

ANALISA PERFORMA RESERVOIR TIGHT GAS MENGUNAKAN ANALISA *DECLINE CURVE* METODE DUONG PADA SUMUR VERTIKAL DAN HORIZONTAL MULTIFRAKTURING MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

Deny Fatryanto Edyzoh Eko Widodo

STT Migas Balikpapan,
Jl. Soekarno-Hatta KM.8, KarangJoang, Balikpapan, Kalimantan Timur
Email: deny.ryanto@gmail.com

ABSTRACT

Tight gas reservoir is one kind of unconventional reservoir that currently widely developed to fulfill the world energy demand. Like other unconventional reservoir, this kind characterize by its ultra to extreme low matrix permeability. A lot of methods have been developed to more understanding and predict this reservoir behavior, one of them is *decline curve* analysis. The problem is traditional methods such Arps's method can't be applied to this reservoir. Duong (2011) developed a *decline curve* analysis that will work on transient period or tight gas reservoir behavior. This study focusing on Duong's approach to analyze tight gas reservoir performance based on *decline curve* analysis. Reservoir model developed using reservoir simulator to generate production history for five years. Total 6 cases have been developed consisting of horizontal and vertical well with 3 different permeability value for each well. Production data then evaluate, and future performance predicted using Duong's approach. The results, each well able to produce over 40 years before reaching minimum production rate. Hydraulic fracturing is necessary to get maximum result during produce from tight gas reservoir.

Keyword : Tight Gas Reservoir, Unconventional Reservoir, Duong's Method

ABSTRAK

Reservoir gas ketat adalah salah satu jenis reservoir tidak konvensional yang saat ini banyak dikembangkan untuk memenuhi permintaan energi dunia. Seperti reservoir tidak konvensional lainnya, jenis ini dicirikan oleh permeabilitas matriks ultra-ekstrem rendah. Banyak metode telah dikembangkan untuk lebih memahami dan memprediksi perilaku reservoir ini, salah satunya adalah analisis kurva penurunan. Masalahnya adalah metode tradisional seperti metode Arps tidak dapat diterapkan pada reservoir ini. Duong (2011) mengembangkan analisis kurva penurunan yang akan bekerja pada periode transien atau perilaku reservoir gas yang ketat. Studi ini berfokus pada pendekatan Duong untuk menganalisis kinerja reservoir gas yang ketat berdasarkan analisis kurva penurunan. Model reservoir dikembangkan menggunakan simulator reservoir untuk menghasilkan sejarah produksi selama lima tahun. Total 6 kasus telah dikembangkan yang terdiri dari sumur horizontal dan vertikal dengan 3 nilai permeabilitas berbeda untuk masing-masing sumur. Data produksi kemudian dievaluasi, dan kinerja masa depan diprediksi menggunakan pendekatan Duong. Hasilnya, masing-masing sumur mampu menghasilkan lebih dari 40 tahun sebelum mencapai tingkat produksi minimum. Patahan hidrolik diperlukan untuk mendapatkan hasil maksimal selama produksi dari reservoir gas yang ketat.

Kata Kunci : Reservoir Gas Ketat, Reservoir Tidak Konvensional, Metode Duong

PENDAHULUAN

Permintaan dunia akan sumber energi terutama yang berasal dari bahan bakar fosil semakin hari semakin meningkat. Cadangan hidrokarbon dunia yang semakin hari semakin menipis menuntut ditemukannya sumber cadangan baru demi memenuhi permintaan dunia akan sumber energi. Hidrokarbon yang selama ini diproduksi sebagian besar berasal dari reservoir konvensional dimana metode memproduksikannya relatif lebih mudah dibanding memproduksi dari reservoir non konvensional. Reservoir non konvensional sendiri mengandung lebih banyak deposit hidrokarbon dibanding reservoir konvensional, namun yang menjadi permasalahan adalah teknik yang digunakan untuk memproduksi dari reservoir jenis ini perlu penanganan khusus dan studi lebih lanjut. Permasalahan lain yang selalu muncul adalah properti dari batuan reservoir non konvensional khususnya permeabilitasnya yang rendah cenderung amat sangat rendah (<0.01 mD) (Holditch, 2006). Reservoir non konvensional juga dipengaruhi oleh parameter-parameter lainnya seperti densitas, tekanan, permeabilitas efektif, tipe sumur, teknik kompleksi, dan parameter fluida, sama seperti pada reservoir konvensional.

Pada paper ini akan dibahas mengenai performa dari tight gas reservoir sebagai salah satu jenis reservoir non konvensional berdasarkan analisa *decline curve analysis* metode duong. Pendekatan yang dilakukan pada reservoir tersebut yaitu perilaku tight gas reservoir pada dua jenis sumur (vertikal atau horizontal) dimana sumur DF-19 adalah sumur vertikal dan sumur DF-92 adalah sumur horizontal terhadap nilai permeabilitas yang berbeda-beda (0.001 , 0.0001 , dan 0.0005 mD).

Tight gas adalah istilah yang umumnya mengacu pada reservoir dengan permeabilitas rendah yang umumnya memproduksi *dry natural gas*. Banyak pengembangan terdahulu terdahulu terhadap reservoir dengan permeabilitas rendah adalah pada reservoir *sandstone*, tetapi jumlah yang signifikan dihasilkan oleh karbonat, *shale*, dan lapisan batu bara yang juga memiliki permeabilitas rendah.

