

**STUDI LABORATORIUM PEMILIHAN POLIMER UNTUK  
EOR PADA LAPANGAN “J” RESERVOIR SANDSTONE**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

**Oleh**

**GERRY. S**

**153210295**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Gerry. S

NPM : 153210295

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Studi Laboratorium Pemilihan Polimer Untuk EOR Pada Lapangan "J" Reservoir Sandstone

**Telah Berhasil Dipertahankan Di Hadapan Dewan Pengaji 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 (.....) 

Pengaji : Novia Rita., ST., MT (.....) 

Pengaji : Fiki Hidayat., M.Eng (.....) 

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 27 April 2020

Pekanbaru, April 2020

### KETUA PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN



Novia Rita., ST., MT

### DOSEN PEMBIMBING

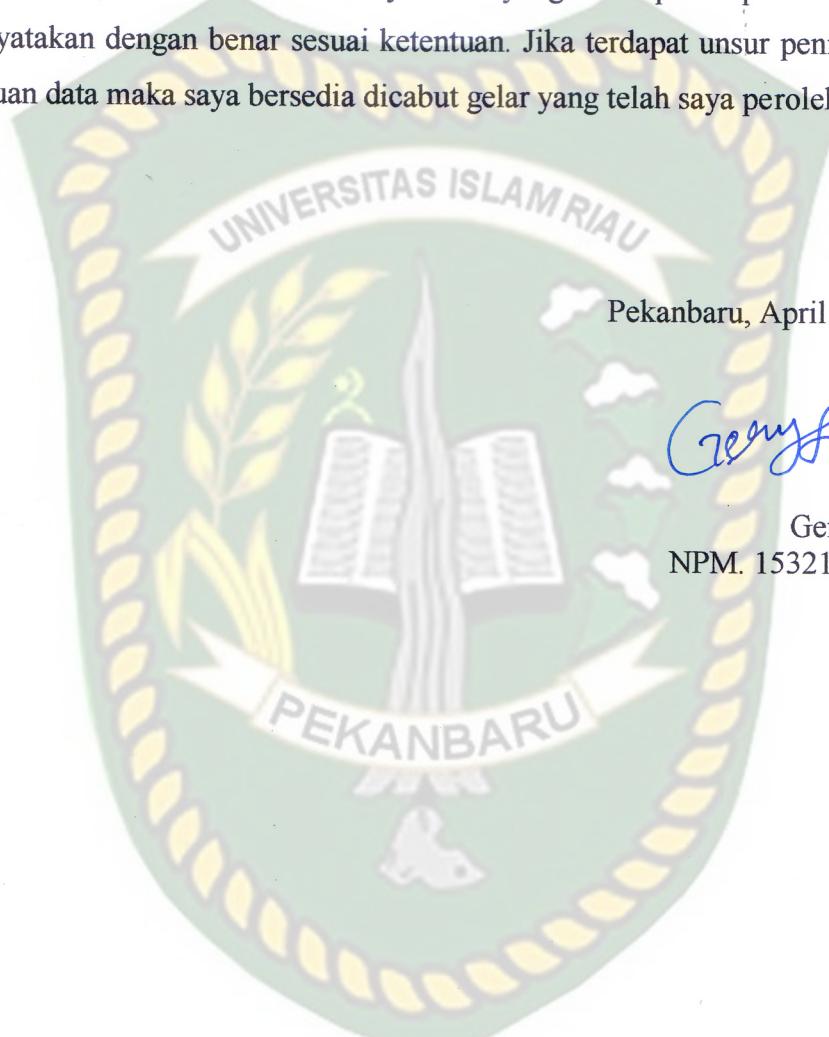


Tomi Erfando., ST., MT

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya 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, April 2020



A circular green logo of Universitas Islam Riau. The top arc contains the text "UNIVERSITAS ISLAM RIAU". The bottom arc contains the text "PEKANBARU". In the center is a stylized illustration of two open books flanked by two palm trees. A small banner at the base of the books reads "PEKANBARU".

Gerry S

Gerry. S  
NPM. 153210295

## KATA PENGANTAR

Rasa syukur diucapkan kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas rahmat dan karunia-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana teknik program studi teknik perminyakan universitas islam riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama kuliah. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar sarjana teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu dan pikiran untuk memberi arahan maupun masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ketua Prodi Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T dan sekretaris program studi Ibu Novrianti S.T., M.T serta dosen-dosen yang banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan dukungan yang telah diberikan.
3. Kedua orang tua, Bapak Halomoan Siregar dan Ibu Lestianna Marbun, adek saya Tumbur Erikson Siregar, Justy Siregar dan Rahel Widya Siregar yang selalu memotivasi dan memberikan dukungan baik berupa moril maupun materil hingga saat ini.
4. Ibu Yani Faozani Alli, S.Si., M.Sc selaku pembimbing lapangan dan juga Pa. Lab. EOR Lemigas yang telah banyak membantu, memberikan pengarahan, masukan selama penelitian laporan penelitian ini.
5. Mas Bayu Dedi, MT yang juga membantu saya dalam pengerjaan dan pengolahan data-data yang perlu untuk tugas akhir saya serta ilmu lapangan untuk implementasi metode injeksi yang saya bahas.
6. Kak Putri Tari Andesta, A.Md.T. dan Mas Yudha Taufan S.T. yang telah membantu saya mengajarkan fungsi dari peralatan laboratorium dan membantu proses pengerjaannya.

7. Terimakasih juga saya sampaikan kepada teman-teman TA (seperjuangan) yang telah banyak membantu, mendukung, dan mendorong saya untuk tetap semangat melakukan penelitian di laboratorium.
8. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan angkatan 2015 terkhusus angkatan 2015 kelas C yang telah memberi semangat kepada saya dan sama-sama berjuang dari pertama kuliah.

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

Pekanbaru, April 2020

Gerry. S

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN PENGESAHAN .....</b>	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....</b>	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>x</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR SINGKATAN.....</b>	<b>xii</b>
<b>DAFTAR SIMBOL .....</b>	<b>xiii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>xiv</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>xv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1    Latar Belakang.....	1
1.2    Tujuan Penelitian.....	2
1.3    Manfaat Penelitian.....	2
1.4    Batasan Masalah.....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>3</b>
2.1    Injeksi Polimer.....	3
2.2 <i>Screening EOR</i> .....	6
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>10</b>
3.1    Uraian Metode Penelitian .....	10
3.2 <i>Overview</i> dan Karakter Lapangan .....	10
3.3    Alat dan Bahan .....	11

3.2.1	Alat.....	11
3.2.2	Bahan.....	14
3.4	Prosedur Penelitian.....	14
3.3.1	Prosedur Pembuatan Air Formasi Sintetik.....	14
3.3.2	Prosedur Pembuatan Larutan Polimer.....	15
3.3.3	Prosedur Pengujian Viskositas.....	15
3.3.4	Prosedur Pengujian <i>Shear Rate</i> .....	16
3.3.5	Prosedur Pengujian Filtrasi .....	16
3.3.6	Pengujian <i>Screen Factor</i> .....	17
3.3.7	Pengujian <i>Thermal Stability</i> .....	18
3.3.8	Pengujian <i>Coreflooding</i> .....	18
3.5	Jadwal Penelitian.....	19
3.6	Alur Penelitian ( <i>Flow Chart</i> ).....	20
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>		<b>21</b>
4.1	Uji Kompatibilitas .....	21
4.2	Uji Viskositas .....	24
4.3	Uji <i>Shear Rate</i> .....	25
4.4	Uji Filtrasi.....	28
4.5	Uji <i>Screen Factor</i> .....	30
4.6	Uji <i>Thermal Stability</i> .....	31
4.7	<i>Coreflooding</i> .....	33
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>		<b>38</b>
5.1	Kesimpulan.....	38
5.2	Saran .....	38

<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>39</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>43</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Struktur rantai HPAM(Kamal et al., 2015) .....	5
Gambar 2. 2 Struktur rantai PAM (Kamal et al., 2015).....	5
Gambar 2. 3 Struktur rantai HPMA http://www.krwater.com/03-HPMA.htm.....	6
Gambar 2. 4 Struktur rantai Xanthan Gum (Abidin et al., 2012).....	6
Gambar 3. 1 Alat Uji Filtrasi.....	12
Gambar 3. 2 Alat Uji <i>shear rate</i> .....	12
Gambar 3. 3 Alat Uji Viskositas .....	12
Gambar 3. 4 Alat Uji <i>screen factor</i> .....	13
Gambar 3. 5 Oven .....	13
Gambar 3. 6 <i>Coreflooding Rig-1</i> .....	13
Gambar 3. 7 <i>Flowchart</i> penelitian .....	20
Gambar 4. 1 Hasil Uji Kompatibilitas FP 3630S (A), Kerui (B), Zekindo (C)....	23
Gambar 4. 2 Hasil Uji Viskositas.....	25
Gambar 4. 3 <i>Shear Rate</i> vs Viskositas Polimer Kerui .....	26
Gambar 4. 4 <i>Shear Rate</i> vs Viskositas Polimer Zekindo .....	27
Gambar 4. 5 <i>Shear Rate</i> vs Viskositas Polimer FP 3630S .....	27
Gambar 4. 6 Hasil Uji Filtrasi .....	28
Gambar 4. 7 Hasil Uji <i>Thermal Stability</i> .....	31
Gambar 4. 8 Larutan Polimer Kerui <i>Thermal</i> 60 Hari .....	32
Gambar 4. 9 <i>Core Benthaimer</i> .....	34
Gambar 4. 10 Diagram Alir Langkah Kerja <i>Coreflooding</i> .....	34
Gambar 4. 11 Perolehan Minyak Terhadap Volume Injeksi.....	35

## **DAFTAR TABEL**

Tabel 2. 1 Hasil <i>Screening</i> Metode EOR (Taber et al., 1997) .....	8
Tabel 3. 1 Sifat Fisik Batuan dan Fluida Reservoir .....	11
Tabel 3. 2 Daftar Kegiatan Laporan Penelitian.....	19
Tabel 4. 1 Hasil Uji Kompabilitas.....	22
Tabel 4. 2 Hasil Pengukuran Viskositas .....	24
Tabel 4. 3 Hasil Pengujian Filtrasi.....	29
Tabel 4. 4 Hasil Uji <i>Screen Factor</i> .....	30
Tabel 4. 5 Degradasi Viskositas Setelah Uji <i>Thermal</i> .....	31
Tabel 4. 6 Rangkuman <i>Screening</i> Polimer Dalam Rangking .....	33

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran 1</b> Nilai Hasil Uji <i>Shear Rate</i> .....	43
<b>Lampiran 2</b> Foto Ketahanan Panas Larutan Polimer 0, 3, 7, 14, 30, 60 (hari)....	46
<b>Lampiran 3</b> Foto Larutan Stok Larutan Polimer .....	48
<b>Lampiran 4</b> Foto Hasil Kegiatan <i>Coreflooding</i> .....	49



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

## DAFTAR SINGKATAN

ASP	Alkali-surfaktan-polimer
DPT	<i>Differential pressure tranducer</i>
Dp	<i>Differential pressure</i>
EOR	<i>Enhanced oil recovery</i>
FR	<i>Filtration ratio</i>
K <sub>w</sub>	Permeabilitas air
K <sub>o</sub>	Permeabilitas minyak
MMSTB	<i>Million stock tank barrels</i>
OOIP	<i>Original oil in place</i>
PV	<i>Pore volume</i>
SF	<i>Screen factor</i>
S <sub>or</sub>	<i>Saturation oil recidual</i>
SP	Surfaktan-polimer
S <sub>w</sub>	Saturasi air
S <sub>wc</sub>	<i>Saturation water connate</i>
TCF	<i>Total cubic feet</i>

## DAFTAR SIMBOL

F Fahrenheit

M *Mobility Ratio*

K Permeabilitas

°C Celcius



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

# **STUDI LABORATORIUM PEMILIHAN POLIMER UNTUK EOR PADA LAPANGAN “J” RESERVOIR SANDSTONE**

**GERRY. S  
153210295**

## **ABSTRAK**

Kumulatif produksi minyak dari Lapangan “J” sampai akhir tahun 2013 sebesar 17.5% OOIP. Upaya untuk meningkatkan perolehan minyak pada lapangan tersebut adalah dengan menerapkan metode *enhanced oil recovery* (EOR). Metode ini dilakukan terlebih dahulu di skala labaratorium sebelum diaplikasikan di lapangan. Langkah awal dari kegiatan studi laboratorium untuk kegiatan *enhanced oil recovery* pada lapangan “J” yaitu melakukan *screening* metode EOR terhadap karakteristik fluida dan batuan reservoir. Tujuan dari tahap ini untuk mengurangi risiko kegagalan dari kegiatan EOR. Hasil dari *screening* yang dilakukan didapatkan bahwa metoda yang cocok dengan karakteristik reservoir yaitu injeksi polimer. Kegiatan *screening* polimer dilakukan terhadap 3 jenis polimer HPAM (*hydrolyzed polyacrylamide*), yaitu Kerui, Zekindo, dan FP 3630S. Dari hasil uji kompatibilitas, uji roelogi, uji *thermal*, uji filtrasi, dan uji *screen factor* pada fluida injeksi polimer, maka dipilih polimer FP 3630S dengan konsentrasi 2000 ppm yang selanjutnya digunakan dalam uji *coreflooding*. Pengujian *coreflooding* dilakukan secara tiga tahap dengan berurutan, yaitu tahap pertama menginjeksikan air, lalu menginjeksikan polimer FP 3630S dengan konsentrasi 2000 ppm sebanyak 1 PV, dan tahap ketiga menginjeksikan air kembali. Dari hasil kegiatan uji *coreflooding* didapat perolehan minyak kumulatif sebanyak 27.27% OOIP.

