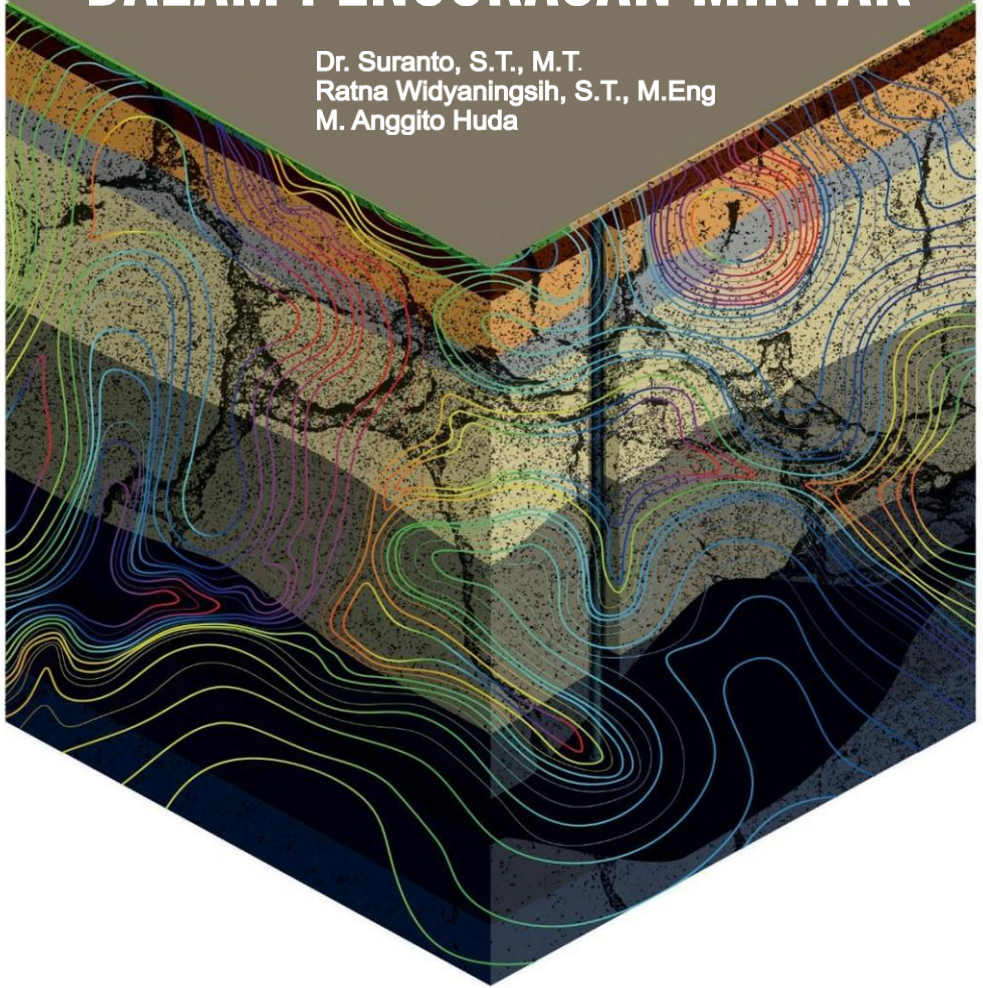


BUKU REFERENSI

PEMODELAN INJEKSI SURFAKTAN - POLIMER DALAM PENGURASAN MINYAK

Dr. Suranto, S.T., M.T.
Ratna Widyarningsih, S.T., M.Eng
M. Anggito Huda



Lembaga Penelitian dan Pengabdian Kepada Masyarakat
UPN "Veteran" Yogyakarta

BUKU REFERENSI

**PEMODELAN INJEKSI SURFAKTAN –
POLIMER DALAM PENGURASAN MINYAK**

PEMODELAN INJEKSI SURFAKTAN-POLIMER DALAM PENGURASAN MINYAK

Penulis :

Dr. Suranto, S.T., M.T.
Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng
M. Anggitho Huda

ISBN : 978-623-5539-80-5

Editor :

Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng

Penyunting :

M. Anggitho Huda

Desain Sampul dan Tata Letak :

Iwan Kurniawan

Penerbit

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat Universitas
Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Redaksi

Gedung Rektorat Lantai 3
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
Jl. Pajajaran (SWK 104) Condongcatur, Sleman, DI Yogyakarta
555283

Telp : +62 274 486188 ext 224

Email : lppm@upnyk.ac.id

Cetakan Pertama Oktober 2020

Hak cipta dilindungi undang-undang
Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan dengan cara
apapun tanpa ijin tertulis dari penerbit.

PRAKATA

Puji syukur kami panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan rahmat-Nya kepada kami untuk menyelesaikan buku ini. Tak lupa kami sampaikan terima kasih kepada :

1. Dr. M.Irhas Effendi, M.S selaku Rektor UPN "Veteran" Yogyakarta.
2. LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
3. Para dosen dan mahasiswa yang mendukung pembuatan buku ini.

Buku ini merupakan buku referensi yang berjudul "**Pemodelan Injeksi Surfaktan Polimer Dalam Pengurasan Minyak**". Buku ini dibuat berdasarkan hasil penelitian oleh tim yang didanai oleh LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta. Buku ini membahas mengenai proses pemodelan untuk injeksi surfaktan dan polimer pada reservoir minyak..

Buku ini diharapkan dapat bermanfaat dalam pengembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang riset dan teknologi di industri Migas Indonesia. Tim penulis menyadari masih adanya kekurangan dalam penyajian buku ini dan masih dapat dikembangkan seiring perjalanan penelitian. Akhir kata, kami sampaikan terima kasih kepada semua pihak yang tidak dapat kami sebutkan satu per satu.

Yogyakarta, September 2021

Tim Penulis

DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Halaman Perancis	ii
Prakata	iii
Daftar Isi	iv
Daftar Gambar	vi
Daftar Tabel	vii
Daftar Simbol Dan Singkatan	viii
BAB I. Pendahuluan	1
BAB II. Teori Surfaktan Dalam Perolehan Minyak	3
2.1. Jenis dan Karakteristik Surfaktan	3
2.2. Mekanisme Perolehan Minyak dengan Injeksi Surfaktan	7
2.3. Faktor yang Mempengaruhi Injeksi Surfaktan	9
BAB III. Teori Polimer Dalam Perolehan Minyak	14
3.1. Jenis dan Karakteristik Polimer	14
3.2. Mekanisme Perolehan Minyak dengan Injeksi Polimer	17
3.3. Faktor yang Mempengaruhi Injeksi Polimer.....	21
BAB IV. Sinergi Surfaktan dan Polimer dalam Perolehan Minyak Tahap lanjut	31
BAB V. Pemodelan Injeksi Surfaktan-Polimer dengan Simulator STARS	35
5.1. Tahapan Simulasi.....	35

DAFTAR ISI

(lanjutan)

5.2. Studi Kasus	65
BAB VI. KESIMPULAN.....	79
DAFTAR PUSTAKA.....	80

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Bentuk <i>Micelle</i>	6
Gambar 2.2 Skema Konsentrasi Kritis <i>Micelle</i>	7
Gambar 2.3 Mekanisme Injeksi Surfaktan	9
Gambar 2.4 Pengaruh Konsentrasi Surfaktan terhadap Adsorpsi	11
Gambar 2.5 Hubungan antara Injeksi Kumulatif Surfaktan terhadap Minyak yang Diperoleh.....	11
Gambar 2.6 Pengaruh NaCl terhadap Tegangan Permukaan Minyak-Air	13
Gambar 3.1 Struktur HPAM.....	16
Gambar 3.2 Struktur Xanthan Gum	17
Gambar 3.3 Mekanisme Injeksi Polimer	18
Gambar 3.4 Diagram Sistem Manifold untuk Distribusi Fluida Injeksi.....	20
Gambar 3.5 Tipe Fluida Berdasarkan Perilaku Shear Stress dan Shear Rate	22
Gambar 3.6 Reologi Shear Thinning Fluid.....	23
Gambar 3.7 Pengaruh Salinitas terhadap Viskositas HPAM	24
Gambar 3.8 Pengaruh Salinitas terhadap Viskositas Xanthan.....	25
Gambar 3.9 Efek dari Konsentrasi Fe^{2+} terhadap Viskositas HPAM	27
Gambar 3.10 Hidrolisis HPAM pada Aging Time Berbeda pada 75 °C	28
Gambar 3.11 Gradien Temperatur vs Stabilitas Termal Polimer	30

Gambar 4.1 Hubungan Viskositas HPAM terhadap ORS-41 Concentration.....	33
Gambar 4.2 Pengaruh Konsentrasi Surfactant Effect terhadap Viskositas Polimer	34
Gambar 5.1 Corner Point Model Reservoir	67
Gambar 5.2 3D Model Reservoir	68
Gambar 5.3 Grafik Viskositas Polimer HYBOMAX 4785.....	71
Gambar 5.4 Oil Recovery Factor Waterflooding, Injeksi Surfaktan, Injeksi Polimer dan Injeksi Surfaktan-Polimer	77
Gambar 5.5 Oil Rate vs Time dan Cumulative Oil vs Time di Masing-Masing Skenario.....	78
Gambar 5.6 History Matching Oil Rate vs Time dan Cumulative Oil vs Time.....	78

DAFTAR TABEL

Tabel V-1	Data Reservoir.....	66
Tabel V-2	Kondisi Initial Reservoir.....	67
Tabel V-3	Data Fluida.....	68
Tabel V-4	Pengukuran IFT Surfaktan.....	69
Tabel V-5	Pengukuran Rheologi Polimer HYBOMAX 4785 pada suhu 90 C.....	70
Tabel V-6	Perolehan Minyak dari Masing-Masing Skenario.....	77

DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

ϕ	: porositas
θ	: sudut kontak
σ	: tegangan permukaan minyak-air
λ	: mobilitas fluida
ρ_o	: densitas minyak
ρ_w	: densitas air
μ_o	: viskositas minyak
μ_w	: viskositas air
B_o	: faktor volume formasi minyak
B_{opd}	: <i>barrel oil per day</i>
B_w	: faktor volume formasi air
C_o	: kompresibilitas minyak
C_w	: kompresibilitas air
C_p	: centipoise (satuan)
Cu_{ft}	: cubic ft
EOR	: <i>enhanced oil recovery</i>
h	: kedalaman
K_{ro}	: permeabilitas relatif minyak
K_{rw}	: permeabilitas relatif air
lb	: pound (satuan)
M	: mobilitas rasio
mD	: milidarcy (satuan)
M_{ow}	: perbandingan mobilitas minyak-air

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
WOR	: water-oil rasio

BAB I

PENDAHULUAN

Tahapan pengembangan lapangan merupakan proses optimasi terhadap pengurasan dari tiap sumur. Metode enhanced oil recovery adalah salah satu metode yang meningkatkan perolehan minyak yang pada akhirnya dapat meningkatkan recovery factor. Menurut Muggeridge et al. (2014), menggunakan Metode EOR dapat meningkatkan efisiensi recovery factor sebesar 30-40%. Metode Enhanced Oil Recovery (EOR) dengan injeksi surfaktan-polimer telah terbukti efektif menurunkan saturasi minyak tersisa dalam skala percobaan di laboratorium maupun skala proyek di lapangan dengan cara menurunkan tegangan antar muka dan perbandingan mobilitas antara fasa minyak dan air (Sheng 2014). Di samping itu, penerapan injeksi surfaktan-polimer di lapangan minyak bertambah jumlahnya karena memberi sumbangan cukup besar dalam peningkatan perolehan minyak (Battistutta 2015).

Pada proses injeksi surfaktan polimer, surfaktan berperan untuk menurunkan tegangan antar muka antara fasa minyak dan air sampai pada tingkat yang dapat meningkatkan mobilitas minyak yang terperangkap. Sedangkan peran polimer adalah untuk menaikkan viskositas, menurunkan perbandingan mobilitas sehingga akan mencapai efisiensi penyapuan volumetrik yang terbesar.

Dalam penelitian ini, akan dilakukan analisa sensitivitas menggunakan simulator reservoir yaitu CMG STARS. Tujuan dilakukannya analisa sensitivitas konsentrasi surfaktan polimer adalah

untuk menyelidiki dan menganalisis perubahan recovery factor dengan menambahkan maupun mengurangi konsentrasi surfaktan polimer melalui simulasi reservoir. Simulator digunakan untuk mengetahui strategi pengembangan seperti apakah yang mampu menghasilkan peningkatan kumulatif minyak yang paling optimum. Dengan simulator, diharapkan reservoir dapat termodelkan dengan tepat dengan harapan optimasi yang dilakukan dapat tepat sasaran. Maksud penelitian ini yaitu melakukan analisa sensitivitas pengaruh dari perubahan konsentrasi surfaktan polimer dengan simulasi reservoir meliputi persiapan dan pengolahan data, pembuatan model simulasi, inisialisasi, history matching, dan prediksi recovery factor. Tujuan penelitian ini yaitu menentukan recovery factor tertinggi dengan menganalisa sensitivitas pengaruh dari perubahan konsentrasi surfaktan dan polimer terhadap kumulatif produksi minyak.

BAB II

TEORI SURFAKTAN DALAM PEROLEHAN MINYAK

2.1 Jenis dan Karakteristik Surfaktan

2.1.1 Pengertian Surfaktan

Menurut Warren S. Perkins (1998), istilah surfaktan berasal dari kata surface active agent (permukaan agen aktif). Surfaktan sangat banyak digunakan karena kemampuannya dalam mempengaruhi sifat permukaan (surface) antarmuka (interface). Interface adalah bagian atau lapisan tempat dua fasa yang tidak sama saling bertemu/kontak. Rosen (2012) juga mendefinisikan surfaktan sebagai zat kimia yang menyerap atau berkonsentrasi pada permukaan atau antarmuka fluida/cairan ketika hadir pada konsentrasi rendah dalam suatu sistem.

Menurut Sheng (2011), istilah surfaktan adalah campuran dari bahan aktif permukaan (surface active agent). Surfaktan biasanya merupakan senyawa organik yang bersifat amfifilik, artinya terdiri dari rantai hidrokarbon gugus hidrofobik, “ekor” (benci air) dan gugus hidrofilik polar “kepala” (suka air). Surfaktan akan larut dalam pelarut organik dan air. Surfaktan juga menyerap atau berkonsentrasi pada permukaan atau antarmuka cair/cair untuk mengubah sifat permukaan secara signifikan, terutama mengurangi tegangan permukaan atau tegangan antarmuka (IFT). Oleh karena itu, keduanya larut dalam pelarut organik dan air. Di dalam air, grup hidrofobik adalah hidrokarbon, fluorocarbon, rantai pendek polimer atau rantai panjang siloxane (Myers, 1987).

2.1.2 Klasifikasi Surfaktan

Berdasarkan gugus hidrofiliknya, surfaktan dibedakan kedalam 4 klasifikasi, yaitu surfaktan anionik, surfaktan kationik, surfaktan nonionik, dan surfaktan zwitterionik (Rosen, 2012). Surfaktan anionik adalah molekul surfaktan yang memiliki muatan negatif pada kelompok kepala (gugus hidrofilik). Mereka adalah yang paling umum digunakan dalam proses EOR karena sifat-sifat seperti adsorpsi yang rendah pada batuan reservoir, stabil dan ketersediaan untuk diproduksi secara ekonomis (murah). Surfaktan kationik adalah molekul surfaktan yang memiliki muatan positif pada gugus hidrofiliknya. Mereka jarang digunakan karena adsorpsi ke batuan reservoir (muatan negatif), dan biaya tinggi dibandingkan dengan surfaktan nonionik dan anionik. Surfaktan nonionik adalah molekul surfaktan yang tidak terionisasi atau tidak bermuatan. Jenis surfaktan ini memiliki kelompok ekor lebih kecil daripada kelompok kepala dan memiliki toleransi terhadap air garam bersalinitas tinggi. Surfaktan jenis ini juga memiliki kualitas yang buruk dalam mengurangi IFT sehingga mereka sering digunakan sebagai co-surfaktan. Surfaktan zwitterionic, yaitu surfaktan yang memiliki muatan positif maupun negatif, dimana muatannya bergantung pada pH. Surfaktan jenis ini sulit untuk larut dalam pelarut organik. (Castillo, 2011)

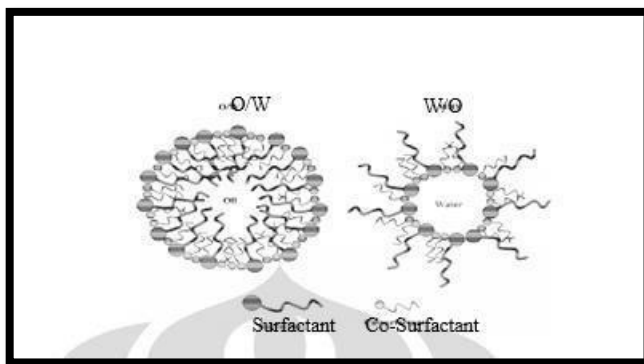
Didalam aplikasinya, keempat jenis surfaktan tersebut memiliki fungsi yang spesifik dan kondisi lingkungan kerja yang spesifik. Surfaktan anionik sangat baik digunakan untuk stimulasi batuan sandstone. Adanya unsur silika di dalam batuan sandstone yang bermuatan negatif (-) akan menyebabkan water wet pada formasi batuan sandstone. Kondisi ini akan menyebabkan turunnya gaya adhesi antara minyak dan batuan

sehingga minyak akan lepas dan lebih mudah mengalir dan sifat batuan akan berubah menjadi water wet. Sebaliknya pada batuan limestone yang bermuatan positif, penggunaan surfaktan anionik akan menyebabkan batuan bersifat oil wet (Allen and Robert, 1993).

