

PENENTUAN SENSITIVITAS YANG BERPENGARUH TERHADAP PRODUKSI RESERVOIR *MULTILAYER* SECARA *COMMINGLE*

Engeline Malrin^{1*} dan Risna¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas

*E-mail: kuncoroangel@gmail.com

ABSTRACT

Multilayer reservoirs are not uncommon in oil and gas fields. In optimizing production in multilayer reservoirs, commingle production is an option. When producing a multilayer reservoir, it is necessary to select a reservoir with suitable characteristics. More and more research in producing multilayer reservoirs by commingle is being carried out. Forchheimer conducted research on the effect of turbulence that occurs, especially in gas wells. This turbulence effect causes pressure disturbances from the reservoir into the well. When the reservoir is produced in commingle, how does gas turbulence affect the production. This research is devoted to the production of commingle wells that penetrate three layers of a multilayer dry gas reservoir by considering the turbulence that occurs. Then it is determined the possible sensitivity that has an effect using literature studies in the multilayer field and gas well field based on the cumulative changes in production that occur in each sensitivity.

Keywords: production, reservoir, Commingle character, multilayer, dry gas, forchheimer, turbulence, sensitivity

ABSTRAK

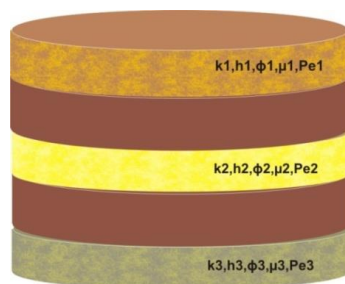
Reservoir *multilayer* bukanlah hal yang jarang ditemukan pada lapangan minyak dan gas. Dalam mengoptimasi produksi pada reservoir *multilayer*, produksi secara *commingle* menjadi salah satu pilihan. Ketika memproduksi reservoir *multilayer* perlu dilakukan seleksi reservoir dengan karakteristik yang cocok. Semakin banyak penelitian dalam memproduksi reservoir *multilayer* secara *commingle* dilakukan. Forchheimer melakukan penelitian pada efek turbulensi yang terjadi, terutama pada sumur gas. Efek turbulensi ini menyebabkan gangguan tekanan dari reservoir ke dalam sumur. Ketika reservoir diproduksi secara *commingle* bagaimana pengaruh turbulensi gas terhadap produksi tersebut. Pada penelitian ini dikhususkan pada produksi sumur *commingle* yang menembus tiga lapisan reservoir dry gas *multilayer* dengan mempertimbangkan turbulensi yang terjadi. Kemudian ditentukan kemungkinan sensitivitas yang berpengaruh dengan menggunakan studi literatur pada lapangan *multilayer* dan lapangan sumur gas berdasarkan perubahan kumulatif produksi yang terjadi pada masing masing sensitifitas.

Katakunci: produksi, reservoir, karak Commingle, multilayer, dry gas, forchheimer, turbulensi, sensitivitas

PENDAHULUAN

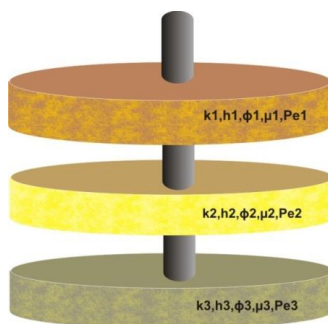
Reservoir hidrokarbon dapat ditemukan berupa susunan lapisan dengan karakter formasi yang berbeda-beda dikarenakan proses deposisi sedimen dan proses diagenesa pada batuan (Pan dkk. 2010). Secara geologis, pengendapan membentuk lapisan lapisan tipis yang dapat mengakumulasi hidrokarbon dikarenakan proses deposisi sedimen dan diagenesa batuan berulang kali sepanjang waktu yang lama, yang menyebabkan dapat tersingkapnya hidrokarbon pada formasi dengan karakteristik berbeda-beda dalam suatu susunan lapisan. Lingkungan pengendapan delta sebagai salah satu contohnya memiliki kecenderungan untuk membentuk banyak cekungan cekungan kecil yang tersusun dengan karakteristik berbeda pada masing masing lapisannya (Cui dkk. 2010).

Gambar I menunjukkan keadaan pada masing masing lapisan (*layer*) tidak akan sama. Karakteristik reservoir seperti nilai dari permeabilitas (k), ketebalan (h), porositas (ϕ), dan viskositas fluida (μ) yang terkandung bervariasi. Karakteristik dari formasi reservoir adalah informasi yang penting untuk mengembangkan suatu lapangan, Sehingga untuk mengembangkan lapangan reservoir *multilayer* banyak studi dilakukan untuk menganalisa bagaimana suatu sistem *multilayer* berpengaruh dan untuk lebih memahami bagaimana pengaruh dari masing masing karakteristik reservoir yang ada.



Gambar 1. Skema Reservoir *Multilayer*

Seringkali sebuah sumur produksi hanya memproduksi satu lapisan reservoir, namun tidak jarang pemboran suatu sumur dilakukan dengan memotong serta memproduksi bersamaan (*commingle*) dua lapisan reservoir bahkan lebih, terlihat pada Gambar II. Hal ini dilakukan salah satunya adalah untuk menaikkan laju alir keseluruhan dari sumur tersebut dan sebagai salah satu cara agar sumur lebih bernilai ekonomis untuk diproduksi (Sinha dkk. 2003).

