

**PENGUNAAN *SYNTHETIC POLYMER* UNTUK OPTIMASI
SWEEP EFFICIENCY PADA PROSES *ENHANCED OIL
RECOVERY***

SKRIPSI

Diajukan Guna Melengkapi Syarat dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik



DISUSUN OLEH:

MUHAMAD RIDHA FIKRI

NPM 183210372

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**PENGUNAAN *SYNTHETIC POLYMER* UNTUK OPTIMASI
SWEEP EFFICIENCY PADA PROSES *ENHANCED OIL
RECOVERY***

SKRIPSI

Diajukan Guna Melengkapi Syarat dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik



DISUSUN OLEH:

MUHAMAD RIDHA FIKRI

NPM 183210372

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini disusun Oleh :

Nama : Muhamad Ridha Fikri
NPM : 183210372
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Penggunaan *Synthetic Polymer* untuk Optimasi *Sweep Efficiency* pada Proses *Enhanced Oil Recovery*

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Tomi Erfando, S.T., M.T. (.....)
Penguji I : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. (.....)
Penguji II : Agus Dahlia, S.Si., M.Si. (.....)
Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 26 Agustus 2022

Disahkan Oleh :

KETUA PROGRAM STUDI

TEKNIK PERMINYAKAN

(Novia Rita, S.T., M.T.)

PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya baik yang dikutip maupun yang 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, 26 Agustus 2022

(Muhamad Ridha Fikri)

NPM. 183210372



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subbhana wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini. Penulisan Skripsi ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.

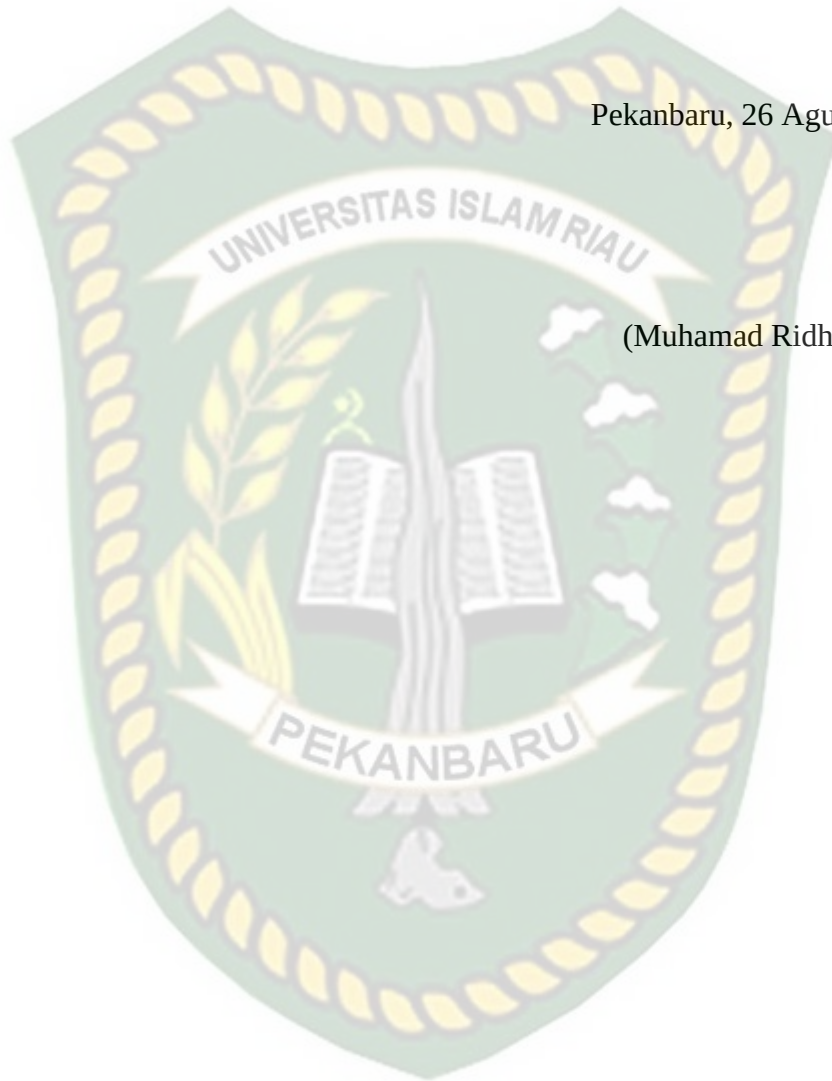
Penulis menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong Penulis untuk menyelesaikan Skripsi ini, serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu penulis ingin mengucapkan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

1. Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T selaku Dosen Pembimbing Skripsi dan proposal skripsi yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk membantu membimbing selama penelitian ini berlangsung.
2. Ibu Novia Rita, S.T., M.T dan Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T selaku Ketua dan Sekretaris Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau serta Bapak M.Ariyon, S.T., M.T selaku Dosen Pembimbing Akademik dan semua Dosen yang telah memberikan ilmu pengetahuannya selama perkuliahan ini yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
3. Bapak Dr. Eng. Adi Novriansyah, M.T selaku Ketua Laboratorium Reservoir dan Ibu Eka Kusuma dewi, S.T. selaku instruktur Laboratorium yang telah memberikan kesempatan dan mendukung dalam melakukan penelitian di laboratorium.
4. Orang tua penulis, ibu Imwartini dan almarhum bapak Edi azwandi serta keluarga yang telah memberikan dukungan, semangat, doa, dan dukungan materil sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik.
5. Semua teman-teman dari kelas C angkatan 2018, teman-teman grup BKB dan teman-teman seperjuangan yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu yang telah membantu dan menyemangati penulis dalam mengerjakan skripsi ini.

Semoga dengan adanya skripsi ini dapat bermanfaat bagi orang lain dan menjadi ilmu yang dapat digunakan di dunia perminyakan serta dapat dikembangkan lebih lanjut sebagai ilmu pengetahuan yang bermanfaat.

Pekanbaru, 26 Agustus 2022

(Muhamad Ridha Fikri)



Dokumen ini adalah Arsip Mlik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN	ix
DAFTAR SINGKATAN	x
DAFTAR SIMBOL	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACT	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	4
1.3 Manfaat Penelitian	4
1.4 Batasan Masalah	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Penelitian Terkait yang Telah Dilakukan Sebelumnya	5
2.2 Penelitian yang Akan Dilakukan	7
BAB III METODELOGI PENELITIAN	8
3.1 Metodologi Penelitian	8
3.2 Diagram Alir Penelitian	8
3.3 Alat Dan Bahan	9
3.3.1 Alat	9

3.3.2 Bahan.....	9
3.4 Prosedur Penelitian	9
3.4.1 Persiapan Bahan	9
3.4.2 Karakterisasi.....	9
3.4.3 Uji Rheology	10
3.4.4 Uji <i>Core Flooding</i>	13
3.5 Lokasi Penelitian	14
3.6 Jadwal Penelitian	14
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	15
4.1 Karakerisasi	15
4.1.1 Pengujian SEM (<i>Scanning Electron Micrograph</i>).....	15
4.1.2 Pengujian FTIR (<i>Fourier Tranform Infrared</i>)	16
4.2 Pengujian Rheologi.....	17
4.2.1 Pengujian Kompatibilitas	17
4.2.2 Pengujian Viskositas	19
4.2.3 Pengujian Salinitas	20
4.2.4 Pengujian <i>Thermal</i>	21
4.2.5 Pengujian <i>Shear Rate</i>	24
4.3 Pengujian <i>Core Flooding</i>	27
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	29
5.1 Kesimpulan.....	29
5.2 Saran	30
DAFTAR PUSTAKA	31
LAMPIRAN.....	35

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. <i>Flow Chart</i>	8
Gambar 2. <i>Flow Chart Uji Core Flooding</i>	13
Gambar 3. Karakteristik Batuan	13
Gambar 4. Hasil Pengujian SEM.....	15
Gambar 5. Hasil Pengujian FTIR	16
Gambar 6. Hasil Pengujian Viskositas	19
Gambar 7. Hasil Pengujian Salinitas	20
Gambar 8. Hasil Pengujian <i>Thermal</i>	21
Gambar 9. Hasil Pengujian <i>Thermal</i> Pada Konsentrasi 1000 ppm	22
Gambar 10. Hasil Pengujian <i>Thermal</i> Pada Konsentrasi 2000 ppm	22
Gambar 11. Hasil Pengujian <i>Thermal</i> Pada Konsentrasi 3000 ppm	23
Gambar 12. Hasil Pengujian <i>Shear Rate</i>	24
Gambar 13. Hasil Pengujian <i>Shear Rate</i> Pada Konsentrasi Polimer 1000 ppm..	25
Gambar 14. Hasil Pengujian <i>Shear Rate</i> Pada Konsentrasi Polimer 2000 ppm..	25
Gambar 15. Hasil Pengujian <i>Shear Rate</i> Pada Konsentrasi Polimer 3000 ppm..	26
Gambar 16. Hasil Pengujian <i>Core Flooding</i>	27

DAFTAR TABEL

Tabel 1. Karakteristik Batuan Dan Fluida.....	13
Tabel 2. Jadwal Penelitian.....	14
Tabel 3. Hasil Uji Kompatibilitas.....	17



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Hasil Pengujian Viskositas	35
Lampiran 2. Hasil Pengujian Salinitas	35
Lampiran 3. Hasil Pengujian <i>Thermal</i>	36
Lampiran 4. Hasil Pengujian <i>Thermal</i> yang Dipengaruhi Salinitas	36
Lampiran 5. Hasil Pengujian <i>Shear Rate</i>	37
Lampiran 6. Hasil Pengujian <i>Shear Rate</i> 1000 ppm	37
Lampiran 7. Hasil Pengujian <i>Shear Rate</i> 2000 ppm	38
Lampiran 8. Hasil Pengujian <i>Shear Rate</i> 3000 ppm	38
Lampiran 9. Input Data Pengujian <i>Core Flooding</i>	39
Lampiran 10. Hasil Pengujian <i>Core Flooding</i>	40

DAFTAR SINGKATAN

OOIP	: <i>Originaly Oil in Place</i>
EOR	: <i>Enhanced Oil Recovery</i>
SEM	: <i>Scanning Electron Micrograph</i>
FTIR	: <i>Fourier Tranform Infrared</i>
RPM	: <i>Rotation Per Minutes</i>
ROIP	: <i>Remaining Oil in Place</i>
HPAM	: <i>Hydrolized Polyacrylamides</i>
PAM	: <i>Polyacrylamides</i>
RF	: <i>Recovery Factor</i>



DAFTAR SIMBOL

μ_{din} = Viskositas Dinamik (cP)

ρ_b = Densitas polimer (gr/ml)

μ_{kin} = Viskositas kinematic (Cst)

