

**STUDI LABORATORIUM PENGARUH KONSENTRASI
METHYL ESTER SULFONATE KELAPA SAWIT DAN
XANTHAN GUM DALAM MENINGKATKAN RECOVERY
FACTOR DENGAN METODE SPONTANEOUS IMBIBITION**

SKRIPSI

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

AFIFAH RAMADHIANTI

NPM 173210089



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**STUDI LABORATORIUM PENGARUH KONSENTRASI
METHYL ESTER SULFONATE KELAPA SAWIT DAN
XANTHAN GUM DALAM MENINGKATKAN RECOVERY
FACTOR DENGAN METODE SPONTANEOUS IMBIBITION**

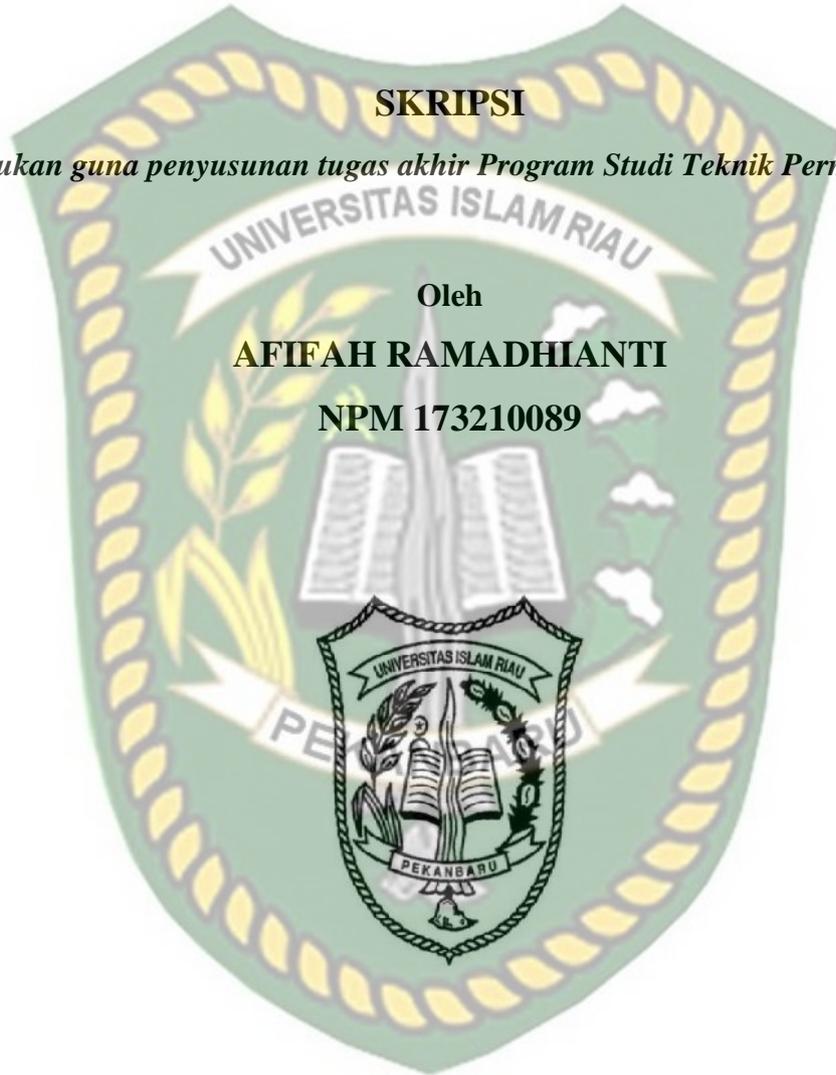
SKRIPSI

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

AFIFAH RAMADHIANTI

NPM 173210089



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Afifah Ramadhianti
NPM : 173210089
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas akhir : Studi Laboratorium Pengaruh Konsentrasi *Methyl Ester Sulfonate* Kelapa Sawit dan *Xanthan Gum* Dalam Meningkatkan *Recovery Factor* Dengan Metode *Spontaneous Imbibition*

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Nova Rita, S.T., M.T. ()
Penguji I : Richa Melysa, S.T., M.T. ()
Penguji II : Novrianti, S.T., M.T. ()

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 20 Desember 2021

Disahkan oleh:

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN



Novia Rita, S.T., M.T

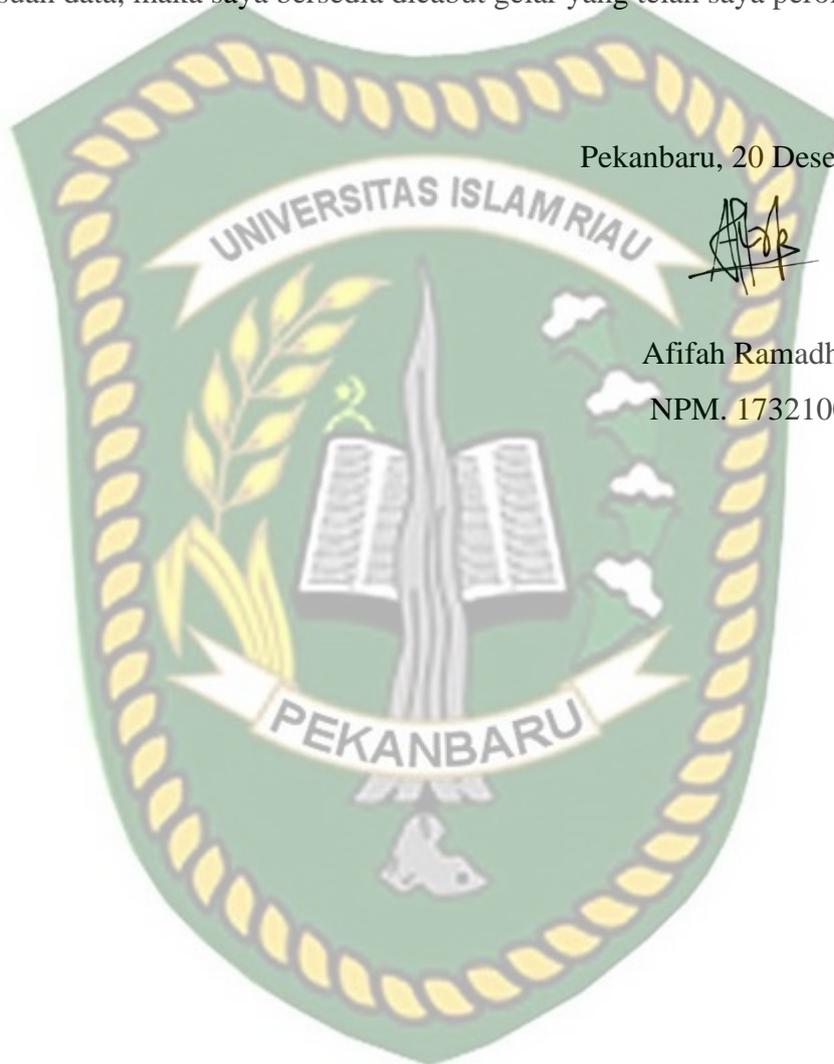
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya sendiri dan semua sumber yang tercantum 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, 20 Desember 2021



Afifah Ramadhianti
NPM. 173210089



KATA PENGANTAR

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

1. Ibu Novia Rita, S.T, M.T selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk penulis dalam penyelesaian tugas akhir.
2. Bapak Idham Khalid, S.T., M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan dan nasehat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Ketua dan sekretaris Program Studi serta dosen-dosen yang ada di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang banyak membantu saat proses perkuliahan hingga dapat tersusunnya tugas akhir ini.
4. Pihak laboratorium Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang telah memberikan kemudahan pada penelitian tugas akhir ini.
5. Kedua orang tua, Bapak Khairil Anwar dan Ibu Zarnetty, serta kakak Andriza, S.Pd, Dr. Rini Harianti, S.Si., M.Si, Trisna Rati Putri, S.Si yang selalu memberikan dukungan material, moral dan doa.
6. Sahabat terbaik, Baringin Al-Arif Rambe, Mulia Jasnur, Firdaus, Humairatun Zakiyah, S.Kep, Rokhayah, Monalisa Flonia, S.T, Fina Ainun Hutasuhut, Ivena Sacqueline, Nuri Afrida, beserta teman-teman Angkatan 2017 yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu yang telah memberikan dukungan dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Semoga Allah SWT memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu dalam penyelesaian tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 20 Desember 2021



Afifah Ramadhianti

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
ABSTRAK	xii
<i>ABSTRACT</i>	xiii
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 INJEKSI SURFAKTAN	7
2.2 <i>METHYL ESTER SULFONATE</i> KELAPA SAWIT	10
2.3 INJEKSI POLIMER	11
2.4 <i>XANTHAN GUM</i>	12
2.5 INJEKSI SURFAKTAN-POLIMER (SP).....	12
2.6 <i>RECOVERY FACTOR</i>	13
2.7 METODE <i>SPONTANEOUS IMBIBITION</i>	14
BAB III METODE PENELITIAN	16
3.1 URAIAN METODE PENELITIAN	16
3.2 <i>FLOWCHART</i> PENELITIAN.....	16
3.3 ALAT DAN BAHAN.....	18
3.3.1 Alat.....	18
3.3.2 Bahan.....	21
3.4 PROSEDUR PENELITIAN	22

3.4.1	Penentuan sifat fisik <i>crude oil</i>	22
3.4.2	Pembuatan <i>core</i> sintetik	23
3.4.3	Penentuan sifat fisik <i>core</i> sintetik	23
3.4.4	Penjenuhan <i>core</i> sintetik	24
3.4.5	Pembuatan <i>brine</i>	25
3.4.6	Formulasi surfaktan-polimer	25
3.4.7	<i>Screening test</i> surfaktan-polimer.....	26
3.4.8	Pengujian <i>recovery factor</i> dengan metode <i>spontaneous imbibition</i>	27
3.5	TEMPAT DAN JADWAL PENELITIAN	28
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		29
4.1	<i>Screening criteria</i> injeksi surfaktan-polimer EOR terhadap sifat fisik <i>crude oil</i> dan batuan reservoir	29
4.2	<i>Screening test</i> larutan surfaktan-polimer	30
4.2.1	Uji densitas larutan surfaktan-polimer	31
4.2.2	Uji viskositas larutan surfaktan-polimer	32
4.2.3	Uji kompatibilitas larutan surfaktan-polimer	34
4.3	<i>Recovery factor</i> dengan metode <i>spontaneous imbibition</i>	35
4.3.1	<i>Recovery factor</i> dari injeksi <i>brine</i>	35
4.3.2	<i>Recovery factor</i> dari injeksi surfaktan-polimer.....	36
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		43
5.1	KESIMPULAN.....	43
5.2	SARAN.....	43
DAFTAR PUSTAKA.....		44
LAMPIRAN.....		48

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	<i>Molecular structure of a surface-active molecule</i>	8
Gambar 2.2	<i>Micell</i>	8
Gambar 2.3	Struktur kimia <i>methyl ester sulfonate</i>	10
Gambar 2.4	<i>Typical mobility ratio</i>	11
Gambar 2.5	Struktur kimia <i>xanthan gum</i>	12
Gambar 2.6	<i>Mobilization of trapped oil during a surfactant-polymer (SP) injection</i>	13
Gambar 2.7	<i>Imbibition cell</i>	14
Gambar 2.8	Skema <i>spontaneous imbibition test</i>	15
Gambar 3.1	<i>Flow Chart</i> Penelitian.....	17
Gambar 3.2	Alat-alat Penelitian	20
Gambar 3.3	Bahan-bahan Penelitian	22
Gambar 4.1	Grafik Pengaruh Konsentrasi dan Salinitas dari Surfaktan terhadap Peningkatan Densitas.....	31
Gambar 4.2	Grafik Pengaruh Konsentrasi dan Salinitas dari Polimer terhadap Peningkatan Densitas.....	31
Gambar 4.3	Grafik Pengaruh Konsentrasi dan Salinitas dari Surfaktan terhadap Peningkatan Viskositas.....	32
Gambar 4.4	Grafik Pengaruh Konsentrasi dan Salinitas dari Polimer terhadap Peningkatan Viskositas.....	33
Gambar 4.5	Grafik Peningkatan <i>Recovery Factor</i> pada Injeksi <i>Brine</i>	35
Gambar 4.6	Grafik Peningkatan <i>Recovery Factor</i> pada Injeksi Surfaktan	36
Gambar 4.7	Grafik Peningkatan <i>Recovery Factor</i> pada Injeksi Polimer	38
Gambar 4.8	Grafik Peningkatan <i>Recovery Factor</i> terhadap Waktu pada Injeksi Surfaktan.....	39
Gambar 4.9	Grafik Peningkatan <i>Recovery Factor</i> terhadap Waktu pada Injeksi Polimer	39
Gambar 4.10	Grafik Peningkatan <i>Recovery Factor</i> terhadap Waktu melalui Pengaruh Kinerja Surfaktan-Polimer	40
Gambar 4.11	Grafik <i>Recovery Factor</i> Total pada Injeksi Surfaktan-Polimer.....	41

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>State of the art</i>	4
Tabel 2.2 <i>Screening Criteria EOR</i>	7
Tabel 3.1 Skenario Penelitian	26
Tabel 3.2 Jadwal penelitian	28
Tabel 4.1 Hasil Uji Sifat Fisik <i>Crude Oil</i> dan Batuan <i>Core</i> Sintetik	30
Tabel 4.2 Hasil Uji Kompatibilitas Surfaktan-Polimer	34



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Perhitungan Sifat Fisik <i>Crude Oil</i>	48
LAMPIRAN II	Perhitungan Sifat Fisik <i>Artificial Core</i>	49
LAMPIRAN III	Tabel Perhitungan <i>Artificial Core</i>	50
LAMPIRAN IV	Tabel Perhitungan Densitas dan Viskositas Surfaktan-Polimer	51
LAMPIRAN V	Foto Hasil Uji Kompatibilitas Surfaktan-Polimer.....	52
LAMPIRAN VI	Foto Hasil Uji <i>Spontaneous Imbibition</i> Surfaktan-Polimer....	58
LAMPIRAN VII	Tabel Hasil Uji <i>Spontaneous Imbibition</i> Surfaktan-Polimer ..	59



DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
bpd	<i>Barrel Per Day</i>
SP	Surfaktan-Polimer
CMC	<i>Critical Micelle Concentration</i>
IFT	Interfacial Tension
MES	<i>Methyl Ester Sulfonate</i>
XG	<i>Xanthan Gum</i>
SG	<i>Specific Gravity</i>
API	American Petroleum Institute
RF	<i>Recovery Factor</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
SAL	Salinitas
NaCl	<i>Sodium Chloride</i>
ppm	<i>Parts Per Million</i>
rpm	<i>Rate Per Minute</i>
Vp	Volume Pori
Vb	<i>Volume bulk</i>
Svgr	<i>Surface Area Grain</i>
dgr	<i>Diameter Grain</i>
cP	<i>CentiPoise</i>
mD	<i>MiliDarcy</i>
gr	Gram
mg	Miligram
kg	Kilogram
m	Meter
ml	Mililiter
cm	<i>Centimeter</i>

DAFTAR SIMBOL

%	Persen
ρ	Densitas/Massa Jenis
μ	Viskositas
\emptyset	Porositas
k	Permeabilitas
d	Diameter
L	Tinggi
t	Waktu
w	Berat
μ	<i>Apparent Viscosity</i>
γ	<i>Shear Rate</i>
τ	<i>Shear Stress</i>
m	Massa
V	Volume
°C	Temperatur dalam <i>celcius</i>



STUDI LABORATORIUM PENGARUH KONSENTRASI *METHYL ESTER SULFONATE* KELAPA SAWIT DAN *XANTHAN GUM* DALAM MENINGKATKAN *RECOVERY* *FACTOR* DENGAN METODE *SPONTANEOUS IMBIBITION*

AFIFAH RAMADHIANTI
173210089

ABSTRAK

Hasil produksi minyak bumi nasional terus mengalami penurunan dari tahun ke tahun hingga kurun waktu 9 tahun ke depan dikarenakan rendahnya penemuan cadangan baru sehingga untuk mempertahankan laju *lifting* minyak bumi dalam jangka pendek dapat mengandalkan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dengan injeksi kimia surfaktan-polimer. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui densitas, viskositas dan kompatibilitas dari surfaktan *methyl ester sulfonate* (MES) dan polimer *xanthan gum* (XG) dengan berbagai variasi konsentrasi surfaktan, polimer dan salinitas serta mengetahui konsentrasi surfaktan polimer dari MES dan XG yang dapat bekerja optimum dalam meningkatkan *recovery factor* (RF) dengan menggunakan metode *spontaneous imbibition*. Penelitian dilaksanakan di Laboratorium Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Penelitian terdiri dari 3 tahapan, yaitu tahap pra penelitian, tahap pelaksanaan penelitian dan tahap pasca penelitian. Metode *spontaneous imbibition* digunakan untuk mengetahui pengaruh dari kinerja surfaktan-polimer terhadap perolehan minyak melalui konsentrasi MES dan XG. Pengujian dari surfaktan MES dan polimer XG terdiri atas variasi konsentrasi, yaitu 0,1%, 0,3%, 0,5% dengan konsentrasi polimer 1000, 1500, dan 2000 ppm pada salinitas 5000, 15.000, 30.000 ppm sebagai variabel bebas dan RF sebagai variabel tetap. Pengujian awal pada skala laboratorium terdiri dari uji densitas, viskositas dan kompatibilitas. Hasil penelitian menunjukkan bahwa nilai densitas dan viskositas tertinggi berada pada konsentrasi MES 0,5% dan XG 2000 ppm pada salinitas 30.000 ppm yang mana densitas dan viskositas semakin meningkat beriringan dengan penambahan konsentrasi dan salinitas serta berdasarkan hasil dari uji kompatibilitas seluruh konsentrasi MES dan XG kompatibel dengan air formasi. *Recovery factor* optimum yang dihasilkan dari surfaktan *methyl ester sulfonate* dan polimer *xanthan gum* dengan menggunakan metode *spontaneous imbibition* yaitu sebesar 32,72% pada konsentrasi MES 0,5% dan XG 2000 ppm dengan salinitas 15.000 ppm.

