

PEMODELAN MATEMATIS UNTUK MENGHITUNG KEMAMPUAN PRODUKSI SUMUR GAS

Mohammad Taufik

Jurusan Fisika FMIPA Universitas Padjadjaran
Jl. Raya Bandung - Sumedang KM. 21 – Jatinangor 45363
Telp./ Fax. (022) 7796014, 0811208031
E-mail : m.taufik@unpad.ac.id

ABSTRAK

Sebelum dilakukan eksplorasi terhadap sumur gas, perlu dianalisis kemampuan produksi sumur gas tersebut. Analisis mencakup kapasitas sumur dan kemampuan sumur dalam mengantarkan/menyalurkan gas ke konsumen.

Dalam penelitian ini, telah dikembangkan suatu model matematis untuk menghitung kemampuan produksi sumur gas. Perhitungan meliputi tekanan pada dasar sumur dan permukaan sumur, pressure drop, absolute open flow (AOF), serta initial gas in place (IGIP). Model matematis yang diperoleh selanjutnya diuji dengan menggunakan metode pengujian sumur yaitu Back Pressure, Isochronal, dan Modified Isochronal.

Dalam tahap penelitian selanjutnya, hasil model matematis ini akan dikembangkan dalam bentuk simulasi.

Kata kunci : Kemampuan produksi, absolute open flow, initial gas in place, pengujian sumur.

Pendahuluan

Cadangan gas alam letaknya tidak selalu berdekatan dengan daerah konsumen. Gas alam yang diproduksi dari sumur-sumur di suatu lapangan tertentu harus dikumpulkan dan dialirkan menuju fasilitas pemrosesan (*processing plant*) dan selanjutnya akan dipasok ke daerah konsumen. Perlu diperhatikan kemampuan produksi sumur gas. Kemampuan ini berupa berapa lama sumur-sumur tersebut masih mampu mengantarkan/menyalurkan gas yang diperlukan konsumen sesuai dengan kontrak pemenuhan kebutuhan laju alir (q) konstan.

Oleh karena itu, diperlukan analisis terhadap kapasitas sumur produksi (*deliverability*) pada sumur-sumur gas, dimana dalam hal ini tekanan pada dasar sumur (p_{wf}) dan permukaan sumur (p_{wh}) sangat mempengaruhi, begitu pula dengan *Absolute Open Flow* (AOF) yaitu laju alir maksimum gas yang diperoleh jika tekanan di dasar sumur sama dengan tekanan atmosfer, dengan kriteria yang harus dipenuhi yaitu $q_{plateau}$ (laju alir konstan) dan tekanan di *wellhead* (kepala sumur).

Penelitian ini membatasi bahwa reservoir yang diproduksi merupakan reservoir volumetrik (reservoir yang tertutup) tanpa terjadi *water influx* (perembesan air ke dalam reservoir), dengan anggapan reservoir sebagai model satu tanki yang memiliki volume tetap dan temperatur reservoir tidak berubah seiring dengan waktu. Gas yang diproduksi dari reservoir hanya satu fasa yaitu *dry gas* (gas kering). Gas yang diproduksi melalui suatu *tubing* dengan ukuran tertentu tidak terjadi *pressure drop* (penurunan tekanan) akibat *choke* (pengatur aliran).

Pemodelan Matematis

Deliverability pada suatu sumur gas didefinisikan sebagai kemampuan sumur untuk diproduksi dengan laju alir konstan pada tekanan tertentu. (*H Dale Beggs*, 1984). Kemampuan produksi sumur ini harus ditentukan untuk setiap tekanan alir dasar sumur (p_{wf}) yang berbeda untuk waktu tertentu.

