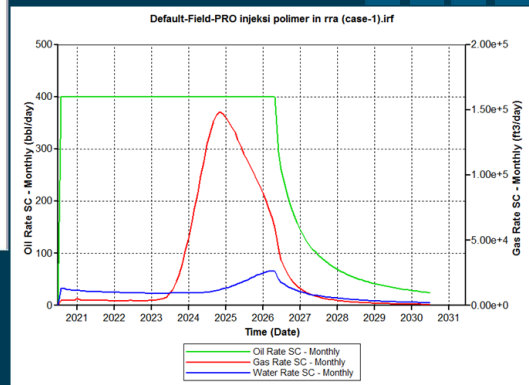
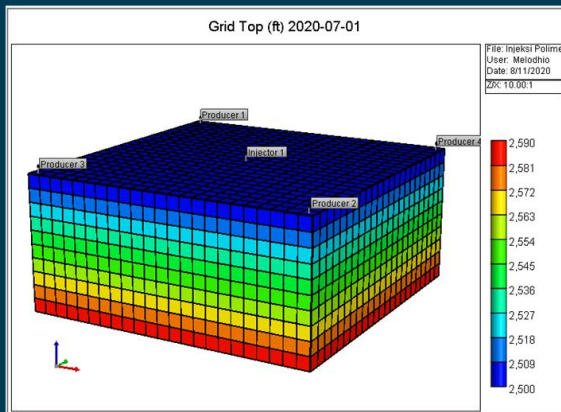


SIMULASI RESERVOIR INJEKSI POLIMER PADA RESERVOIR REKAH ALAMI BATUAN KARBONAT



Penulis:

Mia Ferian Helmy, S.T., M.T.

Edgie Yuda Kaesti, S.T., M.T.

Indah Widiyaningsih, S.T., M.T.



Universitas Pembangunan Nasional "Veteran"
Yogyakarta
2020

BUKU REFERENSI

**SIMULASI RESERVOIR INJEKSI POLIMER PADA
RESERVOIR REKAH ALAMI BATUAN KARBONAT**

**SIMULASI RESERVOIR INJEKSI POLIMER PADA
RESERVOIR REKAH ALAMI BATUAN KARBONAT**

Tim Penulis :

Mia Ferian Helmy, S.T., M.T.
Edgie Yuda Kaesti, S.T., M.T.
Indah Widiyaningsih, S.T., MT

ISBN :

Editor :

Mia Ferian Helmy, S.T., M.T.
Indah Widiyaningsih, S.T., M.T.
Atma Budi Arta, S.T.

Penyunting :

Atma Budi Arta, S.T.

Desain Sampul dan Tata Letak :

Atma Budi Arta, S.T.
Salma Azizah
Dian Indri Astuti

Penerbit

Lembaga Penelitian dan Pengabdian Masyarakat
Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta

Redaksi

Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta
Jl. Pajajaran 104 (Lingkar Utara) Condong Catur,
Yogyakarta 555283

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 selaku Rektor UPN "Veteran" Yogyakarta.
2. Dr. Hendro Widjanarko selaku ketua LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
3. Kementrian Riset Teknologi dan Pendidikan Tinggi.
4. Para dosen dan mahasiswa yang telah mendukung pembuatan buku ini.

Buku ini merupakan buku referensi yang berjudul "**SIMULASI RESERVOIR INJEKSI POLIMER PADA RESERVOIR REKAH ALAMI BATUAN KARBONAT**". Buku ini merupakan hasil penelitian dasar pada tahun 2020 dan didukung oleh LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta. Buku ini mencakup informasi mulai dari pembuatan model injeksi polimer sampai pemilihan skenario yang optimum pada reservoir rekah alami batuan karbonat .

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 buku ini masih dapat dikembangkan seiring perjalanan penelitian. Akhir kata, kami sampaikan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung penelitian dan pembuatan buku ini.

Yogyakarta, 31 Agustus 2020

Tim Penulis

DAFTAR ISI

PRAKATA	i
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR TABEL	iv
DAFTAR GRAFIK	v
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN	vii
BAB I. PENDAHULUAN	1
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1. Reservoir Rekah Alami	3
2.2. Injeksi Polimer	7
2.2.1. Injeksi Polimer.....	7
2.2.2. Screening Criteria.....	7
2.2.3. Mekanisme Kerja Polimer....	9
2.2.4. Konsep Simulasi reservoir..	11
BAB III. PEMODELAN SIMULASI RESERVOIR	25
3.1. Reservoir Rekah Alami	25
3.2. Pembuatan Model Inverted 5-Spot ...	26
3.3. Karakteristik Batuan dan Fluida Reservoir	26
3.4. <i>Constraint</i>	26
3.5. Inisialisasi	27
3.6. <i>Run Basecase</i>	28
BAB IV. SKENARIO OPTIMASI	29
4.1. Skenario I	29
4.2. Skenario II	31
4.3. Skenario III	31
4.4. Skenario IV	33
4.5. Skenario V	34

DAFTAR ISI (Lanjutan)

PENUTUP.....	36
DAFTAR PUSTAKA.....	37
LAMPIRAN.....	38
BIOGRAFI PENULIS	45

DAFTAR TABEL

Tabel II-1 <i>Recovery Factor</i> Reservoir Minyak untuk Ketiga Tipe Reservoir Rekah Alami Beserta <i>Drive Mechanism</i>	6
Tabel II-2 <i>Screening Criteria</i> Injeksi Polimer...	8
Tabel IV-1 Hasil Skenario I.....	29
Tabel IV-2 Hasil Skenario II.....	30
Tabel IV-3 Hasil Skenario III.....	32
Tabel IV-4 Hasil Skenario IV.....	33
Tabel IV-5 Hasil Skenario V.....	35

DAFTAR GRAFIK

Grafik IV-1	Grafik N_p Vs Waktu (Tahun)	Skenario I...	30
Grafik IV-2	Grafik N_p Vs Waktu (Tahun)	Skenario II..	31
Grafik IV-3	Grafik N_p Vs Waktu (Tahun)	Skenario III.	32
Grafik IV-4	Grafik N_p Vs Waktu (Tahun)	Skenario IV..	34
Grafik IV-5	Grafik N_p Vs Waktu (Tahun)	Skenario V...	35

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. <i>Distribusi Porositas pada Reservoir Rekah Alami</i>	6
Gambar 2.2. Pengaruh Rasio Viskositas terhadap Kurva <i>Fractional Flow</i>	9
Gambar 3.1. Model <i>Inverted 5-Spot</i>	25
Gambar 3.2. Kurva Permeabilitas Relatif.....	26
Gambar 3.3. Hasil Run Inisialisasi.....	27
Gambar 3.4. Rate Produksi Basecase.....	28
Gambar 3.5. Kumulatif Produksi Basecase.....	28

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
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)
C_{uft}	: 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
P_{pm}	: <i>part per million</i> (konsentrasi)
PV	: <i>pore volume</i>
r	: jari-jari pipa kapiler

RF : recovery factor
Rs : kelarutan gas dalam minyak
Rsb : kelarutan gas dalam minyak pada kondisi *bubble point*
SCF : *standard cubic feet* (satuan)
Sg : saturasi gas
So : saturasi minyak
STB : *stock tank barrel* (satuan)
Sw : saturasi air
T : Temperatur
A : luas

BAB I

PENDAHULUAN

Simulasi reservoir terdiri dari beberapa tahapan yaitu mendefinisikan tujuan yang ingin dicapai, mempersiapkan; menganalisa; dan mengolah data, pembuatan model reservoir dan karakteristiknya, *PVT matching* (penyelarasan karakteristik reservoir), inisialisasi, ekuilibrisasi, *history mathcing* (penyelarasan sejarah produksi), dan prediksi.

Data-data yang harus dipersiapkan meliputi data geologi, data reservoir, data tekanan, data *flow rate*, data produksi dan data penunjang lainnya. Data-data tersebut didapatkan dari hasil evaluasi formasi meliputi : *core analysis, drilling logging, well logging, well testing* dan korelasi-korelasi. Data yang dihasilkan umumnya masih berupa data kasar yang belum siap untuk digunakan secara langsung sebagai input data simulator sehingga diperlukan beberapa langkah pemrosesan awal untuk menghasilkan data yang siap digunakan ke dalam proses studi simulasi reservoir.