Surfaktan kationik dengan muatan gugus hidrofiliknya yang positif akan merubah wettabilitas batuan yang memiliki muatan positif menjadi water wet seperti batuan karbonat dan akan merubah wettabilitas batuan yang bermuatan negatif seperti batuan sandstone menjadi oil wet. Surfaktan nonionik yang tidak memiliki muatan pada gugus hidrofiliknya menyebabkannya kompatibel pada kedua jenis batuan. Surfaktan nonionik akan menyebabkan water wet baik pada batuan karbonat maupun sandstone. Sedangkan penggunaan surfaktan zwitterionik pada kedua jenis batuan tersebut tergantung pada pH larutan dimana surfaktan tersebut bekerja. Pada kondisi $pH > 7$ (basa), gugus hidrofilik surfaktan zwitterionik akan bermuatan positif sehingga akan menyebabkan water wet pada batuan yang memiliki muatan positif (karbonat). Pada $pH < 7$ (asam) gugus hidrofilik surfaktan zwitterionik akan bermuatan negatif sehingga akan menyebabkan water wet pada batuan yang memiliki muatan negatif (sandstone), sedangkan pada $pH = 7$, gugus hidrofilik surfaktan zwitterionik tidak akan bermuatan. Namun pada aplikasi stimulasi surfaktan, surfaktan zwitterionik digunakan terbatas sebagai pencegah korosi dan agen pembusa (Allen and Robert, 1993; Mulyadi, 2002).

2.1.3 Karakteristik Surfaktan

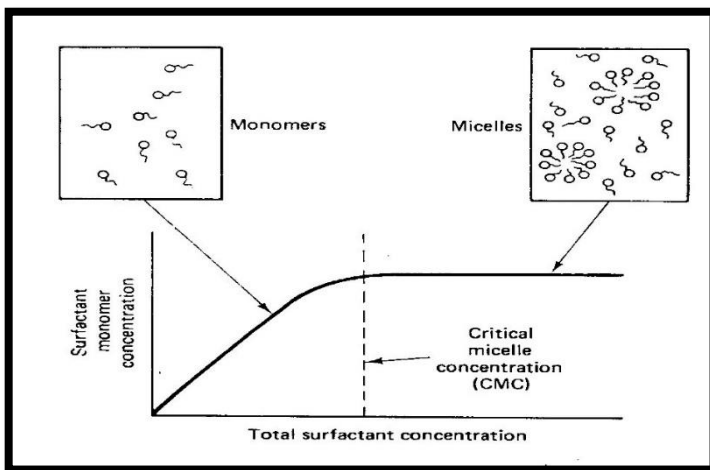
Surfaktan adalah bahan kimia yang molekulnya selalu mencari tempat diantara dua fluida yang tidak mau bercampur dan surfaktan mengikat kedua fluida tersebut menjadi emulsi. Molekul agregat surfaktan dalam air harus dibuat agar membentuk misel (micelle), yang ditunjukkan pada **Gambar 2.1**. Misel terdiri atas daerah interior hidrofobik, yaitu tempat ekor hidrofobik saling bergabung. Pada daerah ini, ekor hidrofobik dikelilingi oleh hidrofilik, yaitu tempat kepala molekul surfaktan berinteraksi dengan air. Konsentrasi ketika terbentuk misel disebut konsentrasi kritis misel (CMC). Tegangan permukaan air mengalami penurunan, dan detergensi campuran meningkat secara drastis di daerah CMC itu (Perkins,1998).



Gambar 2.1. Bentuk *Micelle*
(Myers, 1987)

Gambar 2.2. menunjukkan plot grafik antara konsentrasi surfaktan monomer dengan konsentrasi total. Plot tersebut merupakan sebuah kurva yang menggambarkan peningkatan monotonically dari awal dengan unit slope dan kemudian mendatar pada saat mencapai

konsentrasi micellar kritis (critical micellar concentration, CMC). Nilai CMC surfaktan pada industri perminyakan sangat penting. Konsentrasi surfaktan yang digunakan harus lebih tinggi dari CMC, karena berpengaruh pada penurunan tegangan antar muka. Jika konsentrasi diatas nilai CMC, maka adsorpsi surfaktan ke permukaan batuan meningkat sangat kecil. CMC mewakili konsentrasi larutan surfaktan karena hampir terjadi adsorpsi maksimum (Schramm, 2000).



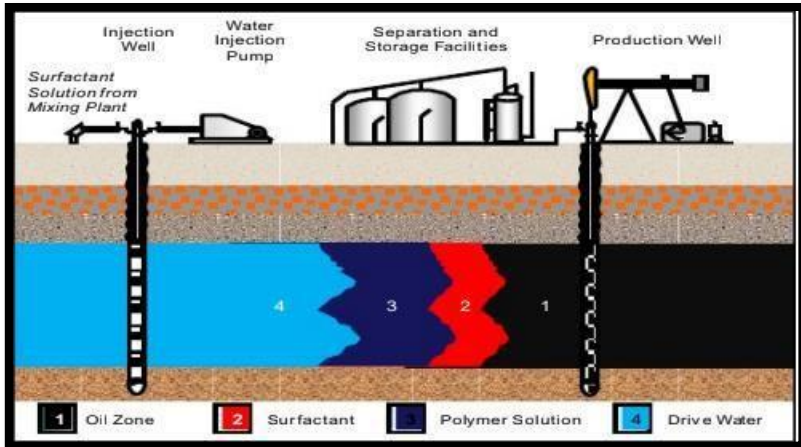
Gambar 2.2. Skema Konsentrasi Kritis *Micelle*
(Lake, Lary W, 1989)

2.2. Mekanisme Perolehan Minyak dengan Injeksi Surfaktan

Larutan surfaktan yang merupakan *microemulsion* yang diinjeksikan ke dalam reservoir. Mula-mula surfaktan akan bersinggungan dengan permukaan gelembung-gelembung minyak melalui film air yang tipis, yang merupakan pembatas antara batuan reservoir dan gelembung-gelembung minyak. Surfaktan memulai perannya sebagai zat aktif

permukaan untuk menurunkan tegangan permukaan minyak-air. Pertama molekul-molekul surfaktan yang mempunyai rumus kimia RSO_3H akan terurai dalam air menjadi ion-ion RSO_3^- dan H^+ . Ion-ion RSO_3^- akan bersinggungan dengan gelembung-gelembung minyak, yaitu gaya tolak-menolak antara kepala surfaktan anionik yang bermuatan negatif (SO_3^-) dengan batuan sandstone (SiO_2) yang memiliki banyak parsial negatif, surfaktan yang mengikat minyak pada bagian gugus R akan bergerak menjauh dari batuan dan ini akan mengakibatkan menurunkan oil wet dan menaikkan water wet. Kondisi ini akan menyebabkan turunnya gaya adhesi antara minyak dan batuan sehingga akan lepas dan lebih mudah mengalir. Sifat batuan akan berubah di water wet.

Pada operasi di lapangan, setelah slug surfaktan diinjeksikan kemudian diikuti oleh larutan polimer. Hal ini dilakukan untuk mencegah terjadinya fingering dan channelling. Karena surfaktan + kosurfaktan harganya cukup mahal, di satu pihak polimer melindungi bank ini sehingga tidak terjadi fingering menerobos zone minyak dan di lain pihak melindungi surfaktan bank dari terobosan air pendesak. Agar slug surfaktan efektivitasnya dalam mempengaruhi sifat kimia fisika system fluida di dalam batuan reservoir dapat berjalan baik, maka hal-hal di atas harus diperhatikan. Misalnya mobilitas masing-masing larutan harus dikontrol. Mobilitas slug surfaktan harus lebih kecil dari mobilitas minyak dan air didepannya. Pelaksanaan di lapangan untuk injeksi surfaktan meliputi sistem perlakuan terhadap air injeksi, sistem pencampuran slug surfaktan dan sistem injeksi fluida.



Gambar 2.3. Mekanisme Injeksi Surfaktan
(Willhite, G. Paul & Green, Don W, 1998)

2.3. Faktor yang Mempengaruhi Injeksi Surfaktan

Faktor yang mempengaruhi injeksi surfaktan diantaranya adalah adsorpsi, konsentrasi slug surfaktan, clay, dan salinitas.

2.3.1 Adsorpsi

Persoalan yang dijumpai pada injeksi surfaktan adalah adsorpsi batuan reservoir terhadap larutan surfaktan. Adsorpsi batuan reservoir pada slug surfaktan terjadi akibat gaya tarik-menarik antara molekul-molekul surfaktan dengan batuan reservoir dan besarnya gaya ini tergantung dari besarnya afinitas batuan reservoir terhadap surfaktan. Surfaktan yang baik untuk digunakan dalam enhanced oil recovery (EOR), yaitu surfaktan yang kurang teradsorpsi, Jika surfaktan tersebut memiliki tingkat adsorpsi yang tinggi, maka surfaktan yang ada dalam slug surfaktan menjadi menipis, atau surfaktan akan menempel didalam batuan dan tidak dapat menarik minyak untuk keluar dari batuan,

sehingga kemampuan untuk menurunkan tegangan permukaan minyak-air semakin menurun.

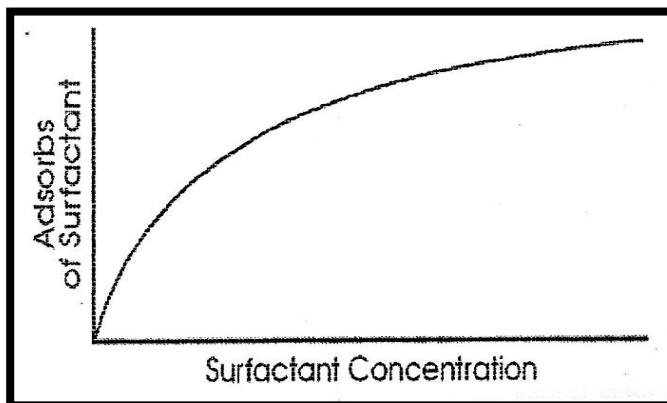
Mekanisme terjadinya adsorpsi adalah sebagai berikut, surfaktan yang dilarutkan dalam air yang merupakan mikro emulsi diinjeksikan ke dalam reservoir. Slug surfaktan akan mempengaruhi tegangan permukaan minyak-air, sekaligus akan bersinggungan dengan permukaan butiran batuan. Pada saat terjadi persinggungan ini molekul-molekul surfaktan akan ditarik oleh molekul-molekul batuan reservoir dan diendapkan pada permukaan batuan secara kontinyu sampai mencapai titik jenuh. Akibatnya kualitas surfaktan menurun karena terjadi adsorpsi sehingga mengakibatkan fraksinasi, yaitu pemisahan surfaktan dengan berat ekivalen rendah di depan dibandingkan dengan berat ekivalen tinggi.

2.3.2 Konsentrasi Slug Surfaktan

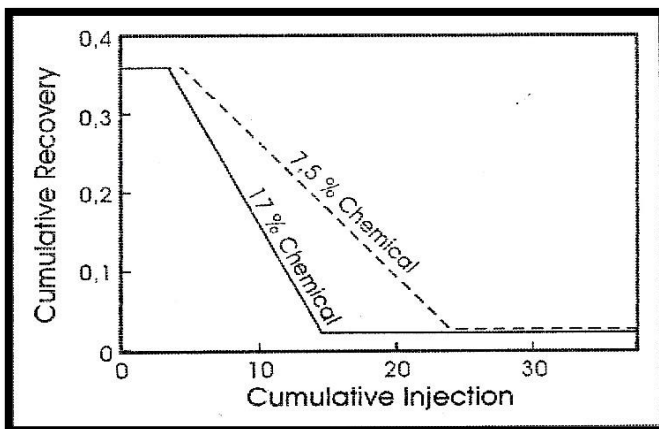
Konsentrasi slug surfaktan mempunyai pengaruh besar terhadap terjadinya adsorpsi batuan reservoir pada surfaktan yang digunakan dalam injeksi surfaktan. Apabila konsentrasi surfaktan semakin tinggi maka akan semakin mudah teradsorpsi hingga mencapai titik jenuh dimana batuan reservoir tidak dapat lagi mengadsorpsi surfaktan **Gambar 2.4.** menunjukkan pengaruh konsentrasi surfaktan terhadap adsorpsi.

Gambar 2.4. menunjukkan bahwa semakin tinggi konsentrasi surfaktan, maka adsorpsi yang terjadi akan semakin besar. Penurunan tegangan permukaan minyak-air akan terus berlangsung karena batuan reservoir akan mencapai titik jenuh dalam mengadsorpsi surfaktan,

terlihat bahwa semakin tinggi konsentrasi surfaktan, maka efek penurunan terhadap tegangan permukaan akan semakin baik.



Gambar 2.4. Pengaruh Konsentrasi Surfaktan terhadap Adsorpsi
(Kartic C, Khilar, 2004)



Gambar 2.5. Hubungan antara Injeksi Kumulatif Surfaktan terhadap Minyak yang Diperoleh
(Kartic C. Khilar, 2004)

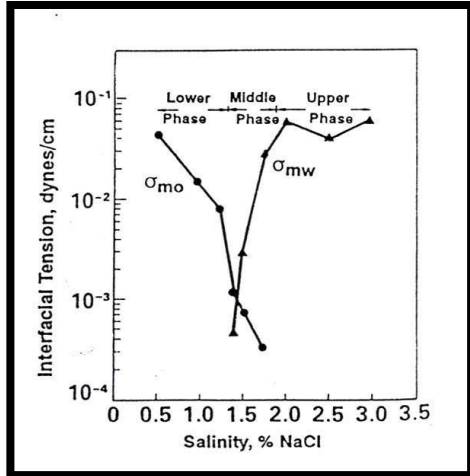
Penggunaan surfaktan dengan konsentrasi yang lebih tinggi selain mengakibatkan tegangan permukaan minyak-air turun dengan cepat, juga dapat segera mendapatkan minyak jika dibandingkan dengan surfaktan konsentrasi rendah seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.5**. yaitu surfaktan dengan konsentrasi 17% akan memperoleh minyak lebih awal jika dibandingkan dengan surfaktan yang konsentrasinya 7,5%.

2.3.3 Clay

Terdapatnya clay dalam reservoir harus diperhitungkan karena clay dapat menurunkan recovery minyak, disebabkan oleh sifat clay yang suka air (Lyophile) yang menyebabkan adsorpsi yang terjadi besar sekali. Untuk reservoir dengan salinitas rendah, peranan clay ini sangat dominan.

2.3.4 Salinitas

Salinitas air formasi berpengaruh terhadap penurunan tegangan permukaan minyak-air oleh surfaktan. Untuk konsentrasi garam-garam tertentu, NaCl akan menyebabkan penurunan tegangan permukaan minyak-air tidak efektif lagi. Hal ini disebabkan karena ikatan kimia yang membentuk NaCl adalah ikatan ion yang sangat mudah terurai menjadi ion Na^+ dan ion Cl^- , begitu juga halnya dengan molekul-molekul surfaktan.



Gambar 2.6. Pengaruh NaCl terhadap Tegangan Permukaan Minyak-Air (Huh.C ,1979)

BAB III

TEORI POLIMER DALAM PEROLEHAN MINYAK

3.1. Jenis dan Karakteristik Polimer

3.1.1 Pengertian Polimer

Polimer merupakan rangkaian molekul dengan rantai panjang yang tersusun atas unit-unit yang berulang (monomer). Injeksi polimer merupakan suatu teknik dalam peningkatan perolehan minyak dengan menambahkan polimer sebagai bahan pengental (thickening agent) kedalam air injeksi sehingga dapat memperbaiki mobilitas fluida pendorong dan meningkatkan efisiensi penyapuan. Dengan adanya injeksi polimer maka akan menghasilkan front yang stabil pada fasa pendorong dan menyebabkan penurunan nilai mobility ratio sehingga menghasilkan perolehan minyak yang lebih tinggi. Pada injeksi polimer, larutan polimer diinjeksikan ke dalam reservoir dengan injeksi freshwater slug sebelumnya. Slug polimer kemudian diikuti oleh freshwater slug lainnya dan injeksi air pendorong secara menerus.

Membahas tentang polimer, polimer erat kaitannya dengan mobility control, dimana mobility control merupakan salah satu konsep yang cukup penting dalam aplikasi injeksi polimer. Hal tersebut dapat dicapai melalui injeksi kimia yaitu polimer untuk merubah viskositas fluida pendesak. Konsep dari mobility control yaitu mobilitas dari fluida pendesak (polimer) harus sama dengan atau kurang dari (minimum) total mobilitas fluida yang didesak (minyak). Dalam aplikasi EOR, digunakan bahan kimia yaitu polimer yang ditambahkan ke dalam air injeksi sehingga mobility ratio dapat dikontrol. Istilah Mobility Control inilah

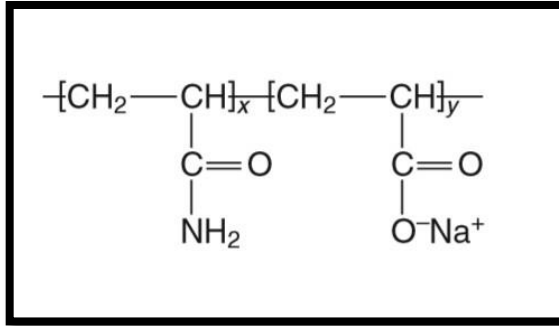
yang didefinisikan sebagai penerapan untuk mendesain harga mobility ratio agar fluida pendesak (polimer) dapat optimum dalam menyapu minyak yang ada di dalam reservoir

3.1.2 Jenis-Jenis Polimer

Secara umum, polimer terbagi menjadi dua yaitu polimer sintetik (buatan) dan biopolimer. Dua jenis polimer yang paling sering digunakan adalah hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) dan xanthan gum. Adapun polimer alami yang jarang digunakan berikut turunannya antara lain adalah guar gum, sodium carboxymethyl cellulose, dan hydroxyl ethyl cellulose (HEC).

