

**ANALISA HASIL *PRESSURE BUILD UP TEST* UNTUK
MENENTUKAN PRODUKTIVITAS SUMUR MINYAK “RRA”
LAPANGAN “BKT”**

SKRIPSI



Oleh:

RIZKI RAHMAT AULIYA

113160066

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA**

2020

**ANALISA HASIL *PRESSURE BUILD UP TEST* UNTUK
MENENTUKAN PRODUKTIVITAS SUMUR MINYAK “RRA”
LAPANGAN “BKT”**

SKRIPSI

**Disusun oleh:
RIZKI RAHMAT AULIYA
113160066/TM**

*Disetujui untuk Jurusan Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta,
Oleh Dosen Pembimbing:*

Pembimbing I



Ir. Avianto Kabul Pratiknyo, MT.

NIP: 261089500331

Pembimbing II



Dewi Asmorowati, ST, M.Eng.

NIP: 198511092019032008

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi ini adalah asli karya ilmiah saya, dan saya menyatakan bahwa dalam rangka penyusunan, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan Skripsi ini tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiat) terhadap karya orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak disengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila kemudian hari terbukti Skripsi saya ini mengandung unsur jiplakan dari karya orang lain atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab dosen pembimbing saya. Oleh karena itu saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas/Rektirat Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Yogyakarta, Februari 2021

Yang Menyatakan,



Rizki Rahmat Auliya

113160066

Nomor Telepon : 082268114889

Alamat E-mail : rizkirahmat773@gmail.com

Nama dan Alamat Orang Tua : Nasrizal/ Jorong Koto Tinggi, Nagari Koto Tinggi
Kecamatan Baso, Kabupaten Agam, Sumatera
Barat.

HALAMAN PERSEMBAHAN

" فَإِنَّ مَعَ الْعُسْرِ يُسْرًا ۝ إِنَّ مَعَ الْعُسْرِ يُسْرًا ۝ فَإِذَا فَرَغْتَ فَانصَبْ ۝ وَإِلَىٰ رَبِّكَ فَارْغَبْ ۝ ٨ "

“Maka sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan, sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan, maka apabila engkau telah selesai (dari sesuatu urusan), tetaplah bekerja keras (untuk urusan yang lain), dan hanya kepada Tuhanmulah engkau berharap.” (Qs.Al-Insyirah 5-8)

Empat potong ayat dari surat Al-Insyirah diatas sangat berperan penting bagi kehidupan saya, dengan ayai tersebut saya mengawali dan mengakhiri tindakan, langkah, dan setiap rintangan dalam hidup saya.

Bismillahirrahmanirrahim, segala puji bagi Allah SWT yang telah memberikan karunia beserta rahmat-NYA sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Tak lupa salawat beserta salam saya kirimkan dan hadiatkan kepada baginda rasulullah yakni nabi Muhammad SAW.

Saya mendedikasikan Skripsi ini Kepada:

Bapak Nasrizal dan Ibu Yulvi Enita beserta keluarga, semoga selalu dilindungi Allah SWT, diberikan kesehatan dan dijadikan ahli surga, Amin.

Bapak Ir. H. Avianto Kabul Pratiknyo, selaku dosen pembimbing I

Ibu Dewi Asmorowati ST, M.eng, selaku dosen pembimbing II

Kedua adik kandung saya Suci Lailatul Adha dan Kamila Hayatil Hasnah

Teman-teman SPEARHEADS 16

Serta seluruh Dosen, staff TU dan senior serta junior. Semua pihak yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu yang telah mendukung dan membantu selama menjalani studi Strata Satu di Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran ALLAH SWT, karena berkat Rahmat dan Karunia-Nya saya selaku penulis dapat menyelesaikan Skripsi dengan judul: **“ANALISA HASIL *PRESSURE BUILD UP TEST* UNTUK MENENTUKAN *PRODUKTIVITAS SUMUR MINYAK RRA LAPANGAN BKT*”**.

Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Mohamad Irhas Effendi. M.S. Selaku Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
2. Dr. Ir. Sutarto, M.T. Selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
3. Hariyadi, S.T, M.T. Selaku Koordinator Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
4. Dr. Boni Swadesi, S.T., M.T. Selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
5. M. Th. Kristiati EA, S.T., M.T. Selaku Sekretaris Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
6. Ir. Avianto Kabul Pratiknyo, M.T. Selaku dosen Pembimbing I dalam penyusunan skripsi.
7. Dewi Asmorowati, S.T., M.Eng. Selaku dosen Pembimbing II dalam penyusunan skripsi.
8. PT. Hati Energi selaku Lembaga tempat saya melaksanakan penelitian,
9. Semua pihak yang telah membantu penyusunan skripsi ini.

Penyusun menyadari sepenuhnya bahwa skripsi ini belum sempurna dan masih jauh dari kesempurnaan. Oleh karena itu segala saran serta kritikan sangat diharapkan demi perbaikan serta peningkatan mutu selanjutnya. Akhir kata semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi penyusun dan semua pihak.

Yogyakarta, Februari 2021
Penyusun

(Rizki Rahmat Auliya)

RINGKASAN

Sumur “RRA” merupakan sumur minyak yang terletak di lapangan “BKT” berada di Kecamatan Gelumbang, Kabupaten Muara Enim. Sumur “RRA” merupakan sumur eksplorasi yang perlu dibuktikan apakah sumur benar mengandung hidrokarbon serta bagaimana tingkat produktivitasnya. Lapisan produktif sumur “RRA” berada pada kedalaman 5882-5894 ft. Sumur “RRA” berproduksi dengan laju alir sebesar 675,37 STB/Day dengan tekanan alir 603,03 psia. Untuk mengetahui produktivitas dari sumur “RRA” maka perlu dilakukannya analisa uji sumur. Analisa uji sumur perlu dilakukan guna mengetahui parameter produktivitas sumur seperti laju alir, skin, *productivity index*, dan *flow efficiency*.

Pada penulisan skripsi ini dilakukan analisa data uji sumur dengan metode *pressure build up* secara manual dengan metode *Horner* dan menggunakan simulator *Ecrin v4.02*. Pelaksanaan *pressure build up* dilakukan dengan memproduksi sumur dengan laju alir tetap (konstan) selama suatu selang waktu tertentu, kemudian menutup sumur tersebut. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu. Tahapan-tahapan analisa *pressure build up* dengan metode *horner* adalah persiapan data pendukung seperti data produksi (t_p , q_o , r_w , P_{wf}), data reservoir (h, \emptyset), data PVT (μ , B_o , C_t), dan data PBU (P_{ws} , t), kemudian membuat grafik log-log plot dengan plot Δt vs ΔP . Dari hasil plot tersebut dapat diperoleh nilai *end of wellbore storage*, dan terakhir membuat grafik semi log plot (*horner plot*), dari hasil *horner plot* dan *end of wellbore storage* diperoleh harga *slope*, P_{1jam} dan P^* yang akan digunakan untuk menghitung harga permeabilitas, skin, *productivity index*, dan *flow efficiency*.

Hasil analisa *pressure build up test* pada sumur minyak “RRA” dengan metode manual diperoleh P^* sebesar 1621,4 psia, permeabilitas efektif minyak 27,26 mD, P_{1jam} sebesar 1187,2 psia, harga skin sebesar -1,44. Lalu penurunan tekanan akibat skin adalah -452,2 psia, PI sebesar 0,66, dan r_i sebesar 564 ft, dengan bentuk *boundary*-nya adalah homogen. Sedangkan hasil yang didapatkan dari analisa *Ecrin v4.02* adalah nilai P^* sebesar 1762,66 psia, P_{1jam} adalah 1017,73 psia, permeabilitas efektif minyak sebesar 27,95 mD, harga skin sebesar -1,44, penurunan tekanan akibat skin sebesar -735,43 psia, PI sebesar 0,58 dan FE sebesar 1,63, serta didapatkan model reservoirnya homogen dengan *one faults boundary*. Berdasarkan hasil yang diperoleh dapat diketahui bahwa sumur “RRA” memiliki nilai PI sedang dikarenakan sudah dilakukannya perbaikan pada sumur. Dari hasil PI yang sudah dihitung antara manual dengan simulasi, maka dipilih PI simulasi dimana selanjutnya akan digunakan untuk menentukan laju alir optimum dari hasil *nodal analysis*.

Hasil analisa nodal didapatkan laju alir optimum sebesar 495,6 STB/Day dengan ukuran ID tubing 2,441” pada kedalam tubing 5850 ft dan tekanan kepala sumur sebesar 50 psia.

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
KATA PENGANTAR	v
RINGKASAN	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Permasalahan	2
1.3. Maksud dan Tujuan	2
1.4. Metodologi	2
1.5. Sistematika Penulisan	3
BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN “BKT”	5
2.1. Letak Geografis Lapangan “BKT”	5
2.2. Kondisi Geologi Lapangan “BKT”	5
2.2.1. Geologi Regional Lapangan “BKT”	5
2.2.2. Stratigrafi Lapangan “BKT”	8
2.2.3. Struktur Geologi Lapangan “BKT”	12
2.3. <i>Petroleum System</i> Lapangan “BKT”	13
2.3.1. Batuan Induk/ <i>Source Rock</i>	14
2.3.2. Batuan Reservoir/ <i>Reservoir Rock</i>	14
2.3.3. Perangkap/ <i>Trap</i>	15
2.3.4. Batuan Penutup/ <i>Cap Rock</i>	15
2.3.5. Migrasi/ <i>Migration</i>	15
BAB III. TEORI DASAR <i>PRESSURE BUILD UP</i>	16
3.1. <i>Pressure Build Up</i> (PBU)	16
3.1.1. Prinsip Superposisi	16
3.1.2. Teori <i>Pressure Build-Up</i>	17
3.2. Karakteristik Kurva <i>Pressure Build Up Test</i>	23
3.2.1. Segmen Data Awal (<i>Early Time</i>)	24

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
3.2.2. Segmen Waktu Pertengahan (<i>Middle Time</i>)	24
3.2.3. Segmen Waktu Lanjut (<i>Late Time</i>)	25
3.3. Faktor-faktor yang Mempengaruhi Bentuk Kurva Tekanan	25
3.3.1. <i>Wellbore Storage</i>	25
3.3.2. Redistribusi Fasa Dalam Lubang Bor (<i>Gas Hump</i>)	27
3.3.3. Heterogenitas Reservoir	27
3.3.4. <i>Skin, Sealing, dan Finite Reservoir</i>	28
3.4. Analisa <i>Pressure Build Up Test</i>	29
3.5. Tekanan Rata-rata Reservoir	31
3.6. <i>Pressure Derivative</i>	32
3.7. Pengenalan Program <i>Ecrin v4.02</i>	33
3.8. Tekanan Reservoir	44
3.9. <i>Productivity Index (PI)</i>	45
3.10. Kurva <i>Tubing Intake Performance</i>	48
3.11. <i>Flow Efficiency</i>	49
3.12. <i>Skin Effect</i>	50
BAB IV. ANALISA DATA	52
4.1. Analisa Pressure Build-Up pada Sumur Minyak “RRA” Dengan Metode <i>Horner Time</i>	52
4.1.1. Data <i>Pressure Build-Up</i> pada Sumur “RRA”	52
4.1.2. Perhitungan <i>Pressure Build-Up</i> pada Sumur “RRA” dengan Metode <i>Horner Time</i>	53
4.2. Analisa Pressure Build-Up pada Sumur Minyak “RRA” Menggunakan Simulator <i>Ecrin v 4.02</i>	58
4.2.1. Data <i>Pressure Build-Up</i> pada Sumur “RRA”	58
4.2.2. Perhitungan <i>Pressure Build-Up</i> pada Sumur “RRA” Dengan Simulator <i>Ecrin v4.02</i>	59
4.2.3. Tabel Hasil Perhitungan <i>Pressure Build-Up</i> pada Sumur “RRA” Dengan Simulator <i>Ecrin v4.02</i>	67
4.2.4. Perbandingan Perhitungan <i>Pressure Build-Up</i> Sumur “RRA” dengan Simulator <i>Ecrin v4.02</i>	68
4.3. <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i>	70
4.4. <i>Nodal Analysis</i>	71
BAB V. PEMBAHASAN	73
BAB VI. KESIMPULAN	77
DAFTAR PUSTAKA	79

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

DAFTAR NOMENKLATUR.....	81
LAMPIRAN.....	82

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1.1. Diagram Alir Metodologi.....	3
2.1. Pembagian Cekungan Sumatera Selatan	6
2.2. <i>South Sumatera General Stratigraphic Coloumn</i>	9
2.3. Perkembangan Struktur Geologi dan Tektonik Beserta Proses Pengendapannya Mulai Pra-Tersier Hingga Plio Pleistosen.....	13
2.4. <i>Petroleum System</i> Lapangan “BKT”	14
3.1. Ulah Produksi Sumur yang Memperlihatkan Aliran dan Tekanan Alir Dasar Sumur sebagai Fungsi Waktu.....	17
3.2. Ulah Aliran dan Sejarah Tekanan pada Analisa <i>Pressure Build-Up</i>	18
3.3. Teknik Plot Tekanan dan Ulah Aliran pada Analisa PBU.....	19
3.4. Grafik Ideal Analisa <i>Pressure Build-Up</i>	22
3.5. <i>Actual Pressure Build-Up Curve</i>	23
3.6. Grafik <i>Perssure Build-Up Test</i> Sebenarnya.....	24
3.7. Grafik ΔP vs Δt pada Kertas Log-log	26
3.8. Tipe Kurva <i>Pressure Build-Up</i> untuk Sumur <i>Finite Reservoir</i>	32
3.9. Diagram Alir Perangkat Lunak Ecrin v4.02	34
3.10. Layar <i>Main Options</i>	35
3.11. Layar <i>Information</i>	36
3.12. Layar Pemilihan Satuan	37
3.13. Layar <i>Comment</i>	38
3.14. Layar Input data PVT.....	39
3.15. Layar <i>Intepretation</i> Pada <i>Main Screen</i>	40
3.16. Layar Pemilihan Data.....	40
3.17. Layar Ekstraksi Parameter Delta P	41
3.18. Layar Hasil Ekstrak DeltaP	41
3.19. Layar Proses <i>Matching</i>	43

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

Gambar	Halaman
3.20. Grafik IPR yang Linear	47
3.21. Grafik IPR untuk Aliran Dua Fasa.....	48
3.22. Kurva <i>Pressure Traverse</i>	49
4.1. <i>Hystory Plot</i> Sumur “RRA”	53
4.2. Grafik Log- log pada Sumur “RRA” Menunjukkan <i>End of Wellbore Storage</i>	54
4.3. Grafik Semilog <i>Horner Plot</i> pada Sumur “RRA”.....	55
4.4. Tampilan <i>Input Main Option</i> Sumur Minyak “RRA”.....	59
4.5. Tampilan <i>Test Information</i> Sumur Minyak “RRA”.....	60
4.6. Tampilan Input PVT Sumur Minyak “RRA”.....	61
4.7. Tampilan Edit Data Sumur Minyak “RRA”	62
4.8. Tampilan Edit <i>Rates</i> Sumur Minyak “RRA”	62
4.9. Tampilan Extract delta-P Sumur Minyak “RRA”.....	63
4.10. Tampilan Model Sumur Minyak “RRA”.....	64
4.11. History Plot P vs t (atas) dan Q vs t (bawah) pada Sumur “RRA”.....	65
4.12. Log-log Plot Sumur “RRA”	65
4.13. Semi-Log Plot P vs t pada Sumur “RRA”	67
4.14. Kurva <i>Inflow Performance Relationship</i> Sumur “RRA” manual.....	70
4.15. Kurva <i>Inflow Performance Relationship</i> Sumur “RRA” PROSPER.....	71
4.15. <i>Tubing Intake Performance</i>	72

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
IV-1. Hasil Analisa PBU Test Berdasarkan Metode <i>Horner</i> secara Manual..	57
IV-2. Hasil Analisa PBU Test Berdasarkan Simulator Ecrin v4.02	68
IV-3. Perbandingan Hasil Analisa PBU <i>Test</i> Berdasarkan Simulator Ecrin V4.02	68
IV-4. Perbandingan Hasil Antara Perhitungan Manual dengan Simulator Ecrin v4.02.....	69

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran	Halaman
A. Data PBU dan Data Penunjang	81
B. Langkah-Langkah Penggunaan Simulator <i>Ecrin v4.02</i>	89
C. Model Kurva <i>Pressure Derivative</i>	109

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Reservoir merupakan batuan *porous* dan *permeable* yang berada dibawah permukaan dan menjadi tempat terakumulasinya fluida hidrokarbon (gas dan minyak) yang terkoneksi dalam suatu sistem perangkap. Penentuan produktivitas berdasarkan hasil analisa uji tekanan menjadi hal yang penting untuk dilakukan agar dapat mengetahui bagaimana tingkat produktivitas sumur. Berdasarkan hasil analisa uji tekanan kita dapat mengetahui parameter produktivitas sumur seperti besarnya laju alir, skin, *productivity index*, *flow efficiency* dan dapat dilihat kemampuan formasi memproduksi dengan grafik IPR (*Inflow Performance Relationship*).

Well Testing merupakan alat atau sarana yang digunakan untuk mengevaluasi karakteristik sebuah reservoir. Dengan metode ini, kita dapat melakukan analisa terhadap karakteristik reservoir dengan skala yang lebih luas, memperkirakan permeabilitas secara langsung dalam kondisi lapangan, mengestimasi kondisi di sekitar lubang bor, serta dapat juga memperkirakan jarak dari sumur sampai ke *boundary*. Analisa terhadap metode ini dikenal sebagai *Pressure Transtient Analysis* yakni mencatat perubahan tekanan terhadap waktu yang ekuivalen dengan jarak perubahan tekanan tersebut menuju lubang sumur. Pada skripsi kali ini akan dibahas pengujian *pressure build-up*. Pengujian *pressure build-up* dilakukan untuk mendapatkan parameter reservoir yaitu tekanan statik reservoir (P^*), permeabilitas efektif reservoir (k_o), *skin factor* (S), dan perubahan tekanan akibat adanya *skin* (dPs) yang kemudian data-data tersebut dapat digunakan untuk menentukan produktifitas sumur. Metode yang dilakukan untuk menganalisa hasil *pressure build-up test* adalah dengan metode *horner* secara manual dan dengan menggunakan simulator *Ecrin v4.02* untuk mengolah data yang lebih akurat.

1.2. Permasalahan

Pengujian sumur pada sumur “RRA” dilakukan untuk dapat menjawab permasalahan sebagai berikut:

1. Bagaimana evaluasi terhadap pengujian *pressure build up* yang dilakukan?
2. Bagaimana produktivitas pada sumur “RRA” yang mencakup indeks produktivitas, faktor skin, dan *flow efficiency*?
3. Bagaimana kemampuan sumur “RRA” untuk berproduksi?
4. Bagaimana penanganan yang tepat untuk produktivitas sumur “RRA”?

1.3. Maksud dan Tujuan

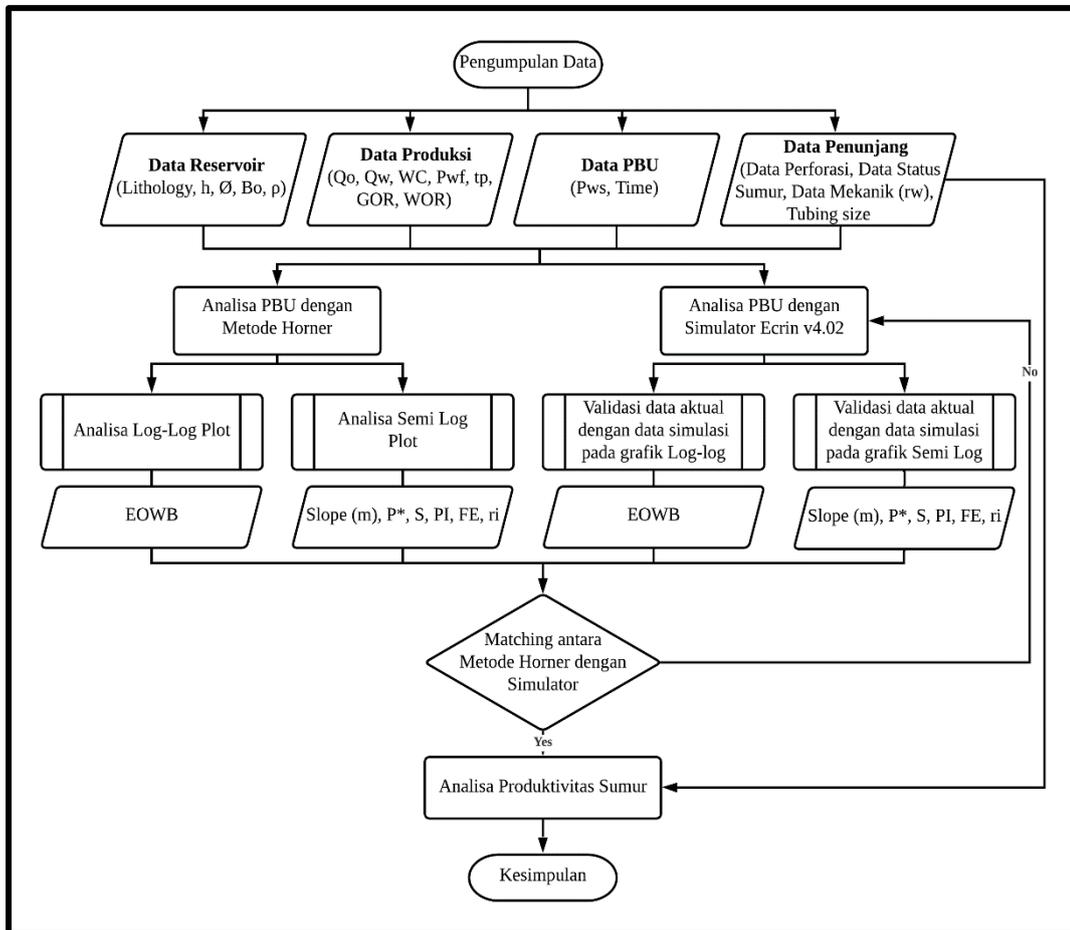
Maksud dari penulisan skripsi ini adalah untuk melakukan analisa terhadap data tekanan dari hasil pengujian *pressure build-up* dengan menggunakan metode horner secara manual maupun menggunakan simulator *Ecrin v4.02*.

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah untuk menentukan besarnya produktivitas sumur dengan memperoleh parameter karakteristik reservoir seperti laju alir, *skin* (*S*), *productivity index* (*PI*), dan *flow efficiency* (*FE*) sehingga dapat dilihat kemampuan sumur untuk berproduksi dalam bentuk kurva *inflow performance relationship* (*IPR*) dan juga dapat direncanakan ukuran tubing dan laju alir optimum untuk sumur RRA.

1.4. Metodologi

Metodologi yang digunakan untuk menjawab berbagai permasalahan dalam penulisan skripsi ini adalah dengan mengumpulkan informasi tentang sumur mulai dari data analisa tekanan yang terekam selama proses pengujian *pressure build-up*, data reservoir dan data sifat fisik fluida yang diperoleh melalui *logging* dan analisa PVT, data produksi, serta data penunjang seperti data uji sumur dan data sumuran. Kemudian data tersebut digunakan untuk melakukan analisa terhadap produktivitas sumur dengan menggunakan metode horner secara manual maupun menggunakan simulator *Ecrin v4.02*.

Secara skematik metodologi yang digunakan dapat ditunjukkan pada **Gambar 1.1.**



Gambar 1.1.
Diagram Alir Metodologi

1.5. Sistematika Penulisan

Penulisan hasil penelitian ini menggunakan sistem pembagian per-bab dengan sistematika sebagai berikut:

1. Bab I berisikan pendahuluan yang terdiri dari penjelasan secara umum mengenai latar belakang masalah, permasalahan, maksud dan tujuan, metodologi, hasil yang didapatkan, dan sistematika penulisan.
2. Bab II berisikan tinjauan umum lapangan dari sumur yang dianalisa
3. Bab III berisikan teori dasar *pressure build-up test*, bab ini berisi teori – teori dan persamaan yang menjadi dasar dalam menganalisa *pressure build-up test* dengan persamaan metode *Horner* secara manual dan pengenalan

program *Ecrin v4.02*. Parameter – parameter yang didapatkan yaitu permeabilitas (k), faktor skin (S), perubahan tekanan akibat adanya skin (dPs), tekanan reservoir (P*), *productivity index* (PI), dan *flow efficiency* (FE).

4. Bab IV berisikan tentang analisa *pressure buildup test* dengan menggunakan metode *Horner* secara manual dan simulator *Ecrin v4.02* pada sumur minyak “RRA”.
5. Bab V berisikan tentang pembahasan dan analisa hasil pengolahan data pengujian sumur “RRA” dengan metode *Horner* secara manual maupun menggunakan simulator *Ecrin v4.02*.
6. Bab VI berisikan tentang kesimpulan yang didapatkan dari analisa *pressure build-up* sumur minyak “RRA” dengan metode *Horner* secara manual maupun menggunakan simulator *Ecrin v4.02*.

BAB II

TINJAUAN LAPANGAN

Bab ini akan menyajikan tinjauan umum lapangan meliputi letak geografis lapangan yang diteliti, geologi regional, dan *petroleum system* pada lapangan “RRA”.

2.1. Letak Geografis Lapangan “BKT”

Lapangan “BKT” terletak di Kecamatan Gelumbang, Kabupaten Muara Enim, Provinsi Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur yang dibatasi oleh Bukit Barisan di sebelah barat, Tinggian Tigapuluh di sebelah utara, Tinggian Lampung di sebelah selatan, dan Paparan Sunda di sebelah timur.

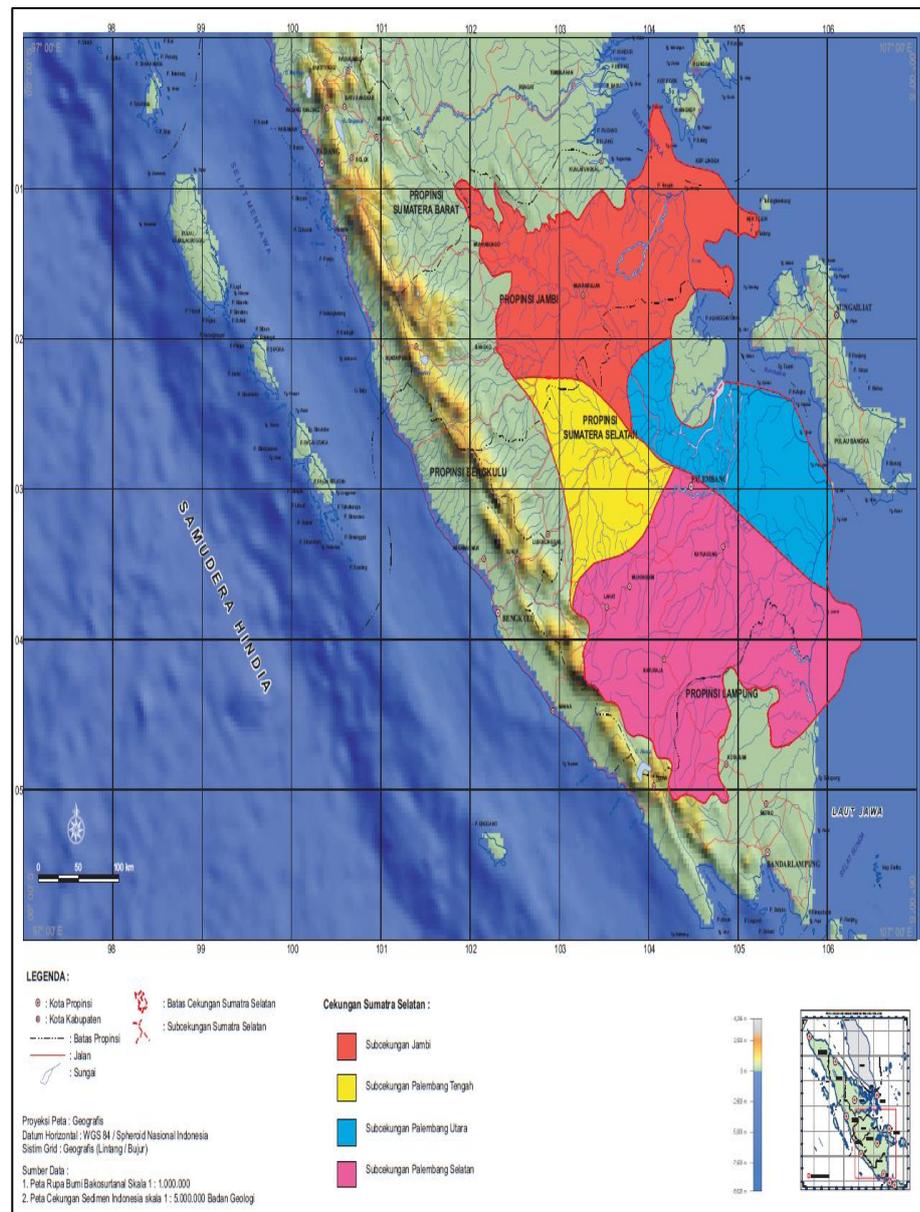
2.2. Kondisi Geologi Lapangan “BKT”

Kondisi Geologi lapangan “BKT” terdiri dari geologi regional, stratigrafi, dan struktur geologi.

2.2.1. Geologi Regional Lapangan “BKT”

Cekungan Sumatera Selatan merupakan daerah penurunan (*depresi*) yang dikelilingi oleh tinggian-tinggian batuan pra-Tersier. Pengangkatan Pegunungan Barisan di Akhir Kapur sampai Awal Paleogen dengan disertai terjadinya sesar-sesar bongkah (*block faulting*) yang mengakibatkan terbentuknya daerah Sub-Cekungan Jambi, Palembang Tengah, dan Palembang Selatan.

Cekungan Sumatera Selatan di bagian utara dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh, bagian Barat dibatasi oleh Pegunungan Bukit Barisan, sedangkan di Tigapuluh, bagian Barat dibatasi oleh Pegunungan Bukit Barisan, sedangkan di bagian Selatan dibatasi oleh Palembang dan Dataran Tinggi Lampung, seperti terlihat pada **Gambar 2.1**.



Gambar 2.1.
Pembagian Cekungan Sumatera Selatan
(Bishop et al., 2001)

Evolusi Tektonik Cekungan Sumatera Selatan yang merupakan implikasi dari stratigrafi regional dapat dibagi menjadi 4 (empat) fase, yaitu:

a. Fase Kompresi Akibat Kolisi Antara Lempeng Eurasia dan Lempeng India-Australia pada Mezotik Tengah.

Fase Kompresi ini berarah relative Utara-Selatan dan mengakibatkan terjadinya sesar geser dekstral WNW - ESE (Sesar

Lematang, Kepayang, Saka, Pantai Selatan Lampung, Musi Lineament) dan N-S trend; terjadi wrench movement; terjadi intrusi granit berumur Jura – Kapur.

b. Fase Ekstensional selama Paleosen – Miosen Awal

Fase ini merupakan fase ekstensional/regangan yang terjadi selama Paleosen hingga Miosen Awal (Upper Cretaceous-Lower Tertiary) dan menghasilkan beberapa sesar utama di Cekungan Sumatra Selatan yang berupa Sesar Normal dan Sesar Tumbuh berarah N – S dan WNW – ESE. Keadaan ini juga membentuk cekungan berupa basin graben/half graben bersama dengan pembentukan basin graben/half graben terjadi pengisian awal dari cekungan yang disebut sebagai synrift sedimentation (Syn Rift – Rifting). Pada cekungan ini diendapkan Formasi Lahat pada lingkungan pengendapan darat – brackish.

Pada Kapur Atas sebelum terbentuknya cekungan half graben, diawali dengan terbentuknya sesar naik berarah WNW-ESE naik ke arah Selatan. Sesar naik ini diakibatkan oleh tegasan utama yang berarah N20°W. Selama periode ini terjadi pula intrusi granit yang sejajar dengan arah sesar naik. Sesar ini selama periode regangan (Eosen-Oligo Miosen) berubah menjadi sesar turun dan sebagai batas half graben selama proses syn-rift.

c. Tektonik Relatif Tenang pada Miosen Awal – Miosen Akhir (Fase Sagging)

Pada kondisi tektonik yang relatif tenang selama Miosen Awal hingga Miosen Akhir ini terjadi pengendapan berturut-turut dari bawah ke atas, antara lain Formasi Talangakar pada lingkungan pengendapan *braided stream – delta plain*; Formasi Baturaja pada lingkungan pengendapan *shallow marine*; Formasi Gumai pada lingkungan pengendapan *deep marine*; Formasi Airbenakat pada lingkungan pengendapan *marine brackish*; dan Formasi Muaraenim pada lingkungan pengendapan *shallow marine – non marine*. Selanjutnya, mulai aktifnya kembali tektonik pada Miosen Tengah dengan tegasan utama yang miring (N0°E-N6°E) terhadap

Pulau Sumatra (*wrench movement*), maka terbentuklah sesar-sesar mendatar kanan berjurus NE-SW.

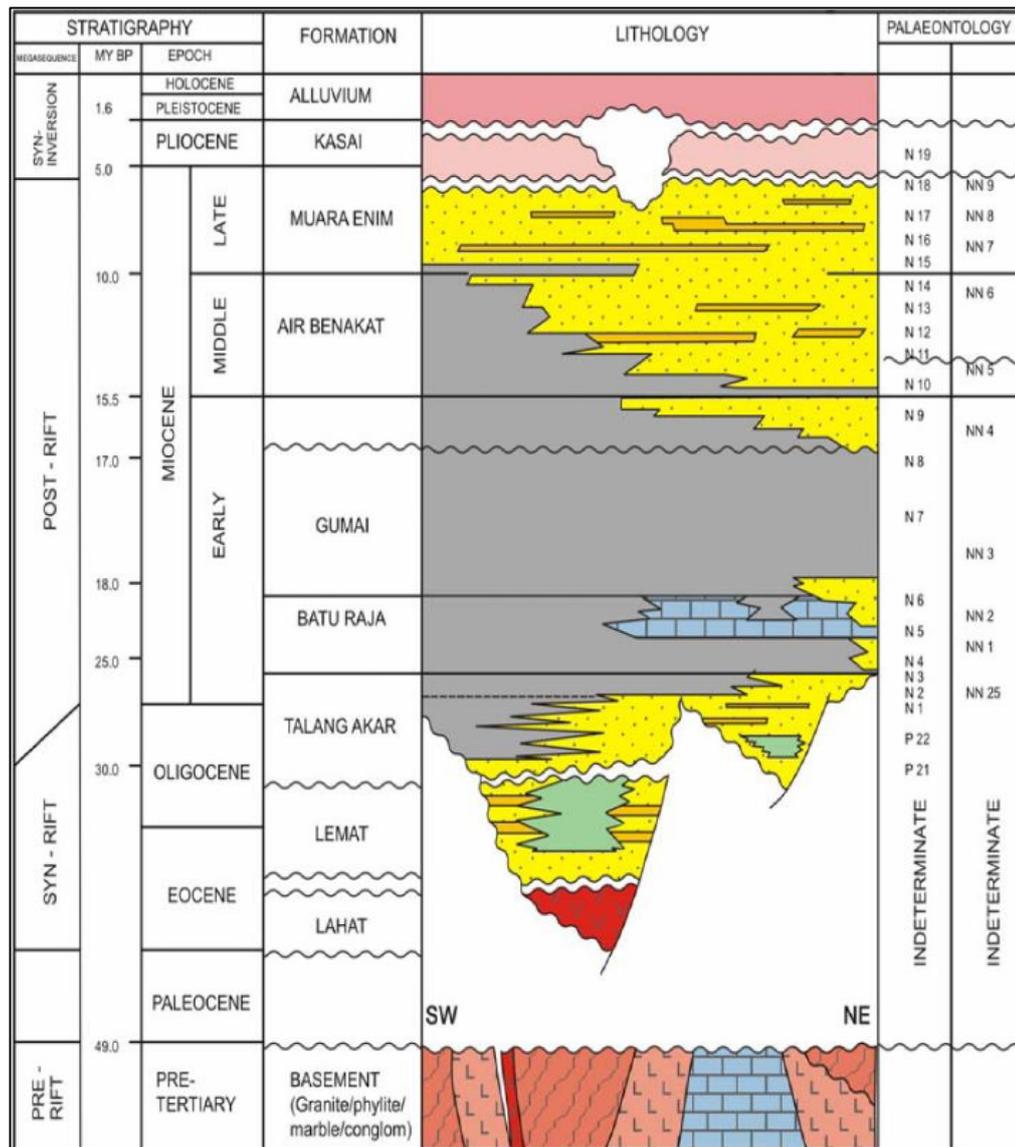
d. Inversi, Pengangkatan Basement (Pliosen – Sekarang)

Pada umur Pliosen terjadilah kompresi yang aktif kembali antara lempeng Hindia-Australia dengan lempeng Eurasia (*subduction*), maka terbentuklah Sesar Semangko (NE-SW) dan pengangkatan Bukit Barisan; pengaktifan kembali sesar-sesar tua berarah WNW-ESE dan N-S. Sehingga kawasan Cekungan Sumatra Selatan berubah menjadi back arc basin. Juga terbentuk lipatan dengan sumbu antiklin berarah barat laut-tenggara (NW-SE). Pada fase ini juga terjadi pengangkatan basement (low) disebut sebagai proses inversi dan terbentuk sesar naik dengan jurus WNW-ESE dan naik ke arah SSW. Selama fase inversi ini terjadi pengendapan Formasi Kasai pada lingkungan pengendapan darat.

2.2.2. Stratigrafi Lapangan “RRA”

Secara umum stratigrafi di Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Utara, Sub-Cekungan Palembang Tengah, dan Sub-Cekungan Palembang Selatan mempunyai kesamaan. Sedimentasi di ketiga subcekungan ini berlangsung dari Tersier Awal sampai Kuartar dalam kondisi genang laut dan susut laut. Kondisi genang laut yang berlangsung dari Eosen Awal Miosen Tengah diawali oleh pengendapan batuan konglomerat aneka bahan dan batuan sedimen klastika dengan sisipan batubara yang membentuk Formasi Lahat/Formasi Lemat dalam lingkungan pengendapan darat, kemudian proses sedimentasi ini di ikuti oleh pengendapan batuan klastika kasar halus dengan sisipan batubara dan kayu terkonsolidasi Formasi Talangakar dalam lingkungan pengendapan peralihan. Proses pengendapan selanjutnya berlangsung dalam kondisi laut dangkal yang membentuk Formasi Baturaja secara setempat. Fase genang laut ini diakhiri oleh pengendapan Formasi Gumai yang berlangsung dalam lingkungan laut dalam, pada saat genang laut maksimum. Fase susut laut yang berlangsung dari Akhir Miosen Tengah sampai Plistosen diawali dengan pengendapan Formasi Airbenakat dalam kondisi laut dangkal, yang kemudian diikuti oleh pembentukan Formasi Muaraenim dalam

lingkungan pengendapan peralihan. Selanjutnya fase susut laut ini diakhiri oleh sedimentasi Formasi Kasai dalam lingkungan pengendapan darat. Menurut *Bishop* (2000), stratigrafi regional di daerah Sumatera Selatan dari tua ke muda adalah seperti **Gambar 2.2**.