Secara umum, sumur dibor secara vertikal dan kompleksi pada tight gas reservoir harus berhasil distimulasi untuk memproduksi rate aliran gas dan volume gas dalam skala yang ekonomis. Normalnya, pelaksanaan perekahan hidrolik berskala besar dibutuhkan untuk menghasilkan jumlah gas dalam skala ekonomis. Dibeberapa tight gas reservoir dengan perekahan alami, sumur horizontal dapat dibor namun sumur tersebut tetap memerlukan stimulasi.

Jika dilihat dari performa per sumur, pada tight gas reservoir akan memproduksi lebih sedikit gas dalam waktu yang lama dibanding pada konvensional reservoir yang akan memproduksi gas dalam jumlah banyak dalam waktu yang lebih sebentar. Oleh karena itu, banyak sumur dengan jarak yang dekat harus dibor pada *tight gas reservoir* untuk mendapatkan hasil sebanding dengan konvensional reservoir.

METODOLOGI

Dalam penulisan paper ini, penulis melakukan observasi terhadap beberapa lapangan yang akan dijadikan sampel. Data-data lapangan berupa property reservoir tersebut didapatkan dari paper SPE 153914, “*Production Optimization and Forecasting of Shale Gas Wells*”. Kemudian data-data tersebut dimasukkan kedalam simulator reservoir agar dapat dimodelkan reservoirnya untuk mendapatkan data produksi yang nantinya akan dianalisa menggunakan analisa *decline curve* metode duong.

Akan ada 6 kasus dalam studi kasus kali ini, dimana terdiri atas dua tipe sumur yang berbeda (Vertikal dan Horizontal) dengan sensitifitas tiga nilai permeabilitas matrix yang berbeda (0.001, 0.0001, dan 0.0005 mD) dengan hasil performa yang berbeda-beda pula. Setelah model reservoir dan data produksi didapatkan sebagai hasil simulasi, Maka persamaan yang digunakan dalam penulisan paper ini adalah :

1. Peramalan Laju Alir

$$q = q_1 t(a, m) + q_{\infty} \dots \dots \dots (1)$$

dimana

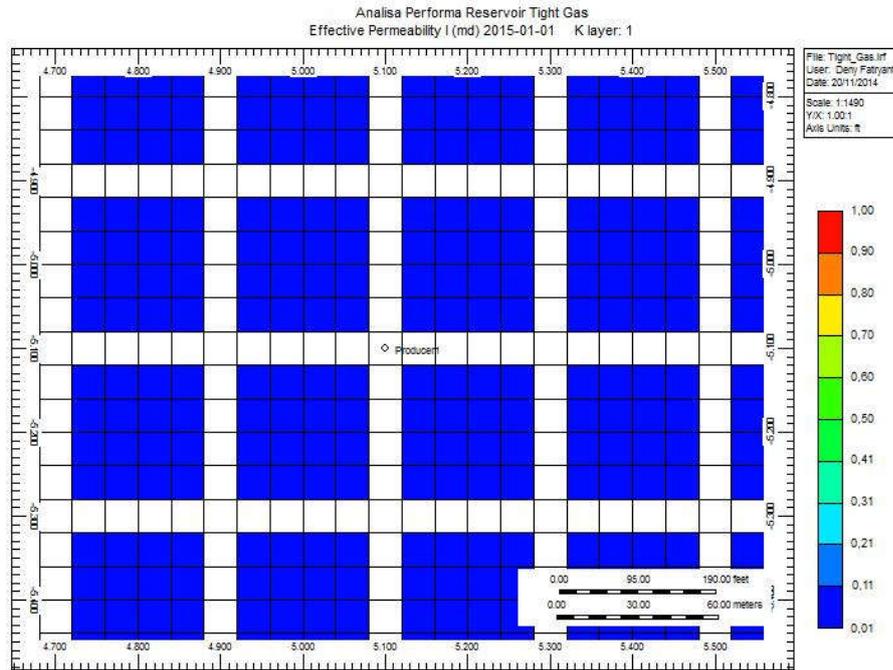
$$t(a, m) = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \dots \dots \dots (2)$$

2. Estimasi Komulatif Produksi Gas Pada Waktu Tertentu

$$Gp = \frac{q_1}{a} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} + q_{\infty} t \dots \dots \dots (3)$$

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Data kemudian dimasukkan kedalam simulator reservoir , maka



Gambar 1 Tampilan 2D Sumur DF-19

Berikut adalah data yang diperoleh dari hasil simulasi reservoir

Tabel 1 Data Input Simulasi

Parameter	Nilai	Satuan
RESERVOIR MODEL		
Grid	51 x 51 x 1	
	10,000 x 10,000	Ft
	I : 200	Ft
	J : 200	ft
Refine Grid → Fracture	I : 22;30	
	J : 22;30	
	To 5 x 5 x 1	
RESERVOIR PROPERTIES		
Permeabilitas	0.001	mD
	0.0001	mD
	0.0005	mD
Porositas	5	%
H	300	Ft
Pr	3000	Psia
Parameter	Nilai	Satuan

Pb	1000	Psia
Γg	0.818	
WELL PROPERTIES		
Depth	10500	ft
BHP min	700	psia
Rw	0.125	ft
FRACTURE PROPERTIES		
Kf	4000	mD
W	0.001	ft
Frac. Cond	4	mD
Xf	900	ft

