

ISBN : 978-602-19765-3-1



# SEMINAR NASIONAL KEBUMIHAN XI

FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA



# PROSIDING

MENUJU KEMANDIRIAN BANGSA DENGAN PERCEPATAN  
PRODUKSI ENERGI DAN INDUSTRI MINERAL DALAM MENDUKUNG MEA

Yogyakarta, 3 - 4 November 2016



FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA  
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condong Catur, Yogyakarta  
Gedung Arie F. Lasut Lt. I telp. (0274) 487814 email : [semnas\\_ftm@upnyk.ac.id](mailto:semnas_ftm@upnyk.ac.id)





Seminar Nasional Kebumihan XI, Yogyakarta, 3 – 4 November 2016

Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

---

**SUSUNAN PANITIA SEMINAR NASIONAL KEBUMIHAN XI**  
**"Menuju Kemandirian Bangsa Dengan Percepatan Produksi Energi Dan Industri**  
**Mineral Dalam Mendukung MEA "**

Penanggung Jawab : Dr. Ir. Suharsono, MT  
Ketua : Dr. Ir. Harry Budiharajo, MT  
Wakil Ketua : Wahyu Widayat, ST., MT  
Sekretaris : M. Th. Kristiati.EA, ST, MT  
Bendahara : Ir. Peter Eka Rosadi, MT

ISBN : 978-602-19765-3-1

Tim Reviewer :  
Ketua : Dr. Suranto, ST.,MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)  
Anggota : 1. Prof. Dr. Ir. Sismanto, M. Sc. (Universitas Gadjah Mada)  
2. Dr. Ir. Asep Kurnia Permadi, M.Sc. (Institut Teknologi Bandung)  
3. Dr. Muslim Abdurrahman, ST., MT. (Universitas Islam Riau)  
4. Dr. Edy Nursanto, ST., MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)  
5. Dr. Ir. Joko Susilo, MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)  
6. Dr. Ir. Edi Winarno, MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)  
7. Dr. Ir. Andi Sungkowo, MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)

Editor : Ratna Widyaningsih, ST, M.Eng  
Penyunting : Ika Wahyuning Widiarti, S.Si, M. Eng  
Desain Sampul dan Tata Letak : Hafiz Hamdalah, ST, M.Sc  
Penerbit : Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional  
"Veteran" Yogyakarta

**Redaksi :**

Jl. SWK 104, Lingkar Utara Condong Catur Yogyakarta  
Gd. Arie F. Lasut Lt.1  
Tel p : 0274 487814  
Email : [ftm@upnyk.ac.id](mailto:ftm@upnyk.ac.id)

Distributor Tunggal :  
Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta  
Jl. SWK 104, Lingkar Utara Condong Catur Yogyakarta  
Gd. Arie F. Lasut Lt.1  
Tel p : 0274 487814  
Email : [ftm@upnyk.ac.id](mailto:ftm@upnyk.ac.id)

Cetakan Pertama, November 2016

Hak Cipta dilindungi undang-undang

Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan dengan cara apapun tanpa ijin tertulis dari penerbit



<b>B. EKSPLORASI DAN EKSPLOITASI MIGAS .....</b>	<b>106</b>
1. Potensi Batuan Induk Serpih Gumai Di Area Bd, Kabupaten Batanghari, Propinsi Sumatra Selatan .....	106
2. Optimasi Parameter Dalam Mengkarakteristik Batuan Pasir Dengan Menggunakan Metode Seismik Inversi Dan Identifikasi Penyebaran Porositas ...	118
3. Depositional Facies And Paleogeography Model Of Halang Formation: Implication To Reservoir Geometry In Tubidite Systems.....	127
4. Rencana Besar Produksi Gas Di Struktur X Dari Tahun 2014 Hingga 2024 PT. Pertamina EP Asset 2.....	135
5. Evaluasi Metode Perhitungan Potensi Sumur Minyak Tua Dengan Water Cut Tinggi di Provinsi Papua Barat .....	142
6. Peluang Dan Tantangan Penerapan Nanoteknologi Melalui Metoda Enhanced Oil Recovery (EOR) Di Lapangan Minyak Indonesia .....	148
7. Studi Simulasi Reservoir Untuk Perencanaan Pengembangan Struktur 'SS' Lapisan 'S' .....	154
8. Tidal Flat Facies And Its Porosity Based On Outcrop Data In Ngrayong Formation, Kadiwono Area, Central Java.....	172
9. Analisis Kontribusi Produksi Setiap Lapisan Pada Sumur Minyak Komingel Berdasarkan Data Uji Pressure-Temperature-Spinner (PTS) .....	179
10. A Review Of Petroleum Imaging From Magnetotelluric Data.....	188
11. Sistem Petroleum Struktur Antiklin Kawengan .....	194
12. Titik-Titik Geosite Sebagai Pendukung Calon Petroleum Geoheritage Bojonegoro	208
13. Pengelolaan Sumber Daya Alam Migas Lapangan Tua Untuk Peningkatan Ekonomi Masyarakat Di Sekitar Lokasi.....	215
14. Analisa Petrofisik Sumur-Sumur Gas Eksplorasi Untuk Karakterisasi Reservoir	218
15. Pemodelan Aliran Gas Pada Jaringan Pipa Transmisi.....	231
<b>C. ENERGI BARU TERBARUKAN DAN KONSERVASI ENERGI .....</b>	<b>242</b>
1. Teknologi Tepat Guna : Pemurnian & Penigkatan Kualitas Biogas Menggunakan Prototipe CO <sub>2</sub> & H <sub>2</sub> O Removal Unit Processing .....	242
2. Pengembangan Teknologi Tepat Guna Briket Batubara Karbonisasi Sebagai Energi Alternatif .....	248
<b>D. ENERGI NON KONVENSIONAL .....</b>	<b>256</b>
1. Interpretation Of Fault Pattern And Preliminary Study Of Geothermal Potential In Java Using Travel Time Tomography Based On Hypocenter Data.....	256
2. A Review On Mt Application For Geothermal Prospecting In Java, Indonesia .....	264
3. Penentuan Harga Listrik Setempat Lapangan Panasbumi Guci.....	269



## STUDI SIMULASI RESERVOIR UNTUK PERENCANAAN PENGEMBANGAN STRUKTUR 'SS' LAPISAN 'S'

Joko Pamungkas, Suwardi, dan Sulistiawan Santosa  
Jurusan Teknik Perminyakan, FTM, UPN "Veteran" Yogyakarta

### Abstrak

Lapisan 'S' memiliki OOIP sebesar 9,2 MMSTB mulai produksi sejak tahun 2014 dengan kumulatif produksi mencapai 79,3 MSTB dan recovery factor sebesar 0,86%, serta baru terdapat dua sumur aktif, sehingga masih memiliki kemungkinan untuk dilakukan pengembangan. Dalam studi ini perencanaan pengembangan Lapisan 'S' dilakukan menggunakan simulator reservoir CMG tipe IMEX-Black Oil Simulator, untuk mengetahui strategi pengembangan seperti apakah yang menghasilkan peningkatan kumulatif minyak paling optimum.

Hasil dari studi simulasi ini menyimpulkan bahwa parameter oil producing potential dapat membantu dalam memberikan rekomendasi lokasi penempatan sumur pengembangan, serta dengan menempatkan sumur injeksi terbukti meningkatkan recovery factor, dari beberapa skenario yang telah diterapkan, skenario III-B (8 sumur produksi dan 5 sumur injeksi air dengan rate injeksi 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi) merupakan skenario terbaik, karena memberikan kumulatif produksi minyak paling tinggi yaitu sebesar 2,01 MMSTB dan recovery factor 21,85% atau mampu meningkatkan recovery factor sebesar 14,7%.

Kata kunci: oil producing potential, injeksi, recovery factor

### PENDAHULUAN

Lapisan 'S' memiliki OOIP sebesar 9,2 MMSTB dengan kumulatif produksi hingga 2015 mencapai 79,3 MSTB dan recovery factor 0,86%. Pada Lapisan 'S' terdapat 2 sumur berstatus sebagai sumur produksi hingga 2015, dengan masih kecilnya kumulatif perolehan minyak serta masih sedikitnya jumlah sumur yang memproduksi Lapisan 'S', maka masih terbukalah kemungkinan melakukan pengembangan untuk meningkatkan perolehan minyak.

Simulator digunakan untuk mengetahui strategi pengembangan seperti apakah yang mampu menghasilkan peningkatan kumulatif minyak paling optimum, selain itu juga dapat memberikan rekomendasi lokasi dan jumlah sumur pengembangan. Dalam studi ini pemilihan lokasi sumur pengembangan didasarkan pada parameter *Oil Producing Potential*. *Oil Producing Potential* merupakan parameter yang diperoleh dari modifikasi *Oil per Unit Area* dengan *Flowrate Capability*, dan pemilihan lokasi sumur injeksi diantaranya kedalaman, distribusi permeabilitas, dan distribusi saturasi air.