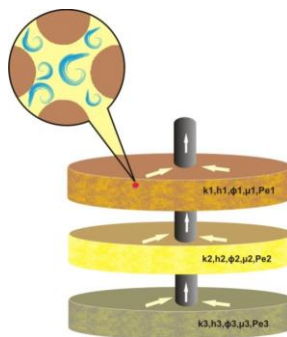


Gambar 2. Skema Reservoir *Multilayer* dengan Sumur *Commingle*

Dalam memproduksi reservoir *multilayer* secara *commingle* tentu diperlukan pemahaman lebih mengenai perbedaan karakteristik dari masing masing lapisan yang dapat mempengaruhi apabila diproduksi secara bersamaan.

Salah satu hal yang penting dalam memproduksi secara *commingle* adalah perbedaan tekanan antar lapisan yang diproduksi tidak besar sehingga tidak terjadi *crossflow*. Meskipun faktanya melakukan produksi secara *commingle* dapat membuat perbedaan yang besar dalam pengembangan lapangan, tapi diperlukan penilaian yang matang untuk mendapatkan *recovery* yang bagus dengan problem produksi yang minim (Barri dkk. 2014).

Pada 1901, Forchheimer menemukan bahwa Hukum Darcy yang menyatakan laju alir fluida akan berbanding lurus dengan gradien tekanan tidaklah akurat untuk menggambarkan aliran fluida baik minyak ataupun gas dengan laju alir besar pada suatu media berpori (Takhanov, 2011). Karena itu Hukum Darcy digantikan dengan perhitungan Forchheimer. Kemudian efek dari kecepatan aliran fluida yang besar (turbulen) dikenal dengan aliran non-Darcy. Pengaruh dapat dilihat pada ilustrasi Gambar III.



Gambar 3. Skema Produksi *Commingle* Gas dengan turbulensi pada Reservoir *Multilayer*

Dalam penelitian ini akan dicari variabel/sensitivitas yang berpengaruh terhadap suatu model 3 lapisan reservoir multilayer dry gas yang diproduksi secara commingle berdasarkan studi literatur. Sehingga didapatkan hasil apa saja variabel yang berpengaruh dalam produksi ini dilihat dari pengaruh faktor yang berhubungan.

METODE PENELITIAN

Penelitian yang akan dilakukan adalah pemodelan dari suatu lapangan reservoir *multilayer* dengan mengasumsikan fluida reservoir seluruh lapisan adalah *dry gas*. Kemudian dilakukan produksi secara *commingle* simultan dalam waktu yang sama dari satu sumur. Fokus dari penelitian adalah menganalisis perubahan yang terjadi terhadap profil produksi sumur dengan memberi perubahan terhadap karakteristik yang berbeda beda dari masing masing lapisan saat diproduksi secara *commingle*. Batasan penelitian adalah sebagai berikut:

1. Jenis fluida reservoir yang menjadi objek penelitian adalah *dry gas* atau gas kering dengan produksi air, tiap lapisan diasumsikan memiliki karakteristik fluida yang sama.
2. Tidak terjadi *crossflow*.
3. BHP diukur pada lapisan teratas dari model.
4. Produksi *commingle* dilakukan secara simultan, produksi tiap sumur dimulai pada waktu yang sama.
5. Asumsi tekanan reservoir berkisar antara 1.000 psi dimana tekanan gas rendah sampai 4.000 psi ketika tekanan gas tinggi, dan permeabilitas minimum adalah 1 md, berdasarkan pada publikasi oleh Kisko pada tahun 2008.
6. Permeabilitas merupakan fungsi dari porositas dengan menggunakan korelasi permeabilitas oleh A. Timur pada tahun 1968.

Material Penelitian

Dalam penelitian ini model reservoir dibentuk menggunakan simulator reservoir dengan grid radial. Data lapangan untuk membangun model base case diambil dari publikasi oleh Gandhi dkk. (2010) yang berjudul “*Construction of Reliable Static and Dynamic Multi-layer Petrophysical Models in Camisea Gas Reservoirs, Peru*”. Publikasi tersebut digunakan dalam pembuatan model lapangan gas multilayer dari data petrofisik lapangan Camisea di Peru.

Beberapa data dari lapisan dalam publikasi tidak cukup untuk dilakukan pembentukan model sehingga diasumsikan produksi dilakukan pada 3 lapisan yang memiliki cukup data yaitu

lapisan Nia Atas, Nia Tengah, dan Nia Bawah. Kemudian luas area untuk masing masing lapisan diasumsikan sama.

Data tekanan reservoir diasumsikan antara 1.000- 4.000 psi, sesuai dengan keadaan dimana reservoir gas dianggap bertekanan paling rendah pada 1.000 psi dan bertekanan tinggi pada keadaan 4.000 psi, menurut publikasi oleh Kisko pada tahun 2008. Kemudian menurut publikasi ini pula maka minimum permeabilitas (k) adalah 1 mD, dengan asumsi pada keadaan tersebut permeabilitas sangat rendah sehingga tidak terjadi turbulensi (Kisko, 2008).

