

Penentuan Batas Operasi Baru Untuk Sumur Gas di Lapangan Anggrek

Osaliana Budiarto¹, Iwan Setya Budi²

¹ Universitas Pertamina, Jakarta Selatan

² Universitas Pertamina, Jakarta Selatan

Abstrak

Penelitian berfokus pada penerapan batasan operasi baru untuk sumur gas pada Lapangan Anggrek. Lapangan Anggrek menerapkan rekomendasi API-RP-14E sebagai acuan dalam operasi sumur. Metodologi baru mempertimbangkan laju alir minimum, maksimum, dan mempertimbangkan instrumen sumur. Laju alir minimum dievaluasi menggunakan kecepatan minimum untuk menghindari terjadinya penimbunan fluida di dalam sumur. Penimbunan fluida adalah masalah krusial untuk sumur gas. Akumulasi cairan akan menyebabkan kehilangan tekanan yang lebih tinggi di dalam lubang sumur, dan mengurangi performa sumur. Batas laju maksimum sumur gas dievaluasi dengan mempertimbangan resiko erosi. Kerusakan tubing akibat erosi dapat disebabkan oleh aliran gas berkecepatan tinggi. Studi ini membahas operasi optimum di sumur gas dengan memodelkan tipe aliran untuk berbagai ukuran sumur dan parameter produksi harian. Memahami aliran di dalam lubang sumur akan membantu untuk mengetahui fenomena aliran dan memprediksi akumulasi cairan di masa mendatang. Pemilihan ukuran tubing dan penentuan parameter operasi gas harian sangat penting untuk mengantisipasi akumulasi cairan di awal produksi. Dengan menggunakan data lapangan, peneliti melakukan prediksi performa sumur hingga 9 tahun produksi, yaitu awal, tengah dan akhir. Peneliti melihat bahwa sumur dengan ukuran diameter yang lebih besar memiliki recovery factor yang lebih tinggi tetapi life time pendek. Tekanan kepala sumur dan bukaan choke harus dipertahankan untuk menghindari perubahan tipe aliran di dalam sumur. Selain itu, ditemukan bahwa penerapan API-RP-14E terlalu pesimis pada Lapangan Anggrek. Studi ini menawarkan rekomendasi operasi sumur untuk empat ukuran tubing dan menentukan range batas operasi sumur yang baru.

Kata kunci: laju alir, akumulasi cairan, produksi

INFORMASI NASKAH

Diterima: 1 Maret 2021

Direvisi: 25 Maret 2021

Diterima: 25 Maret 2021

Terbit: 31 Maret 2021

Email korespondensi:
osalianabudiarto@gmail.com

Laman daring:
[https://doi.org/10.37525/
sp/2021-1/282](https://doi.org/10.37525/sp/2021-1/282)

Pendahuluan

Lapangan Anggrek merupakan reservoir gas. Lapangan ini dibagi menjadi 3 daerah produksi, yaitu Barat, Timur dan Selatan. Bagian selatan merupakan salah satu potensi yang sedang dikembangkan. Cadangan yang terhitung di selatan Anggrek adalah 45Bscf. Cadangan ini akan ditembus oleh 1 sumur dengan masa produksi hingga 9 tahun ke depan. Lapangan ini menerapkan rekomendasi API-RP-14E dalam penentuan batas maksimum laju alir. Namun belum



ada acuan dalam penetapan minimum laju alir, meskipun pada kenyataannya masalah *liquid loading* sering terjadi pada beberapa sumur tua di Lapangan Anggrek.

Liquid loading adalah masalah krusial untuk sumur gas. *Liquid loading* dalam sumur gas adalah suatu akumulasi cairan dalam sumur gas akibat dari penurunan kecepatan gas sehingga fasa gas tidak mampu mentransportasikan *liquid* ke permukaan dan menimbulkan *back pressure* ke formasi. *Liquid loading* sangat berpengaruh terhadap produksi sumur gas hingga dapat mematikan sumur (Febri, dkk, 2017). Salah satu alasan penyebab *liquid loading* adalah tekanan reservoir yang menurun.

