

ANALISA PRESSURE BUILD UP TEST MENGGUNAKAN SOFTWARE ECRIN DAN METODE MANUAL PADA SUMUR GAS CP-52 & CP-54 LAPANGAN CHAPIN

Adven Charlos M. Pappin^{1,a}, Trijana Kartoatmodjo^{2,b}, Pauhesti Rusdi³

¹Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti ²Dosen Pembimbing I
Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti ³Dosen Pembimbing II Program Studi
Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

^apcharlos@gmail.com, ^btrijana52@gmail.com

Abstrak. Sumur CP-52 dan CP-54 merupakan sumur yang terletak pada struktur Tambun Daerah Tingkat II Kabupaten Bekasi Propinsi Jawa Barat dengan formasi target adalah Baturaja. Analisa *pressure build up* dilakukan untuk kegiatan *monitoring* guna mendapatkan informasi model reservoir dan *boundary*, *innitial pressure* (P_i), permeabilitas (k), *skin* (s), ΔP *skin*, tekanan rata-rata (P_{avg}), dan *flow efficiency*. Uji yang dilakukan pada kedua sumur yaitu *pressure build up test* (PBU) dan untuk menganalisisnya digunakan metode Horner pendekatan *pseudo pressure* dan P^2 baik secara manual maupun dengan bantuan *software* ecrin v.4.02 sebagai validasi.

Kata kunci. *Pressure Build Up Test, Software Ecrin, Sumur Gas*

Abstract. The CP-52 and CP-54 wells are located on the Tambun structure of Bekasi Regency of West Java Province with the target formation being Baturaja. The *pressure build up analysis* is carried out for *monitoring activities* to obtain reservoir and *boundary*, *innitial pressure* (P_i), permeability (k), *skin* (s), ΔP *skin*, average pressure (P_{avg}), and *flow efficiency information*. Tests performed on both wells are *pressure build up test* (PBU) and to analyze the method of Horner approach *pseudo pressure* and P^2 either manually or with the help of *software v.ex.2 v2.02 as validation*.

Keywords. *Pressure Build Up Test, Ecrin Software, Gas Well*

Pendahuluan

Produksi minyak dan gas bumi seiring berjalannya waktu seringkali mengalami penurunan produksi yang antara lain dapat disebabkan baik karena penurunan produksi maupun karena kerusakan formasi. Untuk mengetahui apakah terdapat kerusakan formasi atau perbaikan pada formasi, uji PBU menjadi salah satu uji tekanan yang umum dilakukan guna mengetahui parameter-parameter reservoir penting yang penting untuk mengidentifikasi kondisi formasi guna perencanaan sumur ke depannya. Berdasarkan analisa yang dilakukan dengan menggunakan metode Horner baik secara manual maupun dengan perangkat lunak ecrin diharapkan dapat memberikan hasil yang lebih akurat sesuai kondisi *actual* reservoir.

Studi Pustaka

Analisa tes PBU dilakukan dengan metode Horner dengan pendekatan $m(P)$ dan P^2 dikarenakan tekanan reservoir pada kedua sumur kurang dari 2000 psia

Metode Horner Pendekatan *Pseudo Pressure*

Persamaan yang digunakan dalam menentukan parameter-parameter reservoir dengan metode $m(P)$ sebagai berikut.

$$k = \frac{1637 \times Q_g (Mscfd) \times T(^{\circ}R)}{m \times h} \quad (1)$$

$$s' = 1.151 \times \left[\frac{m(P_{1hr}) - m(P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2)$$

$$\Delta P_{skin} = \frac{141.2 \times Q_g (scfd) \times B_g (bbl/scf) \times \mu_g (cp) \times s}{k (mD) \times h (ft)} \quad (3)$$

$$r_i = \sqrt{\frac{k \times \Delta t}{948 \times \phi \times \mu \times C_i}} \quad (4)$$

$$FE = \frac{m(P_{avg}) - m(P_{wf}) - m(\Delta P_{skin})}{m(P_{avg}) - m(P_{wf})} \quad (5)$$

