

ANALISIS PRESSURE TRANSIENT PADA PERIODE DRAWDOWN DAN BUILD UP DI SUMUR X LAPANGAN Y

Dede Nursyamsi

Mahasiswa Program Sarjana Teknik Perminyakan Institut Teknologi dan Sains Bandung

Pembimbing: Falza Izza Wihdanny, S.T., M.T & Agihtias Salam, S.T., M.Eng.

Abstrak

Analisis karakteristik *Reservoir* merupakan salah satu tahapan yang sangat penting dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon yang ditujukan agar tidak terbuangnya potensi sumur dengan sia-sia. Tujuan utama dari suatu pengujian sumur *hydrocarbon*, atau yang telah dikenal luas dengan sebutan *well testing* adalah untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi.

Pada lapangan X terdapat 3 sumur eksplorasi yang dilakukan uji DST yaitu sumur DD-1, DD-2, dan DD-3. Dalam penelitian ini, analisis *well test* dilakukan pada dua DST yang berbeda untuk masing-masing sumur yaitu DST#5 dan DST#6 pada sumur DD-1 yang dilakukan pada formasi LGUF, DST#2 dan DST#5 pada sumur DD-2 yang dilakukan pada formasi LTAF, dan DST#1 dan DST#2 pada sumur DD-3 yang dilakukan pada formasi Intra GUF. Analisis *well test* pada penelitian ini mengambil respon tekanan dari periode *Build-up* dengan menggunakan metode *pressure derivative* dan Horner plot. Respon tekanan pada periode *Drawdown* juga dianalisis sebagai pembandingan untuk melihat apakah adanya kemiripan tren antara *pressure derivative* dari periode *Drawdown* dan *Build-up*.

Berdasarkan hasil analisis, diperoleh dua model yang cukup *match* pada *pressure derivative* dan Horner Plot. Namun, hanya satu model yang dipilih untuk mewakili karakteristik *reservoir* dan *Boundary reservoir* pada Lapangan Y ini berdasarkan pertimbangan integrasi terhadap data-data lainnya. Model interpretasi yang *representative* pada untuk sumur **DD-1** DST#5 model sumur *Homogeneous-Rectangle*, DST#6 model sumur *Homogeneous-Rectangle*, **DD-2** DST#2 model sumur *Homogeneous-Circle*, DST#5 *Homogeneous-Rectangle*, **DD-3** *Homogeneous-Infinite* DST#1 dan DST#2 *Homogeneous-Infinite*.

Kata Kunci : *Well Test, Reservoir, Drill Stem Test, Skin, hydrocarbon*, Eksplorasi.

Abstract

Reservoir characteristic analysis is one of the most important stages in hydrocarbon exploration and exploitation activities aimed at not wasting the potential of the well in vain. The main purpose of a hydrocarbon well test, or what is widely known as well testing is to determine the ability of a layer or formation to produce.

In field X, there are 3 exploration wells that were tested for DST, that is wells DD-1, DD-2, and DD-3. In this study, well test analysis was performed on two different DST for each well, that is DST#5 and DST#6 on well DD-1 which was carried out in the LGUF formation, DST#2 and DST#5 on well DD-2 which carried out on the LTAF formation, and DST#1 and DST#2 on the DD-3 well which were carried out in the Intra GUF formation. The well analysis test in this study take the pressure response from the build-up period using the pressure derivative method and the Horner plot. The pressure response in the Drawdown period is also analyzed as a comparison to see if there is a lack of trend between the pressure derivatives from the Drawdown and Build-up periods.

Based on the analysis, obtained two models that quite match the pressure derivative and the Horner Plot. However, only one model was chosen to represent reservoir characteristics and reservoir boundaries in Field Y based on consideration of integration with other data. Representative interpretation model for well DD-1 DST#5 Homogeneous-Rectangle well model, DST#6 Homogeneous-Rectangle well model, DD-2 DST#2 Homogeneous-Rectangle well model, DST#5 Homogeneous-Rectangle, DD-3 Homogeneous-Infinite DST#1 and DST#2 Homogeneous-Infinite.

Keywords: Well Test, Reservoir, Drill Stem Test, Skin, hydrocarbon, Exploration.

1. PENDAHULUAN

Analisis karakteristik *Reservoir* merupakan salah satu tahapan yang sangat penting dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon yang ditujukan agar tidak terbuangnya potensi sumur dengan sia-sia dan tahapan yang penting dalam pelaksanaan kegiatan perolehan data.

Tujuan utama dari suatu pengujian sumur *hydrocarbon*, atau yang telah dikenal luas dengan sebutan *well testing* adalah untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi. *Well test* telah digunakan selama bertahun-tahun untuk menilai kondisi sumur dan mendapatkan parameter *Reservoir*. (Khosravi & Ketabi, 2014).

Pada lapangan X terdapat 3 sumur eksplorasi yang dilakukan uji DST untuk memberikan banyak informasi *Reservoir* yang dapat diandalkan yang menjadi dasar pengambilan keputusan penting dibidang eksplorasi dan produksi geologi (Stanisław J. Dubiel dkk, 2017).

Pada tugas akhir ini akan dilakukan Analisis *Pressure Transient* Pada Periode Drawdown Dan Build Up bertujuan untuk Mengetahui model interpretasi uji sumur yang *representative* untuk digunakan pada sumur DD-1, DD-2, dan DD-3, Mengetahui *Boundary reservoir*, properti *reservoir* dan properti sumur, dan Mengetahui apakah adanya keselarasan model *pressure derivative* dari periode PBU dan PDD.

2. METODE PENELITIAN

Proses antara data, pengerjaan dan hasil dalam tugas akhir ini dapat dijelaskan secara ringkas untuk memberikan gambaran dalam pengerjaan tugas akhir ini. Alur pengerjaan dalam mengolah data dan dalam memprediksi tekanan pori dapat dilihat sebagai berikut (Gambar 1)

2.1 Data Penelitian

Data penelitian ini diperoleh dari sumur X pada Lapangan Y. Data yang diperlukan dan tersedia pada penelitian ini adalah: *Well Radius, Pay Zone, Porosity, Tekanan Pada saat Shut-in, serta Temperature Reservoir.*

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Data Studi

Sumur DD-1, DD-2, dan DD-3 merupakan tiga sumur eksplorasi yang berada pada basin Sumatra Selatan yang terletak di Jabung. Sumur yang menjadi objek penelitian pada Formasi talangakar terdiri dari batulanau, batupasir, dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi (Tambunan, dedi. 2019) dan Formasi Gumai terdiri batulempung dan batulempung gampingan dengan sedikit sisipan batugamping dan batupasir (Ekaputri, Pande.2016) memiliki karakteristik hidrokarbon Minyak dan Gas Condensate.

3.2 Hasil Scenario Model

Analisa tekanan transien pada setiap sumur, dilakukan berdasarkan hasil EMR yang dilakukan pada masing masing sumur. Analisa tekanan transien ini dilakukan untuk mengetahui keadaan sumur dan karakteristik Reservoir, seperti permeabilitas (k), faktor skin (s), re (jari jari pengurasan) dan lainnya.