Tekanan reservoir sangat berpengaruh dalam melihat *well deliverability* dan penentuan laju alir yang optimal. Secara operasional, laju alir dapat diatur dengan memberikan batasan sehingga sumur gas mengalami penurunan tekanan yang bisa ditolerir. Batasan tersebut akan mengurangi kemungkinan *liquid loading* atau memperlambat fenomena tersebut agar tidak terjadi di *early production*.

Penelitian ini berfokus pada penerapan *Well Operating Limit* untuk pengembangan bagian selatan lapangan Anggrek. Metodologi yang digunakan mempertimbangkan laju alir minimum, kecepatan maksimum, dan menggabungkan analisis ukuran *tubing*. Kriteria laju alir minimum dinilai dengan perhitungan kecepatan minimum untuk menghindari *liquid loading*. Laju alir maksimum sumur gas akan memperhitungkan kemungkinan erosi.

Peneliti melakukan prediksi produksi pada Sumur Alpha di Lapangan Anggrek hingga 9 tahun produksi. Prediksi dilakukan untuk 4 ukuran *tubing* yang berbeda. Perbedaan ukuran *tubing* menghasilkan kriteria laju alir minimum dan maksimum yang beragam. Dalam penelitian ini, peneliti memberikan rekomendasi batas operasi sumur yang baru pada 4 macam ukuran *tubing*. Alternatif tersebut dapat digunakan sebagai panduan rentang operasi sumur agar dapat menghasilkan *recovery factor* yang optimum dan mempertimbangkan kemudahan operasi.

Tinjauan Pustaka

A. Fenomena *Liquid loading*

Liquid loading adalah suatu akumulasi cairan dalam sumur gas akibat dari penurunan kecepatan gas. Hal ini menyebabkan gas tidak mampu mengangkat *liquid* ke permukaan serta menimbulkan *back pressure* ke formasi. Akumulasi cairan berpotensi menurunkan produksi dan mematikan sumur. Berikut ini merupakan proses yang menyebabkan terjadinya *liquid loading* (Pratiwi, 2019):

1. Ketika awal sumur berproduksi, sumur masih memiliki tekanan reservoir dan laju alir yang tinggi. Kecepatan gas masih lebih besar dari pada kecepatan kritis yang dibutuhkan untuk mengangkat *liquid*. Pada fase ini, gas dapat mengangkat *liquid* ke permukaan.
2. Setelah beberapa waktu sumur berproduksi, tekanan reservoir akan berkurang sehingga adanya penurunan laju alir. Penurunan laju alir juga berdampak pada kecepatan gas. Apabila kecepatan gas mencapai di bawah kecepatan kritis, maka *liquid* tidak dapat terangkat ke permukaan. Hal ini mengganggu proses produksi dan membuat penurunan laju produksi.
3. Akumulasi cairan di dasar sumur yang mulai terbentuk akan menurunkan flow area untuk

fas gas yang akan mengakibatkan pressure drop lebih besar. Pressure drop akan terus bertambah dan menimbulkan back pressure sampai mendapatkan tekanan yang diperlukan untuk mengangkat akumulasi cairan tersebut ke permukaan.

4. Akumulasi cairan di dasar sumur seiring dengan berjalannya waktu akan membuat kolom liquid tinggi, sehingga back pressure terus bertambah sehingga sumur akan mengalami kematian.

B. Rekomendasi API-RP-14E

API RP 14E memperhitungkan kecepatan erosi, kecepatan minimum, dan penurunan tekanan sebagai kriteria untuk laju alir gas. API RP 14E merekomendasikan bila tidak ada yang spesifik informasi mengenai sifat erosif atau korosif dari fluida tersedia, kecepatan aliran multifasa seharusnya dipertahankan di bawah "kecepatan erosi" yang diperoleh dari persamaan empiris berikut:

$$V_e = \frac{c}{\sqrt{\rho_m}}$$

Dimana

V_e : fluid erosional velocity (ft/s)

c : konstanta empiris

ρ_m : densitas campuran pada P dan T, (lb/ft³)

Sani, dkk (2019) menyebutkan ada beberapa limitasi pada API-RP-14E, salah satunya adalah persamaan tersebut hanya memperhitungkan densitas fluida dalam menghitung kecepatan erosi. Sedangkan faktor lain seperti seperti bahan pipa, sifat fluida, geometri aliran dan rezim aliran belum dipertimbangkan.