3.1.2.1 Hydrolized Polyacrylamide (HPAM)

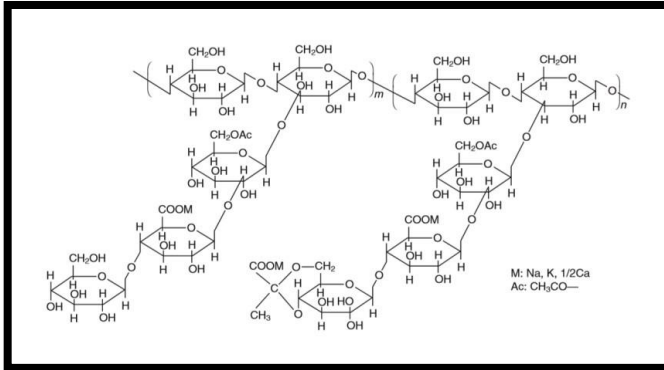
HPAM adalah polimer sintetik yang memiliki rantai lurus dan larut dalam air yang digunakan dalam aplikasi EOR. Polimer ini merupakan ko-polimer dari polyacrylamide dan polyacrylic acid yang diperoleh dengan hidrolisis parsial PAM atau dengan kopolimerisasi sodium acrylate dan akrilamida. Jenis polimer ini merupakan jenis yang paling sering digunakan dalam pengaplikasian EOR. HPAM paling disarankan selama aplikasi lapangan karena tahan terhadap serangan bakteri, memiliki kelarutan air dan kontrol mobilitas yang baik dan biaya yang murah. 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 3.1**.



Gambar 3.1. Struktur HPAM
(James Sheng, 2011)

3.1.2.2 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 3.2.** 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 biopolimer.



Gambar 3.2. Struktur Xanthan Gum
(James Sheng, 2011)

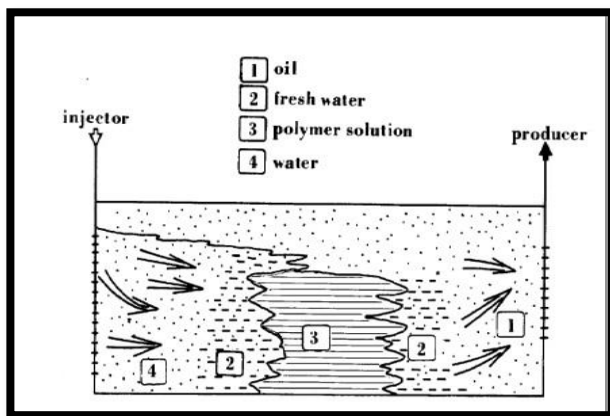
3.1.3 Karakteristik Polimer

Polimer atau sering disebut makromolekul adalah rangkaian molekul sederhana berukuran sangat panjang yang terbentuk dari perulangan unit-unit kimia kecil dan sederhana. Molekul–molekul yang bergabung membentuk polimer disebut monomer. Pengulangan dari monomer–monomer ini bisa berbentuk linier yang membentuk rantai panjang atau bisa juga rantai bercabang atau interkoneksi yang akan membentuk jaringan tiga dimensi.

3.2. Mekanisme Perolehan Minyak dengan Injeksi Polimer

Seperti halnya pada metode lainnya dalam proyek peningkatan perolehan minyak, maka saat fluida diinjeksikan masuk ke dalam sumur dan kontak pertama terjadi maka mekanisme mulai bekerja. Dengan adanya penambahan sejumlah polimer ke dalam air, akan meningkatkan viskositas air sebagai fluida pendesak, sehingga mobilitas air sendiri

menjadi lebih kecil dari semula dengan demikian mekanisme pendesakan menjadi lebih efektif. Polimer ini berfungsi untuk meningkatkan efisiensi penyapuan dan invasi, sehingga Sor yang terakumulasi dalam media pori yang lebih kecil akan dapat lebih tersapu dan terdesak. Dalam usaha proyek polimer flooding ini membutuhkan analisa dan kriteria yang tepat terhadap suatu reservoir, oleh karena itu studi pendahuluan merupakan faktor yang penting.



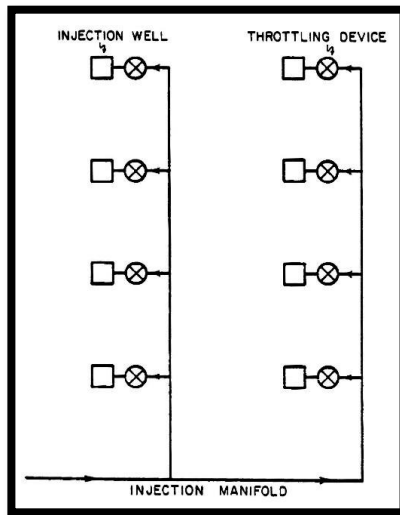
Gambar 3.3. Mekanisme Injeksi Polimer
(Carcoana, Aurel.,1992)

Dalam pelaksanaan operasi injeksi polimer di lapangan secara garis besarnya dibagi menjadi dua sistem, yaitu sistem pencampuran polimer, dimana Pencampuran polimer umumnya dilakukan di dalam fasilitas pencampur. Bagian utama dari peralatan ini adalah pencampur (mixer) polimer kering. Sedangkan sistem injeksi polimer, dimana dengan menginjeksikan fluida ke dalam reservoir melalui beberapa sumur umumnya dilakukan dengan memakai sistem manifold.

Injeksi fluida ke dalam reservoir melalui beberapa sumur umumnya dilakukan dengan memakai sistem manifold Gambar 3.15. menggambarkan system yang sederhana. Karena umumnya digunakan pompa positive displacement untuk menginjeksikan fluida ke dalam reservoir, laju aliran volumetris total dapat dikontrol untuk melihat program injeksi secara keseluruhan. Tanpa alat pengontrol aliran pada masing-masing sumur, aliran relatif dapat ditentukan dengan flow resistance (daya tahan aliran) dalam masing-masing sumur injeksi. Untuk mengimbangi injeksi yang terkontrol, dibutuhkan jenis kontrol aliran pada masing-masing sumur. Dalam beberapa kasus, jika fluida yang diinjeksikan adalah air atau slug tercampur (miscible slug), throttling valve sederhana dapat mengatur aliran fluida. Jika sejumlah sumur menerima fluida dari satu pompa dalam jumlah besar, alat-alat pengontrol tersebut menjadi tidak stabil karena seluruh sistem saling berhubungan. Perubahan sedikit saja dari alat throttling (katup penyumbat) pada satu sumur menyebabkan perubahan aliran di semua sumur yang lain karena laju alir total tetap konstan. Namun sistem ini tetap bekerja jika cukup dimonitor terhadap laju injeksi pada masing-masing sumur.

Injeksi polimer polyacrylamide memerlukan larutan khusus dalam masalah pengontrolan laju injeksi. Polimer-polimer tersebut rentan terhadap penurunan shear pada saat melewati throttling valve. Cara yang umum digunakan untuk mengontrol rate (kecepatan) adalah penempatan tubing panjang dengan diameter relatif kecil. Karena polimer-polimer sedikit sensitif terhadap viscous shear daripada viscoelastic shear di dalam pipa orifice atau peralatan yang serupa,

tubing-tubing tersebut menyempurnakan sasaran (tujuan) kontrol aliran tanpa menurunkan kualitas polimer.



**Gambar 3.4. Diagram Sistem Manifold untuk Distribusi Fluida
Injeksi**

(Van Pollen, H. K.,1980)

3.2.1 Performance Reservoir Setelah Injeksi Polimer.

Bila semua karakteristik reservoir telah cocok untuk injeksi polimer, diharapkan performance reservoir setelah injeksi polimer mempunyai hasil yang baik. Dari Data dilapangan yang telah berhasil dilakukan injeksi kimia dapat menggambarkan performance reservoir setelah injeksi kimia. Perolehan minyak tambahan yang diharapkan dari injeksi polimer adalah kira-kira sebesar 5% dari residual oil reserves. Sedangkan untuk sumur-sumur produksi reservoir minyak dengan solution gas drive, perolehan minyak bertambah kira-kira 25 %. Dan

untuk sumur-sumur produksi dengan water drive, gravity drainage perolehan minyak dapat dihasilkan sekitar 15 %.

3.3. Faktor yang Mempengaruhi Injeksi Polimer

3.3.1 Rheologi Polimer

Dalam aplikasi EOR, polimer merupakan larutan yang menarik karena sifat reologi polimer didalam larutan encer. Salah satu sifat reologi yang harus dipahami adalah viskositas polimer yang merupakan parameter penting dari suatu larutan polimer

Terdapat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi reologi polimer.

a. Pengaruh Shear Rate

Karena viskositas merupakan fungsi dari shear rate, maka terdapat perbedaan tipe fluida, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3.5.** yang menunjukkan hubungan yang berbeda antara shear stress dan shear rate. Pada kasus ini, larutan polimer, baik polyacrylamide atau xanthan, dicirikan sebagai fluida pseudoplastic yaitu viskositas polimer akan menurun seiring dengan meningkatnya shear rate. Peristiwa ini disebut juga dengan shear thinning.

Berbeda dengan fluida Newtonian, fluida Non-Newtonian memiliki hubungan yang tidak linear antara shear stress dengan shear rate, yang ditunjukkan pada Persamaan 3-1.

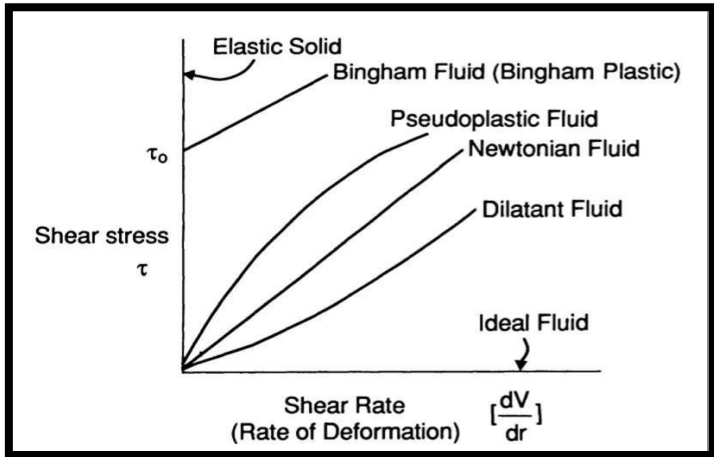
$$\tau = K\dot{\gamma}^n \dots\dots\dots (3-1)$$

Karena viskositas merupakan perbandingan antara shear stress dengan shear rate, maka apparent viscosity untuk Fluida Power-Law dapat ditulis pada persamaan berikut.

$$\eta = K\gamma^{n-1} \dots \dots \dots (3-2)$$

Untuk memperoleh parameter K dan n pada Fluida Power-Law, persamaan logaritmik ditulis.

$$\log \eta = \log K + (n - 1) \log \gamma \dots \dots \dots (3-3)$$

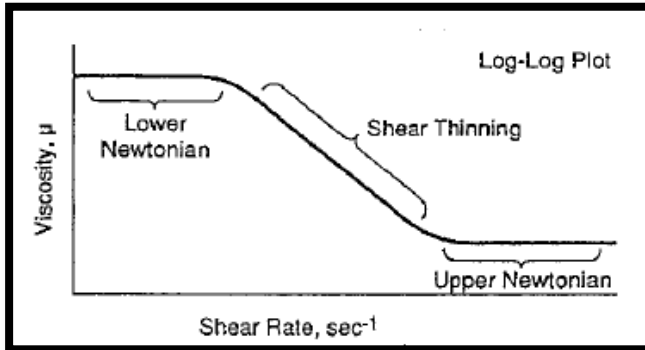


Gambar 3.5. Tipe Fluida Berdasarkan Perilaku Shear Stress dan Shear Rate

(Sorbie, K. S, 1991)

Nilai $n < 1$ menunjukkan fluida bersifat pseudoplastik, sedangkan $n > 1$ menunjukkan fluida dilatant. Umumnya apparent viscosity pada larutan polimer menurun seiring dengan meningkatnya shear rate. Dari karakteristik reologi tersebut, dengan demikian larutan polimer dapat dikatakan sebagai shear thinning. Reologi dari shear thinning fluids dapat dilihat pada

Gambar 3.5.



Gambar 3.6. Reologi Shear Thinning Fluid
(Green & Willhite, 1998)

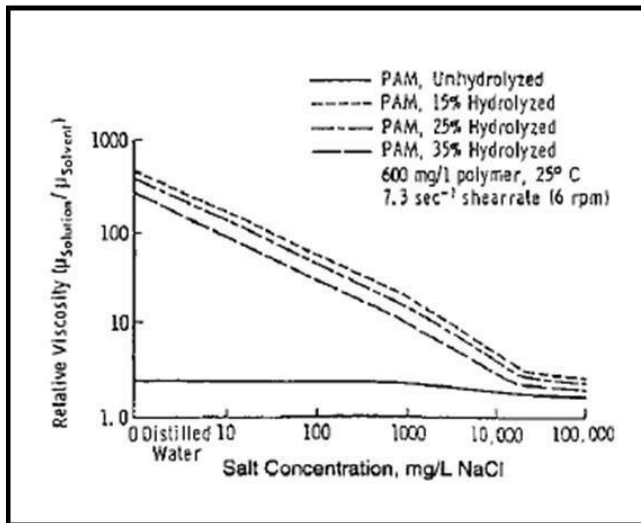
Dari **Gambar 3.6.** menunjukkan bahwa pada shear rate yang rendah, larutan polimer berperilaku seperti fluida Newtonian dengan apparent viscosity yang konstan. Pada bagian tersebut biasa disebut sebagai “Lower Newtonian Region”. Namun, ketika shear rate mulai meningkat, terdapat suatu transisi menuju perilaku shear-thinning yang direpresentasikan oleh Fluida Power-Law. Pada shear rate yang tinggi, terdapat transisi lagi dari perilaku shear-thinning menuju Newtonian.

b. Pengaruh Salinitas

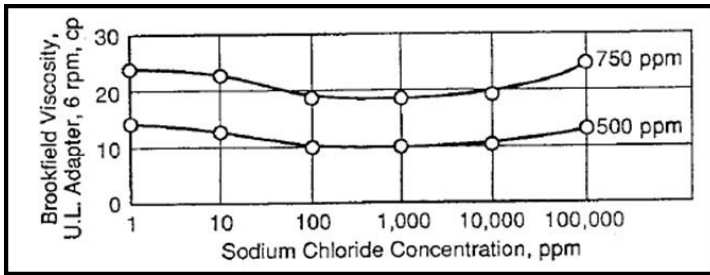
Pengaruh salinitas sangat spesifik terhadap jenis polimer, dan pengaruh terbesarnya ditemukan pada jenis polyacrylamide. **Gambar 3.6.** menjelaskan pengaruh salinitas terhadap apparent viscosity dari polimer jenis HPAM yang menunjukkan rheogram dari empat polimer dengan tingkat hidrolisis yang berbeda. Pada setiap salinitas, viskositas relatif berkurang ketika tingkat hidrolisis

meningkat. Kemudian pada **Gambar 3.7.** menjelaskan pengaruh salinitas terhadap apparent viscosity pada polimer jenis xanthan. Dibandingkan dengan larutan HPAM, viskositas larutan xanthan jauh lebih sedikit dipengaruhi oleh perubahan salinitas.

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.



Gambar 3.7. Pengaruh Salinitas terhadap Viskositas HPAM
(Green & Willhite, 1998)



Gambar 3.8. Pengaruh Salinitas terhadap Viskositas Xanthan
(Green & Willhite, 1998)

3.1.3.2 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. Ukuran molekul polimer dalam larutan tidak tetap, tetapi selalu berubah. Perubahan ini bersifat sementara atau tetap. Polimer dapat terdegradasi dengan cepat dalam kondisi tertentu. Degradasi polimer didefinisikan sebagai terputusnya rantai molekul polimer menjadi bagian unit-unit yang lebih kecil. Degradasi dapat terjadi pada polimer alam maupun polimer sintesis. Dalam kenyataannya, degradasi polimer adalah sebuah fenomena kehilangan berat molekul polimer. Degradasi molekul polimer menyebabkan pengurangan viskositas, tahanan alir dan screen factor karena berat molekul yang terpecah dan berkurang. Degradasi polimer digolongkan dalam tiga kategori penyebab: Degradasi Kimia, Degradasi Mekanis, dan Degradasi Termal.

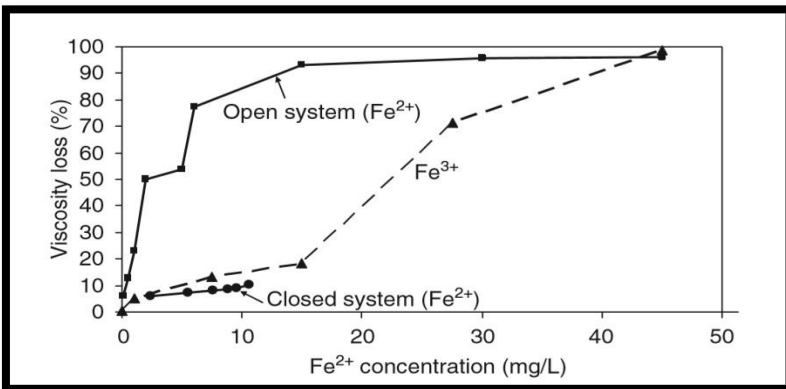
a. Degradasi Kimia

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.

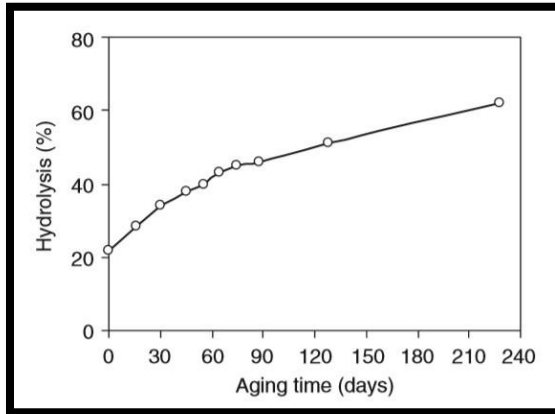
Pada reaksi reduksi oksidasi, kehadiran oksigen menyebabkan degradasi oksidatif polimer poliakrilamida. Namun, pada suhu yang rendah efek oksigen terlarut pada viskositas larutan HPAM tidak signifikan. Sebaliknya, dengan kenaikan suhu, viskositas larutan HPAM cepat berkurang seiring berjalannya waktu walaupun sejumlah oksigen tetap ada. 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 3.9**. 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, James J., 2010). Untuk

menstabilkan polimer dari efek ion besi tersebut, digunakan natrium karbonat dan bikarbonat (Levitt, D., & Pope, G. A., 2008).