Menggunakan perangkat lunak Ecrin v4.10 dalam menganalisa parameter - parameter tersebut. Analisis tekanan transien dilakukan dengan Metode *Horner plot* dan Metode *Pressure Derivative*.

3.2.1 Sumur DD-1

Pada sumur DD-1 terdapat 2 DST yaitu DST #5 dan DST#6 memiliki data Petrofisik, Data Fluida, dan Data pemboran sebagai berikut :

	DST#5	DST#6
Ketebalan Lapisan	27 ft	13 ft
Porositas (\emptyset)	0.31	0.26
Temperatur <i>Reservoir</i>	186 F	183 F
<i>Spesific Gravity Oil</i>	52 API	42 API
CO ₂	0.3 %	0.2 %
Interval Perforasi	3480' - 3488' MD & 3458' - 3472' MD	3330' - 3341' MD
Formasi	LGUF	LGUF
<i>Shut in</i>	24 hr@1490 Psia	24 hr@1449.945 Psia
Casing OD	9.625 inch	9.625 inch

Gambar 2 adalah hasil *history Maching* dengan plot *Pressure* dari *Reservoir* yang diuji terhadap beberapa q (laju alir) dimana pada gambar dibawah ini menunjukkan 4 *flowing* dengan waktu 4 jam dilanjutkan dengan *Shut-in* dengan waktu 24 jam untuk sumur DD-1.

Analisis dilakukan dengan memilih model *reservoir*, model sumur, dan model *boundary* yang akan di-*matching* dengan grafik semilog dan log-log plot delta P.

A. DST#5

Melakukan dua *scenario* pada sumur DD-1 DST#5 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas (Gambar 3).

Horner Time ($t_p + \Delta t$) / Δt yang akan diplot dengan data tekanan yang didapatkan dari *memory gauge* (Gambar 4).

Dari dua *scenario* pada sumur DD-1 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas dengan hasil dari plot loglog plot:

	Scenario-1	Scenario-2
<i>Reservoir Model</i>	<i>Homogeneous</i>	<i>Homogeneous</i>
<i>Boundary</i>	<i>Rectangel</i>	<i>One fault</i>
Tekanan <i>Reservoir</i>	1514.09 Psia	1496.53 Psia
Radius Investigasi	2823.72 ft	2635.35 ft
Permeabilitas	1840 mD	1990 mD
Porositas	0.31 Fraksi	0.31 Fraksi
Skin	9.24	10.3

Maka dari hasil yang paling *representative* dari tabel diatas dengan

melihat bahwa dalam gambar peta *Depth Structure Map* terdekat sekitar 400.262 ft ke arah *West*, 2460.63 ft ke arah *North*, 1968.5 ft ke *East* dan paling sesuai untuk DST#5 yaitu *Homogeneous - Rectangle* karena hasil interpretasi *rectangle* 296 ft menyentuh *Fault*, *East* 1350 menyentuh *fault*, *North* 1330 ft menyentuh *fault*, dan Permeabilitas (k), Porositas yang berbanding lurus dengan hasil yang diberikan oleh model interpretasi dan data yang ada.

Dari kurva log-log PDD memiliki keselarasan model yang sesuai dengan *pressure derivative* PBU, dimana dalam membandingkan PDD untuk melihat *trend* tidak untuk mengambil property yang terlihat pada periode *drawdown* menunjukkan *trend* yang sama dengan *build up* (Gambar 5).

Dalam pengambilan Radius Investigasi dengan menggunakan tool pada *software* Ecrin mengambil dari kurva Penurunan terhadap tekanan pada saat diakhir kurva sebesar DST#5 2823.72 ft dan DST#6 2879.55 ft.

B. DST#6

Melakukan dua *scenario* pada sumur DD-1 DST#6 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas (Gambar 6).

t_p dapat dihitung *Horner Time* ($t_p + \Delta t$) / Δt yang akan diplot dengan data

tekanan yang didapatkan dari *memory gauge* (Gambar 7).

Dari dua *scenario* pada sumur DD-1 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas dengan hasil dari plot loglog plot:

	Scenario-1	Scenario-2
<i>Reservoir Model</i>	<i>Homogeneous</i>	<i>Linear Composite</i>
<i>Boundary</i>	<i>Rectangle</i>	<i>Infinite</i>
Tekanan <i>Reservoir</i>	1450.64 Psia	1452.99 Psia
Radius Investigasi	2879.55 ft	3222 ft
Permeabilitas	1710 mD	2140 mD
Porositas	0.26 Fraksi	0.26 Fraksi
Skin	29.6	32.1

Maka dari hasil yang paling *representative* dari tabel diatas dengan melihat bahwa dalam gambar peta *Depth Structure Map* terdekat sekitar 400.262 ft ke arah *West*, 2460.63 ft ke arah *North*, 1968.5 ft ke *East* dan paling sesuai untuk DST#6 yaitu *Homogeneous - Rectangle* karena hasil interpretasi *West* 669.527 ft menyentuh *Fault*, *East* 1933.2 menyentuh *fault*, *North* 2428 ft menyentuh *fault*, dan Permeabilitas (k), Porositas yang berbanding lurus dengan hasil yang

diberikan oleh model interpretasi dan data yang ada.

Dari kurva log-log PDD memiliki keselarasan model yang sesuai dengan *pressure derivative* PBU, dimana dalam membandingkan PDD untuk melihat *trend* tidak untuk mengambil property yang terlihat pada periode *drawdown* menunjukkan *trend* yang sama dengan *build up* (Gambar 8).

3.2.2 Sumur DD-2

Pada sumur DD-2 terdapat 2 DST yaitu DST #2 dan DST#5 memiliki data Petrofisik, Data Fluida, dan Data pemboran sebagai berikut :

	DST #2	DST #5
Ketebalan Lapisan	17 ft	8 ft
Porositas (\emptyset)	0.23	0.25
Temperatur <i>Reservoir</i>	225 F	219 F
<i>Spesific Gravity</i>	40 API	51.9 API
CO ₂	0.4 %	0.4 %
Cl	10000	10000
Interval Perforasi	4651' - 4668' MD	4534' - 4542' MD
Formasi	LTAF	LTAF
<i>Shut in</i>	72 hr@1877 Psia	72 hr@1911 Psia

Casing OD	7 inch	7 inch
-----------	--------	--------

Gambar 9 adalah hasil *history Matching* dengan plot *Pressure* dari *Reservoir* yang diuji terhadap beberapa q (laju alir) dimana pada gambar dibawah ini menunjukkan 3 *flowing* dengan waktu 6 jam dilanjutkan dengan *Shut-in* dengan waktu 72 jam untuk sumur DD-2.

Analisis dilakukan dengan memilih model reservoir, model sumur, dan model boundary yang akan di-*matching* dengan grafik semilog dan log-log plot delta P.

A. DST#2

Melakukan dua *scenario* pada sumur DD-2 DST#2 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas (Gambar 10).

tp dapat dihitung *Horner Time* ($t_p + \Delta t$) / Δt yang akan diplot dengan data tekanan yang didapatkan dari *memory gauge* (Gambar 11).