Studi simulasi reservoir digunakan untuk menggambarkan perilaku reservoir di masa yang akan datang, seperti produksinya, tekanannya, maupun umur reservoir itu sendiri sehingga pengelolaan reservoir dapat berjalan dengan baik dan dapat memaksimalkan perolehan hidrokarbon dalam suatu lapangan.

Penggunaan polymer sebagai *tools* berdasarkan kepada *paper* Miguel Lozada et.al. dengan judul

"Selectively Shutting Off Gas in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs". Penggunaan EOR Chemical dengan jenis polimer ini dapat digunakan untuk meningkatkan *recovery factor* dan mengurangi gas yang ikut terproduksi. Screening criteria polimer dilakukan untuk melihat kecocokan reservoir, kemudian dilakukan skenario tahap lanjut dengan menggunakan polimer berbagai konsentrasi menggunakan simulator reservoir.

BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Reservoir Rekah Alami

Pemodelan reservoir rekah alam ini sangat penting, karena reservoir ini memiliki sifat yang unik, yaitu memiliki dua buah media aliran yang terjadi pada mekanisme produksi. Metode McNaughton & Garb adalah metode yang umum digunakan untuk mengklasifikasi reservoir rekah alam.

Klasifikasi reservoir dengan metode McNaughton & Garb cukup mudah ditentukan berdasarkan analisa *core* serta interpretasi data pengujian sumur (*well testing*). Omega (ω) atau biasa disebut dengan *storage capacity coefficient* merupakan perbandingan fluida yang tersimpan pada rekahan dengan keseluruhan fluida yang tersimpan pada batuan, dan lambda (λ) atau biasa disebut dengan *inter-porosity coefficient* merupakan perbandingan antara permeabilitas pada matriks dengan permeabilitas rekahan. *Storage capacity coefficient* dan *inter-porosity coefficient* dapat ditunjukkan dengan persamaan berikut :

$$\omega = \frac{\varphi_f C_f}{\varphi_f C_f + \varphi_m C_m} \dots\dots\dots(2-1)$$

$$\lambda = a \frac{k_m}{k_f} r_w^2 \dots\dots\dots(2-2)$$

Keterangan :

ω = *Storage Capacity*

φ_f = *Porositas Fracture*

φ_m = *Porositas Matrix*

C_f = *Compressibilitas Fracture*

C_m = *Compressibilitas Matrix*

k_f = *Permeabilitas Fracture*

k_m = *Permeabilitas Matrix*

r_w = *Jari-jari lubang sumur*

A = koefisien *shape factor* (diperoleh melalui analisa data pengujian sumur)

Berdasarkan **persamaan (2-1)** diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

Apabila $\omega = 1$: Semua *storage* berada di *fracture* (Tipe C)

Apabila $\omega = 0.1$: *Storage* pada *matrix* setara 9x di *fracture* (Tipe A)

Apabila $\omega = 0.01$: *Storage* pada *matrix* 90% ; 10% di *fracture* (Tipe A)

Apabila $\omega = 0.5$: *Storage* pada *matrix* = *storage* pada *fracture* (Tipe B)

Hasil perhitungan yang diperoleh berdasarkan persamaan (2-2) akan menunjukkan besaran harga λ , semakin besar harga λ berarti heterogenitas sistem matriks-rekahan tersebut semakin kecil dan begitu pula sebaliknya.

Klasifikasi tipe A, tipe B, dan tipe C berdasarkan metode McNaughton & Garb mendeskripsikan reservoir rekah alami sebagai berikut :

Type A : Reservoir dengan kapasitas simpan fluida (*storage*) yang tinggi di dalam batuan Matriks dan rendah pada rekahan.

Type B : Reservoir di mana batuan matriks dan rekahan memiliki kapasitas simpan fluida yang hampir sama.

Type C : Reservoir dengan kapasitas simpan fluida yang tinggi pada rekahan dan rendah pada batuan matriks

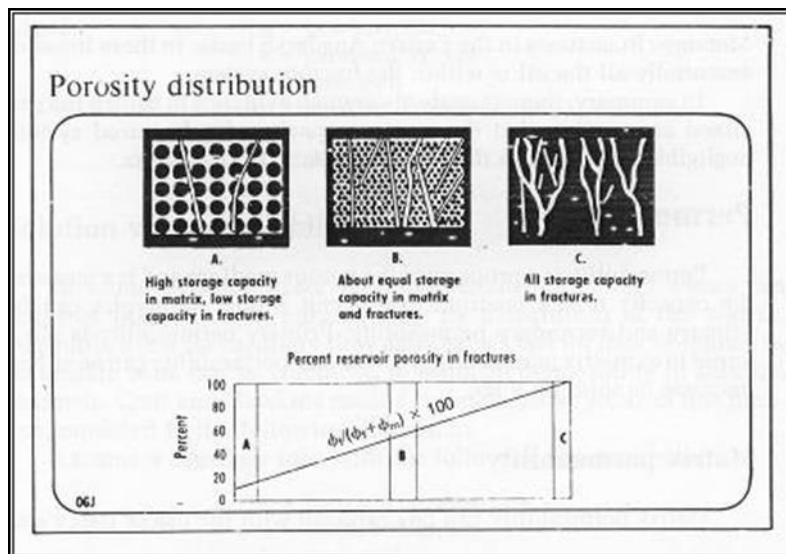
Berdasarkan klasifikasi Dr. Roberto Aguilera dan Mc Naughton & Grab pada Tabel II-1 dan Gambar 2.1., reservoir dengan tipe A akan memiliki kapasitas penyimpanan matriks yang besar dan kontribusi porositas rekahan terhadap porositas total biasanya hanya sekitar 10%. Reservoir jenis ini sering menimbulkan problem lost circulation pada saat operasi pemboran. Selain itu reservoir jenis ini akan memiliki tingkat faktor perolehan yang kecil terutama bila permeabilitas matriksnya ketat. Reservoir dengan tipe B menunjukkan kapasitas penyimpanan fluida pada matriks dan rekahan yang hampir seimbang. Apabila hal ini ditunjang dengan permeabilitas matriks yang tinggi maka akan menghasilkan reservoir dengan laju alir dan recovery yang tinggi. Reservoir dengan tipe C akan memiliki hampir seluruh fluidanya tersimpan dalam rekahan-rekahan. Reservoir jenis ini dapat memberikan laju alir yang tinggi pada saat awalnya, tetapi dalam waktu singkat laju aliran tersebut dapat menurun dengan sangat drastis hingga ke tingkat kritis atau sudah tidak ekonomis lagi.

Tabel II-1

Recovery Factor Reservoir Minyak untuk Ketiga Tipe Reservoir Rekah Alami Beserta Drive Mechanism

(Dr. Roberto Aguilera, 2003)

Recovery Mechanism	Reservoir Type		
	A	B	C
Depletion Drive	10-20	20-30	30-35
Depletion Drive plus Gas Injection	15-25	25-30	30-40
Depletion Drive plus Water Injection	20-35	25-40	40-50
Depletion Drive plus Water Inj plus Gas Inj	25-40	30-45	45-55
Gravity Segregation with Counterflow	40-50	50-60	>60
Depletion Drive plus Water Drive	30-40	40-50	50-60
Depletion Drive plus Gas cap	15-25	25-35	35-40
Depletion Drive Plus Gas cap plus Water Drive	35-45	45-55	55-65



Gambar 2.1.

Distribusi Porositas pada Reservoir Rekah Alami

(After McNaughton and Garb)

2.2. Injeksi Polimer

2.2.1. Injeksi Polimer

Injeksi polimer pada dasarnya merupakan injeksi air yang disempurnakan. Penambahan polimer ke dalam air injeksi dimaksudkan untuk memperbaiki sifat fluida pendesak, dengan harapan perolehan minyaknya akan lebih besar. Injeksi polimer dapat meningkatkan perolehan minyak yang cukup tinggi dibandingkan dengan injeksi air konvensional. Akan tetapi mekanisme pendesaknya sangat kompleks dan tidak dipahami seluruhnya. Jika minyak reservoir lebih sukar bergerak dibandingkan dengan air pendesak, maka air cenderung menerobos minyak, hal ini akan menyebabkan air cepat terproduksi, sehingga efisiensi pendesakan dan recovery minyak rendah.

