

Studi Injeksi Kimia Melalui Simulasi Reservoir: Kasus Pada Reservoir DI, Lapangan Rantau

Yosaphat Sumantri, Joko Pamungkas dan Petrus Claver Satrio Wibowo

Prodi Teknik Perminyakan, FTM, UPN "Veteran" Yogyakarta

Abstrak

Reservoir DI terletak di Lapangan Rantau yang telah berproduksi sejak 1930. Terhadap reservoir DI pernah dilakukan studi injeksi air menggunakan simulator *black-oil* IMEX tetapi hasilnya kurang baik. Dalam studi ini dilakukan simulasi injeksi kimia menggunakan simulator *compositional* STARS, untuk mengetahui seberapa besar injeksi kimia bisa meningkatkan *recovery factor*.

Langkah-langkah dalam studi ini adalah: konversi model geologi dari simulator IMEX ke dalam simulator STARS, inialisasi, *history matching*, dan *PI matching* sumur, dan prediksi dengan tiga skenario. Skenario I: injeksi air pada kompartemen A1, kompartemen B dan kompartemen C2. Skenario II: seperti Skenario I tetapi dilakukan penambahan *polymer* dengan beberapa harga *pore volume* (PV). Skenario III: seperti Skenario I tetapi dilakukan penambahan *surfactant* dengan beberapa harga PV.

Analisis hasil prediksi menyimpulkan: 1) Skenario II, injeksi air ditambah dengan *polymer* sebesar 0,1 PV, laju injeksi 800 bbl/day dan tekanan injeksi 550 psia adalah skenario terbaik untuk kompartemen A1; 2) Skenario II, injeksi air ditambah dengan *polymer* 0,1 PV, laju injeksi 600 bbl/day dan tekanan injeksi 500 psia adalah skenario terbaik untuk kompartemen B; 3) Skenario III, injeksi air ditambah dengan *surfactant* sebesar 0,1 PV, laju injeksi 400 bbl/day dan tekanan injeksi 400 psia adalah skenario terbaik untuk kompartemen C2.

Kata kunci: *OOIP*, *recovery factor*, injeksi air, injeksi kimia.

Abstract

Reservoir DI located in Rantau Field that has been produced since 1930. There was water injection study using Black-Oil Simulator (IMEX) but the result was unsatisfied. Then, defining recovery factor improvement, the study is developed to chemical injection by using Compositional Simulator (STARS).

The steps in this study are: the conversion of the geological model of simulator IMEX into the simulator STARS, initialization, history matching and PI matching of wells, and prediction with three scenarios. Scenario I: injection of water in the compartment A1, compartment B and compartment C2. Scenario II: Scenario I with addition of polymer in several pore volume prices (PV). Scenario III: Scenario I with addition of surfactant with several PV.

The analysis predicted results concluded: 1) Scenario II, water injection plus polymer of 0.1 PV, injection rate of 800 bbl/day and injection pressure 550 psia is the best scenario for the compartment A1; 2) Scenario II, water injection plus 0.1 PV polymer, injection rate of 600 bbl/day and injection pressure 500 psia is the best scenario for the compartment B; 3) Scenario III, water injection plus 0.1 PV surfactant, injection rate of 400 bbl/day and an injection pressure of 400 psia is the best scenario for the compartment C2.

Keywords: *OOIP*, *recovery factor*, water injection, chemical injection.

I. Pendahuluan

Latar Belakang

Reservoir DI Lapangan Rantau diperkirakan mempunyai kandungan minyak mula-mula (*OOIP*) sebesar 118,4 MMBBL dan mulai diproduksi pada bulan Januari 1930. Kumulatif produksi sampai Februari 2011 mencapai 35 MMBBL dengan *recovery factor* sebesar 29%. Jumlah sumur yang menembus reservoir ini sebanyak 223, tetapi pada Februari 2011 tinggal terdapat 15 sumur aktif, dimana 8 merupakan sumur produksi dan 7 merupakan sumur injeksi. Laju produksi minyak lapangan Rantau pada Februari 2011 adalah 296 bbl/day dengan *water cut* rata-rata sebesar 0,54.

JAPEX melakukan injeksi air dengan pola *pheriperal* pada kompartemen C2, D1, D2, D3, dan D4 sejak Mei 1984. Pada Desember 2010 dilakukan pilot injeksi air pola *pheriperal* pada kompartemen A1 dengan 2 sumur injeksi dan 2 sumur produksi, tetapi dinilai kurang efektif mendesak minyak. Hal ini diakibatkan oleh jarak antara sumur injeksi dan produksi yang cukup jauh dan laju injeksi yang tidak optimal. Kurniawan R. (2011) melakukan studi simulasi injeksi air pada reservoir DI untuk keperluan *pilot project*, dengan lama prediksi 25 tahun.

Berdasarkan hasil injeksi air sebelumnya yang dinilai kurang efektif mendesak minyak, maka perlu dicoba metode injeksi kimia terhadap reservoir DI melalui studi simulasi reservoir, untuk melihat apakah terjadi penambahan kumulatif produksi dan *recovery factor* minyak yang cukup signifikan, bila dibandingkan dengan injeksi air tanpa tambahan bahan kimia.

Permasalahan

Permasalahan yang dijumpai untuk studi simulasi injeksi kimia adalah:

1. Jenis bahan kimia apa yang cocok untuk dicampurkan ke dalam air injeksi dan berapa konsentrasi optimumnya.
2. Apa pola injeksi-produksi apa yang tepat untuk dipilih, dan berapa laju injeksi optimum serta tekanan injeksi optimumnya.

Metodologi

Metodologi yang dipilih untuk menyelesaikan permasalahan di atas adalah simulasi reservoir dengan menggunakan simulator STAR-CMG 2009.10 (dari *STARS Computer Modelling Group Ltd.*) yang mampu memodelkan proses *thermal* dan *chemical* fluida di dalam reservoir. Adapun langkah-langkahnya adalah sebagai berikut:

1. Pengumpulan data karakteristik reservoir dan data produksi Reservoir "A".

2. Pengolahan data karakteristik reservoir dan produksi.
3. *Screening criteria* untuk injeksi kimia.
4. Konversi model geologi reservoir dari format simulator sebelumnya (IMEX) ke dalam format simulator STARS.
5. Inisialisasi.
6. *History matching*.
7. *PI Matching*.
8. Prediksi sampai 25 tahun ke depan dengan tiga skenario sebagai berikut: Skenario I adalah injeksi air yang difokuskan pada kompartemen A1 dengan pola *pheriperal*, kompartemen B dengan pola *five spot inverted*, dan kompartemen C2 dengan pola *five spot normal*; Skenario II adalah seperti Skenario I tetapi dilakukan penambahan *polymer* untuk beberapa harga *pore volume* (PV) injeksi; dan Skenario III adalah seperti Skenario I tetapi dilakukan penambahan *surfactant* untuk beberapa harga PV injeksi.
9. Analisis hasil masing-masing skenario dan menentukan skenario mana yang menghasilkan kumulatif produksi serta *recovery factor* minyak paling besar.

II. Kajian Pustaka

Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir adalah suatu proses memodelkan kondisi statis dan dinamis reservoir secara matematik. Pemodelan dilakukan dengan mengintegrasikan berbagai data reservoir (geologi, geofisik, petrofisik, fluida reservoir, tekanan, produksi dan sebagainya) sehingga diperoleh model matematik reservoir yang sesuai dengan reservoir yang sebenarnya, baik dalam kondisi statis maupun dinamis.

Langkah-langkah pekerjaan simulasi reservoir, meliputi persiapan dan pengolahan data, pembuatan model geologi-reservoir, inisialisasi, *history matching*, *PI Matching*, serta prediksi terhadap skenario yang telah dibuat.

