

**ANALISIS PENGARUH SALINITAS *BRINE* DAN
KONSENTRASI BIOPOLIMER (*XANTHAN GUM*) TERHADAP
EFEKTIVITAS *POLYMER FLOODING* DI LAPANGAN HB
MENGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

ABDUL HADI HABIBI

NPM. 173210926



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT. Tuhan Yang Maha Esa karena atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Penulisan Tugas Akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Peneliti menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendukung penyusunan Tugas Akhir ini serta dalam memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu peneliti ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua, ayah Abdurrahman dan ibu Juwairiah, dan saudara-saudara saya yaitu Abdullah Akmal, Amirah Adilah, dan Ahmad Zahid serta keluarga besar yang memberikan dukungan penuh moril maupun materil dalam penyelesaian tugas akhir ini.
2. Ibu Novia Rita, ST., MT selaku Dosen Pembimbing dalam tugas akhir ini, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Ibu Novrianti, ST., MT selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, dan semangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
4. Ketua dan sekretaris Prodi serta dosen-dosen yang banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan dukungan yang telah diberikan.
5. Teman-teman Teknik Perminyakan angkatan 2017 yang telah memberikan semangat dan terkhusus kepada sahabat seperjuangan Muhammad Irtin Syariefudin, Muhammad Kurniawan, M. Febry Arman Saputra, Andi Mariansyah serta teman-teman lainnya yang tidak bisa disebutkan satu persatu.

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

Pekanbaru, September 2021



Abdul Hadi Habibi

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR LAMPIRAN	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Manfaat Penelitian	3
1.4 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>Polymer Flooding</i>	4
2.2 Perilaku Aliran Polimer pada Media Berpori	7
2.2.1 Reologi Polimer di Media Berpori.....	7
2.2.2 Retensi Polimer	9
2.2.3 Faktor-Faktor yang Mempengaruhi Retensi Polimer.....	11
2.3 Penerapan Polimer di Lapangan	14
2.4 Simulasi Reservoir pada <i>Polymer Flooding</i>	19
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	21
3.1 Metode Penelitian	21
3.2 Persiapan Data Simulasi	22
3.2.1 Fluida Reservoir	22
3.2.2 Karakteristik Reservoir	22
3.2.3 Fluida Injeksi.....	23
3.3 Model Simulasi	24

3.3.1	Inisialisasi.....	25
3.3.2	Skenario Injeksi.....	25
3.4	Tempat Penelitian	26
3.5	Rencana Kegiatan Penelitian	27
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		28
4.1	Evaluasi <i>Polymer Flooding (Base Case)</i> Terhadap <i>Waterflood</i>	29
4.2	Hasil Simulasi Masing-Masing Skenario	33
4.3	Analisis Pengaruh Konsentrasi Terhadap Kinerja <i>Polymer Flooding</i>	34
4.4	Analisis Pengaruh Salinitas Terhadap Kinerja <i>Polymer Flooding</i>	37
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		41
5.1	Kesimpulan	41
5.2	Saran	41
DAFTAR PUSTAKA		42
LAMPIRAN.....		47



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skematik Pendesakan dengan Larutan Polimer	4
Gambar 2.2 Struktur Kimia pada HPAM (Kiri) dan <i>Xanthan Gum</i> (Kanan).....	7
Gambar 2.3 Viskositas pada Polimer Sintetik	8
Gambar 2.4 Retensi Polimer	9
Gambar 2.5 Adsorpsi Polimer Untuk Berbagai Tipe Polimer	11
Gambar 2.6 Skema Injeksi <i>Polymer Flooding</i>	15
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian	21
Gambar 3.2 Grafik Hubungan Konsentrasi <i>Xanthan Gum</i> dan Viskositas Polimer	23
Gambar 3.3 Model Konseptual Reservoir Lapangan HB	24
Gambar 3.4 Kurva Permeabilitas Relatif Sebelum Injeksi Polimer	25
Gambar 4.1 Sumur Produksi dan Injeksi Lapangan HB	28
Gambar 4.2 Profil <i>Fluid Injection Rate</i> dan <i>Fluid Injection Cumulative</i> pada <i>Base Case</i>	30
Gambar 4.3 Perbandingan <i>Cummulative Oil</i> (N_p) Menggunakan <i>WaterFlood</i> dan <i>PF Base Case</i>	31
Gambar 4.4 Kurva Permeabilitas Relatif Setelah Injeksi Polimer	32
Gambar 4.5 Nilai N_p dan RF Masing-Masing Konsentrasi	35
Gambar 4.6 N_p dan RF Masing-Masing Salinitas <i>Brine</i>	38
Gambar 4.7 Adsorpsi Polimer pada <i>Polymer Flooding</i> di Lapangan HB	40

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Pengaruh Konsentrasi Polimer Terhadap Retensi	12
Tabel 2.2 Nilai Retensi pada Beberapa Jenis Mineral	12
Tabel 2.3 Pengaruh Permeabilitas Terhadap Retensi	13
Tabel 2.4 <i>Screening Criteria</i> pada <i>Polymer Flooding</i>	15
Tabel 2.5 Data Reservoir Lapangan	18
Tabel 2.6 Data Injektivitas Polimer	19
Tabel 3.1 <i>Fluid Properties</i>	22
Tabel 3.2 Karakteristik Reservoir	22
Tabel 3.3 Data Fluida Injeksi	23
Tabel 3.4 Perbandingan <i>Screening Criteria</i> Terhadap Karakteristik <i>HB Field</i> ...	24
Tabel 3.5 Hasil Inisialisasi Simulasi	25
Tabel 3.6 Skenario Injeksi Lapangan HB	26
Tabel 3.7 Jadwal Kegiatan	27
Tabel 4.1 Skenario PF Lapangan HB	33
Tabel 4.2 Hasil Simulasi Untuk Masing-Masing Skenario	33
Tabel 4.3 Pengaruh Konsentrasi Terhadap <i>Recovery Factor</i>	35
Tabel 4.4 <i>Mobility Ratio</i> Masing-Masing Konsentrasi	37
Tabel 4.5 Nilai N_p dan RF Masing-Masing Salinitas <i>Brine</i>	38

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Sebaran Minyak (*Oil Saturation*) Setelah *Polymer Flooding*47

LAMPIRAN II Sebaran *Pressure* Setelah *Polymer Flooding*47



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

CMG	Computer Modelling Group
EOR	Enhanced Oil Recovery
OOIP	Original Oil In Place
API	American Petroleum Institute
RF	Recovery Factor
PF	Polymer Flooding
HPAM	Hydrolyzed Polyacrylamide
IPV	Inaccessible Pore Volume
PV	Pore Volume
BC	Base Case
M	Mobility Ratio
bb/d	Barrel Per Day
psi	Pound Per Square Inch
ppm	Part Per Million
ft	Feet
mD	Mili Darcy
cp	Centi Poise
lb/ft ³	Pound Per Feet Cubic
wt%	Weight Percent
krw	Permeabilitas Relatif Air
kro	Permeabilitas Relatif Minyak
μ_w	Viskositas Air
μ_o	Viskositas Minyak

DAFTAR SIMBOL

0	Derajat
%	Persen



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

ANALISIS PENGARUH SALINITAS *BRINE* DAN KONSENTRASI BIOPOLIMER (*XANTHAN GUM*) TERHADAP EFEKTIVITAS *POLYMER FLOODING* DI LAPANGAN HB MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

ABDUL HADI HABIBI
173210926

ABSTRAK

Salah satu jenis polimer yang umum diterapkan di lapangan yaitu *xanthan gum* yang merupakan *bacterial polysaccharide*. Dalam teorinya, *xanthan gum* dianggap memiliki kinerja yang lebih baik dalam ketahanan terhadap formasi dengan salinitas tinggi dibandingkan polimer sintetik (HPAM). Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan nilai salinitas *brine* dan konsentrasi *xanthan gum* yang optimal untuk diterapkan di Lapangan HB. Pemodelan *base case* Lapangan HB dilakukan menggunakan Simulator CMG STARS dengan menginput data fluida reservoir, data karakteristik reservoir dan data fluida injeksi.

Sembilan skenario diterapkan pada Lapangan HB dengan data salinitas *brine* (1000 ppm, 2000 ppm dan 10000 ppm) dan konsentrasi *xanthan gum* (400 ppm, 800 ppm dan 1200 ppm) sebagai parameter sensitivitas. Hasil *running* kesembilan skenario tersebut dibandingkan dengan hasil *base case* dimana yang menjadi *base case* pada penelitian ini yaitu polimer dengan konsentrasi 1000 ppm dan salinitas 1000 ppm. Hasil komparasi dengan metode *water flooding* akan menjadi tolak ukur pertama yang menandakan keefektifan *polymer flooding*. *Water flooding* dan *polymer flooding* diterapkan selama 10 tahun dimana untuk *polymer flooding* dibagi menjadi tiga tahapan yaitu *pre-flush* 3 tahun, *polymer flood* 4 tahun dan *post-flush* 3 tahun. Tahapan injeksi *polymer flood* ini diterapkan baik untuk *base case* maupun kesembilan skenario lainnya.

Setelah simulasi dilakukan diperoleh hasil bahwa semakin tinggi konsentrasi maka *oil recovery* yang dihasilkan juga semakin besar karena berpengaruh dengan tingginya viskositas dan memperbaiki *mobility ratio* antara air dan minyak, semakin tinggi salinitas *brine* yang digunakan maka *oil recovery* yang dihasilkan semakin rendah sebab tingginya salinitas akan menyebabkan tingginya adsorpsi pada polimer yang dapat mempengaruhi injektivitas injeksi polimer dan skenario 7 dengan konsentrasi polimer 1200 ppm dan salinitas 1000 ppm merupakan skenario terbaik untuk diterapkan di Lapangan HB karena menghasilkan RF sebesar 39.71%, dimana artinya RF meningkat 12.80% dari metode *water flooding* yang hanya menghasilkan RF sebesar 26.91% dan meningkat 0.17% dibandingkan *base case*.

Kata Kunci: Injeksi Polimer, *Xanthan Gum*, Salinitas, Konsentrasi, *Oil Recovery*

**ANALYSIS OF THE EFFECT OF BRINE SALINITY AND
BIOPOLYMER CONCENTRATION (XANTHAN GUM) ON THE
EFFECTIVENESS OF POLYMER FLOODING IN HB FIELD
USING RESERVOIR SIMULATION**

ABDUL HADI HABIBI

173210926

ABSTRACT

One type of polymer that is commonly applied in the field is xanthan gum which is a bacterial polysaccharide. In theory, xanthan gum is considered to have better performance in resistance to formations with high salinity than synthetic polymers (HPAM). This study aims to obtain the optimal value of brine salinity and xanthan gum concentration to be applied in the HB field. Base case modeling in HB Field was carried out using the CMG STARS Simulator by inputting reservoir fluid data, reservoir characteristics data and injection fluid data.

Nine scenarios were applied to the HB field with brine salinity data (1000 ppm, 2000 ppm and 10000 ppm) and xanthan gum concentrations (400 ppm, 800 ppm and 1200 ppm) as sensitivity parameters. The results of running the nine scenarios are compared with the results of the base case where the base case in this study is a polymer with a concentration of 1000 ppm and a salinity of 1000 ppm. The results of the comparison with the water flooding method will be the first benchmark that indicates the effectiveness of polymer flooding. Water flooding and polymer flooding are applied for 10 years where for polymer flooding is divided into three stages, namely pre-flush 3 years, polymer flood 4 years and post-flush 3 years. This polymer flood injection step is applied to both the base case and the other nine scenarios.

After the simulation was carried out, it was found that the higher the concentration, the greater the oil recovery produced because it affects the high viscosity and improves the mobility ratio between water and oil, the higher the salinity of the brine used, the lower the oil recovery produced because high salinity will cause high adsorption on the polymer which can affect the injectivity of polymer injection and scenario 7 with polymer concentration of 1200 ppm and salinity of 1000 ppm is the best scenario to be applied in the HB field because it produces RF of 39.71%, which means that RF increases by 12.80% from the water flooding method which only produces RF by 26.91% and increases 0.17% compared to base case.

Keywords : Polymer Flood, Xanthan Gum, Salinity, Concentration, Oil Recovery

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Perkembangan dunia teknologi yang begitu cepat, terbatasnya jumlah minyak dunia dan kebutuhan akan minyak yang terus meningkat, membuat industri minyak melakukan tahapan-tahapan untuk mempertahankan dan meningkatkan laju produksi minyak (Reza et al., 2019). Apabila metode *primary recovery* dan *secondary recovery* sudah tidak efektif lagi dalam memproduksi minyak sehingga masih banyak minyak yang tertinggal di dalam reservoir maka perlu dilakukan teknik produksi minyak tahap lanjutan yakni *tertiary recovery* atau yang lebih dikenal dengan istilah *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dengan cara menginjeksikan fluida khusus ke dalam reservoir untuk merubah sifat fisik dan sifat kimia dari batuan maupun fluida reservoir itu sendiri (Couto et al., 2018).

Salah satu metode EOR yang bisa diterapkan untuk meningkatkan kembali produksi minyak adalah dengan melakukan injeksi polimer (*polymer flooding*) (Abdurrahman et al., 2017). Metode penginjeksian polimer banyak diterapkan di lapangan karena pengaplikasiannya yang relatif mudah serta perolehan minyak (*oil recovery*) yang didapatkan relatif lebih besar dibandingkan dengan metode injeksi secara konvensional (*water flooding*) yakni sekitar 5-30% dari *Original Oil In Place* (OOIP) (Abidin et al., 2012). Injeksi polimer merupakan injeksi air yang disempurnakan, yaitu dengan menambahkan bahan pengental (polimer) ke dalam air injeksi sehingga dapat meningkatkan viskositas fluida pendorong dan dapat memperbaiki perbandingan mobilitas antara air dan minyak, sehingga dapat meningkatkan efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) oleh fluida pendorong (Sumantri et al., 2015).

Kemampuan polimer untuk meningkatkan perolehan minyak sangat dipengaruhi oleh karakteristik aliran larutan polimer di dalam media berpori. Karakteristik aliran dipengaruhi oleh kandungan ion, konsentrasi larutan serta faktor lingkungan seperti salinitas dan suhu (Havidh Pramadika, Sugiatmo Kasmungin, 2015). Salinitas air formasi (*brine salinity*) merupakan salah satu faktor penting dalam pengaplikasian *polymer flooding* (Kang & Zhang, 2013) karena dalam praktiknya, salinitas air formasi dapat merusak ikatan kimia polimer

sehingga mengganggu efektivitas injeksi polimer (Arina, 2015). Selain salinitas, konsentrasi polimer yang diinjeksikan harus diperhitungkan karena akan berpengaruh pada reologi fluida pendesak serta biaya yang harus dikeluarkan (Havidh Pramadika, Sugiarto Kasmungin, 2015). Ada dua jenis polimer yang biasa digunakan pada *polymer flooding*, yaitu poliakrilamida (polimer sintetik) dan polisakarida (biopolimer). Poliakrilamida yang umum digunakan yaitu *partially hydrolysed polyacrylamide* (PHPA) sedangkan polisakarida yang umum digunakan yaitu *xanthan gum* yang merupakan *bacterial polysaccharide* (Mandal, 2015).

Xanthan gum adalah ekstraseluler polisakarida dengan berat molekul tinggi yang dihasilkan oleh fermentasi bakteri *xanthomonas campestris* (Kulkarni Vishakha S, 2017). Sifat reologi *xanthan gum* cocok untuk diterapkan di *petroleum industry* karena memiliki kemampuan *viscosifying* yang tinggi dan memiliki stabilitas yang baik pada formasi dengan kadar garam tinggi, temperatur tinggi dan tahan terhadap pengaruh *mechanical shear* (Guo et al., 1999). Saat ini, *xanthan gum* adalah salah satu dari dua polimer yang umumnya larut dalam air yang digunakan untuk *polymer flooding*, dan menghasilkan kinerja yang lebih baik dalam ketahanan terhadap salinitas tinggi dibandingkan dengan *hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM) di EOR (Barr et al., 2015). Injeksi biopolimer *xanthan gum* pernah dilakukan di Lapangan *Shengli Oilfield*, Cina dengan konsentrasi *xanthan* yang digunakan yaitu 1500 mg/L dan salinitas sebesar 6300 mg/L. Penerapan *xanthan flooding* di Lapangan *Shengli Oilfield* menunjukkan adanya peningkatan *oil production rate* dan penurunan *water cut* (Guo et al., 1999).

