

PENERAPAN KONSEP MOBILITY DESAIN TERHADAP INCREMENTAL OIL PADA • INJEKSI POLIMER

**Boni Swadesi
Dewi Asmorowati
Aditya Kurniawan
Indah Widiyaningsih
Adelia Paramitha Kardin**

**Penerbit
LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta
2022**

Penerapan Konsep *Mobility* Desain Terhadap *Incremental* *Oil* Pada Injeksi Polimer

Dr. Boni Swadesi
Dewi Asmorowati
Aditya Kurniawan
Indah Widiyaningsih
Adelia Paramitha Kardin

Hak cipta dilindungi oleh undang-undang
Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian atau seluruh isi
buku ini dalam bentuk apapun, baik secara elektronik maupun
mekanis, termasuk memfotocopy, merekam, atau dengan sistem
penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penulis

Desain Sampul : Dian Indri Astuti

Cetakan Pertama, 2022
ISBN: 978-623-389-147-9

Diterbitkan oleh:
Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta, 55283
Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

Dicetak Oleh:
Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat
UPN Veteran Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta, 55283
Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

PRAKATA

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga kegiatan dengan buku **Penerapan Konsep Mobility Desain Terhadap Incremental Oil Pada Injeksi Polimer** telah selesai dilaksanakan.

Buku ini ini disusun dalam rangka membantu kalangan akademik dan dunia industri dalam memahami dan mencakup informasi mulai dari uji laboratorium injeksi polimer dengan *coreflooding*, analisa *mobility* desain dengan berbagai metode sampai verifikasi model yang optimum melalui pemodelan simulasi reservoir 2D dan 3D .

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan buku ini. Kekurangan yang ada akan menjadi cambuk untuk melaksanakan perbaikan dalam penulisan buku kegiatan yang lebih baik di masa yang akan datang. Semoga buku ini dapat memberikan manfaat bagi sivitsas akademika, dosen, mahasiswa dan masyarakat di masa sekarang maupun yang akan datang.

Yogyakarta, 8 Septemner 2022

Tim Penulis

DAFTAR ISI

PRAKATA	i
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR GAMBAR	iii
DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN	v
BAB I PENDAHULUAN	1
BAB II POLIMER.....	4
2.1. Polimer	4
2.2. Jenis-jenis Polimer	5
2.3. Karakteristik Polimer	8
2.4. Perilaku Aliran Polimer pada Media Berpori.....	23
BAB III MOBILITY DESIGN.....	43
3.1. Konsep Mobility Ratio	43
3.2. Metode James Sheng.....	46
3.3. Metode Endpoint	49
3.4. Metode Gomaa	50
BAB IV SIMULASI RESERVOIR	52
BAB V PENDEKATAN NUMERIK	70
DAFTAR PUSTAKA.....	73

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Skema Injeksi Polimer	4
(Green & Willhite, 2018).....	4
Gambar 2.2. Struktur HPAM	6
(Willhite & Dominguez, 1977).....	6
Gambar 2.3 Struktur Xanthan Gum	8
(James Sheng, 2011)	8
Gambar 2.4. Tipe Fluida Berdasarkan Perilaku <i>Shear Stress</i> dan <i>Shear Rate</i> (Sorbie, K. S, 1991)	9
Gambar 2.5. Reologi Fluida <i>Shear Thinning</i>	11
(Green & Willhite, 1998).....	11
Gambar 2.6. Pengaruh Salinitas terhadap Viskositas HPAM	13
(Green & Willhite, 1998).....	13
Gambar 2.7. Pengaruh Salinitas terhadap Viskositas <i>Xanthan</i>	14
(Green & Willhite, 1998).....	14
Gambar 2.8. Efek dari Konsentrasi Fe^{2+} terhadap Viskositas HPAM	17
(James Sheng, 2011)	17
Gambar 2.9. Hidrolisis HPAM pada <i>Aging Time</i> Berbeda pada 75 °C	18
(James Sheng, 2011)	18
Gambar 2.10. Pengaruh Shearing yang Kuat dan Menghasilkan Degradasi Mekanik dalam Core Berea pada Viskositas HPAM (James Sheng, 2011)	20
Gambar 2.11. Pengaruh <i>Shearing</i> yang Kuat dalam <i>Core Berea</i> pada Viskositas <i>Xhantan</i> (James Sheng, 2011)	21
Gambar 2.12. Faktor Perlambatan Polimer vs Retensi Polimer ..	24
(Green & Willhite, 1998).....	24
Gambar 2.13. Mekanisme Retensi Polimer pada Media Berpori	25
(Sorbie, 1991).....	25
Gambar 2.14. Pore Wall Exclusion.....	29

(Kolodziej, 1988).....	29
Efek Polimer pada Fractional Flow	31
Gambar 2.15 Efek Viskositas terhadap <i>Fractional Flow</i> (Ahmed.2006)	32
2.5. Mekanisme Efisiensi Injeksi Polimer	32
Gambar 2.16. Skematik Efisiensi Pendesakan <i>Macroscopic</i> pada a) <i>Waterflooding</i> dan b) Injeksi Polimer	37
(James Sheng, 2011)	37
Gambar 2.17. Skematik Penyapuan <i>Areal</i> pada a) <i>Mobility Ratio</i> ≤ 1 dan b) <i>Mobility Ratio</i> > 1 (Green & Willhite, 1998).....	39
Gambar 2.18. Diagram Skematik dari Peningkatan Efisiensi Penyapuan Vertikal pada Lapisan Berlayer a) Proses <i>Waterflooding</i> dan b) Proses Injeksi Polimer (Sorbie, K. S, 1991)	40
Gambar 3.1. Jenis <i>Mobility Ratio</i> pada a) Proses <i>Waterflooding</i> dan b) Proses Injeksi Polimer (Sorbie, K. S, 1991).....	45
Gambar 3.2. Skematik Model Aliran (James Sheng, 2011).....	47

DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

σ	: tegangan permukaan minyak-air
λ	: mobilitas fluida
ρ_o	: densitas minyak
ρ_w	: densitas air
μ_o	: viskositas minyak
μ_w	: viskositas air
Bo	: faktor volume formasi minyak
Bopd	: <i>barrel oil per day</i>
Bw	: faktor volume formasi air
Co	: kompresibilitas minyak
Cw	: kompresibilitas air
Cp	: centipoise (satuan)
Cuft	: cubic ft
EOR	: <i>enchanced oil recovery</i>
g	: gravitasi
h	: kedalaman
K_{ro}	: permeabilitas relatif minyak
K_{rw}	: permeabilitas relatif air
lb	: pound (satuan)
M	: mobilitas rasio

mD	: milidarcy (satuan)
P	: tekanan
P_b	: <i>bubble point</i>
P_c	: tekanan kapiler
Ppm	: <i>part per million</i> (konsentrasi)
PV	: <i>pore volume</i>
r	: jari-jari pipa kapiler
RF	: recovery factor
R_s	: kelarutan gas dalam minyak
R_{sb}	: kelarutan gas dalam minyak pada kondisi <i>bubble point</i>
SCF	: <i>standard cubic feet</i> (satuan)
S_g	: saturasi gas
S_o	: saturasi minyak
STB	: <i>stock tank barrel</i> (satuan)
S_w	: saturasi air
T	: Temperatur
f_s	: kualitas uap
A	: luas
C	: kapasitas panas
E	: modulus young
H	: entalpi

K	: konduktivitas panas
U	: energi dalam
α	: diffusivitas panas
β	: koefisien pemuaian panas
ρ	: densitas
σ	: konstanta stefan Boltzman
μ	: viskositas dinamis
ε	: emisivitas
λ	: panas latent yang menguap
ν	: viskositas kinematik

BAB I

PENDAHULUAN

Pada tahap awal dalam industri perminyakan, penerapan umum yang digunakan untuk memproduksi minyak adalah dengan metode *primary recovery* yaitu dengan memanfaatkan tekanan reservoir untuk mendorong minyak ke sumur produksi sebagai akibat dari penurunan tekanan reservoir. Untuk mempertahankan tekanan reservoir dan juga memproduksi minyak dengan proses pendesakan yang lebih efisien, penerapan metode *secondary recovery* (biasanya *waterflood*). Tetapi pada tahap ini dapat membuat *water cut* semakin tinggi dan membuat produksi minyak menjadi tidak optimal, sehingga menyebabkan banyak minyak sisa yang tertinggal di reservoir. Oleh karena itu, untuk keadaan tersebut dapat dilakukan metode pengurusan minyak tahap lanjut (*Enhanced Oil Recovery*) sehingga produksi perolehan minyak dapat meningkat.

Injeksi polimer merupakan salah satu metode pengurusan minyak tahap lanjut untuk meningkatkan penyapuan minyak dengan cara menurunkan *mobility ratio*, sehingga *recovery factor* dapat meningkat. Nilai *mobility ratio* dapat menggambarkan kestabilan dalam proses pendesakan minyak di reservoir. Jika *mobility ratio* (M) memiliki nilai lebih dari 1, dapat mengidentifikasi air dalam reservoir lebih mudah mengalir. Hal ini dapat disebut sebagai *water fingering*, sehingga menyebabkan terjadinya terobosan awal (*early breakthrough*) dan penurunan efisiensi pendesakan pada zona minyak. Dalam injeksi polimer, *mobility ratio* sangat dipengaruhi dengan konsep *mobility design*. Hal ini dapat dilakukan dengan cara menurunkan *mobility ratio* hingga nilai lebih kecil daripada 1. Dalam injeksi polimer, hal ini dapat dilakukan dengan penambahan konsentrasi polimer pada fasa pendorong yang menyebabkan naiknya viskositas fluida pendesak dan menghasilkan turunya nilai *mobility ratio*. Sehingga, akan menghasilkan *front* yg lebih stabil pada fasa pendorong yang dapat mengurangi *fingering* atau *channeling* dalam reservoir. Terdapat berbagai metode dalam konsep *mobility design*. Untuk itu diperlukan studi terhadap pengaruh metode *mobility design*

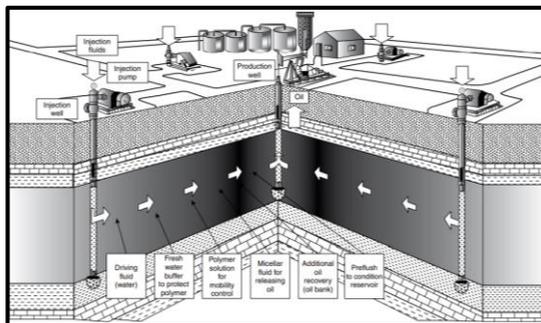
yang paling sesuai yang akan memberikan *oil recovery factor* yang paling besar pada injeksi polimer dengan pengujian di laboratorium dan simulasi reservoir.

BAB II

POLIMER

2.1. Polimer

Polimer merupakan rangkaian molekul yang tersusun atas unit-unit yang berulang (monomer) yang dapat membentuk rantai panjang. Polimer memiliki peranan penting dalam meningkatkan perolehan minyak dengan memperbaiki mobilitas fluida pendesak sehingga dapat meningkatkan efisiensi penyapuan. Dengan dilakukannya injeksi polimer maka akan menghasilkan *front* yang stabil pada fasa pendorong dan menyebabkan menurunnya nilai *mobility ratio* sehingga menghasilkan *recovery* yang lebih tinggi. Skema dari injeksi polimer dapat dilihat pada **Gambar 2.1**.



Gambar 2.1. Skema Injeksi Polimer
(Green & Willhite, 2018)

2.2. Jenis-jenis Polimer

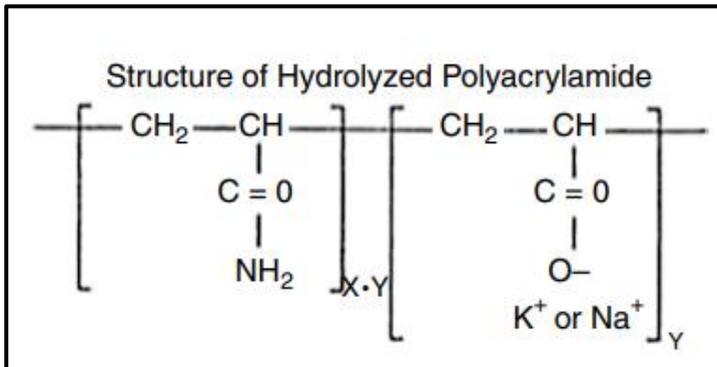
Jenis polimer yang banyak digunakan dalam EOR terdapat dua tipe dasar yaitu *polysacharide* dan *poliacrylamide*. Berdasarkan dua tipe tersebut, Jenis *polysacharide* yang digunakan dalam EOR adalah *xanthan gum*. Sedangkan, untuk *poliacrylamide* yang digunakan dalam EOR adalah *hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM). Selain itu, jenis polimer alami yang kurang diminati berikut turunannya adalah *guar gum*, *sodium carboxymethyl cellulose*, dan *hydroxyl ethyl cellulose* (HEC).

a. *Hydrolyzed Polyacrylamide* (HPAM)

Hydrolyzed Polyacrylamide adalah polimer sintetik yang memiliki rantai lurus dan larut dalam air yang banyak digunakan dalam aplikasi EOR (Manrique et al., 2007). Hal ini dikarenakan HPAM memiliki viscositas yang lebih tinggi dibandingkan *xanthan gum* pada konsentrasi yang sama (Wang et al., 2006a). HPAM paling disarankan selama aplikasi lapangan karena tahan terhadap serangan bakteri, memiliki kelarutan air dan kontrol mobilitas yang baik dan biaya yang murah.