**Kata kunci:** injeksi polimer, *screening*, *coreflooding*

## ***LABORATORY STUDY FOR CHOOSING THE POLYMERS FOR EOR IN “J” FIELD SANDSTONE RESERVOIR***

**GERRY. S**  
**153210295**

### ***ABSTRACT***

*Cumulative oil production “G” oil field until the end 2013 was 17.5% OOIP. Efforts to increase and improve the oil recovery in this field by applying the method of enhanced oil recovery (EOR). This method must be applying in laboratory study first, before applied to the field scale. The first step of laboratory study for enhanced oil recovery in the “G” oil field is to screen the suitable enhanced oil recovery method. The aim is to reduce risk of failure off this program. The results of screening showed that suitable method with the reservoir character is polymer injection. Three types of hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) were screened which are Kerui, Zekindo, and FP 3630S. Based on the results of compatibility, rheology, thermal, filtration, and screen factor test on Polymer fluids, FP 3630S with concentration 2000 ppm was chosen to continue to coreflooding test. Coreflooding test was planned in three steps. Which are: at first water injected into core, then followed by polymer solvent FP 3630S at 2000 ppm concentraded of 1 PV, then finally injected with water again. The result of coreflooding showed oil recovery of 27.27% OOIP.*

***Keywords:*** *polymer injection, screening, coreflooding*

## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Produksi kumulatif lapangan “J” sampai akhir tahun 2013 sebesar 61.43 MMSTB dari 349 MMSTB (17.5% OOIP). Nilai perolehan ini tergolong kecil, oleh sebab itu perlu dilakukan upaya untuk meningkatkan nilai perolehan minyak. Dalam upaya untuk meningkatkan produksi minyak maka akan dilakukan injeksi polimer karena karakteristik dari reservoir lapangan “J” memenuhi kriteria injeksi polimer.

Pemilihan jenis polimer, selanjutnya menjadi langkah penting. Adapun jenis polimer yang sering digunakan pada industri minyak dan gas, antara lain polimer alami (*bio polymer* atau *xanthan gum*) dan polimer sintetik (*synthetic polymer*) (Sorbie, 1991). Dari kedua jenis polimer tersebut, polimer yang paling umum digunakan yaitu polimer sintetik atau *hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM). Hal ini dikarenakan kualitas polimer yang cukup memadai, tahan terhadap degradasi mekanik, (seperti laju alir), dan dianggap ekonomis dibanding dengan polimer alami (*xanthan gum*) (Abidin et al., 2012). Jenis polimer sintetik yang dipilih merupakan polimer *hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM), yaitu Kerui, Zekindo, dan FP 3630S. Ketiga polimer ini dipilih berdasarkan pertimbangan rheologi, solubilitas, stabilitas, dan degradasi polimer (Thomas, 2016). Menurut Delamaide et al., (2014) polimer jenis FP 3630S dengan konsentrasi 1500 ppm sukses diaplikasikan pada lapangan *Pelican Lake* (Delamaide et al., 2014). Injeksi surfaktan sukses diterapkan di lapangan Shengli, Cina dengan skala pilot. Injeksi surfaktan sebesar 0.5 PV dapat menaikkan nilai perolehan sebesar 10.3% (Youyi et al., 2012)

Polimer yang bagus dan cocok untuk diinjeksikan ke dalam reservoir harus melalui beberapa rangkaian. Rangkaian tersebut meliputi, uji filtrasi (Guo, 2017), uji rheologi polimer (Veerabhadrappa et al., 2011), uji kompatibilitas (Felix et al., 2015), uji ketahan panas (Hestuti Eni, Suwartiningsih, 2008), dan uji *coreflood* (Delamaide, 2014).

Keberhasilan penelitian ditentukan dari hasil rangkain uji. Polimer yang memiliki nilai yang baik, cocok untuk diaplikasikan pada lapangan “J” dan hasilnya juga akan maksimal. Karena tujuan utama dari rangkaian uji tersebut yaitu untuk memilih jenis polimer yang cocok untuk diinjeksikan ke reservoir. Dengan demikian nilai faktor perolehan minyak dapat meningkat dari sebelumnya.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menentukan polimer yang sesuai untuk aplikasi EOR pada Lapangan “J” dari hasil *screening* laboratorium dan menaikkan nilai faktor perolehan minyak.

## 1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penulisan proposal penelitian ini, antara lain:

1. Sebagai acuan perusahaan X dalam penerapan *screening test* dan pengaplikasian metode injeksi polimer di lapangan “J”.
2. Sebagai acuan peneliti selanjutnya apabila ingin membahas atau melanjutkan penelitian mengenai injeksi polimer.

## 1.4 Batasan Masalah

Agar hasil penelitian lebih terarah dan tidak terlalu meluas dari cakupan penelitian, maka batasan dalam penelitian ini antara lain:

1. Pengujian dilakukan pada konsentrasi 500 ppm, 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm, 2500 ppm.
2. Pengujian polimer mengabaikan variasi salinitas dan tidak membahas absorbsi.
3. Polimer yang dilakukan pengujian adalah jenis polimer sintesis, antara lain Kerui, Zekindo, dan FP 3630S.

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Proses produksi minyak bumi terbagi menjadi tiga tahap, yaitu *primary recovery*, *secondary recovery*, dan *tertiary recovery*. *Primary recovery* merupakan proses produksi yang tergantung pada energi atau tenaga dari reservoir itu sendiri. Selanjutnya ketika tenaga atau energi dari reservoir menurun, maka dilakukan tahap *secondary recovery* atau *waterflood*. Setelah semua tahap sudah dilakukan, tetapi tidak lagi ekonomis dan perolehan minyak sedikit, maka dilanjutkan dengan tahap *tertiary recovery* atau *enhanced oil recovery* (EOR) (Stosur, Hite, Carnahan, & Miller, 2003). Permasalahan umum yang dihadap oleh kegiatan produksi minyak di Indonesia adalah permasalahan produksi yang terjadi pada *mature field* (lapangan tua). Aplikasi penggunaan *primary recovery* dan *secondary recovery* seperti *artificial lift* dan *waterflooding* hanya mencapai 5% - 30%, sedangkan jumlah cadangan minyak masih banyak yaitu sekitar 50 billion barrel. Perusahaan migas di Indonesia mulai mengembangkan penggunaan kegiatan EOR pada lapangan minyak dan gas di Indonesia untuk meningkatkan perolehan minyak hingga mencapai 65% dari OOIP (*Original Oil in Place*). Kegiatan EOR yang paling banyak digunakan di Indonesia adalah *steamflooding* dan *chemical flooding*. *Steamflooding* mulai digunakan di Indonesia sejak tahun 1957 dan *chemical flooding* pada tahun 1980 (Abdurrahman, Bae, Novriansyah, & Khalid, 2016).

### 2.1 Injeksi Polimer

Injeksi polimer pertama kali digunakan pada tahun 1960-an dan saat itu sering digunakan untuk meningkatkan efisiensi penyapuan dengan menurunkan mobilitas air dengan minyak. Hal ini membantu area sekitar lubang bor untuk meningkatkan proses *waterflood*. Pada proses injeksi air, peningkatan viskositas air injeksi sangat diharapkan. Kunci kesuksesan kegiatan ini adalah stabilitas pendesakan selama proses injeksi air (Cenk et al., 2017).

Injeksi polimer digunakan untuk meningkatkan viskositas air. Dalam mekanismenya, injeksi polimer berperan menurunkan perbedaan mobilitas antara pendesak (air) dengan fluida terdesak (minyak). Saat  $M \leq 1$ , maka minyak akan didesak oleh air menuju *wellbore*. Namun apabila  $M > 1$ , maka air akan membentuk *finger* atau *water fingering*, dan mengakibatkan *breakthrough* (Raffa et al., 2016).

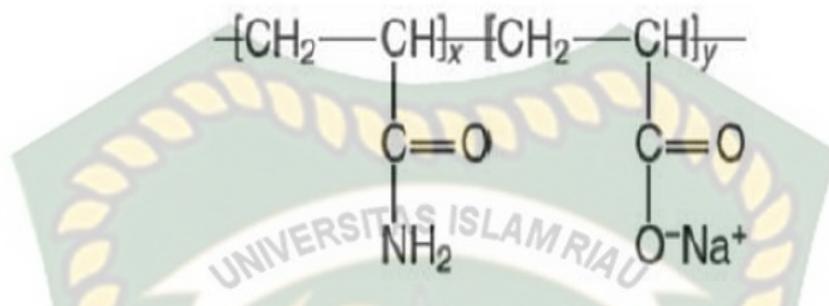
Menurut (Sheng et al., 2015) injeksi polimer dinilai lebih murah dibanding dengan injeksi air (*waterflood*). Hal ini dikarenakan air yang diinjeksikan dan yang terproduksi lebih sedikit dibanding *waterflood*. Namun, untuk mendapatkan hasil yang optimum banyak parameter yang harus diperhatikan, antara lain temperature reservoir, salinitas air formasi, kandungan *clay*, viskositas minyak, dan permeabilitas formasi.

Penggunaan polimer yang paling banyak terbagi menjadi dua, yaitu polimer sintesis, dan *biopolymer*. Polimer sintesis yang digunakan pada penlitian ini berjenis antara lain, *Hydrolyzed Polyacrylamide* (HPAM), *Polyacrylamide* (PAM), dan *Hydrolyzed Polymaleic Anhydride* (HPMA). *Hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM) merupakan polimer sintesis, dan *xanthan gum* merupakan polimer alami. HPAM paling banyak dipakai untuk proyek lapangan (*field projects*), karena murah dan dapat digunakan untuk skala besar (Sheng et al., 2015).

*Hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM) merupakan jenis polimer sintesis yang paling banyak digunakan pada kegiatan injeksi kimia-polimer. Hal ini dikarenakan harganya yang relatif murah dan viskositas yang relatif bagus. Selain itu, penggunaan HPAM ini relatif mudah dan dapat menaikkan perolehan minyak secara signifikan. HPAM memiliki berat molekul  $18 \times 10^6$  gr/mol dan polimer HPAM ini dapat digunakan pada kondisi temperature reservoir sampai dengan  $99^{\circ}\text{C}$  tergantung salinitas (Abidin et al., 2012). Gambar rantai monomer polimer dapat dilihat pada gambar 2.1.

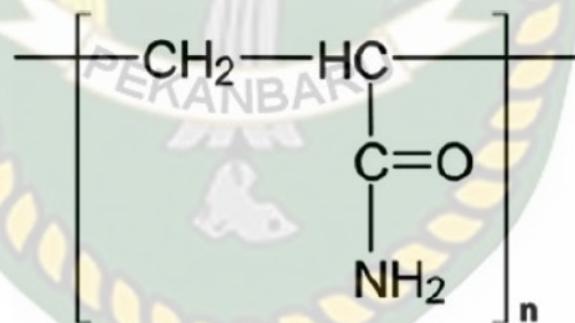
*Polyacrylamide* (PAM) juga merupakan salah satu jenis polimer sintesis yang umum digunakan. *Polyacrylamide* merupakan polimer yang bersifat non-

ionik. Namun, polimer PAM tidak dapat digunakan untuk nilai absorpsi yang tinggi. PAM memiliki berat molekul  $20 \times 10^3$  gr/mol (Kamal et al., 2015). Gambar monomer rantai polimer PAM dapat dilihat pada gambar 2.2.



**Gambar 2. 1** Struktur rantai HPAM(Kamal et al., 2015)

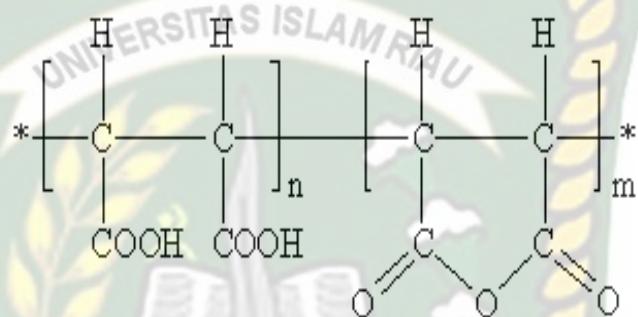
HPMA merupakan polimerida dengan berat molekul  $400-800 \times 10^6$  gr/mol. Jenis polimer ini cocok digunakan untuk jenis air formasi yang bersifat basa pH 8.3 dan aman untuk lingkungan. Gambar monomer HPMA dapat dilihat pada gambar 2.3.