### METODOLOGI

Metodologi yang dipilih untuk menyelesaikan studi ini adalah sebagai berikut:

1. Pengumpulan data karakteristik reservoir dan data produksi.
2. *Inputting* data karakteristik reservoir dan produksi.
3. *Inputting* model geologi reservoir.
4. Penyelarasan (*Inialisasi* dan *history matching*)
5. Prediksi.
6. Analisis hasil tiap skenario.

### DASAR TEORI

#### Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir dilakukan dengan mengintegrasikan berbagai data reservoir (geologi, geofisik, petrofisik, fluida reservoir, tekanan, produksi dan sebagainya) sehingga diperoleh model 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, inialisasi, history matching, PI Matching, serta prediksi dengan menerapkan skenario yang telah dibuat.



### Perencanaan Pengembangan

Pengembangan dapat dilakukan dengan tujuan untuk melakukan pengurusan terhadap lapisan produktif yang masih belum terkuras oleh sumur-sumur disekitarnya, ataupun untuk mempertahankan kondisi reservoir sebelumnya.

Penambahan titik serap merupakan salah satu langkah pengembangan dari suatu lapangan yang bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak. Untuk mendapatkan lokasi titik serap baru dari reservoir tersebut, maka perlu dilakukan studi perencanaan dalam pemilihan lokasi.

Adapun faktor-faktor yang dapat mempengaruhi perencanaan titik serap:

1. Jumlah minyak yang belum terambil oleh sumur yang ada.
2. *Performance* produksi sumur-sumur yang ada sebelumnya.
3. Luas daerah pengurusan sumur-sumur yang masih aktif.
4. Distribusi tekanan reservoir.
5. Posisi struktur geologi.
6. Tingkat heterogenitas reservoir.

Dengan memanfaatkan karakteristik reservoir yang telah ditampilkan oleh simulator, maka faktor-faktor yang dapat mempengaruhi perencanaan titik serap tersebut dapat dimasukkan ke dalam persamaan modifikasi.

$$1.5 \text{ Oil per Unit Area (OPU)} \\ = S_o \times \phi \times h \dots\dots\dots (1)$$

$$2.5 \text{ Flowrate Capability} \\ = K \times h \times \text{Grid Block Pressure} \dots\dots\dots (2)$$

$$3.5 \text{ Oil Producing Potential} \\ = \text{Oil per Unit Area} \times \text{Flowrate Capability} \dots\dots\dots (3)$$

Parameter *Oil per Unit Area* (**persamaan 1**) adalah parameter yang menggambarkan ketebalan reservoir pada *grid* yang berisi minyak dalam suatu luasan area, parameter *Flowrate Capability* (**persamaan 2**) merupakan parameter yang menggambarkan besarnya kemampuan dari suatu ketebalan reservoir tertentu untuk dapat mengalirkan fluida reservoir yang mengalami penekanan oleh tekanan di dalam reservoir, pengertian tersebut dapat diketahui dengan menganalisa parameter yang digunakan dalam penghitungan *Flowrate Capability* (**persamaan 2**).

Parameter *Oil Producing Potential* merupakan sutau parameter modifikasi perkalian antara parameter *Oil per Unit Area* dengan parameter *Flowrate Capability* seperti ditunjukkan pada persamaan **persamaan 3**, yang secara tidak langsung dapat menggambarkan besarnya volume oil dalam kondisi reservoir yang dapat diproduksi sebagai fungsi tekanan reservoir. Parameter *Oil Producing Potential* ini dapat menunjukkan lokasi-lokasi yang berpotensi untuk dijadikan titik-titik serap baru, lokasi-lokasi tersebut diharapkan memiliki potensi untuk dapat mengalirkan/ memproduksi minyak dengan *rate* yang lebih tinggi, jika nantinya diletakkan sumur pengembangan dibandingkan lokasi-lokasi lain.

Faktor-faktor yang mempengaruhi dalam injeksi air adalah geometri reservoir, sifat-sifat fisik batuan dan fluida reservoir, laju injeksi, serta sifat-sifat air injeksi. Keberhasilan perencanaan operasi injeksi yang menggunakan fluida injeksi berupa air, umumnya dipengaruhi oleh beberapa faktor kunci diantaranya *rate* injeksi dan tekanan injeksi. Alasan perlunya penentuan laju dan tekanan injeksi dalam suatu operasi injeksi air, yaitu :

- Laju injeksi perlu diketahui untuk menentukan ukuran dari peralatan pompa dan instalasi lain yang akan digunakan.
- Tekanan injeksi perlu ditentukan karena berkaitan dengan kekuatan formasi (tekanan rekah formasi).

Adanya beberapa variasi perubahan laju dan tekanan injeksi dalam setiap perencanaan operasi injeksi maka akan ada pula perbedaan hasil yang diperoleh, sehingga untuk penentuan laju dan tekanan injeksi optimum digunakan sensitivitas injeksi.



## SIMULASI DAN HASIL

### Pengumpulan Data

Lapisan 'S' memiliki porositas dari harga 0,013 hingga 0,37 dan rata-rata porositas sebesar 0,22, serta memiliki permabilitas dari harga 0,03 mD hingga 478 mD dan rata-rata permabilitas sebesar 80,28 mD, uji *special core analysis* diperoleh dari 3 sample untuk uji permeabilitas relatif dan 3 sample untuk uji tekanan kapiler. Hasil *core* rutin disajikan pada **Tabel 1** dan hasil *special core analysis* disajikan pada disajikan pada **Tabel 2 dan Tabel 3**.

Analisa Lapisan 'S' diperoleh dari sumur X-56. Berdasarkan analisa laboratorium fluida reservoir Lapisan 'S', diperoleh hasil diantaranya  $^{\circ}$ API sebesar 43  $^{\circ}$ API, faktor volume formasi awal sebesar 1,57 Rb/STB, temperatur reservoir 214 $^{\circ}$ F, dan tekanan *bubble* 1447 Psi.

### Pengolahan Data

Pengolahan data batuan reservoir yang dilakukan, yaitu: penentuan *rock region*, pengolahan data permeabilitas relatif, serta pengolahan data tekanan kapiler. **Gambar 1** memperlihatkan penentuan *rock type* yang merupakan plot antara jumlah sampel dengan permeabilitas, dimana batuan reservoir dikelompokkan menjadi 3 *rock type*. Pembagian *rock type* didasarkan atas distribusi harga permeabilitas di dalam sampel batuan, dan pembagian *rock type* dimaksudkan untuk memilah daerah-daerah yang ada pada reservoir berdasarkan kualitasnya.

Pengolahan data permeabilitas relatif dalam setiap *region* dilakukan dengan menentukan *end point* terlebih dahulu. *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 setiap *region*, setelah mendapatkan harga Sw, perhitungan dilanjutkan dengan mencari harga kro dan krw yang hasilnya dapat disajikan pada **Gambar 2**.

Pengolahan data tekanan kapiler dari berbagai sampel 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 yang hasilnya disajikan pada **Gambar 3**.

### Penyelarasan (Inisialisasi dan *history matching*)

Tahap penyelarasan bertujuan untuk menyelaraskan kondisi dan kinerja dari model reservoir dengan reservoir sesungguhnya. Inisialisasi bertujuan untuk menyelaraskan kondisi awal model yang telah dibuat dengan kondisi awal reservoir sesungguhnya. Hasil akhir tahapan inisialisasi dalam studi ini diperoleh beda model dan aktual untuk OOIP sebesar 0,5% dan tekanan sebesar 0,26%, parameter yang dimodifikasi adalah data tekanan kapiler dan datum, yang hasilnya dapat disajikan pada **Tabel 4**.

*History Matching* bertujuan untuk menyelaraskan laju produksi yang telah dikeluarkan dan tekanan reservoir dari model reservoir yang telah dibangun. Hasil akhir tahap *history matching* dalam studi ini adalah model memiliki *trend* yang sama serta perbedaan kumulatif model dan aktual tidak jauh beda (beda kumulatif model dengan aktual untuk *liquid*, minyak, dan air adalah 0,2%, 0,9%, dan 0,2%), parameter yang dimodifikasi adalah transmisibilitas dan data permeabilitas relative, yang hasilnya dapat disajikan pada **Tabel 5**.