Injeksi Kimia

Injeksi kimia adalah metode peningkatan perolehan tahap lanjut (EOR) dengan cara menginjeksikan zat kimia ke dalam reservoir untuk mengubah sifat fisik fluida dan/atau batuan reservoir yang dapat meningkatkan efisiensi penyapuan dan/atau efisiensi pendesakan terhadap hidrokarbon di dalam reservoir. Zat kimia yang digunakan dalam proses injeksi kimia antara lain adalah *polymer* dan surfaktan.

Injeksi *Polymer*

Injeksi *polymer* merupakan injeksi air yang disempurnakan, yaitu dengan menambahkan bahan pengental (*polymer*) ke dalam air injeksi dengan tujuan untuk memperbaiki sifat fluida pendorong sehingga dapat meningkatkan perolehan minyak. *Polymer* dapat meningkatkan viskositas fluida pendorong dan dapat memperbaiki perbandingan mobilitas antara air dan minyak, sehingga dapat meningkatkan efisiensi penyapuan oleh fluida pendorong. 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. Untuk kasus reservoir seperti ini, injeksi *polymer* cocok digunakan. *Polymer* yang terlarut dalam air injeksi akan mengentalkan air, mengurangi mobilitas air dan mencegah air menerobos minyak, sehingga dapat meningkatkan efisiensi penyapuan.

Ada dua tipe dasar *polymer* yang saat ini banyak digunakan untuk EOR, yaitu *polysaccharide* dan *polyacrylamide*. *Polysaccharide* terbentuk dari proses fermentasi pada bakteri (*biopolymer*). Jenis *polysaccharide* yang digunakan dalam proses injeksi adalah *Xanthan Gum*. *Xanthan Gum* tidak sensitif terhadap salinitas dan tahan terhadap kerusakan mekanik, sehingga lebih mudah menanganinya dalam hubungannya peralatan dilapangan. Sedangkan, *polyacrylamide* adalah molekul yang sangat fleksibel, dimana rantai yang panjang dari unit molekul *acrylamide* dan diameter molekul yang relatif kecil membuat *polymer* ini sensitif terhadap kerusakan mekanis dan degradasi. *Polyacrylamide* mudah terkena kerusakan mekanik karena rantainya yang sangat panjang sehingga mudah putus dan pecah. *Polyacrylamide* lebih sensitif terhadap salinitas tetapi lebih tahan terhadap serangan bakteri.

Injeksi Surfaktan

Surfaktan merupakan senyawa aktif penurun tegangan permukaan (*surface active agent*) yang mempunyai struktur bipolar. Bagian kepala bersifat hidrofilik dan bagian ekor bersifat hidrofobik menyebabkan surfaktan cenderung berada pada antarmuka antara fasa yang berbeda derajat polaritas dan ikatan hidrogen, seperti minyak dan air. Kegunaan surfaktan antara lain untuk menurunkan tegangan permukaan, tegangan antar-muka, meningkatkan kestabilan partikel yang terdispersi dan mengontrol jenis formasi emulsi, misalnya *oil in water* (O/W) atau *water in oil* (W/O).

Injeksi surfaktan ditujukan untuk meningkatkan efisiensi pendesakan dengan memproduksi

residual oil yang ditinggalkan oleh *water drive*, dimana minyak terjebak akibat tekanan kapiler dan tidak dapat bergerak dalam pori-pori batuan reservoir, tetapi akan dapat dikeluarkan dengan menginjeksikan larutan surfaktan. Percampuran surfaktan dengan minyak membentuk emulsi yang dapat menurunkan tekanan kapiler. Setelah minyak dapat bergerak, maka diharapkan tidak ada lagi minyak yang tertinggal. Pada injeksi surfaktan tidak perlu menginjeksikan surfaktan terus-menerus, melainkan diikuti dengan fluida pendesak lain, yaitu air yang dicampur dengan *polymer* untuk meningkatkan efisiensi penyapuan, dan akhirnya diinjeksikan air (*waterflooding*).

Surfaktan yang biasa digunakan dalam proses EOR adalah *petroleum sulfonate* yang merupakan turunan dari minyak bumi. Kelemahan surfaktan ini adalah sifatnya yang tidak memiliki ketahanan terhadap kondisi sadah dan salinitas yang tinggi, sedangkan kelebihan adalah mempunyai kinerja maksimal dalam menurunkan tegangan antar-muka minyak-air.

Penelitian Sebelumnya

Kurniawan R. (2011) pernah melakukan studi pada reservoir DI untuk keperluan *pilot project* injeksi air, yaitu studi simulasi injeksi air dengan pola *pheriperal* dan *five spot* dengan lama waktu prediksi selama 25 tahun (Maret 2011 sampai dengan Februari 2036). Hasil studinya antara lain adalah: (1) untuk kompartemen A1, injeksi air yang optimum adalah pola *pheriperal* dengan dengan laju injeksi 800 bbl/day, yang akan menghasilkan *recovery factor* (RF) 35,64 %; (2) untuk kompartemen B, injeksi air yang optimum adalah pola *five spot inverted* laju injeksi 600 bbl/day, yang akan menghasilkan RF 43,52 %; (3) untuk kompartemen C, injeksi air yang optimum adalah pola *five spot normal* dengan laju injeksi 400 bbl/day, yang akan menghasilkan RF 40 %.

III. Proses Simulasi dan Hasil-hasil

Pengumpulan Data

Sampel batuan (*core*) diambil dari Sumur P 377, P 394 dan P 398. Data pengukuran permeabilitas dan porositas sampel batuan dapat dilihat pada **Tabel 1**. Data permeabilitas relatif sampel batuan dapat dilihat pada **Tabel 2**. Sedangkan data *core* yang digunakan untuk analisa tekanan kapiler dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Analisa fluida reservoir diperoleh dari sampel fluida yang diambil dari sumur P-391. Berdasarkan analisa laboratorium diperoleh data densitas minyak = 61,14 lb/ft³, densitas air = 62,42 lb/ft³, densitas gas = 0,01289 lb/ft³, temperatur reservoir = 141,8 °F, tekanan bubble point = 1174,53 psia, tekanan awal

reservoir = 1178 psia, viskositas minyak = 1,35 cp, °API minyak = 49,6, Rsi = 128,7 scf/stb, dan Boi = 1,2658 bbl/stb. Lapangan Rantau mulai diproduksi pada bulan Januari 1930, dan pada saat studi ini dilakukan (Februari 2011), jumlah sumur yang aktif adalah sebanyak 15 sumur, dimana 8 sumur aktif produksi (P-361, R032HZ, P-391, P-022, P-383, P-335, P346, P-106) dan 7 sumur aktif injeksi (P403-iw, R153-iw, R107-iw, P025-iw, P239-iw, P377-iw, P309-iw).

Pemilihan pola injeksi *peripheral* dan *five spot* sebagai *pilot project* pada kompartemen A1, B dan C2 didasarkan atas tingkat keseragaman permeabilitas sumuran, sumur *existing*, data *well history*, jarak antara sumur produksi dengan sumur injeksi dalam suatu pola, mekanisme pendorong yang bekerja pada reservoir tersebut, dan struktur geologi reservoir masing-masing kompartemen. Pola *peripheral* diterapkan untuk kompartemen A1 (**Gambar 1**) dimana sumur P316 dan R032-HZ sebagai sumur produksi dan sumur P402-iw, P403-iw, P404-iw dan R143-iw sebagai sumur injeksi. Pola *inverted five-spot* diterapkan pada kompartemen B (**Gambar 2**), dimana sumur P252, R053, R110 dan R114 sebagai sumur-sumur produksi dan Sumur R129-iw sebagai sumur injeksi. Sedangkan pola *five spot normal* diterapkan pada kompartemen C2 (**Gambar 3**), dimana sumur P168 sebagai sumur produksi dan sumur P307-iw, P310-iw, P338-iw dan P347-iw sebagai sumur-sumur injeksi.