C. Perhitungan Turner Rate

Liquid loading adalah akumulasi cairan atau fluida di dalam lubang sumur. Hal ini dapat dipicu ketika laku alir di bawah rekomendasi aliran minimum. Fluida yang tertinggal membentuk kolom cairan yang stagnan sehingga memberikan penambahan tekanan hidrostatik. Untuk mengangkat fuida ke permukaan, dibutuhkan perhitungan kecepatan kritis, yaitu

$$V_t = 17.6 \frac{\sigma^{1/4} (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

$$V_g(\text{water}) = 5.62 \frac{(67 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \text{ and}$$



$$V_g(\text{condensate}) = 4.02 \frac{(45 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}}$$

Sehingga didapatkan laju kritis gas dari perhitungan kecepatan kritis, yaitu

$$Q_g = \frac{3.067PV_gA}{(T + 460)Z} \text{ MMscf/D}$$

$$\text{dimana } A = \frac{(\pi)d_{ti}^2}{(T + 460)Z} ft^2$$

Dimana

Q_g : Laju alir gas (MMscf/D)

V_g : Kecepatan gas (ft/sec)

T : Suhu di permukaan (°F)

P : Tekanan di permukaan (psi)

Z : Faktor kompresibilitas

A : Luas penampang tubing (ft²)

d_{ti} : ID tubing (in)

D. Laju Alir Maksimum Pada Sumur Gas

Erosi adalah berkurangnya suatu material oleh partikel padat atau tetesan cairan. Korosi merupakan bentuk lain dari degradasi material yang terjadi melalui reaksi kimiawi. Pada perhitungan laju maksimum agar tidak terjadi erosi, atau biasa disebut sebagai laju alir maksimum, dapat dihitung sebagai berikut :

$$Q_e = 1.86 \times 10^5 A \left(\frac{p}{ZT\gamma_g} \right)^{0.5}$$

Dimana

Q_e : laju alir maksimum (Mscf)

A : luas area (ft²)

Z : kompresibilitas gas pada tekanan dan temperatur tertentu

T : temperatur (R)

P : tekanan (psia)

γ_g : *Specific gravity* gas

: densitas cairan gas-liquid

E. Perhitungan Ukuran Choke

Perhitungan choke yang digunakan mengikuti perhitungan laju alir multifasa menggunakan

model Sachdeva (Guo, et all, 2007). Model ini menggunakan perhitungan *total max flux* melalui formula sebagai berikut :

$$G_2 = C_D \left\{ 288 g_c p_1 \rho_{m2}^2 \left[\frac{(1-x_1)(1-y)}{\rho_L} + \frac{x_1 k}{k-1} (V_{G1} - y V_{G2}) \right] \right\}^{0.5}$$

$$\frac{1}{\rho_{m2}} = x_1 V_{G1} y^{1/k} + (1-x_1) V_L$$

Setelah *mass flux* didapatkan dari formula 7, maka *mass flow rate* dan ukuran choke dapat ditentukan dengan

$$M_2 = G_2 A_2$$

Dimana :

- G_2 : *Mass flux at downstream, lbm/ft²/s*
- C_D : *discharge coefficient, 0.62-0.90*
- ρ_{m2} : *densitas campuran, lbm/ft³*
- ρ_{m2} : *densitas liquid, lbm/ft³*
- A_2 : *choke-cross sectional area, ft²*
- M_2 : *mass flow rate at downstream, lbm/s*