Gambar 2.2.
South Sumatera General Stratigraphic Column
(*Bishop, 2000*)

- **Batuan Dasar/Basement (BSM)**

Batuan dasar disusun oleh granit, batuan metamorf, batuan metasedimen, dan batuan vulkanik.

- **Formasi Lahat/Lahat Formation (LAF)**

Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar dan disusun oleh perselingan antara *shale*, batupasir dan konglomerat pada lingkungan *shallow to deep lacustrine fluvial to alluvial fan deposits*. Formasi ini diendapkan pada umur Eosen Tengah-Oligosen Awal

- **Formasi Talangakar/Talangakar Formation (TAF)**

Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas Formasi Lahat. Formasi talangakar ini dibagi menjadi tiga bagian, yaitu: *Lower (Grit Sand) Member*, *Middle (Transition) Member*, dan *Upper (Marine) Member*.

- a. *Lower (Grit Sand) Member*

Anggota ini diendapkan pada bagian bawah dari Formasi Talangakar dan disusun oleh perselingan batupasir, konglomerat dan shale pada lingkungan pengendapan *fluvial fan and shallow lacustrine*. Anggota ini diendapkan pada umur Oligosen Akhir.

- b. *Middle (Transition) Member*

Anggota ini diendapkan pada bagian tengah dari Formasi Talangakar, disusun oleh selang-seling antara *shale*, *silt*, batupasir dan *lignit*. Anggota ini diendapkan pada umur Oligosen Akhir-Miosen Awal pada lingkungan pengendapan *fluvial fan and shallow lacustrine*.

- c. *Upper (Marine) Member*

Anggota ini diendapkan pada bagian atas dari Formasi Talangakar, disusun oleh selang-seling batupasir dan shale dengan beberapa lapisan batugamping. Anggota ini diendapkan pada lingkungan *shallow marine* pada umur Miosen Awal.

- **Formasi Baturaja/Baturaja Formation (BRF)**

Formasi Baturaja ini berupa batugamping berlapis di bagian bawah dan pada bagian atas terdiri dari batugamping *reef*. Formasi ini diendapkan pada lingkungan pengendapan *shallow marine* pada umur Miosen Awal. Hubungan stratigrafi dengan Formasi Talangakar adalah menyilang jari.

- **Formasi Gumai/Gumai Formation (GUF)**

Formasi ini diendapkan selaras di atas Formasi Talangakar dan menyilang jari di atas Formasi Baturaja pada umur Miosen Awal – Miosen Tengah. Formasi Gumai dibagi menjadi *Lower Member* dan *Upper (Sandy) Member*.

- a. *Lower Member*, anggota ini disusun oleh *shale* laut dalam dengan beberapa lapisan batupasir dan batugamping berlapis. Pada bagian paling bawah diendapkan batugamping berlapis bersisipan *shale* pada lingkungan pengendapan *inner to outer neritic*.
- b. *Upper (Sandy) Member*, anggota ini disusun oleh perselingan antara *shale* dan batu pasir pada lingkungan *deep to shallow marine*.

- **Formasi Airbenakat/Airbenakat Formation (ABF)**

Formasi ini diendapkan menyilang jari di atas Formasi Gumai pada umur Miosen Tengah-Miosen Akhir di lingkungan pengendapan *shallow marine*. Formasi Airbenakat disusun oleh batupasir berbutir halus hingga menengah dengan sisipan *shale* dan *lignit*.

- **Formasi Muaraenim/Muaraenim Formation (MEF)**

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Airbenakat pada umur Miosen Akhir. Formasi Muaraenim diendapkan pada lingkungan pengendapan *shallow marine to transition idealiance*. Formasi ini disusun oleh batupasir berbutir halus hingga kasar, *shale* dan *lignit*.

- **Formasi Kasai/Kasai Formation (KAF)**

Formasi Kasai diendapkan secara selaras di atas Formasi Muaraenim pada umur Pliosen. Formasi ini disusun oleh batupasir *tuffan*, konglomerat dan lapisan tipis *shale*.

- **Formasi dan Alluvial/Tuffs and Alluvial**

Endapan *alluvial* adalah endapan hasil pelapukan dari batuan yang lebih tua yang telah tererosi, tertransport dan diendapkan pada lingkungan darat pada umur Plestosen hingga sekarang. Sedangkan lapisan tuff sebagai lapisan hasil endapan letusan gunung api muda Bukit Barisan.

2.2.3. Struktur Geologi Lapangan “BKT”

Struktur Geologi Lapangan “BKT”, dimulai dari batuan tertua berumur Pre-Tersier berupa batuan kristalin. Batuan ini pernah tersingkap di permukaan sebagai *basement high*. Maka dari itu dalam batuan dasar ini banyak dijumpai kekar sistematik dan sesar.

Pada periode Akhir Pre-Tersier, terjadi proses ekstensional/tarikan, sehingga terendapkanlah batupasir kuarza dan batulempung yang merupakan endapan *syn-rift depositional*. Pada periode paleogen terjadi kompresi yang kembali mengangkat basement dan membuat batuan di atas basement yang diendapkan secara *syn-rift depositional* berubah menjadi metasedimen.

Pada periode Eosen-Oligosen Awal, terjadi proses ekstensional/regangan sehingga sesar-sesar turun yang mengenai batuan dasar aktif dan diikuti pengendapan Formasi Lemat dan Lahat yang bersamaan dengan terjadinya sesar turun berupa endapan *syn-rift depositional*.

Pada Periode Oligosen Akhir, masih terjadi *syn-rift depositional* dan diendapkan Formasi Talangakar bagian Bawah (LTAF).

Pada Periode Miosen Awal, proses peregangan sudah berhenti dan diendapkan Formasi Talangakar bagian Atas di rendahan dan di tinggian diendapkan Formasi Baturaja, pada laut dangkal-transisi. Pada Akhir Miosen Awal, terjadilah proses genang laut dan diendapkan Formasi Gumai yang berupa batulempung yang tebal, diendapkan pada laut menengah-laut dalam.

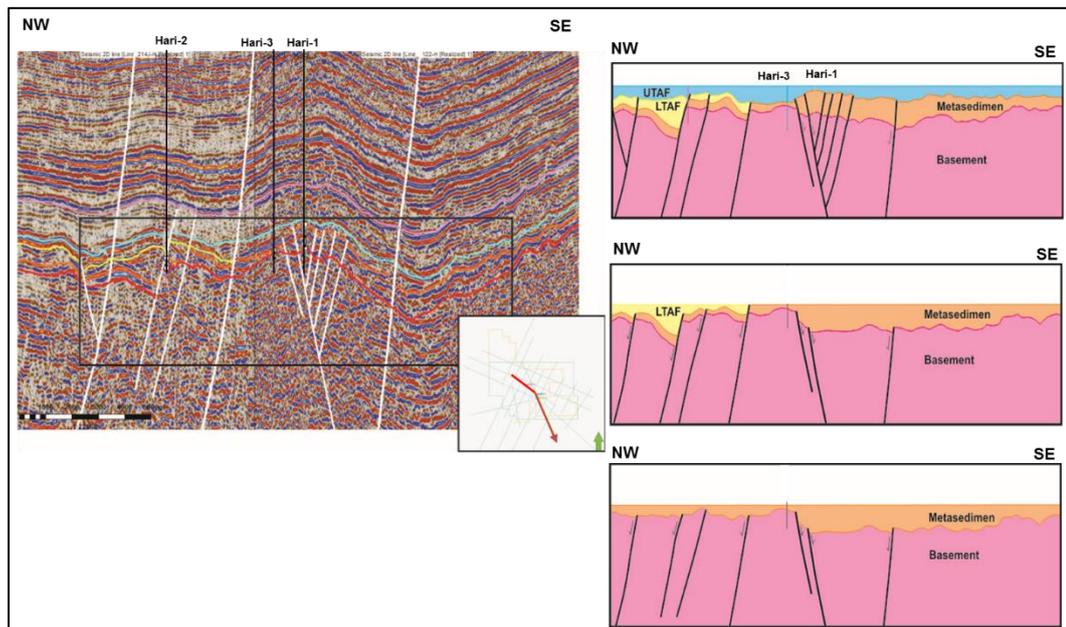
Periode Miosen Tengah, kompresi mulai terjadi di Sumatra secara umum, sehingga terjadilah proses regresi dan diendapkan Formasi Air Benakat pada kedalaman laut menengah hingga laut dangkal. Pada bagian barat Pulau Sumatra mulai tumbuh jajaran Gunung Api aktif yang disebut Bukit Barisan.

Periode Miosen Akhir, proses kompresi semakin besar dan proses transgresi terus berlangsung serta diendapkan Formasi Muara Enim pada lingkungan laut dangkal.

Pada Periode Pliosen dan Pleistosen, kompresi sudah sangat kuat di Sumatra akibat interaksi lempeng Indo Australia menumbuk Sumatra. Selain diendapkan

Formasi Kasai dan endapan-endapan Alluvial di beberapa tempat. Pada periode ini terbentuk lipatan, kekar dan serar di Lapangan “BKT”.

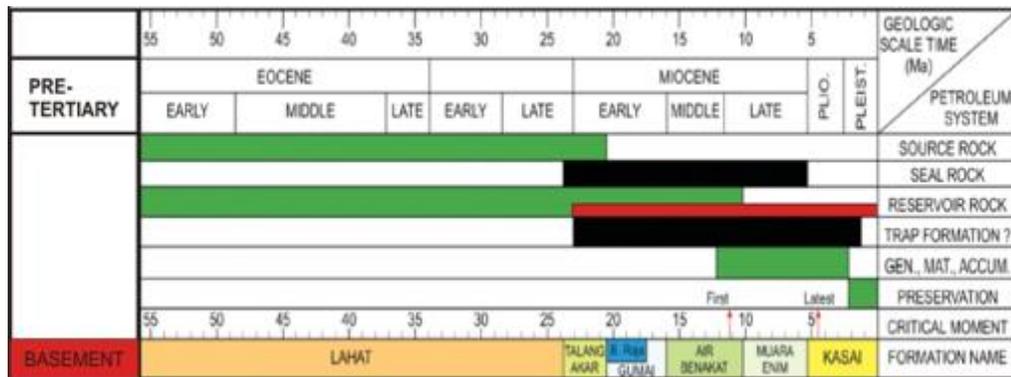
Pada periode ini sudah terbentuk trap yang bagus berupa lipatan dan minyak sudah bermigrasi mengisi trapnya, serta sesar-sesar basement berubah menjadi sesat naik dan memotong hingga lapisan-lapisan yang lebih muda seperti yang terlihat pada **Gambar 2.3**.



Gambar 2.3.
Perkembangan Struktur Geologi dan Tektonik Beserta Proses
Pengendapannya Mulai Pra-Tersier Hingga Plio Pleistosen
(PSME UPNVY, 2020)

2.3. *Petroleum System* Lapangan “BKT”

Tinjauan sistem petroleum di Lapangan “BKT” akan diuraikan menjadi beberapa bagian, antara lain: batuan induk, batuan reservoir, perangkap petroleum, batuan penutup dan migrasi hidrokarbon. **Gambar 2.4.** menunjukkan sistem petroleum di Lapangan “BKT”.



Gambar 2.4.
Petroleum System Lapangan “BKT”
(PSME UPNVY, 2020)

2.3.1. Batuan Induk/*Source Rock*

Berdasarkan stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan, maka dapat diketahui lapisan yang bisa menjadi batuan induk (*source rock*). Syarat suatu lapisan bisa menjadi *source rock* jika lapisan tersebut memiliki lapisan *shale* dengan ketebalan yang cukup tebal. Mempertimbangkan hal tersebut maka yang bisa menjadi *source rock* di Lapangan “BKT” antara lain: *brown shale* pada Formasi Lahat, *shale* pada Formasi Talangakar bagian bawah, *shale* pada Formasi Gumai bagian bawah, *shale* pada Formasi Airbenganat dan *shale* pada Formasi Muaraenim.

2.3.2. Batuan Reservoir/*Reservoir Rock*

Berdasarkan Stratigrafi Regional dan stratigrafi lokal pada Lapangan “RRA” maka dapat diketahui lapisan yang bisa menjadi batuan reservoir (*reservoir rocks*). Syarat suatu lapisan bisa menjadi *reservoir rock* jika lapisan tersebut memiliki porositas dan permeabilitas cukup baik dan ketebalan lapisannya cukup tebal. Batuan yang bisa menjadi reservoir pada umumnya adalah batupasir, batugamping dan batuan beku yang mengandung retakan cukup banyak dan saling berhubungan. Memperhatikan hal tersebut maka yang bisa menjadi *reservoir rocks* di Lapangan “BKT” antara lain : batupasir Formasi Talangakar, batugamping Formasi Baturaja, batupasir Formasi Gumai, batupasir pada Formasi Airbenakat dan batupasir pada Formasi Muaraenim.

Reservoir Target pada Batuan *Basement*, terjadi pensesaran, penekaran secara efektif mulai Miosen Awal hingga Pliosen (Warna merah pada gambar *petroleum system* Lapangan “BKT”).

2.3.3. Perangkap *Petroleum/Trap*

Berdasarkan *top struktur* pada Lapangan “BKT” dan sistem pengendapan lapisan-lapisan tersebut, maka diketahui bahwa perangkap hidrokarbon yang berkembang di Lapangan “BKT” berupa perangkap struktur. Perangkap struktur berupa klosur yang berarah umum Baratlaut-Tenggara (NW-SE).

2.3.4. Batuan Penutup/*Cap Rock/Seal Rock*

Berdasarkan stratigrafi regional dan stratigrafi lokal pada Lapangan “BKT” maka dapat diketahui lapisan yang bisa menjadi batuan penutup (*seal rocks*). Batuan atau lapisan yang bisa menjadi batuan penutup mempunyai syarat adalah batuan yang *impermeable* atau tidak dapat melulus minyak atau gas. Batuan ini biasanya berupa *shale* atau batulempung. Batuan penutup yang dijumpai di Lapangan “BKT” antara lain berupa : *shale*/lempung pada Formasi Gumai bagian bawah, *shale*/lempung pada Formasi Airbenakat bagian bawah, *shale*/batulempung pada Formasi Muaraenim bagian bawah dan batulempung pada Formasi Kasai.

2.3.5. Migrasi/*Migration*

Batuan yang dapat menjadi source rocks di Lapangan “BKT” seperti sudah diuraikan (batuan induk/*source rocks*). Batuan induk di Lapangan “BKT” mulai matang pada Miosen Akhir hingga Pliosen. Hidrokarbon yang telah matang tersebut mulai migrasi sejak kompresi/tegasan utama di Sumatra Selatan mulai sangat aktif pada Pliosen. Sehingga mulai mengisi perangkap-perangkap yang telah terjadi.

BAB III

DASAR TEORI

3.1. *Pressure Build-Up (PBU)*

PBU adalah suatu Teknik pengujian transien tekanan yang paling dikenal dan banyak dilakukan, pada dasarnya pengujian ini dilakukan pertama-tama dengan memproduksi sumur selama selang waktu tertentu dengan laju aliran yang tetap (konstan), kemudian menutup sumur tersebut. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu (tekanan yang dicatat ini biasanya adalah tekanan dasar sumur).

Dari data tekanan yang didapat kemudian dapat ditentukan permeabilitas formasi, daerah pengurasan saat itu, adanya kerusakan atau perbaikan formasi. Dasar analisa *Pressure Build Up* ini diajukan oleh Horner (1951), yang pada dasarnya adalah memplot tekanan terhadap suatu fungsi waktu. Prinsip yang mendasari analisa ini adalah yang dikenal dengan prinsip superposisi.

3.1.1. Prinsip Superposisi

Teori yang mendasari secara matematis menyatakan bahwa penjumlahan dari solusi-solusi individu suatu persamaan differential linier berorde dua adalah juga merupakan solusi dari persamaan tersebut. Pada suatu kasus dimana sebuah sumur memproduksi dengan seri laju produksi tetap untuk setiap selang waktu seperti diperlihatkan pada **Gambar 3.1**. Pada **Gambar 3.1**, ditunjukkan bahwa produksi Q_1 dalam selang waktu t_1 adalah sama. Begitu juga pada Q_2 dalam selang waktu t_2 serta Q_3 dalam selang waktu t_3 .

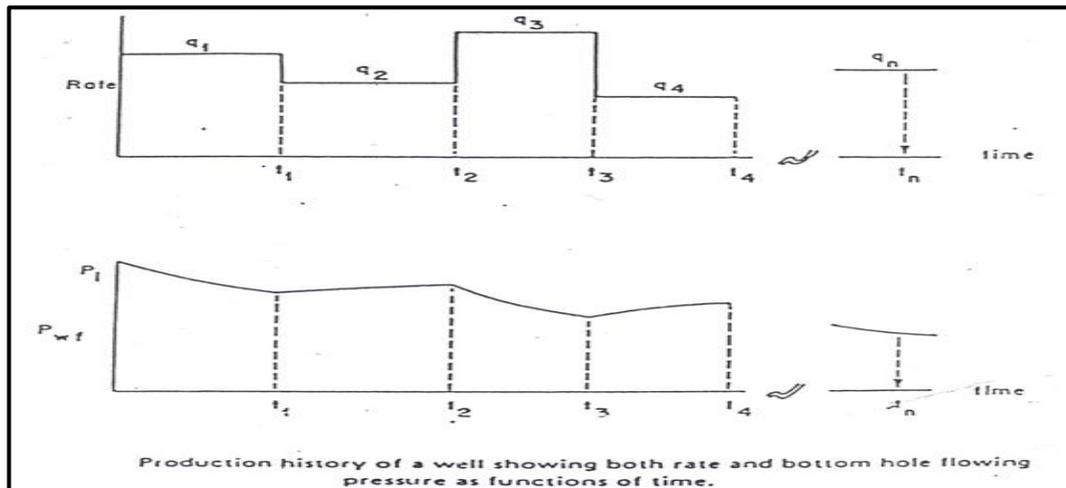
Untuk menentukan tekanan lubang sumur (P_{wf}) pada t_n sewaktu laju saat itu q_n , dapat dipakai prinsip superposisi dengan metode sebagai berikut :

q_1 dianggap memproduksi selama t_n

q_2 dianggap memproduksi selama $t_n - t_1$

q_3 dianggap memproduksi selama $t_n - t_2$

q_n dianggap memproduksi selama $t_n - t_{n-1}$



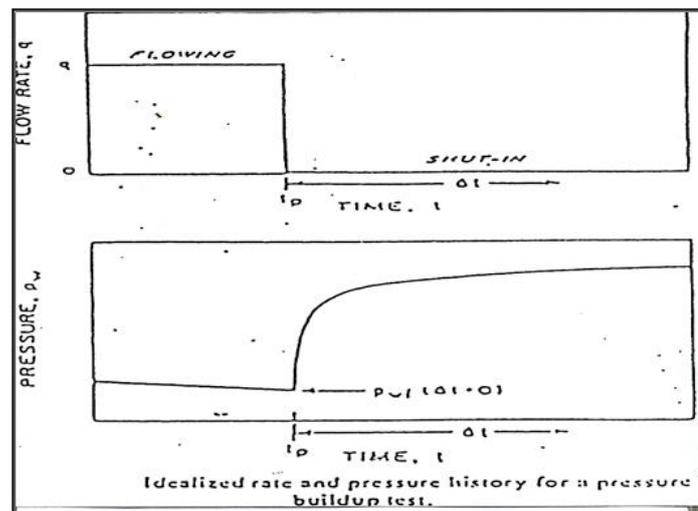
Gambar 3.1.

Ulah Produksi Sumur yang Memperlihatkan Aliran dan Tekanan Alir Dasar Sumur sebagai Fungsi Waktu (John Lee, 1982)

3.1.2. Teori Dasar *Pressure Build-Up*

Dari prinsip superposisi yang telah dijelaskan diatas kemudian dikembangkan analisa *Pressure Build Up Test*. **Gambar 3.2.** merupakan tinjauan suatu sejarah produksi. Mula – mula sumur diproduksi dengan laju tetap sebesar (q), selama waktu (t_p), kemudian sumur tersebut ditutup selama waktu (Δt).

Pada **Gambar 3.2.** terlihat bahwa proses pengujian sumur dengan metode *Pressure Build Up* sedang berlangsung. Dimana setelah sumur diproduksi dengan laju alir konstan selama waktu tertentu (t) dan kemudian sumur ditutup. Dengan ditutupnya sumur tentunya akan membuat tekanan lubang sumur kemudian naik (*build up*).



Gambar 3.2.

Ulah Aliran dan Sejarah Tekanan pada Analisa *Pressure Build-Up*
(John Lee, 1982)

$$P_i - P_{ws} = -70,6 \frac{q\mu B}{kh} \left\{ \ln \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2S \right\} \\ - 70,6 \frac{(0-q)\mu B}{kh} \left\{ \ln \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k.\Delta t} \right) - 2S \right\} \dots \dots \dots (3-1)$$

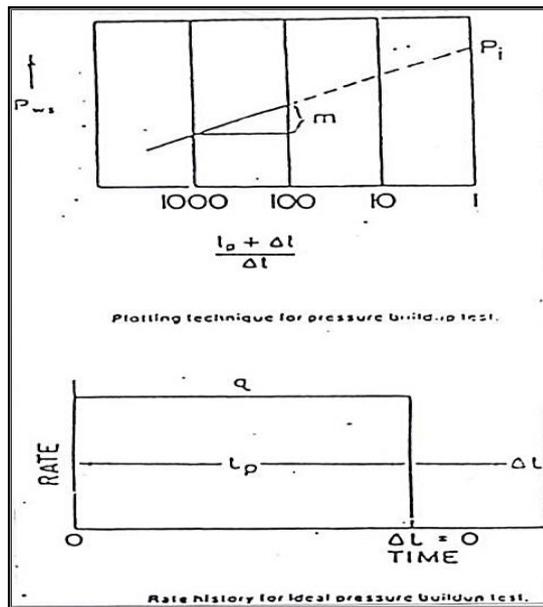
dimana :

- P_{ws} = tekanan dasar sumur selama penutupan, psi
- P_i = tekanan reservoir mula – mula sebelum shut-in, psi
- q = laju produksi sebelum sumur ditutup, bbl/day
- c_t = Compressibilitas total, psi^{-1}
- μ = viscositas minyak, cp
- B_o = Faktor Volume Formasi, bbl/STB
- k = Permeabilitas efektif, mD
- h = ketebalan formasi produktif, ft
- t_p = waktu produksi sebelum dilakukan uji sumur, jam
- Δt = waktu penutupan sumur, jam

Persamaan diatas memperlihatkan bahwa P_{ws} , *shut-in* BHP, yang dicatat selama penutupan sumur, apabila diplot terhadap $\log \frac{t + \Delta t}{\Delta t}$ merupakan garis lurus dengan kemiringan :

$$m = \frac{162,6 q\mu B}{kh} \dots\dots\dots (3 - 2)$$

Contoh yang ideal dari pengujian ini dapat dilihat pada **Gambar 3.3.**



Gambar 3.3.
Teknik Plot Tekanan dan Ulah Aliran pada Analisa PBU
(John Lee, 1982)

Terlihat jelas bahwa permeabilitas dapat ditentukan dari *slope*, sedangkan apabila garis ini diekstrapolasi ke harga Horner time akan sama dengan satu ($t_p + \Delta t/\Delta t = 1$) (equivalent dengan penutupan yang tidak terhingga lamanya), maka tekanan pada saat ini teoritis sama dengan tekanan awal reservoir tersebut.

Pada **Gambar 3.3.** dapat dilihat bahwa besarnya *slope* (m) merupakan selisih antara besarnya tekanan *shut-in* pada $(t_p + \Delta t/\Delta t)n$ dengan $(t_p + \Delta t/\Delta t)n-1$. Sesaat sumur ditutup akan berlaku hubungan :

$$P_{wf} = P_i + 70,6 \frac{q\mu B}{kh} \left[\ln \frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k.t_p} - 2s \right]$$

$$= P_i + 162,6 \frac{q\mu B}{kh} \left[\log \frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k \cdot t_p} - 0,869s \right]$$

$$P_{ws} = P_i + m \left[\log \frac{1688 \phi \times \mu \times c_t \times r_w^2}{k \times t_p} \right] - 0,87S \dots\dots\dots (3 - 3)$$

Pada saat waktu penutupan sama dengan Δt , berlaku hubungan :

$$P_{ws} = P_i - m \log \left[(t_p + \Delta t) / \Delta t \right] \dots\dots\dots (3 - 4)$$

Apabila Persamaan (3 - 3) dan (3 - 4) dikombinasikan, maka dapat dihitung faktor skin, sehingga :

$$S = 1,151 \left(\frac{P_{ws} - P_{wf}}{m} \right) + 1,151 \log \left(\frac{1688 \times \phi \times \mu \times c_t \times r_w^2}{k \times \Delta t} \right) + 1,151 \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (3 - 5)$$

Didalam industri perminyakan biasanya dipilih Δt sama dengan satu jam, sehingga $\log (t_p + \Delta t / \Delta t)$ dapat diabaikan, P_{ws} pada persamaan diatas menjadi P_{1jam} , yang diambil dari garis lurus ekstrapolasi, sehingga persamaan diatas menjadi :

$$S = 1,151 \left[\frac{(P_{1jam} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \times \mu \times c_t \times (r_w)^2} \right) + 3,23 \right] \dots\dots\dots (3 - 6)$$

dimana :

- S = faktor kerusakan formasi
- m = slope/ kemiringan, psi/ cycle
- P_{1jam} = tekanan pada saat $\Delta t = 1$ jam, psi
- P_{wf} = tekanan aliran sumur (saat sumu ditutup), psi
- Φ = porositas, fraksi
- μ = viskositas, cp
- c_t = kompresibilitas batuan total, psi^{-1}
- r_w = jari - jari sumur, ft
- k = permeabilitas efektif, mD

Apabila *skin* berharga positif berarti ada kerusakan (*damage*) yang terjadi pada lubang sumur. Hal ini pada umumnya terjadi dikarenakan adanya invasi filtrat lumpur pemboran kedalam formasi yang berlangsung selama proses pemboran,

atau dapat pula terjadi karena proses perforasi sehingga terdapat *debrish* hasil peledakan formasi serta adanya lubang perforasi yang membuat adanya hambatan aliran fluida dari formasi ke lubang sumur.

Sedangkan *skin* yang berharga negatif menunjukkan adanya perbaikan (*stimulated*), biasanya setelah dilakukan pengasaman (*acidizing*) atau perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*).

Sedangkan adanya hambatan aliran yang terjadi pada formasi produktif akibat adanya *skin effect*, biasanya diterjemahkan kepada besarnya penurunan tekanan akibat adanya faktor *skin*, ΔP_s yang ditentukan menggunakan persamaan :

$$\Delta P_s = 0,87 \times m \times s, \text{ psi} \dots\dots\dots(3-7)$$

Maka besarnya produktifitas formasi (PI) dan *flow efisiensi* (FE) berdasarkan analisa *pressure build-up* ini dapat ditentukan menggunakan persamaan :

$$PI = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}, \text{ BPD / Psi} \dots\dots\dots(3-8)$$

Dan

$$FE = \left[\frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \right] \times 100\% \dots\dots\dots(3-9)$$

Sedangkan untuk mengetahui besarnya *radius of investigation* (r_i) dapat ditentukan menggunakan persamaan :

$$r_i = \sqrt{\frac{kt}{948\phi\mu c_t}}, \text{ ft} \dots\dots\dots(3-10)$$

Keterangan :

c_t : kompresibilitas , psi^{-1} .

Untuk reservoir yang bersifat *infinite acting*, tekanan rata-rata reservoir ini adalah $P^* = P_i = P_{avg}$.

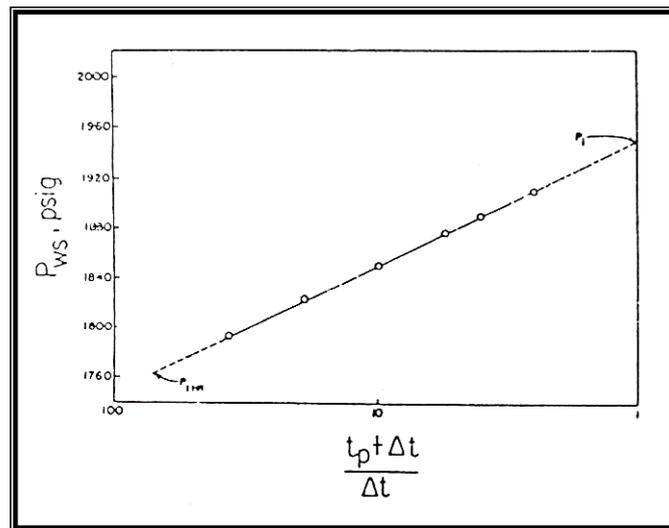
Untuk kasus yang ideal dimana suatu sumur berproduksi pada laju aliran yang konstan sebelum ditutup, maka harga t_p dapat mewakili waktu produksi, akan tetapi pada kondisi aktualnya, laju aliran produksi biasanya sangat sulit untuk dibuat konstan. Oleh karena itu, laju aliran produksi yang tidak dapat dijaga konstan selama selang waktu tertentu, perhitungan nilai t_p dapat dihitung dengan rumus:

$$t_p = \frac{Np}{q_o} \times 24 \text{ Jam} \dots\dots\dots(3-11)$$

dimana :

- Np = produksi kumulatif sebelum shut-in
- q_o = laju produksi yang konstan sebelum shut-in
- t_p = waktu produksi t_p , dalam Horner time

Pada **Gambar 3.4.** ini ditunjukkan hubungan antara tekanan *shut-in* dengan $(t_p + \Delta t/\Delta t)$ untuk memperlihatkan grafik dalam menganalisa *pressure build up*.

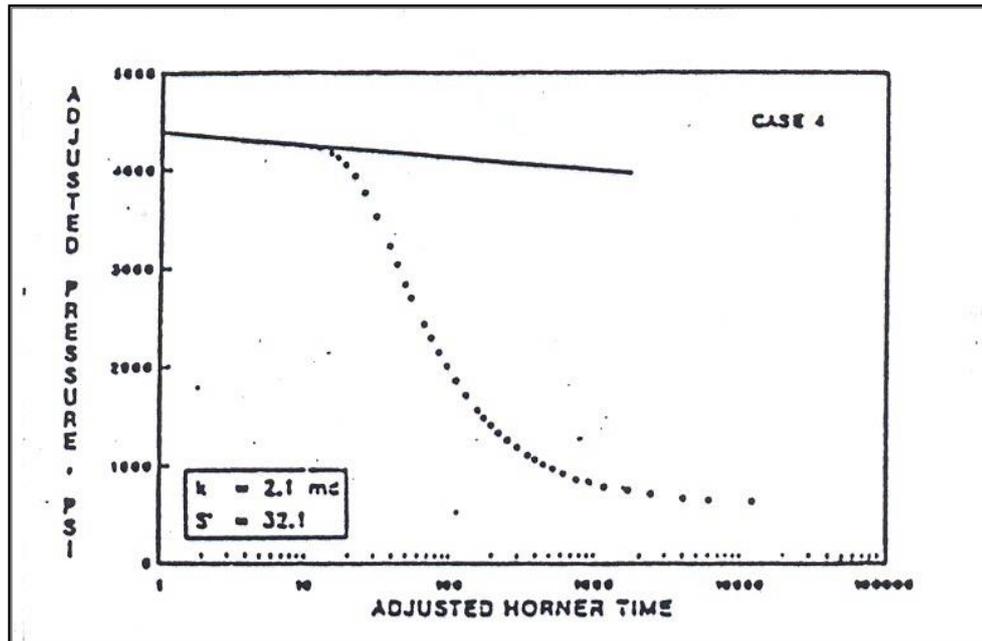


Gambar 3.4.
Grafik Ideal Analisa Pressure Build-Up
(John Lee, 1982)

Pada **Gambar 3.4.** menunjukkan grafik hubungan tekanan *shut-in* dengan $(t_p + \Delta t/\Delta t)$ yang ideal dari suatu sumur setelah pengaruh awal dari *wellbore storage* dihilangkan.

Pada kenyataan kurva respon tekanan Horner plot tidaklah sederhana tersebut, banyak faktor yang mempengaruhi bentuk kurva tersebut. Salah satunya adalah efek *wellbore storage*.

Pada **Gambar 3.5.** menunjukkan bahwa kurva tekanan dari *pressure build up* pada kondisi yang tidak ideal dimana ada penyimpangan terhadap garis lurus pada *Horner plot* yang salah satu faktornya dapat disebabkan oleh adanya efek *wellbore storage*.



Gambar 3.5.
Actual Pressure Build-Up Curve
(John Lee, 1982)

Pada **Gambar 3.5.** dapat dilihat bahwa penyimpangan dari grafik *horner plot* tersebut menunjukkan kurva *pressure build up* yang aktual dimana terdapat penyimpangan dari grafik tersebut.

Dimana melalui grafik tersebut dapat diketahui waktu dimulainya *pseudo steady state* yang secara empiris dapat dihitung dengan persamaan:

$$tp_{ss} = \frac{\phi \times Ct \times A \times tDa}{0,000264 k} \dots\dots\dots (3-12)$$

dimana:

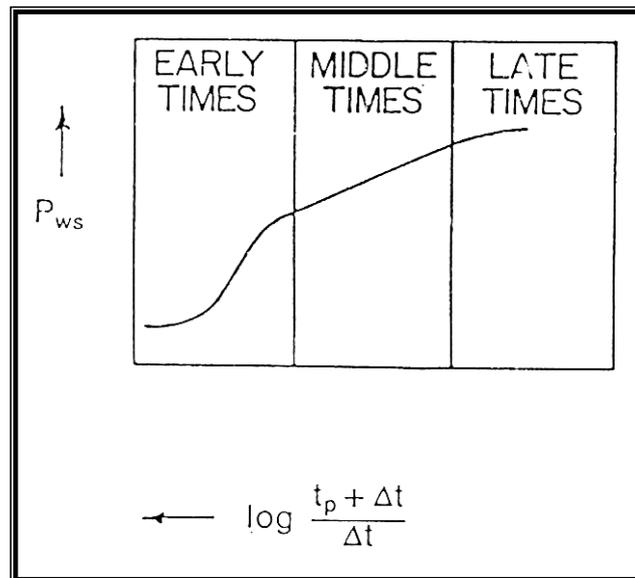
- ϕ = porositas, %
- Ct = Kompresibilitas total, 1/psi
- tDa = *dimensionless time*
- k = permeabilitas, mD

3.2. Karakteristik Kurva *Pressure Build-Up Test*

Karakteristik kurva *Pressure Buildup Test* dapat menggambarkan bagian-bagian dari ulah tekanan. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada **Gambar 3.6.**,

Dari gambar tersebut terlihat bahwa ulah tekanan dapat dibagi menjadi tiga bagian yang meliputi:

1. Segmen Data Awal (*Early Time*)
2. Segmen Data Tengah (*Middle Time*)
3. Segmen Data Lanjut (*Late Time*)



Gambar 3.6.
Grafik Pressure Build-up Test Sebenarnya
(John Lee, 1982)

3.2.1. Segmen Data Awal (*Early Time*)

Mula-mula sumur ditutup, tekanan memasuki segmen data awal, dimana aliran didominasi oleh adanya pengaruh wellbore storage, skin dan *phase segregation (gas hump)*.

Bentuk kurva yang dihasilkan oleh bagian ini merupakan garis melengkung pada kertas semilog, dimana mencerminkan penyimpangan garis lurus akibat adanya kerusakan formasi disekitar lubang sumur atau adanya pengaruh wellbore storage seperti terlihat pada **Gambar 3.6**.

3.2.2. Segmen Data Pertengahan (*Middle Time*)

Dengan bertambahnya waktu, radius pengamatan akan semakin jauh menjalar kedalam formasi. Setelah pengaruh data awal terlampaui maka tekanan akan masuk kebagian waktu pertengahan. Pada saat inilah reservoir bersifat infinite

acting dimana garis lurus pada semilog terjadi. Dengan garis lurus ini dapat ditentukan beberapa parameter reservoir yang penting, seperti: kemiringan garis atau slope (m), permeabilitas efektif (k), *storage capacity* (kh), faktor kerusakan formasi (s) dan tekanan rata-rata reservoir.

3.2.3. Segmen Waktu Lanjut (*Late Time*)

Bagian akhir dari suatu kurva setara tekanan adalah bagian waktu lanjut (*late times*) yang ditunjukkan dengan berlangsungnya garis lurus semilog mencapai batas akhir sumur yang diuji dan adanya penyimpangan kurva garis lurus. Hal ini disebabkan karena respon tekanan sudah dipengaruhi oleh kondisi batas reservoir dari sumur yang diuji atau pengaruh sumur-sumur produksi maupun injeksi yang berada disekitar sumur yang diuji.

Periode ini merupakan selang waktu diantara periode transient dengan awal periode semi steady state. Selang waktu ini adalah sangat sempit atau kadang-kadang hampir tidak pernah terjadi.

3.3. Faktor – faktor yang Mempengaruhi Bentuk Kurva Tekanan

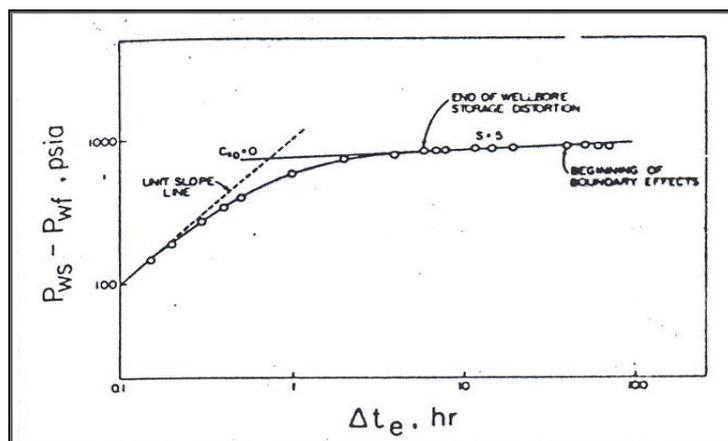
Pada kenyataannya kurva respon tekanan tidaklah ideal. Banyak faktor yang mempengaruhi bentuk kurva tersebut. Adanya penyimpangan dari asumsi-asumsi yang berbeda dari kondisi idealnya. Sebenarnya disinilah letak manfaat dari asumsi-asumsi yang diberikan, karena terjadinya anomali kurva respon tekanan yang terjadi akan memberikan gambaran adanya kelainan, faktor-faktor tersebut antara lain pengaruh *wellbore storage*, redistribusi fasa dalam lubang bor maupun heterogenitas reservoir.

3.3.1. *Wellbore Storage*

Pengaruh dari *wellbore storage* akan mendominasi data awal dari suatu pengujian sumur, dimana lamanya pengaruh *wellbore storage* ini tergantung pada ukuran maupun konfigurasi lubang bor serta sifat – sifat fisik fluida maupun batuan formasinya. Untuk menentukan kapan *wellbore storage* berakhir maka dibuat plot

antara $\Delta P = (P_{ws} - P_{wf})$ vs Δt pada kertas log – log, seperti terlihat pada **Gambar 3.7.**

Pada saat dilakukan penutupan sumur, tekanan reservoir akan menopang kolom fluida di dalam sumur sebatas mana ditentukan oleh kesetimbangan antara tekanan formasi dan berat kolom fluida tersebut. Apabila sumur diproduksi kembali dengan membuka *valve* di permukaan, maka mula-mula fluida yang diproduksi hanya berasal dari apa yang ada di dalam sumur sehingga laju produksi mula-mula dari formasinya sama dengan nol ($q_{sf}=0$). Gejala inilah yang sering disebut dengan *wellbore storage effect* atau *after flow*. Dengan bertambahnya waktu aliran pada suatu tekanan permukaan yang tetap, laju aliran di dasar sumur akan berangsur-angsur sama dengan laju aliran di permukaan ($q_{sf}=q$) dan banyaknya fluida yang tersimpan di dalam lubang sumur akan mencapai harga yang tetap. Hal ini menunjukkan bahwa gejala *wellbore storage* berakhir.