Kata kunci: Injeksi surfaktan-polimer, *methyl ester sulfonate*, *xanthan gum*, *recovery factor*, metode *spontaneous imbibition*.

**LABORATORY STUDY OF THE EFFECT OF PALM OIL
METHYL ESTER SULFONATE AND XANTHAN GUM IN
INCREASING RECOVERY FACTOR BY SPONTANEOUS
IMBIBITION METHOD**

**AFIFAH RAMADHIANTI
173210089**

ABSTRACT

National oil production results continue to decline from year to year for the next 9 years due to the low discovery of new reserves so that to maintain the rate of oil lifting in the short term, we can rely on the Enhanced Oil Recovery (EOR) method with chemical injection of surfactant-polymer. This study aims to determine the density, viscosity and compatibility of surfactant methyl ester sulfonate (MES) and polymer xanthan gum (XG) with various surfactant, polymer and salinity concentrations with determine the concentration of polymeric surfactants from MES and XG that can work optimally in improvement of recovery factor (RF) by using spontaneous imbibition method. The research was carried out at the Petroleum Engineering Reservoir Laboratory, Islamic University of Riau. The research consisted of 3 stages, namely the pre-research stage, the research implementation stage and the post-research stage. Spontaneous imbibition method was used to determine the effect of surfactant-polymer performance on oil recovery through of MES and XG concentrations. The test of MES surfactant and XG polymer consisted of concentration variations, namely 0,1%, 0,3%, 0,5% with polymer concentrations of 1000, 1500, and 2000 ppm at salinity of 5000, 15.000, 30.000 ppm as independent variables and RF as fixed variables. Initial testing on a laboratory scale consists of density, viscosity and compatibility tests. The results showed that the highest density and viscosity values were at a concentration of 0,5% MES and 2000 ppm XG at a salinity of 30.000 ppm where the density and viscosity increased along with the addition of concentration and salinity and based on the results of the compatibility test all concentrations of MES and XG were compatible with formation water. The optimum recovery factor produced from surfactant methyl ester sulfonate and xanthan gum polymer using the spontaneous imbibition method is 32,72% at 0,5% MES concentration and 2000 ppm XG with 15.000 ppm salinity.

Keywords: *Surfaktan-polimer injection, methyl ester sulfonate, xanthan gum, recovery factor, spontaneous imbibition method.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Diperkirakan terdapat 62% *residual oil* yang setara dengan 42,8 miliar barrel dari *Original Oil In Place* (OOIP) yang masih tersimpan di dalam reservoir lapangan minyak tua (*mature field*) (Eni *et al.*, 2017). Metode EOR memiliki kelebihan dapat mengubah karakteristik reservoir dan meningkatkan produksi minyak bumi yang pada tahap primer dan sekunder sulit untuk di produksi (Putra *et al.*, 2018). Di Indonesia, terdapat sekitar 49,5 miliar barrel minyak sebagai kandidat dalam pelaksanaan EOR. Salah satu metode EOR yang berpotensi besar di lapangan adalah metode injeksi kimia (Abdurrahman, 2017). Metode injeksi kimia dilakukan dengan menginjeksikan zat-zat kimia ke dalam reservoir, salah satunya dengan injeksi surfaktan-polimer yang mempunyai efisiensi yang sangat tinggi dan terbukti efektif dalam menurunkan *residual oil saturation* pada skala laboratorium ataupun lapangan (Rita, 2012; Ricky *et al.*, 2018; Tobing *et al.*, 2018).

Surfaktan yang digunakan berbasis *petroleum sulfonate* dengan harga yang relatif mahal dan tidak terbarukan, tidak tahan pada air formasi dengan tingkat salinitas dan suhu yang tinggi, sementara sumur-sumur minyak sebagian besar memiliki salinitas hingga 40.000 ppm dan suhu yang tinggi 60-120°C, sehingga menjadi peluang yang sangat baik untuk mengembangkan jenis surfaktan lokal berbasis minyak kelapa sawit yang murah, melimpah dan ramah lingkungan (Sakinah, 2019). *Methyl ester sulfonate* (MES) merupakan zat yang disintesis dari bahan baku minyak kelapa sawit bersifat terbarukan, mudah didegradasi, biaya produksi lebih rendah, karakteristik dispersi yang baik, sifat detergensi yang baik terutama pada air dengan tingkat kesadahan yang tinggi, konsentrasi yang lebih rendah dapat memberikan daya deterjensi yang sama dengan *petroleum sulfonate* (Sheng, 2011).

Polimer yang digunakan dalam meningkatkan perolehan minyak terbagi menjadi dua jenis, yaitu polimer sintetik *Partially Hydrolyzed Polyacrylamide* (HPAM) dan *Polyacrylamide* (PAM) serta polimer berbahan alam (biopolimer) (Sheng, 2013). Sifat dari HPAM, yaitu mudah terdegradasi karena temperatur,

shear rate dan salinitas yang tinggi dan memiliki sensitivitas yang tinggi terhadap keberadaan surfaktan (Parera & D.E.A, 2010; Hamdani, 2019). PAM memiliki molekul yang sangat fleksibel sehingga sensitif terhadap kerusakan mekanis dan degradasi (Widyarso *et al.*, 2006). Polimer berbahan alam (biopolimer) yang digunakan dalam meningkatkan perolehan minyak bumi salah satunya adalah *xanthan gum* (Sheng, 2013). *Xanthan gum* terdiri atas monomer glukosa, mannosa dan asam glukuronik yang dapat memberikan toleransi dan stabil secara *thermal* pada kisaran 70°–90 °C, *shear rate*, salinitas dan kesadahan yang baik. Polimer ini kompatibel dengan sebagian besar surfaktan dan cairan injeksi lainnya yang digunakan dalam formulasi perolehan minyak. (Hamdani, 2019).

Berdasarkan penjelasan tersebut, peneliti tertarik untuk melakukan penelitian dari surfaktan-polimer berbasis bahan alam pada batuan pasir dengan menggunakan surfaktan MES dan polimer *xanthan gum* dengan variasi konsentrasi surfaktan 0,1%, 0,3%, 0,5% dan konsentrasi polimer 1000, 1500, 2000 ppm pada salinitas 5000, 15.000, 30.000 ppm dalam skala laboratorium dengan parameter yang akan diuji yaitu kompatibilitas yang meliputi *aqueous stability* dan *thermal stability*, densitas, viskositas dan *recovery factor* dengan menggunakan metode *spontaneous imbibition*.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui densitas, viskositas dan kompatibilitas dari surfaktan *methyl ester sulfonate* dan polimer *xanthan gum* dengan berbagai variasi konsentrasi surfaktan, konsentrasi polimer dan salinitas, yaitu 0,1%, 0,3%, 0,5% dan konsentrasi polimer 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm pada salinitas 5000 ppm, 15.000 ppm, 30.000 ppm.
2. Mengetahui konsentrasi surfaktan polimer dari *methyl ester sulfonate* dan *xanthan gum* yang dapat bekerja optimum dalam meningkatkan *recovery factor* dengan menggunakan metode *spontaneous imbibition*.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pengaplikasian dari teori dasar mata kuliah *Enhanced Oil Recovery* terkhusus dalam metode injeksi kimia yang berpengaruh terhadap sifat fisik batuan reservoir dalam meningkatkan *recovery factor*.
2. Menciptakan inovasi dari surfaktan polimer berbasis bahan alam agar dapat digunakan dalam pelaksanaan injeksi surfaktan polimer.
3. Diharapkan penelitian ini dapat dipublikasikan menjadi *paper* atau jurnal nasional maupun internasional sehingga dapat menjadi referensi untuk penelitian selanjutnya.

1.4 BATASAN MASALAH

Adapun batasan masalah agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, diantaranya sebagai berikut:

1. Pemilihan konsentrasi pada penelitian ini adalah surfaktan *methyl ester sulfonate* 0,1%, 0,3%, 0,5% dan konsentrasi polimer *xanthan gum* 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm pada salinitas 5000 ppm, 15.000 ppm, 30.000 ppm.
2. Penggunaan salinitas air formasi (*brine*) 5000 ppm, 15000 ppm, 30.000 ppm.
3. Pengujian metode *spontaneous imbibition* dilakukan selama 8 jam (480 menit).
4. Temperatur yang dilakukan dalam pengujian ini pada temperatur 60°C.
5. Penelitian ini tidak terdapat pembahasan keekonomian dari penggunaan surfaktan *methyl ester sulfonate* dan *xanthan gum*.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Pada penelitian ini terdapat alur pikir (*state of the art*) dari penelitian terdahulu yang dijadikan sebagai acuan untuk menghindari terjadinya pengulangan penelitian. *State of the art* disajikan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 *State of the art*

No	Nama dan Tahun	Judul Penelitian	Metode	Hasil
1	Pramadika <i>et al.</i> , (2015)	Peningkatan perolehan minyak dengan injeksi air dengan penambahan polimer konsentrasi rendah skala laboratorium	Studi laboratorium dengan mekanisme <i>spontaneous imbibition</i>	Polimer dengan konsentrasi terbaik sebesar 600 ppm menghasilkan peningkatan perolehan minyak sebesar 22,2% dengan RF total 80%
2	Agriandita & Layali (2017)	Pengaruh injeksi surfaktan dan polimer pada <i>recovery factor</i> minyak sumur ASL	Studi laboratorium dengan mekanisme <i>core flooding</i>	<ul style="list-style-type: none"> • RF dari injeksi air berkisar 50,50% - 59,60% dari OOIP • Peningkatan perolehan minyak dari <i>coreflooding</i> menggunakan injeksi surfaktan MES 0,3% + surfaktan MES 0,3% polimer P1 0,15% + polimer P1 0,2% sebesar 23%

3	Ricky <i>et al.</i> , (2018)	Studi laboratorium pengaruh konsentrasi surfaktan polimer terhadap <i>recovery factor</i> dengan berbagai salinitas	Studi laboratorium dengan mekanisme <i>core flooding</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Injeksi terbaik terjadi pada larutan X2 dan core Z1 dengan surfaktan 1,5% dan polimer 1500 ppm dengan salinitas 15.000 • Peningkatan RF sebesar 29% dari setelah injeksi air sebesar 40% menjadi 69% setelah injeksi SP dengan total RF dari OOIP 82%
4	Damanik <i>et al.</i> , (2018)	<i>Study</i> peningkatan <i>oil recovery</i> pada injeksi surfaktan-polimer pada batuan karbonat	Studi laboratorium dengan mekanisme <i>core flooding</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nilai <i>oil recovery</i> setelah injeksi surfaktan lebih besar dari pada injeksi polimer • <i>Recovery factor</i> total injeksi dari OOIP 84% dan surfaktan-polimer 28% (konsentrasi terbaik surfaktan 1% pada polimer 1600 ppm dengan salinitas 12.000 ppm)

5	Woe <i>et al.</i> , (2019)	Studi karakteristik larutan surfaktan dengan imbibisi spontan pada lapangan “K”, Sumatera Selatan	Studi laboratorium dengan mekanisme uji imbibisi spontan	Larutan surfaktan pada konsentrasi 0,3% dan 0,5% memberikan hasil yang baik dengan perolehan minyak masing-masing 78,07% dan 73,77%
6	Kristanto <i>et al.</i> , (2019)	Kajian <i>core flooding test</i> di laboratorium menggunakan injeksi <i>surfactant-polymer</i> untuk meningkatkan produksi lapangan minyak	Studi laboratorium dengan mekanisme <i>core flooding</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Peningkatan RF sebesar 12,89% dari injeksi <i>surfactant-polymer</i> dengan konsentrasi 3000 ppm dan 1000 ppm dengan mekanisme injeksi 0,3 PV surfaktan dan 0,2 PV polimer • Penggunaan surfaktan SS-B8020 sebagai fluida injeksi kompatibel dengan batuan reservoir

Dalam setiap pelaksanaan metode EOR sebagai tahap awal yang harus dilakukan yaitu *screening criteria* EOR. Hal ini sebagai analisa multi-kriteria awal untuk dapat memperkirakan penerapan metode EOR yang cocok pada reservoir minyak tertentu sehingga dapat menjadi kandidat penerapan aplikasi metode EOR (Karovic-Maricic *et al.*, 2014). *Screening criteria* EOR disajikan pada Tabel 2.2.