Persamaan dasar yang digunakan untuk analisis konvensional (*simplified analysis method*) untuk menentukan kemampuan sumur gas dalam memproduksi (*deliverability*) berdasarkan persamaan empiris Rawlins-Schellhardt (1929), yaitu:

$$q_{sc} = C (\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)^n \quad (1)$$

Konstanta n pada persamaan (1) memiliki nilai antara 0,5 – 1,0 dimana jika $n = 0,5$ maka aliran yang terjadi adalah turbulen. Sedangkan jika $n = 1,0$ maka aliran yang terjadi adalah laminier.

Pada persamaan (1) harga maksimum dari q_{sc} disebut dengan *Absolute Open Flow* (AOF), yaitu terjadi ketika tekanan dasar sumur ($p_{wf} = 0$), tetapi dalam perhitungan AOF terjadi ketika keadaan tekanan dasar sumur (p_{wf}) sama dengan tekanan atmosfer yaitu $p_{wf} = 14,7$ psia. Sehingga persamaan (1), menjadi :

$$q_{sc} = C (\bar{p}_R^2 - 14,7^2)^n \quad (2)$$

Dari persamaan (1) terlihat hubungan antara $\Delta(p^2) = \bar{p}_R^2 - p_{wf}^2$ dengan q_{sc} . Jika Δp^2 diplot terhadap q_{sc} pada skala log-log maka akan menunjukkan suatu garis lurus dimana $slope = 1/n$. Ketika nilai n sudah ditentukan, maka nilai C dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan (1) dan (2).

Metode yang paling umum untuk menentukan *deliverability* sumur gas dikenal dengan *Multipoint Testing* (Tes Multi Titik), dimana suatu sumur diproduksi dengan beberapa laju alir yang berbeda (biasanya 4 laju alir) dengan tekanan tertentu. Pada dasarnya metode pengujian yang bisa dilakukan untuk menentukan *deliverability* suatu sumur gas, yaitu Tekanan Balik (*Back Pressure*), *Isochronal* dan *Modified Isochronal*.

Tekanan aliran dasar sumur menggunakan persamaan :

$$p_{wf}^2 = p_{wh}^2 \exp(S) + \left(\frac{25 \gamma_g q_{sc}^2 \bar{T} \bar{Z} f MD (\exp(S) - 1)}{S ID^5} \right) \quad (3)$$

$$S = 0.0375 \frac{\gamma_g TVD}{\bar{T} \bar{Z}} \quad (4)$$

Karena \bar{z} harus dievaluasi pada tekanan rata-rata yang melibatkan p_{wf} , maka perhitungan harus dilakukan secara iterasi dengan mengasumsikan suatu harga p_{wf} awal dengan menggunakan persamaan :

$$p_{wf}^* = p_{wh} (1 + 2.5 \times 10^{-5} MD) \quad (5)$$

Prosedur perhitungan adalah membagi sumur menjadi dua bagian yang sama panjang, $TVD/2$, menentukan p_{ms} pada $TVD/2$ dan menggunakan nilai tersebut untuk menentukan p_{ws} . Sama halnya dengan metode Tekanan dan Temperatur Rata-rata, metode ini juga memerlukan iterasi dalam perhitungannya sehingga harus diasumsikan sebuah nilai p_{ms} untuk perhitungan awal menggunakan persamaan (5).

$$p_{mf} = p_{wh} + \frac{18.75 \gamma_g MD}{I_{mf} + I_{wh}} \quad (6)$$

$$p_{wf} = p_{mf} + \frac{18.75 \gamma_g MD}{I_{mf} + I_{wf}} \quad (7)$$

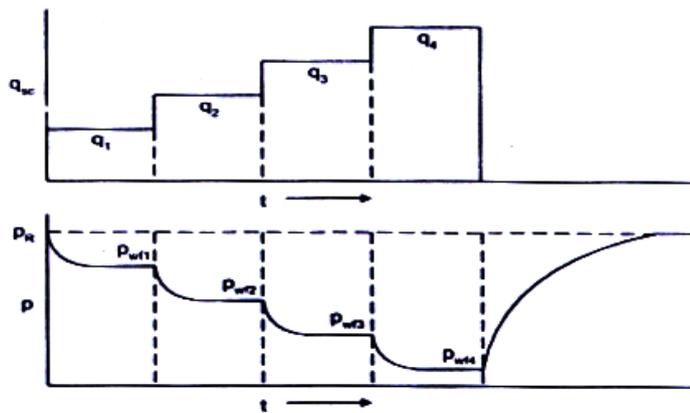
$$I = \frac{\frac{p}{T Z}}{0.001 \left(\frac{p}{T Z} \right)^2 \frac{TVD}{MD} + F^2} \quad (8)$$