Gambar 3.7.
Grafik ΔP vs Δt pada Kertas Log-Log
(John Lee, 1982)

Pada **Gambar 3.7.** Grafik ΔP vs Δt pada yang diplot pada kertas log-log akan menunjukkan waktu *end of wellbore storage* serta dimulainya *boundary effect* pada hasil perekaman tekanan *pressure build up*.

Garis lurus dengan kemiringan 45° ($slope = 1$) pada data awal menunjukkan adanya pengaruh *wellbore storage*. Dari garis ini, tentukan titik awal penyimpangan dan ukur 1 - 1,5 *cycle* dari titik tersebut untuk menentukan awal dari tekanan yang tidak dipengaruhi oleh *wellbore storage* (*end of wellbore storage*).

Dengan diketahuinya *wellbore storage* yang terlihat dengan unit slope tersebut dapat diperkirakan *wellbore storage coefficient* (c_s) dalam satuan bbl/psi.

$$c_s = \frac{q \times B \times \Delta t}{24 \times \Delta P} \dots\dots\dots (3 - 13)$$

dimana :

- q = laju produksi, STB/D
- B = faktor volume formasi, bbl/STB
- Δt = waktu, jam
- ΔP = perbedaan tekanan, psi

ΔP dan Δt berasal dari sembarang titik yang dipilih dari unit *slope*.

3.3.2. Redistribusi Fasa dalam Lubang Bor (*Gas Hump*)

Fenomena redistribusi fasa dalam lubang bor terjadi ketika penutupan sumur dipermukaan dimana gas, minyak dan air mengalir bersama-sama didalam *tubing*.

Karena adanya pengaruh gravitasi maka cairan akan bergerak kebawah sedangkan gas akan bergerak naik ke permukaan. Oleh karena cairan yang relatif tidak dapat mampat serta gas tidak dapat berkembang didalam sistem yang tertutup ini, redistribusi fasa ini akan menambah kenaikan tekanan pada lubang bor sehingga dapat mencapai keadaan yang lebih tinggi dari tekanan formasinya sendiri dan menyebabkan terjadinya *hump* disaat awal.

3.3.3. Heterogenitas Reservoir

Salah satu sifat heterogenitas reservoir yang mempengaruhi bentuk kurva ulah tekanan untuk uji sumur adalah ketidakseragaman permeabilitas. Pengecilan permeabilitas dapat disebabkan oleh penyumbatan dari *scale* atau kotoran, maupun hidrasi *clay* dan *swelling*, sedangkan kenaikan permeabilitas dapat disebabkan oleh adanya stimulasi pada sumur seperti pengasaman ataupun *hydraulic fracturing*. Selain itu, ketidakeragaman permeabilitas juga dapat disebabkan oleh rekah alami.

Reservoir dengan rekah alami memiliki dua parameter penting, yaitu *storage capacity* (ω) serta *interporosity flow* (λ). *Storage capacity* merupakan

parameter yang menunjukkan kemampuan suatu rekahan dalam menyimpan fluida sedangkan *interporosity flow* merupakan kemampuan suatu rekahan dalam mengalirkan fluida, baik dari matriks menuju sumur ataupun dari rekahan menuju matriks.

3.3.4. *Skin, Scting dan Finite Reservoir*

1. *Infinite Acting Radial Flow*

Ketika efek *wellbore storage* berakhir, tekanan transient pada *wellbore* mencerminkan tekanan pada reservoir. Selama proses uji sumur berlangsung, respon yang dihasilkan merupakan tekanan yang sudah jauh dari lubang bor. Pada *late time region*, respon tekanan dipengaruhi oleh *boundary*, namun sebelum mencapai *late time region*, respon tekanan tidak mencapai *boundary* reservoir sehingga dianggap *infinite*. Perilaku ini sering disebut dengan *infinite acting period*. Salah satu jenis aliran yang paling sering dikenali saat periode ini adalah *radial flow*, dimana aliran ini digambarkan dengan aliran langsung dari reservoir menuju lubang sumur.

2. *Finite Reservoir*

Periode *infinite acting radial flow* tidak selalu dapat bertahan lama. Pada akhirnya, efek *boundary* akan terlihat (*finite reservoir*). Dua jenis *boundary* yang sering terjadi adalah *closed boundary* dan *constant pressure at boundary*. *Closed boundary* terjadi ketika reservoir tertutup dan tidak terjadi aliran (*no flow at boundary*). *No flow at boundary* dapat terjadi apabila terdapat suatu patahan di sekitar sumur. Pada *boundary* ini tidak terjadi aliran yang melewati batas *boundary*. *Closed boundary* juga dapat terdeteksi apabila reservoir yang diuji memiliki tingkat keluasan yang cukup rendah. Biasanya reservoir dengan *closed syste* digambarkan sebagai lingkaran. Model ini berguna ketika terdapat *depletion*. Model populer lainnya adalah bentuk persegi. Model ini membantu kita untuk mendefinisikan *aspect ratio* antara reservoir dan posisi dari sumur pada setiap titik dalam persegi. Sedangkan *constant pressure at boundary* akan terjadi apabila reservoir memiliki

gas cap maupun *aquifer*. Dengan adanya support tekanan yang cukup, maka tekanan pada *boundary* akan tetap konstan.

3.4. Analisa *Pressure Build-Up Test*

Untuk menganalisa data – data hasil pengujian didasarkan pada teori analisa ulah tekanan bentuk (*Pressure Build-Up Curve*), yang dikembangkan oleh Horner, dimana untuk memberlakukan teori ini digunakan anggapan sebagai berikut:

1. Sumur berproduksi pada laju aliran tetap dari pusat reservoir tak terbatas dengan tekanan yang tetap pada batas luar reservoir.
2. Aliran fluida hanya satu fasa.
3. Kompresibilitas dan viskositas fluida konstan pada interval tekanan dan temperatur yang bervariasi.
4. Sumur ditutup pada muka batu pasir dan tidak terjadi aliran *after flow production* kedalaman lubang sumur.
5. Formasi mempunyai permeabilitas homogen dalam arah aliran.

Tahapan – tahapan interpretasi *Pressure Build-Up Test* dengan menggunakan metode Horner adalah sebagai berikut :

1. Siapkan data – data pendukung, antara lain :
 - Kumulatif produksi
 - Produksi rata – rata
 - Porositas
 - Kompresibilitas batuan
 - Jari – jari sumur
 - Faktor Volume Formasi
 - Viskositas fluida
 - Ketebalan lapisan produktif
2. Hitung berapa lama sumur telah diproduksi dengan rumus

$$t_p = \frac{N_p, \text{ kumulatif produksi}}{q_o, \text{ produksi rata - rata terakhir sebelum test}}$$

3. Buat tabel data uji tekanan dasar sumur (P_{ws}), waktu penutupan (dt), $((tp + dt)/ dt)$, dan $P_{ws} - P_{wf}$, dimana P_{wf} adalah tekanan dasar sumur pada waktu $t = 0$.
4. Plot antara $\Delta P = (P_{ws} - P_{wf})$ vs $\log t$ pada kertas log-log. Garis lurus dengan kemiringan 45° ($slope = 1$) pada data awal menunjukkan adanya pengaruh *wellbore storage*. Dari garis ini, tentukan titik awal penyimpangan dan ukur $1 - 1,5$ cycle dari titik tersebut untuk menentukan awal dari tekanan yang tidak terpengaruh oleh *wellbore storage*.
5. Pengaruh *wellbore storage* terlihat dengan adanya unit *slope* yang dibentuk oleh data awal. Dari unit *slope* tersebut dapat diperkirakan *wellbore storage coefficient* (c_s) dalam satuan bbl/psi, dimana persamaan c_s adalah:

$$c_s = \frac{q \times B \times \Delta t}{24 \times \Delta P} \dots\dots\dots(3-14)$$

6. Buatlah *Horner plot* antara $\log ((tp + dt)/ dt)$ vs P_{ws} . Tarik garis lurus dimulai dari data yang tidak dipengaruhi oleh *wellbore storage*. Tentukan sudut kemiringan (m) dicari dengan membaca harga kenaikan tekanan (ΔP) untuk setiap satu log cycle. P^* diperoleh dengan mengekstrapolasikan garis lurus tersebut hingga mencapai harga waktu penutupan (dt) tak terhingga atau harga $((tp + dt)/ dt) = 1$.
7. Hitung harga permeabilitas (k) dengan persamaan:

$$k_o = \frac{162,6 \times q_o \times \mu \times B_o}{m \times h} \dots\dots\dots(3-15)$$

8. Baca P_{ws} pada $dt = 1$ jam.
9. Hitung harga faktor *skin* dengan persamaan:

$$S = 1,151 \left[\frac{(P_{1jam} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \times \mu \times c_t \times (r_w)^2} \right) + 3,23 \right] \dots\dots\dots(3-16)$$

10. Hitung r_i (*radius of investigation*) dengan persamaan:

$$r_i = \left[\frac{k \times t}{948 \times \phi \times \mu \times c_t} \right]^{1/2} \dots\dots\dots(3-17)$$

11. Hitung *Flow Efficiency* (FE) dengan persamaan:

$$FE = \frac{(P^* - P_{wf}) - \Delta P_{skin}}{(P^* - P_{wf})} \dots\dots\dots(3-18)$$

$$\Delta P_{skin} = 0,87 \times m \times s \dots\dots\dots(3-19)$$

FE < 1 menunjukkan permeabilitas formasi disekitar lubang sumur mengecil akibat adanya kerusakan.

FE > 1 menunjukkan permeabilitas formasi disekitar lubang sumur telah diperbaiki dan harganya lebih besar dari harga semula.

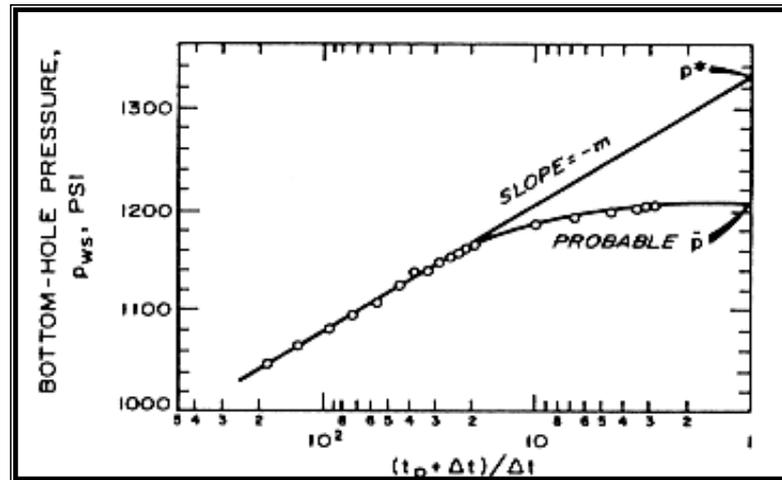
12. Hitung *Productivity Index* (PI) dengan persamaan:

$$PI = \frac{q_o}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots(3-20)$$

3.5. Tekanan Rata-rata Reservoir

Seperti telah diketahui tekanan rata-rata reservoir (\bar{P}), sangat berguna untuk karakterisasi suatu reservoir, penentuan cadangan dan peramalan kelakuan reservoir tersebut. P merupakan suatu besaran fisik yang mendasar untuk diketahui pada proses primary recovery dan enhanced recovery.

Untuk reservoir yang bersifat infinite-acting, tekanan rata-rata ini adalah $P^* = P_i = \bar{P}$ yang dapat diperkirakan dengan mengekstrapolasikan segmen garis lurus pada Horner plot ke harga $(tp + \Delta t)/\Delta t = 1$. Tetapi pada reservoir yang terbatas, hal diatas tidak dapat dilakukan mengingat bahwa dengan adanya efek dari batas reservoir, tekanan pada umumnya jatuh dibawah garis lurus Horner seperti terlihat pada **Gambar 3.8**.



Gambar 3.8.
Tipe Kurva *Pressure Build-up*
untuk Sumur *Finite Reservoir*
(Earlougher, R. 1977)

Ada beberapa metoda untuk memperkirakan harga \bar{P} ini, yaitu :

1. Metoda Matthews-Brons- Hazebroek (metoda MBH)
2. Metoda Miller-Dyes-Hutchinson (metoda MDH)
3. Metoda Dietz
4. Metoda Ramey dan Cobb

3.6. *Pressure Derivative*

Umumnya plot kurva *pressure derivative* terdiri dari dua bagian. Bagian pertama merupakan plot antara beda tekanan penutupan (P_{ws}) dengan tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}) yang dinyatakan sebagai ΔP terhadap waktu penutupan (Δt) pada kertas grafik log-log, plot kurva pertama ini berfungsi untuk mengetahui *flat curve*, disamping mengetahui berakhirnya *wellbore storage*. Bagian kedua merupakan plot antara *slope* (m) terhadap waktu penutupan (Δt) juga pada kertas grafik log-log.

Untuk kurva ke dua, *derivative* dari perubahan tekanan berdasarkan fungsi superposisi waktu. Dari persamaan *pressure build up*, dapat dinyatakan:

$$P = f(\ln H) \dots\dots\dots(3-21)$$

Jika P_{ws} dinyatakan sebagai:

$$P_{ws} = P_i - 70,6 \frac{q\mu B}{kh} \ln(H) \dots\dots\dots (3-22)$$

Persamaan diatas identik dengan persamaan garis lurus:

$$y = a + mx \dots\dots\dots (3-23)$$

Perolehan *slope* dari kurva ini berdasarkan cara statistik *least square*, yang merupakan garis seminimumkan jumlah pangkat dua penyimpangan, dengan syarat: untuk meminimumisasi fungsi, turunan pertamanya haruslah nol, ini menghendaki turunan pertama terhadap a (P_i) sama dengan nol dan turunan pertama terhadap *slope* (a) juga sama dengan nol. *Slope* suatu garis berdasarkan superposisi titik sebelumnya dinyatakan:

$$m = \frac{-n \sum(\ln H_i P_i) + \sum(P_i) \sum(\ln H_i)}{(\sum \ln H_i)^2 - n \sum(\ln H_i)^2} \dots\dots\dots (3-24)$$

Keterangan :

P_i : tekanan penutupan dari data ke i, psi.

H_i : $\left(\frac{\Delta t + t_p}{\Delta t} \right)$ waktu *horner* untuk data ke i.

m: *slope* kurva.

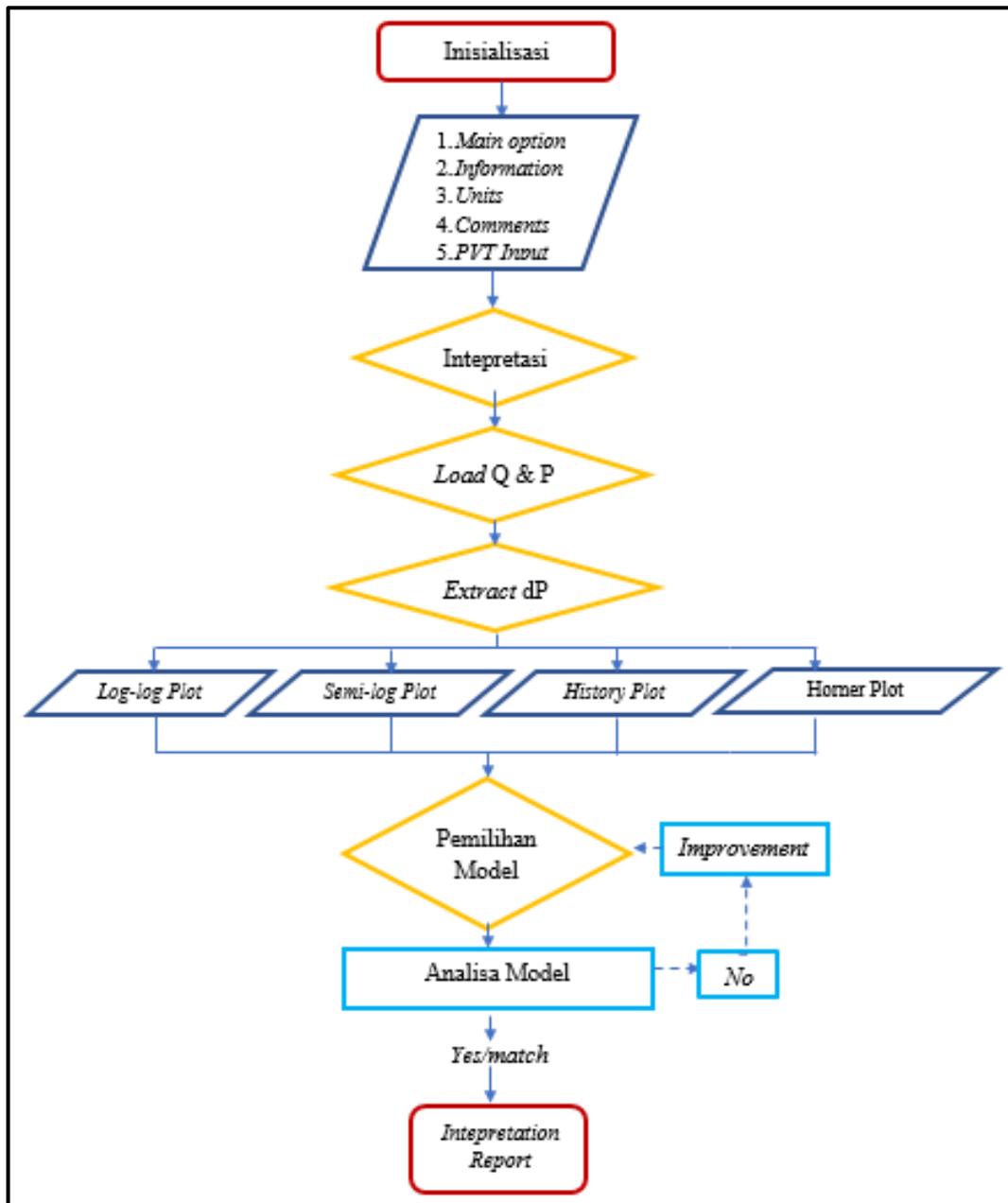
a: tekanan *initial*, psi.

n: jumlah data.

Gambar atau model dari kurva *derivative* dapat dilihat pada **Lampiran C**.

3.7. Pengenalan Program *Ecrin v4.02*

Ecrin v4.02 merupakan suatu program yang akan menganalisa data-data dinamis yang tersedia. Program ini sering digunakan untuk menginterpretasi data-data hasil *well testing* maupun memvalidasi hasil analisa. *Ecrin v4.02* dapat diketahui jenis dan batas *boundary*.



Gambar 3.9.
Diagram Alir Perangkat Lunak Ecrin v4.02
(Ecrin v4.02)

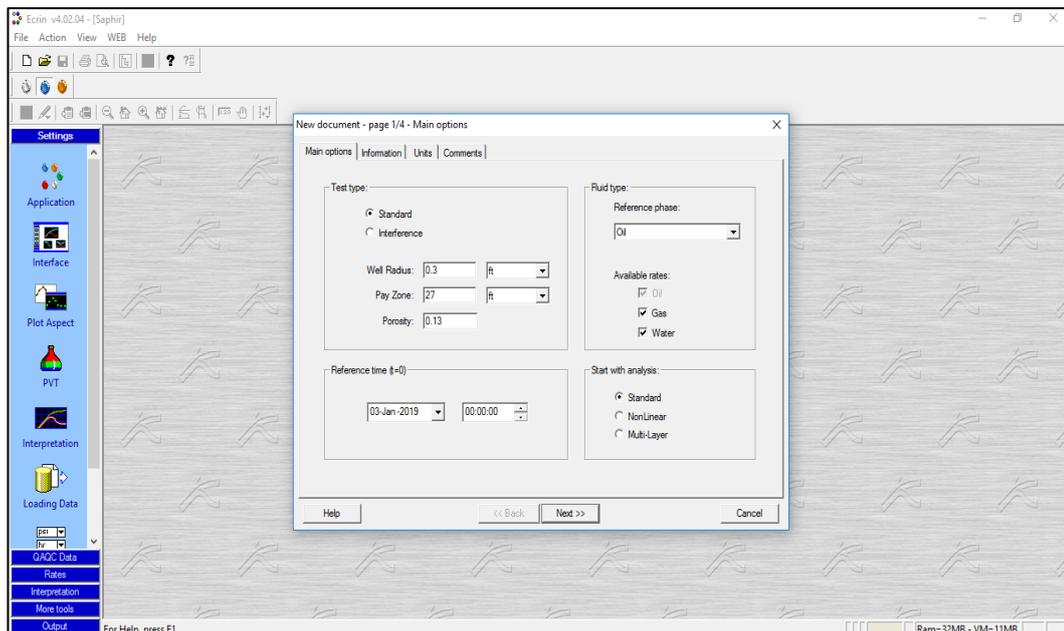
Penjelasan lebih lengkap tentang langkah kerja analisis *pressure build-up* menggunakan perangkat lunak *Ecrin v4.02* dijelaskan dalam sub bab berikut ini. Dimana diagram alir dari langkah kerja *Ecrin v4.02* dapat dilihat pada **Gambar 3.9.** berikut.

A. Inisialisasi

Inisialisasi merupakan tahap awal dalam langkah kerja analisis dengan menggunakan perangkat lunak *Ecrin v4.02*. Tahap ini terdiri dari empat bagian, yaitu: *Main option*, *Information*, *units*, dan *Comments*.

1. Main Option

Berikut merupakan **Gambar 3.10.** merupakan tampilan awal layar *main option* dari *Ecrin v4.02*.



Gambar 3.10.
Layar Main Options
(Ecrin v4.02)

Pada **Gambar 3.10.** tampilan layar *Main Options* menunjukkan parameter-parameter dari identitas sumur. Dimana input data yang dilakukan adalah pada bagian ini terdiri dari jenis uji sumur yang dilakukan, jari-jari lubang sumur atau *well radius* (r_w), ketebalan lapisan produktif atau *pay zone* (h), porositas, *reference time* dari pengujian sumur tersebut, *reference phase* yang diperoleh dari *well testing data report*, jenis fasa fluida yang mengalir dimana pada pilihan ini dapat berupa minyak, gas, dan air, dan waktu pengujian sumur.

2. Information

Berikut merupakan **Gambar 3.11.** yang menampilkan layar *information* dari simulator *Ecrin v4.02*. Pada bagian ini input data yang dimasukkan berisi

keterangan tentang identitas proses pengujian sumur yang akan dianalisis terdiri dari perusahaan pelaksana, lokasi lapangan dan sumur yang akan dianalisa, nama nama dan waktu pengujian sumur yang telah dilakukan, interval kedalaman formasi dan interval kedalaman perforasi, dsb.

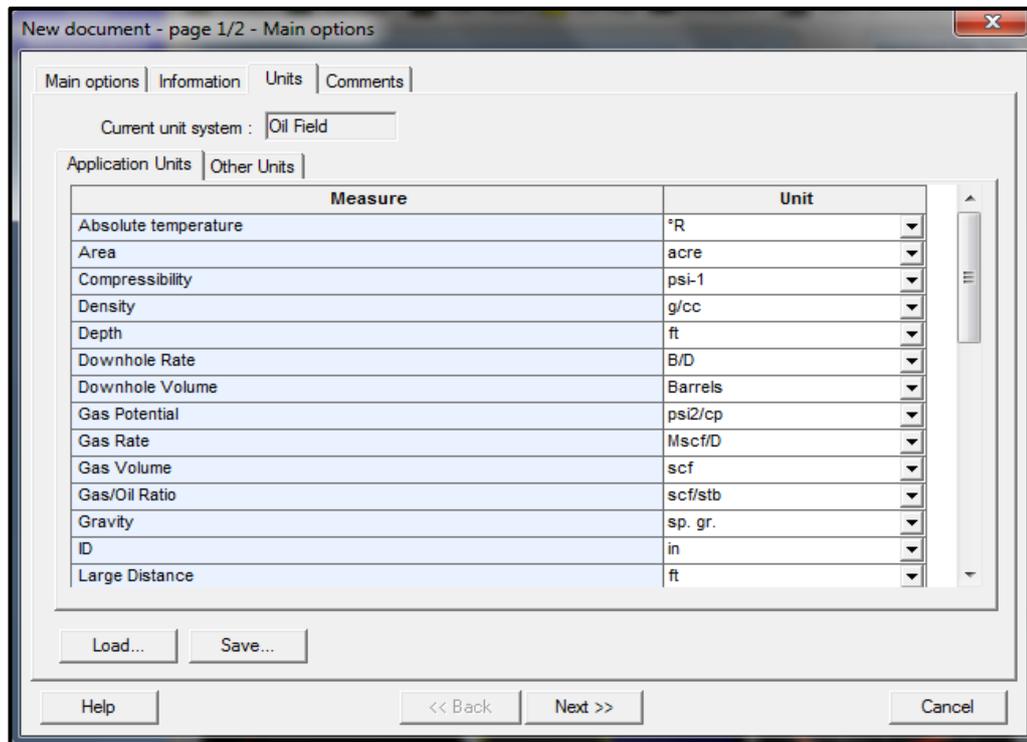
Type	Content
Company	
Field	
Well	Tested well
Test Name / #	
Test date / time	
Formation interval	
Perforated interval	
Gauge type / #	
Gauge depth	

Gambar 3.11.
Layar *Information*
(*Ecrin v4.02*)

Pada **Gambar 3.11.** diperlihatkan bahwa layar *Information* merupakan input dari identitas pelaksanaan proses pengujian sumur. Dimana data input terdiri dari nama perusahaan yang melaksanakan, nama lapangan dari sumur yang diuji, nama sumur yang diuji, waktu pelaksanaan pengujian sumur dengan metode *pressure build up*, kedalaman formasi dari sumur yang diuji, interfal perforasi dari sumur yang diuji, jenis *pressure gauge* yang digunakan, kedalaman dari *setting pressure gauge* dan informasi-informasi yang perlu untuk dilengkapi guna menjadi identitas analisa data dari pelaksanaan pengujian sumur yang telah dilaksanakan sebelumnya.

3. *Units*

Tampilan layar pada **Gambar 3.12.** berikut berfungsi untuk memilih satuan yang digunakan.

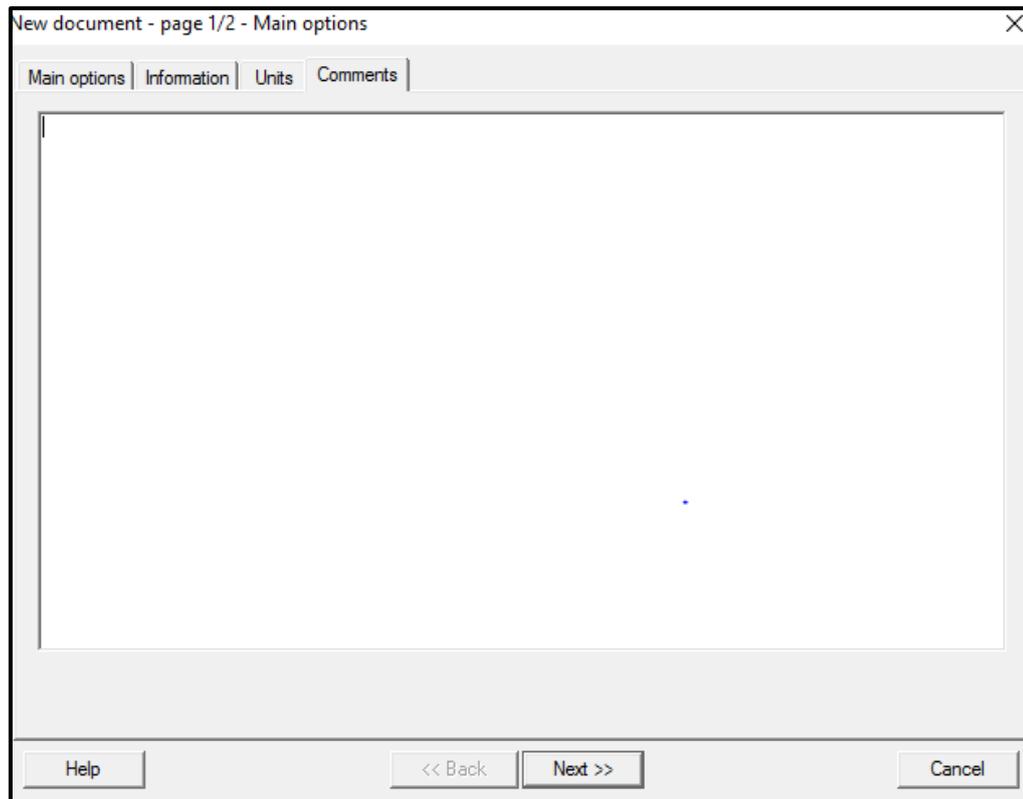


Gambar 3.12.
Layar Pemilihan Satuan
(Ecrin v4.02)

Pada **Gambar 3.12.** diperlihatkan layar dari *Unit* pada simulator *Ecrin v4.02*. Pada menu ini, pemilihan satuan dari parameter yang ada pada simulator *Ecrin v4.02* dapat dilakukan untuk menyesuaikan parameter yang sudah digunakan selama pengukuran pengujian sumur. Sehingga penggunaan simulator *Ecrin v4.02* dapat lebih mudah.

4. *Comments*

Pada **Gambar 3.13.** diperlihatkan tampilan dari menu *Comment*. Pilihan menu *Comment* pada simulator *Ecrin v 4.02* dapat digunakan untuk memberi catatan atau *remarks* yang dapat di lampirkan pada hasil interpretasi.



Gambar 3.13.
Layar *Comment*
(*Ecrin v4.02*)

Pada **Gambar 3.13.** diperlihatkan tampilan layar dari *Comment* dipilihan *Main Options* Simulator *Ecrin v 4.02*. Pada bagian ini pengguna dari simulator *Ecrin v4.02* dapat menulis keterangan tambahan yang sebelumnya tidak ada dipilihan ataupun menulis *remarks* yang terjadi selama proses pengujian sumur tersebut berlangsung. Dimana *remarks* tersebut kiranya perlu untuk diperhatikan dan menjadi bahan pertimbangan dalam menganalisa *output* atau hasil simulator *Ecrin v.402* mengenai interpretasi data yang terekam selama proses pengujian sumur tersebut.

5. PVT Input

Pada tahap inisialisasi, tentunya perlu di *input* data PVT dari fluida sumur yang diuji guna menunjang *output* dari parameter yang berhubungan dengan sifat fluida. Berikut Gambar 3.14. yang menunjukkan layar dari penginputan data PVT fluida sumur yang di uji.

The screenshot shows a 'Test information' dialog box with a 'PVT' tab selected. It contains the following input fields and options:

- Formation Volume Factor B: 1.28434, unit dropdown: B/STB
- Viscosity μ : 0.948432, unit dropdown: cp
- Total compressibility c_t : 8.65262E-6, unit dropdown: psi-1

Below these fields is a section titled 'Calculate from a PVT Correlation' with a calculator icon and three checked checkboxes for B, μ , and c_t . Underneath, there is a field for 'Formation compressibility c_f ' with the value 3E-6 and a unit dropdown set to psi-1. At the bottom of the dialog are 'Help', 'Cancel', and 'OK' buttons.

Gambar 3.14.
Layar Input data PVT
(Ecrin v4.02)

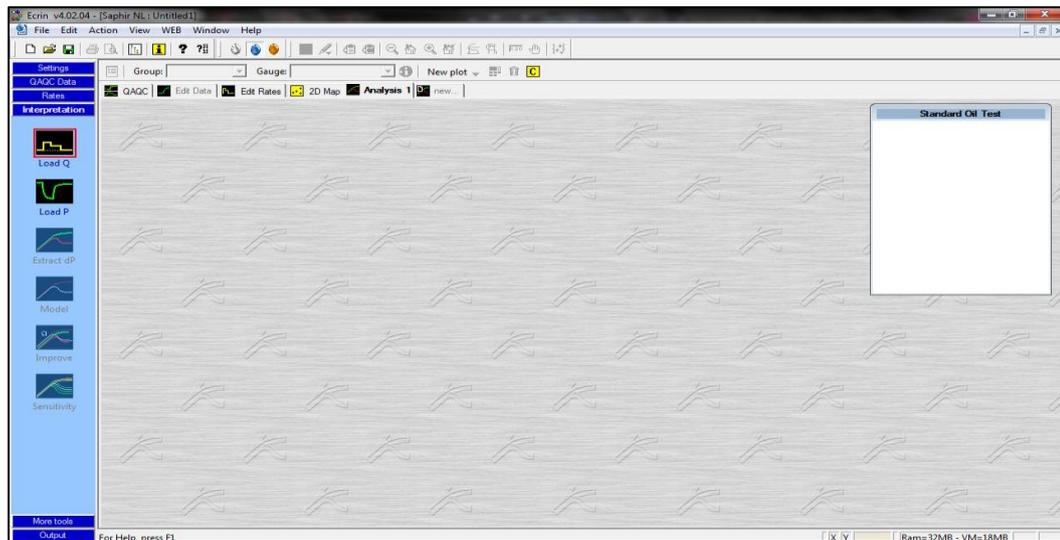
Pada **Gambar 3.14.**, ditampilkan layar *input* data PVT, yang berisikan: Faktor Volume Formasi (B_o), Viskositas (μ_o) dan Kompresibilitas total (C_t).

B. Interpretasi Tahap Pertama

Setelah *section* dari inialisasi selesai di *input*, maka langkah kerja selanjutnya adalah interpretasi tahap pertama. Pada tahap ini, terdapat beberapa langkah kerja yang dilakukan, yaitu:

1. *Load Q dan Load P*
2. *Extract delta P*
3. *Generate model*
4. *Improvement*

Pada dasarnya langkah kerja tersebut telah ditampilkan pada simulator *Ecrin v4.02* dengan runtut pada bagian *Intepretation*. Berikut ditampilkan layar awal dari bagian *interpretation* pada **Gambar 3.15.** sedangkan penjelasan lebih lengkap mengenai interpretasi tahap pertama akan dijelaskan pada sub-sub bab berikut.

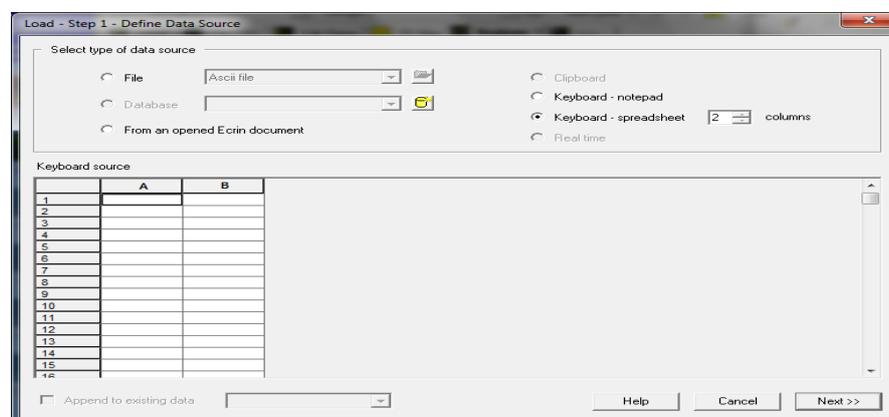


Gambar 3.15.
Layar Intepretation Pada Main Screen
(Ecrin v4.02)

Pada **Gambar 3.15.**, bagian ini akan mengintepretasikan data yang terekam selama proses pengujian sumur. Tampilan awal dari *Ecrin v4.02* pada bagian *interpretation* pada dasarnya sudah urut sesuai cara pengerjaan simulator *Ecrin v4.02*

- **Input Parameter Laju Alir (Q) dan Tekanan (P)**

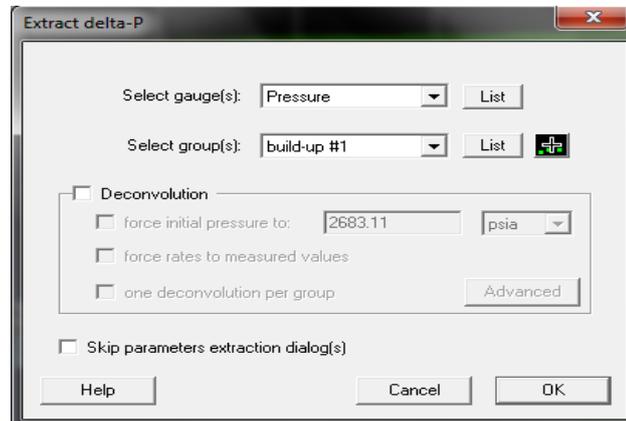
Data tekanan didapat dari hasil pembacaan *memory gauge* selama *Pressure Build-Up* dan disimpan dalam format Ascii, lalu laju alir (Q) didapat dari kegiatan *swabing* dan di *input* secara manual. Berikut merupakan tampilan dari input P dan Q pada **Gambar 3.16.**



Gambar 3.16.
Layar Pemilihan Data
(Ecrin v4.02)

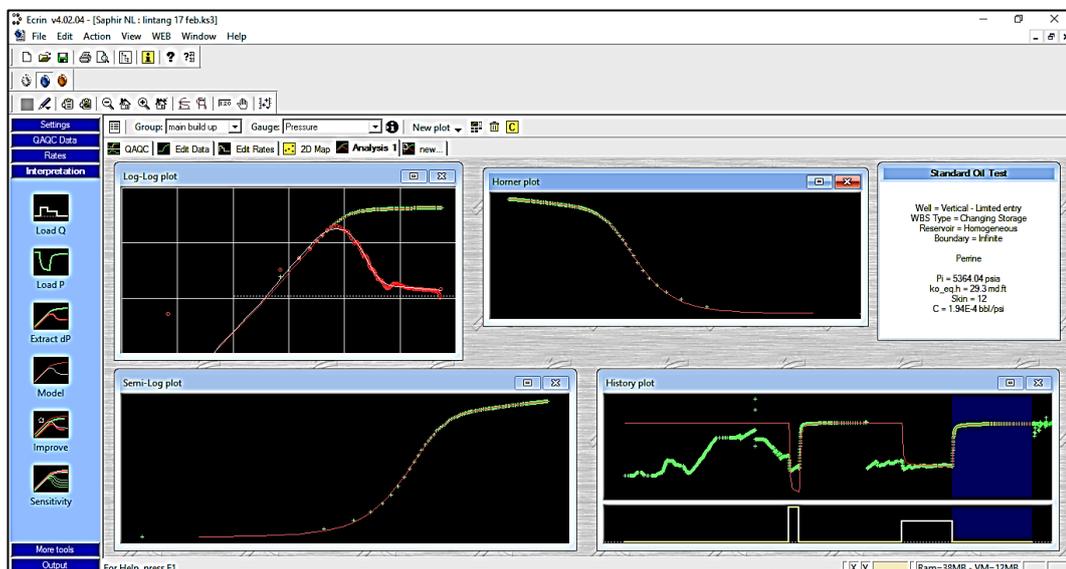
- **Ekstrak DeltaP**

Selanjutnya Ekstrak delta *Pressure*, menginputkan harga *smooling faktor* (L), jumlah *Filtration* dan harga dari P_{wf} pada saat sumur ditutup ($dt=0$).



