Flooding</i>).....	5
2.3 Mekanisme Pendesakan Minyak.....	8
2.4 Surfaktan Anionik Aos (<i>Alpha Olefin Sulfonate</i>) dan Ko Surfaktan NP10 (<i>NonylPhenol</i>).....	10
2.4.1 Surfaktan AOS (<i>Alpha Olefin Sulfonate</i>).....	10
2.4.2 Surfaktan NP10 (<i>Nonyl Phenol</i>).....	11
2.5 Kombinasi Surfaktan Anionik dan Nonionik.....	11
2.6 State Of The Art.....	12
BAB III METODE PENELITIAN.....	15
3.1 Uraian Metodologi Penelitian.....	15
3.2 Diagram Penelitian.....	16

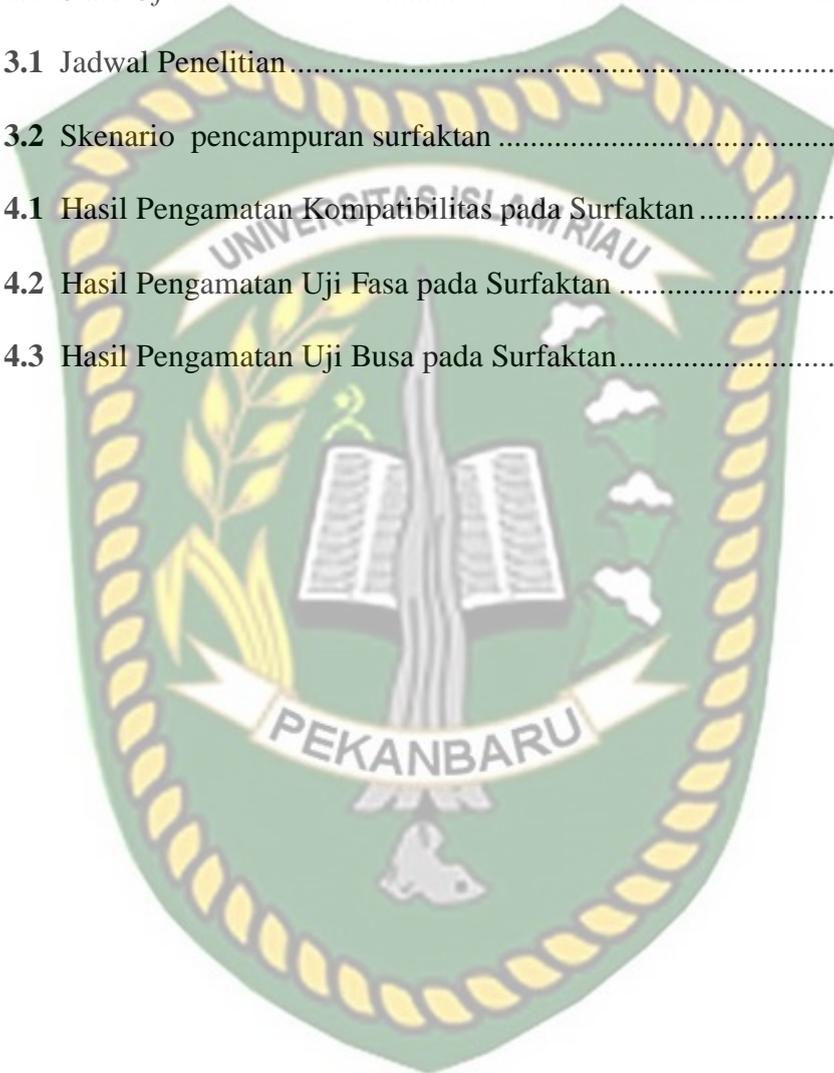
3.3	Alat dan Bahan.....	17
3.3.1	Alat	17
3.3.2	Bahan.....	19
3.4	Prosedur Penelitian.....	20
3.4.1	Pembuatan Larutan Surfaktan	21
3.4.2	Pembuatan Konsentrasi pada larutan Surfaktan.....	21
3.4.3	Penentuan Sifat Fisik Crude oil.....	22
3.4.4	Pengujian Uji Kompatibilitas	23
3.4.5	Pengujian fasa (<i>Phase Behaviour</i>).....	25
3.4.6	Pengujian Uji Busa (<i>Foamy Test</i>).....	26
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN.....	28
4.1	Kompatibilitas Surfaktan	28
4.2	Uji Fasa	30
4.3	Uji Busa.....	41
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN.....	48
5.1	Kesimpulan	48
5.2	Saran	49
	DAFTAR PUSTAKA	50

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Klasifikasi Surfaktan	7
Gambar 2.2 Mekanisme Surfaktan	9
Gambar 2.3 Molekul Surfaktan	8
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian	16
Gambar 3.2 Peralatan yang digunakan pada penelitian.....	19
Gambar 3.3 <i>Aquadest</i>	20
Gambar 3.4 NaCl (<i>Natrium Chloride</i>).....	20
Gambar 3.5 Surfaktan yang akan digunakan yaitu AOS dan NP-10.....	21
Gambar 4.1 Kelakuan Fasa berdasarkan suster winsor	28
Gambar 4.2 Pengamatan Uji Fasa pada hari ke-0	34
Gambar 4.3 Pengamatan Uji Fasa pada hari ke-1	36
Gambar 4.4 Pengamatan Uji Fasa pada hari ke-3	38
Gambar 4.5 Pengamatan Uji Fasa pada hari ke-7	40
Gambar 4.6 Emulsi yang terbentuk pada pada pencampuran konsentrasi surfaktan AOS (0,1%, 0,3%, 0,5%) dan NP-10 (0.1%, 0,3%, 0,5%) pada salinitas 5.000 ppm.....	41
Gambar 4.7 Perbandingan Tinggi Busa maksimal dan tinggi busa stabil terhadap salinitas 0 ppm, 5000ppm, 10.000ppm, 15.000ppm, 20.000 ppm pada konsentrasi surfaktan AOS 0.1%+NP-10 0.5%.....	45
Gambar 4.8 Perbandingan Tinggi Busa maksimal dan tinggi busa stabil terhadap salinitas 0 ppm, 5000ppm, 10.000ppm, 15.000ppm, 20.000 ppm pada konsentrasi surfaktan AOS 0.3%+NP-10 0.5%.....	45
Gambar 4.9 Perbandingan Tinggi Busa maksimal dan tinggi busa stabil terhadap salinitas 0 ppm, 5000ppm, 10.000ppm, 15.000ppm, 20.000 ppm pada konsentrasi surfaktan AOS 0.5%+NP-10 0.5%.....	46

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Screening Criteria Untuk Injeksi Kimia	5
Tabel 2.2	<i>State Of the Art</i>	12
Tabel 3.1	Jadwal Penelitian.....	15
Tabel 3.2	Skenario pencampuran surfaktan	24
Tabel 4.1	Hasil Pengamatan Kompatibilitas pada Surfaktan	30
Tabel 4.2	Hasil Pengamatan Uji Fasa pada Surfaktan	31
Tabel 4.3	Hasil Pengamatan Uji Busa pada Surfaktan.....	42



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran I Perhitungan Sifat Fisik Minyak Mentah	56
Lampiran II Foto Hasil Pengamatan Uji Kompatibilitas surfktan	57
Lampiran III Foto Hasil Pengamatan Uji Fasa surfaktan.....	61
Lampiran IV Foto Hasil Pengamatan Uji Busa surfaktan.....	66



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

API	American Petroleum Institute
CMC	Critical Micelle Concentration
IFT	Interfacial Tension
AOS	Alpha Olefin Sulfonate
NP-10	Nonyl Phenol Ethoxylate
SG	Specific Gravity
RF	Recovery Factor
OOIP	Original Oil In Place



DAFTAR SIMBOL

%	Persen
°	Derajat
°C	Derajat Celcius
Cp	<i>Centipoise</i>
ρ	Densitas
ρ_o	Densitas Minyak
ρ_w	Densitas air
μ	Viskositas
D	Diameter, cm
T	Tinggi, cm
T	<i>Temperature</i>
A	Luas Area, cm ²
Svgr	<i>Surface Area</i>
t	Waktu, menit
o/w	<i>Oil in Water</i>
w/o	<i>water in oil</i>
W	Massa



ANALISIS KINERJA SURFAKTAN AOS (ALPHA OLEFIN SULFONAT) DAN KO-SURFAKTAN NP-10 (NONYL PHENOL ETHOXYLATE) TERHADAP KELAKUAN FASA FLUIDA (PHASE BEHAVIOR) DAN UJI BUSA (FOAMY TEST) (LABORATORIUM STUDY).

ANGGIE SUCI MEILANIE

193210835

ABSTRAK

Jenis surfaktan yang sering digunakan dalam industri migas yaitu *petroleum sulfonat* yang merupakan jenis surfaktan *anionic*. Salah satu jenis *petroleum sulfonate* yaitu *Alpha Olefin Sulfonat*. Kinerja surfaktan *Alpha olefin Sulfonat* dipengaruhi oleh konsentrasi dan salinitas. Ko-Surfaktan adalah bahan kimia yang ditambahkan dalam injeksi surfaktan untuk meningkatkan efektivitas surfaktan. Ko-Surfaktan sering dibutuhkan untuk membuat surfaktan primer cukup larut. Penggunaan Ko-Surfaktan bermanfaat secara ekonomi dalam hal perolehan minyak yang lebih tinggi karena kinerja surfaktan yang lebih baik.

Dalam penelitian ini akan dilihat kinerja larutan surfaktan *anionic alpha olefin sulfonate* (AOS) yang memiliki konsentrasi rendah yaitu 0,1%, 0,3%, dan 0,5% dengan penambahan Ko-Surfaktan pada konsentrasi 0,1%, 0,3%, dan 0,5% pada salinitas 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 dan 20.000 ppm. Ko- Surfaktan yang akan digunakan adalah *Nonyl Phenol Ethoxylate* (NP-10). Melakukan uji kompatibilitas menggunakan *oven*, menganalisis mikroemulsi uji fasa menggunakan tabung reaksi selama 7 hari, dan menganalisis busa surfaktan dengan mengaduknya menggunakan *stirrer magnetic*. Dari hasil penelitian diperoleh pada pengujian stabilitas emulsi melalui uji fasa menghasilkan mikroemulsi yang baik atau winsor III pada pencampuran semua konsentrasi AOS dan NP-10 pada salinitas 5.000 ppm. Uji kompatibilitas pada pencampuran surfaktan AOS dan NP-10 di semua konsentrasi dan salinitas pada suhu 60°C menghasilkan semua sampel yang *compatible* dilihat dari kejernihan surfaktannya. Akan tetapi, pada konsentrasi AOS 0,5% dengan NP-10 0,3%, 0,5% larutan menjadi keruh. Pada uji *foamy* menghasilkan busa pada pencampuran konsentrasi AOS (0,1%, 0,3%, 0,5%) dan NP-10 0,5% surfaktan pada semua jenis *salinity* dan *non salinity*, dengan busa maksimal mencapai 23 mm dan tinggi busa stabil 18 mm pada pencaampuran konsentrasi AOS 0.5% dan NP-10 0,5% surfaktan (*non salinity*).

Kata kunci : *Petroleum Sulfonat* ,Konsentrasi, Ko-Surfaktan, Surfaktan *Alpha olefin sulfonat*, *recovery factor*

PERFORMANCE ANALYSIS OF SURFACTANT AOS (ALPHA OLEFIN SULFONATE) AND CO-SURFACTANT NP-10 (NONYL PHENOL ETHOXYLATE) ON THE BEHAVIOR OF FLUID PHASE (PHASE BEHAVIOR) AND FOAMY TEST (LABORATORY).

ANGGIE SUCI MEILANIE

193210835

ABSTRACK

The type of surfactant that is often used in the oil and gas industry is petroleum sulfonate, which is a type of anionic surfactant. One type of petroleum sulfonate is Alpha Olefin Sulfonate. The performance of Alpha Olefin Sulfonate surfactants is influenced by concentration and salinity. Co-Surfactants are chemicals added in surfactant injection to increase the effectiveness of surfactants. Co-surfactants are often required to make primary surfactants sufficiently soluble. The use of Co-Surfactants is economically beneficial in terms of higher oil recovery due to better surfactant performance.

In this study, the performance of anionic alpha olefin sulfonate (AOS) surfactant solution which has a low concentration of 0.1%, 0.3%, and 0.5% will be seen with the addition of Co-Surfactant at concentrations of 0.1%, 0.3 %, and 0.5% at 5,000 ppm, 10,000 ppm, 15,000 and 20,000 ppm salinities. The co-surfactant to be used is Nonyl Phenol Ethoxylate (NP-10). Conducting compatibility test using oven, analyzing microemulsion phase test using a test tube for 7 days, and analyzing surfactant foam by stirring it using a magnetic stirrer. From the research results obtained on testing the stability of the emulsion through the phase test resulted in a good microemulsion or Winsor III at mixing all concentrations of AOS and NP-10 at a salinity of 5.000 ppm. Compatibility test on mixing AOS and NP-10 surfactants at all concentrations and salinities at 60 °C resulted in all samples being compatible in terms of surfactant clarity. However, at a concentration of 0.5% AOS with 0.3% NP-10, the 0.5% solution became cloudy. The foamy test produced foam at a concentration of AOS (0.1%, 0.3%, 0.5%) and NP-10 0.5% surfactant in all types of salinity and non-salinity, with a maximum foam reaching 23 mm and a height of stable foam 18 mm at a mixture of 0.5% AOS concentration and 0.5% NP-10 surfactant (non salinity).

Key words : Petroleum Sulfonate, Concentration, Co-Surfactant, Surfactant Alpha olefin sulfonate, recovery factor

BAB 1 PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Beberapa negara telah menerapkan metode EOR seperti Cina dan Amerika untuk meningkatkan produksi minyak disana . Jika Indonesia ingin meningkatkan produksi minyak sama seperti negara – negara maju lainnya maka metode EOR inilah yang cocok untuk diterapkan dalam meningkatkan produksi minyak . salah satu nya adalah injeksi surfaktan merupakan salah satu metoda yang sesuai untuk lapangan minyak Indonesia.

Surfaktan atau *Surface Active Agent* memiliki struktur kimia yang bersifat amfifilik dimana terdiri dari gugus polar (hidrofilik) yang disebut dengan *head/kepala* dan gugus non polar (hidrofobik) yang disebut dengan *tail/ekor* (Elmofty, 2012) . Proses penginjeksian surfaktan disebut proses misel, dimana komponen injeksi surfaktan terdiri dari surfaktan, ko-surfaktan, hidrokarbon, air,dan elektrolit (Don W. Green, 2018).

Menurut (Hidayanti.S, Suryani.A, Permadi.P, Kh.Hambali.E, 2005), Hal yang penting dalam proses penggunaan surfaktan untuk menghasilkan perolehan minyak yang tinggi, dimana surfaktan harus dapat:

- Menghasilkam IFT yang sangat rendah yaitu minimal 10^{-3} dyne/cm
- Memiliki Kecocokan/kompatibiliti dengan air formasi
- Memiliki kestabilan terhadap temperatur, kesadahan dan salinitas.
- Mampu meningkatkan *oil recovery* sekitar 10-20% (Hersa Rizki Rakhmatullah, 2017).
- Memiliki kadar pH berkisar 6 – 8
- Mampu membentuk *microemulsion middle phase* yaitu fasa III (fasa tengah) atau paling tidak fasa II (atas) (Rivai, Irawadi, Suryani, et al., 2011)

Jenis surfaktan yang biasanya digunakan adalah jenis anionik yaitu *petroleum sulfonate*. Salah satu jenis *petroleum sulfonate* adalah *Alpha-Olefin Sulfonate* (W.Lake, 1989)..