### Prediksi

Pada studi simulasi yang dilakukan pada Lapisan 'S', telah diterapkan berbagai macam alternatif skenario pengembangan untuk meningkatkan perolehan minyak, lama waktu yang disimulasikan untuk pengembangan yaitu 20 tahun dan terdapat 4 skenario utama, yaitu :

1. *Basecase* : kondisi *existing*
2. Skenario I : *workover* sumur produksi



3. Skenario II : skenario I + 6 sumur produksi
4. Skenario III : skenario II + 5 sumur injeksi air (*Pressure Maintenance*)
  - Skenario IIIA : rate 1000 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi
  - Skenario IIIB : rate 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi
  - Skenario IIIC : rate 2000 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi
  - Skenario IIID : rate 2500 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi
  - Skenario IIIE : rate 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 800 psi
  - Skenario IIIF : rate 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 1200 psi
  - Skenario IIIG : rate 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 1400 psi

Pada skenario *basecase* dilakukan dengan melanjutkan produksi dari 2 sumur *existing*. Skenario ini dibuat sebagai landasan pengamatan terhadap perilaku laju dan kumulatif produksi, dimana hasil dari skenario *basecase*, nantinya dijadikan pertimbangan untuk penetapan pengembangan skenario-skenario selanjutnya. Skenario I merupakan prediksi seperti skenario *basecase*, namun dengan melakukan *workover* sumur X-46.

Pada skenario II dilakukan dengan meneruskan skenario I dengan penambahan 6 sumur produksi baru untuk memperluas daerah pengurusan pada Lapisan 'S' serta meningkatkan perolehan minyak berdasarkan potensial area yang tersisa. Pemilihan lokasi sumur produksi baru didasarkan pada parameter *Oil Producing Potential* seperti terlihat pada **Gambar 4**. Skenario III dilakukan dengan meneruskan skenario II yang ditambahkan 5 sumur injeksi air (sebagai *pressure maintenance*), kriteria pemilihan lokasi sumur injeksi diantaranya berdasarkan kedalaman, distribusi permeabilitas, dan distribusi saturasi air seperti terlihat pada **Gambar 5**, **Gambar 6**, dan **Gambar 7**. Hasil prediksi untuk seluruh skenario ditunjukkan dengan **Tabel 6**, **Gambar 8**, dan **Gambar 9**.

## ANALISA DAN PEMBAHASAN

Lapisan 'S' memiliki OOIP sebesar 9.2 MMSTB dengan kumulatif produksi hingga 2015 mencapai 79,3 MSTB dan *recovery factor* 0,86%, serta baru terdapat 2 sumur berstatus sebagai sumur produksi hingga 2015, dengan masih kecilnya kumulatif perolehan minyak serta masih sedikitnya jumlah sumur yang memproduksi Lapisan 'S', maka masih terbukalah kemungkinan melakukan pengembangan untuk meningkatkan perolehan minyak.

Studi perencanaan pengembangan dilakukan dengan menggunakan simulator, untuk membuat model reservoir yang akan digunakan, perlu melalui tahap pengolahan data, *inputting* data, inisialisasi dan *history matching* terlebih dahulu. Hasil akhir tahapan inisialisasi diperoleh beda model dan aktual untuk OOIP sebesar 0,5% dan tekanan sebesar 0,26%. Hasil akhir *history matching* adalah model memiliki *trend* yang sama serta perbedaan kumulatif model dan aktual tidak jauh beda (beda kumulatif model dengan aktual untuk *liquid*, minyak, dan air adalah 0,2%, 0,9%, dan 0,2%). Jika telah melalui kedua tahap tersebut maka model reservoir baru dapat dipergunakan untuk studi perencanaan pengembangan.

Skenario pengembangan yang disusun untuk diterapkan yaitu: *basecase*, merupakan kondisi *existing* tanpa melakukan upaya pengembangan lapangan, diperoleh kumulatif minyak 0,66 MMSTB dengan *RF* sebesar 7,15%. Skenario I merupakan *basecase* yang ditambah *workover* (melakukan *reperforasi*), diperoleh kumulatif minyak 0,7 MMSTB dengan *RF* sebesar 7,61%. Skenario II, merupakan skenario I ditambah 6 sumur produksi, diperoleh kumulatif minyak 1,49 MMSTB dengan *RF* sebesar 16,24%, dimana pemilihan lokasi sumur produksi baru didasarkan pada parameter *Oil Producing Potential*.

Skenario III, merupakan skenario II ditambah 5 sumur injeksi sebagai *pressure maintenance* dan terbagi dalam 7 skenario (skenario III-A hingga III-G untuk studi sensitivitas), Pada skenario III-A dengan *rate* injeksi 1000 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi, dihasilkan kumulatif produksi sebesar 1,82 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 19,81%, skenario III-B dengan *rate* injeksi 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi dihasilkan kumulatif produksi sebesar 2,01 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 21,85%, skenario III-C dengan *rate* injeksi 2000 BWIPD dan tekanan



injeksi 1000 psi dihasilkan kumulatif produksi sebesar 2 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 21,75%, skenario III-D dengan *rate* injeksi 2500 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi dihasilkan kumulatif produksi sebesar 1,98 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 21,53%, skenario III-E dengan *rate* injeksi 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 800 psi dihasilkan kumulatif produksi sebesar 1,99 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 21,67%, skenario III-F dengan *rate* injeksi 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 1200 psi dihasilkan kumulatif produksi sebesar 2 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 21,75%, skenario III-G dengan *rate* injeksi 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 1400 psi dihasilkan kumulatif produksi sebesar 2 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 21,75%.

Pada skenario III laju injeksi dan tekan injeksi optimum diperoleh dengan melakukan sensitivitas pada *rate* dan tekanan injeksi. Hasil tersebut disajikan dalam **Gambar 10.** dan **Gambar 11.** Hasil uji sensitivitas pada *rate* dan tekanan injeksi, didapatkan bahwa pada tekanan yang sama (1000 psi) namun dengan *rate* diatas 1500 BWPD tidak akan menghasilkan peningkatan perolehan kumulatif minyak. Hal ini disebabkan oleh apabila dilakukan injeksi diatas *rate* 1500 BWPD, terjadi kenaikan *water cut* yang lebih cepat dibandingkan dengan injeksi dibawah *rate* 1500 BWPD, kenaikan *water cut* ini akan mempengaruhi jumlah minyak yang diperoleh seperti terlihat pada **Gambar 12,** tidak meningkatnya perolehan minyak seiring peningkatan *rate* injeksi tersebut terjadi mulai dari skenario III-C pada **Gambar 15,** diketahui bahwa terjadi perpotongan grafik pada September 2032.

Titik perpotongan pada September 2032 tersebut merupakan titik perpotongan yang menunjukkan hubungan injeksi air dan fluida produksi yang keluar dari reservoir, setelah melewati September 2032 terlihat bahwa kumulatif injeksi air ke reservoir lebih besar dari kumulatif fluida produksi. Hal ini menunjukkan bahwa setelah melewati tahun tersebut lebih banyak air yang masuk kedalam reservoir dibandingkan fluida reservoir yang terproduksi.

Pada uji sensitivitas tekanan injeksi diketahui bahwa perubahan beberapa tekanan injeksi pada *rate* injeksi yang sama tidak terlalu mempengaruhi jumlah kumulatif perolehan minyak yang diperoleh. Hal tersebut diperkirakan terjadi karena tekanan injeksi tidak berpengaruh terhadap besarnya volume penggantian yang terjadi saat diproduksi reservoir, namun tekanan injeksi ini berpengaruh terhadap kemungkinan terjadinya rekahan dan pemilihan pompa injeksi saat pengoperasiannya nanti.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, Tarek, 2000 "*Reservoir Engineering Handbook*", Gulf Publishing Company, Houston, Texas,
- Craft, B.C. and Hawkins, M.F., , 1959 "*Applied Petroleum Reservoir Engineering*", Prentice Hall, Englewoods Cliffs, New Jersey.
- Kristanto, Dedy. , 2009 "*Teknik Reservoir*", UPN "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta.
- Pamungkas, Joko. , 2011 "*Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir*", UPN "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta.
- Rukmana, Dadang. . 2008 "*Bahan Acuan Studi Pemodelan Reservoir*", BP MIGAS, Jakarta.
- ....., 2013 "*Core Analysis Pertamina Asser 3*", Jakarta,
- ....., 2013 "*Data Pvt Laboratorium Pertamina Asser 3*", Jakarta,
- ....., 2013 "*Pofd Pertamina Asset 3*", Jakarta,