Penentuan Estimated Ultimate Recovery (EUR)

Berdasarkan hasil simulasi reservoir yang dilakukan, diketahui bahwa lapangan EFF memiliki *original gas in place* (OGIP) sebesar 236696 MMSCF. Reservoir tight gas memiliki *Recovery Factor* (RF) sebesar 25% (NTNU, 2011) namun bila dilakukan perekahan hidrolik pada lapangan tersebut, maka RF nya bisa mencapai 45% (Schlumberger, 2012) sehingga EUR untuk lapangan EFF dapat dihitung sebagai berikut:

$$EUR = OGIP \times RF = 237 \text{ BSCF} \times 45\% = 107 \text{ BSCF}$$

Analisa Decline curve Berdasarkan Model Duong

Anh.N.Duong (2011) menawarkan sebuah metode analisa *decline curve* untuk reservoir tight gas dimana metode tradisional *decline curve* (Arps’) tidak dapat digunakan karena tidak sesuai dengan spesifikasi yang digunakan oleh Arps’. Berikut adalah langkah-langkah dalam melakukan analisa *decline curve* berdasarkan model Duong.

1. Persiapan Data

Data produksi sebelumnya dipersiapkan terutama data gas rate harian, produksi kumulatif dan waktu.

2. Menentukan “a” dan “m”

Nilai dari “a” dan “m” dapat diperoleh dengan memplotkan data q/Gp vs time dalam grafik log log. Hasil dari grafik tersebut lalu dicari persamaan garisnya. “a” adalah nilai dari slope sedangkan “m” adalah nilai dari intercept. Dalam metode Duong, persamaan garis yang disarankan adalah yang memiliki R² diatas 0.95

3. Peramalan Laju Alir

Dalam metode Duong, untuk menentukan q dimasa perlu terlebih dahulu mencari nilai dari q₁ dan q_∞ dengan cara memplotkan t(a,m) terhadap laju alir gas.

$$q = q_1 t(a, m) + q_\infty \dots\dots\dots(1)$$

dimana

$$t(a, m) = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \dots\dots\dots(2)$$

Jika q₁ dan q_∞ telah ditentukan nilainya, rate gas dimasa datang akan dapat ditentukan.

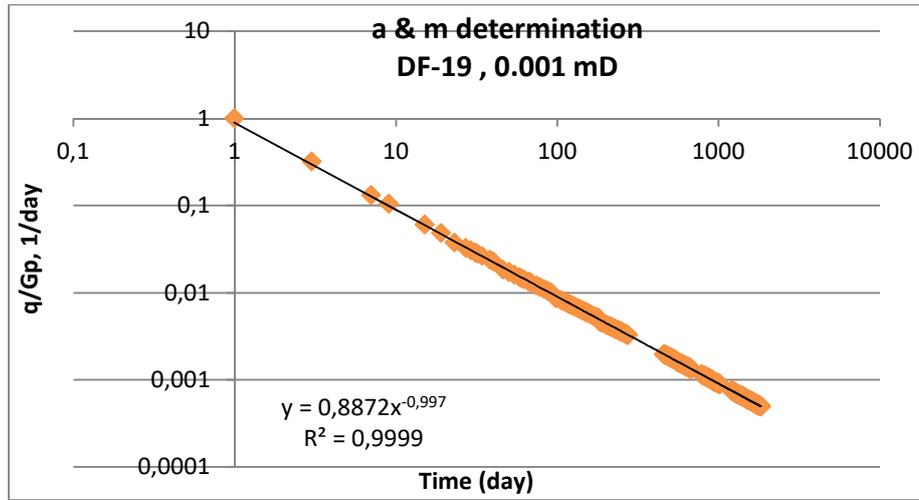
4. Estimasi Komulatif Produksi Gas Pada Waktu Tertentu

Setelah q₁ dan q_∞ ditentukan nilainya, maka komulatif produksi gas pada waktu tertentu dapat ditentukan dengan persamaan berikut:

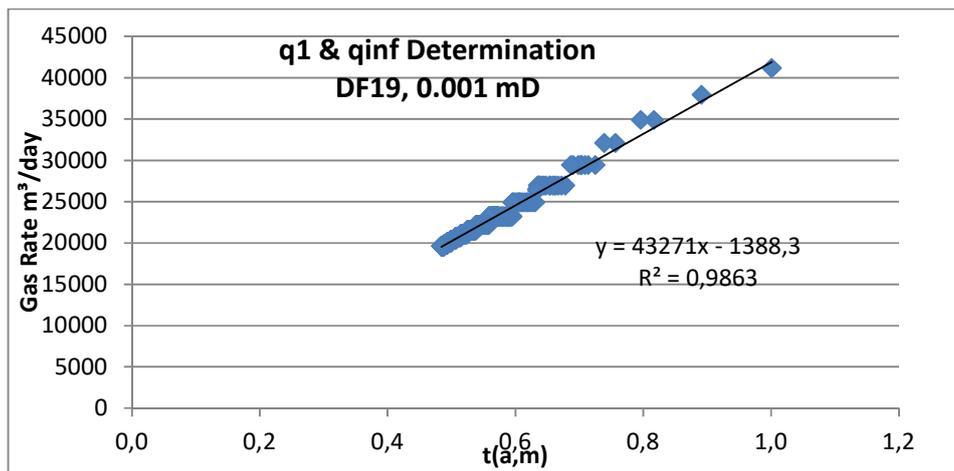
$$Gp = \frac{q_1}{a} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} + q_\infty t \dots\dots\dots(3)$$