Tabel 2.2 Screening Criteria EOR

EOR process	Density [°API]	Viscosity [mPa s]	Oil saturation [%]	Formation type	Net thickness [m]	Permea- bility [10 ⁻¹⁵ m ²]	Depth [m]	Tempe- rature [°C]
Thermal								
Steam injection	>10	>20	>40-50	Sand or sandstone	>3	>50	150- 1500	NC
In situ combustion	10-40	<1000	>40-50	Sand or sandstone	>3	>50	>150	NC
Chemical								
Polymer	>25	5-125	>10	Preferable sandstone	NC	>20	<2700	<90
Surfactant- polymer	>15	20-30	>30	Preferable sandstone	>3	>20	<2700	<90
Alkaline	13-35	<200	>10	Preferable sandstone	NC	>20	<2700	<90
Miscible gas injection								
Hydrocarbon gas	>35	<10	>30	sandstone or carbonate	5-7.5	NC	>1350	NC
CO ₂	>25	<12	>30	sandstone or carbonate	5-7.5	NC	>600	NC
N ₂	>35	<10	>30	sandstone or carbonate	5-7.5	NC	>1350	NC

*NC-non critical factor

Sumber: Karovic-Maricic *et al.*, (2014)

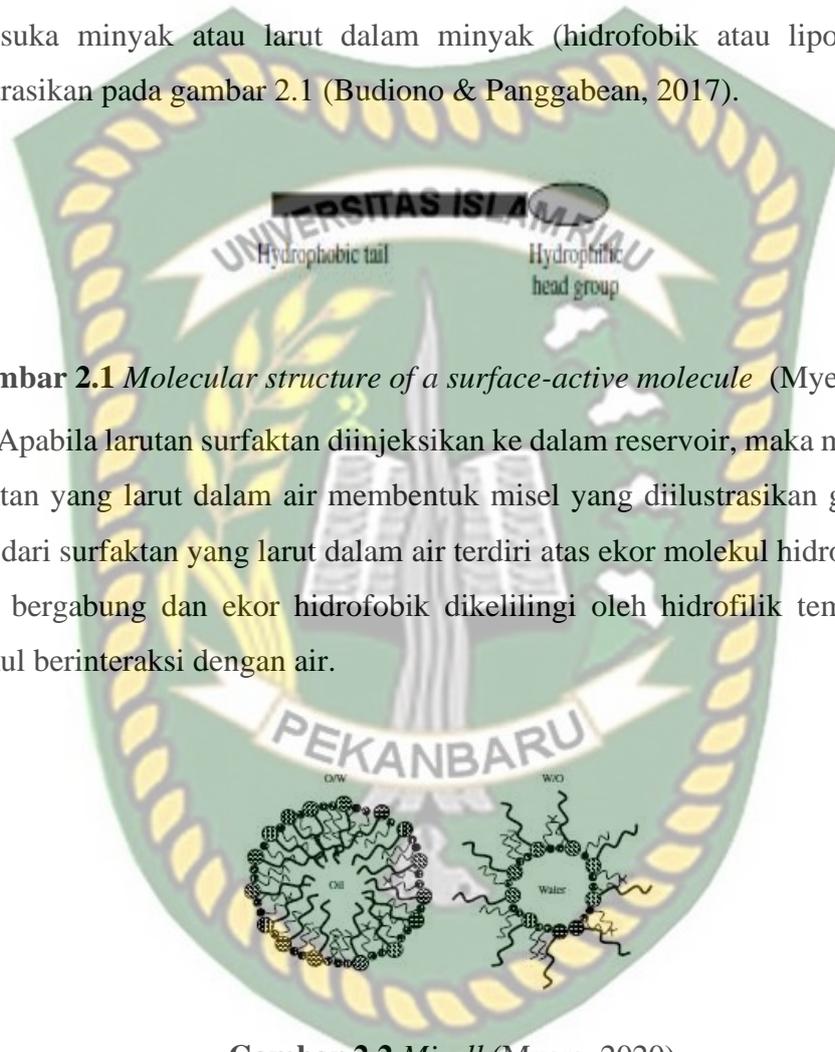
Tabel 2.2 menjelaskan untuk *screening criteria* pada metode EOR yang menggunakan surfaktan-polimer memiliki kriteria API >15, viskositas 20-30 cP, saturasi minyak >30%, jenis formasi sandstone, ketebalan >3 m, permeabilitas >20 mD, kedalaman <2700 m dan temperatur <90°C.

2.1 INJEKSI SURFAKTAN

Injeksi surfaktan adalah salah satu metode EOR yang telah terbukti dalam meningkatkan perolehan minyak yang masih tersisa di reservoir dengan mekanisme peningkatan efisiensi pada *pore-scale displacement* melalui penurunan tegangan antarmuka, perubahan *wettability* dan kombinasi keduanya (Gbadamosi *et al.*, 2019). Surfaktan (*surface active agents*) adalah zat aktif yang cenderung berkonsentrasi pada antarmuka atau permukaan antara dua fasa yang berbeda sehingga dapat menurunkan tegangan antarmuka minyak dan air (Sakinah, 2019). Apabila tegangan antarmuka menurun, maka tekanan kapiler yang menahan minyak yang terperangkap pada daerah penyempitan pori-pori batuan reservoir

dapat dikurangi sehingga minyak yang terperangkap dalam pori-pori batuan dapat didesak dan diproduksi (Gbadamosi *et al.*, 2019; Rivai *et al.*, 2011).

Menurut struktur molekulnya, surfaktan memiliki struktur ampifilik (adanya gugus yang berbeda dalam satu molekul) gugus polar sebagai kepala yang suka air atau larut dalam air (hidrofilik atau lipofobik) dan gugus non-polar sebagai ekor yang suka minyak atau larut dalam minyak (hidrofobik atau lipofilik) yang diilustrasikan pada gambar 2.1 (Budiono & Panggabean, 2017).



Gambar 2.1 *Molecular structure of a surface-active molecule* (Myers, 2020)

Apabila larutan surfaktan diinjeksikan ke dalam reservoir, maka molekul dari surfaktan yang larut dalam air membentuk misel yang diilustrasikan gambar 2.2. Misel dari surfaktan yang larut dalam air terdiri atas ekor molekul hidrofobik yang saling bergabung dan ekor hidrofobik dikelilingi oleh hidrofilik tempat kepala molekul berinteraksi dengan air.

Gambar 2.2 *Micell* (Myers, 2020)

Konsentrasi saat terbentuknya misel disebut *critical micelle concentration* (CMC). CMC menunjukkan batas konsentrasi kritis dari larutan surfaktan. Konsentrasi dari surfaktan yang digunakan harus berada disekitar nilai CMC karena mempengaruhi penurunan tegangan antar muka. Hal ini disebabkan oleh jumlah molekul dari larutan surfaktan meningkat seiring dengan peningkatan konsentrasi surfaktan. Sehingga apabila konsentrasi surfaktan mendekati nilai CMC, maka penurunan nilai tegangan antarmuka akan mencapai nilai minimum. Sehingga

mencapai konsentrasi dimana penurunan tegangan antarmukanya konstan atau tidak mengalami penurunan lagi (Halim, 2011).

Berdasarkan afinitas-nya, molekul-molekul ini dicirikan sebagai *hydrophilic lipophilic balance* (HLB). HLB digunakan dalam mengkarakterisasi sifat-sifat surfaktan. Nilai HLB 0-3 (*anti foaming agent*), HLB 4-6 (*emulsifier W/O*), HLB 7-9 (*wetting agent*), HLB 8-18 (*emulsifier O/W*), HLB 13-15 (deterjen) dan HLB 10-18 (pelarut hidrotop). Dari karakterisasi sifat-sifat surfaktan ini, nilai HLB yang rendah menandakan sifat surfaktan yang cenderung larut dalam minyak (lipofilik) dan membentuk emulsi air dalam minyak dan sebaliknya nilai HLB yang tinggi menandakan sifat surfaktan yang cenderung larut dalam air (hidrofilik). Sehingga, ketika formasi memiliki salinitas yang rendah, surfaktan dengan nilai HLB rendah lebih baik digunakan karena lebih bersifat lipofilik dan dapat membentuk mikroemulsi, sedangkan ketika salinitas tinggi, surfaktan dengan nilai HLB tinggi lebih baik digunakan karena lebih bersifat hidrofilik dan dapat membentuk mikroemulsi (Halim, 2011).

Surfaktan digolongkan menjadi surfaktan yang larut dalam minyak dan surfaktan yang larut dalam air berdasarkan kelarutannya (Sukriya, 2011) .

- a. Surfaktan yang larut dalam minyak, yaitu senyawa *fluorocarbon*, senyawa silikon dan senyawa polar berantai panjang atau pendek.
- b. Surfaktan yang larut dalam air yaitu anionik (bermuatan negatif dengan gugus fosfat, sulfonat, sulfat), kationik (bermuatan positif dengan gugus kuarter amonium), non-ionik (tidak bermuatan dengan gugus polioksitelina) dan amtofer (bermuatan positif dan negatif dengan gugus betain).

Karakteristik surfaktan yang dapat digunakan untuk aplikasi injeksi surfaktan EOR yaitu memiliki kompatibilitas yang jernih, IFT $10^{-2} - 10^{-4}$ dyne/cm, tahan terhadap salinitas tinggi 5000-30.000 ppm, adsorpsi <0,25%, tahan terhadap suhu tinggi 70-120°C, *oil recovery* 10-20% (Balqis *et al.*, 2018; Sukriya, 2011). Kegiatan injeksi surfaktan telah dilakukan di formasi Batu Raja, Lapangan Semoga, Sumatera Selatan dengan peningkatan produksi minyak kumulatif mencapai 5.800 bbl dalam 3 bulan (Sheng, 2013).

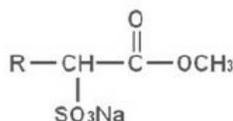
2.2 METHYL ESTER SULFONATE KELAPA SAWIT

Methyl Ester Sulfonate (MES) adalah surfaktan golongan anionik yang memiliki muatan negatif pada hidrofiliknya dengan gugus *sulfate* atau *sulfonate* (Iman *et al.*, 2016). Surfaktan anionik menjadi golongan surfaktan yang paling banyak penggunaannya hingga 66% dari pada surfaktan golongan lainnya. Bahan baku MES bersumber dari minyak kelapa sawit yang dikonversikan menjadi *fatty acid methyl ester* sehingga berpotensi untuk menjadi bahan baku pembuatan surfaktan karena mengandung metil ester C₁₆ yang cukup tinggi (Chalim *et al.*, 2017).

Indonesia memiliki potensi yang sangat besar untuk menjadi produsen surfaktan MES yang berbahan baku minyak kelapa sawit. Hal ini sejalan dengan produksi minyak kelapa sawit Indonesia yang terus mengalami peningkatan sehingga menjadikan Indonesia menjadi produsen minyak kelapa sawit utama di dunia (Putra *et al.*, 2018; Nirwana *et al.*, 2015).

Proses pembuatan surfaktan MES terdiri atas 3 tahap, yaitu:

- Tahap sulfonasi bertujuan untuk mereaksikan *fatty acid methyl ester* dengan reaktan yang mengandung gugus sulfat atau sulfat seperti SO₃, NaHSO₃, dan H₂SO₄ yang berperan sebagai agen pensulfonasi.
- Tahap metanolisis bertujuan untuk memurnikan MES untuk menghilangkan *disalt* di dalam produk. Tahap ini mengurangi pembentukan garam disodium karboksi sulfonat sehingga warna gelap dan viskositas produk akan berkurang.
- Tahap netralisasi bertujuan untuk mengurangi keasaman produk MES dengan penambahan NaOH 40% diiringi dengan pemanasan pada suhu 40°C dan pengadukan hingga pH produk mencapai 8-9 (Chalim *et al.*, 2017). Struktur kimia MES ditunjukkan pada gambar 2.3.



Gambar 2.3 Struktur kimia *methyl ester sulfonate* (Sampapena & Saputra, 2013)

Surfaktan MES memiliki kelebihan yaitu ramah lingkungan, terbarukan, biaya produksi lebih rendah, karakteristik dispersi yang baik dan memiliki sifat detergensi yang baik terutama pada air dengan tingkat kesadahan yang tinggi,

konsentrasi yang lebih rendah dapat memberikan daya deterjensi yang sama dengan *petroleum sulfonate* (Kusuma & Tegar, 2020; Rivai, 2011).

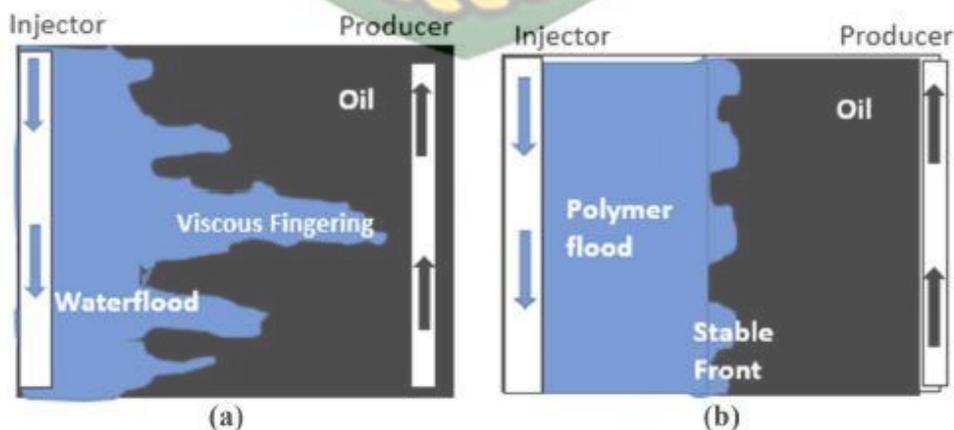
2.3 INJEKSI POLIMER

Injeksi polimer adalah salah satu metode EOR yang diaplikasikan dalam peningkatan perolehan minyak ketika proses injeksi air menunjukkan ketidakefektifannya dalam perolehan minyak. Injeksi polimer dapat meningkatkan viskositas air sehingga berperan dalam mendorong minyak untuk dapat diproduksi. Selain itu, injeksi polimer dapat menurunkan mobilitas air, sehingga terjadinya penurunan terhadap mobilitas rasio antara minyak dan air (Sheng, 2013).

Rasio mobilitas diartikan sebagai rasio atau perbandingan dari mobilitas air dan mobilitas minyak. Perhitungan rasio mobilitas (M) dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$M = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w} \dots \dots \dots (1)$$

Rasio mobilitas menentukan stabilitas proses perpindahan minyak. Jika $M > 1$ merupakan indikasi bahwa air lebih banyak dari pada minyak. Hal ini menggambarkan kondisi yang tidak menguntungkan karena terjadinya *fingering* pada zona minyak sehingga efisiensi perpindahan minyak rendah (gambar 2.4a). Memastikan efisiensi sapuan makroskopis yang tinggi, nilai rasio mobilitas selalu disyaratkan $M \leq 1$ (gambar 2.4b). Gambar 2.4b mengilustrasikan injeksi polimer sebagai *buffer* mobilitas mencegah terjadinya *fingering* sehingga mempengaruhi perolehan minyak melalui penurunan rasio mobilitas dan dapat menghasilkan perolehan minyak yang lebih tinggi.

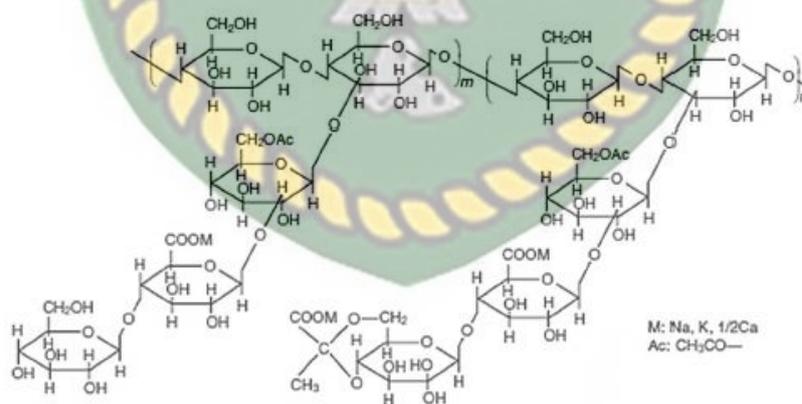


Gambar 2.4 Typical mobility ratio (Gbadamosi et al., 2019)

Karakteristik polimer yang dapat digunakan untuk aplikasi injeksi surfaktan EOR, yaitu homogen dengan air, memiliki viskositas yang tinggi dengan penggunaan konsentrasi yang rendah, stabil pada suhu tinggi (Yasahardja *et al.*, 2018). Kegiatan injeksi polimer telah dilakukan di Lapangan Daqing dengan perolehan minyak 12% (Longde *et al.*, 2018).

2.4 XANTHAN GUM

Xanthan gum adalah polisakarida yang diperoleh melalui fermentasi glukosa dan isomer fruktosa dengan bakteri *xanthomonas campestris* dengan menggunakan substrat sumber karbon melalui proses fermentasi secara aerobik. Bakteri *xanthomonas campestris* secara luas dianggap sebagai produsen yang paling efisien dalam memproduksi *xanthan gum*. Struktur kimia dari *xanthan gum* terdiri dari glukosa, mannosa dan asam glukuronik (Gambar 2.5). *Xanthan gum* menjadi golongan biopolimer yang berperan sebagai bahan pengental (*thickening agents*) pada industri perminyakan karena berat molekulnya yang tinggi, dan mampu mengendalikan mobilitas di reservoir. Selain itu, *xanthan gum* memberikan toleransi yang baik terhadap temperatur, *shear rate*, salinitas dan kesadahan yang baik dibandingkan dengan polimer sintetik (Gbadamosi *et al.*, 2019; Prabawa *et al.*, 2019).