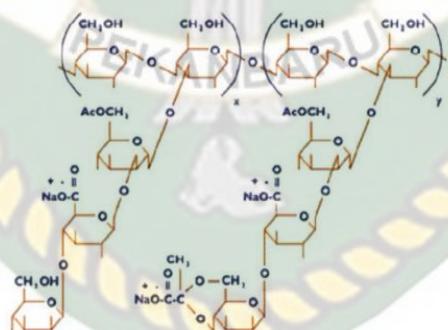
**Gambar 2. 2** Struktur rantai PAM (Kamal et al., 2015)

*Biopolymer (Xanthan Gum)* merupakan polimer yang digunakan pada operasi pemboran dan *waterflooding*. Polimer ini juga digunakan pada operasi pemboran untuk membantu mengontrol hilangnya fluida ke dalam formasi dan menaikkan viskositas lumpur pemboran. Pada aplikasi EOR, seperti *waterflood*, Xanthan Gum sering digunakan sebagai *biopolymer*. Polimer ini cocok dan

memiliki ketahanan terhadap *shear*, *temperature*, dan salinitas. Hal ini berbanding terbalik dengan polimer sintetik. *Xanthan Gum* memiliki berat molekul antara 2000-5000 kDa, temperature 70-90°C. Namun *biopolymer* tidak tahan terhadap degradasi biologi dan juga mahal. Ditambah lagi saat proses injeksi, polimer ini rentan terjadi penyumbatan (*plugging*) dan pengaplikasiannya cukup rumit (Cenk et al., 2017). Gambar dibawah berikut merupakan struktur rantai biopolymer dan polimer sintesis.



Gambar 2. 3 Struktur rantai HPMA <http://www.krwater.com/03-HPMA.htm>



Gambar 2. 4 Struktur rantai Xanthan Gum (Abidin et al., 2012)

## 2.2 Screening EOR

Banyak faktor yang mempengaruhi hasil dari kegiatan EOR. Faktor tersebut berkaitan dengan karakter reservoir, dan fluida injeksi. Untuk mengindikasi parameter tersebut disebut dengan *screening criteria*. Tujuan dari *screening*

*criteria* menyaring kriteria dari setiap metode EOR yang sesuai dengan karakter lapangan yang diinginkan (Ferreira, Vitor Hugo de Sousa and Moreno, 2018).

Metoda EOR terbagi menjadi empat jenis, yaitu *thermal* EOR, *gas* EOR, *chemical* EOR dan *microbial* EOR (Taber, Martin, & Seright, 1997). Dari jenis metoda EOR tersebut maka dipilih metoda yang cocok untuk dilakukan pada reservoir yang dinginkan. Adapun *screening criteria* dari masing-masing metoda EOR dapat dilihat pada tabel 2.1.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Tabel 2. 1 Hasil Screening Metode EOR (Taber et al., 1997)

No	EOR Method	Oil Properties			Reservoir Properties					
		Gravity (°API)	Viscosity (cp)	composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
	Gas injection methods (Miscible)									
1	Nitrogen and flue gas	>35↗ 48↗	<0.4↘ 0.2↘	High percent of C1 to C7	>40↗ 75↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6,000	NC
2	Hydrocarbon	>23↗ 41↗	<3↘ 0.5↘	High percent of C2 to C7	>30↗ 80↗	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4,000	NC
3	CO2	>22↗ 36↗	<10↘ 1.5↘	High percent of C5 to C12	>20↗ 55↗	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2,500	NC
1-3	Immiscible gases	>12	<600	NC	>35↗ 70↗	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1,800	NC
	(Enhanced) Waterflooding									
4	Micellar/Polymer, ASP, and Alkaline Flooding	>20↗ 35↗	<35↘ 13↘	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35↗ 53↗	Sandstone preferred	NC	>10↗ 450↗	<9,000	<200
5	Polymer flooding	>15	<150, >10	NC	>50↗ 80↗	Sandstone preferred	NC	>10↗ 800↗	<9,000	<200↘ 140
	Thermal/Mechanical									
6	Combustion	10 to 27	<5,000 ± 1,200	Some asphaltic components	>50↗ 72↗	High-porosity sand/sandstone	>10	>50	<11,500↘ 3,500	>100↗ 135
7	Steam	8 to 25	<100,000 ± 4,700	NC	>40↗ 66↗	High-porosity sand/sandstone	>20	>200↗ 2,540↗	<5000↘ 1,500	NC
-	Surface mining	7 to 11	Zero cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC

Penelitian oleh Vilanti, et al. tahun 2017 dengan menggunakan metode *coreflooding* dengan pengaruh permeabilitas dan konsentrasi polimer. Nilai optimum diperoleh pada konsentrasi 1500 ppm.

Penelitian oleh Veerabhadrappa, et al. tahun 2011 dengan pengujian polimer dengan beberapa parameter, yaitu Newtonian terhadap non-Newtonian, *shear viscosity* terhadap *elasticity*, *average molecular* terhadap *molecular weight distribution*. Hasil optimum didapat nilai faktor perolehan sebesar 71.48%.

Penelitian oleh Han, et al. tahun 2014 dengan pengujian kompatibilitas dengan *brine*, uji viskositas, *thermal*, dan *coreflooding*. Dengan nilai faktor perolehan setelah dilakukan *coreflooding* sebesar 11% OOIP.

Penelitian yang dilakukan oleh Guo tahun 2017 dengan metode *filter test*, *filter membrane*, *flow test* dan *flood test*. Dari rangkaian uji tes, didapat kesimpulan bahwa semakin besar berat molekul dan konsentrasi daripada polimer, maka indikasi *blocking* pada pori batuan akan semakin besar dan akan mengurangi keberhasilan injeksi serta akan menaikkan *cost*.

Penelitian yang dilakukan oleh Novriansyah tahun 2014 dengan menguji penurunan permeabilitas yang disebabkan oleh rheologi polimer. Dari hasil dan pembahasan yang telah dilakukan pengurangan nilai *k* akan mengurangi laju injeksi polimer dan peningkatan viskositas polimer juga akan menyebabkan laju injeksi polimer menurun.

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Uraian Metode Penelitian

Penelitian yang dilakukan di Laboratorium ini berjudul “Studi Laboratorium Pemilihan Polimer Untuk EOR Pada Lapangan “J” Reservoir *Sandstone*”. Data yang digunakan dalam penulisan laporan penelitian merupakan data primer yang didapatkan dengan cara melakukan eksperimen langsung di laboratorium Pusat Penelitian Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi “LEMIGAS”. Sedangkan sampel larutan polimer dan peralatan laboratorium yang digunakan dalam penelitian disediakan oleh PPTMGB “LEMIGAS”.

### 3.2 Overview dan Karakter Lapangan

Lapangan “J” merupakan lapangan minyak tua yang diproduksikan sejak tahun 1930 yang terletak di cekungan Sumatera Selatan. Lapangan “J” memiliki beberapa reservoir, antara lain *first sand reservoir*, *second sand reservoir*, *third sand reservoir*, *fourth sand reservoir* dan *seventh sand reservoir*. Berdasarkan metoda volumetrik, diperkirakan *original oil in place* (OOIP) reservoir sebanyak 349 MMSTB. Produksi kumulatif minyak sampai awal tahun 2013 sebesar 61.43 MMSTB (17.5% OOIP). Dengan demikian minyak yang masih tertinggal di dalam reservoir sebesar 287 MMSTB. Jumlah inilah yang akan menjadi target dari kegiatan EOR.

Pemilihan teknologi EOR yang memadai harus dilakukan *screening* terlebih dahulu, agar hasil yang diharapkan maksimal. Hasil *screening* menjadi langkah awal dalam penentuan penerapan teknologi EOR yang cocok untuk lapangan “J”. Berikut data-data lapangan yang diperlukan untuk *screening* metoda EOR.

**Tabel 3. 1 Sifat Fisik Batuan dan Fluida Reservoir**

No	Karakteristik Reservoir Lapangan "J"			Kriteria <i>Screening</i> Metoda Injeksi Polimer (Taber et al., 1997)	Keterangan
1	Gravity Minyak	°API	33.8	> 15	Memadai untuk Injeksi Polimer
2	Viskositas Minyak	cp	2.88	<150, >10	
3	Saturasi Minyak	%	-	>50 → 80 ↗	
4	Jenis Batuan	SS/CB	SS	Disukai SS	
5	Permeabilitas rata-rata	mD	2345	>10 → 800 ↗	
6	Kedalaman	ft	-	< 9000	
7	Temperature Reservoir	°F	140	<200 → 140	
8	Tekanan Reservoir( <i>current</i> )	psi	290		
9	Porositas rata-rata	%	-		
10	Saturasi Air rata-rata	%	-		

### 3.3 Alat dan Bahan

Alat dan bahan yang digunakan didalam penelitian ini dijelaskan pada subbab dibawah ini:

#### 3.2.1 Alat

Peralatan yang digunakan untuk menunjang dan mendukung penelitian dalam pengujian polimer, agar hasil yang optimum dapat dicapai. Berikut peralatan yang digunakan, antara lain:

- |                            |  |
|----------------------------|--|
| 1. Gelas kimia (4 Liter)   | 9. <i>Stopwatch</i>  |
| 2. Neraca analitik         | 10. Alat <i>screen factor</i>  |
| 3. <i>Magnetic stirrer</i> | 11. Gelas ukur   |
| 4. Kaca arloji             | 12. Kertas <i>whatman</i> 1 $\mu\text{m}$ dan<br><i>membrane</i> 0.3 $\mu\text{m}$ |
| 5. Pipet tetes             |  |
| 6. Aluminium foil          | 13. Gelas kimia  |
| 7. Oven                    | 14. Corong   |
| 8. <i>Screen factor</i>    | 15. Alat <i>coreflooding</i>   |



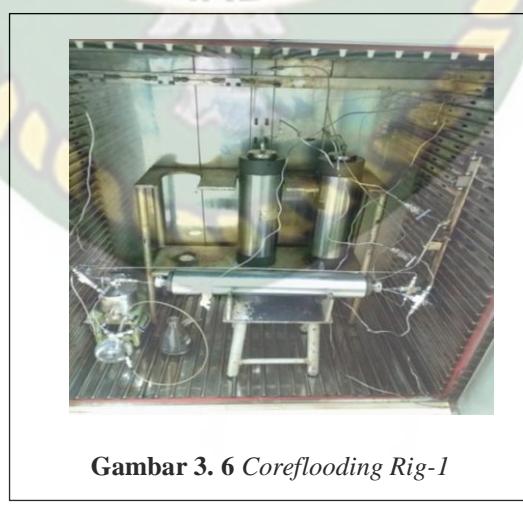
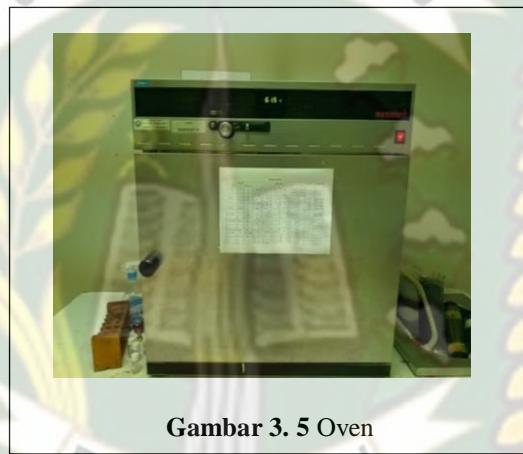
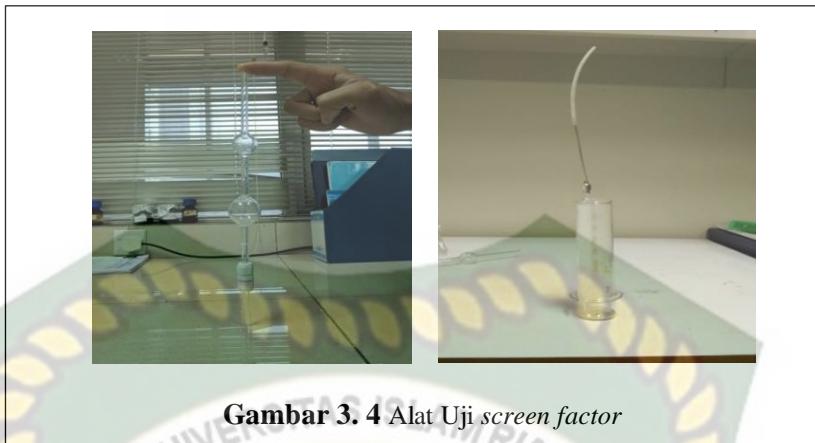
Gambar 3. 1 Alat Uji Filtrasi



Gambar 3. 2 Alat Uji shear rate



Gambar 3. 3 Alat Uji Viskositas



### 3.2.2 Bahan

Adapun bahan yang digunakan dalam penelitian ini yaitu berupa air formasi sintetik. Air sintetik yang digunakan berdasarkan data hasil analisa air di lapangan target. Dari hasil analisa air tersebut didapat beberapa macam senyawa, antara lain:

- a. Air Formasi sintetik
  - 1. Aquades
  - 2.  $\text{CaCl}_2$  (0.6640 gr/4L)
  - 3.  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  (2.6240 gr/4L)
  - 4.  $\text{NaHCO}_3$  (10.7532 gr/4L)
  - 5.  $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$  (0.0015 gr/4L)
  - 6.  $\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$  (5.7998 gr/4L)
  - 7. NaCl (58.4937 gr/4L)
- b. Polimer Sintetik
  - 1. Kerui
  - 2. Zekindo
  - 3. FP 3630S

### 3.4 Prosedur Penelitian

Berikut adalah langkah percobaan yang dilakukan pada penelitian ini:

#### 3.3.1 Prosedur Pembuatan Air Formasi Sintetik

Air formasi sintetik adalah air yang dibuat sesuai dengan kandungan air formasi, sehingga tidak mengubah kandungan dan komposisi dari air formasi. Hal ini didasarkan dari data analisa air di lapangan target (API RP 63, 1990).