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 3.10**. Pada awalnya, hidrolisis meningkat hampir secara linier dengan aging time. Setelah hidrolisis 44%, laju peningkatan melambat.



Gambar 3.9. Efek dari Konsentrasi Fe²⁺ terhadap Viskositas HPAM
(James Sheng, 2011)



Gambar 3.10. Hidrolisis HPAM pada Aging Time Berbeda pada 75 °C
(James Sheng, 2011)

b. Degradasi Mekanis

Degradasi ini menggambarkan pemecahan molekul dengan laju alir tinggi yang dekat dengan sumur akibat tekanan mekanis tinggi pada makromolekul. Efek ini hanya terjadi di dekat sumur bor dan juga pada beberapa peralatan penanganan polimer seperti pompa dan chokes. Polimer poliakrilamida sangat sensitif terhadap shear degradation karena molekulnya yang fleksibel, sebaliknya polimer xanthan gum sangat stabil terhadap degradasi mekanis. Degradasi mekanis polimer lebih signifikan pada laju alir yang tinggi, jarak aliran yang lebih lama dan permeabilitas 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.

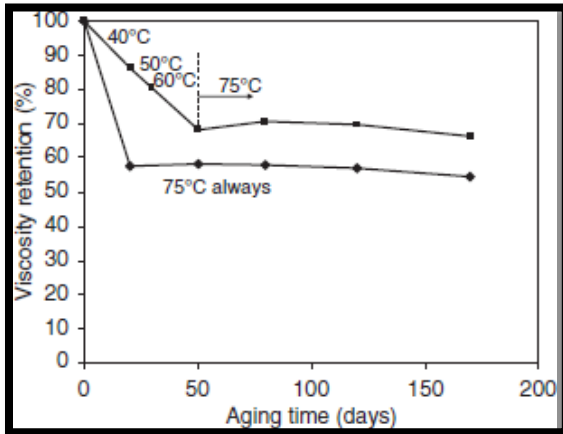
c. Degradasi Thermal

Salah satu sifat dari polimer yang baik digunakan untuk proses EOR adalah stabil dalam berbagai kondisi temperatur. Efek dari kondisi temperatur ini dapat menyebabkan degradasi pada polimer. Degradasi tersebut dapat ditandai dengan turunnya viskositas dari polimer dan diperkuat dengan meningkatnya temperatur. Pada temperatur yang tinggi, degradasi polimer berlangsung secara cepat, sedangkan sebaliknya pada temperatur yang rendah. Temperatur dapat mempengaruhi stabilitas polimer dalam hal karakteristik, yaitu viskositas dan hidrolisis.

Pengaruh temperatur pada viskositas adalah dengan naiknya temperatur, maka aktivitas dari rantai polimer dan molekul-molekulnya meningkat serta gesekan antara molekul berkurang. Dengan demikian, hambatan aliran pun berkurang dan viskositas menurun. Dengan tingginya harga tersebut, viskositas lebih sensitif terhadap temperatur. Ketika temperatur kurang dari 35°C, energi aktivitas larutan polimer rendah dan viskositas tidak berubah terlalu banyak seiring dengan naiknya temperatur. Namun, ketika temperatur lebih besar dari 35°C, energi aktivitas tinggi dan viskositas lebih sensitif terhadap berbagai macam temperatur.

Pada reservoir dengan temperatur yang tinggi, viskositas HPAM yang dekat dengan lubang sumur akan rendah jika digunakan polimer dengan hidrolisis awal yang rendah (Han, J. et. al, 2006). Selanjutnya, Sheng meneliti pengaruh dari gradient temperatur dekat lubang sumur dengan stabilitas HPAM terhadap temperatur. Dia mengamati bahwa ketika polimer dibawah degradasi termal dari

temperatur 40°C -75°C, polimer memiliki retensi viskositas yang tinggi dibandingkan ketika temperatur lebih dari 75°C (lihat **Gambar 3.11**).



Gambar 3.11. Gradien Temperatur vs Stabilitas Termal Polimer
(James Sheng, 2011)

BAB IV

SINERGI SURFAKTAN DAN POLIMER DALAM PEROLEHAN MINYAK TAHAP LANJUT

Dalam bab sebelumnya sudah dijelaskan tentang injeksi polimer dan injeksi surfaktan terhadap perubahan perolehan minyak. Injeksi polimer berperan sebagai bahan pengental yang ditambahkan ke dalam air injeksi yang dapat memperbaiki mobilitas fluida dan meningkatkan efisiensi penyapuan pada reservoir sehingga akan menghasilkan perolehan minyak yang lebih tinggi. Injeksi surfaktan berperan sebagai surface active agent dimana surfaktan berkonsentrasi pada permukaan atau antarmuka cair/cair yang mengubah sifat permukaan secara signifikan, terutama mengurangi tegangan permukaan atau tegangan antarmuka (IFT). Pada bab ini membahas tentang surfaktan-polimer (SP) flooding sebagai metode gabungan *chemical enhanced oil recovery* (EOR). Dasar-dasar *polymer flooding* dan *surfactant flooding* telah dibahas pada bab sebelumnya.

Ketika surfaktan dan polimer diinjeksikan dengan *slug* yang sama permasalahan yang sering terjadi adalah kompatibilitasnya. Kadang-kadang, polimer diinjeksikan sebelum injeksi slug surfaktan, berperan sebagai zat kimia yang teradsorpsi atau peningkatan penyesuaian terhadap batuan. Dalam situasi yang lain, polimer juga diinjeksikan setelah injeksi slug surfaktan untuk menghindari *water fingering* pada slug surfaktan. Meskipun polimer tidak diinjeksikan dan dicampurkan dengan slug surfaktan, kedua zat kimia ini akan bercampur pada antar mukanya

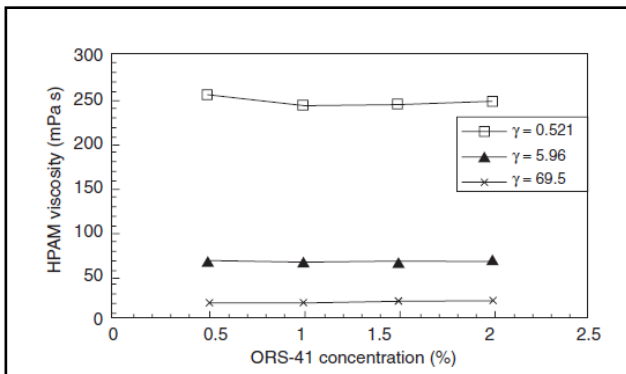
karena dispersi dan difusi. Di sisi lain polimer juga dapat bercampur dengan surfaktan karena fenomena *inaccessible pore volume* yang tidak bisa tercapai ketika diinjeksikan setelah slug surfaktan. Trushenski et al. (1974,1977) and Szabo (1979) menyebut bahwa fenomena ini disebut sebagai inkompatibilitas surfaktan-polimer.

Berbagai informasi literatur tentang interaksi surfaktan-polimer dirangkum sebagai berikut.

1. Ketika polimer ditambahkan dalam sistem surfaktan, ada dua konsentrasi kritis yaitu CAC dan CMC₂. CAC adalah konsentrasi adsorpsi kritis di mana surfaktan mulai teradsorpsi pada rantai polimer; itu lebih rendah dari konsentrasi kritis misel (CMC). CMC₂ adalah konsentrasi surfaktan di mana misel terbentuk ketika polimer hadir; itu lebih tinggi dari CMC (Li et al., 2002). Baik CAC dan CMC₂ berada di urutan besarnya CMC.
2. Surfaktan dapat bertahan dalam fase air, oleat, atau mikroemulsi tengah. Pada dasarnya semua polimer dalam larutan surfaktan-polimer, bagaimanapun, tetap berada dalam fase paling berair, tidak peduli di mana surfaktan berada (Szabo, 1979; Nelson, 1981).
3. Surfaktan memiliki dua efek pada viskositas polimer: (1) surfaktan membawa kation seperti Na⁺ untuk mengurangi viskositas polimer; (2) dengan penambahan surfaktan dapat terbentuk agregat sehingga viskositas polimer meningkat. Secara praktis, surfaktan tidak mengubah viskositas HPAM secara signifikan (lihat Gambar 4.1). Kedua efek membatalkan satu sama lain. Namun, viskositas polimer asosiasi hidrofobik sangat

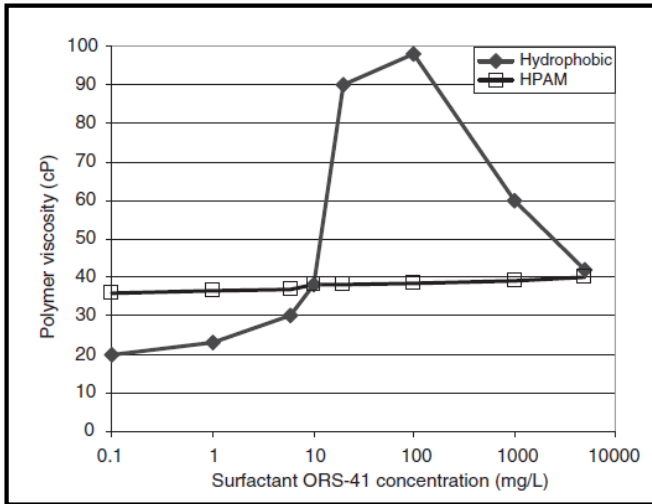
sensitif terhadap konsentrasi surfaktan. Karena gugus hidrofobik dalam polimer dapat dilarutkan menjadi misel sehingga interaksi molekulnya menjadi lebih besar. Viskositas yang dihasilkan meningkat tetapi bervariasi dengan konsentrasi surfaktan, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.2. Dalam gambar ini, polimer asosiasi hidrofobik adalah AP-P (600 mg/L), dan HPAM adalah Alcoflood 1275A (800 mg/L). Airnya adalah air injeksi Daqing, dan suhunya 45°C.

4. Surfaktan dapat bertahan dalam fase air, oleat, atau mikroemulsi tengah. Pada dasarnya semua polimer dalam larutan surfaktan-polimer, bagaimanapun, tetap berada dalam fasa air tidak peduli di mana surfaktan berada (Szabo, 1979; Nelson, 1981).



Gambar 4.1. Hubungan Viskositas HPAM terhadap ORS-41 Concentration

(Kang, 2001)



Gambar 4.2. Pengaruh Konsentrasi Surfactant Effect terhadap Viskositas Polimer
(Kang, 2001)

BAB V

PEMODELAN INJEKSI SURFAKTAN POLIMER DENGAN SIMULATOR CMG STARS

5.1. Tahapan Simulasi

A. MEMBUAT MODEL *RESERVOIR*

- 1) Buka *builder* dan pilih seperti yang ditunjukkan di bawah ini.

The image shows a software dialog box titled "Builder - Reservoir Simulator Settings". It contains several sections for configuring simulation parameters:

- Simulator:** Radio buttons for GEM, IMEX, and STARS (selected).
- Working Units:** Radio buttons for SI, Field (selected), Lab, and MODSI. An "Advanced..." button is below.
- Porosity:** Radio buttons for Single Porosity (selected), DUALPOR, DUALPERM, MINC, and SUBDOMAIN.
- Shape Factor:** Radio buttons for Gilman and Kazemi (selected) and Warren and Root.
- Subdivisions for Matrix Blocks:** A text input field for "Number of subdivisions" containing the value "2". A larger empty text input field for "Volume fractions (2 values expected)".
- Simulation Start Date:** Input fields for Year (2021), Month (1), and Day (1).
- Buttons for "OK" and "Cancel" are located at the bottom right.

Sebelum memulai, pilih *settingan field unit* kemudian klik OK.

- 2) Klik *reservoir >> create grid >> cartesian*, Kemudian masukkan informasi seperti di bawah ini. Penentuan I, J, K untuk menentukan seberapa luas model hipotetik anda dan anda dapat membuat model ukuran *reservoir* berdasarkan data-data yang ada.

Create Cartesian Grid

Grid Type

Cartesian
 Corner point (orthogonal)

K Direction

Up
 Down

Number of Grid Blocks

I direction: 10
 J direction: 10
 K direction: 4

Block widths

I direction: 10*100
 J direction: 10*100

Controlling Grid spacing

Snap spacing

Snap grid lines as multiples of:

I direction: 1
 J direction: 1

OK Cancel

3) Klik *array properties*, kemudian akan muncul tampilan seperti ini.

General Property Specification

Edit Specification

Only for Start Time. Go to Property: Grid Top Use Regions / Sectors

	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J
UNITS:	ft		md	n
SPECIFIED:	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	
Whole Grid		0.38		
Layer 1	20		200	200
Layer 2	15		150	150
Layer 3	18		175	175
Layer 4	17		185	185

OK Cancel

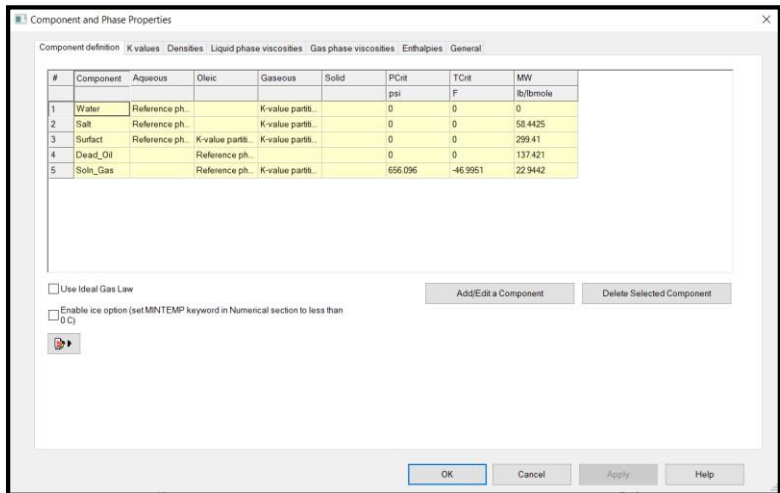
Dari tampilan di atas, isi data-data yang diperlukan untuk membuat model hipotetik. Data-data bisa anda sesuaikan berdasarkan data

coreflood atau data lapangan. Dalam hal ini, penulis akan membuat model hipotetik dengan data sederhana dengan 4 *layer*.

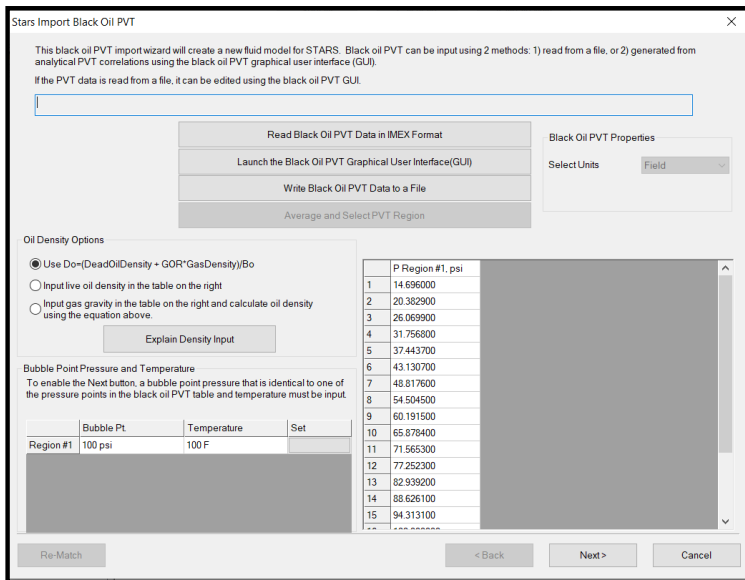
- *Grid Top* (ft) 2500
- *Grid Thickness* (ft) : 20, 15, 18, 17
- *Porosity* (fraksi) : 0.38
- *Permeability i* (md) : 200, 150, 175, 185
- *Permeability j* (md) : 200, 150, 175, 185
- *Permeability k* (md) : 20, 15, 17.5, 18.5

B. INPUT DATA PVT RESERVOIR

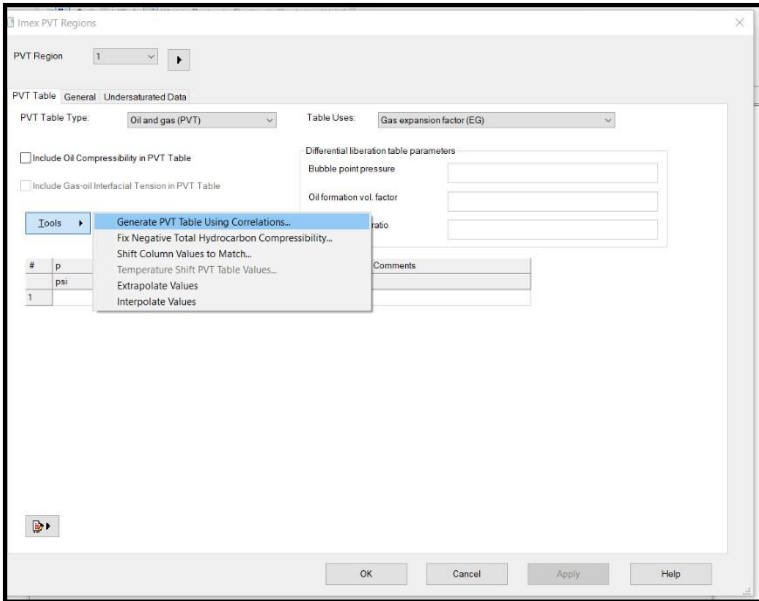
- 1) Untuk memasukkan data-data fluida *reservoir*, klik *component* dan pilih “*add/edit component*”. Tampilan akan menjadi seperti ini. Kalian dapat memasukkan data-data sesuai model lapangan atau data hasil uji lab.