Gambar 3.17.
Layar Ekstraksi Parameter Delta P
(Simulator *Ecrin v4.02*)

Dari Ekstrak delta P tersebut, dihasilkan log-log plot, *history plot* dan semi-log plot (*superposition plot*). **Gambar 3.18.** merupakan contoh tampilan layar hasil Ekstrak Delta P.



Gambar 3.18.
Layar Hasil Ekstrak DeltaP
(*Ecrin v4.02*)

Pada **Gambar 3.18.** merupakan tampilan dari hasil Ekstrak DeltaP yang terekam selama proses pengujian sumur. Pada layar tersebut terdapat grafik Log-log Plot, Semilog Plot, History Plot, dan Horner Plot.

- **Pemilihan Model**

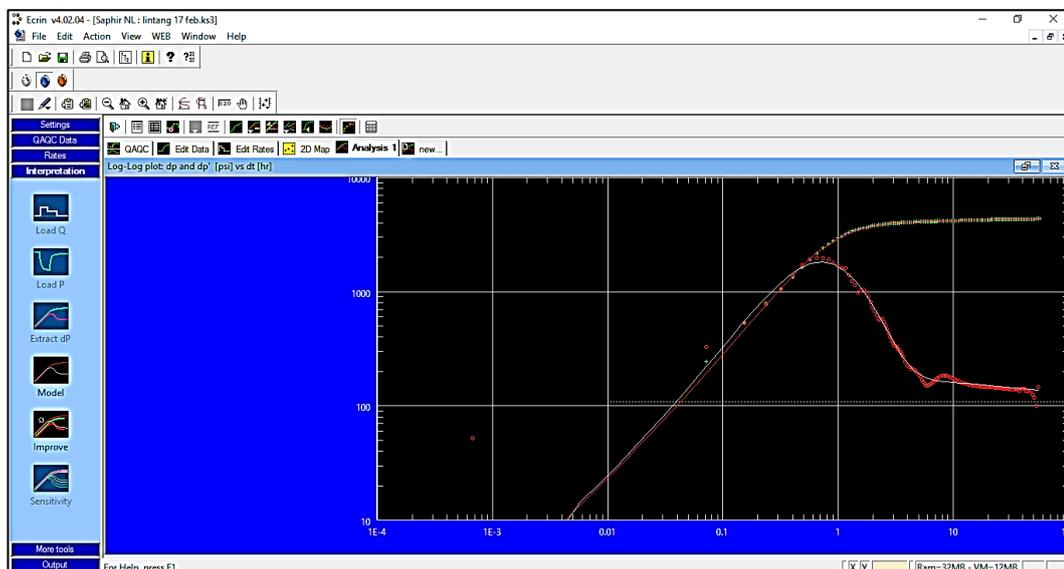
Plot *derivative* yang dihasilkan dari Ekstrak delta P merupakan kurva yang menggambarkan kondisi reservoir tersebut. Oleh karena itu, model yang dipilih harus sesuai (*match*). Pemilihan model dilakukan dengan membandingkan plot *derivative* data lapangan dan hasil ekstraksi. Kemudian input data yang berhubungan dengan model tersebut, diantaranya:

1. Model sumur (*well model*)
 - *Storage dan skin*
 - *Fracture uniform Flux*
 - *Fracture Infinite Conductivity*
 - *Fracture Finite Conductivity*
 - Sumur Horizontal
 - *Limited Entry*
 - *Changing Wellbore Storage*, dapat ditetapkan untuk seluruh model
 - *Rate Dependent Skin*, dapat diterapkan untuk semua jenis fluida.
2. Model reservoir (*reservoir models*)
 - *Homogen*
 - *Double Porosity Pseudosteady State*
 - *Double Porosity Transient*
 - *Two Layer With Cross Flow*
 - *Radial Composite*
 - *Linear Composite*
3. Model Batas Reservoir (*boundary models*)
 - *Infinite*
 - *Circle*
 - *One Fault*
 - *Intersecting Faults*
 - *Parallel Faults*
 - *Rectangle*
 - *Leaky Fault*

Setelah semua data di-inputkan, selanjutnya berbagai model yang telah dipilih dapat ditampilkan. Langkah kerja berikutnya adalah menyelaraskan model kurva *derivative* dengan plot *derivative* data lapangan.

Pada umumnya, inputan data awal yang dipilih belum sesuai dengan plot *derivative* data lapangan. Oleh karena itu, perlu dilakukan *Matching* dengan mengganti nilai parameter – parameter yang ada ataupun mengganti model yang sekiranya kurang tepat.

Pada **Gambar 3.19.** berikut ini, diperlihatkan hasil dari proses *matching* yang telah dilakukan.



Gambar 3.19.
Layar Proses *Matching*
(Ecrin v4.02)

Bila plot data *derivative* dan data lapangan belum selaras dengan model kurva *derivative*, maka dapat digunakan fasilitas KIWI (*Kappa Intelligent Well Test Interpretation*) yang berfungsi untuk mempercepat proses penyelarasan.

- ***Improve***

Improve dilakukan untuk memperbaiki hasil *match* antara *derivative* dan data lapangan dengan model *derivative* yang kita pilih, dengan metode regresi non-linier. Prinsip metode ini adalah memperbaiki *match point* dan/atau parameter lainnya yang bertujuan untuk meminimalkan standar deviasi. Kurva dapat dikatakan selaras apabila kurva *derivative* memiliki bentuk yang sama dengan plot

derivative dan data lapangannya, dimana kedua kurva tersebut saling berhimpit. Kondisi itu menunjukkan bahwa model kurva *derivative* reservoir yang kita pilih sudah mendekati gambaran reservoir yang sesungguhnya.

C. Algoritma

Penentuan *pressure derivative* dan sejumlah “N” data pengukuran waktu tekanan terhadap waktu, $\{(t_i, \Delta p_i)\}_{i=1}^N$ berdasarkan algoritma Bourdet dkk adalah berikut ini:

$$t \left(\frac{\delta P}{\delta t} \right)_i = \left(\frac{\delta P}{\delta \ln t} \right)_i$$

$$= \left[\frac{\ln(t_i / t_{i-k}) \Delta P_{i+j}}{\ln(t_{i+j} / t_i) \ln(t_{i+j} / t_{i-k})} + \frac{\ln(t_{i+j} \cdot t_{i-k} / t_i^2) \Delta P_i}{\ln(t_{i+j} / t_i) \ln(t_i / t_{i-k})} - \frac{\ln(t_{i+j} / t_i) \Delta P_{i-k}}{\ln(t_i / t_{i-k}) \ln(t_{i+j} / t_{i-k})} \right]$$

.....(3-25)

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa untuk mengetahui Δp_i pada t_i memerlukan data $(t_{i-1}, \Delta p_{i-1})$ dan $(t_{i+1}, \Delta p_{i+1})$. Jika selang waktu antara dua data tekanan pengukuran kecil dan mendekati nol, maka akan *dihasilkan plot pressure derivative* yang mempunyai banyak gangguan (*noise*). Untuk mengurangi *noise* tersebut, Bourdet, dkk memperkenalkan parameter “L” yang digunakan dalam pemilihan data tekanan pengukuran, sebagai berikut:

$$L \leq \min \left[\ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_i} \right), \ln \left(\frac{t_i}{t_{i-1}} \right) \right]$$

Dimana $0 \leq L \leq 0.5$; $L = 0$ berarti metode Bourdet diaplikasi tanpa normalisasi. Dalam banvak kasus $L = 0.1$ memberikan hasil plot yang terbaik.

3.8. Tekanan Reservoir

Tekanan Reservoir adalah tekanan yang diberikan oleh zat yang mengisi rongga reservoir baik berupa gas, minyak, atau air. Tekanan reservoir ini hanya diberikan oleh fluida yang ada dan bergerak dalam pori-pori batuan. Dengan adanya tekanan reservoir ini akan menyebabkan terjadinya aliran fluida didalam formasi

kedalam lubang sumur yang mempunyai tekanan relatif rendah dan besarnya tekanan reservoir ini akan berkurang jika adanya kegiatan produksi.

Tekanan yang bekerja didalam reservoir pada dasarnya disebabkan oleh tiga hal, yaitu:

1. Tekanan Hidrostatik

Tekanan hidrostatik adalah tekanan yang berasal dari fluida yang berada didalam pori-pori batuan formasi. Faktor yang mempengaruhi tekanan hidrostatik adalah jenis dari fluida itu sendiri dan kondisi geologi.

2. Tekanan kapiler

Tekanan kapiler disebabkan oleh adanya gaya-gaya yang dipengaruhi tegangan antar permukaan antar fluida yang bersinggungan, besar volume dan bentuk pori serta sifat kebasahan batuan reservoir.

3. Tekanan *Overburden*

Tekanan *overburden* adalah tekanan yang terjadi akibat berat batuan yang berada di atasnya. Besarnya penambahan tekanan *overburden* sebanding dengan bertambahnya kedalaman.

3.9. *Productivity Index* (PI)

Productivity index (PI) adalah indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan dari suatu sumur untuk memproduksi pada suatu kondisi tertentu secara kualitatif. Secara definisi PI adalah perbandingan antara laju produksi (q) suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur tertentu (P_{wf}) dengan perbedaan tekanan statik formasi (P_s). Secara matematis dapat dituliskan dalam persamaan:

$$PI = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \frac{\text{bbl/hari}}{\text{psi}} \dots\dots\dots(3-26)$$

Keterangan :

PI = *Produktivitas index*, bbl/day.

q = Laju produksi, bbl/day.

P_s = Tekanan statik reservoir, psia.

P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, psia.

Faktor-faktor yang mempengaruhi harga PI dapat ditentukan dengan penurunan persamaan PI dari persamaan *Darcy*, untuk aliran radial dapat berbentuk:

$$q = \frac{0,007082kh(ps-pwf)}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(3-27)$$

Jika yang dialirkan minyak, maka persamaan menjadi :

$$q = \frac{0,007082kh(ps-pwf)}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(3-28)$$

Bila yang dialirkan terdiri dari minyak dan air maka persamaan menjadi :

$$q = \frac{0,007082kh}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{k_o}{\mu_o B_o} + \frac{k_w}{\mu_w B_w} \right] \dots\dots\dots(3-29)$$

Keterangan :

- k = Permeabilitas, md.
- k_o = Permeabilitas minyak, md.
- k_w = Permeabilitas air, md.
- μ_o = Viskositas minyak, cp.
- μ_w = Viskositas air, cp.
- B_o = Faktor volume vormasi minyak, bbl/STB.
- B_w = Faktor folume formasi air, bbl/STB.
- r_e = Jari-jari pengurasan, ft.
- r_w = Jari-jari sumur, ft.
- h = Ketebalan formasi, ft.

Bentuk lain yang sering digunakan untuk mengukur produktivitas sumur adalah *Specific Produktivity Indeks (SPI)* yaitu perbandingan antara PI dengan ketebalan. Persamaan SPI dapat dilihat pada persamaan **3-30**. SPI ini biasanya digunakan untuk membandingkan produktivitas formasi pada sumur-sumur yang berbeda namun masih dalam satu lapangan.

$$SPI = \frac{PI}{h} \dots\dots\dots(3-30)$$

Keterangan :

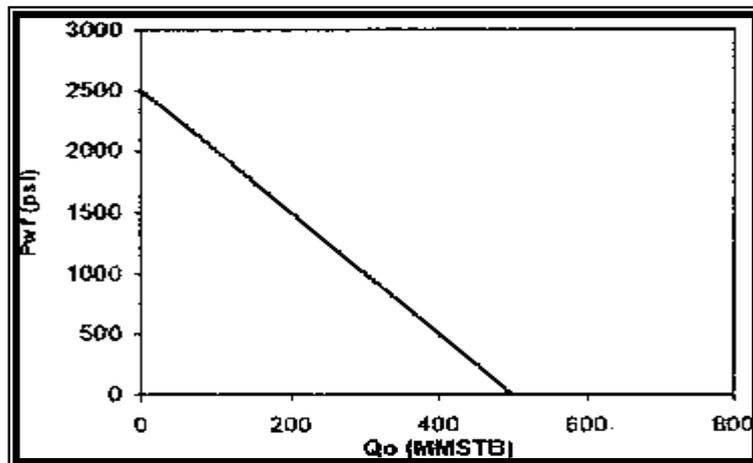
- h = Ketebalan, ft.

PI = Produktivitas formasi.

Untuk melihat perilaku suatu sumur untuk berproduksi dapat dilihat dari hubungan antara kapasitas produksi minyak dengan tekanan alir dasar sumur biasanya digambarkan secara grafis dan sering disebut sebagai kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)*. Untuk aliran fluida dengan tekanan aliran lebih besar dari tekanan gelembung maka harga PI akan tetap. Kurva IPR dapat dibuat dengan persamaan:

$$P_{wf} = P_s - \frac{q_o}{PI} \dots\dots\dots (3-31)$$

Berdasarkan persamaan diatas maka secara grafis dapat diperoleh garis lurus seperti yang terlihat pada **Gambar 3.20.**, $q_o = PI \times P_s$ dengan q_o merupakan harga laju produksi maksimum dari suatu sumur. Harga PI merupakan kemiringan dari garis IPR.



Gambar 3.20.
Grafik IPR Linear
(John Lee, 1982)

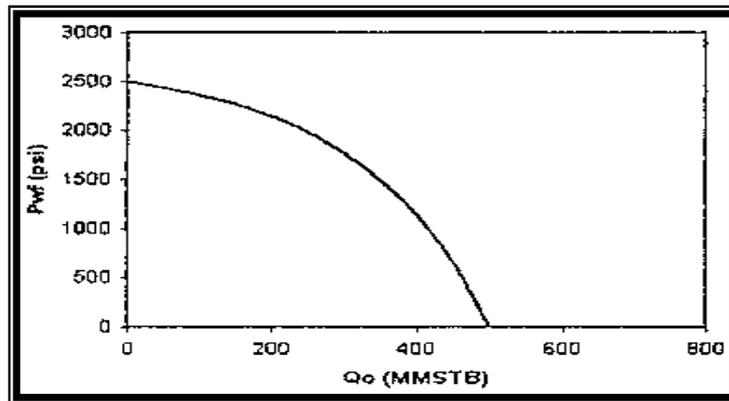
Bentuk dari garis IPR akan linier jika fluida yang mengalir satu fasa, akan tetapi apabila fluida yang mengalir terdiri dari dua fasa (minyak dan air) maka bentuk IPR akan melengkung, dan harga PI tidak konstan. Karena kemiringan grafik IPR akan berubah secara kontinyu untuk setiap harga P_{wf} , maka dalam hal ini Vogel memberikan solusi dengan memplot IPR antara P_{wf}/P_s vs q/q_{max} . Persamaan yang diberikan Vogel adalah sebagai berikut:

$$\frac{q_o}{q_{o max}} = 1 - 0,2 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right] - 0,8 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right]^2 \dots\dots\dots(3-32)$$

Keterangan:

- q_o = Laju produksi minyak, bbl.
- q_{o max} = Laju produksi maksimum, bbl.
- P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, psia.
- P_r = Tekanan rata-rata reservoir, psia.

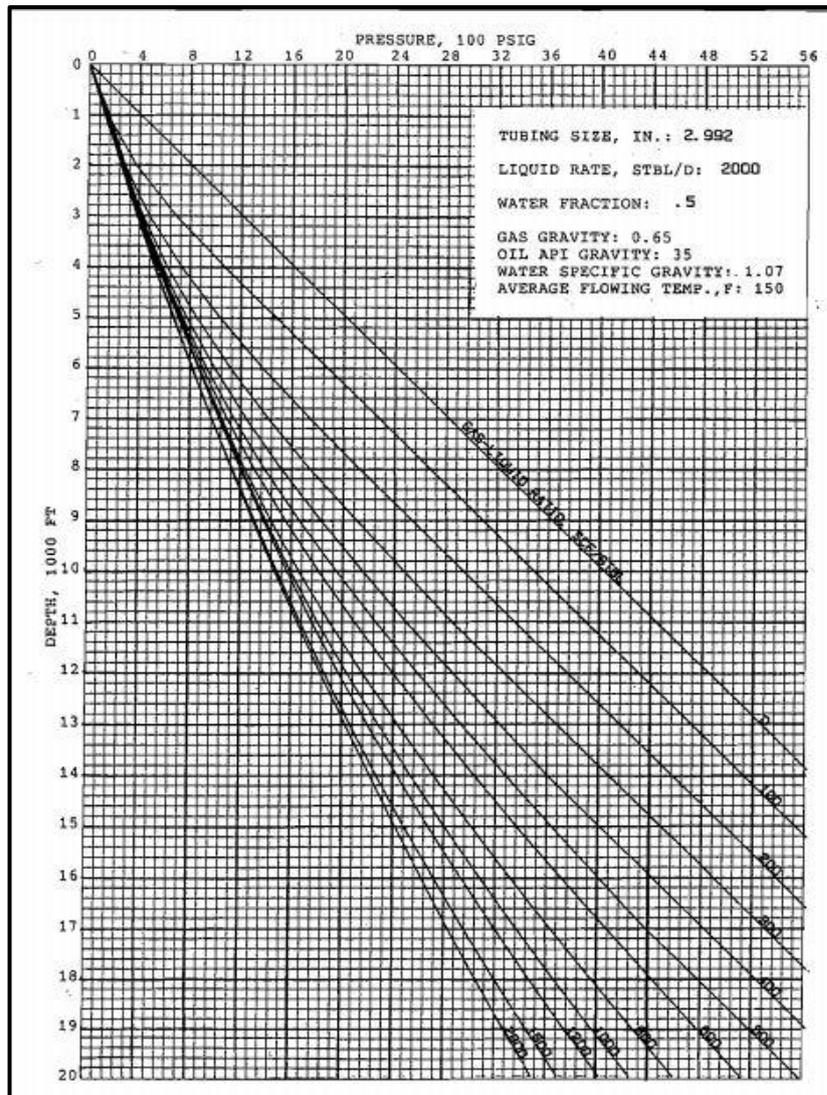
Berikut merupakan grafik dari IPR dua fasa yang ditampilkan pada **Gambar 3.21.** dibawah:



Gambar 3.21.
Grafik IPR Aliran Dua Fasa
(John Lee, 1982)

3.10. Kurva Tubing Intake Performance

Untuk menentukan laju produksi optimum yang dapat dialirkan dari suatu sumur, diperlukan kurva *tubing intake performance* (TIP). Kurva TIP digambarkan menggunakan kurva *pressure traverse* metode Gilbert yang memperhitungkan ukuran *tubing*, *GLR*, laju alir, dan *water cut*. Hasil dari TIP diplot *overlay* dengan kurva IPR, dimana perpotongan antara kurva IPR dengan TIP merupakan laju alir optimum sumur tersebut. **Gambar 3.22.** merupakan contoh dari kurva *pressure traverse* yang digunakan.



Gambar 3.22.
Kurva Pressure Traverse
(Beggs, H.D., 2003)

3.11. Flow Efficiency

Flow efficiency adalah perbandingan antara selisih tekanan statik reservoir dengan tekanan alir reservoir jika disekitar lubang tidak terjadi perubahan permeabilitas (*ideal drawdown*) terhadap besar penurunan sebenarnya (*actual drawdown*). Secara matematis dinyatakan sebagai berikut:

$$FE = \left(\frac{J_{actual}}{J_{ideal}} \right) \dots\dots\dots (3-33)$$

Dimana:

$$J_{actual} = \frac{q}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots (3-34)$$

Dan,

$$J_{ideal} = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta_{skin}} \dots\dots\dots (3-35)$$

Sehingga:

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots (3-36)$$

Dimana, ΔP_{skin} = Kehilangan tekanan pada *zone damage*.

Dengan mengetahui harga FE maka dapat diperkirakan kondisi formasi di sekitar lubang bor yaitu dengan adanya kerusakan formasi, maka besarnya FE akan berkurang. Harga laju produksi maksimum yang dihasilkan adalah harga laju produksi maksimum pada harga *skin* sama dengan nol.

3.12. Skin Effect

Skin adalah suatu besaran yang menunjukkan ada atau tidaknya kerusakan pada formasi sebagai akibat dari operasi pemboran ataupun proses perforasi. Biasanya ini diakibatkan oleh adanya filtrat lumpur pemboran yang masuk kedalam formasi atau adanya endapan lumpur (*mud cake*) disekeliling lubang bor pada formasi produktif tersebut. Secara matematis besarnya perubahan *skin* dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini:

$$s = 1,151 \left(\frac{P_{ws} - P_{wf}}{m} \right) + 1,151 \log \left(\frac{1688 \varphi \mu c_t r_w^2}{k \Delta t} \right) = 1,151 \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) \dots\dots (3-43)$$

Biasanya harga Δt dipilih satu (1) jam, sehingga P_{ws} pada persamaan (3-43) menjadi P_{1jam} . P_{1jam} ini harus diambil pada garis lurus atau garis ekstrapolasinya.

Kemudian faktor $\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right)$ dapat diabaikan sehingga:

$$s = 1,151 \left(\frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{(\varphi \mu c_t r_w^2)} + 3,23 \right) \dots\dots\dots (3-44)$$

Dimana, harga m harus berharga positif.

Apabila *skin* berharga positif maka dalam formasi produktif tersebut terjadi kerusakan (*damage*) hal ini dapat terjadi karena operasi pemboran yang menyebabkan terinvasinya filtrat lumpur kedalam formasi, ataupun adanya *debrish* hasil pembakaran formasi pada proses perforasi, serta sumur dengan jenis *cased hole* dimana *casing* pada suatu sumur yang diperforasi dapat menyebabkan hambatan aliran fluida dari formasi menuju dasar sumur, karena semua fluida yang terdapat pada formasi yang berada disekitar lubang sumur hanya dapat masuk kedalam dasar sumur melalui lubang pada *casing* tersebut.

Kemudian, apabila nilai $skin = 0$ menandakan tidak terdapat kerusakan maupun perbaikan pada formasi tersebut. Selanjutnya apabila *skin* berharga negatif maka formasi produktif tersebut telah menunjukkan adanya perbaikan (*stimulated*). Dimana perbaikan dari sumur ini umumnya disebabkan oleh meningkatnya nilai permeabilitas yang biasanya terjadi setelah dilakukan pengawasan (*acidizing*) atau suatu perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) sehingga hambatan aliran fluida dari formasi ke dasar sumur sudah mengecil.

BAB IV

ANALISA DATA

Bab ini akan menjelaskan mengenai perhitungan data pengujian sumur minyak “RRA” di lapangan “BKT” metode *pressure build-up*. Analisa data diawali dengan melakukan analisa *pressure build-up* untuk mengetahui karakteristik dari lapisan reservoir tersebut. Analisa akan dilakukan menggunakan dua metode, yaitu metode *Horner Time* serta kemudian divalidasi untuk mendapatkan hasil yang lebih akurat dengan menggunakan simulator *Ecrin v4.02*. Kemudian pada akhir bab akan dilakukan perbandingan beberapa hasil simulasi dengan perhitungan manual, serta selanjutnya dapat dilakukan perhitungan *Inflow Performance Relationship (IPR)* dan juga analisa nodal untuk mengetahui produktivitas dari sumur “RRA”.

4.1. Analisa *Pressure Build-Up* pada sumur Minyak “RRA” dengan Metode *Horner Time*

Pada sub bab ini, pengolahan, perhitungan dan analisa data pengujian sumur minyak “RRA” dengan metode *pressure build-up* akan dilakukan secara manual.

4.1.1. Data *Pressure Build-Up* pada Sumur “RRA”

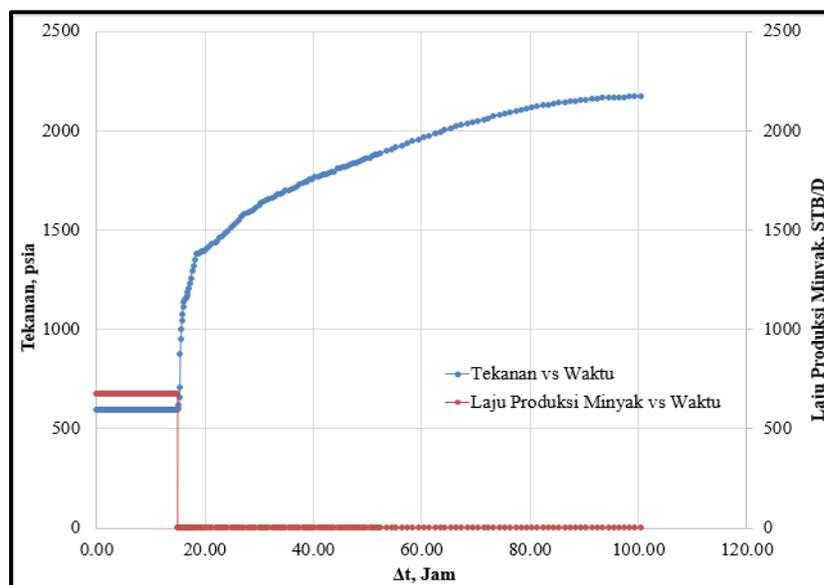
Berikut ini adalah data-data yang diperlukan untuk menunjang analisa pengujian sumur “RRA”:

- Data waktu penutupan dan data tekanan saat penutupan (**Lampiran A**).
- Waktu Produksi, t_p : 15 jam.
- Laju produksi minyak, q_o : 675,37 STB/day.
- Porositas, ϕ : 0,23.
- Komprssibilitas total, C_t : $1,98E^{-05}$ psi⁻¹.
- Jari-jari sumur, r_w : 0,291667.
- Faktor volume formasi minyak, B_o : 1,289 bbl/STB.
- Viskositas minyak, μ_o : 0,555543 cp.

- Ketebalan Formasi, h : 8 ft.
- *Perforated interval* : 5882 – 5894 ft.

4.1.2. Perhitungan *Pressure Build-Up* pada Sumur “RRA” dengan Metode *Horner Time*

Langkah awal yang dilakukan adalah dengan menghitung lamanya sumur diproduksi, kemudian penentuan efek *wellbore storage* dengan grafik log – log plot, dan membuat *horner plot* pada kertas grafik semi log. **Gambar 4.1.** menunjukkan grafik *history plot* dari sumur “RRA”.



Gambar 4.1.
History Plot Sumur “RRA”

1. Penentuan Lama Sumur Berproduksi (t_p)

Pada sumur “RRA” lamanya sumur diproduksi hingga saat akan dilakukan tes sumur (t_p) adalah 15 jam dan harga P_{wf} adalah 603,03 psia. Kemudian pengujian sumur minyak “RRA” ini dilakukan kurang lebih selama 94,36 jam. (Data waktu Pengujian produksi terdapat pada **lampiran A**).

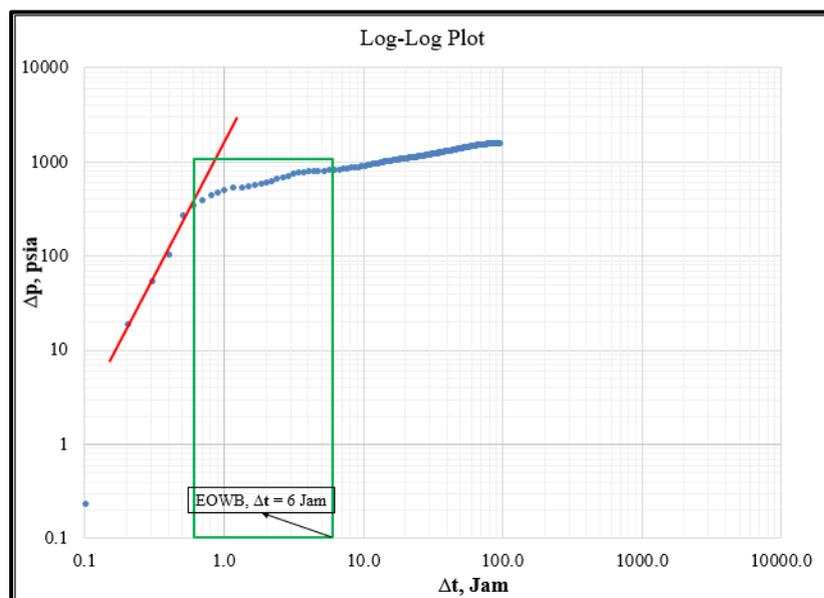
2. Penentuan Efek *Wellbore Storage*

Pada *Horner Plot* dapat ditentukan kapan waktu berakhirnya efek *wellbore storage*. *Wellbore storage* adalah fenomena teredistribusi fasa yang terjadi di dalam lubang sumur sesaat setelah sumur ditutup dipermukaan dimana gas dan *liquid* mengalir bersamaan ke dalam *tubing*. Dikarenakan oleh efek gaya gravitasi, maka

akan menyebabkan *liquid* jatuh dan gas naik ke permukaan. Kemudian, akibat kompresibilitas cairan yang sangat rendah dan tidak adanya ruang ekstra untuk gas berekspansi maka fenomena teredistribusi fasa ini akan mencapai tekanan pengembangan fluida total di lubang sumur.

Ketika fenomena ini hadir dalam *pressure build-up test*, lonjakan tekanan ekstra di lubang bor akan rilis melalui formasi. Akhirnya, keseimbangan akan dicapai antara tekanan lubang sumur dan tekanan formasi yang berdekatan dengan lubang sumur. Namun, pada waktu-waktu awal, tekanan lubang sumur dapat melebihi tekanan formasi yang menyebabkan punuk anomali pada kenaikan tekanan.

Dalam membuat *Horner Plot* dilakukan dengan cara memplot $\log \Delta P (P_{ws} - P_{wf})$ vs $\log \Delta t$. Harga Δp dan Δt yang diplot dapat dilihat pada **Lampiran A**. Data-data tersebut kemudian diplot pada kertas log-log dan hasilnya dapat dilihat pada **Gambar 4.2**. Dari grafik tersebut dapat menentukan data yang bebas dari pengaruh *wellbore storage*. Berdasarkan log-log antara $\Delta P (P_{ws} - P_{wf})$ vs Δt pada **Gambar 4.2**, dapat diketahui waktu berakhirnya *efek wellbore storage* adalah sebesar 8 jam, maka segmen data yang bebas dari *wellbore storage* adalah data yang terletak setelah harga tersebut.

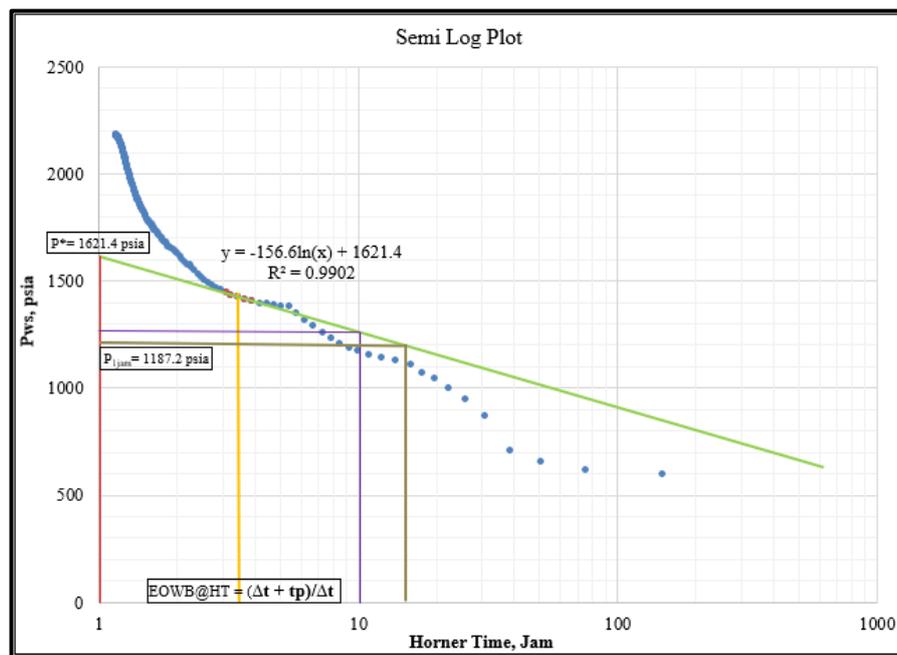


Gambar 4.2.
Grafik Log-Log Pada Sumur “RRA”
Menunjukkan *End Of Wellbore Storage*

3. Membuat *Horner Plot*

Untuk membuat *Horner Plot*, harus diketahui harga waktu penhaliran sebelum sumur ditutup (t_p), dimana pada sumur “RRA” memiliki t_p selama 15 jam. Selanjutnya menghitung harga $[(t_p+\Delta t)/\Delta t]$ yang hasilnya ditunjukkan pada **Lampiran A**.

Hasil plot grafik semilog untuk sumur “RRA” sebagai berikut:



Gambar 4.3.
Grafik Semilog *Horner Plot* Pada Sumur “RRA”

Berikut adalah perhitungan secara manual yang dilakukan berdasarkan hasil plot pada *semilog* dan *log-log* plot:

a. Menentukan Tekanan Reservoir (P^*)

Dari hasil pembacaan **Gambar 4.3**. Didapatkan harga P^* dari garis ekstrapolasi sampai $[(t_p+\Delta t)/\Delta t] = 1$, harga yang diperoleh P^* sebesar 1621,4 psia.

b. Menghitung *Slope* (m)

Slope (m) dihitung dengan persamaan $m = (P_1 - P_2)/1\text{cycle}$ sehingga didapatkan m sebesar 360,585.

c. Menghitung Permeabilitas Efektif Minyak (k_o)

Harga k_o dapat dihitung menggunakan persamaan:

$$k_o = 162.6 \frac{q_o \cdot B_o \cdot \mu_o}{m \cdot h}$$

$$k_o = 162.6 \times \frac{675,37 \times 1,289 \times 0,556}{1048 \times 8}$$

$$= 27,26 \text{ mD}$$

d. Menentukan Tekanan Pada Saat $\Delta t = 1$ jam

Harga P pada waktu $\Delta t = 1$ jam ($P_{1\text{jam}}$) ditentukan dengan mengambil garis ekstrapolasi dengan menghitung harga *Horner Time* pada waktu ($t_p + 1\text{jam}$), sehingga didapatkan harga $P_{1\text{jam}}$ sebesar 1187,213 psia.

e. Menghitung *Skin* (S)

Harga *skin* dapat diperoleh dengan persamaan:

$$S = 1,151 \left\{ \frac{P_{1\text{jam}} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3,23 \right\}$$

$$S = 1,151 \left\{ \frac{750 - 603,03}{1048} - \log \frac{9,874}{0,23 \times 0,554 \times 0,0000198 \times 0,29^2} + 3,23 \right\}$$

$$S = -1,44$$

Berdasarkan harga *skin* yang didapatkan yaitu -1,44 dimana *skin* bernilai negatif, hal ini menunjukkan adanya perbaikan formasi karena adanya stimulasi sebelum dilakukannya pengujian pada sumur.

f. Menghitung Penurunan Tekanan Akibat Adanya *Skin* (ΔP_{skin})

Harga ΔP_{skin} dapat diperoleh dengan persamaan:

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0,87 \cdot m \cdot S$$

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0,87 \times 1048 \times -2,61$$

$$\Delta P_{\text{skin}} = -452,24$$

g. Menghitung *Radius of Investigation* (r_i)

Harga r_i dapat diperoleh dengan persamaan:

$$r_i = 0.03 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu C_t}} = 0,03 \sqrt{\frac{9,38 \times 95,36}{0,23 \times 0,554 \times 0,0000198}} = 961,54 \text{ ft}$$

h. Menghitung *Productivity Index* (PI)

Harga PI dapat diperoleh dengan persamaan:

$$\begin{aligned} PI_{actual} &= \frac{Q}{P^* - P_{wf}} \\ &= \frac{675,37}{1948 - 603,03} \\ &= 0,66 \text{ STB/D/Psia.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} PI_{ideal} &= \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}} = \frac{675,37}{1948 - 603,03 - (-2381,134)} \\ &= 0,46 \text{ STB/D/Psia.} \end{aligned}$$

Hasil perhitungan PI *actual* dengan PI *ideal* menunjukkan bahwa PI *actual* lebih besar dari PI *ideal* yang menyatakan bahwa sumur mengalami perbaikan (adanya stimulasi) dan kemampuan dari sumur untuk memproduksi lebih besar dari yang seharusnya diproduksi.

i. *Flow Efficiency* (FE)

Flow Efficiency merupakan besaran untuk mengetahui apakah sumur mengalami kerusakan atau mengalami perbaikan. Harga FE dapat diperoleh dengan persamaan:

$$\begin{aligned} FE &= \frac{PI_{actual}}{PI_{ideal}} = \frac{P^* - P_{wf}}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}} \\ &= \frac{(1948 - 603,03)}{1948 - 603,03 - (-2381,134)} \end{aligned}$$

$$FE = 1,444.$$

Hasil perhitungan serta analisa Sumur RRA menggunakan Metode *Horner Time* dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel IV-1.
Hasil Analisa PBU Test Berdasarkan Metode *Horner* secara Manual

Parameter Reservoir	Hasil Perhitungan	Satuan
Tekanan Reservoir (P*)	1621,4	psia

Tabel IV-1.
Hasil Analisa PBU Test Berdasarkan Metode Horner Secara Manual
(LANJUTAN)

<i>Slope</i> (m)	360,585	Psia/cycle
Permeabilitas efektif minyak (k_o)	27,26	md
Tekanan pada saat $\Delta t = 1$ jam (P_1 jam)	1187,213	Psia
<i>Skin</i> (S)	-1,44	-
Penurunan Tekanan akibat <i>Skin</i> (ΔP_{skin})	-452,24	Psia
<i>Radius of Investigation</i> (r_i)	961,54	ft
<i>Productivity Index</i> (PI)		Stb/d/psia
PI ideal	0,46	
PI actual	0,66	
FE	1,444	-
Model	Homogen	

4.2. Analisa Pressure Build-Up Menggunakan Simulator Ecrin v4.02

Pada sub bab ini akan dibahas mengenai analisa data pengujian sumur minyak “RRA” dengan menggunakan simulator *Ecrin v4.02*.

4.2.1. Data Pressure Build-Up pada Sumur “RRA”

Berikut ini adalah data-data yang diperlukan untuk menunjang analisa pengujian sumur “RRA”:

- Data waktu penutupan dan data tekanan saat penutupan (**Lampiran A**).
- Waktu Produksi, t_p : 15 jam.
- Laju produksi minyak, q_o : 675,37 STB/day.
- Porositas, ϕ : 0,23.
- Komprssibilitas total, C_t : $1,98E^{-05}$ psi⁻¹.
- Jari-jari sumur, r_w : 0,291667.
- Faktor volume formasi minyak, B_o : 1,289 bbl/STB.
- Viskositas minyak, μ_o : 0,555543 cp.
- Ketebalan Formasi, h : 8 ft.

- *Perforated interval* : 5882 – 5894 ft.

4.2.2. Perhitungan *Pressure Build-Up* pada Sumur “RRA” dengan Simulator *Ecrin 4.02*

Perhitungan dan analisa dari data tekanan terekam pada sumur minyak “RRA” yang dilakukan dengan menggunakan simulator *Ecrin v4.02* dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

1. *Main Option*

Pada menu *main option* ini di input data mengenai sumur minyak “RRA” yang terlihat pada **Gambar 4.3**.