Metode Penelitian

Metodologi dari penelitian yang akan dilakukan yaitu:

a. Studi Literatur

Penelitian ini diawali dengan studi literatur. Studi literatur yang dilakukan yaitu terkait dengan persamaan empiris yang akan digunakan sebagai persamaan dasar pada penelitian ini dan batasan serta asumsi yang digunakan.

b. Pengumpulan data lapangan

Pada penelitian ini digunakan data – data lapangan dari sumur – sumur yang sudah dibor pada lapangan Anggrek. Data – data yang akan digunakan yaitu:

- 1) Data properti reservoir : porositas, permeabilitas, tekanan reservoir, dan lain-lain
- 2) Data properti fluida reservoir : PVT Fluida Sumur
- 3) Data kesediaan ukuran *tubing* produksi, yaitu ID 1.995, 2.441, 2.992, dan 3.958inch.

c. Simulasi Produksi Sumur Alpha Selama 9 Tahun

Simulasi ini dilakukan untuk mengetahui fenomena pada *early, mid* dan *late production*.

d. Perhitungan Laju Alir Minimum dan Maximum

Perhitungan dilakukan untuk melihat batas operasi sumur mempertimbangkan kejadian *liquid loading* dan *erosi tubing*.

e. Perbandingan hasil perhitungan dengan API-RP-14E



f. Rekomendasi range operasi untuk 4 macam ukuran *tubing*

Dari hasil simulasi, akan ditentukan ukuran *choke* optimum untuk sumur tersebut agar dapat digunakan sejak masa awal produksi hingga sumur di-*abandoned*.