HPAM merupakan kopolimer dari *polyacrylamide* yang diperoleh dengan hidrolisis *acrylamide* dan *acrylic*

acid. Ketika digunakan selama injeksi polimer, molekul polimer mengalami hidrolisis parsial yang mengubah struktur dari gugus amida ($-\text{CONH}_2$) menjadi gugus karboksil ($-\text{COO}^-$) seperti yang diilustrasikan dalam **Gambar 2.2**.



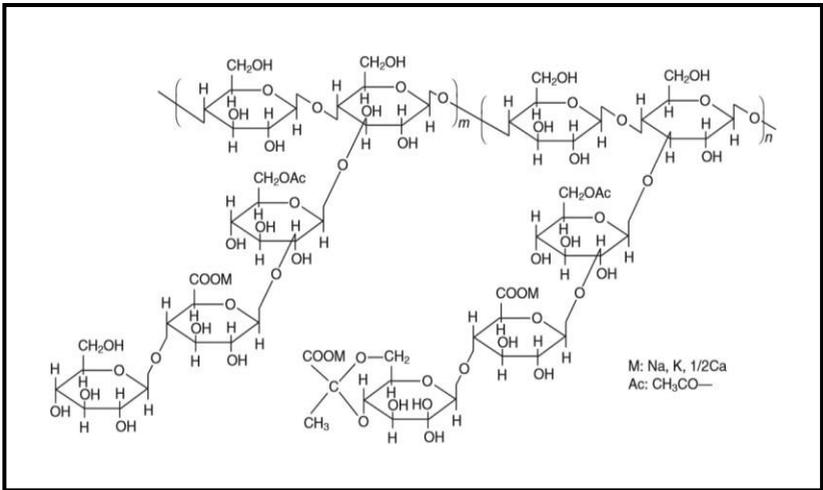
Gambar 2.2. Struktur HPAM
(Willhite & Dominguez, 1977)

Tingkat hidrolisis (*Degree of Hydrolysis/ DOH*) pada polimer ini adalah 15-35% dari *arylamide monomers* (AM). Oleh sebab itu, polimer ini bermuatan negatif pada ujung rantai dari polimer. DOH menyumbang banyak sifat fisik dan reologi dari larutan polimer seperti adsorpsi, viskositas dan kelarutan dalam air. Apabila hidrolisis HPAM semakin besar (lebih banyak gugus karboksil), COO^- meningkat, sehingga dapat menurunkan adsorpsi dan

meningkatkan viskositas. Tetapi HPAM sangat sensitif terhadap faktor eksternal seperti suhu dan salinitas.

b. Xanthan Gum

Polimer *xanthan gum* merupakan *polysaccharide* yang diperoleh melalui fermentasi glukosa dan isomer fruktosa oleh bakteri yang berbeda. Bakteri *Xanthomonas campestris* secara luas dianggap sebagai produsen *xanthan gum* yang paling efisien. **Gambar 2.3.** menggambarkan struktur kimia dari *xanthan gum* yang menunjukkan keberadaan karbohidrat: unit glukosa, *mannose* dan *glucuronic*. Biopolimer dicirikan dengan rantai polisakarida yang kaku yang membuatnya tahan terhadap degradasi dengan adanya salinitas, suhu dan gaya geser. Polimer juga dianggap sebagai polielektrolit karena adanya gugus bermuatan (yaitu, gugus asetat dan piruvat) pada rantai samping *biopolymer*.



Gambar 2.3 Struktur Xanthan Gum
(James Sheng, 2011)

2.3. Karakteristik Polimer

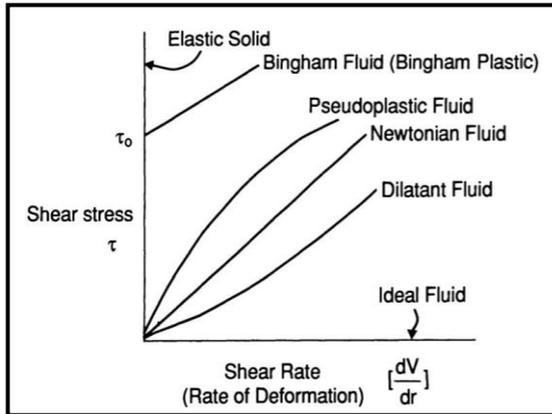
Karakteristik dari polimer secara umum yang akan dibahas utamanya merupakan reologi polimer dan stabilitas polimer dengan faktor-faktor yang mempengaruhinya.

a. Reologi Polimer

Pada aplikasi EOR, reologi merupakan hal yang unik atau menarik bagi polimer. Sifat reologi yang harus dipahami adalah viskositas. Selain itu terdapat faktor-faktor yang dapat mempengaruhi reologi polimer

b. Pengaruh *Shear Rate*

Viskositas merupakan parameter berupa fungsi dari *shear rate*, pada **Gambar 2.4.** terdapat tipe-tipe fluida yang menunjukkan hubungan yang berbeda antara *shear stress* dan *shear rate*.



Gambar 2.4. Tipe Fluida Berdasarkan Perilaku *Shear Stress* dan *Shear Rate* (Sorbie, K. S, 1991)

Berbeda dengan fluida Newtonian, fluida Non-Newtonian memiliki hubungan yang tidak linear antara *shear stress* dengan *shear rate*, yang ditunjukkan pada **Persamaan 2-1.**

$$\tau = K\gamma^{n..} \quad (2-1)$$

Penurunan viskositas pada larutan polimer sebagai fungsi dari *shear rate* (γ) dijelaskan pada model *Power-Law* (Bird et al, 1960), dapat ditulis pada **Persamaan 2-2**.

$$\mu = K\gamma^{n-1} \quad (2-2)$$

dimana:

τ = *shear stress* (dynes/cm²)

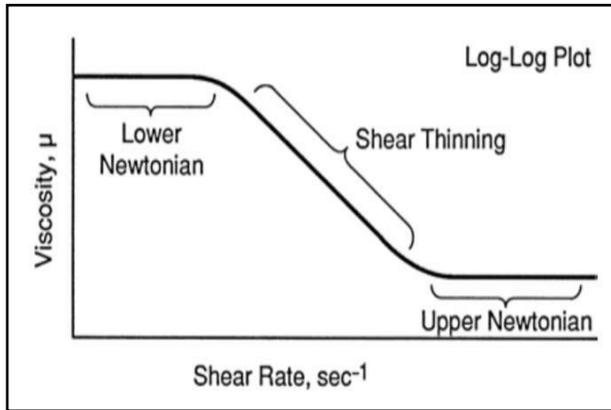
γ = *shear rate* (s⁻¹)

K = koefisien *Power Law*

n = nilai eksponen dari sifat fluida

μ = viskositas (cP)

Dimana K adalah nilai koefisien *Power Law*, dan n merupakan nilai eksponen dari sifat fluida, dimana pada fluida Newtonian, nilai $n = 1$ dan nilai K konstan terhadap viskositas. Sedangkan pada fluida *dilatant*, nilai $n > 1$ dan untuk fluida *pseudoplastic* memiliki nilai $n < 1$. Biasanya larutan polimer, baik *polyacrylamide* atau *xanthan gum*, dicirikan sebagai fluida *pseudoplastic* yaitu viskositas polimer akan menurun seiring dengan meningkatnya *shear rate*. Hal ini dapat disebut juga dengan *shear thinning*.



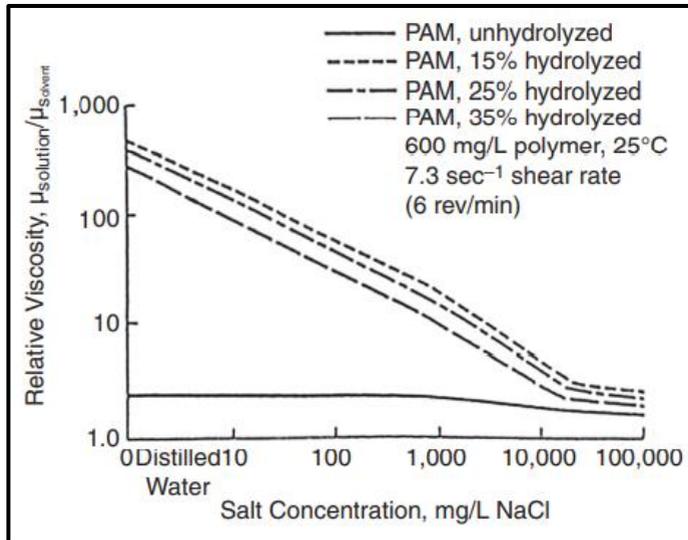
Gambar 2.5. Reologi Fluida Shear Thinning
(Green & Willhite, 1998)

Pada **Gambar 2.5.** yang menunjukkan plot antara *apparent viscosity* dengan *shear rate* pada fluida *shear-thinning*. Pada *shear rate* yang rendah, fluida akan berperilaku konstan seperti fluida Newtonian dan dapat disebut sebagai “*Lower Newtonian Region*”. Saat *shear rate* meningkat, terdapat transisi menuju perilaku *shear-thinning* yang direpresentasikan oleh Fluida *Power-Law*. Pada *shear rate* yang tinggi, terdapat transisi lagi dari perilaku *shear-thinning* menuju Newtonian. Bagian tersebut disebut sebagai “*Upper Newtonian Region*”.

c. Pengaruh Salinitas

Faktor selanjutnya yang dapat mempengaruhi reologi polimer adalah salinitas. Pengaruh salinitas sangat spesifik terhadap jenis polimer, dan pengaruh terbesarnya ditemukan pada jenis *polyacrylamide*. Hidrolisis dari *polyacrylamide* memberikan muatan negatif pada ujung rantai dari polimer yang berdampak pada reologi larutan polimer. Pada salinitas rendah, muatan negatif tersebut saling tolak-menolak dan menyebabkan rantai polimer mengalami peregangan.

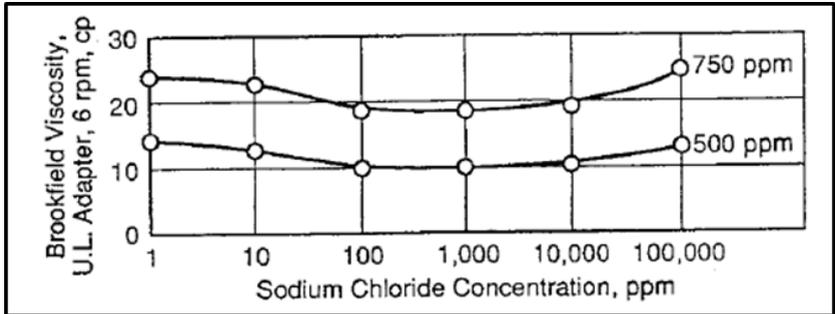
Ketika elektrolit, seperti NaCl, ditambahkan ke larutan polimer, gaya tolak disaring oleh lapisan elektrolit ganda dan peregangan akan berkurang. Dengan meningkatnya konsentrasi elektrolit, peregangan rantai polimer berkurang dan viskositas larutan menurun. Peregangan rantai polimer sangat dipengaruhi oleh tingkat hidrolisis (*degree of hydrolysis*). Hal ini ditunjukkan pada **Gambar 2.6.** yang menunjukkan *rheology* dari empat polimer dengan tingkat hidrolisis yang berbeda. Pada setiap salinitas, viskositas relatif berkurang ketika tingkat hidrolisis meningkat.



Gambar 2.6. Pengaruh Salinitas terhadap Viskositas HPAM

(Green & Willhite, 1998)

Dibandingkan dengan larutan HPAM, viskositas larutan *xanthan* jauh lebih sedikit dipengaruhi oleh perubahan salinitas. Hal ini dapat dilihat pada **Gambar 2.7.** yang menunjukkan plot antara viskositas larutan pada berbagai *shear rates* dengan salinitas.



Gambar 2.7. Pengaruh Salinitas terhadap Viskositas *Xanthan*
(Green & Willhite, 1998)

d. Stabilitas Polimer

Ketika polimer digunakan dalam aplikasi EOR, sangat penting untuk menjaga polimer agar tetap stabil pada kondisi reservoir dalam jangka waktu yang diharapkan di dalam batuan reservoir. Karena polimer dapat terdegradasi dengan cepat dalam kondisi tertentu. Degradasi polimer mengacu pada setiap proses yang akan memecah struktur molekul polimer menjadi unit-unit yang lebih kecil. Jalur degradasi utama yang menjadi perhatian dalam aplikasi EOR adalah degradasi kimia, degradasi mekanik, dan degradasi biologis.