Data fluida reservoir *dry gas*, karena pada publikasi oleh Ankur Gandhi, dkk. (2010) jenis fluida adalah *gas condensate* dan kurangnya data fluida reservoir dari publikasi, sehingga untuk pemodelan karakteristik fluida reservoir *dry gas* dan data PVT menggunakan model *gas-water* dari simulator CMG-IMEX. Karena dalam penelitian ini yang lebih dikhususkan adalah pengaruh pada karakteristik batuan sehingga karakteristik fluida reservoir diasumsikan sama untuk lapisan lapisan yang menjadi model penelitian.

Metode Penelitian

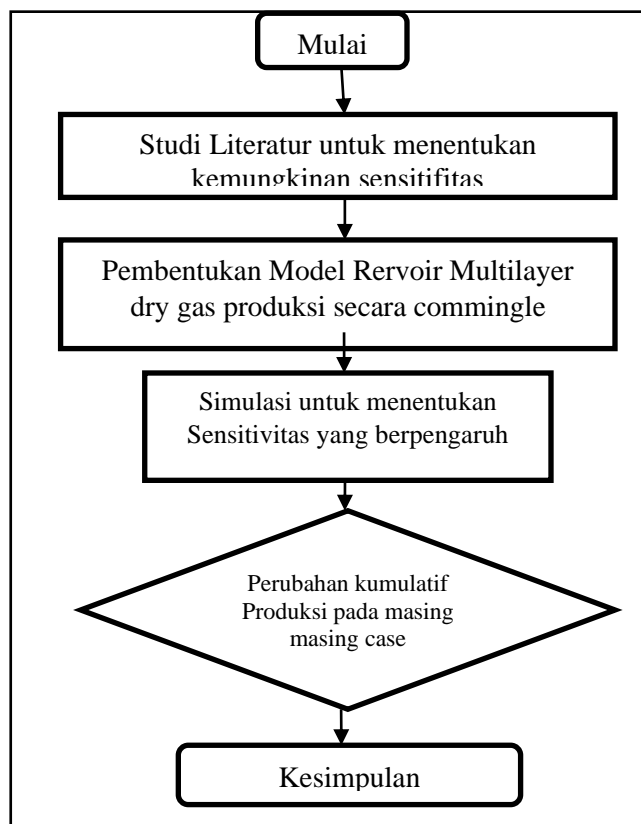
1. Pembentukan Base Case

Dari model awal, kemudian diletakkan sumur objek penelitian tepat ditengah, dan sumur menembus 3 lapisan yang menjadi obyek penelitian. Kemudian dilakukan uji sumur secara simultan, memproduksi seluruh lapisan untuk mengetahui radius pengurasan sumur. Kemudian dapat dievaluasi efek awal dari produksi dengan model *base case* terhadap profil produksi dari sumur objek.

2. Variasi Sensitivitas Karakteristik Batuan Reservoir

Dari model *base case* kemudian dilakukan variasi terhadap karakteristik reservoir yang dapat berpengaruh yang umum ditemukan pada keadaan lapangan minyak. Kemudian dari karakteristik tersebut dilakukan pengujian terhadap pengaruhnya pada pembentukan kurva IPR. Sensitivitas yang diujikan terutama adalah yang berpengaruh pada sumur apabila diproduksi secara *commingle* terhadap kurva IPR yang terbentuk selain dari pada karakteristik batuan reservoir yang terutama.

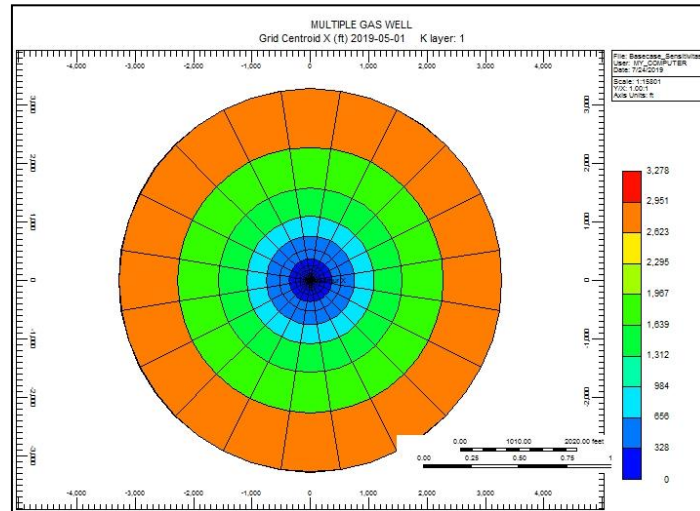
Adapun skema penelitian dapat dilihat pada diagram alir penelitian berikut:



Gambar 4. Diagram alir penelitian

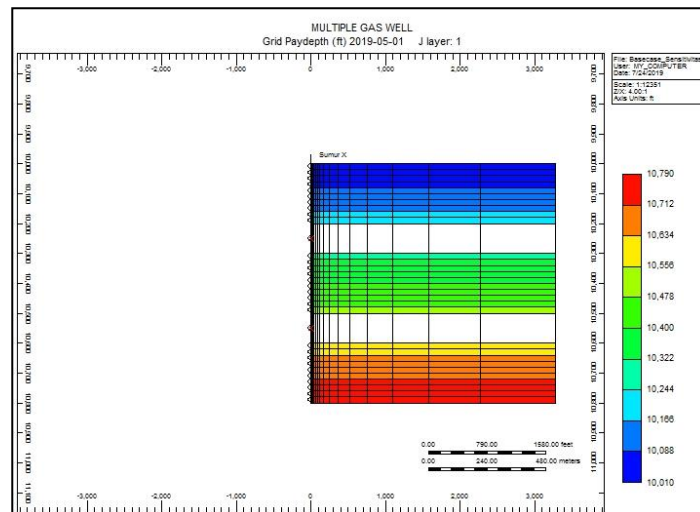
HASIL DAN PEMBAHASAN

Reservoir dimodelkan dengan menggunakan simulator reservoir komersil. Pemodelan ini berdasarkan data lapangan reservoir *multilayer* dari publikasi Ankur Gandhi, dkk., dengan mengasumsikan produksi *commingle* dilakukan pada 3 lapisan yaitu Nia Atas, Nia Tengah, Nia Bawah dan masing masing lapisan memiliki luas sama. Luas area dari reservoir adalah 775,91 *acre* dengan radius pengurasan (r_e) adalah 1.000 m. Grid yang digunakan adalah radial dengan ukuran grid 26 x 30 x 32. Data tekanan awal diasumsikan sama dengan tekanan keseluruhan pada publikasi 3.000 psi.

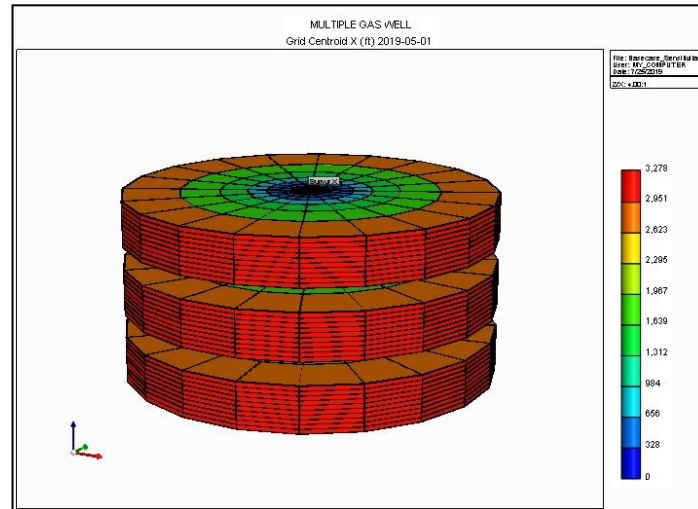


Gambar 5. Tampilan 2D Model Reservoir Radial

Lapisan yang merupakan batasan antar lapisan yang terproduksi tidak diberikan data batuan dan tidak dilakukan perforasi agar tidak mempengaruhi pengujian yang dilakukan. Sedangkan tiga lapisan yang menjadi objek penelitian diberikan masing masing 10 grid mendatar untuk pengujian.



Gambar 6. Tampilan 2D Irisan Melintang Tiga Lapisan



Gambar 7. Tampilan 3D Tiga Lapisan Model Reservoir Radial

Data lapangan yang diasumsikan sama untuk seluruh lapisan model sesuai dengan publikasi oleh Ankur Gandhi, dkk. (2010) dan digunakan sebagai properti formasi untuk model diperlihatkan pada Tabel IV.1. Sumur observasi adalah sumur vertikal yang diletakkan tepat ditengah reservoir dan menembus 3 lapisan yang menjadi objek penelitian.

Tabel 1. Parameter Data Model

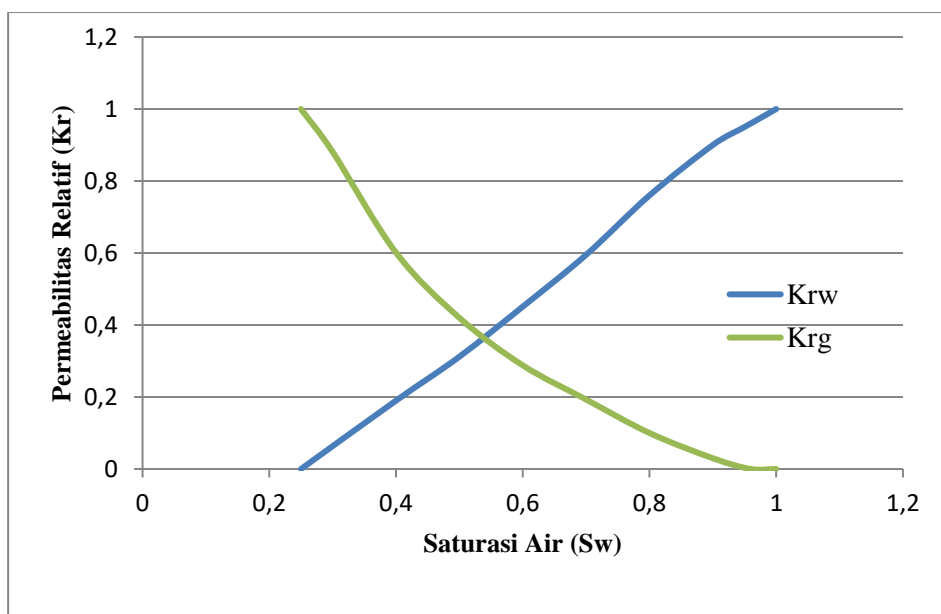
No.	Parameter	Nilai	Unit
1.	Radius <i>Wellbore</i>	4,08	in
2.	Temperatur Reservoir	187	°F
3.	Densitas Gas	0,076	lb/ft ³
4.	SG gas	0,5	
5.	Swr	25	%
6.	Densitas Air	62,14	lb/ft ³

