



## Analisis Karakteristik Reservoir dan Deliverabilitas Gas Untuk Memprediksi *Plateau time* Produksi Sumur AR-01 pada Cekungan Jawa Timur

Ratna Widyaningsih<sup>1\*</sup>, Avianto Kabul Pratiknyo<sup>1)</sup>, Damar Nandiwardhana<sup>1)</sup>, Subiatmono<sup>1)</sup>,  
Ristiyan Ragil Putradianto<sup>1)</sup>, Ardin Eka<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta

\*email korespondensi : [ratna.widyaningsih@upnyk.ac.id](mailto:ratna.widyaningsih@upnyk.ac.id)

### ABSTRAK

Produksi Sumur AR-01 merupakan salah satu rencana pengembangan Lapangan gas ARKA yang terdapat di cekungan Jawa Timur. Sumur AR-01 akan diproduksi pada salah satu lapisannya yaitu X-50 dengan litologi *shaly sand*. Hal utama yang harus dipertimbangkan ialah mengetahui karakteristik *reservoir* dan produktivitas sumur. Perhitungan *Initial Gas in Place* (IGIP) secara volumetrik dilakukan sebagai acuan perhitungan *material balance*. Parameter yang diperlukan untuk menganalisa karakteristik *reservoir* dan produktivitas didapat dari hasil analisis uji tekanan sumur. Sumur AR-01 telah dilakukan *pressure build up test* dengan pendekatan *Pseudo pressure*. Analisis dilanjutkan dengan *deliverability test* dengan metode *back pressure test* (PBU), untuk mengetahui produktivitas sumur dan *Absolute Open Flow* (AOF). Perhitungan *Vertical Lift Performance* untuk mendapatkan laju alir optimum yang digunakan untuk penentuan *plateau time*. Berdasarkan hasil PBU, didapatkan permeabilitas *reservoir* pada lapisan X-50 sebesar 185 mD dengan nilai *skin* sebesar +21. Dari hasil analisis deliverabilitas, didapatkan nilai AOF sebesar 3,28 MMSCFD. Selanjutnya menentukan laju produksi optimum menggunakan minimum *critical rate* sebesar 0,14 MMSCFD dan *maximum critical rate* sebesar 2,35 MMSCFD untuk lapisan X-50. Hasil perhitungan volumetrik, didapatkan IGIP sebesar 382 MMSCF. Hasil prediksi *plateau time* didapatkan pada laju alir produksi 0,5 MMSCFD, 1 MMSCFD, 1,5 MMSCFD, dan 2 MMSCFD berturut-turut dapat memberi *plateau* selama 15 bulan, 5 bulan, 2 bulan, 1 bulan. Jika laju produksi diatur pada *critical rate* maksimumnya, maka tidak akan terdapat laju *plateau*.

Kata kunci : *deliverability gas; reservoir gas; pressure transient; pressure build up test; plateau time*

### ABSTRACT

The AR-01 well production is one of the development plans for the ARKA gas field in the East Java basin. The AR-01 well is planned to be produced in one of its layers, namely the X-50 layer with *shaly sand* lithology. The main consideration in producing gas wells is knowing the characteristics of the reservoir and the production capability of the well. Volumetric IGIP calculation was also carried out as an initial reference for calculating material balance. The parameters needed to analyze reservoir characteristics and production capabilities are obtained from the results of the well pressure test analysis. The well test carried out is a pressure build up test with a Pseudo pressure approach. The analysis was continued with a deliverability test using the back pressure test method, to determine the productivity of the well and Absolute Open Flow (AOF). VLP calculations are carried out to obtain the optimum flow rate that will be used as a reference for determining plateau time. Based on the results of the PBU, the reservoir permeability in the X-50 layer is 185 mD with a skin value of +21. Based on the deliverability analysis, the AOF value in the X-50 layer is 3.28 MMSCFD. After that, it is continued with determining the optimum production rate with a minimum critical rate of 0.14 MMSCFD and a maximum critical rate of 2.35 MMSCFD for the X-50 layer. Through volumetric calculations, the X-50 layer IGIP value was 382 MMSCF. The results of the plateau time prediction show that the production flow rate of 0.5 MMSCFD, 1 MMSCFD, 1.5 MMSCFD, and 2 MMSCFD can give plateau for 15 months, 5 months, 2 months, 1 month, respectively. If the production rate is set at its maximum critical rate, there will be no plateau rate.

Keywords: *deliverability gas; reservoir gas; pressure transient; pressure build up test; plateau time*

## I. PENDAHULUAN

Proses analisis karakteristik *reservoir* merupakan salah satu tahapan yang sangat penting pada kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon sehingga mendapatkan hasil yang maksimal dari kegiatan eksplorasi dan eksploitasi tersebut. Untuk mendapatkan hasil yang maksimal tersebut diperlukannya beberapa tahapan penting, salah satunya adalah melakukan pengujian sumur (Guo, B., Ghilambor, A., 2012). Pengujian sumur (*well testing*) adalah rekayasa sistem dan

mencakup desain pengujian sumur, akuisisi dan interpretasi data tekanan, dan deskripsi dinamis dari sumur minyak/gas dan *reservoir* minyak/gas (Zhuang H., et al., 2020).

