



Jurnal Ilmu Kebumihan

Teknologi Mineral

ISSN 0854 - 2554

Volume 23, Nomor 2, Mei - Agustus 2010

Explorasi mineral emas

Optimasi interval dan densitas perforasi untuk penyelesaian sumuran dual production reverse Coning-DPRC

Hermatypic corals prio-olistosen formasi Paciran daerah Tuban cekungan Jawa Timur Utara

Perencanaan sumur sisipan dengan simulasi reservoir

Sebaran reservoir batugamping dan perhitungan cadangan hidrokarbon Lapangan "Kapur", Jawa Barat

Pendugaan bijih besi dengan metode geolistrik (resistivity 2-dimensi) di Desa Nglobo, Trenggalek, Jawa Timur

Kelayakan lingkungan untuk tempat pembuangan akhir sampah di Desa Tritih Lor Kabupaten Cilacap, Jawa Tengah

Penaksiran deposit fosfat desa Jungkarang, Kecamatan Jungkring, Kabupaten Sampang, Jawa Timur

Potensi sumber daya pasir di sekitar sungai Bengawan Purba

Kabupaten Bojonegoro

Aplikasi dan pengaruh Cut-Off Grade dalam estimasi Cadangan bahan galian

Prospek pengusahaan mineral di Nusa Tenggara Barat era UU Minerba (UU No. 4/2009)

Alterasi Akibat Proses Hidrotermal di Daerah Kulon Progo dan Sekitarnya, Daerah Istimewa Yogyakarta



Jurnal Ilmu Kebumihan
Teknologi Mineral

PENANGGUNGJAWAB

Dr. Ir. S. Koesnaryo, M.Sc., IPM
Dekan Fakultas Teknologi Mineral
UPN "Veteran" Yogyakarta

PEMIMPIN REDAKSI

Nur Ali Amri, MT

WAKIL PEMIMPIN REDAKSI

Ir. Hasywir Thaib Siri, M.Sc.

PENYUNTING / EDITOR

Prof. Dr. Ir. Bambang Prastistho, M.Sc. (Teknik Geologi), Prof. Dr. Ir. C. Danisworo, M.Sc. (Teknik Geologi),
Prof. Dr. Ir. Sari Bahagiarti, M.Sc. (Teknik Geologi), Prof. Ir. D. Haryanto, M.Sc., Ph.D. (Teknik Pertambangan),
Prof. Dr. Ir. Supranto, SU. (Teknik Kimia/Lingkungan), Dr. Ir. Waterman Sulistyana B., MT. (Teknik Pertambangan),
Dr. Ir. Dyah Rini Ratnaningsih, MT. (Teknik Perminyakan), Dr. Ir. Sudarmoyo, SE, M.Sc. (Teknik Perminyakan),
Dr. Ir. Suharsono, MT. (Teknik Geofisika)

REDAKTUR PELAKSANA

Dr. Ir. C. Prasetyadi, M.Sc., Dr. Ir. Harry Budiharjo S., MT., Dr. Ir. Barlian Dwinagara, MT., Ir. Kresno, M.Sc., MM.,
Ir. F. Suhartono, M.Si., Ir. Bambang Triwibowo, MT., Dra. Yatini, M.Si., Ir Andy Sungkowo, M.Si.
Ir. Mahap Maha, MT., Boni Swadesi, ST., MT.

SEKRETARIS

Ardian Novianto, ST., MT., MT. M.Th. Kristiati EA, MT.

BENDAHARA

Ir. Siti Umiyatun Choiriah, MT.
Margono

TATA GRAFIS DAN CETAK

Herwin Lukito, ST., M.Si., Nurkhamim, ST.

SIRKULASI

Budi Iriyanti, Pardiyo

PENERBIT

Fakultas Teknologi Mineral - Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta
JIK Tek Min terbit secara berkala setiap semester: Juni dan Desember.

ALAMAT REDAKSI / TATA USAHA

Fakultas Teknologi Mineral, Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta 55283
Telp. (0274) 487813, 487814 Fax: (0274) 487813,
E-mail : jiktm@gmail.com

DICETAK OLEH

Unit Pelaksana Teknik Penerbitan UPN "Veteran" Yogyakarta

Jurnal Ilmu Kebumihan
Teknologi Mineral

Daftar Isi

Explorasi mineral emas Firdaus Maskuri	1
Optimasi interval dan densitas perforasi untuk penyelesaian sumuran dual production reverse Coning-DPRC Ir. Agus Widiyarso, MT ; Ir. Anas Puji Santoso, MT	6
Hermatypic corals prio-plitosen formasi Paciran daerah Tuban cekungan Jawa Timur Utara Premonowati	13
Perencanaan sumur sisipan dengan simulasi reservoir Suranto	20
Sebaran reservoir batugamping dan perhitungan cadangan hidrokarbon Lapangan "Kapur", Jawa Barat Bambang Triwibowo.....	32
Pendugaan bijih besi dengan metode geolistrik (resistivity 2-dimensi) di desa Nglobo, Trenggalek, Jawa Timur Ketut Gunawan	42
Kelayakan lingkungan untuk tempat pembuangan akhir sampah di desa Tritih Lor Kabupaten Cilacap, Jawa Tengah F. Soehartono	48
Penaksiran deposit fosfat desa Jungkarang, Kecamatan Jungkring, Kabupaten Sampang, Jawa Timur Abdul Rauf.....	58
Potensi sumber daya pasir di sekitar sungai Bengawan Purba Kabupaten Bojonegoro Gunawan Nusanto.....	64
Aplikasi dan pengaruh Cut-Off Grade dalam estimasi Cadangan bahan galian Eddy Winarno	73
Prospek pengusahaan mineral di Nusa Tenggara Barat era UU Minerba (UU No. 4/2009) S. Koesnaryo	81
Alterasi Akibat Proses Hidrotermal di Daerah Kulon Progo dan Sekitarnya, Daerah Istimewa Yogyakarta Agus Harjanto	85

Perencanaan Sumur Sisipan Dengan Simulasi Reservoir

Suranto
Staff Pengajar Jurusan Teknik Perminyakan
Email : su_ranto@yahoo.com

Abstract

Planning of infill drilling to optimize reservoir recovery is very important in developing field. To support the activity, it is needed very comprehensive analysis. One of method using complete data is reservoir simulation.

Reservoir simulation is building of reservoir model using geology, reservoir and production data to obtain actual reservoir performance. This method improves along with technology development specially computer technology. Defferencial parsial equation of mathematic model in flow fluid of porous media is finished by finite difference method. Because this method needs more time (calculating process with iteration) to get solution, so it is needed unit computer to help. Currently, reservoir simulation softwares have a lot of types and specially this research uses CMG (Computer Modelling Groups) software.

Result of reservoir X research is get recovery factor 20.98% in 2020 if the activity only continues producing the existing well (scenario 1). Otherwise, if two wells of the reservoir X will be drilled in 2009, the recovery factor will be 27.61 in the last of 2020 (scenario 3) and this is the best scenario to be developed in the reservoir X.

Key Words : Simulasi reservoir, skenario, recovery factor

Abstract

Perencanaan titik serap tambahan dalam upaya pengurusan reservoir lebih optimum, merupakan hal penting dalam pengembangan lapangan. Untuk mendukung kegiatan ini, maka perlu dilakukan analisa yang lebih komprehensif. Salah satu metode yang menggunakan data lebih lengkap adalah simulasi reservoir.