Data dan nama dari lapisan mengikuti dari publikasi oleh Ankur Gandhi dkk. (2010). Ketiga lapisan yang diproduksi adalah formasi Nia atas, Nia Tengah, dan Nia bawah. Antara formasi. Lapisan dan kedalaman dari masing masing lapisan, nilai ϕ dan K sesuai dengan publikasi terlihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Data Lapangan

Nama Lapisan	kedalaman (ft)	Net pay (ft)	porositas (ϕ)	permeabilitas (mD)
Nia Atas	9741,6	114,8	0,185	100
<i>Impermeable Formation</i>		16,4		
Nia Tengah	9938,4	180,4	0,15	140
<i>Impermeable Formation</i>		49,2		
Nia Bawah	10200,8	213,2	0,15	50

Penelitian akan difokuskan pada karakteristik batuan reservoir sehingga fluida reservoir diasumsikan sama untuk semua lapisan yaitu *dry gas*. Untuk pemodelan karakteristik fluida reservoir *dry gas* dan data PVT menggunakan model *gas-water* dari simulator CMG-IMEX. Dari Grafik 1 dapat dilihat kurva relatif permeabilitas yang digunakan pada model ini.



Gambar 8. Grafik Permeabilitas Relatif

Efek turbulensi didapatkan dengan menghitung nilai koreksi dari koefisien kecepatan (β) berdasarkan pada persamaan Geertsma. Kemudian menggunakannya untuk menghitung konstanta Forchheimer (D), yang mempengaruhi deliverabilitas dari reservoir gas. Nilai dari perhitungan β koreksi untuk setiap lapisan akan berbeda-beda, karena nilai ϕ dan K berbeda.

Tabel 3. Data β Koreksi

Nama Lapisan	β Koreksi
Nia Atas	161,016
Nia Tengah	431,2699
Nia Bawah	721,652

Dari data data tersebut dilakukan inisiasi model dan diperoleh hidrocarbon pore volume sebesar 4.360 BRb, dengan volume total gas in place 156.000.000 MSCF, dan volume total water in place adalah 14.800 MMSTB.

Penentuan Variabel yang Berpengaruh

Dari model yang telah dibentuk kemudian dilakukan pembentukan *base case*. Dimana dilakukan pengujian terhadap model untuk menentukan sensitivitas yang berpengaruh. Model untuk *base case* diasumsikan dengan data lapangan pada model awal dengan mengasumsikan pada kedalaman 10.000 ft, dan pada WGC (*Water Gas Contact*) dibawah lapisan yang terbawah dari 3 lapisan yang diujikan. Kemudian dilakukan pengujian terhadap masing masing kemungkinan sensitivitas yang berpengaruh berdasarkan studi literatur yang dilakukan, kemudian dengan memproduksi sampai tekanan sangat rendah, kemudian dilihat nilai kumulatif produksi (q kumulatif) yang terbentuk. Ada enam jenis sensitivitas yang diduga dapat mempengaruhi profil produksi *commingle* model ini dan dilakukan pengujian kemudian telah didapatkan hasil sebagai berikut.

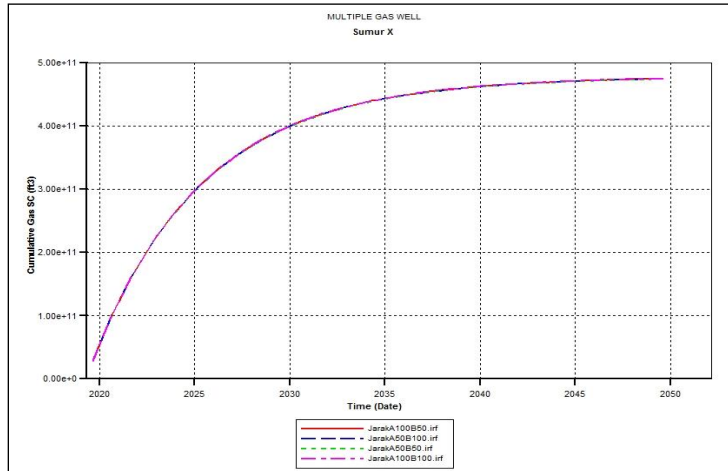
1. Jarak Antar Lapisan

Pengujian dilakukan dengan mengubah jarak antar lapisan. Pada beberapa publikasi yang berhubungan, dalam memproduksi secara *commingle*, penulis mendapatkan bahwa jarak antar lapisan berkisar antara 50 - 100 ft. Sehingga pengujian dilakukan pada keadaan variasi tersebut dengan asumsi faktor lain sama.