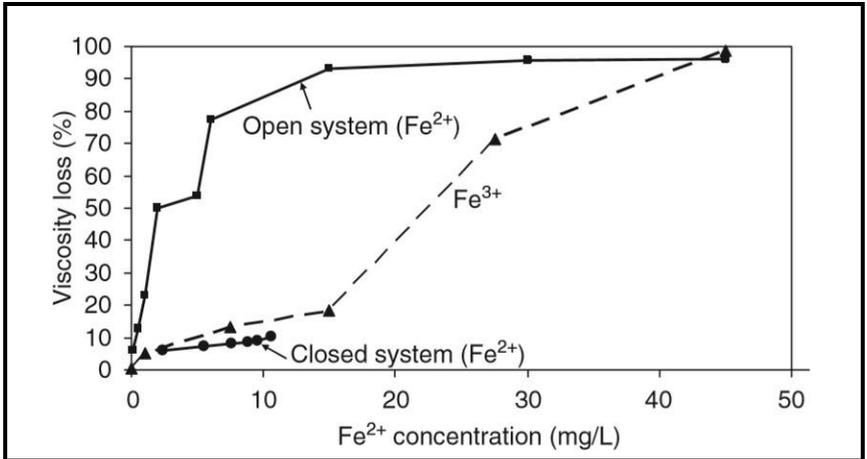
e. Degradasi Kimia

Degradasi kimia mengacu pada pemecahan molekul polimer melalui dua proses yang berbeda. Pertama melalui serangan aktif dari molekul polimer oleh kontaminan, aditif atau komponen lainnya yang ada dalam fluida injeksi, seperti oksigen dan besi. Dan yang kedua melalui ketidakstabilan intrinsik molekul bahkan tanpa adanya oksigen atau spesies penyerang lainnya, dalam hal ini, hidrolisis sangat penting untuk polimer *polyacrylamide* atau *xanthan*. Dengan kata lain, stabilitas kimia polimer dikendalikan oleh reaksi reduksi oksidasi dan hidrolisis.

Reduksi Oksidasi dan Ion Besi

Kehadiran oksigen hampir selalu mengarah pada degradasi oksidatif dari polimer poliakrilamida. Namun, pada suhu rendah, efek oksigen terlarut pada viskositas larutan HPAM tidak signifikan, dan larutan polimer bisa stabil untuk waktu yang lama. Dengan meningkatnya suhu, bahkan jika ada sedikit oksigen, viskositas larutan HPAM dengan cepat berkurang seiring berjalannya waktu.

Degradasi kimia pada polimer juga dapat disebabkan oleh kandungan ion besi. *Viscosity loss* yang disebabkan oleh Fe^{3+} teroksidasi lebih tinggi daripada Fe^{3+} murni, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.8**. Hal ini dikarenakan bahwa ketika Fe^{2+} dioksidasi menjadi Fe^{3+} , oksigen yang dihasilkan dari radikal bebas bereaksi dengan HPAM untuk menghasilkan peroksida yang dapat memutus *backbone* HPAM. Radikal bebas yang dihasilkan dari reaksi selanjutnya bereaksi dengan Fe^{3+} untuk menghasilkan Fe^{2+} yang selanjutnya dioksidasi untuk menghasilkan Fe^{3+} dan oksigen. Reaksi berantai terjadi sehingga menyebabkan viskositas berkurang secara signifikan (Sheng, 2011). Untuk menstabilkan polimer dari efek ion besi tersebut, digunakan natrium karbonat dan bikarbonat (Levitt, D., & Pope, G. A., 2008).

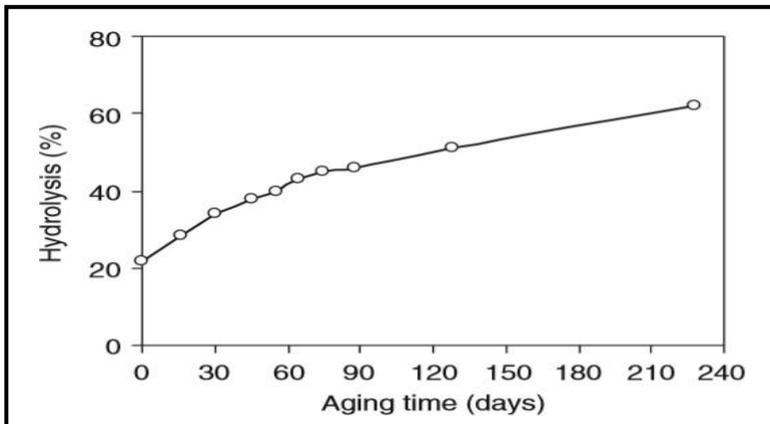


Gambar 2.8. Efek dari Konsentrasi Fe²⁺ terhadap Viskositas HPAM
(James Sheng, 2011)

f. Hidrolisis

Dengan tidak adanya degradasi oksidatif, rantai tulang punggung polimer, seperti poliakrilamida, cukup stabil secara termal pada suhu setinggi 120 °C (Ryles, 1983). Namun, pada suhu yang tinggi, gugus amida cenderung terhidrolisis, sehingga meningkatkan kandungan karboksilat total polimer. Peningkatan ini menghasilkan perubahan signifikan dalam sifat larutan, reologi, dan perilaku fase karena mekanisme utama degradasi poliakrilamida adalah hidrolisis gugus amida.

Pada suhu tinggi, akrilamida secara progresif dihidrolisis menjadi asam akrilat; dengan demikian, hidrolisis meningkat, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.9**. Pada awalnya, hidrolisis meningkat hampir secara linier dengan *aging time*. Setelah hidrolisis 44%, laju peningkatan melambat. Salah satu karakteristik HPAM adalah hidrolisis meningkat dengan cepat pada suhu tinggi. Akibatnya, hidrolisis secara langsung mempengaruhi stabilitas HPAM.



Gambar 2.9. Hidrolisis HPAM pada *Aging Time* Berbeda pada 75 °C
(James Sheng, 2011)

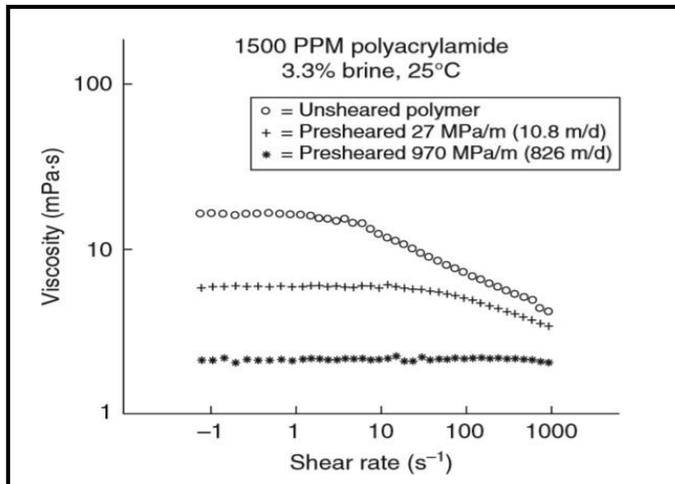
Kemudian, efek dari ion divalen menjadi hal yang dipertimbangkan karena air formasi seringkali mengandung kation divalen Ca^{2+} dan Mg^{2+} . Viskositas larutan polimer dipengaruhi oleh kation divalen. Polimer poliakrilamida dan biopolimer stabil pada konsentrasi kation divalen tinggi dan temperatur rendah. Hal tersebut dikarenakan adanya ikatan silang antara kation divalen Ca^{2+} dengan gugus akrilik HPAM yang menghasilkan koagulasi molekul, sehingga efeknya berbeda dengan NaCl (ion monovalen).

g. Degradasi Mekanik

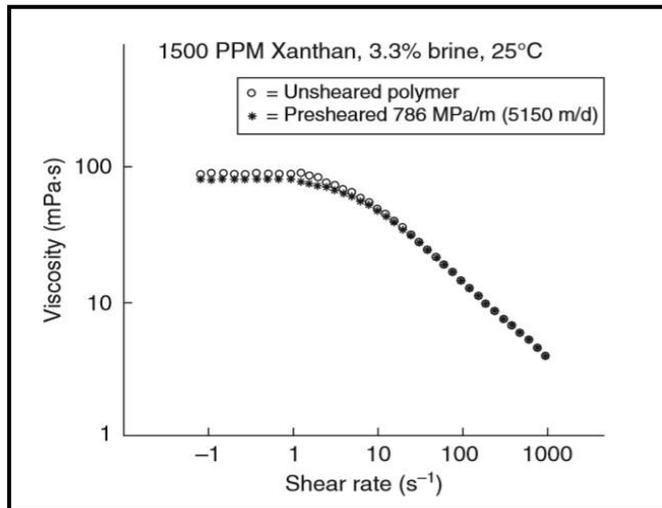
Degradasi ini menggambarkan pemecahan molekul dengan laju alir tinggi yang dekat dengan sumur akibat tekanan mekanis tinggi pada makromolekul. Efek ini hanya terjadi dekat sumur bor dan juga pada beberapa peralatan penanganan polimer, pada *chokes*, dan lainnya. Polimer poliakrilamida sangat sensitif terhadap *shear degradation* karena molekulnya yang fleksibel, sebaliknya polimer *xanthan gum* sangat stabil terhadap degradasi mekanis karena struktur molekul yang kaku. Hal ini dapat dilihat pada perbandingan **Gambar 2.10** yang menunjukkan viskositas HPAM versus *shear rate* pada keadaan

unsheared dan *preseared* sebelum proses *coreflood* dan juga **Gambar 2.11** yang menunjukkan viskositas untuk larutan *xanthan*.

Degradasi mekanik polimer jauh lebih parah pada laju alir yang tinggi, jarak aliran yang lebih lama dan permeabilitas air laut yang lebih rendah dari media berpori. Pada media berpori dengan permeabilitas rendah, diameter *pore throat* lebih kecil dan tegangan yang bekerja pada polimer lebih besar. Dengan demikian, rantai polimer dapat dipecah dan viskositasnya pun berkurang.



Gambar 2.10. Pengaruh Shearing yang Kuat dan Menghasilkan Degradasi Mekanik dalam Core Berea pada Viskositas HPAM (James Sheng, 2011)



Gambar 2.11. Pengaruh *Shearing* yang Kuat dalam *Core Berea* pada Viskositas *Xhantan* (James Sheng, 2011)

h. Degradasi Biologis

Degradasi biologis mengacu pada penguraian mikroba makromolekul polimer oleh bakteri selama penyimpanan polimer atau saat dalam reservoir. Meskipun masalahnya lebih umum untuk biopolimer, serangan biologis juga dapat terjadi untuk polimer sintetik. Telah ditemukan bahwa HPAM dapat memberikan nutrisi untuk *sulfatereducing bacteria* (SRB). Dengan bertambahnya jumlah SRB, viskositas HPAM berkurang. Misalnya, ketika jumlah SRB mencapai 36000 / mL, kehilangan viskositas HPAM 1000 mg / L adalah 19,6%.

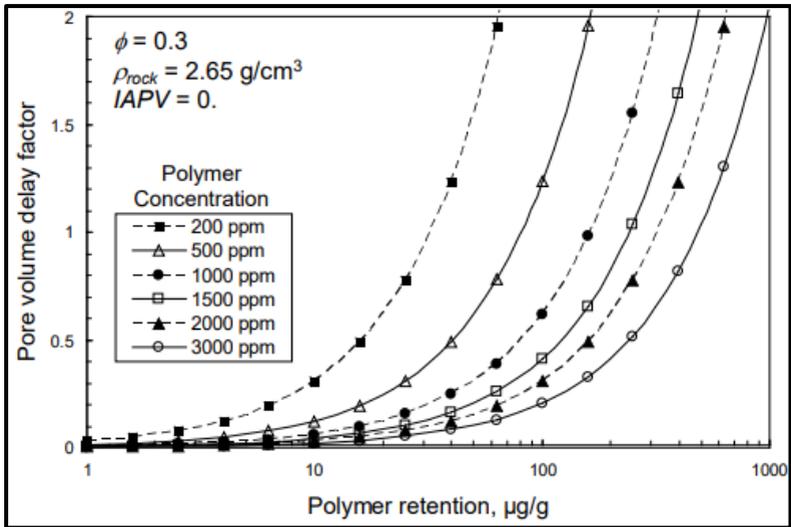
Degradasi ini terjadi hanya pada suhu rendah atau jika tidak ada *biocide* yang efektif. Penggunaan *biocide* adalah jawaban yang hampir universal untuk degradasi biologis. Biosida yang umum digunakan adalah formaldehid (HCHO) yang diencerkan pada larutan. Dikarenakan formaldehid beracun, maka pengaplikasiannya terbatas akhir-akhir ini. Dan juga jika menggunakan biosida semacam itu dapat mempengaruhi bahan kimia lain untuk melindungi polimer, misalnya berinteraksi dengan *oxygen scavenger*. Biopolimer rentan terhadap serangan biologis yang mengakibatkan hilangnya viskositas larutan secara cepat dari kerusakan tulang punggung karbohidrat. Untuk alasan ini, larutan polimer biasanya mengandung bakteri, seperti formaldehida, untuk mengendalikan pertumbuhan bakteri.

2.4. Perilaku Aliran Polimer pada Media Berpori

Perilaku aliran polimer pada media berpori dapat dikategorikan menjadi retensi polimer, *inaccessible pore volume* (IPV), dan penurunan permeabilitas.

a. Retensi Polimer

Retensi polimer memiliki pengaruh besar terhadap pergerakan polimer dalam media berpori. Ketika retensi polimer memiliki nilai yang besar, maka dapat memperlambat pergerakan minyak dan perolehan dalam injeksi polimer. Untuk menggambarkan pengaruh retensi Green & Willhite (1998) menunjukkan besaran retensi antara $10\mu\text{g/g}$ sampai $200\mu\text{g/g}$ seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.12**.

