

## Analisa Injection Falloff Pada Sumur X dan Y di Lapangan CBM Sumatera Selatan dengan Menggunakan Software Ecrin

Yosua Sions

Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti

Email: [yosua.sions@gmail.com](mailto:yosua.sions@gmail.com)

### Abstrak

CBM (*Coal bed methane*) merupakan salah satu sumber energi alternatif yang relatif masih baru di Indonesia. CBM merupakan energi yang asal usulnya dari fosil yang tidak terbarukan. Cadangan CBM di Indonesia saat ini cukup besar, yakni 450 TCF, dengan jumlah cadangan sebesar 183 TCF di cekungan Sumatera Selatan. Dalam tahapan eksplorasi, perlunya diketahui informasi seperti permeabilitas, tekanan awal reservoir agar dapat membuat model untuk memprediksikan sifat antara sumur serta formasi. Welltest adalah salah satu metoda yang paling efektif dan mendekati kondisi sebenarnya dalam penentuan permeabilitas. Pada sumur CBM, Uji Injection Falloff paling umum digunakan. Uji ini dilakukan dengan menginjeksikan fluida berupa air pada lapisan formasi yang akan diuji dengan laju alir konstan di bawah gradien rekah batuan, lalu sumur ditutup yang mengakibatkan tekanan dasar sumur mengalami *falloff*. Hasil data uji sumur ini akan dianalisa dengan menggunakan software Ecrin. Hasil yang didapat dari analisa tersebut berupa parameter reservoir seperti permeabilitas, faktor skin, tekanan awal reservoir, bentuk pengurasan reservoir.

**Kata kunci:** *coal bed methane*, *injection falloff*, permeabilitas

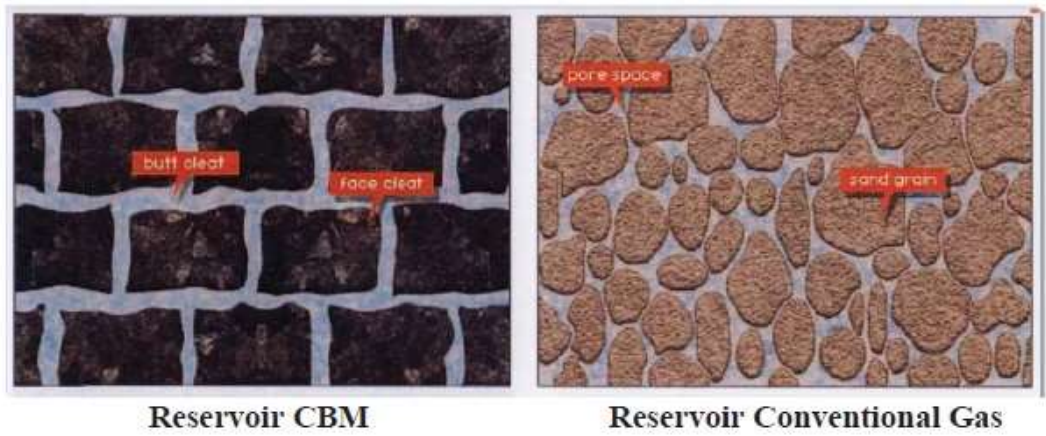
### Pendahuluan

Analisa uji *Injection Falloff* tidak dapat dilakukan tanpa mengetahui sifat-sifat reservoir. CBM berbeda dengan Gas Bumi konvensional dimana sebagian besar kandungan gas berada di pori sand, pada batubara kandungan gas sebagian besar berada di struktur molekul batubara (matriks) dan hanya sebagian kecil saja berada pada rekahan (*cleats*). Oleh karena itu perlu diketahui sifat fisik dari CBM. Karakter dari CBM dengan data tekanan dari Uji Sumur dengan bantuan perangkat lunak Ecrin akan digunakan dalam analisa untuk mengetahui harga permeabilitas formasi ( $k$ ), faktor kerusakan/perbaikan formasi ( $skin$ ), tekanan reservoir ( $P_r$ ), batas reservoir, dan lain-lain.