$$F^2 = \frac{0.667 f q_{sc}^2}{ID^5} \quad (9)$$

Pengujian Model

1. Tekanan Balik (Back Pressure)

Pierce dan Rawlins (1929) merupakan orang pertama yang mengusulkan suatu metode pengujian sumur gas untuk mengetahui kemampuan sumur berproduksi (*deliverability*) dengan memberikan tekanan balik (*back pressure*) yang berbeda-beda. Pelaksanaan uji tekanan balik ini dimulai dengan menstabilkan tekanan reservoir, p_r , dengan cara menutup sumur (*shut-in*). Selanjutnya sumur diproduksi dengan laju alir, q_{sc} , sampai tercapai tekanan alir dasar sumur, p_{wf} , yang stabil. Demikian seterusnya sampai diperoleh beberapa aliran stabil (biasanya empat) dan setiap perubahan laju alir tidak didahului dengan penutupan sumur (*shut-in*). Kurva kelakuan laju alir q_{sc} dan tekanan terhadap waktu untuk uji *back pressure* diperlihatkan pada gambar 1.



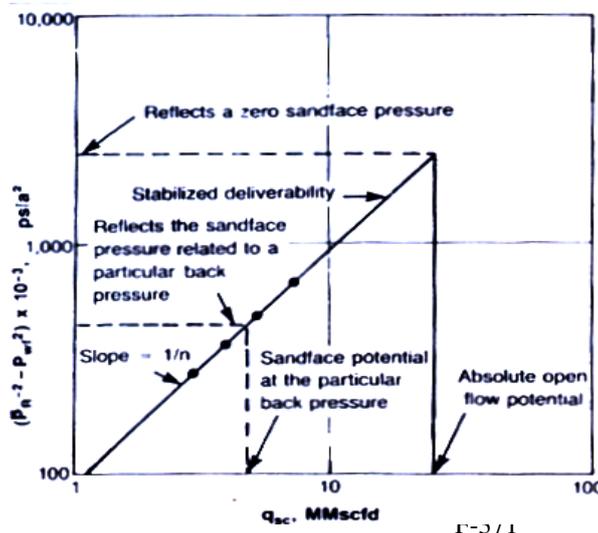
Gambar 1. Uji Tekanan Balik (back pressure)

Langkah-langkah untuk menganalisis hasil pengujian tekanan balik (*back pressure*) adalah :

- 1) Memplot titik Δp^2 terhadap q_{sc} pada grafik berskala log-log.
- 2) Menarik garis lurus melalui titik tersebut (Gambar 2).
- 3) Menentukan nilai n yang merupakan $1/slope$ dengan menggunakan persamaan :

$$n = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log (\Delta \bar{p}_R^2) - \log (\Delta \bar{p}_{wf}^2)} \quad (10)$$

- 4) Menghitung nilai C dengan menggunakan persamaan (1).
- 5) Menentukan harga *Absolute Open Flow* (AOF) dengan persamaan (2).