Pengolahan Data

Pengolahan data batuan reservoir yang dilakukan, yaitu: penentuan *rock region*, pengolahan data permeabilitas relatif, serta pengolahan data tekanan kapiler. Data pengukuran permeabilitas dan porositas sampel (*core*) pada **Tabel 1** diurutkan berdasarkan harga permeabilitas dari yang terkecil ke yang terbesar.

Gambar 4 memperlihatkan penentuan *rock type* yang merupakan plot antara jumlah sampel dengan permeabilitas, dimana batuan reservoir dikelompokkan menjadi 4 *rock type*. Pembagian *Rock Type* dimaksudkan untuk memilah batuan reservoir berdasarkan kualitasnya. Dalam proses simulasi, setiap *Rock Type* memiliki hubungan terhadap permeabilitas relatif dan tekanan kapiler tersendiri, pembagian *Rock Type* didasarkan atas distribusi harga permeabilitas di dalam sampel batuan.

Untuk mendapatkan harga kro dan krw dalam setiap *region* diperlukan peran dari *end point*. *End point* yang dimaksud adalah nilai Swc, Sor, kro pada harga Swc, dan krw pada harga Sor. Dari nilai *end point* tersebut dapat dibuat korelasi antara lain plot antara

Swc dengan permeabilitas, Sor dengan Swc, $kro_{@Swc}$ dengan permeabilitas, dan $krw_{@Sor}$ dengan permeabilitas dari masing-masing sampel (*core*). Berdasarkan hubungan antar *end point* didapatkan *trendline* yang bisa digunakan untuk menentukan Swc, Sor, $kro_{@Swc}$, $krw_{@Sor}$. Kemudian perhitungan kro dan krw dengan menggunakan metode analitikal. Perhitungan dilanjutkan dengan mencari harga Sw, krw, dan kro untuk masing-masing *region*. Setelah mendapatkan harga Sw, perhitungan dilanjutkan dengan mencari harga kro kemudian harga krw.

Pengolahan data tekanan kapiler dari berbagai sampel (*core*) dilakukan dengan menggunakan metode *Leverett J Function*. Pada metode *Leverett J Function* penentuan tekanan kapiler tergantung pada harga karakteristik batuan reservoir, seperti porositas dan permeabilitas pada skala reservoir, untuk mendapatkan data yang mewakili reservoir.

Pembuatan Model Geologi dan Grid

Model geologi dan grid reservoir yang digunakan pada studi ini merupakan model geologi dan grid yang digunakan pada studi simulasi terdahulu oleh Kurniawan R. (2011) dengan menggunakan simulator CMG IMEX, yang dikonversi menjadi model geologi dan grid yang sesuai untuk simulator CMG STARS.

Inisialisasi

Pada tahapan ini yang dilakukan *run* simulasi dalam kondisi statis (inisialisasi) untuk melihat distribusi tekanan pada masing-masing sumur dan jumlah minyak mula-mula. Pada proses inisialisasi tekanan, diperoleh perbedaan tekanan awal reservoir di model dengan data tekanan awal reservoir hasil *well testing* sebesar 0,0004 %. Perbedaan ini sudah menunjukkan hasil yang cukup bagus yaitu kurang dari 5 %, sehingga tidak dilakukan lagi perubahan-perubahan parameter tertentu dalam inisialisasi tekanan. Sedangkan, untuk jumlah minyak mula-mula diperoleh perbedaan sebesar 0,05 % dengan hasil perhitungan volumetrik, parameter yang dimodifikasi adalah data tekanan kapiler.

History Matching

Pada proses modifikasi dalam *history matching* ini, dilakukan perubahan terhadap harga *exponent* kurva permeabilitas relatif minyak (n_o) dan *exponent* kurva permeabilitas relatif air (n_w). Selain perubahan permeabilitas relatif, parameter lain yang diubah yaitu transmissibilitas dan volume *aquifer*. *History matching* difokuskan pada ketiga kompartemen yang telah dilakukan studi sebelumnya, yaitu pada kompartemen A1, B, dan C2.

Productivity Index (PI) Matching

Setelah dilakukan *History Matching* dan sebelum melakukan prediksi, maka dilakukan *PI Matching* (khusus sumur minyak) selama enam bulan sebelum akhir simulasi dengan konstrain laju produksi liquid (total produksi minyak dan air). Ketentuan-ketentuan dalam *PI Matching* antara lain:

- Dilakukan pada sumur-sumur yang sudah dipilih sebagai *key-well*.
- Data produksi yang diambil 3 s/d 6 bulan sebelum akhir simulasi.
- Parameter yang di-*match* adalah laju produksi minyak dan air. Parameter yang diubah selama *PI Matching* adalah data sumuran, seperti: *productivity index (PI)*, *skin*, dan *vertical flow performance* (untuk sumur *flowing*).

Prediksi

Pada tahap ini dilakukan prediksi untuk berbagai skenario pengembangan dalam usaha untuk meningkatkan faktor perolehan minyak yang akan dilakukan dalam jangka waktu 25 tahun. Dipilih tiga skenario injeksi-produksi untuk dicoba diterapkan, yaitu:

Skenario I : 8 sumur produksi dan 7 Sumur injeksi *existing* + 19 sumur *workover* dan *pilot* injeksi air.

Skenario II : Skenario I + *polymer* (0,05 PV; 0,1 PV; 0,2 PV dan 0,3 PV).

Skenario III : Skenario I + *surfactant* (0,05 PV; 0,1 PV; 0,2 PV dan 0,3 PV).

Skenario I adalah skenario injeksi-produksi dengan menggunakan 8 sumur produksi dan 7 sumur injeksi *existing* serta 19 sumur *workover* kemudian ditambah dengan hasil *pilot project* injeksi air pada kompartemen A1, B dan C2. Delapan sumur yang masih berproduksi (*existing well*) sampai dengan saat studi ini dilakukan (Februari 2036) adalah: P022, P106, P335, P346, P361, P383, P391, R032HZ. Sembilan belas sumur *work over* merupakan sumur produksi yang sudah ditutup, kemudian diaktifkan kembali karena posisi sumur-sumur tersebut terletak pada area yang masih memiliki saturasi minyak relatif tinggi, porositas dan permeabilitas yang tinggi, serta harga *water cut* yang masih relatif kecil. Khusus untuk *pilot project* injeksi air pada kompartemen A1, B dan C2 dilakukan uji sensitivitas pola injeksi-produksi, laju alir serta tekanan injeksi untuk mendapatkan perolehan yang optimum. Pada kompartemen A1 digunakan pola *pheriperal* (**Gambar 1**), kompartemen B dengan pola *five spot inverted* (**Gambar 2**), dan kompartemen C2 dengan pola *five spot normal* (**Gambar 3**). Pola-pola tersebut

dianggap paling tepat berdasarkan pada hasil studi sebelumnya (Kurniawan R., 2011).

Hasil-hasil

Tabel 6 adalah hasil prediksi Skenario-I untuk pilot injeksi air. **Gambar 5** dan **Gambar 6** masing-masing memperlihatkan hasil uji sensitivitas laju injeksi air dan tekanan injeksi pada Kompartemen A1 dengan pola *pheriperal* (Skenario-I). **Tabel 7**, **Gambar 7** dan **Gambar 8** adalah hasil prediksi dan uji sensitivitas laju injeksi air dan tekanan injeksi pada Skenario-I untuk pilot injeksi air *Five Spot Inverted* untuk Kompartemen B. **Tabel 8**, **Gambar 9** dan **Gambar 10** adalah hasil prediksi dan uji sensitivitas laju injeksi air dan tekanan injeksi pada Skenario-I untuk pilot injeksi air *Five Spot Normal* untuk Kompartemen C2.