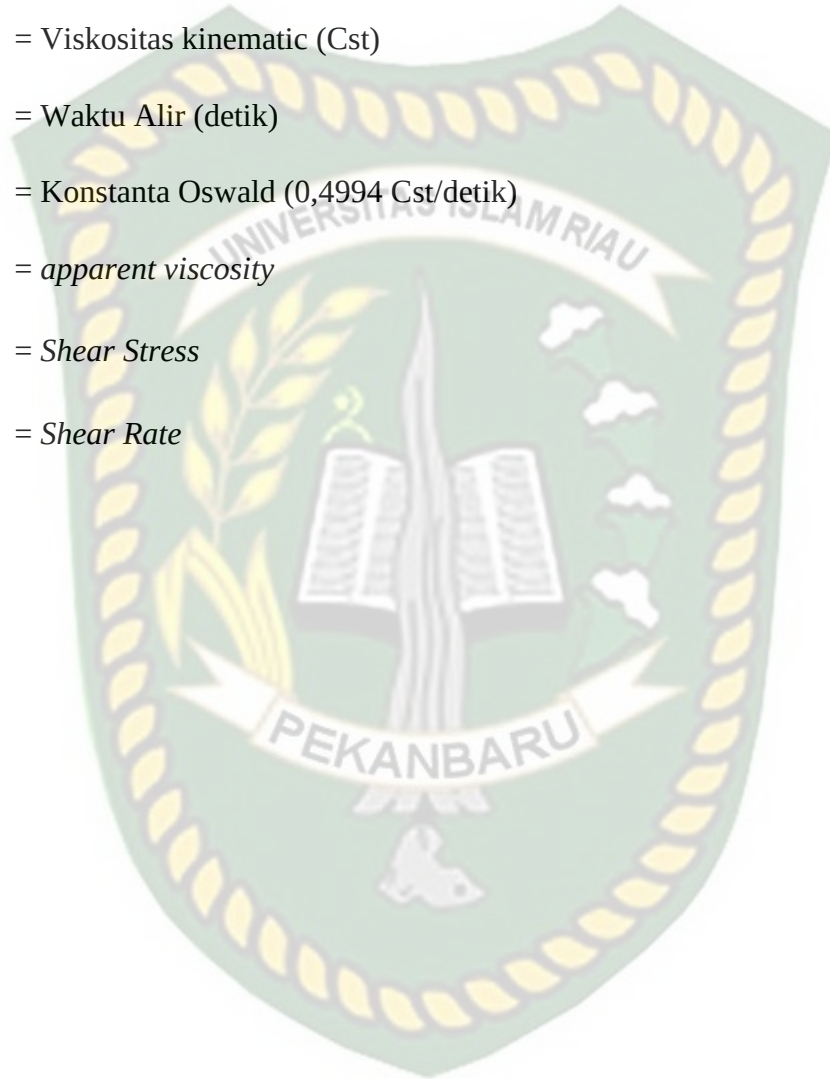
t = Waktu Alir (detik)

C = Konstanta Oswald (0,4994 Cst/detik)

μ_a = *apparent viscosity*

τ = *Shear Stress*

$\dot{\gamma}$ = *Shear Rate*



PENGUNAAN *SYNTHETIC POLYMER* UNTUK OPTIMASI *SWEEP EFFICIENCY* PADA PROSES *ENHANCED OIL RECOVERY*

MUHAMAD RIDHA FIKRI

183210372

ABSTRAK

Penurunan perolehan minyak di lapangan Migas mejadi suatu masalah yang harus dihadapi pada masa sekarang dan yang akan datang seiring dengan peningkatan kebutuhan energy minyak bumi. Beberapa faktor yang menyebabkan penurunan perolehan minyak yaitu faktor lapangan yang sudah *mature* dengan reservoir mengandung minyak berat yang menyebabkan minyak sulit untuk mengalir. Selain itu, kebanyakan reservoir di lapangan Migas mengandung air sehingga airlah yang banyak terproduksi dibandingkan produksi minyak. Pada penelitian sebelumnya, digunakan polimer *hydrolized polyacrylamides* (HPAM). Namun polimer jenis ini tidak mampu bekerja pada kondisi reservoir kasar, suhu tinggi dan tekanan yang tinggi. Adapun tujuan penelitian ini adalah untuk mengoptimalkan *Sweep Efficiency* pada proses *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dengan menginjeksikan polimer. Bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah Polimer Sintetik berupa Polimer Kationik. Penelitian ini menggunakan metode *Laboratory Eksperiment* dengan melakukan pengujian karakterisasi, rheology dan pengujian *core flooding*. Dari hasil pengujian diperoleh polimer kationik memiliki morfologi yang teratur seperti film, dan juga tidak terjadinya pengumpalan pada suhu 50°C, 60°C dan 70°C. sedangkan pada pengujian viskositas terjadinya kenaikan nilai viskositas seiring dengan peningkatan konsentrasi polimer. Polimer 3000 ppm memiliki nilai viskositas tertinggi sebesar 2.495 cP. Namun mengalami penurunan viskositas yang tidak signifikan seiring dengan peningkatan nilai salinitas, thermal dan shear rate.

Kata Kunci: *Laboratory Eksperiment, Viskositas, Core Flooding, Sweep Efficiency.*

USING SYNTHETIC POLYMER FOR OPTIMIZATION OF SWEEP EFFICIENCY IN ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS

MUHAMAD RIDHA FIKRI

183210372

ABSTRACT

The decline in oil recovery in the oil and gas field is a problem that must be faced now and in the future along with the increasing demand for petroleum energy. Several factors that cause a decrease in oil recovery are factors in the mature field with a reservoir containing heavy oil which makes it difficult for oil to flow. In addition, most of the reservoirs in the oil and gas field contain water, so that more water is produced than oil production. In previous studies, hydrolized polyacrylamides (HPAM) polymers were used. However, this type of polymer is not able to work in rough reservoir conditions, high temperatures and high pressures. The purpose of this research is to optimize Sweep Efficiency in the Enhanced Oil Recovery (EOR) process by injecting polymer. The material used in this research is Synthetic Polymer in the form of Cationic Polymer. This research uses the Laboratory Experiment method by conducting characterization, rheology and core flooding tests. From the test results obtained cationic polymer has a regular morphology like a film. And also the absence of coagulation at temperatures of 50°C, 60°C and 70°C. While in the viscosity test, the viscosity value increases along with the increase in polymer concentration. The 3000 ppm polymer has the highest viscosity value of 2,495 cP. However, there was an insignificant decrease in viscosity along with the increase in the value of salinity, thermal and shear rate.

Key Words: *Laboratory Eksperiment, Viscosity, Core Flooding, Sweep Efficiency.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Peningkatan perolehan minyak atau *Enhanced Oil Recovery* (EOR), menjadi suatu tantangan di dunia perminyakan pada masa sekarang dan masa yang akan datang. Minyak bumi sebagai energy yang berasal dari fosil masih menduduki kebutuhan nomor satu di dunia (Abdurrahman, 2017). Namun, tingginya permintaan dan kebutuhan dunia terhadap energi minyak bumi, seiring dengan penurunan jumlah minyak yang tersedia dan dapat di produksi dilapangan (Afdhol et al., 2020). Di Indonesia tidak luput dari penurunan produksi minyak. Dimana pada tahun 1977 produksinya sebesar 1686.2 (ribu barel/hari), dan pada tahun 2004 menjadi 1094,4 (ribu barel/hari) dan akan terus menurun (Purwatiningsih & Masykur, 2012). Oleh karena itu, perlunya peningkatan perolehan minyak pada kebanyakan lapangan yang mengalami penurunan performa dalam memproduksi minyak.

Penurunan performa ini disebabkan oleh banyak faktor, yaitu lapangan yang sudah tua dengan reservoir mengandung minyak berupa minyak berat (Yur et al., 2020). Minyak berat atau *heavy oil* ini, memiliki tingkat kekentalan yang tinggi sebesar 100 mPa.s hingga 1000 mPa.s dan juga memiliki *specific gravity* kecil dari 20°API (Zhu et al., 2020). Dengan adanya viskositas yang tinggi tersebut dapat mengakibatkan minyak sulit untuk bergerak dan mengalir. Masalah kesulitan pergerakan minyak ini juga menjadi suatu hal yang sangat berpengaruh dalam peningkatan perolehan minyak karena sulit untuk di produksi. Minyak jenis ini memiliki jumlah yang paling banyak menduduki jumlah total cadangan minyak di dunia (Zhao et al., 2020). Namun, dalam proses pemulihan minyak jenis ini tidaklah mudah. Diperlukan metode dan teknologi yang baik, benar serta tepat untuk dapat meningkatkan produksikannya. Selain minyak yang memiliki viskositas yang tinggi, faktor lain yang menyebabkan penurunan performa produksi minyak pada kebanyakan lapangan minyak adalah reservoir yang sudah berisikan air (Sheng et al., 2015). Sehingga air lah yang banyak terproduksi

dibandingkan produksi minyak dan juga dapat menyebabkan terjadinya water coning (Jupriansyah & Balikpapan, 2019).

Metode *Enhanced oil recovery* ini sangat dibutuhkan dalam mengatasi masalah tersebut. Beberapa metode pemulihan yang telah dilakukan pada lapangan yang sudah mengalami penurunan produksi yaitu dilakukan *secondary recovery* seperti *water flooding*. Namun dibutuhkan waktu yang sangat lama dalam proses pemulihan minyaknya (Azad & Trivedi, 2019). Selain itu *water flooding* juga memiliki kemampuan yang sangat buruk dalam penyapuan minyak berat atau heavy oil (Ghahremani et al., 2017). Hal inilah yang menjadikan metode *primary recovery* dan *secondary recovery* hanya mampu memulihkan 10% hingga 40% dari *oil originally in place* (OOIP) (Khamees & Flori, 2019). Dengan ini, perlu dilakukan proses tahap lanjut terhadap penyapuan minyak yang lebih efisien lagi. Metode *Enhanced oil recovery* sangat cocok untuk di terapkan pada lapangan mature yang mengalami penurunan produksi. Karena metode EOR ini sangat baik dalam melakukan *sweep efficiency* dibandingkan *primary recovery* dan *secondary recovery*. Oleh karena itu, metode ini sangat baik dilakukan setelah *primary recovery* dan *secondary recovery*. Beberapa teknik yang dilakukan dalam *enhanced oil recovery* yang mampu meningkatkan perolehan minyak yaitu injeksi gas, thermal dan kimia. Namun, metode *enhanced oil recovery* dengan menginjeksikan bahan kimia memiliki tingkat penyapuan yang lebih tinggi dan menjanjikan. Selain itu, metode ini juga memiliki biaya, teknik dan ekonomi yang relatif lebih murah dibandingkan dengan metode EOR yang lain. Dan juga metode ini sangat baik dalam melakukan proses peningkatan pemulihan minyak (Agi et al., 2020).

Metode kimia EOR memiliki keunggulan dibandingkan metode-metode EOR yang lainnya. Salah satu yang termasuk kedalam metode kimia EOR adalah penggunaan polimer yang di injeksikan kedalam sumur injeksi. Polimer ini digunakan untuk mengentalkan air yang diinjeksikan. Proses dari penambahan polimer ini, nantinya dapat meningkatkan viskositas air dan mampu mendorong minyak yang masih tersisa di dalam reservoir (Khalid et al., 2020). Selain meningkatkan viskositas atau kekentalan dari fluida pendesak berupa air, polimer juga mampu menurunkan mobilitas fluida pendesak, mengontrol mobilitas fluida

injeksi dalam melakukan keefesienan menyapu minyak yang tersisa (Oktaviani.J, 2018). Sehingga polimer ini mampu menggantikan metode water flooding yang sebelumnya. Pada pengalaman di lapangan, penggunaan polimer ini mampu mendorong peningkatan terhadap perolehan minyak sebesar 5% hingga 30% dari OOIP (Hashmet et al., 2017).

Dalam industry minyak dan gas bumi, terdapat tiga jenis polimer yang dikembangkan. Jenis-jenis dari polimer itu berupa polimer sintetik seperti *hydrolized polyacrylamides* (HPAM), kedua polimer organik atau sering disebut dengan *biopolymer* berupa *polysaccharides* seperti Xhantan gum, dan jenis polimer yang ketiga yaitu *hydrophobically associating polymer* (Aps)(Saleh et al., 2017).

Polimer sintetik merupakan salah satu jenis polimer yang banyak diteliti dan dikembangkan oleh peneliti. Polimer ini telah banyak di diujikan di beberapa Negara didunia termasuk di Indonesia. Salah satu contoh dari polimer ini adalah *hydrolized polyacrylamides* (HPAM). Jenis polimer ini banyak digunakan pada metode *polymer flooding*. Akan tetapi, polimer jenis ini akan mengalami penurunan viskositas pada kondisi reservoir yang kasar, suhu dan tekanan yang tinggi, serta peningkatan terhadap salinitas. Polimer jenis ini hanya mampu bertahan hingga 200.000 ppm (Hashmet et al., 2017). Selain HPAM, jenis polimer ini berupa polyacrylamides (PAM) (Olajire, 2014).

Pada penelitian ini digunakan polimer berupa Polimer Kationik, Polimer ini merupakan jenis polimer sintetik dengan bahan dasar berupa flokulen kationik. Jenis polimer ini memiliki kandungan berupa *polyacrylamides* flokulen yang memiliki kation. Kation dari polimer ini secara aktif berikatan dengan monomer lain hingga membentuk rantai panjang. Jenis polimer ini sangat baik digunakan dalam proses penyapuan minyak sisa atau dapat dimanfaatkan dalam meningkatkan perolehan minyak dengan metode chemical EOR.