Kondisi reservoir seperti di atas, injeksi polimer dapat digunakan. Polimer yang terlarut dalam air injeksi akan mengentalkan air, mengurangi mobilitas air dan mencegah air menerobos minyak. Dua hal yang perlu diperhatikan dalam injeksi polimer adalah heterogenitas reservoir dan perbandingan mobilitas fluida reservoir.

2.2.2. Screening Criteria

Screening criteria diperlukan untuk segala metode EOR yang bertujuan untuk memperoleh minyak pada suatu lapangan agar lebih optimum, tidak hanya memperoleh minyak dari suatu lapangan tetapi juga dapat menghemat biaya pengeluaran agar tidak ada terjadinya

pemborosan dalam pembelian bahan-bahan yang nantinya digunakan untuk dilaksanakannya EOR.

Rentan *oil gravity* dari metode EOR saat ini telah dikompilasi dan hasilnya sudah tersedia dalam bentuk grafis. Saat ini untuk semua metode disajikan secara singkat, dan hubungan antaranya juga dijelaskan. Polimer saat ini sering kali digunakan karena dianggap lebih murah dibandingkan dengan *chemical* lainnya. Berikut merupakan *screening criteria* dari polimer.

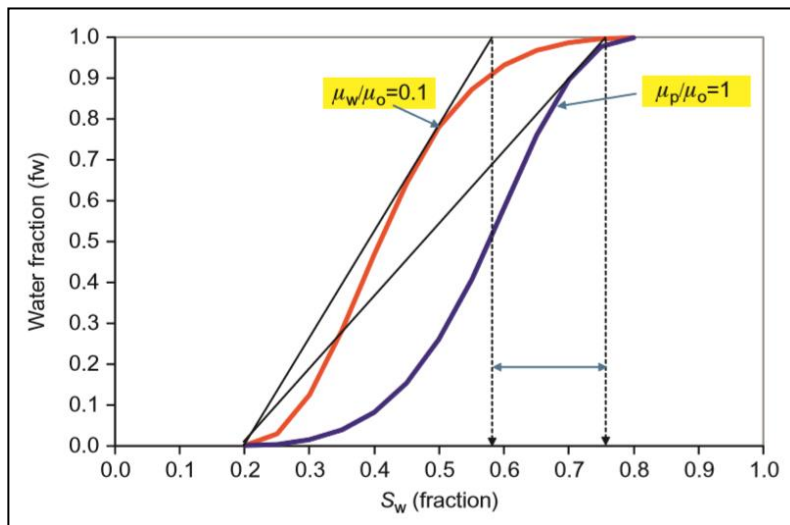
Tabel II-2
Screening Criteria Injeksi Polimer
(Bourdarot Gilles, SPE, 2011)

Parameter	Screening Criteria
Chemical	Polimer
Depth, ft	< 9000
Oil viscosity, cp	< 100
Oil Gravity, °API	> 15
Thickness, feet	<i>Not critical</i>
Temperature, °F	< 200
Porosity, fraction	≥ 0.2

Permeability, mD	> 10
Salinity, ppm	< 20,000
Rock Type	Sandstone Preferred, But can be used in carbonates

2.2.3. Mekanisme Kerja Polimer

Mekanisme utama dari injeksi polimer adalah meningkatkan viskositas polimer sehingga *mobility ratio* polimer pendesak terhadap fluida terdesak menjadi berkurang dan *viscous fingering* juga berkurang. Ketika *viscous fingering* berkurang, maka efisiensi penyapuan meningkat.



Gambar 2.2.

Pengaruh Rasio Viskositas terhadap Kurva *Fractional Flow*

(James Sheng, 2011)

Mekanisme meningkatnya viskositas fluida pendesak dapat dihitung dengan menggunakan teori *Buckley-Leverett* (1942). **Gambar 2.2.** menunjukkan dua kurva *fractional flow*. Yang pertama merupakan kasus *waterflooding* dengan rasio viskositas air terhadap minyak adalah 0,1; yang lainnya merupakan kasus injeksi polimer dengan rasio viskositas polimer adalah 1. Dari kurva *fractional flow*, dapat diperkirakan saturasi air rata-rata pada saat *breakthrough* dengan menggambarkan garis tangen dari saturasi *water connate* dan menarik garis tersebut ke garis $f_w = 1$, dan saturasi air pada kondisi tersebut merupakan saturasi air rata-rata. Pada kasus *waterflooding*, saturasi air rata-ratanya adalah 0,58; dimana pada kasus injeksi polimer, saturasi air rata-ratanya adalah 0,76. Perbedaannya sebesar 0,18. Oleh karena itu, dapat disimpulkan bahwa dengan meningkatkan viskositas fluida pendesak, maka faktor perolehan minyak dapat meningkat sebesar 18% pada saat *breakthrough*.

Ketika polimer diinjeksikan pada lapisan vertikal yang heterogen, *crossflow* antar lapisan akan meningkatkan alokasi polimer pada lapisan vertikal sehingga efisiensi pemyapuan vertikal akan meningkat.

Mekanisme lainnya berkaitan dengan perilaku viskoelastis dari polimer. Viskositas antarmuka antara polimer dengan minyak lebih tinggi daripada antara minyak dengan air. *Shear stress* berbanding lurus terhadap viskositas antarmuka. Akibat dari sifat viskoelastis dari polimer, maka terdapat *stress normal*

antara minyak dan polimer disamping *shear stress*. Oleh karena itu, polimer memberikan gaya tarik yang lebih besar pada minyak. Dengan demikian, minyak dapat "didorong dan ditarik" keluar dari pori-pori sehingga saturasi minyak sisa (*residual oil saturation*) akan menurun. (Sheng,2011; Wang et al., 2001)

2.2.4. 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. 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.

A. 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 Geophysics 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.

B. 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. Proses pengolahan yang dimaksud diantaranya melakukan penyelarasan data Kro, Krw, Krg untuk mendapatkan validasi data produksi semua ini diambil dari beberapa sampel *core* kemudian dilakukan normalisasi yaitu penyeragaman seluruh sampel untuk dijadikan satu agar menjadi satu kurva 0 sampai dengan 1, kemudian dilakukan denormalisasi untuk mengembalikan kurva ke bentuk semula atau menyerupai lapangan aslinya.

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 ($B_o, B_g, B_w, \mu_o, \mu_g, \mu_w, R_s$), data produksi (Q_o, Q_g, Q_w, P_{res}), tekanan, dan data penunjang.

Data geologi yang dipakai 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. 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 bawah permukaan dilakukan dengan menurunkan alat khusus dengan menggunakan *wireline* ke dalam reservoir.

Sedangkan untuk pengambilan sampel di atas permukaan yaitu dengan mengambil volume minyak dan gas yang telah dipisahkan pada kondisi separator dan dicampurkan kembali untuk mendapatkan komposisi campuran sampel fluida. Setelah mendapatkan sampel fluida, sampel tersebut lalu dianalisa di laboratorium.

Data produktifitas sumuran diperlukan di dalam tahap *history matching*. Parameter yang umum digunakan antara lain PI, IPR, Q optimum, dan sebagainya. Data

produksi diperoleh dari kegiatan pencatatan rutin laju produksi *real* di lapangan. Parameter yang dibutuhkan antara lain laju produksi fluida, kumulatif produksi fluida, GLR, GOR, WOR, dan *Water Cut*. Data geometri diperoleh melalui kombinasi dari kegiatan eksplorasi, *logging*, dan *well test*. Parameter yang didapat antara lain kedalaman reservoir, ketebalan lapisan produktif, *bulk volume*, dan jari-jari pengurasan.

Data tekanan diperoleh dari analisa tekanan antara lain PBU dan PDD. Tes tekanan dilakukan pada kedalaman tertentu dari reservoir dan dicatat tanggal, bulan, dan tahun pengukurannya. Data *productivity index* dan *injectivity index* diperoleh dari test analisa tekanan, sedangkan *Optimum Flow Rate* diperoleh dari kinerja aliran fluida di dalam sumur-sumur tersebut.