Pada penelitian ini peneliti ingin melanjutkan penelitian terhadap kinerja dari surfaktan *anionic alpha olefin sulfonate* (AOS) yang akan diuji pada konsentrasi 0,1%, 0,3%, dan 0,5% dengan salinitas surfaktan 10.000 ppm dan 20.000 ppm

dengan penambahan konsentrasi ko-surfaktan. Salinitas 20.000 ppm termasuk kedalam *high salinity*, dikarenakan 1000 ppm – 2000 ppm termasuk kedalam *low salinity* (Austad et al., 2010) . Menurut (Sheng, 2015), *screening criteria* dari penggunaan surfaktan bahwasanya pernah dilakukan di lapangan yang mempunyai salinitas 100 ppm – 50.000 ppm.

Penggunaan ko-surfaktan bermanfaat secara ekonomi dalam hal perolehan minyak yang lebih tinggi karena membuat kinerja surfaktan yang lebih baik (Sahni et al., 2010) . Ko-surfaktan yang ditambahkan ke proses pembuatan larutan surfaktan untuk meningkatkan efektivitas surfaktan. Ko-surfaktan sering dibutuhkan untuk membuat surfaktan primer larut di dalam air formasi. Jenis ko-surfaktan yang sering digunakan adalah nonionik surfaktan seperti alkohol, phenol, eter atau amida (Kumari et al., 2018). Salah satu jenis kosurfaktan yang akan digunakan adalah *nonyl phenol ethoxylate* (NP- 10).

Dalam penelitian ini, peneliti ingin melihat surfaktan *Alpha-Olefin Sulfonate* (AOS) dengan ko-surfaktan *Nonyl Phenol Ethoxylate* (NP10) dalam mengetahui tingkat kestabilan emulsi melalui uji fasa, thermal dan kompatibilitas serta mengetahui ketinggian busa yang terbentuk melalui uji busa (*foamy test*) di beberapa konsentrasi dan salinitas yang berbeda yaitu 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm dan 20.000 ppm.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini antara lain sebagai berikut:

1. Mengetahui kompatibilitas larutan surfaktan dengan tambahan ko-surfaktan terhadap konsentrasi surfaktan AOS sebesar 0,1%, 0,3%, dan 0,5% dan konsentrasi ko-surfaktan NP-10 sebesar 0,1%, 0,3%, 0,5% pada salinitas 5.000 ppm, 10.000 ppm , 15.000 ppm dan 20.000 ppm.
2. Mengetahui tingkat stabilitas emulsi melalui uji fasa dengan pencampuran surfaktan AOS sebesar 0,1%, 0,3%, dan 0,5% terhadap konsentrasi ko-surfaktan sebesar 0,1%, 0,3%, dan 0,5%.
3. Mengetahui tinggi busa yang terbentuk melalui uji *foamy* surfaktan dengan pencampuran surfaktan AOS sebesar 0,1%, 0,3%, 0,5% terhadap konsentrasi ko-surfaktan sebesar 0,1%, 0,3% 0,5%.

1.3. Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberi manfaat sebagai berikut:

1. Pengkayaan materi *Enhanced Oil Recovery* khususnya dalam injeksi kimia untuk peningkatan *recovery factor* dan pengaruh terhadap sifat fisik dari batuan reservoir dan aplikasinya sebagai upaya pengembangan teori dasar mata kuliah *Enhanced Oil Recovery*.
2. Penelitian ini diharapkan dapat dipublikasikan menjadi *paper* atau jurnal nasional maupun internasional sehingga dapat menjadi acuan referensi penelitian selanjutnya.

1.4. Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang di harapkan, maka pada topik penelitian kali ini di batasi pada beberapa hal sebagai berikut:

1. Pemilihan konsentrasi surfaktan *Alpha olefin sulfonate* (AOS) dan *Nonyl Phenol Ethoxylate* (NP-10) adalah 0,1%, 0,3%, 0,5%.
2. Salinitas *brine* yang digunakan pada penelitian ini sebesar 5000 ppm, 10.000 ppm , 15.000 ppm dan 20.000 ppm.
3. Metode yang dilakukan dalam pengujian adalah Kelakuan Fasa (*Phase Behavior*) dan Uji Busa (*Foamy Test*)
4. Uji temperatur yang dilakukan pada temperatur 60°C[□]
5. Dalam penelitian ini tidak di bahas keekonomian penggunaan surfaktan AOS dan NP-10.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Minyak bumi sangat dibutuhkan sebagai sumber kehidupan manusia. Minyak bumi di dapatkan dari dasar sumur minyak yang hasilnya bermanfaat bagi manusia. Sebagaimana Allah SWT telah menciptakan minyak bumi pada zaman Nabi Sulaiman. Hal ini telah disinggung dalam surat Saba' ayat 12. Sebagaimana firman Allah SWT dalam surat Saba' [34] ayat 12 "Dan Kami (tundukkan) angin bagi Sulaiman, yang perjalanannya di waktu pagi sama dengan perjalanan sebulan dan perjalanannya di waktu sore sama dengan perjalanan sebulan (pula) dan Kami alirkan cairan tembaga baginya. Dan sebahagian dari jin ada yang bekerja di hadapannya (di bawah kekuasaannya) dengan izin Tuhannya. Dan siapa yang menyimpang di antara mereka dari perintah Kami, Kami rasakan kepadanya azab neraka yang apinya menyala-nyala". (Q.S. Saba' : 12).

2.1. INJEKSI KIMIA (*CHEMICAL FLOODING*)

Chemical Flooding (Injeksi Kimia) merupakan metode pengurasan minyak tahap lanjut dengan menginjeksikan cairan kimia ke dalam reservoir untuk menaikkan perolehan minyak sehingga dapat menaikkan efisiensi penyapuan dan menurunkan saturasi minyak sisa yang tertinggal di reservoir. (Santoso, Agung and Kasmungin, 2017). Salah satu bahan kimia yang digunakan untuk injeksi kimia adalah Surfaktan.

Beberapa factor yang akan menentukan keberhasilan suatu metode EOR :

1. Sifat fisik fluida : Viskositas minyak, gravity minyak, komposisi dan kandungan kloridanya.
2. Sifat fisik batuan reservoir: Tipe formasinya, saturasi minyak tersisa, ketebalan, permeabilitas rata-rata , kedalaman, dan temperatur. (Rita, 2012)

Untuk injeksi kimia screening criteria untuk penerapannya adalah sebagai berikut:

Tabel. 2.1 Screening Criteria untuk Injeksi Kimia

Jenis Injeksi	Polimer	Surfactant	Alkalin
Batuan Reservoir	sandstone	sandstone	Sandstone, Kaolinite PH rendah
Temperatur (°F)	< 200 Polyacrylamide < 160 Xanthan gum	Tidak spesifik	< 200
Mobilitas oil-water (Mow)	5-40	Tidak spesifik	Tidak spesifik
Porositas (%)	18-20	16-18	Tidak spesifik
Permabilitas (mD)	Tidak spesifik	< 250	50 -250
Ketebalan lapisan (ft)	15 - 400	> 10	Tidak spesifik
Kedalaman (ft)	300 - 5000	> 300	Tidak spesifik
Saturasi minyak (%)	> 10	> 20	Tidak spesifik
Oil Gravity (°API)	< 36	> 25	Tidak spesifik
Viskositas minyak (cp)	< 200		< 250
Kekhususan	Heterogenitas batuan sedang	Salinitas air formasi < 200.000 ppm	Kandungan CO ₂ maks 1% pH maks 6,5

Sumber: (Ansyori, 2018).

2.2. INJEKSI SURFAKTAN (*SURFAKTAN FLOODING*)

Surfaktan (*surface active agent*) adalah senyawa aktif yang memiliki struktur amfifilik, terdiri dari gugus hidrofilik dan lipofilik yang dapat menurunkan tegangan permukaan antara minyak dan air tertentu, sehingga dapat digunakan dalam proses injeksi kimia pada EOR. Gaya adhesi dari surfaktan (gugus-R) dengan minyak akan mengurangi gaya kohesi antara RSO₃- dari surfaktan sehingga menyebabkan turunnya tegangan antar muka antara minyak dan air, sehingga minyak terlepas dari *core* (batuan) (Juita, 2016).

Surfaktan dapat menurunkan tegangan permukaan antara minyak dan air yang dapat meningkatkan *oil recovery*, peneliti sebelumnya telah banyak yang membuktikannya, salah satunya adalah (Berger & Lee, 2002) menyatakan bahwa surfaktan menurunkan tegangan antar muka antara air formasi (*brine*) dan minyak yang tersisa (*residual oil*) yang dapat meningkatkan *capillary number*.

Capillary Number (N_c) dapat digunakan untuk menyatakan pelepasan minyak yang masih tertahan pada media berpori. (Kristanto.Dedy, wibowo,

hariyadi, 2019). Dalam pengaplikasian EOR, surfaktan akan terhubung dengan air formasi, minyak, dan batuan reservoir pada suhu dan tekanan tertentu. Setiap reservoir memiliki sifat yang berbeda sehingga diperlukan formula yang khusus.

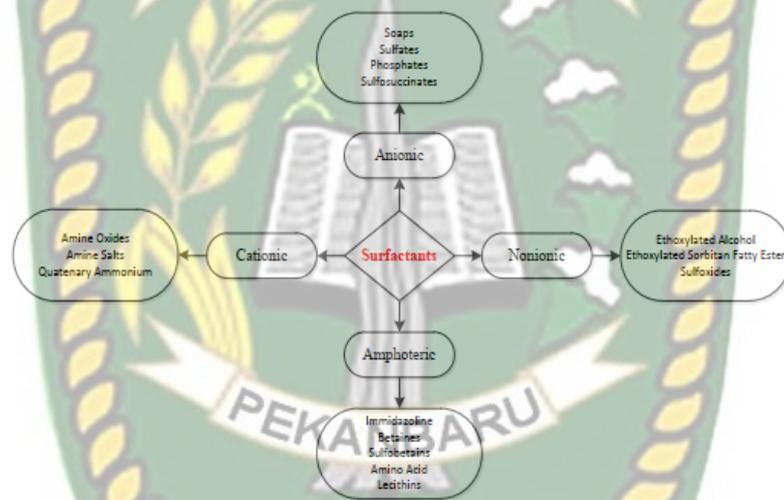
Syarat-syarat dan batasan yang digunakan dalam pemilihan metode pendesakan surfaktan (Dr.Ir. Septorotno Siregar, Ir dedy Kristanto, 1999) sebagai berikut:

1. Kualitas crude oil
 - Gravity >25 API
 - Viskositas <30 cp
 - Kandungan klorida <2000 ppm
 - Komposisi diutamakan minyak menengah ringan (light intermediate).
2. Ukuran dari slug surfaktan adalah 5-15% dari volume pori (PV) untuk system surfaktan yang tinggi konsentrasinya sedangkan untuk yang rendah besarnya 15- 50% dari volume pori (PV).
3. Kondisi reservoir
 - Saturasi minyak $>30\%$ PV
 - Type formasi diutamakan sandstone
 - Ketebalan Formasi >10 ft
 - Permeabilitas >20 md
 - Kedalaman <8000 ft
 - Temperature $<175^{\circ}\text{F}$
4. Batasan lain
 - Penyapuan areal oleh water flooding sebelum injeksi surfaktan diharapkan lebih besar dari 50%
 - Diharapkan formasi yang homogen
 - Tidak terlalu banyak mengandung anhydrite, pygsum atau clay
 - Salinitas < 20000 ppm dan kandungan ion divalent (Ca dan Mg) lebih kecil dari 500 ppm.

Menurut (Ricky et al., 2018). Faktor – faktor yang mempengaruhi injeksi surfaktan adalah

- Tegangan Antar Muka
- Adsorpsi
- Konsentrasi Surfaktan
- Clay
- Salinitas .

Adapun klasifikasi surfaktan, yaitu :



Gambar 2.1 Klasifikasi Surfaktan (Elmofty, 2012)

Surfaktan yang banyak digunakan adalah surfaktan anionik, surfaktan tersebut sudah digunakan dari 50 tahun yang lalu . beberapa sulfonate yang digunakan untuk meningkatkan *oil recovery* adalah :

1. *Petroleum Sulfonat*

Sebagian besar formulasi surfaktan untuk eor mengandung *Petroleum Sulfonat*. Surfaktan yang biasa digunakan adalah *Petroleum Sulfonate* yaitu *sulfonate* yang yang memiliki berat molekul seperti jenis aromatik . *Petroleum Sulfonate* umumnya digunakan karena sangat efektif dalam mencapai nilai IFT yang rendah dan stabil. Tetapi , bahan dasarnya adalah *petroleum* yang harganya mahal dan tidak terbarukan, diperlukan bahan pengganti yang sederhana dan terbarukan (Usman, 2011). Hill et all (1973) memilih petroleum sulfonate karena

sangat efektif dalam menurunkan tegangan permukaan karena dapat menurunkan IFT yg rendah selain itu harga nya murah serta persediannya banyak. Petroleum sulfonate yang sering dijumpai adalah “mahogany” yang larut dalam minyak atau sulfonate sludge atau “green acid” yang larut dalam air .

2. *Synthetic sulfonate*

Synthetic sulfonate merupakan formulasi surfaktan yang bagus dalam peningkatan kinerja surfaktan. Sulfonate ini lebih mahal tetapi lebih efektif untuk pengangkatan minyak. Selain itu syntetic sulfonate memiliki ketahanan terhadap ion logam dalam larutan Ca^{2+} dan Mg^{2+} .

3. *Ethoxylates Sulfonate*

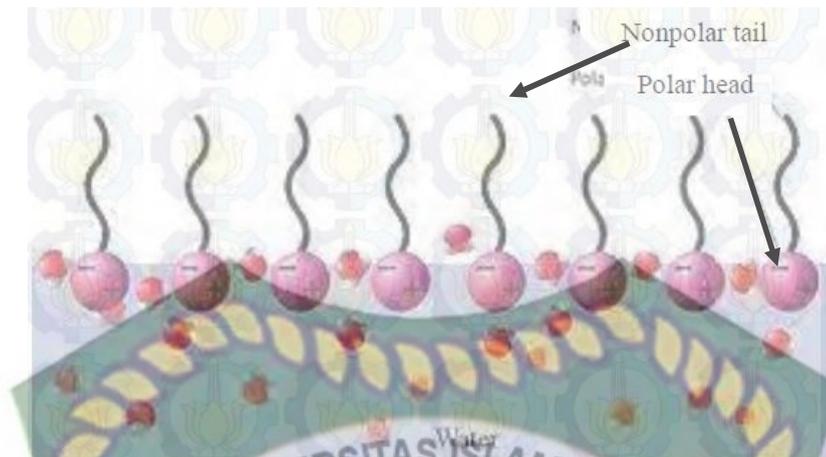
Ethoxylates sulfonate menunjukkan bahwa formulasi surfaktan campuran yang terdiri dari *petroleum sulfonate* dan *Ethoxylates sulfonate* yang dapat meningkatkan *oil recovery* dan meningkatkan toleransi salinitas. (erle C. Donaldson, 1989) hal 256.

2.3. MEKANISME PENDESAKAN SURFAKTAN



Gambar 2.2 Mekanisme Kerja Surfaktan (Puji Astuti Ibrahim, 2019).

Cara kerja surfaktan dalam menurunkan tekanan antarmuka, bagian hidropilik (suka air) akan masuk ke larutan polar dan bagian lipofilik (suka minyak) akan masuk ke larutan non-polar sehingga surfaktan akan menggabungkan dua senyawa yang seharusnya tidak bisa tergabung.



Gambar 2.3 Molekul Surfaktan (Azmi & Sajida, 2016).