**Tabel 1. Routine Core Analysis**

Routine Core X-1					Routine Core X-2					Routine Core X-3				
Core Plug	Depth	perm		Por	Core Plug	Depth	perm		Por	Core Plug	Depth	perm		Por
	meter	(md)		frac		meter	(md)		frac		meter	(md)		frac
		hor	ver				hor	ver				hor	ver	
1	1100,11	15	-	0,23	1	1069,5	-	-	0,25	1	574	478	-	0,32
2	1100,56	2,63	-	0,25	2	1070,5	-	-	0,23	2	594	141	-	0,36
3	1100,87	17	-	0,29	3	1080,5	-	-	0,24	3	639,5	56	-	0,36
4	1101,33	1,37	-	0,12	4	1090,5	-	-	0,16	4	641,7	26	-	0,34
5	1101,48	5	-	0,29	5	1116,5	-	-	0,22	5	646	10	-	0,3
6	1101,85	11	-	0,24	6	1127	8,61	-	0,24	6	649	18	-	0,35
7	1102,19	0,12	-	0,12	7	1136	-	-	0,19	7	675,5	120	-	0,32
8	1102,51		-	0,98	8	1176	-	-	0,21					
9	1102,86		-	0,75	9	1240	-	-	0,23					
10	1103,14	0,08	-	0,12	10	1240,5	21	-	0,28					
11	1103,68	0,12	-	0,11	11	1241	-	-	0,25					
12	1103,95	11	-	0,23	12	1242,5	-	-	0,24					
13	1104,22	23	-	0,32	13	1243	24	-	0,29					
14	1104,54	1,74	-	0,15	14	1243,5	9,11	-	0,30					
15	1104,9	12	-	0,31	15	1268	-	-	0,025					
16	1105,08	7	-	0,31	16	1786	-	-	0,22					
17	1105,35	0,04	-	0,12	17	1792,5	-	-	0,26					
18	1105,78	1	-	0,76	18	1795	-	-	0,18					
19	1106,07	0,1	-	0,76	19	1809	-	-	0,21					
20	1106,65	0,03	-	0,82	20	1819,5	-	-	0,23					
21	1106,91	1,87	-	0,97	21	1886	-	-	0,28					
22	1107,24	0,04	-	0,79										
23	1107,65	0,05	-	0,11										
24	1108,04	0,04	-	0,71										



Tabel 2 Data Permeabilitas Relatif Sistem Minyak-Air

SAMPLE 3			55	SAMPLE 13			55	SAMPLE 15		
sw	Kro	Krw		sw	Kro	Krw		sw	Kro	Krw
0,3509	0,3483	0		0,3111	0,4706	0		0,3618	0,4594	0
0,4038	0,2223	0,0211		0,3737	0,2482	0,0069		0,4513	0,2110	0,0146
0,4264	0,1900	0,0270		0,4081	0,1722	0,0114		0,4871	0,1546	0,0212
0,4566	0,1388	0,0316		0,4404	0,1168	0,0160		0,5089	0,1294	0,0259
0,4830	0,1134	0,0404		0,4646	0,0868	0,0206		0,5308	0,1036	0,0303
0,5	0,0948	0,0422		0,4889	0,0707	0,0265		0,5527	0,0811	0,0364
0,5415	0,0692	0,0505		0,5414	0,0356	0,0408		0,5746	0,0726	0,0418
0,5679	0,0494	0,0591		0,5717	0,0271	0,0479		0,5905	0,0581	0,0473
0,5887	0,0345	0,0662		0,6	0,0201	0,0589		0,6262	0,0390	0,0552
0,6057	0,0302	0,0677		0,6121	0,0153	0,0630		0,6449	0,0303	0,0606
0,6415	0,0168	0,0757		0,6323	0,0119	0,0675		0,6863	0,0171	0,0655
0,6566	0,0110	0,0774		0,6586	0,0072	0,0757		0,7457	0,0066	0,0752
0,7019	0,0036	0,0927		0,6869	0,0037	0,0829		0,7512	0,0050	0,0776
0,7283	0,0017	0,0927		0,7071	0,0021	0,0868		0,7719	0,0020	0,0825
0,7528	0,0008	0,0969		0,7172	0,0012	0,0930		0,7843	0,0010	0,0905
0,7660	0,0005	0,0991		0,7354	0,0005	0,0995		0,7913	0,0005	0,0919
0,7755	0,0002	0,1084		0,7455	0,0003	0,1091		0,7995	0,0002	0,0978
0,7792	0,0001	0,1213		0,7475	0,0001	0,1116		0,8009	0,0001	0,1024



**Tabel 3. Hasil Analisa Pengukuran Tekanan Kapiler**

Sample#1			Sample#12			Sample#16		
h	1,5	ft	h	0,9	ft	h	0,9	ft
kcore	14,56	md	kcore	11,13	md	kcore	6,96	md
$\phi$ core	0,23	fraksi	$\phi$ core	0,24	fraksi	$\phi$ core	0,31	fraksi
$v(k/\Phi)$	7,94		$v(k/\Phi)$	6,85		$v(k/\Phi)$	4,74	
$\sigma$ lab	72	dynes/cm	$\sigma$ lab	72	dynes/cm	$\sigma$ lab	72	dynes/cm
$\sigma$ res	30	dynes/cm	$\sigma$ res	30	dynes/cm	$\sigma$ res	30	dynes/cm
$\rho_o$	50,55	lb/cuft	$\rho_o$	50,55	lb/cuft	$\rho_o$	50,55	lb/cuft
$\rho_w$	62,43	lb/cuft	$\rho_w$	62,43	lb/cuft	$\rho_w$	62,43	lb/cuft
D	1100,11	ft	D	1103,95	ft	D	1105,08	ft

Sample#1		Sample#12		Sample#16	
Sw, %	Pc, Psia	Sw, %	Pc, Psia	Sw, %	Pc, Psia
82,124	1	83,423	1	85,579	1
69,915	2	70,801	2	71,028	2
57,15	4	57,712	4	60,807	4
44,611	8	45,622	8	50,529	8
37,307	15	38,725	15	45,035	15
36,533	35	37,719	35	43,708	35

**Tabel 4. Hasil Inisialisasi Aktual dan Model Lapisan 'S'**

	Actual	Model Awal	Model Akhir	Beda Akhir (%)
<i>Inplace (MMSTB)</i>	9.2	9.55	9.16	0.5
<i>Pressure (psi)</i>	1470.86	1444.3	1467	0.26

**Tabel 5. Perbedaan Kumulatif Produksi Aktual dan Model Lapisan 'S'**

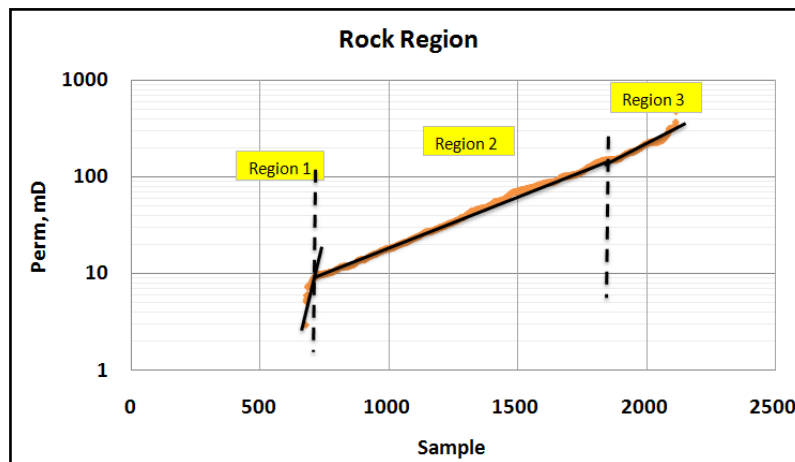
Cumulative	actual	model	beda (%)
LIQUID (Mbbbl)	259.7	259.2	0.2
OIL (Mbbbl)	79.3	78.5	0.9
WATER (Mbbbl)	180.4	180.7	0.2



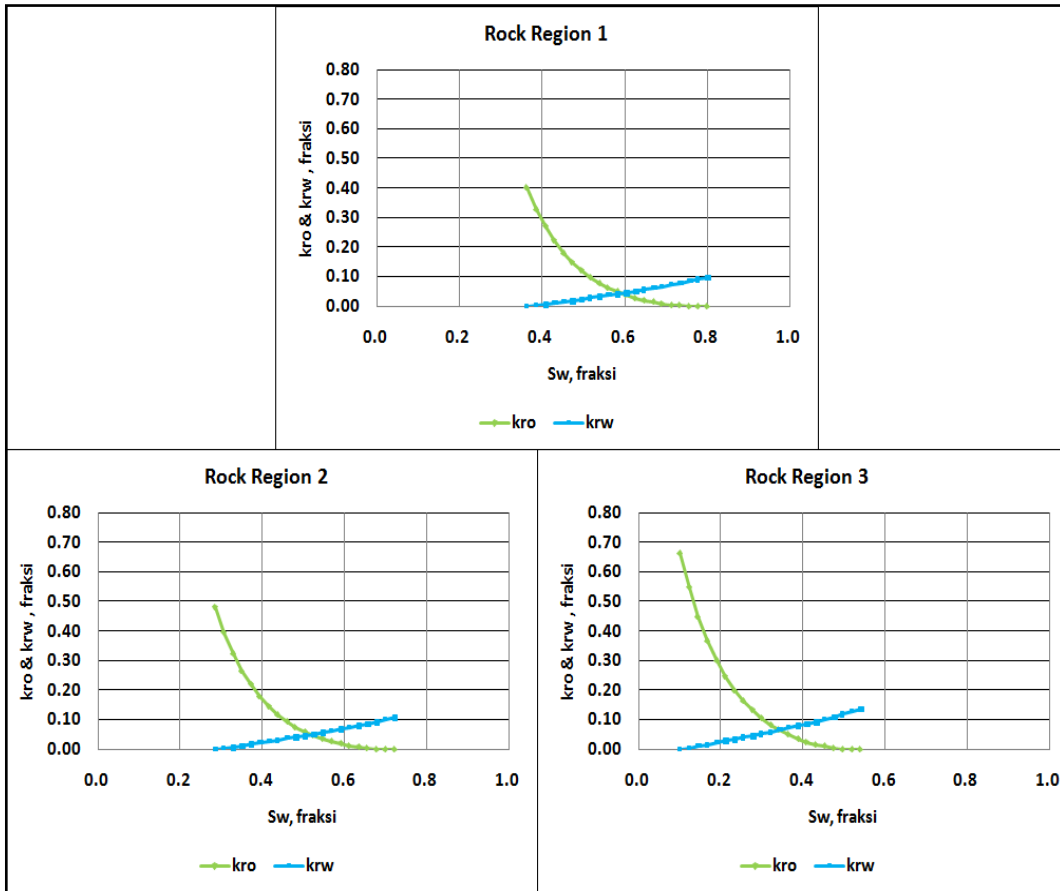
Tabel 6. Hasil Prediksi Seluruh Skenario Pengembangan Lapisan 'S'

	Cumulative Oil	$\Delta$ Cumulative Oil	RF	$\Delta$ RF
	MMSTB	MMSTB	%	%
Basecase	0,66	-	7,15	-
Skenario I	0,70	0,04	7,61	0,46
Skenario II	1,49	0,84	16,24	9,08
Skenario III-A	1,82	1,16	19,81	12,66
Skenario III-B	2,01	1,35	21,85	14,70
Skenario III-C	2,00	1,34	21,75	14,60
Skenario III-D	1,98	1,32	21,53	14,37
Skenario III-E	1,99	1,33	21,67	14,52
Skenario III-F	2,00	1,34	21,75	14,60
Skenario III-G	2,00	1,34	21,75	14,60

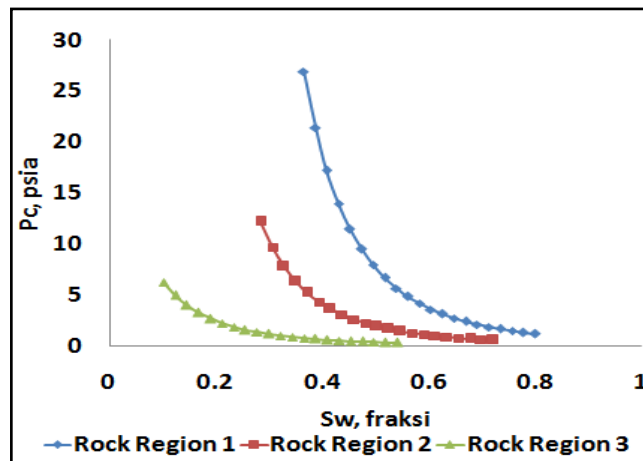
$\Delta$  = (Skenario-Basecase)



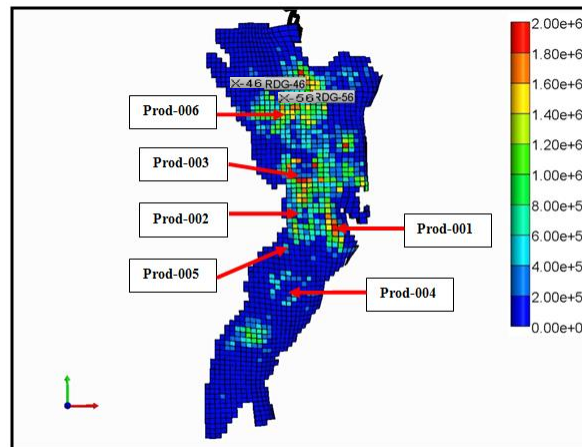
Gambar 1. Pembagian Rock Region Lapisan 'S'



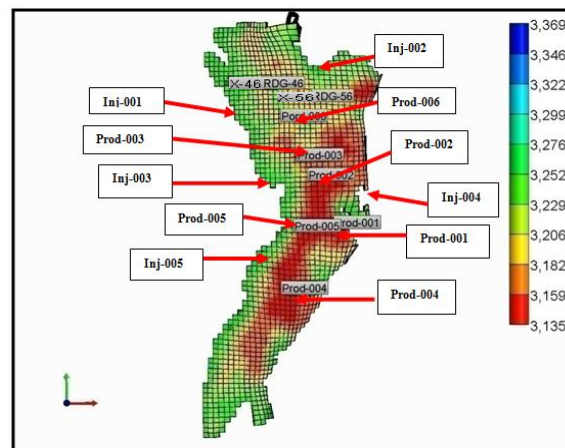
Gambar 2. Permeabilitas Relatif Setiap *Rock Region* Lapisan 'S'



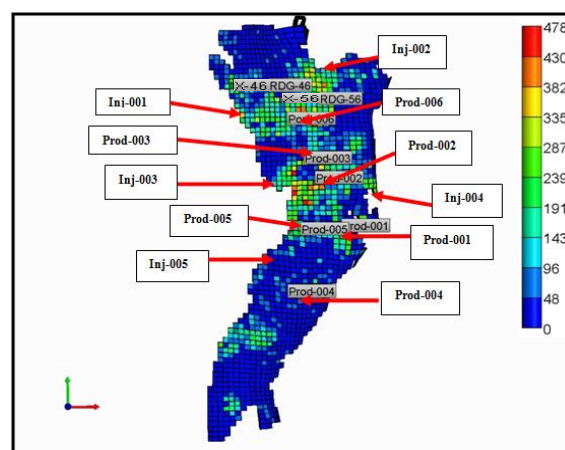
Gambar 3. Tekanan Kapiler Setiap *Rock Region* Lapisan 'S'



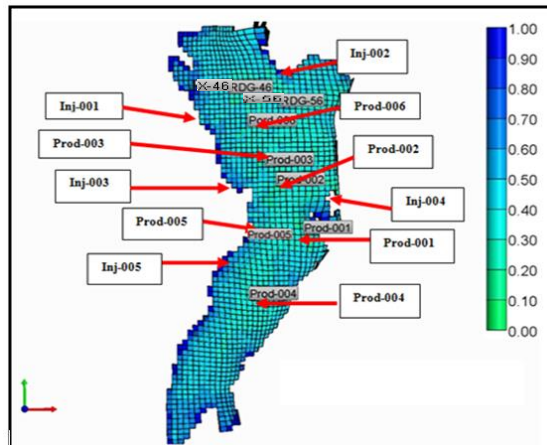
Gambar 4. Distribusi *Oil Producing Potential* untuk Lokasi Sumur Pengembangan



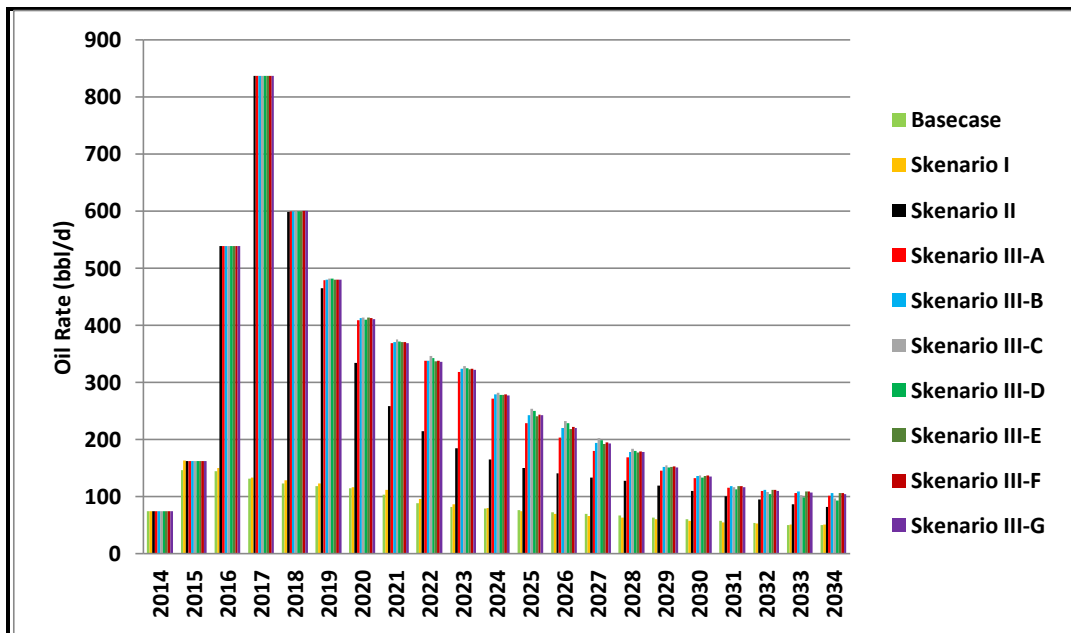
Gambar 5. Distribusi Kedalaman (ft) untuk Lokasi Sumur Pengembangan



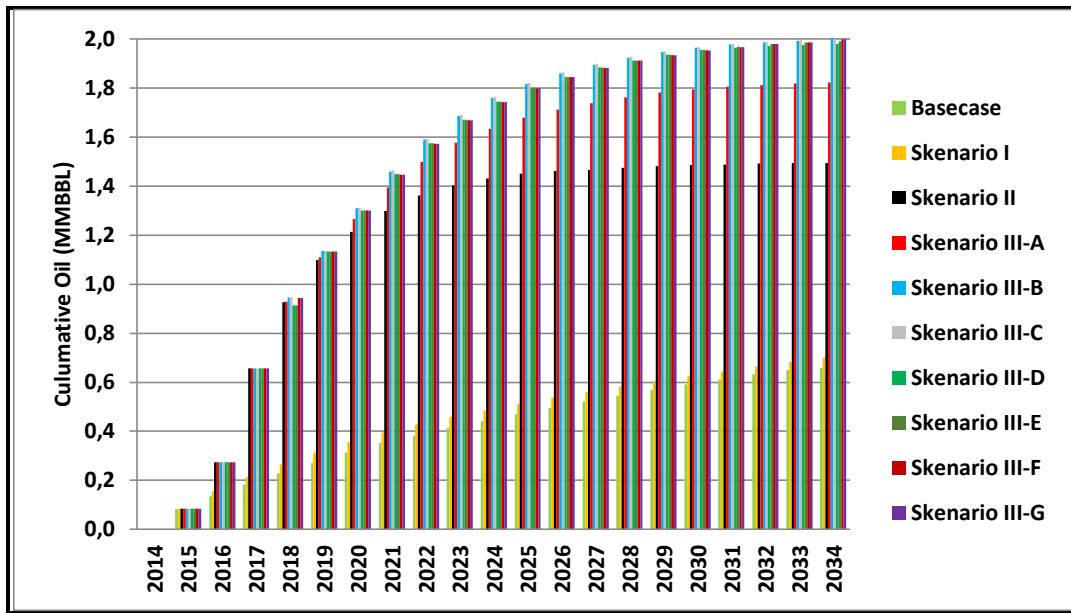
Gambar 6. Distribusi Permeabilitas (mD) untuk Lokasi Sumur Pengembangan



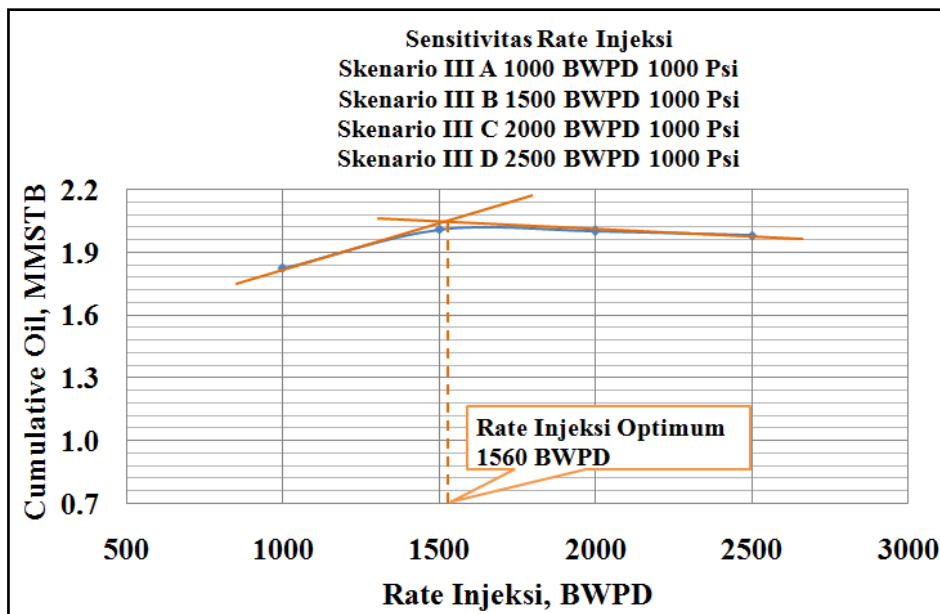
Gambar 7. Distribusi Sw (fraksi) untuk Lokasi Sumur Injeksi



Gambar 8. Prediksi Laju Produksi Pada Seluruh Skenario

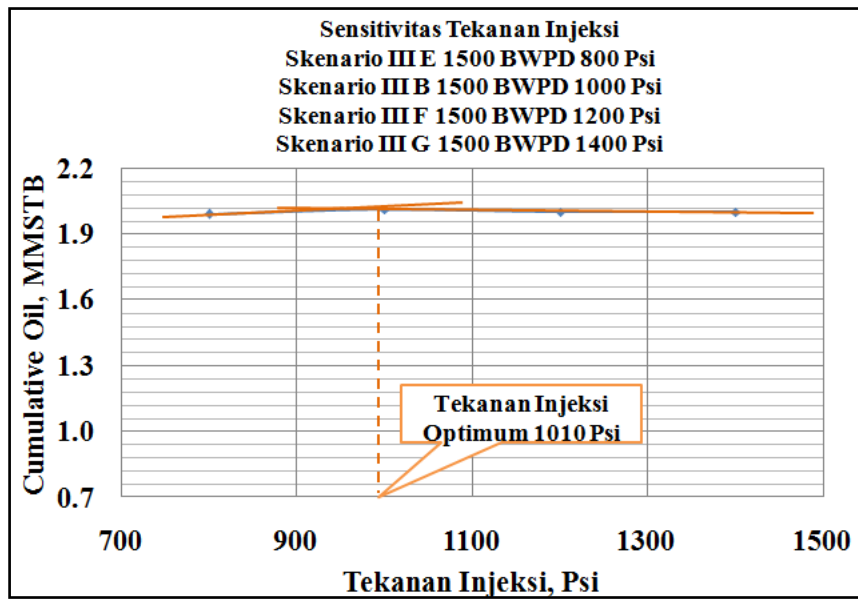


Gambar 9. Prediksi Kumulatif Produksi Minyak Pada Seluruh Skenario

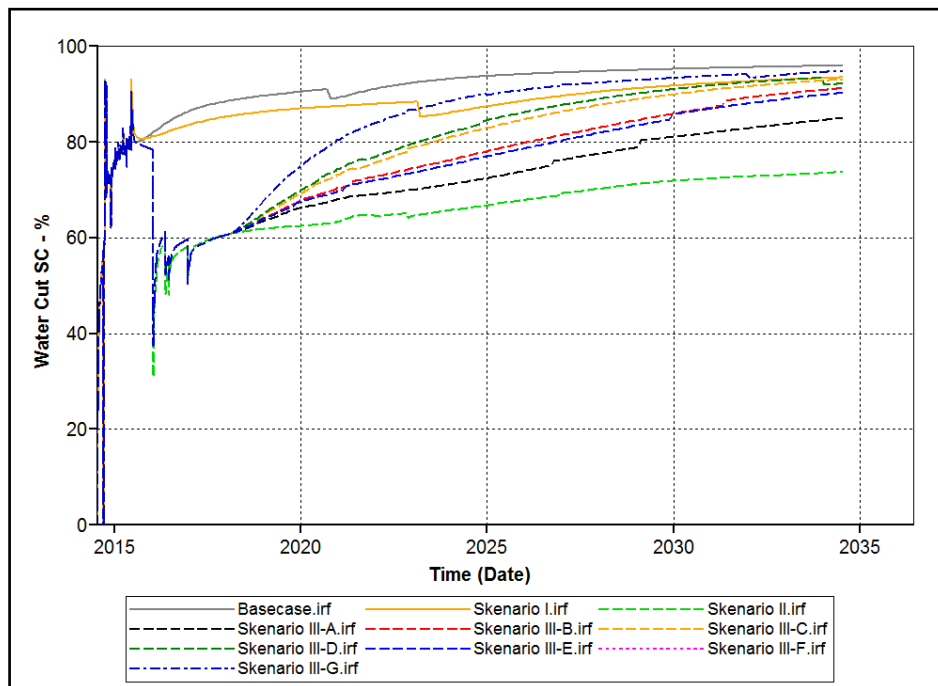


Gambar 10. Hubungan NP dengan Berbagai Rate Injeksi Pada Skenario III

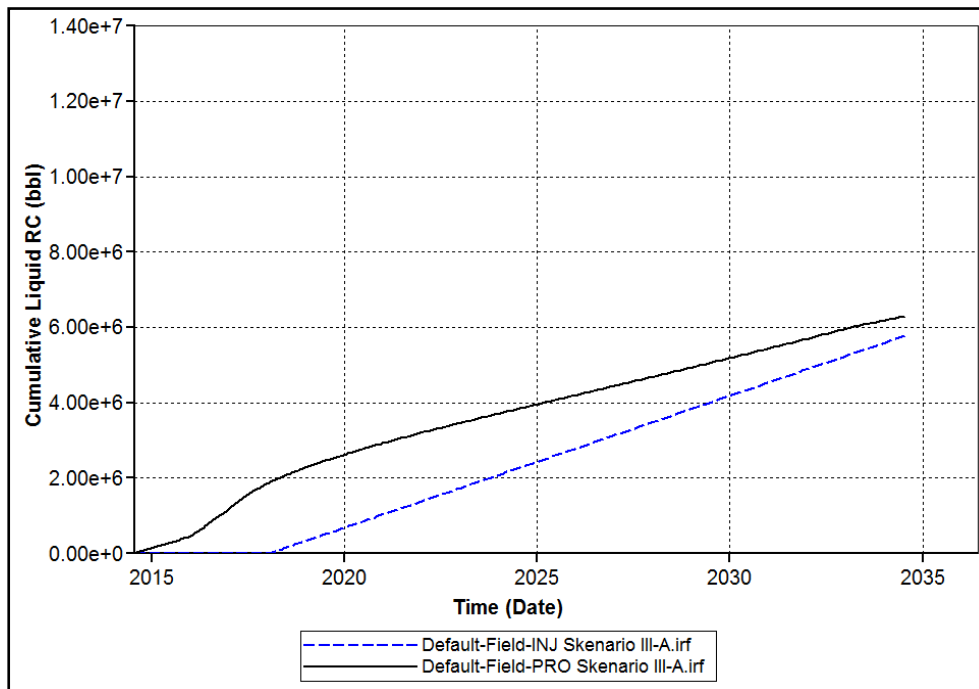




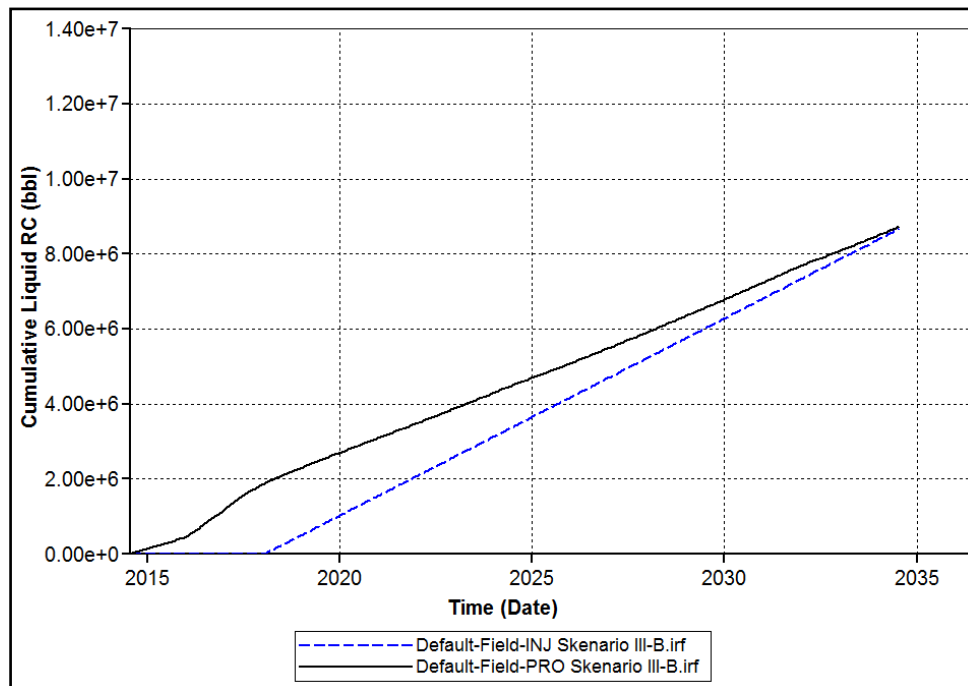
Gambar 11. Hubungan NP dengan Berbagai Tekanan Injeksi Pada Skenario III



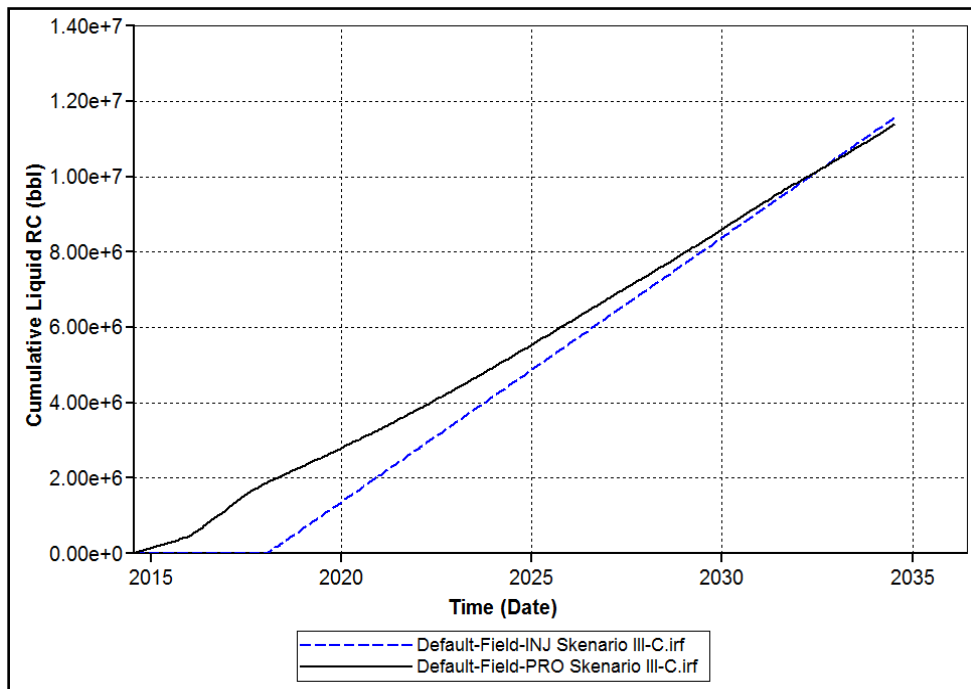
Gambar 12. Prediksi Water Cut Lapisan 'S' Tiap Skenario



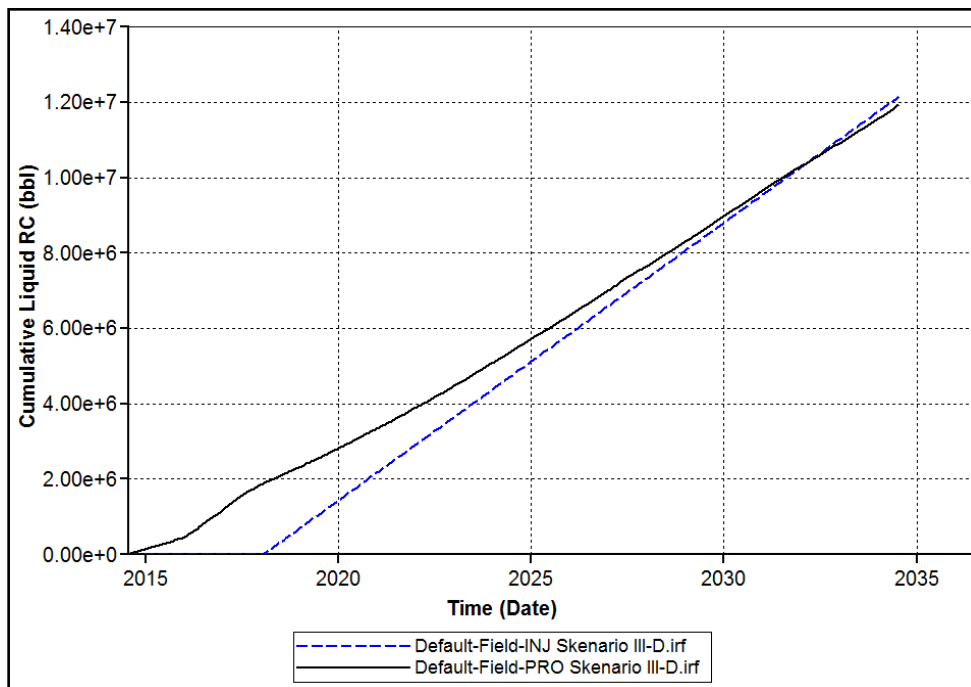
Gambar 13. Hubungan Kumulatif Fluida Injeksi dan Kumulatif Fluida Produksi Skenario III-A



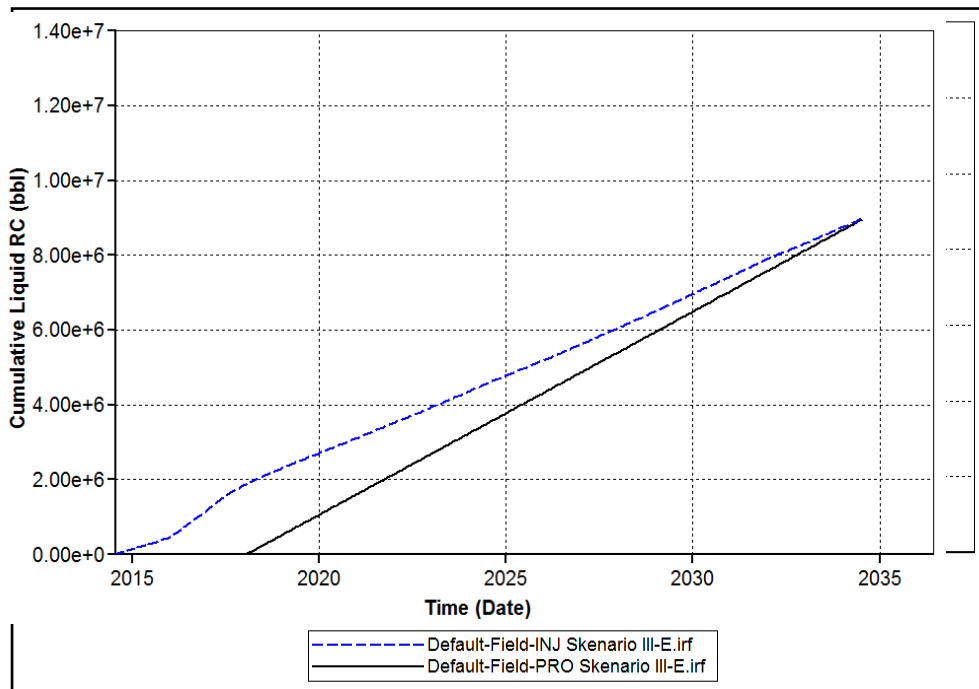
Gambar 14. Hubungan Kumulatif Fluida Injeksi dan Kumulatif Fluida Produksi Skenario III-B



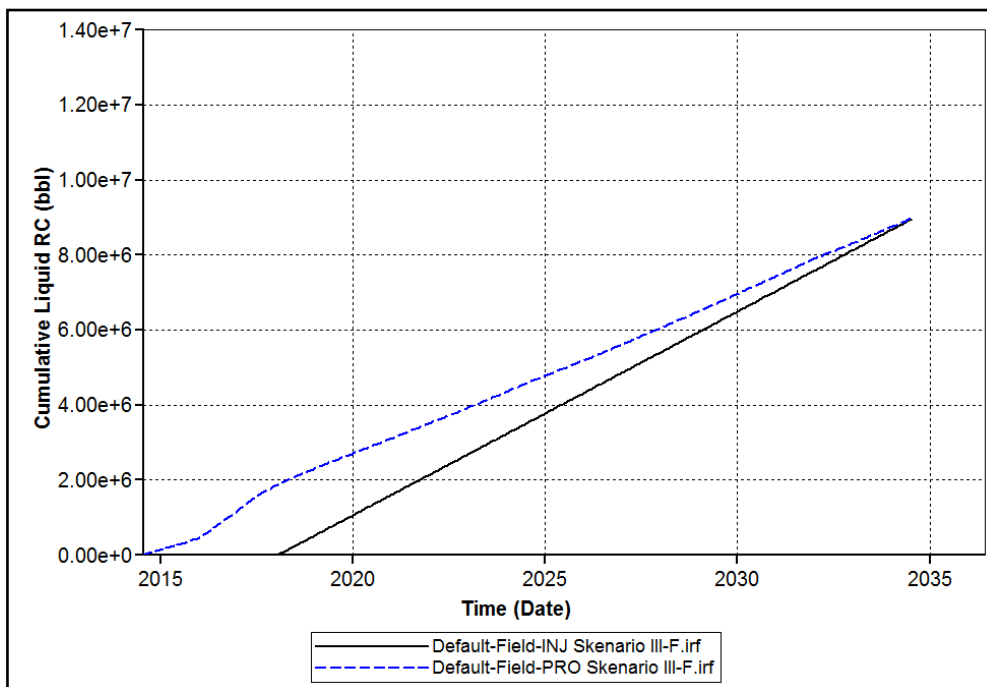
Gambar 15. Hubungan Kumulatif Fluida Injeksi dan Kumulatif Fluida Produksi Skenario III-C



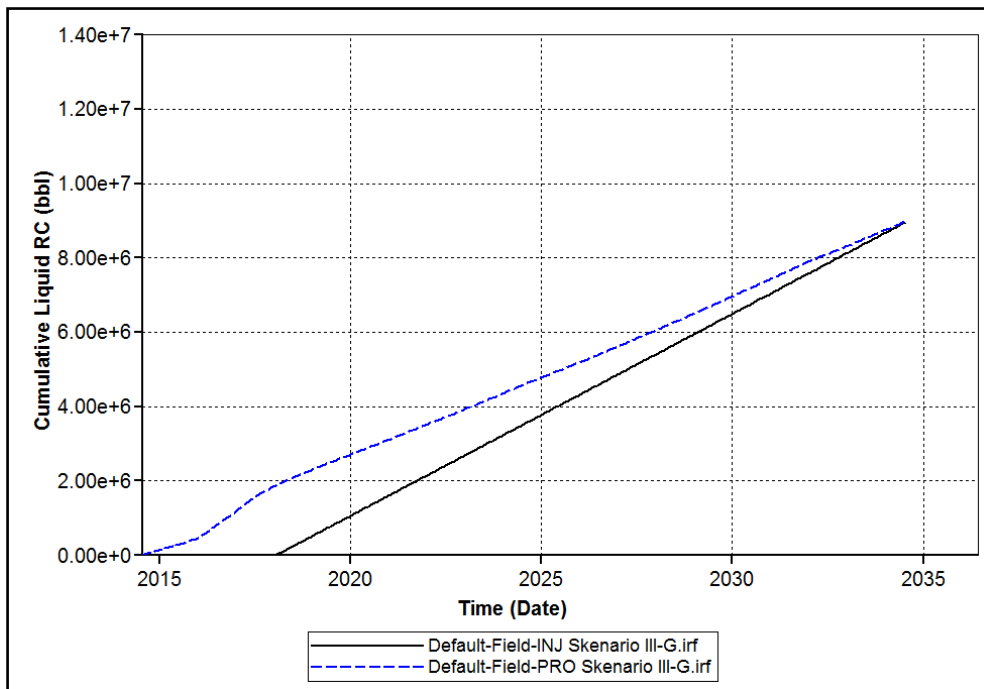
Gambar 16. Hubungan Kumulatif Fluida Injeksi dan Kumulatif Fluida Produksi Skenario III-D



Gambar 17. Hubungan Kumulatif Fluida Injeksi dan Kumulatif Fluida Produksi Skenario III-E



Gambar 18. Hubungan Kumulatif Fluida Injeksi dan Kumulatif Fluida Produksi Skenario III-F



Gambar 19. Hubungan Kumulatif Fluida Injeksi dan Kumulatif Fluida Produksi Skenario III-G