Langkah kerja yang dilakukan untuk membuat air sintetik, antara lain:

1. Siapkan gelas kimia ukuran 4 liter (4L) yang akan digunakan untuk membuat air formasi sintetik yang akan dibuat, kemudian timbang senyawa yang akan digunakan.

2. Tuang aquades ke dalam gelas kimia sebanyak 4 liter (4L)
3. Kemudian tuang senyawa yang telah ditimbang ke dalam aquades
4. Kemudian masukkan *magnetic stirrer* dan tutup gelas kimia yang sudah berisi larutan air sintetik tersebut dengan alumunium foil agar tidak tumpah pada saat pengadukan.

### **3.3.2 Prosedur Pembuatan Larutan Polimer**

Terdapat tiga jenis polimer yang akan digunakan Kerui, Zekindo, FP 3630 S. Masing-masing jenis polimer dibuat larutan stok dengan konsentrasi 5000 ppm (200mL) yang akan diencerkan pada konsentrasi 500 ppm, 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm, 2500 ppm. Setelah larutan selesai dibuat, kemudian akan dilanjutkan uji viskositas (API RP 63, 1990).

Langkah kerja yang dilakukan untuk membuat larutan utama pada polimer stok Kerui, Zekindo, dan FP 3630 S adalah sebagai berikut:

1. Siapkan gelas kimia yang akan digunakan untuk membuat larutan polimer Kerui, Zekindo, FP 3630S sebesar 200mL. Hitung berapa berat pada polimer Kerui, Zekindo, dan FP 3630S (1 gr) yang akan dibuat, kemudian timbang berat polimer pada alat neraca digital.
2. Hitung berapa berat air sintetik (199 mL) yang akan digunakan untuk membuat larutan polimer Kerui, Zekindo, dan FP 3630S.
3. Lalu aduk larutan dengan alat pengaduk sampai larut sempurna

### **3.3.3 Prosedur Pengujian Viskositas**

Pengujian dilakukan setelah larutan stok polimer siap, maka selanjutnya dilakukan pengenceran ke konsentrasi 500 – 2500 ppm dengan interval 500 ppm (API RP 63, 1990). Berikut langkah kerjanya pengujian viskositas, antara lain:

1. Siapkan larutan polimer yang akan diukur dan tuang ke gelas ukur sampai 16 mL. Lalu tuang ke wadah *spindle*.
2. Tunggu sampai alat membaca nilai tampil di layar.
3. Lalu pindahkan ke folder yang diinginkan dan catat nilainya

### **3.3.4 Prosedur Pengujian *Shear Rate***

Pengujian ini dilakukan untuk melihat nilai viskositas fluida yang akan berubah seiring berubahnya *shear rate* (API RP 63, 1990). Berikut prosedur pengujinya dengan alat *viscosimeter DV-III Ultra Brookfield*:

1. Siapkan larutan polimer yang akan di uji dan tuang ke gelas ukur sampai 8mL.
2. Tuang larutan ke wadah *spindle*.
3. Tunggu sampai nilai *shaer rate* muncul di layar, lalu catat.

### **3.3.5 Prosedur Pengujian Filtrasi**

Uji filtrasi dilakukan untuk melihat adanya potensi penyumbatan dari larutan polimer ketika dilakukan injeksi ke batuan reservoir (API RP 63, 1990). Berikut langkah kerja dari uji filtrasi,antara lain:

1. Siapkan larutan polimer 120mL dan kertas *membrane* ukuran 0.3 $\mu$ m dan kertas *whatman* ukuran nomor 1, gelas ukur 100mL dan *stopwatch*
2. Celupkan kertas sebelumnya kedalam larutan polimer sampai membasahi seluruh permukaan kertas, dan pasang kertas pada alat dengan urutan kertas *whatman* dibawah, kemudian kertas *membrane* ukuran 0.3 $\mu$ m diatasnya.
3. Kemudian tuang larutan polimer kedalam alat filtrasi sampai habis. Lalu tutup alat dan kunci sampai benar-benar tidak ada celah udara keluar.

4. Setelah itu *set* tekanan sebesar 20-25 Psi. Lalu letakkan gelas ukur dibawah keran alat filtrasi.
5. Setelah semua sudah siap, perhatikan *stopwatch*. Buka keran alat filtrasi, dan tekan *start* pada *stopwatch*, lalu catat waktu pada setiap interval 10 mL dan tekan *stop* apabila sudah mencapai 100mL.

### 3.3.6 Pengujian *Screen Factor*

Pengujian *screen factor* ini menggunakan alat yang berbentuk tabung yang memiliki dua bola yang berukuran kecil pada bagian atas dan yang berukuran besar pada bagian bawah. Alat ini memiliki panjang 32 cm, pada alat ini ada bagian yang berperan sebagai penyaring yang terletak pada bagian bawah alat. Pengujian pada alat ini adalah menguji lamanya waktu aliran polimer dari garis atas ke garis bawah yang berjarak sekitar 9 cm (API RP 63, 1990). Berikut cara kerja pengujian *screen factor*, antara lain:

1. Siapkan larutan polimer 50 mL, gelas kimia, dan *stopwatch*
2. Ambil larutan polimer dengan suntikan secukupnya, lalu masukkan kedalam alat *screen factor*, tutup bagian alat *screen factor* dengan jari tangan agar larutan tidak keluar lewat bawah alat sampai melewati garis atas.
3. Siapkan gelas kimia dibawah alat *screen factor*. Setelah semua sudah siap lepaskan jari tangan dan biarkan larutan polimer jatuh ke gelas kimia
4. Lalu perhatikan aliran larutan, apabila sudah di garis atas, tekan mulai pada *stopwatch*. Lalu tunggu sampai larutan mencapai garis bawah dan tekan *stop* pada *stopwatch*, lalu catat waktunya.

### 3.3.7 Pengujian *Thermal Stability*

Uji *thermal* ini bertujuan untuk mengetahui ketahanan dari larutan polimer terhadap temperatur reservoir pada periode waktu tertentu (60 hari). Larutan polimer yang bagus adalah larutan polimer yang nilai viscositasnya tetap stabil sampai periode waktu tertentu terhadap temperatur reservoir sebesar 60°C (API RP 63, 1990).

### 3.3.8 Pengujian *Coreflooding*

Pengujian *coreflooding* dilakukan sebagai gambaran mekanisme injeksi di lapangan nantinya. Prinsip kerja *coreflooding* ini menyesuaikan dengan prinsip *Petroleum System*. Adapun langkah kerjanya adalah sebagai berikut (Delamaide, 2014):

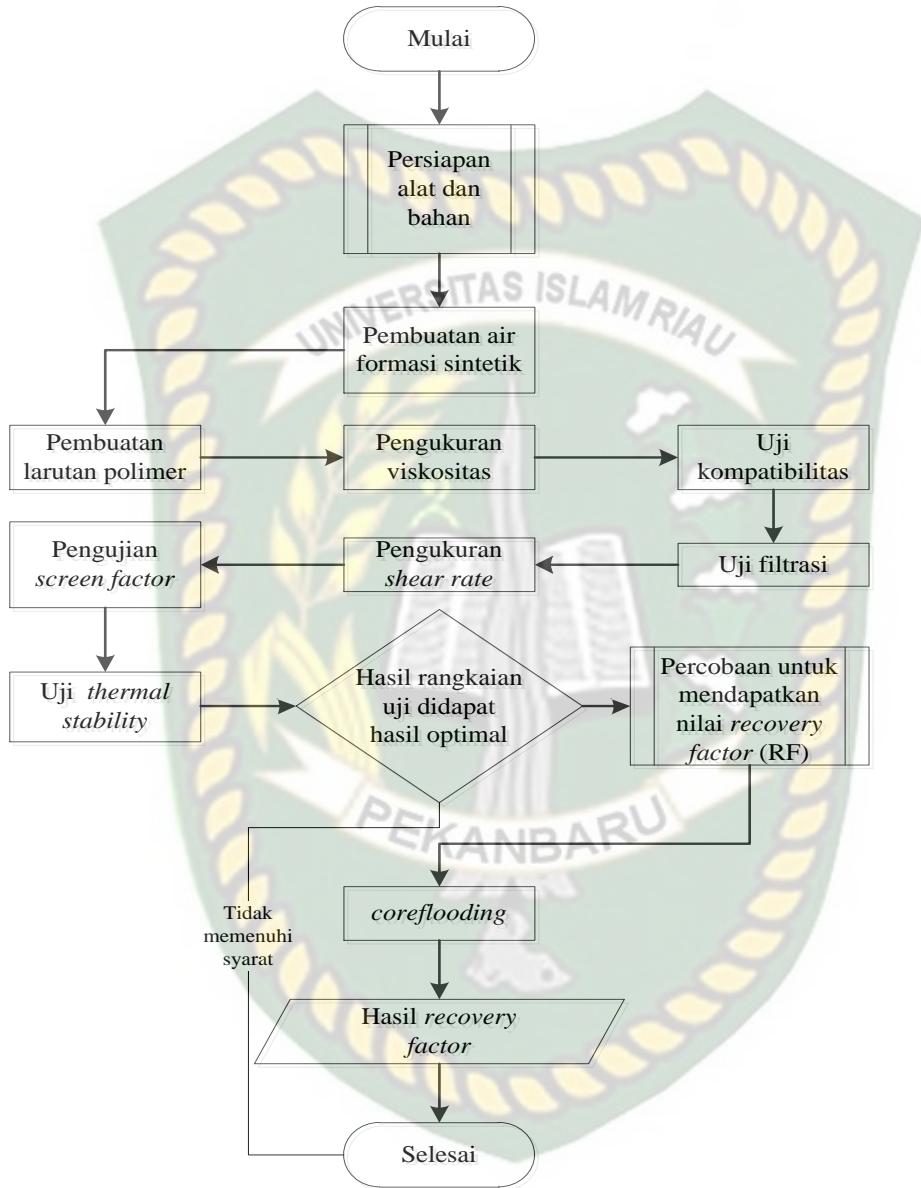
1. Saturasi sampel *core* dengan air formasi sintetik sampai kondisi  $S_w=100\%$
2. Injeksi minyak sebesar 0.3 cc/min sampai tidak ada lagi air yang keluar atau kondisi  $S_{oi}$  dan  $S_{wc}$
3. Kemudian injeksi air sebesar 0.3 cc/min sampai tidak ada lagi minyak yang keluar atau kondisi  $S_{or1}$  dan  $S_{w1}$
4. Lalu injeksi polimer sebesar 1 PV sampai tidak ada lagi penambahan perolehan minyak atau kondisi  $S_{or2}$  dan  $S_{w2}$ .

### 3.5 Jadwal Penelitian

**Tabel 3. 2 Daftar Kegiatan Laporan Penelitian**

Kegiatan	Minggu Ke-											
	Februari 2020				Maret 2020				April 2020			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Orientasi Lapangan	■											
Pembuatan air formasi sintetik		■										
Pembuatan larutan polimer			■									
Uji viskositas												
Uji shear rate				■								
Uji screen factor					■							
Uji filtrasi												
Uji thermal					■	■	■	■	■	■		
Injeksi Polimer ke <i>core sampling</i>										■		
Pengumpulan data penelitian											■	
Penulisan laporan												■

### 3.6 Alur Penelitian (*Flow Chart*)



Gambar 3. 7 *Flowchart* penelitian

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini akan memaparkan dan menjelaskan hasil dan pembahasan terkait dengan hasil uji dari ketiga jenis polimer sintesis. Polimer sintesis yang bagus akan digunakan untuk proses injeksi polimer. Langkah atau tahap uji yang dilakukan untuk memilih jenis polimer yang sesuai dengan karakteristik reservoir, antara lain uji viskositas, uji kompatibilitas, uji *shear rate*, uji *screen factor*, uji filtrasi, uji *thermal* dan *coreflooding*.