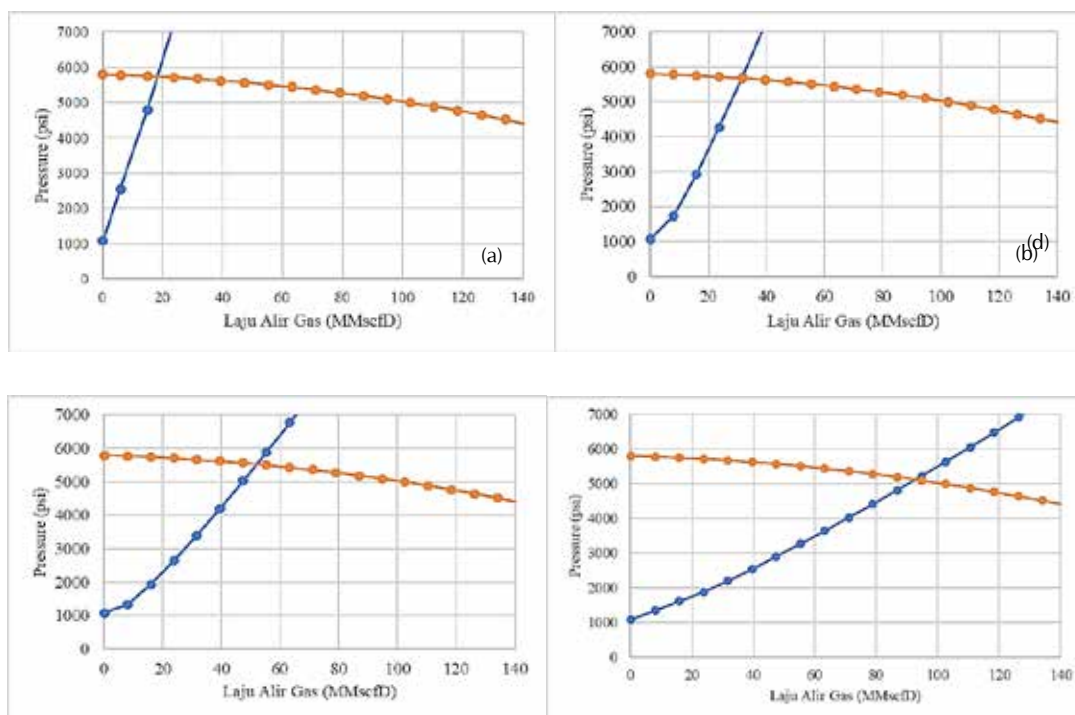
Hasil Penelitian dan Pembahasan

A. Analisa Fluida dan Performa Sumur Lapangan Anggrek

Lapangan Anggrek merupakan lapangan dengan tipe reservoir gas, tabel 1 menunjukkan data reservoir. Data tersebut akan digunakan untuk membangun model tanki reservoir pada perangkat lunak yang digunakan. Sumur Alpha merupakan sumur vertikal yang akan menguras reservoir bagian Selatan Lapangan Anggrek. Pada penelitian ini, sumur Alpha divariasikan dengan 4 ukuran ID *tubing* produksi yaitu 1.995, 2.441, 2.992, dan 3.958inch.

Tabel 1. Data Reservoir Lapangan Anggrek

Average Reservoir Pressure (psig)	5800	Wellbore radius (ft)	0.354
Volumetric in place (Bscf)	45	Perforation interval (ft)	60
Reservoir Temperature (F)	210	Porosity (fraction)	0.25
Water-Gas ratio (stb/MMscf)	0	Connate water (fraction)	0.2
Condensate Yield (stb/MMscf)	15	Mechanical skin	5
Permeability (mD)	50	Drainage area (acres)	90
Net Pay (ft)	80	Dietz Shape Factor	31.6



Gambar 1. Perpotongan Kurva Inflow dan Outflow Untuk Sumur dengan Ukuran Tubing ID 1.992" (a), 2.441" (b), 2.992" (c), dan 3.958" (d)

Dari hasil perhitungan pada *Inflow Performance Relationship* (IPR), didapatkan bahwa *Absolute Open Flow* (AOF) pada sumur Alpha adalah sebesar 261.44MMscfD. Pada Gambar 1 diketahui perhitungan *Vertical Lift Performance* (VLP) memberikan hasil yang beragam, yaitu 18, 31, 52 dan 92MMscfD gas untuk ukuran ID *tubing* 1.995, 2.441, 2.992, dan 3.958inch.

B. Perhitungan Laju Alir Minimum dan Maksimum Sumur Alpha

Laju alir minimum diperlukan untuk mengantisipasi kejadian *liquid loading*. Turner rate merupakan salah satu persamaan untuk menghitung laju alir minimum agar gas dapat mengangkat fluida. Kecepatan gas minimum dapat diperkirakan dengan anggapan *liquid* berbentuk sferoidal dan selama pengangkatan tidak pecah. Laju alir maximum diperhitungkan dengan memperhatikan kejadian erosi pada *tubing*. Laju alir minimum dan maksimum mengacu pada formula 5 dan 7. Berikut hasil perhitungan laju alir minimum dan maksimum untuk 4 macam ukuran *tubing*:

Tabel 2. Perhitungan Laju Alir Minimum dan Maksimum Untuk 4 Macam Ukuran Tubing

Ukuran <i>Tubing</i>	Turner Rate (Minimum) MMscfD	Erosion Rate (Maximum) MMscfD
ID 1.995"	0.80	10.58
ID 2.441"	1.21	16.24
ID 2.992"	1.95	27.10
ID 3.958"	4.18	68.02

Tabel 2 merupakan hasil perhitungan laju alir minimum dan maksimum untuk keempat ukuran *tubing*. Dari perhitungan didapatkan bahwa semakin besar ukuran ID *tubing* maka laju alir minimum dan maksimum yang diperoleh juga meningkat. Hasil perhitungan ini akan mempengaruhi operasi bukaan *choke* pada sumur pada proses prediksi laju alir di tahap berikutnya.