Dari dua *scenario* pada sumur DD-2 berdasarkan hasil Radius Investigasi, k , dan Porositas dengan hasil dari plot loglog plot:

	Scenario-1	Scenario-2
Model <i>Reservoir</i>	<i>Homogeneous</i>	<i>Homogeneous</i>
Boundary Model	<i>One fault</i>	<i>Circle</i>

Tekanan <i>Reservoir</i>	1877.56 Psia	1881.34 Psia
Radius Investigasi	992 ft	999 ft
Permeabilitas	47.2 mD	47.9 mD
Porositas	0.23 Fraksi	0.23 Fraksi
Skin	2.94	3.04
Re	-	520 ft

Maka dari hasil yang paling *representative* dari tabel diatas dengan melihat bahwa dalam gambar peta *Depth Structure Map*, boundary yang terdekat berapda pada arah *West* sekitar 984.252 ft, dan boundary terdekat di arah *Sorth* sekitar 2132.55 ft dan paling sesuai untuk DST#2 yaitu *Homogeneous-circle* karena hasil interpretasi yang cukup sesuai dengan kurva *pressure derivative* dan radius investigasi sebesar 999 ft dan Permeabilitas (k), Porositas yang berbanding lurus dengan hasil yang diberikan oleh model interpretasi dan data yang ada.

Gambar 12 dari kurva log-log PDD memiliki keselarasan model yang sesuai dengan *pressure derivative* PBU, dimana dalam membandingkan PDD untuk melihat *trend* tidak untuk mengambil property yang terlihat pada peiode *drawdown* menunjukkan *trend* yang sama dengan *build up*.

B. DST#5

Melakukan dua *scenario* pada sumur DD-2 DST#5 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas (Gambar 13).

tp dapat dihitung *Horner Time* ($t_p + \Delta t$) / Δt yang akan diplot dengan data tekanan yang didapatkan dari *memory gauge* (Gambar 14).

Dari dua *scenario* pada sumur DD-2 berdasarkan hasil Radius Investigasi, k, dan Porositas dengan hasil dari plot loglog plot:

	Scenario-1	Scenario-2
Model Reservoir	<i>Homogeneous</i>	<i>Homogeneous</i>
Boundary Model	<i>Circle</i>	<i>Rectangle</i>
Tekanan Reservoir	1906.72 Psia	1912.76 Psia
Radius Investigasi	1608.52 ft	2008 ft
Permeabilitas	547 mD	107 mD
Porositas	0.25 Fraksi	0.25 Fraksi
Skin	-0.973	0.66

Maka dari hasil yang paling *representative* dari tabel diatas dengan melihat bahwa dalam gambar peta *Depth Structure Map*, boundary yang terdekat berapda pada arah *West* sekitar 984.252 ft, dan boundary terdekat di arah *Sorth* sekitar

2132.55 ft dan paling sesuai untuk DST#5 yaitu *Homogeneous-rectangle* karena hasil interpretasi yang cukup sesuai dengan kurva *pressure derivative* dan Permeabilitas (k), Porositas yang berbanding lurus dengan hasil yang diberikan oleh model interpretasi dan data yang ada.

Gambar 15 dari kurva log-log PDD memiliki keselarasan model yang sesuai dengan *pressure derivative* PBU, dimana dalam membandingkan PDD untuk melihat *trend* tidak untuk mengambil properti yang terlihat pada peiode *drawdown* menunjukkan *trend* yang sama dengan *build up*.

3.2.3 Sumur DD-3

Pada sumur DD-3 terdapat 2 DST yaitu DST #1 dan DST#2 memiliki data Petrofisik, Data Fluida, dan Data pemboran sebagai berikut :

	DST #1	DST #2
Ketebalan Lapisan	20 ft	7ft
Porositas (\emptyset)	0.21	0.17
Temperatur Reservoir	152 F	152 F
<i>Spesific Gravity</i> Oil	48.4 API	48.4 API
CO ₂	0 %	0.3 %
Interval Perforasi	2640'- 2660' MD	2572'- 2578' MD
Formasi	Intra GUF	Intra GUF

<i>Shut in</i>	24 hr@1101 Psia	24 hr@1080 Psi
Casing OD	9.625 inch	9.625 inch

Gambar 16 adalah hasil *history Maching* dengan plot *Pressure* dari *Reservoir* yang diuji terhadap beberapa q (laju alir) dimana pada gambar dibawah ini menunjukkan 3 *flowing* dengan waktu 6 jam dilanjutkan dengan *Shut-in* dengan waktu 24 jam untuk sumur DD-3.

A. DST#1

Melakukan dua *scenario* pada sumur DD-3 DST#1 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas sebagai berikut (Gambar 17).

t_p dapat dihitung *Horner Time* ($t_p + \Delta t$) / Δt yang akan diplot dengan data tekanan yang didapatkan dari *memory gauge* (Gambar 18).

Dari dua *scenario* pada sumur DD-3 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas dengan hasil dari plot loglog plot :

	Scenario-1	Scenario-2
Model <i>Reservoir</i>	<i>Homogeneous</i>	<i>Homogeneous</i>
<i>Boundary</i>	<i>One Fault</i>	<i>Infinite</i>
Tekanan <i>Reservoir</i>	1078.57 Psia	1076.85
Radius	3128 ft	3120 ft

Investigasi		
Permeabilitas	1420 mD	1440 mD
Porositas	0.21 Fraksi	0.21 Fraksi
Skin	6.34	6.53

Maka dari hasil yang paling *representative* dari tabel diatas dengan melihat bhawa dalam gambar peta *Depth Structure Map* terdekat sekitar 1640.42 ft *Sorth, West* 2624.67 ft dan 1.1 km ke arah *South-West* dan paling sesuai untuk DST #1 yaitu model *Homogeneous-Infinite* karena hasil Radius Investigasi sekitar 3120 ft dan mendekati dengan *fault* arah *South-West*, Permeabilitas (k) dan Porositas yang berbanding lurus dengan hasil yang diberikan oleh model interpretasi dan data yang ada.

Gambar 19 dari kurva log-log PDD memiliki keselarasan model yang sesuai dengan *pressure derivative* PBU, dimana dalam membandingkan PDD untuk melihat *trend* tidak untuk mengambil property yang terlihat pada periode *drawdown* menunjukkan *trend* yang sama dengan *build up*.

B. DST#2

Melakukan dua *scenario* pada sumur DD-3 DST#2 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas (Gambar 20).

t_p dapat dihitung *Horner Time* ($t_p + \Delta t$) / Δt yang akan diplot dengan data

tekanan yang didapatkan dari *memory gauge* (Gambar 21).

Dari dua *scenario* pada sumur DD-3 berdasarkan hasil Radius Investigasi, Permeabilitas (k), dan Porositas dengan hasil dari plot loglog plot :

	Scenario-1	Scenario-2
Model Reservoir	<i>Homogeneous</i>	<i>Homogeneous</i>
Boundary	<i>One Fault</i>	<i>Infinte</i>
Tekanan Reservoir	1054.44 Psia	1054.44 Psia
Radius Investigasi	6248 ft	5790 ft
Permeabilitas	4690 mD	4030 mD
Porositas	0.17 Fraksi	0.17 Fraksi
Skin	46.9	39.4

Maka dari hasil yang paling *representative* dari tabel diatas dengan melihat bhawa dalam gambar peta *Depth Structure Map* terdekat sekitar 1640.42 ft *Sorth*, *West* 2624.67 ft, *East* 5905.512 ft dan 1.1 km ke arah *South-West* dan paling sesuai untuk DST #2 yaitu model *Homogeneous-Infinite* karena hasil Radius Investigasi sekitar 5790 ft dan mendekati dengan *fault* arah *East*, Permeabilitas (k) dan Porositas yang berbanding lurus dengan hasil yang diberikan oleh model interpretasi dan data yang ada.