Pengujian terhadap jenis polimer perlu dilakukan. Hal ini untuk mengetahui kareakter dan kualitas dari polimer sebelum diinjeksikan ke dalam reservoir. Seluruh rangkaian pengujian disesuaikan untuk mengetahui parameter-parameter yang berpengaruh dengan kondisi reservoir. Dengan demikian, hasil pengujian atau *screening* akan mewakili keberhasilan metode injeksi polimer secara aktual.

### 4.1 Uji Kompatibilitas

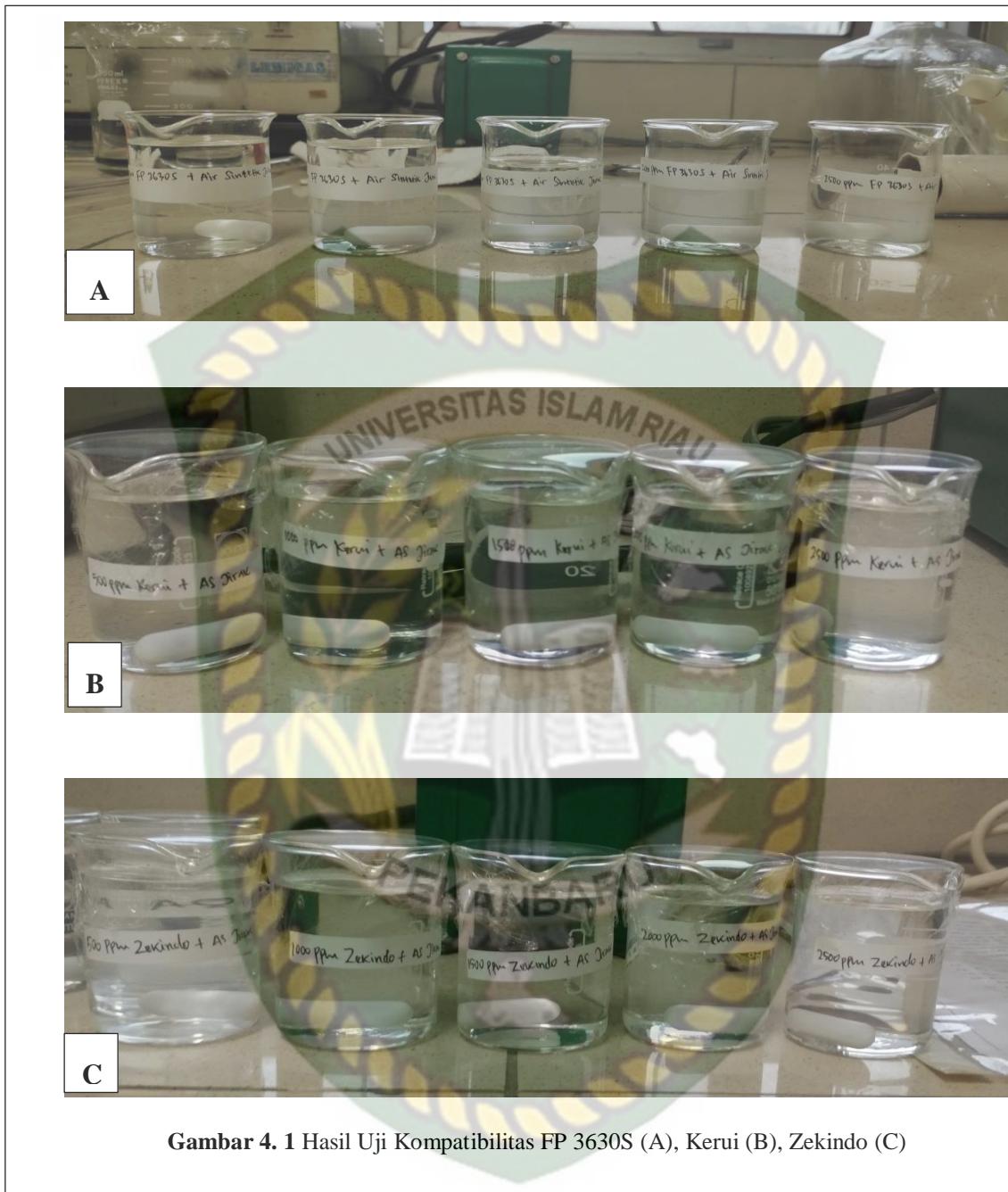
*Screening* polimer, uji kompatibilitas dilakukan pada temperature ruangan 25°C. Uji kompatibilitas pada masing-masing jenis polimer Kerui, Zekindo, dan FP 3630s dengan konsentrasi 500 ppm, 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm, 2500 ppm pada temperature ruang 25°C hanya untuk melihat larut atau tidak larutnya polimer. Selain itu, untuk melihat sifat polimer pada temperature ruang.

Dari hasil uji kompatibilitas, didapat hasil sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 4.1 dan gambar 4.1. Dari ketiga jenis polimer yang melalui uji kompatibilitas didapat ada beberapa polimer yang secara visual terlihat jernih dan larut sempurna, dan ada juga yang agak keruh, larut sempurna. Polimer yang secara visual tampak jernih dan larut sempurna didominasi oleh polimer dengan konsentrasi rendah 500 ppm-1000 ppm. Namun untuk konsentrasi 1500 ppm-2500 ppm cenderung agak keruh, namun larut sempurna. Hal ini terkait dengan jumlah konsentrasi berat polimer yang terdapat pada masing-masing konsentrasi. Akan tetapi, uji kompatibilitas ini hanya untuk melihat ada atau tidak suatu endapan pada masing-masing konsentrasi polimer. Apabila seluruh larutan polimer dengan

masing-masing konsentrasi tidak terdapat endapan, maka tahap selanjutnya uji viskositas untuk setiap konsentrasi polimer.

**Tabel 4. 1 Hasil Uji Kompabilitas**

No	Larutan	Konsentrasi (ppm)	Kompatibilitas
1	FP 3630S	500	Jernih larut sempurna
		1000	Jernih larut sempurna
		1500	Agak keruh, larut sempurna
		2000	Agak keruh, larut sempurna
		2500	Agak keruh, larut sempurna
2	Kerui	500	Jernih larut sempurna
		1000	Jernih larut sempurna
		1500	Jernih larut sempurna
		2000	Agak Keruh, larut sempurna
		2500	Agak keruh, larut sempurna
3	Zekindo	500	Jernih, larut sempurna
		1000	Jernih larut sempurna
		1500	Jernih larut sempurna
		2000	Jernih, larut sempurna
		2500	Agak keruh, larut sempurna



## 4.2 Uji Viskositas

Pengujian viskositas dilakukan dengan alat *viscosimeter* (DV-III *Ultra Brookfield*). Pada uji viskositas, larutan yang nilai viskositas lebih tinggi dari viskositas minyak yang akan dilanjutkan ke tahap selanjutnya. Hal ini karena pada prinsipnya viskositas polimer harus lebih besar empat sampai lima kali dari viskositas minyak (*rule of thumb*) (Sorbie, 1991), agar polimer mampu mendorong minyak dengan baik.

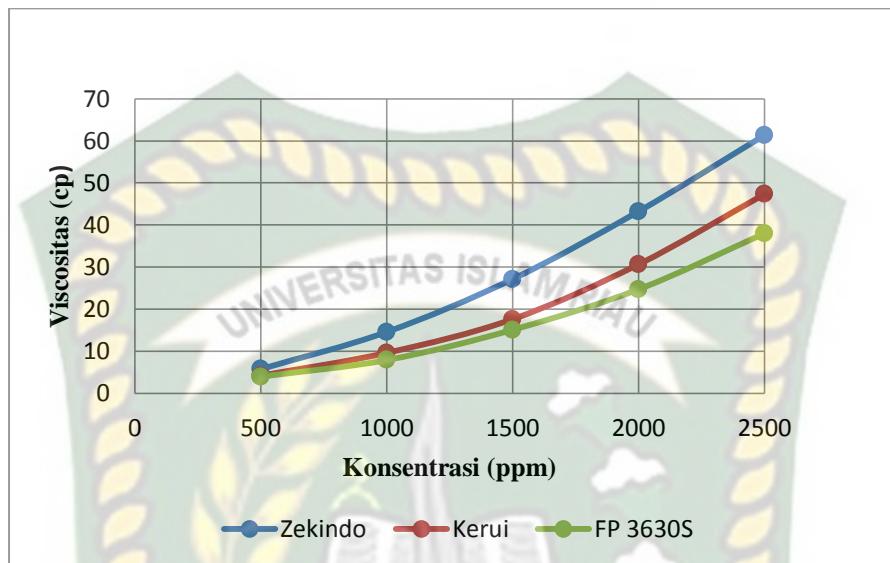
Berikut hasil dari pengukuran viskositas pada masing-masing jenis polimer untuk semua konsentrasi.

**Tabel 4. 2** Hasil Pengukuran Viskositas

No	Jenis Polimer	Konsentrasi (ppm)	Temperature (°C)*	Viscositas (cp)
1	Kerui	500	60	4.20
2		1000		9.62
3		<b>1500</b>		<b>17.63</b>
4		<b>2000</b>		<b>30.66</b>
5		2500		47.35
6	Zekindo	500	60	5.75
7		<b>1000</b>		<b>14.59</b>
8		<b>1500</b>		<b>27.16</b>
9		2000		43.25
10		2500		61.37
11	FP 3630S	500	60	3.96
12		1000		7.91
13		<b>1500</b>		<b>15.10</b>
14		<b>2000</b>		<b>24.73</b>
15		2500		38.02

Pengukuran viskositas dilakukan pada *shear rate* 7s-1 dan temperature 60°C yang mana merupakan temperature reservoir. Jenis polimer Kerui pada konsentrasi 1500 ppm dan 2000 ppm dipilih, karena viskositasnya tiga sampai empat kali dari viskositas minyak. Semakin tinggi konsentrasi maka semakin tinggi pula viskositasnya (Yerramilli et al., 2013). Hal yang sama juga menjadi dasar pemilihan untuk polimer Zekindo 1000 ppm dan 1500 ppm, dan FP 3630S

1500 ppm dan 2000 ppm. Konsentrasi yang lolos akan lanjut ke tahap pengujian selanjutnya.



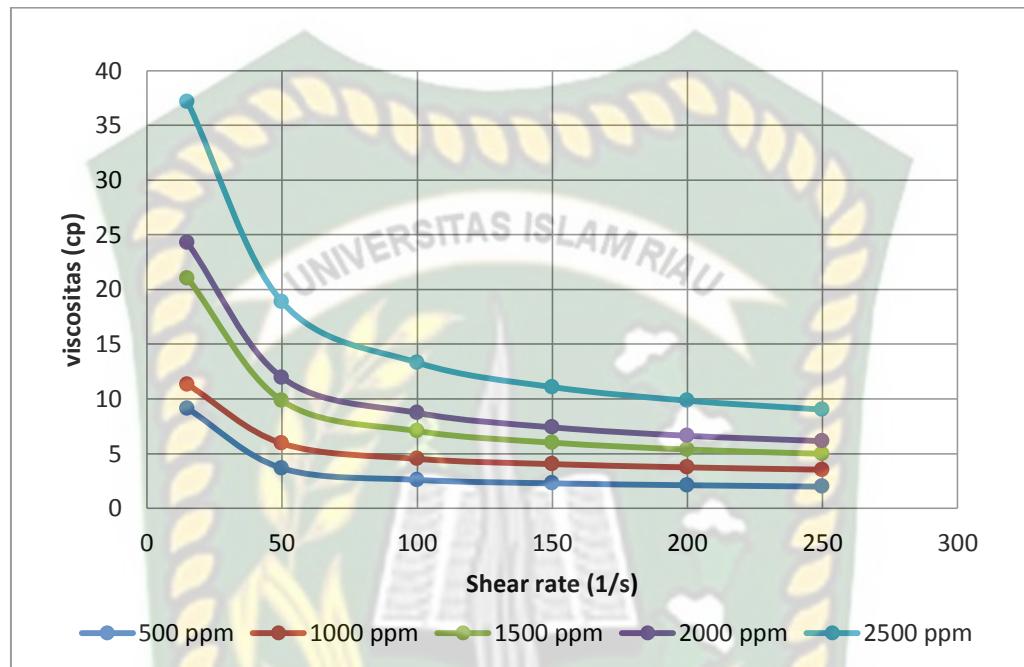
Gambar 4. 2 Hasil Uji Viskositas

Dari hasil grafik ini dapat dilihat bahwa nilai dari viskositas Zekindo lebih besar dibandingkan dengan Kerui dan FP 3630S. Jika ditinjau dari nilai viskositas Zekindo nilainya lebih besar, namun hal ini belum dapat dijadikan parameter yang mutlak untuk menentukan pemilihan polimer, maka perlu uji lainnya untuk mengetahui kinerja dari polimer.