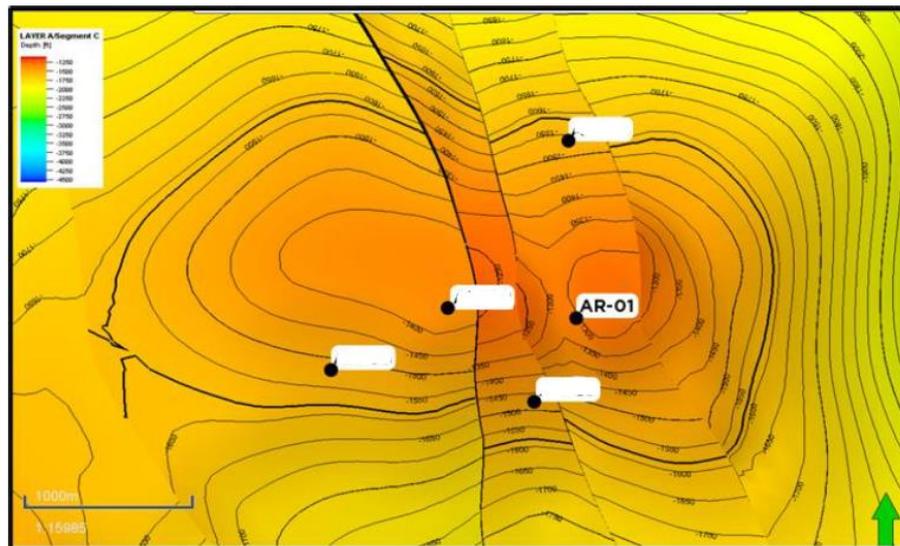
Uji sumur *pressure build up* merupakan teknik pengujian *pressure transient*, yaitu memproduksi sumur menggunakan laju produksi yang konstan (*flow period*) selama beberapa waktu tertentu kemudian sumur ditutup/*shut-in* dalam jangka waktu tertentu (pada sumur gas umumnya menutup *choke* di permukaan). Dikarenakan adanya penutupan pada sumur menyebabkan naiknya tekanan yang kemudian dicatat sebagai fungsi waktu. Berdasarkan data tekanan yang didapat, kemudian dapat menentukan permeabilitas formasi, daerah pengurasan, terdapat ada atau tidaknya kerusakan formasi, dan batas dari *reservoir* (Chaudhry, U A, 2004).

Pengujian sumur yang dilakukan pada sumur AR-01 merupakan *pressure build up test* dengan pendekatan *Pseudo pressure*. Kemudian melakukan uji alir lapisan (*deliverability test*) menggunakan metode *back pressure test* yang bertujuan untuk mengetahui kemampuan produksi ditunjukkan oleh nilai *Absolute Open Flow* (AOF). Dari hasil uji *pressure build up*, akan didapatkan karakteristik formasi dan beberapa parameter yang berguna untuk menentukan IGIP. Sedangkan berdasarkan hasil uji deliverabilitas dapat menghitung *inflow Performance relationship* (IPR) formasi dan *Vertical Lift Performance* (VLP) sumur. Dari hasil analisis IGIP, IPR dan VLP, akan dapat ditentukan *plateau time* masing-masing lapisan jika diproduksi dengan laju alir produksi yang berbeda-beda.

Sumur AR-01 telah dilakukan pemboran pada tahun 2018, yang berlokasi di cekungan Jawa Timur. Lapisan produktif sumur AR-01 yaitu terdapat pada lapisan X-50 berupa lapisan *shaly sand*. Sumur ini belum berproduksi dan hanya memiliki data hasil uji tekanan. **Gambar 1** merupakan lokasi sumur AR-01 yang terletak pada puncak lipatan positif (antiklin) dan dibatasi oleh sesar normal di sebelah Barat dan Timurnya. Sebelum melakukan skenario pengembangan lapangan, karakteristik *reservoir* dan kemampuan produksi suatu sumur gas tersebut perlu diketahui. Besarnya produktivitas suatu sumur didapat dari analisa pengujian sumur dan *deliverability*.

Hasil analisa *pressure build up*, didapatkan besaran permeabilitas *reservoir* pada lapisan X-50 sebesar 185 mD dengan *skin* sebesar +21, serta nilai AOF sebesar 3,28 MMSCFD. Kemudian menentukan laju produksi optimum menggunakan nilai *critical rate* minimum 0,14 MMSCFD dan *critical rate* maksimum 2,35 MMSCFD. Berdasarkan perhitungan volumetrik, didapatkan nilai IGIP 382 MMSCF. Hasil dari prediksi *plateau time* Sumur AR-01 pada lapisan X-50, untuk laju alir produksi 0,5 MMSCFD, 1 MMSCFD, 1,5 MMSCFD, dan 2 MMSCFD berturut-turut sanggup memproduksi gas dalam keadaan laju *plateau* selama 15 bulan, 5 bulan, 2 bulan, 1 bulan. Jika lapisan diproduksi pada *critical rate* maksimumnya, maka nilai *rate* akan langsung turun dan tidak terdapat laju *plateau*.