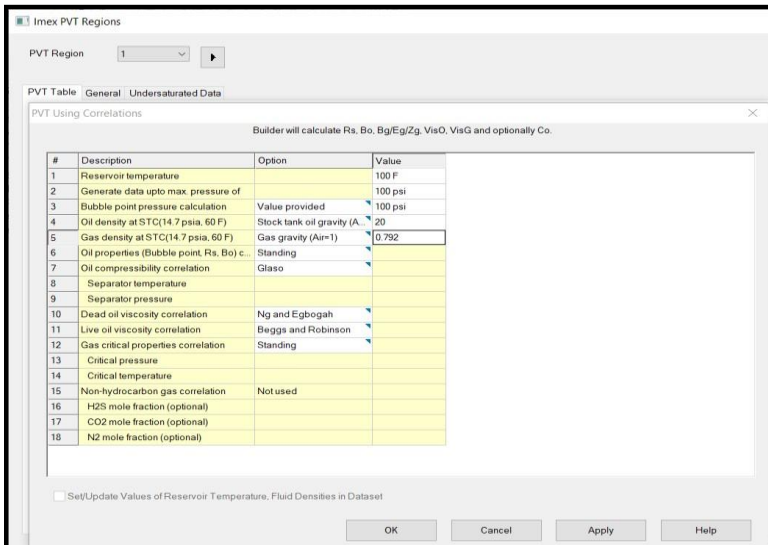
- 2) Jika data-data berasal dari hasil uji lab, maka kita bisa memasukkan data sesuai fluida yang kita uji. Namun dalam percobaan ini, penulis memasukkan data fluida *reservoir* berdasarkan hasil *default* dari CMG STARS namun masih tetap membutuhkan data-data utama seperti tekanan *reservoir*, temperatur, *oil density*, *gas density*, *water properties* dll. Tampilan gambar akan seperti di bawah ini. Klik “*component*” dan pilih “*import PVT Black Oil*”.



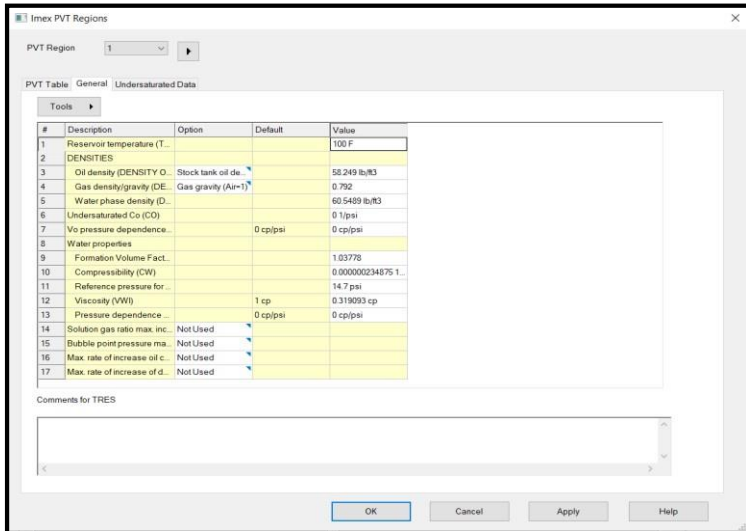
- 3) Setelah itu klik “*select units*” dan pilih parameter sesuai data Anda. Dalam hal ini penulis memakai parameter “*field units*” dan klik “*Launch the Black Oil PVT Graphical User Interface*”. Tampilan akan menjadi seperti di bawah ini.



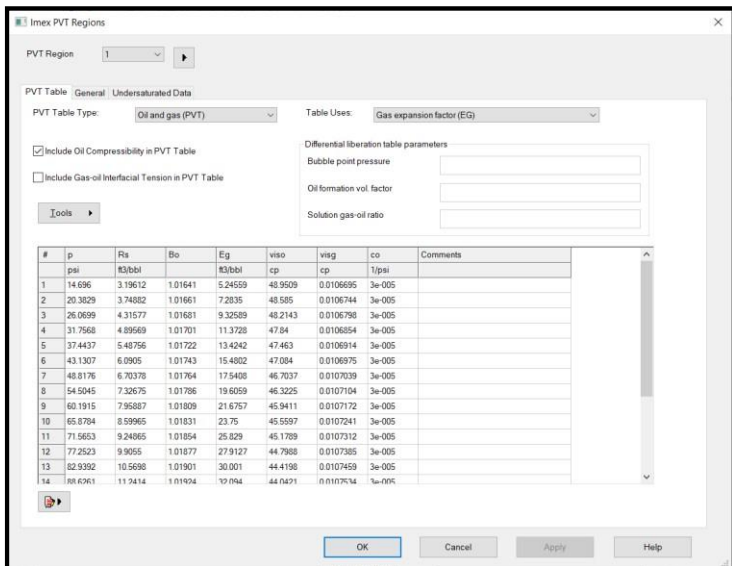
- 4) Pilih “generate PVT using table correlation” dan pilih “PVT Table” dan tampilan akan menjadi seperti di bawah ini.



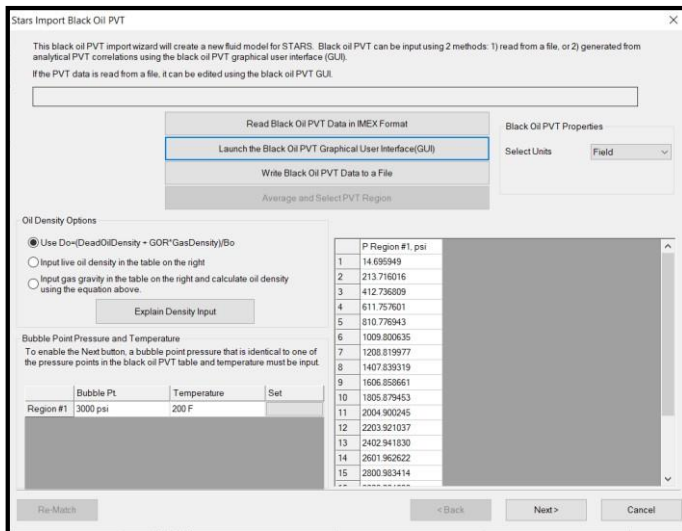
5) Setelah itu klik “general” dan tampilan menjadi seperti di bawah ini.



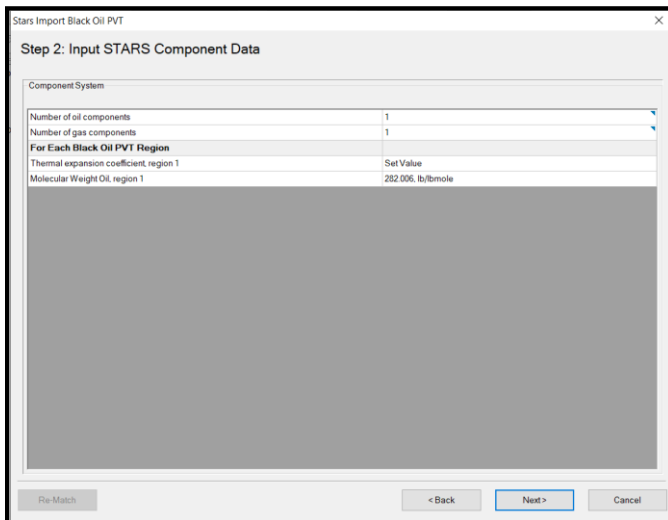
6) Setelah data-data terisi semua maka hasil dari “generate PVT table” akan menjadi seperti di bawah ini. Klik “OK”.



- 7) Setelah itu anda dapat mengisi kolom “*bubble point*” kemudian klik “*next*”.



- 8) Tampilan akan menjadi seperti ini. Anda masukkan data-data yang tersedia dan pilih “*next*”.

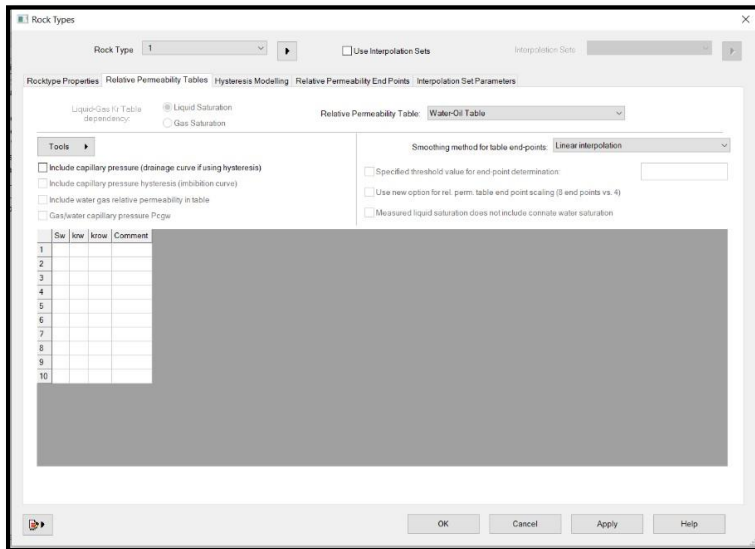


- 10) Gambar di atas merupakan *step* 4 dimana data ini merupakan data opsional (tambahan) saja, anda bisa menambahkan data-data tambahan terkait suhu dan tekanan permukaan, dan klik “*next*”. Maka tampilan akan menjadi seperti di bawahini.

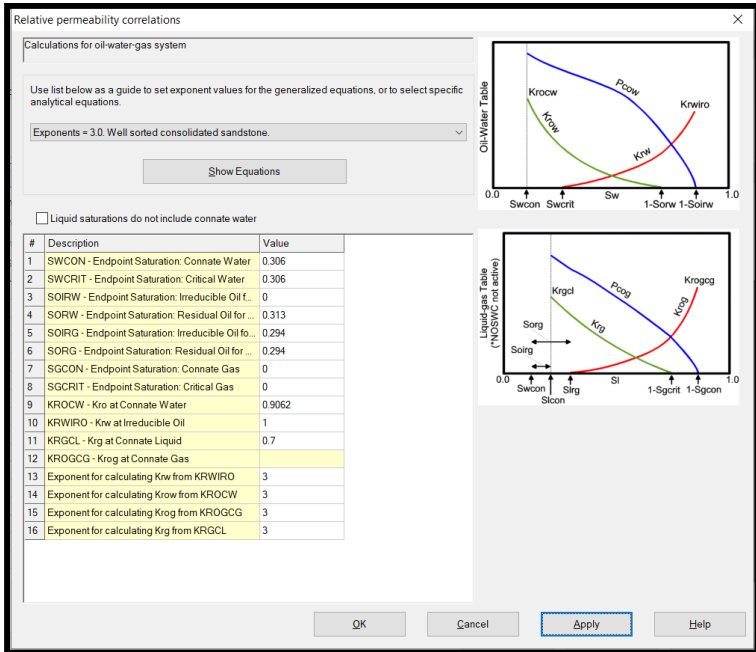
C. INPUT DATA ROCK FLUID

- 1) Untuk membuat data permeabilitas relatif batuan, klik “*Rock Fluid*” kemudian klik dua kali pada jenis fluida batuan.
- 2) Klik panah di sebelah rock type dan pilih “*new rock type*” kemudian tampilan akan menjadi seperti di bawah ini. Anda bisa memasukkan data-data sampel batuan berdasarkan perhitungan excel. Jika pada lapangan memiliki sampel beberapa *rock region* maka anda harus menambah data batuan dengan mengklik ‘*new rock type*’. Dalam hal

ini penulis melakukan “generate using table correlations” dengan cara klik “tools” dan pilih “generate using table correlations” dengan anggapan batuan *reservoir* terdiri dari batupasir.

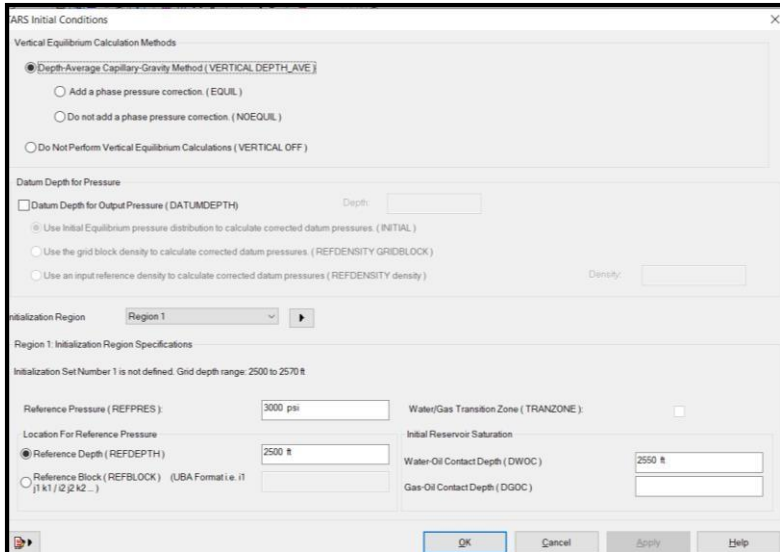


Untuk memasukkan data-data tersebut diperlukan data sample batuan seperti Swc, Sor, Krow, Krwiro, Krgcl agar *system defaults* CMG STAR dapat meng-*generate* dengan optimal. Perlu diketahui jika anda melakukan penyesuaian antara data simulator dan data hasil sampel *coreflood*, maka anda harus mengubah grafik permeabilitas relative. Setelah dilakukan *defaults system* oleh CMG STAR maka data batuan telah *valid* untuk dilakukan *step* selanjutnya.



D. INISIALISASI

- Langkah selanjutnya merupakan tahap inisialisasi dimana pengkajian ulang data yang dimasukkan ke dalam simulator. Proses inisialisasi tidak akan berjalan jika terdapat kekurangan data. Klik “*initial conditions*” dan isi data- data terkait kedalaman *reservoir*, tekanan awal *reservoir* dan batas WOC dan GOC.



- 2) Klik OK jika sudah selesai.
- 3) Langkah selanjutnya yaitu klik “numerical” dan klik dua kali “numerical control”. Fungsi pengaturan numerical ini untuk melakukan *settingan* yang optimal dalam melakukan *running* nantinya.
- 4) Data yang sesuai untuk meng-*input numerical control*:
 - *First Time Step Size after Well Change (DTWELL)* = 0.025 day
 - *Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)* = 0.2 day
 - *Maximum Timesteps Size (DTMAX)* = 99999
 - *Isothermal Option* = OFF
 - *Model Modulation* = SXY
- 5) Setelah selesai, klik OK.


STARS Numerical

2021-01-01 (Numerical) [icon]

General Numsol

Keyword Description	Default Value	Dataset Value	Set At Time
Timestep Control Keywords			
Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)	9999	99999	
Maximum Time Step Size (DTMAX)	1e+020 day	0.2 day	
Minimum Time Step Size (DTMIN)	1e-006 day		
First Time Step Size after Well Change (DTWELL)		0.025 day	
Solution Method Keywords			
Isothermal Option (ISOTHERMAL)	OFF		
Model Formulation (TFORM)	SXY		
Under-Relaxation Option (UNRELAX)	-1		
Upstream Calculation Option (UPSTREAM)	NILEVEL		
Maximum Newton Iterations (NEWTONCYC)	15		
Maximum Time Step Cuts (NCUTS)	7		
Maximum Pressure Limit (MAXPRES)	145038 psi		
Minimum Pressure Limit (MINPRES)	725189 psi		
Minimum Temperature Limit (MINTEMP)	33.8 F		
Maximum Temperature Limit (MAXTEMP)	3632 F		
Maximum Phase Switches per Time Step (PVTOSCMAX)	60		
Adaptive Implicit Method (AIM)	OFF		
Frequency of Checking for Backward Switching (BACK)			
Threshold Value (THRESH)			
Material Balance Iterations (MATERIAL)	3		

STARS Numerical

2021-01-01 (Numerical) 

General Numset

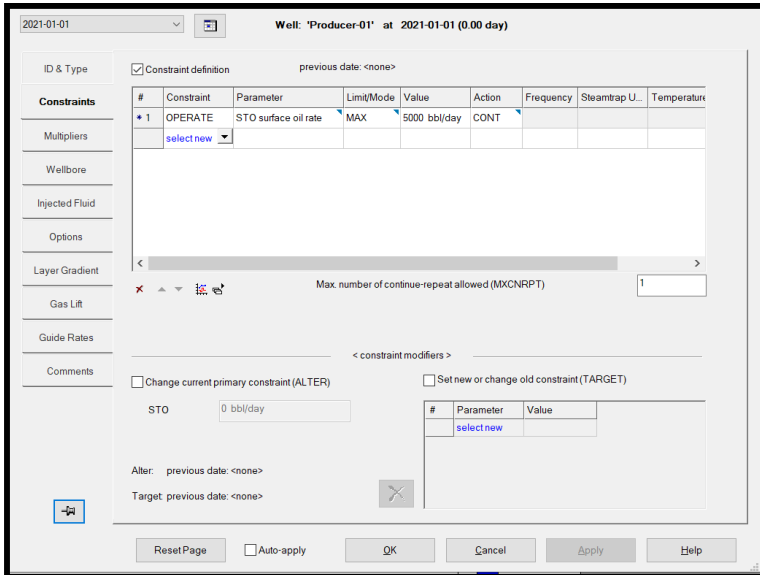
Keyword Description	Default Value	Dataset Value	Set At Time
Threshold Value (THRESH)			
Material Balance Iterations (MATBALITER)	3		
Material Balance Error Tolerance (MATBALTOL)	0.0001		
Linear Solver Keywords			
Linear Solver Precision (PRECC)	1e-006		
Well Pre-Elimination Control (MAXLAYPRE)	3		
Linear Solver Ordering (SORDER)	REDBLACK		
Linear Solver Factorization (SDEGREE)	1		
Linear Solver Pivot Stabilization (PIVOT)	OFF		
Linear Solver Iterations (ITERMAX)	30		
Linear Solver Orthogonalizations (NORTH)	30		
Parallel Processing Keywords			
Target number of planes per Jacobian domain (DPLANES)	4		
Number of threads to be used (PINTHRDS)	1		
AIMSOL/PARASOL Switch (SOLVER)	AIMSOL		
Number of scaling and GMRES vector operation classes (PNPROSL)			
Factorization degree within PARASOL classes (PDEGAA)			
Factorization degree between PARASOL classes (PDEGAB)			
Red-Black ordering check for PARASOL (CHECKRB)			
Dynamic Grid Keywords			
Time interval to recompute dynamic gridting (DYNAGRID-TINT)			

E. INPUT DATA SUMUR PRODUKSI DAN INJEKSI

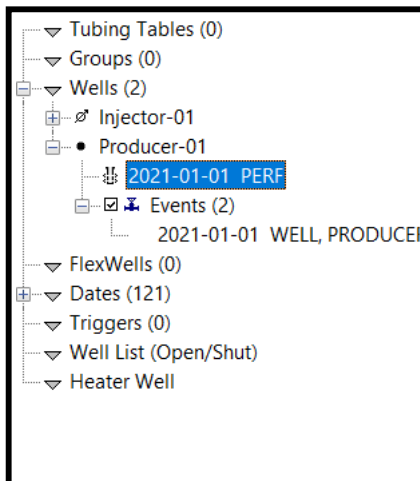
- 1) Tahap selanjutnya yaitu membuat sumur produksi dan sumur injeksi guna mengetahui seberapa besar minyak dapat terproduksi ke permukaan. Dalam hal ini penulis membuat 1 sumur produksi dan 1 sumur injeksi. Proses ini dinamakan *basecase waterflooding*.
- 2) Pada tahapan ini hanya perlu melihat seberapa jumlah minyak yang dapat terproduksi dan belum ditambahkan injeksi kimia.
- 3) Klik ‘well’ dan pilih ‘new well’. Tentukan sumur baru, pilih jenis sumur menjadi ‘producer’ dan atur tanggal sumur berproduksi. Kemudian klik OK.