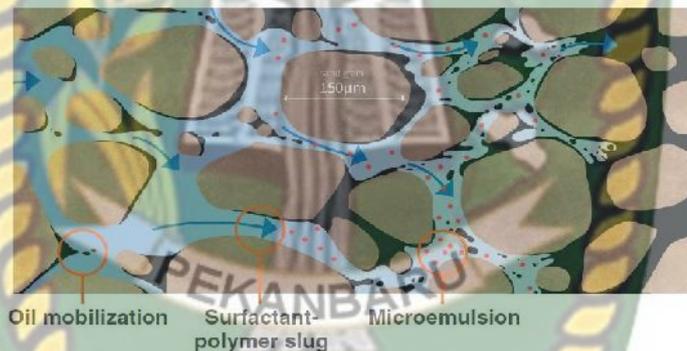
Gambar 2.5 Struktur kimia *xanthan gum* (Gbadamosi *et al.*, 2019)

2.5 INJEKSI SURFAKTAN-POLIMER (SP)

Proses injeksi surfaktan-polimer (SP) mempunyai nilai efisiensi yang tinggi. Pada injeksi surfaktan-polimer ini, surfaktan berperan aktif dalam menurunkan tegangan antarmuka minyak dan air, polimer berperan aktif dalam mengoptimalkan

efisiensi penyapuan minyak. Selain itu, polimer sebagai *buffer* mobilitas untuk mencegah terjadinya *fingering* dan *chanelling* yang dapat menerobos zona minyak serta mencegah permeabilitas relatif air meningkat. Sehingga peran keduanya relatif seimbang dan menguntungkan (Sheng, 2013; Rita, 2012).

Injeksi SP dikombinasikan agar dapat mengoptimalkan perolehan minyak melalui efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) baik secara makroskopis ataupun mikroskopis. Surfaktan-polimer *slug* dapat diinjeksikan secara bersamaan dengan memastikan bahwa polimer dapat menyesuaikan pergerakan penyapuan ketika surfaktan dapat meloloskan minyak yang terperangkap (Gambar 2.6). Konsentrasi terbaik dari surfaktan dan polimer yang digunakan dalam injeksi SP ini masing-masing berkisar 0,1-2% dan 1000-2000 ppm. Pada lapangan Shengli Gudong Blok 6 dan Gudong Blok 7 di China dilakukannya injeksi SP dengan peningkatkan *oil recovery* sebesar 12,1% setelah dilakukannya injeksi air (Thomas, 2019).



Gambar 2.6 Mobilization of trapped oil during a surfactant-polymer (SP) injection (Thomas, 2019)

2.6 RECOVERY FACTOR

Faktor perolehan (*Recovery Factor*, RF) adalah persentase dari perbandingan antara cadangan minyak yang diperoleh (*recoverable reserves*) dan total cadangan minyak yang tersedia (*Original Oil in Place*, OOIP). RF menjadi parameter yang penting dalam menilai kelayakan komersial dalam perolehan minyak bumi. RF juga menjadi tolak ukur keefektifan dalam keberhasilan mendapatkan minyak (Ricky *et al.*, 2018; Afari *et al.*, 2015). Perhitungan *recovery factor* dapat dihitung dengan persamaan, sebagai berikut (Irwin, 2015):

$$RF = \frac{\text{Recoverable reserves}}{\text{Original Oil In Place}} \times 100\% \dots\dots\dots(2)$$

2.7 METODE *SPONTANEOUS IMBIBITION*

Pada dasarnya metode *spontaneous imbibition* berasal dari konsep imbibisi yang merupakan suatu proses disaat saturasi fluida pembasah (*wetting phase*;air) bertambah dan fluida bukan pembasah (*non-wetting phase*;minyak) berkurang. *Wetting phase* akan masuk secara spontan ke dalam media berpori dan mendorong *non-wetting phase*. Proses masuknya air ke dalam batuan berpori yang jenuh minyak, maka air akan mendorong minyak yang terperangkap pada matriks batuan karena penyapuan yang tidak maksimal pada proses *primary* dan *secondary recovery*. Beberapa parameter yang dapat mempengaruhi proses *spontaneous imbibition* seperti temperatur, tegangan antarmuka, viskositas fluida, jenis batuan, ukuran butir batuan (Woe *et al.*, 2019).

Metode *spontaneous imbibition* atau yang dikenal dengan *amott cell test* adalah sebuah pengujian dengan menggunakan alat yang bernama *imbibition cell* atau *amott cell* yang digunakan untuk mengetahui faktor perolehan minyak dengan skala presisi 0,1 ml, sehingga dengan penggunaan alat ini dapat meminimalisir kesalahan dalam pembacaan. Alat ini dapat dilihat pada gambar 2.7. Penggunaan metode *spontaneous imbibition* pada skala laboratorium dapat mengimbangi penggunaan uji *core flooding* dalam pengujian faktor perolehan minyak dengan hasil yang lebih aktual jika dilakukan dalam jangka waktu yang lama.



Gambar 2.7 *Imbibition cell*

Penentuan faktor perolehan minyak dengan metode *spontaneous imbibition* menggunakan *imbibition cell* dilakukan dengan cara merendam *core* sintetik ke dalam larutan surfaktan-polimer pada *oven* dengan suhu tertentu sampai tidak adanya kenaikan minyak yang terbaca oleh buret (Rohilla *et al.*, 2020; Rita *et al.*, 2019). Skema ini dapat dilihat pada Gambar 2.8.



Gambar 2.8 Skema *spontaneous imbibition test* (Meng *et al.*, 2017) .

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 URAIAN METODE PENELITIAN

Penelitian ini berjudul Pengaruh Konsentrasi *Methyl Ester Sulfonate* (MES) dan *Xanthan Gum* dalam Meningkatkan *Recovery Factor* dengan Metode *Spontaneous Imbibition*. Pengujian dari surfaktan MES dan polimer *xanthan gum* ini terdiri atas variasi konsentrasi surfaktan 0,1%, 0,3%, dan 0,5% dengan konsentrasi polimer 1000, 1500, dan 2000 ppm pada salinitas 5000, 15.000, dan 30.000 ppm sebagai variabel bebas dan *recovery factor* sebagai variabel tetap. Pengujian yang telah dilakukan meliputi uji densitas, viskositas dan kompatibilitas dengan metode *spontaneous imbibition* untuk mengetahui pengaruh dari kinerja surfaktan-polimer terhadap perolehan minyak dari *core* sintetik yang telah dijenuhkan dengan *spontaneous imbibition test* (Rita *et al.*, 2019).

3.2 FLOWCHART PENELITIAN

Penelitian ini terdiri dari 3 tahapan, yaitu tahap pra penelitian, tahap pelaksanaan penelitian dan tahap pasca penelitian. Secara lengkap *flowchart* penelitian disajikan pada Gambar 3.1



Gambar 3.1 Flow Chart Penelitian

3.3 ALAT DAN BAHAN

Dalam proses pelaksanaan penelitian ini digunakan beberapa alat dan bahan dibawah ini:

3.3.1 Alat



a. *Oven*



b. *Water bath*



c. *Vacuum Oven*



d. *Fann VG Meter*



e. *Shale shaker*



f. *Imbibition cell*

g. *Magnetic stirrer*h. *Neraca digital*i. *Gelas kimia 500 ml*j. *Gelas ukur 100 ml*k. *Gelas kimia 100 ml*l. *Tabung reaksi 20 ml*



m. Gelas ukur 10 ml



n. Syringe spet 10 ml



o. Piknometer 10ml



r. Jangka sorong



q. Cetakan core



r. Alumunium foil

Gambar 3.2 Alat-alat Penelitian

3.3.2 Bahan

Beberapa bahan yang digunakan dalam pelaksanaan penelitian ini diantaranya sebagai berikut:



a. *Methyl Ester Sulfonate* Kelapa Sawit



b. *Xanthan gum*



c. *Crude oil*



d. NaCl



e. Pasir kuarsa



f. Semen



g. *Aquadest* h. *Grease*

Gambar 3.3 Bahan-bahan Penelitian

3.4 PROSEDUR PENELITIAN

Tahapan prosedur penelitian ini dijabarkan sebagai berikut:

3.4.1 Penentuan sifat fisik *crude oil*

Penentuan sifat fisik dari *crude oil* meliputi penentuan *specific gravity* dan °API serta viskositas dengan prosedur sebagai berikut:

A. Penentuan *specific gravity* dan °API

Penentuan *specific gravity* dilakukan untuk mengetahui perbandingan berat jenis minyak dan air, sedangkan °API untuk mengetahui kualitas dari *crude oil*. Semakin kecil *specific gravity* atau semakin besar °API-nya, maka kualitas *crude oil* semakin baik karena memiliki kandungan bensin yang lebih banyak. Penentuan *specific gravity* dan °API dilakukan setelah ditentukannya densitas *crude oil*. Densitas *crude oil* dilakukan untuk mengetahui perbandingan massa dan volume dari *crude oil* dan air. Menurut Muharram *et al.*, (2017) mekanisme penentuan densitas *crude oil* dilakukan sebagai berikut:

1. Ditimbang piknometer kosong. Kemudian ke dalamnya diisi *crude oil* hingga memenuhi *lid* dan ditimbang kembali sebagai berat piknometer terisi.
2. Nilai selisih berat kosong dan berat terisi dari piknometer dihitung sebagai massa *crude oil*.
3. Volume *crude oil* didapatkan berdasarkan ukuran piknometer dengan nilai kalibrasinya.
4. Perhitungan densitas *crude oil* diperoleh dari perbandingan massa *crude oil* terhadap volumenya melalui persamaan berikut:

$$\rho_o = \frac{m}{v} \dots\dots\dots(3)$$

5. Densitas air, $\rho_w = 1 \text{ gr/cc}$

Penentuan *specific gravity* dilakukan dengan menggunakan hasil dari penentuan densitas minyak (ρ_o) dan densitas air (ρ_w) dengan persamaan sebagai berikut:

$$SG = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots(4)$$

Penentuan °API dilakukan dengan persamaan sebagai berikut:

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

B. Penentuan viskositas

Penentuan viskositas *crude oil* bertujuan untuk mengetahui kemampuan fluida untuk mengalir. Penentuan viskositas *crude oil* dilakukan dengan menggunakan korelasi yang sesuai dengan kondisi tekanan, temperature dan °API dari *crude oil* dengan menggunakan rumus korelasi Glaso:

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

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

Korelasi digunakan pada temperatur 50-300°F yang dikonversikan menjadi *rankine* dan 20-48 °API dari *crude oil*. Korelasi ini memiliki tingkat akurasi terbaik dengan error yang kecil (Ahmed, 2010).

3.4.2 Pembuatan *core* sintetik

Core sintetik terbuat dari campuran antara pasir kuarsa/silika, semen dan penambahan sejumlah air. Penggunaan *core* sintetik dilakukan dengan pertimbangan ekonomisnya. *Core* sintetik akan dibuat hampir sama dengan karakter *core* asli dengan menggunakan pasir kuarsa/silika dari lapangan Petapahan dengan perbandingan komposisi 70% pasir kuarsa/silika berukuran 40 mesh (0,004 cm), 30% semen dan 20% air dari berat total 50 gram. Semen bangunan digunakan untuk mengikat pasir kuarsa dalam pembuatan *core* sintetik (Andini, 2017).

3.4.3 Penentuan sifat fisik *core* sintetik

Penentuan sifat fisik *core* meliputi penentuan pengukuran porositas dan permeabilitas dengan prosedur sebagai berikut:

A. Pengukuran porositas

Pengukuran porositas *core* sintetik menurut Tiab & Donaldson (2015) bertujuan untuk mengetahui persentase perbandingan volume pori batuan dan

volume total batuan. Proses dimulai dengan menimbang *core* sintetik sebagai berat keringnya, lalu dilakukan penjenuhan 100% dengan minyak selama 24 jam. Kemudian dilakukan kembali penimbangan berat basahya. Persamaan pengukuran porositas menggunakan rumus sebagai berikut:

$$V_p = \frac{1}{\gamma} (W_{\text{wet}} - W_{\text{dry}}) \dots \dots \dots (8)$$

Kemudian mengukur panjang dan diameter *core* sintetik dengan menggunakan jangka sorong untuk dapat mengetahui volume *bulk* dengan persamaan sebagai berikut:

$$V_b = \frac{1}{4} \pi L d^2 \dots \dots \dots (9)$$

Dengan diketahuinya nilai volume pori dan volume *bulk*, maka pengukuran porositas *core* sintetik dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\emptyset = \frac{V_{\text{pori}}}{V_{\text{bulk}}} \times 100\% \dots \dots \dots (10)$$

B. Pengukuran permeabilitas

Pengukuran permeabilitas *core* sintetik bertujuan untuk mengetahui kemampuan batuan untuk meloloskan fluida salah satunya dengan menggunakan pendekatan nilai permeabilitas melalui korelasi Kozeny-Carman dengan asumsi bentuk dan ukuran pasir yang homogen serta memiliki porositas yang efektif (Tiab & Donaldson, 2015). Korelasi Kozeny-Carman ditulis dalam persamaan sebagai berikut:

$$S_{vgr} = \frac{6}{d_{gr}} \dots \dots \dots (11)$$

$$k = \left(\frac{1}{5(S_{vgr})^2} \right) \frac{\emptyset^3}{(1-\emptyset)^2} \dots \dots \dots (12)$$

3.4.4 Penjenuhan *core* sintetik

Mekanisme penjenuhan *core* sintetik dengan *crude oil* dilakukan berdasarkan referensi dari Anggara *et al.*, (2019) sebagai berikut:

1. Ditimbang *core* sintetik untuk mendapatkan berat keringnya.
2. Dilakukan perendaman *core* sintetik dengan *crude oil* ke dalam gelas kimia.
3. Dilanjutkan dengan proses *vacuum oven* hingga tidak adanya gelembung yang memastikan *core* telah terjenuhi sempurna selama 1x24 jam.

4. Ditimbang kembali *core* sintetik ketika semua proses selesai dilakukan untuk memperoleh berat basahnya.
5. *Core* sintetik didiamkan selama 1x24 jam di suhu ruang untuk memastikan *core* sintetik sudah mengalami penjenuhan secara sempurna.

3.4.5 Pembuatan *brine*

Pembuatan *brine* atau larutan air garam terkonsentrasi digunakan sebagai pengganti air formasi di lapangan secara sintetik (Hamdani, 2019). Dilakukan dengan mencampurkan air dan garam untuk menghasilkan kadar salinitas/konsentrasi tertentu. Jenis garam yang digunakan dalam pembuatan *brine* pada penelitian ini adalah NaCl. Pembuatan *brine* dengan kadar salinitas 5000 ppm, 15.000 ppm, dan 30.000 ppm ditentukan dengan cara sebagai berikut:

1. Menentukan komposisi dari NaCl dan *aquadest* pada setiap konsentrasi. Dimana setiap 1 ppm = 1mg/1L dengan rumus sebagai berikut:

$$5000 \text{ ppm} = \frac{5000 \text{ mg}}{1000 \text{ ml}} \times 1000 \text{ ml} = 5000 \text{ mg} = 5 \text{ gram (NaCl)}$$

Diulangi perhitungan komposisi NaCl dan *aquadest* di atas untuk konsentrasi 15.000 ppm, 25.000 ppm dan 30.000 ppm.

2. Dimasukkan NaCl dan *aquadest* ke dalam gelas kimia. Dilakukan pengadukan dengan menggunakan *magnetic stirrer* hingga mendapatkan larutan yang homogen.