Lapangan HB merupakan *onshore oilfield* dengan reservoir dua fasa yaitu minyak dan air. Batuan reservoir Lapangan HB adalah *unconsolidated sandstone* dengan kedalaman sekitar 4275 ft dengan ketebalan rata-rata sekitar 21 ft. Porositas rata-ratanya sebesar 34% dan permeabilitasnya sekitar 1339 mD. Reservoir Lapangan HB memiliki temperatur sebesar 64.4 °C. Reservoir Lapangan HB berisi minyak mentah berat (17°API) yang memiliki viskositas 43.3 cp. Berdasarkan karakteristik diatas, reservoir Lapangan HB dapat dipilih untuk diterapkan *polymer flooding* menggunakan *xanthan gum*.

Pemilihan skenario injeksi yang tepat sangat mempengaruhi kinerja *polymer flooding* dalam meningkatkan perolehan minyak suatu lapangan. Oleh

karena itu, dilakukan sebuah studi tentang pengaruh salinitas *brine* dan konsentrasi biopolimer dalam hal ini *xanthan gum* terhadap kinerja *polymer flooding* dengan pemanfaatan model buatan (simulasi reservoir) menggunakan *software* CMG STARS sehingga nantinya akan didapatkan skenario injeksi yang paling optimal dalam meningkatkan perolehan minyak.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis pengaruh konsentrasi *xanthan gum* terhadap viskositas dan mobilitas *polymer flooding* di Lapangan HB.
2. Menganalisis pengaruh salinitas *brine* terhadap adsorpsi polimer pada *polymer flooding* di Lapangan HB.
3. Mengetahui skenario injeksi polimer yang paling optimum dalam meningkatkan perolehan minyak di Lapangan HB.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menjadi sumber referensi tambahan untuk peneliti di bidang injeksi polimer.
2. Memberikan informasi nilai salinitas dan konsentrasi yang paling optimal dalam meningkatkan produksi minyak di Lapangan HB.
3. Menjadikan hasil analisis yang dapat dipublikasikan di jurnal yang terindeks DOAJ.

1.4 Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka:

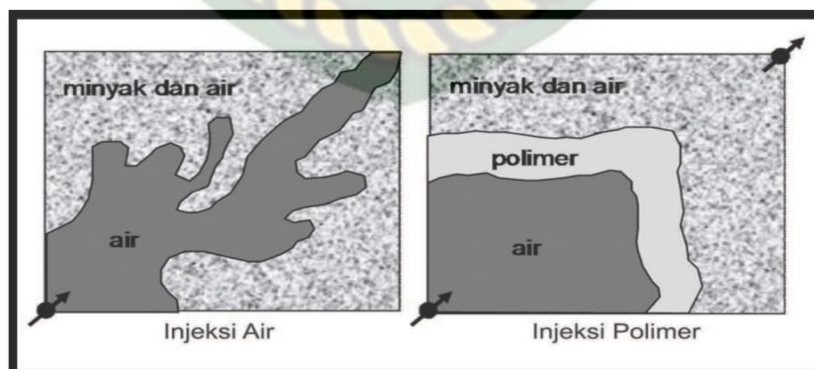
1. Penelitian ini hanya membahas pengaruh salinitas *brine* dan konsentrasi *xanthan gum* terhadap efektivitas injeksi polimer.
2. Pemodelan dilakukan dengan menggunakan Simulator CMG STARS dan data yang digunakan merupakan data sekunder yang didapat dari beberapa jurnal ilmiah.
3. Penelitian ini tidak membahas reaksi kimia yang terjadi serta tidak mempertimbangkan sisi keekonomian.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Polymer Flooding*

Polymer flooding merupakan metode EOR yang paling banyak diterapkan diantara metode-metode *chemical* EOR lainnya sebab selain ekonomis (Sheng, 2010), *polymer flooding* juga memiliki angka keberhasilan yang lebih tinggi dalam meningkatkan perolehan minyak dibandingkan dengan metode *Chemical* EOR lainnya (Sheng et al., 2015). Ketika metode *water flooding* terbukti kurang efektif disebabkan rendahnya perolehan minyak dan terproduksinya air dalam skala besar pada saat *water breakthrough*, maka *polymer flooding* menjadi solusi yang layak untuk memperbaiki *oil recovery* (Sumantri et al., 2015). Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan oleh Moreau et al. (2010) *polymer flooding* merupakan salah satu teknologi *Chemical* EOR (CEOR) yang paling menjanjikan untuk meningkatkan efisiensi penyapuan minyak (*sweep efficiency*) dan *oil displacement*.

Pada dasarnya *polymer flooding* dikenal sebagai *water flooding* yang disempurnakan dengan cara menambahkan polimer ke dalam air injeksi, yang berguna untuk meningkatkan viskositas fluida pendesak dengan begitu *mobility ratio water* akan menurun sehingga air akan lebih maksimal untuk mendesak minyak guna untuk meningkatkan *oil recovery* (Havidh Pramadika, Sugiatmo Kasmungin, 2015). Dalam penginjeksiannya, *polymer flooding* juga memiliki beberapa *screening criteria* meliputi temperatur reservoirnya berkisar antara 60-90°C dengan kualitas minyak >15°API (Taber et al., 1997)



Gambar 2.1 Skematik Pendesakan dengan Larutan Polimer (Usman, 2011)

Pada Gambar 2.1 memberikan gambaran skematik injeksi air (*water flooding*) dan injeksi polimer (*polymer flooding*) yang menunjukkan bahwa metode *polymer flooding* membentuk *sweep efficiency* yang baik. Metode *polymer flooding* berkonsep pada kenaikan viskositas air, karena air berfungsi sebagai *displacer* (pendesak) dengan tujuan untuk menurunkan mobilitas air terhadap minyak untuk meningkatkan *sweep efficiency* (Usman, 2011).

Efektivitas *polymer flooding* dalam meningkatkan *oil recovery* dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya yaitu salinitas *brine* dan konsentrasi polimer itu sendiri (Al-Hajri et al., 2018). Salinitas *brine* akan mempengaruhi ikatan kimia polimer tersebut (Arina, 2015) dan akan berpengaruh kepada viskositas polimer (Kasmungin, 2017) sedangkan konsentrasi polimer akan mempengaruhi reologi fluida pendesak serta biaya yang harus dikeluarkan (Havidh Pramadika, Sugiatmo Kasmungin, 2015). Dalam penelitian yang telah dilakukan oleh Kasmungin (2017) menunjukkan pengaruh salinitas *brine* (5000 dan 15000 ppm) dan konsentrasi polimer (1500 dan 2000 ppm) terhadap nilai RF dan reologi polimer, dimana hasil yang didapat yaitu polimer dengan salinitas 15000 ppm dan konsentrasi 2000 ppm menghasilkan nilai RF dan reologi yang terbaik.

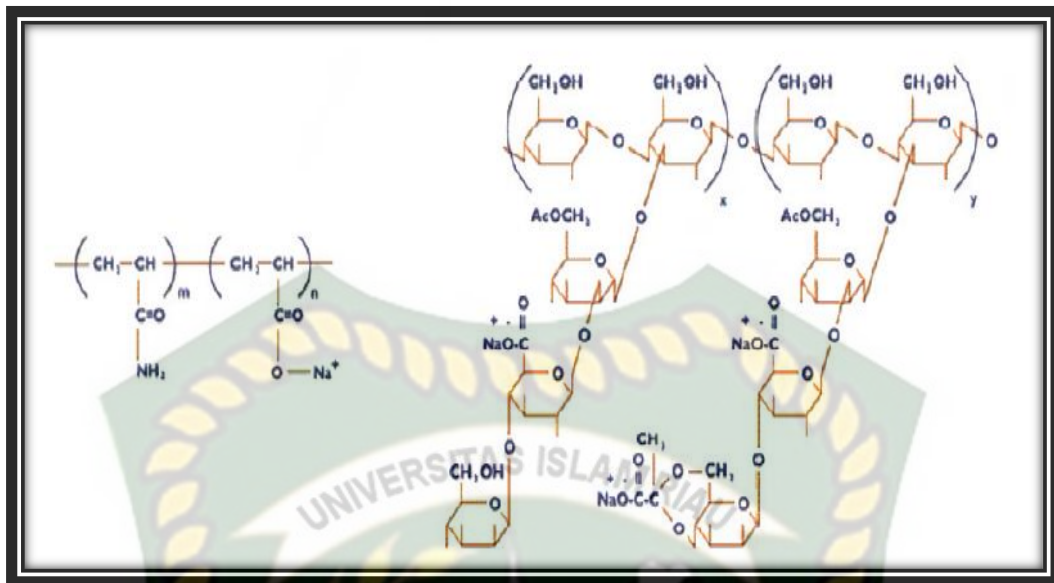
Polymer flooding pernah diterapkan pada Lapangan Daqing *Oil Field* dengan konsentrasi 1000, 1500, 2000 dan 2500 ppm dengan salinitas air formasi (*brine*) berkisar antara 5000 ppm sampai 20.000 ppm dan menunjukkan peningkatan *recovery factor* yang cukup signifikan yaitu 10-20% (Denney, 2009). Arina (2015) telah melakukan percobaan pengaruh konsentrasi dan salinitas terhadap faktor perolehan minyak (*recovery factor*). Setelah dilakukan percobaan pertama sampai dengan percobaan ke-sepuluh yang terbagi menjadi lima salinitas yang berbeda yaitu 1000 ppm, 5000 ppm, 10000 ppm, 35000 ppm dan 50000 ppm, dapat diidentifikasi dari proses penginjeksian polimer pada konsentrasi 1000 ppm di salinitas 1000 ppm *recovery factornya* sebesar 70%, pada konsentrasi 1000 ppm di salinitas 5000 ppm *recovery factornya* sebesar 57.10%, pada konsentrasi 1000 ppm di salinitas 10000 ppm *recovery factornya* sebesar 40.00%, pada konsentrasi 1000 ppm di salinitas 35000 ppm *recovery factornya* sebesar 21.43%, pada konsentrasi 1000 ppm di salinitas 50000 ppm *recovery factornya* sebesar 6.67%, selanjutnya pada konsentrasi 5000 ppm di salinitas 1000 ppm *recovery factornya*

sebesar 45.45%, pada konsentrasi 5000 ppm di salinitas 5000 ppm *recovery factornya* sebesar 37.50%, pada konsentrasi 5000 ppm di salinitas 10000 ppm *recovery factornya* sebesar 25%, pada konsentrasi 5000 ppm di salinitas 35000 ppm *recovery factornya* sebesar 11.11% dan pada konsentrasi 5000 ppm di salinitas 50000 ppm *recovery factornya* sebesar 4.76%. Dari hasil tersebut, dapat dilihat bahwa semakin tinggi nilai salinitas air formasinya maka *recovery factornya* mengalami penurunan, ini membuktikan bahwa salinitas air formasi sangat berpengaruh pada *performance* dari polimer itu sendiri.

Polimer yang larut dalam air yang digunakan dalam industri minyak dan gas, diklasifikasikan ke dalam tiga jenis utama yaitu polimer sintetik, polimer berbasis alam dan biopolimer. Namun, jenis polimer yang umum digunakan secara komersil untuk proses *chemical injection* saat ini yaitu *polyacrilamide* dan *xanthan gum*. Keduanya termaksud polimer yang dapat larut dalam air (Audibert-Hayet et al., 1999).

Polyacrylamide atau HPAM termaksud polimer sintetik yang memiliki sifat non-ionik yang disintesis dari monomer *acrylamide*. Umumnya *polyacrylamide* dibuat berdasarkan mekanisme radikal bebas. *Polyacrylamide* memiliki molekul yang sangat fleksibel, karena rantainya panjang dan diameter molekulnya kecil membuat polimer ini sensitif terhadap degradasi kimia, *thermal* dan kerusakan mekanis (Fondevila Sancet et al., 2018).

Xanthan Gum disebut juga sebagai biopolimer atau *polysaccharide* yang larut di dalam air dan bersifat ionik. Pembentukan polimer ini dihasilkan dari mikroorganisme *xanthomonas campestris*, yang melalui proses fermentasi dengan media karbohidrat yang mendapat suplai gas nitrogen (N₂) dan protein (Needham & Doe, 1987).



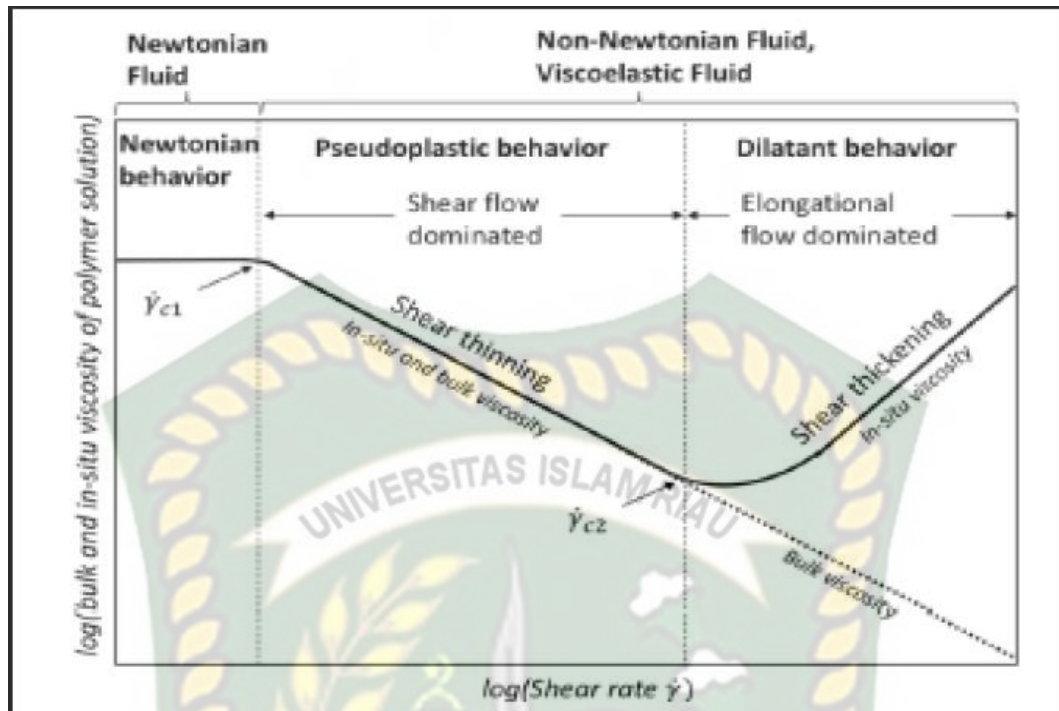
Gambar 2.2 Struktur Kimia pada HPAM (Kiri) dan *Xanthan Gum* (Kanan)
(Abidin et al., 2012)

2.2 Perilaku Aliran Polimer pada Media Berpori

2.2.1 Reologi Polimer di Media Berpori

Viskositas adalah salah satu parameter penting pada reologi polimer. Banyak faktor yang dapat mempengaruhi viskositas larutan polimer diantaranya yaitu konsentrasi larutan, salinitas, suhu, *shear rate* dll. Viskositas larutan polimer memiliki korelasi langsung dengan konsentrasi larutan polimer yang ditentukan dari percobaan laboratorium. Konsentrasi larutan polimer yang lebih tinggi akan menghasilkan viskositas larutan polimer yang lebih tinggi pula dan akan memberikan injeksi polimer yang lebih efisien dan reduksi *water cut* yang besar (Hidayat & ALMolhem, 2019).

Penurunan viskositas pada larutan polimer merupakan fungsi *shear rate* (Sorbie, 1991). *Shear rate* yang dialami polimer di seluruh *surface facilities*, selama proses injeksi dan di dalam aliran melalui media berpori, dapat berubah (Schmidt et al., 2019). Gambar 2.3 menunjukkan perilaku viskositas larutan polimer terhadap *shear rate*.



Gambar 2.3 Viskositas pada Polimer Sintetik (Schmidt et al., 2019)

Viskositas larutan polimer dapat diukur menggunakan rheometer atau viskometer kapiler. Nilai viskositas akan berpengaruh kepada mobilitas fluida injeksi itu sendiri. Viskositas yang tinggi akan menghasilkan mobilitas yang tinggi namun akan menyebabkan penurunan nilai permeabilitas yang tinggi pula sehingga dapat disesuaikan dengan kondisi di lapangan (Sheng et al., 2015).

Kestabilan polimer yang mempengaruhi reologi pada larutan polimer meliputi kimiawi, mekanik, dan biologi (Sorbie, 1991).