Prosedur penelitian yang akan dilakukan adalah karakterisasi polimer, pengujian rheology terhadap polimer berupa pengujian kompatibilitas, pengujian *shear rate*, pengujian salinitas, dan pengujian *thermal*. Selain itu, penelitian ini juga akan dilakukan pengujian *core flooding* yang bertujuan untuk mengukur *sweep efficiency* yang dapat dilakukan oleh polimer yang digunakan (Agi et al.,

2020). Dan dari hasil penelitian yang dilakukan ini, diharapkan dapat memberikan kontribusi pada pengembangan metode *chemical* EOR dalam meningkatkan produksi minyak terutama dengan *polymer flooding*.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini sebagai berikut:

1. Mengetahui karakteristik dari Polimer Kationik
2. Mengetahui *rheology* dari Polimer Kationik
3. Mengetahui pengaruh penambahan Polimer Kationik terhadap *sweep efficiency* dalam proses *Enhanced Oil recovery* (EOR).

1.3 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan bagi industri minyak dan gas bumi yang mengalami masalah penurunan produksi minyak. Sehingga dengan penelitian ini, Polimer Kationik yang digunakan dapat menjadi salah satu metode EOR dalam meningkatkan *sweep efficiency* dan meningkatkan perolehan minyak.

1.4 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dari penelitian ini adalah berfokus pada pengujian terhadap karakteristik polimer, Uji *rheology* dari Polimer Kationik dan pengujian polimer pada sampel *core* dengan metode *core flooding* guna mengetahui pengaruh penambahan Polimer Kationik terhadap tingkat *sweep efficiency* minyak pada proses EOR.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian Terkait yang Telah Dilakukan Sebelumnya

Berikut beberapa hasil penelitian terkait yang telah dilakukan sebelumnya, yang dapat dijadikan panduan bagi penulis untuk menghasilkan penemuan terbaru agar tidak terjadi pengulangan terhadap penelitian yang sama.

Pada penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh (Ghahremani et al., 2017) mengenai performa yang dilakukan oleh polimer dengan berat molekul yang rendah pada minyak berat dan pada reservoir yang heterogen. Pada penelitian ini, digunakan bahan berupa PAM dan dengan metode *Eksperiment Setup*. Penelitian ini memperoleh hasil bahwa polimer ini menunjukkan perilaku Non-newtonian dan dapat meningkatkan *Sweep Efficiency* dengan perolehan minyak sebesar 56% dari OOIP.

Pada penelitian yang lain, dilakukan oleh (Caili & Qing, 2011), dengan melakukan studi terhadap pengaplikasian Anionik dan Kationik polimer untuk *alternative* penginjeksian pada reservoir *Sand Stone* dengan metode Micromodel. Dari hasil penelitian, diperoleh hasil bahwa injeksi polimer *alternative* yang paling baik adalah polimer kationik tipe-1 dan YG-100. Penyapuan minyak yang terjadi sangat signifikan.

Selain itu, penelitian yang dilakukan oleh (Doda & Sahib, 2016) tentang efek dari saturasi air pada *Polymer Elasticity* ketika pemulihan minyak berat. Dengan metode *Core Flooding* dan menggunakan bahan FLOPAAM, didapatkan kesimpulan bahwa Pemulihan minyak pada HPAM-4 lebih tinggi sebesar 5 %, 7%, dan 10 % dari pada HPAM-1 dengan injeksi air sebelumnya sebesar 0 PV, 0,5 PV dan 1 PV.

Metode *Core Flooding* yang digunakan untuk pengujian terhadap injeksi polimer dalam peningkatan *Sweep Efficiency* pada shu dan salinitas tinggi serta pada reservoir karbonat. Bahan yang digunakan berupa HPAM dan SAV 10, memperoleh hasil SAV 10 dapat meningkatkan mobilitas ratio dan produksi pada reservoir kasar. Injeksi 0,1 PV polimer sebelum *water breakthrouht* membantu

mencapai *recovery factor* maximum sebesar 84% dengan minimal fluida injeksi sebesar 1,1 PV (Hashmet et al., 2017). Dan juga pada penelitian (Zhao et al., 2020), menggunakan bahan *Acrylamide acrylate copolymer* dengan metode yang sama menghasilkan Kombinasi antara *Polymer flooding* dan salinitas rendah dapat meningkatkan *sweep efficiency* dalam peningkatan perolehan minyak. Dan juga dapat menurunkan water cut.

Metode Core Flooding juga digunakan pada penelitian (Zhu et al., 2020), untuk menginvestigasi mobilitas kontrol pada proses *polymer flooding* HPAM dan MJ-10 dengan reservoir yang memiliki permeabilitas yang tinggi dan mengandung minyak berat. Hasilnya menunjukkan Penggabungan kedua polimer pada perbandingan yang spesifik akan mengoptimalkan kapasitas pengontrolan mobilitas, meningkatkan efisiensi penyapuan dan menghasilkan *recovery* minyak lebih tinggi. Selain itu pada penelitian yang dilakukan (Qi et al., 2017) tentang reduksi dari saturasi minyak pada reservoir *sand stone* menggunakan polimer yang viskoelastik yaitu HPAM, memperoleh hasil bahwa Polimer ini efisien dalam meningkatkan perolehan minyak dengan viskositas lebih tinggi. Dan juga dengan menggunakan bahan berupa CPNF pada penelitian (Agi et al., 2020) untuk diaplikasikan dalam EOR, menghasilkan kesimpulan bahwa Polimer ini sangat efisien dalam meningkatkan mobilitas minyak pada kondisi reservoir dengan suhu tinggi dan tekanan yang tinggi.

Polimer sintetik yang digunakan pada penelitian sebelumnya, menggunakan bahan berupa HPAM, memperoleh hasil berupa Penginjeksian *polymer flooding* lebih awal dapat meningkatkan *sweep efficiency* pada *pore scale* (Jua, 2018). Sedangkan pada penelitian (Koh et al., 2017), *Polymer flooding* secara signifikan meningkatkan perolehan minyak dengan pendesakan *sweep efficiency* pada batuan yang homogeny. Dan juga pada penelitian (Clarke et al., 2016) menggunakan HPAM dan Xantan menghasilkan Viscoelastic polimer dapat meningkatkan perolehan minyak melebihi dari yang diperkirakan berdasarkan *shear viscosity* dalam *rheology* yang ditentukan melalui inti batuan. Serta penelitian oleh (Khamees & Flori, 2019) dengan metode simulasi reservoir, dapat disimpulkan bahwa Sifat viskoelastik sangat berpengaruh dalam menggantikan minyak dan dapat meningkatkan penyapuan minyak.

Sedangkan pada penelitian (Guo et al., 2017), HPAM yang diujikan dengan metode Micromodel, memperoleh hasil bahwa kondisi heterogen dapat efisien menyapu minyak pada lapisan yang permeabilitasnya tinggi dan juga pada permeabilitas rendah. Sedangkan HPAM hanya efisien dalam menyapu minyak pada permeabilitas rendah. Selain itu jenis HPAM yang digunakan berupa HPAM 3130 dan HPAM 3630 yang diujikan memperoleh hasil bahwa Hasil eksperimen *core flooding* menunjukkan peningkatan pemulihan minyak oleh HPAM 3130 lebih besar 17 % dibandingkan dengan HPAM 3630 (Azad & Trivedi, 2019). Selanjutnya, polimer dengan jenis *Supramolecular gellant solution* memberikan hasil Larutan Supramolekul memiliki *efficiency displacement* lebih tinggi dari pada air dan *polyacrylamide* pada pH dasar (Akbulut et al., 2017). HPAM juga digunakan pada penelitian (Li et al., 2016) yang memperoleh hasil *Polymer flooding* dapat meningkatkan perolehan minyak sebesar 10,29%. Polimer dapat meningkatkan perolehan minyak dengan meningkatkan ratio mobilitas air dan minyak untuk meningkatkan efisiensi penyapuan minyak.

Kemudian dengan metode *Screening Criteria*, pengujian dengan bahan HPAM memperoleh hasil Formasi berupa sandstone reservoir, suhu reservoir dibawah 93,3°C, permeabilitas batuan diatas 50 md, jenis minyak adalah *heavy oil* dengan nilai viskositas kecil dari 10 cp, memiliki aturasi minyak lebih tinggi dari saturasi minyak residual (Sheng et al., 2015).

2.2 Penelitian yang Akan Dilakukan

Dari hasil penelitian terkait yang telah dilakukan sebelumnya, dimana pada penelitian sebelumnya banyak menggunakan bahan sintetis. Dan dari hasil penelitian itu, penggunaan polimer sintetik memberikan nilai yang cukup baik dalam meningkatkan *sweep efficiency* pada proses EOR. Oleh karena itu, penulis berkeinginan untuk memperluas penggunaan polimer sintetik yaitu polimer kationik dalam optimasi *sweep efficiency* untuk meningkatkan perolehan minyak. Sehingga diharapkan polimer ini dapat digunakan dalam proses EOR yaitu *polymer flooding*.

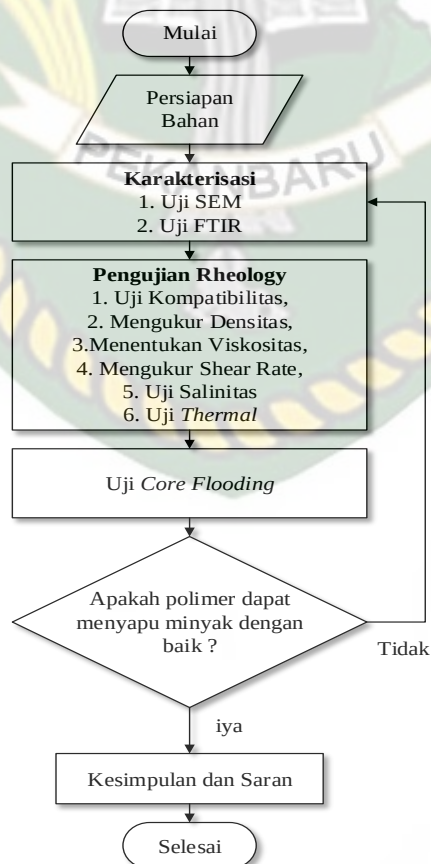
BAB III

METODELOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang digunakan pada penelitian untuk Tugas Akhir ini digunakan metode *Laboratory Eksperiment*. Prosedur yang dilakukan selama penelitian ini yaitu pertama Persiapan Bahan, kedua polimer tersebut dilakukan Karakterisasi dengan melakukan Uji SEM dan Uji FTIR. Ketiga dilakukan Pengujian *Rheology* dari polimer itu sendiri yaitu Uji Kompatibilitas, Pengukuran Densitas, Penentuan Viskositas, Uji *Shear Rate*, Uji Salinitas, dan Uji *Thermal*. Keempat polimer dilakukan pengujian pada sampel core dengan metode *core flooding*. Setelah dilakukan pengujian di laboratorium, data-data yang diperoleh kemudian dikumpulkan dan dianalisa.