3.4.6 Formulasi surfaktan-polimer

Sebelum pembuatan formulasi surfaktan-polimer, terlebih dahulu dibuat larutan surfaktan dan larutan polimer. Menurut penelitian Rita *et al.*, (2019) pembuatan larutan surfaktan dengan variasi konsentrasi yang berbeda dapat dilakukan dengan cara sebagai berikut:

Volume yang diinginkan	: 100 ml
Konsentrasi surfaktan-polimer	: 0,5%
Volume surfaktan-polimer	: 100 ml x 0,5%
	: 0,5 ml

Komposisi larutan surfaktan-polimer : 0,5 ml surfaktan-polimer + 99,5 ml *brine*

3.4.7 Screening test surfaktan-polimer

Screening test yang akan dilakukan pada penelitian ini meliputi uji densitas, uji viskositas dan uji kompatibilitas. Skenario yang akan dilakukan dalam penelitian ini disajikan pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Skenario Penelitian

Salinitas (ppm)	Surfaktan (%)	Salinitas (ppm)	Polimer (ppm)
5000	0,1	5000	1000
	0,3		1500
	0,5		2000
15.000	0,1	15.000	1000
	0,3		1500
	0,5		2000
30.000	0,1	30.000	1000
	0,3		1500
	0,5		2000

Salinitas (ppm)	Surfaktan (%)	Polimer (ppm)
5000	0,1	1000
	0,3	1500
	0,5	2000
15.000	0,1	1000
	0,3	1500
	0,5	2000
30.000	0,1	1000
	0,3	1500
	0,5	2000

A. Uji densitas

Uji densitas larutan surfaktan-polimer dilakukan dengan langkah yang sama seperti pengukuran densitas *crude oil*.

B. Uji viskositas

Uji viskositas dilakukan untuk mengetahui kemampuan dari larutan untuk mengalir. Uji viskositas dimulai dengan melakukan perhitungan *shear rate* dan *shear stress* menggunakan Fann VG Meter melalui pembacaan dial reading pada kecepatan 600 rpm (Wicaksono et al., 2015). Setelah nilai *shear rate* dan *shear stress* diketahui, maka nilai viskositas dapat diketahui dengan persamaan sebagai berikut:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \times 100 \dots\dots\dots (13)$$

C. Uji kompatibilitas

Uji kompatibilitas dilakukan untuk mengetahui kecocokan surfaktan-polimer dengan air formasi pada suatu reservoir. Uji kompatibilitas meliputi *aqueous stability* dan *thermal stability*. Pengujian *aqueous stability* dilakukan untuk melihat endapan atau suspensi yang memperlihatkan bahwa larutan tidak homogen dengan ciri larutan jernih, tidak keruh dan tidak membentuk endapan atau suspensi (Hapsari, 2020). Pengujian *thermal stability* dilakukan untuk mengetahui pengaruh suhu dari formasi (60°C) terhadap larutan dengan ciri stabil terhadap panas, jernih, larut sempurna, tidak keruh dan tidak membentuk endapan atau suspensi (Sakinah, 2019).

3.4.8 Pengujian *recovery factor* dengan metode *spontaneous imbibition*

Metode *spontaneous imbibition* dilakukan untuk mengetahui pengaruh dari kinerja surfaktan-polimer terhadap perolehan minyak. *Core* yang telah dijenuhkan dimasukkan ke dalam alat *spontaneous imbibition test* yang sebelumnya telah di isi dengan larutan surfaktan-polimer. Rangkaian alat dimasukkan ke dalam *oven* dengan temperatur 60°C dan dicatat volume perolehan minyak yang keluar melalui buret selama 8 jam (Rita et al., 2019).

3.5 TEMPAT DAN JADWAL PENELITIAN

Penelitian telah dilakukan di Laboratorium Reservoir Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau selama 3 bulan dimulai dari bulan September sampai November 2021. Adapun jadwal kegiatan penelitian yang telah dilakukan dapat dilihat pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Jadwal Penelitian

Rencana Kegiatan	Tahun 2021											
	Bulan											
	September				Oktober				November			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi literatur												
Persiapan alat dan bahan												
Pembuatan <i>core sandstone</i> sintetik												
Penentuan sifat fisik minyak mentah dan <i>core</i> sintetik												
Penjenuhan <i>core</i>												
Pembuatan larutan surfaktan-polimer												
Pembuatan <i>brine</i>												
Kompatibilitas, densitas dan viskositas surfaktan-polimer												
Penentuan <i>recovery factor</i> surfaktan polimer menggunakan metode <i>spontaneous imbibition</i>												
Pengolahan dan Analisis data												

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Perkembangan Ilmu Pengetahuan dan Teknologi (IPTEK) dengan berbagai penelitian dalam mempelajari tanda-tanda kekuasaan Allah SWT dalam penciptaan langit dan bumi beserta isinya telah dilakukan sejak dulu, sehingga menghasilkan ilmuwan-ilmuwan kelas dunia, seperti Al-Kindi, Ibnu Sina, Al-Farabi, Al-Khawarizmi, Albert Enstein, Isaac Newton, Alexander Graham Bell, dan sebagainya. Perkembangan IPTEK ini dilandasi perintah Allah dalam QS. Al-Baqarah ayat 164, “Sesungguhnya dalam penciptaan langit dan bumi, silih bergantinya malam dan siang, bahtera yang berlayar di laut membawa apa yang berguna bagi manusia, dan apa yang Allah turunkan dari langit berupa air, lalu dengan air itu Dia hidupakan bumi sesudah mati (kering)-nya dan Dia sebarkan di bumi itu segala jenis hewan, dan pengisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi. Sungguh (terdapat) tanda-tanda (keesaan dan kebesaran Allah) bagi kaum yang memikirkan”.

Berdasarkan hal di atas, penelitian ini didasari dari perkembangan IPTEK yang semakin berkembang dalam produksi minyak pada lapangan yang sudah mengalami penurunan hasil produksi terutama di lapangan tua. Salah satu ilmu teknik perminyakan dalam hal produksi minyak yakni, *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang terus menerus diteliti dengan salah satunya dari segi injeksi kimia (*chemical*) yaitu surfaktan-polimer. Sehingga peneliti ingin membahas pengaruh konsentrasi *Methyl Ester Sulfonate* Kelapa Sawit dan *Xanthan Gum* dalam meningkatkan *recovery factor* dengan metode *Spontaneous Imbibition*.

4.1 *Screening criteria* injeksi surfaktan-polimer EOR terhadap sifat fisik *crude oil* dan batuan reservoir

Screening criteria dilakukan sebagai analisa multi-kriteria awal untuk dapat memperkirakan penerapan metode EOR yang cocok pada reservoir minyak tertentu sehingga dapat menjadi kandidat untuk penerapan aplikasi metode EOR dengan membandingkan kriteria yang didapatkan berdasarkan hasil pengujian laboratorium dan hasil praktik langsung dari sejumlah proyek EOR. Adapun *screening criteria*

EOR (Karovic-Maricic et al., 2014) disajikan pada Tabel 2.2 di BAB II dan hasil uji sifat fisik *crude oil* dan batuan *core* sintetik disajikan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Hasil Uji Sifat Fisik *Crude Oil* dan Batuan *Core* Sintetik

<i>Crude Oil</i>		<i>Core sintetik</i>		
°API	Viskositas (cP)	Porositas (%)	Permeabilitas (mD)	Tipe batuan
32,6	3,39	28-30	365-514	<i>Sandstone</i>

Berdasarkan perbandingan tabel tersebut, hasil uji sifat fisik *crude oil* dan batuan *core* sintetik telah memenuhi kategori *screening criteria* melalui uji laboratorium yang meliputi °API > 15 (32,6), porositas 28-30% dengan kategori *excellent*, permeabilitas > 20 mD (365-514 mD) dengan kategori *very good* dan tipe batuan *sandstone*, namun tidak untuk viskositas yang hanya 3,39 cP yang seharusnya 20-30 cP.

Rendahnya nilai viskositas terjadi karena *crude oil* dengan nilai 32,6 °API termasuk ke dalam kategori minyak ringan, yang ditandai dengan nilai densitas (0,8622 gr/ml) dan viskositas yang rendah (Rivai, 2011). Hal ini sejalan dengan penelitian yang dilakukan oleh Rita *et al.*, (2019), untuk °API dengan nilai 32,6 dalam kategori *good*, pengujian porositas pada kisaran 28-30% dan permeabilitas pada kisaran 365-514 mD yang mengindikasikan bahwa porositas dan permeabilitas *core* berada pada kategori *excellent* dan *very good*.

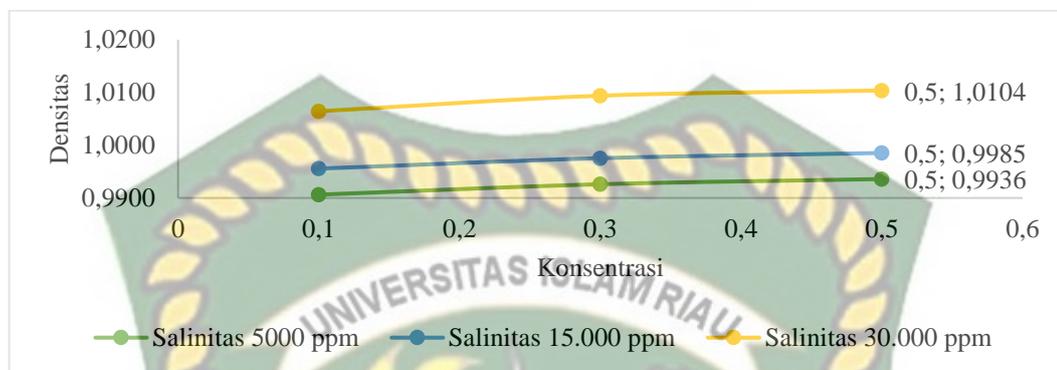
Jika dilihat dari nilai porositas dan permeabilitas hasil penelitian ini dapat dikatakan identik karena *core* masih dalam kategori yang sama (Koesoemadinata, 1980). Peneliti meyakini bahwa kualitas porositas dan permeabilitas dari *core* yang dihasilkan optimal digunakan untuk uji imbibisi dengan variasi konsentrasi surfaktan-polimer.

4.2 *Screening test* larutan surfaktan-polimer

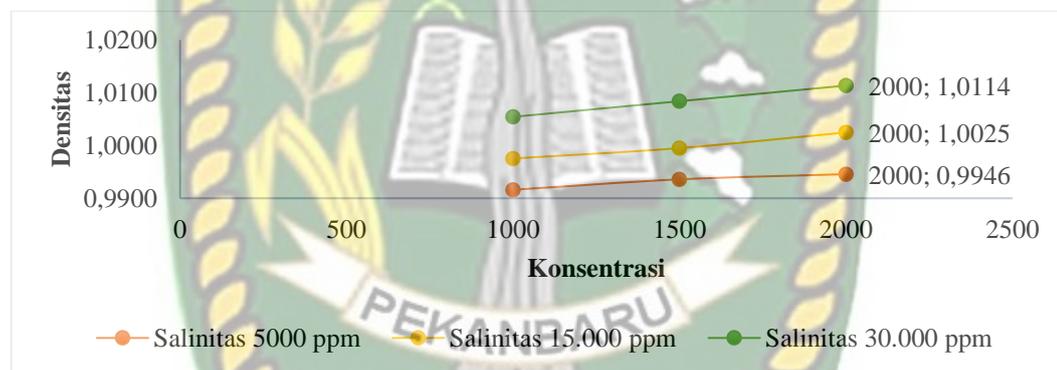
Screening test yang telah dilakukan pada penelitian ini meliputi uji densitas, viskositas dan kompatibilitas yang bertujuan untuk mengetahui komposisi dan kelarutan surfaktan-polimer yang cocok dengan air formasi dari reservoir tertentu.

4.2.1 Uji densitas larutan surfaktan-polimer

Pengaruh konsentrasi dan salinitas dari surfaktan-polimer terhadap peningkatan densitas disajikan pada Gambar 4.1 dan Gambar 4.2.



Gambar 4.1 Grafik Pengaruh Konsentrasi dan Salinitas dari Surfaktan terhadap Peningkatan Densitas



Gambar 4.2 Grafik Pengaruh Konsentrasi dan Salinitas dari Polimer terhadap Peningkatan Densitas

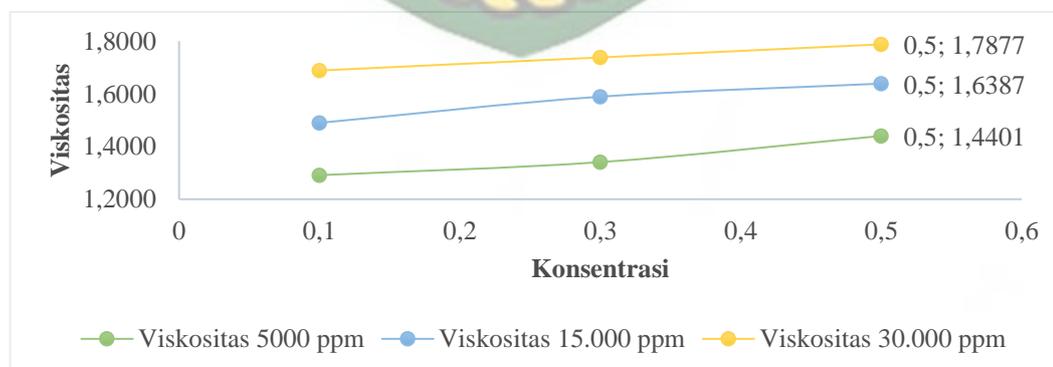
Berdasarkan **Gambar 4.1** konsentrasi MES 0,1%, 0,3% dan 0,5% pada salinitas 5000 ppm menunjukkan kenaikan densitas secara berurutan dari 0,9906, 0,9926, 0,9936 gr/ml, dimana selisih dari kenaikan densitas lebih tinggi diantara konsentrasi 0,3% dan 0,5% dibandingkan konsentrasi 0,1% dan 0,3%. Konsentrasi MES 0,1%, 0,3% dan 0,5% pada salinitas 15.000 ppm menunjukkan kenaikan densitas secara berurutan dari 0,9956, 0,9975, 0,9985 gr/ml, dimana selisih dari kenaikan densitas lebih tinggi diantara konsentrasi 0,1% dan 0,3% dibandingkan konsentrasi 0,3% dan 0,5%. Konsentrasi MES 0,1%, 0,3% dan 0,5% pada salinitas 30.000 ppm menunjukkan kenaikan densitas secara berurutan dari 1,0064, 1,0094, 1,0104 gr/ml, dimana selisih dari kenaikan densitas lebih tinggi diantara konsentrasi 0,1% dan 0,3% dibandingkan konsentrasi 0,3% dan 0,5%.

Hasil dari **Gambar 4.2** menunjukkan bahwa konsentrasi XG 1000, 1500, 2000 ppm pada salinitas 5000 ppm menunjukkan kenaikan densitas secara berurutan dari 0,9916, 0,9936, 0,9946 gr/ml, dimana selisih dari kenaikan densitas antara konsentrasi 1000 ppm dan 1500 ppm lebih tinggi dari konsentrasi 1500 ppm dan 2000 ppm. Konsentrasi XG 1000, 1500, 2000 ppm pada salinitas 15.000 ppm menunjukkan kenaikan densitas secara berurutan dari 0,9975, 0,9995, 1,0025 gr/ml, dimana selisih dari kenaikan densitas antara konsentrasi 1500 ppm dan 2000 ppm lebih tinggi dari konsentrasi 1000 ppm dan 1500 ppm. Konsentrasi XG 1000, 1500, 2000 ppm pada salinitas 30.000 ppm menunjukkan kenaikan densitas secara berurutan dari 1,0054, 1,0084, 1,0114 gr/ml, dimana selisih dari kenaikan densitas antara konsentrasi 1000 ppm dan 1500 ppm sama dengan konsentrasi 1500 ppm dan 2000 ppm.