Analisa Sumur DF-19 dengan Berbagai Permeabilitas

Berikut adalah hasil analisa sumur DF-19 dengan sensitifitas permeabilitas 0.001, 0.0001, dan 0.0005 mD



Gambar 2 Grafik q/Gp vs Time untuk Menentukan a & m Sumur DF-19 Pada Permeabilitas 0.001 mD



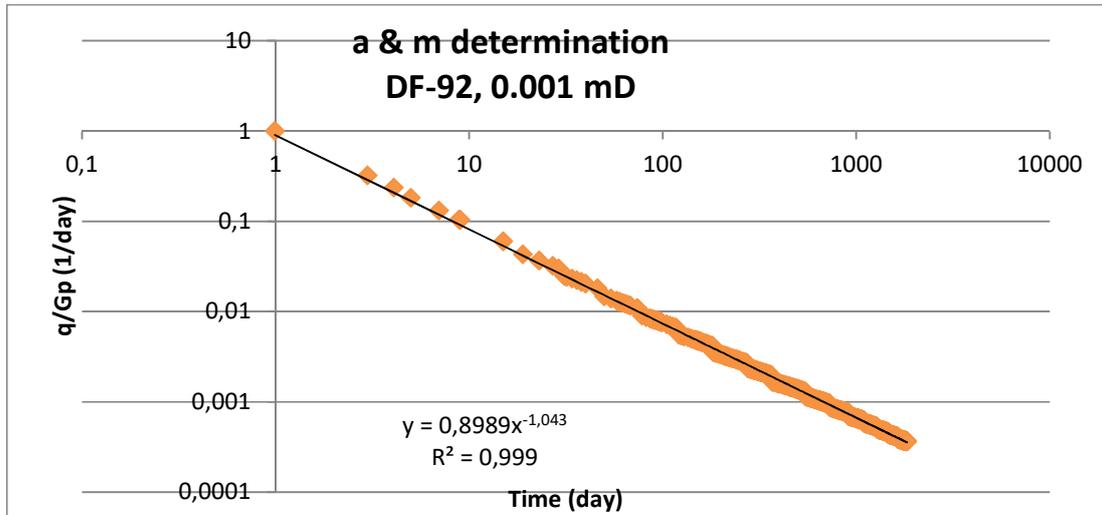
Gambar 3 Grafik Gas Rate vs $t(a,m)$ untuk Menentukan q_1 & q_∞ Sumur DF-19 Pada Permeabilitas 0.001 mD

Tabel 2 Hasil Penentuan Nilai a,m,q_1 dan q_∞ Pada Sumur DF-19 untuk Masing-masing Nilai Permeabilitas

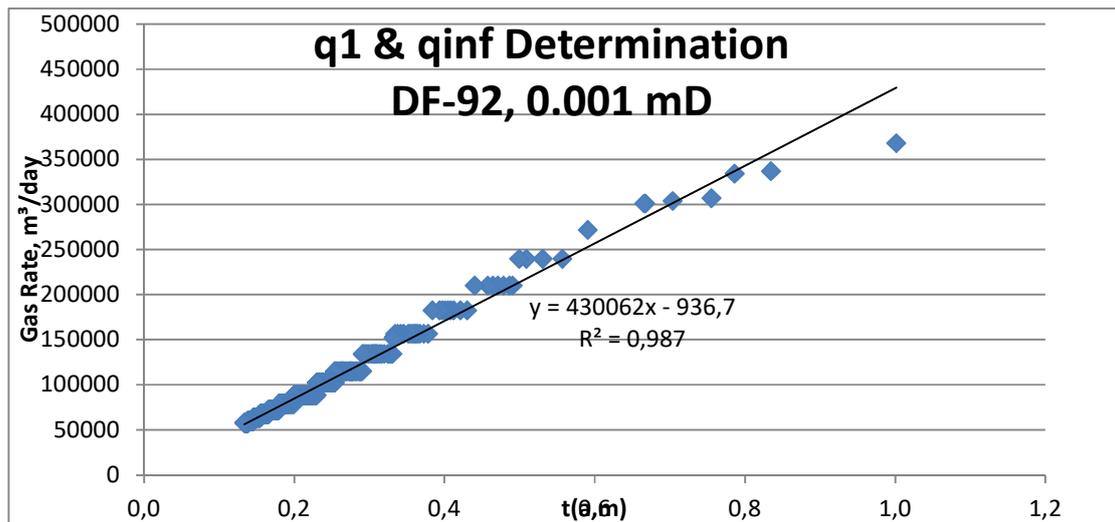
	a	m	q_1	q_∞
0.001 mD	0.8903	0.997	43271	-1388.3
0.0001 mD	0.9256	1.008	30118	-368.81
0.0005 mD	0.8771	0.998	40136	-671.42

Analisa Sumur DF-92 dengan Berbagai Permeabilitas

Berikut adalah hasil analisa sumur DF-92 dengan sensitifitas permeabilitas 0.001, 0.0001, dan 0.0005 mD



Gambar 4 Grafik q/G_p vs Time untuk Menentukan a & m Sumur DF-92 Pada Permeabilitas 0.001 mD