Gambar 22 dari kurva log-log PDD memiliki keselarasan model yang sesuai dengan pressure derivative PBU, dimana dalam membandingkan PDD untuk melihat *trend* tidak untuk mengambil property yang terlihat pada peiode *drawdown* menunjukkan *trend* yang sama dengan *build up*.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan analisa, maka didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Model interpretasi yang *representative* pada untuk sumur **DD-1** DST#5 model sumur *Homogeneous-rectangle*, DST#6 model sumur *Homogeneous-rectangle*, **DD-2** DST#2 model sumur *Homogeneous-circle*, DST#5 *Homogeneous-rectangle*, **DD-3** *Homogeneous-Infinite* DST#1 dan DST#2 *Homogeneous-infinite*.
2. Hasil *boundary reservoir*, properti *reservoir* dan properti sumur sebagai berikut:

Parameter	DD-1	
<i>Test</i>	DST#5	DST#6
<i>Boundary</i>	<i>Rectangle</i>	<i>Rectangle</i>
Pi, Psia	1514.09	1450.64
K, Md	1840	1710
Skin	9.24	29.6

DD-2		DD-3	
DST#2	DST#5	DST#1	DST#2
<i>Circle</i>	<i>Rectangle</i>	<i>Infinite</i>	<i>Infinite</i>
1881.34	1912.76	1076.85	1054.44
47.9	107	1440	4030
3.04	0.66	6.53	39.4

3. Bentuk *pressure derivative* dari periode PDD terlihat ada kemiripan tren dengan *pressure derivative* dari periode PBU. Namun, karena durasi tes periode *Drawdown* lebih cepat dari periode *Build-up*, maka properti *reservoir*, model *reservoir*, dan model *Boundary reservoir* lebih representatif dianalisis dari data *Build-up*. Selain itu, respon tekanan pada periode *Build-up* terlihat lebih stabil daripada respon tekanan pada periode *Drawdown*.

4.2 Saran

Saran yang dapat diberikan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

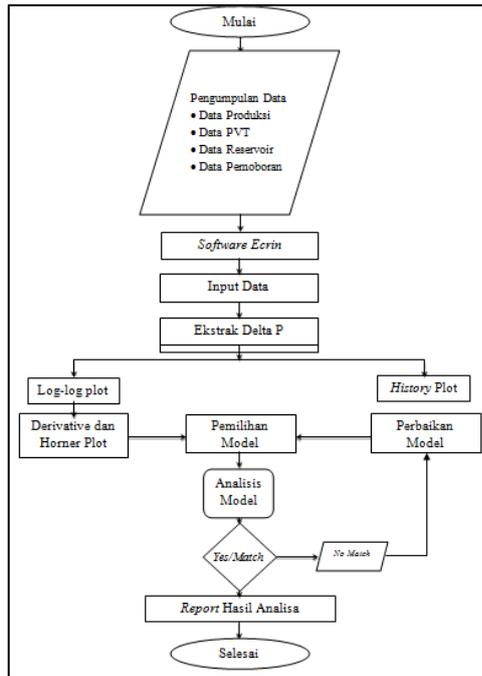
1. Data posisi kedalaman *fluids contacts* diperlukan untuk menguatkan hasil interpretasi.
2. Hasil interpretasi *well test* memungkinkan *match* dengan beberapa model, oleh karena itu diperlukan analisis yang cukup terintegrasi.

3. Perlu adanya analisis lebih lanjut pada periode *Drawdown* untuk mendapatkan model *reservoir* dan *Boundary* yang lebih representatif di Lapangan Y ini.

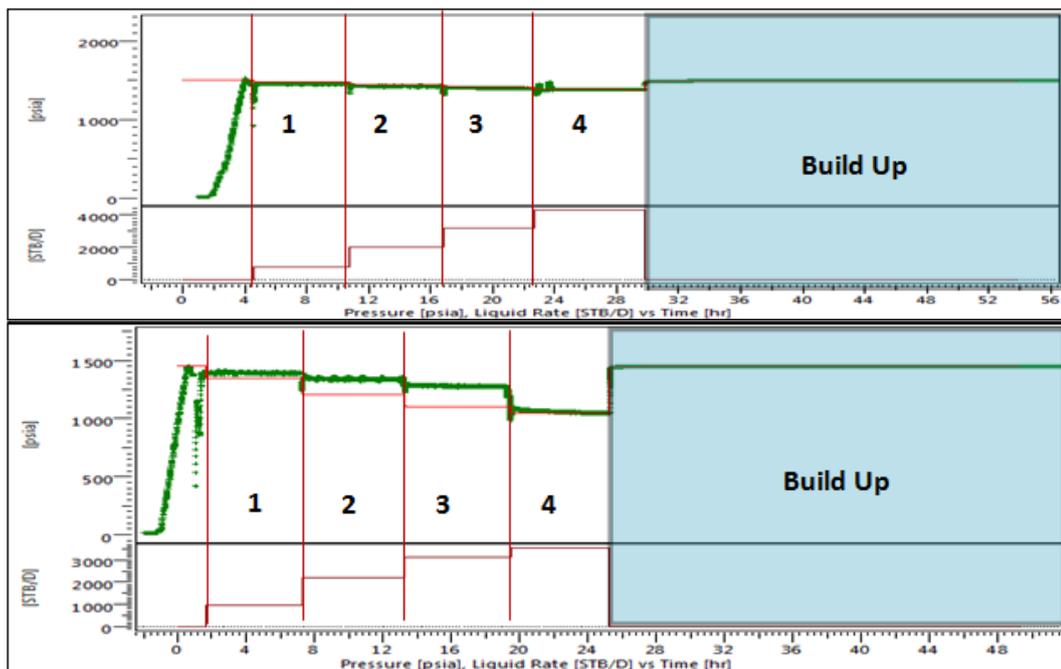
DAFTAR PUSTAKA

- [1] Abdassah, D. 2005. *Production Well Test and Pressure Analysis*. Bandung: ITB.
- [2] Ahmed, Tarek . 2006. *Reservoir Engineering Handbook 3rd Edition*. New York: Gulf Professional Publishing.
- [3] Bourdet, Dominique. 2002, *Well Test Analysis: The Used dvanced Interpretation Models*. France: ELSEVIER.
- [4] Chaudhry, Amanat. 2004. *Oil Well testing Handbook*. Texas: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier .
- [5] Ekaputri, Pande Putu. 2016. *Paleogeografi Dan Paleosedimentasi Formasi Gumai Dengan Data Log dan Seismik Pada Lapangan "Mengwi" Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan*. Jakarta: Trisaksti.
- [6] Houze, Olivier dkk. 2008-2018, *Dynamic Data Analysis*. KAPPA
- [7] Irawan, Dedy. 2017. *Geoscience & Reservoir Engineering for Field Development*. Bandung: PT Gada Energi