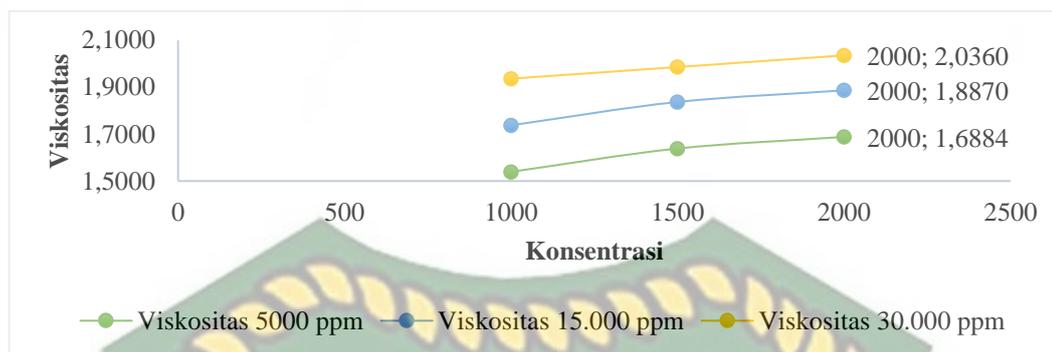
Hal ini disebabkan semakin tinggi konsentrasi dari surfaktan ataupun polimer dan salinitas, maka semakin tinggi nilai densitas yang dihasilkan. Densitas dari larutan surfaktan-polimer ini mengalami peningkatan karena bertambahnya konsentrasi dan salinitas. Hal ini disebabkan setiap konsentrasi yang ditingkatkan memiliki massa molekul yang juga meningkat, sehingga menyebabkan meningkatnya massa jenis yang terdapat di dalam larutan surfaktan-polimer tersebut (Az-zahra *et al.*, 2019).

4.2.2 Uji viskositas larutan surfaktan-polimer

Pengaruh konsentrasi dan salinitas dari surfaktan-polimer terhadap peningkatan viskositas disajikan pada Gambar 4.3 dan Gambar 4.4.



Gambar 4.3 Grafik Pengaruh Konsentrasi dan Salinitas dari Surfaktan terhadap Peningkatan Viskositas



Gambar 4.4 Grafik Pengaruh Konsentrasi dan Salinitas dari Polimer terhadap Peningkatan Viskositas

Berdasarkan **Gambar 4.3** konsentrasi MES 0,1%, 0,3% dan 0,5% pada salinitas 5000 ppm menunjukkan kenaikan viskositas secara berurutan dari 1,2911, 1,3408, 1,4401 cP, dimana selisih dari kenaikan viskositas antara konsentrasi 0,3% dan 0,5% lebih tinggi dari konsentrasi 0,1% dan 0,3%. Konsentrasi MES 0,1%, 0,3% dan 0,5% pada salinitas 15.000 ppm menunjukkan kenaikan viskositas secara berurutan dari 1,4897, 1,5890, 1,6387 cP, dimana selisih dari kenaikan viskositas antara konsentrasi 0,1% dan 0,3% lebih tinggi dari konsentrasi 0,3% dan 0,5%. Konsentrasi MES 0,1%, 0,3% dan 0,5% pada salinitas 30.000 ppm menunjukkan kenaikan viskositas secara berurutan dari 1,6884, 1,7380, 1,7877 cP, dimana selisih dari kenaikan viskositas antara konsentrasi 0,1% dan 0,3% lebih tinggi dari konsentrasi 0,3% dan 0,5%.

Hasil **Gambar 4.4** juga menunjukkan bahwa konsentrasi XG 1000, 1500, 2000 ppm pada salinitas 5000 ppm mampu menaikkan viskositas secara berurutan dari 1,5394, 1,6387, 1,6884 cP, dimana selisih dari kenaikan viskositas antara konsentrasi 1000 ppm dan 1500 ppm lebih tinggi dari konsentrasi 1500 ppm dan 2000 ppm. Konsentrasi XG 1000, 1500, 2000 ppm pada salinitas 15.000 ppm menunjukkan kenaikan viskositas secara berurutan dari 1,7380, 1,8373, 1,8870 cP, dimana selisih dari kenaikan viskositas antara konsentrasi 1000 ppm dan 1500 ppm lebih tinggi dari konsentrasi 1500 ppm dan 2000 ppm. Konsentrasi XG 1000, 1500, 2000 ppm pada salinitas 30.000 ppm menunjukkan kenaikan viskositas secara berurutan dari 1,9366, 1,9863, 2,0360 cP, dimana selisih dari kenaikan viskositas

antara konsentrasi 1000 ppm dan 1500 ppm sama dengan konsentrasi 1500 ppm dan 2000 ppm.

Hal ini disebabkan semakin tinggi konsentrasi dari surfaktan ataupun polimer dan salinitas, maka semakin tinggi juga nilai viskositas yang dihasilkan. Uji viskositas ini dilakukan untuk mengetahui tingkat efisiensi penyapuan dari larutan surfaktan-polimer karena semakin tinggi viskositas, maka efisiensi penyapuan akan semakin meningkat (Wicaksono *et al.*, 2015). Peningkatan viskositas ini sejalan dengan peningkatan densitas yang dimana hubungan antara densitas dan viskositas akan berbanding lurus (Prasojo & Kasmungin, 2017).

4.2.3 Uji kompatibilitas larutan surfaktan-polimer

Uji kompatibilitas dilakukan untuk mengetahui cocoknya larutan surfaktan-polimer terhadap air formasi (*brine*) pada reservoir. Uji kompatibilitas terdiri atas uji *aqueous stability* normal dengan pengadukan 600 rpm dan *uji thermal stability* pada suhu 60° C selama 3 jam. Larutan yang lolos uji kompatibilitas, yaitu larutan yang jernih dan tidak membentuk endapan (Hapsari, 2020). Berikut disajikan hasil dari uji kompatibilitas larutan surfaktan-polimer MES-XG pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Hasil Uji Kompatibilitas Surfaktan-Polimer

Salinitas (ppm)	Surfaktan MES (%)	<i>Aqueous stability</i>	<i>Thermal stability</i>
5000	0,1	jernih	jernih
	0,3	keruh	keruh
	0,5	keruh	keruh
15.000	0,1	jernih	jernih
	0,3	keruh	keruh
	0,5	keruh	keruh
30.000	0,1	jernih	jernih
	0,3	keruh	keruh
	0,5	keruh	keruh
Salinitas (ppm)	Polimer XG (ppm)	<i>Aqueous stability</i>	<i>Thermal stability</i>
5000	1000	jernih	jernih
	1500	jernih	jernih
	2000	jernih	jernih
15.000	1000	jernih	jernih
	1500	jernih	jernih
	2000	jernih	jernih
30.000	1000	jernih	jernih
	1500	jernih	jernih
	2000	jernih	jernih

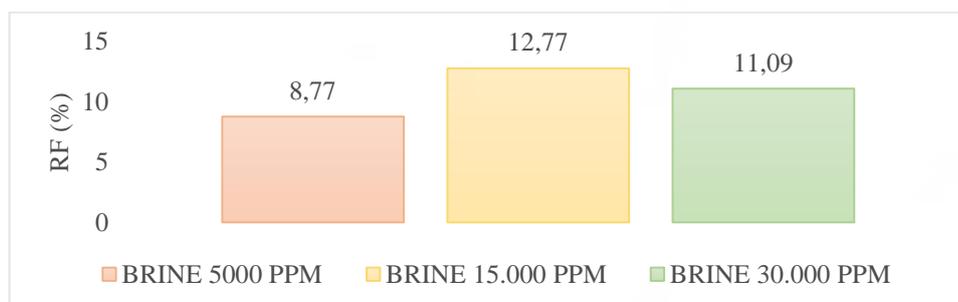
Berdasarkan tabel di atas, larutan MES dengan berbagai skenario konsentrasi, yaitu 0,1%, 0,3%, 0,5% pada *brine* dengan salinitas 5000, 15.000 dan 30.000 ppm menghasilkan skenario konsentrasi surfaktan MES 0,1% dengan *brine* 5000, 15.000 dan 30.000 ppm yang sangat baik karena larutannya yang jernih, akan tetapi, skenario lainnya, yaitu 0,3%, 0,5% *brine* 5000, 15.000 dan 30.000 ppm kurang baik karena larutannya keruh tetapi tidak membentuk endapan. Kemudian larutan XG dengan berbagai skenario konsentrasi, yaitu 1000, 1500 dan 2000 ppm pada *brine* dengan salinitas 5000, 15.000 dan 30.000 ppm mendapat hasil keseluruhan yang jernih. Oleh karena itu, dapat disimpulkan seluruh skenario pada pengujian kompatibilitas ini kompatibel (Andini, 2017).

4.3 Hasil *recovery factor* dengan metode *spontaneous imbibition*

Metode *spontaneous imbibition* berasal dari konsep imbibisi, yaitu suatu proses disaat saturasi fluida pembasah (*wetting phase*;air) bertambah dan fluida bukan pembasah (*non-wetting phase*;minyak) berkurang. *Wetting phase* akan masuk secara spontan ke dalam media berpori dan mendorong *non-wetting phase* (Woe *et al.*, 2019). Ketika terjadi proses masuknya air ke dalam batuan berpori yang terjenuhi minyak, maka air akan mendorong minyak yang terperangkap pada matriks batuan karena penyapuan yang tidak maksimal sehingga dengan konsentrasi tertentu dapat meningkatkan nilai *recovery factor*. Pengujian dengan *imbibition cell* ini dilakukan selama 8 jam atau 480 menit dengan pencatatan kenaikan *oil imbibition* setiap 30 menit.

4.3.1 Hasil *recovery factor* dari injeksi *brine*

Hasil *recovery factor* dari injeksi *brine* pada salinitas 5000, 15.000 dan 30.000 ppm disajikan pada Gambar 4.5.

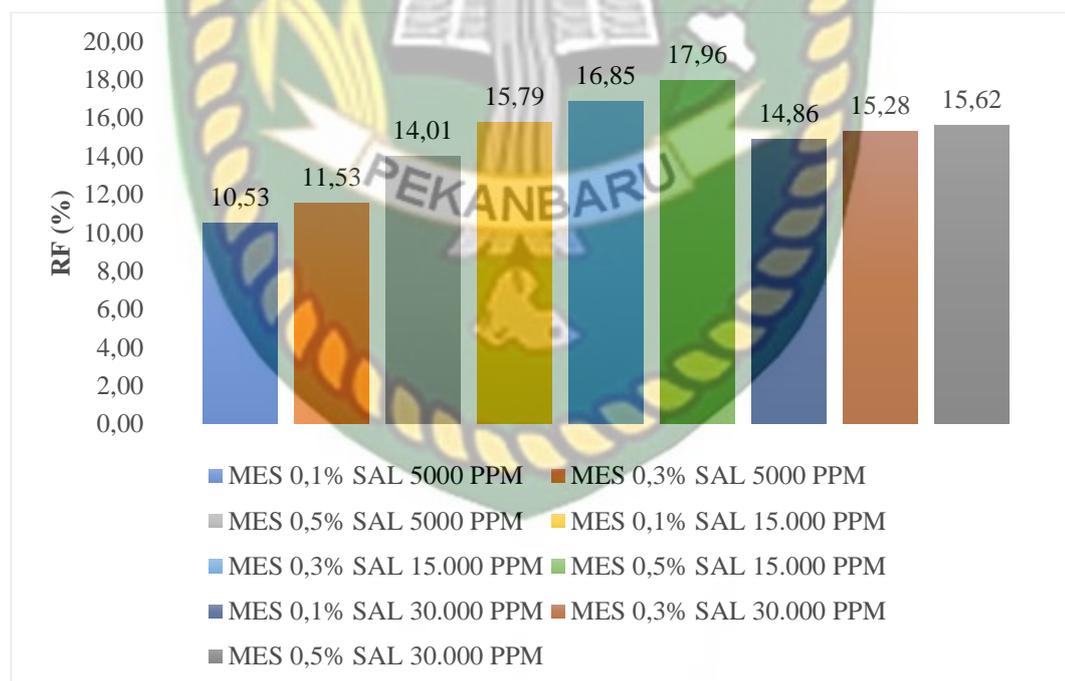


Gambar 4.5 Grafik Peningkatan *Recovery Factor* pada Injeksi *Brine*

Berdasarkan **Gambar 4.5** di atas injeksi *brine* dengan konsentrasi 5000, 15.000 dan 30.000 ppm secara berurutan menghasilkan *recovery factor* dengan nilai 8,77%, 12,77%, dan 11,09% dengan *recovery factor* tertinggi berada pada injeksi *brine* pada salinitas 15.000 ppm dengan nilai 12,77%. Akan tetapi, terjadinya peningkatan pada konsentrasi *brine* dari 15.000 ke 30.000 ppm mengakibatkan terjadi penurunan nilai *recovery factor*. Penurunan terjadi dikarenakan ikatan ion NaCl pada *brine* dengan ion Na^+ yang bermuatan anion (negatif) dan ion Cl^- yang bermuatan kation (positif) akan mudah terurai pada konsentrasi yang terlalu tinggi sehingga mengakibatkan tidak seimbang hasil dari *recovery factor* pada konsentrasi *brine* 30.000 ppm (Sheng, 2011).

4.3.2 Hasil *recovery factor* dari injeksi surfaktan-polimer

Hasil *recovery factor* dari injeksi surfaktan-polimer dengan skenario MES konsentrasi 0,1%, 0,3%, 0,5% dan XG konsentrasi 1000, 1500, 2000 ppm pada salinitas 5000, 15.000 dan 30.000 ppm disajikan pada gambar-gambar berikut ini.

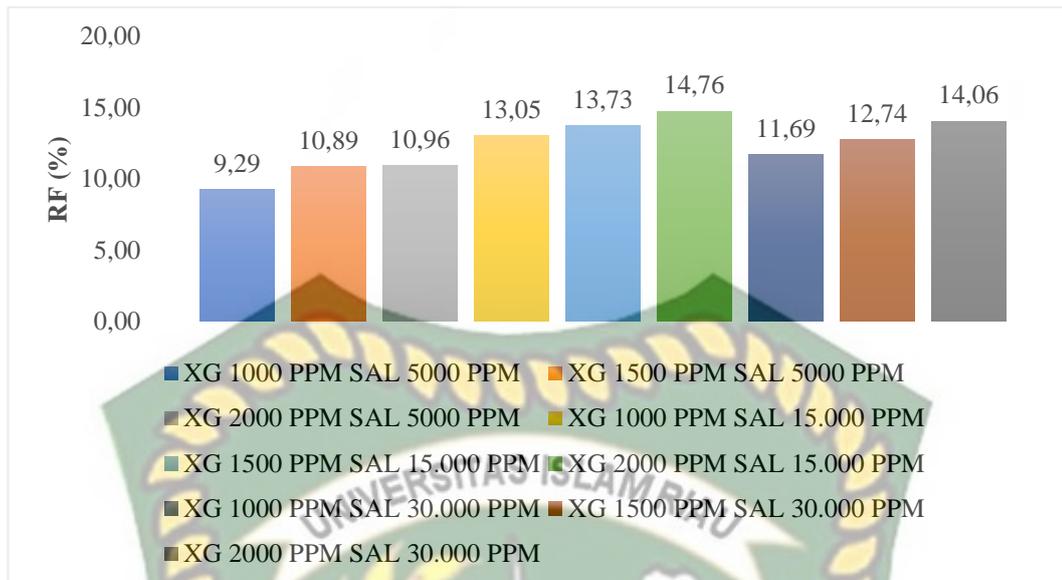


Gambar 4.6 Grafik Peningkatan *Recovery Factor* pada Injeksi Surfaktan

Berdasarkan **Gambar 4.6** menunjukkan bahwa penambahan konsentrasi dari surfaktan MES menghasilkan peningkatan *recovery factor*, dimana MES 0,1%, 0,3%, 0,5% pada konsentrasi 5000 ppm menghasilkan *recovery factor* sebesar 10,53%, 11,53%, 14,01%. MES 0,1%, 0,3%, 0,5% pada konsentrasi 15.000 ppm

menghasilkan *recovery factor* sebesar 15,79%, 16,85%, 17,96%. MES 0,1%, 0,3%, 0,5% pada konsentrasi 30.000 ppm menghasilkan *recovery factor* sebesar 14,86%, 15,28%, 15,62%, dengan konsentrasi terbaik pada MES 0,5% salinitas 15.000 ppm dengan nilai 17,96%. Mekanisme tersebut terjadi karena monomer surfaktan yang terdiri dari gugus polar sebagai kepala yang suka air atau larut dalam air (hidrofilik atau lipofobik) dan gugus non-polar sebagai ekor yang suka minyak atau larut dalam minyak (hidrofobik atau lipofilik) membentuk misel beriringan dengan peningkatan konsentrasi surfaktan, sehingga apabila konsentrasi surfaktan mendekati nilai *critical micelle concentration* (CMC) yang menunjukkan batas konsentrasi kritis dari larutan surfaktan, maka penurunan nilai tegangan antarmuka akan mencapai nilai minimum, sehingga mencapai konsentrasi yang diakibatkan oleh penurunan tegangan antarmuka yang konstan atau tidak mengalami penurunan kembali (Halim, 2011).