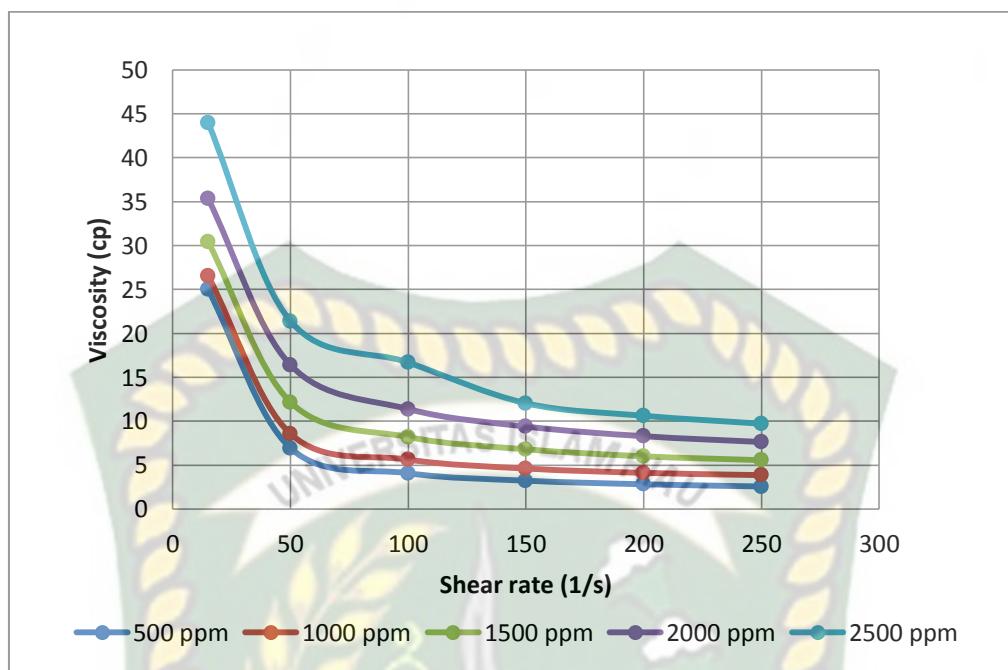
### 4.3 Uji Shear Rate

Uji *shear rate* bertujuan untuk mengetahui jenis larutan polimer yang diuji merupakan kelompok fluida non-Newtonian dan untuk mengetahui kemampuan dari viskositas polimer pada masing-masing kecepatan rotasi yang berbeda-beda mulai dari 15, 50, 100, 150, 200, 250 rpm dan *shear rate* 7s<sup>-1</sup>. Hal ini dikarenakan nilai viskositas polimer akan berubah seiring perubahan kecepatan putar. Perubahan nilai ini mengindikasikan bahwa polimer bersifat *pseudoplastic*. *Pseudoplastic* yaitu fluida yang nilai viskositasnya merupakan fungsi *shear rate*

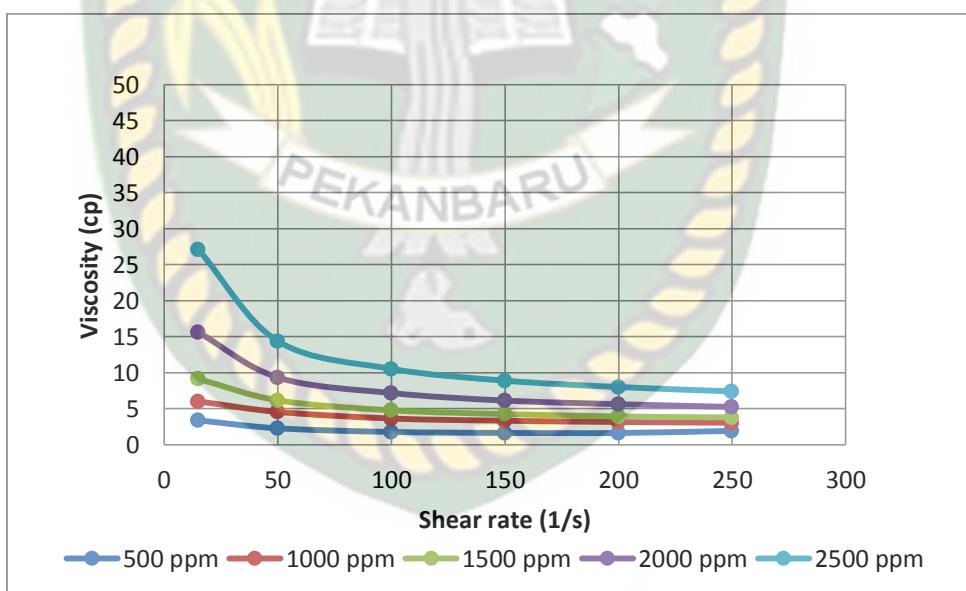
(Thomas, 2016). Berikut grafik hasil uji *shear rate* pada masing-masing jenis dan konsentrasi polimer:



Gambar 4. 3 Shear Rate vs Viskositas Polimer Kerui



Gambar 4. 4 Shear Rate vs Viskositas Polimer Zekindo



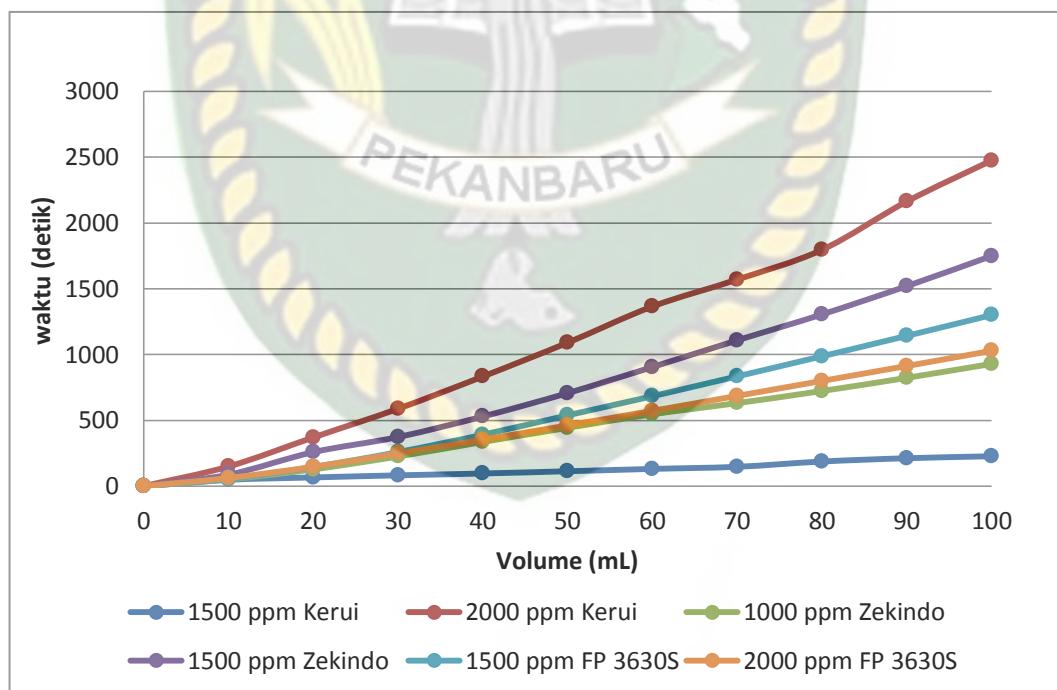
Gambar 4. 5 Shear Rate vs Viskositas Polimer FP 3630S

#### 4.4 Uji Filtrasi

Uji filtrasi ini bertujuan untuk mengetahui adanya indikasi larutan membentuk endapan (*aggregates*) pada saat dinjeksikan (Guo, 2017). Apabila hal ini terjadi maka pori batuan akan tersumbat oleh endapan yang berasal dari larutan polimer yang diinjeksikan. Larutan polimer yang dilakukan uji filtrasi antara lain, larutan polimer Kerui 1500 ppm dan 2000 ppm, polimer Zekindo 1000 ppm dan 1500 ppm, dan FP 3630S 1500 ppm dan 2000 ppm.

Larutan polimer dibuat sebanyak 120 mL untuk di uji filtrasi, kemudian di filtrasi sampai 100mL. Lalu mencatat waktu alir dengan interval 10mL, dan berhenti sampai di 100mL. Harga dari rasio filtrasi diharapkan  $< 1.2$ , jika  $FR > 1.2$  maka ada indikasi terdapat endapan pada larutan. Adapun persamaan untuk menghitung rasio filtrasi (FR) (Kulawardana et al., 2012), yaitu

$$FR = \frac{T_{100} - T_{80} \text{ (detik)}}{T_{40} - T_{20} \text{ (detik)}} \quad (1)$$



Gambar 4. 6 Hasil Uji Filtrasi

**Tabel 4. 3 Hasil Pengujian Filtrasi**

Volume (mL)	Waktu (detik)					
	1000 ppm Zekindo	1500 ppm Zekindo	1500 ppm Kerui	2000 ppm Kerui	1500 ppm FP 3630S	2000 ppm FP 3630S
10	51	87	48	149	54	62
20	127	258	66	370	145	147
30	225	373	82	588	259	249
40	336	529	96	833	391	353
50	443	707	113	1090	538	462
60	546	905	131	1365	683	572
70	631	1108	147	1570	834	686
80	723	1305	187	1796	987	800
90	823	1520	212	2163	1142	913
100	929	1749	227	2475	1300	1028
<b>FR</b>	<b>1.0</b>	<b>1.64</b>	<b>1.33</b>	<b>1.47</b>	<b>1.28</b>	<b>1.11</b>

Dari tabel hasil uji filtrasi diatas, dapat dilihat bahwa nilai FR < 1.2 terlihat pada jenis polimer 1000 ppm Zekindo, 1500 ppm FP 3630S, dan 2000 ppm FP 3630S masing-masing nilainya 1.0, 1.28 dan 1.11. Nilai FR dari larutan ini dinilai bagus dan tidak terdapat endapan pada kertas membran. Namun hal ini berbanding terbalik dengan nilai FR dari larutan 1500 ppm Zekindo, yaitu 1.6. Hasil ini mengindikasikan potensi terjadinya endapan cukup besar dan tidak layak untuk diinjeksikan. Dari hasil visual gambar 4.6 dapat dilihat pada larutan polimer 2000 ppm Kerui membentuk garis melengkung, hal ini mengindikasikan adanya penyumbatan pada kertas membrane. Hal ini juga terjadi pada larutan 1500 ppm Zekindo. Untuk larutan Kerui 1500 ppm dan 2000 ppm yang masing-masing nilainya 1.33 dan 1.47, masih layak dipertimbangkan walaupun nilai FR > 1.2. Pertimbangan ini diambil apabila nilai dari permeabilitas batuan cukup besar dan porositas yang bagus. Maka dari itu larutan Polimer yang memiliki nilai FR < 1.2 yang lolos uji (Erincik et al., 2018).

Dari hasil yang ditampilkan oleh tabel 4.3 dapat dilihat bahwa semakin meningkatnya konsentrasi dari masing-masing polimer, maka nilai filtrasi rasio semakin besar. Namun, hal ini berbanding terbalik dengan Polimer FP 3630S

(HPAM). Hal ini terjadi karena adanya proses hidrasi (Levitt, 2009). Proses ini terjadi pada saat pengadukan (*mixing*) larutan polimer. Karena pada kasus polimer FP 3630S (HPAM) perbedaan kecepatan pengadukan (*magnetic stirrer*) akan mengakibatkan proses terjadinya hidrasi. Pengadukan untuk polimer FP 3630S (HPAM) dengan kecepatan yang sama, namun pada konsentrasi 1500 ppm terjadi hidrasi yang menyebabkan larutan polimer semakin viskos dan sulit melewati kertas *membrane*.

#### 4.5 Uji Screen Factor

Pengujian ini memiliki prinsip yang hampir sama dengan uji filtrasi, namun yang membedakannya tidak ada nilai rasio seperti uji filtrasi dan nilai yang didapat tanpa satuan atau *dimensionless*. Pengujian dilakukan untuk mengetahui ukuran kualitatif larutan polimer dan mengetahui perilaku viskoelastik larutan polimer (Sorbie, 1991). Viskoelastik merupakan karakteristik visko dan elastis saat mengalami deformasi (Jouenne, S and Heurteux, 2017). Pada pengujian ini hanya melihat waktu alir dari masing-masing larutan.