Pada skenario pengembangan lapangan gas yaitu besarnya produksi gas harus memperhatikan nilai kontrak dengan konsumen, mengingat gas terproduksi biasanya langsung dialirkan ke konsumen. Maka sebelum perusahaan menentukan nilai kontrak, perusahaan harus mengetahui kemampuan produksi gas pada laju alir konstan dalam jangka waktu tertentu (*plateau time*) per sumuran.



**Gambar 1.** Lokasi Sumur AR-01 pada Struktur

## II. METODE

Penelitian ini membahas mengenai analisa uji *pressure transient* untuk mengetahui karakteristik formasi. Data PVT, data *wellbore*, data uji EMR tersedia, namun karena lapangan ini merupakan lapangan baru, maka belum ada data sejarah produksi. Keterbatasan lainnya yaitu ketidak tersediaannya data *special core analysis* (SCAL) sehingga menggunakan korelasi untuk merekonstruksi data dari data *reservoir* lainnya yang diketahui.

Langkah pertama penelitian ini yaitu mengumpulkan data-data yang tersedia, kemudian menganalisa hasil uji sumur dengan alat EMR. Dari Analisa data tersebut kita bisa mengetahui karakteristik *reservoir* seperti permeabilitas, *skin* dan boundary pengurasan. Setelah itu, kita melakukan perhitungan IGIP secara volumetrik. Data  $B_{gi}$  yang diperlukan dalam perhitungan IGIP secara volumetrik, kemudian dihitung dari data *reservoir* lainnya seperti faktor kompresibilitas, tekanan *reservoir* dan temperatur *reservoir*. Persamaan IGIP yang digunakan yaitu :

$$IGIP = 43560 \frac{A h \phi (1-S_w)}{B_{gi}} \quad (1)$$

Keterangan :

- IGIP = initial gas in place, MMSCF
- A = luar area *reservoir*, acre
- h = ketebalan *reservoir*, ft
- $\phi$  = porositas rata-rata, fraksi
- $S_w$  = saturasi air rata-rata, fraksi
- $B_{gi}$  = faktor volume formasi gas mula-mula, cuft/scf

Langkah berikutnya yaitu melakukan analisa uji *deliverability* sumur gas untuk menentukan produktivitas lapisan X-50 dan menentukan laju alir maksimal atau AOF (*Absolute Open Flow*). Selain kurva *deliverability* ini, perhitungan laju kritis untuk sumur gas pada tubing terpasang juga dihitung dengan metode Turner. Persamaan yang digunakan yaitu :

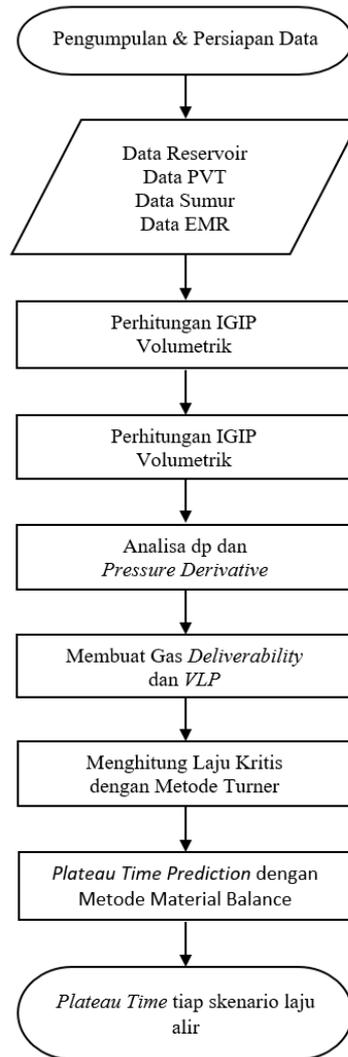
$$v_{gc} = k \frac{\sigma^{0,25} (\rho_l - \rho_g)^{0,25}}{\rho_g^{0,5}} \quad (2)$$

$$Q_{gc} = \frac{3,06 P A V_{gc}}{(T+460)Z} \quad (3)$$

Keterangan :

- $V_{gc}$  = kecepatan kritis gas, ft/s
- k = konstanta Turner (1,92)
- $\sigma$  = tegangan permukaan cairan ke gas, dyne/cm
- $\rho_g$  = densitas gas, lb/ft<sup>3</sup>
- $\rho_l$  = densitas liquid, lb/ft<sup>3</sup>
- $Q_{gc}$  = *critical* gas rate, MMSCFD
- A = luas area yang dilalui, ft<sup>2</sup>
- T = Temperatur, °F
- P = tekanan, psia
- Z = faktor kompresibilitas gas

Setelah itu menghitung dan memplot hasil VLP (*Vertical Lift Performance*). Langkah terakhir yaitu melakukan prediksi *plateau time* dengan metode material balance. **Gambar 2** merupakan gambaran singkat mengenai runutan metodologi yang akan di pakai pada penelitian kali ini.