Tabel 4 Tabel Kasus Jarak Antar Lapisan

Lapisan antara	Variasi Jarak			
	Kasus 1	Kasus 2	Kasus 3	Kasus 4
A	100 ft	50 ft	100 ft	50 ft
B	100 ft	50 ft	50 ft	100 ft

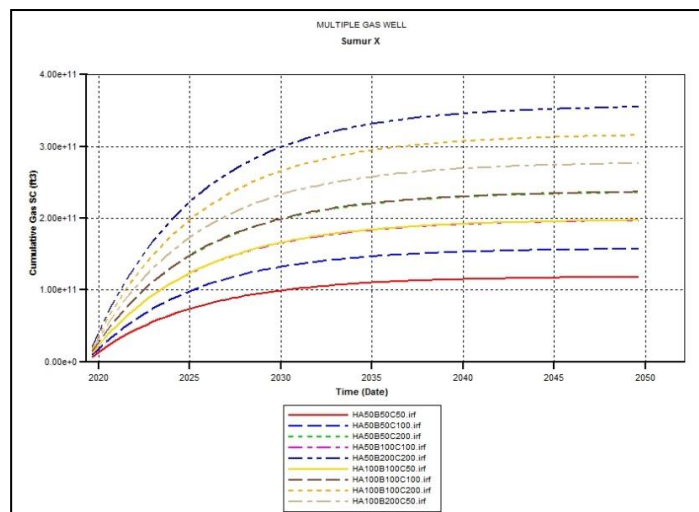
Dari hasil tersebut didapatkan nilai kumulatif produksi yang tidak berubah seperti terlihat pada Gambar. Sehingga dapat diasumsikan faktor jarak antar lapisan terlalu kecil untuk berpengaruh.



Gambar 9. Kumulatif Produksi terhadap Jarak Lapisan

2. Ketebalan Lapisan

Pengujian dilakukan dengan mengubah ketebalan (h) dari masing masing lapisan. Pada beberapa publikasi yang berhubungan, dalam memproduksi secara *commingle*, penulis mendapatkan bahwa ketebalan berkisar antara 50 - 200 ft. Sehingga pengujian dilakukan pada keadaan variasi tersebut dengan asumsi faktor lain sama.

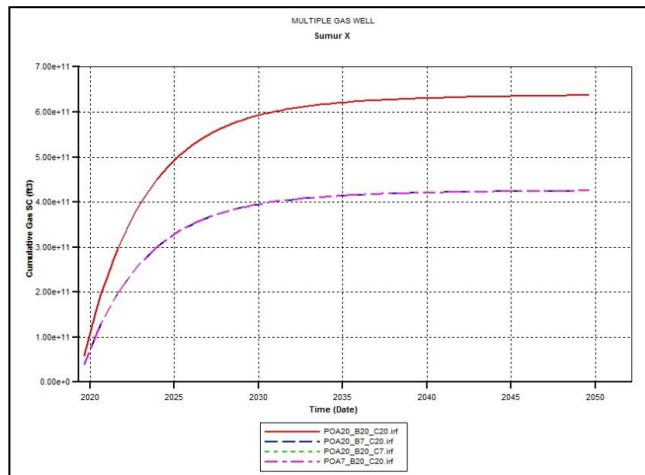


Gambar 10. Kumulatif Produksi terhadap Ketebalan

Dari hasil pengujian didapatkan bahwa ketebalan lapisan berpengaruh pada perubahan kumulatif produksi yang terjadi namun selama jumlah keseluruhan ketebalan formasi tidak berubah maka kumulatif produksi tidak berubah. Sehingga ketebalan lapisan menjadi salah satu sensitivitas yang berpengaruh.

3. Porositas dan Permeabilitas sebagai Fungsi dari Porositas

Pengujian dilakukan dengan mengubah nilai porositas (ϕ) dari masing masing lapisan. Dengan korelasi A. Timur untuk masing masing nilai ϕ dapat ditentukan nilai permeabilitas (k). Berdasarkan publikasi Kisko (2008), asumsi permeabilitas minimum adalah 1 mD dan dengan perhitungan A. Timur terhadap model nilai ϕ pada $k = 1$ mD adalah 7%, dan asumsi terhadap maksimum porositas ekstrim pada lapangan adalah 25%. Sehingga asumsi pada penelitian berkisar antara 7-25%.