C. Perhitungan Laju Alir Maksimum Sesuai Rekomendasi API-RP-14E

Lapangan Anggrek menerapkan rekomendasi API-RP-14E dalam menentukan laju alir maksimum. Laju alir maksimum dari API-RP-14E akan dibandingkan dengan laju alir maksimum yang didapatkan pada tabel 2. Berdasarkan tabel 3, nilai rekomendasi API-RP-14E lebih pesimis dibanding hasil perhitungan dengan *erosional velocity*. Pada API-RP-14E tidak memperimbangan faktor luas area yang merupakan geometri bidang alir. Dengan nilai batas yang baru, operator dapat menaikkan batas laju alir gas sebagai upaya optimasi produksi.

Berikut hasil perhitungan laju alir maksimum berdasarkan API-RP-14E (Eq. 1) :



Tabel 3. Perbandingan Laju Alir Maksimum Dengan Erosional Velocity dan API-RP14E

Ukuran Tubing	Erosion Rate (Maximum) MMscfD	Rekomendasi API-RP-14E MMscfD
ID 1.995"	10.58	6.32
ID 2.441"	16.24	9.48
ID 2.992"	27.10	14.05
ID 3.958"	68.02	29.79

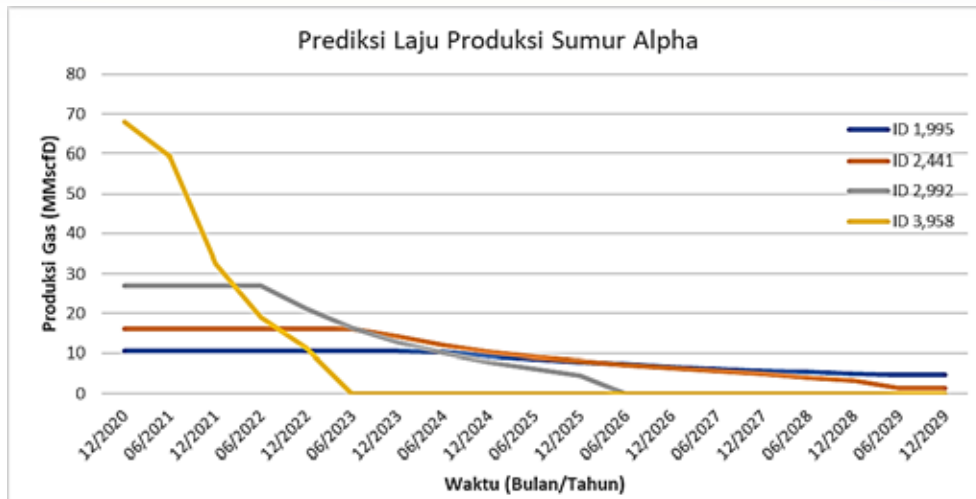
D. Analisis Perolehan Produksi Sumur Alpha dengan Nilai Batas Operasi Baru

Analisis produksi dilakukan dengan melihat performa produksi dan kumulatif yang dihasilkan selama 9 tahun. Prediksi laju produksi merupakan salah satu langkah penting dalam proses menentukan ukuran *tubing*. Selain *recovery factor*, hal lain yang perlu diperhatikan adalah waktu plateau produksi serta *life-time* dari sumur.

Batas operasi yang diperhitungkan menggunakan hasil pada tabel 2. Laju alir maksimum API-RP-14E tidak lagi digunakan dalam analisis ini. Berdasarkan simulasi, diketahui *recovery factor* untuk masing-masing ukuran *tubing* 1.995, 2.441, 2.992 dan 3.958" adalah 44%, 62%, 76% dan 78%. Pada *tubing* ID 1.995" dan 2.441" diobservasi sumur masih bias mengalirkan gas hingga 9 tahun produksi. Sedangkan pada ukuran *tubing* yang lebih besar, yaitu 2.992" dan 3.958", sumur tidak dapat lagi berproduksi setelah tahun ke 5 dan tahun ke-3.

Berdasarkan Gambar2 diketahui bahwa ID *tubing* 2.992 dan 3.958" mengalami penurunan produksi dan tidak dapat mempertahankan laju alir. Hal ini terjadi karena target maksimum laju alir cukup besar sehingga penurunan tekanan di awal produksi tidak dapat dihindari. Pada penelitian ini, batas operasi menjadi nilai mutlak yang harus dipenuhi. Apabila tidak mencapai kedua kondisi tersebut, maka secara otomatis sumur akan *shut-in*.