The screenshot shows the 'Create New Well' dialog box. The 'Name' field is set to 'Producer-01'. The 'Add multiple wells numbered' checkbox is unchecked, with '1' and '10' entered in the respective boxes. The 'Type' dropdown is set to 'PRODUCER'. The 'Group' dropdown is set to '<None>'. The 'Fraction' checkbox is unchecked, with '0' entered in the box. The 'Simulation start date' is '2021-01-01' and the 'Definition date' is also '2021-01-01'. The 'Add wells using a drilling schedule of' checkbox is unchecked, with '1' and '2' entered in the boxes. The 'OK' button is highlighted.

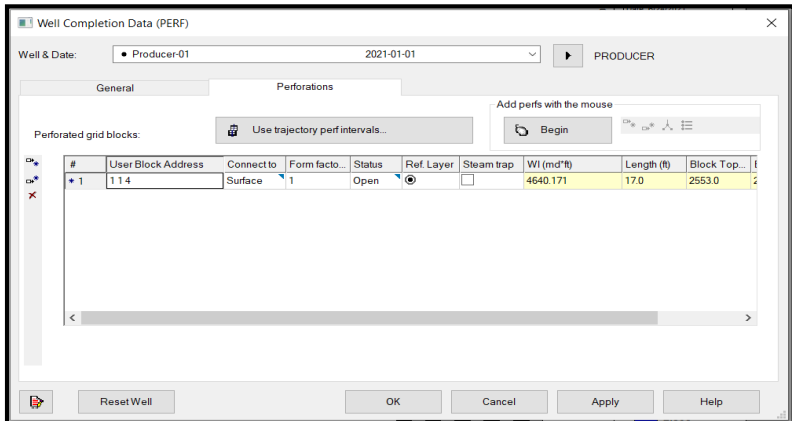
- 4) Setelah itu pilih ‘constraint’. Tambahkan *constraint* dan pilih ‘STO’. Dalam pengerjaan ini besarnya STO sebesar 5000 bbl/day.



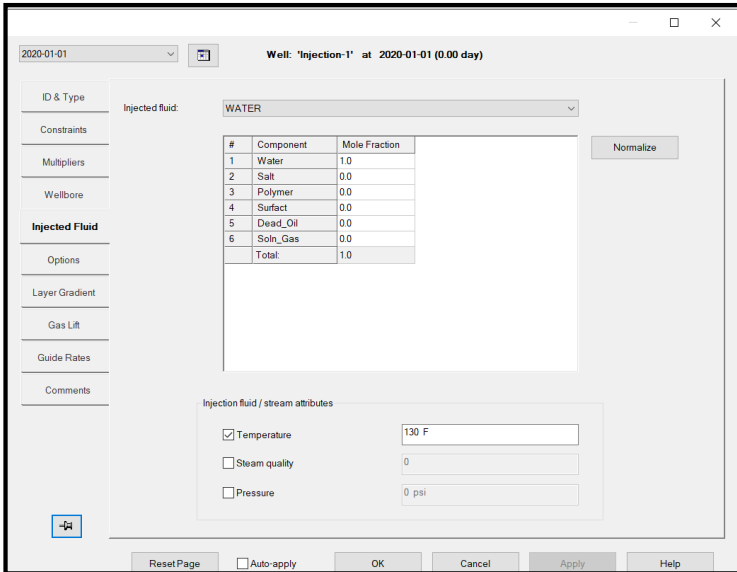
5) Klik OK. Tahap berikutnya yaitu peletakan perforasi di sumur produksi.



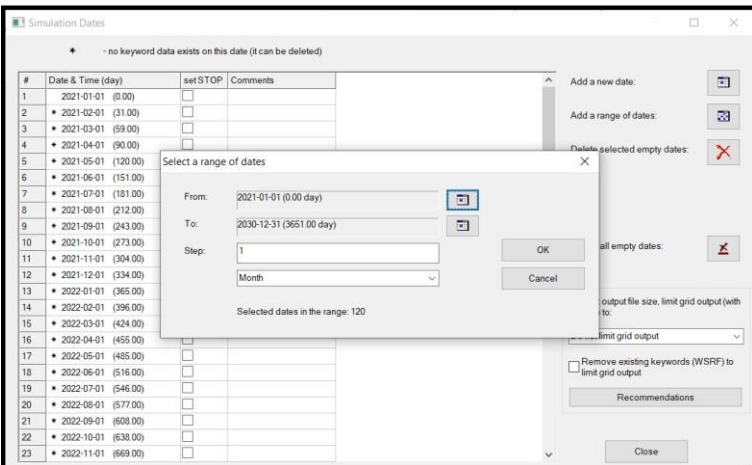
- 6) Klik dua kali di bagian perforasi kemudian setel lapisan dimana sumur akan dilakukan perforasi. Pilih lokasi *grid cell* untuk penentuan perforasi



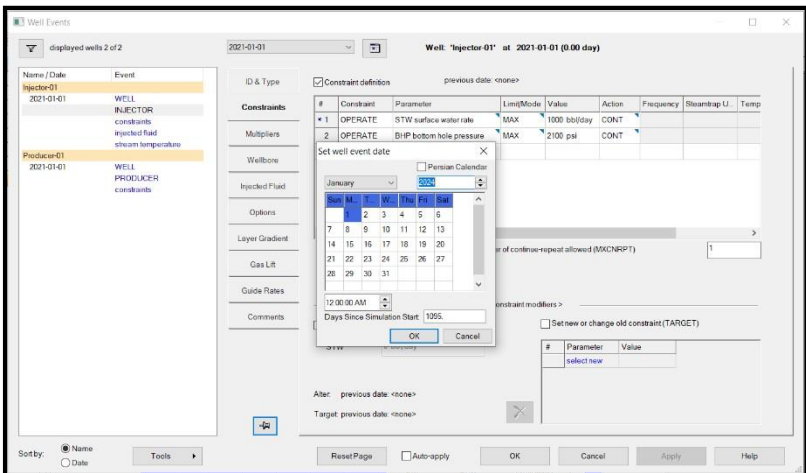
- 7) Tahap selanjutnya yaitu membuat sumur injeksi dimana langkah-langkahnya sama seperti **langkah 3** namun jenis tipe sumur diubah menjadi “*injector unweight*”.
- 8) Setelah itu pilih “*constraint*”. Tambahkan *constraint* dan pilih “STW” dan BHP. Dalam pengerjaan ini besarnya STO sebesar 1000 bbl/day dan BHP sebesar 2200 psi.
- 9) Untuk sumur injeksi, perlu dipastikan kembali bahwa total fluida yang diinjeksikan berupa air 100 persen.
- 10) Pembuatan skenario *basecase waterflooding* telah selesai.



11) Penentuan tanggal simulasi dapat diatur pada bagian “dates” kemudian atur tanggal berapa lama simulasi ingin dilakukan.



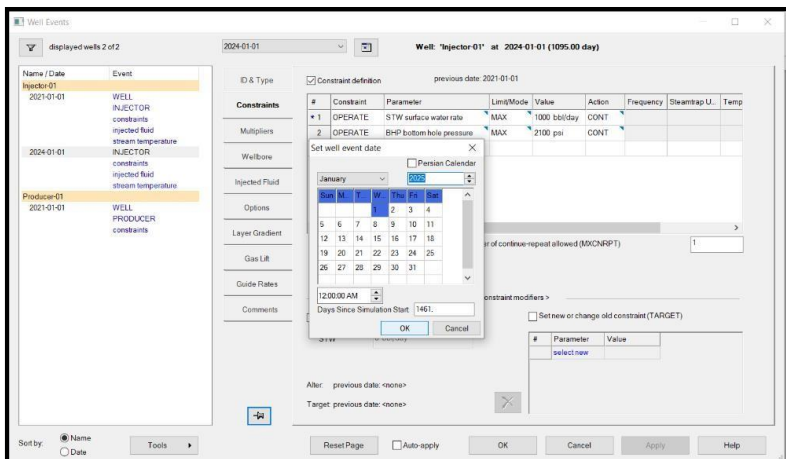
- 12) Pada gambar di atas, penulis membuat lama waktu simulasi sepanjang 10 tahun mulai dari 2021-2030.
- 13) Tahap selanjutnya yaitu penambahan tanggal dimulainya injeksi *surfactant* dan polimer dilakukan. Berikut waktu yang ditentukan dalam injeksi *surfactant* dan polimer.
- 0 – 1094 days = *waterflooding*
 - 1095 – 1460 days = *injection surfactant slug*
 - 1461 – 1825 days = *first water chase slug*
 - 1826 – 2920 days = *polymer slug*
 - 2921 – 3651 days = *second water chase slug*
- 14) Langkah selanjutnya, klik dua kali pada bagian sumur injeksi, kemudian klik *injector*, kemudian pilih kotak tabulasi tanggal, lalu setel tanggal injeksi *surfactant* yang pertama.



- 13) Setelah OK, pilih *checklist* pada *constraint definition*, kemudian *apply*. Tampilan akan menjadi seperti berikut.

Name / Date	Event
Injector-01	
2021-01-01	WELL INJECTOR constraints injected fluid stream temperature
2024-01-01	INJECTOR constraints injected fluid stream temperature
Producer-01	
2021-01-01	WELL PRODUCER constraints

- 14) *Settingan* untuk penentuan tanggal injeksi *surfactant* telah selesai. Namun perlu diingat bahwa pada tahap ini belum mengkomposisikan jumlah *surfactant* dan polimer sebagai fluida injeksi. Untuk penambahan *surfactant* dan polimer akan dijelaskan setelah pembahasan ini.
- 15) Setelah itu lakukan langkah yang sama seperti **langkah 12** untuk menentukan tanggal *first water chase slug*. *Setting* tanggal yang diinginkan.



- 16) Setelah OK, pilih *checklist* pada *constraint definition*, kemudian *apply*. Tampilan akan menjadi seperti berikut. Sekali perlu diingat bahwa pada tahap ini belum mengkomposisikan jumlah *surfactant* dan polimer yang hendak diinjeksikan.

Name / Date	Event
Injector-01	
2021-01-01	WELL INJECTOR constraints injected fluid stream temperature
2024-01-01	INJECTOR constraints injected fluid stream temperature
2025-01-01	INJECTOR constraints injected fluid stream temperature

- 17) Setelah itu lakukan langkah yang sama seperti **langkah 12** untuk menentukan tanggal *injection polymer slug*. *Setting* tanggal yang diinginkan.

The screenshot shows the 'Well Events' software interface. On the left, a list of wells is displayed, including 'Injector-01' and 'Producer-01'. The main window shows the 'Constraint definition' for 'Well: Injector-01' at '2025-01-01 (1461.00 day)'. A 'Set well event date' dialog box is open, showing a calendar for January 2025. The date '2025-01-01' is selected. The dialog also includes a 'Parisian Calendar' checkbox and a 'Days Since Simulation Start' field set to '1006'. The 'OK' button is highlighted.

- 18) Setelah OK, pilih *checklist* pada *constraint definition*, kemudian *apply*. Tampilan akan menjadi seperti berikut. Sekali perlu diingat bahwa pada tahap ini belum mengkomposisikan jumlah *surfactant* dan polimer yang hendak diinjeksikan.

Name / Date	Event
Injector-01	
2021-01-01	WELL INJECTOR constraints injected fluid stream temperature
2024-01-01	INJECTOR constraints injected fluid stream temperature
2025-01-01	INJECTOR constraints injected fluid stream temperature
2026-01-01	INJECTOR constraints injected fluid stream temperature
Producer-01	
2021-01-01	WELL PRODUCER constraints

- 18) Setelah itu lakukan langkah yang sama seperti **langkah 12** untuk menentukan tanggal *second water chase slug*. *Setting* tanggal yang diinginkan.

The screenshot shows the 'Well Events' software interface. On the left, a list of wells is displayed, with 'Injector-01' selected. The main window shows the 'Constraint definition' dialog for well 'Injector-01' at date '2026-01-01'. The dialog includes a table of constraints, a 'Set well event date' calendar, and various options for wellbore and injected fluid properties.

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action	Frequency	Steamtemp U.	Temp
1	OPERATE	STW surface water rate	MAX	1000 bb/day	CONT			
2	OPERATE	DH# bottom hole pressure	MAX	2100 psi	CONT			

The 'Set well event date' dialog shows a calendar for January 2026, with the date 20th selected. The 'Days Since Simulation Start' is set to 2191.

- 19) Setelah OK, pilih *checklist* pada *constraint definition*, kemudian *apply*.
Tampilan akan menjadi seperti berikut.

Name / Date	Event
Injector-01	
2021-01-01	WELL
	INJECTOR
	constraints
	injected fluid
	stream temperature
2024-01-01	INJECTOR
	constraints
	injected fluid
	stream temperature
2025-01-01	INJECTOR
	constraints
	injected fluid
	stream temperature
2026-01-01	INJECTOR
	constraints
	injected fluid
	stream temperature
2027-01-01	INJECTOR
	constraints
	injected fluid
	stream temperature
Producer-01	
2021-01-01	WELL
	PRODUCER
	constraints

- 20) Penentuan *setting* tanggal injeksi SP telah selesai. Setelah ini akan dibahas tentang *input* komposisi *surfactant* polimer pada CMG STAR.

F. INPUT DATA UNTUK INJEKSI SURFACTANT-POLIMER

- 1) Setelah pengaturan data *setting* sumur dan tanggal injeksi SP, maka langkah selanjutnya yaitu melakukan *input* data komposisi *surfactant* polimer. Pilih *component* >> *process wizard*. Dari menu yang tersedia, pilih “*alkaline, surfactant, foam, and/or polymer flood*”. Setelah itu *next* dan pilih model “*surfactant, polymer flood*”. Tampilan akan menjadi seperti

berikut.

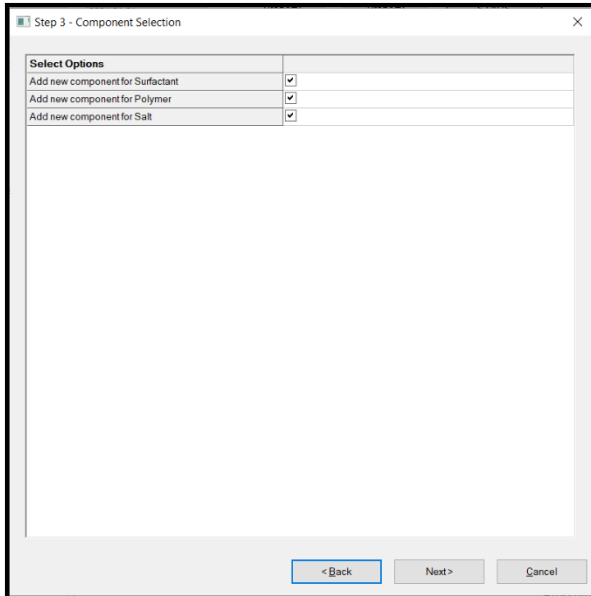
Step 2 - Input Specific Data For A.S.P. Models

Choose model
 Surfactant, polymer flood (add 2 components)

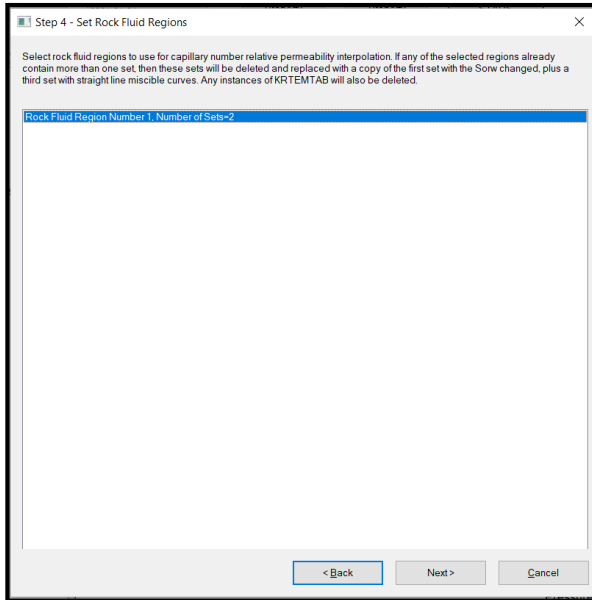
Select Options	
Polymer viscosity is a function of Salinity	<input type="checkbox"/>
Polymer is adsorbed onto the reservoir rock	<input checked="" type="checkbox"/>
Polymer resistance factor (1.0=no permeability blockage)	5
Accessible pore volume for polymer adsorption	0.3
Polymer quantity decreases with time	<input checked="" type="checkbox"/>
Polymer half life (days)	180
Use reversible partitioning of surfactant into oil	<input checked="" type="checkbox"/>
Salinity (ppm) when IFT starts to increase (partitioned m...	1000
Number of relative perm. sets for interpolation	2
Use adsorption for surfactant	<input type="checkbox"/>
Interfacial tension is also dependant on salinity	<input checked="" type="checkbox"/>
Number of surfactant weight % values for IFT	3
For IFT, surfactant weight percent #1	0.1
For IFT, surfactant weight percent #2	0.2
For IFT, surfactant weight percent #3	0.3
Model middle phase viscosity increase	<input type="checkbox"/>
Rock type for conversion of adsorption values (gm rock ...	Sandstone
Rock Density, gm/cm3	2.65
Set initial salinity (ppm) for all blocks	1000

< Back Next > Cancel

- 2) *Input* data-data terkait polimer dan *surfactant* dimana data-data di atas sangatlah berpengaruh terhadap perubahan perolehan minyak setelah diproduksi.
- 3) Selanjutnya penambahan komposisi fluida injeksi. Pada awal penentuan komponen fluida *reservoir* hanya terdiri dari *water* dan *dead oil*. *Checklist surfactant, salt, dan polymer*. Kemudian *next*.



