

**INVESTIGASI KOMPATIBILITAS KOMBINASI SURFAKTAN  
AMFOTER DAN NONION TERHADAP AIR FORMASI (*BRINE*)  
UNTUK APLIKASI *ENHANCED OIL RECOVERY***

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**M SYUKRI**

**153210408**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : M Syukri

NPM : 153210408

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir: Investigasi Kompatibilitas Kombinasi Surfaktan Amfoter dan Nonion Terhadap Air Formasi (*Brine*) Untuk Aplikasi *Enhanced Oil Recovery*

Telah berhasil dipertahankan dihadapan 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 : Tomi Erfando, ST, MT

Penguji : Fiki Hidayat, ST, M.Eng

Penguji : Novia Rita, ST, MT

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan Oleh :

DEKAN  
FAKULTAS TEKNIK

KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN

.....

.....

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

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

Pekanbaru, 18 April 2020

M Syukri

NPM 153210408



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur saya sampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Kedua orang tua, serta kakak dan adik saya atas segala kasih sayang, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan sampai penyelesaian Tugas Akhir ini.
2. Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Bapak Dike P. Fitriansyah S.T., M.BA., M.Sc . selaku dosen pembimbing teknikal yang telah memberikan arahan, nasihat, dan semangat selama melakukan penelitian untuk tugas akhir saya.
4. Ibu Fitrianti, S.T., M.T. selaku dosen penasehat akademik saya selama ini yang selalu memberikan arahan dan semangat secara moral kepada saya.
5. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
6. Seluruh sahabat dan teman-teman Teknik Perminyakan UIR angkatan 2015 yang telah memberi semangat kepada saya terutama untuk *Daebak Class* (Kelas D 2015).

7. Clara Oktavia *partner* saya dalam mengerjakan penelitian untuk tugas akhir ini.
8. Serta ibuk kost kemantan yang sudah berbaik hati memberi dukungan moril dan materil selama kuliah, terima kasih atas kebaikannya.

Semoga Allah selalu melindungi dan membalas kebaikan semua pihak yang sudah membantu saya dan semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 20 April 2020

Penulis,

M Syukri



**INVESTIGASI KOMPATIBILITAS KOMBINASI SURFAKTAN  
AMFOTER DAN NONION TERHADAP AIR FORMASI (*BRINE*)  
UNTUK APLIKASI *ENHANCED OIL RECOVERY***

**M SYUKRI  
153210408**

**ABSTRAK**

Pada umumnya penggunaan surfaktan pada injeksi kimia hanya menggunakan satu jenis surfaktan saja. Berdasarkan sifat yang dimiliki surfaktan terhadap gugus ionnya yang memiliki fungsi berbeda-beda maka pencampuran dua jenis surfaktan mulai dipertimbangkan. Surfaktan amfoter yang memiliki dua muatan ion mampu diaplikasikan terhadap reservoir batuan karbonat dan *sandstone*, serta surfaktan nonion yang tidak memiliki ion sangat cocok untuk reservoir yang memiliki salinitas tinggi. Penggabungan dua buah surfaktan tersebut mampu berpotensi dapat diaplikasikan di berbagai reservoir sehingga perlu dilakukan pengujian terhadap dua campuran tersebut. pengujian kompatibilitas terhadap air formasi merupakan salah satu langkah awal sebelum diaplikasikan untuk injeksi kimia pada metode *Enhanced Oil Recovery*. Pengujian kompatibilitas kombinasi surfaktan amfoter dan nonion ini dilakukan pada konsentrasi 0,5% ; 1,0% ; 1,5% dan 2,0% dengan rasio perbandingan surfaktan amfoter dan nonion yaitu 1:1 dan 1:2 pada 10ml larutan air formasi terhadap variasi salinitas yaitu 5.000 ; 10.000 ; 25.000 ; 50.000 dan 100.000 ppm. Pengujian kompatibilitas dilakukan dengan menguji *aqueous stability* dan *thermal stability* dari campuran surfaktan amfoter dan nonion. Berdasarkan penelitian dalam skala laboratorium yang dilakukan, campuran surfaktan amfoter dan nonion untuk setiap rasio pencampuran yang dilakukan disemua salinitas air formasi, larutan surfaktan yang stabil atau kompatibel terhadap air formasi pada setiap salinitas yaitu campuran surfaktan dengan konsentrasi di 0.5%.

**Kata kunci** : Surfaktan amfoter, surfaktan nonion, konsentrasi surfaktan, kompatibilitas.

**INVESTIGASI KOMPATIBILITAS KOMBINASI SURFAKTAN  
AMFOTER DAN NONION TERHADAP AIR FORMASI (*BRINE*)  
UNTUK APLIKASI *ENHANCED OIL RECOVERY***

**M SYUKRI**  
**153210408**

**ABSTRAK**

*In general, the use of surfactants in chemical injection uses only one type of surfactant. Based on the nature of the surfactants in which ion groups have different functions, mixing of the two types of surfactants is considered. Amphoteric surfactants which have two ionic charges can be applied to carbonate and sandstone reservoirs, as well as nonionic surfactants which do not have ions very suitable for reservoirs that have high salinity. The combination of two surfactants can potentially be applied in various reservoirs, so it is necessary to test the two mixtures. compatibility testing for formation water is one of the first steps before it is applied for chemical injection in the Enhanced Oil Recovery method. The compatibility test of this amphoteric and nonionic surfactant was carried out at a concentration of 0.5%; 1.0%; 1.5% and 2.0% with comparative ratio of amphoteric and nonionic surfactants, which are 1: 1 and 1: 2 in 10 ml of formation water solution to salinity variation of 5,000; 10,000; 25,000; 50,000 and 100,000 ppm. Compatibility testing is done by testing the aqueous stability and thermal stability of camouran surfactant amphoteric and nonion. Based on laboratory-scale research, amphoteric and nonionic surfactant mixtures for each mixing ratio are carried out in all salinity water formations, surfactant solutions that are stable or compatible with the formation water of each salinity ie surfactant mixtures with concentrations at 0.5%.*

**Kata kunci :** *Surfactant amphoteric, nonionic, surfactant concentration, compatibility.*

## DAFTAR ISI

|   |      |
|---|------|
| HALAMAN PENGESAHAN.....                       | i    |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....          | ii   |
| KATA PENGANTAR .....                          | ii   |
| ABSTRAK .....                                 | ii   |
| DAFTAR ISI.....                               | iv   |
| DAFTAR GAMBAR .....                           | vi   |
| DAFTAR TABEL.....                             | vii  |
| DAFTAR LAMPIRAN.....                          | viii |
| BAB I PENDAHULUAN .....                       | 1    |
| 1.1 Latar Belakang .....                      | 1    |
| 1.2 Tujuan Penelitian.....                    | 2    |
| 1.3 Manfaat Penelitian.....                   | 3    |
| 1.4 Batasan Masalah.....                      | 3    |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....                  | 4    |
| 2.1 Penggabungan Dua Surfaktan .....          | 4    |
| 2.2 Pengujian Kompatibilitas .....            | 6    |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....            | 8    |
| 3.1 Alat dan Bahan .....                      | 8    |
| 3.2 Alur Penelitian.....                      | 9    |
| 3.3 Prosedur Penelitian.....                  | 10   |
| 1. Pembuatan <i>Brine</i> .....               | 10   |
| 2. Pembuatan Larutan Kombinasi Surfaktan..... | 10   |
| 3. Pengujian Kompatibilitas .....             | 10   |
| 3.4 Waktu Penelitian .....                    | 11   |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....             | 12   |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....               | 17   |
| 5.1 Kesimpulan.....                           | 17   |