Simulasi reservoir adalah pembuatan model reservoir dengan memanfaatkan data geologi, reservoir dan produksi guna mendapatkan perilaku reservoir yang sebenarnya. Metode ini berkembang sejalan dengan perkembangan teknologi dibidang komputer. Persamaan diferensial parsial yang merupakan model matematik aliran fluida dimedia pori, diselesaikan secara numerik dengan metode beda hingga (finite difference). Karena solusi ini memakan waktu yang cukup lama (proses perhitungan dengan iterasi) maka membutuhkan perangkat komputer untuk membantunya. Saat ini program simulasi reservoir sudah banyak macamnya dan dalam penelitian ini menggunakan software CMG (Computer Modelling Group).

Hasil penelitian di reservoir X diperoleh recovery factor sebesar 20,98% di tahun 2020, jika hanya melanjutkan produksi sumur yang sudah ada (skenario 1). Tetapi jika melakukan dua pemboran infill drilling di tahun 2009, recovery factor akan menjadi 27,61 % diakhir tahun 2020 (skenario 3) dan ini merupakan skenario yang terbaik untuk pengembangan reservoir X.

1. Pendahuluan

Tahapan pengembangan lapangan merupakan proses pengoptimalisasian terhadap pengurusan masing-masing sumur. Pembuatan infill drilling adalah salah satu teknik mengoptimumkan pengurusan reservoir yang pada akhirnya bisa meningkatkan recovery factor. Alasan dilakukannya infill drilling adalah suatu kondisi dimana pengembangan sumur sudah dilakukan, tetapi masih ada area reservoir yang belum terkuras. Satu metode dalam perencanaan ini adalah dengan simulasi reservoir.

Simulasi reservoir adalah model reservoir buatan yang menyerupai reservoir yang sesungguhnya. Parameter-parameter reservoir didalam model, samadengan parameter-parameter reservoir yang sesungguhnya dan dengan model buatan seperti ini, bisa dilakukan perencanaan dengan beberapa skenario pengembangan tanpa harus melakukan ekskusi di reservoir yang sesungguhnya. Model kegiatan seperti ini bisa menekan biaya pengembangan suatu lapangan.

Hasil yang didapat dari pemodelan reservoir adalah berupa rekomendasi skenario pengembangan yang memungkinkan secara teknik bisa dilakukan dan mendapatkan recovery faktor yang optimum.

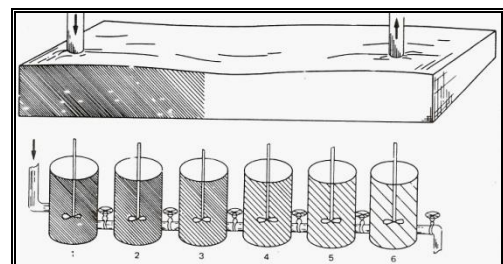
2. Teori Dasar

Simulasi reservoir merupakan alat bantu dalam mengembangkan lapangan. Mengingat dalam pengembangan migas merupakan padat modal, maka pemodelan reservoir yang merupakan tiruan dari reservoir yang sebenarnya sangat dibutuhkan, guna meminimalkan biaya. Sebelum pengembangan

dilakukan, terlebih dahulu skenario-skenario di run (dikerjakan) dalam model reservoir. Skenario yang dikembangkan merupakan pemilihan yang terbaik dari beberapa skenario yang ada.

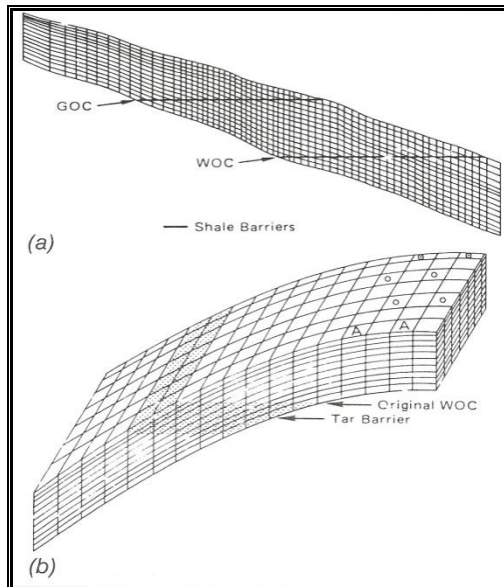
A. Konsep Model

Konsep pemodelan reservoir diawali dengan adanya kenyataan, bahwa reservoir umumnya mempunyai sifat heterogen. Sehingga suatu reservoir dapat dibagi-bagi dalam grid-grid, yang masing-masing grid akan mempunyai sifat fisik yang berbeda. Sedangkan reservoir dalam satu grid mempunyai sifat fisik yang sama. Oleh sebab itu, dalam satu grid persamaan-persamaan yang mengasumsikan reservoir homogen tetap bisa dipakai dalam pemodelan reservoir ini. Seperti persamaan material balance, Darcy dan persamaan Keadaan. Fenomena ini dapat diilustrasikan seperti Gambar 1.



Gambar 1.
Model Tank dalam sistem grid simualtor⁴⁾

Tank pada gambar 1, mewakili satu grid didalam sistem reservoir, sehingga dalam suatu reservoir terdiri dari banyak grid, dan masing-masing grid dianggap satu tank. Gambar 2 adalah gambaran pembagian grid didalam suatu reservoir.



Gambar 2.
Pembagian grid dalam sistem reservoir
(a. Vertikal, b. 3 dimensi)⁴⁾

B. Desain Model Reservoir

Desain model reservoir tergantung dari tujuan dan hasil yang ingin dicapai dalam pemodelan reservoir tersebut. Pada umumnya parameter-parameter yang perlu dipertimbangkan adalah : tipe dan kerumitan kasus (sistem geometri, keheterogenitasan batuan, tipe fluida, dan lain-lain), management reservoir, waktu yang tersedia, kualitas data, faktor biaya, kapabilitas pembuat model dan peralatan (hardware dan software) yang dimilikinya.

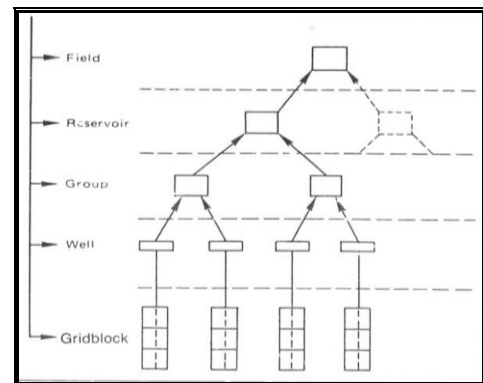
Pemilihan geometri model dan jeda waktu perhitungan tergantung dari 4 aspek, yaitu:

1. Identifikasi saturasi dan tekanan dalam reservoir yang tergantung dari tujuan studi, apakah akan didetailkan per segment reservoir atukah hanya global.
2. Tingkat heterogenitas reservoir. Semakin heterogen akan semakin kecil ukuran grid.
3. Model fluida reservoir. Apakah vreatif atau tidak, sehingga kalau terlalu vreatif akan menambah sigment.
4. Kontabilitas matematikanya dalam menyelesaikan model reservoir tersebut.