Gambar 2. Analisis Plot tekanan balik (back-pressure)

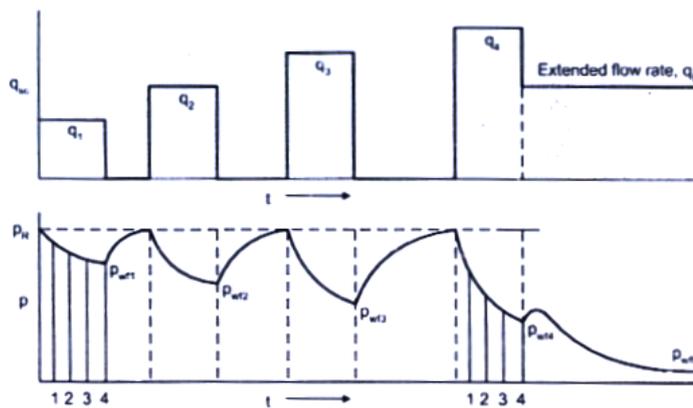
2. Isochronal

Penyelesaian pengujian tekanan balik (*back pressure*) akan memerlukan waktu yang lama bila untuk masing-masing laju alir (q) memerlukan waktu stabilisasi yang lama, terutama pada reservoir yang mempunyai permeabilitas yang ketat (*tight*). Untuk mengatasi masalah ini, pada tahun 1955 Cullender mengusulkan suatu cara pengujian produksi yang terdiri dari berbagai laju alir berbeda dalam selang waktu yang sama dan diantara laju alir yang berbeda tersebut dilakukan penutupan sumur (*shut-in*) sampai didapat tekanan yang stabil.

Metode yang diusulkan oleh Cullender ini dikenal dengan *isochronal test*. Kurva kelakuan laju alir dan tekanan terhadap waktu diperlihatkan pada gambar 3.

Adapun prosedur pengujian *isochronal*, adalah :

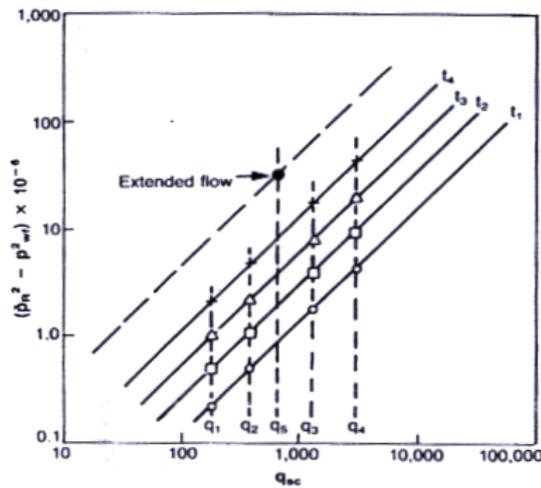
- 1) Melakukan penutupan sumur sampai mencapai keadaan kesetimbangan statik, tekanan yang terukur sebagai tekanan rata-rata reservoir, \bar{p}_R .
- 2) Memproduksi sumur dengan laju alir q selama waktu Δt , kemudian laju alir dan tekanan alir yang didapat yaitu q_1 dan p_{wf1}
- 3) Menutup sumur (*shut-in*) selama waktu Δt , sampai mencapai kondisi kesetimbangan statik kembali, \bar{p}_R .
- 4) Memproduksi sumur kembali dengan laju alir q selama waktu Δt , dengan ukuran *choke* yang berbeda kemudian laju alir dan tekanan alir yang didapat yaitu q_2 dan p_{wf2} .
- 5) Mengulangi langkah 3 dan 4 beberapa kali (umumnya cukup sampai 4 kali).
- 6) Pembukaan sumur dengan laju alir terakhir, sumur langsung dialirkan dengan suatu ukuran *choke* tertentu sampai mencapai kondisi stabil (*extended flow*). (Gambar 3)