Tabel 9 dan **Gambar 11** adalah hasil prediksi Skenario-II (injeksi *polymer*) dan III (injeksi *surfactant*) untuk Kompartemen A1 dengan pola *pheriperal*. **Tabel 10** dan **Gambar 12** adalah hasil prediksi Skenario-II (injeksi *polymer*) dan III (injeksi *surfactant*) untuk Kompartemen B dengan pola *Five Spot Inverted*. **Tabel 11** dan **Gambar 13** adalah hasil prediksi Skenario-II (injeksi *polymer*) dan III (injeksi *surfactant*) untuk Kompartemen C2 dengan pola *Five Spot Normal*.

IV. Pembahasan

Setelah pengolahan data dan input data selesai, dilanjutkan dengan inisialisasi. Proses inisialisasi dilakukan untuk menyelaraskan OOIP hasil simulasi (model) dengan OOIP hasil perhitungan volumetrik. Pada proses inisialisasi OOIP dilakukan modifikasi terhadap kurva tekanan kapiler masing-masing *rock type*. Dengan melakukan beberapa kali modifikasi terhadap kurva tekanan kapiler masing-masing *rock type* akhirnya diperoleh OOIP simulasi sebesar 118,45 MMBBL yang sudah sangat mendekati OOIP volumetrik, yaitu sebesar 118,4 MMBBL, atau perbedaannya = 0,05 % (kurang dari 5%). Proses inisialisasi kemudian dilanjutkan untuk menyamakan tekanan awal model dengan tekanan awal reservoir terukur. Hasil dari inisialisasi tekanan terlihat bahwa perbedaan antara tekanan awal model dengan tekanan awal reservoir (hasil *well testing*) adalah sebesar 0,0004 %. Perbedaan ini sudah menunjukkan hasil yang cukup bagus yaitu kurang dari 5 %.

Tahap selanjutnya adalah *history matching*, yaitu menyelaraskan laju dan kumulatif produksi serta tekanan hasil simulasi dengan laju dan kumulatif produksi serta tekanan aktual. Dalam *history matching*, dilakukan modifikasi terhadap transmisiabilitas, volume *aquiver*, serta kurva permeabilitas relatif batuan. *History matching* antara

model pada kompartemen A1 sudah menunjukkan hasil yang baik, kumulatif produksi liquid hasil simulasi yaitu 5,67 MMBBL sedangkan data aktual adalah 5,67 MMBBL (perbedaan 0,02 %, kurang dari 1%), untuk kumulatif produksi minyak hasil simulasi yaitu 5,15 MMBBL sedangkan data aktual adalah 5,18 MMBBL (perbedaan 0,46 %, kurang dari 5%), untuk kumulatif produksi air hasil simulasi sebesar 0,49 MMBBL sedangkan data aktual adalah sebesar 3,33 MMBBL (perbedaan 4,99 %, kurang dari 10%).

Pada kompartemen B, kumulatif produksi liquid hasil simulasi yaitu 3,29 MMBBL sedangkan data aktual adalah 3,29 MMBBL (perbedaan 0,11 %, kurang dari 1%), untuk kumulatif produksi minyak hasil simulasi yaitu 2,86 MMBBL sedangkan data aktual yaitu 2,83 MMBBL (perbedaan 1,07 %, kurang dari 5%), untuk kumulatif produksi air hasil simulasi sebesar 0,43 MMBBL sedangkan data aktual sebesar 0,46 MMBBL (perbedaan 5,85 %, kurang dari 10%).

Pada kompartemen C2, kumulatif produksi liquid hasil simulasi yaitu 7 MMBBL sedangkan data aktual adalah 7,01 MMBBL (perbedaan 0,21 %, kurang dari 1%), untuk kumulatif produksi minyak hasil simulasi yaitu 3,64 MMBBL sedangkan data aktual yaitu 3,69 MMBBL (perbedaan 1,32 %, kurang dari 5%), untuk kumulatif produksi air hasil simulasi sebesar 3,36 MMBBL sedangkan data aktual sebesar 3,33 MMBBL (perbedaan 1,01 %, kurang dari 10%).

Setelah tahapan *history matching* selesai, langkah selanjutnya yaitu melakukan *PI matching*. Parameter-parameter yang diubah pada *PI matching* ini merupakan parameter-parameter sumuran seperti: faktor skin. Hasil *PI Matching* diperlihatkan pada laju produksi likuid, minyak, dan air yang hampir selaras selama 6 bulan sebelum akhir produksi antara model dengan data aktual.

Prediksi atau peramalan merupakan tahap akhir dalam simulasi reservoir setelah proses *History Matching* selesai. Tahap ini bertujuan untuk memperkirakan perilaku reservoir yang disimulasi pada masa yang akan datang berdasarkan kondisi yang diharapkan, sesuai dengan waktu yang ditentukan. Pada tahap ini dilakukan tiga skenario, yaitu Skenario I, II dan III, seperti dijelaskan pada **sub-bab 3.6**.

Untuk Skenario I, berdasarkan uji sensitivitas diperoleh: laju injeksi dan tekanan injeksi optimum untuk kompartemen A1 (pola *pheriperal*) adalah 800 bbl/day dan 550 psia (**Tabel 6, Gambar 5 dan Gambar 6**), yang menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 5,61 MMbbl dan faktor perolehan 35,64%; laju injeksi dan tekanan injeksi optimum untuk kompartemen B (pola *five spot inverted*) adalah 600 bbl/day dan 500 psia (**Tabel 7, Gambar 7 dan**

Gambar 8), yang menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 3,41 MMbbl dan faktor perolehan 43,52%; laju injeksi dan tekanan injeksi optimum untuk kompartemen C2 (pola *five spot normal*) adalah 400 bbl/day dan 400 psia (**Tabel 8, Gambar 9 dan Gambar 10**), yang menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 4,16 MMbbl dan faktor perolehan 39,81%.

Pada Skenario I, pola injeksi berpengaruh terhadap RF. Pola *five spot inverted* pada kompartemen B memberikan penambahan RF paling besar (7,43%), pola *five spot normal* pada kompartemen C2 memberikan penambahan RF paling besar (4,64%) dan pola *pheriperal* pada kompartemen A1 memberikan penambahan RF paling besar (2,76%).

Pada Skenario II, dan skenario III dilakukan injeksi kimia (*polymer* dan *surfactant*) dengan sensitivitas fraksi *pore volume* (0,05, 0,1, 0,2 dan 0,3 PV). Berdasarkan ringkasan hasil prediksi Skenario I, Skenario II dan Skenario III, yaitu: **Tabel 9 dan Gambar 11** untuk kompartemen A1, **Tabel 10 dan Gambar 12** untuk kompartemen B, serta **Tabel 11 dan Gambar 13** untuk kompartemen C2.

Pada Kompartemen A1 (**Tabel 9**) terlihat bahwa perubahan dari injeksi air menjadi injeksi kimia memberikan dampak penambahan RF sekitar 2,57% atau penambahan kumulatif produksi minyak sebesar 0,41 MMBBL, dan pada Kompartemen B (**Tabel 10**) penambahan RF sekitar 5,31% atau penambahan kumulatif produksi minyak sebesar 0,42 MMBBL, sedangkan pada Kompartemen C2 (**Tabel 11**) penambahan RF sekitar 4,85% atau penambahan kumulatif produksi minyak sebesar 0,51 MMBBL.

Pada Skenario II dan III, pola injeksi sangat berpengaruh terhadap penambahan RF (5,31% untuk pola *five spot inverted* pada kompartemen B, 4,85% untuk pola *five spot normal* pada kompartemen C2 dan 2,57% untuk pola *five spot inverted* pada kompartemen B). Jenis bahan kimia (*polymer* maupun *surfactant*) serta besar *pore-volume* injeksi kimia memberikan pengaruh yang hampir sama terhadap penambahan RF maupun kumulatif produksi minyak.