**Gambar 2 Skema Metode Penelitian**

Semua data tekanan pada Sumur AR-01 dikonversi dan dianalisis dalam bentuk *Pseudopressure*. *Pseudopressure* adalah nilai tekanan yang mempertimbangkan variabel kompresibilitas dan viskositas gas untuk setiap nilai tekanannya.

### III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Jika dilihat dari lokasi Sumur AR-01, sumur ini terletak di puncak struktur dimana terdapat patahan di sekitarnya seperti yang terlihat pada **Gambar 1**. Hal ini pasti berpengaruh terhadap luasan pengurasan sumur atau *boundary*. **Tabel 1** dan **Tabel 2** menunjukkan data batuan dan fluida *reservoir* X-50, dimana fluida produksi *reservoir* ini merupakan *dry* gas. Data-data tersebut didapatkan dari lapangan ARKA yang akan digunakan dalam perhitungan IGIP.

**Tabel 1. Data Reservoir X-50**

Data	
Tekanan <i>Reservoir</i> , psia	901,71
Temperatur <i>Reservoir</i> , °F	121,18
Ketebalan Lapisan, ft	7
Luas Area (by G&G), acre	182,98
Vsh rata-rata, %	14,25
Porositas rata-rata, %	31,82

Saturasi air rata-rata, %	59,66
Litologi	Shaly Sandstone

**Tabel 2. Data Fluida Reservoir X-50 pada Kondisi Standar**

Data	
Compressibility factor (Z)	0,998
Specific Gravity gas	0,56
API Gravity, °API	120,93
Gross Heating Value, BTU/CF	1010,46

**Perhitungan IGIP**

Pendekatan awal yaitu melakukan perhitungan IGIP pada lapisan X-50 dengan menggunakan metode volumetrik. Diperlukan data faktor volume formasi gas (Bgi) dari perhitungan di bawah ini :

$$B_{gi} = \frac{0,0282 Z_{res} T_{res}}{P_{res}}$$

$$B_{gi} = \frac{0,0282 \times 0,92 \times (121,18+460)}{901,71} = 0,0167 \text{ cuft/scf}$$

Perhitungan IGIP secara volumetrik :

$$IGIP = \frac{43560 \times A \times h \times \phi \times (1-S_{wi})}{B_{gi}}$$

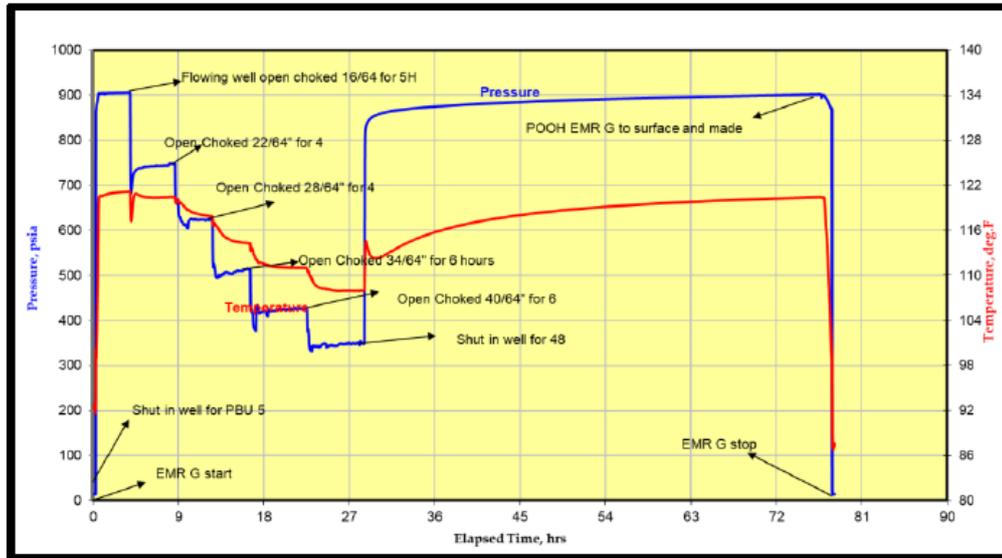
$$IGIP = \frac{43560 \times 182,98 \text{ acre} \times 7 \text{ ft} \times 0,32 \times (1-0,59)}{0,0167} = 382 \text{ MMSCF}$$