3.2 Diagram Alir Penelitian



Gambar 1. Flow Chart

3.3 Alat Dan Bahan

3.3.1 Alat

Alat yang akan digunakan pada penelitian ini adalah:

- | | |
|-----------------------|-------------------------------|
| 1. Batang Pengaduk | 9. Botol Sampel |
| 2. Pipet Tetes | 10. <i>Fann VG Meter</i> |
| 3. Gelas Ukur | 11. <i>Viscometer Ostwald</i> |
| 4. Gelas Kimia | 12. Piknometer |
| 5. Timbangan Digital | 13. <i>Stirrer Magnetik</i> |
| 6. <i>Thermometer</i> | 14. Redwood viscosimeter |
| 7. Corong | |
| 8. <i>Stopwatch</i> | |

3.3.2 Bahan

Bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah:

1. Polimer Kationik
2. aquadest
3. NaCl

3.4 Prosedur Penelitian

3.4.1 Persiapan Bahan

Dalam penelitian ini sampel dibuat dengan mencampurkan polimer dengan Aquadest. Sampel yang dihasilkan memiliki konsentrasi 1000 ppm, 2000 ppm, dan 3000 ppm. Kemudian dilakukan pembuatan salinitas dengan mencampurkan NaCl dengan Aquadest. Menghasilkan konsentrasi 1000 ppm, 3000 ppm, 12000 ppm dan 25000 ppm

3.4.2 Karakterisasi

a. Uji SEM (*Scanning Electron Micrograph*)

Uji SEM dilakukan untuk mengetahui struktur fisik serta morfologi permukaan polimer yang terbentuk atau untuk menentukan bentuk dan besaran dari polimer (Khalid et al., 2020)

b. Uji FTIR (*Fourier Transform Infrared*)

Uji FTIR berfungsi untuk mengetahui bentuk polimer dengan melihat gugus-gugus kimia yang ada pada polimer (Abidin et al., 2012).

3.4.3 Uji Rheology

a. Uji Kompatibilitas

Pengujian kompatibilitas diuji dengan cara melarutkan polimer kedalam air formasi dan melihat ada atau tidak perubahan yang terjadi pada larutan, dimana harapannya polimer dapat larut dengan sempurna dan tidak terbentuk endapan atau gumpalan (Frigrina, 2017). Prosedur pengujian kompatibilitas ini dilakukan dengan memasukkan sampel kedalam oven selama lebih kurang 3 jam dengan variasi suhu antara 50°C, 60°C dan 70°C. (Huljannah, 2020). Setelah itu sampel dikeluarkan dan dilihat apakah terjadi penggumpalan atau tidak.

b. Mengukur densitas larutan polimer menggunakan piknometer

1. Siapkan alat piknometer 10 ml
2. Lakukan penimbangan terhadap piknometer kosong menggunakan timbangan digital
3. Isi piknometer dengan larutan polimer hingga penuh lalu ditutup
4. Menimbang massa piknometer yang berisi larutan polimer dengan timbangan digital lalu catat hasilnya
5. Cara menghitung densitas dengan $\rho = m/v$
 m = massa picnometer berisi – massa picnometer kosong
 v = volume picnometer

c. Menentukan viskositas larutan polimer menggunakan viscometer Ostwald

Pengujian Viskositas menggunakan ASTM D2270-10 (2016)

1. Membersihkan viskosimeter ostwald.
2. Masukkan sampel ke dalam viscometer sampai pada batas yang ditentukan.
3. Hisap menggunakan ball valve Hingga mencapai batas yang telah ditentukan.
4. Catat waktu mengalir fluida dari batas atas sampai batas bawah pada viscometer
5. Rumus mengitung viskositas adalah

- Viskositas Kinematik

$$\mu_{kin} = C.t$$

dimana :

μ_{kin} = Viskositas Kinematik (Cst)

C = Konstanta Oswald (0,4994 Cst/detik)

t = Waktu alir (detik)

- Viskositas Dinamik

$$\mu_{din} = \rho_b . \mu_{kin}$$

dimana :

μ_{din} = Viskositas Dinamik (cP)

ρ_b = densitas polimer (gr/ml)

μ_{kin} = Viskositas kinematik (Cst)

d. Mengukur *shear rate* dengan *Fann VG Meter*

1. Siapkan alat dan bahan yang akan digunakan
2. Masukkan sampel ke dalam *cup* hingga batas yang telah ditentukan
3. Letakkan *cup* pada alat *Fann VG Meter* kemudian atur posisi rotor dan *bob* hingga tercelup ke dalam sampel sampa batas yang telah ditentukan
4. Menggerakkan rotor pada posisi kecepatan 600 rpm pada posisi *high* dan 300 rpm pada posisi *low*. Amati hingga skala (*dial*) mencapai keseimbangan, lalu catat harga yang ditunjukkan oleh skala
5. Hitung nilai viskositas dengan persamaan $(\frac{\tau}{\gamma}) \times 100$. Kemudian *shear stress* didapat dengan persamaan $\tau = 5,077 \times C$ dan *shear rate* didapatkan dengan menggunakan persamaan $\gamma = 1,704 \times rpm$.

e. Uji Salinitas

Uji salinitas polimer dilakukan untuk melihat pengaruh kadar salinitas terhadap viskositas polimer, dengan kadar salinitas yang beragam (500, 1000, 2000, 6000, 12000, 25000) ppm dengan masing-masing konsentrasi polimer yang sama (W. Harimurti, dkk, 2015).

f. Uji *Thermal*

Tes stabilitas *thermal* dilakukan dengan menguji viskositas polimer ketika dipanaskan pada suhu reservoir. Pada pengujian ini menggunakan Viscometer Redwood.

1. Memanaskan viskosimeter hingga *temperature* yang ditentukan.
2. Masukkan sampel ke dalam cup.
3. Mengatur *temperature* bath hingga *temperature* sampel mencapai temperatur pengujian.
4. Posisikan *flask* tepat di bawah lubang viskosimeter.
5. Jika temperatur pengujian sudah sesuai, maka uji viskositas dapat dimuai dengan cara membuka *ball valve*. Ukur dengan stopwatch yang diperlukan untuk mengatur sampai batas *flask*-nya.
6. Rumus untuk menghitung viskositas dengan alat Redwood

Viscosimeter adalah

$$\mu_{kin} = (A.t) - (B/t)$$

dimana :

μ_{kin} = viskositas kinematic (Cst)

t = waktu alir (detik)

A = 0,0026 jika waktu alir 1-100 detik

= 0,00247 jika waktu alir >100 detik

B = 1,72 jika waktu alir 1-100 detik

= 0,5 jika waktu alir >100 detik

Kemudian menghitung viskositas dinamik

$$\mu_{din} = \rho_b \cdot \mu_{kin}$$

dimana :

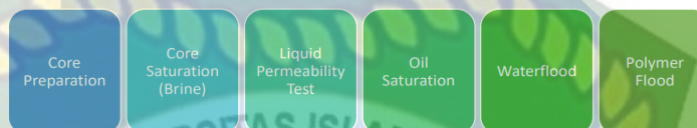
μ_{din} = Viskositas Dinamik (cP)

ρ_b = densitas polimer (gr/ml)

μ_{kin} = Viskositas kinematic (Cst)

3.4.4 Uji Core Flooding

Uji dengan *Core Flooding* berfungsi untuk melihat optimasi dari penginjeksian polimer pada peningkatan perolehan minyak (Sulistiyarso & Rini, n.d.). Berikut alur pengujian yang dilakukan:

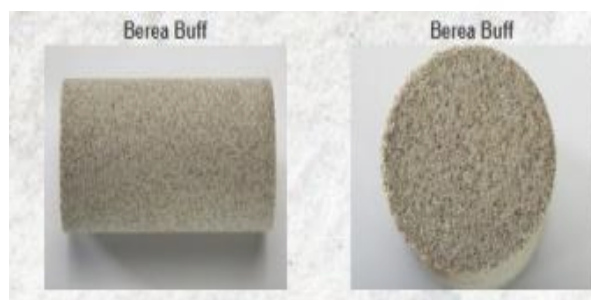


Gambar 2. Flow Chart Uji Core Flooding

Crude oil yang digunakan memiliki densitas 0.8484 g/cc pada temperatur 60°C. Pelarut yang digunakan adalah brine sintetik (NaCl) 1000 ppm yang memiliki densitas 0.9831 g/cc pada temperatur 60°C. Sedangkan batuan yang digunakan untuk pengujian adalah Buff Berea Core yang memiliki litologi batu pasir dan homogen. Tabel berikut memperlihatkan sifat fisik dan karakteristik fluida dan batuan untuk pengujian.

Tabel 1. Karakteristik Batuan Dan Fluida

No	Sample	Sifat Fisik/ Karakteristik
1.	Brine Sintetik (NaCl) 1000 ppm	Densitas @60°C 0,9831 gr/cc
2.	Crude Oil	Densitas @60°C 0,8484 gr/cc
3.	Core Buff Berea	Litologi Sandstone
4.	Formation	Upper Devonian
5.	Permeability	150-350 mD KCl 400-500 mD N ₂
6.	Porositas	20-22%
7.	UCS	3800-4500 psi



Gambar 3. Karakteristik Batuan

Untuk menentukan RF digunakan rumus :

- a. *Recovery Factor for waterflood process:*

$$RF_{WF} = Np_{WF} / OOIP \times 100\%$$

- b. *Recovery Factor for polymer flood to the Original Oil in Place (OOIP):*

$$RF_{PFOIP} = Np_{PF} / OOIP \times 100\%$$

- c. *Recovery Factor for polymer flood to the Remaining Oil in Place (ROIP):*

$$RF_{PFR OIP} = Np_{PF} / (OOIP - Np_{WF}) \times 100\%$$

3.5 Lokasi Penelitian

Penelitian ini akan dilaksanakan di laboratorium Teknik Reservoir, Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau untuk melakukan pengujian *Rheology* dari polimer. Untuk Uji FTIR dilakukan di Laboratorium FMIPA UNRI, dan Uji SEM dilakukan Di Laboratorium Terpadu UII. Sedangkan untuk pengujian *Core Flooding* dilakukan di Laboratorium EOR, Institut Teknologi Bandung.

3.6 Jadwal Penelitian

Jadwal penelitian yang dilakukan, dijawabkan pada tabel berikut:

Tabel 2. Jadwal Penelitian

No	Deskripsi Kegiatan	2022			
		April	Mei	Juni	Juli
1.	Studi <i>Literature</i>				
2.	Seminar Proposal				
3.	Karakterisasi				
4.	Uji <i>Rheology</i> polimer				
5.	Uji <i>Core flooding</i>				
6.	Analisa Hasil dan Pembuatan Laporan				

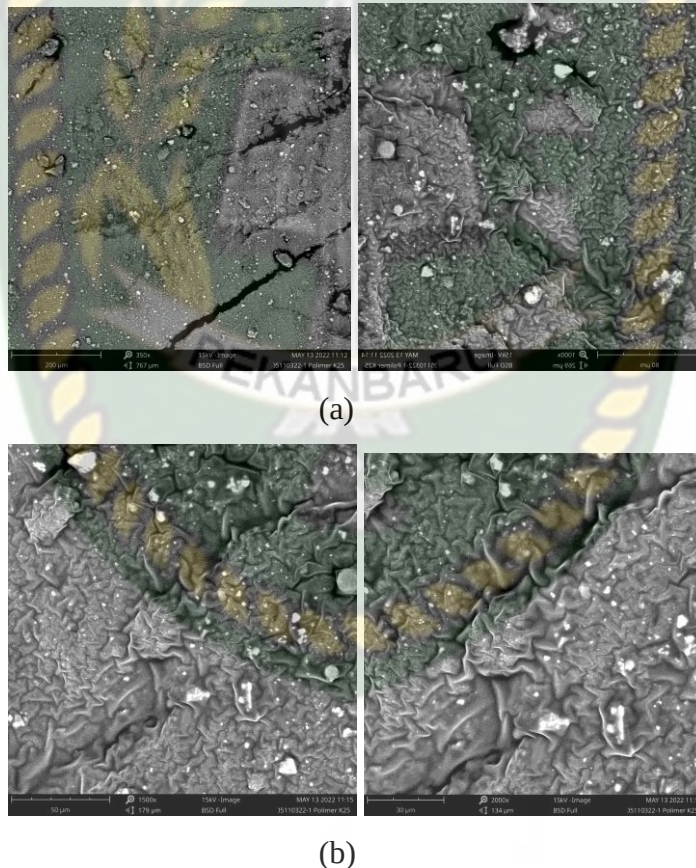
BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Karakterisasi

Karakterisasi merupakan suatu pengujian untuk mengetahui karakter dari polimer. Pengujian ini dilakukan untuk melihat morfologi dari polimer dengan uji SEM. Dan juga digunakan untuk melihat gugus fungsi yang dimiliki oleh polimer yang akan digunakan dengan melakukan uji FTIR. Berikut hasil pengujian SEM dan FTIR.