Perbedaan yang mendasar reservoir batubara daripada reservoir gas konvensional adalah batu bara berfungsi sebagai batuan sumber sekaligus batuan reservoir gas. Reservoir CBM merupakan reservoir dengan dual porosity, yaitu rekahan (*fracture*) dan matrik. Macropores dikenal juga sebagai cleat, sedangkan micropore atau matrik adalah ruang simpan utama gas. Sifat unik tersebut yang menyebabkan CBM diklasifikasikan sebagai tipe sumber gas nonkonvensional. Gambar 1 memperlihatkan perbedaan antara reservoir CBM dengan reservoir konvensional gas.

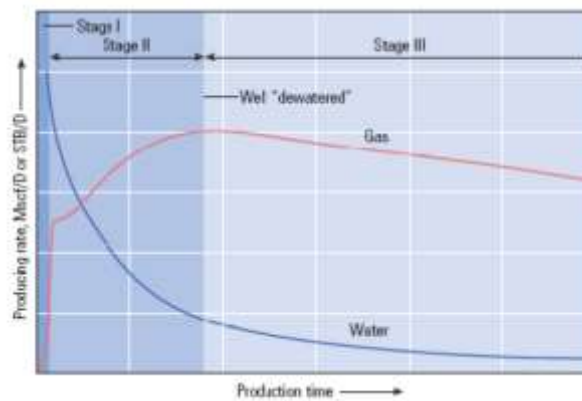
Sistem cleat adalah jejaring rekahan alami yang terbentuk pada batu bara yang disebabkan oleh sifat kerapuhan batu bara terhadap tekanan. Di dalam batu bara berkembang dua jenis rekahan yang berpasangan dalam posisi orthogonal (berpotongan), yaitu *face cleats* dan *butt cleats*

*Face cleats* diartikan sebagai rekahan yang panjang dan berkesinambungan sepanjang batu bara. Sedangkan *Butt cleats* adalah rekahan yang tidak berkelanjutan karena diputus oleh oleh *Face cleats* yang kenampakan bidangnya berpotongan secara tegak lurus.



Gambar 1. Perbandingan Batuan Reservoir CBM dengan Konvensional

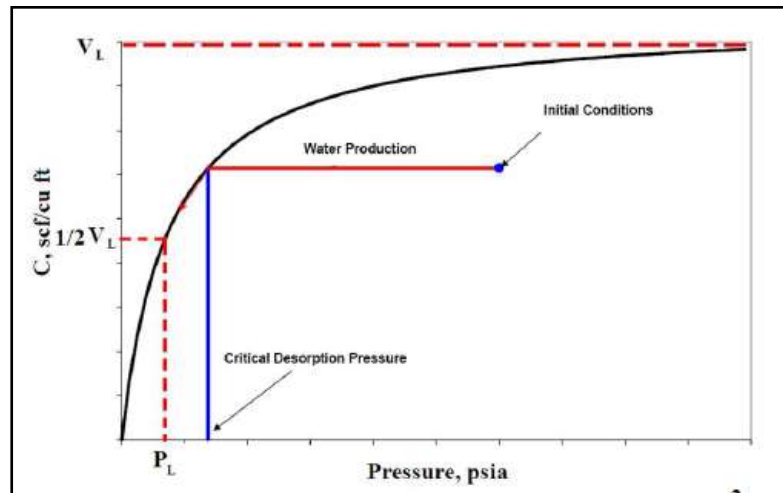
Sifat kurva produksi CBM sangatlah berbeda dengan kurva produksi reservoir konvensional. Pada tahap awal produksi gas sangat dipengaruhi oleh produksi air yang berada di *cleats* di dalam reservoir yang juga mengontrol aliran fluida ke dalam sumur. Air di dalam reservoir harus diproduksi terlebih dahulu untuk menurunkan tekanan reservoir agar terjadi perbedaan tekanan antara matrix dan fracture. Berikut adalah kurva produksi gas dan air yang terlihat pada gambar 2.