Skenario terbaik untuk kompartemen A1 adalah Skenario II dengan injeksi *polymer* 0,1 PV yang memberikan RF sebesar 38,22% atau kumulatif produksi minyak 6,02 MMBBL, untuk kompartemen B adalah Skenario II dengan injeksi *polymer* 0,1 PV yang memberikan RF sebesar 48,84 % atau kumulatif produksi minyak 3,83 MMBBL, dan untuk kompartemen C2 adalah Skenario III dengan injeksi *surfactant* 0,1 PV yang memberikan RF sebesar

44,68% atau kumulatif produksi minyak 4,67 MMBBL.

V. Kesimpulan:

1. Tahap inisialisasi menghasilkan tekanan mula-mula pada model sebesar 1178,56 psia sudah yang sangat mendekati tekanan reservoir aktual sebesar 1172 psia, dan *OOIP* model sebesar 1184,4 MMBBL yang juga sudah sangat mendekati *OOIP* actual, yaitu sebesar 118,4 MMBBL (perbedaan sebesar 0,05 %).
2. *History matching* antara model dengan reservoir aktual pada kompartemen A1 sudah menunjukkan hasil yang baik dimana kumulatif produksi liquid dari model adalah 5,67 MMBBL, sedangkan data kumulatif produksi liquid aktual adalah 5,67 MMBBL (perbedaan sebesar 0,02 %, < 1%); kumulatif produksi minyak dari model sebesar 5,15 MMBBL, sedangkan data aktual adalah 5,18 MMBBL (perbedaan 0,46 % < 5%); dan untuk kumulatif produksi air dari model adalah sebesar 0,49 MMBBL, sedangkan data aktual sebesar 3,33 MMBBL (perbedaan 4,99 % < 10%).
3. *History matching* antara model dengan reservoir aktual pada kompartemen B sudah menunjukkan hasil yang baik dimana kumulatif produksi liquid dari model 3,29 MMBBL, sedangkan data aktual adalah 3,29 MMBBL (perbedaan 0,11 % < 1%); kumulatif produksi minyak dari model sebesar 2,86 MMBBL, sedangkan data aktual adalah 2,83 MMBBL (perbedaan 1,07 % < 5%); dan untuk kumulatif produksi air dari model adalah sebesar 0,43 MMBBL, sedangkan data aktual sebesar 0,46 MMBBL (perbedaan 5,85 % < 10%).
4. *History matching* antara model dengan reservoir aktual pada kompartemen C2 sudah menunjukkan hasil yang baik dimana kumulatif produksi liquid dari model adalah 7 MMBBL, sedangkan data kumulatif produksi liquid aktual adalah 7,01 MMBBL (perbedaan sebesar 0,21 %, < 1%); kumulatif produksi minyak dari model sebesar 3,64 MMBBL, sedangkan data aktual adalah 3,69 MMBBL (perbedaan 1,32 % < 5%); dan untuk kumulatif produksi air dari model adalah sebesar 3,36 MMBBL, sedangkan data

aktual sebesar 3,33 MMBBL (perbedaan 1,01 % < 10%).

5. Laju injeksi optimum untuk kompartemen A1 diperoleh sebesar 800 bbl/day dan tekanan injeksi optimumnya sebesar 550 psia; untuk kompartemen B laju injeksi optimum adalah 600 bbl/day dan tekanan injeksi optimumnya sebesar 500 psia; dan untuk kompartemen C2 laju injeksi optimum adalah sebesar 400 bbl/day dan tekanan injeksi optimumnya sebesar 400 psia.
6. Skenario terbaik untuk kompartemen A1 adalah Skenario II dengan injeksi *polymer* 0,1 PV, karena menghasilkan RF paling tinggi dibanding skenario yang lain (38,2 %); untuk kompartemen B adalah Senario II dengan injeksi *polymer* 0,1 PV yang akan menghasilkan RF sebesar 48,8 %; dan untuk kompartemen C2 adalah Skenario III dengan injeksi *surfactant* 0,1 PV yang akan menghasilkan RF sebesar 44,675%.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, Tarek, “*Reservoir Engineering Handbook*”, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2000.
- Aziz, K. And Settari, A. “*Petroleum Reservoir Simulation*”, Elsevier Applied Science Publisher, London and New York, 1979.
- Crichlow, H.B. “*Modern Reservoir Engineering A Simulation Approach*”, Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1997.
- Gevarasio, G. C., “*Detergency*”, Bailey’s Industrial Oils and Fats Product Wiley Interscience Publisher, New York-USA, 1996.
- Green, W. Don. and Willhite, Paul G., “*Enhanced Oil Recovery*”, Professor of Chemical and Petroleum Engineering University of Kansas, , 2003.
- Kurniawan, Rudi. “*Studi Simulasi Reservoir Untuk Pilot Injeksi Air Pada Reservoir “A” Lapangan Rantau PT.PERTAMINA EP REGION SUMATERA*”, UPN “Veteran” Yogyakarta, 2011.
- Rose, Stephen C., *et al.*, “*The Design Engineering Aspects of Waterflooding*”, Society of Petroleum Engineers Inc, USA, 1989.

Tabel 1. Data Pengukuran Permeabilitas dan Porositas Conto Batuan (Kurniawan Rudi, 2011)

Sumur	Sampel	Permeabilitas Absolut	Porositas
	No	mD	Fraksi
P377	12	184	0,2738
	13	27	0,2449
	14	30	0,245
	15	130	0,2984
	16	128	0,2518
	17	18	0,2381
	18	0,14	0,122
	19	64	0,2449
P394	1A	66,9	0,2339
	2	128,2	0,2499
	2B	373,4	0,212
	3A	125,6	0,2479
	4	119	0,2912
	4A	51,61	0,2591
	4B	63,24	0,2321
	5	65,5	0,2214
	5B	232,7	0,2247
	6	157	0,2401
	6A	135,6	0,2309
	6B	126,4	0,217
	7A	44,11	0,2065
	7C(FD)	2,93	0,1934
	8	45,2	0,2274
	8A	27,79	0,1901
	8B	144,3	0,1939
	8C(FD)	11,09	0,2007
9	87,65	0,2135	
P398	1B	50,49	0,2082
	3	406	0,3197
	3D	257	0,2341
	4	13,68	0,2307
	4A	4,01	0,2026
	4D	4,513	0,3062
	5C	21,18	0,2687
	6	8,534	0,2116
	6A	10,67	0,2145
	7B	83,39	0,2951
	7E	233,9	0,2609
	8	93,47	0,2652
8A	3,15	0,238	
8C	3,177	0,1989	

Tabel 2. Data Permeabilitas Relatif Sampel Batuan dari Sumur P-377 (Kurniawan, Rudi.,2011)