**Analisa well test**

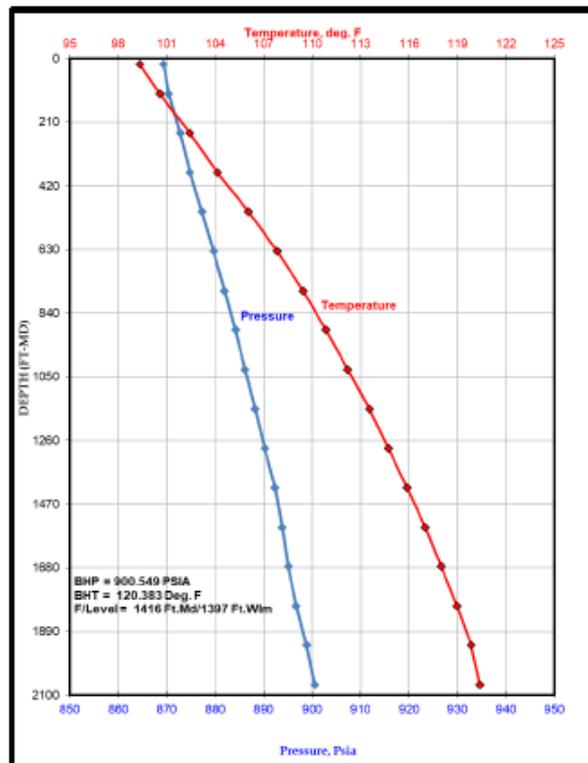
Data *flow test* berisi data uji *back pressure* yang dilakukan selama 2 hari menggunakan EMR (*Electrical Memory Recorder*). Alat EMR merekam data pengukuran tekanan dan temperatur dasar sumur. Alat akan mencatat data tekanan dan temperatur tiap per kedalaman lubang sumur dan tiap waktunya. Pengujian sumur pada lapisan X-50 dilakukan dengan melakukan pembukaan sumur menggunakan ukuran *choke* yang berbeda sebanyak 5 kali. Pada **Gambar 3** menunjukkan bahwa dari EMR diturunkan hingga dinaikkan kembali, butuh waktu selama ±80 jam. EMR diturunkan ke kedalaman 2066 ft-MD, kemudian sumur dibuka dengan 5 ukuran *choke* yang berbeda-beda, yaitu *choke* ukuran 16/64” dibuka selama 4 jam, pada *choke* 22/64” dibuka selama 4 jam, pada *choke* 28/64” dibuka selama 4 jam, pada *choke* 34/64” dibuka selama 6 jam, dan ukuran 40/64” dibuka selama 6 jam, kemudian sumur ditutup selama 48 jam. Berikut **Tabel 3** dan **Gambar 3** menunjukkan periode pengujian dan hasil uji dari EMR. **Gambar 4** merupakan plotting hasil pengukuran static gradient lapisan X-50.

**Tabel 3. Data Uji Back Pressure**

Periode, jam	Ukuran Choke, inch	Laju Alir, MMSCFD
4	16/64”	1,15
4	22/64”	1,69
4	28/64”	2,22
6	34/64”	2,64
6	40/64”	2,83