Data penunjang adalah data tambahan yang berfungsi untuk support tambahan di dalam memonitor kelancaran dan memodifikasi parameter simulasi. Data yang dibutuhkan seperti jenis kompleks, kedalaman perforasi, ukuran *casing* dan *tubing*, metode produksi, tanggal sumur berproduksi, batas akhir peramalan, jenis mekanisme pendorong, letak sumur, limitasi produksi, *skin*, rekahan, dan data *work-over*. Data ekonomi berupa acuan finansial antara lain seperti harga per *barrel* dan *economic limit*.

C. 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*.

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*.

Input Data

Input data merupakan proses memasukkan data ke dalam *software* simulasi, namun perlu diperhatikan bahwa data yang akan di input sebelumnya telah divalidasi atau telah melewati proses pengolahan 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).

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.

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.

History Matching

Penyelarasan kinerja/*history matching* adalah proses penyelarasan kinerja model dengan kinerja reservoir sebenarnya, dimana yang diselaraskan berupa kinerja produksi minyak, *liquid*, dan gas pada lapangan dari awal produksi hingga waktu kini pada model diselaraskan dengan produksi minyak, *liquid*, dan gas 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 dari *liquid*, minyak, dan gas 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/grid*nya.

Penyelarasan 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.

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 penyelarasan 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.

Sebelum melakukan prediksi diperlukan beberapa peta untuk mempermudah dalam penentuan titik injeksi. Diantara adalah peta isoporositas dan isopermeabilitas.

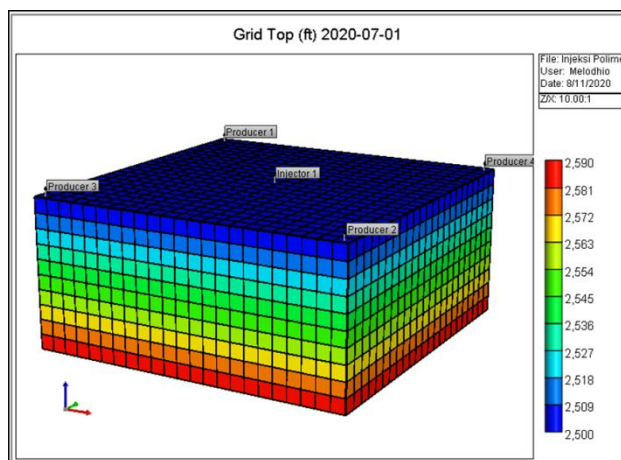
Peta isoporositas merupakan peta yang menggambarkan garis-garis kesamaan porositas, dimana pembuatannya mengikuti pola ketebalan lapisan

produktifnya. Prosedur pembuatan peta isoporositas dengan menentukan harga porositas dari lapisan produktif yang belum/tidak terdapat sumur-sumur produksi kemudian menghubungkan titik-titik yang memiliki porositas sama. Harga porositas dari lapisan yang sama. Peta isoporositas dalam pengembangan suatu lapangan minyak digunakan untuk melokalisir *oil pool* artinya yaitu untuk mengetahui lokasi dalam reservoir yang mempunyai harga porositas sehingga penentuan letak sumur pengembangan dapat dilakukan lebih baik. Letak sumur injeksi yang diharapkan adalah daerah yang memiliki angka porositas yang tinggi. Selain itu peta ini juga dapat digunakan untuk memperlihatkan arah dan kecepatan perubahan porositas rata-rata pada area reservoir.

BAB III
PEMODELAN SIMULASI RESERVOIR

3.1. Pembuatan Model Inverted 5-Spot

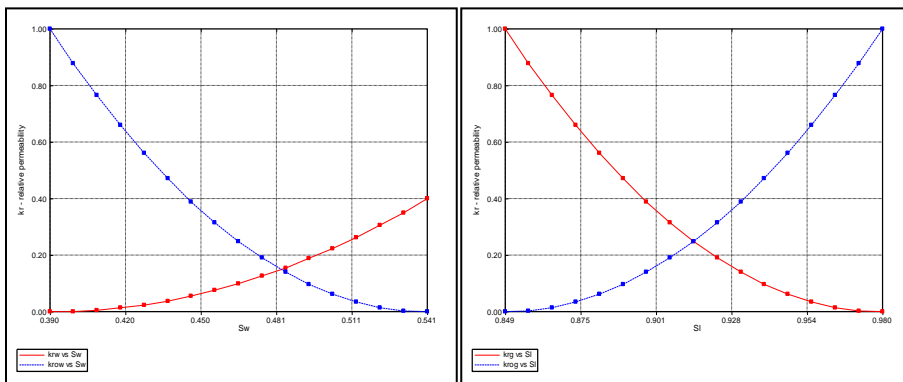
Model simulasi reservoir yang digunakan pada penelitian ini adalah menggunakan model hipotetik dengan pola *inverted 5-spot*. Tipe grid yang digunakan yaitu tipe kartesian dengan banyaknya grid $i*j*k$ adalah $23*23*10$. Tipe porositas dan permeabilitas menggunakan porositas dan permeabilitas ganda (*dual porosity and permeability*) sesuai dengan karakteristik reservoir rekah alami yang mempunyai porositas dan permeabilitas matriks batuan dan rekahan. Perbandingan Porositas matriks : porositas rekahan adalah 2 : 1, sedangkan pada permeabilitas menggunakan perbandingan permeabilitas matriks : permeabilitas rekahan yaitu 1 : 10. Model pada simulator CMG 2017 tampak pada gambar berikut.



Gambar 3.1. Model Inverted 5-Spot

3.2. Karakteristik Batuan dan Fluida Reservoir

Penelitian ini akan menganalisa mengenai injeksi polimer yang dilakukan pada reservoir rekah alami batuan karbonat. Reservoir rekah alami memiliki karakteristik batuan yang kompleks dengan porositas dan permeabilitas ganda dan secara khusus batuan karbonat memiliki kecenderungan sifat batuan *oil wet* dimana akan membuat cadangan sisa menjadi besar dan lapangan minyak tidak optimum dalam pengurasannya.



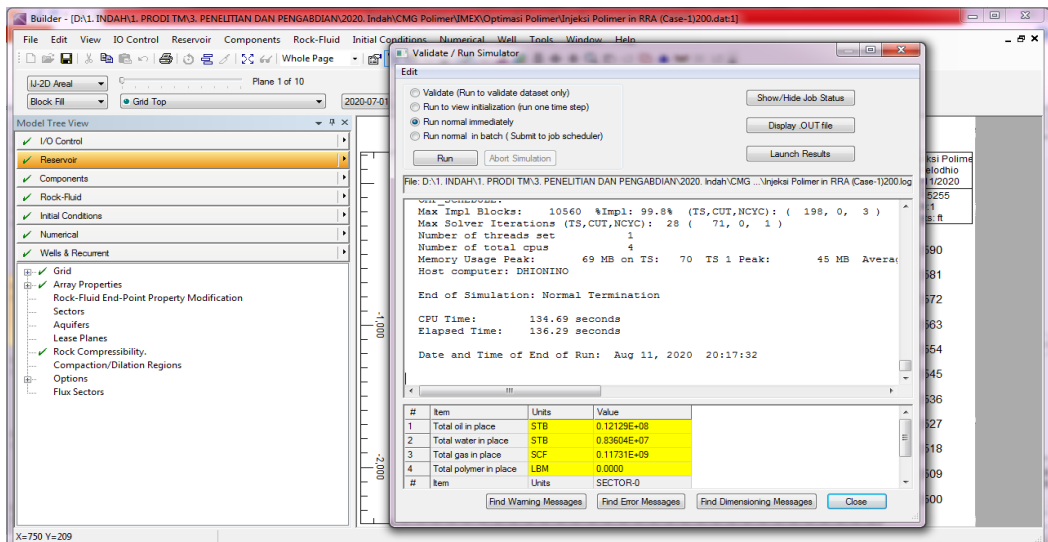
Gambar 3.2 Kurva Permeabilitas Relatif

3.3. Constraint

Pada constraint sumur produksi menggunakan laju alir minyak 100 bbl/day dengan 4 sumur produksi.

3.4. Inisialisasi

Pada tahap inisialisasi didapatkan Original Oil In Place sebesar 12,129 MMSTB.