Gambar 2. Kurva Produksi Gas dan Air pada reservoir Undersaturated CBM

Pada reservoir konvensional, gas bebas mengisi ruang kosong di antara butiran batu pasir, tetapi pada lapisan CBM gas methane teradsorpsi ke beberapa *microspore* di dalam permukaan solid batu bara. Permukaan yang cukup luas dengan area *microspore* yang besar serta jarak antara molekul methane yang saling berdekatan di permukaan dalam menyimpan volume gas yang sangat banyak di dalam batu bara. Beberapa gas bebas diyakini ada di rekahan alami pada batu bara, dan beberapa methane terlarut pada air di batu bara. Mekanisme adsorpsi membuat situasi penyimpanan gas di reservoir menjadi besar walaupun pada umumnya porositas batuan kurang dari 2.5%.

Gas yang tersimpan secara adsorpsi dimodelkan dengan *Adsorption Isotherm* (jumlah gas dalam kesetimbangan permukaan batuan sebagai fungsi dari tekanan pada temperature konstan). Adsorption Isotherm ini dikembangkan oleh Irving Langmuir pada tahun 1916, sehingga sering istilah ini bisa juga disebut sebagai Isothermal Langmuir.



Gambar 3. Kurva Isotermal Langmuir

Berdasarkan gambar 3, penurunan tekanan menyebabkan gas terdesorpsi dari batu bara dan gas mulai bermigrasi. Agar gas dapat berproduksi, gas harus terdesorpsi dari batubara dan hal yang perlu dilakukan yaitu dengan menurunkan tekanan sampai pada “tekanan desorpsi kritis” dari batubara. Ketika tekanan reservoir awal di atas tekanan desorpsi kritisnya, reservoir tersebut dinamakan undersaturated reservoir.

### Studi Pustaka

Persamaan difusivitas adalah persamaan aliran fluida yang membaaur di dalam media berpori. Persamaan difusivitas aliran dalam media berpori diturunkan dengan menggunakan tiga hukum, yaitu:

1. Hukum kekekalan massa atau hukum kontinuitas
2. Hukum Darcy tentang aliran
3. Persamaan keadaan

### Hukum Kontinuitas

Sebuah volume reservoir yang memiliki ketebalan  $\Delta r$  terletak sejauh  $r$  dari pusat lubang sumur (borehole). Pada volume reservoir yang dimaksud berlaku hukum kekekalan massa, yaitu:

$$(\text{massa rate in}) - (\text{massa rate out}) = (\text{perubahan massa rate pada volume tersebut})$$

$$\rho q_{r+\Delta r} - \rho q_r = 2\pi r h \Delta r \phi \frac{\Delta \rho}{\Delta t} \quad (3-1)$$

persamaan (3-1) diuraikan menjadi:

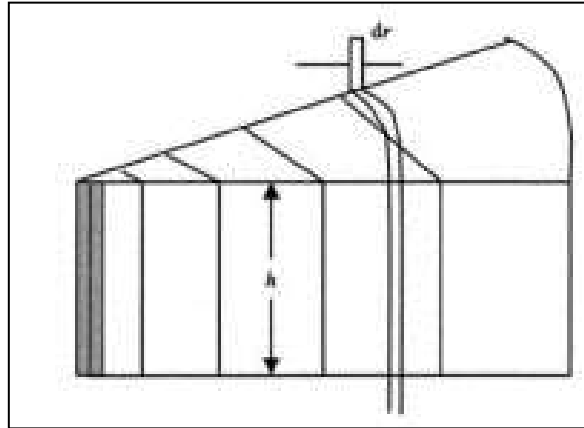
$$[\rho q_r + \Delta(q\rho)] - \rho q_r = 2\pi r h \Delta r \phi \frac{\Delta \rho}{\Delta t} \quad (3-2)$$

sehingga persamaan  $\Delta(q\rho)$  menjadi:

$$\Delta(q\rho) = 2\pi r h \Delta r \phi \frac{\Delta \rho}{\Delta t} \quad (3-3)$$

Setelah dibagi  $\Delta r$  persamaan (3-51) menjadi:

$$\frac{\Delta(q\rho)}{\Delta r} = 2\pi r h \phi \frac{\Delta \rho}{\Delta t} \quad (3-4)$$



Gambar 4. Aliran Radial Fluida Satu Fasa di Sumur Produksi dimana:

- $[q\rho]_{r,dr}$  = massa aliran masuk  
 $[q\rho]_r$  = massa aliran yang keluar  
 $\rho$  = densitas fluida (lb/cuft)  
 $r$  = jari-jari (ft)  
 $h$  = tebal reservoir (ft)  
 $\emptyset$  = porositas, fraksi  
 $t$  = waktu, jam

Persamaan (3-4) adalah persamaan kontinuitas fluida untuk aliran radial.