Untuk menentukan nilai tekanan rata-rata digunakan metode MBH (Matthews-Brom-Hazenbrook) dengan persamaan :

$$t_{pDA} = \left[\frac{0.0002637 \times k (mD)}{\phi \mu C_i A} \right] \times t_p (hr) \quad (6)$$

$$F = \ln (Ca \times t_{pDA}) \quad (7)$$

$$m(P_{avg}) = m(P^*) - \left[\frac{|m|}{2.303} \right] \times F \quad (8)$$

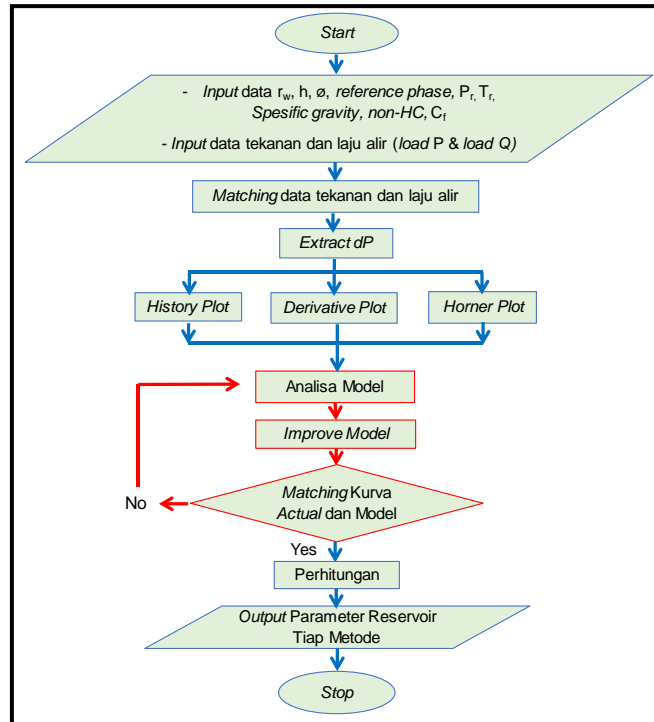
Nilai Ca dipilih berdasarkan *shape factor* dari posisi sumur terhadap *boundary* di sekelilingnya berdasarkan peta penampang geologi yang ada.

Metode Horner Pendekatan P²

Pada metode ini, persamaan yang digunakan hampir serupa dengan metode *pseudo pressure* dengan nilai P² sebagai data tekanan yang digunakan dalam perhitungan.

Metodologi Penelitian

Berikut merupakan *flowchart* kerja analisa PBU dengan menggunakan *software* ecrin v.4.02



Gambar 1. Flowchart Kerja Ecrin

Hasil dan Pembahasan

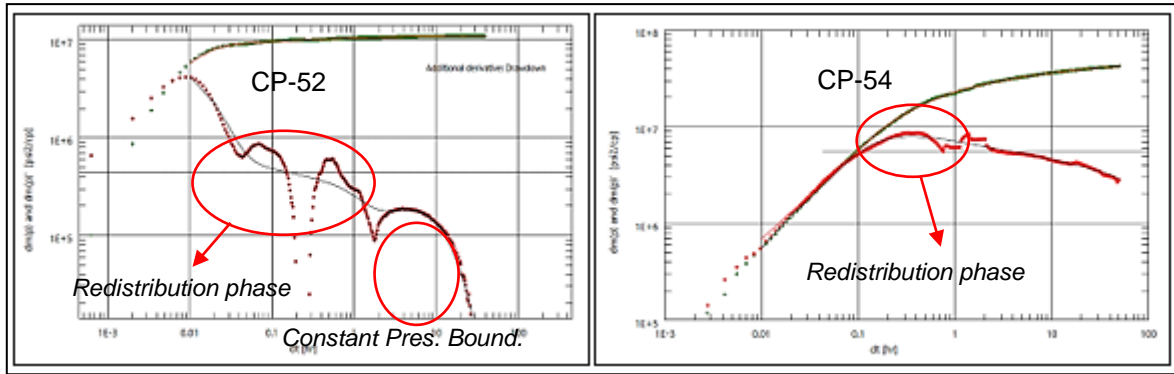
Data-data reservoir, petrofisik, dan produksi yang digunakan dalam analisa PBU untuk ke dua sumur dapat dilihat pada tabel 1 di bawah ini.