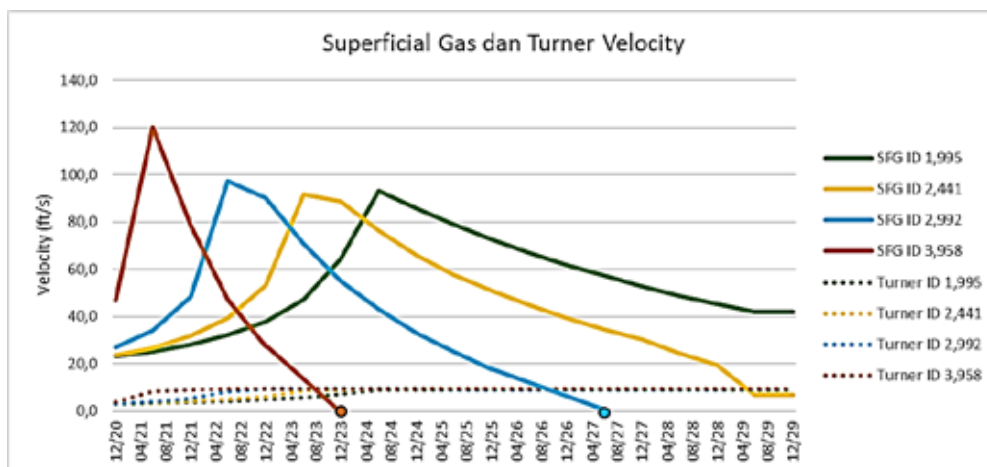
Ukuran *tubing* ID 1.995 dan 2.441" memberikan produksi yang lebih stabil karena penurunan tekanan dapat terjaga dengan baik. Kedua sumur tetap dapat memenuhi laju alir minimum, meski pada tahun ke-3 produksi keduanya tidak dapat mencapai laju produksi maksimum yang ditentukan.



Gambar 2. Prediksi Laju Produksi Sumur Alpha

E. Analisis Prediksi Kondisi Sumur

Analisis prediksi kondisi sumur dilakukan dengan melihat *superficial gas velocity* dibandingkan dengan *turner velocity*. Apabila *superficial gas velocity* mulai berada di bawah *turner*, maka mulai terjadi timbunan *liquid* di dalam sumur. Jika hal ini berlangsung dalam jangka waktu yang lama, maka akumulasi cairan dapat menurunkan produktivitas sumur.



Gambar 3. Superficial Gas dan Turner Velocity Untuk Semua Ukuran Tubing

Berdasarkan Gambar 3 diobservasi bahwa sumur dengan *tubing* besar lebih cepat mengalami akumulasi cairan. Hal ini dapat dilihat dari titik perpotongan ketika nilai *superficial gas velocity* mulai berada di bawah *turner rate*. Waktu prediksi akumulasi cairan untuk masing-masing sumur adalah sebagai berikut

Tabel 4. Prediksi Akumulasi Liquid Terjadi di Dalam Sumur

Ukuran Tubing	Waktu Mulai Akumulasi
ID 1.995"	Tidak terjadi akumulasi hingga 2029
ID 2.441"	April 2029
ID 2.992"	Agustus 2026
ID 3.958"	Juli 2023

Berdasarkan tabel 4 diketahui bahwa *tubing* dengan ukuran lebih kecil dapat menunda akumulasi *liquid*, sehingga produksi lebih stabil. Kelebihan lainnya adalah perusahaan dapat mengurangi biaya operasi akibat masalah produksi *liquid loading* dan tidak perlu melakukan pengelasan/penggantian ukuran *tubing* ketika tekanan reservoir mulai turun. Hal ini dapat menjadi pertimbangan dalam menentukan ukuran *tubing* yang cocok untuk Sumur Alpha.