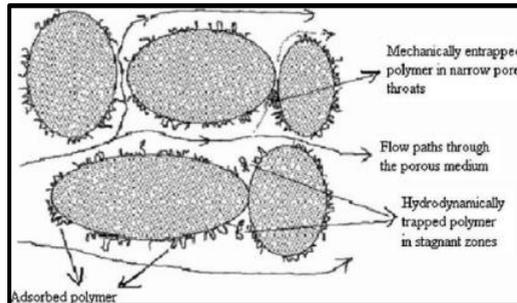


Gambar 2.12. Faktor Perlambatan Polimer vs Retensi Polimer

(Green & Willhite, 1998)

Berdasarkan gambar diatas dapat diamati, untuk 1 *pore volume* pada nilai retensi rendah dengan konsentrasi polimer sebesar 2000 ppm, faktor perlambatan mendekati 0,03 (3%). Sedangkan, Untuk kasus retensi polimer moderat (100 µg/g) dan konsentrasi polimer 1500 ppm, faktor perlambatan mencapai 0,35 (35%), yang berarti dibutuhkan 35% tambahan polimer untuk diinjeksikan sehingga mencapai target formasi. Sehingga, dengan nilai retensi polimer yang mencapai 200 µg/g atau lebih dapat memiliki dampak yang

signifikan terhadap laju pendesakan minyak dan kelayakan ekonomi pada injeksi polimer. Retensi polimer meliputi adsorpsi fisik, penjebakan mekanis, retensi hidrodinamis, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.13**.



Gambar 2.13. Mekanisme Retensi Polimer pada Media Berpori

(Sorbie, 1991)

b. Adsorpsi Fisik

Adsorpsi diartikan sebagai interaksi antara molekul polimer dengan permukaan batuan. Interaksi tersebut menyebabkan molekul polimer cenderung lebih mengikat permukaan batuan akibat adsorpsi fisik sesuai dengan teori Vander Waals. Pada dasarnya, adsorpsi akan menempati permukaan yang bisa mengadsorpsi polimer. Maka dari itu, besarnya adsorpsi dipengaruhi oleh luas permukaan batuan. Adsorpsi fisik terjadi ketika molekul polimer

teradsorpsi ke permukaan batuan akibat energi bebas yang lebih rendah. Energi bebas yang lebih rendah ini memberikan kontribusi entropi dan entalpi. Peningkatan entropi terjadi ketika molekul air yang sebelumnya berikatan dengan polimer atau permukaan batuan, menjadi dibebaskan karena polimer diadsorpsi. Pengurangan konsentrasi polimer akan meningkatkan entropi. Kontribusi entalpi terjadi untuk polimer ionik. Kontribusi ini dihasilkan dari tarikan elektrostatis atau tolakan polimer tergantung pada muatan ion permukaan.

c. Mechanical Entrapment

Polimer memiliki ukuran molekul yang besar dalam keadaan larutan. Penjebakan mekanis terjadi di media berpori akibat dari ukuran molekul yang relatif lebih besar daripada ukuran pori. (Gogarty,1967) menggambarkan penjebakan mekanis sebagai hasil dari terjebaknya molekul polimer dalam pori yang kecil untuk polimer dapat keluar dari batuan. Adsorpsi secara fisik adalah fenomena statis sedangkan penjebakan mekanik adalah fenomena dinamis yang ditandai dengan menjebak molekul polimer dalam penyempitan ukuran pori.

Besarnya jebakan mekanik ini tergantung pada ukuran molekul efektif dari polimer, dan distribusi ukuran pori pada batuan. Molekul air dan garam memiliki ukuran yang kecil sehingga dapat melalui media berpori, namun molekul polimer yang besar akan terjebak dan terakumulasi pada pori batuan yang kecil. Berbagai literatur menunjukkan bahwa adsorpsi fisik merupakan mekanisme yang dominan dalam retensi polimer pada batuan berpermeabilitas tinggi, sedangkan penjebakan mekanis dominan pada batuan berpermeabilitas rendah.

d. Retensi Hidrodinamis

Mekanisme lain yang menyebabkan terjadinya retensi polimer adalah akibat dari retensi hidrodinamis. Chauveteau dan Kohler menunjukkan pengaruh dari retensi hidrodinamis saat menginjeksikan HPAM pada eksperimen coreflood. Mereka mengamati bahwa retensi polimer berubah dengan perubahan laju injeksi. Gagasan tersebut diperoleh karena, setelah mencapai steady state, dalam percobaan retensi polimer pada core, tingkatan retensi berubah ketika perubahan nilai dari laju injeksi disesuaikan. Menurut (Sorbie, 1991), mekanisme retensi

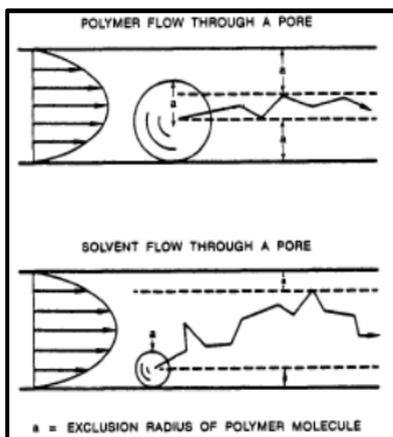
hidrodinamis masih belum sepenuhnya jelas, dan retensi hidrodinamis memang memberikan kontribusi paling sedikit dari total retensi polimer.

e. *Inaccessible Pore Volume (IPV)*

Inaccessible Pore Volume (IPV) merupakan fenomena yang terjadi pada aliran polimer dalam media berpori, IPV didefinisikan sebagai jumlah volume pori batuan yang tidak dapat dilewati polimer. Fenomena IPV ditandai dengan molekul polimer yang merambat lebih cepat pada media berpori daripada pelarutnya. Beberapa mekanisme penyebab fenomena IPV dapat dibagi menjadi dua, yaitu *total pore exclusion*, dan *pore wall exclusion* (Kolodziej, 1988).

Total pore exclusion menjelaskan mekanisme antara polimer dan pori batuan, yaitu molekul polimer tidak dapat memasuki *pore throat* batuan dikarenakan ukuran molekul polimer yang lebih besar daripada radius *pore throat* batuan. *Pore wall exculsion* pada **Gambar 2.14** menjelaskan mekanisme antara polimer dan kecepatan distribusi molekul di dalam pori, yaitu kecepatan distribusi polimer lebih besar daripada pelarut. Pada pori batuan,

kecepatan maksimum terjadi di bagian tengah pori, dan kecepatan minimum terjadi di bagian dinding pori. Karena ukuran molekul polimer yang lebih besar daripada ukuran molekul pelarut, maka bagian pusat molekul polimer cenderung jauh dari dinding pori dan lebih dominan berada pada bagian tengah pori. Hal ini menyebabkan kecepatan distribusi polimer menjadi lebih besar.



Gambar 2.14. Pore Wall Exclusion

(Kolodziej, 1988)

f. Penurunan Permeabilitas

Penurunan permeabilitas atau *pore blocking* disebabkan oleh adsorpsi polimer atau retensi polimer. Sehingga permeabilitas batuan akan berkurang saat larutan polimer diinjeksikan (*polymer flooding*) dibandingkan

dengan saat proses *waterflood*. Penurunan permeabilitas terjadi tergantung terhadap jenis polimer, jumlah polimer yang kembali dari batuan, dan distribusi ukuran pori, serta ukuran relatif molekul polimer terhadap pori batuan.

Penurunan permeabilitas dalam praktiknya diperoleh dengan cara menghitung besarnya *residual resistance factor* (R_{RF}), yang merupakan pengujian untuk menghitung rasio mobilitas *brine* sebelum mengalami kontak dengan polimer terhadap mobilitas *brine* setelah polimer didesak dari media berpori. Faktor resistensi residual dapat dirumuskan sebagai berikut,

$$R_{RF} = \frac{\text{brine mobility before polymer flow}}{\text{brine mobility after polymer flow}} = \frac{\Delta P_{Polymer}}{\Delta P_{Brine}} \quad (2-3)$$

Resistensi atau *resistance* dekat kaitannya dengan mobilitas, yang mencakup pengaruh dari penurunan permeabilitas dan peningkatan viskositas. Akan tetapi, pengaruh viskositas dalam Pers. 2-3 tidak tercantum karenan *brine* digunakan sebelum dan setelah *polymer flow*. Jika proses dari penginjeksian polimer dianggap *reversible*, maka *residual resistance factor* tidak bisa digunakan. Untuk mencantum penurunan permeabilitas dan peningkatan viskostas maka dapat menggunakan parameter lain, yaitu *resistance factor* (R_F):

$$R_F = \frac{\text{polymer mobility during polymer flow}}{\text{brine mobility during polymer flow}} \quad (2-4)$$

Resistance factor dalam praktiknya digunakan untuk menghitung rasio dari mobilitas brine terhadap mobilitas polimer. *Resistance factor* juga ekuivalent dengan rasio *pressure drop* di media berpori saat polimer mengalir dengan *pressure drop* ketika air mengalir pada tekanan injeksi yang sama sebelum pergantian injeksi ke injeksi polimer. Sehingga dapat juga menggunakan perumusan berikut,

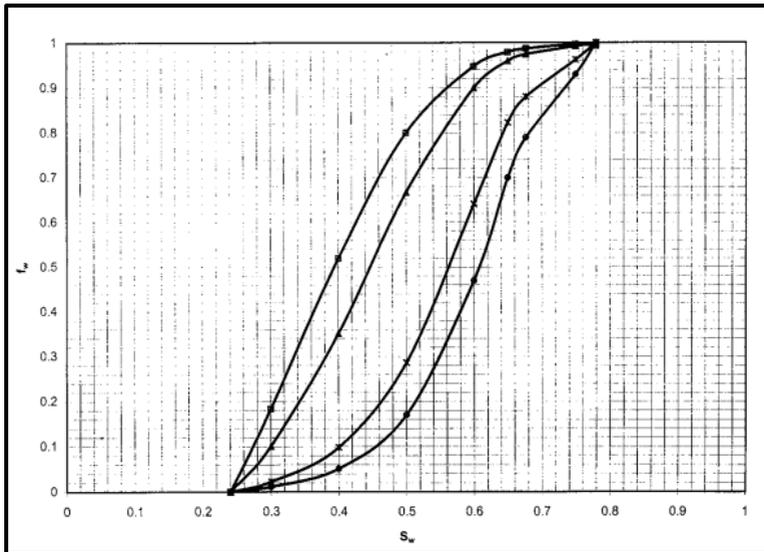
$$R_F = \frac{\Delta P_{\text{Polymer}}}{\Delta P_{\text{Brine}}} \quad (2-5)$$

Efek Polimer pada Fractional Flow

Persamaan *fractional flow* (f_w) merupakan persamaan dasar pada proses pendorongan fluida didalam media berpori, digunakan untuk menghitung efisiensi pendesakan. *Fractional flow* merupakan fungsi saturasi sepanjang variasi permeabilitas relatif. Kurva *fractional flow* biasanya berbentuk S, bentuk dan posisi kurva akan dipengaruhi oleh viskositas fluida, densitas, sudut kemiringan, permeabilitas relatif, dan hubungan antara tekanan kapiler dan saturasi. Majunya *front* pendesak tak bercampur dapat ditentukan dengan menghitung saturasi

fluida pendesak sebagai waktu dan jarak dari *slope* kurva *fractional flow*. Jika tekanan kapiler diabaikan dan pergerakan aliran sejajar dengan garis horizontal, maka persamaan *fractional flow* sebagai berikut:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o}} \quad (2-6)$$



Gambar 2.15 Efek Viskositas terhadap *Fractional Flow*
(Ahmed.2006)

2.5. Mekanisme Efisiensi Injeksi Polimer

Perolehan minyak dalam setiap proses pendesakan tergantung pada volume reservoir yang berkontak dengan fluida injeksi. Pengukuran secara kuantitatif pada kontak

tersebut merupakan efisiensi penyapuan volumetrik. Efisiensi pendesakan secara keseluruhan (efisiensi perolehan), E , merupakan perbandingan volume minyak yang terdorong dengan volume minyak dalam reservoir dalam keadaan inisial yang diukur pada kondisi tekanan dan temperatur yang sama. E secara konseptual merupakan hasil dari efisiensi penyapuan volumetrik, EV , dan efisiensi pendesakan, ED .

$$E = EVED \quad (2-7)$$

dimana E = efisiensi pendesakan keseluruhan (efisiensi perolehan), ED = efisiensi pendesakan *microscopic* dinyatakan dalam fraksi, dan EV = efisiensi pendesakan *macroscopic (volumetric)* dinyatakan dalam fraksi.

Untuk memahami bagaimana masing-masing mekanisme efisiensi tersebut bekerja, maka pada bagian ini akan dibahas mekanisme efisiensi pada injeksi polimer seperti efisiensi pendesakan, efisiensi penyapuan volumetrik, efisiensi penyapuan areal, dan efisiensi penyapuan vertikal.

a. Efisiensi Pendesakan (ED)

Efisiensi pendesakan merupakan fraksi minyak yang akan digantikan oleh air didalam reservoir karena adanya invasi dalam ukuran volume. Efisiensi pendesakan

(pendesakan *microscopic*) berhubungan dengan perpindahan atau mobilisasi minyak pada skala pori. Artinya, E_D adalah ukuran efektivitas fluida pendorong dalam menggerakkan (memobilisasi) minyak di pori-pori batuan dimana fluida pendorong kontak dengan minyak. E_D diukur dengan persamaan sebagai berikut.

$$E_D = \frac{\overline{S_w} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (2-8)$$

Berdasarkan persamaan 2-14, menunjukkan bahwa E_D akan terus meningkat seiring dengan meningkatnya air di reservoir. Sehingga adanya konsep yang dikembangkan oleh Buckley-Leverett(1942) yaitu *frontal displacement theory*, terdiri dari persamaan *fractional flow* dan persamaan *frontal advance*.