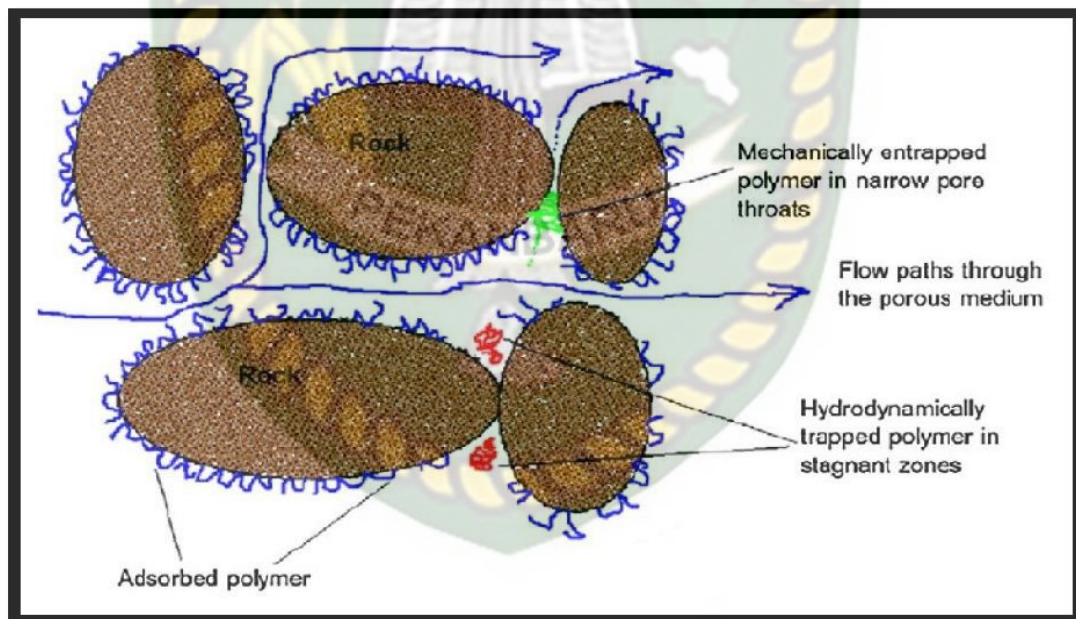
1. **Degradasi Kimiawi**, merupakan rusaknya molekul polimer yang dapat disebabkan baik dari serangan jangka pendek oleh kontaminan seperti oksidasi dan efek dari ion Fe ataupun serangan jangka panjang seperti hidrolisis. Jumlah oksigen pada larutan harus diminimalisir dengan menggunakan methanol atau thiourea sehingga dapat menjaga polimer dari masuknya oksigen (Yang & Treiber, 2007).
2. **Degradasi Mekanik**, merupakan rusaknya molekul polimer yang dihasilkan *shear stress* pada daerah dengan laju alir besar dan jarak aliran yang jauh. Degradasi ini akan mengakibatkan menurunnya angka viskositas pada polimer. HPAM sangat sensitif terhadap degradasi ini, karena struktur molekulnya yang fleksibel, sehingga viskositas polimer turun secara signifikan setelah *shearing*. Kerusakan ini dapat dikurangi dengan pompa pendorong yang digunakan untuk menginjeksikan larutan

polimer dengan tekanan tinggi dan pompa ulir digunakan untuk mengangkut larutan polimer (Tasnim, 2020).

3. **Degradasi Biologi**, merupakan rusaknya mikrobial pada polimer disebabkan bakteri di reservoir. Degradasi ini sering ditemukan pada biopolimer, tetapi juga dapat terjadi pada polimer sintetik. Metode umum yang digunakan untuk mengatasi degradasi ini yaitu dengan menggunakan *biocides*, seperti *formaldehyde*.

2.2.2 Retensi Polimer

Retensi polimer memiliki dampak besar terhadap *rate* (laju) larutan polimer melalui media berpori selama *polymer flooding*, dan akan berpengaruh pada perolehan minyak (*oil recovery*). Retensi polimer memiliki efek substansial dalam media berpori terhadap kinerja *polymer flooding*. Akibatnya, retensi polimer yang tinggi secara signifikan dapat menunda pergerakan dan perolehan minyak selama *polymer flooding* (Al-Hajri et al., 2018). Retensi polimer meliputi adsorpsi, *mechanical entrapment*, dan retensi hidrodinamik (Gambar 2.4).



Gambar 2.4 Retensi Polimer (Al-Hajri et al., 2018)

1. **Adsorpsi**, merupakan interaksi antara molekul polimer dan permukaan batuan. Interaksi ini membuat molekul-molekul polimer terikat pada permukaan batuan yang sebagian besar melalui proses adsorpsi fisik (ikatan Van der Waal dan hidrogen) daripada kemisorpsi, yang berarti ikatan kimia antara molekul polimer dan permukaan batuan tidak mungkin terbentuk (Sorbie, 1991).

2. **Mechanical Entrapment** merupakan kondisi dimana terjebakanya molekul polimer pada media berpori karena molekul polimer relatif lebih besar dibandingkan ukuran pori sehingga mengakibatkan *pore blocking* (Al-Hajri et al., 2018). *Mechanical entrapment* beresiko secara permanen untuk merusak formasi, seperti *unwanted fracking* yang meningkat selama injeksi. Permasalahan ini dapat diatasi dengan *pre-shearing* polimer atau polimer digunakan pada formasi dengan permeabilitas tinggi.

3. **Retensi Hidrodinamik**, Retensi hidrodinamik polimer adalah mekanisme retensi yang paling tidak terdefinisi dengan baik dan dipahami. Gambaran fisis mekanisme retensi hidrodinamik yaitu molekul polimer terperangkap sementara di daerah stagnan oleh gaya hambat hidrodinamik yang disebut gaya osmotik. Mungkin penyebabnya adalah konsentrasi polimer di daerah itu melebihi fluida injeksi (Sorbie, 1991). Chauveteau dan Kohler telah melakukan eksperimen dimana secara eksperimental menunjukkan adanya efek retensi hidrodinamik saat melakukan percobaan HPAM *core flooding*. Mereka memperhatikan bahwa retensi polimer berubah dengan perubahan laju alir injeksi (Chauveteau & Kohler, 1974).

Untuk keberhasilan implementasi *polymer flooding*, retensi polimer harus dievaluasi sebelum aplikasi lapangan. Sangat penting untuk memahami dan memprediksi pengaruh retensi pada transportasi larutan polimer untuk mendapatkan desain proyek skala lapangan yang tepat.

Efek dari retensi polimer yaitu *inaccessible pore volume* dan reduksi permeabilitas.

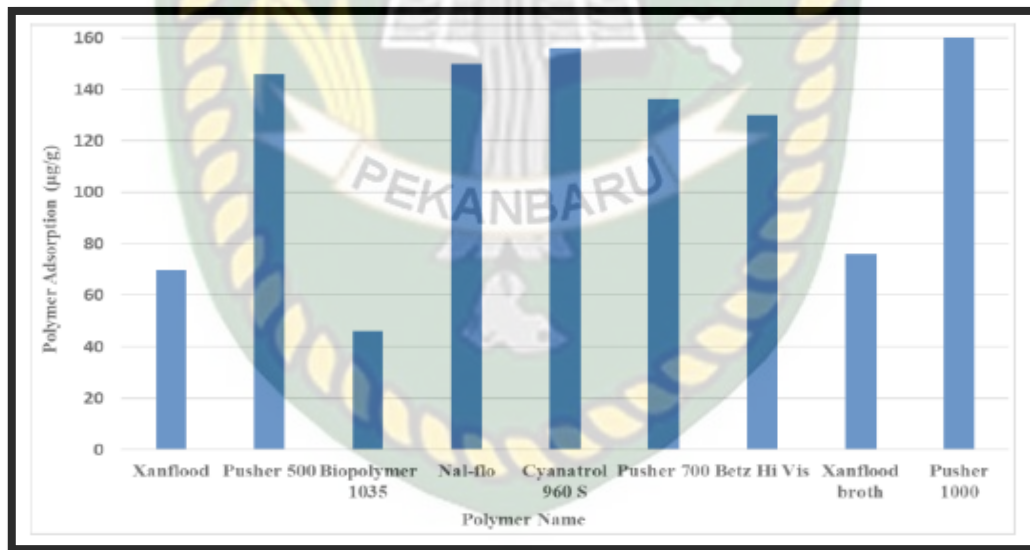
a. **Inaccessible Pore Volume (IPV)**, ketika ukuran molekul polimer lebih besar dari beberapa pori batuan akan menyebabkan molekul polimer tidak dapat mengalir melalui pori-pori tersebut. Volume pori-pori yang tidak dapat diakses oleh molekul polimer itulah yang disebut IPV (Dawson, 1972).

b. **Reduksi Permeabilitas**, yaitu rasio antara mobilitas *brine* dan mobilitas polimer. Sedangkan faktor retensi residu mewakili tingkat retensi polimer setelah injeksi polimer yang dipengaruhi oleh rasio mobilitas *brine* sebelum dan sesudah injeksi polimer. (Tasnim, 2020).

2.2.3 Faktor-Faktor yang Mempengaruhi Retensi Polimer

2.2.3.1 Tipe Polimer

Umumnya, ada dua jenis polimer yang digunakan yaitu polimer sintetik dan biopolimer. Jenis polimer lainnya adalah polimer alam dan turunannya termasuk *Hydroxyl Ethyl Cellulose* (HEC), *Guar Gum* dan *Sodium Carboxymethyl Cellulose* (Awolola, 2012). Berdasarkan studi yang dilakukan oleh Szabo untuk adsorpsi polimer dinamis, menunjukkan bahwa adsorpsi *2-acrylamido-2methyl propane sulfonate* (AMPS) lebih rendah daripada HPAM (Szabo, 1975). Secara umum, adsorpsi *xanthan* dalam media berpori jauh lebih rendah dibandingkan dengan HPAM dan cenderung menunjukkan sensitivitas yang lebih rendah terhadap kondisi salinitas *solvent* (Sorbie, 1991). Szabo telah melakukan pengukuran retensi terhadap polimer AMPS dan HPAM, didapat hasil bahwa retensi pada AMPS (35-72 lb/AF) lebih rendah dibandingkan HPAM (88-196 lb/AF) dalam core yang sama ($k = 0.328-0.679$ Darcy) (Szabo, 1975). Gambar 2.5 menunjukkan adsorpsi polimer untuk bermacam tipe polimer.



Gambar 2.5 Adsorpsi Polimer Untuk Bermacam Tipe Polimer (Sheng, 2010)

2.2.3.2 Berat Molekul Polimer

Meningkatnya angka adsorpsi seiring dengan meningkatnya berat molekul. Hal ini sesuai dengan teori dimana polimer dengan berat molekul yang lebih tinggi akan membentuk lapisan polimer yang lebih tebal bila teradsorpsi pada suatu permukaan batuan (Hlady et al., 1982).

2.2.3.3 Konsentrasi Polimer

Konsentrasi polimer juga mempengaruhi adsorpsi pada polimer. Telah menjadi suatu karakteristik dimana peningkatan adsorpsi pada polimer terjadi seiring dengan peningkatan konsentrasi polimer (Zheng et al., 1998). Zheng et al. (1998) telah melakukan pengukuran retensi untuk larutan polimer dengan konsentrasi 250 ppm, 750 ppm dan 1500 ppm. Hasil penelitiannya menunjukkan bahwa retensi tertinggi berada pada 1500 ppm atau sekitar 1,5 kali lebih tinggi dibandingkan retensi pada 250 ppm polimer. Studi retensi lainnya juga dilakukan oleh Huang dan Sorbie (1993) yang menunjukkan peningkatan retensi dari 8,21 $\mu\text{g/g}$ menjadi 11,71 $\mu\text{g/g}$ dengan meningkatnya konsentrasi dari 50 menjadi 200 ppm (Huang & Sorbie, 1993). Beberapa pengaruh konsentrasi polimer terhadap retensi ditunjukkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Pengaruh Konsentrasi Polimer Terhadap Retensi

Konsentrasi Polimer (ppm)	Tipe Polimer	Retensi ($\mu\text{g/g}$)
10-6000	HPAM	20-420
20-1000	HPAM	21-30
250-1500	HPAM	40-58
50-200	Scleroglucan	8.2-11.7

Sumber: (Al-Hajri et al., 2018)

2.2.3.4 Permukaan Batuan (*Rock Surface*)

Kandungan besi dan *clay* dari media berpori memiliki pengaruh yang kuat terhadap retensi. Tingkat adsorpsi HPAM pada kalsium karbonat secara signifikan lebih tinggi daripada adsorpsi pada permukaan silika (Sheng, 2010). Beberapa penelitian terkait pengaruh kandungan besi dan *clay* terhadap retensi ditunjukkan pada Tabel 2.2.

Tabel 2.2 Nilai Retensi pada Beberapa Jenis Mineral

Mineral	Tipe Polimer	Retensi ($\mu\text{g/g}$)
Kaolinite	HPAM	339-1217
Baker Dolomite	HPAM	1.9-17.8
Kaolinite	Xanthan	16900
Siderite	Xanthan	15600
Montmorillonite	CPAM	180000

Quartzite	CPAM	610
Calcium Carbonate	HPAM	20-100

Sumber: (Al-Hajri et al., 2018)

2.2.3.5 Salinitas

Meningkatnya konsentrasi salinitas pada umumnya akan meningkatkan adsorpsi pada polimer. Banyak sifat fisik dan kimia dari *chemical* yang diinjeksikan dipengaruhi oleh salinitas, seperti viskositas, *chemical activity*, stabilitas, dan adsorpsi (Aronofsky, 1952). Kadar keasinan atau garam (NaCl) merupakan *brine* sintetik dari suatu fluida akan mempengaruhi optimalisasi *polymer flooding*. Efek dari besaran nilai salinitas akan berpengaruh pada viskositas, semakin besar salinitas maka semakin cepat penurunan viskositas (Kasmungin, 2017). Smith (1970) telah melakukan percobaan pengaruh kadar NaCl terhadap retensi polimer dan hasilnya menunjukkan bahwa retensi polimer meningkat dari sekitar 11 g/m² pada 1% NaCl menjadi 60 g/m² pada 10% NaCl.

2.2.3.6 Hidrolisis

Dengan meningkatnya derajat hidrolisis, maka tingkat retensi HPAM dalam *sand pack* menurun. Adsorpsi akan menurun dengan hidrolisis sampai adsorpsi mencapai minimum. Adsorpsi minimum terjadi karena adanya interaksi muatan antara gugus karboksil pada polimer (muatan negatif) dan permukaan silika pada pasir (muatan negatif). Oleh karena itu, terjadi tolakan elektrostatis yang menyebabkan penurunan adsorpsi (Al-Hajri et al., 2018).

2.2.3.7 Permeabilitas

Retensi polimer akan menurun dengan permeabilitas yang lebih tinggi. Hal ini disebabkan *mechanical entrapment* pada batuan dengan permeabilitas rendah dibandingkan dengan batuan dengan permeabilitas tinggi. Selain itu, kandungan *clay* yang tinggi pada batuan dengan permeabilitas rendah juga merupakan penyebab lain tingginya retensi (Al-Hajri et al., 2018). Tabel 2.3 menunjukkan retensi polimer pada dua jenis batuan dengan permeabilitas di bawah 0,2 Darcy.

Tabel 2.3 Pengaruh Permeabilitas Terhadap Retensi

Jenis Batuan dan Permeabilitas	Tipe Polimer	Retensi (µg/g)
Vosges Sandstone 2100 md	HPAM	155

Vosges Sandstone 520 md	HPAM	140
Reservoir Sandstone 137 md	HPAM	12
Reservoir Sandstone 12 md	HPAM	12

Sumber: (Al-Hajri et al., 2018)

2.2.3.8 *Wetting Phase Effect*

Wetting phase pada batuan juga mempengaruhi retensi polimer. Dalam sistem *oil wet*, retensi polimer *polyacrylamide* pada saturasi minyak sisa akan lebih kecil 2 hingga 5 kali dibandingkan dengan retensi jika *core* 100% dijenuhi oleh air (Broseta et al., 1995). Namun, dalam sistem *water wet*, efek saturasi minyak sisa kurang terlihat. Sebagai contoh, retensi dengan saturasi minyak sisa 0,2 sebesar hampir 7,5 µg/g dibandingkan dengan tidak adanya saturasi minyak sisa dengan retensi 10 µg/g.