Gambar 5 Grafik Gas Rate vs $t(a,m)$ untuk Menentukan q_1 & q_∞ Sumur DF-92 Pada Permeabilitas 0.001 mD

Tabel 3 Hasil Penentuan Nilai a, m, q_1 dan q_∞ Pada Sumur DF-92 untuk Masing-masing Nilai Permeabilitas

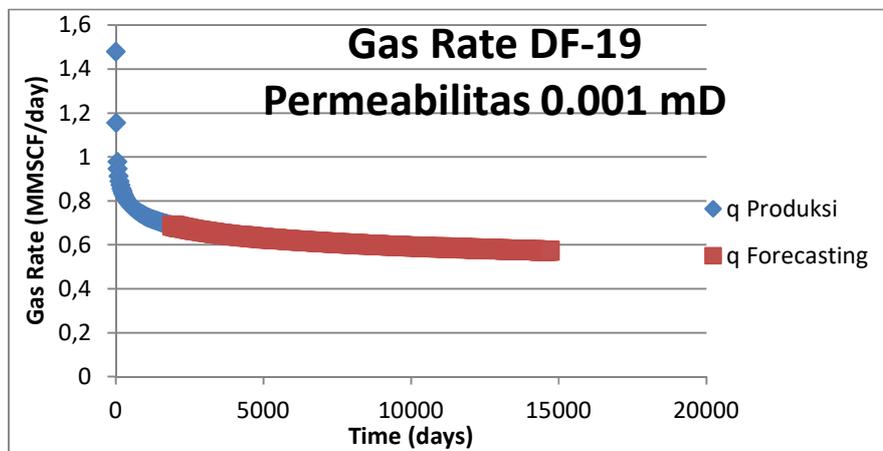
	a	m	q_1	q_∞
0.001 mD	0.8989	1.043	430062	-936.7
0.0001 mD	1.0717	1.077	231267	-374.2
0.0005 mD	0.9078	1.051	396672	69.677

Setelah semua parameter yang dibutuhkan telah diketahui berdasarkan metode yang dikemukakan oleh Duong, maka analisa *decline curve* berdasarkan metode Duong dapat dilakukan. Peramalan laju alir dimasa datan serta peramalan produksi komulatif juga dapat

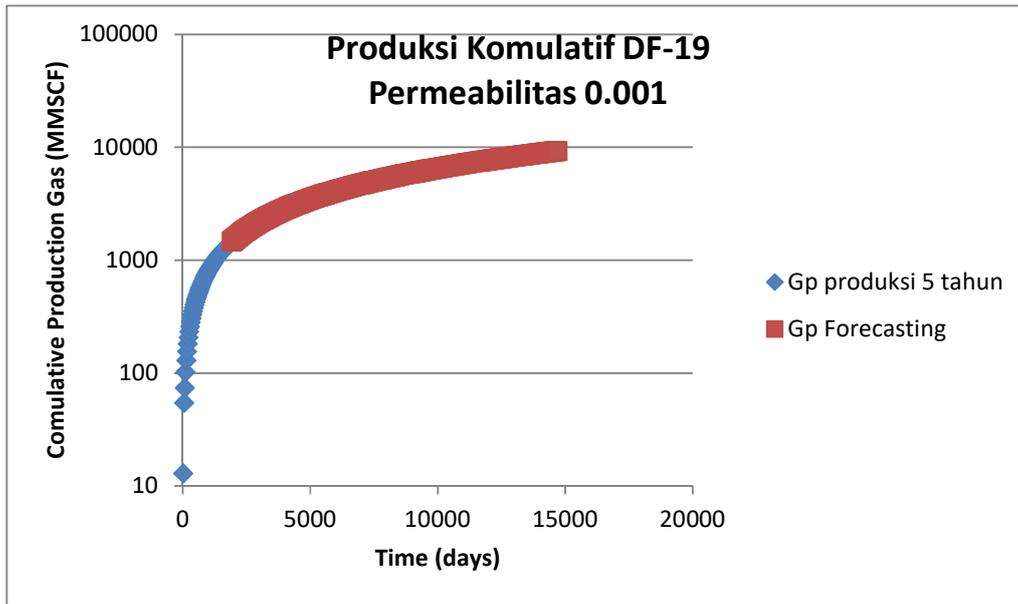
dilakukan dengan menggunakan persamaan 1 dan persamaan 3. Berikut adalah hasil berupa grafik untuk laju alir vs waktu dan produksi vs waktu pada kedua sumur dengan sensitifitas permeabilitas yang berbeda selama 40 tahun.