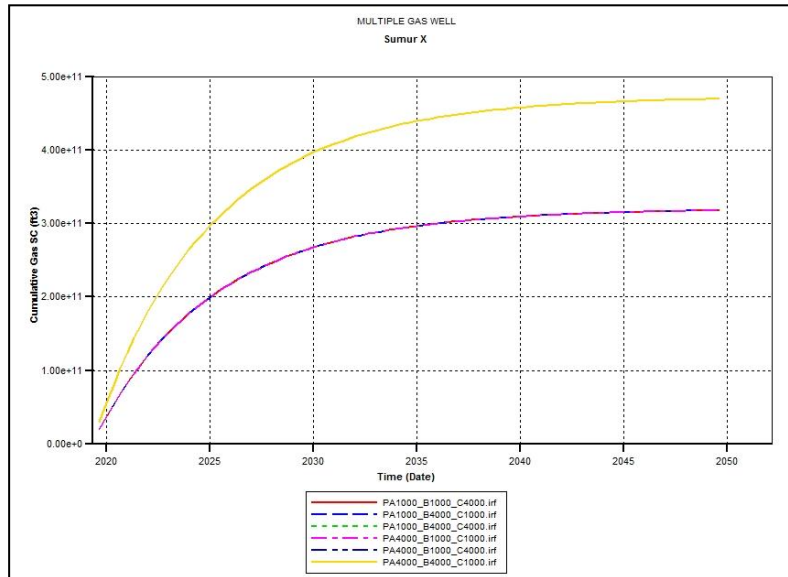


Gambar 11. Kumulatif Produksi terhadap Porositas

Dari hasil pengujian didapatkan bahwa karakteristik batuan berpengaruh pada perubahan kumulatif produksi yang terjadi namun selama jumlah keseluruhan karakteristik batuan tidak berubah maka kumulatif produksi tidak berubah. Sehingga ketebalan karakteristik batuan menjadi salah satu sensitivitas yang berpengaruh.

4. Tekanan Reservoir

Pengujian dilakukan dengan mengubah tekanan reservoir (P_e) masing masing lapisan. Berdasarkan publikasi Kisko (2008), asumsi tekanan adalah berkisar antara 1.000 – 4.000 psi.

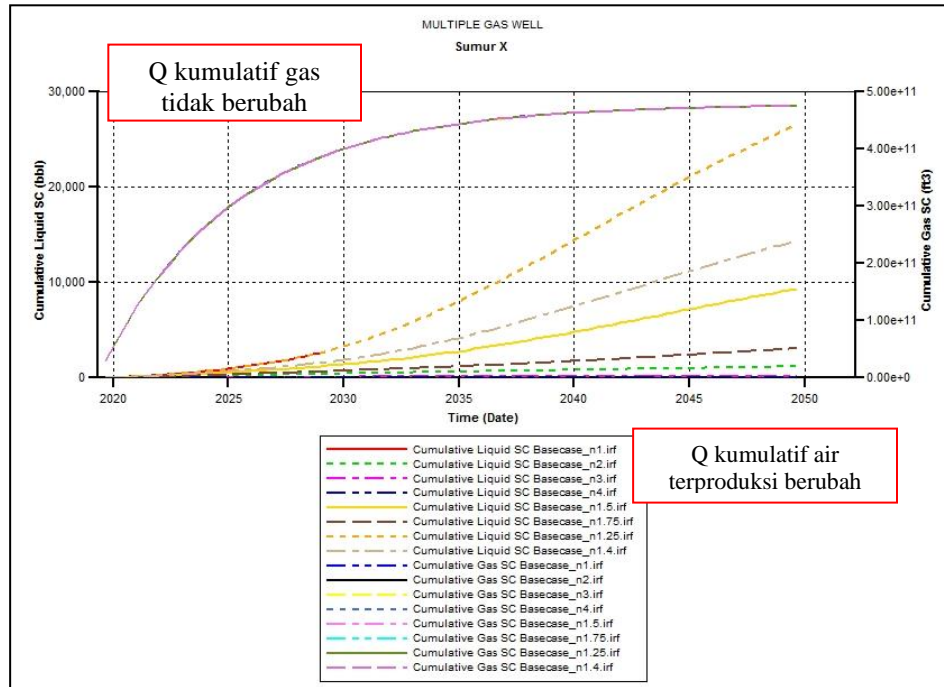


Gambar 12. Kumulatif Produksi terhadap Tekanan Reservoir

Dari hasil pengujian didapatkan bahwa perubahan tekanan berpengaruh pada perubahan kumulatif produksi yang terjadi namun selama jumlah keseluruhan tekanan tidak berubah maka kumulatif produksi tidak berubah. Sehingga tekanan menjadi salah satu sensitivitas yang berpengaruh.

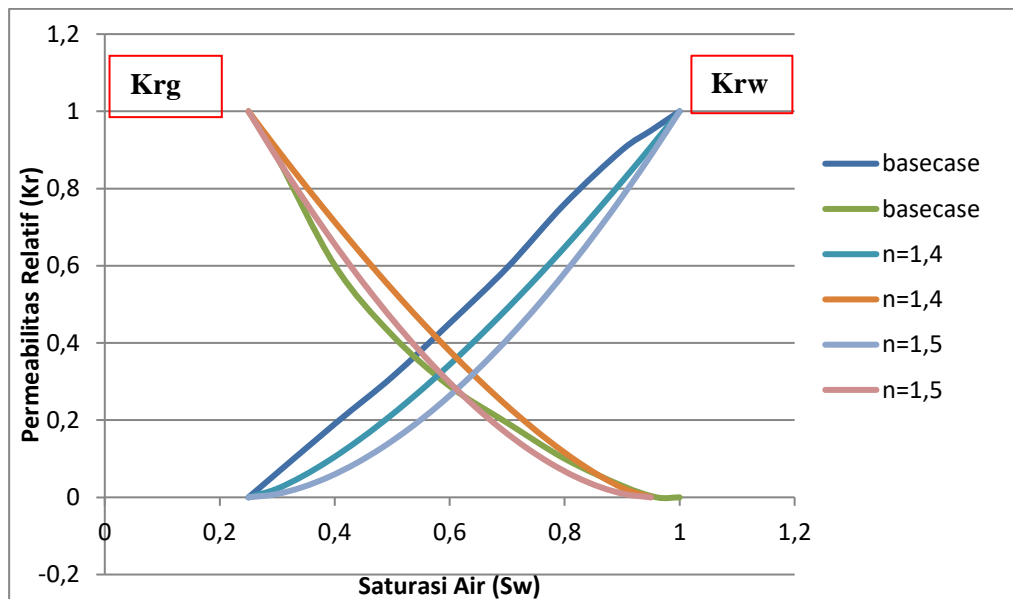
5. Eksponen Saturasi (Nilai n)

Eksponen saturasi (n) diuji antara nilai n = 1 sampai nilai n = 4. Kemudian dilihat kumulatif produksi yang terjadi.