Tabel 1. Input Parameter

Data Reservoir			
Data	CP-52	CP-54	Satuan
Specific Gravity Gas	0.741496	0.71	
Viskositas Gas	0.015913706	0.015420987	Cp
Kompresibilitas Formasi (C _f)	3.00E-06	3.00E-06	Psi ⁻¹
Kompresibilitas Total (C _t)	0.000687649	0.000826241	Psi ⁻¹
Faktor Deviasi Gas (Z)	0.909027247	0.92404	
Faktor Volume Formasi Gas (B _g)	0.002205	0.002685867	Bbl/Scf
Tekanan Reservoir	1454.23	1210.3	Psia
Temperatur Reservoir	240	238	^o F
Karbon dioksida	2.73	2.16	%
Hidrogen Sulfida	0	0	%
Nitrogen	0.2	0.17	%
Data Produksi			
Data	Nilai	Nilai	Satuan
Q _g last	2772	415	Mscf
Q _o last	63.996	58	Bopd
Q _t	2799.16		Mscf/d
Kumulatif Prod. Gas (G _p)	183434	664433	Mscf

Analisa Pressure Build Up Test dengan Software Ecrin v. 4.02

Berdasarkan hasil *improve* dengan perangkat lunak ecrin diperoleh model *derivative* yang *matching* sebagai berikut.



Gambar 2. Pressure Derivative Plot

Tabel 2. Interpretasi Model Reservoir

Interpretasi Model Reservoir		
Selected Model	Result CP-52	Result CP-54
Model Option	Standard Model	Standard Model
Wellbore Model	Changing Storage (Fair)	Changing Storage (Hegeman)
Well Model	Vertical	Vertical
Reservoir Model	Two Porosity PSS	Two Porosity PSS
Boundary Model	Circle, Constant Pressure	One Fault – Constant P.

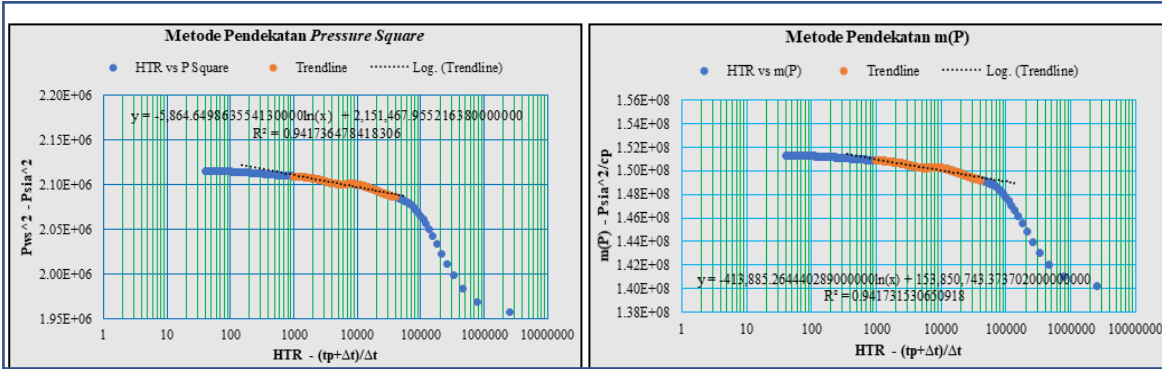
Dari plot *pressure derivative* di atas, dapat dilihat terdapatnya suatu anomali pembacaan tekanan yang disebabkan oleh *redistribution phase*. Penjelasan skematik mengenai fase ini dimana ketika sumur ditutup maka akan terdapat fluid level dengan gas akan naik ke permukaan dan liquid berada di bawahnya. Penutupan sumur tersebut menyebabkan naiknya tekanan sehingga semakin banyak gas yg terbebaskan dan fluid level menjadi turun (ingat diagram fasa). Selanjutnya akibat fluid level turun maka menyebabkan tekanan ikut turun. Ketika *pressure wellbore* turun maka terjadi kembali perubahan fasa dari gas menjadi kondensat. *Pressure* akan kembali naik karena adanya *supply* tekanan dari reservoir. Proses tersebut terus berulang selama penutupan sumur.