4.1.1 Pengujian SEM (*Scanning Electron Micrograph*)



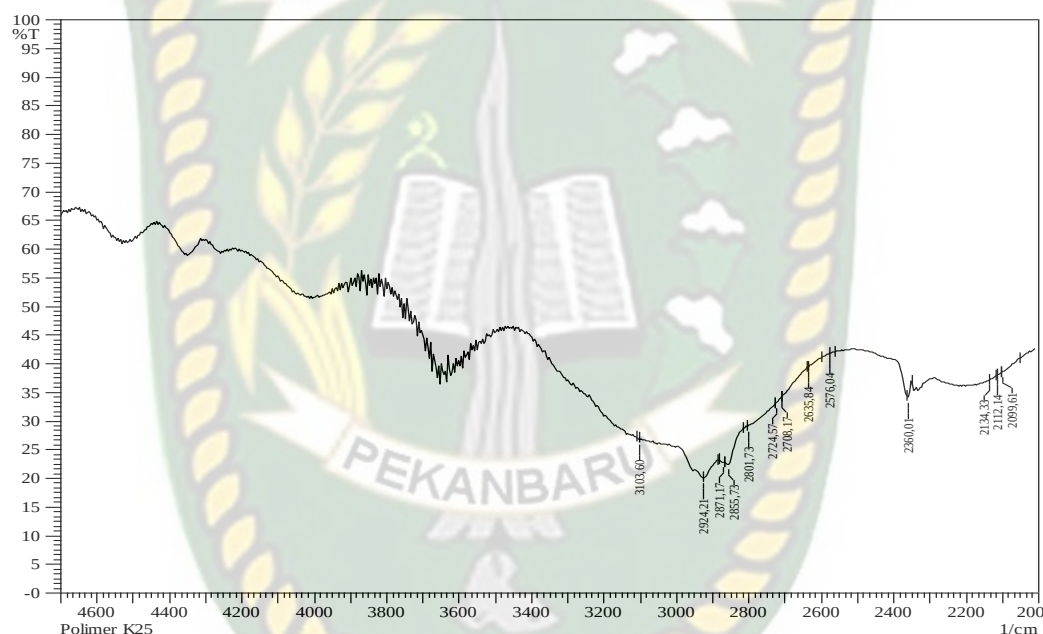
Gambar 4. Hasil Pengujian SEM

Dari hasil pengujian *Scanning Electron Micrograph* (SEM), dengan tujuan dilakukan pengujian adalah untuk melihat bentuk permukaan atau morfologi dari polimer yang terbentuk. Dari gambar (a), dengan perbesaran sebesar 1000 kali

memperlihatkan bahwa ikatan yang terbentuk dari gugus polimer kationik tersebut adalah saling berikatan dengan baik. Sehingga membentuk lapisan yang beraturan seperti film.

Sedangkan pada perbesaran sebesar 3000 kali pada gambar (b), diperoleh gambaran dimana ikatan dari polimer tampak lebih jelas. Dimana pada hasil perbesaran terdapat kerutan pada polimer ini. Hal ini dikarenakan proses pemanasan yang menyebabkan bentuk akan sedikit tidak beraturan (Diop et al., 2011)

4.1.2 Pengujian FTIR (*Fourier Transform Infrared*)



Gambar 5. Hasil Pengujian FTIR

Pada pengujian Fourier Transform InfraRed (FTIR) yang bertujuan untuk melihat unsur kimia yang ada pada polimer kationik yang digunakan. Dari hasil pengujian ini diperoleh hasil seperti pada gambar diatas. Pada pengujian FTIR pada polimer kationik, terdapat cekungan pada 3540-3800 1/cm. Hal ini menandakan bahwa adanya gugus OH yang terbentuk pada sampel polimer sintetik (Draman et al., 2016). Dan hal tersebut juga menandakan bahwa polimer kationik ini dapat berikatan dengan air yang mengandung OH. Sehingga polimer dapat larut di dalam air.

4.2 Pengujian Rheologi

Pengujian Rheologi merupakan Pengujian terhadap Polimer yaitu berupa pengujian Kompatibilitas, Pengujian Viskositas, Pengujian Salinitas, Pengujian Thermal dan Pengujian *Shear Rate*. Berikut merupakan hasil pengujian Rheologi yang dilakukan di laboratorium.

4.2.1 Pengujian Kompatibilitas

Tabel 3. Hasil Uji Kompatibilitas

Konsentrasi Polimer (ppm)	Salinitas (ppm)	Kondisi 50°C	Kondisi 60°C	Kondisi 70°C
1000	-	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
2000	-	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	lebih bening, tidak ada endapan
3000	-	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
1000	1000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
1000	3000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
1000	12000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
1000	25000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
2000	1000	Agak bening,	Sedikit lebih	Lebih bening,

		tidak ada endapan	bening, tidak ada endapan	tidak ada endapan
2000	3000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
2000	12000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
2000	25000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
3000	1000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
3000	3000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
3000	12000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan
3000	25000	Agak bening, tidak ada endapan	Sedikit lebih bening, tidak ada endapan	Lebih bening, tidak ada endapan

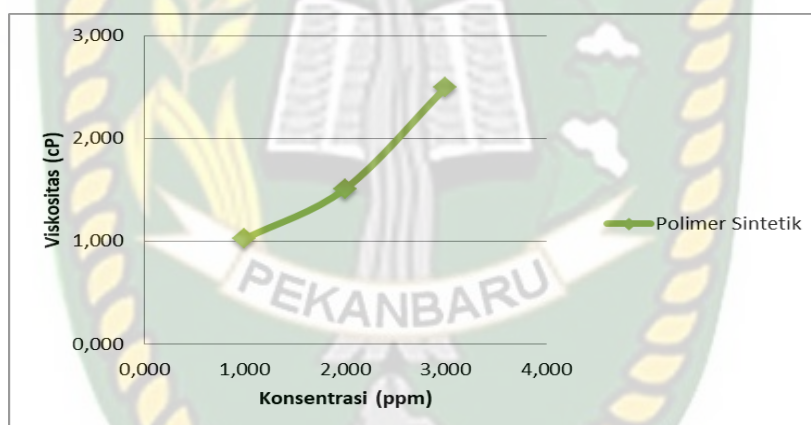
Dari hasil pengujian kompatibilitas yang dilakukan pada sampel polimer dengan berbagai tingkat konsentrasi dan juga berbagai tingkat salinitas, diperoleh hasil bahwa pada sampel 1000 ppm, 2000 ppm, dan 3000 ppm menunjukkan hasil yaitu warna agak bening pada suhu 50°C, sedikit lebih bening pada suhu 60°C, dan lebih bening pada suhu 70°C. dan juga pada setiap sampel pada suhu 50°C, 60°C, dan 70°C tidak terdapat endapan.

Sama dengan sampel 1000 ppm, 2000 ppm, dan 3000 ppm, sampel dengan konsentrasi yang sama, namun dibedakan dengan penambahan salinitas sebesar

1000 ppm, 3000 ppm, 12000 ppm, dan 25000 ppm, pada setiap konsentrasi polimer, diperoleh hasil yang sama, yaitu pada suhu 50°C sampel sedikit bening atau keruh, tanpa adanya endapan. Pada suhu 60°C berwarna sedikit lebih bening, dan juga tanpa endapan. Dan pada suhu 70°C warna sampel lebih bening, tanpa adanya endapan yang terbentuk. Tidak terbentuknya endapan dikarenakan pengadukan yang sudah benar dan tidak terlalu lama maupun terlalu sebentar. Selain itu, dengan konsentrasi yang sesuai yaitu tidak terlalu besar, juga tidak akan menyebabkan pengendapan (Huljannah, 2020)

4.2.2 Pengujian Viskositas

Viskositas atau tingkat kekentalan suatu fluida penting dilakukan pengujian untuk mengetahui seberapa besar peningkatan viskositas fluida pendorong untuk meningkatkan perolehan minyak.

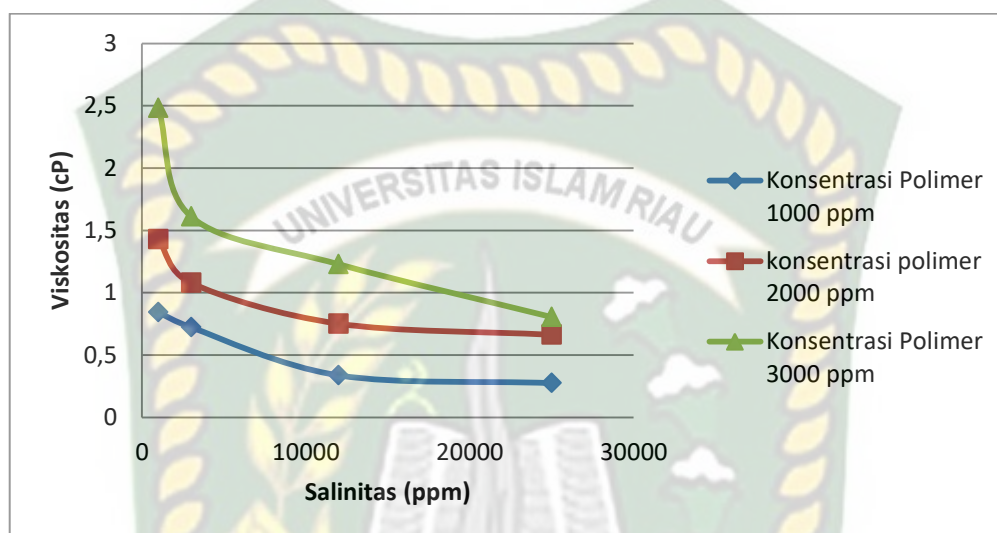


Gambar 6. Hasil Pengujian Viskositas

Dari hasil pengujian yang dilakukan diperoleh hasil seperti pada gambar diatas. Pada konsentrasi 1000 ppm, nilai viskositas sebesar 1.026 cP. Pada 2000 ppm, viskositas meningkat menjadi 1.512 cP. Dan pada 3000 ppm, viskositas yang diperoleh yaitu 2.495 cP. Oleh karena itu viskositas tertinggi diperoleh pada konsentrasi 3000 ppm dengan viskositas sebesar 2.495 cP. sehingga dapat diketahui bahwa semakin tinggi suatu konsentrasi polimer, maka semakin tinggi nilai viskositasnya.

4.2.3 Pengujian Salinitas

Pengujian salinitas ini dilakukan bertujuan untuk melihat pengaruh dari salinitas terhadap viskositas polimer yang terbentuk. Pada pengujian ini dilakukan penambahan salinitas berupa NaCl dengan konsentrasi 1000 ppm, 3000 ppm, 12000 ppm, dan 25000 ppm.



Gambar 7. Hasil Pengujian Salinitas

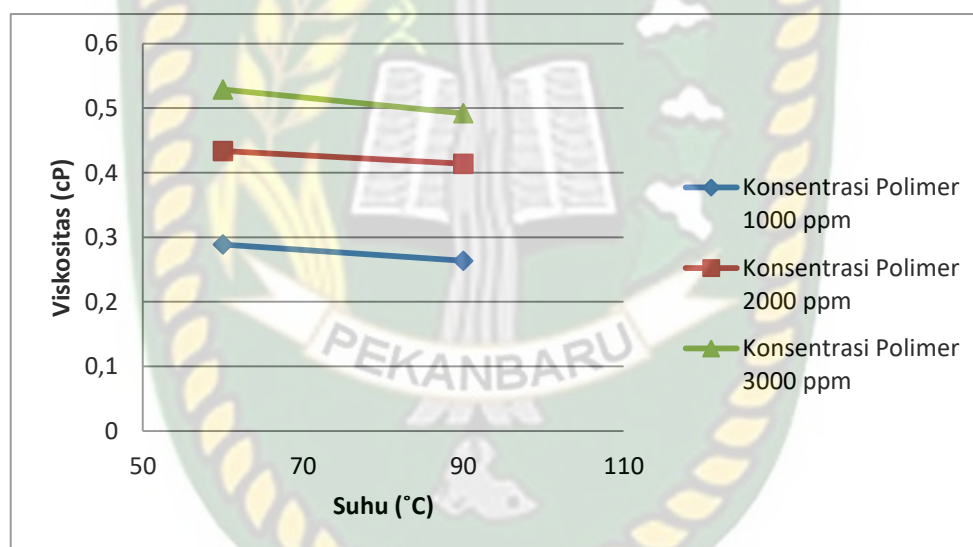
Hasil dari pengujian ini adalah pada konsentrasi polimer 1000 ppm diperoleh viskositas akibat penambahan salinitas sebesar 0.84 cP, 0.72 cP, 0.34 cP, dan 0.28 cP. Sedangkan pada konsentrasi polimer 2000 ppm, diperoleh viskositas sebesar 1.43 cP, 1.08 cP, 0.75 cP dan 0.66 cP. Dan untuk konsentrasi polimer 3000 ppm, pengaruh salinitas terhadap viskositas diperoleh hasil sebesar 2.48 cP, 1.61 cP, 1.23 Cp, dan 0,80 cP.