5.2 Saran..... 17  
DAFTAR PUSTAKA ..... 18  
LAMPIRAN..... 23



Dokumen ini adalah Arsip Milik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## DAFTAR GAMBAR

|   |    |
|---|----|
| <b>Gambar 2.1</b> Uji kompatibilitas surfaktan MES dan PDS .....  | 7  |
| <b>Gambar 3.1</b> Alir Penelitian.....  | 9  |
| <b>Gambar 4.1</b> (a) larutan surfaktan yang kompatibel; (b) larutan surfaktan yang tidak kompatibel..... | 12 |



## DAFTAR TABEL

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabel 3.1</b> Tabel Waktu Penelitian .....  | 11 |
| <b>Tabel 4.1</b> Pengujian surfaktan pada salinitas 5.000 ppm .....                  | 13 |
| <b>Tabel 4.2</b> Pengujian surfaktan pada salinitas 10.000 ppm .....                 | 13 |
| <b>Tabel 4.3</b> Pengujian surfaktan pada salinitas 25.000 ppm .....                 | 13 |
| <b>Tabel 4.4</b> Pengujian surfaktan pada salinitas 50.000 ppm .....                 | 13 |
| <b>Tabel 4.5</b> Pengujian surfaktan pada salinitas 100.000 ppm .....                | 14 |
| <b>Tabel 4.6</b> Hasil uji kompatibilitas campuran surfaktan amfoter dan nonion..... | 14 |



## DAFTAR LAMPIRAN

|              |   |    |
|--------------|---|----|
| LAMPIRAN I   | Perhitungan pembuatan larutan <i>brine</i> .....      | 21 |
| LAMPIRAN II  | Gambar hasil pengujian <i>aqueous stability</i> ..... | 23 |
| LAMPIRAN III | Gambar hasil pengujian <i>thermal stability</i> ..... | 26 |



# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Surfaktan merupakan salah satu bahan kimia yang digunakan dalam proses injeksi kimia pada metode perolehan minyak tahap lanjut (Kokal & Al-kaabi, 2010). Injeksi kimia menggunakan bahan kimia dapat menurunkan tegangan antar muka batuan (Green, Don W and Willhite, 1998) serta merubah kebasahan batuan dari fluida yang tidak dapat bercampur (Li et al., 2016). Surfaktan digunakan untuk menurunkan tegangan antarmuka dan merubah kebasahan batuan agar proses penyapuan lebih efektif. Surfaktan sendiri diklasifikasikan berdasarkan muatan ionnya ada 4 yaitu surfaktan anion, kation, amfoter dan nonion (Alvarez, Neog, Jais, Schechter, & Texas, 2014).

Surfaktan nonion cocok digunakan pada reservoir yang memiliki salinitas tinggi dan surfaktan ini bekerja untuk merubah kebasahan batuan (Negin, Ali, & Xie, 2017), dan surfaktan amfoter yang memiliki dua buah muatan sangat cocok dan kompatibel digunakan untuk batuan *sandstone* dan karbonat serta dapat digunakan pada reservoir yang memiliki salinitas dan temperature yang tinggi (Kumar & Mandal, 2019), dengan adanya kemampuan masing-masing surfaktan maka teknik pencampuran surfaktan ini mulai dipertimbangkan. Pencampuran surfaktan amfoter dan nonion sendiri telah dilakukan oleh Marhaendrajana et al., (2019) untuk melihat performa penambahan surfaktan nonion terhadap surfaktan amfoter untuk menurunkan tegangan antar muka *brine-waxy oil* dan untuk meningkatkan perolehan minyak. Selain itu Pencampuran dua jenis surfaktan telah dilakukan oleh Martiz et al.,(2015) terhadap surfaktan anion dan nonion dengan melakukan simulasi terhadap campuran surfaktan dan melihat pengaruhnya terhadap tegangan antarmuka, kemudian peneliti Li et al., (2016) juga melakukan pencampuran surfaktan terhadap surfaktan anion dan kation, penelitian ini berfokus pada konsentrasi campuran surfaktan terhadap tegangan antarmuka dan kemudian pengaplikasian campuran surfaktan anion dan kation mulai dilakukan pada suatu lapangan oleh Li et al., (2019).

Sebelum diaplikasikan pada lapangan larutan surfaktan harus diuji terlebih dahulu di laboratorium seperti pengujian kompatibilitas, kelakuan fasa, tegangan antar muka, dan *wettability* (Widyaningsih, 2017) untuk melihat kinerja dari surfaktan yang akan digunakan. Demikian juga dengan campuran dua surfaktan perlu dilakukan pengujian untuk melihat kinerjanya. Pengujian yang dilakukan terlebih dahulu yaitu pengujian kompatibilitas hal ini dimaksudkan agar campuran surfaktan dan air formasi yang digunakan tidak membentuk endapan dan pemisahan fasa yang dapat mengganggu kinerja injeksi surfaktan di reservoir (Delbos, Tabary, Chevallier, & Moreau, 2014).

Berdasarkan uraian penelitian yang telah dilakukan, campuran dua surfaktan mampu bekerja lebih baik dari pada menggunakan satu jenis surfaktan. Peneliti tertarik untuk melakukan penelitian memformulasikan campuran surfaktan amfoter dan nonion untuk melihat atau menginvestigasi kompatibilitas campuran surfaktan tersebut dengan variasi air formasi (*brine*) pada skala laboratorium dengan konsentrasi campuran surfaktan 0,5% ; 1,0% ; 1,5% dan 2,0% serta rasio pencampuran surfaktan amfoter dan nonion 1:1 dan 1:2 terhadap variasi salinitas air formasi (*brine*) yang digunakan yaitu 5000 ; 10.000 ; 25.000 ; 50.000 dan 100.000 ppm.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini yaitu mengetahui kompatibilitas kombinasi surfaktan amfoter dan nonion terhadap air formasi (*brine*) dengan berbagai konsentrasi yaitu 0,5% ; 1,0% ; 1,5% dan 2,0% serta rasio pencampuran 1:1 dan 1:2 terhadap variasi air formasi (*brine*) dengan salinitas 5000 ; 10.000 ; 25.000 ; 50.000 dan 100.000 ppm.

### 1.3 Manfaat Penelitian

Penelitian ini bermanfaat sebagai terobosan baru dalam kombinasi surfaktan yang diharapkan dapat menghasilkan surfaktan dengan kinerja yang lebih baik, serta penelitian ini dapat dijadikan acuan untuk penelitian selanjutnya.