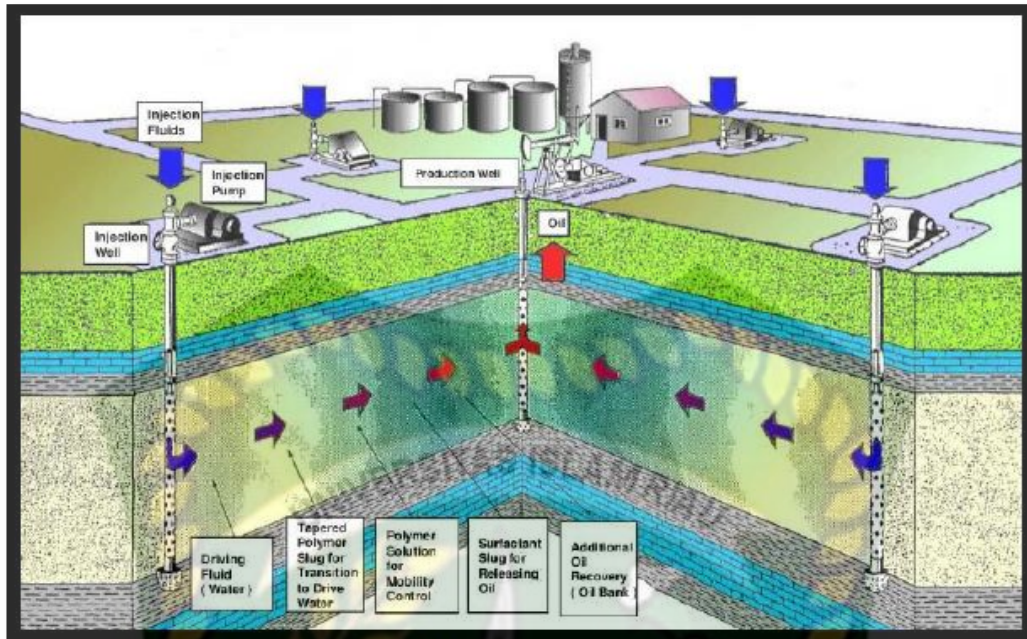
2.2.3.9 *Temperature Effect*

Adsorpsi menurun akibat temperatur karena dipengaruhi oleh faktor fisik dan kimia seperti tolakan elektrostatis, hidrofobisitas, gaya Van der Waals dan ikatan hidrogen. Pada polimer non-ionik, adsorpsi lebih dipengaruhi oleh ikatan hidrogen, sedangkan pada polimer ionik adsorpsi lebih dipengaruhi oleh tolakan elektrostatis. Meningkatnya temperatur menyebabkan putusya ikatan hidrogen sehingga adsorpsi polimer menurun. Meningkatnya temperatur akan meningkatkan muatan negatif pada permukaan batuan, menyebabkan tolakan elektrostatis yang lebih tinggi, sehingga adsorpsi polimer ionik akan menurun (Sheng, 2010).

2.3 Penerapan Polimer di Lapangan

Pada umumnya, injeksi polimer di lapangan terdiri dari 5 tahapan (Gambar 2.6), yaitu sebagai berikut:

1. *Pre flush*, untuk pengkondisian reservoir
2. *Oil bank*, untuk mengetahui target produksi
3. Injeksi larutan polimer, untuk mengontrol mobilitas fluida
4. *Fresh water buffer*, sebagai proteksi larutan polimer
5. *Driving fluid* menggunakan air



Gambar 2.6 Skema Injeksi *Polymer Flooding* (Arina, 2015)

Sebelum menerapkan *polymer flooding* pada suatu lapangan biasanya akan dilakukan *screening criteria* terlebih dahulu agar keefektifan *polymer flooding* tetap terjaga. Menurut (Sheng et al., 2015) biasanya *screening criteria* diambil dari data empiris, berdasarkan data proyek dan kajian teknis dari injeksi polimer. Berikut adalah *screening criteria* pada *polymer flooding*.

Tabel 2.4 *Screening Criteria* pada *Polymer Flooding*

EOR Method	Reservoir Properties						
	API	Viscosity (cp)	Start Oil Saturation	Permeability (mD)	Porosity (%)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Miscible Flooding	34-44 73%	0-1 64%	0.33-0.55 62%	0.1-100 64%	7-16 62%	4200-6700 55%	95-160 52%
Immiscible Flooding	19-36 66%	0-10.5 58%	0.42-0.62 67%	30-300 53%	22-32 69%	1970-5708 51%	120-194 68%
Steam Flooding	10-16 78%	3-2000 51%	0.50-0.70 64%	1000-3000 56%	30-38.8 76%	800-1800 64%	80-130 77%
Combustion	19-27 50%	1.44-2 67%	0.50-0.70 70%	10-85 52%	17-25 55%	1575-5000 48%	185-230 64%
Chemical (mainly polymer)	32-42.5 52%	9-75 69%	0.65-0.82 65%	173-875 60%	21-34 67%	2723-3921 48%	108-158 65%

Note: Percentages represents project distributions

Sumber: (Al Adasani & Bai, 2011)

Injeksi polimer umumnya dilakukan pada formasi *sandstone* dan hanya beberapa diaplikasikan pada formasi karbonat, karena injeksi polimer memiliki adsorpsi yang tinggi pada batuan karbonat dan reservoir karbonat juga memiliki matriks batuan yang lebih rendah. Pengaplikasian *polymer flooding* bergantung pada jumlah polimer yang diinjeksikan. Jumlah polimer yang diinjeksi ditunjukkan pada konsentrasi polimer dalam ppm dan volume slug pada volume pori (PV) dalam

satuan fraksi. Jumlah polimer optimum yang diinjeksikan kurang lebih sekitar 400 ppm-PV. Pada Lapangan Daqing, Cina, umumnya digunakan 600 ppm-PV untuk skala besar dan jumlah injeksi yang paling tinggi yaitu 771 ppm-PV (Tasnim, 2020). Umumnya konsentrasi polimer yang diinjeksikan di Lapangan Cina sebesar 1200 ppm dan *pattern* yang digunakan yaitu linear dan *5 spot patterns*.

Viskositas polimer yang akan diinjeksikan juga harus dipertimbangkan baik saat di permukaan maupun setelah diinjeksikan ke dalam reservoir. Pada Lapangan Dalia *Offshore*, viskositas polimer menurun 25-50% akibat *shear* yang terjadi di *choke wellhead* (Morel et al., 2008) dan penurunan viskositas juga disebabkan oleh adanya oksigen pada polimer (degradasi biologi). Selain itu, temperatur di reservoir juga menyebabkan polimer tidak stabil, sehingga umumnya lapangan yang mengaplikasikan injeksi polimer memiliki reservoir dengan temperatur di bawah 75°C (Du & Guan, 2004).

Kecepatan laju injeksi polimer ditentukan berdasarkan tekanan rekahan (*allowable injection pressure*) formasi pada reservoir tersebut. Pada Lapangan Daqing, nilai yang direkomendasikan yaitu 0.14 - 0.16 PV per tahun dengan jarak antar sumur lebih dari 250 m dan 0.16 – 0.2 PV per tahun dengan jarak antar sumur di antara 150 sampai 170 m (Tasnim, 2020). Setelah menentukan jumlah polimer yang diinjeksikan, Anda dapat memilih polimer dengan konsentrasi tinggi, volume slug kecil, atau polimer volume slug besar dengan konsentrasi rendah. Secara umum, polimer konsentrasi tinggi akan menjadi pilihan pertama, karena akan memberikan viskositas yang besar, menghasilkan fluiditas yang baik, tetapi juga akan menyebabkan penurunan permeabilitas yang signifikan, sehingga hal ini dapat disesuaikan dengan kondisi reservoirnya. (Sheng et al., 2015).

Salinitas air formasi (*brine*) juga menjadi pertimbangan sebelum menginjeksikan polimer ke dalam reservoir, sebab dalam praktiknya salinitas air formasi dapat merusak ikatan kimia polimer sehingga mengganggu efektivitas injeksi polimer (Arina, 2015). Pada Lapangan Daqing *Oil Field*, data polimer yang diterapkan yaitu konsentrasi yang digunakan 1000, 1500, 2000 dan 2500 ppm dengan salinitas air formasi (*brine*) berkisar antara 5000 ppm sampai 20.000 ppm dan menunjukkan peningkatan *recovery factor* yang cukup signifikan yaitu 10-20% (Denney, 2009).

Selain Lapangan Daqing, *polymer flooding* juga pernah dilakukan di Lapangan Suffield Area, Alberta, Kanada. Sebelum melakukan injeksi polimer, uji laboratorium terlebih dahulu dilakukan guna untuk mendapatkan konsentrasi polimer yang cocok untuk diterapkan di Lapangan Suffield Area. Dari tiga konsentrasi polimer yaitu 750 ppm, 1500 ppm dan 2000 ppm maka polimer dengan konsentrasi 1500 ppm dipilih untuk diterapkan di lapangan ini. Setelah polimer dengan konsentrasi 1500 ppm dan volume pori sebesar 0.6 PV diinjeksikan selama 15 bulan, hasil menunjukkan bahwa *oil cut* meningkat menjadi 10% dari 5% dan produksi minyak meningkat menjadi 600 bbl/d dari 400 bbl/d (Liu et al., 2012).

Polymer flooding juga pernah dilakukan di Lapangan JZW *oilfield* yang merupakan salah satu lapangan *offshore* di Bohai Bay. Data polimer yang digunakan pada Lapangan JZW ini yaitu konsentrasi polimer sebesar 1200 mg/L dengan volume slug 0.23 PV dan salinitas *brine* yang digunakan yaitu 1500-3000 mg/L. Polimer diinjeksikan menggunakan *well pattern* anti 9-spot dan *well space* sebesar 350-400 m. Setelah polimer diinjeksikan, perolehan minyak menunjukkan angka 6.2% (OOIP) lebih tinggi dibandingkan *water flooding* (Kang & Zhang, 2013).

Pilot test injeksi polimer menggunakan *xanthan gum* pernah dilakukan di Lapangan Shengli *Oilfield*, Cina. *Xanthan gum* dipilih sebab memiliki stabilitas yang baik terhadap *shear degradation* dan kadar salinitas yang tinggi dibandingkan *polyacrylamides*. Penerapan *xanthan flooding* di Lapangan Shengli *Oilfield* dilakukan mulai dari bulan September 1995 sampai Oktober 1996 dengan *pore volume* sebesar 0,356 PV. Konsentrasi *xanthan* yang digunakan yaitu 1500 mg/L dengan salinitas sebesar 6300 mg/L. Setelah dilakukan *xanthan flooding*, maka hasil menunjukkan bahwa *oil production rate* meningkat dari 22,4 t/d menjadi 45,7 t/d dan *water cut* menurun dari 97,3% menjadi 91,9% (Guo et al., 1999). Di bawah ini merupakan beberapa data reservoir (Tabel 2.5) dan data injektivitas polimer (Tabel 2.6) untuk *field test* dari beberapa lapangan minyak di dunia.

Tabel 2.5 Data Reservoir Lapangan

Field	ϕ (%)	K (md)	Tres (°C)	Pres (psi)	Salinity (ppm)	Oil Viscosity (cp)	Oil Gravity (°API)	Polymer Type	Polymer Conc.
Shouthern Part Of Oman	28-34	800	-	870	6000	250-800	18-21	FP3630S	2500 3000
Mangala Field	15-30	5000	65	-	5267	10-20	29	FP3630S	500 1000 1500 2000
White Castle Field	32	2000	-	-	10000	-	-	Nako 3857	500
Dalia Field	-	1000	50	3118-3408	52000	1-10	12-23	FP3630S	900
Tambaredjo Foration (Sarah Maria Project)	28-34	4000-12000	38	-	2500-5000	1728	-	FP3630S	1000
Matzen Field 8th Reservoir	20-30	500	50	1160	20000	19-27	20	FP3630ss	500 1000
Bhagyam Field	20-30	1000-10000	53	-	5000	15-500	21-33	-	1500 2000 2250
West Coyote Field	24	450	54	-	11000-13000	8	27	Cyanatrol 950 and 960™	2000

Sumber: (Al-Shakry et al., 2018)

Tabel 2.6 Data Injektivitas Polimer

Field	Viskositas Air (cp)	Qw (m ³ /day)	BHPw (psi)	Viskositas Polimer (cp)	Qp (m ³ /day)	BHPp (psi)	ΔBHP	Frac.
Shouthern Part Of Oman	-	250	870	50	250	1015	145	No
		500	943		500	1233	290	
		250	870	80	250	972	722	
		500	943		500	1407	464	
Mangala Field	-	119	1382	2.5	5267	10-20	29	-
				6.5				
				20				
				30				
White Castle Field	0.5	48	130.7	4	50	165.7	35	Yes
Dalia Field	0.5	-	-	3.3	2067	-	-	No
				5.6	1908			
Tambaredjo Foration (Sarah Maria Project)	0.7	28	471	45	28	635	164	Yes
		55	488	41.5	55	744	256	
Matzen Field 8th Reservoir	0.6	400	2031	6	400	2610	579	Yes
						2900	869	
Bhagyam Field	-	477	200	10-15	159	450	-	-
				25-30	477	900	700	
				20-25	636	800	-	
West Coyote Field	-	29	150	10	29	1700	-	-
				35		2300		

Sumber : (Al-Shakry et al., 2018)

2.4 Simulasi Reservoir pada *Polymer Flooding*

Simulasi reservoir adalah suatu proses memodelkan kondisi statis dan dinamis reservoir secara matematik. Pemodelan dilakukan dengan mengintegrasikan berbagai data reservoir (geologi, geofisik, petrofisik, fluida reservoir, tekanan, produksi dan sebagainya) sehingga diperoleh model matematik reservoir yang sesuai dengan reservoir yang sebenarnya, baik dalam kondisi statis maupun dinamis. Langkah-langkah pengerjaan simulasi reservoir, meliputi persiapan dan pengolahan data, pembuatan model geologi-reservoir, inialisasi, *history matching*, *PI matching*, serta prediksi terhadap skenario yang telah dibuat (Sumantri et al., 2015).

Pada penelitian ini, pemodelan dilakukan menggunakan Simulator CMG STARS. STARS merupakan simulator reservoir yang digunakan untuk studi *chemical/polymer flooding*, *steam injection* serta studi berbagai kondisi reservoir.

STARS digunakan untuk memodelkan reservoir untuk memahami mekanisme aliran dan menghasilkan parameter yang akan digunakan untuk simulasi dalam skala lapangan.

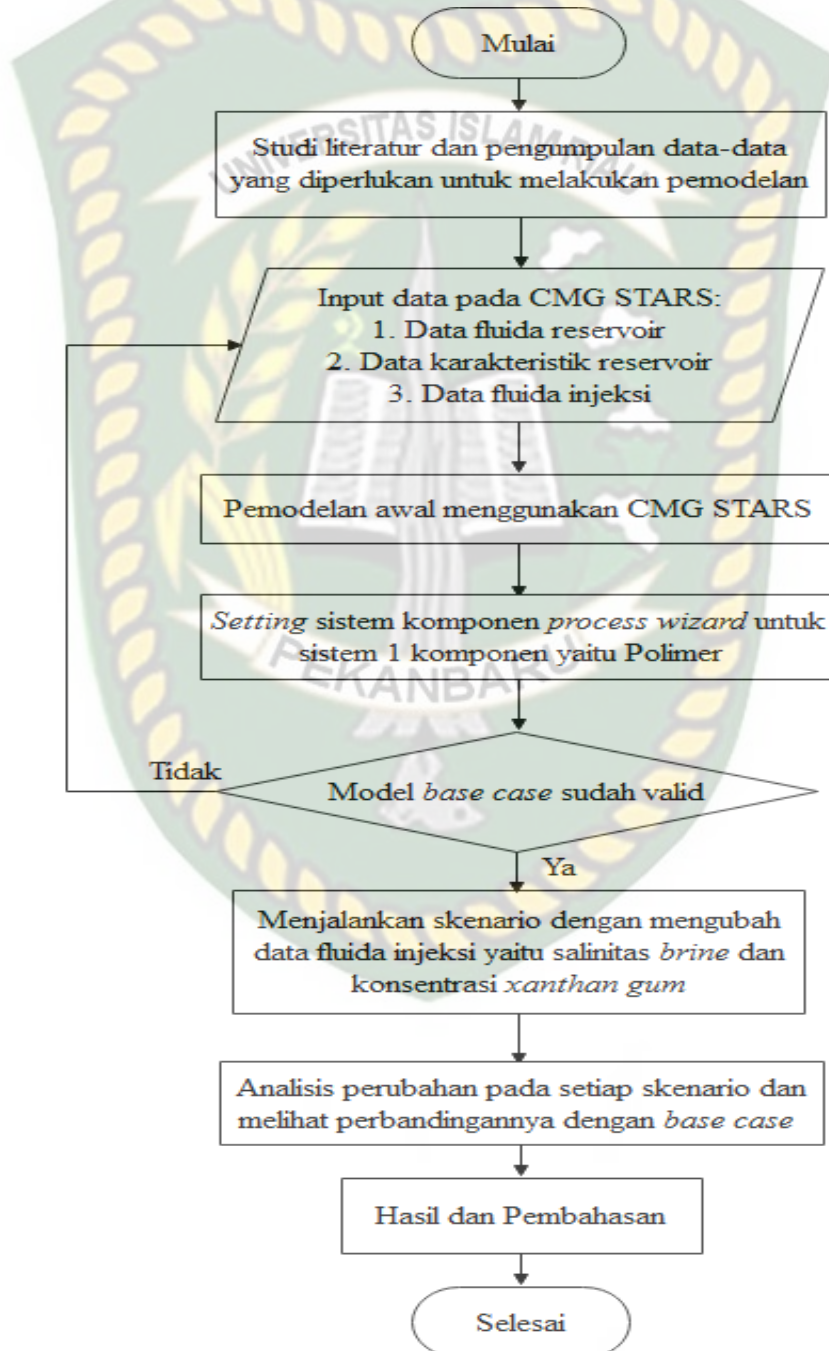
Tasnim (2020) telah melakukan pemodelan injeksi polimer sebagai pengembangan injeksi yang bertujuan untuk meningkatkan efisiensi sapuan fluida injeksi dan meningkatkan *oil recovery* pada reservoir *multi layer* dengan variasi vertikal heterogenitas dengan melakukan simulasi reservoir menggunakan CMG STARS dan pengembangan injeksi berdasarkan skema kompleks menggunakan *commingle injection* dan *separate injection*. Setelah disimulasikan menggunakan CMG STARS, hasil menunjukkan bahwa pengaruh skema kompleks injeksi polimer pada reservoir multi layer heterogen dapat dilihat dari profil produksi reservoir yang berupa peningkatan perolehan minyak, penurunan *water cut* dan injektivitas sumur. Dibandingkan dengan injeksi air (*waterflood*), injeksi polimer berhasil meningkatkan *recovery factor* sekitar 6 – 12% untuk berbagai variasi heterogenitas dan kedua tipe kompleks dan mampu menurunkan *water cut* dari sekitar 95% menjadi 55%.