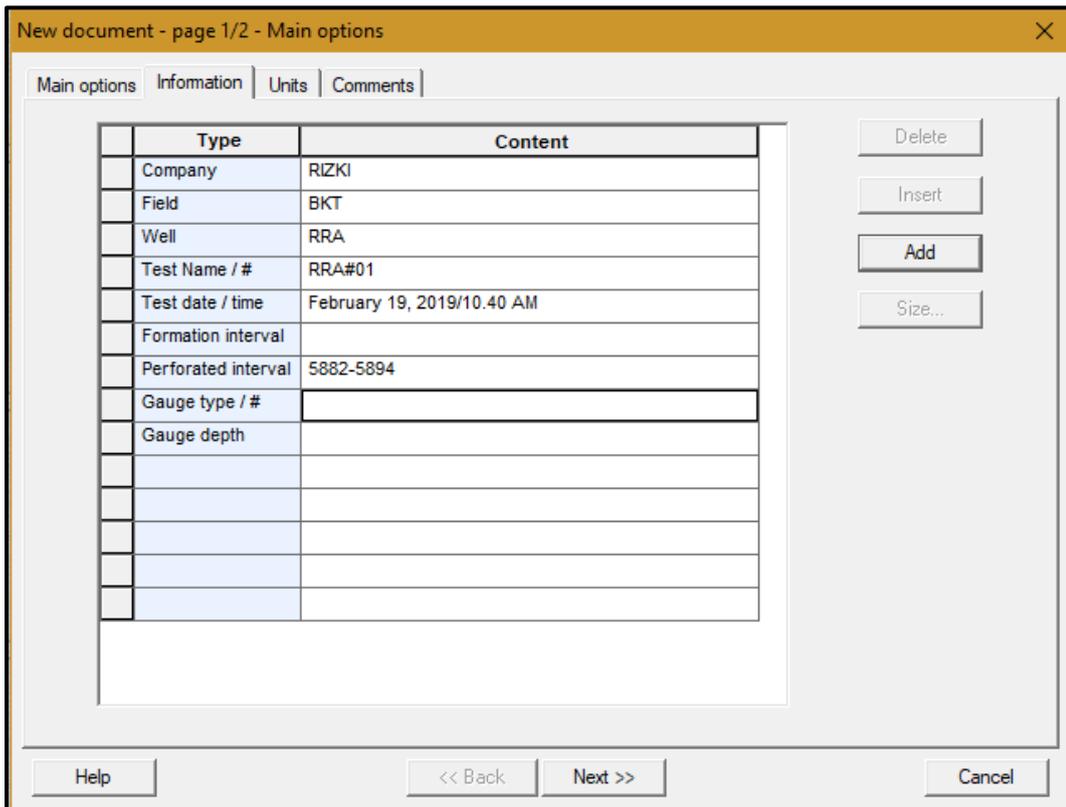
Gambar 4.4.
Tampilan *Input Main Option* Sumur Minyak “RRA”
(*Ecrin v4.02*)

Pada **Gambar 4.3**. dalam menu *main option* simulator *Ecrin v4.02* di input data dari sumur minyak “RRA”, yaitu *well radius* sebesar 0,291667 ft, *pay zone* sebesar 8 ft, porositas disekitar lubang sumur sebesar 0,23 dan waktu dimulainya

pengujian sumur pada tanggal 18 Februari 2019 serta jenis fluida yang mengalir yaitu minyak.

2. Test Information

Pada menu *test information*, akan diinput data tentang identitas pelaksanaan pengujian sumur minyak “RRA” yang dapat dilihat pada **Gambar 4.5**.



Type	Content
Company	RIZKI
Field	BKT
Well	RRA
Test Name / #	RRA#01
Test date / time	February 19, 2019/10.40 AM
Formation interval	
Perforated interval	5882-5894
Gauge type / #	
Gauge depth	

Gambar 4.5.
Tampilan *Test Information* Sumur Minyak “RRA”
(*Ecrin v4.02*)

3. PVT

Langkah yang selanjutnya dilakukan adalah menginput data PVT dari fluida sumur minyak “RRA” pada menu *input PVT* dengan cara klik *next* pada menu *main option* seperti yang terlihat pada **Gambar 4.6**.

New document - page 2/2 - PVT parameters

Formation Volume Factor B

Viscosity μ

Total compressibility c_t

Calculate from a PVT Correlation

B μ c_t

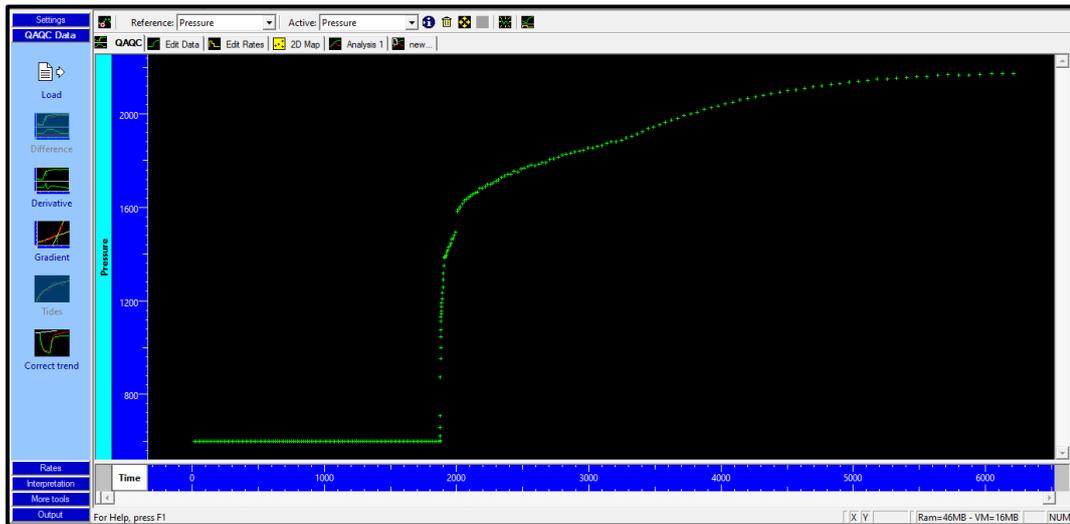
Help << Back Create >> Cancel

Gambar 4.6.
Tampilan *Input PVT* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

Pada menu *input PVT* data yang diinput adalah Faktor Volume Formasi sebesar 1,289 B/STB, viskositas sebesar 0,555543 cp, dan kompresibilitas total sebesar $1,98 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$.

4. *Edit Data*

Langkah selanjutnya adalah penginputan data laju alir dan tekanan. Dimana data tekanan didapat dari hasil pembacaan *memory gauge* selama *Pressure Build-Up* yang disimpan dalam format Ascii, sedangkan laju alir (Q) didapat dari kegiatan *swabbing* dan di *input* secara manual. Setelah kedua data tersebut di input dan diekstrak maka akan menghasilkan grafik seperti **Gambar 4.7**.

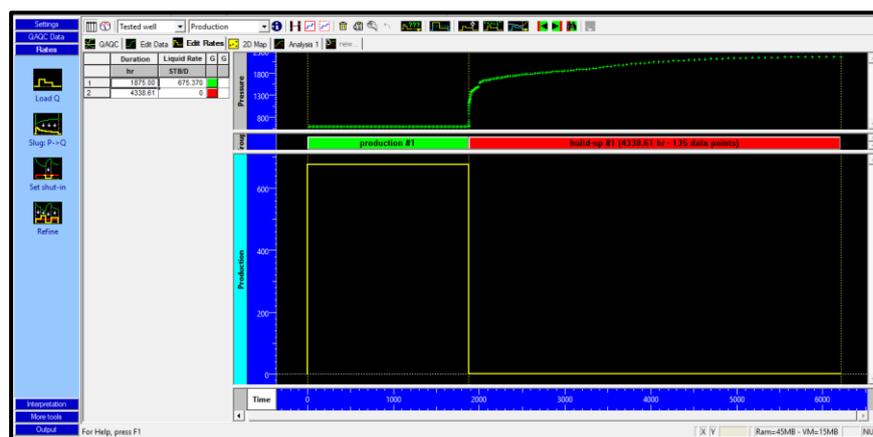


Gambar 4.7.
Tampilan *Edit Data* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

Pada **Gambar 4.7.** dapat dilihat bahwa hasil dari ekstrak data laju alir dan tekanan adalah dapat terbaca *sequence* dari proses pengujian sumur minyak “RRA”. Pada *sequence* tersebut, dimana tekanan vs waktu yang ditampilkan tersebut nantinya akan diketahui kapan proses *pressure build up* dimulai dan dapat dianalisa.

5. *Edit Rates*

Setelah menu *edit data* maka langkah selanjutnya adalah *edit rates*, dimana tampilan dari *edit rates* dapat dilihat pada **Gambar 4.8.**

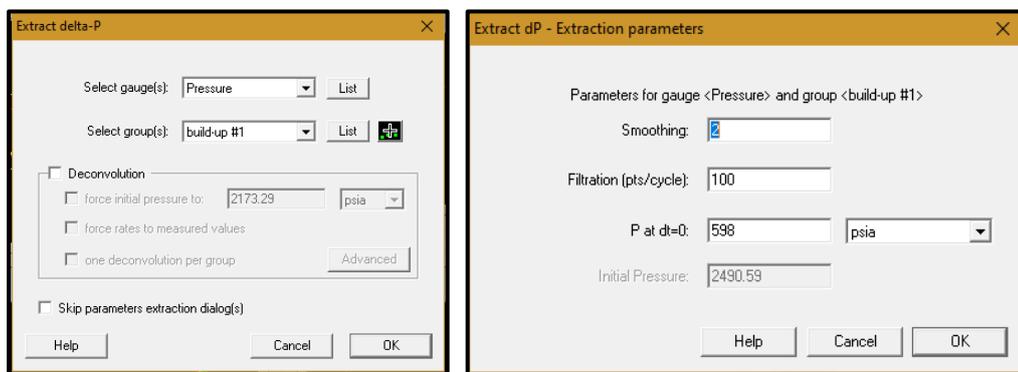


Gambar 4.8.
Tampilan *Edit Rates* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

Pada menu *edit rates* seperti yang terlihat pada **Gambar 4.8** diatas, penginputan data *rate* akan menghasilkan plot yaitu *pruction* dan *build up*. Dimana *build up* merupakan *section* yang akan dianalisa.

6. Extract dP

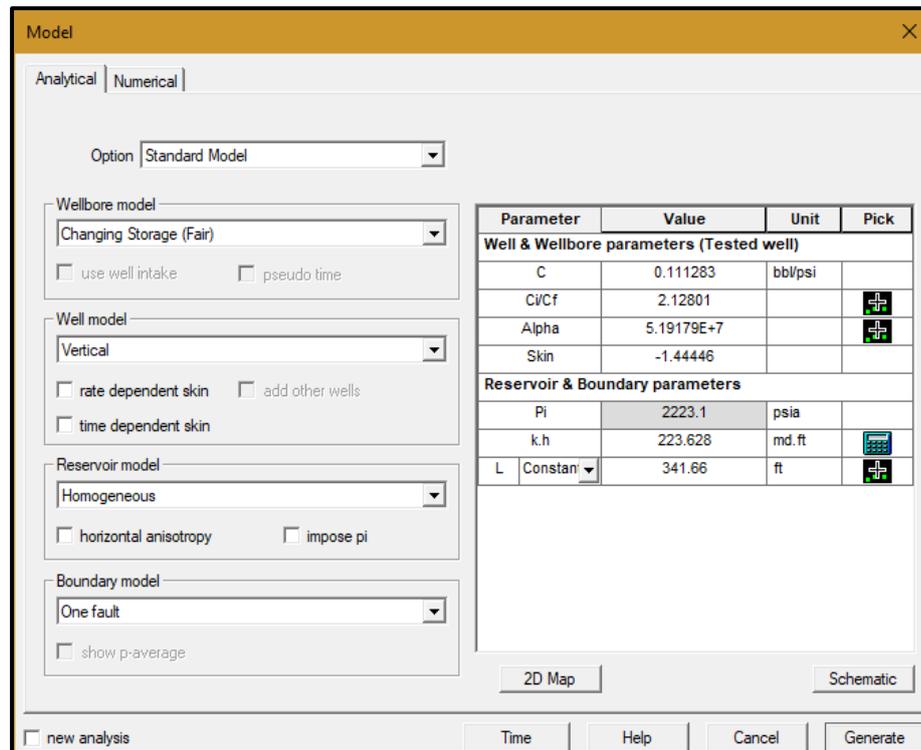
Setelah melakukan *edit rate* maka langkah yang dilakukan selanjutnya adalah *extract delta pressure*. Pada *extract delta pressure*, diinput data *smoothing factor* (L), jumlah *Filtration* dan harga *Pwf* pada saat sumur ditutup pada $dt=0$.



Gambar 4.9.
Tampilan *Extract delta-P* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

7. Pemilihan Model

Pada bagian pemilihan model akan dipilih berbagai model tentang sumur “RRA” baik model *wellbore*, *well*, *reservoir*, dan *boundary model*. Tampilan dari menu pemilihan model dapat dilihat pada **Gambar 4.10** berikut:

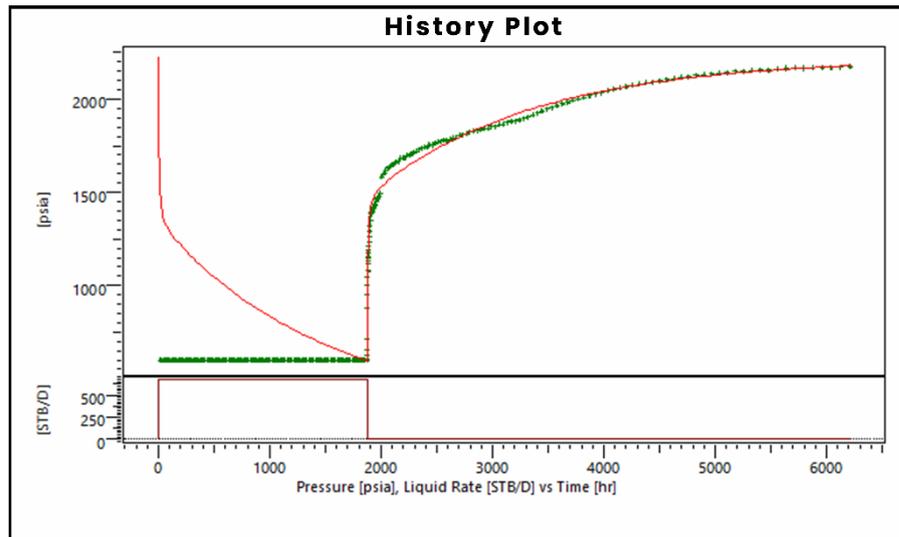


Gambar 4.10.
Tampilan Model Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

Pada **Gambar 4.10** diperlihatkan model dari sumur minyak “RRA” yang *matching* dengan data *actual*. Dimana model yang dipilih adalah *standard model*, *wellbore model* yaitu *changing storage (fair)*, *well model* yaitu *vertival*, *reservoir model* yaitu *homogeneous*, *boundary model* yaitu *one faults*, *parallel faults*, dan *intersecting faults*. Dari ketiga jenis *boundary model* tersebut, akan dipilih 1 model yang paling *matcing*. Selain memilih jenis *model*, proses *matching* juga dilakukan dengan menyamakan nilai dari berbagai parameter yang telah ditampilkan pada gambar diatas.

8. Hasil

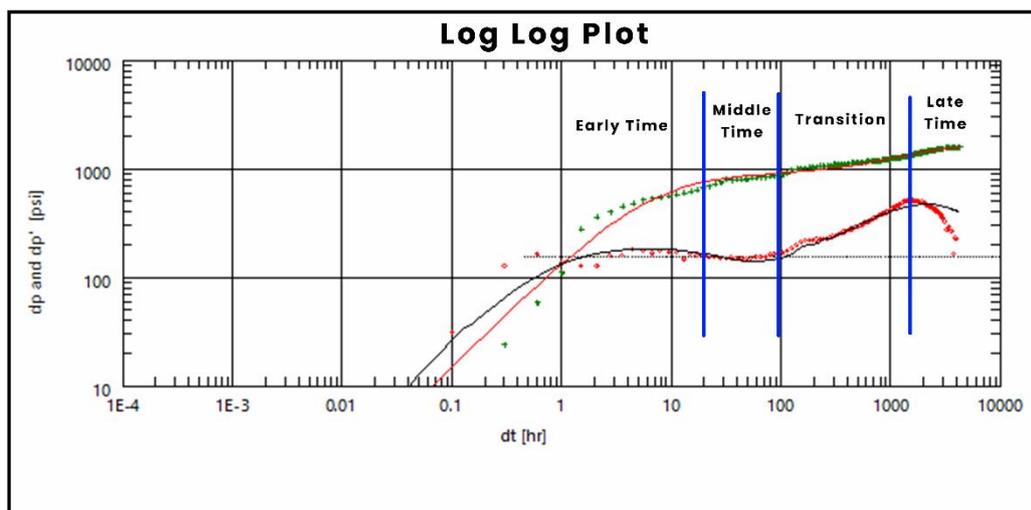
Melalui berbagai langkah yang telah dilakukan sebelumnya maka akan diperoleh hasil, grafik *history plot* seperti **Gambar 4.11** berikut. Hasil yang ditampilkan merupakan model yang paling *matcing* yaitu model reservoir homogen dengan *boundary one faults*.



Gambar 4.11.
History Plot P vs t (atas) dan Q vs t (bawah) pada Sumur “RRA”
(Ecrin v4.02)

Pada **Gambar 4.11** diperlihatkan grafik *history plot* sumur minyak “RRA” dimana pada grafik tersebut merupakan plot antara tekanan vs waktu (atas) dan laju alir vs waktu (bawah). Pada *history plot* tersebut terlihat jelas *sequence* dari proses pengujian sumur minyak “RRA” dengan metode *pressure build up*.

Hasil selanjutnya yang akan diperoleh adalah grafik log-log plot yang dapat dilihat pada **Gambar 4.12**.

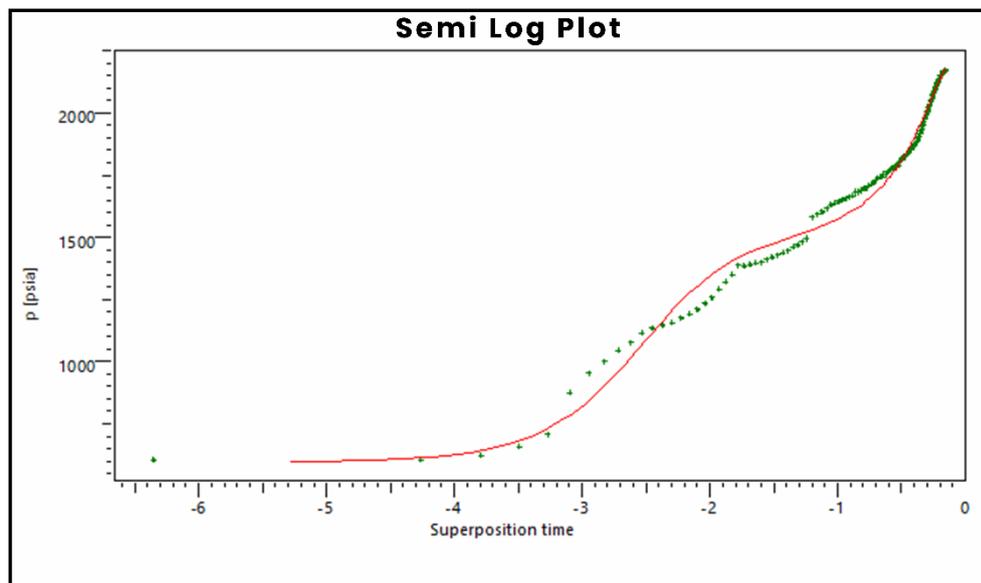


Gambar 4.12.
Log-Log Plot Sumur “RRA”
(Ecrin v4.02)

Pada **Gambar 4.12** dapat terlihat grafik log-log plot dari sumur “RRA”. Dimana pada grafik ini diplot log delta *pressure* vs delta *time* selama proses *pressure build up* berlangsung. Grafik yang berwarna hijau (atas) merupakan plot delta *pressure* vs log dt. Sedangkan grafik yang berwarna merah (bawah) adalah plot *pressure derivative* vs log dt. Grafik pada **Gambar 4.12** menunjukkan hasil yang sudah selaras dalam simulasi model. Asumsi model reservoir homogen dengan *one fault boundary* merupakan asumsi yang paling mendekati.

Berdasarkan grafik log-log plot ini diketahui pada *early time region* akan diperoleh *wellbore storage*. Dapat dianalisa setelah fenomena *wellbore storage*, terdapat gundukan yang dapat mempresentasikan besar *skin* total dari lubang sumur, dimana semakin tinggi gundukan tersebut, maka nilai *skin* akan semakin besar. Terlihat pada **Gambar 4.12**. menunjukkan *skin* yang kecil. Pada *middle time region*, log-log plot tidak memperlihatkan adanya deviasi yang menunjukkan *multi-layer* reservoir sehingga dapat diasumsikan bahwa reservoir ini homogen. Ditinjau dari pola aliran yang terjadi pada *middle time region*, terdapat pola aliran radial yang ditandai dengan *slope* sebesar 0. Sebelum sampai pada *late time region* terdapat zona transisi (*transition time region*) dengan ditandai *slope* $\frac{1}{2}$ pada reservoir yang menandakan adanya *channel*. Terakhir, pada *late time region*, grafik *pressure derivative* pada log-log plot ini menunjukkan adanya model *boundary* yang ditandai dengan *slope* sebesar -1. Nilai *slope* sebesar -1 menandakan jenis *boundary* adalah *constant pressure boundary*. Berdasarkan model pada *Ecrin v4.02*, didapatkan bentuk *boundary* adalah *one fault*. *One fault boundary* yang ada bersifat *leaking* karena jenis *boundary*-nya adalah *constant pressure boundary*.

Hasil akhir yang dapat diperoleh dari ekstrak data *pressure build up* adalah grafik semi-log dari hasil pengujian sumur minyak “RRA” yang terlihat pada **Gambar 4.13**. berikut:



Gambar 4.13.
Semi-Log Plot P vs t pada Sumur “RRA”
(Ecrin v4.02)

Pada **Gambar 4.13**, grafik semi-log merupakan plot antara tekanan *shut-in* (P_{ws}) vs log *horner time*. Grafik semi-log tersebut merupakan analisa dari data yang terekam setelah waktu dari efek *wellbore storage* berakhir, yang mana waktu tersebut dapat diketahui dari grafik log-log plot pada **Gambar 4.12**.

Melalui grafik semi-log plot ini dapat diperoleh berbagai data berupa parameter-parameter karakteristik reservoir, seperti permeabilitas efektif, *skin total*, tekanan reservoir, perbandingan permeabilitas efektif dengan permeabilitas *absolut* hasil *coring*, radius investigasi sumur, perubahan tekanan akibat adanya *skin* atau delta *pressure skin*. Serta dapat pula diketahui tingkat produktivitas dari sumur dengan diketahuinya output berupa *productivity index* dari sumur minyak “RRA”.

4.2.3. Tabel Hasil Perhitungan *Pressure Build-Up* pada Sumur “RRA” dengan Simulator *Ecrin v4.02*

Berikut merupakan hasil dari analisa dan perhitungan *pressure build-up test* pada sumur minyak “RRA” lapangan “BKT” yang dilakukan dengan menggunakan simulator *Ecrin v4.02* yang ditunjukkan pada tabel berikut:

Tabel IV-2.
Hasil Analisa PBU Test Berdasarkan Simulator Ecrin v4.02

Parameter Reservoir	Hasil Perhitungan	Satuan
Tekanan Dasar Sumur, P_{wf}	603,03	Psia
Laju Produksi Minyak, q_o	675,371	STB/D
C_s	0,111	STB/psi
P_i	2223,1	Psia
Slope	227,581	-
Permeabilitas Efektif Minyak, k_o	27,95	mD
Transmisibilitas, kh	223,63	mD.ft
Skin	-1,44	-
ΔP_{skin}	-735,43	Psia
<i>Flow Efficiency</i>	1,634	-
PI	0,582	STB/D/psia
<i>Radius to Boundary</i>	L (Constant-P) = 341,66	Ft
Model	<i>Homogenous</i>	

4.2.4. Perbandingan Perhitungan *Pressure Build-Up* Sumur “RRA” dengan Simulator Ecrin v4.02

Pada sub bab ini akan ditampilkan hasil perhitungan *pressure build-up* pada sumur “RRA” secara manual dan dengan menggunakan beberapa model pada simulator Ecrin v4.02.

Tabel IV-3.
Perbandingan Hasil Analisa PBU Test Berdasarkan Simulator Ecrin v4.02

Parameter Reservoir	Hasil Perhitungan			Satuan
Model	Homogen			-
<i>Boundary</i>	<i>One Faults</i>	<i>Parallel Faults</i>	<i>Intersecting Faults-Any Angle</i>	

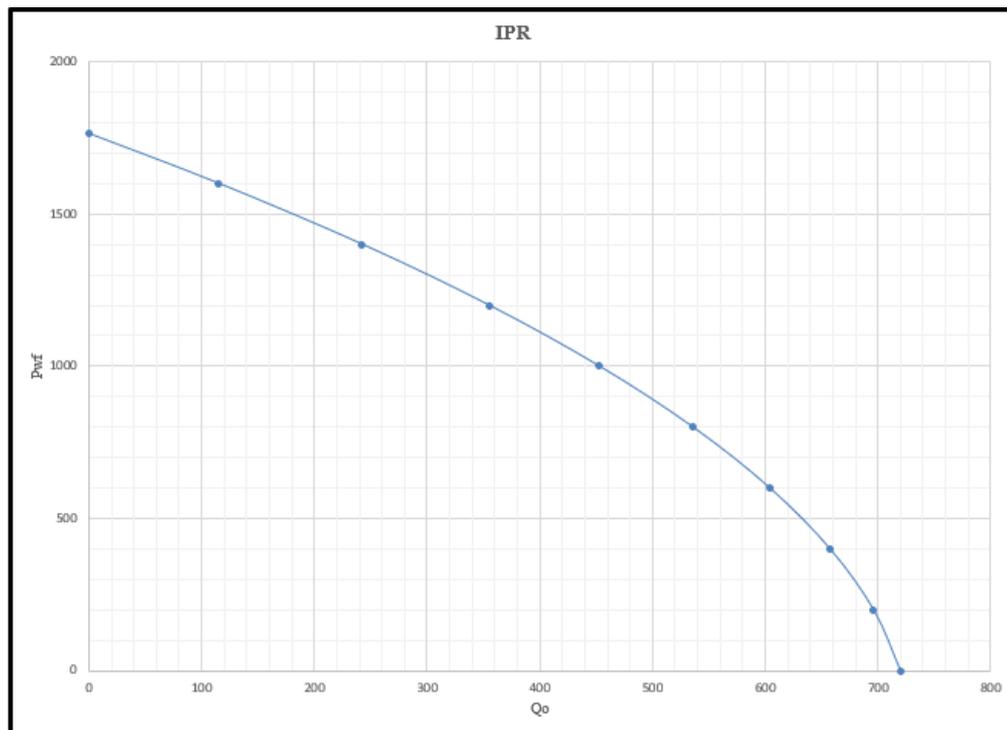
P_{wf}	603,034			Psia
Qo	675,371			STB/day
Cs	0,111	0,0521	0,0488	STB/psia
Slope	227,581	227,581	227,581	-
Pi	2223,1	2591,2	2572,15	Psia
Permeabilitas Efektif Minyak (ko)	27,95	26,94	28,015	mD
Transmisibilitas (kh)	223,63	215,55	224,12	mD.ft
Skin	-1,44	-1,45	-1,45	-
ΔP_{skin}	-735,43	-735,43	-735,43	Psia
<i>Flow Efficiency</i>	1,634	1,634	1,634	-
PI	0,582	0,582	0,582	STB/D/psia
<i>Radius to Boundary</i>	L=341,66	S=594,74 N=74,27	L1=752,19 L2=98,353 Angle=16,92°	ft

Tabel IV-4.
Perbandingan Hasil Antara Perhitungan Manual dengan Simulator
Ecrin v4.02.

Parameter	<i>Ecrin v4.02</i>	Manual	Satuan
Cs	0,111	0,0698	STB/psia
Slope	227,581	360,585	-
Pi	2223,1	3000	Psia
Permeabilitas Efektif Minyak (ko)	27,95	27,26	mD
kh	223,63	218,08	mD.ft
Skin	-1,44	-1,44	-
ΔP_{skin}	-735,43	-452,24	Psia
<i>Flow Efficiency</i>	1,634	1,444	-
PI	0,582	0,66	STB/D/psia

4.3. *Inflow Performance Relationship (IPR)*

Setelah menganalisa *pressure build-up* pada sumur “RRA” dengan analisa manual dan simulator *Ecrin v4.02*, maka didapatkan data Tekanan Reservoir (P^*), *Skin*, Permeabilitas, yang dapat digunakan untuk menginput data pembuatan kurva IPR menggunakan metode *voel* 2 vasa. Dimana hasil dari grafik IPR tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.14**.

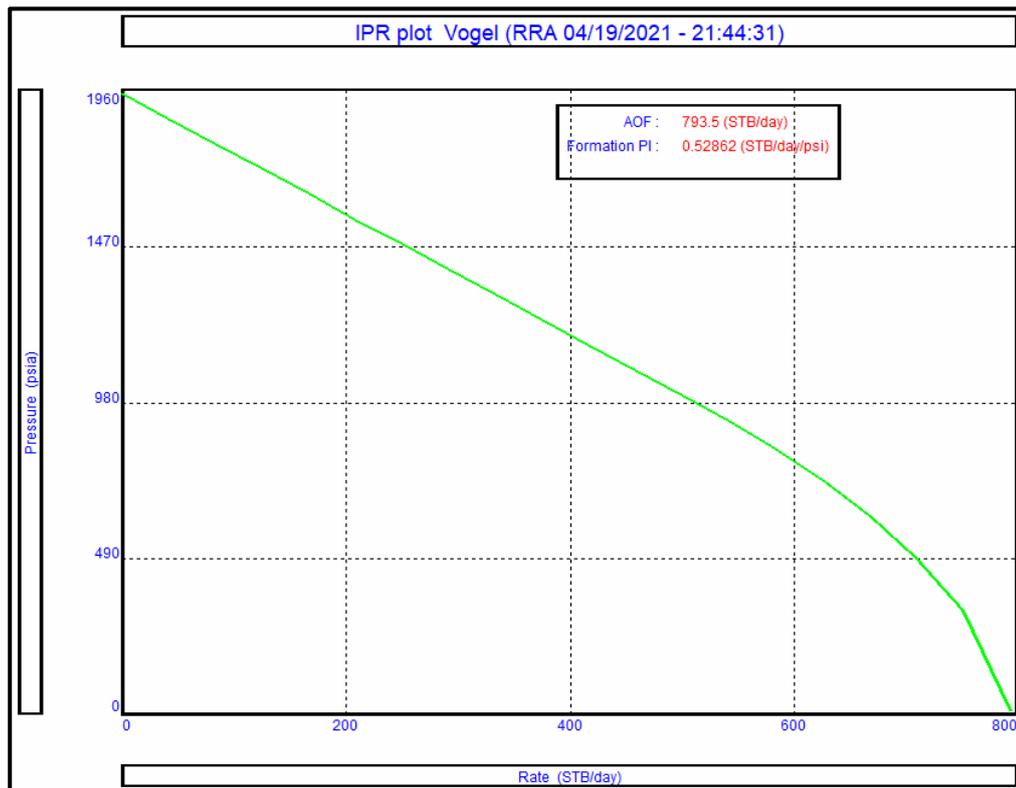


Gambar 4.14.

Kurva *Inflow Performance Relationship* Sumur “RRA” perhitungan manual

Gambar 4.14 memperlihatkan hasil kurva IPR menggunakan metode *voel* kombinasi dua fasa, dimana diperoleh Q_{max} sebesar 719.66 STB/Day.

Sedangkan kurva IPR yang didapatkan dari simulator *ecrin v4.02* diperlihatkan pada **Gambar 4.15** berikut:

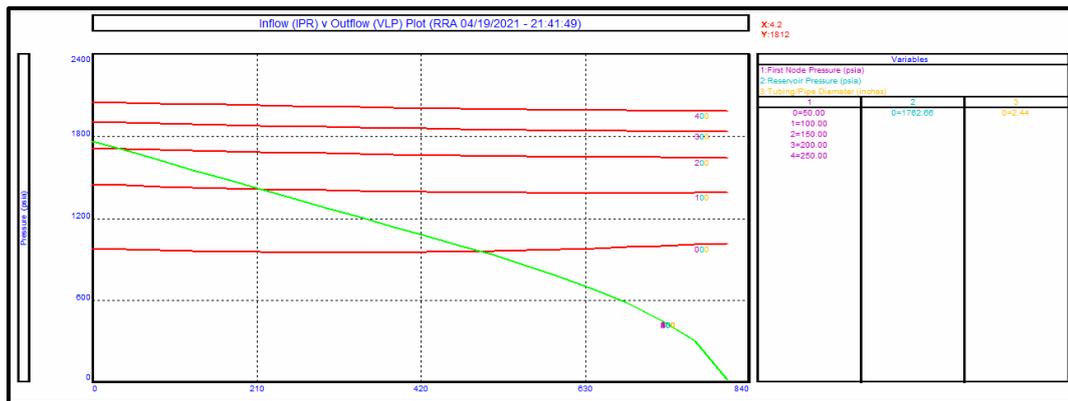


Gambar 4.15.
**Kurva *Inflow Performance Relationship* Sumur “RRA”
(IPM Prosper)**

Gambar 4.15 memperlihatkan hasil kurva IPR menggunakan metode *vogel* kombinasi dua fasa, dimana diperoleh Q_{0max} sebesar 793,5 STB/day.

4.4. *Nodal Analysis*

Dalam melakukan *nodal analysis*, digunakan *software Prosper IPM v7.5*. Pada uji sensitivitas *tubing* yang dipilih *tubing* dengan ukuran ID 2,441”, dan pada tekanan kepala sumur (P_{wh}) 50, 100, 150, 200, dan 250 psia menggunakan korelasi Francher Brown, yang mana hasil plot *tubing intake performance* vs IPR dapat dilihat pada **Gambar 4.16**.



Gambar 4.16.
Tubing Intake Performance
(IPM Prosper)

Berdasarkan hasil plot antara *Inflow Performance Relationship (IPR)* dan *tubing intake* diatas, *tubing* dengan ukuran ID 2,441” pada kedalaman *tubing* 5850 ft dan tekanan kepala sumur sebesar 50 psia. Dari grafik diperoleh laju alir minyak optimum (Q_{optimum}) sebesar 495,6 STB/day.

BAB V PEMBAHASAN

Pressure build up adalah suatu pengujian sumur yang dilakukan dengan prinsip memberikan gangguan tekanan pada sumur. Gangguan ini akan menyebabkan timbulnya tekanan yang bergerak menyebar kearah luar dari sumur dan memberikan efek *build up* pada tekanan disekitar sumur. Sejalan dengan waktu, impuls tekanan ini akan bergerak kearah luar dan akhirnya mencapai batas (ri).

Lapangan “BKT” merupakan lapangan penghasil minyak bumi yang terletak di Kecamatan Gelumbang, Kabupaten Muara Enim, Provinsi Sumatera Selatan. Merupakan cekungan belakang busur yang dibatasi oleh Bukit Barisan di sebelah barat, Tinggian Tigapuluh di sebelah utara, Tinggian Lampung di sebelah selatan, dan Paparan Sunda di sebelah timur. Batuan reservoir lapangan minyak “BKT” berasal dari batuan karbonat berjenis *limestone* yang terdapat pada Formasi Batu Raja dengan porositas sebesar 0,23 dan Kompresibilitas total sebesar $1,98E^{-05}$ psi^{-1} . Faktor volume formasi minyak pada lapangan “BKT” sebesar 1,289 bbl/STB dan viskositas minyak sebesar 0,555543 cp. Pada lapangan ini terdapat sumur “RRA” yang dilakukan perforasi pada interval kedalaman 5882 – 5894 ft dengan ketebalan formasi sebesar 8 ft. Sumur ini akan dilakukan pengujian PBU dimana sebelumnya dilakukan produksi selama 15 jam dengan laju alir minyak sebesar 675,37 STB/Day.

Analisa uji *pressure build up* pada sumur minyak “RRA” pada lapangan “BKT” dilakukan dengan cara manual menggunakan *Horner Time* dan dengan *software Ecrin v4.02*. Pada dasarnya pengujian ini dilakukan pertama-tama dengan memproduksi sumur selama selang waktu tertentu dengan laju alir tetap, kemudian menutup sumur tersebut hingga waktu yang telah ditentukan. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu. Dari data tekanan yang terekam tersebut, kemudian dapat ditentukan beberapa parameter produktivitas sumur seperti laju alir, skin, *productivity index*, dan *flow efficiency*.

Proses pengerjaan analisa *pressure build up* dengan metode manual dimulai dengan memplot data tekanan yang terekam vs waktu pengujian sumur. Sehingga akan dihasilkan *sequence* dari proses pengujian sumur dan memilih data ketika tepat dimulainya *main build up*. Kemudian analisa dilakukan pada *main build up* dengan memplot *pressure vs elapse time* dalam skala log-log. Pada grafik log-log ini dapat diketahui waktu berakhirnya efek dari *wellbore storage* atau yang sering disebut dengan *End of Wellbore Storage (EOWB)* dengan cara mengambil penyimpangan garis *slope 45°* sejauh 1-1,5 *cycle*. Setelah itu, dipilih data untuk di plot pada grafik semi log berupa hubungan antara P_{ws} vs *log horner time*, dimana data yang dipilih adalah data setelah EOWB. Dari grafik semi log akan diperoleh parameter-parameter sebagai berikut: P^* , P_{1jam} , *Skin*, ΔP_{skin} , Permeabilitas, *Productivity Index*, dan *Flow Efficiency*.

Pada sumur minyak “RRA” , dalam analisa PBU secara manual ada dua analisis dengan grafik *log-log plot* dan *semilog plot*. Dari *log-log plot* didapatkan hasil *end wellbore storage (EOWB)* selama 6 jam dan konstanta *wellbore storage* sebesar 0,0698 BBL/psi. Kemudian *semilog plot* didapatkan tekanan pada saat $dt=1$ jam sebesar 1187,2 psia, slope sebesar 360,585 yang nantinya akan digunakan untuk menghitung permeabilitas dan skin, dari hasil slope didapatkan permeabilitas efektif minyak sebesar 27,26 mD, transmisibilitas sebesar 218,08 mD.ft, dan faktor *skin* sebesar -1,44. Faktor skin tersebut kemudian dilakukan untuk menghitung penurunan tekanan akibat *skin* dan didapatkan sebesar -452,24 psia dimana hasil ini digunakan untuk menghitung *productivity index ideal*, radius investigasi sebesar 961,54 ft, *productivity index ideal* sebesar 0,46 stb/d/psi, *productivity index actual* sebesar 0,66 stb/d/psi dimana dari kedua *productivity index* ini untuk menghitung *flow efficiency* dan didapatkan hasil sebesar 1,444 dimana pada analisa ini menggunakan model reservoir adalah reservoir homogen.