### 1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini terarah dan tidak menyimpang dari tujuan penelitian yang tertera, maka dalam penelitian ini memiliki batasan yaitu :

- a. Penelitian ini hanya melihat kompatibilitas kombinasi surfaktan amfoter dan nonion terhadap sampel air formasi atau *brine* pada konsentrasi 0,5% ; 1,0% ; 1,5% dan 2,0% pada salinitas 5.000 ; 10.000 ; 25.000 ; 50.000 dan 100.000 ppm.
- b. Penelitian ini menggunakan surfaktan amfoter dan nonion dengan perbandingan volume surfaktan amfoter dan nonion yaitu 1:1 dan 1:2
- c. Jenis surfaktan amfoter yang digunakan *Laurylhydroxysulfo betaine*, *Lauryl dimethylamine oxide*, *Dimethyl laurylaminoacetate betaine*, *Lauryl amidopropyl betaine* dan surfaktan nonion *Polyoxyethylene Sorbitan Monooleate*, *Sorbitan monoolerate*, *Sorbitan monostearate*, dan *Polyoxyethylene sorbitan trioleate*.
- d. Pelarut yang digunakan yaitu *Butyl Cellulose*

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Penggabungan Dua Surfaktan

Di Indonesia sendiri saat ini, beberapa kemajuan penting dalam uji coba lapangan *chemical* EOR dan proyek percontohan telah dilaporkan seperti yang dilaksanakan di Minas, Kaji, Semoga, Meruap, Tanjung, Handil, Widuri, Zamrud, Pedada, dan Limau. Proyek-proyek ini menggunakan surfaktan dan polimer sebagai zat kimia yang diinjeksikan. Di lapangan Meruap dan Limau, teknik injeksi huff-and-puff diterapkan bersamaan dengan penggunaan surfaktan. Uji coba dan *pilot project* telah memberikan beberapa bukti bahwa kemampuan EOR injeksi kimia dapat meningkatkan produksi minyak (Abdurrahman, M and Permadi, AK and Bae, WS and Masduki, 2017).

Pada penelitian yang dilakukan oleh Abdurrahman, (2017) umumnya di Indonesia melakukan melakukan *pilot project* terhadap perolehan minyak tahap lanjut dengan injeksi kimia menggunakan satu jenis surfaktan saja, dan melakukan variasi injeksi kimia dengan menggunakan *alkaline* dan *polymer*, dan sebagian besar dilaporkan mampu meningkatkan produksi minyak. Pencampuran surfaktan sendiri sudah dilakukan dilakukan oleh Martiz et al., (2015) dengan mencampurkan surfaktan anion dan nonion dalam menurunkan tegangan antar muka, penelitian dilakukan dengan menggunakan metode *Dissipative Particle Dynamic Simulations*, dari penelitian ini didapatkan campuran surfaktan anion dan nonion lebih efektif mampu menurunkan tegangan antar muka dari pada menggunakan satu jenis surfaktan.

Penelitian pencampuran surfaktan juga dilakukan oleh Li et al., (2016) dengan mencampurkan surfaktan anion dan kation dalam skala laboratorium untuk meningkatkan perolehan minyak dengan mengamati tegangan antar muka pada berbagai konsentrasi pada *crude oil* dan normal oktan, dari hasil penelitian yang didapatkan tegangan antar muka dapat turun hingga  $10^{-4}$  mN/m pada konsentrasi 1000 wt% namun saat konsentrasi >1000 wt% tegangan antar muka mulai menurun.



Penelitian pencampuran kedua surfaktan yang telah dilakukan oleh Li et al., (2016) yang dapat menurunkan tegangan antar muka hingga mencapai *ultralow interfacial tension* kemudian dicoba diaplikasikan pada salah satu *mature field* di China oleh Li et al., (2019) dengan *water cut* yang tinggi yaitu 97,9%, namun pengaplikasian campuran dua surfaktan ini dikombinasikan lagi dengan *alkaline* dan *polymer*. Dari penelitian yang dilakukan didapatkan hasil bahwa campuran dua jenis surfaktan yang dikombinasikan dengan *alkaline* dan *polymer* mampu meningkatkan perolehan minyak sebesar 10.65% dan menurunkan *water cut* dari 97.9% menjadi 90.2%.

Peneliti Indonesia Ardianto, Kasmungin, & Kartika, (2017) juga melakukan penelitian penggabungan dua jenis surfaktan yaitu surfaktan anion dan nonion. Penelitian ini dilakukan melihat pengaruh penambahan nonion serbagai kosurfaktan terhadap kinerja surfaktan anion. Pengaruh penambahan kosurfaktan pada penelitian mampu meningkatkan kinerja dari surfaktan anion dimana penambahan surfaktan nonion terhadap anion mampu menurunkan *ift* yang cukup tinggi yaitu dari 31 mN/m menjadi 29,7 mN/m dan 30 mN/m menjadi 29,2 mN/m pada konsentrasi 0.5% dan 1,0% serta pencampuran dua surfaktan tersebut mampu meningkatkan *Rf* menjadi 30% dari 18% proses *waterflooding* yang digunakan.

Peneliti Marhaendrajana et al., (2019) melakukan penelitian menggabungkan surfaktan amfoter dan nonion untuk melihat performa penambahan surfaktan anion terhadap surfaktan amfoter untuk memurunkan tegangan antar muka *brine-waxy oil* dan untuk meningkatkan perolehan minyak. Dari hasil yang didapat penambahan surfaktan nonion mampu meningkatkan kinerja surfaktan amfoter dalam menurunkan tegangan antar muka dan dapat meningkatkan perolehan minyak.

Berdasarkan penelitian pencampuran dua jenis surfaktan yang telah dilakukan, menunjukkan pencampuran dua jenis surfaktan mampu bekerja lebih efektif dari pada menggunakan satu jenis surfaktan, untuk itu perlu dilakukan pengujian kompatibilitas kedua jenis surfaktan terhadap air formasi suatu reservoir dalam skala laboratorium sebelum diaplikasikan pada lapangan minyak, dimana peneliti menggunakan campuran surfaktan amfoter dan nonion untuk diuji kompatibilitasnya terhadap air

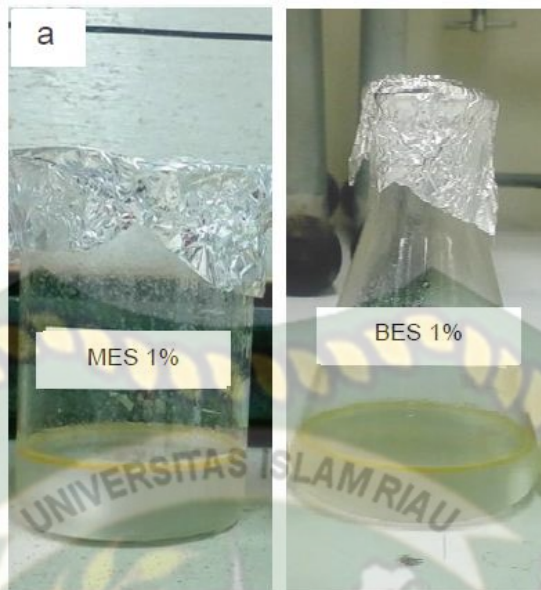
formasi dengan berbagai kombinasi dan berbagai konsentrasi. Pengujian kompatibilitas sendiri dilakukan untuk melihat kecocokan antara surfaktan yang akan digunakan terhadap air formasi dan diharapkan campuran akan homogen setelah dilakukan pengujian (Eni, Sutriah, & Muljani, 2017).