Surfaktan yang umumnya digunakan dalam proyek EOR adalah surfaktan anionik. Pada saat surfaktan anionik dilarutkan dalam larutan encer, surfaktan akan terpisah (bebas) menjadi kation dan monomer. Peningkatan konsentrasi surfaktan menyebabkan gugus hidrofobik (gugus yang suka minyak) berkumpul untuk membentuk kelompok yang disebut misel, di mana setiap misel terdiri dari beberapa monomer. Misel yang terbentuk dalam campuran senyawa tersebut tersusun secara sterik atau lamelar.

Critical Micellar Concentration (CMC) adalah konsentrasi di mana molekul surfaktan mulai membentuk misel. Tegangan permukaan akan berkurang sampai CMC tercapai. Ketika CMC tercapai, tegangan permukaan akan stabil menunjukkan bahwa antarmuka menjadi jenuh dan terbentuklah misel yang berada didalam kesetimbangan dinamis dan monomernya. Karena nilai CMC sangat rendah yaitu 10^{-5} hingga 10^{-4} kg mol/m³. Pada dasarnya larutan surfaktan berbentuk misel. Bentuk Struktur misel ini tidak tetap dan dapat berubah dalam bentuk yang berbeda. Pada saat larutan surfaktan bersinggungan dengan fasa minyak (*oleic phase*), surfaktan pada umumnya berakumulasi pada permukaan (permukaan antara fasa minyak dan fasa air). Gugus yang suka minyak larut dalam fasa minyak sementara gugus yang suka air akan larut didalam fasa air. Sehingga surfaktan akan menyebabkan tegangan permukaan antara dua fasa yang tidak bercampur tersebut akan menurun. (Deskha A, Sugaitmo, 2017).

2.4. SURFAKTAN ANIONIK AOS (*ALPHA OLEFIN SULFONATE*) DAN KO-SURFAKTAN NP-10 (*NONYL PHENOL*)

2.4.1. Surfaktan Anionik Alpha Olefin Sulfonate (AOS).

Salah satu surfaktan anionik yaitu Alpha-Olefin Sulfonat (AOS), surfaktan ini telah diuji kompatibilitas oleh (Juita, 2016) bahwa surfaktan S24 (*a-Olefin Sulfonates*) mempunyai sifat yang dapat larut dengan air formasi.

Surfaktan anionik sering digunakan untuk stimulasi pada batuan *sandstone*. Adanya unsur silika pada batuan *sandstone* yang bermuatan negatif (-) akan menyebabkan *water wet* pada formasi batuan *sandstone*. Kondisi ini akan menyebabkan berkurangnya gaya adhesi (daya ikat) antara minyak dan batuan sehingga minyak mudah mengalir lebih efektif dan sifat batuan akan berubah menjadi *water wet*. Sebaliknya, pada batuan *limestone* bermuatan positif (+), penggunaan surfaktan anionik akan membuat batuan menjadi *oil wet* (Rizky Oktavian, 2011).

Dengan adanya berbagai jenis surfaktan, surfaktan anionik adalah jenis surfaktan yang biasa digunakan untuk EOR pada batupasir dimana batupasir merupakan batuan reservoir yang dominan dijumpai di Indonesia. Berdasarkan tabulasi *screening* kriteria oleh JJ. Taber (1983), bahwa injeksi surfaktan bagus bila diaplikasikan pada minyak dengan *specific gravity* >25 oAPI. (Widyaningsih, 2017).

2.4.2. Ko - Surfaktan (*Nonyl Phenol*)

Ko-surfaktan adalah bahan sintesis yang ditambahkan untuk meningkatkan efektifitas surfaktan. Dalam industri minyak, ko-surfaktan sering digunakan untuk meningkatkan kapasitas pelarutan minyak dari sistem surfaktan mikroemulsi. Ko-surfaktan ditambahkan untuk mencapai tegangan permukaan yang rendah sehingga proses *oil recovery* dapat meningkat. Ko-surfaktan dapat digunakan untuk penyempurnaan fase formulasi misalnya dengan meningkatkan suhu atau salinitas dalam pembentukan mikroemulsi (Ritonga, 2020).

Surfaktan Nonyl Phenol memiliki sifat Ko-Surfaktan dimana dapat digunakan untuk meningkatkan kemampuan dari surfaktan. NP-10 ini memiliki

sifat larut dalam air, Larut dalam pelarut terklorinasi dan sebagian besar pelarut polar, stabil secara kimia di hadapan asam encer dan garam.

2.5. KOMBINASI ANTARA SURFAKTAN ANIONIK DAN SURFAKTAN NON INONIK

Surfaktan nonionik berfungsi sebagai ko-surfaktan untuk meningkatkan *phase behaviour*. Meskipun lebih toleran terhadap salinitas tinggi, tetapi tegangan permukaannya tidak seefektif surfaktan anionik. Maka dari itu, sering digunakan campuran antara surfaktan anionik dan non-ionik untuk meningkatkan ketahanan terhadap salinitas (Ritonga, 2020).

Surfaktan Anionik dan nonionik telah digunakan sebagai surfaktan dalam Proses EOR. Surfaktan anionik telah banyak digunakan karena mereka memiliki sifat surfaktan yang baik, relatif stabil, menunjukkan adsorpsi yang relatif rendah pada batuan reservoir, dan dapat diproduksi secara ekonomis. Non ionik telah digunakan terutama sebagai ko-surfaktan untuk meningkatkan perilaku surfaktan sistem. Non ionik jauh lebih toleran terhadap air garam berkadar garam tinggi, tetapi sifat aktif permukaannya (reduksi IFT) tidak sebaik surfaktan anionik (Don W. Green, 2018).

2.6. STATE OF THE ART

Ada beberapa jurnal yang melakukan penelitian terkait surfaktan AOS dan surfaktan NP10 yaitu :

Tabel 2.2 Tabel State Of The Art

No	Judul Penelitian	Skala Pengujian	Metode	Hasil
1	Studi Laboratorium Mengenai Pengaruh Peningkatan Konsentrasi Surfaktan Terhadap Peningkatan Produksi Minyak Pada Injeksi Surfaktan Dengan Kadar Salinitas Air formasi yang bervariasi (Tommy Viriya dan Lestari, 2015)	Laboratorium	Menambahkan surfaktan AOS di berbagai konsentrasi yaitu 10.000, 15.000 dan 20.000 ppm untuk mengetahui <i>Recovery Factor</i> pada surfaktan AOS.	Didapatkan hasil dari nilai RF yang terkecil pada salinitas 20.000 ppm pada konsentrasi surfaktan AOS 0,15% yaitu senilai 48.58%, maka semakin besar nilai salinitas brinnya maka semakin rendah nilai RF yang dihasilkan .
2	Uji Laboratorium Untuk Meningkatkan Perolehan Minyak Menggunakan Injeksi Surfaktan	Laboratorium	Menggunakan konsentrasi surfaktan AOS 0,1%; 0,2%, 0,3%; 0,4%; 0,75% dengan	Perolehan terbesar pada temperatur 70°C yaitu pada larutan dengan konsentrasi 0,3a % yaitu sebesar 65 %

No	Judul Penelitian	Skala Pengujian	Metode	Hasil
	AOS Konsentrasi Rendah (Pauhesti et al., 2017).		salinitas 10,000 ppm terhadap perolehan minyak pada suhu 70°C.	
3	Pengaruh Konsentrasi <i>Nonyl Phenol Ethoxylate</i> terhadap Kinerja Surfaktan AOS Sebagai Bahan <i>Chemical Flooding</i> Pada Batuan Pasir (Deskha A, Sugaitmo, 2017)	Laboratorium	Pencampuran <i>Nonyl phenol</i> dengan surfaktan <i>Alfa Olefin sulfonat</i> pada salinitas yang berbeda-beda 5000 ppm, 10.000ppm, 15.000ppm, 20.000 ppm. Dengan parameter konsentrasi 0.1%, 0.5%, 1%, 1.5% .	Didapatka hasil bahwa Pada injeksi batuan <i>sandstone nonyl phenol</i> tidak memberikan nilai <i>recovery</i> faktor yang besar karena karakteristik dari <i>Nonylphenol</i> termasuk surfaktan <i>non- anionik</i> . Tetapi apabila dicampurkan dengan surfaktan anionic maka akan menghasilkan nilai Rf yang besar yaitu 30%.

No	Judul Penelitian	Skala Pengujian	Metode	Hasil
4	Formulasi Surfaktan untuk <i>Screening Awal Chemical Flooding</i> pada EOR (<i>Enhanced Oil Recovery</i>) (Sukriya, 2011).	Laboratorium	Pencampuran pada surfaktan anionik diformulasikan yaitu surfaktan MES (Metil Ester Sulfonate) dengan surfaktan nonionik yaitu tween 80 (polyoxyethylene).	Maka hasil yang didapat pada ko-surfaktan tween 80 yaitu dapat menjaga kestabilan nilai IFT surfaktan pada saat pemanasan sehingga IFT menjadi turun walaupun tidak signifikan.

BAB III METODE PENELITIAN

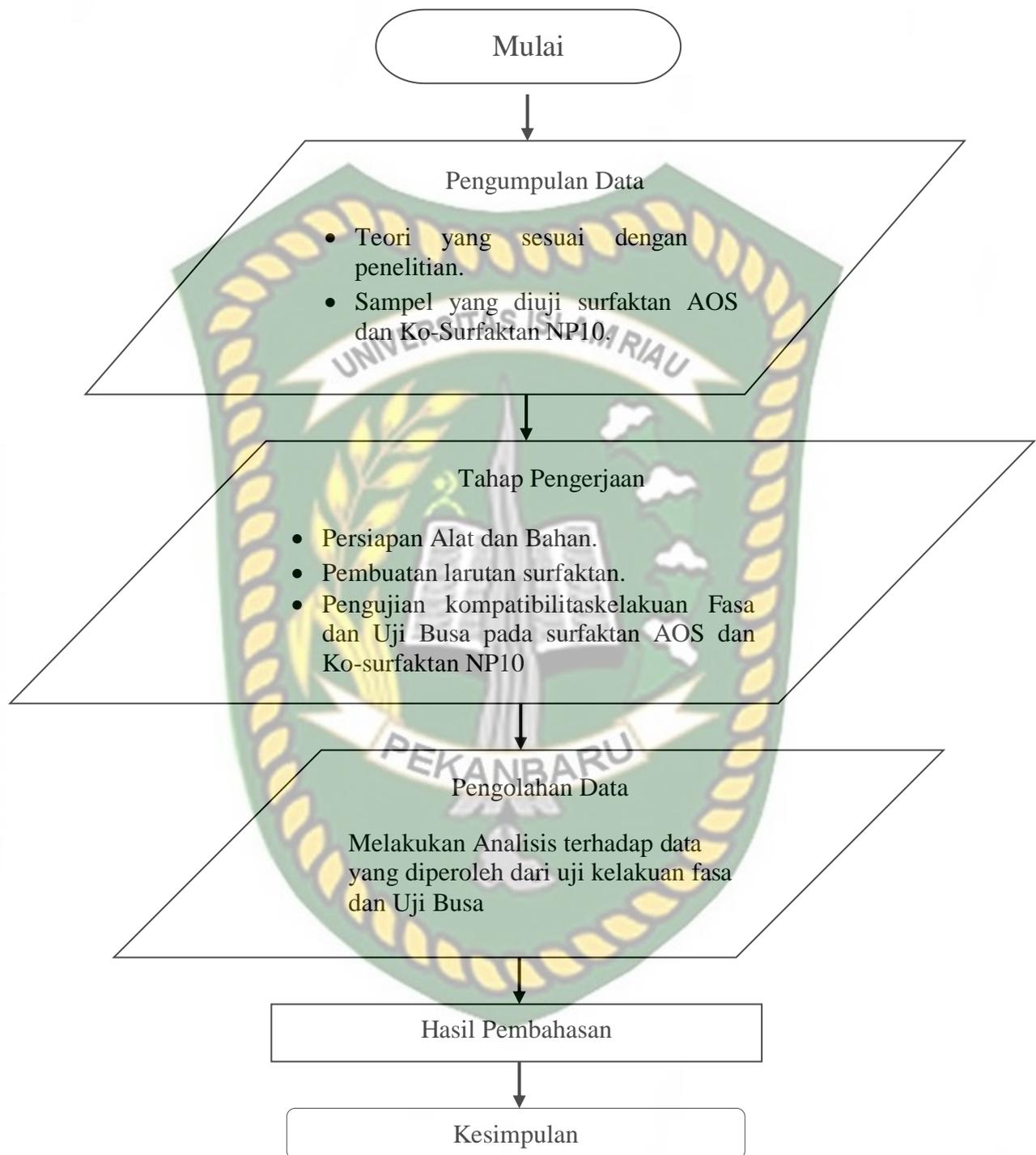
3.1 URAIAN METODE PENELITIAN

Penelitian ini berjudul tentang Analisis Kinerja surfaktan *Alpha Olefin Sulfonate* (AOS) dan Surfaktan *Nonyl Phenol* (NP10) terhadap Uji Kelakuan Fasa Fluida dan Uji Busa. Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Data yang digunakan merupakan data primer dengan metode *Experiment Research*. Adapun jadwal kegiatan yang akan dilakukan selama penelitian sesuai dengan tabel 3.1

Tabel 3.1 Jadwal Kegiatan Penelitian.

Rencana Kegiatan	Tahun 2021															
	Sept				Okt				Nov				Des			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur	■	■	■	■												
Persiapan Bahan untuk Pengujian			■	■	■	■	■	■								
Pembuatan Larutan <i>Brine</i>							■	■								
Pembuatan Larutan Surfaktan									■	■	■	■				
Penentuan compatibilitas larutan Uji Kelakuan Fasa (<i>Phase Behavior test</i>) serta Uji busa (<i>Foamy test</i>)test Surfaktan AOS+ NP10									■	■	■	■	■	■	■	■
Pengolahan Data															■	■
Analisis Hasil dan Pembahasan															■	■

3.2 DIAGRAM PENELITIAN



Gambar 3.1. Diagram Alir Penelitian

3.3 ALAT DAN BAHAN

Dalam proses pelaksanaan dan penyelesaian penelitian ini digunakan beberapa bahan dan peralatan pada sub-bab dibawah ini:

3.3.1. Alat



a. *Aluminium Foil*



b. Corong Gelas



c. Gelas Kimia 500 ml



d. Gelas Ukur 10 ml



e. Gelas Ukur 100 ml



f. Jangka Sorong Digital



g. Magnetic Stirrer



h. Neraca Digital



i. Oven



j. Pipet Tetes



k. Stirrer



L stopwatch



m. Suntikan



n. Tabung Reaksi



o. Waterbath

Gambar 3.2 Peralatan yang digunakan pada penelitian

3.3.2. Bahan

Dalam penelitian ini digunakan beberapa bahan yang akan digunakan sebagai pendukung seperti pembuatan *brine* sintetik menggunakan NaCl dan *aquadest*, *crude oil*, dan objek penelitiannya yaitu surfaktan AOS dan NP-10. Bahan-bahan yang akan digunakan seperti berikut:

a. *Aquadest*

Aquadest digunakan untuk membuat *brine* sintetik sebagai pelarut dari NaCl yang akan digunakan.



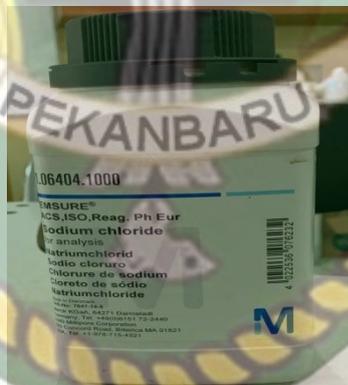
Gambar 3.3. Aquadest

b. Crude Oil

Crude oil yang digunakan berasal dari lapangan X, digunakan untuk uji fasa larutan surfaktan. Bersifat *light oil* dengan berat jenis sebesar 41^0 API.

c. NaCl (*Brine*).