Efisiensi pendesakan *microscopic* dipengaruhi oleh gaya kapiler dan kekentalan yang berpengaruh terhadap *phase trapping* dan mobilisasi fluida pada media berpori. Pemahaman tentang besaran pada gaya tersebut diperlukan untuk mempelajari mekanisme perolehan dalam proses EOR, seperti peran tegangan permukaan (IFT), wettabilitas batuan, dan tekanan kapiler.

Akan tetapi, injeksi polimer bekerja terutama untuk

meningkatkan efisiensi pendesakan *macroscopic* daripada efisiensi pendesakan *microscopic*. Salah satu alternatif praktis untuk meningkatkan efisiensi pendesakan *microscopic* secara signifikan adalah dengan menggunakan fluida yang dapat bercampur (*miscible fluid*) atau membuat pengurangan IFT yang sangat besar antara fasa pendorong dan minyak yang terperangkap. Fluida ini kemudian dapat memobilisasi minyak yang terperangkap dan dapat mendesaknya ke sumur produksi. Hal ini harus dipertahankan sepanjang proses pendesakan, kalau tidak, akan masih banyak minyak yang terperangkap di reservoir, yang akan membuat efisiensi pendesakan memburuk.

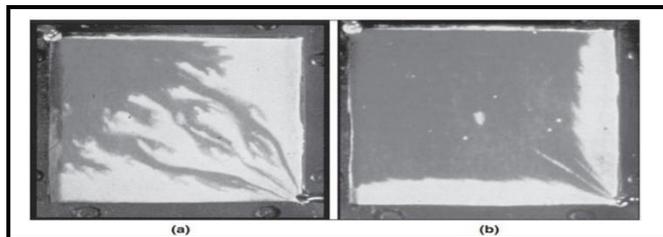
b. Efisiensi Penyapuan Volumetrik (EV)

Efisiensi penyapuan volumetrik (pendesakan *macroscopic*) adalah ukuran seberapa efektif fluida pendorong dalam menyapu volume reservoir, baik secara areal maupun vertikal, serta seberapa efektif fluida pendorong memindahkan minyak ke sumur produksi. Dengan mempertimbangkan bahwa reservoir mempunyai keragaman porositas, ketebalan, dan saturasi hidrokarbon, akan tetapi memiliki banyak *layer*. Sehingga pada proses pendesakan yang terjadi didalam reservoir, efisiensi

penyapuan volumetrik secara konseptual merupakan hasil dari pola efisiensi penyapuan areal, EA dan efisiensi penyapuan vertikal (invasi), EI.

$$EV = EAEI \quad (2-9)$$

Larutan polimer pada injeksi polimer dirancang untuk membuat *mobility ratio* yang bagus antara larutan polimer yang diinjeksikan dengan minyak yang terdorong. Sehingga proses *mobility design* menjadi dasar utama dalam mempertahankan *mobility ratio* yang diinginkan untuk meningkatkan efisiensi penyapuan volumetrik baik secara vertikal maupun areal. Hal ini dapat dilihat pada **Gambar 2.18** yang menunjukkan contoh dari peningkatan efisiensi pendesakan *macroscopic* dari injeksi polimer setelah adanya *waterflooding*.



**Gambar 2.16. Skematik Efisiensi Pendesak
Macroscopic pada a) Waterflooding dan b) Injeksi
Polimer**

(James Sheng, 2011)

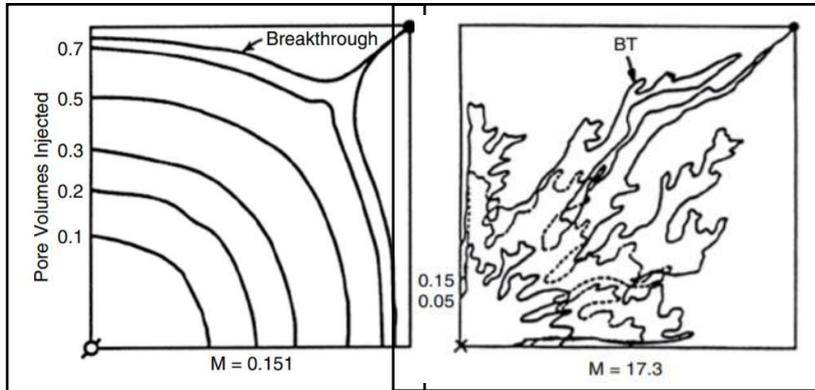
c. Efisiensi Penyapuan Areal (EA)

Efisiensi penyapuan areal merupakan area dari reservoir yang kontak dengan fluida pendesak. Dan didefinisikan sebagai perbandingan antara luas area reservoir yang kontak dengan fluida pendesak dengan luas area total dari reservoir yang tersapu oleh fluida pendesak. Efisiensi penyapuan areal dipengaruhi empat faktor yaitu, pola sumur injeksi-produksi, heterogenitas permeabilitas reservoir, *mobility ratio*, dan kepentingan relatif gravitasi dan *viscous force*.

Namun, satu hal yang harus diketahui bahwa efisiensi penyapuan areal ini hanya sebatas perkiraan karena efisiensi ini tidak benar-benar independen terhadap penyapuan vertikal, begitu pula sebaliknya. Tentang efisiensi penyapuan areal berdasarkan penggunaan model fisik telah diterapkan. Biasanya, model yang digunakan adalah model yang tipis, yang meminimalkan peran *gravity segregation* dan memungkinkan efisiensi penyapuan areal dapat ditentukan secara independen dari

penyapuan vertikal (biasanya efisiensi penyapuan vertikal bernilai 100%). Menghasilkan bahwa efisiensi penyapuan areal sebagai fungsi dari berbagai parameter untuk reservoir yang diidealkan atau homogen. Sedangkan pada reservoir sesungguhnya dengan parameter yang bervariasi, EA harus diganti dengan efisiensi penyapuan pola (*pattern*), EP.

Telah dilakukan satu yang memperlihatkan pendesakan dengan menunjukkan titik *front* fluida yang berbeda dalam *mobility ratio* yang bervariasi (*Habermann, 1960*). Menggambarkan fluida *miscible* yang mendorong fluida selama proses pendesakan pada model berskala. Hasil dari tersebut dapat dilihat pada **Gambar 2.17**. yang menunjukkan pendesakan *miscible* pada salah satu sudut dari *five-spot pattern*.



(a)

(b)

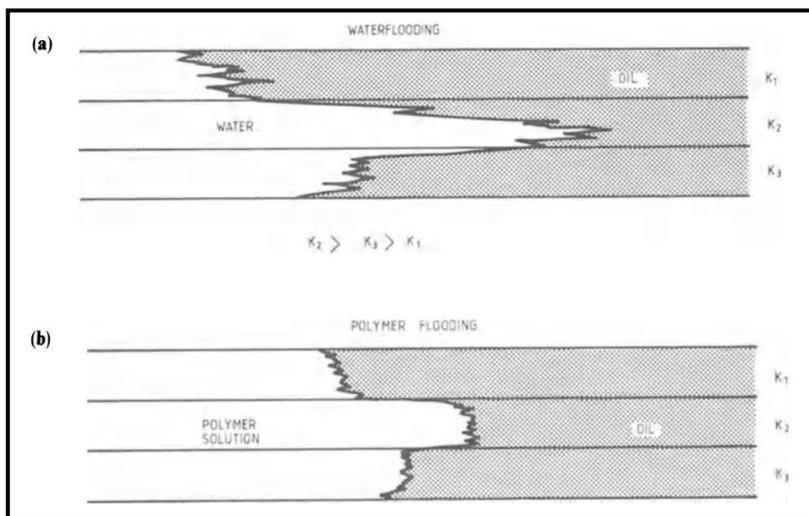
Gambar 2.17. Skematik Penyapuan Areal pada a) $Mobility Ratio \leq 1$ dan b) $Mobility Ratio > 1$ (Green & Willhite, 1998)

d. Efisiensi Penyapuan Vertikal (EI)

Efisiensi penyapuan vertikal atau efisiensi invasi didefinisikan sebagai perbandingan antara volume hidrokarbon didalam pori-pori yang telah didesak oleh fluida injeksi dibagi dengan volume hidrokarbon yang tertinggal di belakang fluida injeksi.

Dengan adanya heterogenitas di dalam reservoir, fenomena umum yang sering terjadi pada sistem reservoir adalah adanya *layering* pada skala besar dimana strata geologi yang berdekatan memiliki permeabilitas yang

sangat kontras. Hal ini dapat menyebabkan *early breakthrough* air pada lapisan permeabilitas yang lebih tinggi atau ‘*thief zones*’ dan dapat menurunkan efisiensi penyapuan vertikal. Situasi ini dapat dilihat secara skematik pada **Gambar 2.20. (a)** dan tipe peningkatan efisiensi penyapuan vertikal yang diperoleh dari penggunaan injeksi polimer.



Gambar 2.18. Diagram Skematik dari Peningkatan Efisiensi Penyapuan Vertikal pada Lapisan Berlayer a) Proses *Waterflooding* dan b) Proses Injeksi Polimer
(Sorbie, K. S, 1991)

Kombinasi yang tepat untuk sapuan areal dan vertikal

diperlukan untuk menentukan efisiensi perpindahan volumetrik secara keseluruhan. Sangat berguna untuk memeriksa faktor-faktor yang mempengaruhi efisiensi perpindahan vertikal jika tidak ada faktor perpindahan areal. Pengaruh faktor-faktor ini pada sapuan vertikal yang menggunakan model fisik dan matematika berdasarkan simulasi numerik. Salah satu faktor kritisnya adalah pengaruh segregasi gravitasi dan rasio mobilitas terhadap efisiensi perpindahan vertikal, terjadinya segregasi gravitasi karena perbedaan densitas antara fluida yang diinjeksikan dan dipindahkan. Perbedaan ini cukup besar untuk menghasilkan aliran yang signifikan dari satu komponen ke arah vertikal. Karenanya, segregasi gravitasi berpotensi memicu terobosan awal dalam fase perpindahan dan menurunkan efisiensi sapuan vertikal.

Selain itu, besarnya rasio mobilitas juga memiliki kontribusi terhadap efek gravitasi, bergantung pada kondisi yang menguntungkan atau tidak menguntungkan (apakah M kurang dari atau lebih besar dari 1). Ketika $M < 1$, *viscous fingering* dapat dihilangkan karena hambatan aliran dengan viskositas yang lebih besar melalui fase perpindahan, maka efek gravitasi dapat berkurang.

Sebaliknya, jika $M > 1$, resistansi kekentalan yang lebih rendah dalam fase perpindahan atau *front* yang tidak stabil dapat terbentuk, dan menyebabkan *viscous fingering* dapat terjadi bersama dengan *gravity segregation*.

BAB III

MOBILITY DESIGN

Didalam proses EOR, salah satu konsep yang penting adalah *mobility design*. Tujuan dari *mobility design* adalah untuk meningkatkan *volumetric sweep efficiency* dari suatu proses pendesakan. Hal ini dapat dicapai melalui injeksi polimer dengan mengubah viskositas fluida pendesak sehingga menghasilkan *front* yang lebih stabil. Pada bagian ini akan dibahas mengenai konsep dari berbagai metode *mobility design* pada injeksi polimer.

3.1. Konsep Mobility Ratio

Sebelum melanjutkan pembahasan pada metode *mobility design*, perlu diketahui terlebih dahulu pengertian dari mobilitas yaitu perbandingan antara permeabilitas batuan dengan viskositas larutan.

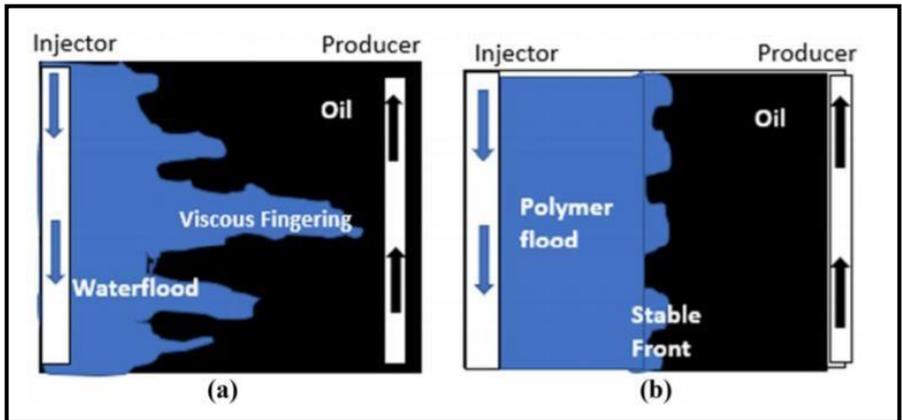
$$\lambda = \frac{K}{\mu} \quad (2-9)$$

Dalam injeksi polimer, *mobility desain* erat kaitannya dengan konsep *mobility ratio* dimana konsep ini dapat dilakukan dengan cara mengubah viskositas fluida pendesaknya. *Mobility ratio* (M) dapat diartikan sebagai

perbandingan mobilitas fasa pendesak (*upstream*) dengan mobilitas fasa yang terdesak (*downstream*).

$$M = \frac{\lambda_u}{\lambda_d} \quad (2-10)$$

Dalam proses EOR, *mobility ratio* mengindikasikan stabilitas dari proses pendesakan minyak. Secara konvensional, rasio mobilitas yang sama dengan atau kurang dari satu ($M \leq 1$) menguntungkan, dan $M > 1$ tidak menguntungkan (Craig,1971). Jika M memiliki nilai lebih dari satu, maka hal ini akan mengindikasikan bahwa air lebih mudah mengalir (*mobile*) dari pada minyak. Keadaan ini menggambarkan kondisi yang tidak diinginkan yaitu terjadinya *water fingering* pada zona minyak yang dapat menyebabkan terobosan awal (*early breakthrough*) dan menurunkan efisiensi pendesakan minyak. Untuk memastikan *microscopic sweep efficiency* yang tinggi, selalu diperlukan $M \leq 1$. Perbedaan kondisi ini dapat dijelaskan melalui **Gambar 3.1**.