Liu et al. (2012) juga telah melakukan penelitian terkait penerapan *polymer flooding* dalam meningkatkan *recovery factor* (RF) pada reservoir Suffield Caen, Kanada menggunakan simulasi reservoir. Pemodelan simulasi reservoir dilakukan menggunakan CMG STARS. Polimer diinjeksikan selama 15 bulan dengan *pore volume* sebesar 0.6 PV. Studi simulasi reservoir dan hasil *coreflood* menunjukkan bahwa banjir polimer dapat meningkatkan perolehan minyak untuk reservoir Caen dengan menghasilkan rasio mobilitas yang lebih baik dan meningkatkan efisiensi sapuan. Setelah diinjeksikan polimer selama 15 bulan, didapat respon yang sangat positif karena *oil cut* meningkat menjadi 10% dari 5% dan produksi minyak meningkat menjadi 600 bbl/d dari 400 bbl/d.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini dilakukan menggunakan pemodelan dengan menggunakan *software* CMG STARS. Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapat dari beberapa jurnal yang berhubungan dengan masalah yang diangkat.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Persiapan Data Simulasi

Data geologi atau data reservoir, data karakteristik fluida dan batuan reservoir, data sumuran dan data fluida injeksi merupakan data-data yang perlu dipersiapkan sebelum memulai pemodelan. Data-data tersebut diperoleh dari beberapa jurnal/*paper* yang memenuhi *screening criteria* dan nilai yang digunakan sesuai dengan *range* yang digunakan di lapangan yang pernah diterapkan *polymer flooding*, serta sebagian data karakteristik fluida injeksi (polimer) diperoleh dari penelitian laboratorium yang sudah dilakukan. Berikut data-data yang digunakan sebagai *base case* pada reservoir ini kemudian akan disimulasikan pada Simulator CMG STARS.

3.2.1 Fluida Reservoir

Fluida reservoir yang terdapat pada pemodelan ini adalah *Heavy Oil* dan *Water* dengan karakteristik sebagai berikut:

Tabel 3.1 *Fluid Properties*

Parameter	Nilai	Satuan	Referensi
Model	<i>Two Phase</i>	-	-
Densitas Minyak	59.48	lb/ft ³	(Liu et al., 2012)
Viskositas Minyak	43.3	cp	(Guo et al., 1999)
Densitas Air	62.42	lb/ft ³	(Sumantri et al., 2015)
Viskositas Air	0.45	cp	(Guo et al., 1999)

3.2.2 Karakteristik Reservoir

Reservoir Lapangan HB merupakan *sandstone* dengan karakteristik sebagai berikut:

Tabel 3.2 Karakteristik Reservoir

Parameter	Nilai	Referensi
<i>Reservoir Pressure</i> (psi)	1856	(Guo et al., 1999)
<i>Temperature</i> (°C)	64.4	
<i>Permeability</i> (mD)	1339	
<i>Porosity</i> (%)	34	
Ketebalan (ft)	21	
Kedalaman (ft)	4275	

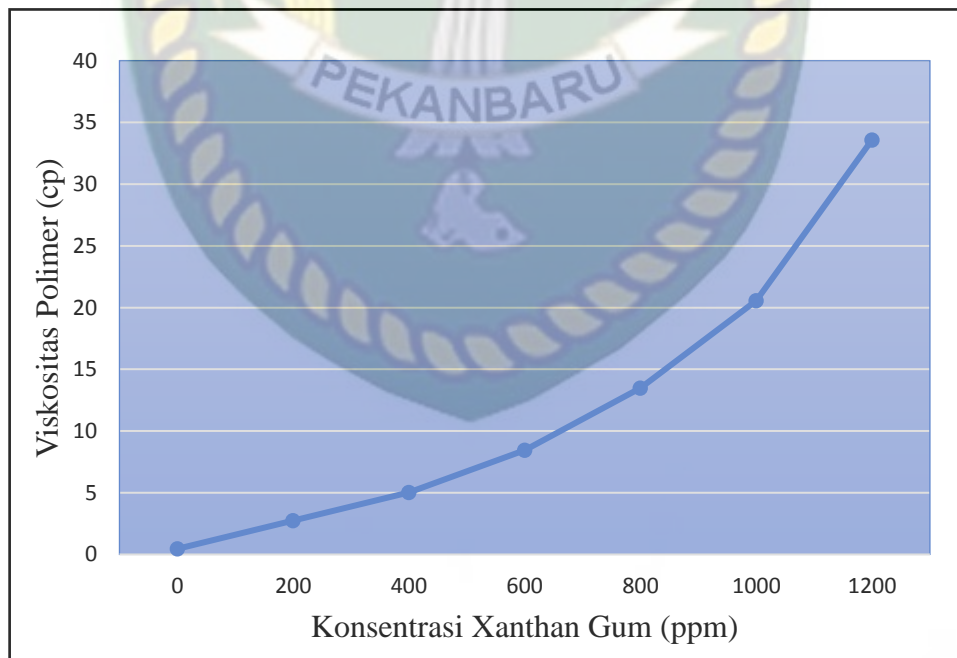
3.2.3 Fluida Injeksi

Fluida injeksi (*injection fluid*) yang diinjeksikan pada pemodelan ini adalah biopolimer (*xanthan gum*). Data di bawah ini merupakan data yang digunakan sebagai *base case* pada penelitian ini.

Tabel 3.3 Data Fluida Injeksi

Parameter	Nilai	Referensi
Konsentrasi (ppm)	1000	(Ramkissoo et al., 2020)
Salinitas <i>Brine</i> (NaCl) (ppm)	1000	
Viskositas (cp)	20.565	Hasil Plot Konsentrasi <i>Xanthan</i> vs Viskositas
<i>Pore Volume Injection</i> (PV)	0.5	(Seright et al., 2009)
<i>Polymer Resistance Factor</i>	3	(Hidayat & ALMolhem, 2019)
<i>Accessible Pore Volume</i>	0.8	
<i>Polymer Half Life</i> (days)	730	

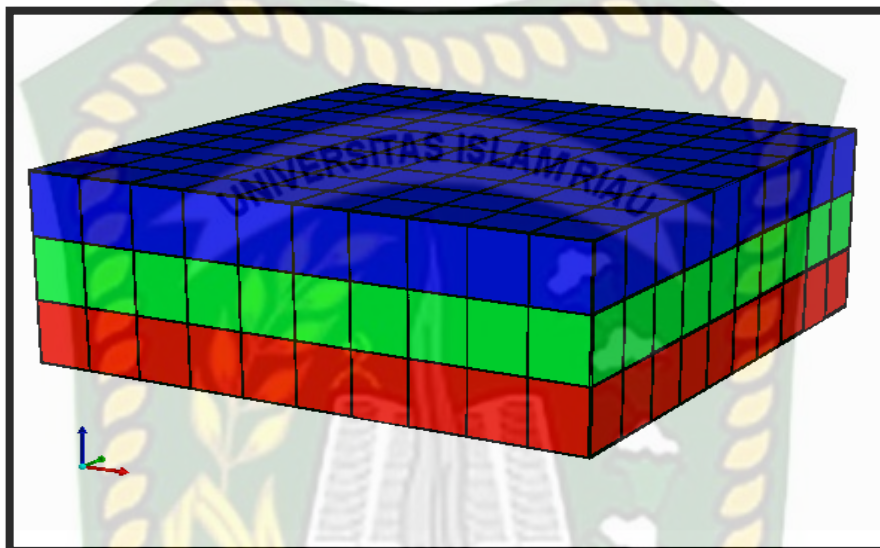
Berikut adalah grafik hubungan antara konsentrasi *xanthan gum* dan viskositas polimer yang digunakan pada penelitian ini yang merupakan hasil *pilot project polymer flooding* menggunakan *xanthan gum*.



Gambar 3.2 Grafik Hubungan Konsentrasi *Xanthan Gum* dan Viskositas Polimer (Guo et al., 1999)

3.3 Model Simulasi

Penelitian ini menerapkan pemodelan numerik tiga dimensi yang merupakan model konseptual untuk mendeskripsikan Lapangan HB. Model reservoir pada Lapangan HB memiliki jumlah grid $10 \times 10 \times 3$ ($i \times j \times k$), dengan lebar tiap grid menggambarkan 50 ft dan tebal per layernya sebesar 7 ft. Pemodelan dilakukan dengan menggunakan Simulator CMG STARS.



Gambar 3.3 Model Konseptual Reservoir Lapangan HB

Lapangan HB merupakan lapangan yang telah melewati proses *screening criteria* injeksi polimer sehingga Lapangan HB dinilai cocok untuk diterapkan *polymer flooding* sebagai *field development*. Tabel di bawah ini menunjukkan perbandingan *screening criteria* terhadap karakteristik Lapangan HB.

Tabel 3.4 Perbandingan *Screening Criteria* Terhadap Karakteristik *HB Field*

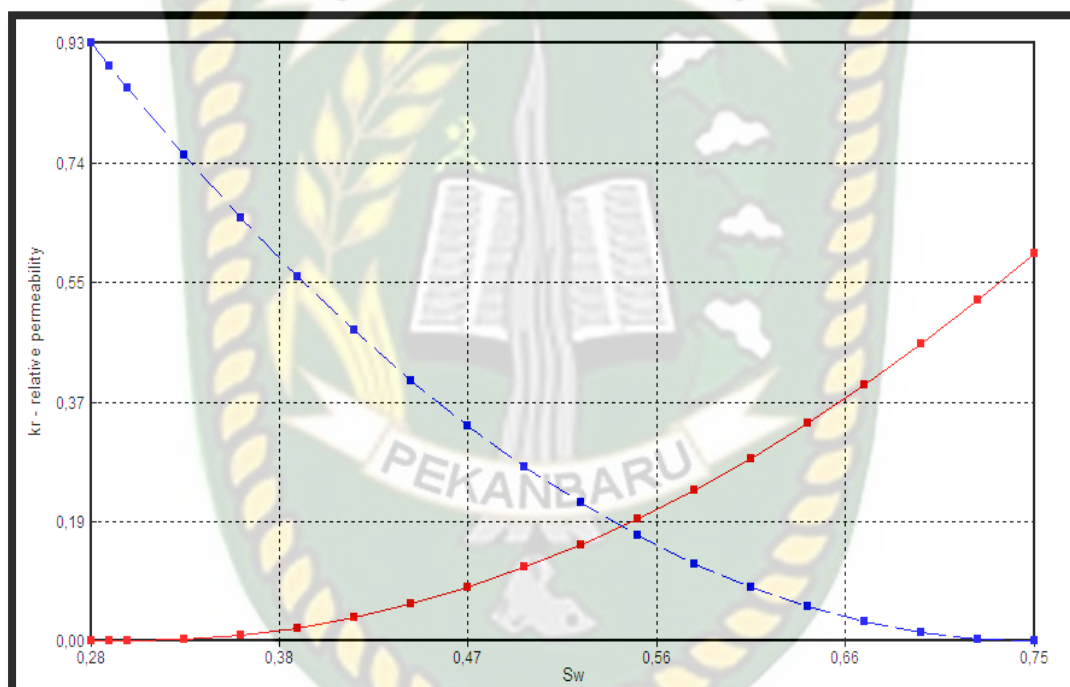
	Reservoir Properties						
	API	Oil Viscosity (cp)	Start Oil Saturation	Permeability (mD)	Porosity (%)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Polymer Flood Screening Criteria	> 15	< 150, > 10	0.65-0.82	> 10	21-34	< 9000	108-158
Characteristics of HB Field	17	43.3	0.75	1339	34	4275	147.92

3.3.1 Inisialisasi

Setelah melakukan *run* model awal, berikut hasil inisialisasi model Lapangan HB yang dapat dilihat pada Tabel 3.4 dan kurva permeabilitas relatif pada Gambar 3.3.

Tabel 3.5 Hasil Inisialisasi Simulasi

No	Parameter	Satuan	Nilai
1	<i>Total Bulk Reservoir</i>	ft ³	1.575×10^7
2	<i>Total Pore Volume</i>	ft ³	5.355×10^6
3	<i>Original Oil In Place</i>	bbl	684392.2



Gambar 3.4 Kurva Permeabilitas Relatif Sebelum Injeksi Polimer

Kurva permeabilitas relatif pada Gambar 3.3 menunjukkan reservoir ini memiliki sifat kebasahan batuan (*wettability*) yaitu *water wet* karena perpotongan kurva berada pada nilai saturasi air sebesar 0.5435 (> 0.5). Kurva ini merupakan kondisi inisial reservoir sebelum diterapkan *polymer flooding*.

3.3.2 Skenario Injeksi

Project ini diasumsikan berjalan selama 10 tahun (Januari 2020 s.d. Desember 2029) dengan mekanisme injeksi masing-masing skenario dianggap sama dengan tahapan sebagai berikut:

1. **Tahap *pre-flush* dengan *waterflood***, tahap ini bertujuan untuk mengkondisikan reservoir. Tahap ini dilakukan selama 3 tahun (Januari 2020 s.d. Desember 2022).
2. **Tahap injeksi polimer**, pada tahap ini larutan polimer diinjeksikan selama 4 tahun (Januari 2023 s.d. Desember 2026).
3. **Tahap *post-flush* dengan *waterflood***, tahap ini dilakukan setelah injeksi polimer. *Post flush* dilakukan selama 3 tahun (Januari 2027 s.d. Desember 2029).

Adapun skenario injeksi yang akan diterapkan pada Lapangan HB akan dilakukan pada Simulator CMG STARS dengan skenario sebagai berikut:

a. Sensitivitas Parameter:

- Konsentrasi polimer, variasi konsentrasi yang digunakan yaitu 400 ppm, 800 ppm dan 1200 ppm.
- Salinitas *brine*, variasi salinitas *brine* yang digunakan yaitu 1000 ppm, 2000 ppm dan 10000 ppm.

Tabel 3.6 Skenario Injeksi Lapangan HB

Skenario	Salinitas <i>Brine</i> (ppm)	Konsentrasi <i>Xanthan</i> (ppm)
<i>Base Case</i>	1000	1000
Skenario 1	1000	400
Skenario 2	2000	400
Skenario 3	10000	400
Skenario 4	1000	800
Skenario 5	2000	800
Skenario 6	10000	800
Skenario 7	1000	1200
Skenario 8	2000	1200
Skenario 9	10000	1200

b. *Output Parameter*:

- *Cummulative Oil Production*
- *Recovery Factor (RF)*
- *Polymer Adsorption*

3.4 Tempat Penelitian

Pada kesempatan ini, Peneliti melakukan penelitian di laboratorium simulasi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

3.5 Rencana Kegiatan Penelitian

Adapun rencana kegiatan penelitian dapat dilihat pada tabel berikut ini.