Sampel Nomor 13			Sampel Nomor 14			Sampel Nomor 16			Sampel Nomor 17		
Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro
fr	fr	fr	fr	fr	fr	fr	fr	fr	fr	fr	fr
0,3099	0	0,0983	0,2946	0	0,0521	0,2229	0,00001	0,0527	0,3601	0	0,0917
0,325	0,0027	0,074	0,3231	0,0022	0,0325	0,2446	0,0013	0,0365	0,3801	0,00082	0,075
0,3581	0,0062	0,0423	0,3459	0,0034	0,0228	0,2608	0,0022	0,0282	0,4092	0,0031	0,0546
0,3722	0,0078	0,033	0,3681	0,0051	0,0158	0,2846	0,0039	0,0178	0,428	0,0052	0,045
0,3901	0,0098	0,0242	0,3901	0,007	0,011	0,3093	0,0064	0,0113	0,4401	0,0067	0,0395
0,4166	0,0128	0,015	0,4136	0,0093	0,0074	0,3287	0,0089	0,0081	0,465	0,0108	0,0294
0,434	0,0148	0,011	0,4297	0,0113	0,0054	0,3598	0,0135	0,0043	0,4849	0,0148	0,0234
0,4662	0,0184	0,0061	0,4548	0,0144	0,0034	0,3749	0,0162	0,0031	0,5012	0,018	0,019
0,4897	0,0201	0,00385	0,4702	0,0165	0,00252	0,3908	0,0188	0,0022	0,5249	0,023	0,014
0,5181	0,0226	0,00212	0,4871	0,0187	0,0017	0,405	0,0202	0,0015	0,5402	0,0262	0,0112
0,5302	0,0232	0,0016	0,496	0,0196	0,00133	0,4204	0,021	0,00095	0,5625	0,031	0,0079
0,54	0,0238	0,00128	0,5172	0,0202	0,00071	0,4301	0,024551	0,00063	0,585	0,0358	0,0052
0,5614	0,025414	0,00074	0,54	0,025184	0,00003	0,4475	0,027656	0,00031	0,6031	0,0385	0,0033
0,5881	0,027134	0,00031	0,5501	0,026564	0,00019	0,4669	0,031307	0,00012	0,634	0,048	0,0011
0,6	0,02784	0,00017	0,5665	0,028865	0,000081	0,4813	0,034147	3,90E-05	0,6536	0,05331	0,00033
0,6108	0,028449	0,000085	0,5845	0,031478	0,000022	0,4901	0,035937	2,10E-05	0,6688	0,05759	0,00012
0,6263	0,02927	0,000025	0,5948	0,033013	0,000011	0,5059	0,039254	0,00001	0,6784	0,06036	5,20E-05
0,631	0,029506	0,000016	0,6028	0,034227	0	0,5112	0,040397	0	0,6801	0,06086	4,50E-05
0,6467	0,030254	0							0,6954	0,06541	

Tabel 3. Data Tekanan Kapiler Sampel Batuan dari Sumur P-398 (Kurniawan, Rudi.,2011)

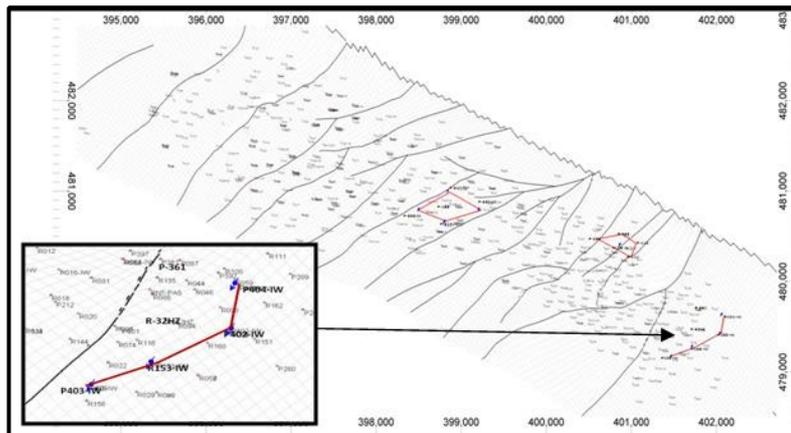
Sample	Depth	Absolut Permeability	Porosity	Water Saturation , (%) Pore Space					
				I.D	Meter	md	(%)		
8	625,6	93,47	26,52	74,824	58,911	48,332	39,604	35,721	34,02
4	617,9	13,68	23,07	80,91	67,028	56,048	46,008	40,457	39,362
6	623,03	8,534	21,16	86,353	73,935	61,833	52,664	44,535	41,348

Tabel 4. Kriteria Seleksi Untuk Masing-masing Injeksi Kimia

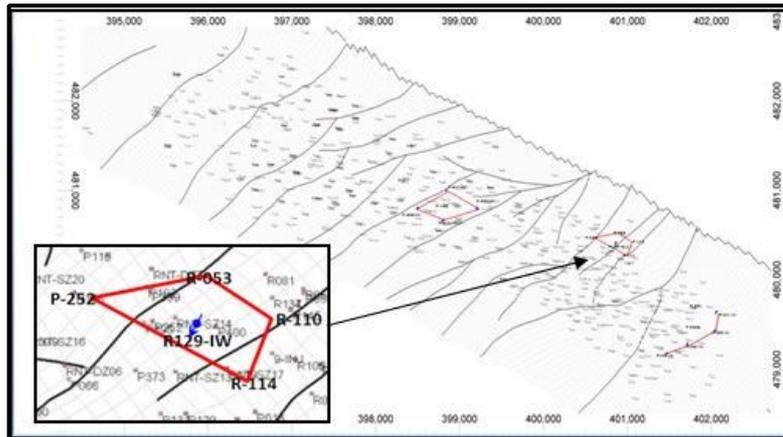
Parameter	Alkaline	Surfactant	Polymer	Reservoir DI
Viskositas minyak	< 200 cp	< 30 cp	< 150 cp	1,35 cp
Oil gravity	13° - 35°API	> 25 °API	> 25 °API	49,6 °API
Jenis reservoir	Batupasir	Batupasir	Batupasir	Batupasir
Ketebalan bersih	Tidak kritis	10 ft	Tidak kritis	98 ft
Permeabilitas rata-rata	> 20 md	> 20 md	> 100 md	600 md
Temperatur	> 200 °F	< 200 °F	< 200 °F	141,8 °F

Tabel 5. Jangka Waktu Injeksi untuk Tahapan Pengembangan Reservoir DI Lapangan Rantau

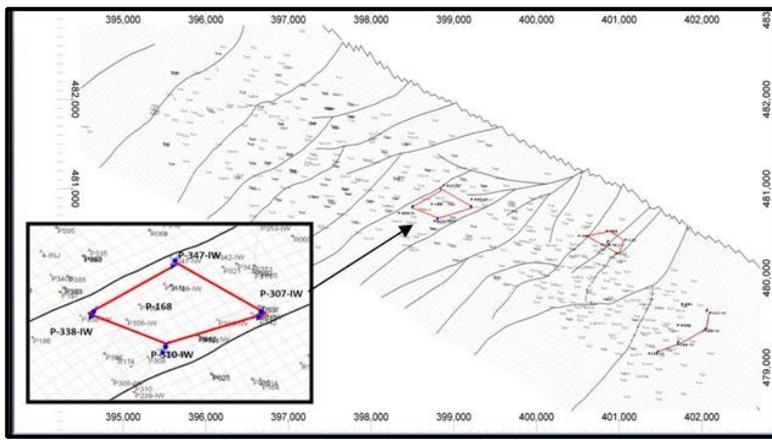
Injeksi Kimia								
Injeksi Kimia	0,05	PV	0,1	PV	0,2	PV	0,3	PV
Total Pore Volume	48203	M m3	48203	M m3	48203	M m3	48203	M m3
Volume Injeksi	2410,15	M m3	4820,3	M m3	9640,6	M m3	14460,9	M m3
	15159,3875	M BBL	30318,775	M BBL	60637,550	M BBL	90956,325	M BBL
	15159387,5	BBL	30318775	BBL	60637550	BBL	90956325	BBL
Jumlah Sumur	7	Sumur	7	Sumur	7	Sumur	7	Sumur
Laju /Sumur	3000	bbl/day	3000	bbl/day	3000	bbl/day	3000	bbl/day
Laju Lapangan	21000	bbl/day	21000	bbl/day	21000	bbl/day	21000	bbl/day
Waktu	721,9	Hari	1443,8	Hari	2888	Hari	4331	Hari
	23,7	Bulan	47	Bulan	95	Bulan	142	Bulan
	2,0	Tahun	4,0	Tahun	7,9	Tahun	11,9	Tahun