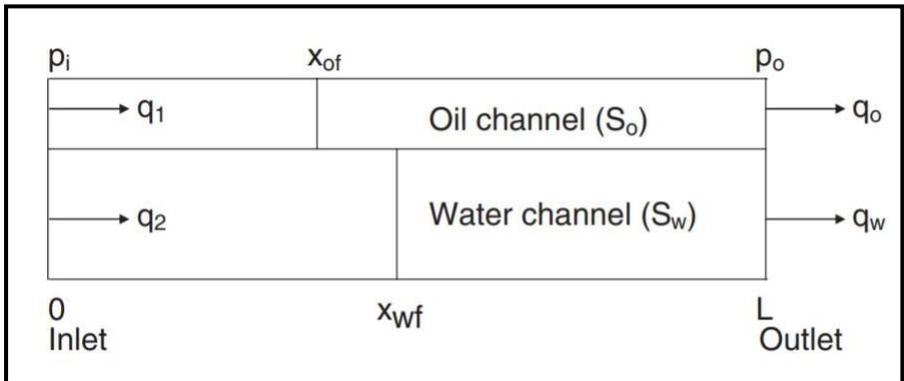
Gambar 3.1. Jenis *Mobility Ratio* pada a) Proses *Waterflooding* dan b) Proses *Injeksi Polimer* (Sorbie, K. S, 1991)

Seperti yang ditunjukkan **Gambar 2.19 (a)** dimana kondisi yang tidak menguntungkan apabila nilai *mobility ratio* lebih dari 1 terjadi pada saat proses *waterflood* dapat menyebabkan *water fingering* pada zona minyak. **Gambar 2.19 (b)** mengilustrasikan bagaimana injeksi polimer dapat meningkatkan perolehan minyak melalui penurunan *mobility ratio*. Kehadiran polimer pada fasa pendorong menyebabkan naiknya viskositas fluida pendorong (*injectant*). Akibatnya, keadaan ini akan menghasilkan *front* yang stabil pada fasa pendorong dan dapat mengurangi *fingering* atau *channeling* dalam reservoir, sehingga menghasilkan perolehan minyak yang lebih tinggi.

3.2. Metode James Sheng

Pada konsep konvensional, *mobility ratio* dalam aliran multifasa didefinisikan sebagai perbandingan mobilitas fluida pendorong dengan total mobilitas dari air terdorong dan fasa minyak. James Sheng melihat bahwa pada nilai *mobility ratio* berdasarkan definisi konsep konvensional bukan merupakan kriteria yang valid untuk membedakan kondisi *mobility control* yang “menguntungkan” dan “tidak menguntungkan”.

James sheng telah menemukan kriteria yang lebih baik pada nilai *mobility ratio*, yang didefinisikan sebagai perbandingan mobilitas fluida pendorong dengan mobilitas minyak dikalikan saturasi minyak. Kemudian James Sheng berusaha membenarkan ide yang diusulkan melalui stabilitas *front* pendesakan dengan mengasumsikan aliran dua fasa air dan minyak yang terdorong dapat dibagi oleh dua aliran yang terpisah yaitu minyak dan air. Model aliran tersebut secara skematik dilihat pada **Gambar 2.20**.



Gambar 3.2. Skematik Model Aliran (James Sheng, 2011)

Pada metode James Sheng, pendesakan yang terjadi pada aliran fasa minyak diasumsikan seperti piston (*piston-like*) dan tidak ada minyak yang tertinggal di belakang *front* pendesakan. Dengan demikian, laju pendesakan q_1 pada zona penyapuan dapat dijelaskan pada **Persamaan 2-11**:

$$q_1 = \frac{k k_{wr} A \bar{S}_o (p_i - p_{of})}{\mu_u x_{of}} \quad (2-11)$$

dimana:

k = permeabilitas absolut
 k_{wr} = permeabilitas relatif *endpoint* air pada saturasi minyak residual S_{or}

A = luas area penampang

p_{of} = tekanan pada front x_{of}

x_{of} = lokasi air pada front di oil channel

\overline{S}_o = saturasi minyak inisial yang dinormalisasi, dimana \overline{S}_o dapat ditentukan dengan **Persamaan 2-12:**

$$\overline{S}_o = \frac{S_o - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \quad (2-12)$$

Kemudian James Sheng melakukan investigasi secara teori pada ide yang telah diusulkan tersebut sehingga dapat menghasilkan kriteria *mobility control* yang dibutuhkan dalam proses EOR yang dinyatakan dalam **Persamaan 2-13:**

$$M = \frac{\left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}\right)\overline{S}_o}{\left(\frac{K_{ro}@S_w}{\mu_o}\right)} \quad (2-13)$$

Definisi M pada persamaan tersebut adalah perbandingan mobilitas fluida pendorong dengan fasa minyak yang terdorong pada asumsi aliran minyak. *Mobility ratio* pada asumsi aliran minyak tersebut merupakan perbandingan mobilitas fluida pendorong dengan fasa minyak yang terdorong dikalikan dengan saturasi minyak yang dapat bergerak yang dinormalisasi, \overline{S}_o .

3.3. Metode Endpoint

Definisi mobility ratio pada metode Endpoint menggunakan permeabilitas relatif pada endpoint, yaitu permeabilitas relatif air pada saturasi minyak residual dan permeabilitas relatif minyak pada saturasi air connate. Definisi tersebut dapat dilihat pada Persamaan 2-14:

$$M = \frac{\left(\frac{K_{rw}@S_{or}}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{K_{ro}@S_w}{\mu_o}\right)} \quad (2-14)$$

Terdapat batasan yang sangat signifikan berpengaruh pada nilai *mobility ratio* yang dihasilkan pada metode ini bila dibandingkan dengan metode lainnya, yaitu dikarenakan nilai permeabilitas relatif air dibelakang *front* jauh lebih rendah dibandingkan pada saturasi minyak residual (*endpoint*). Selain itu, batasan pada metode ini juga terjadi dikarenakan penggunaan permeabilitas relatif pada *endpoint*, yang menyebabkan tidak berubahnya nilai *mobility ratio* pada kondisi saturasi yang bervariasi.

3.4. Metode Gomaa

Konsentrasi polimer yang dibutuhkan dalam larutan biasanya dapat ditentukan dari karakteristik viskositas, *shear rate*, viskositas minyak, viskositas air, karakteristik permeabilitas relatif dari batuan reservoir, dan nilai *mobility ratio* pada *polymer flood* yang diinginkan (Gomaa, 2015). *Mobility ratio* pada *polymer flood* dapat ditentukan dengan perbandingan mobilitas total fluida di belakang *front* dengan minimum mobilitas total fluida di depan *front*.

$$M^{PF} = \frac{\left[\left(\frac{K_{rp}}{\mu_p}\right) + \left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}\right)\right]^{behind}}{\left[\left(\frac{K_{ro}}{\mu_o}\right) + \left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}\right)\right]^{minimum}} \quad (2-15)$$

dimana:

k_{rp} = permeabilitas relatif pada larutan polimer

μ_p = viskositas larutan polimer

Superscripts (behind) dan *(minimum)* mengacu kepada kondisi di belakang front dan minimum mobilitas total di depan front.

Gomaa menyebutkan bahwa persamaan diatas digunakan untuk menentukan viskositas larutan polimer yang kemudian digunakan untuk menentukan konsentrasi polimer yang dibutuhkan berdasarkan data laboratorium. Namun, Gomaa memiliki pertimbangan yang lebih baik

untuk menggunakan 0.35 sebagai *mobility ratio* yang diinginkan daripada menggunakan *mobility ratio* pada konsep konvensional, yaitu nilainya harus sama dengan atau kurang dari satu.

BAB IV

SIMULASI RESERVOIR

1.1. Konsep Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir adalah suatu proses matematik yang digunakan untuk memprediksikan perilaku reservoir melalui sebuah model yang diasumsikan memiliki sifat-sifat mirip dengan keadaan reservoir sebenarnya. Model tersebut memiliki dua tipe yaitu model fisik dan model matematik. Model fisik dimodelkan dengan menggunakan objek yang tampak sehingga mudah untuk diteliti atau dievaluasi, sedangkan model matematik menggunakan persamaan matematik yang memperhitungkan sifat-sifat atau kelakuan fisik, kimia, dan termal dari reservoir dalam penginterpretasiannya.

Tujuan dari simulasi adalah untuk memperkirakan perilaku reservoir suatu lapangan dengan berbagai kondisi rencana produksi dengan menggunakan media komputer sebagai peralatan pengerjaannya. Selain itu simulasi juga dapat digunakan untuk tujuan antara lain:

1. Menentukan cadangan awal reservoir,
2. Mempelajari gerakan fluida di dalam reservoir,
3. Menentukan jadwal produksi,
4. Menentukan perilaku produksi minyak ketika diinjeksi fluida,
5. Mempelajari pengaruh parameter ekonomi untuk studi optimasi sistem produksi,
6. Menentukan pengaruh dari letak sumur dan spasinya,
7. Memperkirakan batas pengurasan pada lapangan yang heterogen, dan sebagainya.

Simulasi reservoir menggunakan simulator berupa software yang biasa digunakan dalam keteknikan reservoir pada industri migas, khususnya bagi reservoir engineer, dimana pada saat ini penggunaan software simulasi reservoir menjadi sebuah standar dalam membuat suatu desain pengembangan lapangan baik tahap primer, sekunder, hingga tahap tersier. Dengan adanya software simulasi reservoir, perkiraan kinerja reservoir dapat dilakukan, sebelum desain pengembangan lapangan tersebut diaplikasikan pada reservoir di lapangan sebenarnya.

Simulator reservoir, hingga saat ini dapat dibedakan menjadi 3, yaitu :

1. Black Oil Simulator

Model black oil adalah simulator konvensional yang digunakan untuk kondisi isothermal, aliran simultan dari minyak, gas, dan air yang melibatkan gaya kapilaritas, gravitasi dan viskositas. black oil digunakan untuk menunjukkan bahwa jenis cairan adalah homogen, tidak ditinjau dari komposisi kimianya walaupun kelarutan gas dalam minyak dan air diperhitungkan. Berdasarkan fasa fluida yang mengalir simulator black oil dapat dibedakan menjadi single phase (hanya gas atau minyak yang mengalir), two phase (minyak-air, minyak-gas atau gas-air yang mengalir), dan three phase (gas-minyak-air yang mengalir).

2. Compositional Simulator

Simulasi ini digunakan jika komposisi cairan atau gas diperhitungkan terhadap perubahan PVT. Simulasi reservoir komposisi digunakan ketika simulasi black oil tidak mampu menggambarkan beberapa proses pada reservoir pada situasi tertentu secara detail. Simulasi reservoir komposisi dapat digunakan untuk keperluan:

1. Enhanced Oil recovery (EOR), dimana terdapat situasi yang melibatkan proses pendesakan bercampur
 2. Injeksi gas atau re-injeksi gas pada sumur minyak yang mana akan mengubah komposisi dan sifat fluida
 3. Jika gas kondensat (untuk injeksi) diperoleh dari gas cycling, maka simulasi komposisional harus digunakan jika terdapat perbedaan yang signifikan antara gas injeksi dengan gas bebas yang terdapat dalam reservoir
 4. Kebutuhan data komposisi fluida untuk mendesain fasilitas produksi permukaan.
3. Thermal Simulator

Thermal Simulator banyak digunakan untuk studi aliran fluida, perpindahan panas maupun reaksi kimia. Simulasi ini banyak digunakan untuk studi injeksi thermal pada proses perolehan minyak tahap lanjut (Enhanced Oil Recovery). Simulator ini digunakan untuk mensimulasikan steam-flood dan in-situ combustion.

1.2. Tahapan Simulasi Reservoir

Dalam melakukan suatu perencanaan simulasi reservoir, ada beberapa tahapan yang perlu dilakukan, yaitu secara garis besarnya adalah:

1. Persiapan data, pengumpulan data, pengolahan data dan validasi data,
2. Pembuatan dan penentuan model yang akan digunakan dalam simulasi berdasarkan data GGR (Geology Geophysic Reservoir) dan petrofisik,
3. Input Data,
4. Inisialisasi dan History Matching model reservoir yang akan digunakan,
5. Perencanaan skenario simulasi yang ingin diprediksi,
6. Pelaksanaan simulasi untuk mendapatkan data kinerja produksi, serta visualisasi distribusi saturasi minyak, dan
7. Analisa dan evaluasi hasil simulasi.