Hukum Darcy untuk aliran radial adalah:  $\frac{\Delta(q\rho)}{\Delta r} = 2\pi r h \emptyset \frac{\Delta\rho}{\Delta t}$

$$q = 0.000264 \frac{2\pi r k h \Delta P}{\mu \Delta r} \dots \dots \dots (3-5)$$

dimana:

- $k$  = permeabilitas (mD)  
 $\mu$  = viskositas fluida (cp)  
 $P$  = tekanan (Psi)

maka:

$$\frac{\Delta}{\Delta r} \left( \left[ \frac{2\pi r k h \Delta P}{\mu \Delta r} \right] \rho \right) = \frac{(2\pi r h \emptyset) \Delta \rho}{0.000264 \Delta t} \dots \dots \dots (3-6)$$

Jika diubah ke dalam bentuk diferensiasi:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left( \left[ \frac{2\pi r k h \partial P}{\mu \partial r} \right] \rho \right) = \frac{(2\pi r h \emptyset) \partial \rho}{0.000264 \partial t} \dots \dots \dots (3-7)$$

Variabel  $2\pi r$  dan  $\frac{k}{\mu}$  tidak terpengaruh oleh diferensiasi sehingga dapat dituliskan menjadi:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \left[ \frac{r k \partial P}{\mu \partial r} \right] \rho \right) = \frac{\emptyset}{0.000264} \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots \dots \dots (3-8)$$

$$\frac{k}{\mu r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \left[ r \frac{\partial P}{\partial r} \right] \rho \right) = \frac{\emptyset}{0.000264} \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots \dots \dots (3-9)$$

### Persamaan keadaan

Persamaan keadaan adalah sebuah persamaan konstitutif yang menyediakan hubungan matematik antara dua atau lebih fungsi keadaan yang berhubungan dengan materi, seperti temperatur, tekanan, volume dan energi dalam. Persamaan keadaan berguna dalam menggambarkan sifat-sifat fluida, campuran fluida, dan padatan.

Berawal dari persamaan kompresibilitas dan volume:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \dots\dots\dots (3-10)$$

$$V = \frac{m}{\rho} \dots\dots\dots (3-11)$$

Kemudian persamaan disubstitusikan ke persamaan .. menjadi:

$$C = -\frac{1}{\left(\frac{m}{\rho}\right)} \frac{\partial \left(\frac{m}{\rho}\right)}{\partial P} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \dots\dots\dots (3-12)$$

dimana:

m = massa (lb)

Dengan menggunakan Chain rule, persamaan (3-12) dapat ditulis menjadi:

$$C \rho \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots\dots\dots (3-13)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan (3-13), persamaan (3-9) dapat ditulis menjadi:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \left[ r \frac{\partial P}{\partial r} \right] \rho \right) = \frac{\partial C \mu}{0.000264 k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (3-14)$$

Jika aliran yang terjadi merupakan aliran radial mengarah ke borehole dengan kondisi isothermal dan fluida yang mengalir memiliki nilai kompresibilitas yang kecil dan konstan, maka persamaan di atas dapat disederhanakan menjadi:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\partial C \mu}{0.000264 k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (3-15)$$

Persamaan di atas disebut sebagai persamaan diffusivitas aliran di dalam media berpori. Beberapa asumsi yang digunakan untuk menyusun persamaan diffusivitas di atas adalah:

1. Media berpori yang homogen dan isotropis dengan ketebalan konstan.
2. Properti batuan dan fluida tidak tergantung pada perubahan tekanan.
3. Gradien tekanan kecil.
4. Aliran radial.
5. Mengikuti hukum Darcy.
6. Gaya gravitasi diabaikan.
7. Aliran radial menuju lubang sumur.
8. Fluida yang mengalir merupakan fluida satu fasa dengan saturasi konstan.
9. Besarnya porositas dan permeabilitas konstan sepanjang waktu.
10. Viskositas dan kompresibilitas fluida konstan.

