OPTIMASI PRODUKSI LAPANGAN GAS DENGAN ANALISIS NODAL

Deane Parahita
Program Studi Teknik Perminyakan Trisakti

Abstrak

Produktivitas sumur ditunjukkan dari kemampuan suatu formasi untuk memproduksi fluida yang dikandungnya pada kondisi tertentu. Evaluasi produktivitas sumur-sumur pada Lapangan "Parahita" ini dilakukan dengan Analisa Nodal. Permintaan gas dari konsumen sebesar 250 MMscfd. Oleh karena itu perlu dianalisa berapa laju alir yang dapat diproduksikan oleh masing-masing sumur untuk memenuhi permintaan tersebut tanpa melewati batasan kritisnya. Metode yang digunakan menggunakan analisa nodal, perhitungan laju alir kritis, dan peramalan produksi dengan *plateau rate* tertentu. Perhitungan dan analisa dibantu dengan *software Prosper* dan *MBAL.* Makalah ini menyajikan cara dan hasil optimasi produksi dari sumur-sumur di Lapangan Gas "Parahita".

Kata kunci : Analisa nodal, laju alir kritis, peramalan produksi

Pendahuluan

Umumnya produksi fluida dari suatu sumur dapat mengalir sendiri ke permukaan dengan tenaga dorong alami yang berupa tekanan reservoir (Pr). Karena produksi yang berlangsung secara terus- menerus maka tekanan reservoir lama-lama akan menurun sehingga tidak lagi mampu untuk mendorong fluida ke permukaan. Agar tekanan reservoir tidak cepat menurun secara drastis maka perlu dilakukan optimasi produksi. Hal ini dapat dilakukan dengan studi produktivitas sumur yang bertujuan untuk mengetahui kemampuan sumur untuk berproduksi serta membantu untuk perencanaan laju alir sumur sembur alam (*Natural Flow*) dan untuk sumur pengangkatan buatan. (*Artificial Lift*).

Selain itu terdapat masalah kepasiran. Pasir yang terproduksi bersama fluida formasi antara lain akan menyebab abrasi atau pengikisan di atas permukaan (termasuk endapannya) dan dapat menyebabkan penurunan laju produksi, bahkan dapat mematikan sumur. Usaha yang harus dilakukan untuk mencegah terjadinya kepasiran tersebut adalah dengan cara memproduksikan gas pada laju optimum tanpa terjadi kepasiran. *Sand free flow rate* merupakan besarnya laju produksi kritis, dimana apabila sumur tersebut diproduksikan melebihi laju kritisnya, maka akan menimbulkan masalah kepasiran.

Deskripsi Formasi dan Sumur

Pada makalah ini dikaji mengenai empat sumur-sumur pada Lapangan "Parahita", namun hanya dianalisa empat dari lima sumur saja karena satu sumur mengalami masalah kepasiran yang berat sehingga jalan terbaik adalah menutup sumur tersebut. Lapangan ini mulai diproduksikan pada tahun 2012 dan memproduksikan gas kering. Komposisi gas yang dihasilkan pada lapangan ini dapat dilihat pada Tabel 1.

Komposisi Lapangan "Parahita" Sumur TDO-1, TDO-2, TDO-3, TDO-4, dan TDO-5 terletak pada satu lapangan yaitu Lapangan "Parahita" yang zona produktifnya terdapat pada Formasi Paciran. Reservoir gas pada lapangan ini ditemukan di Paciran *Sandstone* dan *Limestone.* Paciran *Limestone* memiliki porositas yang cukup tinggi yaitu sekitar 37% sampai 50%, terdiri dari butiran bulat *globigerinid* yang masih muda yang terendapkan di lumpur atau clay.

Sedangkan Paciran *Sandstone* memiliki porositas yang cukup tinggi juga yaitu berkisar antara 32% sampai 39%. Permeabilitas yang didapat setelah dilakukan analisa pengujian sumur yaitu antara 13 sampai 1100 mD. Kompresibilitas volume pori untuk

Lapangan “Parahita” ini berkisar antara 7 sampai 15e-10/psi dan maksimum ketebalan kolom gas di lapangan ini 300 ft dengan kedalaman kontak gas – air pada 2310 ft-ss.

Sumur-sumur pada Lapangan “Parahita” dikomplesi menggunakan *Open Hole Gravel Pack* dikarenakan formasinya yang sangat kepasiran. Permeabilitas *gravel pack* yang digunakan sebesar 350 mD dengan panjang *gravel pack* 0.675 inches. Interval produksi sebesar 512 ft dengan jari- jari sumur 4.25 inches.