Sumur DF-19

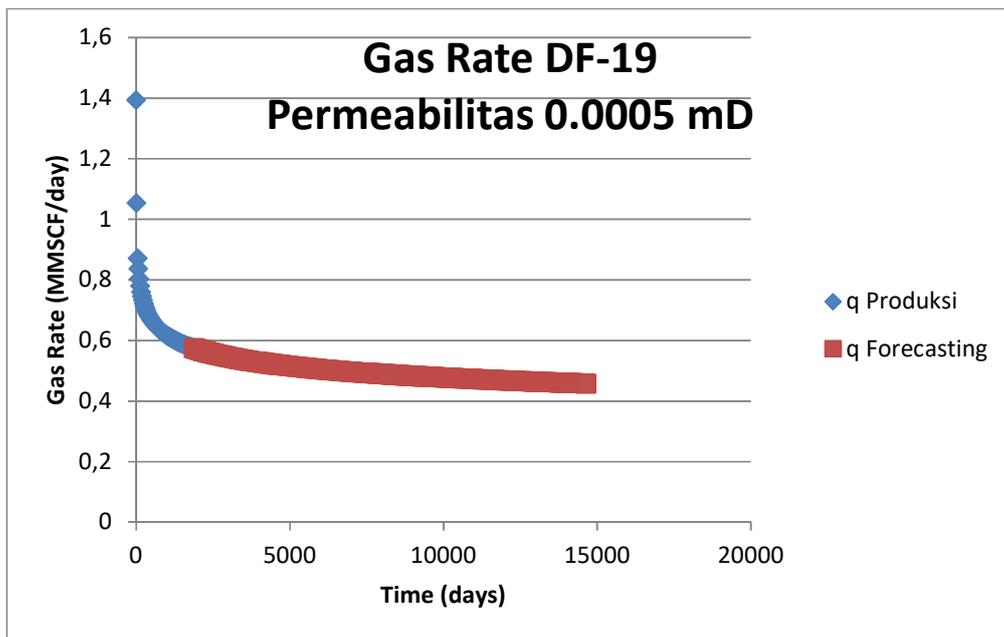
Seperti telah dijelaskan pada bab sebelumnya, bahwa sumur DF-19 pada lapangan EFF adalah sumur vertikal yang berproduksi pada reservoir tight gas. Dalam kasus kali ini, penulis melakukan uji sensitifitas sumur terhadap beberapa nilai permeabilitas dan menghasilkan grafik seperti dibawah ini:



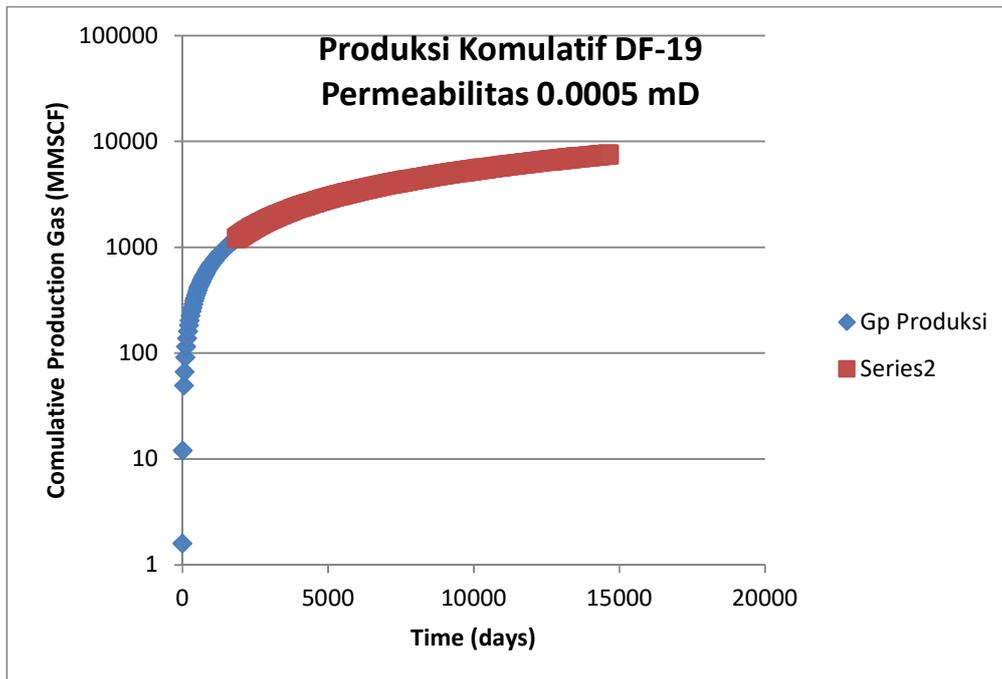
Gambar 6 Grafik Laju Alir Gas Selama Kurun Waktu 40 Tahun Pada Permeabilitas 0.001 mD



Gambar 7 Grafik Produksi Kumulatif DF-19 Selama Kurun Waktu 40 Tahun Pada Permeabilitas 0.001 mD



Gambar 8 Grafik Laju Alir Gas Selama Kurun Waktu 40 Tahun Pada Permeabilitas 0.0005 mD



Gambar 9 Grafik Produksi Kumulatif DF-19 Selama Kurun Waktu 40 Tahun Pada Permeabilitas 0.0005 mD

Tabel 4 Perbandingan Gas Rate dan Kumulatif Produksi Sumur DF-19 Pada Berbagai Nilai Permeabilitas

K (mD)	Qg (MMSCF/day)	Gp (BSCF)
0.001	0.6	9.25
0.0001	0.33	5.73
0.0005	0.5	7.55

Tabel 5 Cadangan Sisa Setelah 40 Tahun Produksi Pada Berbagai Nilai Permeabilitas