Tabel 3.7 Jadwal Kegiatan

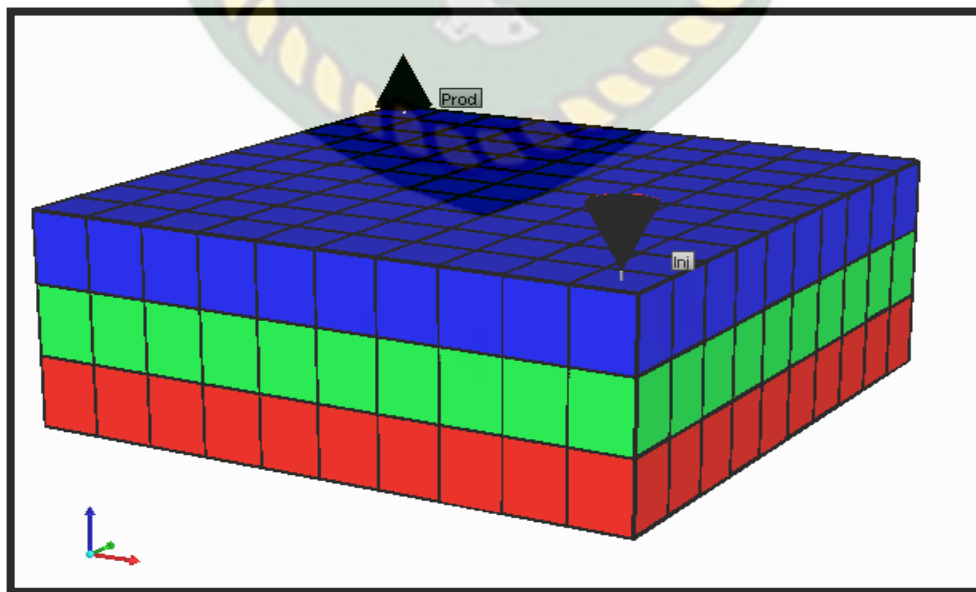
No	Jenis Kegiatan	Juni 2021				Juli 2021				Agustus 2021				September 2021			
		Minggu Ke-				Minggu Ke-				Minggu Ke-				Minggu Ke-			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur																
2	Pembuatan Proposal																
3	Pengumpulan Data																
4	Pengolahan Data																
5	Analisis Hasil dan Pembuatan Laporan																

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Pengembangan suatu lapangan minyak menggunakan metode *polymer flooding* telah mendapatkan perhatian khusus, karena terbukti dalam meningkatkan *oil recovery* dan lebih ekonomis dibanding metode lainnya. Akan tetapi metode ini dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti *polymer concentration* dan *brine salinity* yang akan berpengaruh pada kinerja *polymer flooding* tersebut. Maka dari itu untuk mengetahui pengaruh dari kedua faktor tersebut dan untuk mendapatkan nilai konsentrasi polimer dan salinitas *brine* yang optimal, maka perlu dilakukan pemodelan simulasi reservoir menggunakan CMG STARS sehingga didapatkan mekanisme pengembangan *polymer flooding* yang paling efektif dan pada akhirnya dapat diimplementasikan di lapangan yang sebenarnya.

Penelitian ini melakukan pemodelan numerik 3D untuk mendeskripsikan Lapangan HB. Pada model konseptual tersebut diasumsikan terdapat 1 (satu) sumur produksi dan 1 (satu) sumur injeksi sejak awal produksi (tahun 2020) yang dapat dilihat pada Gambar 4.1. Pada proses simulasi ini terdapat beberapa batasan yaitu:

1. Model merupakan reservoir yang homogen.
2. Model tidak mempertimbangkan adanya patahan dan kondisi geologi lainnya.
3. Pola injeksi yang digunakan yaitu *1/4 five spot*.

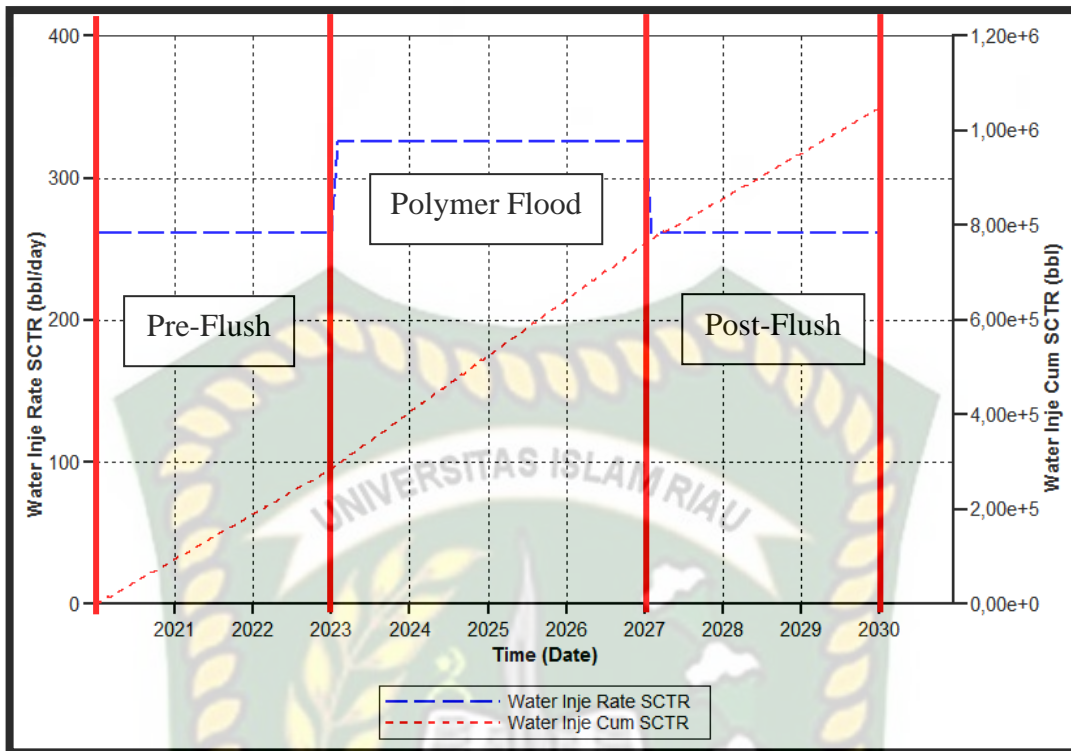


Gambar 4.1 Sumur Produksi dan Injeksi Lapangan HB

4.1 Evaluasi *Polymer Flooding (Base Case)* Terhadap *Waterflood*

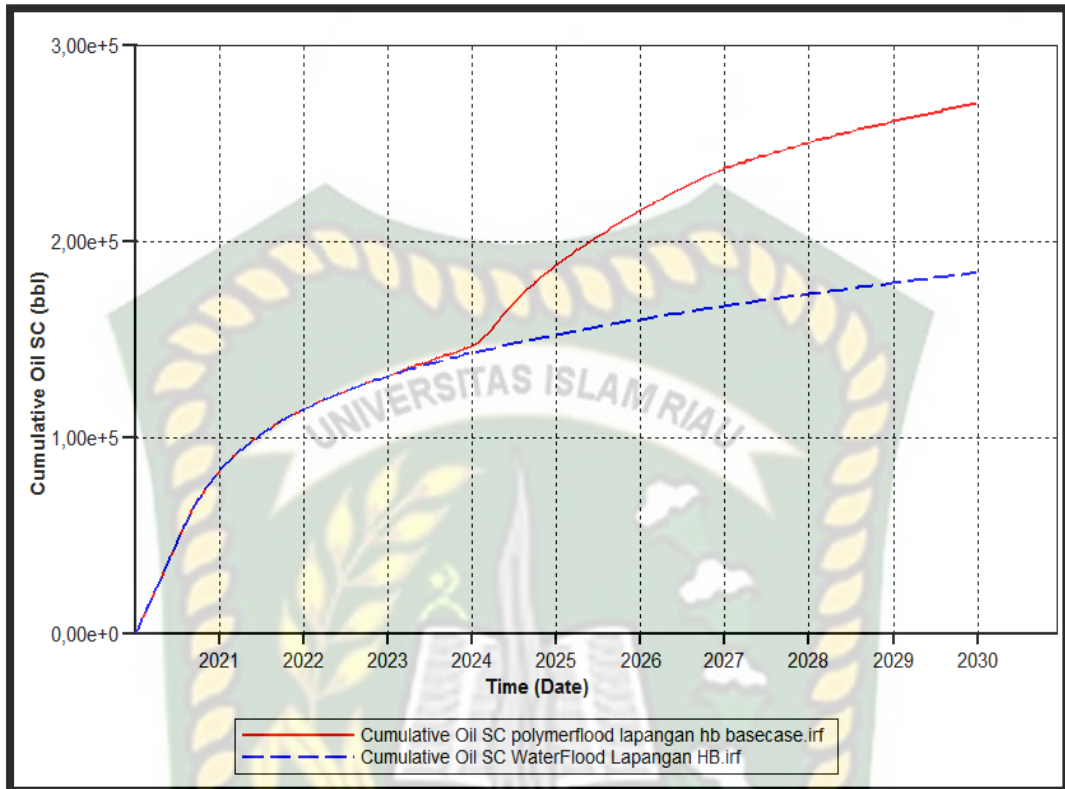
Hal pertama yang akan dijadikan tolak ukur adalah perbandingan antara hasil perolehan minyak pada metode *waterflood* dengan metode *polymer flooding* (PF), dimana metode *polymer flooding* ini akan dijadikan sebagai *base case* pada penelitian ini. Hal ini bertujuan untuk melihat apakah injeksi polimer yang diterapkan di Lapangan HB berhasil atau tidak dengan melihat adanya peningkatan kumulatif produksi minyak (*cummulative oil production*) setelah injeksi polimer. Pada penelitian ini model *base case* PF yang akan diterapkan menggunakan konsentrasi sebesar 1000 ppm (0.1 wt%) dan salinitas *brine* 1000 ppm.

Penerapan metode PF dan *waterflood* dimulai sejak awal produksi yaitu pada Januari 2020 dan berakhir pada Desember 2029 (10 tahun). *Waterflood* diterapkan selama 10 tahun (Januari 2020 s.d. Desember 2029) dengan injeksi air sebesar 1 *pore volume* (PV). Air diinjeksikan dengan tekanan injeksi sebesar 2000 psi dan *injection rate* sebesar 261 bbl/day. Sedangkan skema injeksi PF *base case* dibagi menjadi tiga tahap yakni tahapan *pre-flush* dengan menginjeksikan air selama 3 tahun (Januari 2020 s.d. Desember 2022), selanjutnya tahapan injeksi polimer selama 4 tahun (Januari 2023 s.d. Desember 2026) sebesar 0.5 PV dimana konsentrasi yang digunakan yaitu 1000 ppm dan salinitas 1000 ppm dengan tekanan injeksi sebesar 2000 psi dan *injection rate* sebesar 326 bbl/day dan tahapan terakhir yaitu *post-flush* dengan menginjeksikan air selama 3 tahun (Januari 2027 s.d. Desember 2029). Berikut adalah tahapan *polymer flooding (base case)* dan profil *fluid injection rate* dan total kumulatif fluida injeksi pada Lapangan HB dari awal produksi sampai akhir produksi.



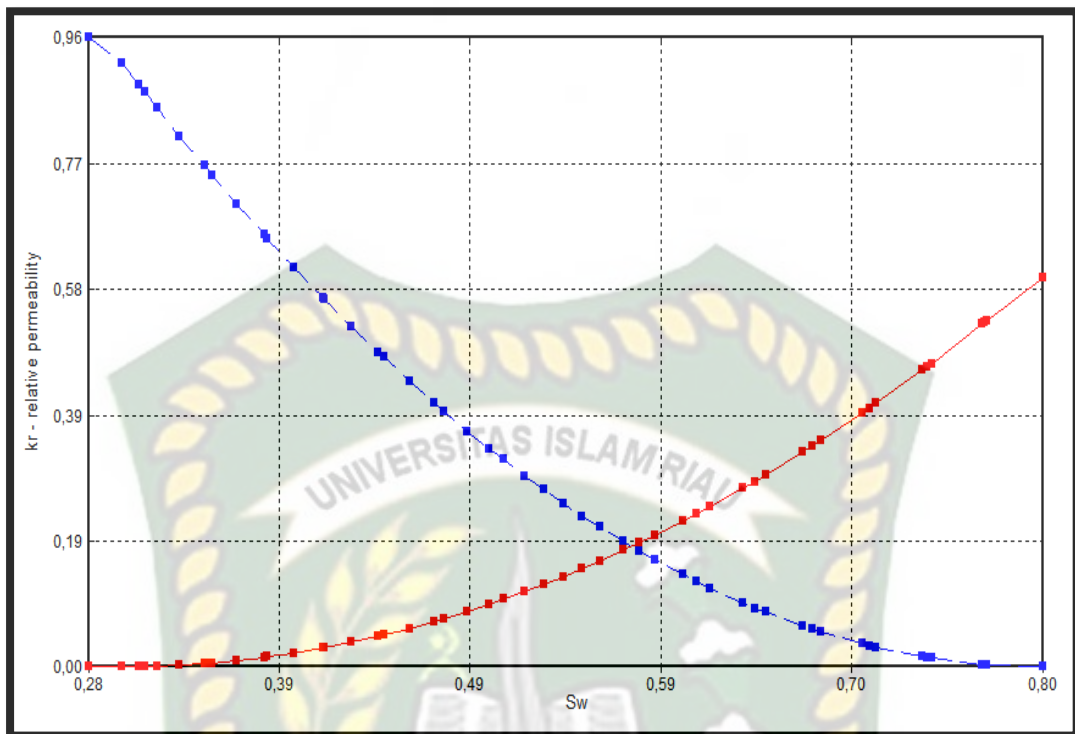
Gambar 4.2 Profil *Fluid Injection Rate* dan *Fluid Injection Cummulative* pada *Base Case*

Dapat dilihat dari grafik di atas bahwa sebelum diterapkan injeksi polimer yaitu pada akhir tahun 2022 kumulatif fluida injeksi sebesar 285,795 bbl dan pada akhir injeksi polimer yaitu pada akhir tahun 2026 kumulatif fluida injeksi sebesar 762,016 bbl artinya banyaknya jumlah polimer yang diinjeksikan ke dalam reservoir Lapangan HB adalah 476,221 bbl atau sekitar 0.5 PV dan *rate* injeksi polimer konstan sebesar 326 bbl/day. Hasil *run* metode *waterflood* dan PF *base case* menggunakan simulator CMG STARS dapat dilihat pada Gambar 4.3 di bawah ini.



Gambar 4.3 Perbandingan *Cummulative Oil* (N_p) Menggunakan *WaterFlood* dan *PF Base Case*

Hasil dari percobaan awal ini dapat dilihat pada Gambar 4.3 yang menunjukkan bahwa *PF base case* memberikan hasil *cummulative oil production* (N_p) yang lebih besar dibandingkan dengan hanya menggunakan *waterflood*. *Cummulative oil* yang didapat menggunakan *waterflood* adalah sebesar 184,183 bbl sedangkan metode *PF base case* sebesar 270,634 bbl. Dengan melihat Lapangan HB memiliki OOIP sebesar 684,392.2 bbl, maka *recovery factor* (RF) yang didapat dengan menggunakan *waterflood* yakni sebesar 26.91% sedangkan *PF base case* menghasilkan RF sebesar 39.54% artinya selisih RF yang didapat yakni sekitar 12.63%. Selain itu terjadi perubahan pada kurva permeabilitas relatif setelah injeksi polimer yang dapat dilihat pada gambar di bawah ini.



Gambar 4.4 Kurva Permeabilitas Relatif Setelah Injeksi Polimer

Dapat dilihat dari kurva di atas bahwa terjadi perubahan pada kurva permeabilitas relatif setelah injeksi polimer yaitu titik perpotongan kurva k_{rw} dan k_{ro} bergeser ke arah kanan yang menandakan bahwa *wettability* batuan lebih *water wet* dari sebelumnya walaupun perubahannya tidak terlalu signifikan. Hal ini dikarenakan tujuan dilakukan injeksi polimer adalah hanya untuk mendorong minyak dengan fluida yang lebih viskos bukan untuk merubah sifat kebasahan batuan.

Berdasarkan Abidin et al. (2012), penerapan PF akan menghasilkan *recovery factor* 5 – 30% lebih besar dibandingkan metode *waterflood* artinya selisih RF yang didapat sudah mencapai *range* nilai yang seharusnya yaitu sebesar 12.63%. Namun, untuk mengoptimalkan potensi *polymer flooding* dalam meningkatkan *recovery factor* di Lapangan HB dan untuk mendapatkan nilai konsentrasi dan salinitas *brine* yang terbaik untuk Lapangan HB, maka perlu diterapkan beberapa skenario dengan melakukan *sensitivity method* dan *trial and error method* terhadap beberapa konsentrasi polimer dan salinitas *brine* NaCl.