Senyawa brine berasal dari NaCl teknis *Made in Denmark* CAS-No: 7647-14-5 sebagai bahan yang terlarut, sesuai dengan tingkat salinitas yang akan digunakan.



Gambar 3.4. Nacl (*Natrium Chloride*)

d. Surfaktan (*alpha olefin sulfonate* (AOS) dan *nonyl phenol ethoxylate* (NP10)).



a. AOS

b. NP10

Gambar 3.5. Surfaktan yang akan digunakan yaitu AOS dan NP10

3.4. PROSEDUR PENELITIAN

Prosedur yang dilakukan pada penelitian ini sebagai berikut:

3.4.1 Pembuatan Larutan Brine sintetik.

Brine sintetik adalah suatu larutan yang terdiri dari *aquadest* dan NaCl dengan komposisi tertentu yang dibuat sedemikian rupa seperti air formasi. Besar kecilnya perbandingan antara air dan garam akan menentukan derajat salinitasnya. Semakin tinggi derajat salinitas maka konduktivitas akan semakin tinggi (Frigirina et al., 2017). Pada penelitian ini akan dibuat *brine* sintetik dengan kadar salinitas 5.000 ppm , 10.000 ppm, 15.000 ppm dan 20.000 ppm yang dinyatakan dalam satuan ppm (*Part Per Million*) . Jumlah zat terlarut pada 1 ppm larutan sama dengan 1 mg dibagi dengan 1 L larutan. Rumus banyaknya jumlah salinitas yang akan digunakan sebagai berikut:

$$\text{Tingkat salinitas (ppm)} = \frac{\text{gram zat yang terlarut (mg)}}{1000 \text{ L}} \times \text{larutan aquadest (ml)} \dots\dots(2)$$

Perhitungannya sebagai berikut:

$$20.000 \text{ ppm (NaCl)} = \frac{20.000 \text{ mg}}{1000000 \text{ ml}} \times 1000 \text{ ml} = 20 \text{ gram}$$

3.4.2 Pembuatan Konsentrasi larutan Surfaktan.

Larutan surfaktan adalah larutan yang terdiri dari *brine* sintetik dan

konsentrasi surfaktan yang akan diujikan. Pada penelitian ini digunakan Surfaktan anionik yaitu AOS (*Alpha olefin sulfonate*) sebagai surfaktan primer dan surfaktan nonionik yaitu *nonyl phenol ethoxylate*. Larutan surfaktan AOS tersebut dibuat dari beberapa konsentrasi yaitu 0,1%, 0,3%, 0,5% yang mana ini merupakan konsentrasi surfaktan yang rendah menurut (Pauhesti et al., 2017), sedangkan untuk *nonyl phenol* pembuatan konsentrasinya 0,1%, 0,3%, dan 0,5%.

Adapun rumus perhitungan konsentrasi yang digunakan dalam perhitungan larutan surfaktan ini pada amot cell sesuai dengan penelitian (Rita et al., 2019) pada tahun 2018 sebagai berikut:

Konsentrasi surfaktan yang diinginkan	= 0.5%
Total volume larutan	= 200 ml
Volume surfaktan	= 200 x 0.5%
Volume Surfaktan	= 1 ml
Maka untuk surfaktan AOS 0,5% dan kosurfaktan 0,1%	
Volume Larutan = AOS 0,5% + 0,1% + Larutan brine	
	= 1 ml + 0.2 ml + 198,8 ml
	= 200 ml

3.4.3. Penentuan sifat fisik *crude oil*

a. Penentuan *Specific Gravity* dan $^{\circ}API$

Pada suatu penelitian pentingnya mengetahui sifat fisik dari *crude oil* meliputi penentuan densitas, derajat API, dan viskositas sebagai *screening criteria* dalam penggunaan surfaktan. Nilai tersebut dapat menggambarkan seberapa berat minyak yang digunakan dalam pengujian. Selain itu, *crude oil* ini juga bisa digunakan dalam penentuan uji fasa (*phase behavior test*).

Pada densitas minyak berguna untuk penentuan volume minyak tersaturasi dalam *core* dan penentuan porositas *core*. Penentuan nilai densitas dilakukan dengan melakukan menggunakan labu volumetrik. Menurut (Mulyani et al., 2016), rumus untuk menghitung densitas minyak sebagai berikut:

$$\rho = \frac{[\text{Berat volumetrik isi fluida} - \text{berat volumetrik kosong}]}{\text{Volume volumetrik}} \dots\dots\dots (3)$$

Perhitungan *specific gravity* dan $^{\circ}API$ dilakukan pada temperatur ruangan (30°C) dengan persamaan:

$$SG \text{ minyak} = \frac{P_o}{P_w} \dots\dots\dots (4)$$

$$API = \frac{141,5}{SG} - 131,5 \dots\dots\dots (5)$$

b. Viskositas Minyak

Pada penentuan viskositas minyak menggunakan korelasi *glaso*, Korelasi *glaso* merupakan korelasi yang paling umum karena memiliki tingkat *error* yang lebih kecil dibanding korelasi lainnya dengan catatan tidak terdapat gelembung yang terbentuk di *crude oil*, dan pada tekanan 1 atm dan temperature yang digunakan adalah *Rankine*. Satuan viskositas biasanya memiliki satuan *centipoises* (cp) Rumus yang di ambil dari buku (Tarek Ahmad, 2010), yaitu sebagai berikut:

$$\mu = (3,14 (10^{10})) (T - 460)^{-3,444} (\log API)^a \dots\dots\dots (6)$$

$$a = 10,313 (\log(T - 460)) - 36,447 \dots\dots\dots (7)$$

Dari korelasi tersebut, maka diperoleh nilai viskositas dari *crude oil* pada temperatur *crude oil* yang diinginkan, dimana:

- m : Massa labu volumetrik kosong (gr)
- m' : Massa labu volumetrik setelah ditambahkan *crude oil* (gr)
- po : Berat jenis minyak
- pw : Berat jenis air
- API : kualitas minyak
- A : konstanta
- μ : viskositas (cp)

3.4.4. Uji Kompatibilitas

Uji kompatibilitas merupakan salah satu parameter awal untuk mengetahui apakah jenis surfaktan yang akan diujikan compatible dengan air formasi dari reservoir tertentu (hestuti eni, suwartiningsih, 2008). Apabila pada uji ini surfaktan tidak lolos (tidak kompatibel), maka surfaktan dianggap tidak layak untuk reservoir yang bersangkutan, sehingga tidak perlu dilakukan pengujian tahap selanjutnya.. (Solikha & Haryanti, 2021). Surfaktan dikatakan larut apabila larutan tetap jernih setelah surfaktan dilarutkan dengan air formasi. (Hardianti,

Sugiatmo Kasmungin, Havidh Pramadika, Eti Suryati, Tommy Rinanto Suhadi, 2019)

Tujuan utama dilakukannya uji kelarutan yaitu untuk mengurangi terjadinya masalah pengendapan surfaktan. Larutan yang memenuhi uji *compatibility* adalah larut sempurna, jernih (*clear solution*), tidak keruh (*hazy solution*) dan tidak membentuk endapan. Pengujian kompatibilitas ini terdiri dari *aqueous stability* dan *thermal stability*.

Uji thermal dilakukan untuk mengetahui kestabilan surfaktan terhadap suhu air formasi. Surfaktan yang layak, kinejanya akan tetap stabil oleh pengaruh suhu formasi. Suhu yang akan digunakan adalah 60°C. Prosedur Percobaan :

- Masukkan larutan surfaktan berbagai konsentrasi dan salinitas yang berbeda kedalam tabung reaksi sebanyak 20 ml.
- Tutup tabung reaksi dengan *aluminium foil* hingga rapat.
- Atur *oven* pada suhu 60°C selama 3 jam, tempatkan tabung reaksi kedalam rak dan masukkan kedalam *oven*.
- Keluarkan tabung reaksi setelah 3 jam dan amati perubahan warna larutan dan kejernihannya, catat hasilnya.

Adapun skenario yang akan dilakukan dapat dilihat pada Tabel 3.2 sebagai berikut:

Tabel 3.2 Skenario pencampuran surfaktan

Konsentrasi Surfaktan (AOS)	Konsentrasi Ko-surfaktan (NP-10)
0,1	0,1
	0,3
	0,5
0,3	0,1
	0,3
	0,5
0,5	0,1
	0,3
	0,5

3.4.5. Uji Fasa (*Phase Behaviour Test*)

Uji Fasa (*phase behavior*) bertujuan untuk melihat interaksi antara larutan surfaktan dengan minyak serta apakah terbentuk mikroemulsi saat larutan surfaktan dan minyak disatukan didalam pipet ukur 10 mL. (Hardianti, Sugiatmo Kasmungin, Havidh Pramadika, Eti Suryati, Tommy Rinanto Suhadi, 2019)

Penentuan *phase behaviour* antara surfaktan-air-minyak adalah hal penting dalam memperkirakan kinerja *oil recovery* dalam injeksi surfaktan. Proses emulsifikasi dapat mengurangi tegangan antarmuka antara fluida pendorong dan minyak. Umumnya campuran antara surfaktan-air-minyak dapat membentuk beberapa jenis emulsi, beberapa di antaranya dapat mengurangi tekanan antarmuka ke tingkat yang sangat rendah, yaitu 10^{-2} hingga 10^{-4} dyne/cm, yang dapat digunakan dalam injeksi kimia (Rizky Oktavian, 2011).

(E.Riany.Fitria, Hambali.Erliza, Suryani.Ani, 2016) pernah melakukan penelitian terhadap tahapan pengujian *phase behaviour* dimana sampel air formasi dan larutan surfaktan yang telah disiapkan sebelumnya dimasukkan ke dalam ampul 50 mL dengan perbandingan antara sampel larutan pada surfaktan MES: air pengembangan 80:20 (v/v). Kemudian, sampel tersebut disimpan dalam oven sesuai suhu reservoir (60oC) selama satu jam soaking (perendaman) dan dilakukan pengamatan sebelum pengadukan. kemudian, rotary mixingoven dihidupkan dengan kecepatan 6 rpm pada suhu reservoir. Sampel dikeluarkan dari rotary Mixing oven pada 10, 60, 120, 240, dan 1440 menit dan dilakukan pengamatan visual. Skema yang akan dilakukan oleh para ilmuwan adalah untuk menguji berbagai konsentrasi surfaktan ditambahkan crude oil berjenis light oil. Prosedur penelitiannya sebagai berikut:

1. Menyiapkan tabung reaksi ukuran 20 ml dalam satu rak.
2. Menuangkan larutan surfaktan berbagai salinitas dan konsentrasi yang berbeda pada masing-masing tabung reaksi sebanyak 10 ml menggunakan corong gelas.
3. Setelah larutan surfaktan telah di tuangkan semua, masukkan juga *crude oil* sebanyak 10 ml ke dalam masing-masing tabung reaksi.
4. Tutup setiap tabung reaksi dengan menggunakan *aluminium foil* hingga rapat.
5. Simpan rak pada kondisi ruangan yang jauh dari paparan sinar matahari langsung dan amati perubahan fasa antara dua muka *crude oil* dan larutan

surfaktan, catat hasilnya tiap minggu selama 1 bulan.

3.4.6. Uji Busa (*Foamy Test*)

Penentuan tinggi busa dilakukan untuk mengetahui kadar busa yang terkandung didalam surfaktan. Pengukuran tinggi busa terjadi dengan penambahan konsentrasi surfaktan. Pada konsentrasi yang rendah, busa akan terbentuk semakin sedikit karna nilai viskositas nya yang rendah sehingga mempermudah tumbukan antar lapisan tipis yang berdekatan.. (Syahreza & Purwadayu, 2009).

(Charlena et al., 2011) pernah melakukan penelitian tentang uji ketinggian busa dimana dia menggunakan surfaktan Surfaktan LAS dilarutkan dalam akuades dengan ragam konsentrasi 0.00, 0.01, 0.02, 0.03, 0.06, 0.13, 0.25, dan 0.50 (% b/v). Surfaktan NDS dilarutkan dalam akuades dengan ragam konsentrasi 0.00, 0.10, 0.15, 0.20, 0.25, 0.30, 0.35, dan 0.40 (% b/v) dia menyatakan untuk ketinggian busa yang terjadi pada surfaktan terlihat pada Tinggi busa maksimum untuk LAS yaitu 5.33 cm pada konsentrasi 0.1000%, sedangkan untuk NDS yaitu 11.80 cm pada konsentrasi 0.2500%. sehingga disimpulkan semakin tinggi konsentrasi surfaktan, maka semakin tinggi busa yang terbentuk.

Rumus yang digunakan dalam penentuan tinggi busa surfaktan menurut (Charlena et al., 2011) adalah:

$$F_m = M - I \dots\dots\dots (10)$$

$$F_R = R - I \dots\dots\dots (11)$$

Dimana:

F_m = Tinggi busa maksimal (mm)

F_R = Tinggi busa stabil (mm)

M = Tinggi busa maksimal setelah diaduk (mm)

R = Tinggi busa setelah didiamkan 5 menit (mm)

I = Tinggi busa mula-mula

Prosedur penelitiannya sebagai berikut:

- a. Mengisi gelas ukur dengan surfaktan konsentrasi 0,5% sebanyak 95 ml.
- b. Catat ketinggian busa awal sebagai busa mula-mula.

- c. Siapkan gelas kimia lalu isi dengan surfaktan dari gelas ukur tadi dan taruh diatas *stirrer magnetic*.
- d. Masukkan *magnetic stirrer* ke dalam gelas kimia dan aduk dengan kecepatan 800 rpm selama 5 menit.
- e. Pindahkan kembali larutan ke dalam gelas ukur mula-mula dan catat tinggi busa setelah diaduk.
- f. Diamkan selama 5 menit dan catat kembali busa setelah di diamkan 5 menit untuk dilihat besarnya perubahan tinggi busa yang terjadi.
- g. Ulangi langkah diatas untuk larutan dengan konsentrasi dan salinitas yang berbeda.



BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Kompatibilitas Surfaktan

Untuk meningkatkan recovery minyak secara optimum, harus dilakukan pengujian *screening criteria* terhadap surfaktan yang dilakukan di laboratorium seperti uji kompatibilitas, uji pengukuran IFT, uji kestabilan terhadap panas, uji filtrasi dan uji adsorpsi sebelum implementasi injeksi surfaktan di lapangan (hestuti eni, suwartiningsih, 2008).

Dalam melakukan analisis Uji surfaktan, Uji kompatibilitas merupakan uji *screening* paling awal untuk mengetahui jenis surfaktan *compatible* dengan air formasi dari reservoir tertentu. Uji Kompatibilitas digunakan untuk mengetahui apakah suatu larutan surfaktan *miscible* terhadap air formasi yang kemudian diamati perubahan yang terjadi pada larutan tersebut. Diharapkan larutan bersifat homogen.

Tabel 4.1. Hasil pengamatan Kompatibilitas pada surfaktan.