Dengan diketahui nilai kedalaman sumur dan kolom tekanan gas, maka tekanan reservoir dapat dihitung.

Metodologi

Perhitungan Tekanan Reservoir

Karena sumur-sumur di Lapangan “Parahita” ini selalu dibuka, hanya satu sumur yang mengalami penutupan, maka perhitungan tekanan reservoir didasarkan pada metode *pressure gradient* dengan Sumur TDO-1 yaitu sumur yang ditutup sebagai tolak ukurnya, karena tekanan pada sumur tersebut sudah stabil.

Deliverability

Pierce dan Rawlins (1929) merupakan orang pertama yang mengemukakan suatu metode uji sumur gas untuk mengetahui kemungkinan sumur gas berproduksi dengan memberikan tekanan balik (*back-pressure*), sehingga dikenal pula sebagai *back-pressure test*. Tahun 1935, Rawlins-Schellhardt mengembangkan suatu persamaan empiris yang menggambarkan hubungan antara laju alir dan tekanan sumur gas. Hubungan tersebut dinyatakan dengan persamaan dalam bentuk pendekatan kuadrat (*square pressure*). Metode analisa Rawlins-Schellhardt merupakan metode yang sering digunakan untuk menentukan kinerja produksi sumur gas. Garis lurus yang didapat dari plot antara (P_r^2 – P_{wf}^2) vs q_{sc} pada kertas log-log merupakan kinerja sumur yang sebenarnya.Sumur gas yang memiliki permeabilitas tinggi yang stabil secara berulang-ulang, nilai *C* tidak mengalami perubahan yang begitu berarti terhadap waktu. Oleh karena itu, kuva *back-pressure* awal dapat digunakan sebagai pendekatan kapasitas aliran selama sumur masih berproduksi. Pada kondisi aktual, koefisien *C* akan berubah dengan berubahnya tekanan dan laju alir. Viskositas gas (□) dan faktor deviasi gas (*z*) tergantung pada tekanan. Laju alir dipengaruhi oleh faktor skin (*Dq*) akan bervariasi dengan laju alir gas. Pengaruh dari berbagai faktor ini terhadap nilai *C* harus dipertimbangkan untuk mendapatkan prediksi *q* yang akurat dalam rentang yang lama, terutama pada reservoir dengan permeabilitas rendah dimana variasi *Dq* terhadap *q* mungkin besar. Demikian juga, nilai *C* akan menurun terhadap waktu selama periode waktu aliran yang singkat. Sumur dengan karakteristik seperti ini memiliki sejumlah kurva *back- presure* terhadap waktu aliran sebagai parameter. Pada reservoir dengan permeabilitas rendah, waktu stabil yang diperlukan sangat lama. Penting untuk membandingkan kurva dengan waktu 24 jam dengan 3 jam untuk menentukan apakah Eksponen kurang dari 0.5 yang dihasilkan dari uji *back-pressure* kemungkinan diakibatkan oleh akumulasi liquid di dalam lubang bor. Eksponen lebih besar dari 1.0 kemungkinan diakibatkan oleh *liquid loading* dari sumur selama pengujian, pembersihan formasi disekitar lubang sumur seperti halnya pergerakan fluida pemboran atau stimulasi dan laju alir tes kurang besar. Demikian juga, uji *back-pressure* yang dilakukan dengan rangkaian laju alir yang menurun (*decreasing rate sequance*) akan mengindikasikan eksponen lebih besar dari 1.0 bagi sumur-sumur dengan reservoir yang stabilisasinya lambat. Penjajaran data yang tidak teratur dari uji *back-pressure* kemungkinan juga diakibatkan oleh sebab ini. Pada umumnya, kemiringan (*slope*) plot *back-pressure* merupakan indikasi kerusakan formasi (*skin demage*), $n = 1$ ($\theta = 45^o$) menyatakan kecil atau tidak terdapatnya kerusakan formasi. Sebagaimana *n*

turun hingga mencapai 0.5 (θ menurun hingga 26.5^o) maka kerusakan formasi akan bertambah. Jika nilai *n* diluar kisaran 0.5 – 1.0 (26.4^o – 45^o), data uji sumur mungkin akan keliru karena pembersihan fluida pemboran, stimulasi atau *liquid loading* di dalam sumur gas. Harga eksponen n = 1/slope, ata akan terdapat perubahan yang besar didalam

log(q)og(q)

$$\frac{2 \quad 1}{2 \quad 1}$$

$\log\left(\Delta P^2\right)$

kurva *back*-

pressure terhadap waktu.