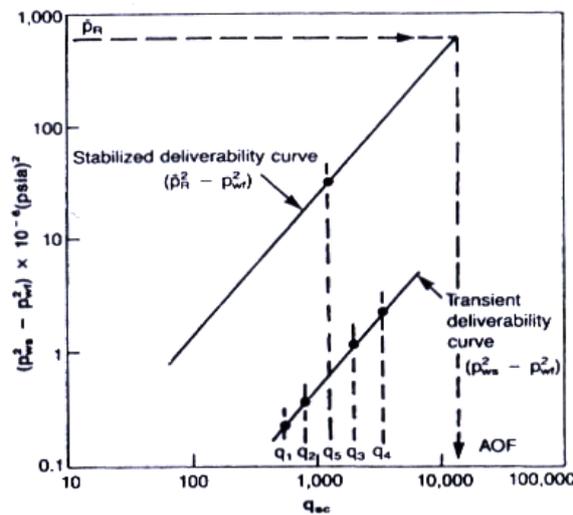
Gambar 3. Uji Isochronal

Langkah-langkah untuk analisis hasil uji *isochronal*, adalah :

- 1) Memplot titik-titik Δp^2 terhadap q_{sc} pada grafik skala log-log.
- 2) Menarik garis lurus melalui titik-titik tersebut (Gambar 4).
- 3) Menarik garis lurus yang sejajar dengan garis hasil langkah (2) melalui titik *extended flow*.
- 4) Menentukan harga n yang merupakan $1/slope$ dengan persamaan (3).
- 5) Menghitung harga C yang ditentukan dengan persamaan (1) untuk aliran yang sudah stabil.
- 6) Menentukan harga AOF dengan menggunakan persamaan (2) untuk aliran yang sudah stabil (Gambar 5).



Gambar 4. Analisa Plot Isochronal



Gambar 5. Penentuan AOF Isochronal

3. Modified Isochronal

Pada reservoir yang permeabilitasnya sangat rendah, penutupan sumur (*shut-in*) untuk mendapat tekanan statik yang stabil memerlukan waktu yang lama. Untuk mengatasi masalah ini, Katz et al (1959) telah mengusulkan suatu metode untuk memperoleh hasil yang mendekati hasil pengujian dari *isochronal*, metode ini dikenal dengan *modified isochronal*.

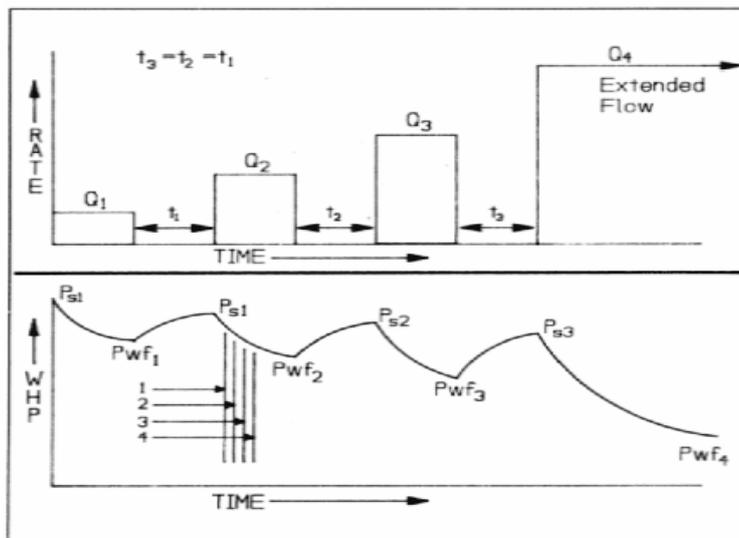
Perbedaan antara metode ini dengan metode *isochronal* terletak pada penutupan sumur (*shut-in*) diantara setiap pergantian laju produksi tidak cukup lama bagi sumur untuk mencapai tekanan reservoir rata-rata. Selain itu selang waktu penutupan sumur adalah sama dengan selang waktu memproduksi sumur untuk setiap ukuran *choke* tertentu akibat penutupan sumur (*shut-in*) yang tidak mencapai tekanan statik yang stabil, maka akan diperoleh suatu harga tekanan statik, p_{ws} , yang lebih kecil dari tekanan reservoir dan akan semakin mengecil untuk penutupan sumur berikutnya. *Extended flow* masih dibutuhkan untuk menentukan harga C pada keadaan stabil. Kurva kelakuan laju alir dan tekanan terhadap waktu diperlihatkan pada gambar 6.