F. Rekomendasi Bukaank Choke Untuk Sumur Alpha

Pengaturan *choke* merupakan salah satu kegiatan yang dilakukan operator dalam proses produksi. Setiap dua hingga empat tahun, Lapangan Anggrek mengganti ukuran *choke* sebagai upaya optimasi sumur. Berikut ini merupakan rekomendasi bukaank *choke* berdasarkan laju alir minimum dan maksimum untuk masing-masing sumur.

Tabel 5. Rekomendasi Choke Sumur Alpha

Tahun	Rekomendasi Bukaank Choke			
	ID 1,995	ID 2,441	ID 2,992	ID 3,958
2021-2023	0,26-0,29	0,32-0,39	0,59-1,36	0,95-1,04
2024-2026	0,30-0,35	0,40-0,53	-	-
2027-2029	0,37-0,42	0,59-0,71	-	-

Berdasarkan hasil simulasi didapatkan bahwa rekomendasi bukaank *choke* dapat diberikan untuk ukuran *tubing* 1.995 dan 2.441" selama 9 tahun produksi. Sedangkan untuk *tubing* yang lebih besar perlu dilakukan analisis lebih lanjut karena optimasi diperlukan untuk mengatasi *liquid loading* yang terjadi.

Kesimpulan

Berdasarkan studi yang telah dilakukan, diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Lapangan Anggrek memiliki potensi laju alir yang tinggi, yang dilihat dari nilai *Absolute Open Flow (AOF)* pada sumur Alpha sebesar 261.44MMscfD. Dalam penelitian ini menerapkan variasi ukuran *tubing*, sehingga memberikan perpotongan *inflow* dan *outflow* yang berbeda. Nilai dari perpotongan tersebut adalah 18, 31, 52 dan 92MMscfD gas untuk ukuran ID *tubing* 1.995, 2.441, 2.992, dan 3.958inch.

2. Lapangan Anggrek menerapkan rekomendasi API-RP-14E dalam menentukan laju alir maksimum. Laju alir tersebut memiliki nilai di bawah *erosional velocity*. Laju alir minimum diperkenalkan pada rancangan batas operasi yang baru. Rentang operasi yang dihasilkan membuat batas laju alir maksimum naik,
3. Setiap ukuran ID *tubing* memberikan hasil batas laju alir minimum dan maksimum yang berbeda-beda. Semakin besar ukuran *tubing*, maka nilai batas yang direkomendasikan semakin meningkat. Hasil perhitungan produksi kumulatif dan *recovery factor* menunjukkan bahwa ukuran *tubing* yang besar memberikan perolehan yang lebih tinggi, meski *life-time* sumur cenderung pendek.
4. Kelebihan penggunaan *tubing* dengan ukuran lebih kecil adalah penundaan waktu terjadinya akumulasi *liquid*, sehingga produksi lebih stabil. Selain produksi, manajemen dapat mempertimbangkan biaya *workover* atau kemudahan operasi sumur dalam menentukan ukuran *tubing*.
5. Rekomendasi batas operasi dan bukaan *choke* telah diberikan untuk manajemen produksi sumur Alpha di lapangan Anggrek.

Daftar Pustaka

- Febri, K.J., Kartoatmodjo & Wati, K. F. (2017). Analisa *Liquid loading* Pada Sumur Gas FJRN-1. Buku-1 Seminar Nasional Cendekiawan ke 3 Tahun 2017
- Guo Boyun, et all (2007) Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Elsevier, Oxford
- Pratiwi, A. R (2019). Penanggulangan *Liquid loading* Dengan Memperhatikan Pola Aliran Pada Lapangan KMB. Jakarta: FTKE-Usakti
- R. G. Turner, M. G. (Nov. 1969). *Analysis and Prediction of Minimum Low Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. Journal of Petroleum Technology*, 1475-1482.
- Sani, F.M, et al (2019). *Review of the API RP 14E Eroisonal Velocity Equation : Origin, Applications, Misues and Limitations*. Corrosion 2019. Nashville