Jika perubahan itu besar, kapasitas yang diindikasikan oleh uji *deliverability* harus dilakukan dengan syarat dan uji lebih lanjut akan diperlukan untuk memprediksi kinerja sumur yang lebih akurat.

$n = \quad -\lambda o\gamma(\Delta P^2$

Nilai n juga dapat dihitung secara analisa regresi, yaitu:

N N N

Pada umumnya, nilai eksponen *n*

$N\sum(\lambda o\gamma\ \theta\ \lambda o\gamma\ \Delta\Pi) - \sum(\lambda o\gamma\ \theta)\sum(\lambda o\gamma\ \Delta\Pi)$

berkisar dari 0.5 – 1.0. Sumur gas dengan permeabilitas rendah pada umumnya

$n = \quad \varphi=1 N j=1 \lceil \ N$

$\varphi=1 2$

menghasilkan kurva tekanan alir dasar

$N\sum(\lambda o\gamma\ \Delta\Pi)^2 \ - |\ \sum(\lambda o\gamma\ \Delta\Pi)\ |$

sumur dengan nilai *n* mendekati 1.0,

sedangkan gas dengan permeabilitas yang tinggi akan menghasilkan nilai *n* mendekati

$\varphi=1$

$\lfloor\ \varphi=1 \quad \rfloor$

0.5. Dibawah kondisi mendekati *steady state*, eksponen 0.5 – 1.0 menggambarkan aliran turbulen dan laminer didalam media

Harga koefisien kinerja C dapat ditentukan

dari persamaan:

berpori. Bagaimanapun, adanya pengaruh waktu yang cukup besar antara titik-titik

$$X = \theta\sigma\chi_{(\Pi^2 - \Pi}$$

yang berurutan pada uji *back-pressure*, kurva akan memberikan *slope* yang berbeda dan nilai *n* yang nampak jelas berbeda. r

Harga koefisien C juga dapat ditentukan dengan melakukan ekstrapolasi

$$Cv = \sqrt{\rho}$$

garis lurus terhadap $^{r}(P^2 - P^{wf\ 2}) = 1$ dan API merekomendasi nilai dari C berkis

dibaca pada harga *qsc*. Sedangkan besarnya harga *AOFP* adalah sama dengan harga *qsc* pada harga *Pwf* sebesar tekanan atmosphere (± 14.7 psia).

$$AOFP = X(\Pi^2 - \overline{1}_r 4.7^2)^{\nu}$$

AOFP dapat diperoleh dari pembacaan

$(\Pi^2 - 14.7^2$. — harga *qsc* pada harga r

Nilai AOFP, C, dan n juga dapat dilihat ketika membuat kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) pada *prosper.* Multirate C&n dipilih sebagai metode yang paling sesuai berdasarkan data yang tersedia.

Vertical Lift Performance (VLP) atau kurva *tubing intake* merupakan plot antara 100 sampai 125 untuk *continuous service* dan sampai 250 untuk *intermittent service*. Pernyataan ini menyatakan bahwa

perbedaan nilai dari C dapat digunakan pada berbagai aplikasi studi yang lebih spesifik dan dapat menentukan angka C yang paling tepat.

Critical Velocity

Perhitungan *critical velocity* dengan ketentuan *Choke Valve Sizing* dapat menggunakan formula atau grafik. Motode formula telah dikembangkan lebih dahulu dan lebih akurat dibandingkan metode grafik. Namun pada tulisan ini hanya akan dibahas perhitungan *critical velocity* berdasarkan formula.

1. *Pressure drop ratio* untuk aliran normal yaitu ^{P1} < 1.89, maka laju

antara tekanan alir dasar sumur (*Pwf*) yang dibutuhkan sumur gas untuk berproduksi

alir kurang^{P2} dari limit pada variasi beberapa harga laju alir (*qsc*) melalui suatu ukuran tubing tertentu pada tekanan alir kepala sumur (*Pwh*) yang tetap. Pembuatan kurva *tubing intake* dimaksudkan untuk mengetahui kemampuan berproduksi suatu sumur gas secara alamiah. Besarnya laju produksi sumur gas ditunjukan oleh titik perpotongan antara kurva *tubing intake* dengan kurva *IPR.*

Erosional Velocity

Desain dari sistem pipa untuk fasilitas proses memerlukan pertimbangan terhadap efek dari kehilangan tekanan dikarenakan friksi dan erosi pipa dimana dipengaruhi oleh kecepatan fluida dan berat jenis dari fluida tersebut.