**Tabel 4. 4** Hasil Uji Screen Factor

No	Jenis Polimer	Konsentrasi (ppm)		
		1000	1500	2000
1	Kerui	-	34.5	76
2	Zekindo	35	65	-
3	FP 3630S	-	64	100

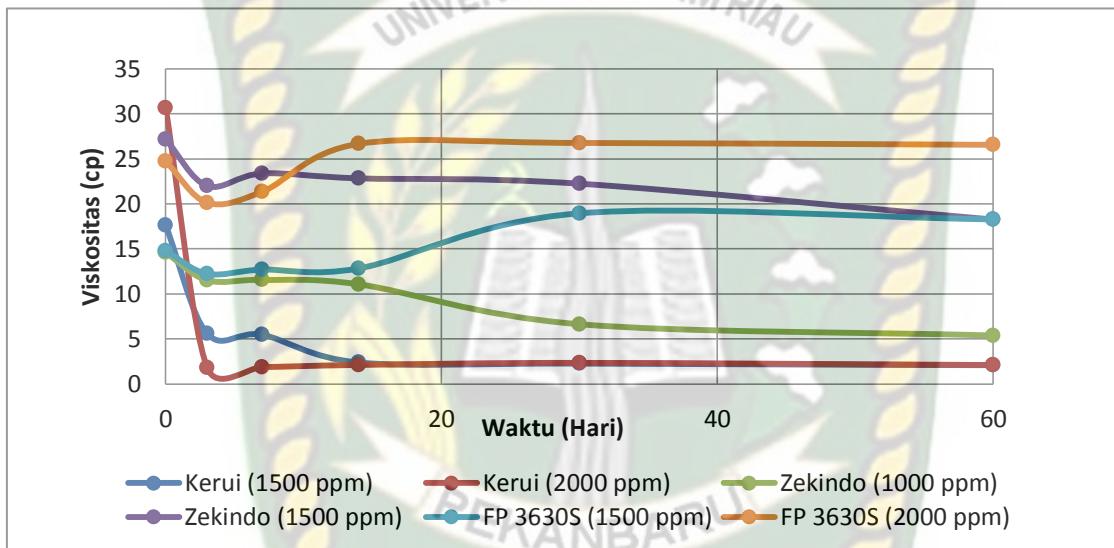
Nilai dari hasil uji *screen factor* didapat dari hasil pembagian laju alir air sintetik sebesar 2 detik. Dari hasil ini dapat dilihat bahwa semakin tinggi konsentrasi maka semakin lama larutan untuk mengalir. Adapun persamaan untuk mendapatkan nilai dari *screen factor* (Sorbie, 1991), yaitu:

$$SF = \frac{\text{waktu alir larutan (detik)}}{\text{waktu alir pelarut (detik)}} \quad (2)$$

#### 4.6 Uji Thermal Stability

Pengujian ini perlu dilakukan untuk mengatahui ketahanan larutan polimer terhadap temperature reservoir pada periode waktu tertentu. Pengujian *thermal* dilakukan pada jenis polimer Kerui 1500 ppm dan 2000 ppm, Zekindo 1000 ppm dan 1500 ppm, FP 3630S 1500 ppm, dan 2000 ppm. Hal didasarkan dari hasil uji *rheology* polimer. Pengujian dilakukan selama 60 hari dengan pengamatan 0, 3, 7, 14, 30, 60 hari. Temperature pengujian ini dilakukan pada temperature 60°C.

Berikut grafik hasil uji *thermal*:

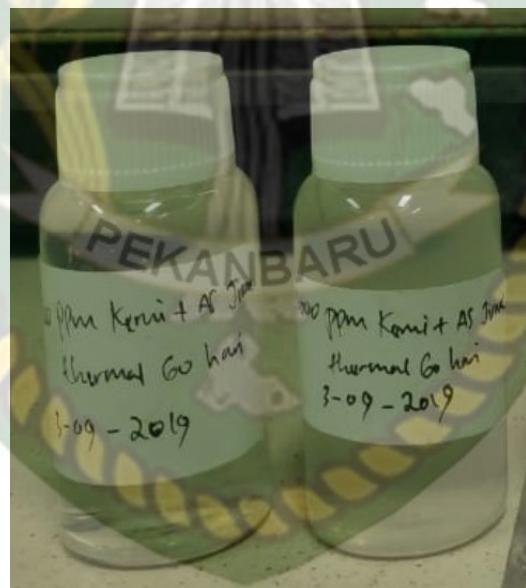


Gambar 4. 7 Hasil Uji Thermal Stability

Tabel 4. 5 Degradasi Viskositas Setelah Uji Thermal

Hari	Jenis Polimer					
	1500 ppm Kerui (cp)	2000 ppm Kerui (cp)	1000 ppm Zekindo (cp)	1500 ppm Zekindo (cp)	1500 ppm FP 3630S (cp)	2000 ppm FP 3630S (cp)
0	17.63	30.66	14.59	27.16	14.79	24.73
3	5.63	1.86	11.53	22.00	12.25	20.14
7	5.48	1.89	11.57	23.38	12.71	21.35
14	2.4	2.13	11.08	22.83	12.84	26.66
30	2.28	2.36	6.65	22.24	18.95	26.76
60	2.10	2.12	5.40	18.26	18.28	26.55
Degradasi viskositas (%)	88.09	93.09	62.99	32.77	23.60	7.36

Dari hasil grafik dan tabel diatas menunjukkan pengaruh panas terhadap larutan polimer. Nilai viskositas polimer cenderung menurun seiring lamanya waktu pemanasan. Dari hasil pengamatan dan pengukuran yang dilakukan polimer mengalami degradasi. Degradasi ini terjadi karena adanya pemutusan rantai polimer pada saat proses uji thermal (Thomas, 2016). Degradasi ini akan menyebabkan berkurangnya berat molekul polimer dan viskositas juga akan turun secara signifikan. Besanya nilai degradasi yang masih dapat ditoleransi, yaitu 20% - 30% (Kamal et al., 2015). Dari hasil grafik menunjukkan, penurunan nilai viskositas polimer jenis FP 3630S 2000 ppm cenderung stabil. Namun hal ini berbanding terbalik dengan 1500 ppm Kerui, yang mana pada hari ke-60 ada endapan yang terdapat pada larutan. Hal ini dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 4. 8 Larutan Polimer Kerui Thermal 60 Hari

**Tabel 4. 6** Rangkuman Screening Polimer Dalam Rangking

Jenis Polimer	Uji Kompatibilitas	Uji Viskositas	Uji shear rate	Uji filtrasi	Uji screen factor	Uji thermal	Total
1000 ppm Zekindo	5	5	5	5	3	2	25
1500 ppm Zekindo	5	5	5	1	3	3	22
1500 ppm Kerui	4	5	5	3	3	1	21
2000 ppm Kerui	4	5	5	3	2	1	20
1500 ppm FP 3630S	4	5	5	3	3	4	24
2000 ppm FP 3630S	4	5	5	5	2	5	26

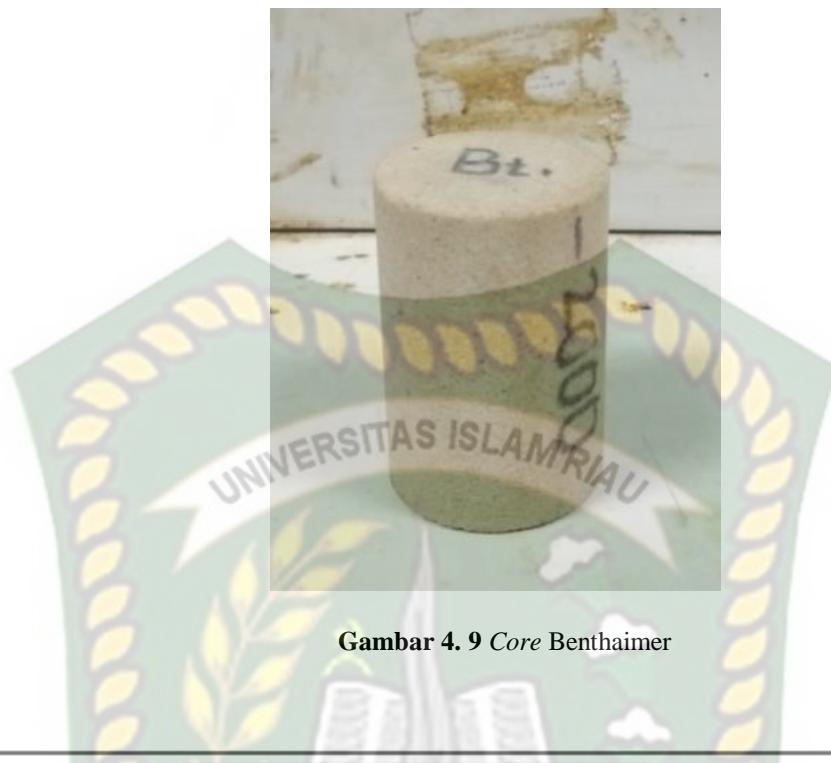
Catatan: 1= Sangat jelek; 2= Jelek; 3= Cukup; 4= Baik; 5= Sangat baik

Namun jika dilihat dari tabel hasil uji *thermal stability* dapat dilihat nilai viskositas polimer FP 3630S (HPAM) pada hari ke-60 lebih besar daripada viskositas initial. Hal ini terjadi karena polimer FP 3630S (HPAM) mengalami proses hidrolisis. Proses ini menyebabkan nilai viskositas meningkat dari viskositas awal (initial) (Kamal et al., 2015).

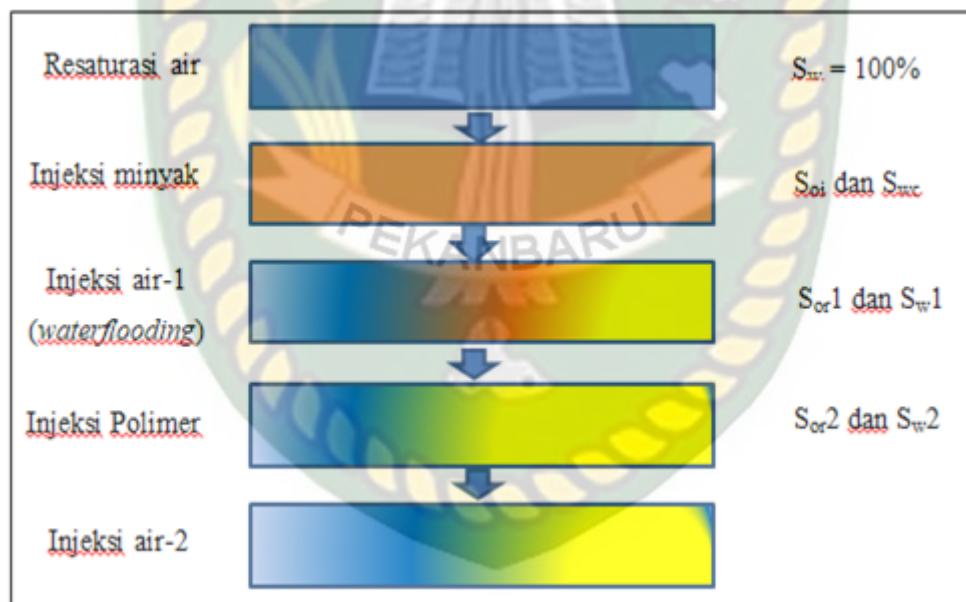
Dari hasil uji kegiatan *screening* pada masing-masing polimer, maka dipilih polimer 2000 ppm FP 3630S untuk dilanjutkan pada proses *coreflooding*. Hal ini dikarenakan kualitas dan nilai dari polimer 2000 ppm FP 3630S lebih baik dari jenis polimer lainnya. Berikut tabel *screening* polimer dalam rangking.