## 2.2 Pengujian Kompatibilitas

Kompatibilitas surfaktan atau biasa disebut stabilitas merupakan salah satu indikasi dimana surfaktan cocok terhadap air formasi pada suatu reservoir (Kasmungin et al., 2019), untuk melihat kompatibel nya suatu surfaktan yang akan digunakan yaitu apabila campuran surfaktan terhadap air formasi tetap jernih setelah dilarutkan dan tidak terjadi endapan (Widyaningsih, 2017). Pengujian kompatibilitas merupakan salah satu pengujian yang harus dilakukan dalam tahap penentuan jenis surfaktan yang akan digunakan pada proses injeksi kimia perolehan minyak tahap lanjut (Widyaningsih, 2017).

Pengujian kompatibilitas surfaktan terhadap *brine* pernah dilakukan oleh peneliti di Indonesia Putra et al., (2018) dimana mereka melakukan pengujian kompatibilitas pada surfaktan MES sintetis dengan berbagai temperature dan waktu terhadap *brine*. dari pengujian yang dilakukan didapat surfaktan yang kompatibel terhadap *brine* yaitu pada suhu 100°C dengan waktu 210 menit ; 100°C dengan waktu 330 menit ; 120°C dengan waktu 270 menit.

Kemudian pengujian kompatibilitas surfaktan MES dan PDS yang berbahan dasar minyak sawit juga dilakukan oleh Eni et al, (2017) terhadap *brine* dengan konsentrasi 18.000 ppm dari penelitian yang dilakukan ternyata kedua surfaktan tersebut tidak kompatibel terhadap *brine* yang digunakan seperti gambar berikut :



**Gambar 2.1** Uji kompatibilitas surfaktan MES dan PDS

Salah satu lapangan migas Indonesia yang akan melakukan percobaan proses injeksi kimia melakukan uji kompatibilitas surfaktan yang akan digunakan terhadap air formasi (*brine*) untuk proses injeksi kimia yang dilakukan oleh Kasmungin et al., (2019). Pada penelitian ini pengujian kompatibilitas surfaktan dilakukan dengan berbagai konsentrasi yaitu 0,1% ; 0,5% ; 1,0% ; 1,5% dan 2,0% . Hasil yang didapat seluruh konsentrasi yang diuji kompatibel terhadap air formasi yang digunakan.

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini menyampaikan metode penelitian yang dilakukan oleh peneliti dalam melakukan eksperimen, dan penelitian ini dilakukan di laboratorium Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Persiapan dan pengujian pada penelitian ini dijelaskan pada sub bab di bawah ini,

### 3.1 Alat dan Bahan

Adapun alat-alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

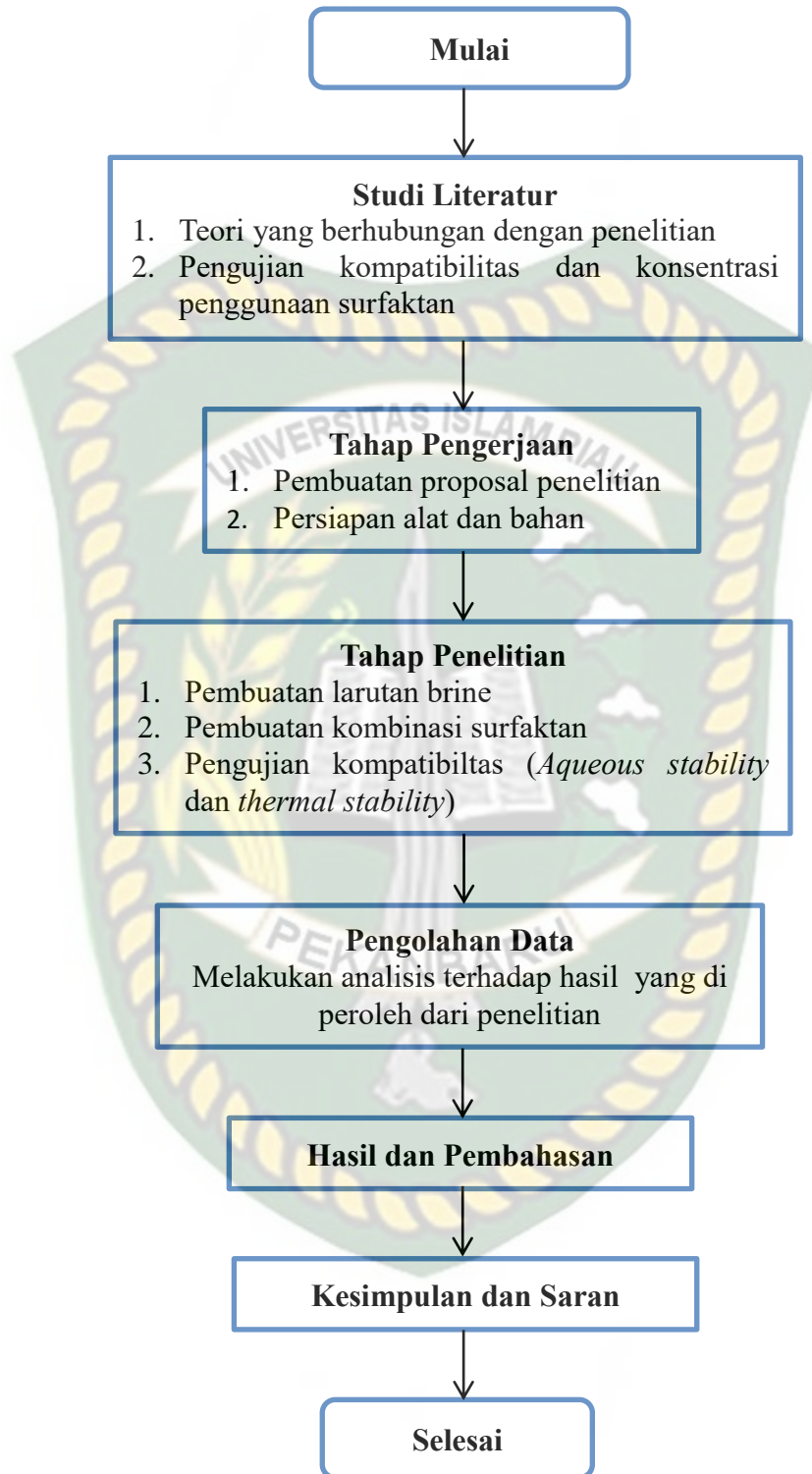
#### 3.2.1 Alat

- a) Gelas Ukur
- b) Gelas Kimia
- c) *Stirrer*
- d) Tabung Reaksi / *tube*
- e) Vakum Oven
- f) *Micropipette*