Biasanya yang digunakan sebagai referensi adalah API RP 14E, namun ada beberapa tambahan makalah yang lebih spesifik mengenai erosi pada pipa yaitu diantaranya OTC 4485 *Evaluation of API RP 14E Erosional Velocity Limitations for Offshore Gas Wells*, dan OTC 4974 *Velocity Limits for Erosion-Corrosion*.

Pada API RP 14E terdapat formula atau rumus yang dapat menentukan kecepatan erosi maksimum.

$= 16.05 * Cv * (P1^2 - P2^2)$

$\sqrt{}$

$*g$2. *Pressure drop ratio* untuk aliran di choke yaitu ^{P1} > 1.89, maka laju ali

$P2$ berada di titik limit.

$= 13.63 * Cv * 1 * \sqrt{\ 1^{*g}}$

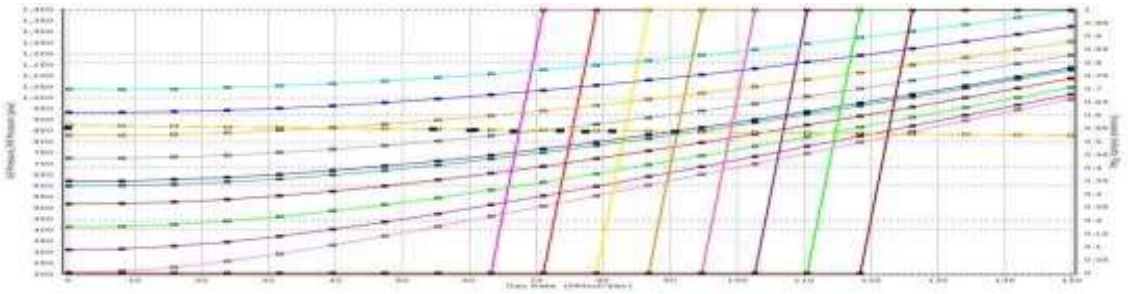
Material Balance

Metode material balance dapat digunakan untuk meramalkan perubahan laju produksi di waktu yang akan datang. Dengan menggunakan metode material balance, jika diketahui laju produksi maka dapat diperkirakan cadangan gas di tempat dengan menggunakan plot P/Z (tekanan reservoir dibagi faktor kompresibilitas) terhadap kumulatif produksi untuk meramalkan jumlah gas yang dapat diproduksikan oleh sumur.

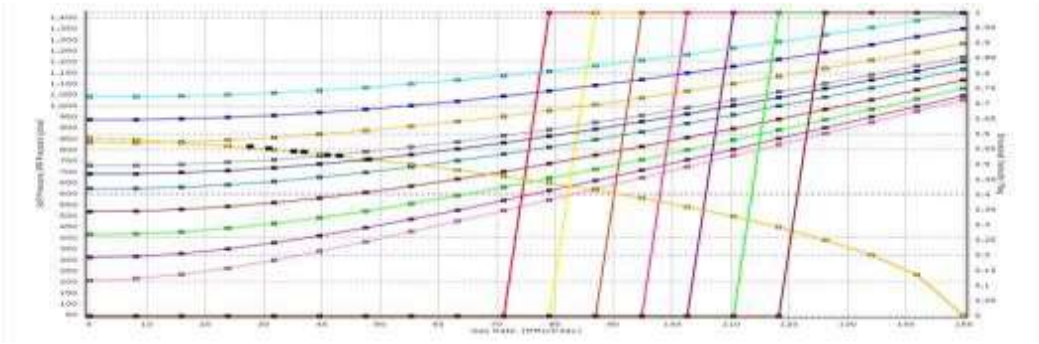
Hasil dan Pembahasan

Masalah kepasiran adalah salah satu permasalahan yang ada di Lapangan “Parahita” ini. Oleh karena itu perlu dilakukan perhitungan untuk laju alir kritis dari masing-masing sumur agar gas yang diproduksikan berada di bawah limit tersebut serta perlu diketahui berapa tekanan kepala sumur yang dapat di-set agar menghasilkan laju alir yang sesuai. Hal yang pertama dilakukan adalah melakukan perhitungan tekanan reservoir dengan metode *pressure gradient* dan bantuan software. Selanjutnya melakukan analisa nodal dengan letak titik nodal di dasar sumur.