Keempat aspek tersebut merupakan kunci keberhasilan dalam pembuatan model reservoir. Kapabilitas pembuat model, sangat tergantung dari kemampuan dalam mengkombinasikan keempat aspek diatas.

C. Manajemen Sumur

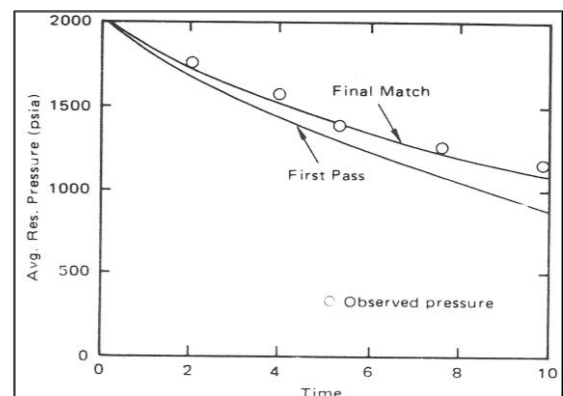
Managemen sumur adalah pengaturan sumur meliputi, laju produksi, Pwf minimum, interval perforasi dan efek kerusakan formasi (skin). Laju produksi berhubungan dengan metode produksi yang dipakai, yaitu sembur alam atau sembur buatan. Sembur buatan bisa diklasifikasikan dengan pompa atau gas lift. Jika dengan pompa, maka umumnya menggunakan constraint liquid. Tetapi untuk yang lain, bisa menggunakan constrain Pwf. Manajemen sumur disesuaikan dengan kondisi aktual dilapangan dan disesuaikan dengan target produksi lapangan. Gambar 3 adalah merupakan hirarki dari manajemen sumur.



Gambar 3.
Hirarki Control Managemant Sumur⁴⁾

D. Penyeragaman

Suatu model dianggap bisa mewakili reservoir yang sebenarnya jika data aktual (history) selaras dengan hasil perhitungan simulasi. Secara umum ada 4 variabel yang selaraskan, yaitu laju produksi minyak, water cut, GOR dan tekanan. Pengembangan ke empat vareabel tersebut bisa bermacam-macam variabel, seperti, laju produksi air, gas dan cairan. Gambar 5 adalah contoh dari penyeragaman tekanan dalam suatu reservoir.



Gambar 4
Contoh dari Penyeragaman Tekanan di suatu Reservoir⁴⁾

E. Prediksi

Prediksi merupakan kasus yang penting dalam kegiatan simulasi reservoir. Pada tahapan ini, pembuat model bisa menjalankan beberapa skenario yang mungkin bisa dijalankan dalam pengembangan lapangan. Skenario tersebut meliputi, buka-tutup sumur, pindah perforasi, menambahkan sumur dan sebagainya. Di akhir pekerjaan simulasi, akan dipilih salah satu skenario yang menguntungkan bagi pengelola lapangan dengan pertimbangan aspek-aspek tertentu seperti aspek ekonomi, teknik, politik dan sebagainya.

3. Kasus Lapangan

Lapangan X, merupakan lapangan minyak yang berproduksi mulai Pebruari 1994 hingga sekarang. Reservoir X, terdapat kedalaman antara 5300 - 6213 feet dan mempunyai jumlah sumur produksi sebanyak 7 buah. Untuk keperluan penelitian ini telah dikumpulkan data-data seperti data sifat fisik fluida, sifat fisik batuan, data produksi maupun data tekanan.

A. Persiapan Data

Analisis PVT fluida yang dilakukan di laboratorium hanya beberapa parameter saja, yaitu : viskositas minyak dan viskositas gas Vs tekanan. Berdasarkan laboratorium juga diketahui tekanan bubble point (Pb) sebesar 1793 psi, densitas gas 0.85 (udara = 1), densitas minyak 30.6⁰API dan Bo @ 1978 = 1.213 RB/STB dan Bg@ 1978 = 0.0014 RCF/SCF. Dengan data-data tersebut, maka dilakukan korelasi untuk mendapatkan data yang lebih lengkap, dan hasilnya dapat dilihat di Tabel 1.

Sifat fisik batuan reservoir yang diperlukan dalam studi ini meliputi basic core analysis dan special core analysis. Basic core analisis meliputi porositas dan permeabilitas sedangkan special core analysis meliputi tekanan kapiler dan permeabilitas relatif. Peta distribusi porositas dapat dilihat pada Gambar 5 dan peta distribusi permeabilitas pada Gambar 6. Gambar 7 adalah permeabilitas relatif minyak-air dan gambar 8 adalah permeabilitas minyak-gas. Gambar 9 adalah grafik tekanan kapiler.

Test tekanan telah dilakukan untuk sumur-sumur yang terdapat di reservoir X, meliputi sumur H-A1, H-B1, H-C1 dan H-A2. **Gambar 10** merupakan hasil dari test tekanan pada sumur-sumur tersebut jika tekanan dikoreksi di kedalaman 5616 ft .

Sejarah produksi Reservoir X dimulai dari bulan Pebruari 1994 hingga sekarang. Sumur-sumur yang pernah berproduksi meliputi : A2, B1, B3, C1, C3, E1 dan E2. **Gambar 11** merupakan laju produksi minyak dari reservoir X.

B. Pemodelan

Simulasi reservoir merupakan penggabungan antara model geologi dengan data-data engineering. Sebagai validasinya adalah data produksi dan data tekanan. Karakteristik pemodelan reservoir pada Reservoir, ditunjukkan pada **Tabel 2**. Hasil pemodelan Reservoir X pada reservoir X menghasilkan “ Oil per unit area total” pada **Gambar 8**, sedangkan kenampakan dari saturasi minyak mula-mula terdapat di Gambar 9.

C. Inisialisasi

Setelah pemodelan simulasi selesai dilakukan, selanjutnya dilakukan inisialisasi terhadap model. Tujuan yang hendak dicapai pada tahap ini adalah untuk menyelaraskan terhadap OOIP dan tekanan awal reservoir. Hasil inisialisasi OOIP dengan simulasi ditunjukkan pada **Tabel 3**.

D. Penyelarasan

Langkah berikutnya setelah inisialisasi adalah penyelarasan (*history matching*), tahap ini bertujuan untuk menyelaraskan model reservoir yang telah dibangun dengan laju sejarah produksi (gas, dan air) dan tekanan reservoirnya. Hasil penyelarasan secara lapangan dapat dilihat pada **Gambar 10** sampai **Gambar 12** dan **Gambar 16**.

E. Peramalan

Skenario pengembangan di lapisan ini disusun berdasarkan berbagai pertimbangan, yaitu faktor perolehan, distribusi saturasi minyak, saturasi air, permeabilitas, porositas, tekanan, lokasi dan sejarah sumur. Untuk mewakili saturasi minyak, ketebalan dan porositas, digunakan istilah Peta “Oil per Unit Area -Total”. Gambar 8, adalah Peta “Oil per Unit Area-Total di reservoir X pada kondisi akhir penyelarasan (*history matching*). Karena permeabilitas merupakan fungsi dari porositas, maka peta ini juga dapat digunakan untuk menentukan usulan sumur baru (*infill drilling*).