Jika parameter tak berdimensi (dimensionless) dedefinisikan sebagai:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \dots\dots\dots (3-16)$$

$$P_D = \frac{kh(P_i - P_{wf})}{141.2 q \mu B} \dots\dots\dots (3-17)$$

$$t_D = \frac{0.000264 k t}{\phi \mu C_r r_w^2} \dots\dots\dots (3-18)$$

Maka, persamaan dimensionless diffusivity dapat ditulis menjadi:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \dots\dots\dots (3-19)$$

dimana:

- r<sub>D</sub> = radius tak berdimensi
- P<sub>D</sub> = tekanan tak berdimensi

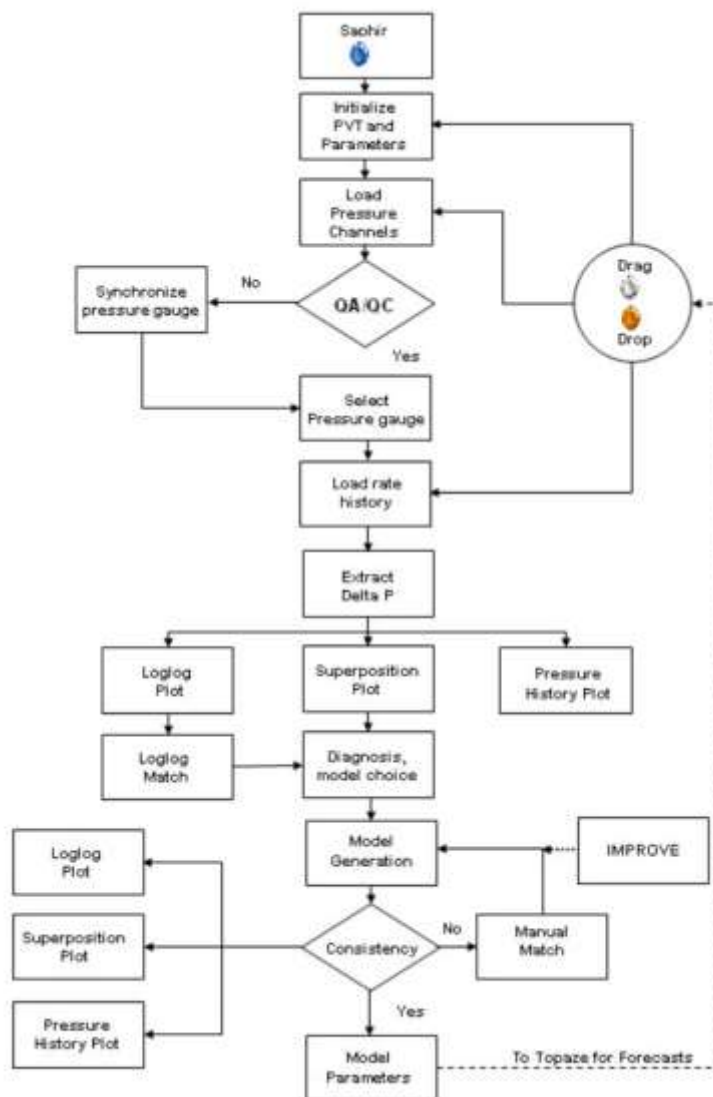


- $t_D$  = waktu tak berdimensi
- $r_w$  = jari-jari sumur, ft
- $P_i$  = tekanan awal, Psi
- $P_{wf}$  = tekanan dasar sumur, Psi
- $B_o$  = Faktor volume formasi minyak, RB/STB

Persamaan (3-19) adalah persamaan dasar yang dipergunakan untuk mengembangkan persamaan-persamaan untuk berbagai kondisi reservoir, untuk diterapkan ke dalam metode *Pressure Derivative*, yang dipakai oleh perangkat lunak *Ecrin v.4.10*; kondisi reservoir misalnya; *dual porosity*, *fracture*, batas reservoir, dan lain-lain.

**Metodologi Penelitian**

Analisa hasil uji sumur X dan Y pada lapangan CBM di Sumatera Selatan menggunakan metoda *type pressure derivative* dengan bantuan software *Ecrin*.