#### 3.2.2 Bahan

- a) Surfaktan Amfoter : *Laurylhydroxysulfo betaine, Lauryl dimethylamine oxide, Dimethyl laurylaminoacetate betaine, dan Lauryl amidopropyl betaine*
- b) Surfaktan Nonion : *Polyoxyethylene Sorbitan Monooleate, Sorbitan monooleate, Sorbitan monostearate, dan Polyoxyethylene sorbitan trioleate.*
- c) Air Formasi (*Brine*)
- d) Pelarut (*Butyl Cellulose*)

### 3.2 Alur Penelitian



Gambar 3.1 Alir Penelitian

### 3.3 Prosedur Penelitian

Berikut adalah prosedur percobaan yang dilakukan dalam penelitian ini :

#### 1. Pembuatan *Brine*

Larutan dibuat dengan cara melarutkan mineral garam (NaCl) kedalam fluida pelarut (*aquadest*) (Hidayat et al., 2017) didalam gelas kimia dengan kadar salinitas yang telah ditentukan sebelumnya pada satuan ppm (*part permillion*), adapun dalam menentukan jumlah gram mineral garam yang dibutuhkan untuk setiap salinitas yang akan digunakan digunakan persamaan sebagai berikut (Boguski, 2006) :

$$1 \text{ ppm larutan} = (1 \text{ mg zat terlarut} / 1 \text{ L larutan})$$

Salinitas larutan *brine* yang dibuat yaitu 5000 ; 10.000 ; 25.000 ; 50.000 dan 100.000 ppm, perhitungan pembuatan larutan *brine* untuk setiap variasi salinitas dapat dilihat pada lampiran.

#### 2. Pembuatan Larutan Kombinasi Surfaktan

Pembuatan larutan kombinasi surfaktan ini dilakukan dengan menggunakan berbagai konsentrasi yaitu 0,5% ; 1,0% ; 1,5% ; dan 2,0% terhadap campuran surfaktan dan air formasi (*brine*) (Ardianto et al., 2017). Dalam melarutkan kedua jenis surfaktan dan air formasi yang akan digabungkan digunakan pelarut *butyl cellulose* dan dilakukan proses pengadukan selama 1 menit. Dalam membuat kombinasi larutan surfaktan, surfaktan amfoter digunakan sebagai variabel tetap dan surfaktan nonion sebagai variabel tambahan dengan perbandingan volume surfaktan amofoter dan nonion yaitu 1:1 dan 1:2

#### 3. Pengujian Kompatibilitas

- Pengujian *Aqueous Stability*

Dalam pengujian ini digunakan tube atau tabung reaksi sebagai wadah, pengujian kompatibilitas dilakukan pada larutan campuran air formasi dan kombinasi surfaktan yang telah dibuat dengan persentase surfaktan yang

digunakan 0,5% ; 1,0% ; 1,5% dan 2,0% pada 10 mL larutan *brine* untuk melihat fasa yang terbentuk dan kejernihan larutan (Montes et al., 2018).

- Pengujian *Thermal Stability*

Setelah dilakukan pengujian *aqueous stability* larutan ditutup dengan menggunakan *aluminium foil* kemudian larutan sampel dimasukkan ke dalam oven dengan temperature 60°C agar sesuai dengan temperature reservoir selama 3 jam (Li et al., 2019), sampel larutan akan diamati kejernihan dan fasa yang terbentuk setelah dilakukan pengujian (Janjua, Sultan, & Kamal, 2018). Pengujian ini dilakukan untuk melihat kestabilan dari surfaktan saat berada di dalam formasi yang memiliki temperature tertentu (Juita, Arnelli, & Yusniati, 2016)

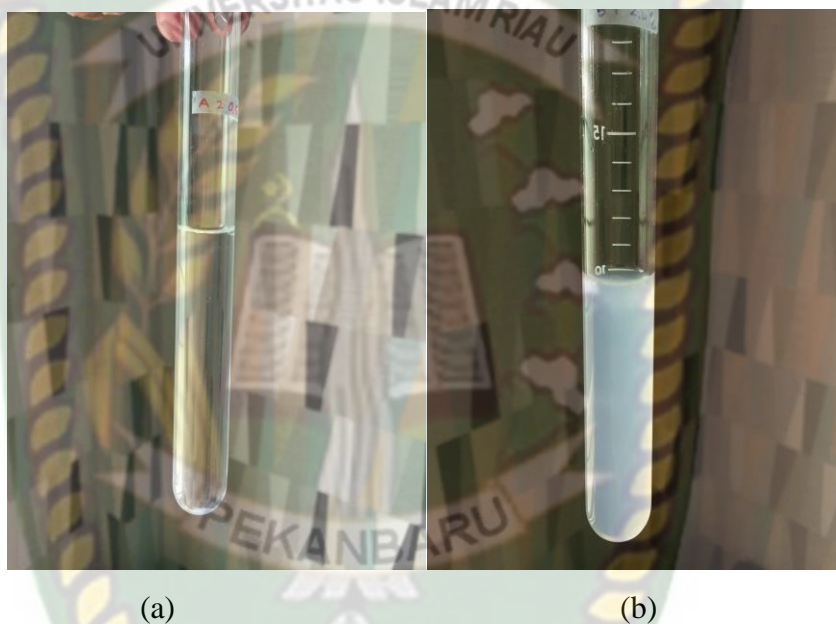
### 3.4 Waktu Penelitian

**Tabel 3.1** Tabel Waktu Penelitian

| No | Kegiatan   | Januari<br>2020 |   |   |   | Februari<br>2020 |   |   |   | Maret<br>2020 |   |   |   |
|----|--|-----------------|---|---|---|------------------|---|---|---|---------------|---|---|---|
|    |  | 1               | 2 | 3 | 4 | 1                | 2 | 3 | 4 | 1             | 2 | 3 | 4 |
| 1  | Studi literatur  |                 |   |   |   |                  |   |   |   |               |   |   |   |
| 2  | Persiapan alat dan bahan                                 |                 |   |   |   |                  |   |   |   |               |   |   |   |
| 3  | Pembuatan larutan <i>brine</i>                           |                 |   |   |   |                  |   |   |   |               |   |   |   |
| 4  | Pembuatan kombinasi larutan surfaktan amfoter dan nonion |                 |   |   |   |                  |   |   |   |               |   |   |   |
| 5  | Pengujian Kompatibilitas                                 |                 |   |   |   |                  |   |   |   |               |   |   |   |
| 6  | Analisis dan pembahasan                                  |                 |   |   |   |                  |   |   |   |               |   |   |   |
| 7  | Pembuatan laporan  |                 |   |   |   |                  |   |   |   |               |   |   |   |