Pengembangan skenario pada reservoir X, terbagi menjadi 3, yaitu:

1. Skenario I, adalah pengembangan lapangan dengan run Base Case, yaitu memproduksi sumur A2, B3, C1, C3 dan E1. Untuk selanjutnya di prediksi dari 2009 hingga 2020.
2. Skenario II, adalah run Base Case ditambah dengan penambahan 2 sumur baru, yaitu U1 dengan laju produksi cairan 750 STB/hari dan U2 dengan 500 STB/hari.
3. Skenario III, sama dengan skenario 2, tetapi U1 dengan laju produksi cairan 1500 STB/hari.

Masing-masing skenario diasumsikan menggunakan pompa (ESP), sehingga diproduksi dengan Pwf (tekanan alir dasar sumur) minimal sebesar 300 psi, dan laju alir cairan bervariasi. Tabel 4 adalah hasil dari ringkasan masing-masing skenario.

4. Pembahasan

Pemodelan reservoir X, bertujuan untuk mengoptimalkan faktor perolehan. Dalam pembuatan model ini, dibutuhkan data geologi, batuan dan fluida reservoir, hasil test tekanan dan data produksi. Dengan kompleksnya data, maka diharapkan hasil yang dicapai bisa maksimal.

Hasil inialisasi menunjukkan bahwa ada perbedaan sebesar 9% dari hitungan volumetrik. Hal ini disebabkan oleh zona transisi yang dibentuk oleh adanya tekanan kapiler yang merupakan batas minyak-air (WOC). Perhitungan volumetrik yang dilakukan sebelumnya tekanan kapiler dianggap nol (tidak ada zona transisi). Dengan demikian maka terdapat pengurangan minyak zona transisi tersebut.

Penyelarasan produksi (history matching) telah dilakukan dari tahun 1994 hingga sekarang (2009). Hasil yang dicapai dapat dilihat Gambar 10 sampai Gambar 12. Penyelarasan ini menggunakan "constrains liquid", yaitu laju alir didasarkan pada jumlah cairan yang diutamakan.

Secara lapangan, penyelarasan sudah dianggap cukup jika diakhir penyelarasan perbedaan antara jumlah cairan actual dan perhitungan simulasi tidak lebih dari 1%. Untuk reservoir X, kondisi tersebut telah terpenuhi.

Peramalan dilakukan dengan 3 skenario. Skenario 1, adalah melanjutkan produksi tanpa ada perubahan skenario produksi, seperti pergantian metode produksi, pergantian interval perforasi dan perubahan-perubahan yang lain. Diakhir skenario ini ternyata masih ada area prospek yang belum terkuras, seperti diperlihatkan di Gambar 13. Gambar tersebut adalah Oil per Unit area, yaitu merupakan perkalian antara So (saturasi minyak), Porositas dan ketebalan (net pay). Sehingga vareabel tersebut mencerminkan daerah prospek yang belum terkuras. Berdasarkan Gambar 13 tadi, maka perlu dibuat sumur sisipan di sekitar sumur E2 dan B2 (2 sumur), sehingga hal ini muncullah skenario 2.

Skenario 2, dijalankan hingga akhir tahun 2020. Diakhir skenario ini, dilihat peta "Oil Per Unit area" – nya apakah sudah terkuras semua atau belum. Dari gambar 14, ternyata dibagian sekitar sumur U1 (sumur yang diusulkan) masih terdapat area yang secara relatif masih mempunyai prospek, jika dibandingkan dengan sekitar sumur U2 (usulan sumur yang ke-2). Oleh sebab itu, perlu dilakukan penambahan rate cairan di sumur U1 (dari 750 stb/hari menjadi 1500 stb/hari). Kasus ini diakomodir di skenario 3.

Akhir dari skenario 3, peta "Oil per unit area" dapat dilihat di gambar 15. Jika gambar ini dibandingkan dengan gambar 14, maka ada pengurangan volume minyak disekitar sumur U1. Hal ini dikarenakan, produksi yang telah dinaikkan 2 kalinya disumur tersebut. Karakter produksi minyak sumur U1 diskenario 3 adalah, di awal produksi mempunyai laju produksi tinggi, dan sampai di akhir

skenario masih tetap diatasnya skenario 2. Hal ini dapat dilihat di Gambar 16.

Dari ke-3 skenario, laju produksi dan produksi kumulatif lapangan dapat dilihat di gambar 17. Jika dilihat dari grafik tersebut maka perolehan minyak yang paling tinggi dari skenario 3. Tabel 4 adalah ringkasan faktor perolehan dari masing-masing skenario. Dengan adanya perbedaan laju produksi di masing-masing skenario, maka akan berbeda pula penurunan tekanan reservoir (Gambar 18). Tetapi penurunan reservoir yang paling tinggi terdapat di skenario3, yaitu hingga 1390 psi. Tekanan reservoir sebesar itu, untuk batas Pwf sebesar 300 psi (memproduksi minyak menggunakan pompa) masih cukup relevan. Berdasarkan dari ringkasan tersebut dan performa dari sumur U1 diskenario 2 dan 3, maka skenario 3 merupakan skenario yang paling tepat untuk diterapkan di reservoir X.

5. Kesimpulan

Dari urain diatas, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Hasil dari inialisasi model didapatkan cadangan sebesar 27 MMSTB, sehingga mempunyai perbedaan sebesar 9% dari perhitungan volumetrisnya.
2. Hasil dari penyelarasan, perbedaan antara hitungan dengan data actual, kumulatif cairan kurang dari 1%, kumulatif minyak kurang dari 10 %, sehingga model bisa dianggap valid.
3. Penambahan sumur didasarkan pada peta "Oil per Unit Area" dimana peta tersebut dapat mewakili distribusi saturasi minyak, ketebalan bersih dan porositas.
4. Skenario ke-3 merupakan skenario yang paling baik, kila ditinjau dari recovery factor, dan kinerja produksi.

DAFTAR PUSTAKA

1. Ahmed, Tarek H., "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1989
2. Amyx, J.W., Bass, D.W.Jr., Whiting, R.L, "Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties", Mc Graw Hill Books Company, New York, Toronto, London, 1960
3. Aziz, K. and Settari, A., "Petroleum Reservoir Simulation", Elsevier Applied Science Publisher London and New York, 1979
4. Calvin C. Mattax, " Reservoir Simulation" Exxon Production Research Co., 1990.
5. Dake, L.P., "Fundamental Of Reservoir Engineering", Elsevier Scientific Publishing Company, 1978
6., File Software Computer Modelling Group, Canada, 2008.
7., File Data Reservoir X, Jakarta, 2009.