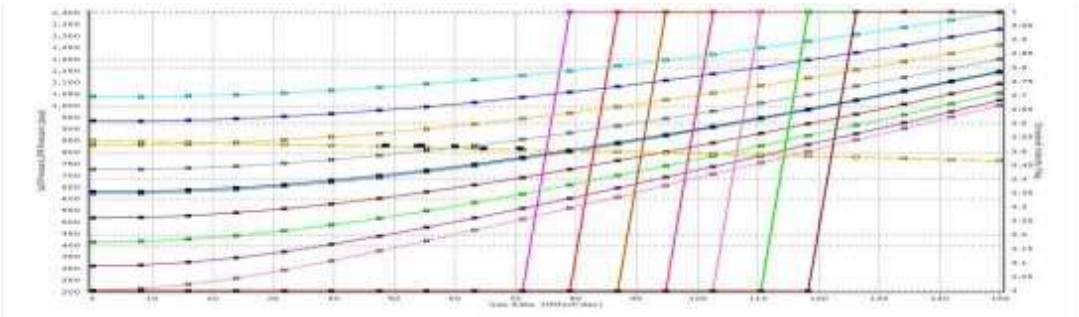
Dengan pembuatan IPR menggunakan metode multirate C&n, diperoleh hasil untuk AOF masing-masing sumur yaitu Sumur TDO-1 sebesar 1223,263 MMscfd, Sumur TDO-2 sebesar 1273,762 MMscfd, Sumur TDO-3 sebesar 203,535 MMscfd, Sumur TDO-4 sebesar 709,335 MMscfd, dan Sumur TDO-5 sebesar 281,769 MMscfd. Setelah kurva IPR dibuat, maka dilakukan pembuatan kurva *Vertical Lift Performance* (VLP). Digunakan korelasi *Beggs&Brill* dan *Petroleum Expert 2* dalam pembuatan kurva VLP tersebut. Korelasi *Beggs&Brill* dan *PetEx-2* dipilih karena merupakan korelasi paling sesuai dengan kondisi sumur yang ada. Setelah IPR dan VLP terbentuk, dilakukan analisa sistem atau analisa nodal dengan melakukan plot antara kurva IPR dan kurva VLP. Setelah itu dilakukan sistem analisis dan sensitivitas terhadap berbagai tekanan kepala sumur antara 200 sampai 800 psia, serta lakukan batasan dengan *input* nilai C untuk *erosional velocity* dengan C = 300.



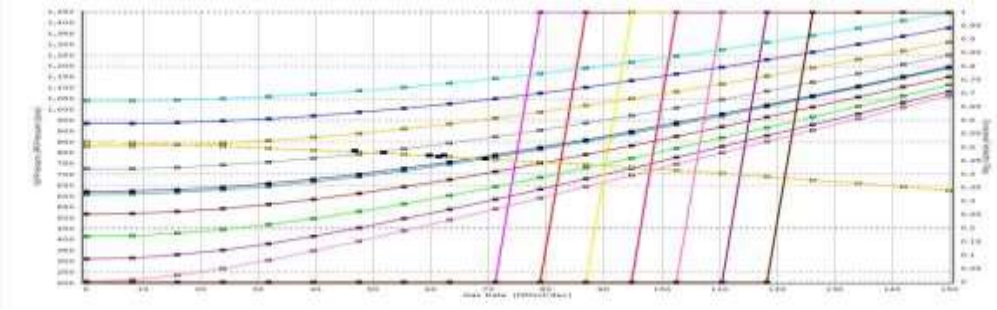
Gambar 1 *System Analysis Plot* TDO-2



Gambar 2 *System Analysis Plot* TDO-3



Gambar 3 *System Analysis Plot* TDO-4



Gambar 4 *System Analysis Plot* TDO-5

Hanya dilakukan analisa terhadap empat dari lima sumur karena satu sumur yaitu sumur TDO-1 mengalami masalah kepasiran yang cukup fatal sehingga pilihan terbaik adalah menutup sumur tersebut.