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Pengujian kompatibilitas larutan surfaktan yang dilakukan yaitu dengan menguji *aqueous stability* dan *thermal stability* larutan surfaktan terhadap variasi salinitas dan rasio pencampuran, pengujian *thermal stability* kali ini dilakukan pada temperatur 60°C. Indikasi dari larutan surfaktan dan air formasi (*brine*) yang kompatibel adalah larutan akan satu fasa, tidak terbentuk endapan dan emulsi serta terlihat jernih (Belhaj et al., 2020). Berikut gambar yang menunjukkan perbedaan sampel surfaktan yang kompatibel atau stabil terhadap air formasi (*brine*) dan yang tidak kompatibel :



**Gambar 4.1** (a) larutan surfaktan yang kompatibel; (b) larutan surfaktan yang tidak kompatibel

Dari penelitian yang dilakukan terdapat sampel surfaktan yang kompatibel dengan indikasi larutan surfaktan dan air formasi (*brine*) satu fasa, homogen dan tidak membentuk endapan atau terlihat jernih setelah dilakukan pengujian dan juga terdapat sampel yang tidak kompatibel, berikut tabel-tabel yang menunjukkan hasil pengujian kompatibilitas :



a. Pada salinitas 5.000 ppm

**Tabel 4.1** Pengujian surfaktan pada salinitas 5.000 ppm

| Konstrasi<br>Rasio | <i>Aqueous Stability</i> |       |        |                  | <i>Thermal Stability</i> |                  |                  |                  | Ket. |
|--------------------|--------------------------|-------|--------|------------------|--------------------------|------------------|------------------|------------------|------|
|                    | 0,5%                     | 1,0%  | 1,5%   | 2,0%             | 0,5%                     | 1,0%             | 1,5%             | 2,0%             |      |
| 1:1                | Jernih                   | Keruh | Keruh  | Keruh,<br>Emulsi | Jernih                   | Keruh            | Keruh,           | Keruh,<br>Emulsi |      |
| 1:2                | Keruh                    | Keruh | Keruh, | Keruh,<br>Emulsi | Jernih,<br>Emulsi        | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi |      |

b. Pada salinitas 10.000 ppm

**Tabel 4.2** Pengujian surfaktan pada salinitas 10.000 ppm

| Konstrasi<br>Rasio | <i>Aqueous Stability</i> |       |        |                  | <i>Thermal Stability</i> |                  |                  |                  | Ket. |
|--------------------|--------------------------|-------|--------|------------------|--------------------------|------------------|------------------|------------------|------|
|                    | 0,5%                     | 1,0%  | 1,5%   | 2,0%             | 0,5%                     | 1,0%             | 1,5%             | 2,0%             |      |
| 1:1                | Jernih                   | Keruh | Keruh  | Keruh,<br>Emulsi | Jernih                   | Keruh            | Keruh            | Keruh,<br>Emulsi |      |
| 1:2                | Keruh                    | Keruh | Keruh, | Keruh,<br>Emulsi | Jernih,<br>Emulsi        | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi |      |

c. Pada salinitas 25.000 ppm

**Tabel 4.3** Pengujian surfaktan pada salinitas 25.000 ppm

| Konstrasi<br>Rasio | <i>Aqueous Stability</i> |       |       |                  | <i>Thermal Stability</i> |                  |                  |                  | Ket. |
|--------------------|--------------------------|-------|-------|------------------|--------------------------|------------------|------------------|------------------|------|
|                    | 0,5%                     | 1,0%  | 1,5%  | 2,0%             | 0,5%                     | 1,0%             | 1,5%             | 2,0%             |      |
| 1:1                | Jernih                   | Keruh | Keruh | Keruh,<br>Emulsi | Jernih                   | Keruh            | Keruh            | Keruh,<br>Emulsi |      |
| 1:2                | Keruh                    | Keruh | Keruh | Keruh,<br>Emulsi | Jernih,<br>Emulsi        | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi |      |

d. Pada salinitas 50.000 ppm

**Tabel 4.4** Pengujian surfaktan pada salinitas 50.000 ppm

| Konstrasi<br>Rasio | <i>Aqueous Stability</i> |       |       |        | <i>Thermal Stability</i> |       |        |        | Ket. |
|--------------------|--------------------------|-------|-------|--------|--------------------------|-------|--------|--------|------|
|                    | 0,5%                     | 1,0%  | 1,5%  | 2,0%   | 0,5%                     | 1,0%  | 1,5%   | 2,0%   |      |
| 1:1                | Jernih                   | Keruh | Keruh | Keruh, | Jernih                   | Keruh | Keruh, | Keruh, |      |

|     |       |       |       |                  |                   |                  |                  |                  |  |
|-----|-------|-------|-------|------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|--|
|     |       |       |       | Emulsi           |                   |                  |                  | Emulsi           |  |
| 1:2 | Keruh | Keruh | Keruh | Keruh,<br>Emulsi | Jernih,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi |  |

e. Pada salinitas 100.000 ppm

**Tabel 4.5** Pengujian surfaktan pada salinitas 100.000 ppm

| Konsetrasi<br>Rasio | <i>Aqueous Stability</i> |       |        |                  | <i>Thermal Stability</i> |                  |                  |                  | Ket. |
|---------------------|--------------------------|-------|--------|------------------|--------------------------|------------------|------------------|------------------|------|
|                     | 0,5%                     | 1,0%  | 1,5%   | 2,0%             | 0,5%                     | 1,0%             | 1,5%             | 2,0%             |      |
| 1:1                 | Jernih                   | Keruh | Keruh  | Keruh,<br>Emulsi | Jernih                   | Keruh            | Keruh            | Keruh,<br>Emulsi |      |
| 1:2                 | Keruh                    | Keruh | Keruh, | Keruh,<br>Emulsi | Jernih,<br>Emulsi        | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi | Keruh,<br>Emulsi |      |

Berdasarkan hasil pengujian yang tertera pada tabel-tabel setiap salinitas diatas dapat disimpulkan pengujian kompatibilitas campuran surfaktan amfoter dan nonion ini adalah sebagai berikut :

**Tabel 4.6** Hasil uji kompatibilitas campuran surfaktan amfoter dan nonion

| Salinitas<br>(ppm) | 1:1                      |      |      |      | 1:2                      |      |      |      | Ket. |
|--------------------|--------------------------|------|------|------|--------------------------|------|------|------|------|
|                    | Hasil uji kompatibilitas |      |      |      | Hasil uji kompatibilitas |      |      |      |      |
|                    | 0,5%                     | 1,0% | 1,5% | 2,0% | 0,5%                     | 1,0% | 1,5% | 2,0% |      |
| 5000               | O                        | X    | X    | X    | X                        | X    | X    | X    |      |
| 10.000             | O                        | X    | X    | X    | X                        | X    | X    | X    |      |
| 25.000             | O                        | X    | X    | X    | X                        | X    | X    | X    |      |
| 50.000             | O                        | X    | X    | X    | X                        | X    | X    | X    |      |
| 100.000            | O                        | X    | X    | X    | X                        | X    | X    | X    |      |

Note :

O = kompatibel

X = tidak kompatibel

Dari **tabel 4.6** diatas dapat dilihat yang mempengaruhi kompatibilitas dari campuran surfaktan amfoter dan nonion ialah konsentrasi dan rasio dari campuran surfaktan tersebut, dimana rasio surfaktan nonion yang lebih besar dari amfoter didalam larutan, larutan tersebut akan tidak stabil atau tidak kompatibel, hal ini dapat dilihat pada rasio 1:2 di setiap salinitas, campuran larutan yang terjadi akan semakin keruh terhadap kenaikan konsentrasi yang digunakan. Selain itu dapat dilihat juga dari tabel hasil uji kompatibilitas campuran surfaktan amfoter dan nonion ini tidak terpengaruh oleh peningkatan atau perubahan salinitas yang digunakan pada penelitian. Hal ini dikarenakan surfaktan amfoter dapat tahan terhadap salinitas tinggi (Shahzad et al., 2018) dan surfaktan nonion yang tidak memiliki muatan ion ini juga tahan terhadap salinitas tinggi (Nandwani et al., 2018).