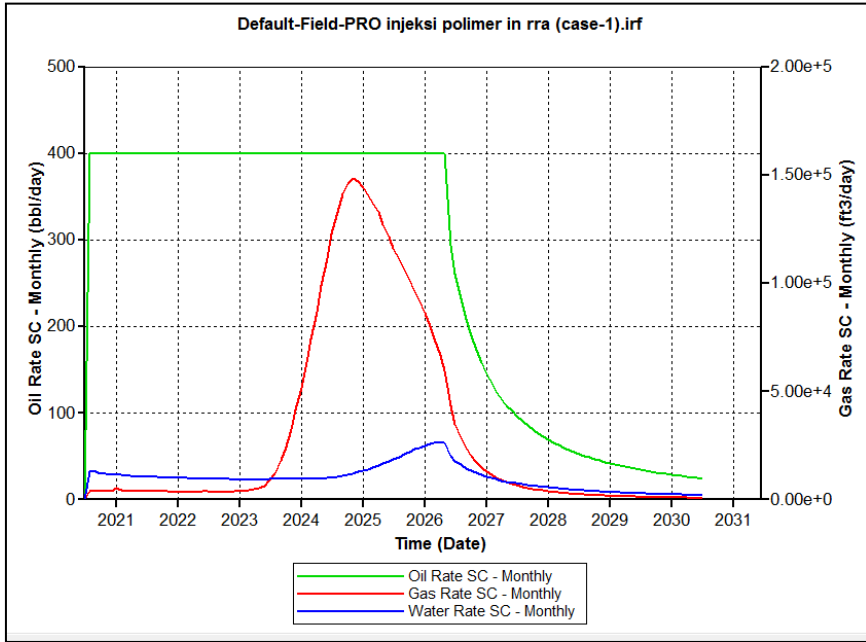


Gambar 3.3 Hasil Run Inisialisasi

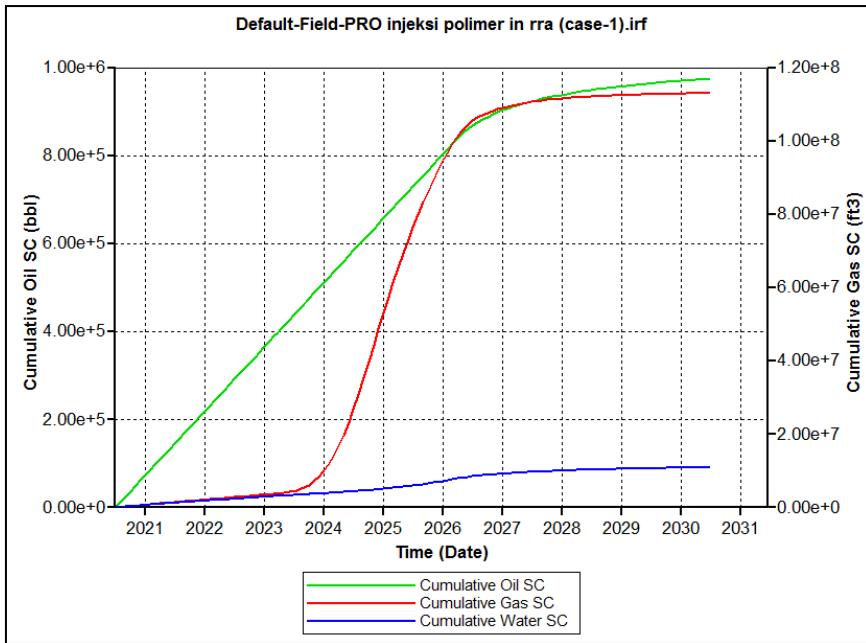
3.5. Run Basecase

Pada run basecase dengan dengan skenario yang ada dan diproduksi selama 30 tahun menghasilkan total produksi minyak sebesar 0.97 MMSTB. Dengan demikian recovery factor (RF) pada model lapangan ini sebesar 8%.

Recovery Faktor (RF) pada kondisi basecase ini menunjukkan kelakuan reservoir yang memiliki porositas dan permeabilitas ganda. RF yang kecil dan cadangan sisa di reservoir masih sangat besar ini perlu dilakukan peningkatan perolehan minyak tahap lanjut.



Gambar 3.4 Rate Produksi Basecase



Gambar 3.5 Kumulatif Produksi Basecase

BAB IV
SKENARIO OPTIMASI

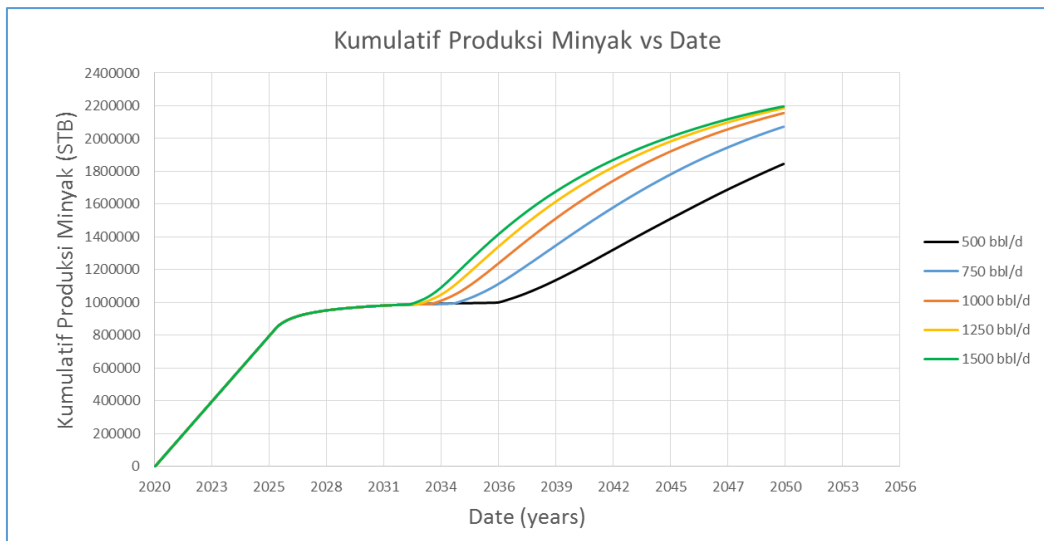
4.1. Skenario I

Pada Skenario I dilakukan dengan memvariasikan laju injeksi yaitu sebesar 500 BOPD, 750 BOPD, 1000 BOPD, 1250 BOPD dan 1500 BOPD. Adapaun konsentrasi polimer yang dipakai pada skenario I adalah 50 lb/day. Berikut adalah tabel hasil optimasi skenario I.

Tabel 4.1. Hasil Skenario I

Rate Injencion	Polimer Concentration	Kumulatif Minyak	Kumulatif Gas	Recovery Factor
bbl/day	lb/day	STB	ft3	%
500	50	1845881.125	113719664	15.22%
750	50	2072759	113739424	17.09%
1000	50	2155815.5	113730192	17.77%
1250	50	2185818.5	113712632	18.02%
1500	50	2196850.5	113696776	18.11%

Pada tabel diatas recovery factor (RF) terbesar terdapat pada laju injeksi 1250 BOPD yaitu sebesar 18.02%. Tampilan dalam bentuk Grafik dapat dilihat pada Gambar 4.1. berikut.