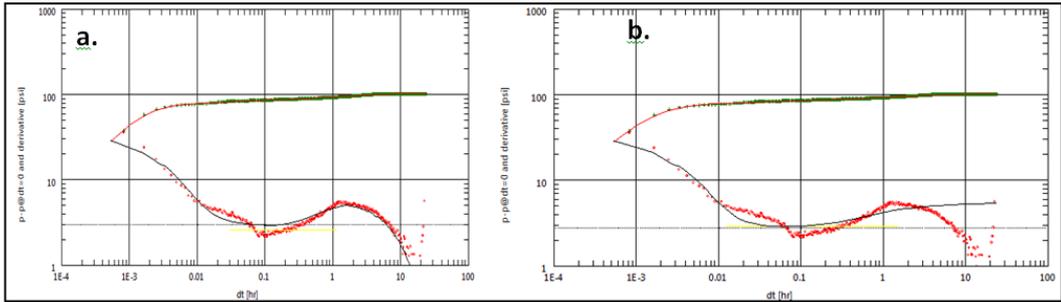
- [8] Khosravi V, 2014. *Well Test Analysis of Gas Condensate Reservoir from Pressure Build Up and Draw Down Tests*. Malaysia:Polytechnic University of Turin.
- [9] Lee, John .1982. *Well Testing*. New York : Society of Petroleum Engineers of AIME.
- [10] Lee, Jhon dkk. 2013. *Applied Well Test Interpretation*. USA: Society of Petroleum Engineers.
- [11] M.A.Sabet. (1991). *Well test Analysis (8th ed.)*. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing Company.
- [12] Rukmana, Dadang. 2012. *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional.
- [13] Tambunan, Dedi. 2019. *Perhitungan Tekanan Formasi dengan Metode D'Exponent pada Sumur TNB 01*. Cikarang: ITS B.
- [14] Tobing, Edward ML. 2013. *Pemodelan Reservoir Radial Composite Berdasarkan Hasil Uji Tekanan Transient pada Sumur Gas Kondensat*. Jakarta: LEMIGAS
- [15] Widya, Dessy. 2018. *Evaluasi Formasi Pada Reservoir Formasi Gumai Berdasarkan Data Sumur Pada Lapangan Widya, Cekungan Sumatera Selatan*. Semarang: Universitas Diponegoro.
- [16] _____.2003. *Analisa Hasil Uji Sumur (SOP Pertamina)*. No TR 05.04.02



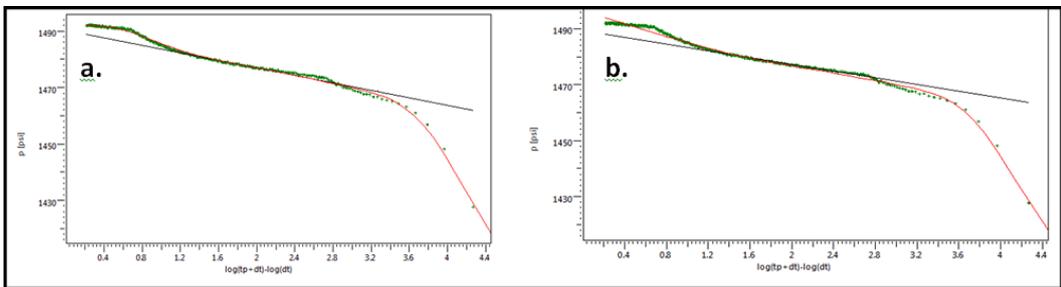
Gambar 1 Alur Umum Pengerjaan



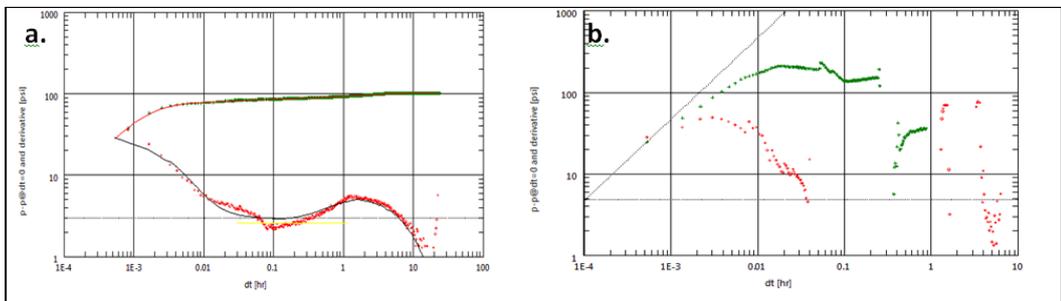
Gambar 2 *History Plot DST#5 dan DST #6*



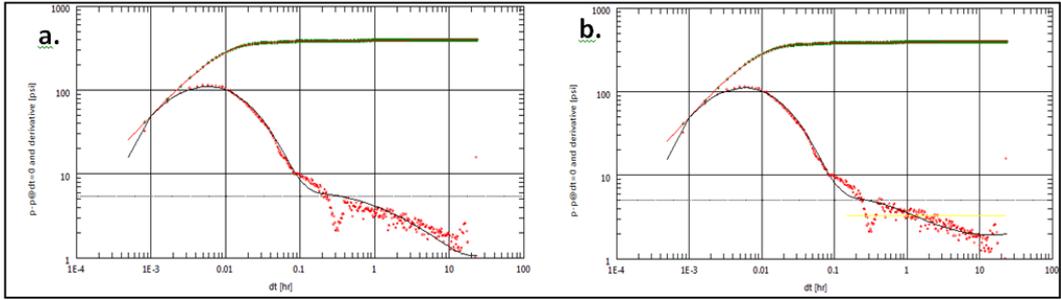
Gambar 3 *log-log plot (a) Rectangle, (b) One Fault*



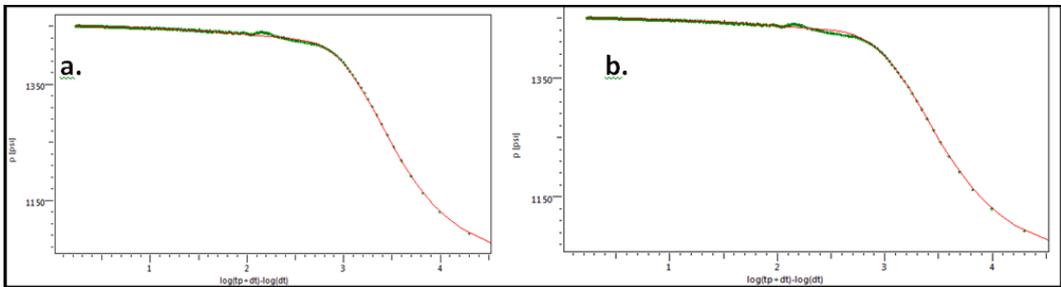
Gambar 4 *Horner plot (a) Rectangel (b) One fault*