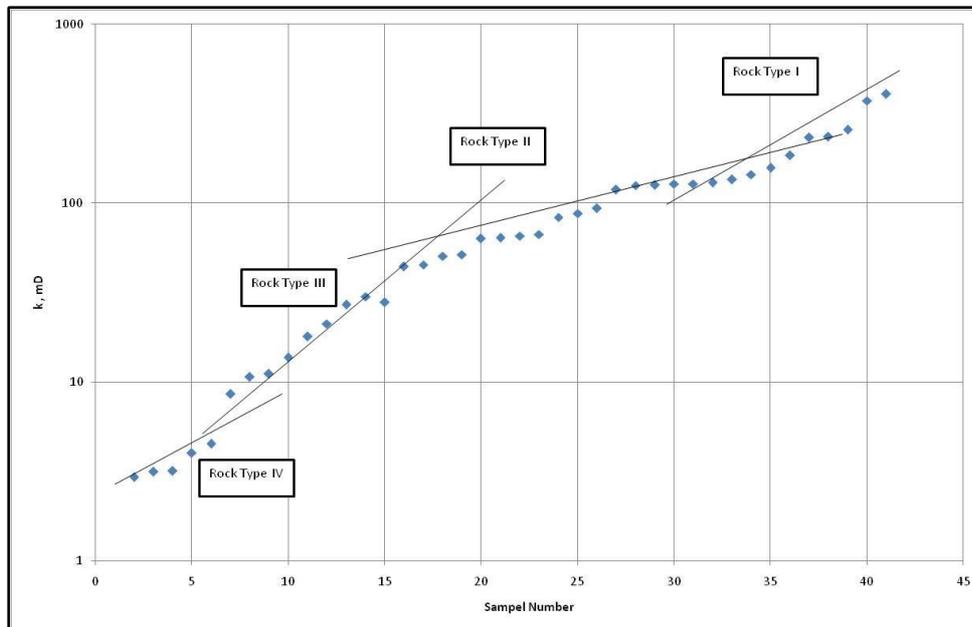
Gambar 1. Pola Injeksi *Peripheral* Kompartemen A1 (Kurniawan, Rudi.,2011)



Gambar 2. Pola Injeksi *Five Spot Inverted* Kompartemen B (Kurniawan, Rudi.,2011)



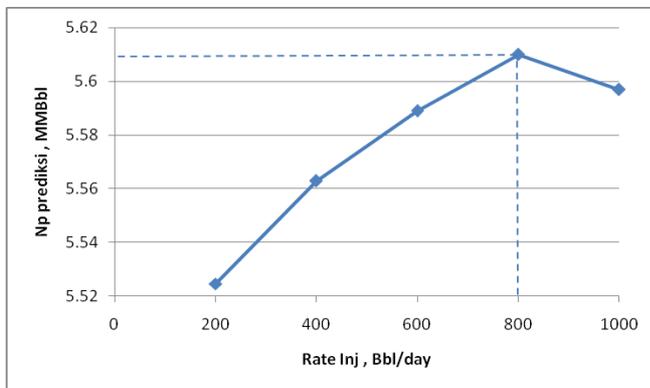
Gambar 3. Pola Injeksi *Five Spot Normal* Kompartemen C2 (Kurniawan, Rudi.,2011)



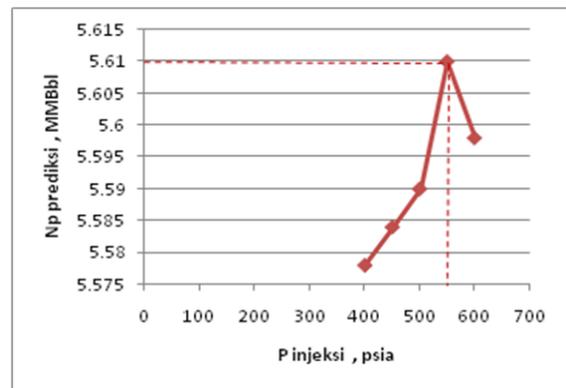
Gambar 4. Penentuan Rock Type pada Reservoir DI

Tabel 6. Uji Sensitivitas Laju Injeksi & Tekanan Injeksi Kompartemen A1

Parameter		Np Prediksi	RF Prediksi	Additional RF
Q injeksi (bbl/day)	P injeksi (psia)	(MMBBL)	(%)	(%)
Sensitivitas Laju Injeksi				
200	550	5.5246	35.09	2.21
400	550	5.563	35.34	2.46
600	550	5.589	35.50	2.62
800	550	5.61	35.64	2.76
1000	550	5.597	35.55	2.67
Sensitivitas Tekanan Injeksi				
800	400	5.578	35.43	2.55
800	450	5.584	35.47	2.59
800	500	5.59	35.51	2.63
800	550	5.61	35.64	2.76
800	600	5.598	35.56	2.68



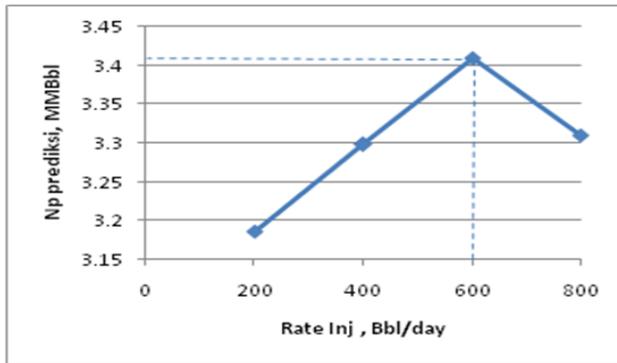
Gambar 5. Uji Sensitivitas Laju Injeksi Pola *Pheriperal* Kompartemen A1



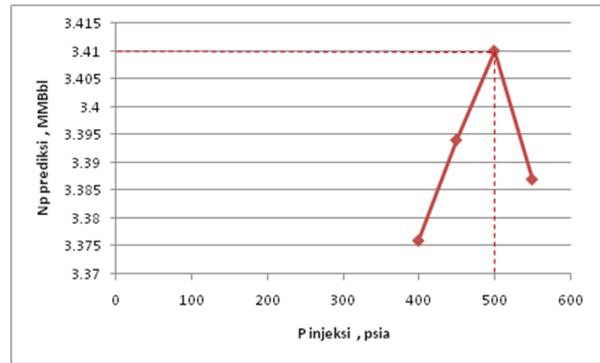
Gambar 6. Uji Sensitivitas Tekanan Injeksi Pola *Pheriperal* Kompartemen A1

Tabel 7. Uji Sensitivitas Laju Injeksi & Tekanan Injeksi Kompartemen B

Parameter		Np Prediksi	RF Prediksi	Additional RF
Q injeksi (bbl/day)	P injeksi (psia)	(MMBBL)	(%)	(%)
Sensitivitas Laju Injeksi				
200	500	3.186	40.66	4.57
400	500	3.298	42.09	6.00
600	500	3.41	43.52	7.43
800	500	3.31	42.25	6.16
Sensitivitas Tekanan Injeksi				
600	400	3.376	43.09	7.00
600	450	3.394	43.32	7.23
600	500	3.41	43.52	7.43
600	550	3.387	43.23	7.14



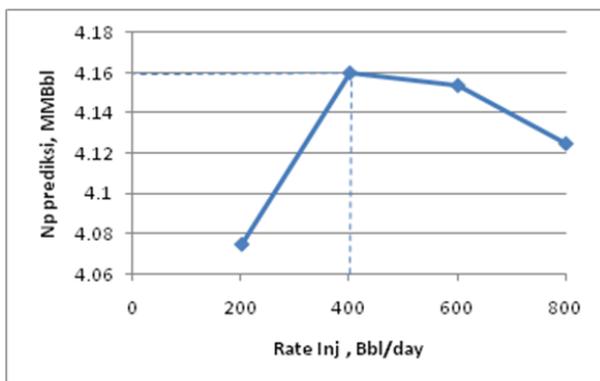
Gambar 7. Uji Sensitivitas Laju Injeksi Pola *Five Spot Inverted* Kompartemen B