Proses pengerjaan analisa *pressure build up* menggunakan *software Ecrin v4.02* dimulai dengan menginput data identitas sumur pada *main option*, seperti jenis uji sumur, *well radius* (r_w), ketebalan lapisan produktif (h), porositas, *reference time* dan *reference phase* yang diperoleh dari *welltesting data report*, jenis fasa fluida yang mengalir, dan waktu pengujian sumur. Setelah itu, menginput

data PVT yaitu Faktor Volume Formasi (B_o), Viskositas (μ_o) dan Kompresibilitas total (C_t). Kemudian, melakukan interpretasi data dengan menginput data tekanan dan laju alir pada menu *Load Q* dan *Load P*, lalu masuk ke pilihan *extract delta P*. Setelah itu memilih model pada menu *generate model* untuk memilih model sumur, model reservoir, dan model batas reservoir. Pemilihan model dan range nilai dari parameter model harus tepat untuk proses *matching* ini terdapat menu *Improvement*, untuk mengatur skala dari parameter-parameter model yang dipilih.

Berdasarkan asumsi untuk mencari model yang paling tepat, dipilih tiga model *boundary* yang diasumsikan pada simulator *ecrin v4.02*, yaitu *one faults*, *parallel faults*, dan *intersecting faults*, dimana untuk ketiga model *boundary* ini model reservoirnya adalah homogen. Setiap model yang dipilih akan menghasilkan grafik yang berbeda tingkat keselarasannya. Grafik log-log plot pada model reservoir homogen dengan *one faults boundary* menunjukkan hasil yang sudah hampir selaras dibandingkan dengan dua model lainnya, dapat dilihat dari bagian transisi *middle time* menuju *late time*. Grafik log-log pada model reservoir homogen dengan *parallel faults boundary* masih kurang selaras dalam simulasi model, hal tersebut dikarenakan model simulasi masih berupa asumsi dari kemungkinan bentuk *boundary* yang dilihat berdasarkan kurva *derivative*. Kemudian grafik log-log pada *intersecting faults* terlihat lebih selaras pada bagian transisi *early time* menuju *middle time*, namun pada *late time* masih kurang selaras. Sehingga untuk pemilihan model diasumsikan yang paling mendekati adalah model reservoir homogen dengan *one faults boundary*.

Berdasarkan hasil *Ecrin v4.02* pada grafik log-log plot ini diketahui pada *Early time region* diperoleh *wellbore storage*. Pada *middle time region*, log-log plot tidak memperlihatkan adanya deviasi yang menunjukkan *multi-layer* reservoir sehingga dapat diasumsikan bahwa reservoir ini adalah homogen. Sebelum sampai pada *late time region* terdapat *transition zone* yang ditandai dengan slope sebesar $\frac{1}{2}$ pada reservoir yang menandakan adanya *channel*. Terakhir, pada *late time region*, grafik *pressure derivative* pada log-log plot ini menunjukkan adanya slope sebesar $\frac{1}{2}$ yang ditandai dengan adanya kenaikan perubahan tekanan akibat *boundary*, kemudian respon tekanan turun akibat *constant pressure* pada *boundary*.

Berdasarkan analisa menggunakan *Ecrin v4.02* didapatkan hasil tekanan reservoir P_i sebesar 2223,1 psia, P^* sebesar 1762,66 psia, konstanta *wellbore storage* sebesar 0,111 BBL/psi, slope sebesar 227,581, permeabilitas efektif minyak sebesar 27,95 mD, transmisibilitas sebesar 223,63 mD.ft, tekanan pada saat $dt=1$ jam sebesar 1017,7 psia, faktor *skin* sebesar -1,44, penurunan tekanan akibat *skin* sebesar -735,43 psia, *productivity index ideal* sebesar 0,34 stb/d/psi, *productivity index actual* sebesar 0,582 stb/d/psi, dan *flow efficiency* sebesar 1,634.

Melalui hasil analisa dan perhitungan *pressure build up* yang telah dilakukan, diketahui bahwa sumur “RRA” memiliki nilai permeabilitas yang cukup baik, yaitu sebesar 27,95 mD, serta adanya *skin* yang negatif mengakibatkan nilai *productivity index actual* lebih tinggi daripada nilai *productivity index ideal* menandakan pada sumur “RRA” sebelumnya sudah dilakukan perbaikan (stimulasi), Hal ini juga dapat terlihat pada harga FE sebesar 1,634 ($FE > 1$). Dengan nilai permeabilitas yang cukup baik, dan PI yang sedang, laju alir minyak optimum pada sumur “RRA” masih tergolong besar yaitu sebesar 495,6 STB/day ($\leq \frac{3}{4} Q_{max}$).

Selanjutnya, dengan *software IPM PROSPER* diperoleh grafik IPR yang menggunakan metode Vogel kombinasi dua fasa, dihasilkan harga Q_{max} sebesar 793,5 STB/day. Kemudian, untuk mengetahui produktivitas dilakukan sensitivitas untuk setiap tekanan kepala sumur (P_{wh}) sebesar 50, 100, 150, 200, dan 250 psia, dimana dengan tubing berukuran ID 2,441” didapatkan laju alir optimum ($Q_{optimum}$) sebesar 495,6 STB/day.

Hasil yang didapatkan metode *Horner* secara manual tidaklah sama dengan hasil secara *simulator Ecrin v4.02*. Dalam analisa dengan menggunakan *simulator Ecrin 4.02*. memiliki keuntungan, yaitu dapat dengan cepat mendapatkan hasil analisa dibandingkan dengan menggunakan metode manual. Akan tetapi analisa dengan menggunakan *simulator Ecrin v4.02*. juga memiliki kelemahan, yaitu terdapat beberapa kasus yang hasil plotnya tidak benar-benar mirip dengan model data yang ditampilkan, sehingga hasil analisa yang didapatkan tidak sama dengan kondisi reservoir yang sebenarnya. Hal ini dikarenakan fleksibilitas simulator dalam melakukan *plotting* data kurang.

BAB VI KESIMPULAN

Berdasarkan perhitungan *pressure build-up* yang telah dilakukan pada sumur “RRA” lapangan “BKT” dengan metode *horner* maupun dengan simulator.

Dapat disimpulkan:

1. Hasil analisa *Pressure Build-Up test* dengan metode *horner*:
 - *slope* (m) : 360,585
 - P^* : 1621,4 psia
 - Skin : -1,44
 - Penurunan tekanan akibat skin (dPs) : -452,24 psia
 - P_{1jam} : 1187,2 psia
 - permeabilitas efektif minyak(ko) : 27,26 mD
 - radius investigasi (ri) : 961,54 ft
 - PI : 0,66 STB/D/psia
 - Flow Efficiency (FE) : 1,444
 - Model reservoir : homogen.
2. Hasil analisa *Pressure Build-Up test* menggunakan simulator:
 - Slope (m) : 227,581
 - P_i : 2223,1 psia
 - P^* : 1762,66 psia
 - Skin : -1,44
 - penurunan tekanan akibat skin (dPs) : -735,43 psia
 - permeabilitas efektif minyak : 27,95 mD
 - PI : 0,58 STB/D/psia
 - FE : 1,634
 - model reservoir : homogen
 - boundary : *one faults*.

3. Model yang paling cocok pada simulator adalah reservoir homogen dengan *one faults boundary*.
4. Nilai permeabilitas sebesar 27,95 mD merupakan nilai yang cukup baik yaitu antara 10-100 mD, dan tergolong dalam reservoir yang cukup baik (*fair*).
5. Terdapat nilai *skin* negatif sebesar -1,44 menunjukkan sumur sebelumnya sudah dilakukan perbaikan pada formasi.
6. Laju alir optimum sumur adalah 495,6 STB/day dengan ukuran tubing ID 2,441 inch pada Pwh 50 psia.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdassah, Doddy. “*Pressure Transient Analysis*”. Jurusan Teknik Perminyakan. Fakultas Teknologi Mineral, ITB, 1997.
- Chaudhry, A. U. “*Oil Well Testing Handbook*”. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2003.
- Lee, J., Rollins, J. B., & Spivey, J. “*Pressure Transient Testing*” Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME SPE. Texas, 2003.
- George, S., “*Well Test Design & Analysis*”. In PennWell cprp. PennWell Corporation. 2011.
- Ahmed, Tarek. “*Hydrocarbon Phase Behavior*”. Gulf Professional Publishing, Volume 7, Chapter 4, pp (243-250), Texas, 1989.
- Bourdet, Dominique. “*Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*”. Handbook of Petroleum Exploration and Production 3. Elsevier Science B. U., Chapter 1, 2, 3, 4 (180-197), 5, 9 (335-336), and 10., Netherlands, 2002
- Rukmana, Dadang., Kristanto, Dedy., dan Dedi, V. Cahyoko Aji. “*Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*”. Pohon Cahaya. Chapter 1, 3, and 5. Yogyakarta, 2012.
- John, Lee. “*Well Testing*”. Society of Petroleum Engineering of AIME. Chapter 2, 4, and 6., New York, Dallas, 1982.
- Matthews, C. S. “*Analysis Of Pressure Build-Up And Flow Test Data*”. Journal of Petroleum Technology. Houston, 1961.
-, “*IHS Fekete Manual Book*”. IHS Fekete. Chapter 1, 4, and 5, North American, 2017.
- Ramey, H. J., Jr.. “*Short Time Well Test Data Interpretation in The Presence of Skin Effect and Wellbore Storage*”. SPE AIME. Stanford, 1965.
- Matthews, C. S, Russell, D. G. “*Pressure Buildup and Flow Test in Wells*”. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX U.S.A., 1972.

- Al Rbeawi, Salam. “*Reservoir Characterization Using Wellbore Storage Dominated Flow*”. SPE Kuwait International Petroleum Conference. 2012.
- Fuentes-Cruz, G., Camacho-Velázquez, R., & Vásquez-Cruz, M.. “*Analysis of transient well tests affected by wellbore storage, skin, and short injection/production time*”. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Volume 6 Issue (2), pp 4957 – 4969, 2011.
- Houze, O., Viturat, D., & Fjaere, O. S. “*KAPPA Dynamic Data Analysis Book*”. Pp 757. 2018.
- Sapiie, B., and M. Hadiana. “*Mechanism of some rift basins in Western Indonesia*”. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 31st Annual Convention and Exhibition: IPA07-G-138, unpaginated, 9. May, 2007.
- Mohammed, A. F. (2017). “*Application of the superposition principle for pressure build-up analysis at variable rates compared with horner’s method*”. Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. pp 596–607. RCSC 2017. <https://doi.org/10.2118/185987-ms>
- Guizada, P., & Al-Harbi, A.. “*Determination of reservoir properties and heterogeneity through pressure transient analysis for a clastic gas reservoir*”. Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. pp 546–557. 2016. <https://doi.org/10.2118/181973-ms>
- Earlougher, R.C. Jr., “*Advances in Well Test Analysis*”, Monograph Series, SPE of AIME, Dallas, 1977.
- Horne, Rolland N, “*Modern Well Test Analysis*”, Petroway, United State of America,. Chapter 1 (4-6), 2 (7-25), 4 (91-98), 1995.
- Huges, Baker, Mohammed, Akram F, “*Application of The Superpotition Principle for Pressure Build-Up Analusis at Variable Rates Compared with Horner’s Method*”, SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, 2017.
- Russel, D. G, “*Extensions of Pressure Build-Up Analysis Method*”, Journal Petroleum Tech, Houston, 1965.

DAFTAR NOMENKLATUR

B_o =	Faktor Volume Formasi, bbl/STB	r_i =	radius Investigasi, ft
c_t =	kompresibilitas total, psi-1	r_w =	jari – jari sumur, ft
FE =	<i>Flow Efficiency</i>	S =	faktor kerusakan formasi
h =	ketebalan formasi produktif, ft	t_{Da} =	<i>dimensionless time</i>
k =	permeabilitas efektif, mD	t_p =	waktu produksi sebelum dilakukan uji sumur, jam
m =	slope/ kemiringan, psi/cycle	Φ =	porositas, fraksi
N_p =	produksi kumulatif sebelum <i>shut-in</i> , stb	μ =	viskositas minyak, cp
n =	jumlah data	Δt =	perbedaan waktu penutupan sumur, jam
P_{wh} =	tekanan kepala sumur, psig	ΔP =	perbedaan tekanan, psia
P_{wf} =	tekanan alir dasar sumur, psia		
P_{ws} =	tekanan dasar sumur selama penutupan, psia		
P_i =	tekanan reservoir mula – mula sebelum <i>shut-in</i> , psia		
PI =	<i>Productivity Index</i> , stb/d/psia		
P_r =	tekanan rata-rata reservoir, psia		
P_{1jam} =	tekanan pada saat $\Delta t = 1$ jam, psia		
q_{liq} =	laju produksi liquid sebelum sumur ditutup, stbd		
q_o =	laju produksi minyak sebelum sumur ditutup, bopd		
$q_{o\ max}$ =	laju produksi minyak maksimum, bopd		

LAMPIRAN

LAMPIRAN A

DATA PBU DAN DATA PENUNJANG

LAMPIRAN A
DATA PBU & DATA PENUNJANG

1. Data Penampang Sumur

Tabel A-1. berikut menunjukkan data penampang Sumur “RRA”

Tabel A-1
Data Penunjang Sumur “RRA” Lapangan “BKT”

Sumur	RRA	-
Perforasi	5882 - 5894	ft

2. Data Produksi

Tabel A-2. berikut menunjukkan data produksi dari Sumur “RRA” Lapangan “BKT”.

Tabel A-2.
Data Produksi Sumur “RRA” Lapangan “BKT”

Produksi Minyak	675.37	STB/day
Pwf	603.03	Psia
Lama Sumur Berproduksi (tp)	15	Jam

3. Data Reservoir dan PVT pada Sumur “RRA”

Tabel A-3. berikut menunjukkan data reservoir dan PVT pada Sumur “RRA”.

Tabel A-3.
Data Reservoir dan PVT pada Sumur “RRA”

Porositas (\emptyset)	0,23	Fraksi
Kompresibilitas Batuan (Ct)	1.98E-05	Psi ⁻¹

Tabel A-3.
Data Reservoir dan PVT pada Sumur “RRA”
(LANJUTAN)

Radius Sumur (rw)	0.291667	ft
Viskositas Minyak (μ)	0.555543	cp
Faktor Volume Formasi Minyak (B_o)	1.289	Bbl/STB
Tebal Lapisan (h)	8	ft

4. Data PBU Sumur “RRA”

Tabel A-4.
Data PBU pada Sumur “RRA”

Time	BHP	Δp	Horner Time
(hours)	(psia)		
0.001	603.034	0.000	0.000
0.101	603.267	0.233	148.945
0.202	621.911	18.877	75.278
0.303	656.749	53.715	50.587
0.403	708.065	105.031	38.267
0.503	874.968	271.934	30.818
0.603	953.155	350.121	25.862
0.704	1000.970	397.936	22.310
0.804	1045.020	441.986	19.646
0.905	1076.370	473.336	17.575
1.006	1113.950	510.916	15.917
1.173	1133.220	530.186	13.790
1.340	1145.420	542.386	12.194
1.507	1155.880	552.846	10.956
1.674	1174.900	571.866	9.963
1.841	1191.470	588.436	9.148
2.008	1209.950	606.916	8.470
2.209	1233.810	630.776	7.792
2.409	1258.970	655.936	7.226
2.659	1291.300	688.266	6.641
2.910	1319.090	716.056	6.155

Tabel A-4.
Data PBU pada Sumur “RRA”
(LANJUTAN)

3.160	1349.560	746.526	5.746
3.410	1386.790	783.756	5.398
3.744	1383.930	780.896	5.006
4.078	1391.730	788.696	4.678
4.412	1395.870	792.836	4.400
4.745	1398.710	795.676	4.161
5.246	1411.240	808.206	3.860
5.746	1418.520	815.486	3.610
6.246	1429.730	826.696	3.401
6.746	1436.950	833.916	3.223
7.247	1446.980	843.946	3.070
7.747	1462.100	859.066	2.936
8.248	1468.310	865.276	2.819
8.749	1480.430	877.396	2.715
9.249	1494.560	891.526	2.622
12.757	1581.210	978.176	2.176
13.257	1592.490	989.456	2.131
13.813	1602.840	999.806	2.086
14.313	1615.350	1012.316	2.048
14.830	1629.130	1026.096	2.011
15.330	1636.770	1033.736	1.978
15.831	1643.400	1040.366	1.948
16.373	1649.830	1046.796	1.916
16.874	1656.790	1053.756	1.889
17.374	1663.720	1060.686	1.863
17.875	1666.100	1063.066	1.839
18.375	1682.200	1079.166	1.816
18.875	1682.470	1079.436	1.795
19.376	1687.660	1084.626	1.774
19.876	1697.500	1094.466	1.755
20.376	1699.250	1096.216	1.736
20.876	1706.840	1103.806	1.719
21.377	1712.890	1109.856	1.702
21.877	1720.170	1117.136	1.686
22.378	1729.620	1126.586	1.670
22.878	1736.320	1133.286	1.656
23.378	1741.030	1137.996	1.642

Tabel A-4.
Data PBU pada Sumur “RRA”
(LANJUTAN)

23.878	1742.470	1139.436	1.628
24.379	1754.550	1151.516	1.615
24.880	1752.540	1149.506	1.603
25.380	1763.550	1160.516	1.591
25.880	1768.920	1165.886	1.580
26.380	1774.840	1171.806	1.569
26.881	1781.070	1178.036	1.558
27.349	1778.110	1175.076	1.548
27.850	1783.730	1180.696	1.539
28.350	1790.090	1187.056	1.529
28.850	1790.220	1187.186	1.520
29.351	1805.530	1202.496	1.511
29.852	1809.470	1206.436	1.502
30.352	1813.200	1210.166	1.494
30.852	1823.070	1220.036	1.486
31.352	1827.370	1224.336	1.478
31.853	1831.220	1228.186	1.471
32.353	1836.530	1233.496	1.464
32.854	1841.420	1238.386	1.457
33.354	1843.250	1240.216	1.450
33.854	1853.200	1250.166	1.443
34.355	1854.660	1251.626	1.437
34.855	1862.280	1259.246	1.430
35.355	1864.630	1261.596	1.424
35.855	1874.350	1271.316	1.418
36.355	1879.770	1276.736	1.413
36.855	1881.010	1277.976	1.407
37.356	1886.420	1283.386	1.402
38.356	1896.740	1293.706	1.391
39.356	1904.540	1301.506	1.381
40.356	1914.840	1311.806	1.372
41.357	1924.590	1321.556	1.363
42.357	1935.720	1332.686	1.354
43.357	1945.320	1342.286	1.346
44.358	1954.450	1351.416	1.338
45.358	1964.140	1361.106	1.331
46.358	1973.370	1370.336	1.324

Tabel A-4.
Data PBU pada Sumur “RRA”
(LANJUTAN)

47.358	1981.920	1378.886	1.317
48.358	1992.970	1389.936	1.310
49.358	2001.730	1398.696	1.304
50.358	2007.240	1404.206	1.298
51.358	2019.140	1416.106	1.292
52.358	2025.810	1422.776	1.286
53.359	2034.000	1430.966	1.281
54.359	2044.970	1441.936	1.276
55.360	2050.990	1447.956	1.271
56.360	2058.280	1455.246	1.266
57.360	2065.790	1462.756	1.262
58.361	2074.630	1471.596	1.257
59.361	2079.990	1476.956	1.253
60.361	2086.700	1483.666	1.249
61.361	2091.630	1488.596	1.244
62.361	2099.860	1496.826	1.241
63.361	2104.150	1501.116	1.237
64.361	2110.110	1507.076	1.233
65.362	2116.840	1513.806	1.229
66.362	2120.590	1517.556	1.226
67.363	2127.020	1523.986	1.223
68.443	2130.630	1527.596	1.219
69.353	2136.030	1532.996	1.216
70.353	2139.070	1536.036	1.213
71.353	2142.200	1539.166	1.210
72.354	2148.950	1545.916	1.207
73.354	2150.670	1547.636	1.204
74.354	2151.960	1548.926	1.202
75.354	2155.060	1552.026	1.199
76.354	2157.830	1554.796	1.196
77.354	2160.190	1557.156	1.194
78.355	2165.610	1562.576	1.191
79.355	2167.740	1564.706	1.189
80.355	2166.030	1562.996	1.187
81.356	2167.530	1564.496	1.184
82.356	2169.000	1565.966	1.182
83.356	2172.360	1569.326	1.180

Tabel A-4.
Data PBU pada Sumur “RRA”
(LANJUTAN)

84.356	2171.800	1568.766	1.178
85.357	2173.290	1570.256	1.176
86.357	2174.260	1571.226	1.174
87.357	2175.600	1572.566	1.172
88.357	2177.000	1573.966	1.170
89.357	2177.940	1574.906	1.168
90.357	2178.830	1575.796	1.166
91.358	2179.780	1576.746	1.164
92.420	2180.810	1577.776	1.162
93.358	2182.850	1579.816	1.161
94.358	2185.410	1582.376	1.159
95.359	2181.440	1578.406	1.157

LAMPIRAN B

Langkah-Langkah Penggunaan
Simulator Ecrin v4.02

LAMPIRAN B
LANGKAH-LANGKAH PENGGUNAAN SIMULATOR *ECRIN V4.02*

Berikut ini adalah langkah-langkah perhitungan dan analisa dari data tekanan pada sumur minyak “RRA” menggunakan simulator *ecrin v4.02*.

1. *Main Option*

The screenshot shows the 'Main options' dialog box in the ECRIN V4.02 simulator. The dialog is divided into four tabs: 'Main options', 'Information', 'Units', and 'Comments'. The 'Main options' tab is selected. The dialog contains the following fields and options:

- Test type:** Radio buttons for 'Standard' (selected) and 'Interference'.
- Well Radius:** Input field with '0.291667' and a dropdown menu set to 'ft'.
- Pay Zone:** Input field with '8' and a dropdown menu set to 'ft'.
- Porosity:** Input field with '0.23'.
- Fluid type:** Section with a 'Reference phase' dropdown menu set to 'Oil'.
- Available rates:** Checkboxes for 'Oil' (checked), 'Gas', and 'Water'.
- Reference time (t=0):** Date dropdown set to '2/18/2019' and time dropdown set to '10:40:00 AM'.
- Start with analysis:** Radio buttons for 'Standard' (selected), 'NonLinear', and 'Multi-Layer'.

At the bottom of the dialog, there are four buttons: 'Help', '<< Back', 'Next >>', and 'Cancel'.

Gambar B.1.
Tampilan *Input Main Option* Sumur Minyak “RRA”
(*Ecrin v4.02*)

2. Test Information

The screenshot shows a software window titled "New document - page 1/2 - Main options". It has four tabs: "Main options", "Information", "Units", and "Comments". The "Information" tab is active, displaying a table with test details. To the right of the table are buttons for "Delete", "Insert", "Add", and "Size...". At the bottom of the window are buttons for "Help", "<< Back", "Next >>", and "Cancel".

Type	Content
Company	RIZKI
Field	BKT
Well	RRA
Test Name / #	RRA#01
Test date / time	February 19, 2019/10.40 AM
Formation interval	
Perforated interval	5882-5894
Gauge type / #	
Gauge depth	

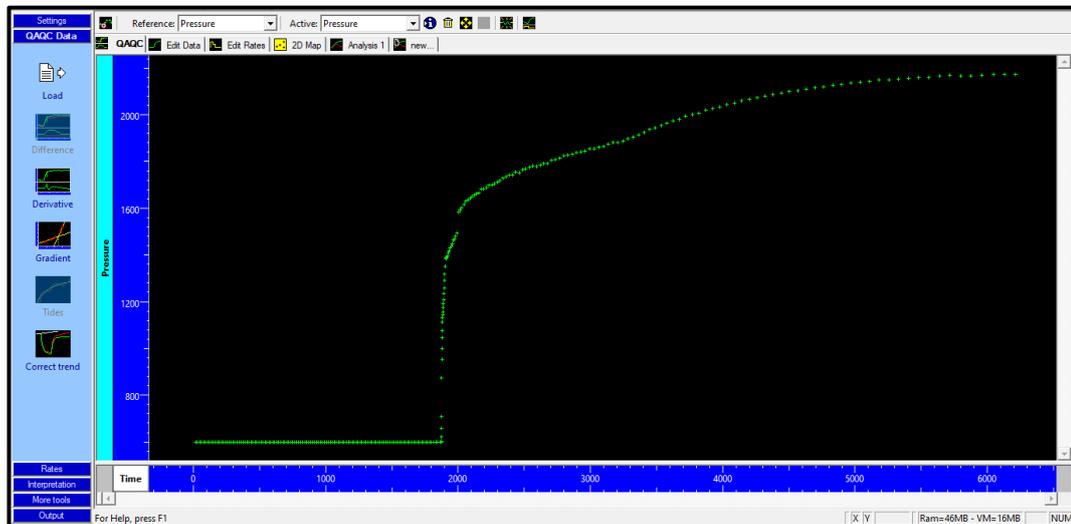
Gambar B.2.
Tampilan *Test Information* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

3. PVT

The screenshot shows a software window titled "New document - page 2/2 - PVT parameters". It contains three input fields with dropdown menus for units: "Formation Volume Factor B" (value: 1.289, unit: B/STB), "Viscosity μ " (value: 0.555543, unit: cp), and "Total compressibility ct" (value: 1.98E-5, unit: psi-1). Below these is a section titled "Calculate from a PVT Correlation" with a grid icon and three checkboxes for B, μ , and ct. At the bottom are buttons for "Help", "<< Back", "Create >>", and "Cancel".

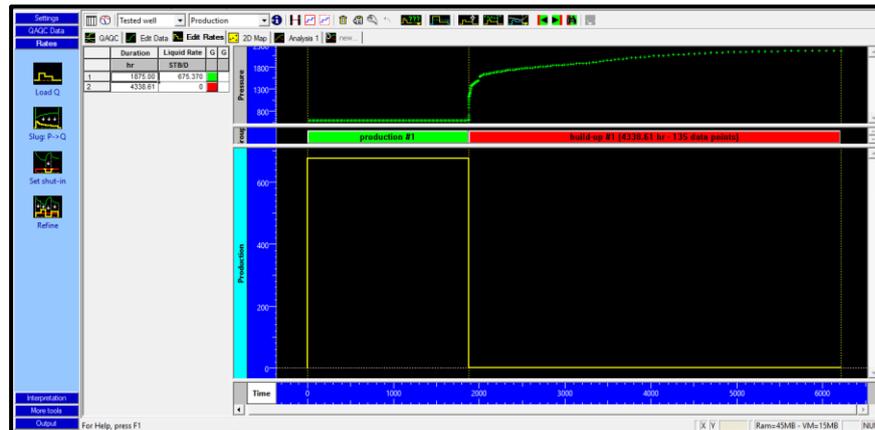
Gambar B.3.
Tampilan *Input PVT* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

4. *Edit Data*



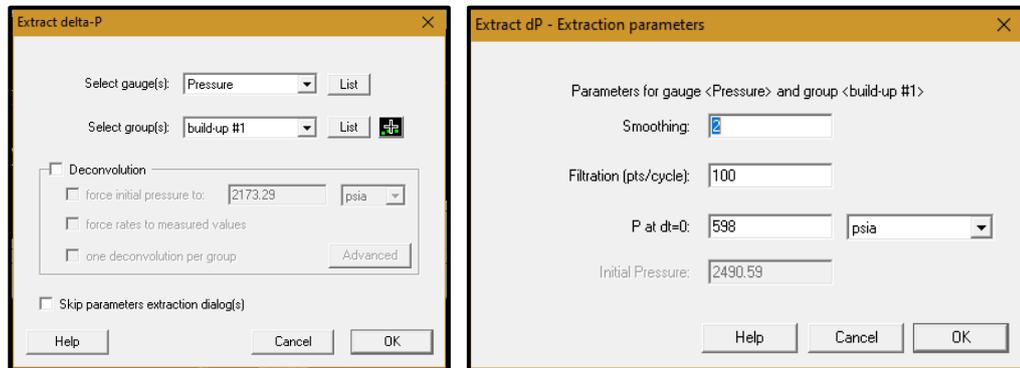
Gambar B.4.
Tampilan *Edit Data* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

5. *Edit Rates*



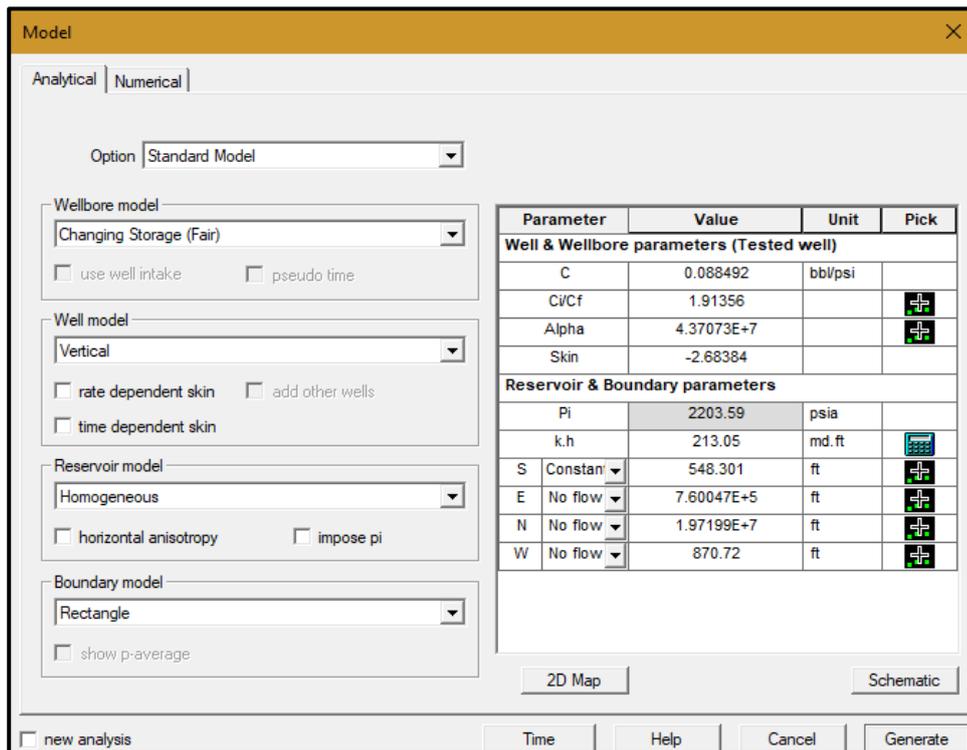
Gambar B.5.
Tampilan *Edit Rates* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

6. *Extract dP*



Gambar B.6.
Tampilan *Extract delta-P* Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

7. **Pemilihan Model**

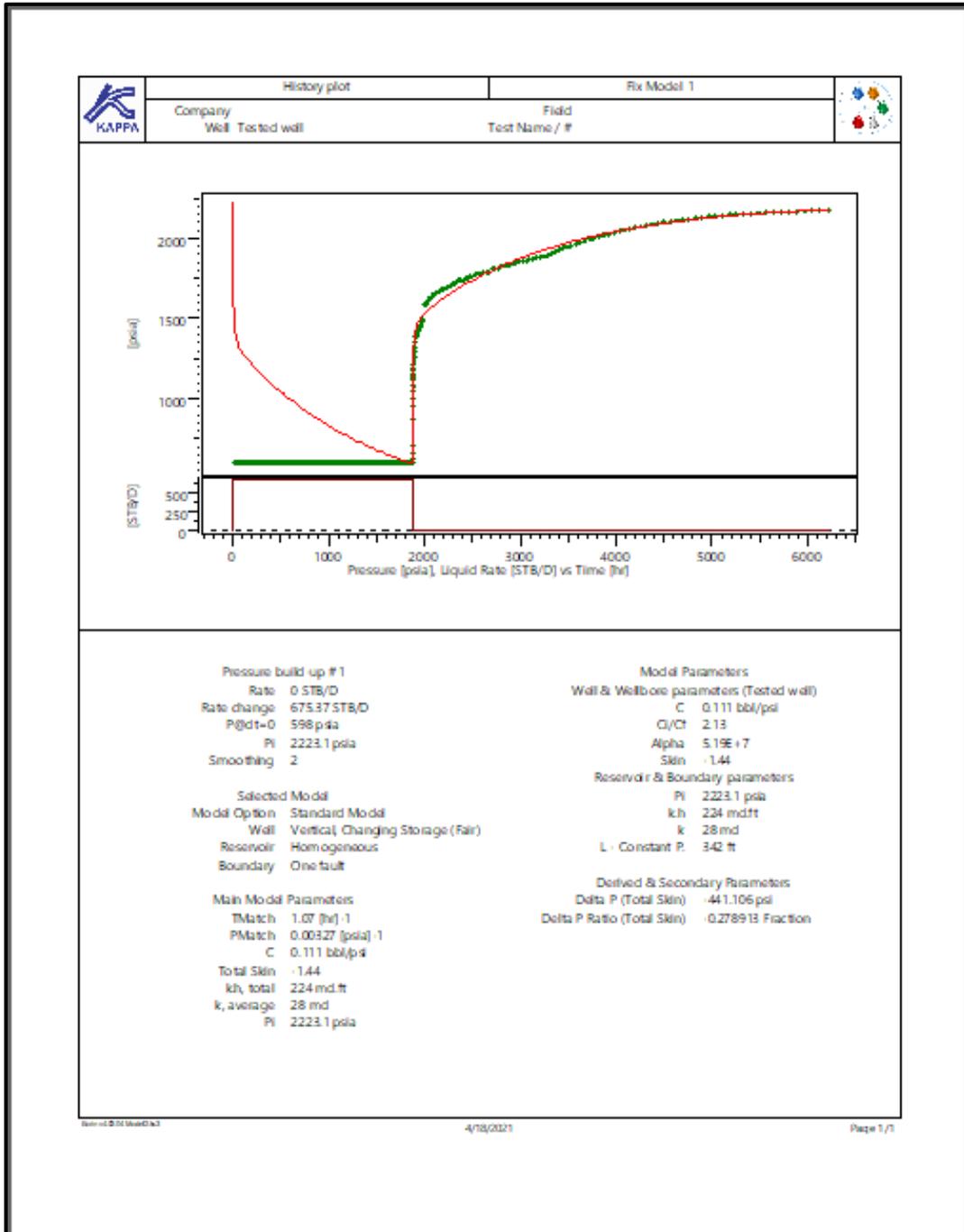


Gambar B.7.
Tampilan Model Sumur Minyak “RRA”
(Ecrin v4.02)