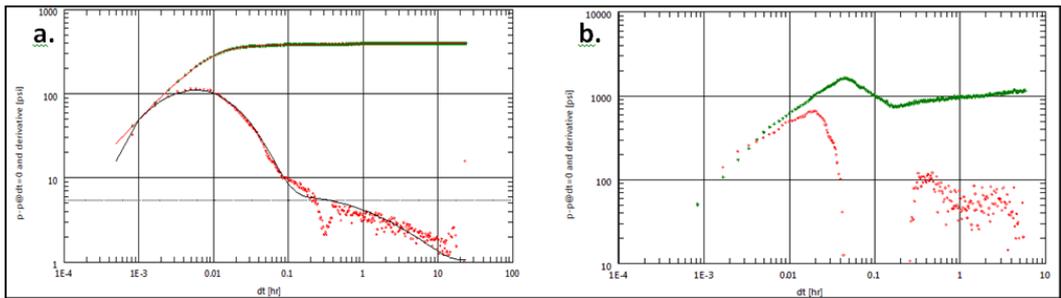
Gambar 5 *Log-log Plot (a) PBU (b) PDD Flowing 1-4*



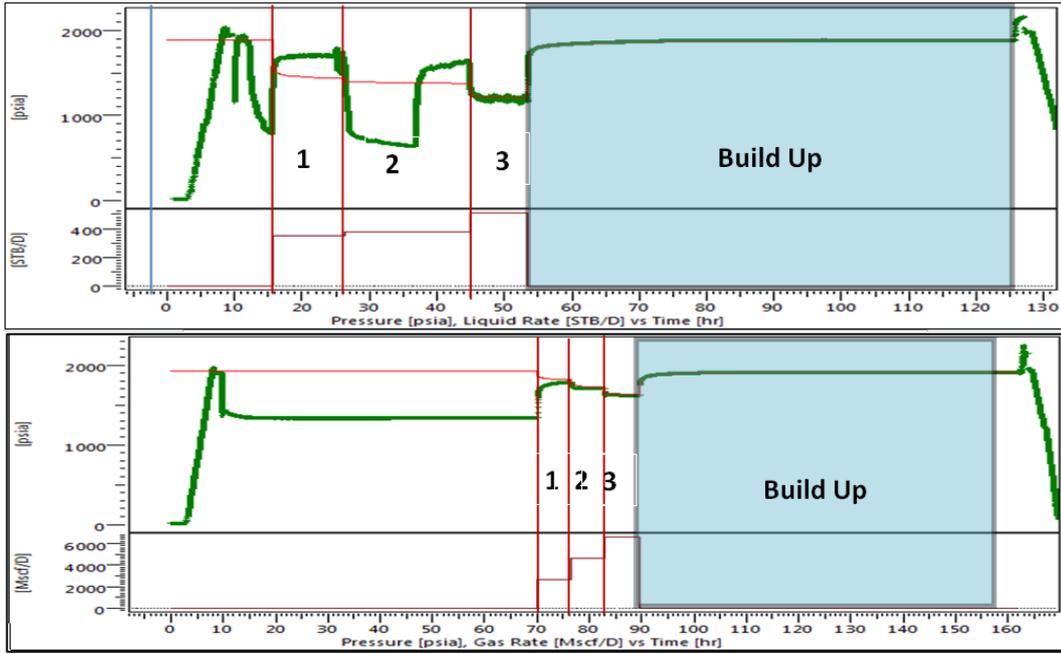
Gambar 6 log-log plot (a) Homogeneous-Rectangle, (b) Linear Composite-Infinite



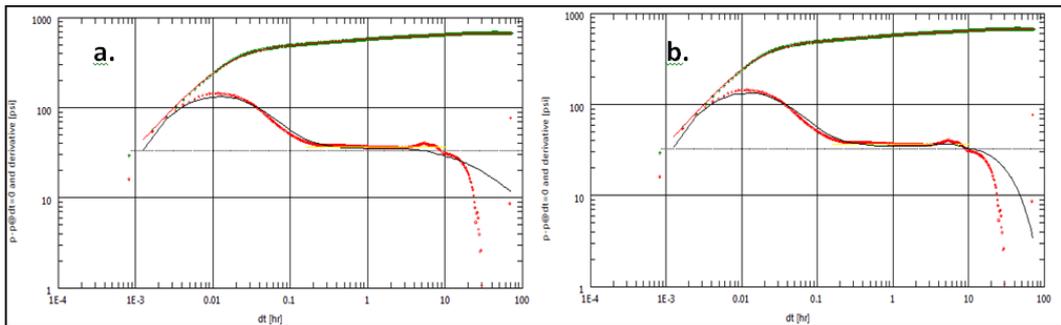
Gambar 7 Horner plot (a) Rectangel (b) Infinite



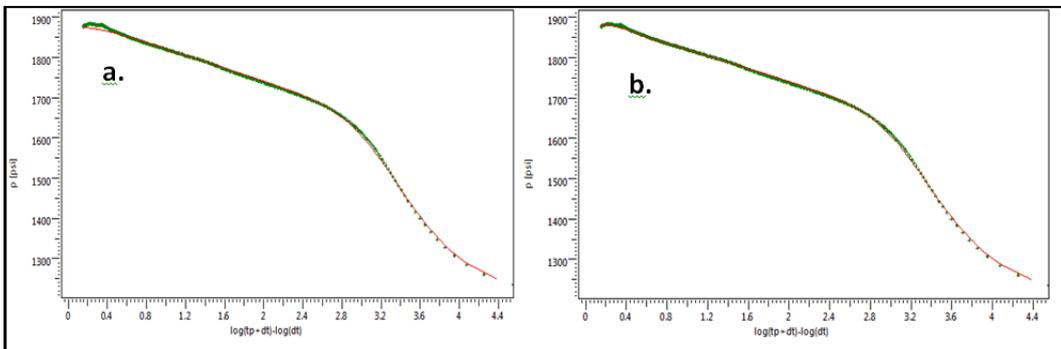
Gambar 8 Log-log Plot (a) PBU (b) PDD Flowing 1-4



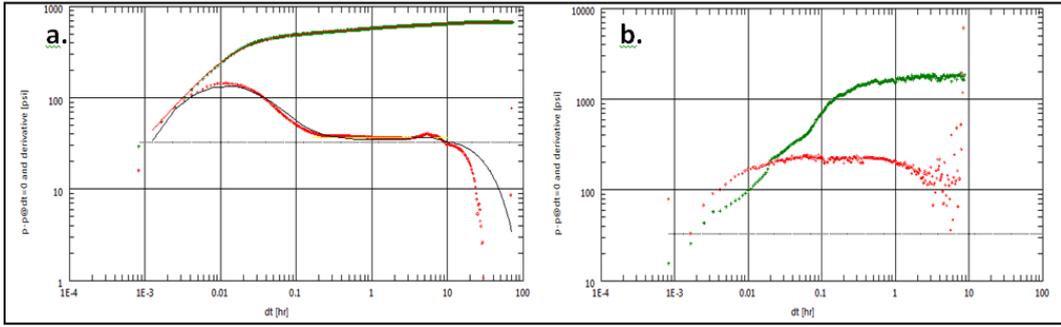
Gambar 9 History Plot (a) DST #2 (b) DST #5