Tabel 3. Hasil Interpretasi Software Ecrin

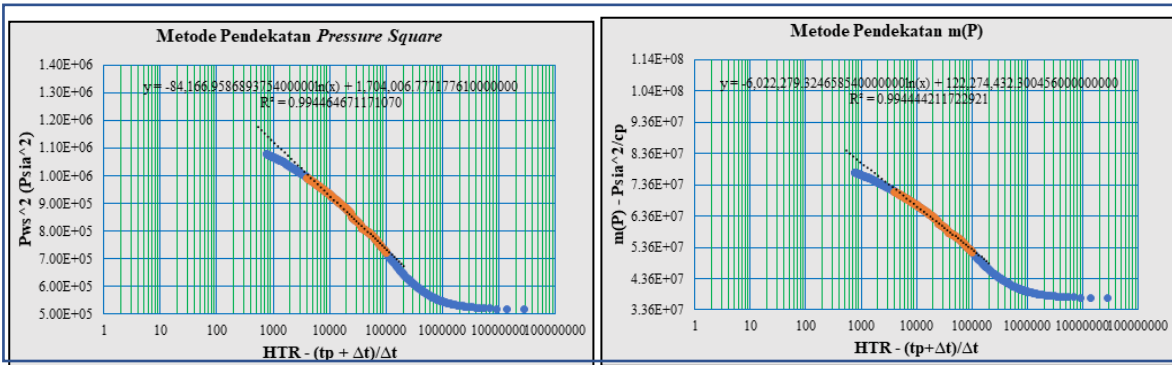
Hasil Interpretasi		
Main Model Parameters		
	Sumur CP-52	Sumur CP-54
C	0.034 bbl/psi	0.0647 bbl/psi
Total Skin	6	-2.73
k.h total	3180 md.ft	37.8 md.ft
k, average	38.2 md	3.84 md
Pi	1454 psia	1061 psia
Reservoir & Boundary Parameters		
Pi	1454 Psia	1061 Psia
Omega	0.306	0.673
Lamda	6.35E-06	3.84E-06
L - Constant Pressure	-	144 ft
Re – Constant Pressure	200 ft	-
Derived & Secondary Parameters		
ΔP (Total Skin)	26.38 psi	-177.501 psi

Analisa Pressure Build Up Test dengan Metode Horner Secara Manual

Secara manual, perhitungan dilakukan dengan metode Horner pendekatan *pseudo pressure* dan P^2 . Hasil plot untuk kedua metode untuk sumur CP-52 dapat dilihat berikut.



Gambar 3. Metode Horner Sumur CP-52



Gambar 4. Metode Horner Sumur CP-54

Dengan data dan persamaan yang tertera di atas, dengan terlebih dahulu menentukan nilai *slope* untuk tiap-tiap kurva dapat dihitung parameter-parameter reservoir dengan hasil sebagai berikut.

Tabel 4. Summary Perhitungan Metode Horner

Parameter	Sumur CP-52				Sumur CP-54			
	Ecrin v.4.02		Ms. Excel		Ecrin v.4.02		Ms. Excel	
	Metode m(P)	Metode p ²	Metode m(P)	Metode p ²	Metode m(P)	Metode p ²	Metode m(P)	Metode p ²
Slope	9.51E+05	13866.3	953006	13503.9	1.42E+07	1.94E+05	13866810.6	193802
k.h, mD-ft	3320	3290	3365.73	3436.09	33.2	32.4	34.6	34.91
k, mD	39.9	39.5	40.44	41.28	3.39	3.29	3.52	3.55
Skin	7.11	7	7.36	7.34	-2.82	-2.87	-2.86	-2.87
ΔP _{skin} , psia	-	-	30	30	-	-	-230.66	-229.11
r _i (ft)	-	-	657.51	664.34	-	-	298.29	299.65
P _{avg} , psia	-	-	1458	1458	-	-	1049	1049
FE	-	-	0.48	0.49	-	-	1.83	1.83

Kesimpulan

Berdasarkan analisa yang telah dilakukan, dapat diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut.