Salinitas Brine (60°C)	Konsentrasi AOS	Konsentrasi NP-10	Aqueous Stability	Thermal Stability
5.000 PPM	0,1%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
	0,3%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
	0,5%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
10.000 PPM	0,1%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
	0,3%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
	0,5%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih

Salinitas Brine (60°C)	Konsentrasi AOS	Konsentrasi NP-10	Aqueous Stability	Thermal Stability
15.000 PPM	0,1%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
	0,3%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
	0,5%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
20.000 PPM	0,1%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
	0,3%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Jernih
		0,5%	Jernih	Jernih
	0,5%	0,1%	Jernih	Jernih
		0,3%	Jernih	Keruh
		0,5%	Jernih	Keruh

Berdasarkan Tabel 4.1 hasil pengamatan melalui uji Kompatibilitas menunjukkan bahwa pencampuran surfaktan AOS dan NP-10 menghasilkan larutan yang *compatible* pada konsentrasi AOS 0,1%, 0,3%, 0,5% dengan NP-10 0,1%, 0,3% dan 0,5% terhadap semua jenis salinitas begitupun pencampuran Konsentrasi surfaktan AOS 0,5% dengan NP-10 0,1% pada salinitas 20.000 ppm, tetapi untuk Pencampuran surfaktan AOS dan NP-10 pada konsentrasi AOS 0,5% dengan NP-10 0,3%, 0,5% menghasilkan larutan yang tidak kompatibel pada salinitas 20.000 terhadap panas reservoir pada suhu 60°C.

Surfaktan berbasis sulfonat memiliki nilai CMC (*Critical Micelle Concentration*) tinggi, daya tahan rendah ketika melewati salinitas tinggi serta mudah larut dalam air ataupun larutan asam (Rahmani, 2018).

Penambahan Surfaktan nonionik yang berlebih dalam larutan dapat menjadi salah satu penyebab campuran tidak *compatible* pada kondisi suhu yang tinggi, karena

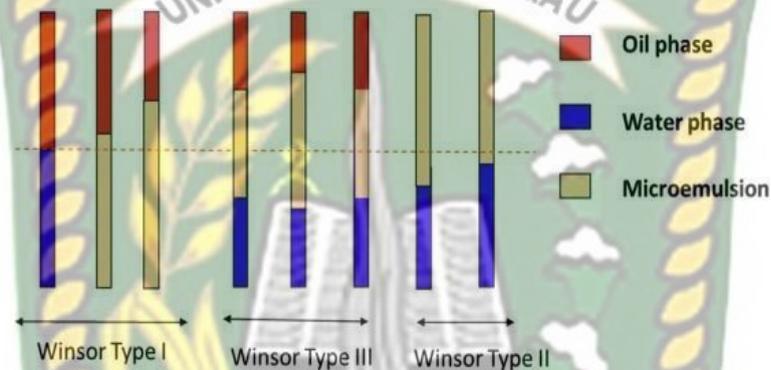
ikatan hidrogen pada surfaktan tersebut akan lepas dan fenomena ini disebut *cloud point* yang membuat turunnya sifat kelarutan ini secara drastis sehingga membuat larutan tersebut menjadi keruh (James J.Sheng, 2011).

4.2. Uji Fasa (*Phase Behaviour Test*)

Proses Screening yang akan dilakukan pada penelitian ini adalah

a. Uji Kelakuan Fasa.

Uji kelakuan fasa dilakukan untuk mengetahui kinerja surfaktan dalam membentuk emulsi. Berdasarkan kelakuan fasa dari larutan surfaktan dan minyak ditunjukkan pada Gambar 4.1:



Gambar 4.1. Kelakuan Fasa berdasarkan sistem Winsor (Sakinah, 2019).

Penjelasan dari gambar di atas sebagai berikut:

1. Sistem winsor I adalah sistem yang terdapat kelebihan fasa minyak. Emulsi yang terbentuk pada sistem ini yaitu emulsi fasa bawah (emulsi yang terbentuk berada dalam fasa air).
2. Sistem winsor II adalah sistem yang terdapat kelebihan fasa air. Emulsi yang terbentuk pada sistem ini yaitu emulsi fasa atas (emulsi yang terbentuk berada dalam fasa minyak).
3. Sistem winsor III adalah sistem yang terdapat keseimbangan antara fasa air dan fasa minyak (mikroemulsi). Emulsi yang terbentuk pada sistem ini yaitu emulsi fasa tengah berupa mikroemulsi.

Jenis kelakuan fasa yang paling diharapkan dalam proses *chemical flooding* ini adalah emulsi fasa tengah (sistem winsor III) atau mikroemulsi atau paling tidak emulsi fasa bawah). Terbentuknya sistem winsor III menandakan kinerja surfaktan yang baik. Kondisi yang dimaksud adalah kondisi tersebut dihasilkan nilai IFT yang sangat rendah atau mencapai ultra low IFT sehingga proses pendesakan minyak bumi dapat berjalan secara optimal (Sakinah, 2019).

Pengujian ini dilakukan menggunakan pencampuran surfaktan AOS dan NP10 dengan *crude oil* berjenis *light oil* dengan berat jenis 41°API, hasil pengukuran sifat fisik *crude oil* terlampir pada lampiran I.

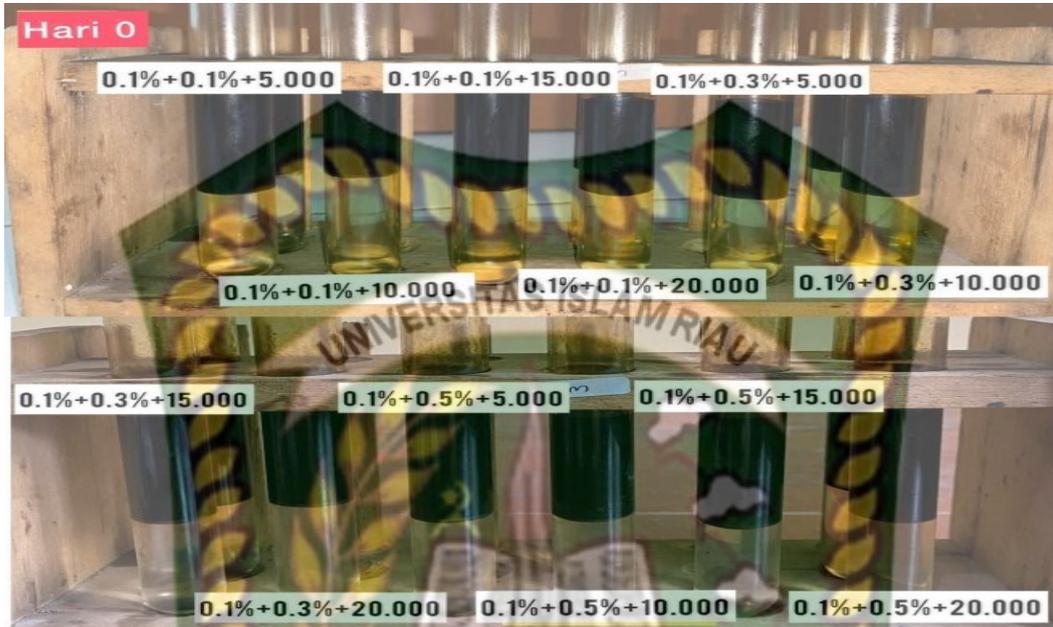
Tabel 4.2. Hasil pengamatan pada *Phase Behaviour Test* pada surfaktan

Salinitas Brine (PPM)	Konsentrasi AOS	Konsentrasi NP-10	Winsor Type (Emulsi yang terjadi)
5.000 PPM	0,1%	0,1%	Winsor III
		0,3%	Winsor III
		0,5%	Winsor III
	0,3%	0,1%	Winsor III
		0,3%	Winsor III
		0,5%	Winsor III
	0,5%	0,1%	Winsor III
		0,3%	Winsor III
		0,5%	Winsor III
10.000 PPM	0,1%	0,1%	Winsor I
		0,3%	Winsor I
		0,5%	Winsor I
	0,3%	0,1%	Winsor I
		0,3%	Winsor I
		0,5%	Winsor I
	0,5%	0,1%	Winsor I
		0,3%	Winsor I
		0,5%	Winsor I
15.000 PPM	0,1%	0,1%	Winsor I
		0,3%	Winsor I
		0,5%	Winsor I
	0,3%	0,1%	Winsor I
		0,3%	Winsor I

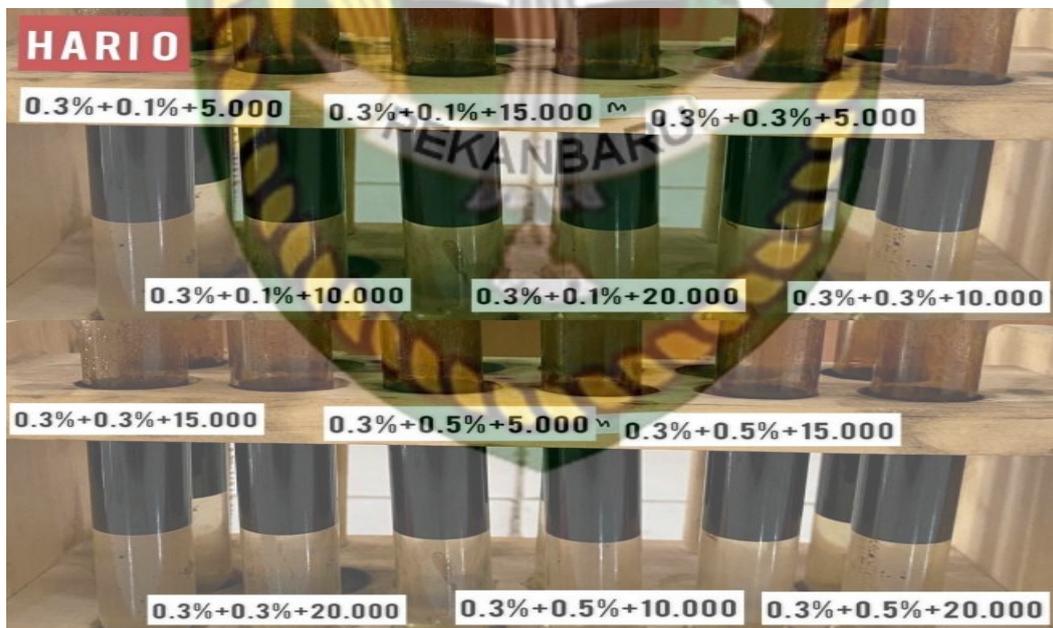
Salinitas Brine (PPM)	Konsentrasi AOS	Konsentrasi NP-10	Winsor Type (Emulsi yang terjadi)
	0,5%	0,5%	Winsor I
		0,1%	Winsor II
		0,3%	Winsor II
		0,5%	Winsor II
20.000 PPM	0,1%	0,1%	Winsor II
		0,3%	Winsor II
		0,5%	Winsor II
	0,3%	0,1%	Winsor II
		0,3%	Winsor II
		0,5%	Winsor II
	0,5%	0,1%	Winsor II
		0,3%	Winsor II
		0,5%	Winsor II

Penentuan kelakuan fasa dilakukan secara visual dengan pencampuran surfaktan AOS 0,1%, 0,3%, 0,5% dan NP-10 0,1%, 0,3%, 0,5% pada salinitas 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm. Pengamatan dilakukan selama 7 hari dengan menggunakan suhu reservoir 60°C.

Seperti pada tabel di atas dan dilakukan pengamatan berupa dokumentasi foto tiap minggu seperti di bawah ini:



a.



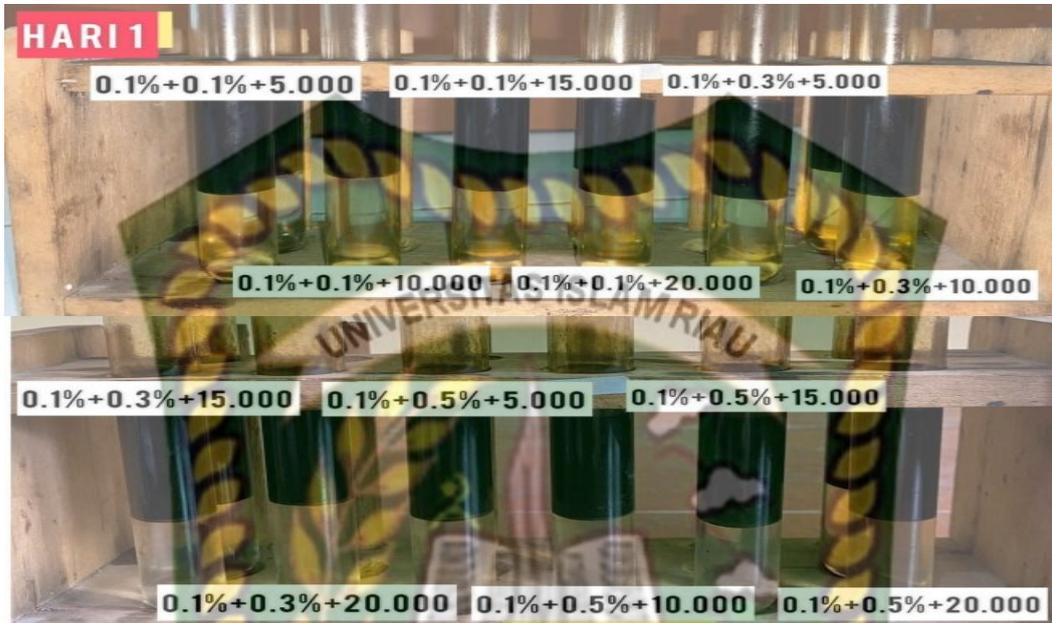
b.



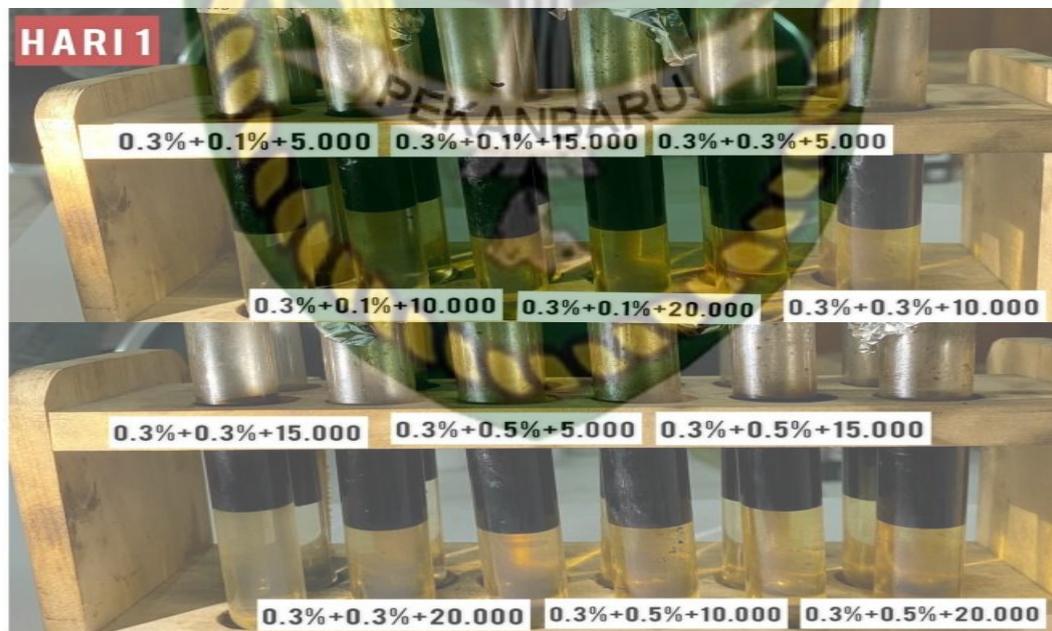
c.

Gambar 4.2 Pengamatan uji fasa pada hari ke 0 pada pencampuran konsentrasi a.) surfaktan AOS 0,1% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%) , b.) AOS 0,3% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%) dan c) AOS 0,5% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%) (dilihat dari kiri kekanan).