Gambar 5. Workflow PTA dengan software Ecrin

**Hasil dan Pembahasan**

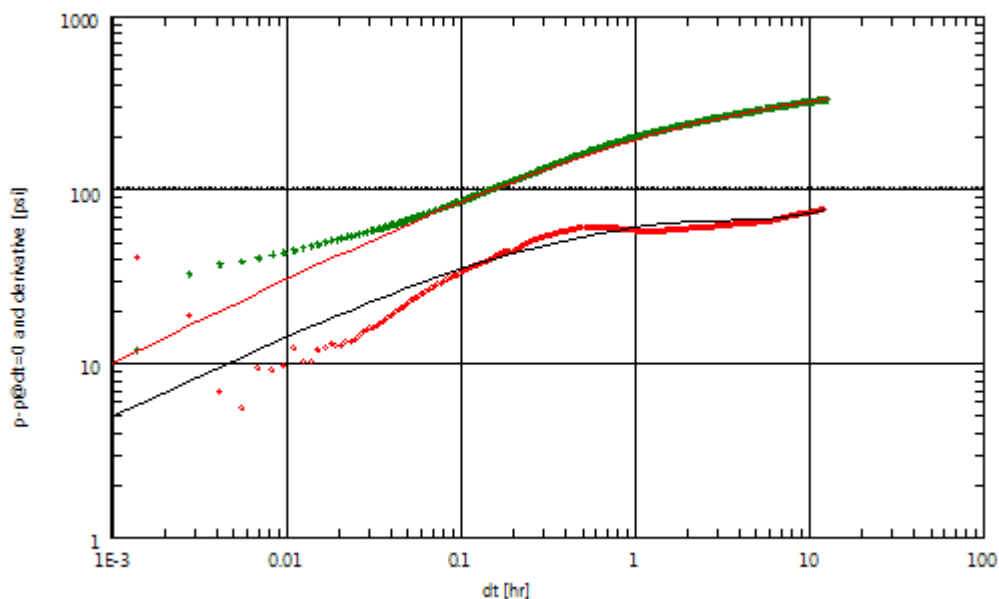
Sumur X merupakan salah satu sumur eksplorasi yang terletak di lapangan “YS”, sub cekungan Palembang, cekungan Sumatera Selatan pada kedalaman 633 meter hingga

639.62 meter. Secara litologi dari hasil data petrofisik, lapisan ini mengandung coal dan shale serta jejak batuan karbonat. Uji Injection Falloff dilakukan, yakni tes dengan melakukan *shut in* pada sumur yang sudah diinjeksikan dengan rate 48STBD sehingga terjadi perubahan tekanan pada dasar sumur. Pengujian sumur ini dilaksanakan pada tanggal tanggal 10 Desember 2013 dan berakhir pada 11 Desember 2013. Pengujian *falloff* ini berlangsung selama 13 jam.

Tabel 1. Hasil Analisis dengan menggunakan *Software Ecrin* pada sumur X

Pressure Initial (psi)	987.463
k.h (md-ft)	32.8
Permeabilitas (md)	1.57
Omega	0.6
Lambda	5.74E-7
Skin	-5.89
C(bbl/psi)	8.97E-7
R investigation (ft)	747.647

Hasil parameter di atas didapat dengan pemilihan model reservoir berupa *Double Porosity slab. Boundary* yang dipilih adalah *infinite boundary* dilihat dari bentuk pressure derivative grafik log-log yang sesuai dan sumur yang diungakan adalah sumur vertikal.