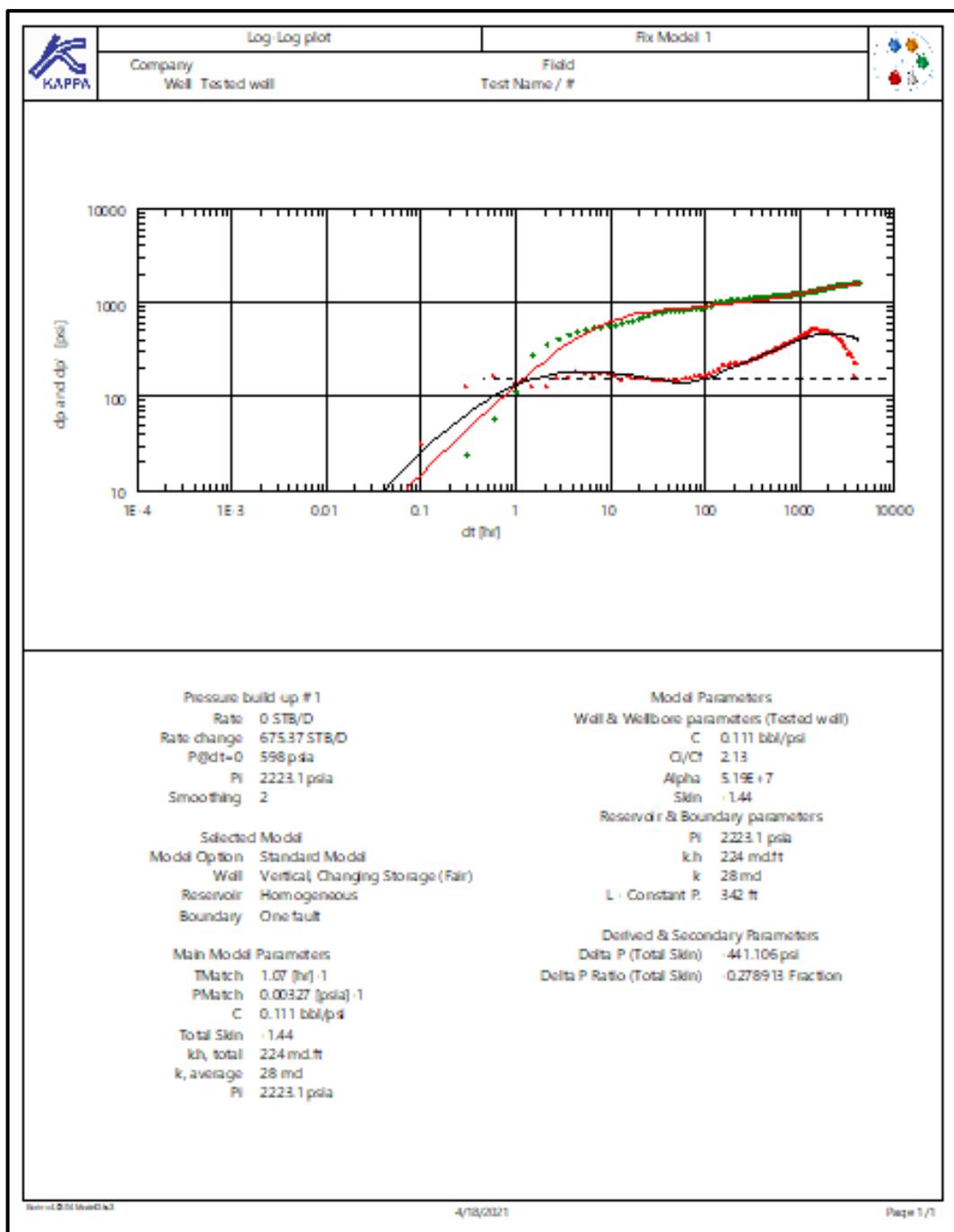
8. Hasil

8.1. Reservoir Homogen dengan *one fault boundary*

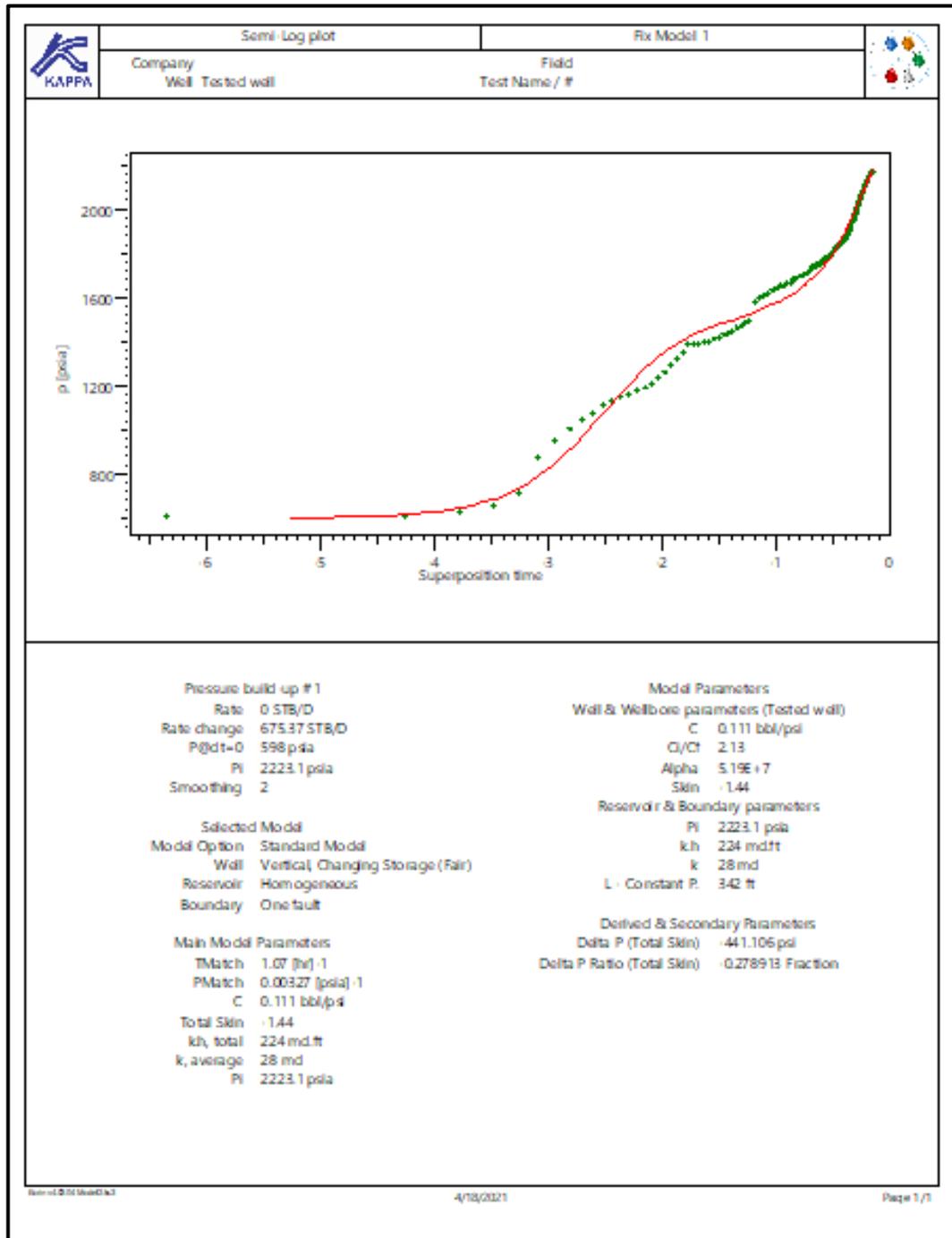
a. History Plot



b. Log-Log Plot



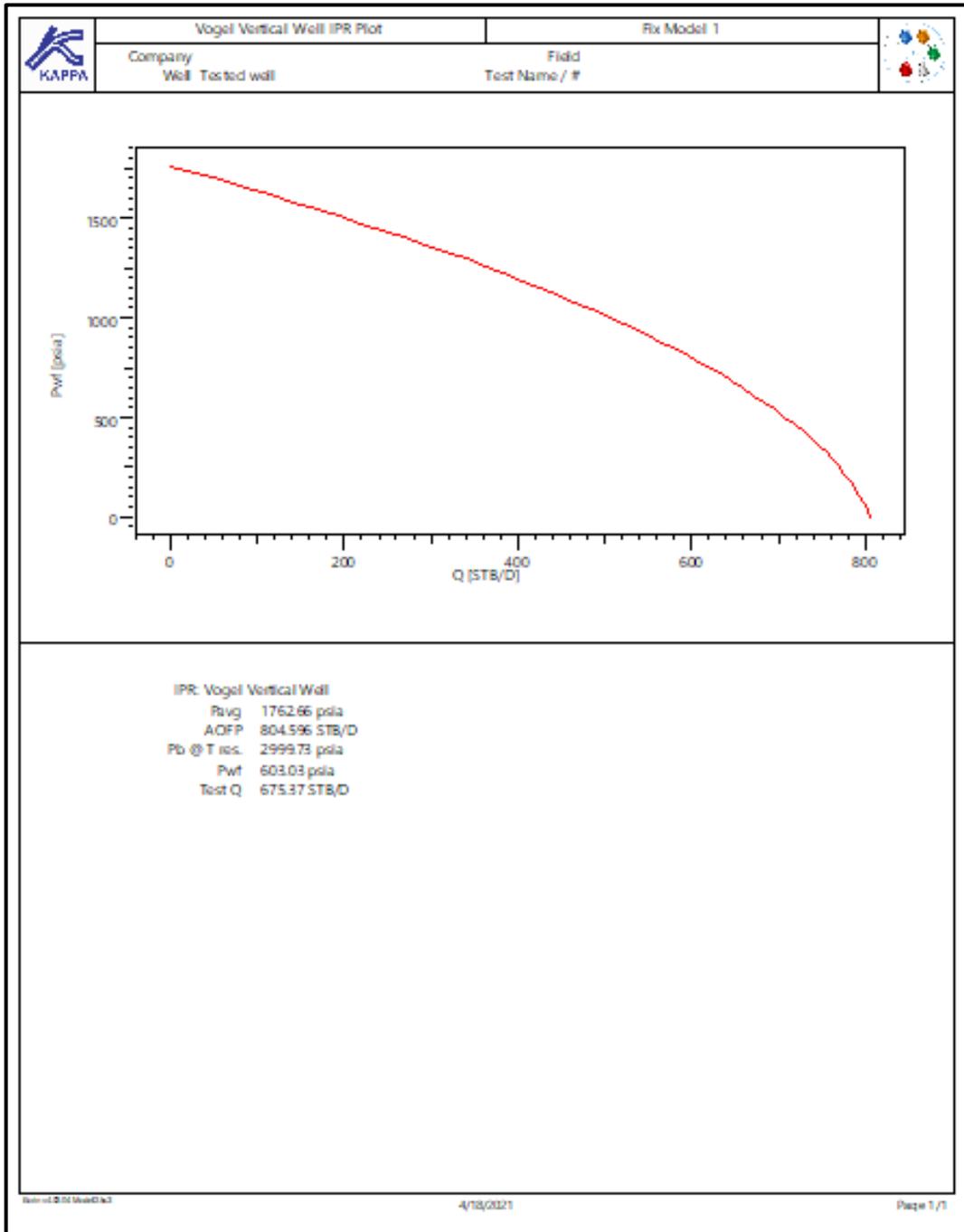
c. Semi Log Plot



d. Main Result

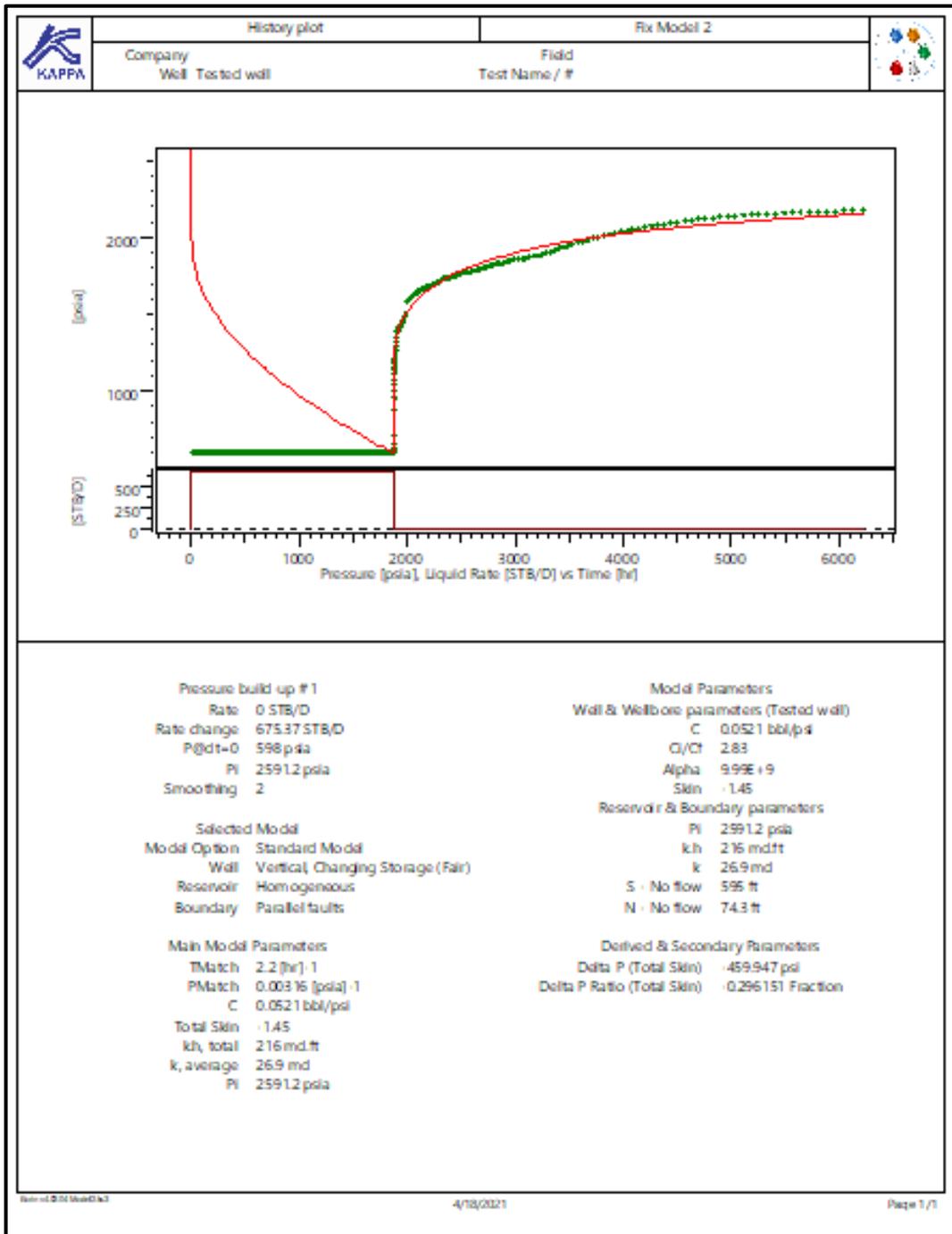
Main Results		Fix Model 1
Company	Field	
Well Tested well	Test Name / #	
 		
Test date / time Formation interval Perforated interval Gauge type / # Gauge depth		
TEST TYPE	Standard	
Porosity Phi (%)	23	
Well Radius rw	0.291667 ft	
Pay Zone h	8 ft	
Form. compr.	3E-6 psi ⁻¹	
FLUIDTYPE	OIL	
Volume Factor B	1.289 B/STB	
Viscosity	0.555543 cp	
Total Compr. ct	1.98E-5 psi ⁻¹	
Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical, Changing Storage (Fair)	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	One fault	
Main Model Parameters		
TMatch	1.07 [hr] ⁻¹	
PMatch	0.00327 [psia] ⁻¹	
C	0.111 bbl/ppd	
Total Skin	-1.44	
kh, total	224 md.ft	
k, average	28 md	
PI	2223.1 psia	
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.111 bbl/ppd	
C ₁ /C ₂	2.13	
Alpha	5.19E+7	
Skin	-1.44	
Reservoir & Boundary parameters		
PI	2223.1 psia	
kh	224 md.ft	
k	28 md	
L - Constant P.	342 ft	
Derived & Secondary Parameters		
Delta P (Total Skin)	-441.106 psi	
Delta P Ratio (Total Skin)	-0.278913 Fraction	

e. Inflow Performance Relationship (IPR)

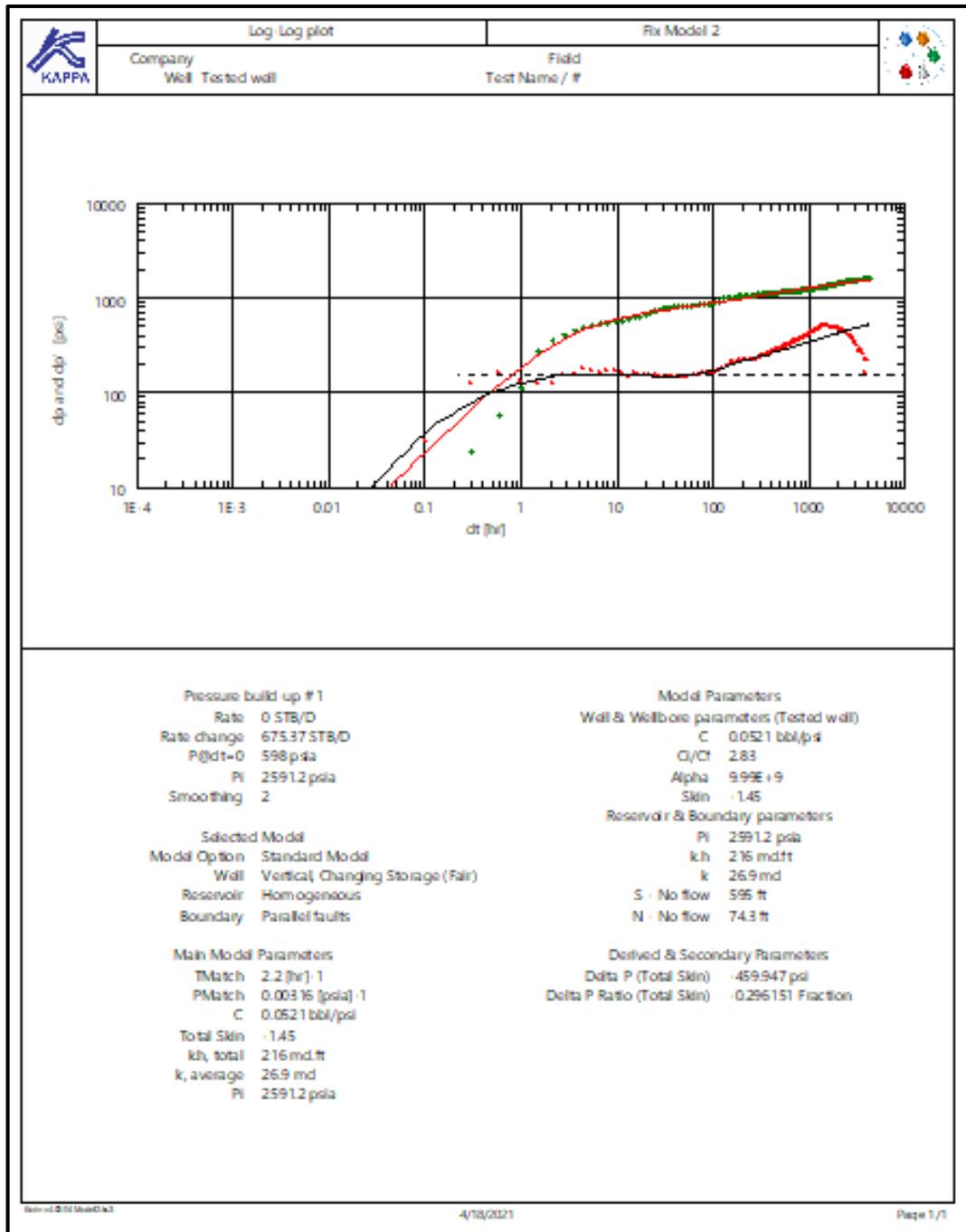


8.2. Reservoir Homogen dengan *parallel faults boundary*

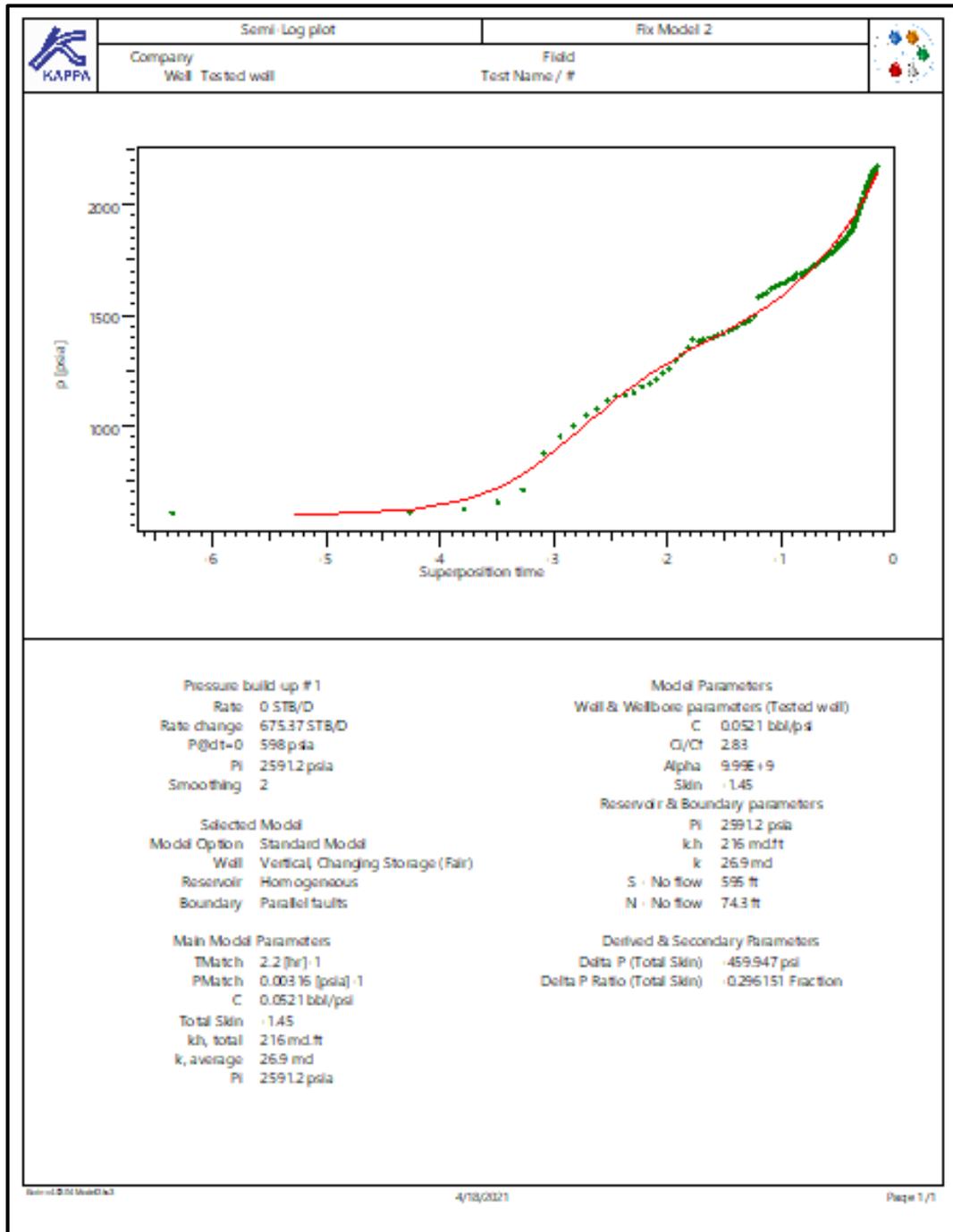
a. History Plot



b. Log-Log Plot



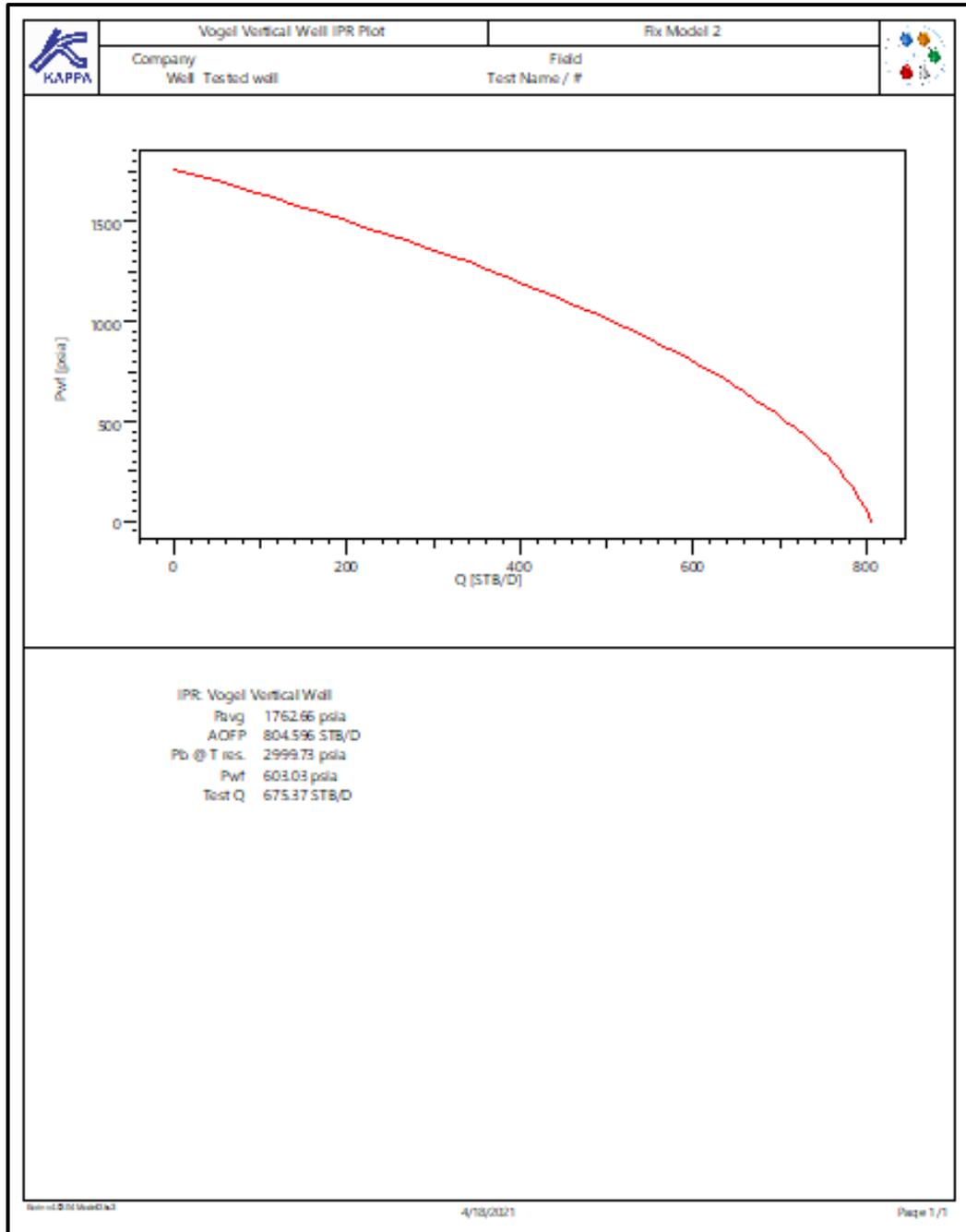
c. Semi Log Plot



d. Main Result

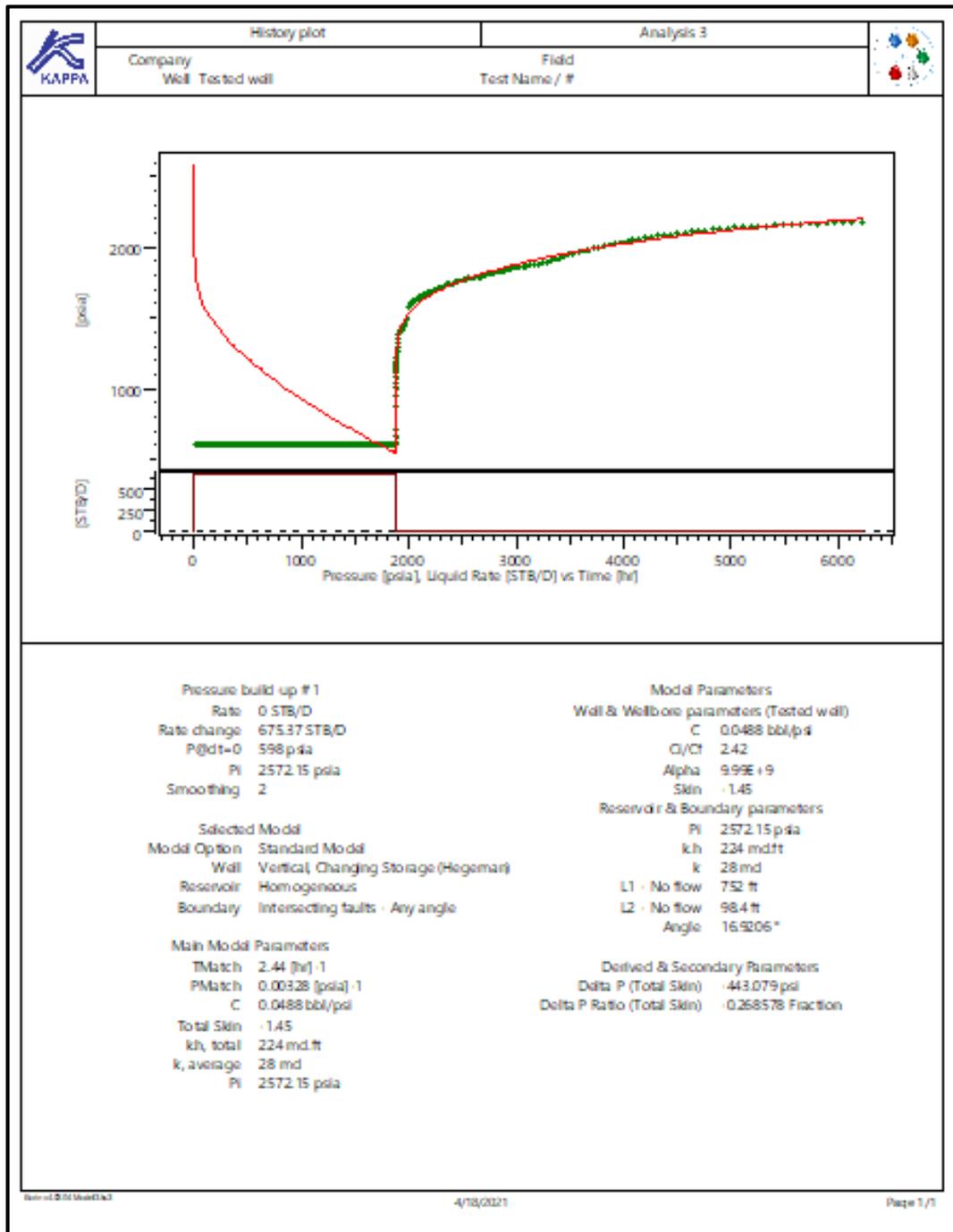
	Main Results	Fix Model 2	
	Company Well Tested well	Field Test Name / #	
<p>Test date / time Formation interval Perforated interval Gauge type / # Gauge depth</p>			
<p>TEST TYPE Standard</p>			
<p>Porosity Phi (%) 23 Well Radius rw 0.291667 ft Pay Zone h 8 ft</p>			
<p>Form. compr. 3E-6 psi⁻¹</p>			
<p>FLUIDTYPE Oil</p>			
<p>Volume Factor B 1.289 B/STB Viscosity 0.555543 cp Total Compr. ct 1.98E-5 psi⁻¹</p>			
<p>Selected Model Model Option Standard Model Well Vertical, Changing Storage (Fair) Reservoir Homogeneous Boundary Parallel faults</p>			
<p>Main Model Parameters TMatch 2.2 [hr]⁻¹ PMatch 0.00316 [psia]⁻¹ C 0.0521 bbl/psi Total Skin -1.45 kh, total 216 md.ft k, average 26.9 md Pi 2591.2 psia</p>			
<p>Model Parameters Well & Wellbore parameters (Tested well) C 0.0521 bbl/psi Cj/Cf 2.88 Alpha 9.99E+9 Skin -1.45 Reservoir & Boundary parameters Pi 2591.2 psia kh 216 md.ft k 26.9 md S - No flow 595 ft N - No flow 74.3 ft</p>			
<p>Derived & Secondary Parameters Delta P (Total Skin) -459.947 psi Delta P Ratio (Total Skin) -0.296151 Fraction</p>			
Item - 0201 (Rev 02)	4/18/2021	Page 1/1	

e. Inflow Performance Relationship (IPR)

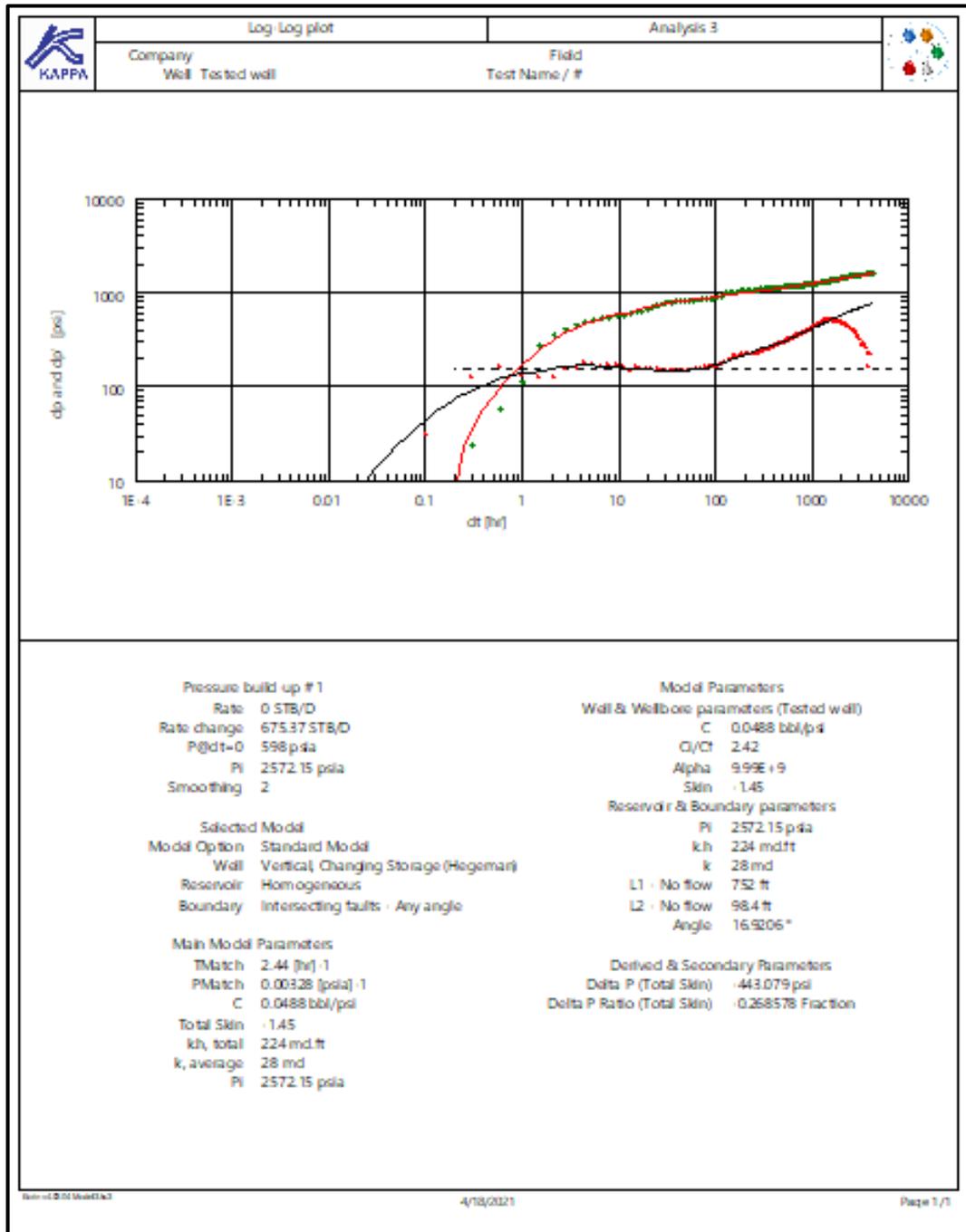


8.3. Reservoir Homogen dengan *Intersecting Faults-Any Angle boundary*

a. History Plot



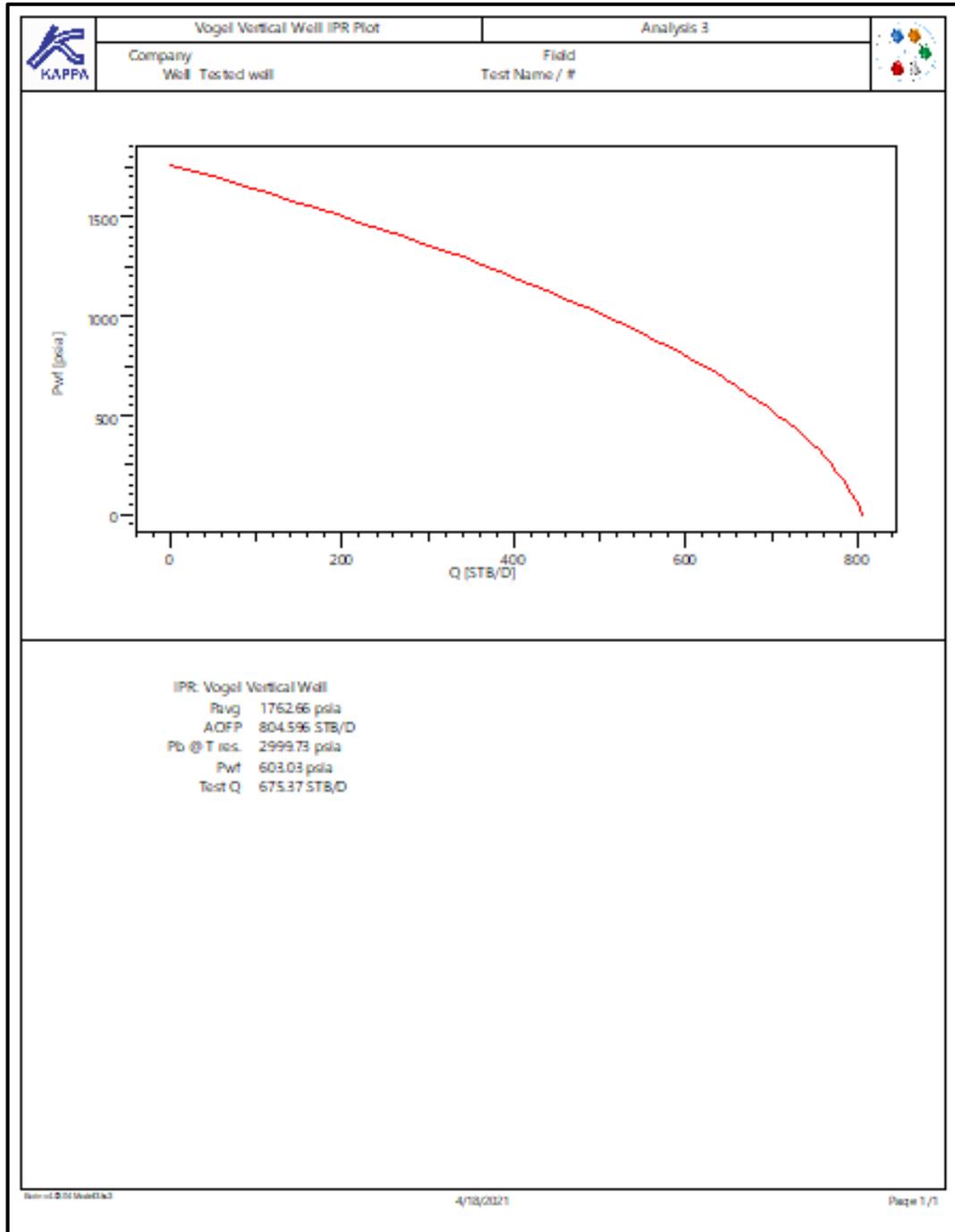
b. Log-Log Plot



d. Main Result

Main Results		Analysis 3
	Company Well: Tested well	Field Test Name / #
<p>Test date / time Formation interval Perforated interval Gauge type / # Gauge depth</p> <p>TEST TYPE: Standard</p> <p>Porosity Phi (%): 23 Well Radius rw: 0.291667 ft Pay Zone h: 8 ft</p> <p>Form compr.: 3E-6 psi-1</p> <p>FLUIDTYPE: Oil</p> <p>Volume Factor B: 1.289 B/STB Viscosity: 0.555543 cp Total Compr. ct: 1.98E-5 psi-1</p> <p>Selected Model Model Option: Standard Model Well: Vertical, Changing Storage (Hegeman) Reservoir: Homogeneous Boundary: intersecting faults - Any angle</p> <p>Main Model Parameters TMatch: 2.44 [hr]-1 PMatch: 0.00328 [psia]-1 C: 0.0488 bbl/psi Total Skin: -1.45 kh, total: 224 md.ft k, average: 28 md PI: 2572.15 psia</p> <p>Model Parameters Well & Wellbore parameters (Tested well) C: 0.0488 bbl/psi Ci/Cf: 2.42 Alpha: 9.99E+9 Skin: -1.45 Reservoir & Boundary parameters PI: 2572.15 psia kh: 224 md.ft k: 28 md L1 - No flow: 752 ft L2 - No flow: 98.4 ft Angle: 16.9205 °</p> <p>Derived & Secondary Parameters Delta P (Total Skin): -443.079 psi Delta P Ratio (Total Skin): -0.268578 Fraction</p>		
Name: 0001 Well01.k3		Page 1 / 1

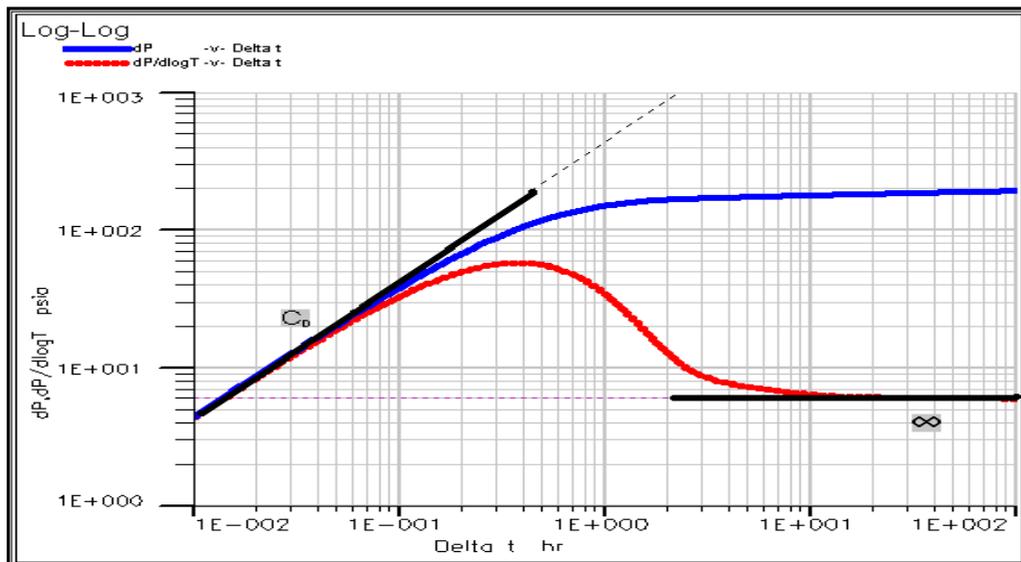
e. Inflow Performance Relationship (IPR)