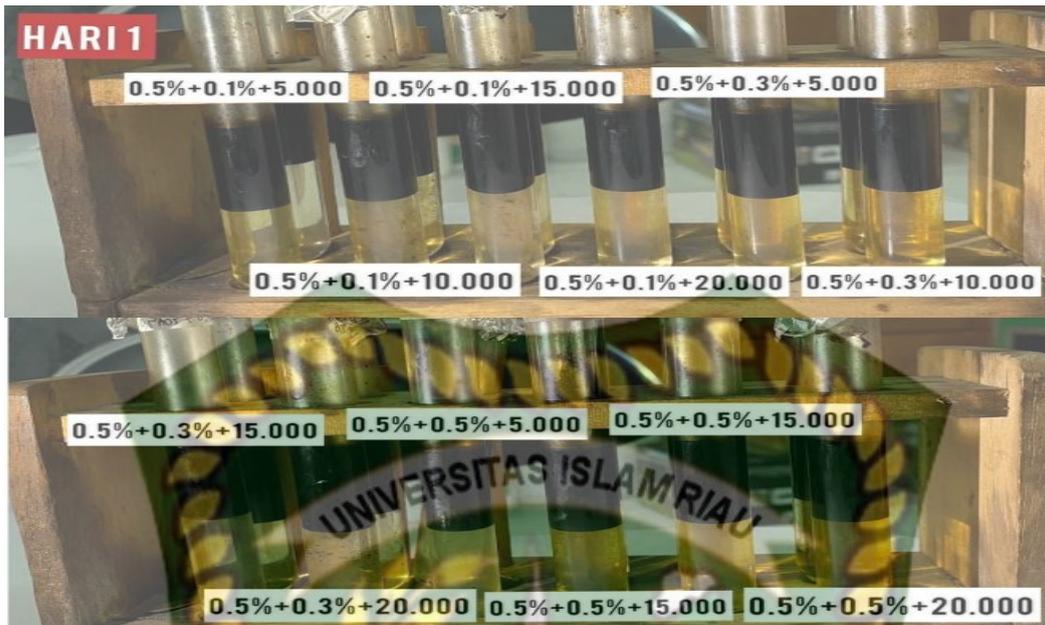
Pada pengamatan hari pertama pengujian belum terbentuk emulsi pada fluida dilihat dari belum adanya kelarutan emulsi yang terbentuk baik dalam air maupun dalam minyak.



a.



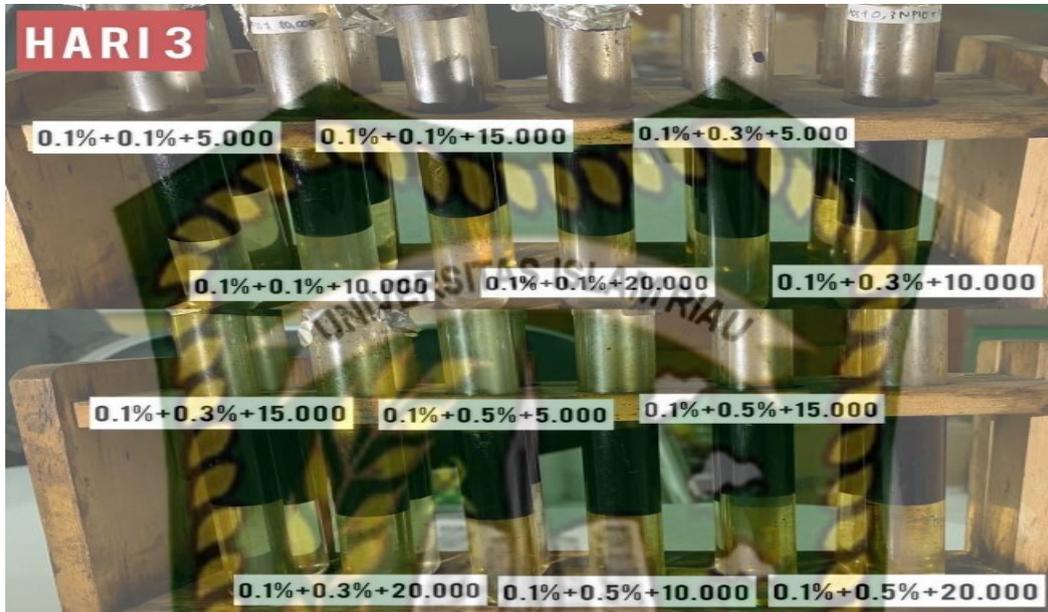
b.



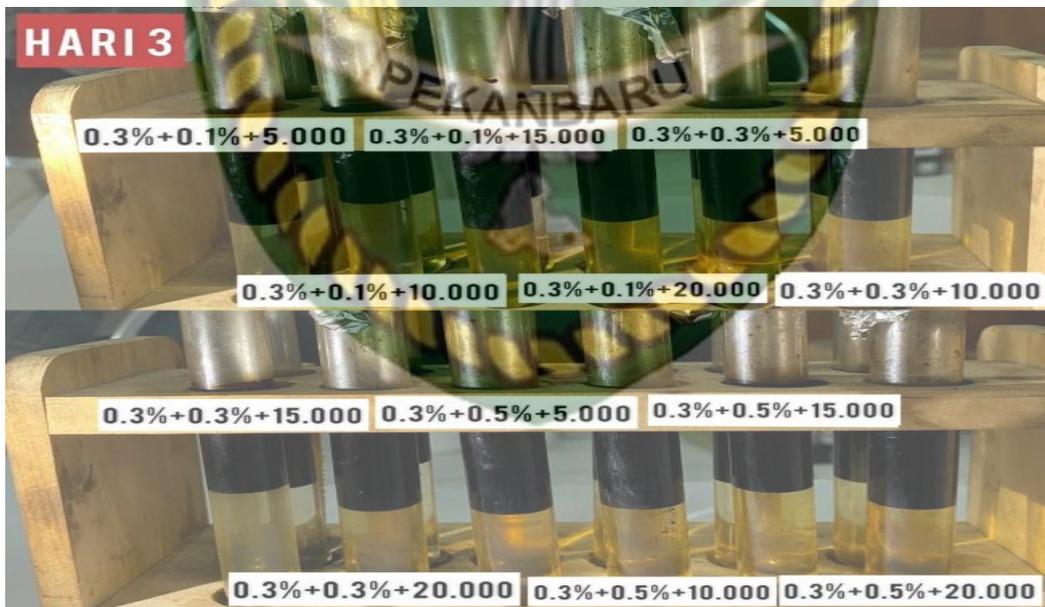
c.

Gambar 4.3 Pengamatan uji fasa pada hari ke 1 pada pencampuran konsentrasi a.) surfaktan AOS 0,1% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%), b.) AOS 0,3% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%) dan c.) AOS 0,5% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%) (dilihat dari kiri kekanan).

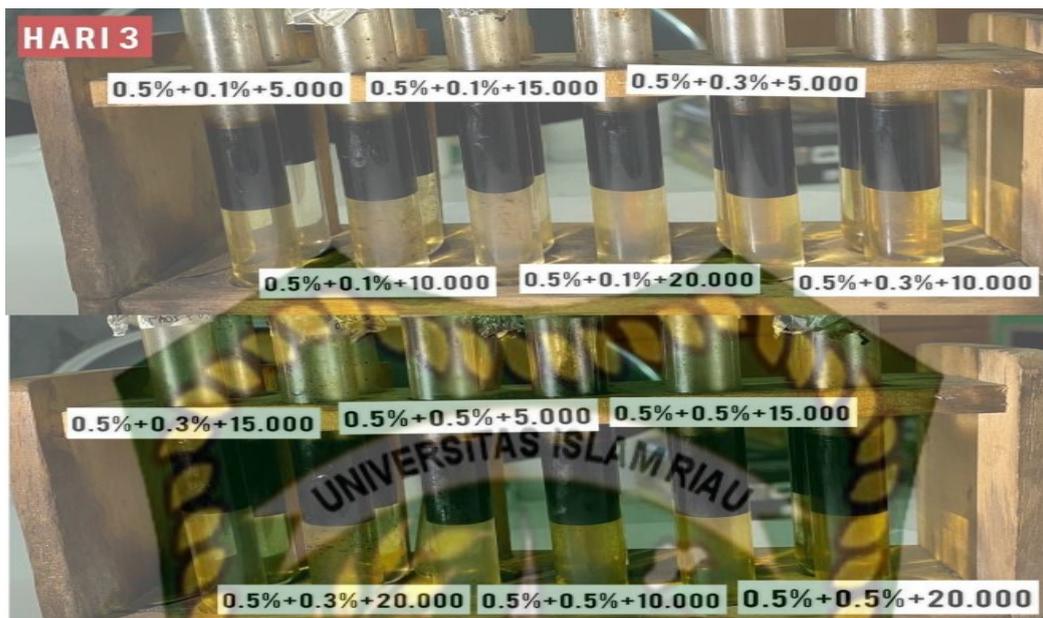
Pada pengamatan yang dilakukan pada hari ke-1 terlihat masih belum ada perubahan yang terbentuk pada emulsi diberbagai salinitas dan konsentrasi pada surfaktan ini .



a.



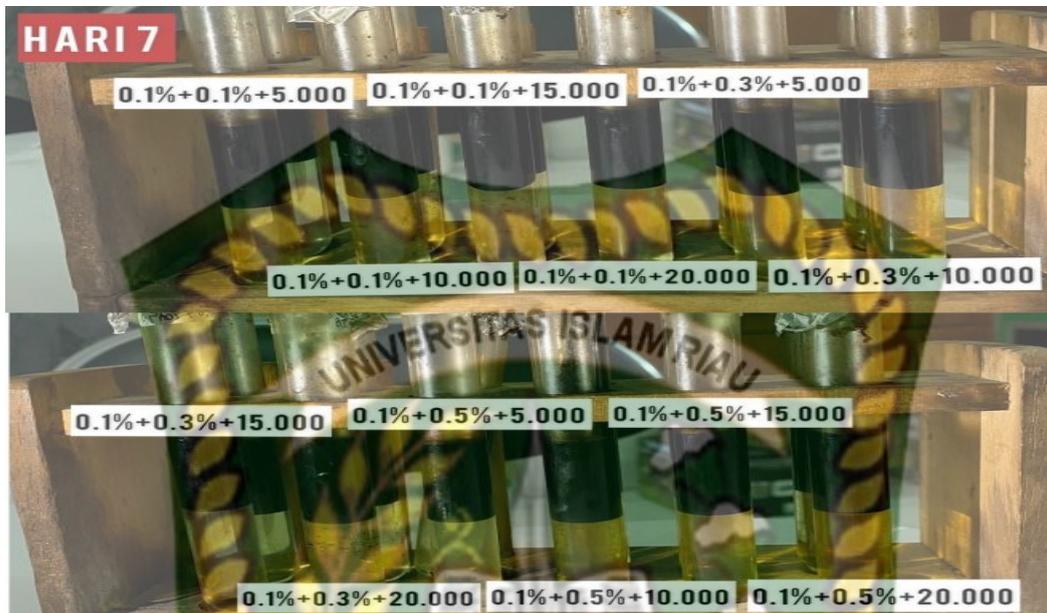
b.



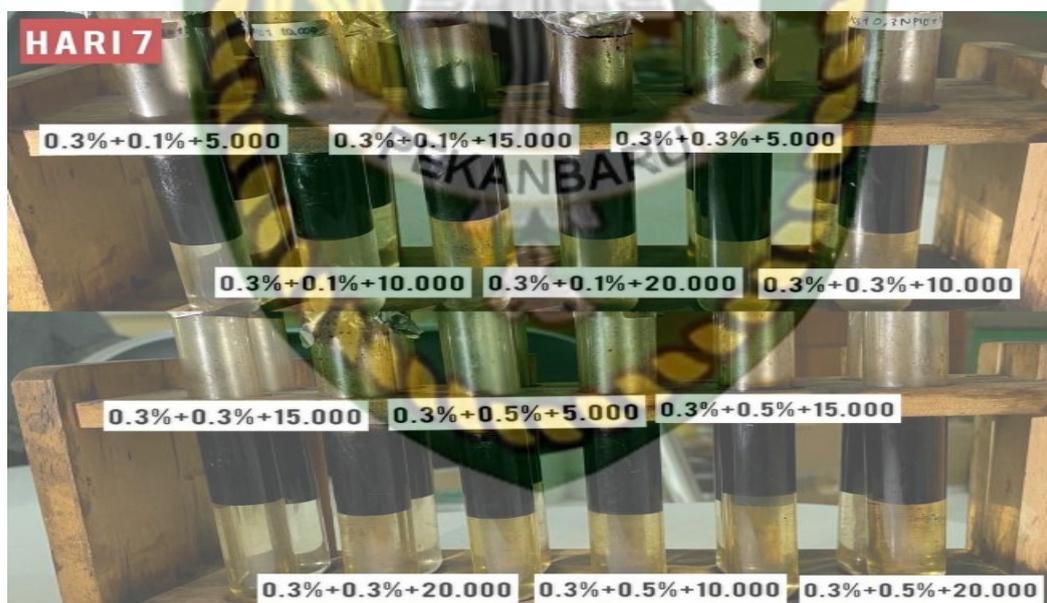
c.

Gambar 4.4 Pengamatan Uji Fasa pada hari ke 3 pada pencampuran konsentrasi A.) Surfaktan AOS 0,1% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%), b.) AOS 0,3% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%) dan c.) AOS 0,5% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%) (dilihat dari kiri kekanan).

Pada pengamatan yang dilakukan selama 3 hari terlihat semua konsentrasi pada pencampuran surfaktan AOS 0,1%, 0,3%, 0,5% dan NP-10 0,1%, 0,3%, 0,5% pada salinitas 5.000 ppm, 10.000 ppm dan 15.000 ppm fasa yang terbentuk pada larutan tersebut adalah winsor I, tetapi konsentrasi pada surfaktan AOS 0,5% dan NP-10 0,1%, 0,3%, 0,5% pada salinitas 15.000 ppm terbentuk winsor II. Begitu juga dengan salinitas 20.000 dengan semua konsentrasi AOS dan NP10 terbentuk Winsor II juga.



a.



b.



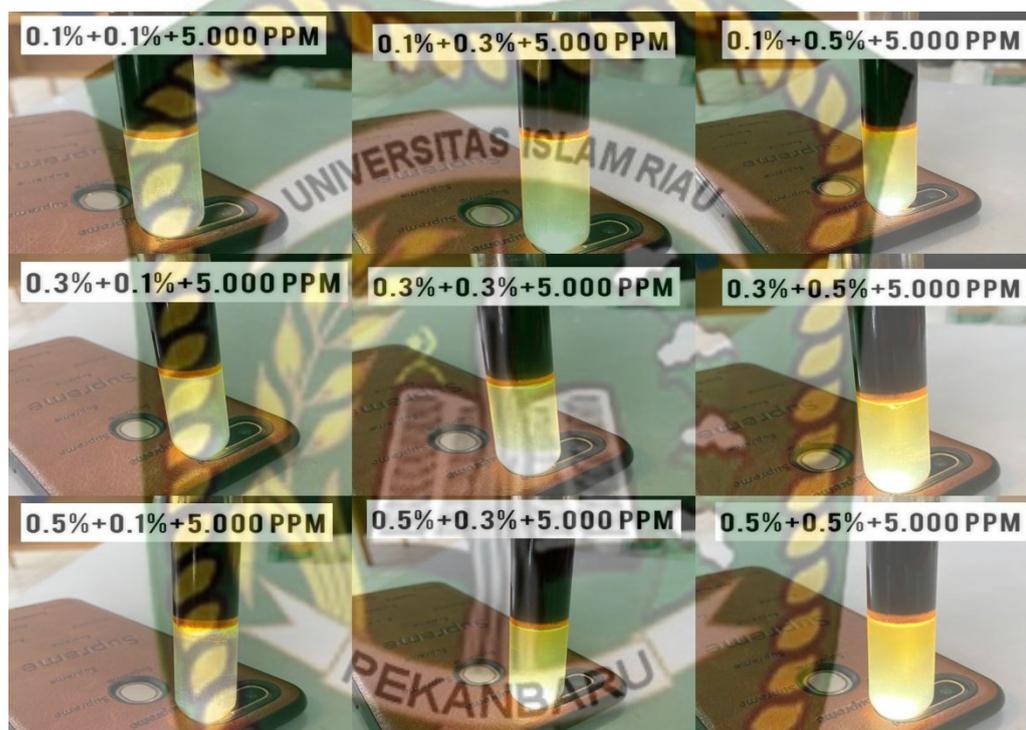
c.