1.3. Persiapan Data dan Pengolahan Data

Persiapan data bertujuan untuk mendapatkan data yang valid dan sesuai kebutuhan didasarkan pada tujuan dan prioritas simulasi. Persentase keakuratan hasil simulasi yang dilakukan, ditentukan oleh validitas data yang

digunakan, sehingga tanpa data yang memadai gambaran yang diharapkan tidak akan tercipta atau bahkan akan memberikan informasi yang kurang tepat.

Data yang dibutuhkan untuk melakukan simulasi dapat diperoleh dari berbagai sumber data yang memungkinkan. Data tersebut tidak dapat langsung dipakai, tetapi memerlukan proses pengolahan sehingga dihasilkan data yang siap pakai. Pemilihan sumber data serta pengolahan juga sangat berpengaruh terhadap kesiapan data itu sendiri, yang pada akhirnya juga berpengaruh terhadap hasil simulasi secara keseluruhan.

Data yang diperlukan dalam simulasi dapat dibagi dalam beberapa kelompok antara lain data geologi, geofisika dan petrofisik (peta struktur, peta isoporositas, peta isopermeabilitas, peta persebaran properti dalam model), batuan reservoir (K , ϕ , S_w , h), fluida reservoir (B_o , B_g , B_w , ϕ_o , ϕ_g , ϕ_w , R_s), data produksi (Q_o , Q_g , Q_w , $Pres$), tekanan, dan data penunjang.

Data geologi yang dipakai untuk mengkonstruksikan model geologi reservoir meliputi data geologi (peta top structure, peta bottom structure yang mencakup layer sand untuk mengkarakterisasi reservoir dan patahan (fault).

Data geofisika diperoleh melalui kegiatan seismik. Parameter yang dibutuhkan antara lain data lintasan, interpretasi seismik, horizon picking, pola struktur, welltie, inversi, dan sebagainya. Data petrofisik diperoleh dari data evaluasi formasi mencakup fasies, porositas dan ketebalan shale (V-shale).

Data karakteristik batuan diperoleh dari analisa sampel core dilaboratorium. Analisa core yang dilakukan di laboratorium meliputi analisa core rutin dan analisa core spesial (SCAL/Special Core Analysis). Analisa core rutin merupakan analisa core yang sering dilakukan di laboratorium. Parameter yang diukur pada analisa rutin meliputi pengukuran porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida. Sedangkan analisa core spesial pengukurannya membutuhkan waktu yang lebih lama daripada analisa core rutin dan membutuhkan peralatan yang khusus. Parameter yang diukur dalam analisa core spesial yaitu permeabilitas relatif, tekanan kapiler, wettabilitas, kompresibilitas, resistivity test, dan resistivity true.

Data batuan yang dibutuhkan dalam proses simulasi reservoir yaitu data permeabilitas absolut (K), permeabilitas relatif (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw}), porositas (ϕ), ketebalan formasi (h), kompresibilitas batuan (C_f), saturasi fluida (S_w , S_g , S_o), dan tekanan kapiler (P_c). Data karakteristik fluida reservoir meliputi densitas fluida, faktor volume formasi (B_w , B_o , B_g), dan viskositas fluida. Data di atas dapat diperoleh dari hasil pengukuran di laboratorium. Data yang tidak tersedia di laboratorium dapat ditentukan dengan pilihan–pilihan korelasi standar seperti Standing, Frik, Glaso, Lasater, Carr Kobayasshi-Burrows. Pemilihan korelasi ini disesuaikan dengan keadaan di lapangan.

Data fluida reservoir dapat diperoleh dari hasil pengukuran di laboratorium dengan menggunakan sampel fluida. Cara untuk mendapatkan sampel fluida dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan pengambilan sampel langsung dari bawah permukaan (sub-surface sampling) dan pengambilan sampel fluida di atas permukaan yang telah dipisahkan di separator. Pengambilan sampel fluida dari

1.4. Pembuatan Model

Pemilihan model dilakukan secara sistematis yang disertai dengan analisa terhadap parameter-parameter terkait, sehingga didapatkan model yang optimum untuk mensimulasikan reservoir sesuai dengan tujuan dan prioritas simulasi. Pembuatan model meliputi pembuatan grid dan model. Pembuatan Grid memiliki parameter-parameter yang harus ditentukan yaitu posisi grid, ukuran grid, sel pasif, dan tipe grid. Pedoman penempatan posisi grid pada simulasi reservoir adalah reservoir yang disimulasikan harus terlingkupi oleh grid. Hal-hal yang perlu diperhatikan adalah grid harus melingkupi seluruh bagian reservoir, melingkupi semua sumur yang aktif, dan sejajar dengan ketebalan lapisan produktif.

Ukuran grid/cell yang semakin kecil akan mempengaruhi ketelitian perhitungan, tetapi dengan semakin kecilnya ukuran cell akan memperbanyak jumlah cell yang pada akhirnya akan membutuhkan lebih banyak data dan waktu yang diperlukan untuk run program. Ukuran grid dapat dibedakan menjadi dua jenis yaitu Coarse Grid (grid kasar) dan Fine Grid (grid halus).

Penentuan ukuran grid yang baik dapat mengidentifikasi saturasi dan tekanan pada suatu posisi yang spesifik sesuai dengan kebutuhan studi, menggambarkan geometri, geologi, dan properti reservoir awal dengan jelas, menggambarkan saturasi dinamik dan profil tekanan dengan cukup detail untuk mendapatkan hasil yang obyektif, menggambarkan pergerakan fluida pada model dengan cukup pantas, dan cocok dengan penyelesaian matematik simulator sehingga hasil aliran fluida akurat dan stabil. Ukuran grid sangat mempengaruhi tingkat ketelitian perhitungan cadangan dan pergerakan fluida reservoir yang dilakukan oleh simulator. Bentuk grid dapat dibagi menjadi Cartesian, Curvilinear, Radial, dan Locally-refined Cartesian.

Sel pasif adalah sel yang mempunyai harga ketebalan lapisan nol, maka sel tersebut harus dinonaktifkan, sehingga simulator secara otomatis tidak akan melakukan perhitungan apapun terhadap sel tersebut. Tipe grid pada model simulasi digunakan untuk menerjemahkan bentuk discrete pada persamaan finite difference. Jenis grid yang

digunakan pada permodelan ditentukan berdasarkan tujuan dari simulasi. Sistem grid yang dapat digunakan pada model simulasi antara lain Block Centered dan Lattice/Corner Point.

Desain model yang tersusun atas grid harus memperhatikan batas antara minyak dan air pada reservoir, luas reservoir, batas ketebalan, arah distribusi permeabilitas (baik secara vertikal maupun horisontal), serta arah aliran fluida yang dominan. Pemilihan model yang pertama didasarkan pada pertimbangan jenis reservoir (gas, minyak, atau kondensat) sehingga nantinya dapat ditentukan akan menggunakan simulator black oil atau dua fasa (compositional). Kedua didasarkan pada pertimbangan geometri dan dimensi reservoir, apakah model 0-dimensi, 1-D, 2-D, atau 3-D (dimensi yang paling kompleks). Ketiga didasarkan pada pertimbangan kelengkapan data yang tersedia dan jenis proses yang akan dimodelkan, apakah secondary atau tertiary recovery.

a. Input Data

Input Data merupakan proses memasukkan data ke dalam software simulasi, namun perlu diperhatikan bahwa data

yang akan di input sebelumnya telah divalidasi dan sesuai dengan format data yang dibutuhkan simulator. Pemasukan data ke simulator bisa dilakukan dengan cara typing (mengetikkan data yang ada ke kolom isian yang sudah tersedia), digitizing (proses perekaman dan overlay koordinat-koordinat dari peta sumber lalu menyimpannya ke dalam file digitasi), maupun importing (memasukkan file hasil digitasi atau memasukkan file dalam bentuk yang sudah diatur ke dalam program lain).

Data input dikelompokkan dalam variabel-variabel antara lain sebagai fungsi dari lokasi (meliputi panjang, lebar, tebal, porositas, permeabilitas, elevasi, tekanan, dan saturasi), sebagai fungsi tekanan (meliputi kelarutan gas dalam minyak/air, faktor volume formasi minyak/air/gas, viskositas minyak/air/gas, densitas minyak/air/gas, serta kompressibilitas formasi), sebagai fungsi saturasi (meliputi permeabilitas relatif dan tekanan kapiler), dan data sumuran (laju produksi, lokasi, dan limitasi produksi).

b. Inisialisasi

Inisialisasi merupakan pengkajian ulang data yang dimasukkan ke dalam simulator. Proses inisialisasi tidak

akan berjalan jika terdapat kekurangan data. Data yang harus dimasukkan dalam inisialisasi ini adalah sistem grid reservoir, sifat fisik reservoir, seperti top struktur, ketebalan gross dan net, permeabilitas serta data PVT.

Hasil keluaran dari inisialisasi ini berupa cadangan mula-mula hasil perhitungan dengan simulasi reservoir dan rata-rata tekanan awal reservoir. Hasil inisialisasi ini dapat dibandingkan dengan hasil perhitungan cadangan secara konvensional/volumetrik dengan tujuan untuk mengetahui kebenaran proses inisialisasi. Perhitungan cadangan dengan konvensional yang dimaksud adalah perhitungan dengan menggunakan persamaan volumetrik pada keadaan reservoir awal. Proses inisialisasi harus diulang dari awal apabila hasil inisialisasi sangat berbeda jauh dengan hasil perhitungan konvensional. Pengulangan proses inisialisasi tersebut dilakukan dengan mengatur parameter sifat fisik batuan yang mempengaruhi besarnya cadangan awal hidrokarbon seperti Net to Gross (NTG), porositas (\emptyset) dan tekanan kapiler (P_c). Penyesuaian tekanan awal reservoir dilakukan dengan mengubah harga tekanan pada suatu kedalaman tertentu. Inisialisasi dengan selisih kira-kira < 5 % dapat dianggap telah selesai dan dapat dikatakan bahwa

kondisi model reservoir pada simulator telah sama dengan reservoir sebenarnya di lapangan. Sebelum dilanjutkan ke history matching perlu dilakukan ekuilibrasi. Ekuilibrasi adalah proses mengkondisikan model pada kesetimbangan dan kesesuaian model dengan boundary conditions, baik internal maupun eksternal. Pada proses ini diatur posisi WOC, GOC, tekanan dan suhu serta pengaruhnya terhadap reservoir beserta isinya, dan bagaimana hubungannya dengan aquifernya.

c. History Matching

Penyelarasan kinerja history matching adalah proses penyelarasan kinerja model dengan kinerja reservoir sebenarnya, dimana yang diselaraskan berupa kinerja produksi minyak lapangan dari awal produksi hingga waktu kini pada model diselaraskan dengan produksi minyak kumulatif dari reservoir sebenarnya. Penyelarasan ini dilakukan dengan merubah harga Krw, Kro, Krg tergantung dari jenis kinerja yang ingin kita selaraskan.

History matching merupakan tahap terpenting dari suatu studi simulasi reservoir. history matching menyelaraskan kinerja model reservoir dengan kinerja

aktual reservoir sehingga didapat model reservoir yang mendekati reservoir yang sesungguhnya. History matching yang dilakukan meliputi penyesuaian laju produksi dan tekanan.

Pada penyesuaian laju produksi simulator akan menghitung laju alir tiap fluida setelah harga jenis fluida acuan penyesuaian (constraint) dimasukkan. Penyesuaian ini dilakukan karena grafik laju alir minyak yang diperoleh tidak sesuai dengan laju alir aktual. Penyesuaian ini dapat dilakukan dengan mengubah harga well index dari tiap sumur sampai diperoleh keselarasan produksi antara model dengan reservoir sebenarnya. Parameter lain yang dapat diubah adalah kurva permeabilitas relatif, transmisibilitas, kompresibilitas batuan dan data PVT.

Pada penyesuaian tekanan, simulator akan menghitung sendiri tekanan alir dasar sumur saat laju alir minyak aktual dimasukkan. Hal ini diproses dengan pertimbangan menggunakan parameter yang dimiliki oleh tiap cell/gridnya. Penyesuaian tekanan dilakukan dengan memberikan rincian produksi pada sumur- sumur yang ada dan mengatur parameter-parameter yang mempengaruhi besarnya cadangan awal hidrokarbon seperti porositas (ϕ),

kompressibilitas total (C_t), dan ketebalan (h) hingga didapat suatu batas tekanan (pressure level) yang sesuai dengan tekanan produksi sebenarnya.

Keakuratan prediksi kinerja reservoir untuk masa yang akan datang tergantung pada sejumlah data yang tersedia untuk history matching. Keakuratan prediksi kinerja reservoir semakin berkurang dengan bertambahnya waktu, untuk inilah perlu dilakukan updating studi simulasi reservoir. Updating dilakukan setelah periode waktu tertentu dengan menyelaraskan data sejarah produksi yang baru, sehingga dihasilkan prediksi untuk masa yang akan datang yang baru.

d. Tahap Prediksi

Skenario dan prediksi atau peramalan merupakan tahap akhir di dalam melakukan simulasi reservoir setelah history matching (penyelarasan) selesai. Tahap ini bertujuan untuk mengetahui atau melihat perilaku reservoir yang disimulasi pada masa yang akan datang berdasarkan kondisi yang diharapkan. Dalam hal ini dilakukan production run untuk waktu-waktu tertentu dan rencana pengembangan yang diinginkan.