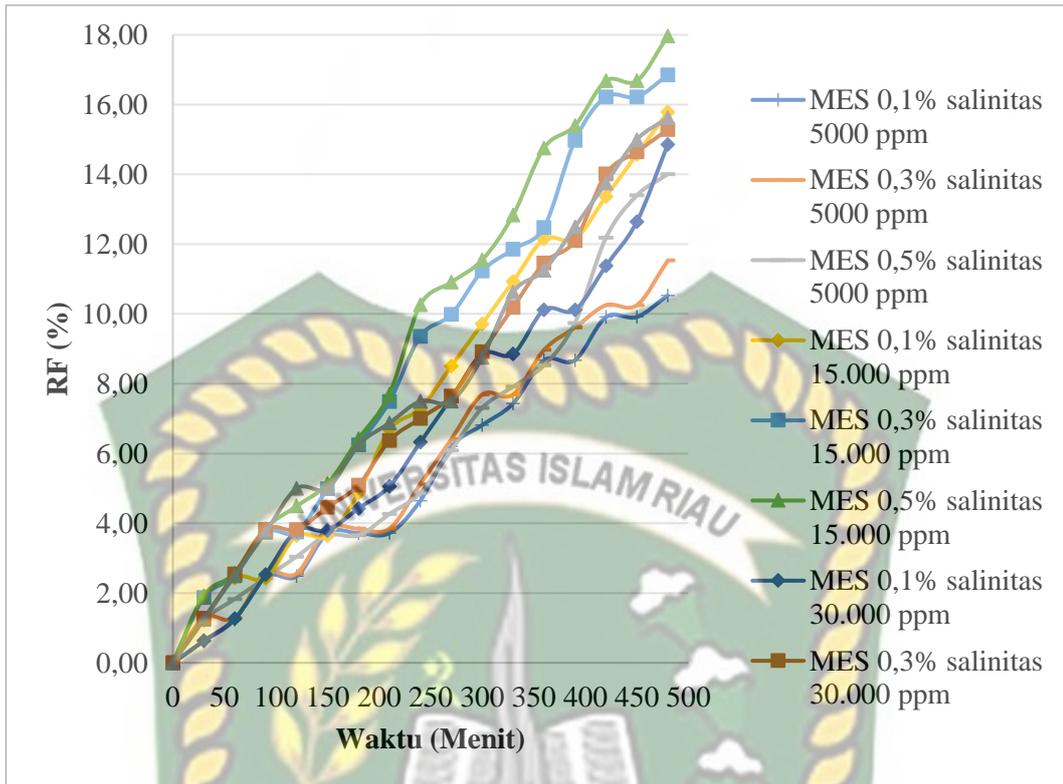
Hal ini akan menyebabkan tegangan permukaan antara air dan minyak semakin kecil, maka tekanan kapiler yang menahan minyak yang terperangkap pada daerah penyempitan pori-pori batuan reservoir dapat dikurangi sehingga minyak yang terperangkap dalam pori-pori batuan dapat dengan mudah didesak dan diproduksi (Gbadamosi *et al.*, 2019; Rivai *et al.*, 2011). Secara langsung akan mampu meningkatkan *recovery factor* yang dihasilkan. Kemudian dari segi penambahan konsentrasi salinitas pada larutan surfaktan dari salinitas 15.000 ke 30.000 ppm mengalami penurunan *recovery factor* dikarenakan ikatan kimia yang membentuk NaCl adalah ikatan dari ion anionik (negatif) dan ion kation (positif) yang mudah terurai menjadi ion Na^+ dan Cl^- pada salinitas yang cukup tinggi. Begitu juga dengan molekul-molekul surfaktan dengan salinitas yang tinggi akan mudah terurai menjadi ion RSO_3^- dan H^+ . Sehingga surfaktan yang terdapat garam NaCl yang cukup tinggi kurang efisien dalam menurunkan tegangan antar muka antara minyak dan air (Viriya & Lestari, 2015).



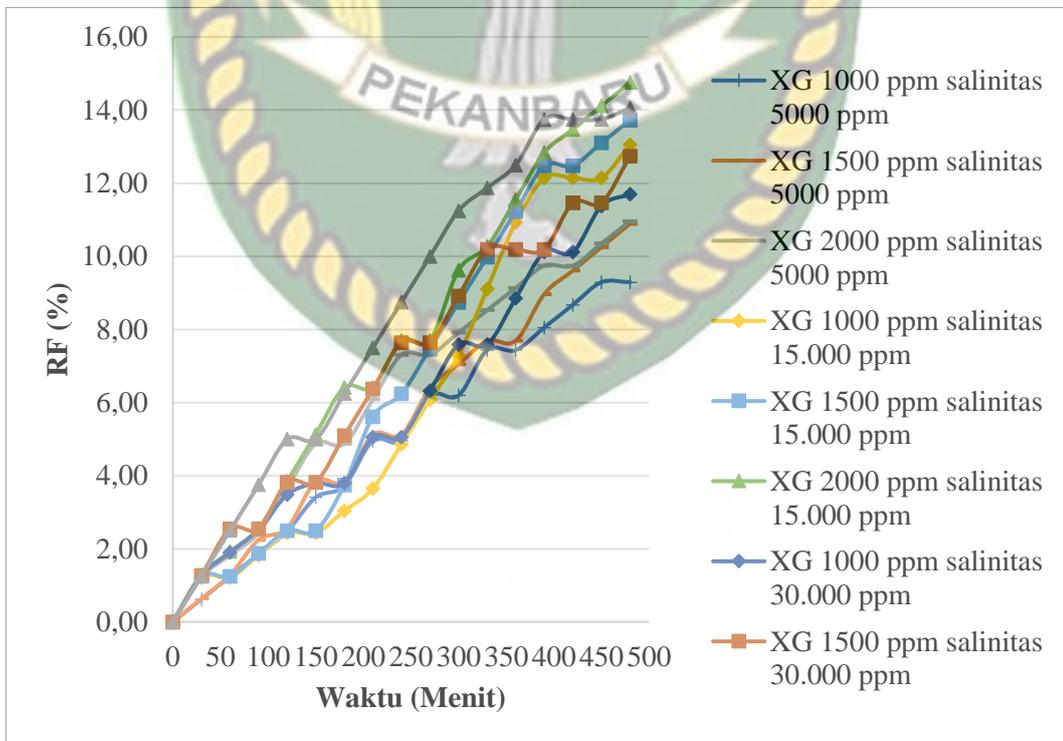
Gambar 4.7 Grafik Peningkatan *Recovery Factor* pada Injeksi Polimer

Berdasarkan **Gambar 4.7** penambahan konsentrasi dari polimer XG menghasilkan peningkatan *recovery factor*, dimana XG 1000, 1500, 2000 ppm pada konsentrasi 5000 ppm menghasilkan *recovery factor* 9,29%, 10,89%, 10,96%. XG 1000, 1500, 2000 ppm pada konsentrasi 15.000 ppm menghasilkan peningkatan *recovery factor* sebesar 13,05%, 13,73%, 14,76%. XG 1000, 1500, 2000 ppm pada konsentrasi 30.000 ppm menghasilkan peningkatan *recovery factor* sebesar 11,69%, 12,74%, 14,06%.

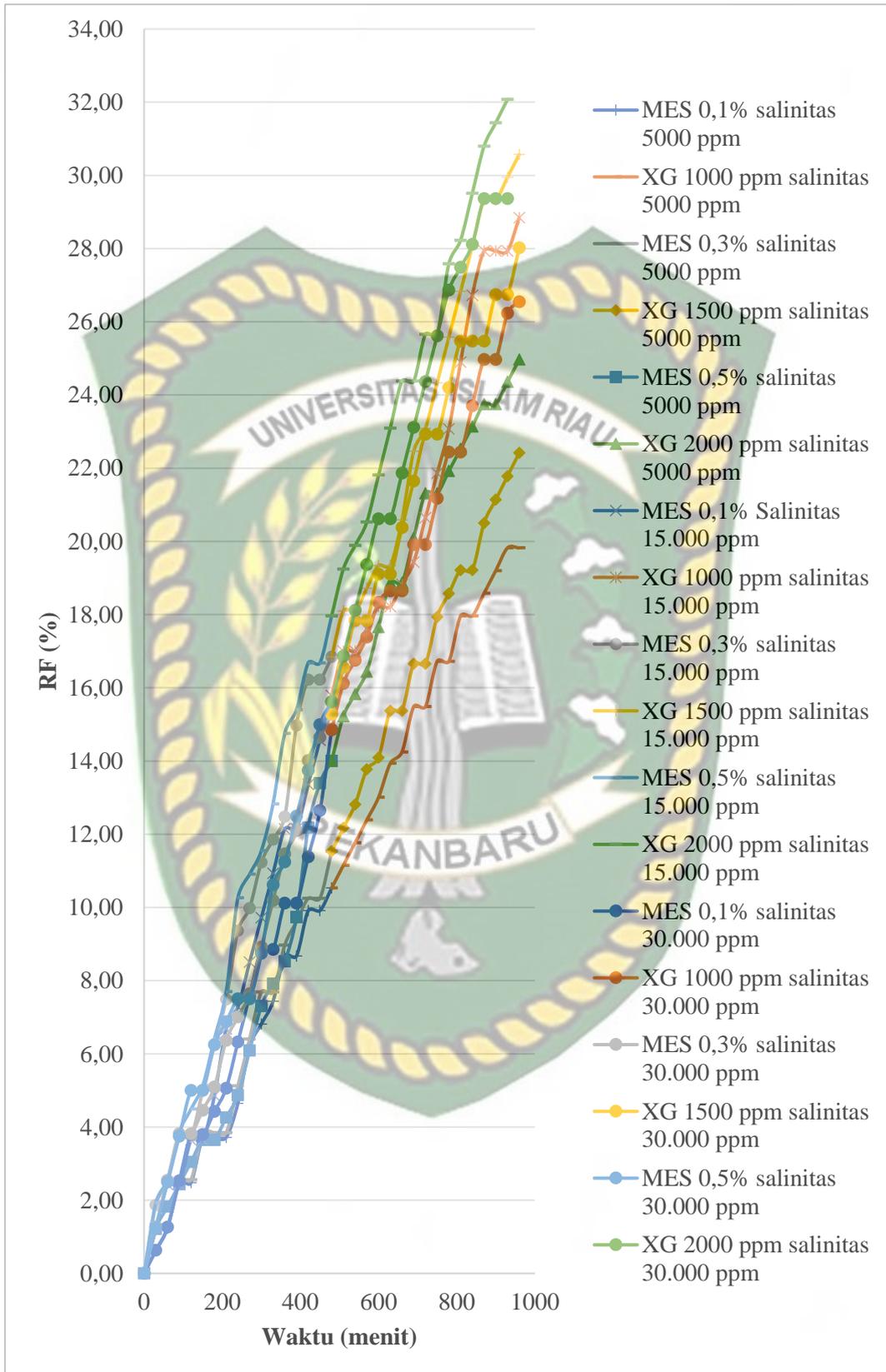
Konsentrasi terbaik terdapat pada XG 2000 ppm dengan salinitas 15.000 ppm sebesar 14,76%. Hal ini disebabkan oleh polimer yang dapat meningkatkan viskositas, sehingga berperan dalam mendorong minyak untuk dapat diproduksi melalui efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) yang meningkat sehingga dapat menurunkan mobilitas rasio antara minyak dan air (Sheng, 2013). Penambahan konsentrasi salinitas pada larutan polimer dari salinitas 15.000 ke 30.000 ppm mengalami penurunan *recovery factor* dikarenakan salinitas yang cukup tinggi menyebabkan terjadinya penurunan viskositas yang berpengaruh pada tingkat efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*). Kandungan ion-ion logam yang terdapat pada salinitas yang cukup tinggi akan menarik rantai-rantai cabang pada polimer yang menyebabkan rantai ikatan polimer menjadi lebih pendek, sehingga terjadinya penurunan terhadap *recovery factor* (Wicaksono *et al.*, 2015).



Gambar 4.8 Grafik Peningkatan *Recovery Factor* terhadap Waktu pada Injeksi Surfaktan

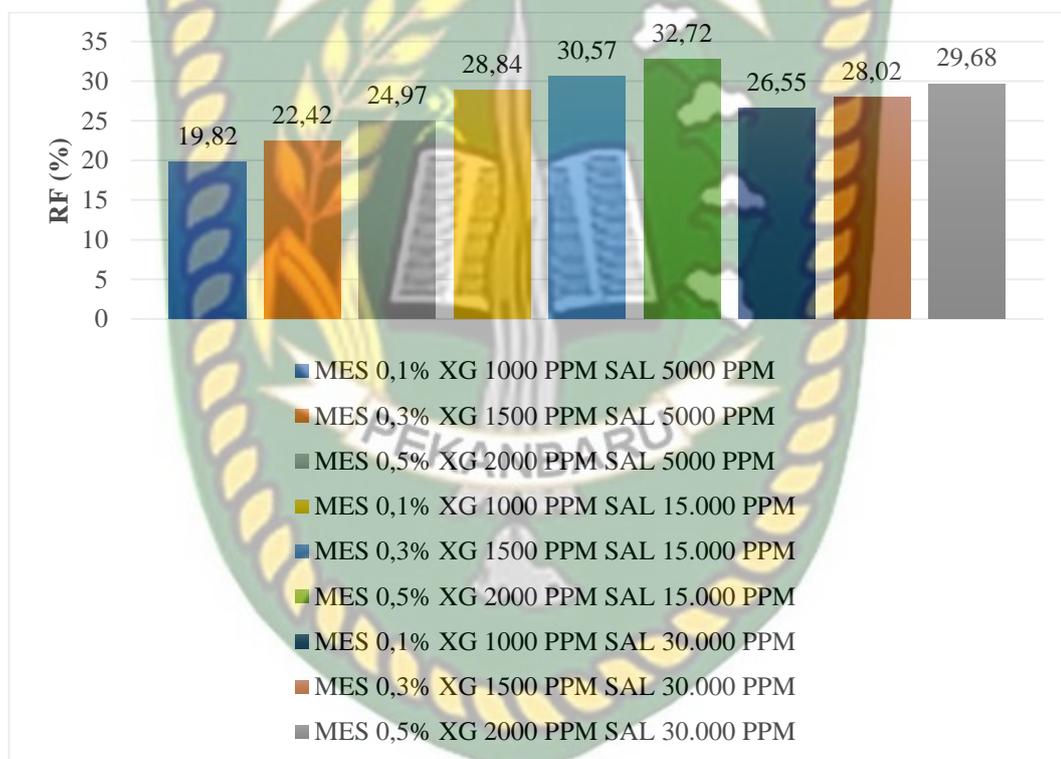


Gambar 4.9 Grafik Peningkatan *Recovery Factor* terhadap Waktu pada Injeksi Polimer



Gambar 4.10 Grafik Peningkatan *Recovery Factor* terhadap Waktu melalui Pengaruh Kinerja Surfaktan-Polimer

Berdasarkan **Gambar 4.8** dan **Gambar 4.9** penambahan waktu beriringan dengan peningkatan *recovery factor* yang mana pada grafik tersebut diperlihatkan peningkatan waktu yang signifikan dari surfaktan ataupun polimer dimulai dari menit ke-150. Dan dapat dilihat pada **Gambar 4.10** bahwa kinerja surfaktan MES dan polimer XG relatif seimbang dan menguntungkan yang mana dapat terlihat jelas kinerja dari polimer XG untuk setiap konsentrasinya sangat signifikan membantu kinerja dari surfaktan MES dalam perolehan *recovery factor* (Sheng, 2013; Rita, 2012). Hal ini dikarenakan peran polimer dapat menyesuaikan pergerakan penyapuan ketika surfaktan dapat meloloskan minyak yang terperangkap pada pori (Thomas, 2019).