Gambar 4.5 Pengamatan uji fasa pada hari ke 7 pada pencampuran konsentrasi a.) surfaktan AOS 0,1% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%), b.) AOS 0,3% + NP-10 (0,1%, 0,3% ,0,5%) dan c.) AOS 0,5% + NP-10 (0,1%, 0,3%, 0,5%) (dilihat dari kiri kekanan).

Pada pengamatan yang berjalan selama 7 hari pada pencampuran konsentrasi AOS 0.1%, 0.3%,0,5% dan NP-10 0.1%, 0.3%,0,5% pada salinitas 5.000 ppm menunjukkan adanya mikroemulsi pada larutan sedangkan pada salinitas 10.000 ppm, 15.000 ppm dan 20.000 ppm masih tetap terbentuk winsor yang sama . Oleh karna itu pada larutan selain salinitas 5.000 ppm tidak terbentuk ketercampuran fluida.

Jadi hasil Uji kelakuan Fasa yang telah dilakukan pada 18 sampel didapatkan sampel yang akan diteliti lebih lanjut dalah sampel yang terdapat *microemulsion middle phase* yaitu pencampuran Surfaktan AOS 0.1%,0,3%,0,5% dan NP-10 0.1%,0.3%,0,5% pada salinitas 5.000 ppm sedangkan untuk salinitas 10.000 hingga 20.000 ppm memberikan mikroemulsi tipe 1 dan II . Sehingga dapat disimpulkan larutan dengan salinitas 5.000 ppm disemua konsentrasi pada campuran surfaktan AOS dan NP-10 merupakan surfaktan yang memerlukan salinitas rendah untuk memberikan hasil terbaik yang bisa menghasilkan IFT yang cukup rendah untuk peningkatan perolehan minyak.

Oleh karena itu, larutan dengan pencampuran surfaktan AOS dan NP-10 disemua konsentrasi pada salinitas rendah menunjukkan salinitas optimum yang berada pada salinitas 5.000 ppm. Oleh karena itu, larutan dengan pencampuran surfaktan AOS dan NP-10 disemua konsentrasi pada salinitas rendah menunjukkan salinitas optimum yang berada pada salinitas 5.000 ppm. Untuk gambar *microemulsi* yang terbentuk pada emulsi pada salinitas 5.000 adalah sebagai berikut:



Gambar 4.6 Emulsi yang terbentuk pada pada pencampuran konsentrasi surfaktan AOS (0,1%, 0,3%, 0,5%) dan NP-10 (0.1%, 0,3%, 0,5%) pada salinitas 5.000 ppm. (dilihat dari kiri kekanan)

4.3. Uji Busa (*Foamy Test*)

Foamy test atau uji busa adalah percobaan yang dilakukan untuk mengetahui kadar ketinggian busa dari surfaktan yang diujikan. Kestabilan busa bergantung pada sifat fisik dan kimia dari surfaktan yang digunakan. Busa akan pecah seiring waktu akibat pengaruh dari menipisnya lapisan cairan yang dipengaruhi oleh temperatur atau salinitas larutan yang digunakan. Maka, semakin tinggi salinitas yang digunakan semakin menurun ketinggian busa (Fathurrahman et al., 2017).

Pengukuran tinggi busa dari larutan surfaktan menunjukkan bahwa semakin tinggi konsentrasi surfaktan, maka semakin tinggi busa yang terbentuk. Hal ini disebabkan karena semakin rendah konsentrasi, maka nilai viskositas larutan akan semakin kecil, faktor inilah yang menyebabkan pembentukan busa pada konsentrasi rendah semakin sedikit. Nilai viskositas yang rendah akan mempermudah tumbukan antar lapisan tipis yang berdekatan. Busa yang semakin rendah namun dapat menyapu minyak dalam batuan ini yang diharapkan dapat terbentuk dari suatu surfaktan (Charlena et al., 2011).

Untuk jenis surfaktan pada penelitian ini menggunakan surfaktan anionik yang memiliki kadar busa yang cukup tinggi dan mudah larut di dalam air serta surfaktan non-ionik yang toleran terhadap salinitas yang tinggi tetapi tidak memiliki kadar busa yang tinggi dibandingkan dengan surfaktan anionik sehingga cocok dikombinasikan untuk meningkatkan kestabilan busa pada proses pendesakan minyak oleh busa.



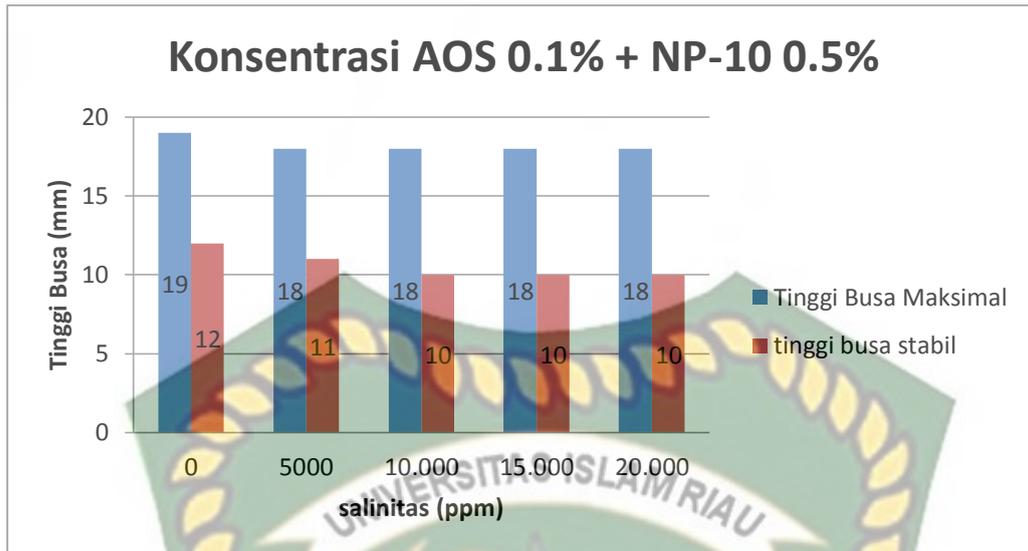
Tabel 4.3. Hasil Pengamatan Uji Busa pada Surfaktan

Konsentrasi AOS	Konsentrasi NP-10	Salinitas Brine (PPM)	Tinggi Busa Mula Mula (I) (mm)	Tinggi Busa Max Setelah diaduk (M) (mm)	Tinggi Busa yang didiamkan selama 5 menit setelah diaduk (R) (mm)	Tinggi Busa Max (FM) (mm)	Tinggi Busa Stabil (FR) (mm)
0.1 %	0.5%	0	13	32	25	19	12
		5000	12	30	23	18	11
		10.000	11	29	21	18	10
		15.000	9	27	19	18	10
		20.000	7	25	17	18	10
0.3%	0.5 %	0	14	36	28	22	14
		5.000	13	35	24	22	11
		10.000	13	34	24	21	11
		15.000	12	32	22	20	10
		20.000	12	30	20	18	8
0.5%	0.5%	0	20	43	38	23	18
		5.000	18	41	35	23	17
		10.000	15	39	30	24	15
		15.000	15	36	26	21	11

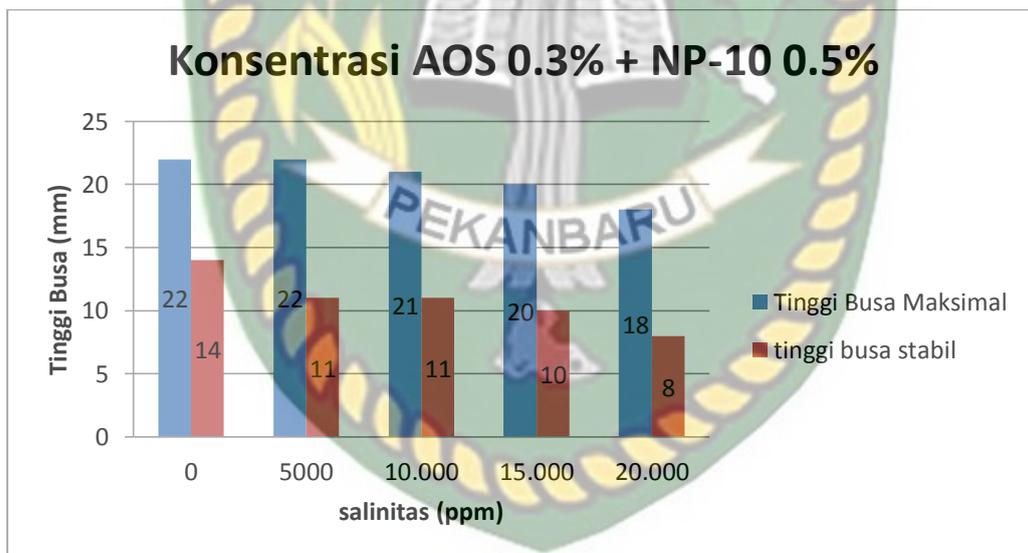
Konsentrasi AOS	Konsentrasi NP-10	Salinitas Brine (PPM)	Tinggi Busa Mula Mula (I) (mm)	Tinggi Busa Max Setelah diaduk (M) (mm)	Tinggi Busa yang didiamkan selama 5 menit setelah diaduk (R) (mm)	Tinggi Busa Max (FM) (mm)	Tinggi Busa Stabil (FR) (mm)
		20.000	12	33	23	21	11

Pada Tabel 4.3 ketinggian busa surfaktan pada penjabaran secara tabel diatas yang jika dilihat keadaan secara grafik sebagai berikut:

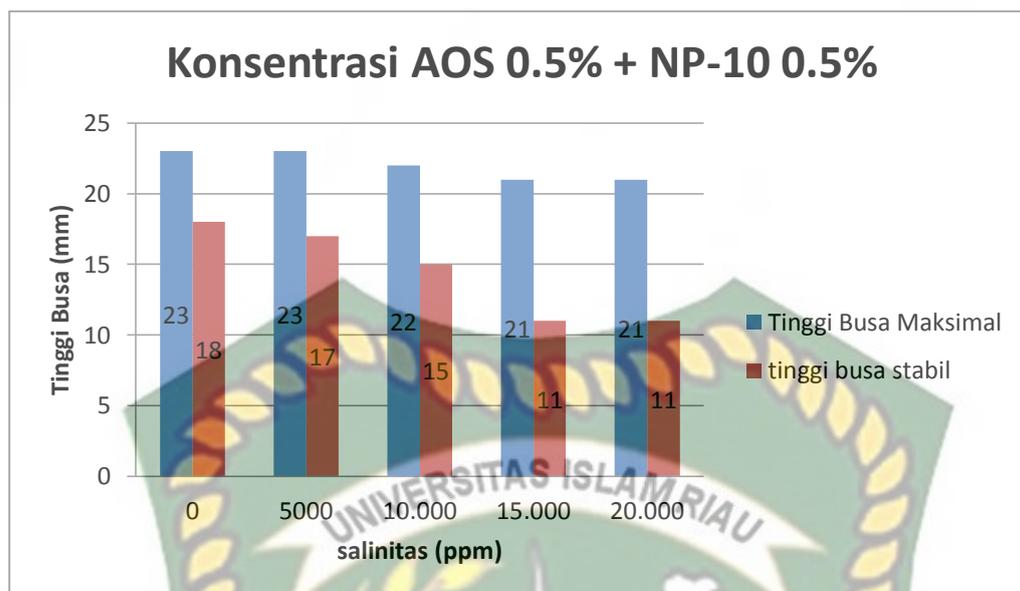




Gambar 4.7. Perbandingan tinggi busa maksimal dan tinggi busa stabil terhadap salinitas 0 ppm, 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm dan 20.000ppm pada konsentrasi Surfaktan AOS 0.1% + NP-10 0.5%.



Gambar 4.8 Perbandingan tinggi busa maksimal dan tinggi busa stabil terhadap salinitas 0 ppm, 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm dan 20.000ppm pada konsentrasi surfaktan AOS 0.3% + NP-10 0.5%



Gambar 4.9 Perbandingan tinggi busa maksimal dan tinggi busa stabil terhadap salinitas 0 ppm, 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm dan 20.000ppm pada konsentrasi surfaktan AOS 0.5% + NP-10 0.5%.

Berdasarkan Tabel 4.3 hasil pengamatan melalui uji busa menunjukkan bahwa pengukuran tinggi busa menggunakan gelas ukur 100 ml dan surfaktan yang diisi pada gelas ukur sampai 95 ml. Terdapat 3 tahap skema untuk pengukuran ketinggian busa yaitu pada ketinggian busa mula-mula (I), ketinggian busa setelah diaduk (M), dan ketinggian busa yang didiamkan selama 5 menit setelah diaduk (R). Pada hasil pengukuran seluruhnya terlihat bahwa busa tertinggi terjadi pada saat surfaktan berhenti diaduk, lalu selanjutnya ketinggian pada saat didiamkan 5 menit setelah diaduk, dan ketinggian terendah pada ketinggian busa mula-mula, dimana seluruh surfaktan menghasilkan busa awal.

Berdasarkan hasil yang didapatkan pada pencampuran surfaktan pada konsentrasi surfaktan AOS 0.1% dan NP-10 0.5% dan yang bisa dilihat pada gambar 4.5 dengan mengukur ketinggian busa maksimal dan ketinggian busa stabil. Pada saat menggunakan *aquadest* tanpa *brine* sintetik ketinggian busa maksimal mencapai 19 mm dan ketinggian busa stabil 12 mm. Pada penambahan salinitas 5.000 ppm hasil dari ketinggian busa maksimal mencapai 18 mm dan ketinggian busa stabil mencapai 11 mm. Pada salinitas 10.000 ppm ketinggian busa maksimal mencapai 18 mm dan ketinggian busa stabil 11 mm. Pada salinitas 15.000 ppm dan 20.000 ppm memiliki

nilai yang sama yaitu tinggi busa maksimal mencapai 18 mm dan busa stabil menghasilkan nilai 10 mm.

Selanjutnya pada pencampuran surfaktan pada konsentrasi surfaktan AOS 0,3% dan NP10 0.5% pada saat menggunakan *aquadest* tanpa *brine* sintetik ketinggian busa maksimal mencapai 22 mm dan ketinggian busa stabil mencapai 14 mm. Pada penambahan salinitas 5.000 ppm tinggi busa maksimal mencapai 22 mm dan ketinggian busa stabil mencapai 11 mm, Pada salinitas 10.000 ppm menghasilkan ketinggian maksimal 21 mm dan stabil pada 11 mm. Salinitas 15.000 ppm menghasilkan ketinggian maksimal 20 dan stabil 10 mm.