DAFTAR SIMBOL

Pwf = Tekanan Dasar sumur , psi

WC = Water cut, %

GOR = Gas oil ratio, SCF/STB

OOIP = Original oil in place, STB

Bo = Faktor volume formasi minyak, RB/STB

Bg = Faktor volume formasi gas, RCF/SCF

Pb = Tekanan gelembung, psi

Rs = Kelarutan gas dalam minyak , SCF/STB

 μ_o = Viskositas minyak, cp μ_g = Viskositas gas, cp

GOC = Batas gas minyak, ft

WOC = Batas air minyak, ft

Sw = Saturasi air, fraksi

So = Saturasi minyak, fraksi

Tabel 1.
Data PVT Hasil Dari Korelasi

Tekanan (PSI)	Rs (SCF/STB)	Bo (RB/STB)	Bg (RCF/SCF)	μ_o (cp)	μ_g (cp)
14.696	4.4422	1.08505	0.235128	2.09854	0.012386
133.25	23.2543	1.09405	0.025528	1.87171	0.012505
251.803	45.5397	1.10487	0.013298	1.66833	0.012674
370.357	69.9272	1.11688	0.0089	1.49867	0.01288
488.91	95.8796	1.12985	0.006637	1.3584	0.013119
607.464	123.097	1.14365	0.005259	1.24179	0.01339
726.018	151.384	1.1582	0.004334	1.14389	0.013694
844.571	180.605	1.17343	0.00367	1.06082	0.014031
963.125	210.654	1.18931	0.003172	0.9896	0.014403
1081.68	241.452	1.20578	0.002786	0.927931	0.014809
1200.23	272.934	1.22283	0.002478	0.874057	0.015251
1318.79	305.048	1.24042	0.002228	0.826609	0.01573
1437.34	337.747	1.25854	0.002022	0.784513	0.016245
1555.89	370.994	1.27716	0.00185	0.746915	0.016795
1674.45	404.756	1.29627	0.001704	0.713132	0.01738
1793	439.004	1.31585	0.001581	0.682609	0.017998
1894.4	468.663	1.33296	0.001489	0.658746	0.01855
1995.8	498.644	1.35039	0.001408	0.636698	0.019123
2097.2	528.936	1.36815	0.001337	0.616265	0.019714
2198.6	559.525	1.38621	0.001273	0.597273	0.020322
2300	590.402	1.40458	0.001216	0.579573	0.020945

Tabel 2.
Karakteristik Pemodelan Reservoir X

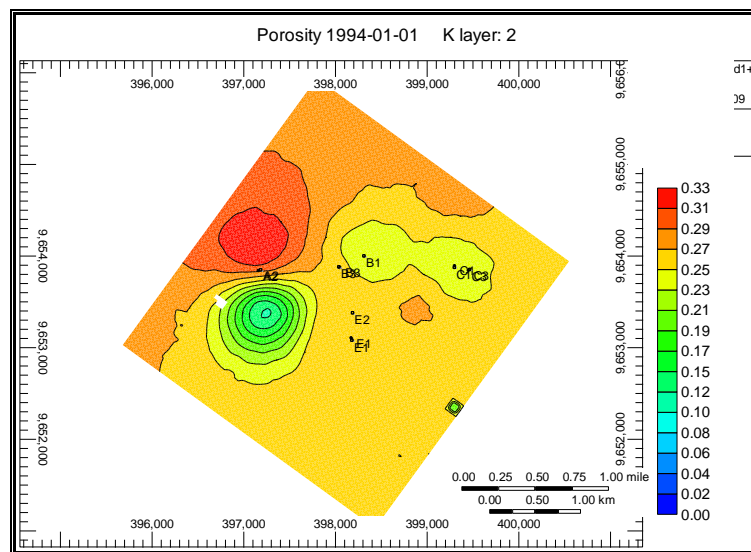
Uraian	Lapisan A3
Jenis Grid	Orthogonal
Jumlah Grid	113 x100 x 4 = 45200 buah
Grid Aktif	30332 buah
Ukuran 1 grid	50x 50 Meter x (3-10) ft
Sistim Porositas	Tunggal
Jumlah Sektor	2 buah
Batas Gas Minyak (GOC)	-
Batas Minyak Air (WOC) (Struktur A,B dan E)	5674 ft
Batas Minyak Air (WOC) (Struktur C)	5568 ft
Tekanan Awal	1978 Psi
Mekanisme Pendorong	Weak Water Drive
Sumur Produksi	6 Sumur

Tabel 3.
Hasil Inisialisasi Simulasi Reservoir X

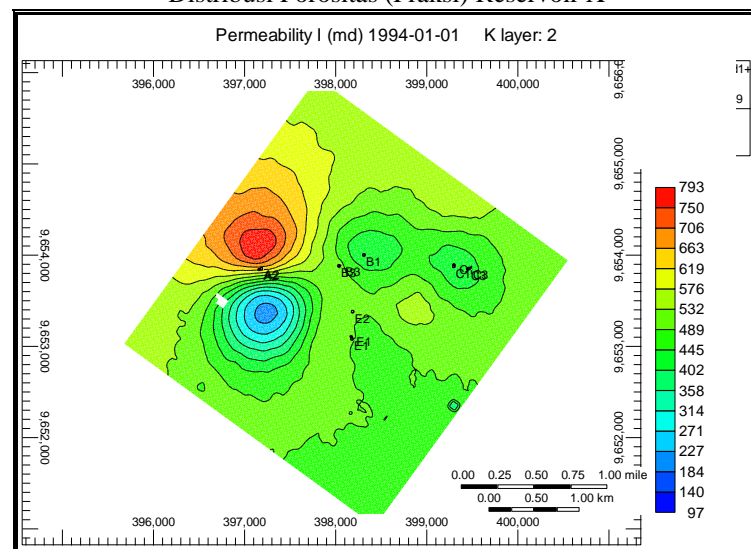
Lapisan	Volumetrik (MMSTB)	Simulasi (MMSTB)	Perbedaan (%)
A3	30	27.26	9

Tabel 4.
Ringkasan masing-masing skenario

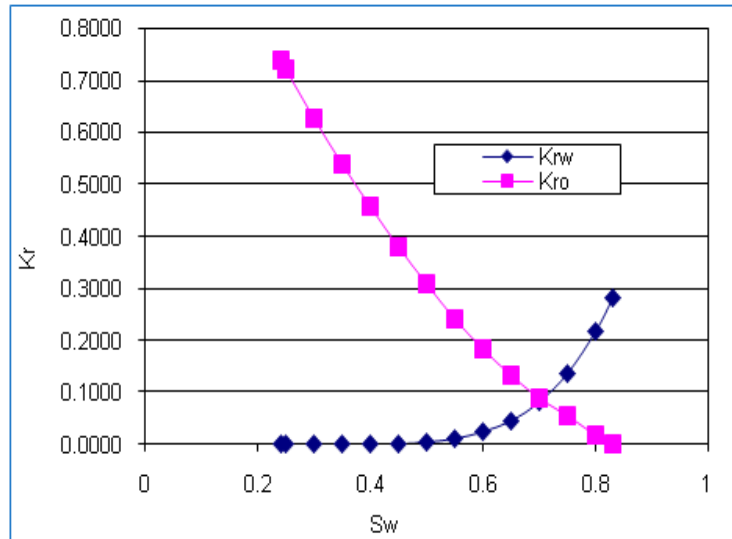
No.	Skenario	Waktu	Kumulatif Produksi Minyak (STB)	RF (%)
	Akhir History Matching	Sampai 2009	3.58	13.13
1	Base Case (skenario1)	Sampai 2020	5.72	20.98
2	Skenario 2	Sampai 2020	7.11	26.33
3	Skenario 3	Sampai 2020	7.51	27.61