Dari hasil yang diperoleh, diketahui bahwa salinitas sangat berpengaruh kepada nilai viskositas yang diperoleh. Dimana nilai viskositas pada setiap konsentrasi polimer mengalami penurunan yang stabil dan tidak terlalu signifikan. Penurunan viskositas ini terjadi seiring dengan peningkatan konsentrasi dari salinitas (Khalid et al., 2020). Dan untuk nilai viskositas tertinggi yang dipengaruhi oleh salinitas masih diperoleh pada konsentrasi polimer 3000 ppm.

4.2.4 Pengujian *Thermal*

Pada reservoir minyak dan gas bumi, terdapat *thermal* atau suhu yang dapat mempengaruhi nilai viskositas. Dengan adanya suhu tersebut, dapat menyebabkan penurunan terhadap nilai viskositas dari polimer yang ada. Dengan adanya pengujian ini, diharapkan dapat mengetahui penurunan viskositas dari polimer dan juga dapat mengetahui bahwa polimer ini dapat bertahan pada suhu yang tinggi. Penurunan yang di izinkan hanya 20% pada saat mengalami peningkatan suhu (Gajah et al., 2019). Suhu yang stabil di reservoir yaitu antara 60°C hingga 95°C. Berikut merupakan hasil pengujian *thermal* yang dilakukan.

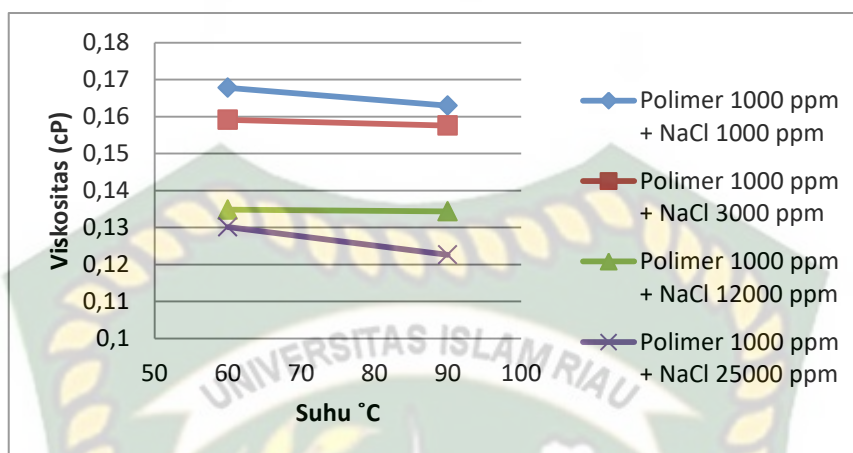
4.2.4.1 Pengaruh *thermal* terhadap viskositas pada perbandingan konsentrasi polimer



Gambar 8. Hasil Pengujian *Thermal*

Pengujian *thermal* yang dilakukan pada konsentrasi polimer 1000 ppm, 2000 ppm dan 3000 ppm, dan pada suhu 60°C dan 90°C diperoleh nilai viskositas sebagai berikut. Konsentrasi polimer 1000 ppm nilai viskositasnya yaitu 0.29 cP dan 0.26 cP. Sedangkan pada konsentrasi polimer 2000 ppm yaitu 0.43 cP dan 0.41 cP. Dan untuk polimer 3000 ppm diperoleh hasil 0.53 cP dan 0.49 cP. Dari hasil ini, diperoleh kesimpulan bahwa peningkatan suhu berbanding terbalik dengan nilai viskositas dimana nilainya mengalami penurunan. Namun penurunannya tidak signifikan.

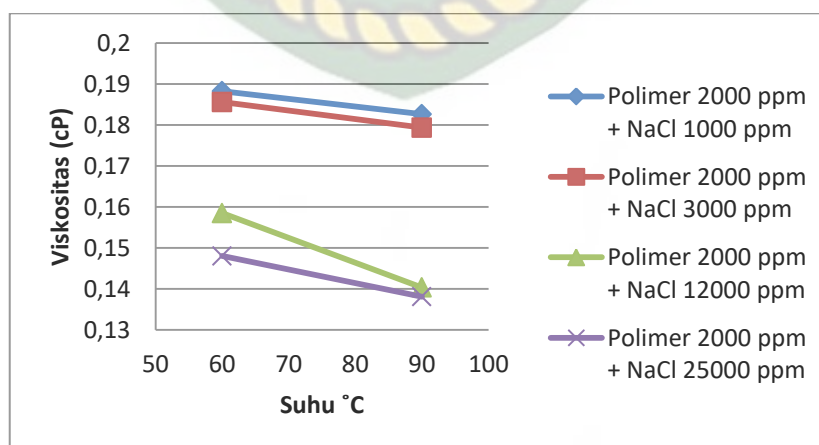
4.2.4.2 Pengaruh *thermal* terhadap viskositas pada perbandingan konsentrasi polimer dan salinitas



Gambar 9. Hasil Pengujian *Thermal* Pada Konsentrasi 1000 ppm

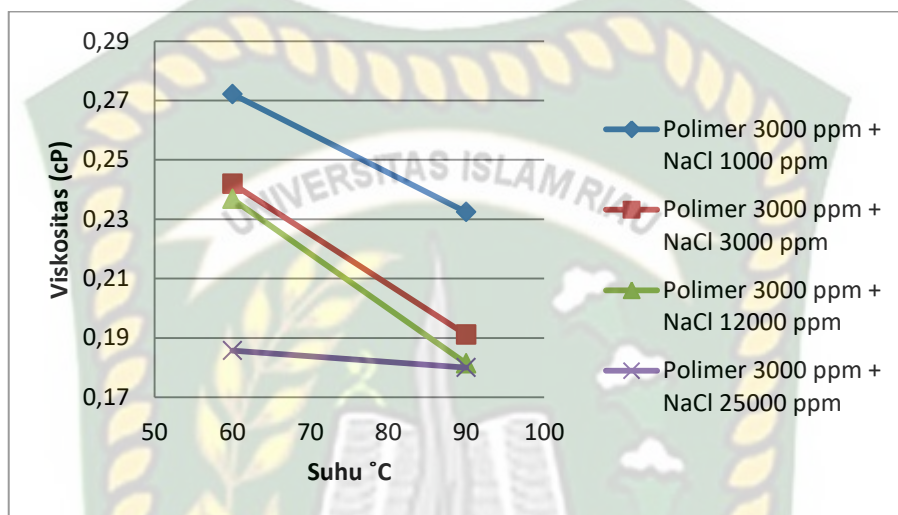
Penurunan viskositas yang selanjutnya dipengaruhi oleh *thermal* dan salinitas. Pada konsentrasi polimer 1000 ppm suhu 60°C dan 90°C dan juga pengaruh salinitas diperoleh hasil sebagaimana berikut:

Pada salinitas 1000 ppm diperoleh nilai yaitu 0,17 cP dan 0,16 cP. Salinitas 3000 ppm diperoleh viskositas sebesar 0,16 cP dan 0,158 cP. Sedangkan pada salinitas 12000 ppm diperoleh 0,135 cP dan 1,32 cP. dan pada salinitas 25000 ppm diperoleh nilai viskositas sebesar 0,13 cP dan 0,12 cP. Dari hasil perhitungan disimpulkan bahwa adanya penurunan viskositas disebabkan oleh suhu dan salinitas. Penurunan yang terjadi normal seiring dengan peningkatan suhu dan salinitas.



Gambar 10. Hasil Pengujian *Thermal* Pada Konsentrasi 2000 ppm

Pada konsentrasi polimer 2000 ppm penurunan viskositas pada suhu 60°C dan 90°C adalah sebagai berikut: Pada salinitas 1000 ppm nilai viskositas 0.19 cP, dan 0.183 cP. Sedangkan pada salinitas 3000 ppm diperoleh nilai 0.185 cP, dan 0.179 cP. Dan pada salinitas 12000 ppm nilai viskositasnya 0.16 cP dan 0.14 cP. Dan terakhir pada Salinitas 25000 ppm diperoleh hasil sebesar 0.15 cP dan 0,14 cP.



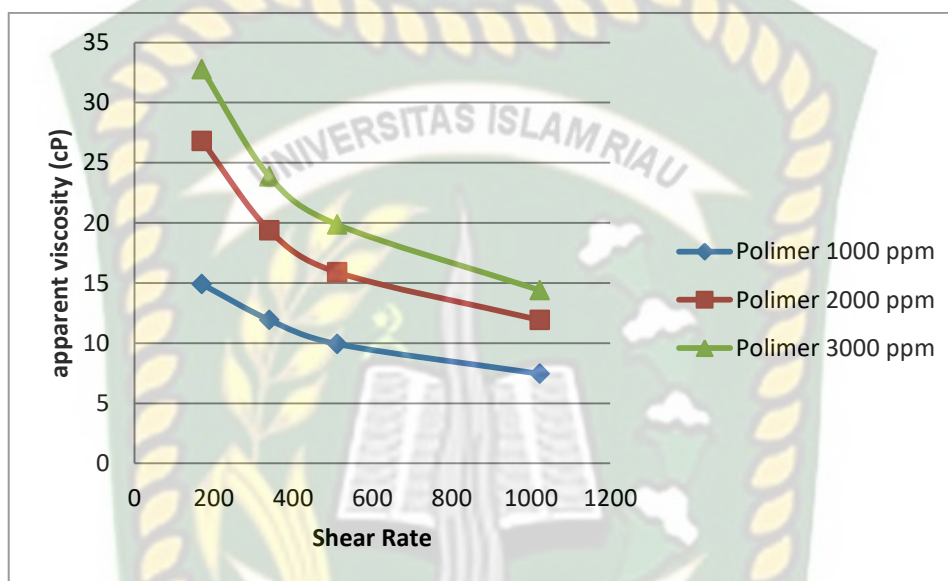
Gambar 11. Hasil Pengujian *Thermal* Pada Konsentrasi 3000 ppm

Sedangkan pada konsentrasi polimer 3000 ppm, nilai viskositas yang dipengaruhi oleh suhu 60°C dan 90°C dan juga salinitas didapatkan yaitu pada salinitas 1000 ppm diperoleh hasil sebesar 0.27 cP dan 0.23 cP. Sedangkan pada salinitas 3000 ppm diperoleh nilai sebesar 0.24 cP dan 0.19 cP. Selanjutnya pada salinitas 12000 ppm diperoleh nilai viskositasnya sebesar 0.23 cP dan 0.18 cP. Dan yang terakhir pada salinitas 25000 ppm diperoleh nilai viskositas 0.19 cP dan 0.18 cP.

Dari hasil ini, diperoleh kesimpulan bahwa nilai viskositas mengalami penurunan. Nilai viskositas berbanding terbalik dengan suhu dan salinitas. Dengan adanya peningkatan suhu dapat terjadinya peningkatan mobilitas atau pergerakan dari partikel polimer sehingga dapat menyebabkan penurunan interaksi antar partikelnya. Dan juga dapat menyebabkan penggulangan secara makromolekul yang menjadikan nilai viskositas menurun (Agi et al., 2020). Selain itu, suhu yang tinggi dapat menjadikan ikatan hydrogen antara polimer dengan air menjadi lemah (Maurya & Mandal, 2016).