Gambar 13. Kumulatif Produksi terhadap Eksponen Saturasi

Terlihat pada pengujian yang dilakukan, tidak terjadi perubahan pada kumulatif produksi gas, namun terjadi perubahan pada kumulatif produksi air. Kemudian didapatkan bahwa nilai n pada model adalah berkisar antara nilai n 1,4 – 1,5. Sehingga jika dibentuk kurva untuk penentuan permeabilitas relatif, maka menghasilkan kurva berikut.



Gambar 14. Kurva Permeabilitas Relatif

Dalam penelitian ini, untuk membentuk kurva IPR diperlukan keadaan pengukuran pada laju alir yang stabil atau hanya sampai penurunan tekanan mencapai *boundary* dari reservoir, sehingga pengaruh dari air terproduksi tidak akan terlalu besar dan dapat diabaikan. Kemudian dapat dilihat bahwa pengaruh pada perubahan kumulatif produksi gas juga sangat kecil sehingga pengaruh nilai eksponen saturasi (n), dapat diasumsikan sama dengan model, dan tidak dilakukan sensitivitas.

KESIMPULAN

Dari pengujian yang dilakukan didapatkan variabel yang berpengaruh tersebut adalah ketebalan lapisan (h), porositas (ϕ) kemudian permeabilitas (k) sebagai fungsi dari porositas, dan tekanan reservoir (P_e) sedangkan jarak antar lapisan tidak berpengaruh pada perubahan kumulatif produksi.

Dapat disimpulkan pula bahwa apabila total ketebalan, porositas sebagai pengaruh permeabilitas, tekanan keseluruhan sama maka perbedaan posisi lapisan tidak akan berpengaruh terhadap kumulatif produksi dari sumur yang diproduksi secara *commingle* sesuai dengan hasil *base case*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih diberikan kepada seluruh pihak yang telah membantu terselesaikannya penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Arevalo-Villagran, J. A., Wattenbarger, R. A., & El-Banbi, A. H. (2000, February). Production analysis of commingled gas reservoirs-case histories. In SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico. OnePetro.
- Barri, A., & Alnuaim, S. (2014, April). A graphical method to evaluate multi-reservoir commingling. In SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. OnePetro.
- Chaudhry, A. U. (2003). *Gas Well Testing Handbook*. Elsevier Science, pp. 140–236.

- Cui, C., & Zhao, X. (2010). Method for calculating production indices of multilayer water drive reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 75(1-2), 66-70.
- Fetkovich, M. J. (1973). *Multipoint Testing of Gas Wells*. SPE 4529.
- Gandhi, A., Torres-Verdín, C., Voss, B., Gabulle, J., & Seminario, F. (2010, June). Construction of reliable static and dynamic multi-layer petrophysical models in Camisea gas reservoirs, Peru. In *SPWLA 51st Annual Logging Symposium*. OnePetro.
- Geertsma, J. (1974). Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media. SPE 4706.
- Hakiki, F., Wibowo, A. T., Rahmawati, S. D., Yasutra, A., & Sukarno, P. (2017, October). An Analytical model for multilayer well production evaluation to overcome cross-flow problem. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Ilyas, A., Arshad, S., Ahmed, J., Khalid, A., & Mughal, M. H. (2012, December). Determining average reservoir pressures in multilayered completed wells using selective inflow performance (SIP) technique. In *SPE/PAPG Annual Technical Conference*. OnePetro.
- Jackson, R. R., Banerjee R. (2000). *Advances in Multilayer Reservoir Testing and analysis using numerical well testing and reservoir simulation*. SPE 62917
- Jones, Lloyd, G., Blount, E. M., Glae, O. H. (1976). Use of short term multiple rate flow tests to predict performance of wells having turbulences. SPE 6133
- Kisko, S., Liao, S. S., & Mattar, L. (2008, June). Modified flow after flow test to predict deliverability of gas wells with turbulence. In *CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference*. OnePetro.
- Pan, Y., Sullivan, M., & Belanger, D. (2010, May). Best practices in testing and analyzing multilayer reservoirs. In *SPE Western Regional Meeting*. OnePetro.
- Sinha, S. P., Roe, S. E., Qattan, R. A. (2003). Optimization of multi-zone development in a mature oil field. *Canadian International Petroleum Conference*. Kanada.
- Takhanov, D. (2011). *Forchheimer model for non-darcy in porous media and fractures*. London: Imperial College London.
- Timur, A. (1968). An investigation of permeability, porosity, & residual water relationships for sandstone reservoirs. *SPWLA*.
- Zeng, F., and Zhao, G. (2008) Semianalytical model for reservoirs with forchheimer's non darcy flow. SPE 100540.