1. Berdasarkan hasil *matching* kurva *pressure derivative* dengan ecrin diperoleh bahwa sumur CP-52 memiliki *wellbore model changing storage (Fair)*, model sumur *vertical, reservoir model two-porosity PSS*, dan *boundary model circle-constant pressure* dengan hasil koefisien *wellbore storage (C)* 0.034 bbl/psi, tekanan resevoir 1454 psia, *total skin* 6, *permeability thickness (k.h)* sebesar 3180 md-ft, permeabilitas 38.2 mD, omega (ω) 0.306, lamda (λ) 6.35E-06, r_e *constant pressure* 200 ft, dan ΔP_{skin} sebesar 26.38 psia.
2. Untuk sumur CP-54 dari hasil interpretasi *pressure derivative* diperoleh model yang *matching* dengan *wellbore model changing storage (Hageman)*, model sumur *vertical, reservoir model two-porosity PSS*, dan *boundary model one fault-constant pressure* dengan hasil koefisien *wellbore storage* 0.0647 bbl/psi, tekanan reservoir 1061 psia, *total skin* -2.73, *permeability thickness* sebesar 37.8 mD-ft, permeabilitas 3.84 mD, omega (ω) 0.637, lamda (λ) 3.84E-06, *L-constant pressure* 144 ft, dan ΔP_{skin} -178 psia. Nilai lamda dan omega yang diperoleh mengindikasikan bahwa hampir sebagian besar fluida di reservoir terdapat pada rekahan.
3. Dengan menggunakan metode pendekatan *pseudo pressure* untuk sumur CP-52 dengan perangkat lunak ecrin diperoleh hasil *permeability thickness (k.h)* sebesar 3320 mD-ft, permeabilitas 39.9 mD, *skin* sebesar 7.11. Sedangkan secara manual dengan metode *pseudo pressure* diperoleh k.h sebesar 3365.73 mD-ft, permeabilitas 40.44 mD, *skin* sebesar 7.36, ΔP_{skin} 30 psia, radius investigasi 657.51 ft, P_{avg} sebesar 1458 psia, dan *flow efficiency* 0.48
4. Untuk metode P^2 pada sumur CP-52 dengan menggunakan ecrin diperoleh k.h sebesar 3290 mD-ft, permeabilitas 39.5 mD, dan *skin* sebesar 7. Jika dilakukan perhitungan secara manual dengan metode yang sama diperoleh k.h sebesar 3436.09 mD-ft, permeabilitas 41.28 mD, *skin* 7.34, ΔP_{skin} 30 psia, r_i sebesar 664.34 ft, P_{avg} 1458 psia, dan *flow efficiency* 0.49 yang mencirikan terdapatnya kerusakan formasi pada sumur CP-52 ini.
5. Pada sumur CP-54 dengan ecrin diperoleh hasil untuk metode *pseudo pressure* yaitu k.h sebesar 33.2 mD-ft, permeabilitas 3.39 mD, dan *skin* sebesar -2.82. Sedangkan dengan metode yang sama secara manual diperoleh k.h sebesar 34.6 mD-ft, permeabilitas 3.52 mD, *skin* sebesar -2.86, ΔP_{skin} -231 psia, radius investigasi 298.29 psia, P_{avg} 1049 psia, dan *flow efficiency* 1.83
6. Dengan metode P^2 untuk sumur CP-54 dengan ecrin diperoleh hasil k.h sebesar 32.4 mD-ft, permeabilitas 3.29 mD, dan *skin* sebesar -2.87. Dengan metode yang sama secara manual diperoleh hasil k.h sebesar 34.91 mD-ft, permeabilitas 3.55 mD, *skin* sebesar -2.87, ΔP_{skin} sebesar -229 psia, r_i sebesar 299.65 ft, P_{avg} 1049 psia, dan *flow efficiency* sebesar 1.83 yang mengindikasikan bahwa stimulasi yang telah dilakukan pada sumur CP-54 telah berhasil mengurangi/ memperbaiki kerusakan formasi yang ada sebelumnya.
7. Dari hasil analisa yang menunjukkan terdapatnya kerusakan formasi pada sumur CP-52 dengan harga *skin* yang positif maka rekomendasi yang perlu dilakukan untuk mengurangi kerusakan formasi pada sumur CP-52 yaitu dengan melakukan stimulasi reservoir.

Daftar Pustaka

- [1] Ahmed, Tarekh. *Advanced Reservoir Engineering*. Gulf Professional Publishing. Texas. 59 - 63
- [2] Ahmed, Tarekh. 2001. *Reservoir Engineering Handbook Second Edition*. Gulf Professional Publishing. Texas. 34 - 74
- [3] Al Ismail, Maytham I. 2010. *Field Observations of Gas Condensate Well Testing*. California : Stanford University. 39 – 46

- [3] Andeka, Indira Pratiwi. 2011. *Analisa Pressure Build-Up Test dengan Menggunakan Metode Horner Manual dan Saphir 3.20 Untuk Identifikasi Kerusakan Formasi pada Sumur "KB" Lapangan "D"*. Yogyakarta : Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional "Veteran". 20 - 22
- [4] Graha, Arya Bintang, dkk. 2015. *Analisa Pressure Build Up dan Interference Test Pada Sumur Alpha dan "Beta Lapangan X"*. Jakarta : Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti. 2 - 4
- [5] Gunarso, Pratama Adrian, dkk. 2015. *Analisa Well Testing Sumur Lapangan T dengan Metoda Horner dan Type Curve Derivative*. Jakarta : Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti. 3 - 5
- [6] Mahenda, Aldhitia, dkk. 2014. *Analisa Data Pressure Build Up Test dengan Metode Horner dan Standing Untuk Mengetahui Kondisi Produktivitas Sumur SGC-X PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi*. Palembang : Jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya. 3 - 4
- [7] Schlumberger, 1998. *Introduction to Well Testing*. England.