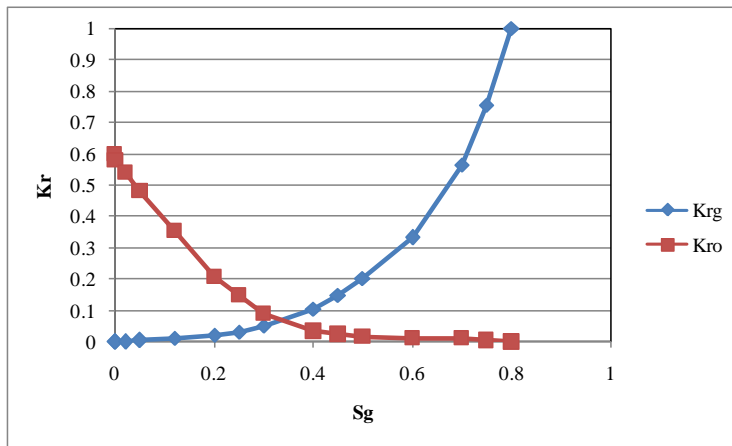
Gambar 5.
Distribusi Porositas (Fraksi) Reservoir X



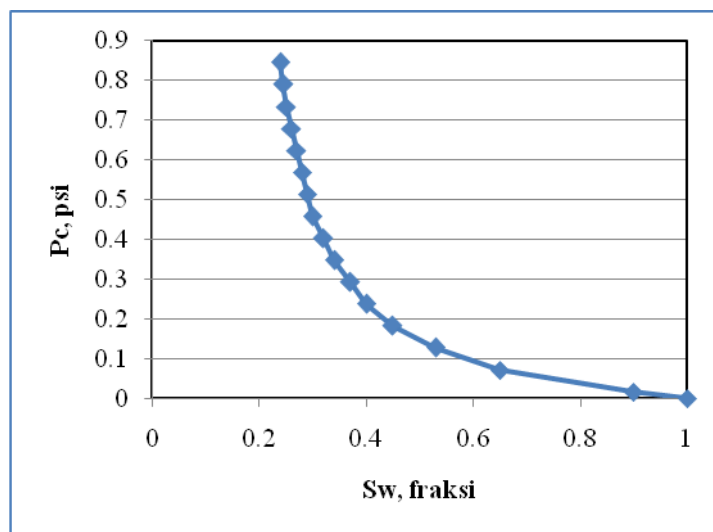
Gambar 6.
Distribusi Permeabilitas Reservoir X



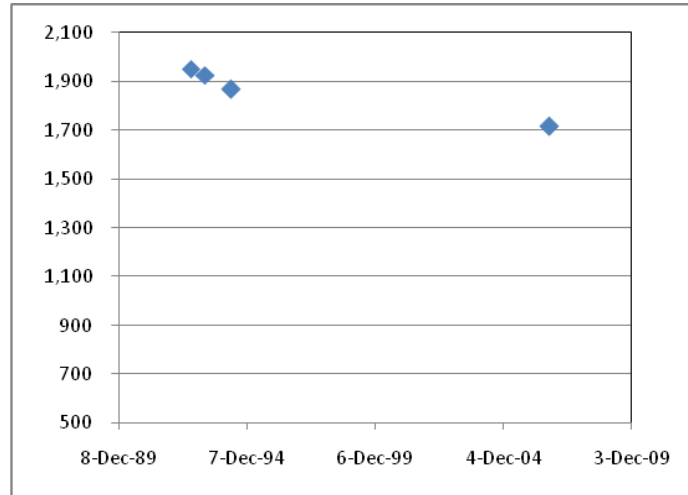
Gambar 7.
 Kurva Permeabilitas Relatif Minyak- Air



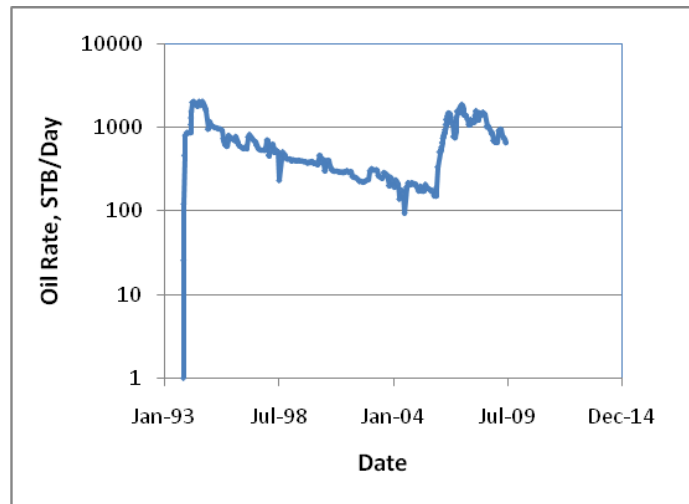
Gambar 8.
 Kurva Permeabilitas Relatif Gas-Minyak



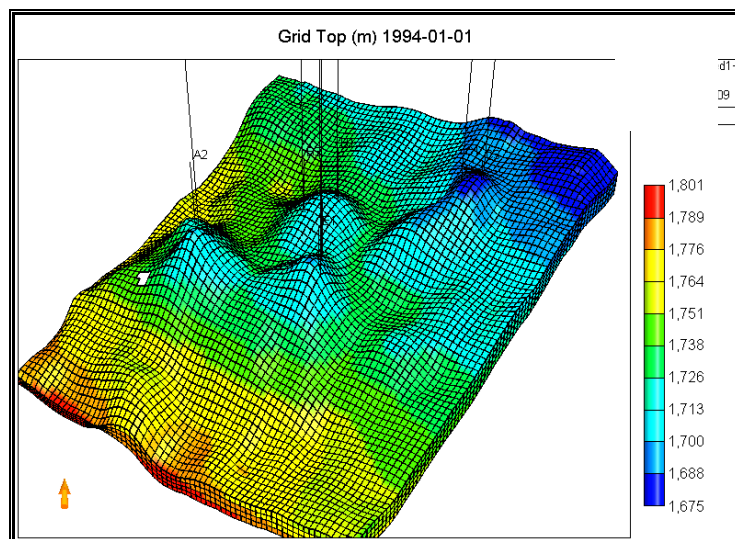
Gambar 9.
 Data Tekanan Kapiler Reservoir X



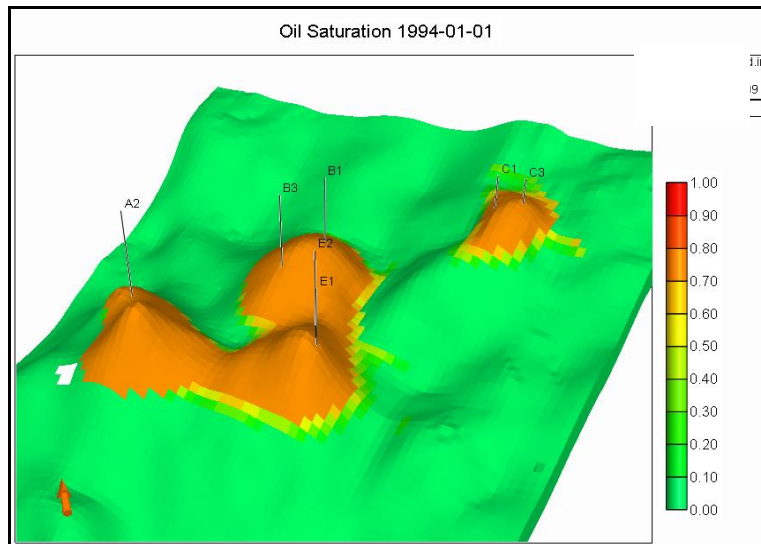
Gambar 10.
Hasil test Tekanan di Reservoir X