4.2.5 Pengujian *Shear Rate*

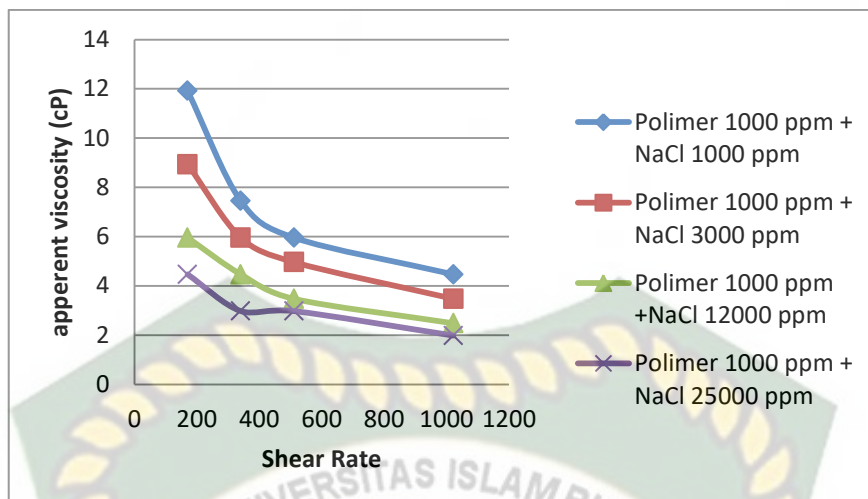
Shear Rate dapat mempengaruhi nilai viskositas dari polimer yang merupakan suatu fluida yang non-Newtonian (Zhang et al., 2011). Pengujian *shear rate* ini sangat penting dilakukan untuk melihat nilai viskositas yang terbentuk pada saat melewati pori-pori dari batuan (Rahmanto et al., 2017). Berikut hasil pengujian *shear rate*.



Gambar 12. Hasil Pengujian *Shear Rate*

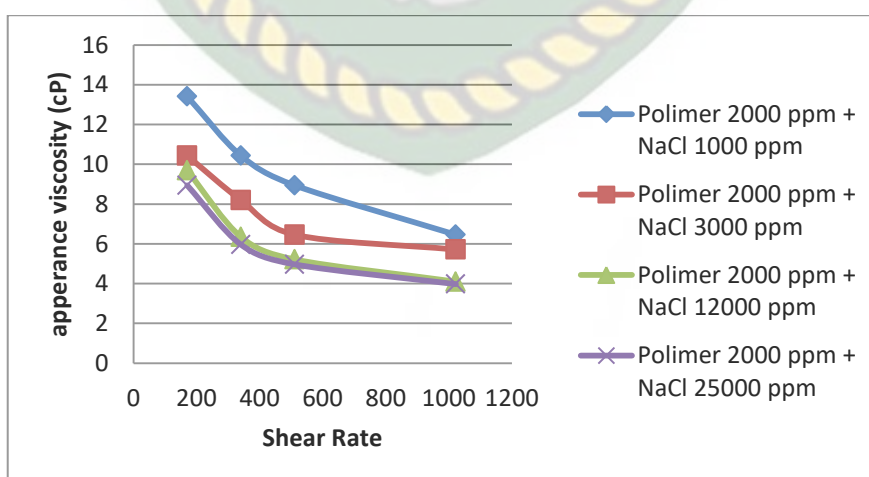
Setelah melakukan pengujian di laboratorium diperoleh hasil *apparent viscosity* pada konsentrasi polimer 1000 ppm dengan besaran *shear rate* 170-1022 adalah 14.90 cP, 11.92 cP, 9.93 cP, dan 7.45 cP. Sedangkan untuk konsentrasi polimer 2000 ppm diperoleh hasil sebesar 26.82 cP, 19.37 cP, 15.89 cP, dan 11.92 cP. Dan pada konsentrasi polimer 3000 ppm memiliki nilai *apparent viscosity* tertinggi yaitu 32.77 cP, 23.84 cP, 19.86 cP, dan terakhir 14.40 cP.

Dari nilai yang diperoleh berdasarkan konsentrasi polimer, nilai viskositas mengalami penurunan yang normal atau tidak terlalu signifikan. Dengan semakin tingginya nilai *shear rate*, berbanding terbalik dengan nilai *apparent viscosity* atau menurunkan nilai viskositas.



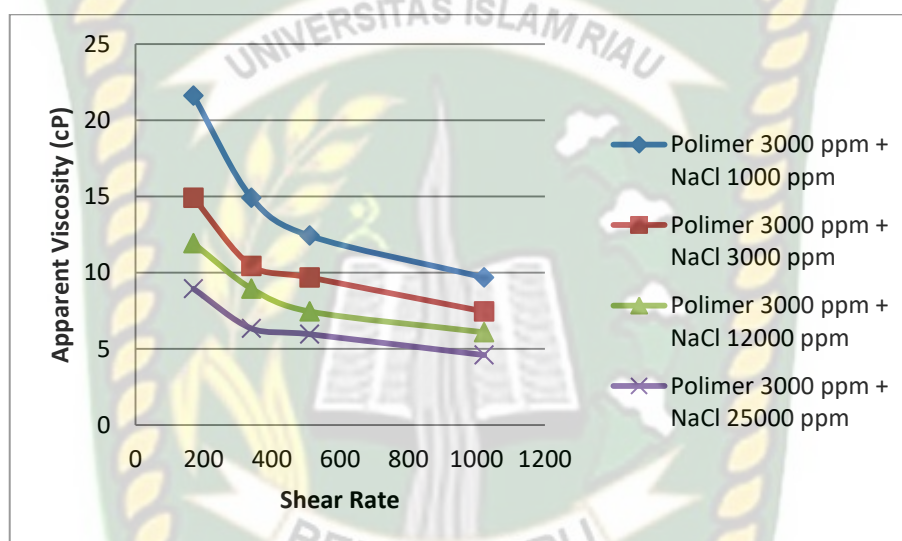
Gambar 13. Hasil Pengujian *Shear Rate* Pada Konsentrasi Polimer 1000 ppm

Hasil pengujian *shear rate* yang selanjutnya pada konsentrasi polimer 1000 ppm. Namun, pengujian ini juga dipengaruhi dengan penambahan salinitas sebesar 1000 ppm, 3000 ppm, 12000 ppm, dan 25000 ppm. Apparent viscosity yang diperoleh pada *shear rate* 170-1022 dan salinitas 1000 ppm adalah 11.92 cP, 7.45 cP, 5.96 cP, dan 4.47 cP. Sedangkan pada salinitas 3000 ppm diperoleh nilai 8.94 cP, 5.96 cP, 4.97 cP, dan 3.48 cP. Untuk salinitas 12000 ppm memperoleh hasil 5.96 cP, 4.47 cP, 3.48 cP dan 2.48 cP. Dan untuk salinitas 25000 ppm dihasilkan 4.47 cP, 2.98 cP, 2.97 cP dan terakhir 1.99 cP. Sehingga diketahui bahwa nilai viskositas mengalami penurunan yang tidak signifikan seiring dengan peningkatan nilai *shear rate* dan salinitas (Salammulloh et al., 2019)



Gambar 14. Hasil Pengujian *Shear Rate* Pada Konsentrasi Polimer 2000 ppm

Pada konsentrasi polimer 2000 ppm dan salinitas 1000 ppm, 3000 ppm, 12000 ppm, serta 25000 ppm, pengaruh *shear rate* 170-1022 diperoleh hasil yaitu pada salinitas 1000 ppm diperoleh 13.41 cP, 10.43 cP, 8.94 cP, 6.46 cP. Untuk salinitas 3000 ppm yaitu 10.43 cP, 8.19 cP, 6.46 cP, 5.71 cP. Sedangkan pada salinitas 12000 ppm yaitu 9.68 cP, 6.35 cP, 5.21 cP, 4.10 cP. Dan terakhir untuk salinitas 25000 ppm diperoleh nilai 8.94 cP, 5.96 cP, 4.97 cP, dan 3.97 cP. Hasil ini menunjukkan adanya penurunan nilai viskositas, seiring dengan peningkatan nilai *shear rate* dan salinitas (Novriansyah, 2014)



Gambar 15. Hasil Pengujian *Shear Rate* Pada Konsentrasi Polimer 3000 ppm

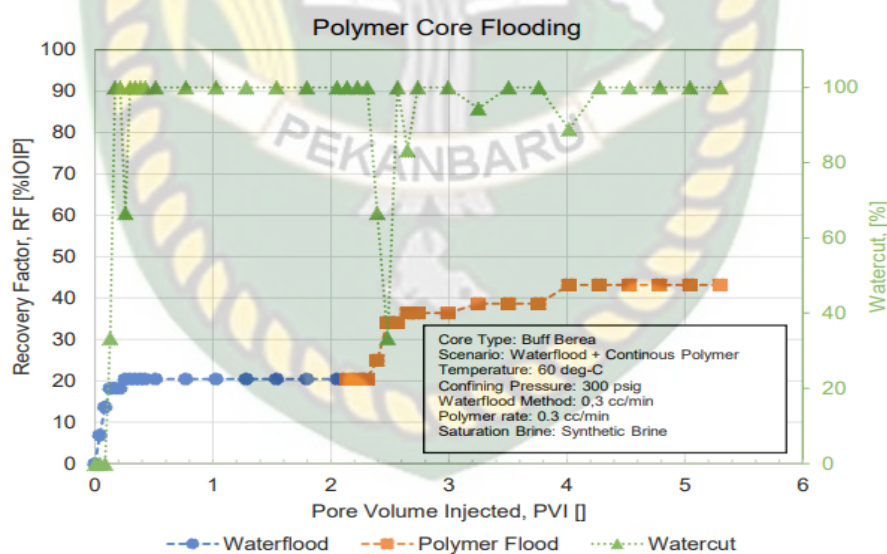
Dan untuk konsentrasi polimer 3000 ppm dengan salinitas 1000 ppm, 3000 ppm, 12000 ppm dan 25000 ppm dan dengan *shear rate* 170-1022 diperoleh penurunan viskositas sebagai berikut.

Pada salinitas 1000 ppm, nilai viskositanya 21.60 cP, 14.90 cP, 12.41 cP, 9.68 cP. Untuk salinitas 3000 ppm nilainya 14.90 cP, 10.43 cP, 9.68 cP, 7.45 cP. Sedangkan untuk salinitas 12000 ppm yaitu 11.92 cP, 8.94 cP, 7.45 cP, 6.08 cP. Dan pada salinitas 25000 ppm diperoleh penurunan viskositas yaitu 8.94 cP, 6.33 cP, 5.96 cP dan 4.59 cP. Sama dengan konsentrasi polimer yang lain, nilai viskositas pada konsentrasi polimer 3000 ppm juga mengalami penurunan yang tidak signifikan. Penurunan ini seiring dengan peningkatan nilai *shear rate* dan salinitas. Tingginya tingkat *shear rate* dapat menyebabkan putusannya ikatan rantai dari polimer (Abrahamsen, 2012).

4.3 Pengujian Core Flooding

Evaluasi kinerja polimer di media berpori dilakukan dengan cara melakukan uji *core flooding*. Skenario yang digunakan yaitu dilakukan *water flood* terlebih dahulu dengan menggunakan brine sintetik 1000 ppm sampai tidak terproduksi minyak lagi (*watercut* 100%). Setelah itu, polimer diinjeksikan secara *continuous* sampai tidak terproduksi minyak lagi (*watercut* 100%). Konsentrasi polimer yang diinjeksikan yaitu 3000 ppm %w/w.

Gambar berikut ini merupakan hasil pengujian *core flood* polimer. Pada kondisi awal, batuan Berea disaturasi dengan brine dan crude oil dengan masing-masing saturasi initial yaitu $S_{wi} = 37,31\%$ dan $S_{oi} = 62,69\%$. Berdasarkan hasil yang didapatkan, *recovery waterflood* yaitu sekitar 20.45% OOIP dengan total injeksi sekitar 2,05 PV. Setelah proses *waterflood*, pengujian dilanjutkan dengan injeksi polimer dan menghasilkan *incremental recovery factor* sebanyak 22,73% OOIP atau sekitar 35,62% ROIP (*remaining oil in place – after waterflood*). Total volume polimer yang diinjeksikan yaitu sekitar 2,48 PV.