#### 4.7 Coreflooding

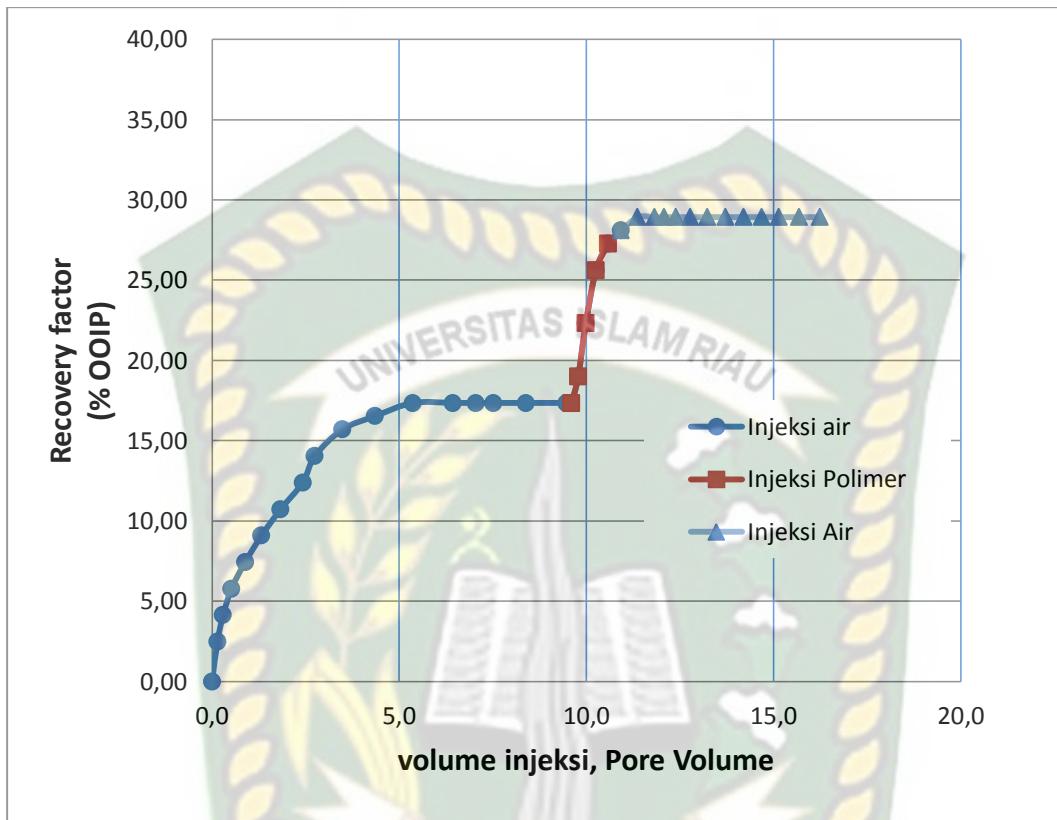
Kegiatan ini bertujuan untuk mengetahui seberapa banyak penambahan perolehan minyak dari fluida injeksi yang akan diinjeksikan. Pada tahap pengujian ini, sampel *core* yang digunakan *core* sintetik jenis Bentheimer 1. Jenis *core* sintetik ini mempunyai nilai porositas dan permeabilitas absolut masing-masing sebesar 25.25% dan 2261.03 mD. Sampel *core* Bentheimer 1 berdiameter 3.6 cm, dan panjang 5.80 cm, dapat dilihat pada gambar 4.9. Dalam bagian ini akan dijelaskan mengenai perlengkapan yang digunakan dalam uji *coreflooding*, rancangan fluida pendekat, dan langkah kerja.



Gambar 4. 9 Core Bentheimer



Gambar 4. 10 Diagram Alir Langkah Kerja *Coreflooding*



Gambar 4. 11 Perolehan Minyak Terhadap Volume Injeksi

Hasil uji *rheologi* (*shear rate* dan viskositas) yang telah dilakukan terhadap ketiga jenis polimer menunjukkan bahwa nilai viskositas polimer berkurang seiring dengan naiknya putaran per menit (rpm). Nilai viskositas polimer cenderung lebih cepat mengalami penurunan dari dibawah 60 rpm (15-50 rpm), dan cenderung lebih kecil diatas 60 rpm (cenderung stabil). Namun yang perlu dilihat adalah harga viskositas = 6 rpm dan *shear rate* = 7 detik<sup>-1</sup>, yang mana ini merepresentasikan laju alir polimer di dalam reservoir dari sumur injeksi menuju sumur produksi (Ferreira et al., 2018). Sedangkan, nilai *shear rate* yang tinggi merepresentasikan laju alir di sekitar sumur injeksi.

Hasil uji *thermal stability* larutan polimer Kerui konsentrasi 1000 ppm, 1500 ppm, Zekindo 1500 ppm, 2000 ppm, dan FP 3630S 1500 ppm, 2000 ppm. Pada pengujian ini ada beberapa larutan polimer yang mengalami penurunan nilai

viskositas atau degradasi yang cukup signifikan setelah dipanaskan pada temperature reservoir  $140^{\circ}\text{F}$  selama 60 hari (Thomas, 2016). Degradasi ini akan mempengaruhi laju alir polimer pada saat injeksi, sehingga hasil penyapuan minyak oleh polimer tidak baik. Karena waktu perjalan polimer dari sumur injeksi ke sumur produksi kurang lebih 3 bulan (Kamal et al., 2015) . Larutan polimer yang mengalami degradasi yang cukup signifikan adalah larutan polimer Kerui 1000 ppm & 1500 ppm, larutan polimer Zekindo 1500 ppm. Sedangkan larutan polimer yang cukup stabil adalah Zekindo 2000 ppm, dan 1500 ppm & 2000 ppm FP 3630S. Hal ini diperkirakan karena nilai  $\text{FR} > 1.2$ , sehingga indikasi penyumbatan dan pembentukan sedimen cukup besar (Kulawardana et al., 2012).

Dari seluruh rangkaian uji yang telah dilakukan pada larutan polimer yang telah di uji. Larutan polimer yang lulus dan dipilih untuk uji *coreflooding*. Hal ini berdasarkan nilai viskositas setelah uji *thermal* selama 60 hari sebesar 26.55 cp, nilai ini 4-5 viskositas minyak. Injeksi fluida yang dilakukan secara berkesinambungan atau kontinyu dengan urutan: air injeksi, 1 PV polimer, air injeksi. Nilai perolehan minyak dari tahap injeksi air (1) sebanyak sebesar 17.36% OOIP. Nilai ini sebenarnya tidak sesuai dengan nilai dari perolehan minyak pada tahap *secondary recovery* pada umumnya. Hal ini dikarenakan sampel *core* yang digunakan sudah melalui penggunaan yang berulang-ulang. Seharusnya untuk tahap *coreflooding* sebaiknya menggunakan sampel baru (*fresh core*). Karena pada kasus ini, *core* sintetik yang digunakan *wettability* sampel *core* merupakan *oil-wet* (basah minyak). Pencucian *core* sintetik dapat merubah *wettability* daripada sampel *core* (Anderson, 1986). Untuk kasus *core* dengan sifat *oil-wet* nilai perolehan minyak pada tahap *secondary recovery* (*waterflood*) umumnya 40%-60% OOIP (Donaldson, et al., 1985). Namun, karena sampel yang digunakan mempunyai *wettability oil-wet*, maka minyak lebih cenderung menempel dibatuan, sehingga nilai perolehan minyak kecil (Shaker Shiran et al., 2012). Pengaruh injeksi 2000 ppm FP 3630S sebanyak 1 PV menambah perolehan minyak sebanyak 9.91% OOIP. Nilai perolehan minyak ini masih dapat ditingkatkan dengan penambahan jumlah volume injeksi larutan (PV) polimer. Hal ini dikarenakan pada bagian akhir plot perolehan minyak terhadap volume

injeksi masih cenderung meningkat. Pada tahap terakhir penambahan perolehan minyak dari hasil injeksi air-2 setelah injeksi polimer sebesar 1.66% OOIP. Akhirnya, perolehan maksimum yang didapat dari hasil kegiatan uji *coreflooding* sebesar 28.93% OOIP.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil studi di laboratorium dan pembahasan yang telah dilakukan, maka dapat diambil kesimpulan, yaitu jenis polimer sintesis yang sesuai untuk metode injeksi EOR pada Lapangan “J” yaitu Polimer HPAM (FP 3630S). Polimer ini sesuai dengan karakteristik lapangan. Nilai perolehan minyak (*Recovery Factor*) yang didapat sebesar 28.93% OOIP.

### 5.2 Saran

Adapun saran peneliti kepada pembaca atau peneliti selanjutnya dari seluruh rangkaian kegiatan dan pembahasan yang dilakukan, antara lain:

1. Peneliti menyarankan untuk melakukan uji variasi salinitas untuk larutan polimer. Guna untuk melihat pengaruh kinerja polimer terhadap variasi salinitas.
2. Melakukan penambahan uji *absorbs* polimer. Guna untuk melihat kinerja dan kelakuan polimer saat berinteraksi dengan permukaan batuan reservoir.
3. Melakukan simulasi reservoir dari hasil uji laboratorium tersebut.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Bae, W. ., Novriansyah, A., & Khalid, I. (2016). Enhanced Oil Recovery ( EOR ) Challenges and Its Future in Indonesia. *Proceeding of the IRES 28th International Conference*, 6(February), 7–12.
- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11–16.
- Anderson, W. G. and others. (1986). Wettability literature survey-part 1: rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. In *Journal of Petroleum Technology* (Vol. 38, pp. 1–125). Society of Petroleum Engineers.
- API, R. 63. (1990). *Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations*.
- Cenk, Temizel and Dike, Putra and Henny, Anggraini and Raul, M. and others. (2017). Economic comparison of hydrocarbon recovery under injection of different polymers. In *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017*.
- Delamaide, E. (2014). Polymer flooding of heavy oil - From screening to full-field extension. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference - Latin America 2014, LAHO 2014*, (September), 707–736.
- Delamaide, E., Zaitoun, A., Renard, G., & Tabary, R. (2014). Pelican lake field: First successful application of polymer flooding in a heavy-oil reservoir. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 17(3), 340–354.
- Donaldson, Erle C and Chilingarian, George V and Yen, T. F. (1985). *Enhanced oil recovery, I: fundamentals and analyses*. Elsevier.
- Erincik, Mehmet Z and Qi, Pengpeng and Balhoff, Matthew T and Pope, G. A. and others. (2018). New method to reduce residual oil saturation by polymer flooding. *SPE Journal*, 23, 1–944.

- Felix, Uwari and Ayodele, Taiwo Oluwaseun and Olalekan, O. and others. (2015). Surfactant-Polymer Flooding Schemes (A Comparative Analysis). In *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Ferreira, Vitor Hugo de Sousa and Moreno, R. B. (2018). Workflow for oil recovery design by polymer flooding. In *Workflow for Oil Recovery Design by Polymer Flooding* (Vol. 8).
- Guo, H. (2017). How to select polymer molecular weight and concentration to avoid blocking in polymer flooding? In *Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation 2017* (Vol. 1996).
- Han, Ming and Fuseni, Alhasan and Zahrani, Badr and Wang, J. and others. (2014). Laboratory study on polymers for chemical flooding in carbonate reservoirs. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*.
- Hestuti Eni, Suwartiningsih, S. (2008). Studi Laboratorium Untuk Reaktivasi Lapangan-X Dengan Injeksi Kimia. *IATMI*, 08–027.
- Jouenne, S and Heurteux, G. (2017). Flow of polymer solutions through porous media-prediction of mobility reduction from ex-situ measurements of elasticity. *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery*, (April), 1–19.
- Kamal, M. S., Sultan, A. S., Al-Mubaiyedh, U. A., & Hussein, I. A. (2015). Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. *Polymer Reviews*, 55(3), 491–530.
- Kulawardana, Erandimala Udamini and Koh, Heesong and Kim, Do Hoon and Liyanage, Pathma Jithendra and Upamali, Karasinghe and Huh, Chun and Weerasooriya, Upali and Pope, G. A. and others. (2012). Rheology and transport of improved EOR polymers under harsh reservoir conditions. In *SPE improved oil recovery symposium*. Society of Petroleum Engineers.

- Levitt, D. B. (2009). The optimal use of enhanced oil recovery polymers under hostile conditions.
- Novriansyah, A. and others. (2014). Pengaruh Penurunan Permeabilitas Terhadap Laju Injeksi Polimer Pada Lapangan Y. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3, 25–30.
- Raffa, Patrizio and Broekhuis, Antonius A and Picchioni, F. (2016). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 723–733.
- Shaker Shiran, Behruz and Skauge, A. and others. (2012). Wettability and oil recovery by low salinity injection. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers.
- Sheng, James J and Leonhardt, Bernd and Azri, N. and others. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(02), 116–126.
- Shiran, Behruz Shaker and Skauge, A. and others. (2015). Wettability and oil recovery by polymer and polymer particles. In *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-Improved Oil Recovery*. Springer Science \& Business Media.
- Stosur, G. J., Hite, J. R., Carnahan, N. F., & Miller, K. (2003). The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms. *Proceedings - SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, 445–451.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects, (August), 189–198.
- Thomas, A. (2016). Polymer Flooding. Intech.

Veerabhadrappa, Santhosh Kumar and Urbissinova, Tolkynay and Trivedi, Japan

J and Kuru, E. and others. (2011). *Polymer screening criteria for EOR application-a rheological characterization approach.* SPE Western North American Region Meeting.

Vilanti, Avty and Kasmungin, Sugianto and Mardiana, D. A. (2017). Pengaruh Permeabilitas dan Konsentrasi Polimer terhadap Saturasi Minyak Sisa pada Injeksi Polimer. *Journal of Mechanical Engineering and Mechatronics*, 2(1), 41–47.

Yerramilli, Sanjay Surya and Zitha, PLJ and Yerramilli, R. C. and others. (2013). Novel insight into polymer injectivity for polymer flooding. In *SPE European Formation Damage Conference*.

Youyi, Zhu and Zhang, Yi and Jialing, Niu and Weidong, LIU and Qingfeng, H. (2012). The research progress in the alkali-free surfactant-polymer combination flooding technique. *Petroleum Exploration and Development*, 39(3), 371–376.