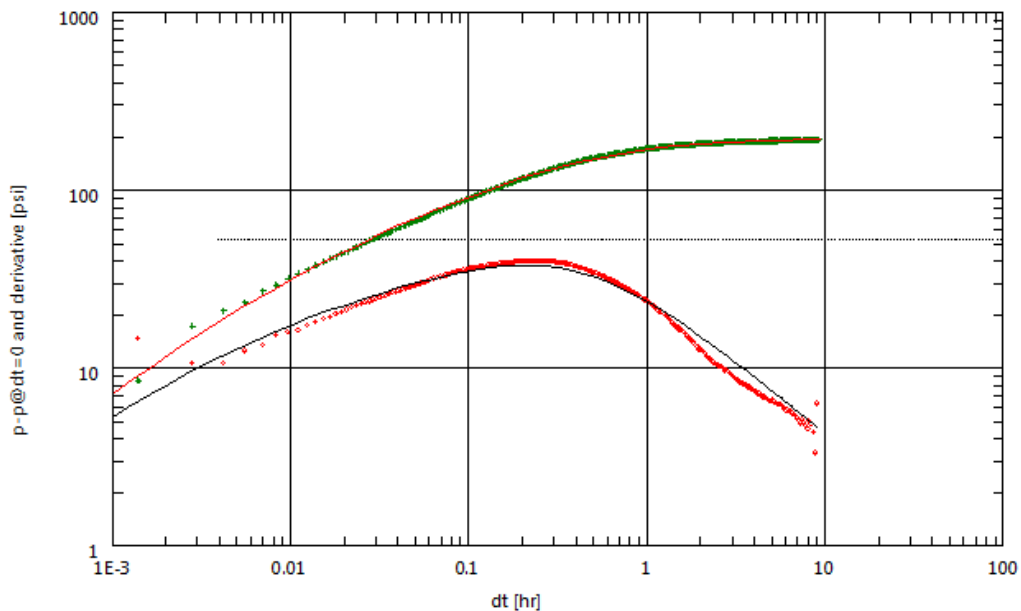
Gambar 4.2. Log-log Plot *Type Curve Pressure Derivative* Sumur X

Sumur Y merupakan salah satu sumur eksplorasi yang terletak di lapangan "YS", sub cekungan Palembang, cekungan Sumatera Selatan pada kedalaman 701.75 meter hingga 710.12 meter. Secara litologi dari hasil data petrofisik, lapisan ini mengandung coal. Uji Injection Falloff dilakukan, yakni tes dengan melakukan *shut in* pada sumur yang sudah diinjeksikan dengan rate 27 STBD sehingga terjadi perubahan tekanan pada dasar sumur. Pengujian sumur ini dilaksanakan pada tanggal tanggal 16 Desember 2013 dan berakhir pada 17 Desember 2013. Pengujian *falloff* ini berlangsung selama 11 jam.

Tabel 4.6. Hasil Analisis dengan menggunakan *Software Ecrin* pada sumur Y

Pressure Initial (psi)	1009.53
k.h (md-ft)	36.3
Permeabilitas (md)	1.97
L – Constant P (ft)	113
Skin	-4.75
Omega	0.999
Lambda	1.32E-7
C(bbl/psi)	8.43E-5
R investigation (ft)	689.905

Hasil parameter di atas didapat dengan pemilihan model reservoir berupa *dual porosity slab. Boundary* yang dipilih adalah *one fault boundary* dilihat dari bentuk pressure derivative grafik log-log yang sesuai dan sumur yang digunakan adalah sumur vertikal.

Gambar 4.6. Log-log Plot *Type Curve Pressure Derivative* Sumur Y

### Kesimpulan

Dari analisa hasil uji Injection Falloff Test pada sumur X dan Y dapat disimpulkan berikut.

1. Informasi berharga berupa nilai permeabilitas efektif air untuk sumur X dan Y sebesar 1.57md dan 2.43 md berturut turut.
2. Hasil interpretasi paling match untuk model reservoir untuk sumur X dan Y ada dual porosity slab.
3. Harga skin faktor sebesar -5.6 dan -4.7 pada sumur X dan sumur Y menunjukkan bahwa lapisan batu bara sangat rapuh serta hole completion berupa open hole.
4. Hasil analisa uji sumur dapat memperkirakan tekanan awal reservoir X pada kedalaman 633 meter sebesar 987 psiaa dan sumur Y sedalam 701 meter sebesar 1008psia yang berguna sebagai data evaluasi perhitungan cadangan reservoir.



**Daftar Pustaka**

Abdasah, Doddy, Dr. Ir., "*Analisa Sentana Tekanan*", Jurusan Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung, 1985.

Earlougher, R.C.Jr., "*Advances in Well Test Analysis*", Monograph Series, SPE of AIME, Dallas, 1977.

Lee, John., "*Well Testing*", Society of Petroleum Engineering of AIME, New York, Dallas, 1982.

LEMIGAS, "Gas Metana Batu Bara", Jakarta, 2012