Gambar 16. Hasil Pengujian *Core Flooding*

Dari gambar di atas dapat disimpulkan bahwa pada awal dilakukan *water flooding* dimana dengan *water flooding* ini dapat meningkatkan perolehan minyak. Namun *water flooding* hanya mampu menyelesaikan penyapuan minyak hingga 20,45% dari OOIP dan pada saat ini, nilai *water cut* sudah mencapai

100%. Sehingga apabila tetap dilakukan *water flooding*, maka hanya air saja yang akan terproduksi.

Skenario selanjutnya adalah dengan injeksi polimer dengan konsentrasi 3000 ppm. Penggunaan konsentrasi ini dikarenakan pada konsentrasi 3000 ppm memiliki nilai viskositas yang tinggi dibandingkan dengan 2 konsentrasi yang lain. Pada penginjeksian polimer kationik ini, pada awalnya mengalami peningkatan yang signifikan, namun setelah itu, hasil yang diperoleh mengalami pendataran dengan nilai *water cut* yang kembali naik. Namun, setelah itu kembali terjadinya peningkatan *recovery factor*. Hal ini yang terjadi hingga injeksi polimer sebesar 4 PV. Dan pada akhirnya, nilai dari *recovery factor* sudah tidak ada peningkatan. Sehingga dapat diketahui bahwa adanya peningkatan minyak yang tersapu ditandai dengan adanya penurunan nilai *water cut* (Li et al., 2016). Dengan injeksi polimer diperoleh peningkatan penyapuan minyak sebesar 22,73% dan mampu menurunkan nilai *water cut* sebesar 33,3%. Peningkatan penyapuan minyak ini sangat signifikan. Dan apabila kenaikan *oil recovery* yang dihitung berdasarkan *remaining oil in place* atau ROIP setelah *water flooding*, kinerja polimer menghasilkan *recovery* sebesar 35,62%.

Sedangkan pada penelitian yang dilakukan oleh (Azad & Trivedi, 2019) diperoleh hasil bahwa HPAM 3630 dapat melakukan penyapuan minyak sebesar 33% dan HPAM 3130 dapat melakukan penyapuan minyak hanya 16%. Dan pada penelitian yang dilakukan oleh (Li et al., 2016) polimer HPAM hanya mampu meningkatkan penyapuan minyak sebesar 10,29%. Dari perbandingan polimer sintetik ini, polimer kationik yang digunakan dikategorikan bagus. Namun perlu dilakukan penelitian lebih lanjut agar dapat meningkatkan penyapuan minyak.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan di laboratorium, dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Dari hasil Karakterisasi, polimer kationik memiliki morfologi yang beraturan seperti film. Dan polimer kationik juga memiliki kandungan OH yang dapat larut di dalam air. Sehingga dapat digunakan dalam meningkatkan viskositas fluida pendesak atau air formasi.
2. Pengujian rheology yang dilakukan diperoleh hasil yang cukup baik. Dimana polimer kationik mengalami peningkatan nilai viskositas. Nilai viskositas tertinggi didapatkan pada konsentrasi 3000 ppm yaitu sebesar 2.495 cP. Dan untuk hasil uji kompatibilitas memperoleh hasil yaitu tidak adanya endapan yang terbentuk. Sedangkan untuk pengujian salinitas, penurunan viskositas normal dan tidak terlalu signifikan seiring dengan peningkatan nilai salinitasnya. selanjutnya hasil pengujian *thermal* menunjukkan penurunan yang normal terhadap nilai viskositas. Dan yang terakhir adalah pengujian *shear rate* yang menunjukkan adanya pengaruh tegangan geser terhadap nilai viskositas dimana nilai viskositas mengalami penurunan yang normal seiring dengan peningkatan nilai *shear rate* dan juga salinitas.
3. Pengujian core flooding yang dilakukan untuk melihat optimasi terhadap *sweep efficiency* yang dapat dilakukan oleh polimer kationik. Dari hasil yang diperoleh, *Oil recovery waterflood* sebelum diinjeksikan polimer yaitu sebesar 20,45% OOIP. Dan terdapat kenaikan oil recovery yang sangat signifikan diakibatkan oleh adanya injeksi polimer, yaitu sebesar 22,37% OOIP. Apabila kenaikan oil recovery dihitung berdasarkan *remaing oil in place* (ROIP) setelah *water flood*, kinerja polimer ini dapat menghasilkan *incremental oil recovery* sebesar 35,62% ROIP. Serta Penurunan watercut akibat adanya injeksi polimer bisa mencapai 33.3%.

dibandingkan dengan polimer sintetik lainnya, polimer kationik ini bagus untuk dijadikan bahan untuk poses *Enhanced Oil Recovery*.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, saran yang dapat penulis berikan yaitu menggabungkan polimer kationik ini dengan surfaktan agar sweep efficiency yang dilakukan lebih optimal lagi.



DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M. (2017). *EOR in Indonesia : Past , present , and future EOR in Indonesia : past , present , and future*. April 2018. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2017.10007432>
- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11–16. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>
- Afdhol, M. K., Erfando, T., Hidayat, F., Hasibuan, M. Y., & Regina, S. (2020). The Prospect of Electrical Enhanced Oil Recovery for Heavy Oil: A Review. *Journal of Earth Energy Engineering*, 8(2), 73–94. <https://doi.org/10.25299/jeee.2019.4874>
- Agi, A., Junin, R., Abdullah, M. O., Jaafar, M. Z., Arsad, A., Wan Sulaiman, W. R., Norddin, M. N. A. M., Abdurrahman, M., Abbas, A., Gbadamosi, A., & Azli, N. B. (2020). Application of polymeric nanofluid in enhancing oil recovery at reservoir condition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194(May), 107476. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107476>
- Akbulut, M., Texas, A., Temizel, C., & Energy, A. (2017). *Adjustable , Supramolecular Viscosity Modifiers as Displacement Fluids in EOR 2017 CALL FOR PAPERS*. April, 20–22.
- Azad, M. S., & Trivedi, J. J. (2019). *Does Polymer ' s Viscoelasticity Influence Heavy-Oil Sweep Efficiency and Injectivity at 1 ft / D ?* December 2018, 10–12.
- Caili, D., & Qing, Y. (2011). *SPE 143458 Study and Application of Anionic and Cationic Polymers Alternative Injection for In-depth Profile Control in Low Permeability Sandstone Reservoir*.
- Clarke, A., Howe, A. M., Mitchell, J., Staniland, J., Hawkes, L. A., & Gould, S. (2016). *How Viscoelastic-Polymer Flooding Enhances Displacement*

Efficiency. June.

Doda, A., & Sahib, M. A. (2016). *Effect of Water Saturation on the Role of Polymer Elasticity during Heavy Oil Recovery*. 2691(June).
<https://doi.org/10.1080/01932691.2016.1188710>

Frigrina, L. (2017). *Studi Proses Pembentukan Gel Campuran Polimer dan Crosslinker Pada Proses Water Shut-Off Dengan Variasi Konsentrasi, Salinitas, dan Suhu*. Trisakti University.

Ghahremani, H., Mobaraki, S., & Khalilinezhad, S. S. (2017). An experimental study of the performance of low- molecular weight polymer for enhanced heavy oil recovery in a heterogeneous media. *Geosystem Engineering*, 9328(October), 1–8. <https://doi.org/10.1080/12269328.2017.1385424>

Guo, Y., Liang, Y., Cao, M., Feng, R., Zhang, X., Li, H., & Hu, J. (2017). *Flow Behavior and Viscous-Oil- Microdisplacement Characteristics of Hydrophobically Modified Partially Hydrolyzed Polyacrylamide in a Repeatable Quantitative Visualization Micromodel*. 1–19.

Hashmet, M. R., Qaiser, Y., Mathew, E. S., Alameri, W., Dhabi, A., Alsumaiti, A. M., & Dhabi, A. A. (2017). *SPE-188125-MS Injection of Polymer for Improved Sweep Efficiency in High Temperature High Salinity Carbonate Reservoirs : Linear X-Ray Aided Flood Front Monitoring*.

Huljannah, M. (2020). *Preliminary Study on The Utilization Of Seaweed and Green Grass Jelly Leaves as Candidate Alternatives for EOR P ...*
<https://doi.org/10.14710/teknik.v41n3.28148>

Jua, J. L. (2018). *A New Approach to Polymer Flooding : Effects of Early Polymer Injection and Wettability on Final Oil Recovery*. July, 11–14.

Jupriansyah, J., & Balikpapan, S. T. T. M. (2019). *SPE-194565-MS An Integrated Study of Water Coning Control with Downhole Water Sink Completion Approaches in Multilayered - Strong Water Drive Reservoir to Improve Oil Recovery*.

- Khalid, I., Lestari, F. A., Afdhol, M. K., & Hidayat, F. (2020). Potensi biopolimer dari ekstraksi nanoselulosa daun kapas sebagai agen peningkatan viskositas pada injeksi polimer. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(4), 146–153. <https://trijurnal.lemlit.trisakti.ac.id/petro/article/view/8162>
- Khamees, T. K., & Flori, R. E. (2019). *SPE-193592-MS Can the Viscoelasticity of HPAM Polymer Solution Make the Polymer Flooding Compete with Gel Treatment to Improve Sweep Efficiency? A Comparison with Different Polymer Gel Systems*. 1964.
- Koh, H., Lee, V. B., Energy, C., & Company, T. (2017). *Experimental Investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation*. April, 11–13.
- Li, J. J., Jiang, H. Q., Xiao, K., Zhang, Z. T., & Wang, Y. C. (2016). The relationship between the sweep efficiency and displacement efficiency of function polymer in heterogeneous reservoir after polymer flood. *Particulate Science and Technology*, 0(0), 1–6. <https://doi.org/10.1080/02726351.2016.1160461>
- Oktaviani.J. (2018). Surfactant Polimer. *Sereal Untuk*, 51(1), 51.
- Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry : Prospects and challenges. *Energy*, 77, 963–982. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>
- Purwatiningsih, A., & Masykur. (2012). *eksplorasi dan eksploitasi pertambangan minyakdan gas bumi di laut natuna bagian utara laut yuridiksi nasional untuk meningkatkan kesejahteraan masyarakat di kepulauan natuna*. 2, 59–67.
- Qi, P., Ehrenfried, D. H., Koh, H., & Balhoff, M. T. (2017). Reduction of residual oil saturation in sandstone cores by use of viscoelastic polymers. *SPE Journal*, 22(2), 447–458. <https://doi.org/10.2118/179689-PA>

- Saleh, L. D., Wei, M., Zhang, Y., & Bai, B. (2017). Data analysis for polymer flooding that is based on a comprehensive database. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 20(4), 876–893. <https://doi.org/10.2118/169093-pa>
- Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Gmbh, W. H. (2015). *Status of Polymer-Flooding Technology*. March.
- Sulistiyarso, H. B., & Rini, D. (n.d.). *STANDAR OPERASIONAL PROSEDUR PERALATAN LABORATORIUM ENHANCED OIL RECOVERY (EOR)*.
- W. Harimurti, Sutijan, Y. A. T. (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>
- Yur, S., Yelubaev, B. U., Evgen, N., & Sun, Z. (2020). *SPE-201824-MS Cyclical Gel-Polymer Flooding Technology is an Effective Method of Enhanced Oil Recovery in High-Viscosity Oil Fields*.
- Zhao, Y., Yin, S., & Seright, R. S. (2020). *Enhancing Heavy-Oil-Recovery Efficiency by Combining Low-Salinity-Water and Polymer Flooding*. August, 1–17.
- Zhu, S., Shi, L., Wang, X., Liu, C., & Xue, X. (2020). Environmental Effects Investigation into mobility control mechanisms by polymer flooding in offshore high-permeable heavy oil reservoir. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 00(00), 1–14. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1797941>