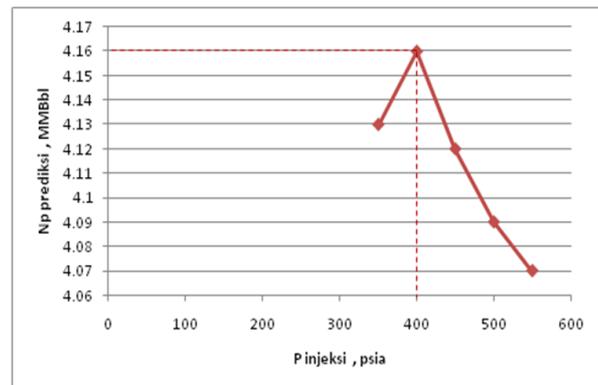
Gambar 8. Uji Sensitivitas Tekanan Injeksi Pola *Five Spot Inverted* Kompartemen B

Tabel 8. Uji Sensitivitas Laju Injeksi & Tekanan Injeksi Kompartemen C2

Parameter		Np Prediksi	RF Prediksi	Additional RF
Q injeksi (bbl/day)	P injeksi (psia)	(MMBBL)	(%)	(%)
Sensitivitas Laju Injeksi				
200	400	4.075	39.00	3.73
400	400	4.16	39.81	4.54
600	400	4.154	39.75	4.49
800	400	4.125	39.47	4.21
Sensitivitas Tekanan Injeksi				
400	350	4.13	39.52	4.26
400	400	4.16	39.81	4.54
400	450	4.12	39.43	4.16
400	500	4.09	39.14	3.87
400	550	4.07	38.95	3.68



Gambar 9. Uji Sensitivitas Laju Injeksi Pola *Five Spot Normal* Kompartemen C2



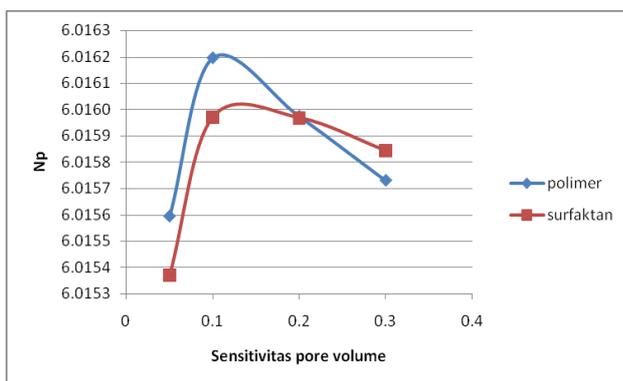
Gambar 10. Uji Sensitivitas Tekanan Injeksi Pola *Five Spot Normal* Kompartemen C2

Tabel 9. Hasil Prediksi Berbagai Tahapan Kompartemen A1

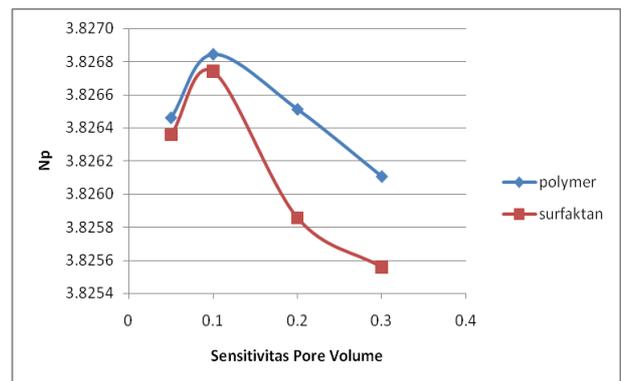
SKENARIO		Np (MMBBL)	RF (%)	Rec.Res Oil (MMBBL)	Add RF (%)
Injeksi Air		5.61	35.64	-	-
Polymer	0.05 PV	6.0156	38.2137	0.4056	2.5737
	0.1 PV	6.0162	38.2175	0.4062	2.5775
	0.2 PV	6.0160	38.2161	0.4060	2.5761
	0.3 PV	6.0157	38.2145	0.4057	2.5745
Surfactant	0.05 PV	6.0154	38.2122	0.4054	2.5722
	0.1 PV	6.0160	38.2161	0.4060	2.5761
	0.2 PV	6.0160	38.2160	0.4060	2.5760
	0.3 PV	6.0158	38.2152	0.4058	2.5752

Tabel 10. Hasil Prediksi Berbagai Tahapan Kompartemen B

SKENARIO		Np (MMBBL)	RF (%)	Rec.Res Oil (MMBBL)	Add RF (%)
Injeksi Air		3.41	43.52	-	-
Polymer	0.05 PV	3.8265	48.8380	0.4165	5.3180
	0.1 PV	3.8268	48.8429	0.4168	5.3229
	0.2 PV	3.8265	48.8387	0.4165	5.3187
	0.3 PV	3.8261	48.8335	0.4161	5.3135
Surfactant	0.05 PV	3.8264	48.8367	0.4164	5.3167
	0.1 PV	3.8267	48.8416	0.4167	5.3216
	0.2 PV	3.8259	48.8303	0.4159	5.3103
	0.3 PV	3.8256	48.8265	0.4156	5.3065



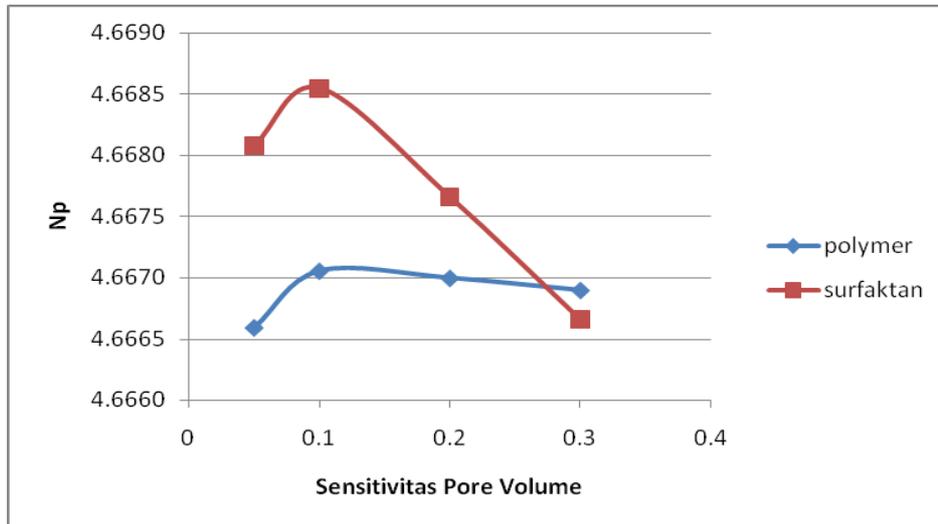
Gambar 11. Sensitivitas Pore Volume Pola Pheriperal Kompartemen A1



Gambar 12. Sensitivitas Pore Volume Pola Five Spot Inverted Kompartemen B

Tabel 11. Hasil Prediksi Berbagai Tahapan Kompartemen C2

SKENARIO		Np	RF	Rec.Res Oil	Add RF
		(MMBBL)	(%)	(MMBBL)	(%)
Injeksi Air		4.16	39.81	-	-
Polymer	0.05 PV	4.6666	44.6564	0.5066	4.8464
	0.1 PV	4.6671	44.6608	0.5071	4.8508
	0.2 PV	4.6670	44.6603	0.5070	4.8503
	0.3 PV	4.6669	44.6593	0.5069	4.8493
Surfactant	0.05 PV	4.6681	44.6706	0.5081	4.8606
	0.1 PV	4.6685	44.6751	0.5085	4.8651
	0.2 PV	4.6677	44.6666	0.5077	4.8566
	0.3 PV	4.6667	44.6570	0.5067	4.8470



Gambar 13. Sensitivitas Pore Volume Pola Five Spot Normal Kompartemen C2