Grafik 4.1. Grafik Np Vs Waktu (Tahun) Skenario I

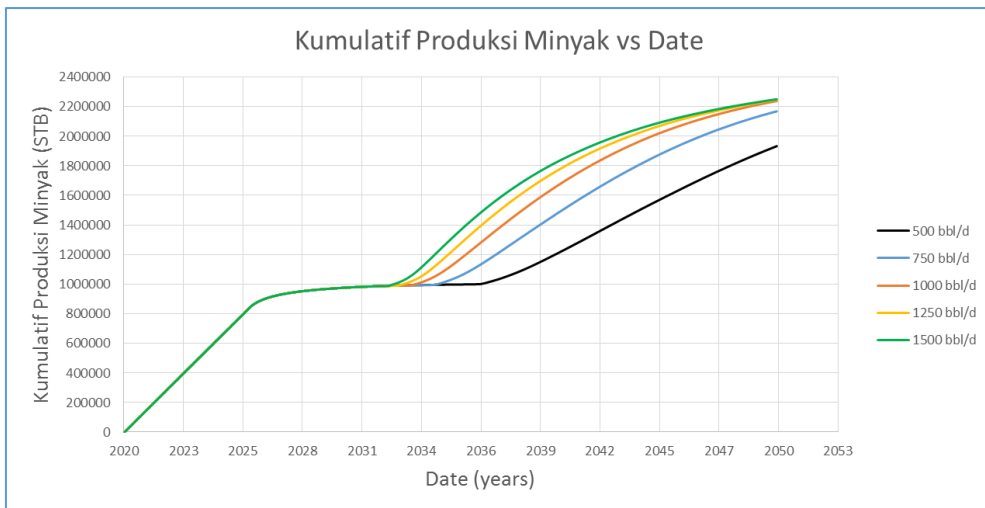
4.2. Skenario II

Pada Skenario II dilakukan dengan memvariasikan laju injeksi yaitu sebesar 500 BOPD, 750 BOPD, 1000 BOPD, 1250 BOPD dan 1500 BOPD. Adapaun konsentrasi polimer yang dipakai pada skenario II adalah 100 lb/day. Berikut adalah tabel hasil optimasi skenario II.

Tabel 4.2. Hasil Skenario II

Rate Injencion	Polimer Concentration	Kumulatif Minyak	Kumulatif Gas	Recovery Factor
bbl/day	lb/day	STB	ft3	%
500	100	1932499.875	113748792	15.93%
750	100	2167931	113768888	17.87%
1000	100	2237511.75	113754840	18.45%
1250	100	2246270.75	113733704	18.52%
1500	100	2249715.25	113715616	18.55%

Pada tabel diatas recovery factor (RF) terbesar terdapat pada laju injeksi 1500 BOPD yaitu sebesar 18.55%. Tampilan dalam bentuk Grafik dapat dilihat pada Gambar 4.2. berikut.



Grafik 4.2. Grafik Np Vs Waktu (Tahun) Skenario II

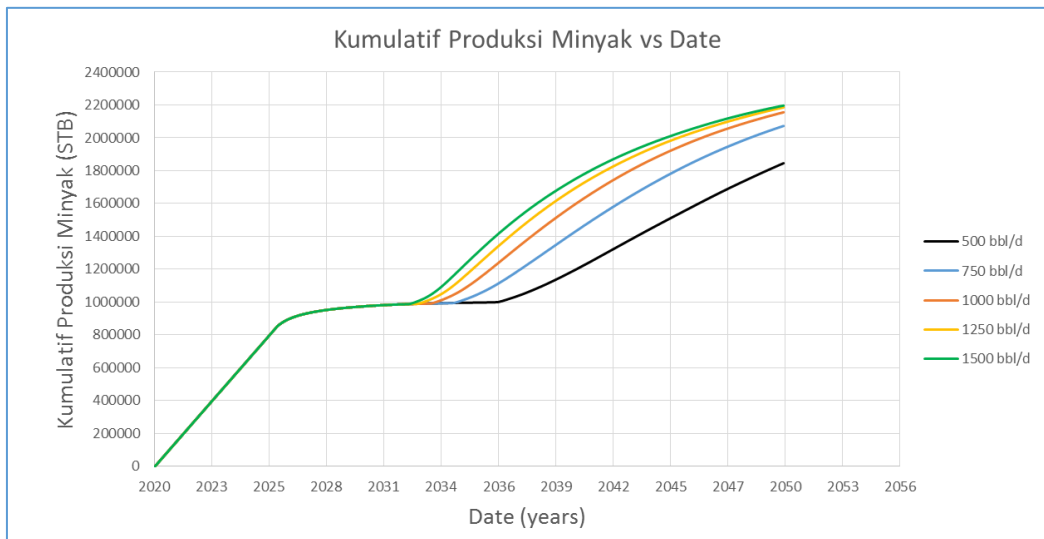
4.3. Skenario III

Pada Skenario III dilakukan dengan memvariasikan laju injeksi yaitu sebesar 500 BOPD, 750 BOPD, 1000 BOPD, 1250 BOPD dan 1500 BOPD. Adapaun konsentrasi polimer yang dipakai pada skenario III adalah 150 lb/day. Berikut adalah tabel hasil optimasi skenario III.

Tabel 4.3. Hasil Skenario III

Rate Injencion	Polimer Concentration	Kumulatif Minyak	Kumulatif Gas	Recovery Factor
bbl/day	lb/day	STB	ft3	%
500	150	1918083.125	113744080	15.81%
750	150	2151493	113763944	17.74%
1000	150	2243269.5	113758344	18.50%
1250	150	2281781.25	113744704	18.81%
1500	150	2276704.25	113723600	18.77%

Pada tabel diatas recovery factor (RF) terbesar terdapat pada laju injeksi 1250 BOPD yaitu sebesar 18.81%. Tampilan dalam bentuk Grafik dapat dilihat pada Gambar 4.3. berikut.



Grafik 4.3. Grafik Np Vs Waktu (Tahun) Skenario III

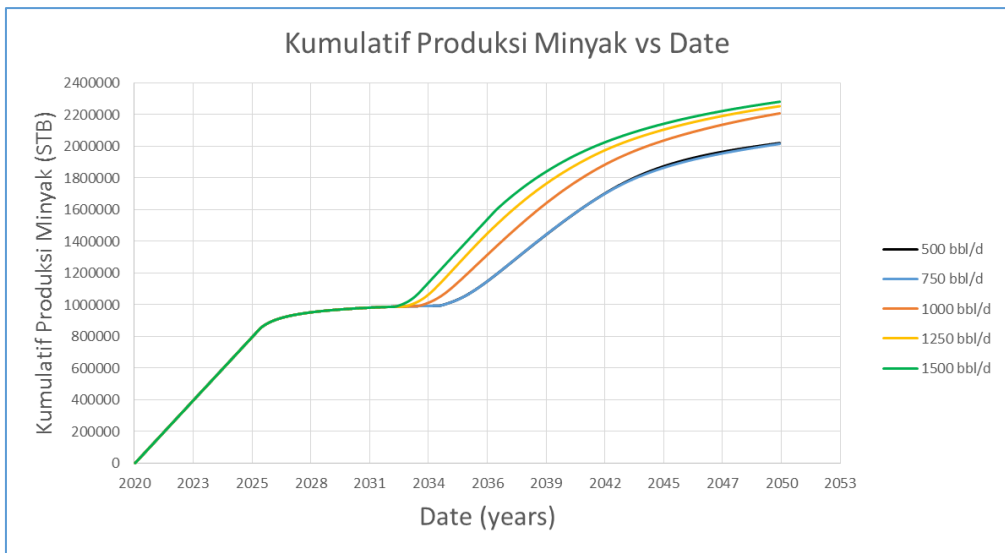
4.4. Skenario IV

Pada Skenario IV dilakukan dengan memvariasikan laju injeksi yaitu sebesar 500 BOPD, 750 BOPD, 1000 BOPD, 1250 BOPD dan 1500 BOPD. Adapaun konsentrasi polimer yang dipakai pada skenario IV adalah 200 lb/day. Berikut adalah tabel hasil optimasi skenario IV.

Tabel 4.4. Hasil Skenario IV

Rate Injenction	Polimer Concentration	Kumulatif Minyak	Kumulatif Gas	Recovery Factor
bbl/day	lb/day	STB	ft3	%
500	200	2020844	113722208	16.66%
750	200	2015552.125	113721720	16.62%
1000	200	2208331	113746504	18.21%
1250	200	2253506	113735240	18.58%
1500	200	2281748.25	113725216	18.81%

Pada tabel diatas recovery factor (RF) terbesar terdapat pada laju injeksi 1500 BOPD yaitu sebesar 18.81%. Tampilan dalam bentuk Grafik dapat dilihat pada Gambar 4.4. berikut.