4.2 Hasil Simulasi Masing-Masing Skenario

Pada penelitian ini akan diterapkan 9 skenario berbeda dengan konsentrasi dan salinitas *brine* menjadi sensitivitas parameternya, yang mana hasil simulasi skenario-skenario tersebut akan dikomparasi dengan hasil *waterflood* dan PF *base case* yang masing-masing menghasilkan RF sebesar 26.91% dan 39.54%. Skenario injeksi tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.1 di bawah ini.

Tabel 4.1 Skenario PF Lapangan HB

Skenario	Salinitas <i>Brine</i> (ppm)	Konsentrasi <i>Xanthan</i> (ppm)
Skenario 1	1000	400
Skenario 2	2000	400
Skenario 3	10000	400
Skenario 4	1000	800
Skenario 5	2000	800
Skenario 6	10000	800
Skenario 7	1000	1200
Skenario 8	2000	1200
Skenario 9	10000	1200

Sama halnya dengan *base case*, skenario-skenario tersebut akan disimulasikan selama 10 tahun dengan skema injeksi yang sama pula yaitu tahapan pertama yakni *waterflood* selama 3 tahun kemudian *polymer flood* dengan injeksi sebesar 0.5 PV selama 4 tahun dan terakhir *post-flush* dengan *waterflood* selama 3 tahun. Hasil *running* masing-masing skenario dapat dilihat pada Tabel 4.2 di bawah ini.

Tabel 4.2 Hasil Simulasi Untuk Masing-Masing Skenario

Skenario	Np (bbl)	RF (%)	Add RF from WF	Add RF from BC
Skenario 1	267861	39,14	12,23	-0,41
Skenario 2	267544	39,09	12,18	-0,45
Skenario 3	267292	39,06	12,14	-0,49
Skenario 4	269691	39,41	12,49	-0,14
Skenario 5	269364	39,36	12,45	-0,19
Skenario 6	269185	39,33	12,42	-0,21

Lanjutan Tabel 4.2

Skenario 7	271793	39,71	12,80	0,17
Skenario 8	271456	39,66	12,75	0,12
Skenario 9	271276	39,64	12,73	0,09

Berdasarkan hasil yang diperoleh dari masing-masing skenario, skenario 7 menghasilkan nilai *cummulative oil production* (N_p) terbesar yakni mencapai nilai 271,793 bbl dan RF yang dihasilkan mencapai 39.71%. Nilai ini didapat pada konsentrasi *xanthan* sebesar 1200 ppm (0.12 wt%) dan salinitas *brine* sebesar 1000 ppm. Oleh karena itu, skenario 7 merupakan skenario yang paling optimal untuk diterapkan di Lapangan HB karena menghasilkan penambahan RF sebesar 12.80% dibandingkan metode WF dan 0.17% dibandingkan *base case*. Untuk mengetahui alasan mengapa konsentrasi *xanthan gum* 1200 ppm dan salinitas *brine* 1000 ppm adalah skenario yang paling optimum pada penelitian ini maka selanjutnya akan dilakukan analisis pengaruh konsentrasi dan salinitas *brine*.

4.3 Analisis Pengaruh Konsentrasi Terhadap Kinerja *Polymer Flooding*

Polymer flooding merupakan tahapan lanjutan yang dilakukan setelah *water flooding* sebagai *tertiary oil recovery*. Polimer diinjeksikan untuk menurunkan mobilitas air sebagai fluida pendorong dengan cara menaikkan viskositasnya (Sumantri et al., 2015). Untuk itu dibutuhkan pengaturan konsentrasi polimer dalam upaya menurunkan mobilitas air agar lebih optimal dalam proses pendesakan minyak.

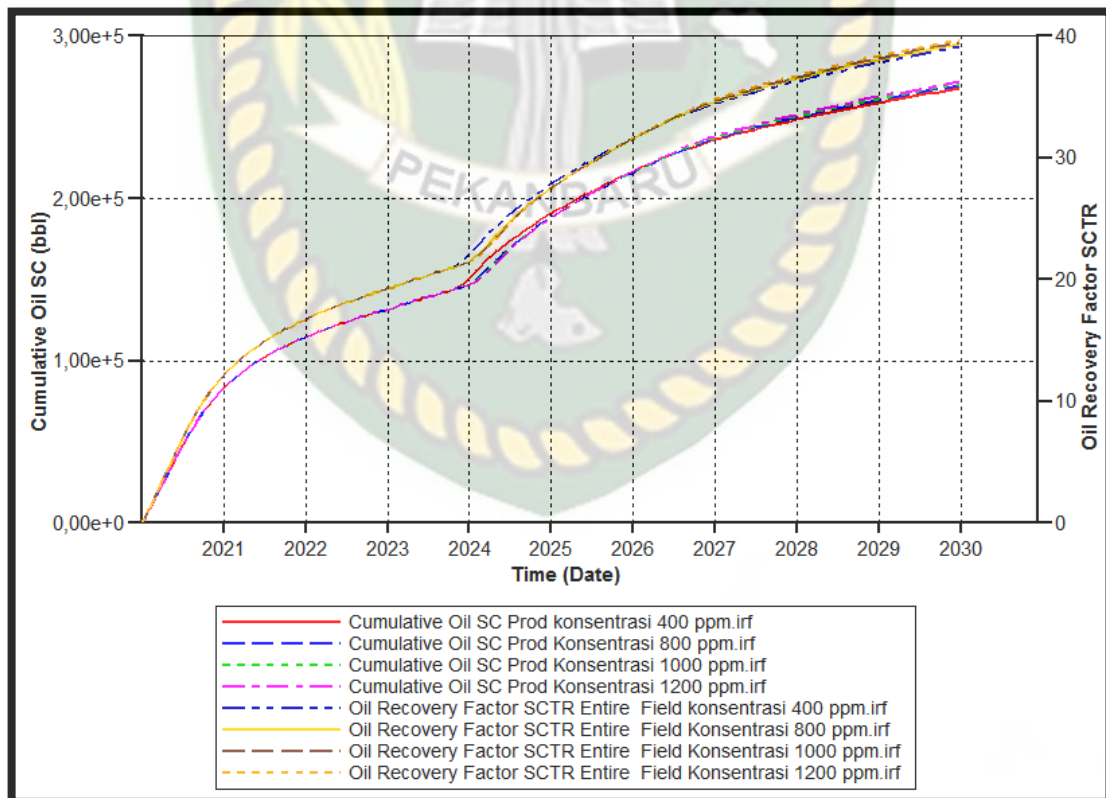
Analisis terhadap konsentrasi polimer diperlukan untuk mengoptimalkan perolehan minyak pada proses *polymer flooding*. Konsentrasi polimer yang digunakan dalam penelitian ini adalah 1000 ppm (0.1 wt%) sebagai *base case* dan beberapa konsentrasi yang akan dijadikan sensitivitas parameter dan skenario pada penelitian ini yakni 400 ppm (0.04 wt%), 800 ppm (0.08 wt%) dan 1200 ppm (0.12 wt%). Pemilihan konsentrasi *xanthan gum* akan berpengaruh kepada viskositas larutan polimer, dimana semakin tinggi nilai konsentrasi maka akan semakin tinggi juga viskositas larutan polimer tersebut (Sheng et al., 2015).

Guo et al. (1999) telah melakukan *pilot project polymer flooding* menggunakan *xanthan gum*. Dari hasil *pilot project* tersebut didapatlah hubungan antara konsentrasi *xanthan* terhadap viskositas larutan polimer yang dapat dilihat

pada Gambar 3.2 pada sub-bab persiapan data. Dari grafik tersebut dapat dilihat bahwa semakin tinggi konsentrasi *xanthan gum* maka viskositas polimer juga semakin tinggi. Tentunya perbedaan viskositas pada masing-masing konsentrasi akan menghasilkan efektivitas *polymer flooding* yang berbeda pula. Tabel 4.3 dan Gambar 4.5 di bawah ini menunjukkan pengaruh konsentrasi terhadap viskositas dan efektivitasnya dalam meningkatkan *recovery factor* di Lapangan HB pada salinitas yang sama yaitu 1000 ppm.

Tabel 4.3 Pengaruh Konsentrasi Terhadap *Recovery Factor*

Konsentrasi (ppm)	Salinitas (ppm)	Viskositas (cp)	Np (bbl)	RF (%)
400	1000	5.027	267,861	39.14
800	1000	13.4815	269,691	39.41
1000	1000	20.565	270,634	39.54
1200	1000	33.5895	271,793	39.71



Gambar 4.5 Nilai Np dan RF Masing-Masing Konsentrasi

Dari tabel dan gambar di atas dapat dilihat bahwa semakin tinggi konsentrasi maka Np dan RF yang didapat juga semakin tinggi pula dikarenakan meningkatnya viskositas. *Polymer flooding* dengan konsentrasi 400 ppm menghasilkan *oil recovery* sebesar 39.14% dari total OOIP, sedangkan *polymer flooding* dengan konsentrasi 800 ppm dapat menaikkan produksi minyak menjadi 39.41%. Untuk injeksi dengan konsentrasi 1000 ppm dapat memproduksi minyak sebesar 39.54% dari OOIP dan konsentrasi 1200 ppm dapat menghasilkan *recovery* sebesar 39.71%. Semua nilai RF yang didapat merupakan RF pada salinitas yang sama yaitu 1000 ppm. Artinya konsentrasi polimer sebesar 1200 ppm merupakan nilai konsentrasi yang paling optimal untuk diterapkan di Lapangan HB.

Perbedaan *recovery* yang dihasilkan disebabkan oleh semakin tinggi viskositas maka akan memberikan mobilitas fluida injeksi yang baik, sehingga dapat menghasilkan *mobility ratio* yang diinginkan (Vilanti, Avty and Kasmungin, Sugianto and Mardiana, 2017). Persamaan di bawah ini menunjukkan pengaruh viskositas fluida injeksi terhadap *mobility ratio*.

$$M = \frac{\text{Water Mobility}}{\text{Oil Mobility}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w}$$

Dimana,

M = *mobility ratio*

$\lambda_w : \lambda_o$ = *water mobility : oil mobility*

k_{rw} = permeabilitas relatif air

k_{ro} = permeabilitas relatif minyak

μ_w = viskositas air

μ_o = viskositas minyak

Hydrocarbon recovery meningkat saat minyak digantikan air sebagai fasa pengganti ketika *mobility ratio* hampir mendekati satu. Ketika *sweep efficiency* meningkat, *mobility ratio* menurun. Jika *mobility ratio* lebih dari satu, polimer ditambahkan guna membantu dalam meningkatkan viskositas dari fluida injeksi sehingga akan menurunkan *mobility ratio* dan meningkatkan *recovery* minyak (Kasmungin, 2017). Perbedaan viskositas yang besar antara air (*displacing fluid*) dan minyak (*displaced fluid*) mengarah pada tingginya *mobility ratio* yang

mengakibatkan *water fingering*. Namun, meningkatnya viskositas air akan mengurangi *water fingering*, meningkatkan *sweep efficiency*, dan meningkatkan *oil recovery*. Maka dari itu, *Water flooding* dengan rasio mobilitas yang tidak menguntungkan ($M > 1$) akan menyebabkan *water fingering*, sedangkan polimer yang ditambahkan pada *water flooding* akan menghasilkan *mobility ratio* yang baik ($M \leq 1$) (Vilanti, Avty and Kasmungin, Sugianto and Mardiana, 2017).

Dengan melihat viskositas minyak Lapangan HB adalah 43.3 cp dan berdasarkan kurva permeabilitas relatif didapat bahwa nilai krw sebesar 0.6 dan nilai kro sebesar 0.925, maka berikut ini adalah hasil *mobility ratio* (M) untuk masing-masing konsentrasi.

Tabel 4.4 *Mobility Ratio* Masing-Masing Konsentrasi

Konsentrasi (ppm)	Viskositas Polimer (cp)	<i>Mobility Ratio</i>
400	5,027	5,587
800	13,4815	2,083
1000	20,565	1,366
1200	33,5895	0,836

Dari tabel di atas dapat dilihat bahwa konsentrasi 1200 ppm memberikan nilai *mobility ratio* yang paling baik yaitu 0.836 ($M < 1$) sehingga menghasilkan nilai RF yang lebih tinggi dibandingkan variasi konsentrasi yang lain.

Dari analisis yang telah dipaparkan di atas bisa ditarik kesimpulan bahwa semakin tinggi konsentrasi maka RF yang dihasilkan juga akan semakin tinggi dikarenakan konsentrasi akan berpengaruh terhadap viskositas larutan polimer sehingga memperbaiki *mobility ratio* antara air dan minyak.

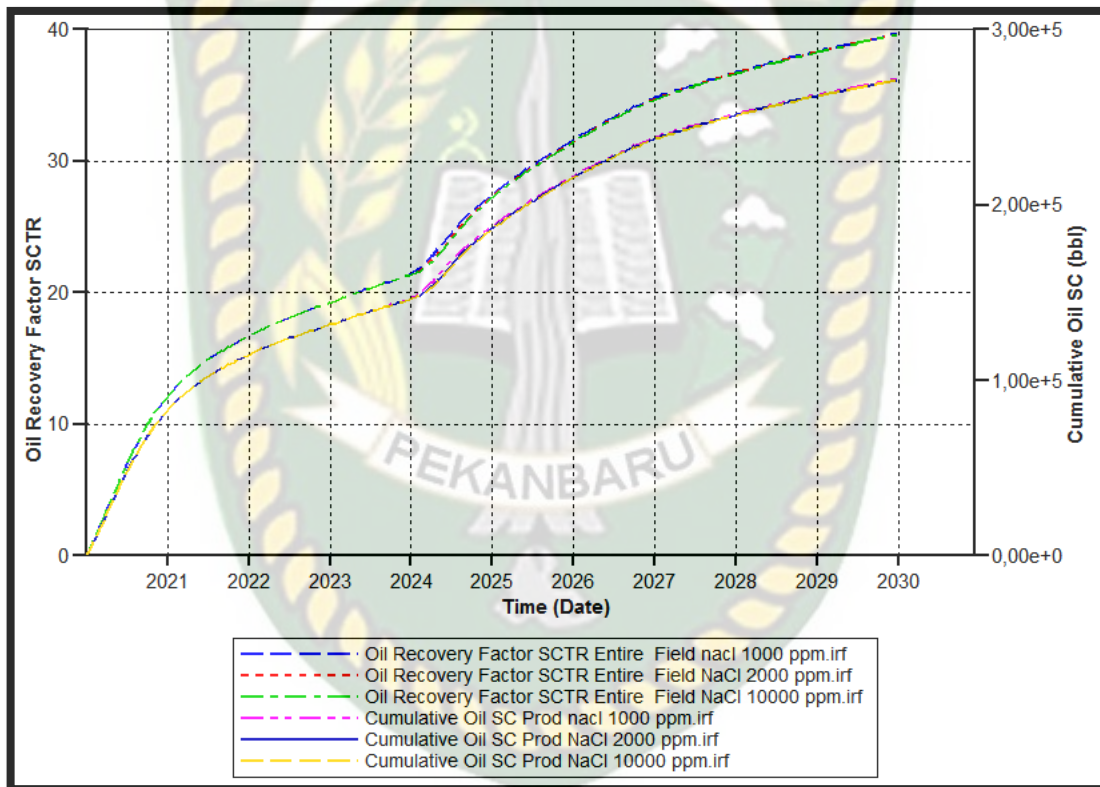
4.4 Analisis Pengaruh Salinitas Terhadap Kinerja *Polymer Flooding*

Selain konsentrasi polimer, salinitas *brine* yang dicampurkan ke dalam larutan polimer juga akan mempengaruhi injektivitas *polymer flooding*. *Xanthan gum* dianggap lebih tahan terhadap pengaruh salinitas dibandingkan dengan polimer sintetis seperti HPAM (Barr et al., 2015). *Brine* yang digunakan pada penelitian ini adalah Natrium Klorida (NaCl) dengan tiga variasi salinitas yakni 1000 ppm, 2000 ppm dan 10000 ppm. Dari ketiga variasi salinitas tersebut akan dilihat yang mana yang akan menghasilkan *recovery* yang paling baik dan apa

pengaruhnya terhadap *recovery* yang didapat. Tabel dan gambar di bawah ini menunjukkan nilai *recovery factor* dari masing-masing variasi salinitas *brine* pada konsentrasi polimer yang sama yaitu 1200 ppm.