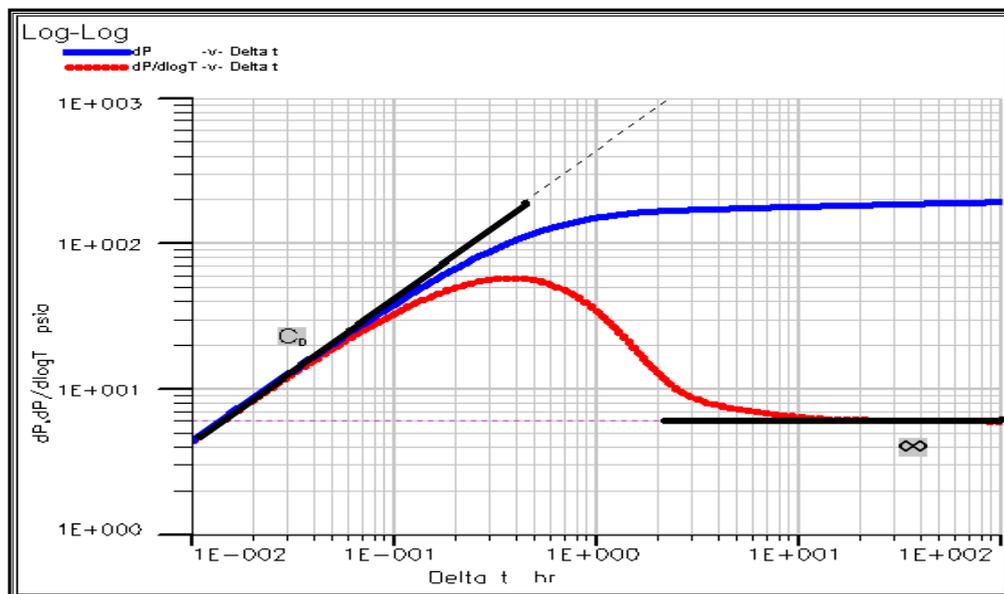
LAMPIRAN C

MODEL KURVA PRESSURE DERIVATIVE

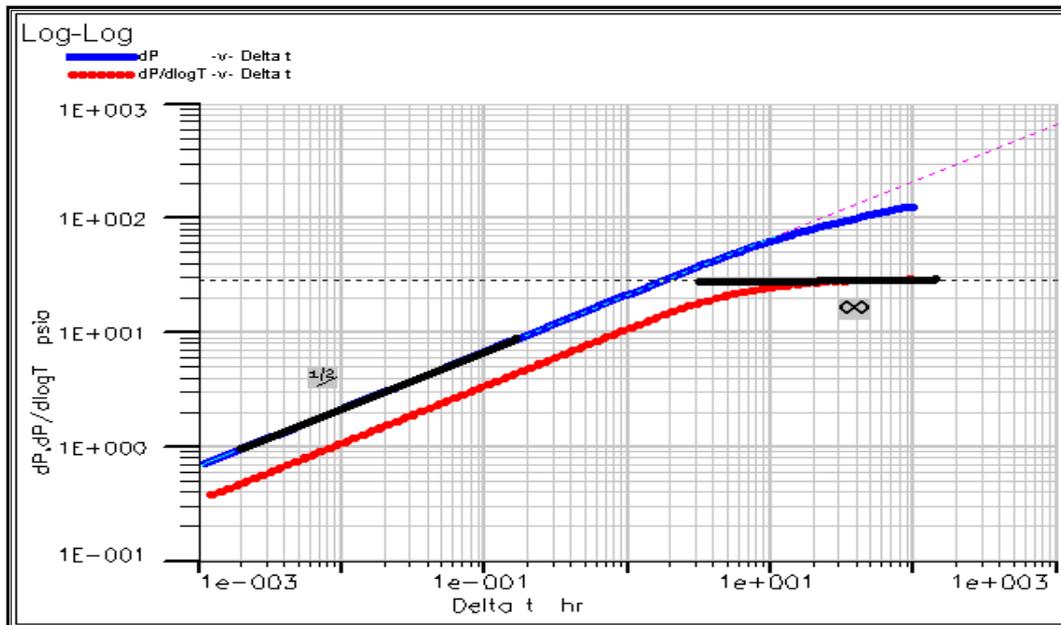
LAMPIRAN C
MODEL KURVA PRESSURE DERIVATIVE



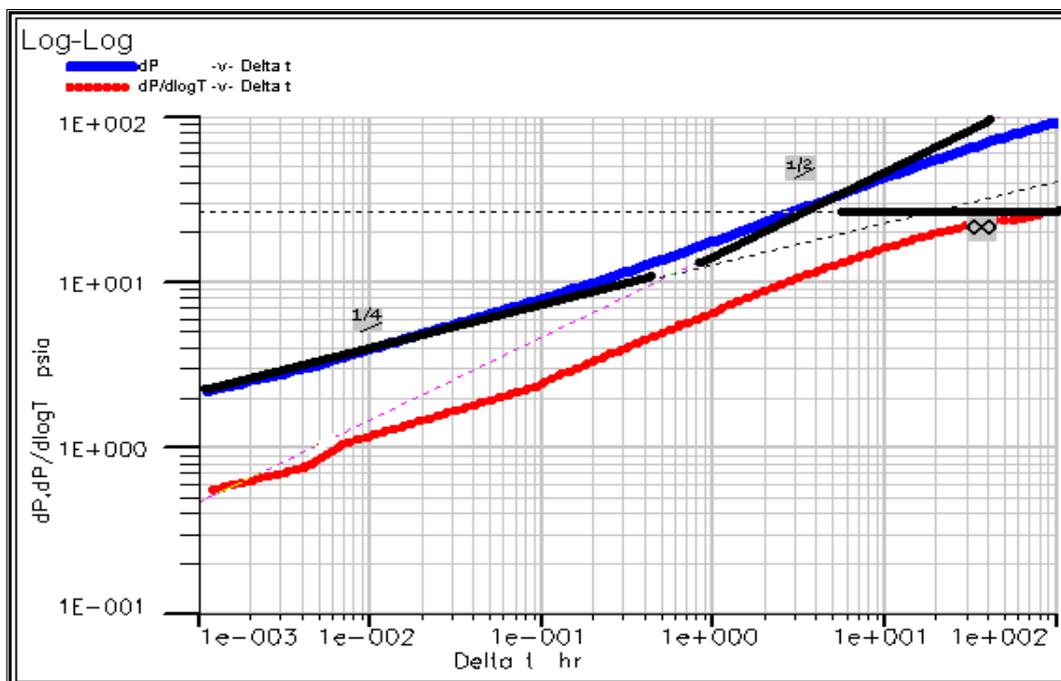
Gambar C.1.
Constant Wellbore Storage



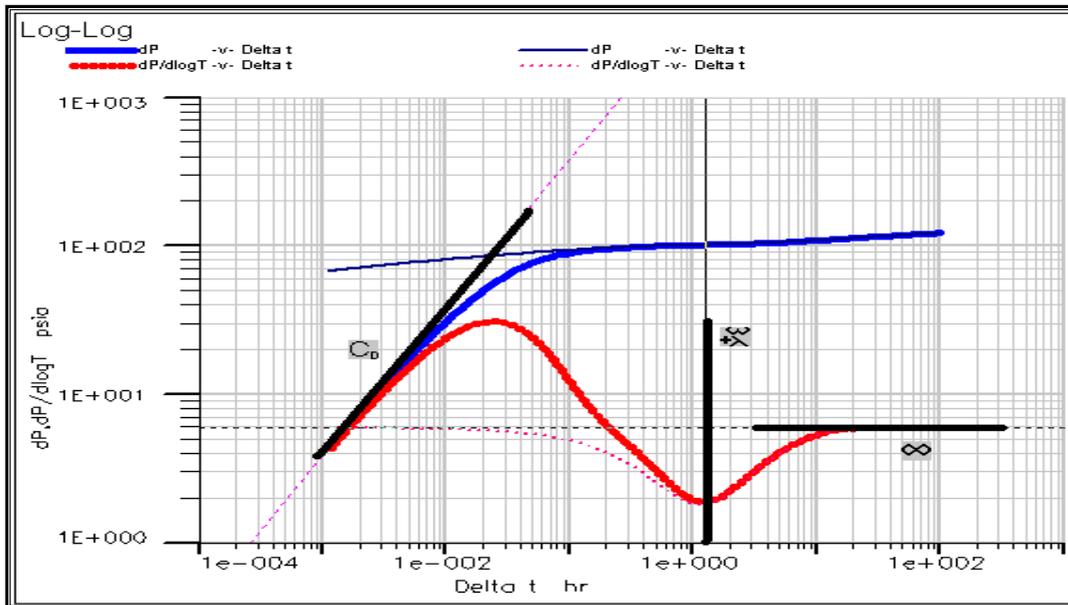
Gambar C.2.
Infinite Acting Radial Flow



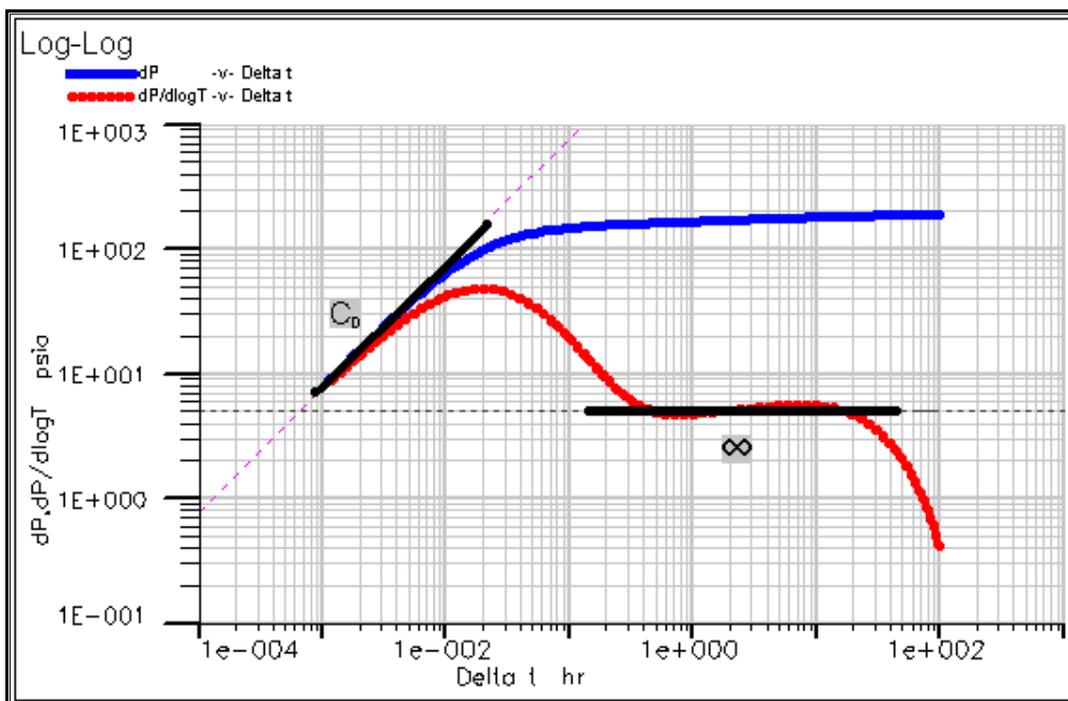
Gambar C.3.
Infinite Conductivity Fracture



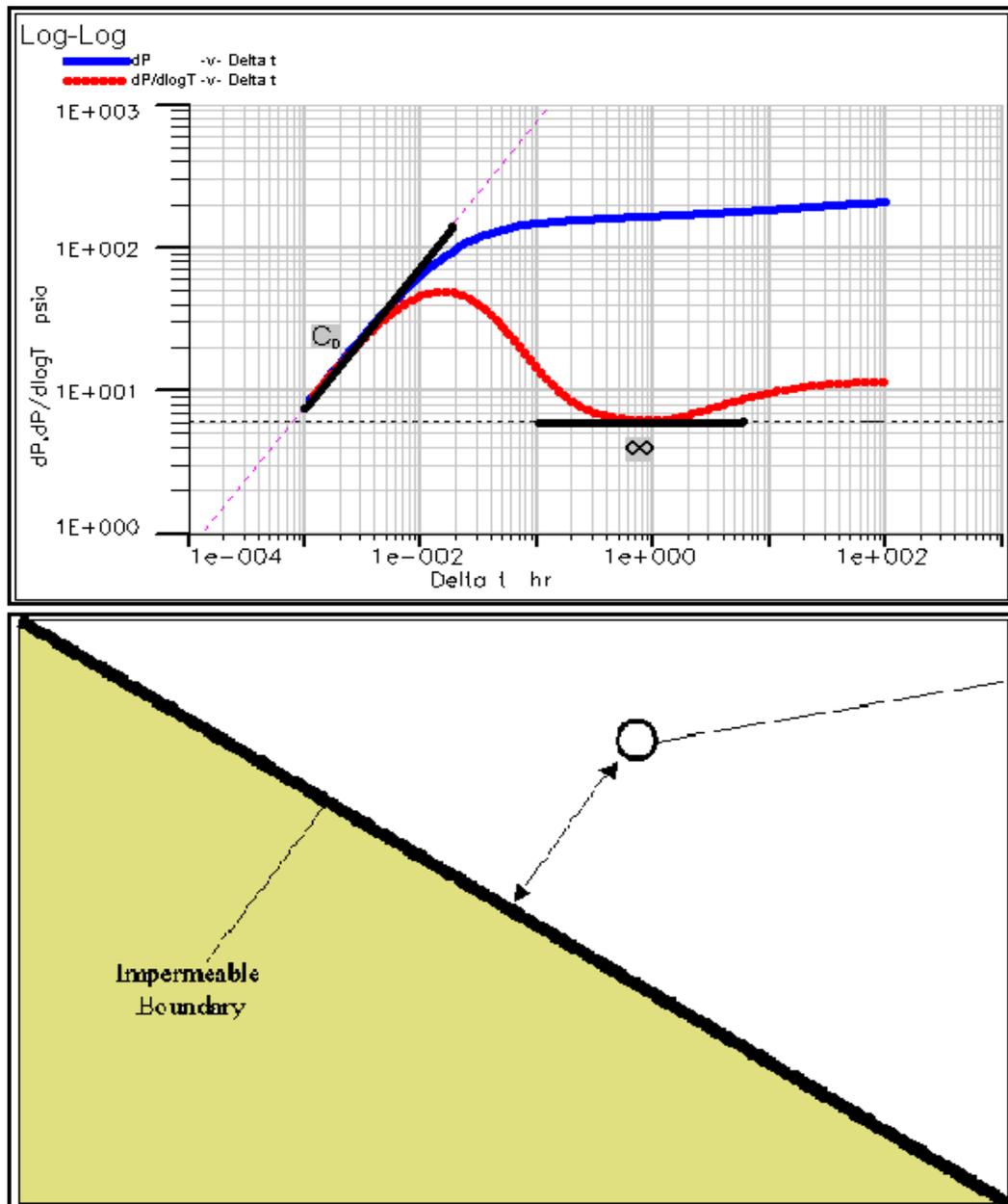
Gambar C.4.
Finite Conductivity Fracture



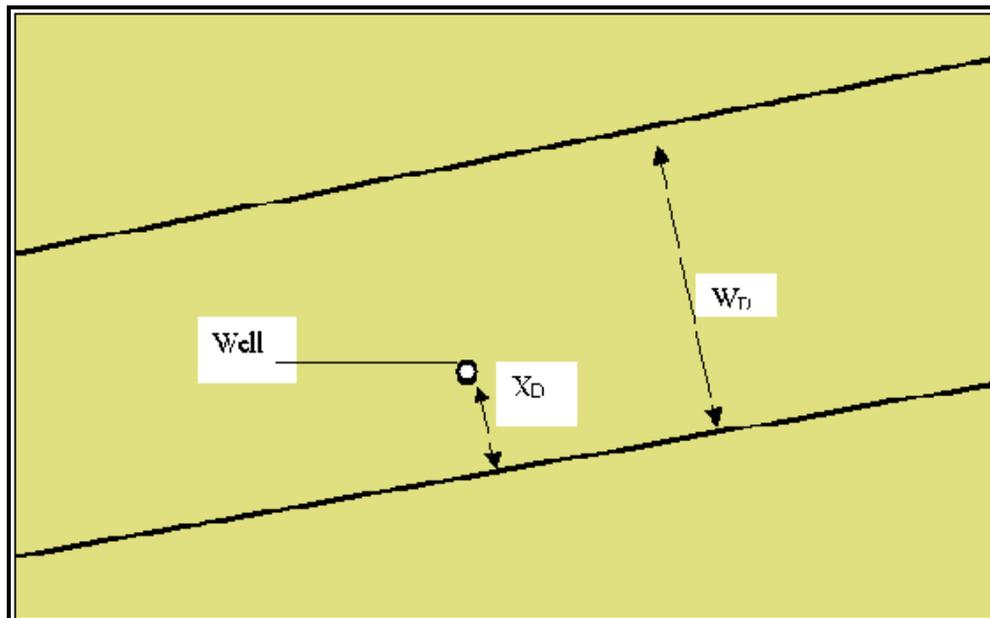
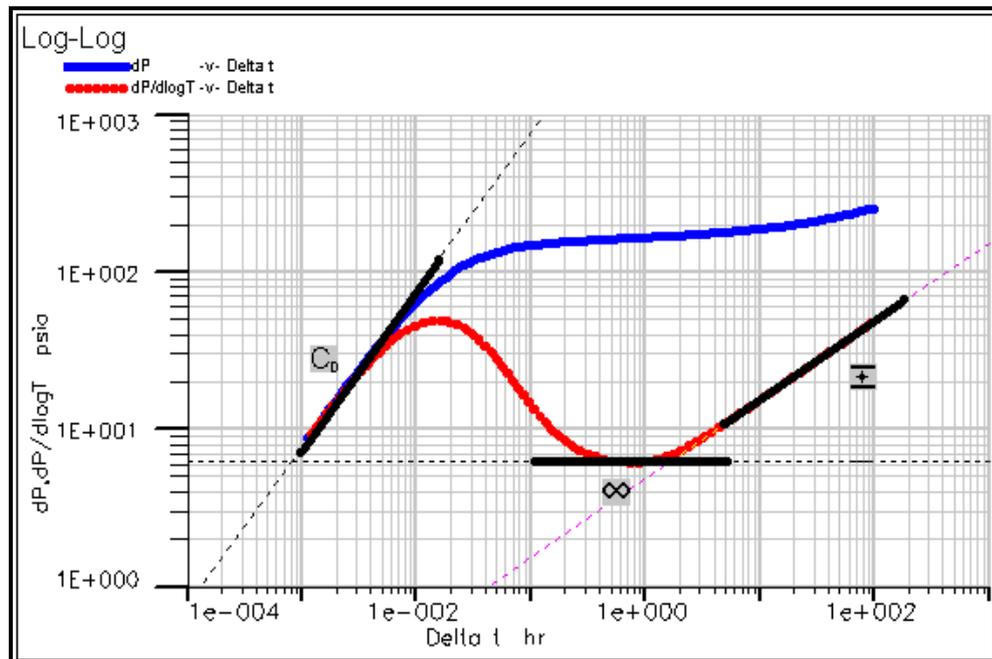
Gambar C.5.
Dual Porosity



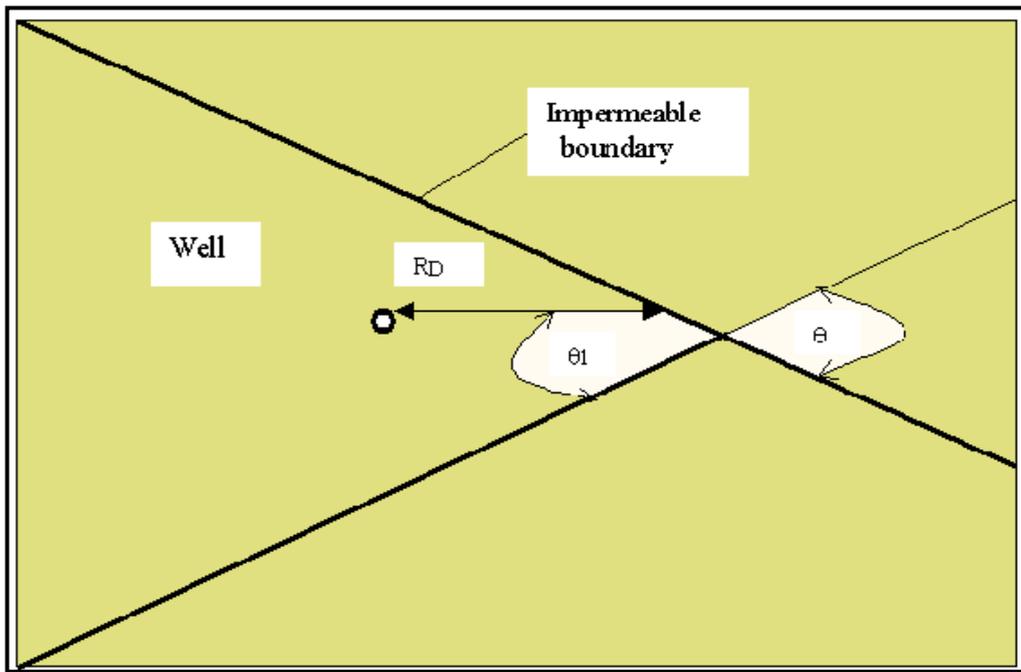
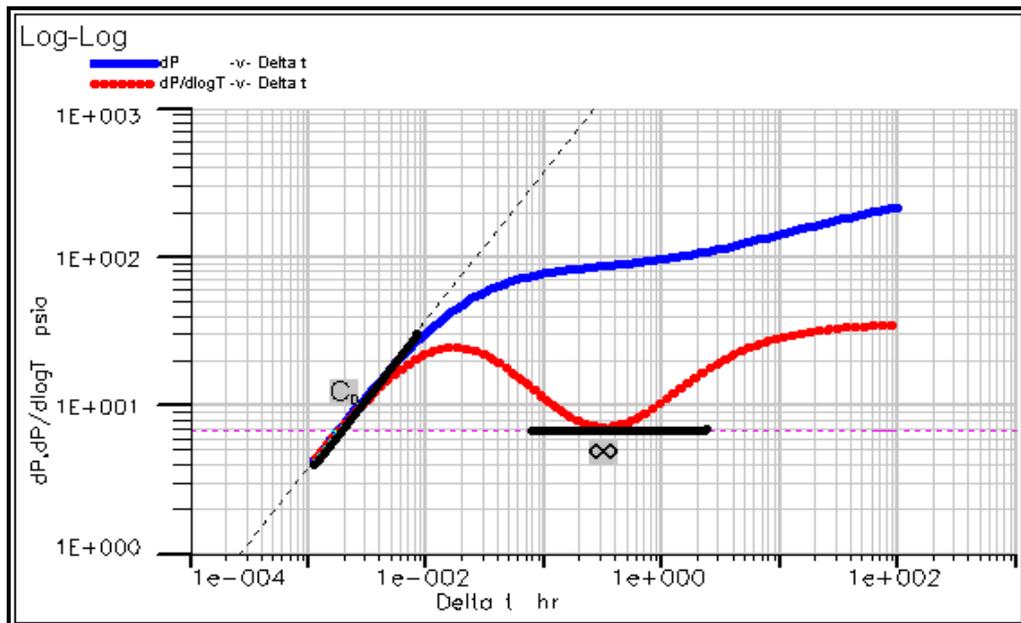
Gambar C.6.
Constant Pressure Boundary



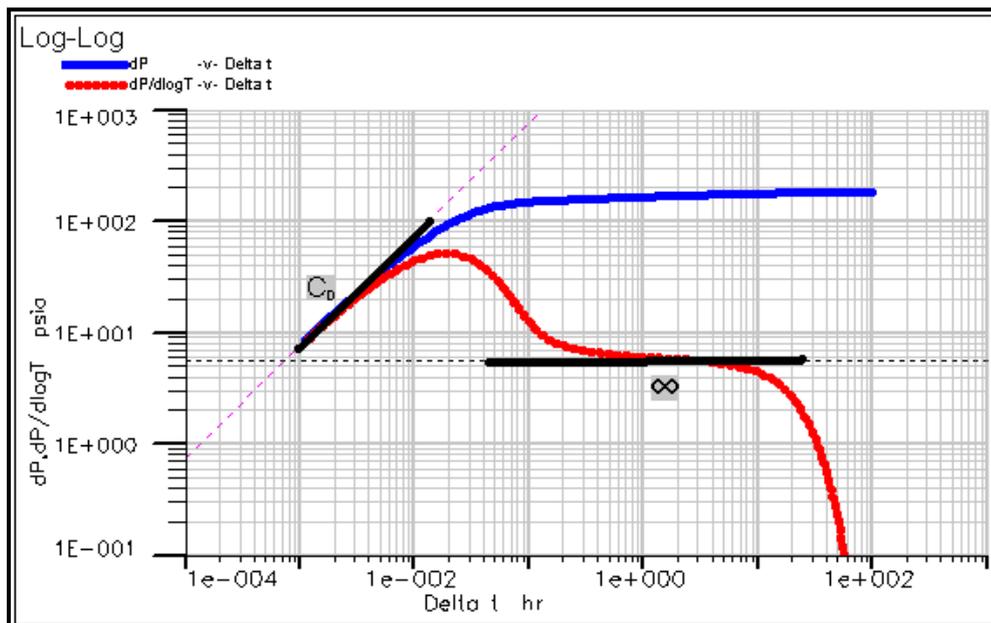
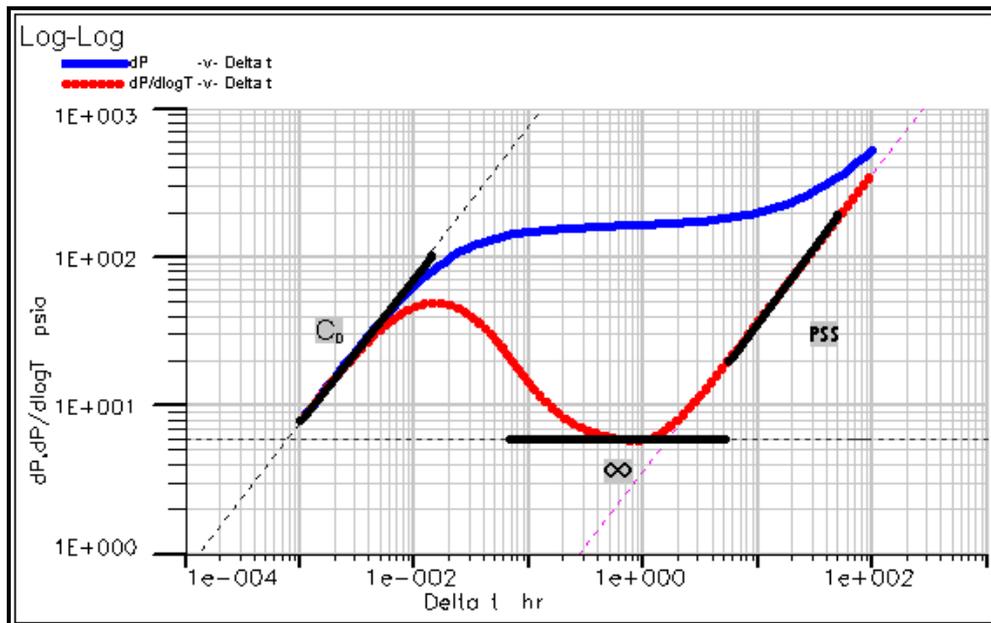
Gambar C.7.
Faults



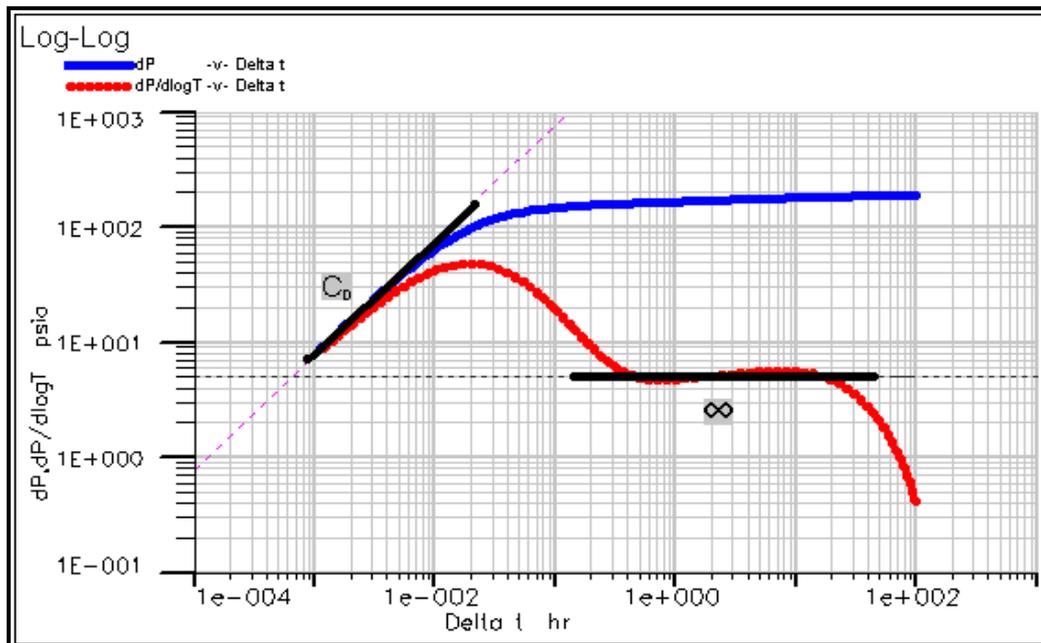
Gambar C.8.
Channel



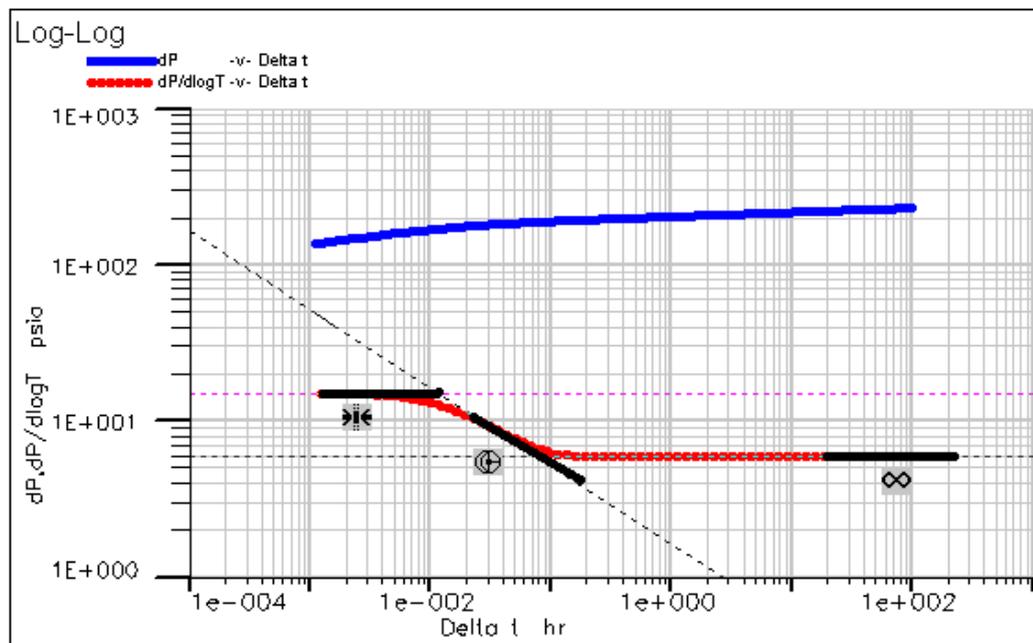
Gambar C.9.
Intersecting Faults



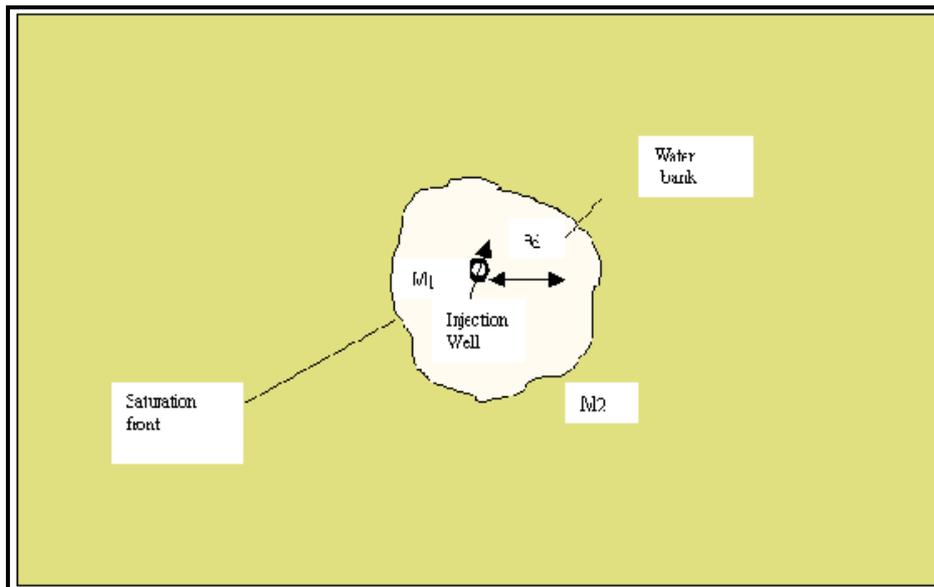
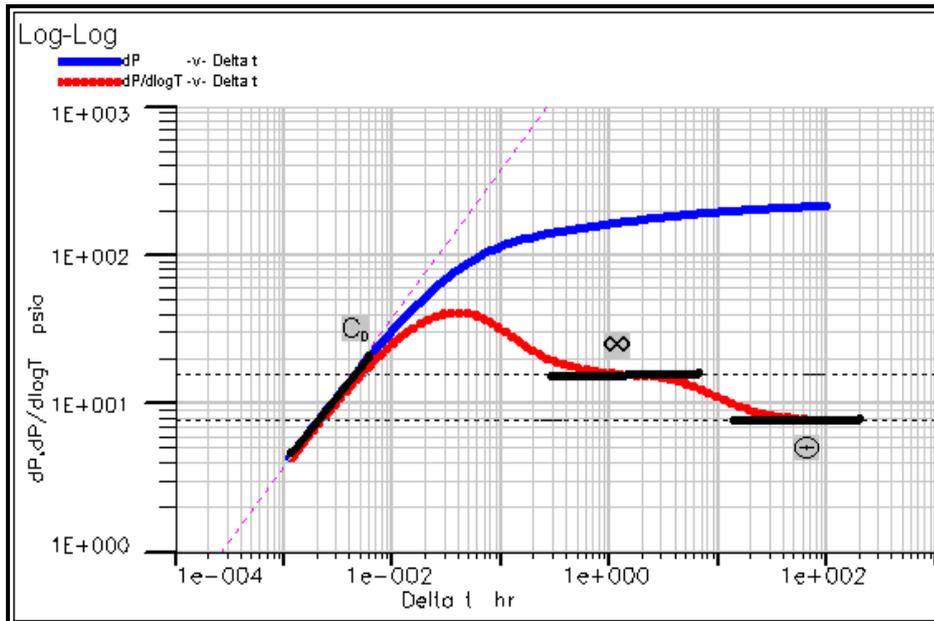
Gambar C.10.
Intersecting Faults



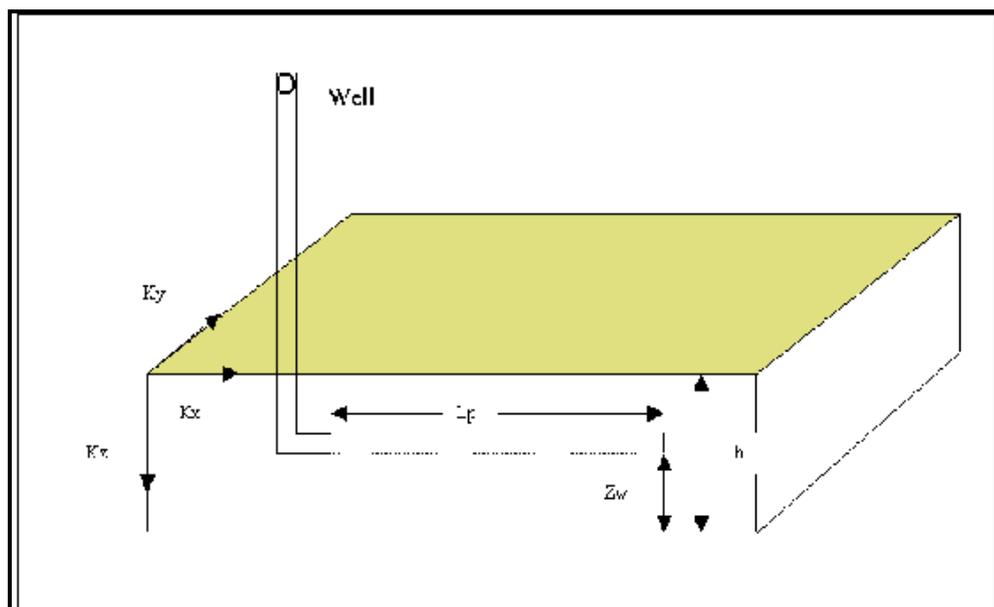
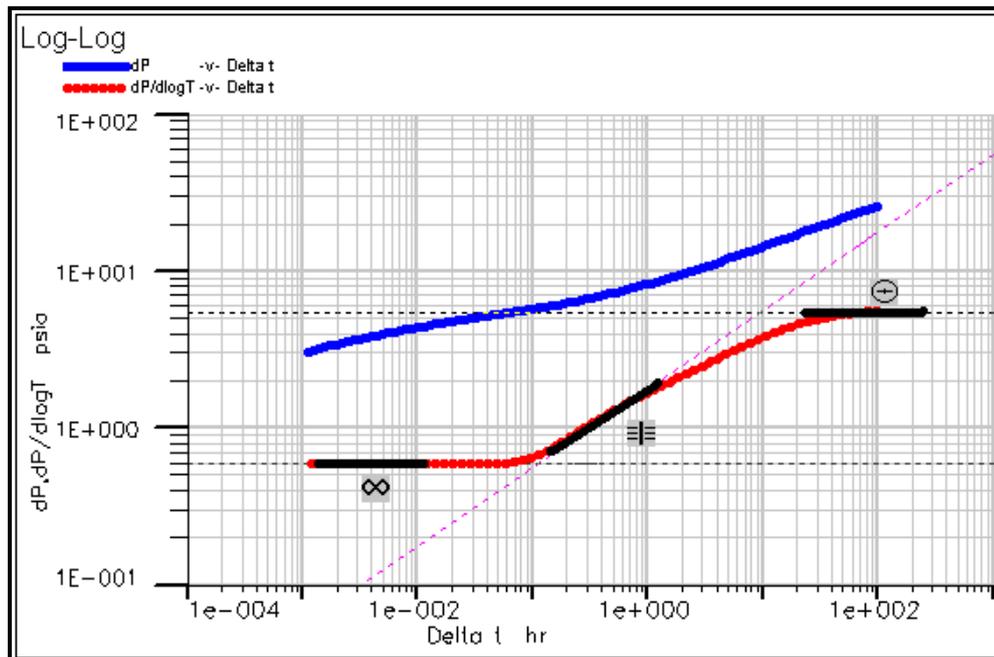
Gambar C.11.
Constant Pressure Boundary



Gambar C.12.
Partial Completion



Gambar C.13.
Radial Composite Reservoir



Gambar C.14
Horizontal Well