4) Pilih *rock region fluid number*, kemudian *next*.



- 5) Pada langkah ini merupakan langkah yang cukup krusial dalam injeksi *surfactant*. *Input* data-data IFT vs konsentrasi *surfactant* berdasarkan hasil uji lab. Kemudian *next*. Perlu diingat bahwa data di bawah berdasarkan literatur yang ada. Jadi Anda bisa sesuaikan berdasarkan hasil pengujian di laboratorium.

Step 5 - Set Interfacial Tension Values

	Surfactant wt. %	Salinity, ppm Wt	IFT, (dyne/cm)
1	0.1	0	0.001
2	0.1	1000	0.001381
3	0.1	1100	0.00123
4	0.1	1200	0.00113
5	0.2	0	0.001
6	0.2	1000	0.002582
7	0.2	1100	0.002761
8	0.2	1200	0.002518
9	0.3	0	0.001
10	0.3	1000	0.002628
11	0.3	1100	0.002578
12	0.3	1200	0.002308

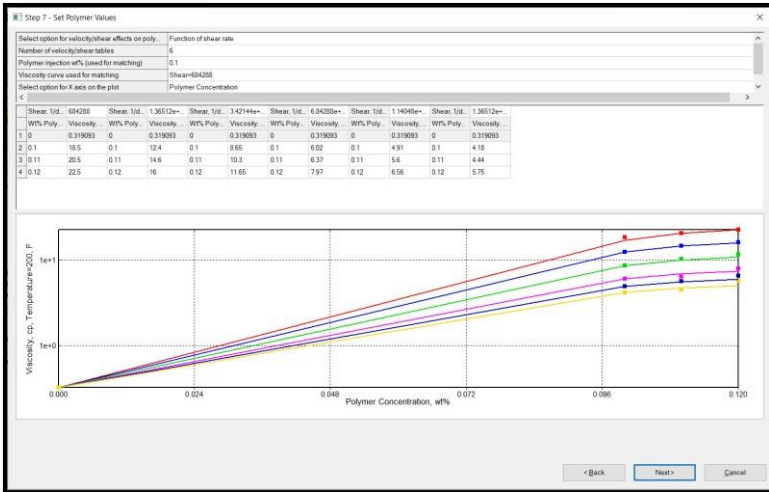
< Back Next > Cancel

- 6) Langkah selanjutnya yaitu *input* data konsentrasi dan adsorpsi polimer seperti yang ditunjukkan tabel di bawah ini. Kemudian klik *next*.

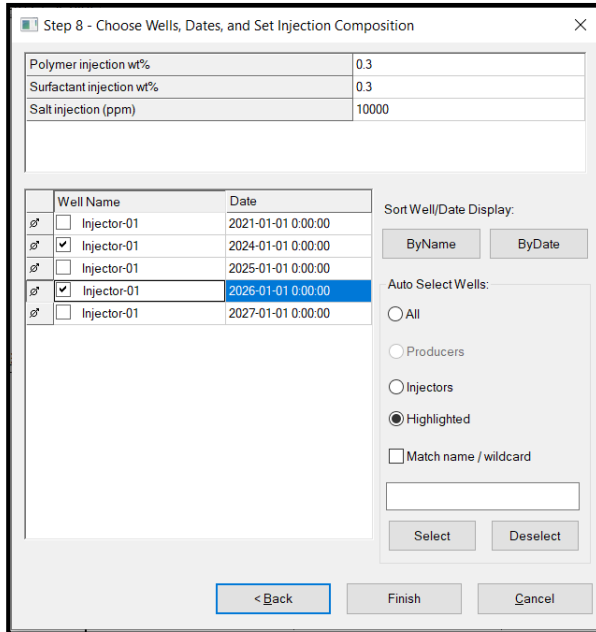
Enter porosity of laboratory polymer adsorption sample

	Weight % Polymer	Polymer Adsorption, mg/(100gm rock)
1	0	0
2	0.1	20.76

- 7) Pada bagian ini juga merupakan langkah yang cukup krusial dalam injeksi polimer. *Input* data rheologi polimer berdasarkan hasil pengujian di laboratorium. Kemudian *next*.



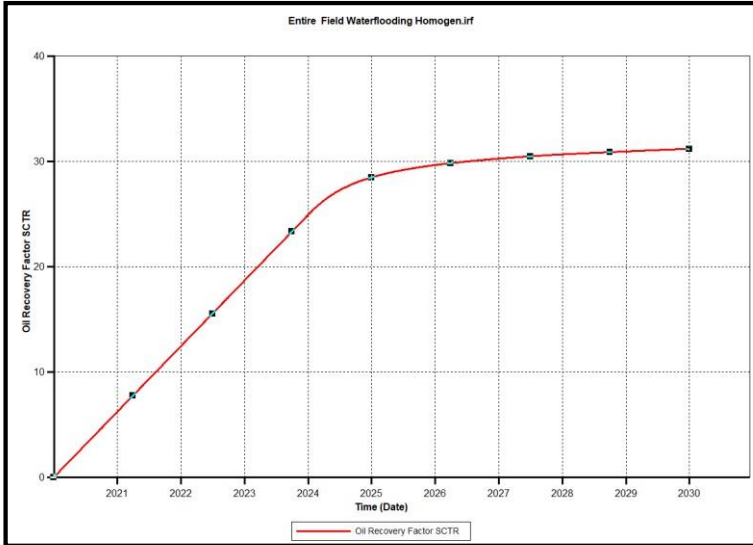
- 8) Langkah selanjutnya yaitu *input* konsentrasi *surfactant* dan polimer sesuai hasil uji laboratorium. Kemudian *checklist* tanggal kapan injeksi SP dilakukan. Tampilan akan menjadi seperti di bawah ini. Kemudian *next*.



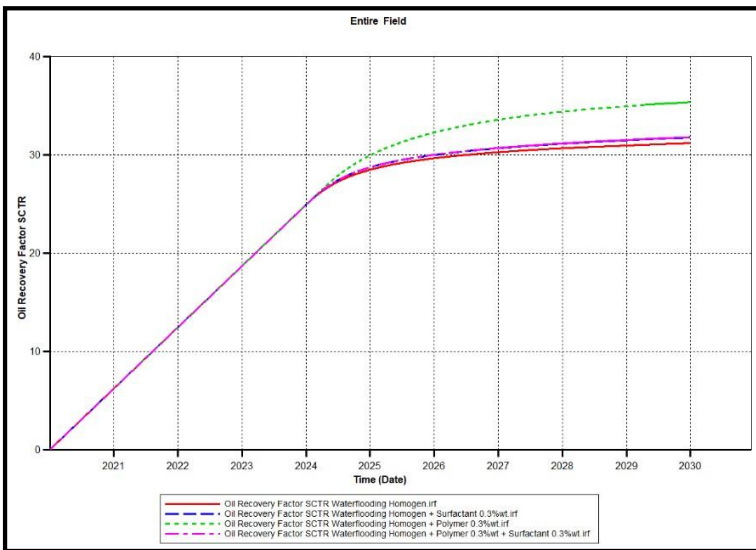
- 9) Sekarang, semua komponen sudah di *input* dengan sesuai data hasil uji lab. Selanjutnya tinggal melakukan tahapan *running simulation*.
- 10) Selesai.

G. HASIL PLOT

- 1) Berikut merupakan hasil plot grafik antara *recovery factor* vs *time* sebelum diinjeksikan *surfactant* polimer (*basecase waterflooding*).



2) Berikut merupakan hasil plot grafik antara *recovery factor* vs *time* setelah diinjeksikan *surfactant* polimer.



5.2. Studi Kasus

A. Persiapan Data

Injeksi Surfaktan-Polimer dimodelkan dengan menggunakan *software* simulasi reservoir CMG-STARs. Pemodelan ini digunakan untuk melihat hasil injeksi surfaktan-polimer terhadap reservoir heterogen dalam perencanaan peningkatan perolehan minyak dan dilakukan untuk melakukan perencanaan agar dapat diterapkan dalam operasi di lapangan.

Pada pemodelan reservoir ini akan dibuat perbandingan 4 skenario dimana skenario pertama adalah injeksi air konvensional (*waterflooding*), skenario kedua adalah injeksi dengan menggunakan surfaktan, skenario ketiga adalah injeksi dengan menggunakan polimer. Pemodelan ini dilakukan tahap history matching terlebih dari terhadap data produksi selama 9 tahun yaitu dari tahun 2000-2009. Setelah itu akan dilakukan forecasting atau peramalan produksi minyak hingga tahun 2025.

Pada model skenario reservoir berikut, model reservoir yang digunakan adalah model corner point dengan ukuran grid 68 x 46 x 56 dengan data reservoir yang heterogen di seluruh layernya. Tahap pengerjaan model ini ini adalah dengan membuat model dalam skala lapangan dimana model reservoir dibuat tanpa adanya patahan maupun lipatan, tidak ada aquifer maupun gas cap. Data dikumpulkan dari beberapa literatur nasional maupun internasional kemudian dimasukkan ke dalam model reservoir.

Tabel V-1
Data Reservoir

<i>Reservoir Properties</i>	<i>Value</i>
<i>Grid Type</i>	<i>Corner Point</i>
<i>Porosity Type</i>	<i>Single</i>
<i>Grid Configuration (i x j x k)</i>	68 x 46 x 56
<i>Total Grid</i>	175168
<i>Reservoir Pressure (psi)</i>	1370
<i>Reservoir Temperature (F)</i>	164
<i>Depth of Top Grid (ft)</i>	4647
<i>Porosity</i>	0,38
<i>Grid Thickness (ft)</i>	20 15 18 17
<i>Permeability (md)</i>	100-1000

Data-data di atas diinput pada *software* simulasi reservoir sebagai langkah awal dalam integrasi berbagai data. Ukuran luas area yang dimodelkan memiliki ukuran 1049,03 acre.

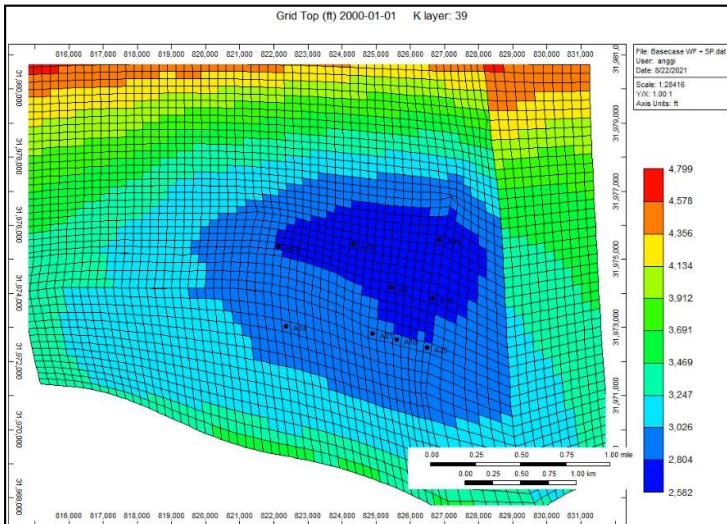
B. Pembuatan Model reservoir

Dalam membuat model reservoir, kondisi inisial merupakan bagian penting karena hal ini yang akan digunakan untuk mendesain rencana seperti apa yang akan dilakukan dalam operasi simulasi reservoir. Parameter yang cukup penting dalam kondisi inisial adalah OOIP. Kondisi inisial berdasarkan karakteristik reservoir ditunjukkan pada Tabel V-2.

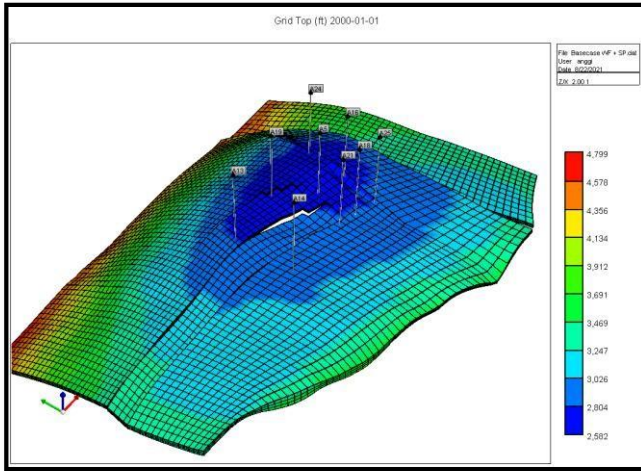
Tabel V-2
Kondisi *Initial Reservoir*

Parameter	Satuan	Value
<i>Bulk Reservoir Volume</i>	ft ³	16.806.000.000
<i>Formation pore volume</i>	ft ³	982.620.000
<i>Aqueous Phase Volume</i>	ft ³	749.690.000
<i>Original Oil in Place (OOIP)</i>	bb1	41.484.915
<i>Original Oil in Place (OGIP)</i>	ft ³	0

Dalam pembuatan model, model dibuat dengan menggunakan kartesian model dengan *smart pattern* ukuran 68 x 46 x 56 pada arah I x J x K. Dalam setiap grid, arah I dan ukuran ke arah J yaitu 250 ft. Luas dari model ini adalah 45.696.000 ft² atau 1049.03 acre-ft.



Gambar 5.1.
Corner Point Model Reservoir



Gambar 5.2. 3D Model Reservoir

Setelah model sintetik selesai, kemudian diperlukan input data berdasarkan data yang telah tersedia. Tabel V-3 menunjukkan data sifat fisik fluida reservoir.

Tabel V-3.

Data Fluida

Parameters	Value	Unit
<i>Rock Compressibility</i>	0,00005895	1/psi
<i>Oil density</i>	50,92	lb/cuft
<i>Oil gravity</i>	20	API
<i>Gas Gravity</i>	0,06317	lb/cuft
<i>Water Viscosity</i>	0,4	cp
<i>Water Compressibility</i>	2.64875E-07	1/psi
<i>Water Density</i>	62,4	lb/cuft
<i>Water FVF</i>	1,03	fraction
<i>Swc</i>	0,2	
<i>Sor</i>	0,8	

Pada injeksi *surfactant polymer* terdapat *propertis khusus* yang perlu diinput yaitu komposisi dari tiap tiap injeksi kimia tersebut.

- 1) Komposisi hasil pengukuran IFT Surfaktan.

Tabel V-4
Pengukuran IFT Surfaktan

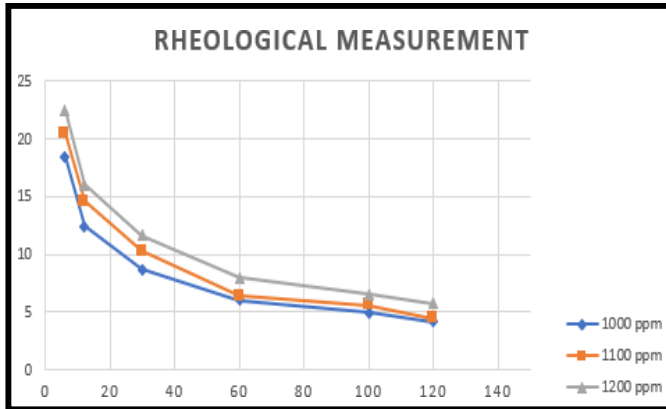
<i>Surfactant</i>	<i>Konsentrasi (%)</i>	<i>Dilluting</i>	<i>Oil Sample</i>	<i>IFT (dyne/cm²)</i>
		<i>Water Block</i>		
SB-B8020	0,1	Q22/L 5A-217	TANK 02 SP VII	0,001381
				0,00123
				0,00113
SB-B8020	0,15			0,001621
				0,00167
				0,00164
SB-B8020	0,2			0,002852
				0,002761
				0,002815
SB-B8020	0,3			0,002628
		0,002578		
		0,002308		

2) Komposisi rheologi polimer.

Tabel V-5

Pengukuran Rheologi Polimer HYBOMAX 4785 pada suhu 90 C

RPM	Shear Rate (1/sec)	Temperature 90 °C	ppm
6	7,92	18,5	1000
12	15,8	12,4	
30	39,6	8,65	
60	79,2	6,02	
100	132	4,91	
120	158	4,18	
<hr/>			
6	7,92	20,5	1100
12	15,8	14,6	
30	39,6	10,3	
60	79,2	6,37	
100	132	5,6	
120	158	4,44	
<hr/>			
6	7,92	22,5	1200
12	15,8	16	
30	39,6	11,65	
60	79,2	7,97	
100	132	6,56	
120	158	5,75	



Gambar 5.3 Grafik Viskositas Polimer HYBOMAX 4785

Pemodelan Simulasi *Waterflooding*

Pada skenario 1 dilakukan injeksi waterflooding pada Lapangan X pada tanggal 7 Juli 2009 hingga akhir desember tahun 2025. Lapangan X terdiri dari 9 sumur produksi dan 4 sumur injeksi yang diperforasi membentuk pola sumur inverted 5 spot di sekeliling sumur A5. Tujuan peletakan sumur injeksi di sekitar sumur A5 yaitu untuk mengembangkan produksi sumur tersebut karena rate dan tekanan pada sumur ini masih mumpuni untuk dikembangkan hingga beberapa tahun mendatang. Sedangkan untuk sumur-sumur lain tidak dilakukan pemasangan sumur injeksi dikarenakan tekanan dan laju produksinya sudah menurun. Komposisi surfaktan dan polimer pada tahap ini belum dilakukan. Tujuan dilakukan waterflooding pada skenario 1 adalah untuk melakukan penyapuan awal (*preliminary flooding*) pada reservoir Lapangan X sebelum dilakukannya injeksi surfaktan dan polimer. *Waterflooding* dilakukan dengan menginjeksikan air dengan *rate* 1000 bbl/day yang dilakukan selama 15 tahun mulai

dari awal sumur berhenti berproduksi sejak dari Bulan Juli 2009. *Constraint* yang digunakan pada sumur produksi adalah *rate* injeksi maksimal minyak sebesar 1000 bbl/day. Sedangkan *Constraint* dari sumur injeksi adalah *rate* injeksi maksimal sebesar 1000 BWOD. Dari hasil simulasi, diperoleh harga RF untuk minyak sebesar 17.7%. Harga RF yang didapatkan tidak cukup besar, namun sudah cukup signifikan kenaikannya dibandingkan sebelum dilakukan forecasting. Pada tahap ini dapat dilihat bahwa penyapuan yang terjadi dengan injeksi air masih belum merata yaitu masih ada saturasi minyak sisa pada Lapangan X sehingga perlu dilakukan pengembangan lebih lanjut dengan scenario injeksi polimer dan surfaktan.