K (mD)	Gp (BSCF)	G - Gp (BSCF)
0.001	9.25	97.7
0.0001	5.73	101.3
0.0005	7.55	99.5

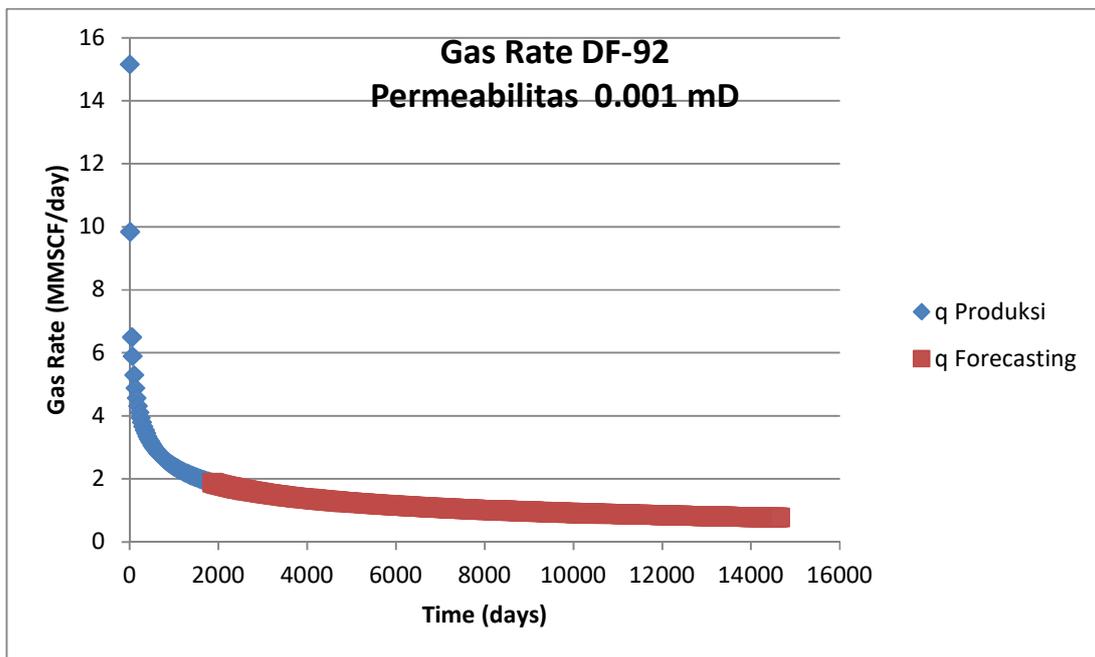
Dalam kasus ini, penulis menetapkan batas laju alir minimal untuk sumur dapat terus diproduksi secara ekonomis adalah sebesar 0.35 MMscfd. Dari tabel 4 terlihat bahwa setelah 40 tahun berproduksi, sumur DF-19 dengan sensitifitas permeabilitas 0.0001 mD telah mencapai batas laju alir minimal

Dari tabel 5 terlihat sumur DF-19 setelah 40 tahun berproduksi, cadangan yang tersisa masih sangat besar. Untuk itu perlu dilakukan studi lebih lanjut agar memaksimalkan waktu

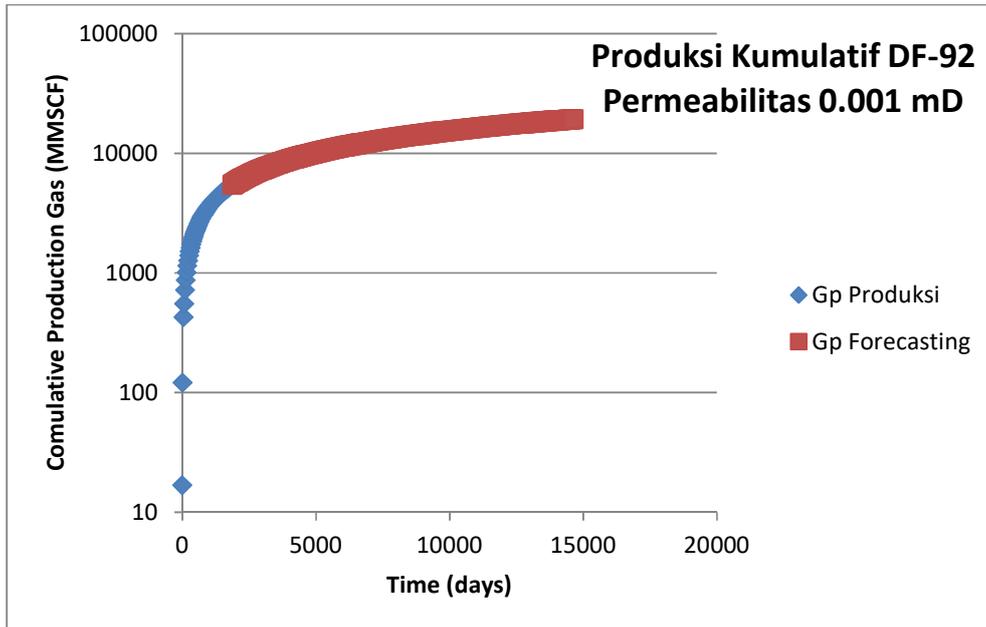
pengurasan termasuk didalamnya jumlah sumur produksi, jarak antar sumur (tidak dibahas dalam paper ini).