Hal yang mempengaruhi kompatibilitas larutan surfaktan didalam air formasi (*brine*) ialah struktur molekul, salinitas, konsentrasi, dan temperatur (Chang & Pope, 2019). Penyebab kondisi larutan surfaktan dengan rasio 1:2 dimana surfaktan nonion lebih banyak dari surfaktan amfoter tidak kompatibel atau tidak stabil kemungkinan karena konsentrasi tinggi surfaktan nonion pada larutan, hal ini dikarenakan surfaktan nonion memiliki sifat stabilitas yang kurang baik terhadap temperature tinggi serta kapasitas adsorpsi yang tinggi (Zhang et al., 2013). Sifat surfaktan nonion ini dikarenakan surfaktan ini memiliki ikatan *hydrogen* berlebih yang terbentuk dari ikatan eter dan molekul air sehingga mudah larut didalam air. Namun ketika temperature tinggi sifat kelarutan surfaktan nonion menurun dikarenakan ikatan hidrogen pada surfaktan terlepas dan fenomena ini disebut "*Cloud Point*" dimana larutan surfaktan membentuk fasa terpisah (Hongyan, Qun, & Youyi, 2018).

*Cloud point* pada surfaktan ini memiliki pengaruh terhadap konsentrasi surfaktan yang digunakan dimana semakin besar konsentrasi nonion maka temperature *cloud point* akan semakin rendah (Lindman, Medronho, & Karlström, 2016). Selain memiliki sifat *cloud point*, menurut Porter (1994) pada bukunya yang berjudul *handbook of surfactants*, surfaktan nonion juga memiliki sifat *low critical micelle concentrations* (CMC) dimana sifat ini membuat surfaktan nonion sudah mencapai

kondisi kritis dalam menurunkan tegangan antarmuka pada konsentrasi rendah, sehingga pada konsentrasi yang besar kemampuan stabilitas surfaktan nonion ini tidak baik. kemungkinan hal ini lah yang menyebabkan ketika konsentrasi surfaktan nonion besar larutan surfaktan tersebut tidak lagi stabil pada uji *aqueous stability* dan juga *thermal stability* sehingga campuran surfaktan tidak kompatibel terhadap air formasi yang digunakan.

Pada penelitian ini 4 *based* surfaktan amfoter yang digunakan berjenis *betaine*, dan hal ini juga mempengaruhi kompatibilitas larutan surfaktan dikarena surfaktan jenis ini juga memiliki sifat *low critical micelle concentrations* (Zhang, Key, Oil, Ma, & Key, 2013) yang mana sifat ini membuat surfaktan jenis ini akan mencapai kondisi kritis pada konsentrasi yang rendah dan ini membuat stabilitas surfaktan ini akan kurang baik ketika digunakan pada konsentrasi tinggi. Tetapi surfaktan ini dapat tahan terhadap temperature yang tinggi dan juga salinitas yang besar (Hongyan et al., 2017).

Dan pada 4 jenis *based* surfaktan nonion yang digunakan pada penelitian ini ialah berjenis *polyoxyethylene sorbitan*. Dimana surfaktan nonion ini kestabilannya dalam *aqueous solution* tergantung pada konsentrasi yang digunakan (Mohajeri & Noudeh, 2012), oleh sebab itu ketika sudah mencapai *critical micelle concentration* kestabilan surfaktan ini tidak baik dan ini hal ini menyebabkan konsentrasi surfaktan ini sangat mempengaruhi uji *aqueous stability* dan hal ini kemungkinan mempengaruhi kompatibilitas dari campuran surfaktan yang rasio dan konsentrasi surfaktan nonionnya lebih besar.

Surfaktan yang tidak kompatibel yang membentuk emulsi maupun endapan ini tidak dapat di aplikasikan pada proses EOR dengan injeksi kimia, hal ini dikarenakan endapan yang terbentuk memuat fasa larutan tidak homogen dan endapan ini akan menyebabkan fasa perangkap, membentuk plugging, hingga hilangnya larutan surfaktan pada adsorpsi didalam formasi (Hassan et al., 2019).

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dalam skala laboratorium yang telah dilakukan dapat disimpulkan formulasi surfaktan yang kompatibel terhadap air formasi (*brine*) pada variasi salinitas 5000 ; 10.000 ; 25.000 ; 50.000 dan 100.000 ppm konsentrasi surfaktan yang komptibel ialah 0,5% pada rasio pencampuran 1:1.

### 5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang dilakukan dan kesimpulan yang didapat, peneliti menyarankan untuk penelitian berikutnya melakukan pengujian kombinasi surfaktan ini pada konsentrasi yang lebih rendah lagi dan diberbagai temperatur, dan peneliti berikutnya dapat melakukan penelitian terhadap nilai CMC dari gabungan surfaktan ini, serta melanjutkan pengujian kelakuan fasa, tegangan antar muka, dan *wettability* dari kombinasi surfaktan yang kompatibel terhadap air formasi (*brine*).

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M And Permadi, AK And Bae, WS And Masduki, A. (2017). EOR In Indonesia : Past , Present , And Future EOR In Indonesia : Past , Present , And Future. *International Journal Of Oil, Gas And Coal Technology*, 16(3), 250–270.
- Alvarez, J. O., Neog, A., Jais, A., Schechter, D. S., & Texas, A. (2014). Impact Of Surfactants For Wettability Alteration In Stimulation Fluids And The Potential For Surfactant EOR In Unconventional Liquid Reservoirs. *SPE Unconventional Resources Conference*, Society Of Petroleum Engineers.
- Ardianto, D., Kasmungin, S., & Kartika, K. (2017). Pengaruh Konsentrasi Nonyl Phenol Ethoxylateterhadap Kinerja Surfaktan Aos Sebagai Bahan Chemical Flooding Pada Batuan Pasir. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 59–68.
- Belhaj, A. F., Aris B M Shuhli, J., Elraies, K. A., Mahmood, S. M., Maulianda, B., & Alnarabiji, M. S. (2020). Partitioning Behaviour Of Novel Surfactant Mixture For High Reservoir Temperature And High Salinity Conditions. *Energy*, 117319.
- Boguski, T. K. (2006). Understanding Units of Measurement. *Enverimental Science and Technology Brief for Citizens* , 1-2.
- Chang, L. Y., & Pope, G. A. (2019). Prediction Of The Aqueous Stability Limit Of Surfactant EOR Formulations. In *Offshore Technology Conference* (Pp. 6–9).
- Delbos, A., Tabary, R., Chevallier, E., & Moreau, P. (2014). Surfactant-Polumer Flooding In Hard Brines And High Temperature. *International Petroleum Technology Conference*.
- Eni, H., Sutriah, K., & Muljani, S. (2017). Surfaktan Berbasis Minyak Sawit Untuk Aplikasi EOR Pada Lapangan Intermediet. *Lembaran Publikasi Minyak Dan*

*Gas Bumi*, 51(1), 2–7.