Pemodelan Simulasi *Surfactant Flooding*

Pada skenario 2, model reservoir dilakukan injeksi *surfactant flooding* dengan pola sama dengan skenario 1. *Surfactant flooding* dilakukan dengan menginjeksikan cairan surfaktan dengan periode tertentu pada sumur injeksi. Injeksi surfaktan dilakukan pada saat perolehan minyak pada reservoir mulai menurun. Pada penelitian kali ini, tahap injeksi surfaktan dilakukan beberapa tahapan yaitu tahap preflush (penyapuan awal), injeksi slug surfaktan, kemudian diakhiri dengan injeksi air kembali. Tahap preflush dilakukan pada awal bulan Juli 2009 hingga akhir desember 2012 dengan rate injeksi sebesar 1000 bbl/day. Selanjutnya dilakukan injeksi slug surfaktan dengan konsentrasi 0.525% dengan laju injeksi yang sama dengan sebelumnya pada awal Januari 2013 hingga akhir desember 2021. Setelah itu dilakukan injeksi air kembali dengan laju injeksi yang sama yaitu 1000

bbl/day pada awal Januari tahun 2022 hingga awal bulan Juli tahun 2025. Hasil pada injeksi surfaktan menunjukkan hasil yang cukup signifikan terhadap waterflooding dan injeksi polimer. Hal ini menunjukkan bahwa peran surfaktan yang diinjeksikan ke dalam reservoir memiliki sifat dan fungsi yang cukup baik untuk menurunkan tegangan permukaan antara air-minyak. Hal ini sudah cukup berhasil karena dengan penurunan IFT antara minyak air akan menaikkan bilangan kapiler yang akan meningkatkan mobilitas fluida sehingga saturasi minyak sisa pada batuan sudah mulai berkurang dan produksi minyak menjadi lebih meningkat daripada penyapuan injeksi air. Dari hasil simulasi, diperoleh harga RF untuk minyak sebesar 21.93 %.

Pemodelan Simulasi *Polymer Flooding*

Pada Skenario 3, model reservoir dilakukan injeksi polimer dengan pola yang sama dengan skenario sebelumnya. *Polymer flooding* dilakukan dengan menginjeksikan polimer dengan periode tertentu pada sumur injeksi. Tujuan dari injeksi polimer ini adalah untuk meningkatkan efisiensi tingkat penyapuan minyak pada saat produksi dilakukan. Injeksi polimer juga dilakukan pada saat awal mulai penurunan produksi minyak. Injeksi polimer dilakukan berbagai tahapan yaitu tahap preflush (penyapuan awal), injeksi polimer drive, dan injeksi air. Tahap preflush dilakukan pada awal bulan Juli 2009 hingga akhir Desember 2012 dengan rate injeksi sebesar 1000 bbl/day. Selanjutnya dilakukan injeksi slug polimer drive dengan konsentrasi 0.315% dengan laju injeksi yang sama dengan sebelumnya pada awal

Januari 2013 hingga akhir desember 2021. Setelah itu dilakukan injeksi air kembali dengan laju injeksi yang sama yaitu 1000 bbl/day pada awal Januari tahun 2022 hingga awal bulan Juli tahun 2025. Hasil dari injeksi polimer menunjukkan hasil yang cukup signifikan jika dibandingkan dengan scenario 1 dimana laju produksi minyak yang diperoleh menjadi lebih besar. Hal ini menunjukkan bahwa penambahan injeksi polimer dengan konsentrasi tertentu akan menaikkan viskositas polimer yang dalam hal ini bertindak sebagai fluida pendesak sehingga akan menurunkan perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak. Dengan demikian akan memperbaiki efisiensi penyapuan secara volumetric (Tobing, 2018). Dari hasil simulasi, diperoleh harga RF untuk minyak sebesar 20.72 %.

Pemodelan Simulasi Surfactant Polymer Flooding

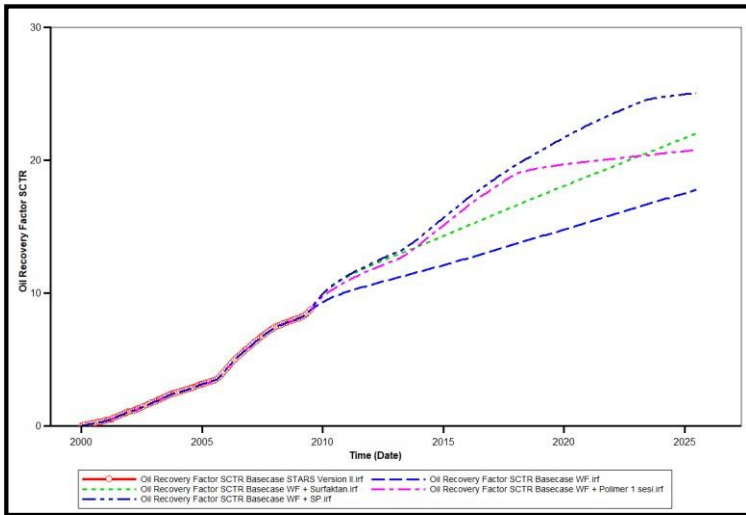
Pada Skenario 4, model reservoir dilakukan injeksi surfaktan polimer dengan pola yang sama dengan skenario sebelumnya. Tujuan dari injeksi surfaktan polimer ini adalah untuk meningkatkan efisiensi tingkat penyapuan minyak pada saat produksi dilakukan serta untuk mengurangi tegangan antar permukaan minyak dengan batuan. Pada skenario ini, injeksi surfaktan-polimer juga dilakukan pada saat awal mulai penurunan produksi minyak. Injeksi surfaktan polimer dengan berbagai tahapan yaitu tahap preflush (penyapuan awal), injeksi surfaktan-polimer drive, injeksi polimer drive dan injeksi air. Tahap preflush dilakukan pada awal bulan Juli 2009 hingga akhir Desember 2012 dengan rate injeksi sebesar 1000 bbl/day. Selanjutnya dilakukan

injeksi slug surfaktan-polimer drive dengan konsentrasi polimer sebesar 0.315% dan konsentrasi surfaktan sebesar 0.525% dengan laju injeksi yang sama dengan sebelumnya pada awal Januari 2013 hingga akhir Desember 2016. Selanjutnya dilakukan injeksi slug polimer drive dengan konsentrasi sebesar 0.315% berat dengan rate sebesar 1000 bbl/day pada awal Januari 2017 hingga akhir Desember 2021. Setelah itu dilakukan injeksi air kembali dengan laju injeksi yang sama yaitu 1000 bbl/day pada awal Januari tahun 2022 hingga awal bulan Juli tahun 2025. Hasil dari injeksi surfaktan-polimer menunjukkan hasil yang cukup signifikan jika dibandingkan dengan scenario 1, 2, dan 3 dimana laju produksi minyak yang diperoleh menjadi lebih besar dari awal dilakukannya injeksi kimia. Hal ini menunjukkan bahwa penambahan injeksi surfaktan polimer pada satu larutan dan konsentrasi tertentu akan berbeda bila dibandingkan dengan sifat dan kinerja dari masing masing komponennya (Wu dkk. 2015). Penambahan injeksi slug surfaktan-polimer pada reservoir juga meningkatkan perolehan minyak karena secara bersamaan penambahan jumlah surfaktan yang berperan menurunkan tegangan antar muka antara fasa minyak dan air akan meningkatkan mobilitas yang terperangkap. Selain itu dengan menambahkan volume polimer ke dalam reservoir dengan konsentrasi tertentu maka secara langsung akan menaikkan viskositas fluida pendesak dan menurunkan perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak. Dengan demikian akan memperbaiki efisiensi penyapuan secara volumetrik (Tobing, 2018). Dari hasil simulasi, diperoleh harga RF untuk minyak sebesar 24.26 %.

C. Analisa Perbandingan Skenario

Setelah dilakukan simulasi untuk masing-masing skenario dapat dilakukan analisa untuk melihat bagaimana perbedaan hasil dari *waterflooding*, injeksi surfaktan, injeksi polimer, dan injeksi surfaktan polimer yang dapat dilihat dari **Gambar 4.5**. *Recovery factor* yang diaplikasikan pada model lapangan ini sudah cukup representative dimana jumlah produksi minyak Ketika belum ditambahkan metode EOR dan sudah ditambahkan metode EOR memiliki hasil yang cukup signifikan. Pada saat sumur berproduksi hingga tahun 2009, perolehan minyak (*recovery factor*) masih sangat sedikit sehingga perlu dikembangkan injeksi air maupun injeksi kimia untuk meningkatkan perolehan minyak pada Lapangan X. Pada saat memulai metode *waterflooding* terlihat perbedaan yang cukup signifikan terhadap laju produksi minyak dan *recovery factor* dimana RF pada scenario *waterflooding* sebesar 17.7% dimana RF pada saat belum dilakukan forecasting atau basecase sebesar 8.7%. Untuk injeksi polimer, injeksi surfaktan serta injeksi surfakta-polimer memiliki hasil yang cukup signifikan terhadap perolehan minyak pada Lapangan X. Besar RF pada skenario 2 (injeksi surfaktan) sebesar 21.9%, dan besar RF pada skenario 3 (injeksi polimer) sebesar 20.7% dan besar RF pada skenario 4 (injeksi surfaktan-polimer) sebesar 25%. Selisih penambahan perolehan minyak dapat dilihat pada **Tabel V-6**. Kenaikan RF pada saat injeksi surfaktan-polimer ini menunjukkan bahwa penambahan injeksi kimia yang diinjeksikan kedalam reservoir cukup mumpuni dalam melakukan produksi minyak tahap lanjut untuk meningkatkan perolehan minyak. Kesalahan-kesalahan yang

terjadi dari berbagai skenario perlu diperbaiki Kembali mulai dari komposisi injeksi kimia dan model reservoir agar nantinya dapat menunjukkan hasil yang maksimal dalam perolehan minyak.

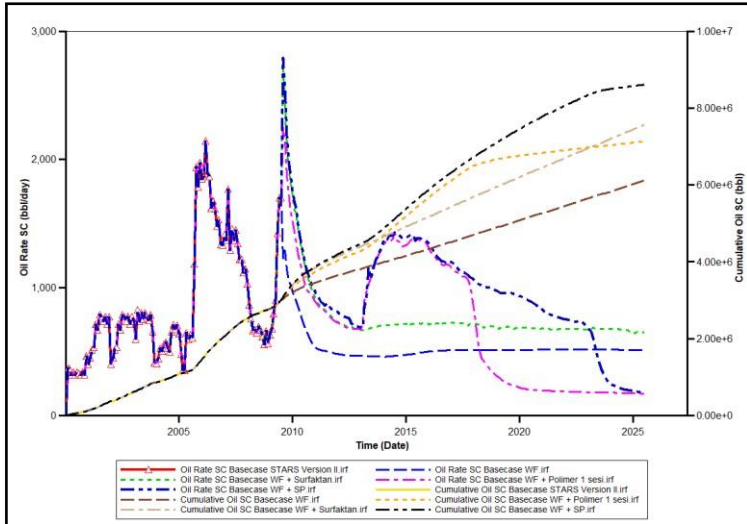


Gambar 5.4 Oil Recovery Factor Waterflooding, Injeksi Surfaktan, Injeksi Polimer dan Injeksi Surfaktan-Polimer

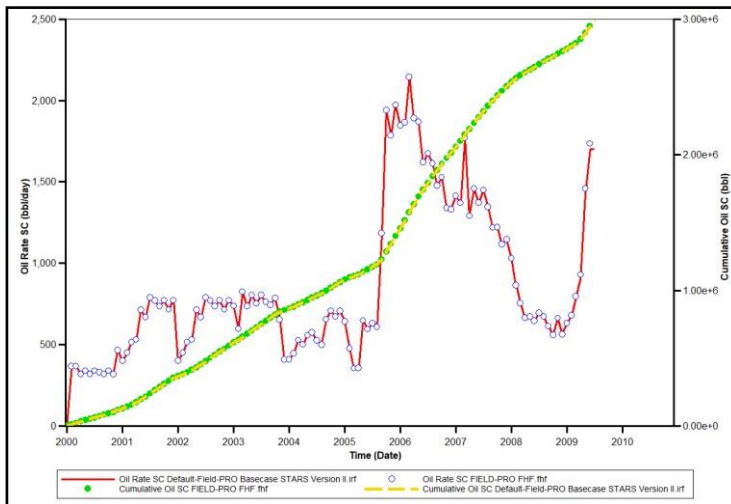
Tabel V-6

Perolehan Minyak dari Masing-Masing Skenario

Skenario	OOIP	Additional
	(%)	OOIP (%)
Waterflooding	17,7	-
WF + Surfactant Flooding	21,9	4,2
WF + Polymer Flooding	20,7	3
WF + SP Flooding	25	7,3



Gambar 5.5 Oil Rate vs Time dan Cumulative Oil vs Time di Masing-Masing Skenario



Gambar 5.6 History Matching Oil Rate vs Time dan Cumulative Oil vs Time

BAB VI

KESIMPULAN

1. Perolehan minyak pada injeksi surfaktan-polimer memiliki peningkatan yang paling tinggi dibandingkan dengan injeksi surfaktan maupun injeksi surfaktan-polimer yaitu sebesar 7.3 % dibandingkan dengan *waterflooding*.
2. Faktor yang mempengaruhi keberhasilan injeksi kimia yaitu konsentrasi dari polimer surfaktan, IFT surfaktan, kesetimbangan reaksi di reservoir dan jenis mineral batuan.
3. Untuk mengetahui keefektifan suatu skenario dari pemodelan injeksi SP, perlu dilakukan Analisa sensitivitas konsentrasi dari masing-masing komposisi zat kimia.

DAFTAR PUSTAKA

- Abbas, Hashim et.al, 2018. “*Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir*”, Journal of King Saud University - Engineering Sciences
- Abrams, A., (1988), *The influence of viscosity, interfacial tension, and flow velocity on residual oil saturation left by waterflood*, SPE Reprint Series No. 24 Vol. 1, Tulsa, Oklahoma.
- Dong, Han et.al, 2006, “*The Effect of Wettability on Oil Recovery of Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding*” SPE 102564, Research Inst. Of Petroleum Exploration and Development, Petrochina
- Esene Cleverson et.al., 2018., “*Modeling investigation of low salinity water injection in sandstones and carbonates: Effect of Na⁺ and SO₄²⁻*”, Elsevier., Memorial University, Canada.
- Kristanto, Dedi., et.al., 2019, “*Kajian Coreflooding Test di Laboratorium Menggunakan Injeksi Surfactant-Polymer untuk Meningkatkan Produksi Lapangan Minyak*”, Eksergi, Vol 16, No. 1. Yogyakarta.
- ML Tobing, Edward. 2018, “*Test Sensitivity Surfactant-Polymer Concentration and Volume of Slug on Oil Recovery Through Simulation Model Production Injection Well EOR*” Jurnal Lemigas, Vol.52 No 1 April 2018. (1-5).
- Pamungkas, Joko. 2011, “*Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir*”. Bab 3 (Halaman 1-111), Yogyakarta.
- Rai, Khumar, et.al, 2014. “*Modeling of surfactant and surfactant–polymer flooding*”, J Petrol Explor Prod Technol 5:1–11for enhanced oil recovery using STARS (CMG) software.

- Samanta et.al., 2011. “*Surfactant and Surfactant-Polymer Flooding for Enhanced Oil Recovery*” Advances In Petroleum Exploration and Development.
- Shen P et. Al 2006, “*The Influence of Interfacial Tension on Water/Oil Two-Phase Relative Permeability*”, SPE 95405, Lawrence Berkeley Laboratory.
- Sheng, J., 2013, “*Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*”, Gulf Professional Publishing Company, Oxford, UK.
- Sheng, J., 2013, “*Enhanced Oil Recovery Case Studies*”, Gulf Professional Publishing Company, Oxford, UK.
- Sheng, J. 2014. “*A Comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) Flooding*”. SPE Western Regional & AAPG Pacific Section meeting SPE 165358-MS.
- Sidiq, Hiwa, et.al., 2019. “*Reservoir Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by Sequential Polymer Flooding Method*” Ausasia Science and Technology Press on behalf of the Division of Porous Flow, Hubei Province Society of Rock Mechanics and Engineering.
- STARS User Guide., 2016., “*Advanced Processes and Thermal Reservoir Simulator*”, Computer Modelling Group Ltd, Canada.
- _____, 2016., “*Chemical Flood Exercise*”, Computer Modelling Group Ltd, Canada.
- Suranto, et al., 2016, “*Smart completion design in cyclic steam stimulation process: an alternative for accelerating heavy oil recovery*”, International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, Vol. 11No.2 pp. 127 – 140.

Zhao, Hui et.al, 2010, “Study on The Potential Risk Appraisal Method in Polymer Flooding”, SPE 129209 China Petroleum and Chemical Corporation

ISBN 978-623-5539-80-5