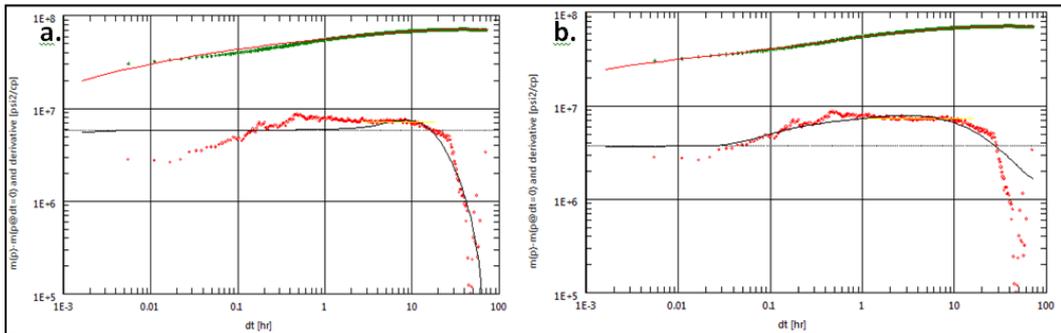
Gambar 10 log-log plot (a) One fault (b) Circle



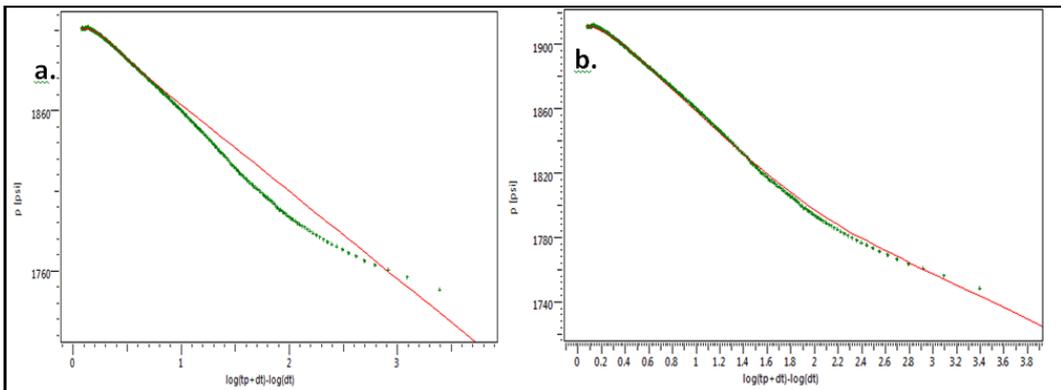
Gambar 11 Horner plot (a) One fault (b) Circle



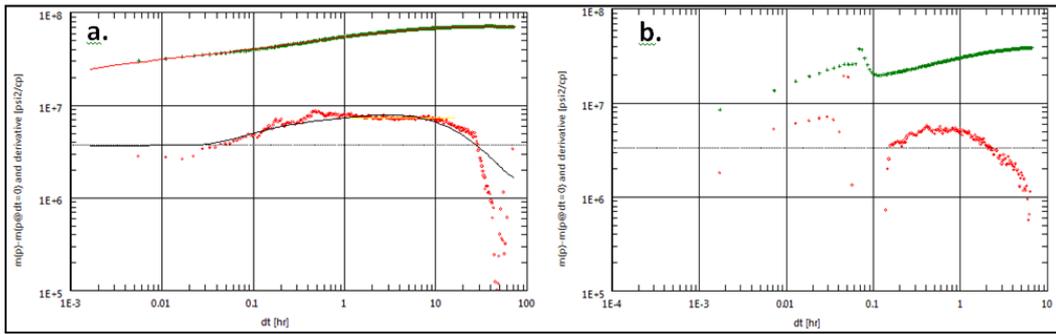
Gambar 12 Log-log Plot (a) PBU (b) PDD Flowing 1-4



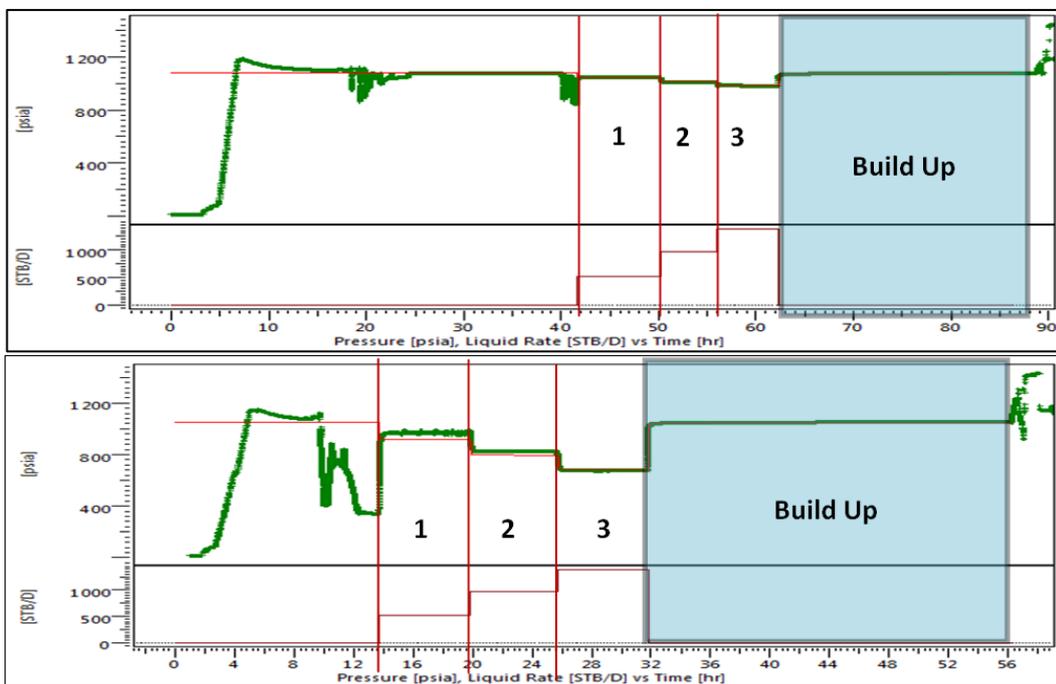
Gambar 13 Log-log plot (a) Circle (b) Rectangle



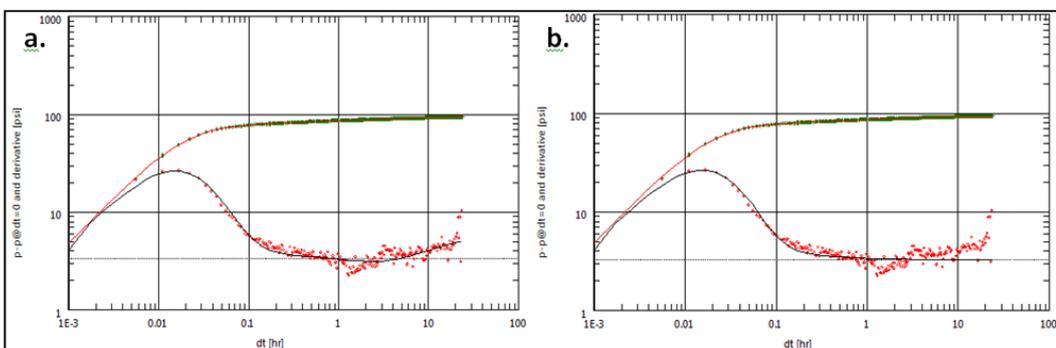
Gambar 14 Horner plot (a) Circle (b) Rectangle