Sumur DF-92

Seperti telah dijelaskan pada bab sebelumnya, bahwa sumur DF-19 pada lapangan EFF adalah sumur horizontal yang berproduksi pada reservoir tight gas. Dalam kasus kali ini, penulis melakukan uji sensitifitas sumur terhadap beberapa nilai permeabilitas dan menghasilkan grafik seperti dibawah ini:



Gambar 10 Grafik Laju Alir Gas Selama Kurun Waktu 40 Tahun Pada Permeabilitas 0.001 mD



Gambar 11 Grafik Produksi Kumulatif DF-92 Selama Kurun Waktu 40 Tahun Pada Permeabilitas 0.001 mD

Tabel 6 Perbandingan Gas Rate Dan Kumulatif Produksi Sumur DF-19 Pada Berbagai Nilai Permeabilitas

K (mD)	Qg (MMSCF/day)	Gp (BSCF)
0.001	0.7	19.6
0.0001	0.4	10.7
0.0005	0.6	15

Tabel 7 Cadangan Sisa Setelah 40 Tahun Produksi Pada Berbagai Nilai Permeabilitas

K (mD)	Gp (BSCF)	G - Gp (BSCF)
0.001	19.6	87.4
0.0001	10.7	96.3
0.0005	15	92

Tabel 8 Perbandingan Sumur DF-19 Dengan Sumur DF-92

K (mD)	DF-19 Vertikal		DF-92 Horizontal	
	Qg (MMSCF/day)	Gp (BSCF)	Qg (MMSCF/day)	Gp (BSCF)
0.001	0.6	9.25	0.7	19.6
0.0001	0.3	5.73	0.4	10.7
0.0005	0.5	7.55	0.6	15

Dalam kasus ini, penulis menetapkan batas laju alir minimal untuk sumur dapat terus diproduksi secara ekonomis adalah sebesar 0.35 MMscfd. Dari tabel 6 terlihat bahwa setelah 40 tahun berproduksi, sumur DF-92 belum mencapai batas laju alir minimal yang ditetapkan.

Dari tabel 7 terlihat sumur DF-92 setelah 40 tahun berproduksi, cadangan yang tersisa masih sangat besar. Untuk itu perlu dilakukan studi lebih lanjut agar memaksimalkan waktu pengurasan termasuk didalamnya jumlah sumur produksi, jarak antar sumur (tidak dibahas dalam laporan ini).

Dari tabel 8 terlihat bahwa sumur DF-92 menghasilkan kumulatif produksi dua kali lipat dibanding sumur DF-19. Dalam kasus ini sumur horizontal memang sangat disarankan untuk menghasilkan laju alir dan pengurasan yang maksimal.

KESIMPULAN

1. Dalam menganalisa performa reservoir tight gas, metode *decline curve* yang dikemukakan oleh Arps (1945) tidak dapat dipergunakan karena tidak sesuai dengan asumsi yang digunakan oleh Arps. Salah satu metode yang dapat digunakan adalah metode yang dikemukakan oleh Anh.N.Duong (2011)
2. Agar produksi reservoir tight gas menjadi komersil, perekahan hidrolis dan sumur horizontal sangat direkomendasikan, agar daerah pengurasan reservoir lebih maksimal. Hal ini terlihat dari studi yang dilakukan.
3. Dari grafik laju alir didapatkan hasil bahwa sumur DF-19 dengan permeabilitas 0.0005 mD dapat diproduksi sampai 174,520 hari sebelum mencapai batas laju alir minimal, sedangkan untuk sumur DF-92 dengan permeabilitas masing masing 0.001, 0.0001 dan 0.0005 mD dapat diproduksi masing masing 70,900 , 15,730 , dan 38,470 hari sebelum mencapai batas laju alir minimal.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada semua yang membantu dalam pembuatan paper ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T., and McKinney, P. D. 2005. *Advanced Reservoir Engineering*. Elsevier Inc,
- Ikewun, Peter., and Ahmadi, Mohabbat. 2012. *Production Optimizaion and Forecasting of Shale Gas Wells Using Simulation Models and Decline curve Analysis*. SPE 153914.

- Kupchenko, C.L., Gault, B.W., and Mattar, L. 2008. *Tight Gas Production Performance Using Decline curves*. SPE 114991,
- Duong, A.N. 2010. *An Unconventional Rate Decline Approach for Tight and Fracture-Dominated Gas Wells*. CSUG/SPE 137748.
- Duong, A.N. 2011. *Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoir*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
- Holditch, Stephen A., 2006. *Tight Gas Sands*. SPE 103356.
- Meyet, Marie., Dutta, Riteja., and Burns, Chris. 2013. *Comparison of Decline Curve Analysis Methods with Analytical Models in Unconventional Plays*. SPE 166365.
- Joshi, Krunal., and Lee, John. 2013. *Comparison of Various Deterministic Forecasting Technique in Shale Gas Reservoir*. SPE 163870.
- Ramadhana, Zulmi., 2014. *Inflow Performance Relationship for Liquid Rich Reservoirs-Horizontal Multifractured Wells*. Thesis. Petroleum Engineering ITB.
- Joshi, Krunal Jaykant. 2012. *Comparison of Various Deterministic Forecasting Techniques in Shale Gas Reservoirs with Emphasis on The Duong Method*. Thesis. Department of Science, Texas A&M University.
- Kanfar, Mohammed Sami A. 2013. *Comparison of Empirical Decline curve Analysis for Shale Wells*. Thesis. Department of Science. Texas A&M University.
- Torsaeter, Professor Ole. 2011. *Tight Gas Reservoirs*. NTNU.