Grafik 4.4. Grafik Np Vs Waktu (Tahun) Skenario IV

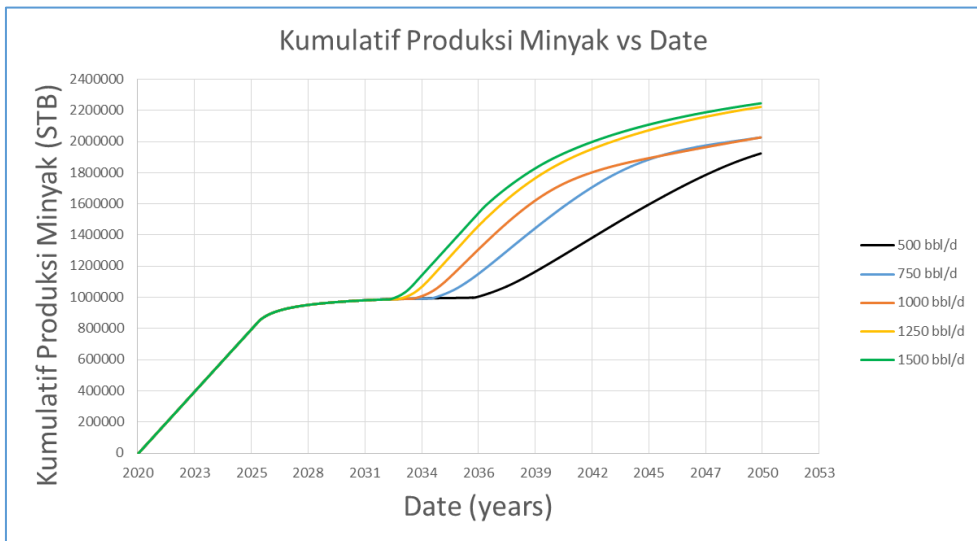
4.5. Skenario V

Pada Skenario V dilakukan dengan memvariasikan laju injeksi yaitu sebesar 500 BOPD, 750 BOPD, 1000 BOPD, 1250 BOPD dan 1500 BOPD. Adapaun konsentrasi polimer yang dipakai pada skenario V adalah 250 lb/day. Berikut adalah tabel hasil optimasi skenario V.

Tabel 4.5. Hasil Skenario V

Rate Injencion	Polimer Concentration	Kumulatif Minyak	Kumulatif Gas	Recovery Factor
bbl/day	lb/day	STB	ft3	%
500	250	1923459.25	113745432	15.86%
750	250	2026503.5	113723000	16.71%
1000	250	2026709.5	113695072	16.71%
1250	250	2222583.75	113724376	18.32%
1500	250	2245655	113715696	18.51%

Pada tabel diatas recovery factor (RF) terbesar terdapat pada laju injeksi 1500 BOPD yaitu sebesar 18.51%. Tampilan dalam bentuk Grafik dapat dilihat pada Gambar 4.5. berikut.



Grafik 4.5. Grafik Np Vs Waktu (Tahun) Skenario V

PENUTUP

Dari penelitian ini dapat diketahui pengaruh injeksi polimer pada reservoir rekah alami batuan karbonat. Dengan model *inverted 5-spot* hasil RF yang didapatkan cukup tinggi, mengingat cadangan sisa reservoir jenis rekah alami batuan karbonat ini cukup tinggi.

Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat menjadi pertimbangan dalam melakukan injeksi polimer pada reservoir rekah alami batuan karbonat sehingga didapatkan RF yang paling optimum dari parameter yang dapat dilakukan optimasi yaitu pada laju injeksi polimer dan konsentrasi polimer.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, Tarek H., 2007, "Equation of State and PVT Analysis", Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Amao, A.M. et al. 2012. A New Look at the Minimum Miscibility Pressure (MMP) Determination from Slimtube Measurements. Tulsa, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/153383-MS.
- Amyx, Bass, dkk, "Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties", 1960
- Arieadji, T., 2016, "Esensi & Fondasi Perencanaan Pengembangan Lapangan Migas/POD Migas", Bandung: Penerbit ITB.
- Ariadji, T., dan Putri N.M.A.K., 2010, Metode Evaluasi Rencana Pengembangan Lapangan pada Brownfield dengan Simulasi Reservoir: Kasus Lapangan X, JTM Vol. XVII No. 1/2010.
- Chen, Z., 2007, Reservoir Simulation: Mathematical Techniques in Oil Recovery. Calgary: University of Calgary.
- Crichlow, Henry B., 1977, "Modern Reservoir Engineering: A Simulation Approach", New Jersey: Prentice-Hall Inc.
- Imran, R., 2019 "Reservoir Management Basic Principle and Practical Uses", Yogyakarta.
- Kristanto, Dedy., 2009, "Teknik Reservoir", UPN "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta.
- Pamungkas, J., 2011, "Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir", UPN "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta.
- Rukmana, D., Kristanto D., dan Aji D.C., 2012, Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi, Yogyakarta: Penerbit Pohon Cahaya.
- Rukmana, D., 2019, Technical Aspect: Subsurface-POD Reservoir Simulation, Yogyakarta.

LAMPIRAN

PEMODELAN SIMULASI RESERVOIR DENGAN SKENARIO INJEKSI POLIMER PADA RESERVOIR REKAH ALAMI BATUAN KARBONAT



Penelitian Dasar LPPM 2020

Mia Ferian Helmy, ST., MT.
Edgie Yuda Kaesti, ST., MT.
Indah Widiyaningsih, ST., MT.

OUTLINE

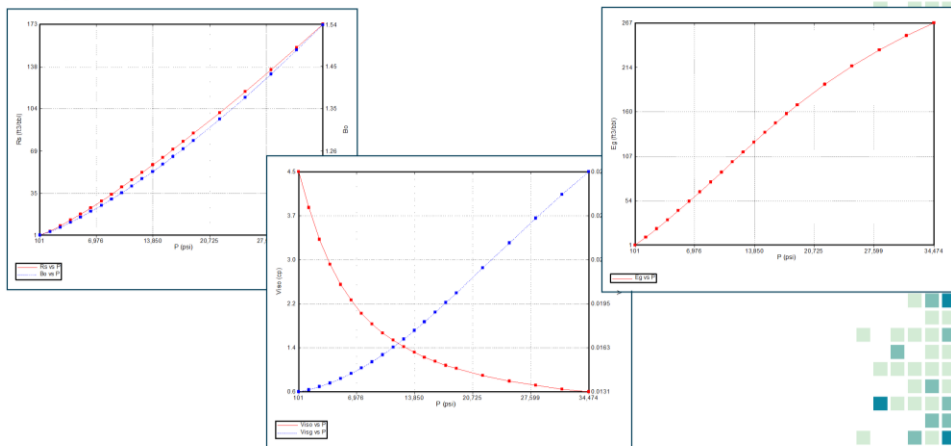
Pendahuluan
Metodologi
Pembuatan Model Reservoir Rekah
Alami Batuan Karbonat
Hasil dan Pembahasan
Kesimpulan

Pendahuluan

- Reservoir rekah alami batuan karbonat umumnya memiliki cadangan sisa yang sangat besar dan layak untuk dilakukan tahap produksi lanjut.
- Perolehan minyak tahap lanjut pada RRA batuan karbonat dapat dilakukan dengan injeksi polimer.
- Proses injeksi polimer sangat bergantung pada karakteristik fluida reservoir, heterogenitas batuan, dan interaksi antara fluida dengan batuan dan dapat dilakukan pendekatan menggunakan Simulasi Reservoir.