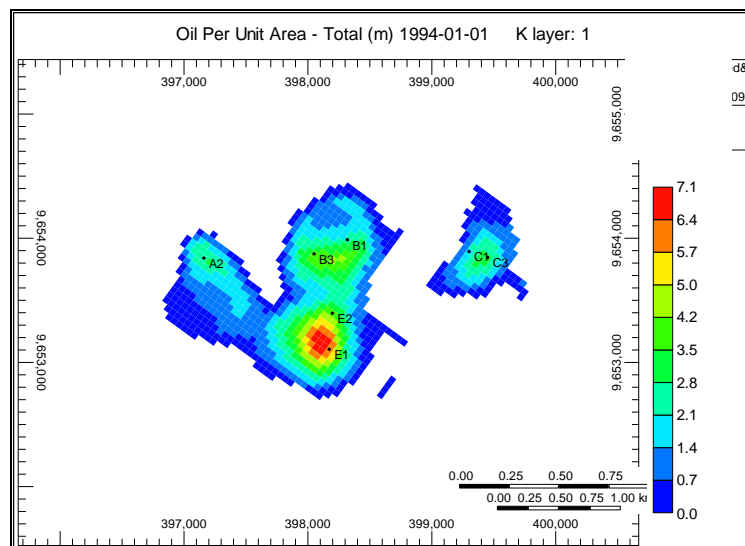
Gambar 11.
Laju produksi minyak dari Reservoir X



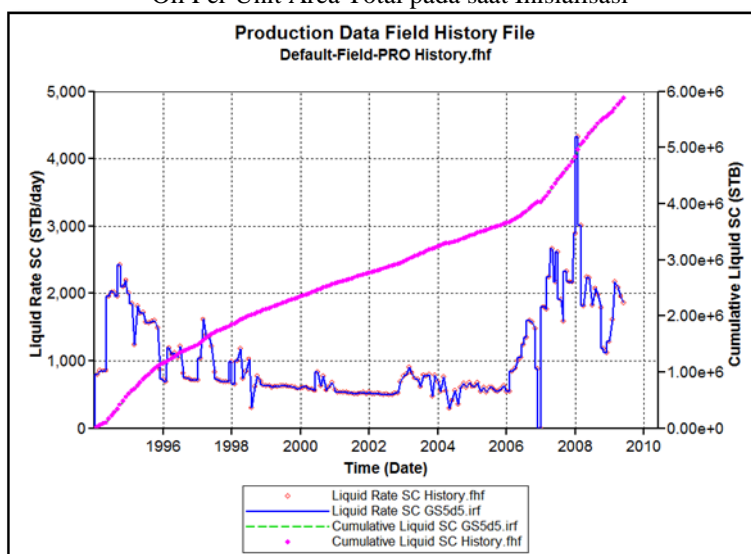
Gambar 12.
Struktur Atas 3 Dimensi Model reservoir X



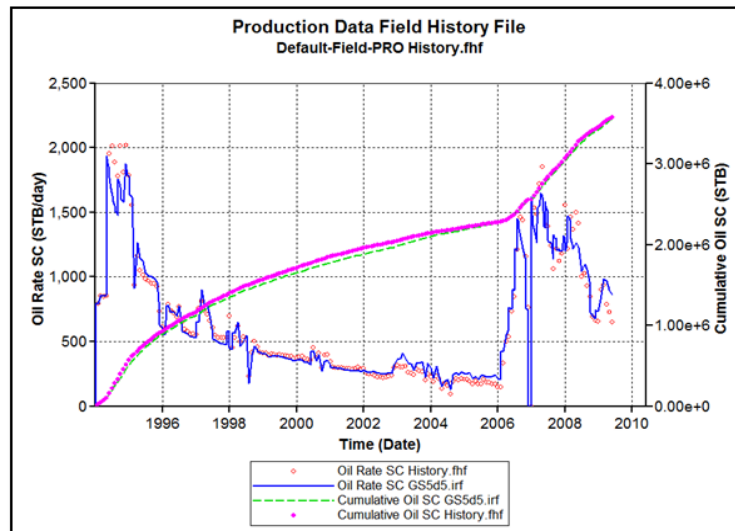
Gambar 13.
 Distribusi Saturasi minyak mula-mula di Reservoir X



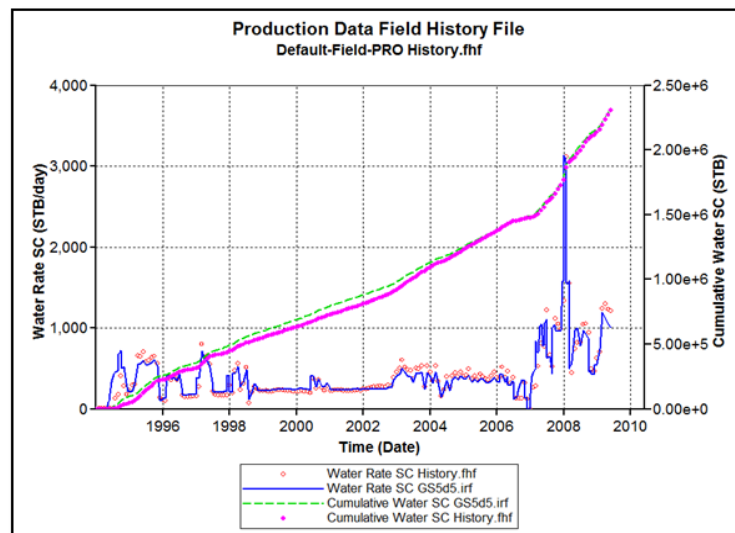
Gambar 14.
 Oil Per Unit Area Total pada saat Inisialisasi



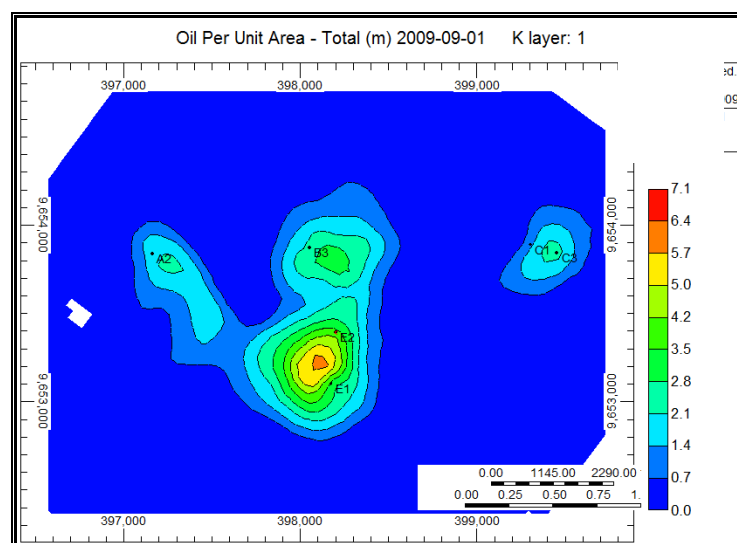
Gambar 15.
 Hasil Penyelarasan Laju produksi dan Kumulatif Produksi Liquid Reservoir X