Green, Don W And Willhite, G. P. And Others. (1998). Enhanced Oil Recovery. Henry L. Doherty Memorial Fund Of AIME, Society Of Petroleum Engineers.

Hidayat, F., & Erfando, Tomi And Maulana, B. F. (2017). Spontaneous Imbibition Test Of Low Salinity Injection At Low Saline Waxy Crude Carbonate. *Journal Of Earth Energy Engineering*, 7(2), 14–22.

Hongyan, C., Jian, F., Dong, H., Fan, Z., Youyi, Z., & Ziqiao, H. (2017). Development Of Large-Hydrophobe Betaine Surfactants For Chemical Enhanced Oil Recovery In Low/High Salinity Reservoirs. *Society Of Petroleum Engineers - SPE Kingdom Of Saudi Arabia Annual Technical Symposium And Exhibition 2017*, 2251–2257.

Hongyan, C., Qun, Z., & Youyi, Z. (2018). SPE-192377-MS Polyoxyethylene Ether Sulfate Surfactant For SP Flooding In High Temperature, High Salinity Reservoirs. In *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

Janjua, A. N., Sultan, A. S., & Kamal, M. S. And Others. (2018). SPE-192322-MS Ultra-Low Interfacial Tension , Thermal Stability And Static Adsorption Of Novel Viscoelastic Surfactant With Heavy Reservoir Oil, Society Of Petroleum Engineers.

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.

Kasmungin, S., Pramadika, H., Suryati, E., Rinanto, T., Yulianti, Y., Teknik, J.,Energi, D. (2019). Pengaruh Salinitas Optimum Terhadap Surfaktan Pada Lapangan X. *Prosiding Seminar Nasional Pakar*, 1–43.

Kokal, B. Y. S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced Oil Recovery : Challenges &

Opportunities. *World Petroleum Council: Official Publication*, 64, 64–69.

Kumar, A., & Mandal, A. (2019). Evaluation Of Zwitterionic Surfactant For Applicability In Enhanced Oil Recovery. *SPE Oil And Gas India Conference And Exhibition*, Society Of Petroleum Engineers.

Li, Y., Kong, B., Henan, S., Company, O. F., Zhang, W., Bao, X., Yang, W. (2019). ASP Flood With Novel Mixtures Of Anionic-Cationic Surfactants For High Water Cut Mature Sandstone Reservoir : From Laboratory To Field Application Laboratory Studies. *SPE Middle East Oil And Gas Show And Conference*, Society Of Petroleum Engineers.

Li, Y., Zhang, W., Kong, B., Puerto, M., Bao, X., Sha, O., Hirasaki, G. J. (2016). Mixtures Of Anionic/Cationic Surfactants: A New Approach For Enhanced Oil Recovery In Low-Salinity, High-Temperature Sandstone Reservoir. *SPE Journal*, 21(04), 1–164.

Lindman, B., Medronho, B., & Karlström, G. (2016). Clouding Of Nonionic Surfactants. *Current Opinion In Colloid And Interface Science*, 22, 23–29.

Marhaendrajana, T., Kurnia, R., Irfana, D., Abdassah, D., & Wahyuningrum, D. (2019). Study To Improve An Amphoteric Sulfonate Alkyl Ester Surfactant By Mixing With Nonionic Surfactant To Reduce Brine – Waxy Oil Interfacial Tension And To Increase Oil Recovery In Sandstone Reservoir: *Journal Of Petroleum Exploration And Production Technology*, 9(1), 675–683.

Martiz, A., Samaniego, S., Aray, Y., & Paredes, R. (2015). Synergism Between Ionic And Nonionic Surfactants For Producing Low Interfacial Tension At Oil-Water Interface. *SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Society Of Petroleum Engineers.

Mohajeri, E., & Noudeh, G. D. (2012). Effect Of Temperature On The Critical Micelle Concentration And Micellization Thermodynamic Of Nonionic



Surfactants: Polyoxyethylene Sorbitan Fatty Acid Esters. *E-Journal Of Chemistry*, 9(4), 2268–2274.

Montes, J., Blin, N., Alvarez, A. E., Barrio, I., Panadero, A., Rodriguez, R.,mTrujillo, F. (2018). SPE-190353-MS Novel Anionic Surfactant Formulation For High Temperature Carbonate Reservoirs. In *SPE EOR conference at oil and gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers.

Nandwani, S. K., Chakraborty, M., Bart, H. J., & Gupta, S. (2018). Synergism, Phase Behaviour And Characterization Of Ionic Liquid-Nonionic Surfactant Mixture In High Salinity Environment Of Oil Reservoirs. *Fuel*, 229(May), 167–179.

Negin, C., Ali, S., & Xie, Q. (2017). Most Common Surfactants Employed In Chemical Enhanced Oil Recovery. *Petroleum*, 3(2), 197–211.

Porter, M. R. (1994). *Handbook Of Surfactants*. Springer.

Putra, R., Ismayanti, R., & Kalista, A. D. (2018). Sintesis Metil Ester Sulfonat Melalui Sulfonasi Metil Ester Minyak Kedelai Untuk Aplikasi Chemical Flooding. *Jusami/ Indonesian Journal Of Materials Science*, 19(2), 77–82.

Shahzad, M., Syed, K., Hussain, M. S., & Talley, L. (2018). A Zwitterionic Surfactant Bearing Unsaturated Tail For Enhanced Oil Recovery In High-Temperature High-Salinity Reservoirs. *Journal Of Surfactants And Detergents*, 21(1),

Syed, A. H., Idris, A. K., Mohshim, D. F., Yekeen, N., & Buriro, M. A. (2019). Influence Of Lauryl Betaine On Aqueous Solution Stability, Foamability And Foam Stability. *Journal Of Petroleum Exploration And Production Technology*, 9(4), 2659–2665.

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.

Zhang, F., Key, S., Oil, E., Ma, D., & Key, S. (2013a). A Novel Hydroxylpropyl Sulfobetaine Surfactant For High Temperature And High Salinity Reservoirs. In *IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference* (pp. cp-350). European Association of Geoscientists & Engineers.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau