

Aplikasi Kurva Derivative Dalam Penentuan Batas Reservoir Pada Sistem Reservoir Lensa

Oleh :

*Fiki Hidayat**

Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau

Abstrak

Reservoir lensa merupakan reservoir yang memiliki bentuk menyerupai lensa dan memiliki sifat reservoir yang tertutup. Saat ini, reservoir dengan tipe lensa mulai banyak diproduksi. Studi mengenai reservoir lensapun telah banyak dilakukan untuk dapat lebih memahami kelakuan reservoir ini. Untuk memperoleh analisa lebih baik mengenai reservoir lensa ini diperlukan studi-studi yang tepat sehingga pengembangan lapangan dengan reservoir ini berjalan dengan baik. Analisa yang dilakukan salah satunya adalah analisa mengenai batas reservoir dengan menggunakan kurva derivative pada reservoir lensa ini. Untuk itu, yang perlu dilakukan adalah membuat model reservoir lensa dan melakukan simulasi untuk dapat memperkirakan kelakuan dari reservoir ini. Data yang diperlukan antara lain: tekanan reservoir, waktu produksi, batas reservoir, properti fluida, dan properti batuan. Dari data tersebut kemudian digunakan *software* simulasi reservoir CMG untuk memperoleh data tekanan dari sumur uji dan *software* Saphire untuk interpretasi dari data tekanan yang diperoleh. Pada penelitian ini akan dibahas tentang identifikasi dan analisa batas reservoir untuk reservoir dengan tipe lensa dengan menggunakan model ideal pada *software* Saphire. Selain itu, akan dibahas pula bentuk kurva derivative yang dihasilkan dari reservoir lensa.

Kata kunci: radius investigasi, kurva derivative, jari-jari pengurasan, periode transien, heterogenitas

Abstract

The lenticular reservoir is a reservoir that look like a lens and has heterogeneties type. Nowadays, this kind of reservoir have been started to produced. Studies about lenses reservoir have been done for better understand about reservoir behaviour. For get the better analysed about this reservoir, we need to do correct studies so that the field development of lenses reservoir will have great result. For that, we need to make a model of lenses reservoir and run a simulation to predict the behaviour of the reservoir. Data which required to make a model are reservoir pressure, production time, reservoir limit radius, fluid properties, and rock properties. From that data, CMG is used to acquire data of pressure from the testing well and interpret these data with Saphire. In this final assigment, it will be discussed about identification and analize reservoir limit for reservoir with lens type that is used ideal model in Saphire. Moreover, it willbe discussed about shape of the derivative curve of the lenticular reservoir.

Keywords: radius of investigation, derivative curve, drainage radius, transient period, heterogeneity

Corresponding author e-mail: fikihidayat@eng.uir.ac.id

PENDAHULUAN

Reservoir dengan tipe lensa telah banyak ditemukan dan populer terutama di Amerika Serikat. Berbagai penelitian (Warpinski, et al., 1985; Lorenz, 1985; Boardman & Knutson, 1981; Evans & Carroll, 1981; Craig & Brown, 1999; Zubari & Abdulwahab, 1999) telah dilakukan untuk dapat mengenali lebih dalam sifat dan karakter dari reservoir tersebut.

Studi yang dilakukan salah satunya berupa studi mengenai estimasi tekanan pori dan permeabilitas (Craig & Brown, 1999). Boardman dan Knutson (Boardman & Knutson, 1981) melakukan analisis dengan memanfaatkan data produksi gas, log sumur, dan data *pressure buildup* untuk menentukan

volume dan permeabilitas reservoir. Lorenz (Lorenz, 1985) mengestimasi ukuran dan orientasi dari reservoir lensa. Estimasi ukuran dilakukan dengan dua cara, yaitu: (1) korelasi antara sumur dan sumur/metode probabilitas dan (2) analogi terhadap ratio ketebalan dan lebar reservoir dengan ratio outcrop reservoir lensa yang terkekspos di permukaan.

Berdasarkan penelitian Lorenz, estimasi ukuran dari reservoir lensa dapat dilakukan dengan menggunakan konsep radius investigasi, perhitungan radius batas reservoir dengan menggunakan kurva derivative dari reservoir lensa ini (Lee, 1982). Dalam pengujian sumur, radius investigasi atau jari-jari pengamatan sangat berguna dalam membantu menentukan batas reservoir. Dengan melakukan studi yang baik, dapat diperoleh informasi lebih jauh mengenai kelakuan reservoir lensa sehingga nantinya dapat lebih mudah menentukan batas reservoir untuk reservoir lensa dan properti lainnya.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengidentifikasi dan menganalisa batas reservoir untuk reservoir dengan tipe lensa dengan menggunakan model ideal pada *software* Saphire. Selain itu, dalam penelitian ini akan dibahas pula bentuk kurva derivative yang dihasilkan dari reservoir lensa. Sehingga dengan dikenalnya reservoir lensa ini lebih mendalam, pengembangan reservoir lensa akan menjadi lebih mudah seperti penentuan lokasi sumur produksi baru.

TEORI DASAR

Konsep radius investigasi, secara kualitatif dan kuantitatif, mempunyai arti yang sangat penting baik di dalam analisa maupun perencanaan suatu pengujian sumur. *Radius of investigation* menggambarkan sejauh mana pencapaian *transien tekanan* ke dalam formasi apabila diberikan gangguan keseimbangan tekanan akibat suatu produksi atau penutupan sumur. Jarak yang ditempuh oleh *transien* tekanan berhubungan dengan sifat-sifat fisik batuan dan fluida formasinya dan juga tergantung kepada lamanya waktu pengujian.

Sebuah formasi dengan sumur yang homogen dan isothermal, dengan ketebalan seragam, porositas dan permeabilitas konstan, serta memiliki aliran radial satu fasa, dideskripsikan oleh Lee (Lee, 1982) dalam persamaan difusi tak berdimensi yang merupakan kombinasi dari hukum kekekalan massa, persamaan keadaan, dan persamaan Darcy (Matthews & Russell, 1967; van Everdingen & Hurst, 1949; Hubbert, 1940; Horner, 1951) sebagai berikut:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \tag{1}$$

dimana

$$p_D = \frac{kh(p_i - p)}{141.2q\mu B} \tag{2}$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\mu c_t \phi r_w^2} \tag{3}$$

$$r_D = \frac{r_e}{r_w} \tag{4}$$

Kemudian, dengan anggapan ukuran radius formasi tidak terhingga, sehingga ukuran lubang sumur dapat diabaikan atau mendekati sama dengan nol, kemudian diproduksi dengan laju produksi yang konstan, dan tekanan awal di seluruh titik formasi adalah sama dan sumur yang terlihat hanya berupa garis ini menguras area yang tak terhingga besarnya, Solusi analitikal dari Lee dijelaskan sebelumnya oleh Earlougher (Earlougher Jr, 1977) dalam persamaan formasi yang tidak terbatas sebagai berikut:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei \left(\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \tag{5}$$

Atau bisa dijabarkan kembali dalam satuan lapangan menjadi persamaan sebagai berikut:

$$p = p_i + 70.6 \frac{q\mu B}{kh} Ei \left(\frac{-948\mu c_t \phi r^2}{kt} \right) \tag{6}$$

dimana

$$-Ei(-x) = Ei(x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \tag{7}$$

(Fungsi *Ei* = Eksponensial integral)

Untuk menentukan besarnya radius investigasi, Lee (Lee, 1982) telah menetapkan bahwa kuadrat dari radius investigasi tak berdimensi memiliki hubungan linear dengan waktu tak berdimensi. Hubungan ini ditunjukkan dalam persamaan:

$$r_{iD}^2 = 4t_D \tag{8}$$

Atau jika dijabarkan dalam satuan lapangan akan menjadi persamaan sebagai berikut:

$$r_i = \sqrt{\frac{kt}{948\phi\mu c_t}} \tag{9}$$

Radius investigasi, r_i , yang diberikan oleh persamaan (9) menggambarkan suatu jarak dimana gangguan tekanan, baik turun maupun naik, cukup berarti akibat produksi atau injeksi fluida dengan laju yang tetap.

Persamaan (8) dapat digunakan untuk memperkirakan waktu untuk mencapai *stabilized flow*, yaitu waktu yang diperlukan oleh *transien* tekanan untuk mencapai batas reservoir yang sedang diuji. Sebagai contoh, jika sumur yang diuji terletak di pusat reservoir yang berbentuk silinder yang terbatas, r_e , dengan menuliskan $r_i = r_e$, maka waktu yang diperlukan untuk mencapai *stabilized flow* tersebut adalah:

$$t_s = \frac{948\phi\mu c_t r_e^2}{k} \tag{10}$$

Untuk menggunakan konsep jari-jari pengamatan ini, kita harus menyadari sepenuhnya bahwa konsep ini akan memberikan hasil yang sangat teliti jika dan hanya jika formasi yang diselidiki mempunyai sifat-sifat homogen, isotropik, dan berbentuk silinder. Adanya keheterogenan suatu reservoir akan mengurangi ketelitian persamaan (9) dan (10). t_s tidak bergantung pada laju aliran. Berapapun laju aliran yang diberikan akan meraih jarak yang sama pada suatu t_s yang sama.

Melalui pendekatan derivative, perubahan waktu terhadap perubahan tekanan selama periode pengujian menjadi pertimbangan untuk dilakukannya analisa. Dengan menggunakan logaritmik natural, *derivative* dapat dinyatakan sebagai fungsi *derivative* waktu, dan dikalikan dengan waktu Δt sejak periode awal.

$$\Delta p' = \frac{dp}{d \ln \Delta t} = \Delta t \frac{dp}{dt} \tag{11}$$

Derivative diplot dalam koordinat log-log vs Δt

MODEL RESERVOIR

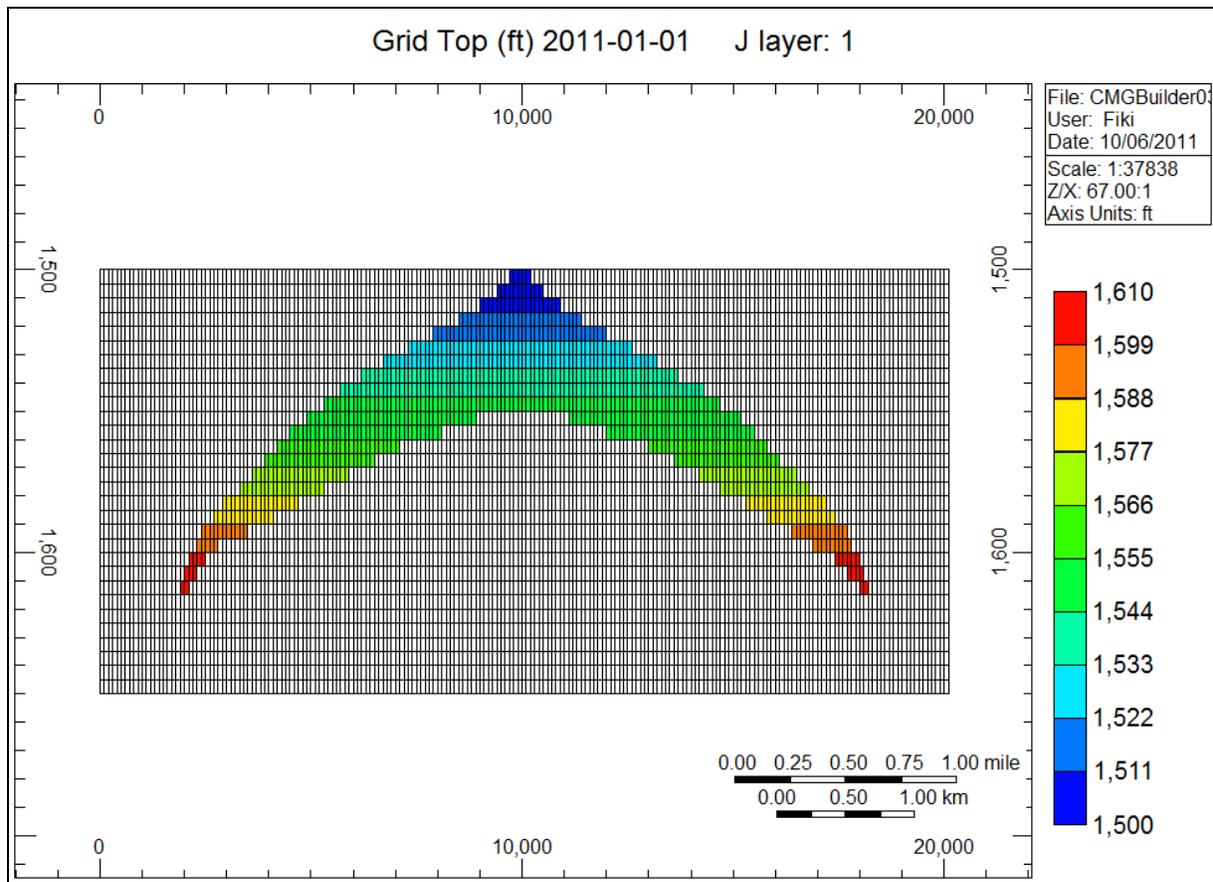
Untuk mempresentasikan kondisi reservoir pada penelitian ini maka dibuatlah model reservoir menggunakan simulator CMG. Model reservoir utama berbentuk persegi panjang dengan ukuran luas 20100 ft x 5100 ft dan terbagi dalam 201 grid x 51 grid. Tebal reservoir sebesar 150 ft yang terbagi dalam 30 grid. Reservoir berada pada kedalaman 1500 ft dari permukaan.

Kemudian dari model reservoir tersebut, digunakan fungsi sector untuk membuat model reservoir lensa dari model reservoir awal yang berbentuk balok tersebut. Model yang dihasilkan mempunyai bentuk seperti lensa cekung, ditunjukkan oleh gambar 1. Pada daerah *sector*, diberikan pengaturan *null block* sehingga hanya daerah di luar *sector* yang memiliki nilai properti seperti permeabilitas, porositas, dan kompresibilitas.

Model reservoir ini memiliki harga porositas sebesar 20% , permeabilitas sebesar 100 mD, dan kompresibilitas sebesar 3×10^{-6} 1/psi. Model reservoir yang akan dikembangkan memiliki karakteristik solution gas reservoir seperti yang tertera pada Tabel 1 dan data PVT dari model reservoir yang digunakan dalam simulasi tertera pada Tabel 2.

Tabel 1 Properti Fisik Reservoir

Kedalaman	=	1500 ft
Tekanan awal reservoir	=	4000 psia
Tekanan gelembung reservoir	=	3000 psia
Temperatur reservoir	=	321 °F
Permeabilitas	=	100 mD
Porositas	=	20%
Kompresibilitas formasi batuan	=	3×10^{-6} psi ⁻¹



Gambar 1 Model Reservoir lensa

Tabel 2 Properti Fluida

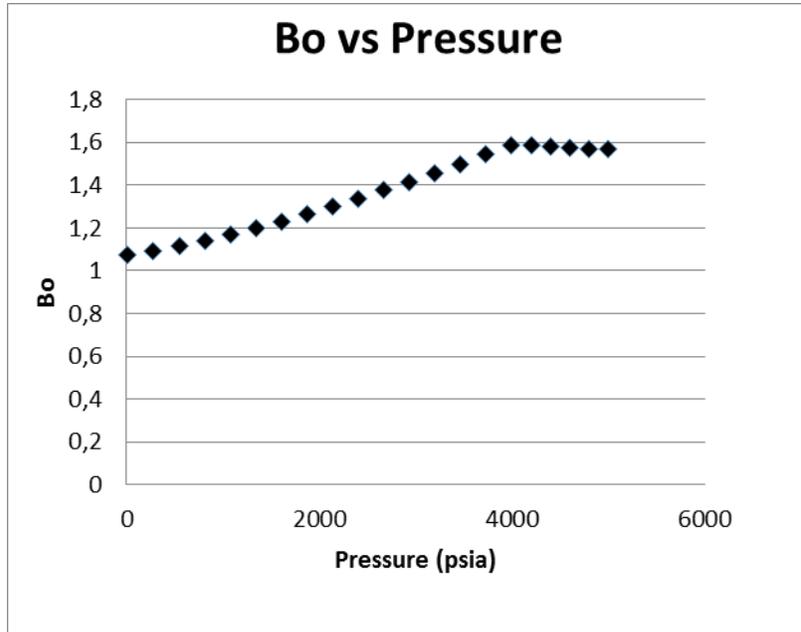
Tekanan (psia)	Solution GOR (scf/stb)	FVF Minyak (rb/stb)	FVF Gas (rb/scf)	Viscositas Minyak (cp)	Viscositas Gas (cp)
14.696	3.52215	1.13724	3.75354	0.993903	0.0148133
213.716	30.2195	1.14985	55.2754	0.882591	0.0149504
412.737	62.6723	1.16538	108.02	0.786554	0.0151592
611.757	98.3997	1.18272	161.874	0.709722	0.0154176
810.777	136.524	1.2015	216.688	0.647995	0.0157191
1009.8	176.57	1.22151	272.278	0.597599	0.0160602
1208.82	218.233	1.24262	328.43	0.555736	0.0164387
1407.84	261.3	1.26474	384.9	0.520404	0.0168526
1606.86	305.614	1.2878	441.43	0.490163	0.0173
1805.88	351.051	1.31174	497.751	0.463961	0.0177787
2004.9	397.512	1.33651	553.598	0.441014	0.0182861
2203.92	444.917	1.36209	608.723	0.420731	0.0188198
2402.94	493.198	1.38843	662.898	0.402655	0.0193768

2601.96	542.297	1.41551	715.929	0.386429	0.0199542
2800.98	592.164	1.44331	767.656	0.371771	0.0205491
3000	642.756	1.47179	817.956	0.358452	0.0211588
3200	694.289	1.46295926	866.975	0.346231	0.0217835
3400	746.48	1.454181504	914.404	0.335023	0.0224179
3600	799.301	1.445456415	960.212	0.324701	0.0230595
3800	852.721	1.436783677	1004.39	0.315157	0.0237064
4000	906.717	1.428162975	1046.96	0.306301	0.0243566

Tabel 3 Permeabilitas relatif minyak dan air

Tabel Permeabilitas Relatif (water-oil)		
Sw	Krw	Krow
0.2	0	0.5
0.234375	0.001563	0.439453
0.26875	0.00625	0.382813
0.303125	0.014063	0.330078
0.3375	0.025	0.28125
0.371875	0.039063	0.236328
0.40625	0.05625	0.195313
0.440625	0.076563	0.158203
0.475	0.1	0.125
0.509375	0.126562	0.095703
0.54375	0.15625	0.070313
0.578125	0.189062	0.048828
0.6125	0.225	0.03125
0.646875	0.264063	0.017578
0.68125	0.30625	0.007813
0.715625	0.351562	0.001953
0.75	0.4	0

Digunakan persamaan (Craft & Hawkins, 1959) untuk menentukan harga B_o di atas tekanan gelembung sehingga model reservoir menjadi lebih representatif.



Gambar 2 Plot B_o terhadap tekanan setelah koreksi

Secara numerik, kompresibilitas minyak dapat dilihat dari data B_o sebagai berikut:

$$c_o = - \frac{1}{B_{o_{n+\frac{1}{2}}}} \left(\frac{B_{o_{n+1}} - B_{o_n}}{p_{n+1} - p_n} \right) \quad (12)$$

dan persamaan B_o di suatu tekanan

$$B_{o_{n+\frac{1}{2}}} = \left(\frac{p_{n+\frac{1}{2}} - p_n}{p_{n+1} - p_n} \right) (B_{o_{n+1}} - B_{o_n}) + B_{o_n} \quad (13)$$

Dengan menggabungkan persamaan (12) dan (13) maka diperoleh persamaan untuk menghitung harga B_o di atas tekanan gelembung sebagai berikut:

$$B_{o_{n+1}} = B_{o_n} \left[\frac{c_o (\bar{p} - p_n) - c_o \Delta p + 1}{c_o (\bar{p} - p_n) + 1} \right] \quad (14)$$

Setelah dilakukan koreksi perhitungan B_o dengan persamaan (14) maka grafik B_o di atas tekanan gelembung mengalami kenaikan seiring dengan berkurangnya tekanan (Gambar 2).

Waktu simulasi ditentukan berdasarkan persamaan (10) dengan mengambil asumsi awal batas reservoir atau jari-jari pengurasan, r_e , sebesar 1.5 kali dari jari-jari model yang digunakan yaitu 15000 ft. Hal ini

dilakukan untuk meningkatkan kepastian bahwa waktu yang diperoleh adalah waktu yang dibutuhkan *transien* tekanan untuk mencapai batas dari reservoir.

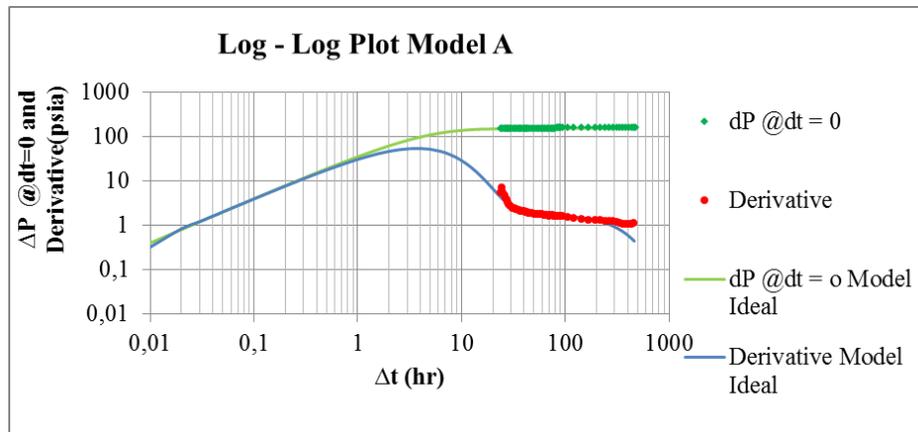
STUDI KASUS

Untuk mendapatkan analisa yang baik mengenai jari-jari pengurasan (*drainage radius*) atau batas reservoir dengan menggunakan kurva derivative, dilakukan pengaturan terhadap lamanya waktu penutupan sumur atau *build-up time*.

Pengaturan waktu yang digunakan menggunakan perbandingan waktu produksi dan waktu penutupan sumur. 3 model perbandingan yang digunakan yaitu 1:1, 1:2 , dan 1:4. Model A merepresentasikan model perbandingan 1:1, model B untuk model perbandingan 1:2 , dan model C digunakan untuk menyatakan model perbandingan 1:4. Selain itu, saat penutupan sumur, *timestep* yang digunakan juga dimodifikasi. 5 menit pertama penutupan sumur, *timestep* yang digunakan dalam skala waktu detik, 5 jam berikutnya dalam menit, 2 hari 18 jam berikutnya dalam jam, dan sisanya menggunakan skala hari.

Dari modifikasi *timestep* tersebut, akan diperoleh data tekanan yang diperoleh untuk pengujian sumur dan penentuan karakteristik reservoir, yaitu permeabilitas dan jari-jari pengurasan dengan menggunakan *software* Saphire menjadi lebih akurat.

Hasil yang diperoleh untuk model A menunjukkan hasil permeabilitas yang berbeda dengan nilai permeabilitas yang digunakan pada *software* CMG. Bentuk kurva log-log plot tekanan , *derivative* dan waktu dapat dilihat pada gambar 3.

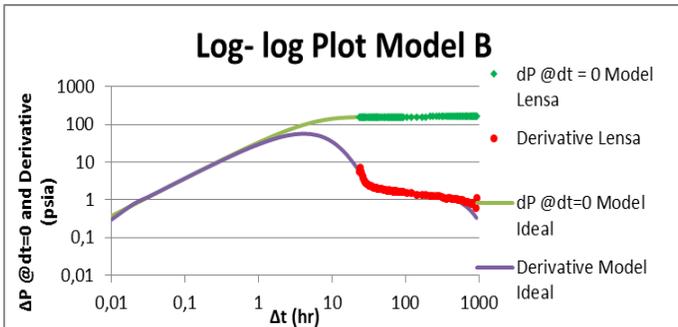


Gambar 3 Kurva Log-log Plot Model A

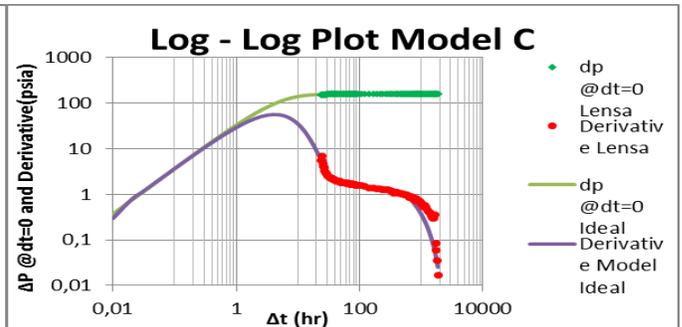
Dari hasil interpretasi dengan menggunakan *software* Saphire, bentuk kurva log-log plot yang diperoleh berbeda dengan bentuk model ideal yang tersedia pada *software* Saphire. Model ideal yang mendekati adalah model *constant wellbore storage*, jenis sumur *vertical well*, model reservoir yaitu *homogeneous reservoir*, dan *boundary reservoir* berupa *circle*. Dari hasil *matching* dapat dilihat nilai permeabilitas dan batas reservoir untuk model A.

Analisa kemudian dilanjutkan untuk reservoir dengan waktu penutupan sumur yang lebih lama yaitu B. Dari hasil interpretasi, bentuk kurva derivative sedikit berbeda dengan bentuk kurva derivative model A. Pada kurva derivative untuk model A , bentuk akhir kurva masih menunjukkan kecenderungan

gradien 0. Berbeda dengan model B , bentuk akhir kurva derivative lebih jatuh, seperti yang ditunjukkan gambar 4. Nilai permeabilitas yang diperoleh juga lebih besar dari permeabilitas model A. Sedangkan untuk batas reservoir, r_e , menunjukkan range nilai yang lebih besar.



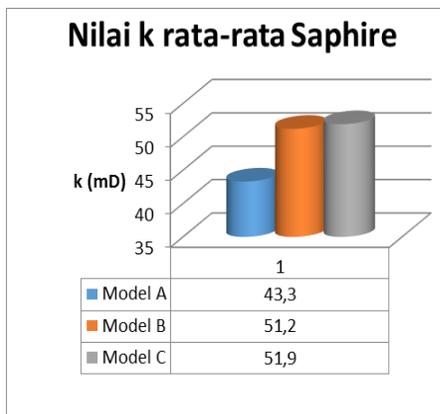
Gambar 4 Kurva Log-log Plot Model B



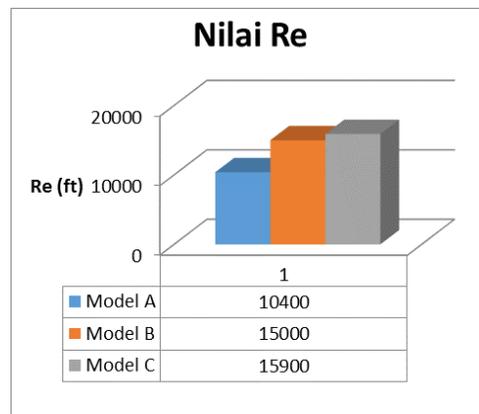
Gambar 5 Kurva Log-log Plot Model C

Model perbandingan terakhir yaitu model C lebih menunjukkan perbedaan dibandingkan dengan model-model sebelumnya. Bentuk kurva derivative yang dihasilkan oleh model ini menunjukkan adanya *closed system* dan *sealing* di batas reservoir. Hal ini semakin memastikan kecocokan dengan model yang telah dibuat dengan menggunakan *software* CMG sebelumnya. Gambar 5 menunjukkan bentuk kurva derivative dari model ini.

Hasil-hasil interpretasi nilai permeabilitas dan jari-jari pengurasan dari ketiga model ini ditunjukkan pada gambar 6 dan 7.



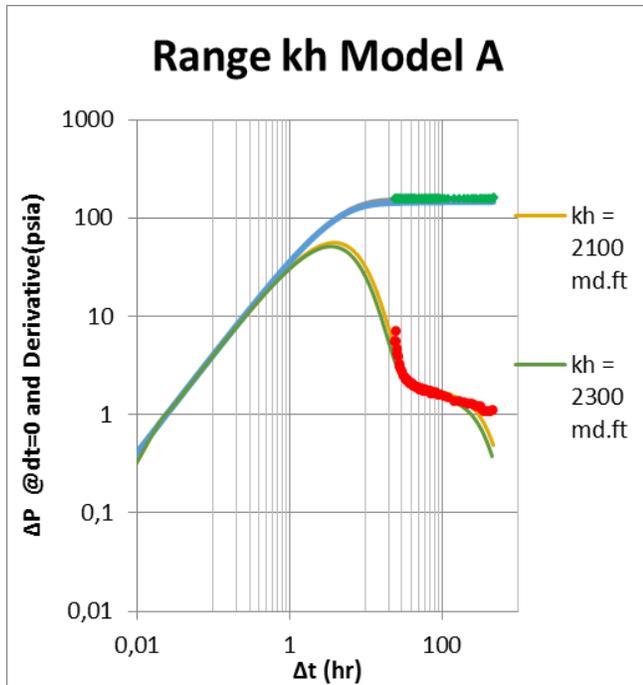
Gambar 6 Hasil Interpretasi Permeabilitas



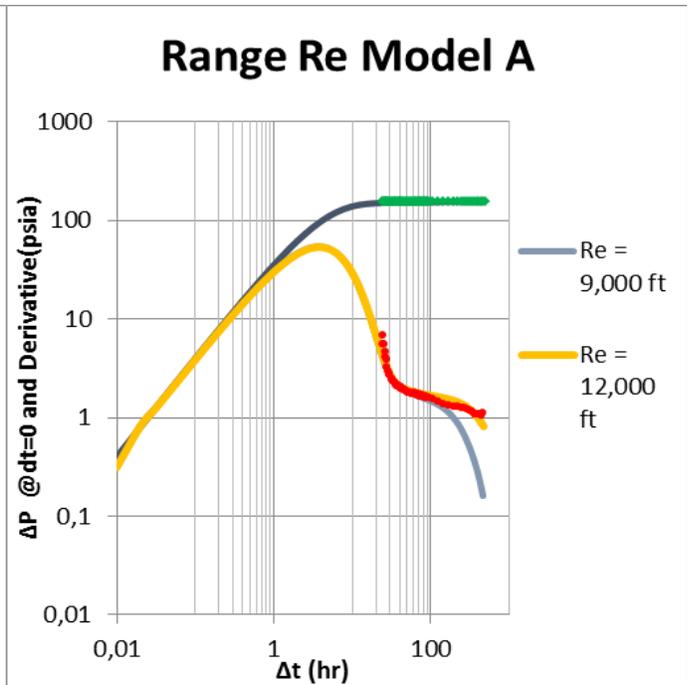
Gambar 7 Hasil Interpretasi r_e

Dari ketiga model ini, dapat dilihat kesamaan mengenai bentuk kurva derivative dari model reservoir lensa ini tidak mengikuti bentuk ideal yang digunakan pada *software* Sapphire. Sehingga untuk itu, harus dapat dianalisa kembali nilai permeabilitas dan jari-jari pengurasan atau batas reservoir yang diperoleh. Kita dapat menggunakan sensitivitas nilai permeabilitas dan batas reservoir untuk memastikan rentang nilai properti reservoir. Hasil sensitivitas tersebut ditunjukkan pada gambar 8, 9,10,11,12 dan 13 untuk masing-masing model perbandingan.

Rentang nilai yang diperoleh menunjukkan kecenderungan tertentu terutama untuk nilai data permeabilitas. Sedangkan untuk batas reservoir, didapat kecenderungan semakin lama waktu penutupan sumur, semakin besar nilai batas reservoir yang ditunjukkan dari hasil interpretasi *software*.



Gambar 8 Hasil sensitivitas kh model A



Gambar 9 Hasil sensitivitas batas reservoir model A

Permeabilitas rata-rata yang diperoleh berdasarkan hasil matching dengan menggunakan *software* Saphire memiliki nilai yang jauh lebih kecil jika dibandingkan dengan nilai permeabilitas yang digunakan pada model reservoir lensa *software* CMG. Perbedaan permeabilitas ini cukup signifikan mengingat nilai permeabilitas pada *software* CMG sebesar 100 mD sedangkan hasil yang ditunjukkan oleh *software* Saphire berkisar antara 40-52 mD. Perbedaan permeabilitas ini dapat disebabkan beberapa hal. Pertama adalah model yang dimiliki bukan merupakan satu fasa minyak. Adanya sejumlah air yang memberikan nilai saturasi sehingga mempengaruhi permeabilitas relatif. Dari model diperlihatkan saturasi air mula-mula sebesar 0.2 dan saturasi air pada waktu penutupan mengalami sedikit perubahan menjadi 0.200003. Gambar 13 memperlihatkan sedikit perubahan saturasi dari awal hingga akhir pengujian. Dari Tabel 3 menunjukkan pada saturasi air 0.2, permeabilitas relatif minyak sebesar 0.5. Hal ini menyebabkan permeabilitas efektif yang dimiliki oleh minyak tidak mengikuti permeabilitas absolut yang *diinput* sehingga hasil yang ditunjukkan *Saphire* memberikan perbedaan. Seperti yang diketahui bahwa permeabilitas efektif minyak merupakan permeabilitas relatif dikali dengan permeabilitas absolut. Dengan nilai permeabilitas absolut sebesar 100 mD dan permeabilitas relatifnya adalah 0.5, maka hasil yang ditunjukkan oleh *Saphire* adalah cocok. Tabel 4 menunjukkan besaran *error* dari permeabilitas. Kedua adalah adanya pengaruh bentuk reservoir lensa. Pada input awal *software* Saphire, ditentukan ketebalan reservoir. Untuk reservoir lensa, sulit untuk menentukan berapa ketebalan reservoir rata-rata, sehingga dapat memberikan perbedaan nilai permeabilitas. Rentang nilai permeabilitas untuk ketiga model dapat dilihat pada tabel 5.

Tabel 4 Hasil Matching k dan r_e pada Saphire

Model	k avg (mD)	Error k (%)	r_e (ft)
A	43.3	13.4	10400
B	51.2	2.4	15000
C	51.9	3.8	15900

Tabel 5 Hasil Interpretasi - Uji sensitivitas kh

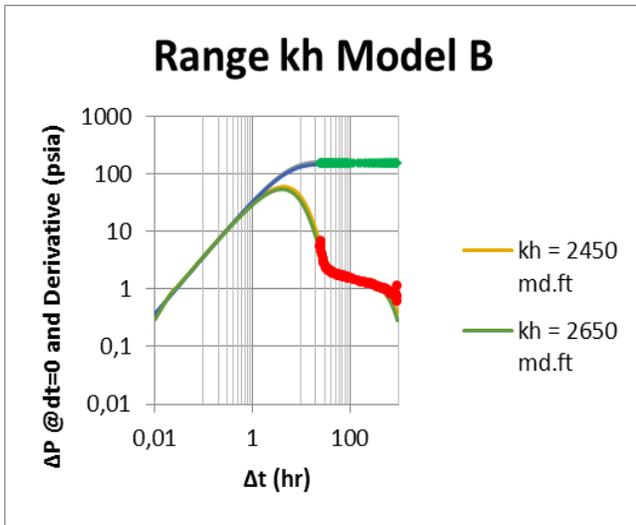
Model	kh (mD.ft)	
	minimum	maksimum
A	2100	2300
B	2450	2650
C	2500	2700

Batas reservoir yang diperoleh dari *software* Saphire ini sangat berguna untuk pengembangan reservoir lensa terutama penentuan lokasi sumur baru baik berupa sumur produksi maupun sumur injeksi untuk pressure maintenance. Namun kecenderungan semakin besarnya batas reservoir mengikuti lamanya penutupan sumur memberikan pengetahuan bahwa lamanya penutupan sumur tidak selamanya memberikan data-data yang sangat akurat. Terlepas dari model C menunjukkan bentuk kurva derivative yang lebih baik, tetapi nilai batas reservoir yang diberikan juga tidak terlalu akurat jika dilihat berdasarkan bentuk model yang digunakan pada *software* CMG.

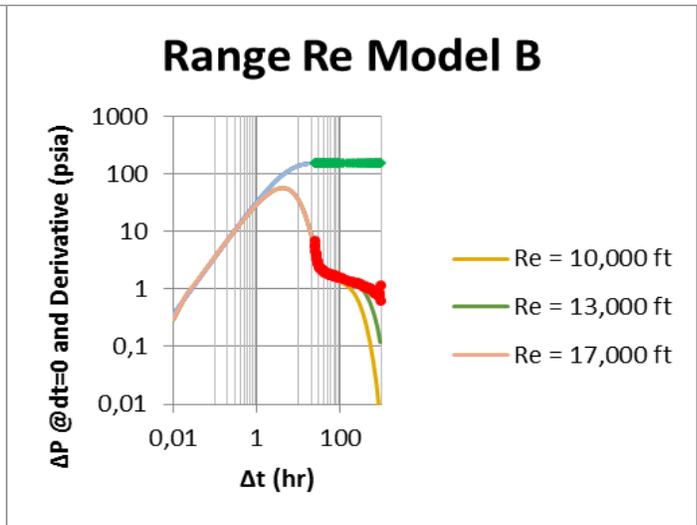
Namun rentang batas reservoir yang diperoleh masih dapat diterima, berkisar diantara jari-jari pengurasan berdasarkan model reservoir dari *software* CMG. Nilai rentang batas reservoir hasil interpretasi *software* Saphire untuk ketiga model yang digunakan dapat dilihat pada tabel 6.

Tabel 6 Hasil Interpretasi – Uji Sensitivitas drainage radius (r_e)

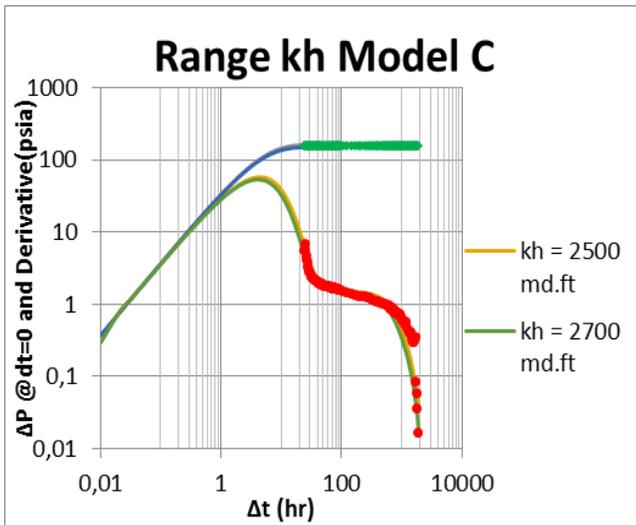
Model	r_e (ft)	
	minimum	Maksimum
A	9000	12000
B	13000	17000
C	13000	18000



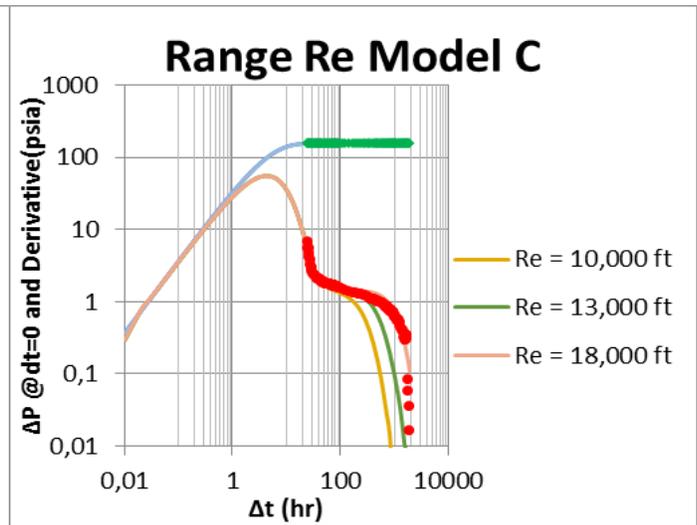
Gambar 10 Hasil sensitivitas kh model B



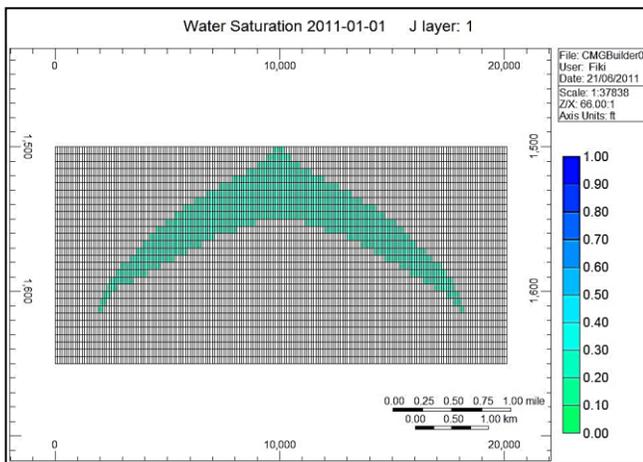
Gambar 11 Hasil sensitivitas batas reservoir model B



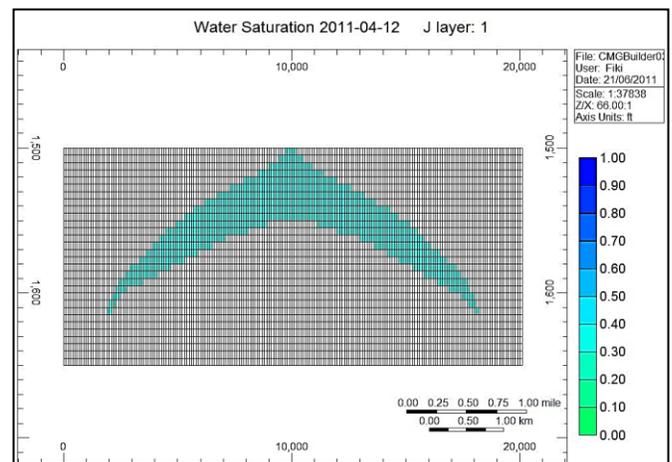
Gambar 12 Hasil sensitivitas kh model C



Gambar 13 Hasil Sensitivitas Re model C



Gambar 14 Saturasi air mula-mula



Gambar 15 Saturasi akhir pengujian

KESIMPULAN

1. Pengaturan timestep pada penutupan sumur dimulai dari detik, menit, jam dan hari sangat diperlukan untuk memperoleh data tekanan *transien* yang lebih baik.
2. Pengaturan waktu penutupan diperlukan untuk menentukan lamanya waktu yang efektif untuk pengujian sumur jika dilakukan build-up.
3. Bentuk kurva derivative reservoir lensa tidak mengikuti bentuk ideal dari model reservoir homogeneous dengan boundary circle.
4. Analisa reservoir lensa dengan model reservoir horizontal yang tertutup dapat dilakukan dengan hasil batas reservoir dan nilai permeabilitas yang cukup baik.
5. Nilai permeabilitas yang ditunjukkan oleh *Saphire* berbeda akibat model memiliki 2 fasa, yaitu minyak dan air, sehingga permeabilitas efektif minyak berbeda dengan permeabilitas absolut.

DAFTAR SIMBOL

Φ	= porositas, fraksi
k	= permeabilitas, mD
μ	= viskositas, cp
t_s	= Stabilized time, hr
r_i	= jari-jari pengamatan, ft
r_e	= jari-jari pengurasan atau batas reservoir, ft
P_i	= tekanan awal, psia
B_{oi}	= faktor volume formasi minyak awal, bbl/STB
B_o	= faktor volume formasi minyak, bbl/STB
C_o	= kompresibilitas minyak, psi^{-1}
C_t	= kompresibilitas formasi batuan, psi^{-1}

DAFTAR PUSTAKA

- Boardman, C. R., & Knutson, C. F. (1981). UINTA Basin Lenticular Sandstone Reservoir Characteristics. *The SPE/DOE Low Permeability Symposium*. Denver: SPE.
- Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1959). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. New Jersey: Prentice-Hall.
- Craig, D. P., & Brown, T. D. (1999). Estimating Pore Pressure and Permeability in Massively Stacked Lenticular Reservoirs Using Diagnostic Fracture-Injection Tests. *the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston: SPE.
- Earlougher Jr, R. C. (1977). *Advances in Well Test Analysis*. Dallas: Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Evans, R. D., & Carroll, H. B. (1981). Stochastic Modeling of Fractured Gas Wells Completed in Low Permeability Noncontinuous Lenticular Reservoirs. *The 1981 SPE/DOE Low Permeability Symposium*. Denver: SPE.
- Horner, D. R. (1951). Pressure Build-Up in Wells. *Third World Pet. Cong* (pp. 503-523). The Hague: Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Hubbert, M. K. (1940). The Theory of Ground-Water Motion. *J. of Geol*, 785-944.
- Lee, J. (1982). *Well Testing*. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME.

- Lorenz, J. C. (1985). Predictions of Size and Orientations of Lenticular Reservoirs in the Mesaverde Group, Northwestern Colorado. *The SPE/DOE 1985 Low Permeability Gas Reservoirs*. Denver: SPE.
- Matthews, C. S., & Russell, D. G. (1967). *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*. Dallas: Society of Petroleum Engineers of AIME.
- van Everdingen, A. F., & Hurst, W. (1949). The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. *Trans AIME*, 305-324.
- Warpinski, N. R., Branagan, P., Sattler, A. R., Lorenz, J. C., Worthrop, D. A., Mann, R. L., & Frohne, K. H. (1985). Fracturing and Testing Case Study of Paludal, Tight, Lenticular Gas Sands. *The 1985 SPE/DOE Symposium on Low Permeability Reservoirs*. Denver: SPE.
- Zubari, H. K., & Abdulwahab, A. E. (1999). The Role of Sequential Welltesting in Improving Oil Recovery from a Closed Sand Lens. *the 1999 SPE Middle East Oil Show*. Bahrain: SPE.