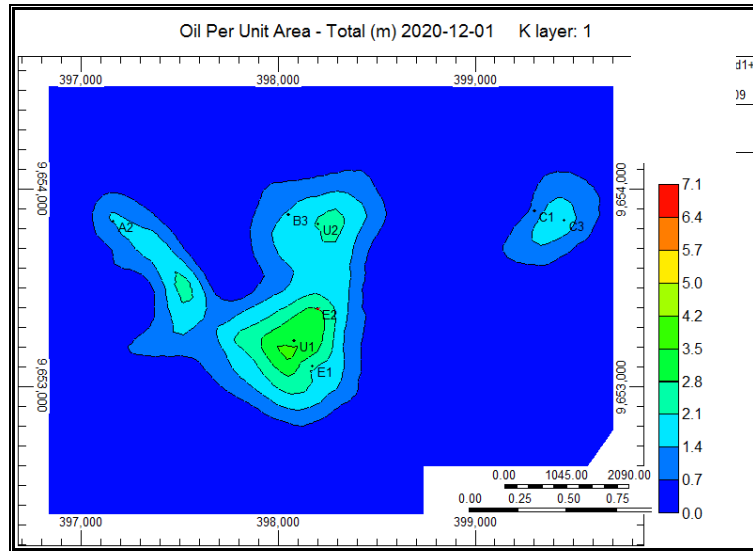
Gambar 16. Hasil Penyelarasan Laju produksi dan Kumulatif Produksi minyak Reservoir X



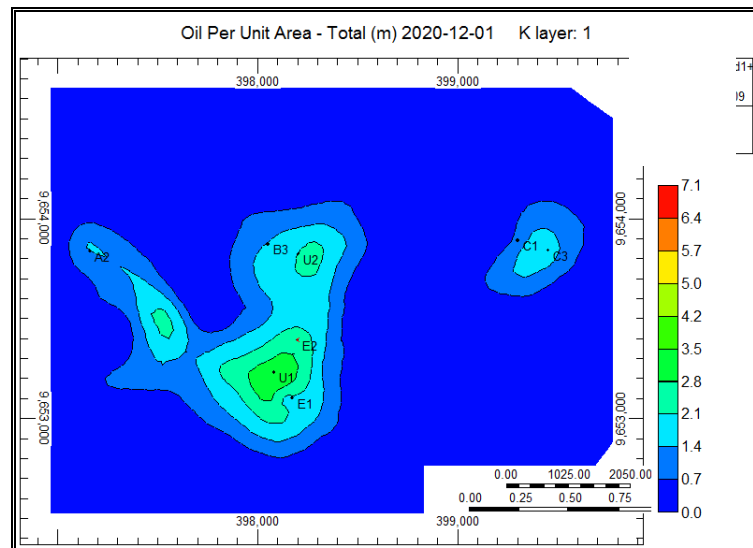
Gambar 17. Hasil Penyelarasan Laju produksi dan Kumulatif Produksi Air Reservoir X



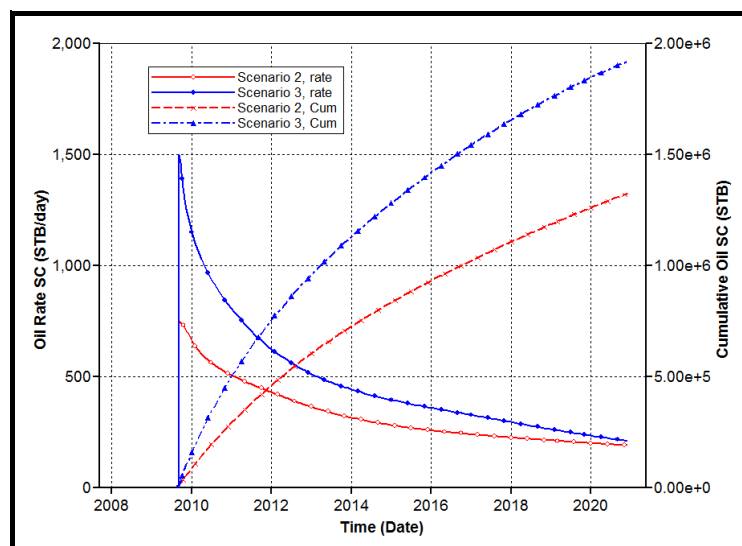
Gambar 18. Oil Per Unit Area Total diakhir skenario 1.



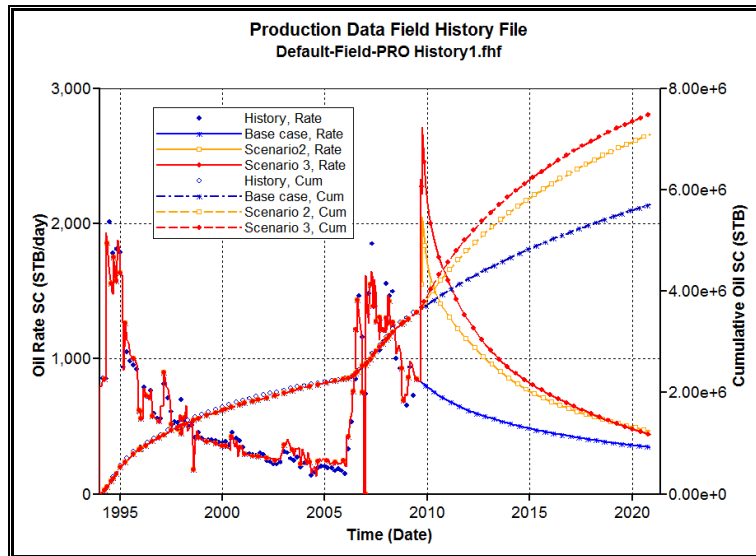
Gambar 19.
 Oil Per Unit Area Total pada Saat Akhir skenario 2



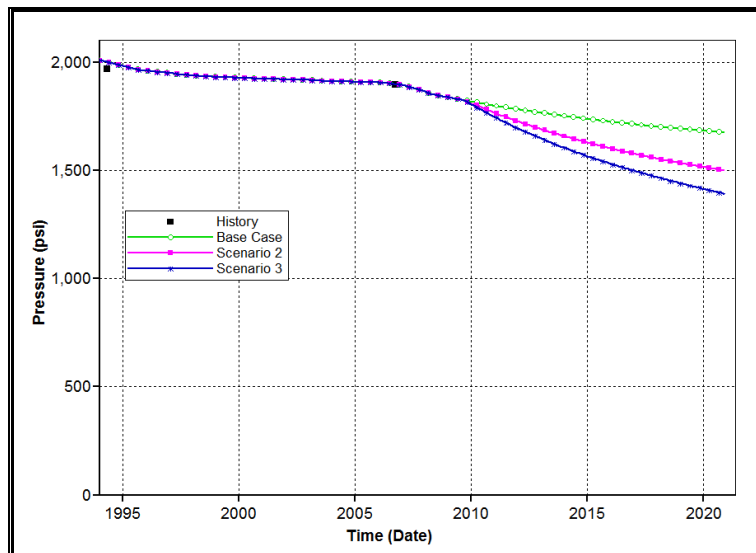
Gambar 20.
 Oil Per Unit Area Total pada Saat Akhir Skenario 3



Gambar 21.
 Perbandingan Lajur Produksi minyak dan kumulatif sumur U1, skenario 2 dan 3



Gambar 22.
Laju Produksi dan Produksi Kumulatif minyak dari Masing-masing Skenario



Gambar 23.
Perbandingan Profil Tekanan antara Skenario 1, 2 dan 3