Selanjutnya pada pencampuran surfaktan pada konsentrasi surfaktan AOS 0,5% dan NP10 0.5% pada saat menggunakan *aquadest* tanpa *brine* sintetik ketinggian busa maksimal mencapai 23 mm dan ketinggian busa stabil mencapai 18 mm. Pada penambahan salinitas 5.000 ppm tinggi busa maksimal mencapai 23 mm dan ketinggian busa stabil mencapai 17 mm. Pada salinitas 10.000 ppm menghasilkan ketinggian maksimal 22 mm dan stabil pada 15 mm. Salinitas 15.000 dan 20.000 ppm menghasilkan nilai yang sama yaitu ketinggian maksimal 21 dan stabil 11 mm .

Pada skema penelitian ini terdapat tiga hal yang dapat diangkat yaitu yang pertama semakin tinggi konsentrasi surfaktan maka akan semakin tinggi busa yang akan terbentuk, dilihat dari 3 gambar diatas baik pada saat ketinggian busa maksimal maupun ketinggian busa stabil semuanya lebih tinggi busanya pada pencampuran konsentrasi AOS 0,5 % dan NP-10 0,5% dibanding dengan pencampuran konsentrasi AOS 0,1 % dan NP-10 0,5% dan pencampuran konsentrasi AOS 0,3% dan NP-10 0,5% . Hal ini dapat terjadi karena semakin tinggi konsentrasi surfaktan maka akan semakin tinggi nilai viskositas larutan yang menyebabkan tumbukan antar lapisan tipis fluida yang berdekatan semakin kecil yang berakibat pada busa yang terbentuk akan lebih banyak dibandingkan dengan surfaktan yang memiliki konsentrasi rendah karena nilai viskositasnya yang rendah (Charlena et al., 2011) .

Yang kedua semakin tinggi salinitas maka busa akan semakin berkurang, Kandungan natrium chloride tersebut akan mempengaruhi kestabilan busa. (Pratama,Arya,W & W,Ira, 2007) , Pada salinitas 20.000 ppm ketinggian busa akan lebih rendah dari 15.000 ppm, 10.000 ppm, 5.000 ppm dan 0 ppm (larutan surfaktan

tanpa *brine* sintesis). hal ini dapat terjadi karena pada salinitas yang tinggi jumlah garam yang lebih banyak akan lebih mengikat surfaktan dan menyebabkan jumlah busa pada surfaktan akan semakin berkurang sehingga pada salinitas yang lebih tinggi menghasilkan busa yang lebih sedikit. Tetapi jika semakin kecil salinitas nya maka busa yang terbentuk akan semakin banyak , dilihat pada pencampuran surfaktan pada konsentrasi surfaktan AOS 0.5% dan NP-10 0.5% pada 0 ppm (tanpa *brine* sintetik dan salinitas 5000 ppm menghasilkan busa yang lebih tinggi dibanding larutan lainnya dikarenakan jumlah konsentrasi yang lebih besar dicampurkan dengan salinitas yang lebih rendah dan tanpa salinitas mengakibatkan surfaktan mampu menghasilkan busa secara maksimal.

Selanjutnya yang ketiga pada ketinggian busa maksimal lebih tinggi dari pada ketinggian busa stabil dapat terjadi karena busa akan pecah seiring dengan semakin lamanya surfaktan itu ditinggalkan, batas waktu yang diperlukan untuk melihat turunya fluida lapis film itu 5 menit sesuai dengan penelitian (Charlena et al., 2011) .Jika surfaktan masih memiliki busa bahkan setelah di diamkan adalah keadaan yang diharapkan karena menunjukkan kestabilan busa, hal ini untuk mengetahui keadaan surfaktan jika memungkinkan untuk diinjeksikan ke *reservoir*. Gambar hasil penelitian uji busa dapat dilihat pada lampiran III.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan berjudul “Analisis Kinerja Surfaktan AOS (*Alpha Olefin Sulfonat*) dan Ko-Surfaktan NP10 (*Nonyl Phenol Ethoxylate*) terhadap Kelakuan Fasa Fluida (*Phase Behaviour*) dan Uji Busa (*Foamy Test*)” dapat diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil pengamatan melalui uji Kompatibilitas menunjukkan bahwa pencampuran surfaktan AOS dan NP-10 menghasilkan larutan yang *compatible* pada konsentrasi 0,1%, 0,3%, 0,5% dengan NP-10 0,1%, 0,3% dan 0,5% terhadap semua jenis salinitas begitupun pencampuran Konsentrasi surfaktan AOS 0,5% dengan NP-10 0,1% pada salinitas 20.000 ppm, tetapi untuk Pencampuran surfaktan AOS dan NP-10 pada konsentrasi AOS 0,5% dengan NP-10 0,3%, 0,5% menghasilkam larutan yang tidak kompatibel pada salinitas 20.000 terhadap panas reservoir pada suhu 60°C.
2. Hasil Uji kelakuan Fasa yang telah dilakukan pada 18 sampel didapatkan sampel yang akan diteliti lebih lanjut adalah sampel yang terdapat *microemulsion middle phase* yaitu pencampuran Surfaktan AOS 0,1%, 0,3%,0,5% dan NP-10 0,1%, 0,3% ,0,5% pada salinitas 5.000 ppm sedangkan untuk salinitas 10.000 hingga 20.000 ppm memberikan microemulsi tipe I dan II . Sehingga dapat disimpulkan larutan dengan salinitas 5.000 ppm disemua konsentrasi pada campuran surfaktan AOS dan NP-10 merupakan surfaktan yang memerlukan salinitas rendah untuk memberikan hasil terbaik yang bisa menghasilkan IFT yang cukup rendah untuk peningkatan perolehan minyak.
3. Pada uji *foamy* menghasilkan busa yang lebih tinggi di pencampuran surfaktan pada konsentrasi AOS 0,5% dan NP-10 0,5% surfaktan pada semua jenis *salinity* dan *non salinity* dengan tinggi busa maksimal mencapai 23 mm dan tinggi busa stabil 18 mm .Semakin rendah salinitas dan semakin tinggi konsentrasi maka menghasilkan busa yang semakin tinggi.

5.2. Saran

Berdasarkan kesimpulan yang telah di jabarkan , diharapkan peneliti selanjutnya dapat melakukan pengujian terhadap parameter lain seperti pengujian nilai *IFT (Interfacial Tension)*, uji adsorpsi, uji mobilitas rasio.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Ansyori, M. R. (2018). Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak. *Swara Patra*, 8(2), 16–22.
<http://ejurnal.ppsdmmigas.esdm.go.id/sp/index.php/swarapatra/article/view/25>
- Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1, 1–17. <https://doi.org/10.2523/129767-ms>
- Azmi, L., & Sajida, G. N. (2016). Pengaruh Penambahan Surfaktan Terhadap Kestabilan Emulsi Solar-Air Sebagai Bahan Bakar Aletnatif pada Mesin Diesel. *Skripsi Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Sepuluh November Surabaya*, 14.
- Berger, P. D., & Lee, C. H. (2002). Ultra-low Concentration Surfactants for Sandstone and Limestone Floods. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1–7. <https://doi.org/10.2523/75186-ms>
- Charlena, Sjahrizal, A., & Roni. (2011). Profil Kelarutan Limbah Minyak Bumi dalam Air dengan Penambahan Surfaktan Anionik dan Laju Pengadukan. *Seminar Nasional Kimia Terapan Indonesia*, 248–255.
- Deskha A, Sugaitmo, K. (2017). Pengaruh Konsentrasi Nonyl Phenol Ethoxylate terhadap Kinerja Surfaktan AOS Sebagai Bahan Chemical Flooding pada Batuan Pasir. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 3*, 1, 59–68.
- Don W. Green, G. P. W. (2018). *Enhanced Oil Recovery* (Secondi).
- Dr.Ir. Septorato Siregar, Ir dedy Kristanto, M. S. (1999). *Pengurusan minyak tahap lanjut (Enhanced Oil recovery)*. universitas Pembangunan Nasional “VETERAN.”
- E.Riany.Fitria, Hambali.Erliza, Suryani.Ani, P. P. (2016). Kinerja Media Pembawa Untuk Surfaktan Mes Dari Minyak Sawit Untuk Penerapannya Pada Oil Well Bore Cleaning. *Teknologi Industri Pertanian*, 26(3), 266–275.
<https://doi.org/10.24961/jtip.26.%p>

- Elmofty, O. (2012). Surfactant Enhanced Oil Recovery By Wettability Alteration in Sandstone Reservoirs. *Thesis*.
- erle C. Donaldson. (1989). *enhanced oil recovery, II processes and operations*.
- Fathurrahman, B., Sugiarmo, K., & Ridaliani, O. (2017). Studi kestabilan busa mengenai pengaruh suhu dan elektrolit serta konsentrasi surfaktan dengan dan tanpa minyak. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 41–46.
- Frigrina, L., Kasmungin, S., & Mardiana, D. A. (2017). Studi Polimer dengan Crosslinker Mengenai Pengaruh Variasi Konsentrasi Polymer, Salinitas dan Suhu terhadap Gelation Time dan Resistance Factor pada Proses Water Shut-Off. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 3*, 139–144.
- Hardianti, Sugiarmo Kasmungin, Havidh Pramadika, Eti Suryati, Tommy Rinanto Suhadi, Y. Y. (2019). Pengaruh Salinitas Optimum Terhadap Surfaktan Pada Lapangan X. *Seminar Nasional Pakar 2 2*, 1–6.
- Hersa Rizki Rakhmatullah, H. D. (2017). *PRODUKSI DAN FORMULASI SURFAKTAN BERBASIS METIL ESTER SULFONAT DARI MINYAK BIJI KARET UNTUK APLIKASI ENHANCED OIL RECOVERY (EOR)*. 8(1).
- hestuti eni, suwartiningsih, S. (2008). *Studi laboratorium untuk reaktivasi lapangan-X dengan injeksi kimia*. 1–13.
- Hidayanti.S, Suryani.A, Permadi.P, Kh.Hambali.E, S. dan S. (2005). Optimasi Proses Pembuatan Metil Ester Sulfonat dari Minyak Inti Sawit. *J. Tek. Ind. Pert. Vol. 15(3)*, 96-100, 15(3), 96–101.
- James J.Sheng. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*.
- Juita, R. A. Y. (2016). *Jurnal Kimia Sains dan Aplikasi Telaah Surfaktan untuk Proses Enhanced Oil Recovery (EOR) dan*. 19(1), 27–31.
- Kristanto.Dedy, wibowo, hariyadi, H. D. H. (2019). Kajian coreflooding test dilaboratorium menggunakan injeksi surfactant-polymer untuk meningkatkan produksi lapangan minyak. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 16(1), 25–30.
- Kumari, R., Kakati, A., Nagarajan, R., & Sangwai, J. S. (2018). Synergistic effect of

mixed anionic and cationic surfactant systems on the interfacial tension of crude oil-water and enhanced oil recovery. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 1–14. <https://doi.org/10.1080/01932691.2018.1489280>

- Mulyani, Y., Afriana, D., & Dhamayanthie, I. (2016). Analisa fraksi gasoil berdasarkan uji sifat fisika. *The 2nd Conference on Innovation and Industrial Applications, Cina*, 199–207.
- Pauhesti, P., Kasmungin, S., & Hartono, K. F. (2017). Uji Laboratorium Untuk Meningkatkan Perolehan Minyak Menggunakan Injeksi Surfaktan Aos Konsentrasi Rendah. *Petro*, 6(2), 66–70. <https://doi.org/10.25105/petro.v6i2.3107>
- Pratama, Arya, W & W, Ira, Y. (2007). *STUDI PENGARUH SURFAKTAN TERHADAP KESTABILAN BUSA DALAM PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK*.
- Puji Astuti Ibrahim, desi sagita wati. (2019). Penentuan Yield konversi rekasi asam stearat dan asam laurat terhadap polyethylene glycol 400 menggunakan volumetri dan kromatografi untuk aplikasi surfaktan Eor. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 4(1), 1–13.
- 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>
- Ricky, Kasmungin, S., & Fathaddin, M. T. (2018). Studi Laboratorium pengaruh Konsentrasi Surfaktan Polimer Terhadap Recovery Factor dengan Berbagai Salinitas. *Seminar Nasional Pakar Ke 1*, 1(1), 231–237.
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir A Study On Surfactant-Polymer Injection Mechanism In Stratified Reservoirs Of NR Field Using Reservoir Simulation NR , tetapi hasil yang diperoleh. *Jurnal of Eart, Energy, Engineering*, 1–15.
- Rita, N., Erfando, T., & Munandar, S. A. (2019). Effect of Surfactant Concentration and Nanosilica Additive to Recovery Factor with Spontaneous Imbibition Test Method. *International Journal of GEOMATE*, 17(62), 113–118.

<https://doi.org/10.21660/2019.62.ICEE11>

- Ritonga, M. I. N. (2020). Pembuatan Sodium Lignosulfonat Dari Sabut Kelapa Serta Pengaruh Komposisi Mix-Surfaktan Dalam Pemulihan Minyak Produksi (Enhanced Oil Recovery). *Skripsi Fakultas Teknologi Industri Universitas Pertamina*, 1–68.
- Rivai, M., Irawadi, T. T., Suryani, A., & Setyaningsih, D. (2011). Perbaikan proses produksi surfaktan metil ester sulfonat dan formulasinya untuk aplikasi. *J. Tek. Ind. Pert*, 21(1), 41–49.
- Rivai, M., Irawadi, Tedja, T., Suryani, A., & Setyaningsih, D. (2011). Penentuan Kondisi Proses Produksi Surfaktan Mes Untuk Aplikasi Eor Pada Batuan Karbonat. *Agrointek*, 1(1), 45–52.
- Rizky Oktavian. (2011). Kajian kinerja surfaktan alkil poliglikosida (APG) untuk aplikasi enhanced water flooding. *Skripsi Fakultas Teknologi Pertanian Institut Pertanian Bogor*.
- Sahni, V., Dean, R., Britton, C., Kim, D. H., Weerasooriya, U., & Pope, G. (2010). *The Role of Co-Solvents and Co-Surfactants in Making Chemical Floods Robust*. <https://doi.org/10.2523/130007-ms>
- Sakinah, I. fanya. (2019). Karakteristik surfaktan pada proses perolehan minyak dari air formasi. In *Thesis* (pp. 1–84).
- Santoso, Agung and Kasmungin, S. (2017). Kajian Awal Laboratorium mengenai Viskositas Polimer terhadap Pengaruh Salinitas, Temperature dan Konsentrasi Polimer (Laboratorium Study). *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 3, 1–6.
- Sheng, J. J. (2015). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), 97–105. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>
- Solikha, D. F., & Haryanti, R. (2021). *Pre Screening Surfaktan untuk Injeksi Chemical EOR di Lapangan X*. 12(1), 95–109.
- Sukriya, I. N. M. (2011). Formulasi Untuk Screening Awal Chemical Flooding Pada Enhanced Oil Recovery. *Skripsi*, 89.
- Syahreza, A., & Purwadayu, A. S. (2009). Profil Kelarutan Limbah Minyak Bumi

Dalam Air Akibat Pengaruh Surfaktan Nonionik Dan Laju Pengadukan. *Chemistry Progress*, 2(2), 69–78. <https://doi.org/10.35799/CP.2.2.2009.4964>

Tarek Ahmad. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*.

Tommy Viriya dan Lestari. (2015). Studi labotatorium mengenai Pengaruh Peningkatan Konsentrasi Surfaktan terhadap Peningkatan Produksi Minyak oada Injeksi Surfaktan dengan Kadar Salinitas Air Formasi yang Bervariasi. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 1–5.

Usman. (2011). Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak Indonesia. *Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi "LEMIGAS,"* 45(2), 91–102.

W.Lake, L. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice hall.

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), 60–65. <https://doi.org/10.31315/jmel.v1i1.1774>