Adapun prosedur pengujian *modified isochronal*, adalah :

- 1) Melakukan penutupan sumur (*shut-in*) sampai mencapai keadaan kesetimbangan statik, tekanan yang terukur sebagai tekanan rata-rata reservoir, \bar{p}_R .

- 2) Memproduksi sumur dengan laju alir q selama waktu tertentu, Δt , tanpa menunggu kondisi tekanan menjadi stabil.
- 3) Melakukan penutupan sumur (*shut-in*) dengan selang waktu yang sama dengan waktu memproduksi sumur, yaitu sebesar Δt .
- 4) Dilakukan langkah (1) dan (2) diulang sebanyak 4 kali atau lebih dengan, laju alir yang berbeda-beda dengan selang waktu Δt yang sama.
- 5) Pembukaan sumur dengan laju alir terakhir dilanjutkan dengan laju alir lain sampai kondisi tekanan alir yang stabil (*extended flow*). (Gambar 6)

Langkah-langkah untuk menganalisis hasil *modified isochronal* sama dengan langkah-langkah menganalisis pengujian *isochronal*. Hanya saja variabel yang diplot pada grafik berskala log-log adalah $\Delta p^2 = (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$ terhadap q_{sc} . Harga AOF yang ditentukan berdasarkan aliran yang sudah stabil (Gambar 5).



Gambar 6. Uji Modified Isochronal

Kesimpulan

1. Model matematis yang telah dikembangkan dapat menghitung kemampuan produksi (*deliverability*) sumur gas.
2. Kemampuan produksi sumur gas bergantung pada tekanan dasar dan permukaan sumur, pressure drop, absolute open flow (AOF), dan initial gas in place (IGIP).
3. Model matematis yang telah dikembangkan selanjutnya diuji dengan metode back pressure, isochronal, dan modified isochronal.

Nomenklatur

- q_{sc} = laju produksi gas pada keadaan standar (MMscfd)
 \bar{p}_R = tekanan reservoir, psia
 p_{wf} = tekanan alir dasar sumur, psia
 C = konstanta, MMscfd/psia²
 n = konstanta yang menunjukkan pengaruh faktor turbulensi pada aliran.
 p_{wf}^2 = tekanan alir dasar sumur, psia
 p_{wh}^2 = tekanan alir permukaan sumur, psia
 γ_g = spesifik gravitasi gas
 TVD = kedalaman vertikal sumur, ft
 MD = kedalaman sumur terukur, ft
 f = faktor friksi
 ID = diameter dalam pipa, inch
 \bar{T} = temperatur rata-rata dalam tubing, °R

\bar{z} = faktor deviasi gas yang diukur pada \bar{T} dan $\bar{p} = \frac{(p_{wf} + p_{wh})}{2}$

p_{wf}^* = p_{wf} asumsi, psia

p_{mf} = tekanan alir pada $TVD/2$, psia

I_{wh} = nilai I yang dievaluasi pada p_{wf} dan temperatur permukaan

I_{mf} = nilai I yang dievaluasi pada p_{ms} dan $\bar{T} = \frac{(T_{surf} + T_{formasi})}{2}$

I_{wf} = nilai I yang dievaluasi pada p_{ws} dan temperatur formasi

Daftar Pustaka

Beggs, H Dale. 1984. *Gas Production Operation*. OGC Publications, Tulsa.

Francis S and Richard E. 1991. *Oilfield Processing of Petroleum volume one: Natural Gas*. PennWell Books, Oklahoma.

Ikoku, C.U. 1984. *Natural Gas Production Engineering*. John Wiley & Sons Inc, New York.

Katz D, L, et al. 1959. *Handbook of Natural Gas Engineering*. Mc-Graw-Hill Book Co, New York

Mohitpour, M et al. 2000. *Pipeline Design & Construction; A Practical Approach*. ASME, New York