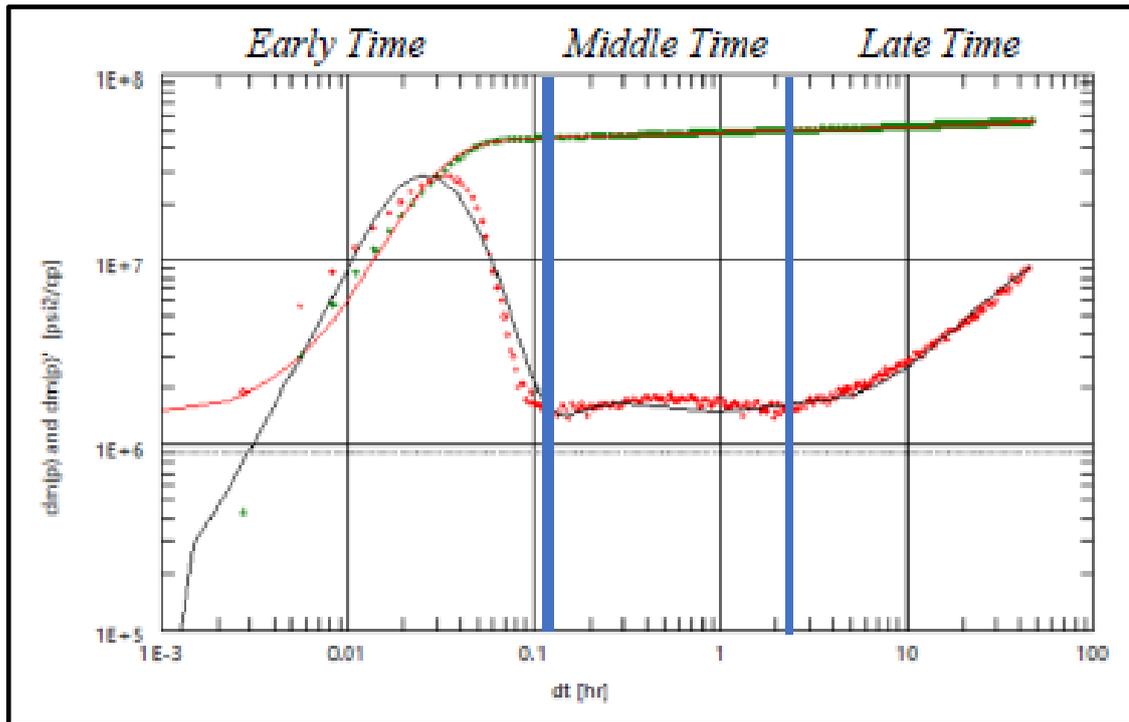


Gambar 3. Data Hasil EMR



Gambar 4. Data Grafik Static Gradient Lapisan X-50

Setelah mendapatkan data dari hasil uji sumur, kemudian data dianalisa menggunakan software untuk analisa *welltest*. Pada **Gambar 5** terdapat 2 garis dan 2 titik-titik. Titik-titik berwarna hijau merupakan dP dari kondisi *reservoir* aktual, sedangkan titik-titik merah merupakan *actual pressure derivative* dari kondisi *reservoir*. Garis merah menunjukkan dP yang dimodelkan, dan garis hitam merupakan *pressure derivative* yang dimodelkan menggunakan software. Terdapat juga 3 zona, yaitu *early time*, *middle time*, dan *late time*. Pada kondisi *early time* didapatkan parameter seperti *skin* dan konstanta *wellbore storage*. Jika gundukan yang terdapat pada *early time* lebih tinggi, maka nilai *skin*-nya lebih besar pula. Jika gundukan tersebut lebih ke arah kanan, maka nilai konstanta *wellbore storage*-nya menjadi lebih besar, begitu pun sebaliknya. Pada kondisi *middle time*, grafik dipengaruhi oleh nilai permeabilitas. Jika harga permeabilitas semakin besar, maka akan menghasilkan jarak antara grafik dP dan *pressure derivative* menjadi lebih renggang. Pada kondisi *late time*, kita dapat mengetahui pengaruh batas dari *reservoir* tersebut yang ditandai dengan adanya kenaikan grafik *pressure derivative*. Pada kasus ini terlihat adanya *closed boundary* yang berupa patahan.



**Gambar 5. Log-Log Plot dP dan Pressure Derivative terhadap Waktu Lapisan X-50**

Penyelarasan data aktual dan simulasi dilakukan dengan memodifikasi harga *skin* dan permeabilitas. Hasil analisa plotting pada software, didapatkan model sumur berupa *changing wellbore storage*, vertical, model *reservoir* berupa homogeneous sedangkan model boundary berupa *rectangle-no flow*. Nilai  $P_i$  yang didapatkan yaitu sebesar 957,13 psia, nilai konstanta *wellbore storage* (C) sebesar  $3,34 \times 10^{-7}$  bbl/psi, nilai permeabilitas rata-rata (k) sebesar 185 mD, nilai *skin damage* (s) sebesar +21, dan nilai batas pada tiap arah selatan, timur, utara, dan barat sebesar 148 ft, 382 ft, 18,9 ft, dan 1700 ft. Pada hasil uji sumur ini terdapat fenomena *changing wellbore storage*. *Changing wellbore storage* ditandai dengan adanya kurva tekanan dan kurva *derivatif* yang tidak berhimpit pada *early time region*. *Changing wellbore storage* disebabkan oleh perubahan kompresibilitas pada fluida di *wellbore*. Ketika sumur ditutup, akan terjadi kenaikan tekanan yang akan menyebabkan penurunan dari nilai kompresibilitas gas pada *wellbore* yang berujung penurunan nilai *wellbore storage*.

#### Perhitungan Deliverabilitas Gas

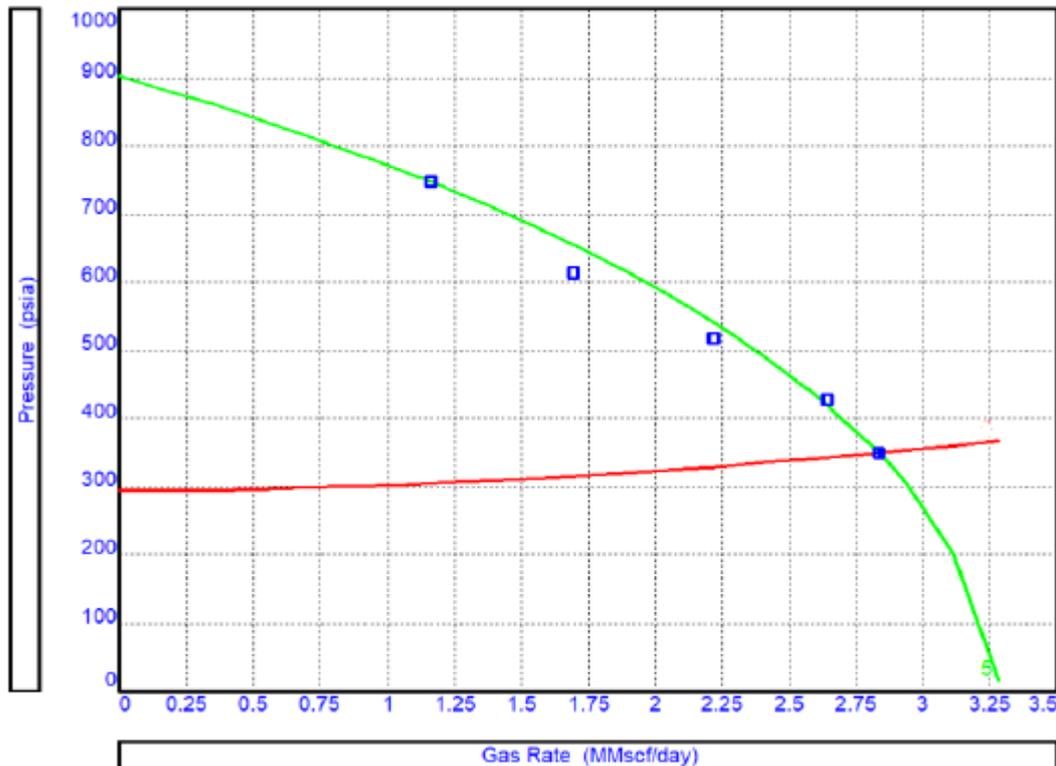
Perhitungan *gas deliverability* lapisan X-50 dilakukan dengan korelasi *Forchheimer with Pseudo Pressure*. Korelasi ini digunakan karena lapisan X-50 memiliki kondisi *reservoir high permeability*, fluida produksi gas dengan asumsi non *darcy flow*, dan *high flow production rates* yang tinggi sehingga korelasi Forchheimer lebih dianjurkan daripada persamaan *Darcy* (Yu-Shu Wu, 2016). **Tabel 4** menunjukkan data sumur AR-01 yang akan digunakan sebagai input data untuk perhitungan *gas deliverability* dan *tubing intake Performance/ Vertical Lift Performance*.