Gambar 4.11 Grafik *Recovery Factor* Total pada Injeksi Surfaktan-Polimer

Berdasarkan **Gambar 4.11** *recovery factor* total dihasilkan melalui penjumlahan *recovery factor* antara surfaktan MES dan XG penjumlahan ini didasarkan pada penggunaan *core* yang sama untuk setiap pasangan larutan MES dan XG pada konsentrasi rendah, menengah dan tinggi serta salinitas yang rendah, menengah dan tinggi pula. Peningkatan *recovery factor* total terus terjadi beriringan dengan penambahan konsentrasi dari surfaktan MES maupun polimer dengan *recovery total* dari MES 0,1% XG 1000 ppm, MES 0,3% XG 1500 ppm, MES 0,5%

XG 2000 ppm pada salinitas 5000 ppm yakni 19,82%, 22,42%, 24,97%, MES 0,1% XG 1000 ppm, MES 0,3% XG 1500 ppm, MES 0,5% XG 2000 ppm pada salinitas 15.000 ppm yakni 28,84%, 30,57%, 32,72%, MES 0,1% XG 1000 ppm, MES 0,3% XG 1500 ppm, MES 0,5% XG 2000 ppm pada salinitas 30.000 ppm yakni 26,55%, 28,02%, 29,68%. Sehingga konsentrasi yang menghasilkan RF terbaik yaitu MES 0,5% dan XG 2000 ppm pada salinitas 15.000 ppm dengan nilai 32,72%.



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Dari penelitian ini dapat diperoleh kesimpulan bahwa:

1. Surfaktan *methyl ester sulfonate* dan polimer *xanthan gum* dengan berbagai variasi konsentrasi surfaktan, konsentrasi polimer dan salinitas, yaitu 0,1%, 0,3%, 0,5% dengan konsentrasi polimer 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm pada salinitas 5000 ppm, 15.000 ppm, 30.000 ppm memiliki nilai densitas dan viskositas yang semakin meningkat beriringan dengan penambahan konsentrasi dan salinitas serta kompatibel dengan air formasi.
2. *Recovery factor* optimum yang dihasilkan dari surfaktan *methyl ester sulfonate* dan polimer *xanthan gum* menggunakan metode *spontaneous imbibition* yaitu sebesar 32,72% pada konsentrasi MES 0,5% dan XG 2000 ppm pada salinitas 15.000 ppm.

5.2 SARAN

Peneliti selanjutnya dapat melanjutkan penelitian ini dengan melakukan pengujian lanjutan dengan uji *interfacial tension*, uji *phase behavior*, pengukuran sudut kontak dan *coreflooding test* serta dapat menambahkan formulasi yang nantinya dapat berperan dalam meningkatkan *recovery factor*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M. (2017). Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR) activities in Indonesia: How it's future. *AIP Conference Proceedings*, 1–6. <https://doi.org/10.1063/1.4982311>
- Afari, S., Sarkodie, K., Aggrey, W., & Morgan, A. (2015). Assessment of Petroleum Reservoir Recovery Factor Using Complexity Scoring and Artificial Neural Network. *International Journal of Scientific Engineering and Research (IJSER)*, 3(7), 124–129.
- Agriandita, I., & Layali, A. S. (2017). Pengaruh Injeksi Surfaktan dan Polimer pada Recovery Factor Minyak Sumur ASL. *Jurnal Migasian*, 1(2), 1–4. <https://doi.org/10.36601/jurnal-migasian.v1i2.8>
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
- Andini, A. N. (2017). *Studi Laboratorium Pengembangan Formulasi Surfaktan SLS (Sodium Lignosulfonate) untuk Peningkatan Perolehan Minyak Tahap Lanjut Reservoir "ANA" Lapangan "TMP."* Universitas Pembangunan Nasiona "Veteran" Yogyakarta.
- Anggara, A. T., Azis, M. M., & Purwono, S. (2019). Studi Injeksi Surfaktan Sodium Lignosulfonat (SLS) pada Media Sandstone dan Limestone dalam Rangka Enhanced Oil Recovery (EOR). *Seminar Nasional Teknik Kimia "Kejuangan,"* 1–6.
- Az-zahra, N., Lestari, L., & Pramadika, H. (2019). Pengaruh Penambahan Larutan Surfaktan Pada Larutan Polimer Terhadap Tegangan Antarmuka Dan Viskositas. *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 8(2), 71. <https://doi.org/10.25105/petro.v8i2.4779>
- Balqis, R. A., Setiati, R., Djumantara, M., & Eni, H. (2018). Analisa Karakteristik Surfaktan pada Spontaneous Imbibition di Lapangan "A" Sumatera Selatan. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 4*, 643–648.
- Budiono, M., & Panggabean, A. S. (2017). Sintesis Surfaktan Metil Ester Sulfonat dari Metil Ester Minyak Biji Karet (*Havea Brasiliensis*) melalui Reaksi Sulfonasi dengan Pengaruh Variasi Katalis. *Seminar Nasional Kimia 2017*, 199–204.
- Chalim, A., Wibowo, A. A., Suryandari, A. S., Syarifuddin, M. M., & Tohir, M. (2017). Studi Kinetika Reaksi Metanolisis Pembuatan Metil Ester Sulfonat (MES) Menggunakan Reaktor Batch Berpengaduk. *Jurnal Teknik Kimia Dan Lingkungan*, 1(1), 28–34. <https://doi.org/10.33795/jtkl.v1i1.23>
- Damanik, M., Kasmungin, S., & Sudibjo, R. (2018). Study Peningkatan Oil Recovery pada Injeksi Surfaktan-Polimer pada Batuan Karbonat. *Jurnal Penelitian Dan Karya Ilmiah Lembaga Penelitian Universitas Trisakti*, 3(1), 27–33.
- Eni, H., Sutriah, K., & Muljani, S. (2017). Surfaktan Berbasis Minyak Sawit untuk Aplikasi EOR pada Lapangan Minyak Intermediet. *Lemigas*, 51(1), 13–21.
- Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A., & Yusuff, A. S. (2019). An Overview of Chemical Enhanced Oil Recovery: Recent Advances and Prospects. *International Nano Letters*, 9(3), 171–202. <https://doi.org/10.1007/s40089-019-0272-8>

- Halim, H. P. (2011). *Pengaruh Konsentrasi Nonyl Phenol Ethoxylate Non-Ionik Terhadap Kinerja Surfaktan Metil Sulfonat sebagai Bahan Chemical Flooding*. Universitas Indonesia.
- Hamdani, A. A. (2019). *Formulasi untuk Screening Awal Chemical Flooding pada Enhanced Oil Recovery*.
- Hapsari, T. P. (2020). *Uji Phase Behavior untuk Seleksi dan Formulasi Surfaktan EOR*.
- Iman, N., R, A. R., & Nurhaeni. (2016). Sintesis Surfaktan Metil Ester Sulfonat (MES) dari Metil Laurat. *Jurnal Riset Kimia*, 2(2), 54–66.
- Irwin, R. W. (2015). Penentuan Isi Awal Minyak dan Peramalan Produksinya dengan Decline Curve Analysis di Lapangan “R.” *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 411–421.
- Karovic-Maricic, V., Lekovic, B., & Danilovic, D. (2014). Factors influencing successful implementation of enhanced oil recovery projects. *Podzemni Radovi*, 22(25), 41–50. <https://doi.org/10.5937/podrad1425041k>
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Direktorat Jenderal Minyak dan Gas. (2020). *Rencana Strategis Ditjen Migas 2020-2024*.
- Kristanto, D., Wibowo, W., Hariyadi, H., & Hermawan, Y. D. (2019). Kajian Coreflooding Test di Laboratorium Menggunakan Injeksi Surfactant-Polymer untuk Meningkatkan Produksi Lapangan Minyak. *Eksergi*, 16(1), 25. <https://doi.org/10.31315/e.v16i1.2938>
- Kusuma, I., & Tegar, P. R. (2020). Pembuatan Metil Ester Sulfonat (MES). *Jurnal Agitasi*, 01(1), 14–18.
- Longde, S., Xiaolin, W., Wanfu, Z., Xuejun, L., & Peihui, H. (2018). Technologies of Enhancing Oil Recovery by Chemical Flooding in Daqing Oilfield, NE China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4), 673–684. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30071-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30071-5)
- Meng, Q., Liu, H., & Wang, J. (2017). A critical review on fundamental mechanisms of spontaneous imbibition and the impact of boundary condition, fluid viscosity and wettability. *Advances in Geo-Energy Research*, 1(1), 1–17. <https://doi.org/10.26804/ager.2017.01.01>
- Muharram, A., Yani, E., Zaki, M., & Saputra, R. F. (2017). Penentuan Desnitas, Spesific Gravity dan °API Gravity. *Universitas Islam Riau*, 3, 1–8.
- Myers, D. (2020). *Surfactant Science and Technology*. In *Surfactant Science and Technology* (4th ed.). John Wiley & Sons, Inc. <https://doi.org/10.1002/9781119465829>
- Nirwana, Irdoni, & Yuniharti, J. (2015). Sintesis Surfaktan Metil Ester Sulfonat dari Palm Oil Methyl Ester dan Natrium Metabisulfid dengan Penambahan Katalis Kalsium Oksida. *Jurnal Riset Kimia*, 8(2), 125–132. <https://doi.org/10.25077/jrk.v8i2.229>
- Parera, G. C., & D.E.A, S. S. (2010). Studi Laboratorium Pengaruh Injeksi Polimer CMC-AC terhadap Perolehan Minyak. *Institut Teknologi Bandung (ITB)*, 1–19.
- Prabawa, I. D. G. P., Salim, R., Khairiah, N., Ihsan, H., & Lestari, R. Y. (2019). Review Xanthan Gum: Produksi dari Substrat Biomassa, Variabel Efektif, Karakteristik dan Regulasi serta Aplikasi dan Potensi Pasar. *Jurnal Riset Industri Hasil Hutan*, 11(2), 97–112. <https://doi.org/10.24111/jrihh.v11i2.5649>

- Pramadika, H., Kasmungin, S., & Kartika. (2015). Peningkatan Perolehan Minyak dengan Injeksi Air dengan Penambahan Polimer Konsentrasi Rendah Skala Laboratorium. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 496–501.
- Prasojo, T. Y., & Kasmungin, S. (2017). Pengaruh Konsentrasi Surfaktan dan Permeabilitas pada Batuan Sandstone terhadap Perolehan Minyak dalam Proses Imbibisi (Laboratorium Study). *Journal of Mechanical Engineering and Mechatronics*, 2(1), 17–22.
- Putra, R. A., Ismayanti, R., & W, A. D. K. (2018). Sintesis Metil Ester Sulfonat melalui Sulfonasi Metil Ester Minyak Kedelai untuk Aplikasi Chemical Flooding. *Jurnal Sains Materi Indonesia*, 19(2), 77–82.
- Ricky, Kasmungin, S., & Fathaddin, M. T. (2018). Studi Laboratorium pengaruh Konsentrasi Surfaktan Polimer Terhadap Recovery Factor dengan Berbagai Salinitas. *Seminar Nasional Pakar Ke 1*, 1(1), 231–237.
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR menggunakan Simulasi Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 22. <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.926>
- Rita, N., Erfando, T., & Munandar, S. A. (2019). Effect of Surfactant Concentration and Nanosilica Additive to Recovery Factor with Spontaneous Imbibition Test Method. *International Journal of GEOMATE*, 17(62), 113–118. <https://doi.org/10.21660/2019.62.ICEE11>
- Rivai, M. (2011). *Produksi dan Formulasi Surfaktan Berbasis Metil Ester Sulfonat dari Olein Sawit Untuk Aplikasi Enhanced Oil Recovery*. Institut Pertanian bogor.
- Rohilla, N., Katiyar, A., Rozowski, P. M., Gentilucci, A., Patil, P. D., Pal, M., & Saxena, P. (2020). Field Trial for Wettability Alteration using Surfactants: Formulation Development in Laboratory to the Implementation and Production Monitoring in an Offshore Reservoir. *Proceeding SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1-12. <https://doi.org/10.2118/200358-ms>
- Sakinah, I. F. (2019). *Karakteristik Surfaktan pada Proses Perolehan Minyak dari Air*. Universitas Islam Negeri Syarif Hidayatullah.
- Sampapena, E., & Saputra, S. H. (2013). Pemanfaatan Metil Ester Sulfonat Pada Pembuatan Deterjen Cair. *Jurnal Riset Teknologi Industri*, 7(14), 143–153.
- Sheng, J. J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*. ELSEVIER.
- Sheng, J. J. (2013). Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. In *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00001-4>
- Sukriya, I. N. M. (2011). Formulasi Untuk Screening Awal Chemical Flooding pada Enhanced Oil Recovery. In *Universitas Indonesia*. Universitas Indonesia.
- Thomas, A. (2019). *Essentials of Polymer Flooding Technique* (1st ed.). John Wiley & Sons Ltd.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (4th ed.). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>
- Tobing, E. M. L., Penelitian, P., Minyak, T., & Lemigas, B. (2018). Uji Sensitivitas Konsentrasi Surfaktan Polimer dan Volume Slug terhadap Perolehan Minyak melalui Model Simulasi Pola Sumur Injeksi Produksi EOR. *Lemigas*, 52(1), 1–13.

- Viriya, T., & Lestari. (2015). Studi labotarorium mengenai Pengaruh Peningkatan Konsentrasi Surfaktan terhadap Peningkatan Produksi Minyak oada Injeksi Surfaktan dengan Kadar Salinitas Air Formasi yang Bervariasi. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 1–5.
- Wicaksono, H., Sutijan, & Yuliansyah, A. (2015). Karakterisasi Larutan Polimer KYPAM HPAM untuk Bahan Injeksi dalam Enhanced Oil Recovery (EOR). *Jurnal Rekayasa Proses*, 9(1), 9–15. <https://doi.org/10.22146/jrekpros.24524>
- Widyarso, A., Swadesi, B., Wibowo, W. A., & Sudarmoyo. (2006). Studi Laboratorium Pengaruh Injeksi Polimer dengan Berbagai Konsentrasi Terhadap Peningkatan Perolehan Minyak pada Reservoir Karbonat. *Simposium Nasional & Kongres IX Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (IATMI)*, 1–9.
- Woe, K., Setiati, R., Fattahanisa, A., & Alli, Y. F. (2019). Studi Karakteristik Larutan Surfaktan dengan Imbibisi Spontan pada Lapangan “K”, Sumatera Selatan. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 5*, 1–7.
- Yasahardja, Y., Setiawan, A., & Prihantini, A. (2018). Studi Awal Pemilihan Polimer untuk digunakan pada Injectivity dengan Skala Laboratorium. *Jurnal Migasian*, 1(2), 19–22. <https://doi.org/10.36601/jurnal-migasian.v1i2.11>