Tabel 4.5 Nilai Np dan RF Masing-Masing Salinitas *Brine*

Salinitas Brine (ppm)	Konsentrasi Polimer (ppm)	Np (bbl)	RF (%)
1,000	1,200	271,793	39.71
2,000	1,200	271,456	39.66
10,000	1,200	271,276	39.64



Gambar 4.6 Np dan RF Masing-Masing Salinitas *Brine*

Dari tabel dan grafik di atas dapat dilihat bahwa semakin tinggi salinitas *brine* yang dicampurkan ke dalam larutan polimer dengan konsentrasi 1200 ppm, maka *recovery factor* yang dihasilkan semakin rendah. Salinitas 1000 ppm menghasilkan RF paling besar diantara variasi salinitas yang lain yakni mencapai 39.71% dari OOIP pada konsentrasi 1200 ppm.

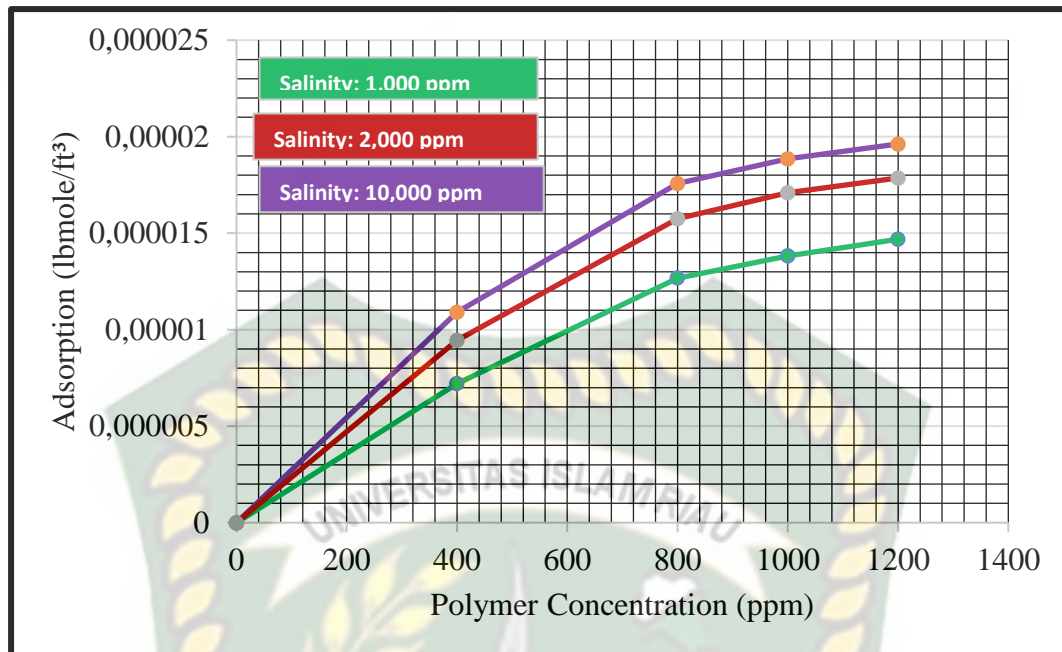
Salinitas *brine* atau besarnya kadar garam yang dicampurkan ke dalam polimer akan mempengaruhi efektivitas injeksi polimer karena menurut Smith

(1970), adsorpsi pada polimer akan meningkat dengan meningkatnya kadar garam dalam larutan polimer. Adsorpsi merupakan interaksi antara molekul polimer dan permukaan batuan. Interaksi ini membuat molekul-molekul polimer terikat pada permukaan batuan yang sebagian besar melalui proses adsorpsi fisik (Sorbie, 1991). Adsorpsi polimer juga memiliki hubungan non linear dengan persen salinitas ($x\text{NaCl}$) (Tasnim, 2020).

Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Mishra et al. (2017), adsorpsi polimer meningkat dengan meningkatnya salinitas. Ketika konsentrasi garam meningkat, perisai muatan (*charge shielding*) terjadi karena ion garam bermuatan positif (Na^+), sehingga radius hidrodinamika molekul polimer berkurang. Karena interaksi antarmolekul ini, tolakan elektrostatik dalam larutan polimer berkurang. Hal ini menyebabkan peningkatan adsorpsi dari larutan polimer. Selain itu konsentrasi garam (salinitas) dapat mempengaruhi efisiensi sapuan volumetrik dari *polymer flooding*. Konsentrasi garam yang tinggi dapat mempengaruhi adsorpsi polimer dengan peningkatan viskositas polimer karena tolakan elektrostatik dalam larutan polimer dan pengurangan luas permukaan adsorben, akses ke molekul polimer. Karena dua efek parametrik di atas, kapasitas adsorpsi meningkat saat konsentrasi garam meningkat.

Selain salinitas, adsorpsi polimer juga dipengaruhi oleh beberapa faktor lainnya yaitu jenis polimer, komposisi batuan, kekerasan, temperatur dan konsentrasi polimer (Agus Widyarso, Boni Swadesi, Wisnu Aji Wibowo, 2006). Ramkissoon et al. (2020) telah melakukan penelitian mengenai pengaruh salinitas *brine* NaCl terhadap adsorpsi pada *xanthan gum*. Maka didapat hasil bahwa semakin tinggi salinitas maka adsorpsi pada polimer pun semakin tinggi seiring dengan penambahan konsentrasi

Setelah dilakukan *run* simulasi menggunakan CMG STARS terhadap beberapa nilai salinitas *brine* NaCl yang digunakan pada penelitian ini yaitu 1000 ppm, 2000 ppm dan 10000 ppm pada masing-masing konsentrasi yang digunakan yaitu 400 ppm, 800 ppm, 1000 ppm dan 1200 ppm maka didapatkan hubungan salinitas *brine* terhadap adsorpsi polimer yang juga dipengaruhi oleh konsentrasi polimer yang dapat dilihat pada grafik dibawah ini.



Gambar 4.7 Adsorpsi Polimer pada *Polymer Flooding* di Lapangan HB

Dari gambar di atas dapat dilihat bahwa semakin tinggi salinitas *brine* maka adsorpsi pun semakin tinggi seiring dengan penambahan konsentrasi. Salinitas *brine* 1000 ppm menghasilkan adsorpsi yang paling rendah diantara variasi salinitas yang lain. Kriteria polimer yang baik sebagai fluida injeksi, yaitu memiliki tingkat adsorpsi yang rendah, tahan pada salinitas yang tinggi, tahan terhadap suhu tinggi, memiliki stabilitas yang baik dan dapat larut dengan baik (Agus Widyarso, Boni Swadesi, Wisnu Aji Wibowo, 2006). Maka dari itu, efektivitas injeksi polimer akan lebih baik jika memiliki tingkat adsorpsi yang rendah. Dari analisis inilah dapat diketahui mengapa salinitas rendah yaitu salinitas 1000 ppm menghasilkan *oil recovery* yang lebih baik dibanding salinitas lainnya yang lebih tinggi.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Semakin tinggi konsentrasi *xanthan gum* maka viskositas larutan polimer juga semakin tinggi yang menyebabkan mobilitas fluida injeksi membaik sehingga *recovery factor* yang didapat semakin tinggi.
2. Semakin tinggi salinitas *brine* yang dicampurkan ke dalam larutan *xanthan gum* maka adsorpsi polimer meningkat sehingga efektivitas injeksi polimer menurun yang ditunjukkan dengan menurunnya *oil recovery* setiap peningkatan nilai salinitas.
3. Skenario terbaik yang akan diterapkan di Lapangan HB adalah skenario 7 dengan konsentrasi *xanthan gum* sebesar 1200 ppm dan salinitas *brine* 1000 ppm yang akan menghasilkan RF sebesar 39.71%, dimana artinya RF meningkat 12.80% dari metode *water flooding* yang hanya menghasilkan RF sebesar 26.91% dan meningkat 0.17% dibandingkan *base case*.

5.2 Saran

Setelah melakukan penelitian ini, ada beberapa saran yang dapat dilakukan oleh peneliti selanjutnya yakni sebagai berikut:

1. Melakukan analisis pengaruh parameter lainnya terhadap injektivitas *polymer flooding* menggunakan *software* CMG.
2. Menghitung nilai keekonomiannya pada *software* tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Bae, W. S., & Masduki, A. (2017). EOR in Indonesia: Past, present, and future. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 16(3), 250–270.
- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11–16.
- Agus Widyarso, Boni Swadesi, Wisnu Aji Wibowo, S. (2006). *STUDI LABORATORIUM PENGARUH INJEKSI POLIMER DENGAN BERBAGAI KONSENTRASI TERHADAP PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK PADA RESERVOIR KARBONAT*. November, 15–17.
- Al-Hajri, S., Mahmood, S. M., Abdulelah, H., & Akbari, S. (2018). An overview on polymer retention in Porous media. *Energies*, 11(10).
<https://doi.org/10.3390/en11102751>
- Al-Shakry, B., Shiran, B. S., Skauge, T., & Skauge, A. (2018). Enhanced oil recovery by polymer flooding: Optimizing polymer injectivity. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, SATS 2018*.
- Al Adasani, A., & Bai, B. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 79(1–2), 10–24.
- Arina, S. K. (2015). *STUDI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DENGAN METODE INJEKSI POLIMER DITINJAU DARI BERMACAM SALINITAS AIR FORMASI*. 51(1), 51.
- Aronofsky, J. S. (1952). Mobility Ratio - Its Influence on Flood Patterns During Water Encroachment. *Journal of Petroleum Technology*, 4(01), 15–24.
<https://doi.org/10.2118/132-g>
- Audibert-Hayet, A., Rousseau, L., McGregor, W. M., & Nicora, L. F. (1999). Novel hydrophobically modified natural polymers for non-damaging fluids. *SPE Offshore Europe Conference Proceedings*, 379–388.
- Awolola, K. A. (2012). *Enhanced Oil Recovery for Norne Field (Statoil) C-Segment Using Flooding*. July.

- Barr, S. G., Dtd, D., Aliouche, D., & Bouguerra, M. (2015). *CHARACTERISATION AND RHEOLOGICAL STUDY OF XANTHAN POLYMER FOR ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) APPLICATION* . 1–16.
- Broseta, D., Medjahed, F., Lecourtier, J., & Robin, M. (1995). Polymer Adsorption / Retention Effects of Core Neffability in Porous Media : and Residual Oil In oil-wet porous media , the presence of residual oil has for effect to decrease polymer adsorptionretention , whereas the inverse trend is observed in water-w. *SPE Advanced Technology Series*, 3(1), 103–112.
- Chauveteau, G., & Kohler, N. (1974). Polymer The Flooding : for Essential Evaluation El ements. *Society of Petroleum Engineers of AIME*, 2, 16.
- Couto, M. R., Gudiña, E. J., Ferreira, D., Teixeira, J. A., Rodrigues, L. R., Soares, L. P., & Ribeiro, M. T. (2018). Characterization of a biopolymer produced by arthrobacter viscosus cect 908 for application in microbial enhanced oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2018, 2018-March*, 1–12.
- Dawson, R. (1972). *Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding. i*.
- Denney, D. (2009). Effect of elasticity on displacement efficiency: High-concentration-polymer flooding. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 61(1), 50–51.
- Du, Y., & Guan, L. (2004). Field-scale polymer flooding: Lessons learnt and experiences gained during past 40 years. *SPE International Petroleum Conference in Mexico - Proceedings*, 383–388.
- Fondevila Sancet, G., Goldman, M., Buciak, J. M., Varela, O., D'Accorso, N., Fascio, M., Manzano, V., & Luong, M. (2018). Molecular structure characterization and interaction of a polymer blend of xanthan gum-polyacrylamide to improve mobility-control on a mature polymer flood. *Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2018, 2018-March*.
- Guo, X. H., Member, S. P. E., Li, W. D., Tian, J., & Oilfield, S. (1999). *SPE 57294 Pilot Test of Xanthan Gum Flooding in Shengli Oilfield*.

- Havidh Pramadika, Sugiatmo Kasmungin, K. (2015). *Peningkatan Perolehan Minyak dengan Injeksi Air dengan Penembahan Polimer Konsentrasi Rendah Skala Laboratorium*. 496–501.
- Hidayat, W., & ALMolhem, N. (2019). Polymer flooding simulation modeling feasibility study: Understanding key aspects and design optimization. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2019-March*.
- Hlady, V., Lyklema, J., & Fleer, G. J. (1982). Effect of polydispersity on the adsorption of dextran on silver iodide. *Journal of Colloid And Interface Science*, 87(2), 395–406.
- Huang, Y., & Sorbie, K. S. (1993). Scleroglucan behavior in flow through porous media: Comparison of adsorption and in-situ rheology with xanthan. *Proceedings of the 1993 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 223–234.
- Kang, X., & Zhang, J. (2013). Offshore heavy oil polymer flooding test in JZW area. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2013*, 2(June), 1127–1134.
- Kasmungin, A. E. R. R. S. S. (2017). *INJEKSI POLIMER DENGAN PENGARUH JENIS POLIMER, KONSENTRASI DAN SALINITAS BRINE PADA RECOVERY FACTOR MINYAK (Laboratorium Study)*. 2017(September), 2–7.
- Kulkarni Vishakha S, B. K. D. and R. S. S. (2017). *Natural Polymers – A Comprehensive Review*. December 2012.
- Liu, J., Adegbesan, K., & Bai, J. (2012). Suffield area, Alberta, Canada - Caen polymer flood pilot project. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2012*, 1(December 2010), 679–688.
- Mandal, A. (2015). Chemical flood enhanced oil recovery: A review. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 9(3), 241–264.
- Mishra, S., Bera, A., & Mandal, A. (2017). *Effect of Polymer Adsorption on Permeability Reduction in Enhanced Oil Effect of Polymer Adsorption on Permeability*. September. <https://doi.org/10.1155/2014/395857>

- Moreau, P., Morvan, M., Rivoal, P., Bazin, B., Douarche, F., Argillier, J. F., & Tabary, R. (2010). An integrated workflow for chemical EOR pilot design. *SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings*, 2(April), 912–922.
- Morel, D., Vert, M., Jouenne, S., & Nahas, E. (2008). Polymer injection in deep offshore field: The Dalia Angola case. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 7(September), 4425–4436.
- Needham, R. B., & Doe, P. H. (1987). Polymer Flooding Review. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 39(12), 1503–1507.
- Ramkissoon, S., Alexander, D., Maharaj, R., & Soroush, M. (2020). Evaluation of a low salinity water flooding with polymer gel treatment in Trinidad and Tobago. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(8), 3971–3981.
- Reza, C. G., Setiati, R., & Husla, R. (2019). Evaluasi Efektifitas Mekanisme EOR pada Injeksi Polimer. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 5, January 2019*, 1–5.
- Schmidt, J., Yegane, M. M., Dugonjic-Bilic, F., Gerlach, B., & Zitha, P. (2019). Novel method for mitigating injectivity issues during polymer flooding at high salinity conditions. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 81st EAGE Conference and Exhibition 2019*.
- Seright, R. S., Seheult, M., & Talashek, T. (2009). Injectivity characteristics of EOR polymers. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 12(5), 783–792.
- Sheng, J. J. (2010). *Buku Sheng.pdf*.
- Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Gmbh, W. H. (2015). *Status of Polymer-Flooding Technology. October 2014*.
- Smith, F. W. (1970). The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media. *Journal of Petroleum Technology*, 22(02), 148–156.
- Sorbie, K. S. (1991). *Buku Sorbie 1991.pdf*.
- Sumantri, Y., Pamungkas, J., & Satrio, C. (2015). Studi Injeksi Kimia Melalui Simulasi Reservoir : *JIKTekMin*, 1, 6–20.

- Szabo, M. T. (1975). Using a C14-Tagged Hydrolyzed Polyacrylamide. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 15(4), 323–335.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited - Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 12(3), 199–204.
- Tasnim. (2020). *Studi Simulasi Skema Kompleksi Injeksi Pada Polymer Flooding Di Reservoir Multi Layer Studi Simulasi Skema Kompleksi Injeksi Pada Polymer Flooding Di Reservoir Multi Layer.*
- Usman. (2011). Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak Indonesia. *Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi "LEMIGAS,"* 45(2), 91–102.
- Vilanti, Avty and Kasmungin, Sugianto and Mardiana, D. A. (2017). Pengaruh Permeabilitas dan Konsentrasi Polimer terhadap Saturasi Minyak Sisa pada Injeksi Polimer. *Journal of Mechanical Engineering and Mechatronics*, 2(1), 41–47.
- Yang, S. H., & Treiber, L. E. (2007). *Chemical Stability of Polyacrylamide Under Simulated Field Conditions.*
- Zheng, C. G., Gall, B. L., Gao, H. W., Miller, A. E., & Bryant, R. S. (1998). Effects of polymer adsorption and flow behavior on two-phase flow in porous media. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1, 293–306.