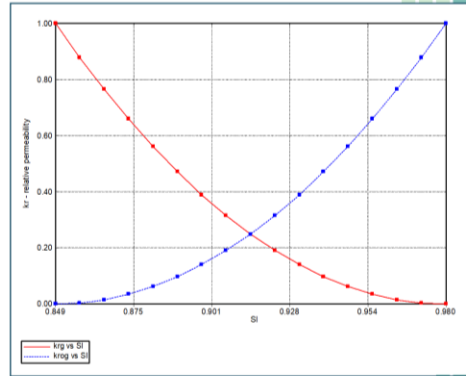
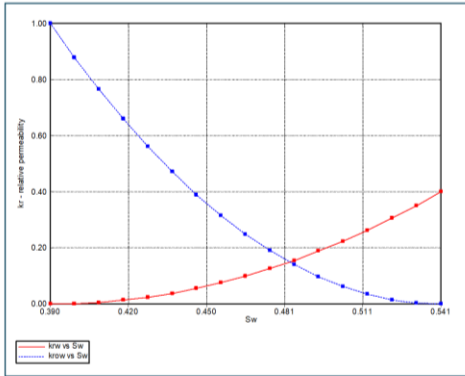
3

Input PVT (Pemodelan Polimer)



6

Input Permeabilitas Relatif



7

Model Input Polimer

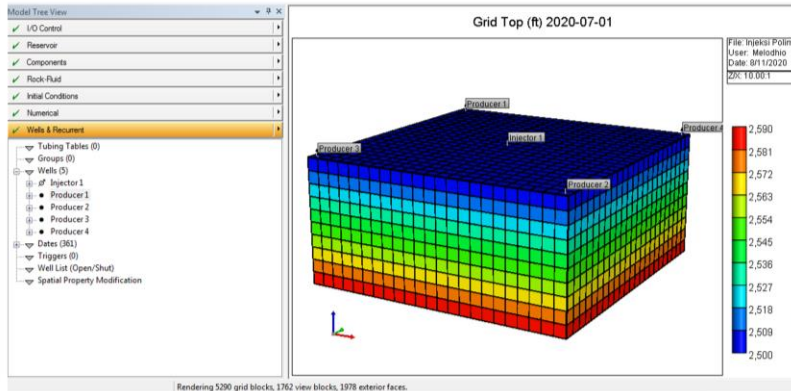
The screenshot shows the 'Set Model: Polymer' dialog box in a software application. It contains several tables for defining polymer properties and behavior.

#	Description	Value	#	Rel. Concentration	Viscosity Ratio
1	Reference polymer viscosity (P-VISC)		1	0	1
2	Reference polymer concentration (P-REFCONC)	0.7 kg/m3	2	0.1	3
3	Polymer solution viscosity mixing model (P-BS)	Velocity 1-N	3	0.2	5
			4	0.3	7
			5	0.4	9
			6	0.5	11
			7	0.6	13
			8	0.7	15

#	p_con	adsorp_level	Comments
1	0	0.00	order top to bottom
2	80	0.0015	
3	100	0.0024	
4	220	0.0028	
5	300	0.0030	

8

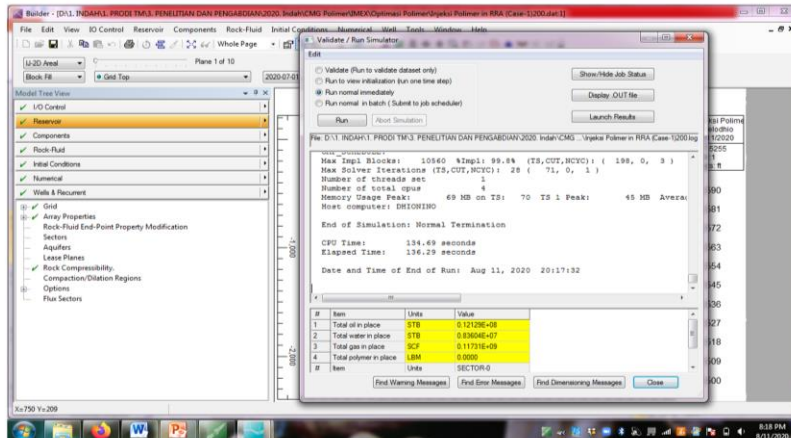
Constrain Sumur Produksi



Constrain Sumur Produksi pada Laju air permukaan 100 bbl/day

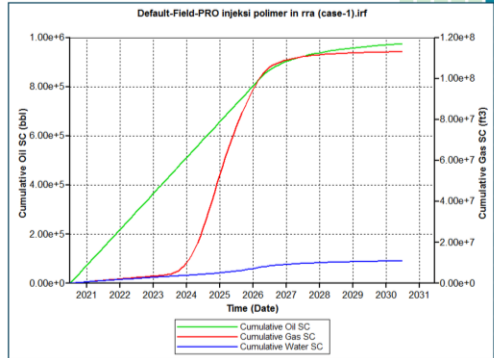
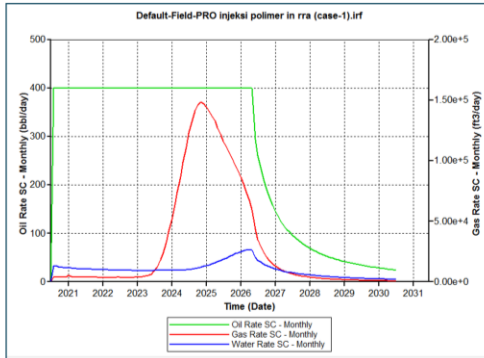
9

Inisialisasi (OOIP : 12.129 MMSTB)



10

Run Base Case (30 Tahun)



Kumulatif Produksi Minyak 2030 : 973.66 MBBL (RF: 8%)

11

Hasil dan Pembahasan

- Proses inialisasi pada model hipotetik yang dibuat memiliki OOIP sebesar 12.129 MMSTB.
- Pada skenario basecase di run untuk 4 sumur produksi dengan laju alir sebesar 100 BOPD selama 30 tahun menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 0.974 MMSTB.
- Recovery Faktor (RF) pada kondisi basecase sebesar 8%, hal ini menunjukkan kelakuan reservoir yang memiliki porositas dan permeabilitas ganda memiliki RF yang kecil dan cadangan sisa di reservoir masih sangat besar.

27

Hasil dan Pembahasan

- Skenario pada lapangan ini dilakukan sebanyak 5 kali dengan dimana 5 skenario ini dilakukan dengan memvariasi konsentrasi polimer dan laju injeksi
- Skenario I didapatkan hasil terbaik saat menggunakan rate injeksi 1500 bbl/day, dengan RF sebesar 18.11 %
- Skenario II didapatkan hasil terbaik saat menggunakan rate injeksi 1500 bbl/day, dimana didapatkan RF sebesar 18.55 %

28

Hasil dan Pembahasan

- Skenario III didapatkan hasil terbaik saat menggunakan rate injeksi 1250 bbl/day, dengan RF sebesar 18.81 %
- Skenario IV didapatkan hasil terbaik saat menggunakan rate injeksi 1500 bbl/day, dengan RF sebesar 18.81 %
- Skenario V didapatkan hasil terbaik saat menggunakan rate injeksi 1500 bbl/day, dimana didapatkan RF sebesar 18.51 %

29

Kesimpulan

- Cadangan sisa pada studi kasus reservoir rekah alami batuan karbonat dengan pola inverted 5-spot masih sangat besar.
- Polimer digunakan untuk meningkatkan RF yang masih cukup dari basecase yaitu sebesar 8 %
- Skenario terbaik untuk studi kasus reservoir rekah alami batuan karbonat dengan pola inverted 5-spot dengan menggunakan Skenario III, dimana dengan menggunakan konsentrasi polimer sebesar 150 lb/d dan laju injeksi sebesar 1250 bbl/d dapat menaikkan RF sebesar 10.81 % menjadi 18.81 %

30



BIOGRAFI PENULIS



Mia Ferian Helmy, S.T., M.T.

Lahir di Solok, 20 Oktober 1983. Beliau adalah Dosen di Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta. Sampai saat ini masih aktif melaksanakan Tri Dharma Perguruan Tinggi. Penulis menyelesaikan S-1 di Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta dan S-2 di Teknik Perminyakan ITB.



EDGIE YUDA KAESTI, S.T., M.T.

Lahir di Yogyakarta, 30 Agustus 1981, Beliau merupakan Dosen di Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta. Sampai saat ini masih aktif melaksanakan Tri Dharma Perguruan Tinggi. Penulis menyelesaikan S-1 di Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta dan S-2 di Teknik Geologi UPN "Veteran" Yogyakarta.



INDAH WIDIYANINGSIH, S.T., M.T.

Lahir di Klaten pada tanggal 4 Mei 1985. Lulus sarjana di Teknik Perminyakan, UPN "Veteran" Yogyakarta pada tahun 2007. Menempuh pendidikan Magister Teknik Perminyakan di ITB pada tahun 2011-2013 dengan konsentrasi Enhanced Oil Recovery (EOR). Setelah lulus dari pendidikan magister di ITB, memilih menjadi dosen di Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta mulai tahun 2013 hingga sekarang.

ISBN 978-623-7840-89-3



9

786237

840893