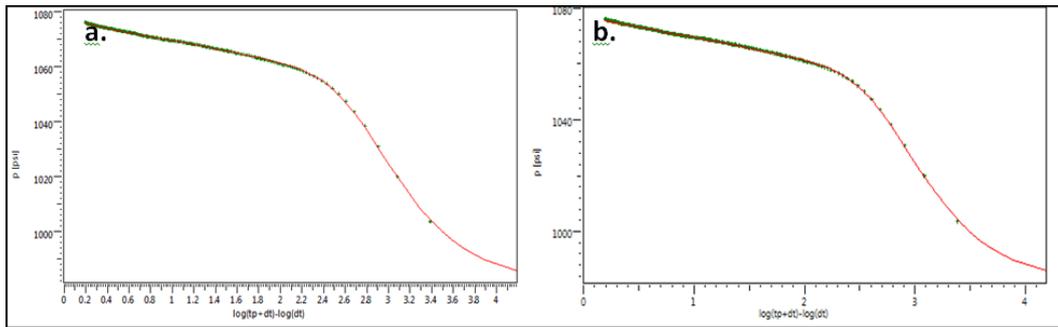
Gambar 15 Log-log Plot (a) PBU (b) PDD Flowing 1-4



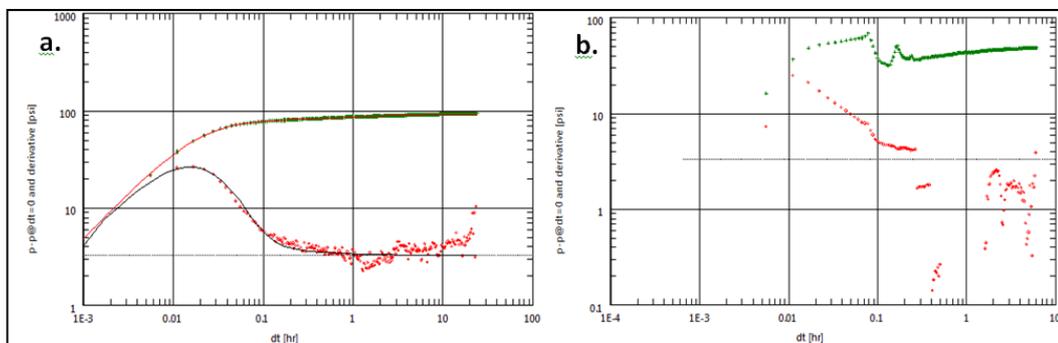
Gambar 16 History Plot (a) DST #1 (b) DST #2



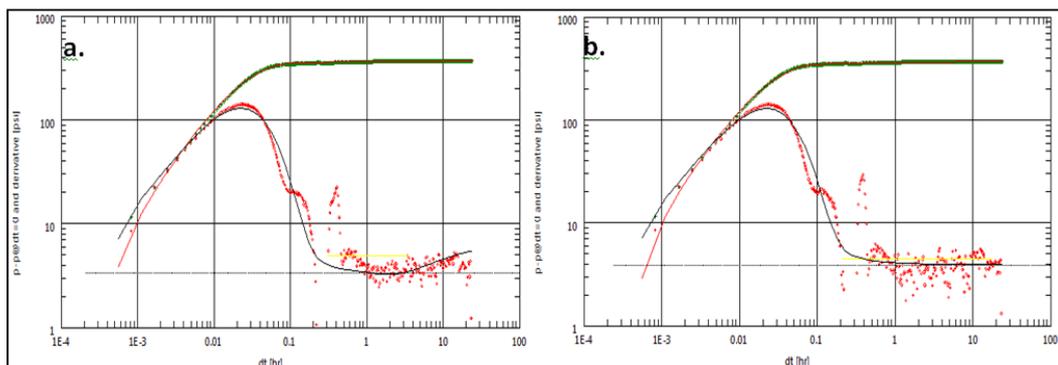
Gambar 17 Loglog plot (a) One Fault (b) Infinite



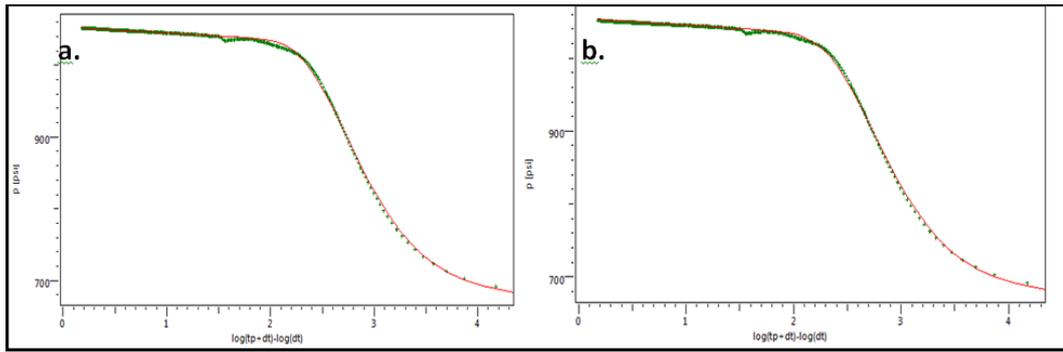
Gambar 18 Horner plot (a) One Fault (b) Infinite



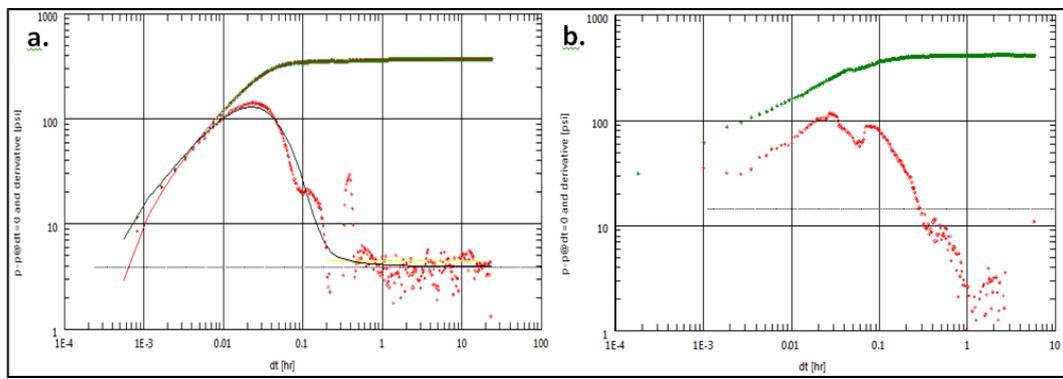
Gambar 19 Log-log Plot (a) PBU (b) PDD Flowing 1-3



Gambar 20 Loglog plot (a) One Fault (b) Infinite



Gambar 21 Horner plot (a) One Fault (b) Infinite



Gambar 22 Log-log Plot (a) PBU (b) PDD Flowing 1-3