Model reservoir yang telah selaras dengan keadaan reservoir sebenarnya dapat digunakan untuk peramalan perilaku reservoir untuk skenario produksi seperti yang dapat diterapkan pada reservoir yang sebenarnya di lapangan. Ketetapan hasil peramalan melalui model sangat dipengaruhi oleh kualitas keselarasan yang dihasilkan, sedang kualitas keselarasan dipengaruhi oleh banyaknya besaran produksi yang dijadikan dasar penyesuaian dan cara modifikasi parameter fisik batuan dan fluida reservoir. Peramalan yang dapat dilakukan melalui model simulasi reservoir antara lain:

1. Hubungan tekanan reservoir dengan produksi kumulatif fluida,
2. Hubungan tekanan reservoir dengan laju produksi fluida,
3. Hubungan laju produksi dengan waktu,
4. Besarnya ultimate recovery untuk berbagai skenario dan cara produksi,
5. Jumlah dan penyebaran titik serap yang optimum,
6. Perilaku reservoir terhadap berbagai metode produksi, dan

7. Skenario pengembangan yang paling optimum dan ekonomis.

BAB V

PENDEKATAN NUMERIK

Pendekatan numerik dilakukan dengan tujuan menentukan viskositas upstream dari berbagai metode mobility design agar mendapatkan pendesakan yang stabil. Nilai viskositas upstream yang telah didapat akan menentukan konsentrasi polimer yang akan digunakan. Terdapat harga mobility ratio dari berbagai metode. Dapat dilihat dari tabulasi tersebut mobility ratio memiliki nilai lebih dari 1 dan dapat disimpulkan memiliki proses penyapuan yang tidak efisien. Oleh karena itu diperlukan injeksi polimer untuk memperbaiki proses pendesakan atau sweep efficiency agar dapat meningkatkan recovery factor. Dalam analisa perhitungan atau pendekatan numerik mobility design, dilakukan dengan cara mengasumsi mobility ratio sesuai dengan asumsi metode-metode tersebut, sehingga didapatkan upstream viscosity atau viskositas target dari polimer. Hasil tiap metode memiliki nilai mobility ratio yang berbeda-beda

Oleh karena itu, penginjeksian polimer dilakukan untuk memperbaiki mobility ratio atau disebut dengan konsep mobility design. Konsep mobility design dilakukan dengan cara mengasumsikan nilai mobility ratio sesuai dengan asumsi masing-masing metode. Hasil dari pendekatan numerik yang telah diperoleh akan dijadikan dasar dalam pengujian coreflood sehingga dapat membuktikan pengaruh dari penggunaan metode mobility design. Pada pengujian coreflood skenario yang dilakukan yaitu continuous injection atau meninjeksi sampai tidak adanya lagi minyak yang keluar dari sampel batuan. Proses ini diawali dengan waterflood dan dilanjutkan dengan polymer flood dan diakhiri dengan injeksi post-flush(brine) agar parameter recovery yang diperoleh dapat dibandingkan terhadap OOIP dan incremental oil.

Hasil pengujian coreflood yang telah dilakukan akan menjadi acuan untuk melakukan inialisasi & history matching, sehingga mendapatkan SCAL properties yang telah tervalidasi. Hasil dari simulasi pada model 2 dan 3 dimensi telah dirangkum dapat dilihat pada bahwa incremental oil pada model 2 dimensi dan 3 dimensi

memiliki perbedaan yang signifikan antar metode mobility design.

Fractional flow merupakan persamaan dasar pada proses pendorongan fluida didalam media berpori, digunakan untuk menghitung efisiensi pendesakan. Sehingga, dengan menggunakan persamaan tersebut. Agar lebih presisi permeabilitas relatif yang digunakan pada persamaan ini menggunakan permeabilitas relatif yang telah tervalidasi pada proses history matching.

Pengaruh penginjeksian polimer pada grafik fractional flow akan bawah atau akan berada dikanan dibandingkan pada injeksi air. Hal ini terjadi karena semakin grafik tersebut berada dikanan maka akan semakin kecil nilai mobility ratio yang diperoleh. Karena penurunan adanya penurunan mobility ratio, pada grafik juga dapat memperlambat breakthrough dan meningkatkan displacement.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-Dousary S (2012) Determining Pore Level Mechanism of Alkaline Surfactant Polymer Flooding Using a Micromodel. Society of Petroleum Engineers Paper: SPE-165572-STU.
- Allcock HR, Lampe FW, Mark JE (2003) Contemporary polymer chemistry, Third edn, Pearson Education, New York.
- Barati N (2011) Study of polymer flooding performance in the presence of nanoparticles. Master Thesis, Petroleum University of Technology.
- Bou-Mikael, Saade Alexis, "Design and optimization of 2.5 dimension porous media micromodel for nanosensor flow experiments" (2012). LSU Master's Theses. 511. https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_theses/511
- Buchgraber M (2008) An enhanced oil recovery micromodel study with associative and conventional

- polymers. Diploma Thesis, University of Leoben, Austria.
- Chang HL (1978) Polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow. *J Petrol Technol* 30: Issue 08.
- Clemens T, Tsikouris K, Buchgraber M, Castainer L, Kovscek A (2013) Pore-scale Evaluation of Polymers Displacing Viscous Oil – Computational Fluid Dynamics – Simulation of Micromodel Experiments. Society of Petroleum Engineers Paper: SPE-154169-PA.
- Danesh A, Peden JM, Krinis D, Henderson GD (1987) Pore level visual investigation of oil recovery by solution gas drive and gas injection. SPE annual technical conference and exhibition, 27–30 September, Dallas, Texas.
- Emami Meybodi H, Kharrat R, Ghazanfari MH (2008) Effect of heterogeneity of layered reservoirs on polymer flooding: an experimental approach using 5—spot glass micromodel. Europec/ EAGE conference and exhibition, 9–12 June 2008, Rome, Italy.
- Hematpour H, Mardi M, Edalatkah S, Arabjamaloe R (2011) Experimental study of polymer flooding in low-

viscosity oil using one-quarter five-spot glass micromodel. *Pet Sci Technol* 29:1163–1175.

Herbas JG, Wegner J, Hincaple RE, Fodisch H, Ganzer L, Del Castillo JA, Mugizi HM (2015) Comprehensive Micromodel Study to Evaluate Polymer EOR in Unconsolidated Sand Reservoirs. Society of Petroleum Engineers Paper: SPE-172669-MS.

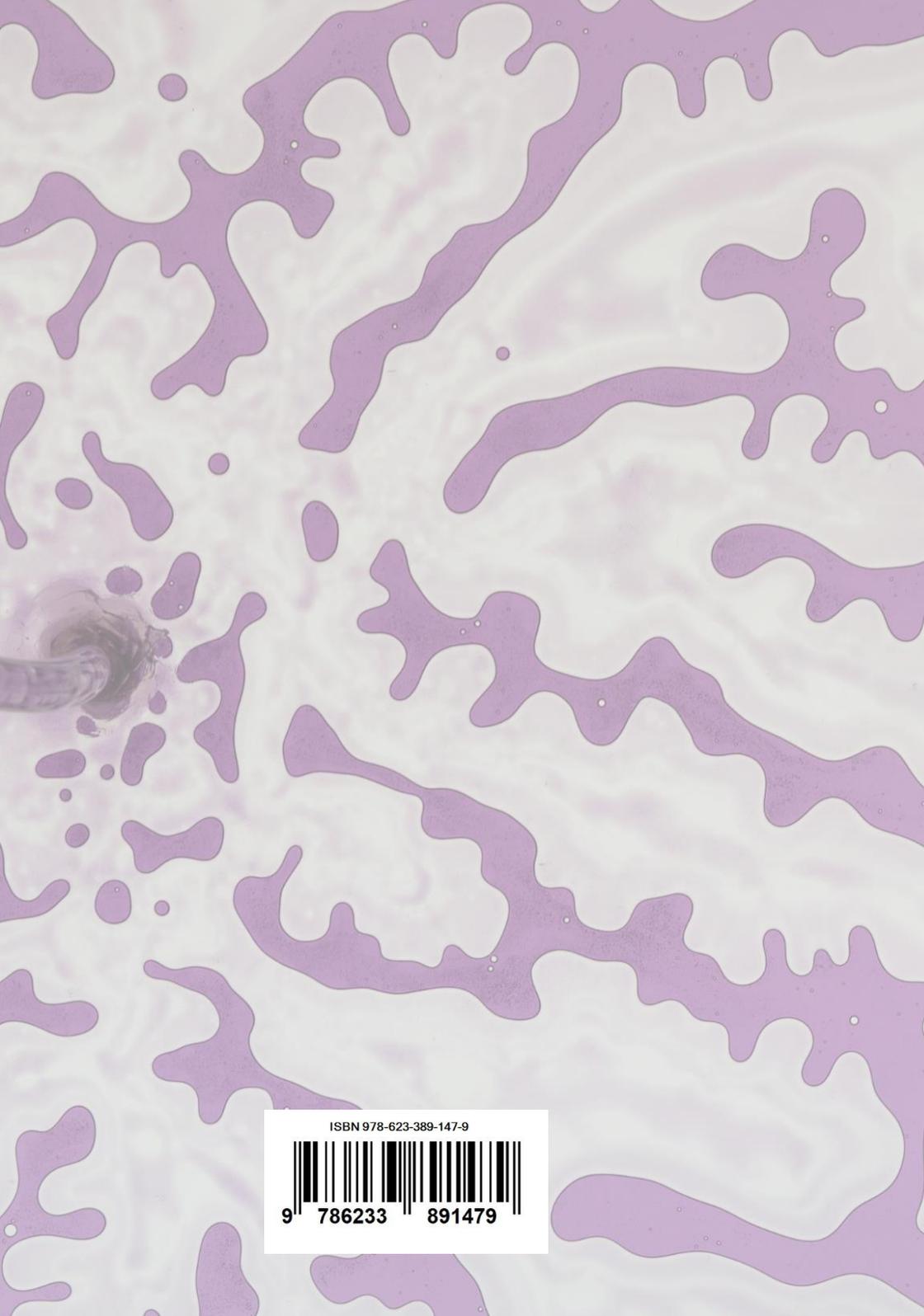
H. Liu, Yonghao Zhang, and A. J. Valocchi, “Lattice Boltzmann simulation of immiscible fluid displacement in porous media: Homogeneous versus heterogeneous pore network,” *Physics of Fluids* 27, 052103 (2015); doi: 10.1063/1.4921611.

Hongxia Li, Raza A, Zhang TJ (2018) Imaging Micro-scale Multiphase Flow in 3D-printed Porous Micromodels. *Society of Exploration Geophysicists Journal*.

Hosseini SJ, Foroozesh J (2018) Experimental Study of Polymer Injection Enhanced Oil Recovery in Homogeneous and Heterogeneous Porous Media Using Glass-Type Micromodels. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.
<https://doi.org/10.1007/s13202-018-0492-x>

- Javadpour, F., & Fischer, D. (2008). Nanotechnology-Based Micromodels And New Image Analysis to Study Transport in Porous Media. *Journal of Canadian Petroleum Technology* , 30-37.
- Jewett RL, Schurz GF (1970). Polymer flooding—a current appraisal. *JPT* 22:675–68.
- Needham RB, Doe PH (1987) Polymer flooding review. *J Pet Technol.*
- Schumi B, Clemens T, Wegner J, Ganzer L, Kaiser A, Hincaple RE, Leitenmuller V (2019) Alkali / Cosolvent / Polymer Flooding of High-TAN Oil Using Phase Experiments, Micromodels and Corefloods for Injection-Agent Selection.
- Sedaghat M, Mohammadzadeh O, S. Kord, Chatzis I (2015) Pore-Level Experimental Investigation of ASP Flooding Recovery Heavy Oil in Fractured Five-Spot Micromodels. *Society of Petroleum Engineers Paper: SPE-174290-MS.*
- Sheng JJ (2011) *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice.* ISBN 978-1-85617-745-0.

- Sheng JJ (2013) Chapter 3—polymer flooding—
fundamentals and field cases. *Enhanced Oil Recovery Field
Case Studies* 2013:63–82.
- Sheng JJ, Leonhardt B, Azri N (2015) Status of polymer-
flooding technology. *J Can Pet Technol* 54: Issue 02.
- Sorbie KS (1991) *Polymer-improved oil recovery*, 1st ed.
CRC Press, Inc, Boca Raton.
- Taber JJ, Martin FD, Seright RS (1997a) EOR screening
criteria revisited— part 2: applications and impact of oil
prices. *SPE Reserv Eng* 12: Issue 03.
- Taber JJ, Martin FD, Seright RS (1997b) EOR screening
criteria revisited—part 1: introduction to screening
criteria and enhanced recovery field projects. *SPE
Reserv Eng* 12: Issue 03.
- Wonjun Yun (2014) *Micro-visual Investigation of Polymer
Retention in A Micromodel*. Master Thesis. Stanford
University.



ISBN 978-623-389-147-9



9 786233 891479