**Tabel 4. Data Sumur AR-01**

Data	
Jari-jari sumur, inch	12,25
Top Perforation depth, ft	2236
Bottom Perforation depth, ft	2242
Tubing ID, inch	2,441

Data input laju dan tekanan untuk perhitungan deliverabilitas gas merupakan data hasil uji *back pressure* (Tabel 3). Dari hasil perhitungan, kemudian didapatkan nilai AOF sebesar 3,28 MMSCFD, dan nilai *Darcy* dan *non-Darcy coefficient* berturut turut sebesar 16.494,8  $\text{psi}^2/\text{cP}/(\text{MSCFD}/\text{D})$ , dan 1,0583  $\text{psi}^2/\text{cP}/(\text{MSCFD}/\text{D})^2$ . Kemudian dilanjutkan tahap penyelarasan data hasil *test* dengan simulasi untuk menentukan korelasi *Vertical Lift Performance* (VLP). Dari hasil analisa, didapat bahwa korelasi yang sesuai yaitu Metode Duns and Ros (Guo, B., 2007) *Modified* dengan nilai selisih kurang dari 1%. Korelasi ini dipilih karena kondisi sumur vertikal dan sesuai untuk kondisi *slip velocity*.

Analisis kemudian dilanjutkan dengan penentuan laju produksi dengan asumsi minimum *wellhead pressure* sebesar 100 psig menggunakan Metode Turner (Fanchi, J., Christiansen, R., 2016) sehingga didapatkan nilai *critical rate minimum* sebesar 0,14 MMSCFD. Untuk laju alir kritis didapatkan dari analisis *core* dikombinasikan dengan penilaian formasi dari petrofisik, yaitu dengan batasan *pressure drop* maksimum dari *reservoir* ke *wellbore* sebesar 400 psia. Berdasarkan hal tersebut, maka laju alir yang direkomendasikan untuk lapisan X-50 ini antara 0,14 hingga 2,35 MMSCFD. Titik perpotongan antara kurva deliverabilitas gas dan tbing intake curve pada Gambar 6 dengan kata lain *operating point*, berada di laju 2,8 MMSCFD. Hal ini berarti *operating point*-nya berada di atas laju kritis. Maka laju ini tidak digunakan dalam prediksi *plateau time*.

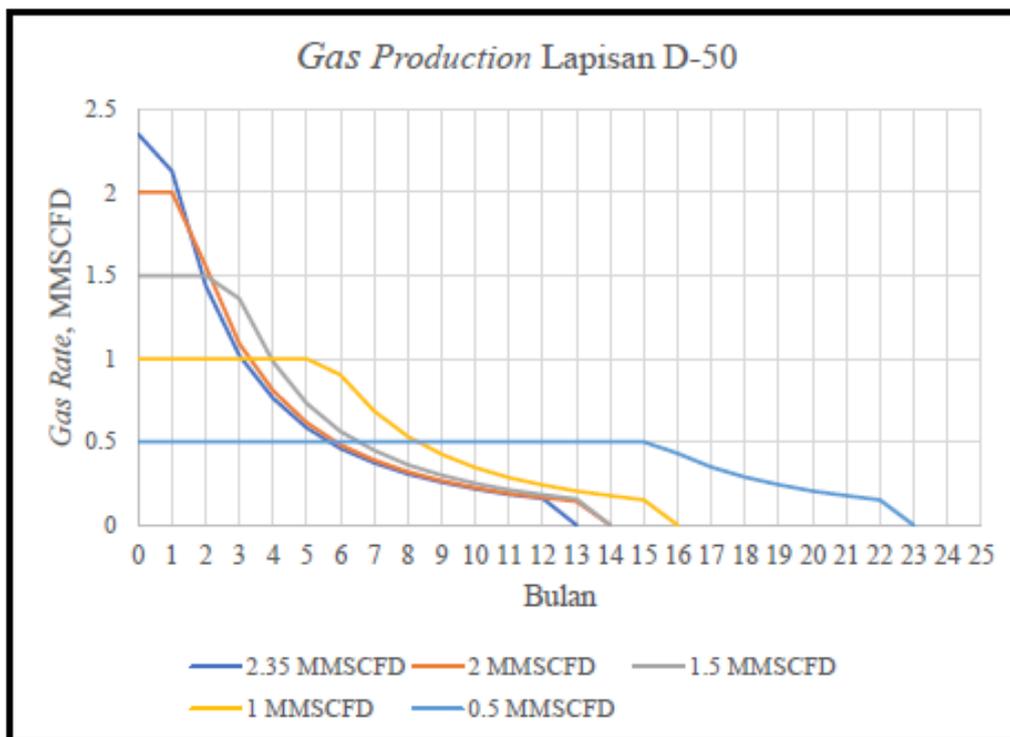


Gambar 6. Grafik Deliverabilitas Gas dan Penentuan VLP

**Analisa Plateau time**

Menggunakan perhitungan material balance, prediksi *plateau time* produksi dilakukan Sumur AR-01. Perhitungan dilakukan dengan sensitivitas laju produksi sebesar 0,5 ; 1 ; 1,5 ; 20 dan 2,35 sebagai laju maksimum kritisnya. Dari hasil analisa laju produksi 0,5 MMSCF; 1 MMSCFD; 1,5 MMSCFD, dan 2 MMSCFD berturut-turut dapat memproduksi gas pada laju *plateau* selama 15 bulan, 5 bulan, 2 bulan, 1 bulan. Sedangkan untuk laju produksi 2,35 MMSCFD langsung mengalami penurunan nilai *rate* ketika sumur dibuka. Hasil perhitungan ditunjukkan pada Gambar 7.

Dari lapisan tersebut, tidak ada yang bisa mencapai *plateau* selama lebih dari 3 tahun, hal tersebut disebabkan oleh batasan *wellhead pressure* 100 psig, sedangkan harga tekanan *reservoir* yang dimiliki tidak terlalu besar yaitu 901,71 psia serta saturasi gas yang cukup kecil dibandingkan saturasi airnya. Seiring dengan proses produksi, tekanan *reservoir* mengalami penurunan hingga tekanan tersebut tidak sanggup lagi untuk memproduksi gas dengan laju alir konstan, Pada Analisa material balance tidak memperhitungkan adanya *aquifer*, karena tidak ada data yang menunjukkan adanya *aquifer* pada data tersedia. Serta tidak adanya data sejarah produksi untuk memperhitungkan *drive mechanism* yang memungkinkan analisa lebih lanjut indikasi adanya *aquifer*.



Gambar 7. Prediksi *Plateau time* dengan Sensitivitas Laju pada *Range* Laju Kritis

## KESIMPULAN

1. Hasil analisa karakteristik *reservoir* lapisan X-50 Sumur AR-01 dari analisa *pressure transient* didapatkan bahwa permeabilitas sebesar 185 md dengan *skin* + 21 dengan batas pengurasan sumur yaitu ; batas Selatan adalah 148 ft (*no flow*), batas Timur adalah 38 ft (*no flow*), batas Utara adalah 18,9 ft (*no flow*), batas Barat adalah 1700 ft (*no flow*)
2. Nilai IGIP dari Sumur-AR-01 menggunakan metode volumetrik sebesar 382 MMSCF untuk Lapisan X-50,
3. Parameter produktivitas lapisan X-50 Sumur AR-01 yang didapatkan yaitu nilai AOF sebesar 3,24 MMSCFD dengan laju alir optimum yang direkomendasikan yaitu 0,14 - 2,35 MMSCFD.
4. Hasil prediksi waktu *plateau* pada lapisan X-50 untuk laju 0,5 ; 1 ; 1,5 ; 2 yaitu 15 ; 5 ; 2 ; 1 bulan. Sedangkan pada laju 2,35 MMSCFD tidak didapatkan hasil *plateau*, sehingga untuk penentuan besar dan lamanya kontrak bisa mempertimbangkan hasil produksi ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- Chaudhry, U A., (2004): *Pressure Buildup Analysis Techniques for Oil Wells.*, Gulf Professional Publishing., 2004. 978-0750677066
- Fanchi, J., Christiansen, R. (2016): *Introduction to Petroleum Engineering (1st ed.)*., Wiley
- Guo, B., Ghalambor, A (2012): *Natural Gas Engineering Handbooks (Second Edition)*., Elsevier., Gulf Publishing Company., 978-1-933762418
- Guo, B., et al (2007): *Petroleum Production Engineering A Computer – Assisted Approach.*, Elsevier Science & Technology Books., 075-0682701
- Wu, Yu-Shu. (2016): *Multiphase Fluid Flow in Porous and Fractured Reservoirs Chapter 12. Multiphase Flow in Unconventional Petroleum Reservoirs.*, Elsevier., Gulf Professional Publishing
- Zhuang H., et al (2020): *Dynamic Well Testing in Petroleum Exploration and Development (Second Edition)*., Elsevier., 978-0128191620