Dari hasil analisa didapat hasil yang dapat dilihat pada Tabel

Tabel 2 *Wellhead Pressure Sensitivity*

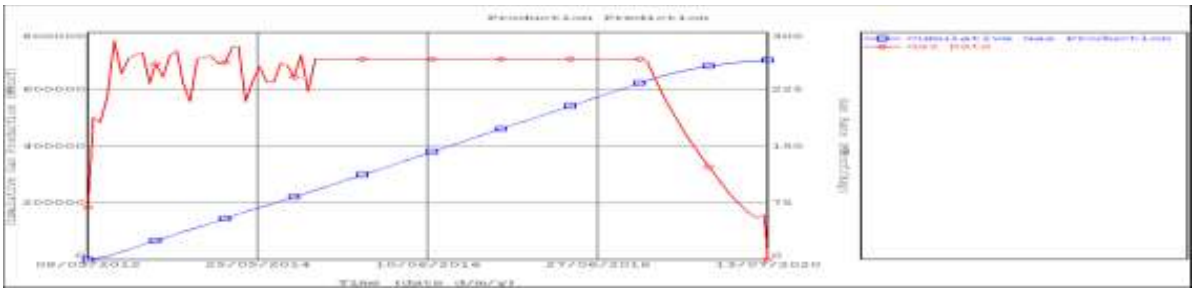
WH P	Gas Rate			
	TDO-2	TDO-3	TDO-4	TDO-5
psia	MMscfd	MMscfd	MMscfd	MMscfd
200	101,0	76,320	98,344	85,418
300	97,15	72,776	94,320	81,715
400	91,12	67,44	88,14	76,09
500	82,48	59,91	79,30	68,12
600	70,20	49,49	66,78	56,91
700	51,79	34,41	48,05	40,40
800	10,69	5,424	7,418	6,352

Selanjutnya adalah menghitung laju alir kritis (*critical velocity*). Perhitungan dilakukan berdasarkan data choke valve specification. Dengan menghitung secara manual dengan rumus yang ada sehingga diperoleh nilai laju alir kritis untuk masing- masing sumur yaitu Sumur TDO-2 sebesar 87 MMscfd, Sumur TDO-3 sebesar 46

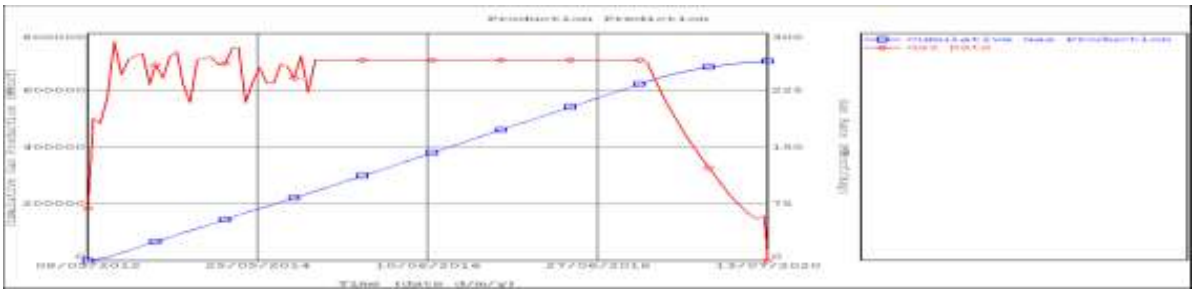
MMscfd, Sumur TDO-4 sebesar 75 MMscfd, dan Sumur TDO-5 sebesar 64 MMscfd. Lalu kembali ke analisa nodal. Dicari nilai tekanan kepala sumur yangsesuai dengan laju alir kritis berdasarkan

gambar perpotongan antara kurva IPR dan tubing intake. Nilai WHP untuk masing-masing sumur yang sesuai dengan c*ritical velocity* yaitu Sumur TDO-2 sebesar 438 psia, Sumur TDO-3 sebesar 668 psia, Sumur TDO-4 sebesar 525 psia, dan Sumur TDO-5 sebesar 585 psia. Apabila dijumlahkan, produksi dari ke- empat sumur di Lapangan "Parahita" masih dapat mencukupi permintaan konsumen. Selanjutnya dibuat forecast dengan membuat dua plateau rate yaitu 250 MMscfd dan 265 MMscfd.

Gambar 5 *Production Prediction* dengan Plateau 250 MMScfd



Gambar 6 *Production Prediction* dengan Plateau 265 MMScfd



250 MMscfd sesuai dengan kontrak yang ada dan 265 MMscfd merupakan total apabila gas yang dibutuhkan tidak hanya untuk konsumen saja namun untuk fuel dan flare juga.

Simbol

ΔP = Perbedaan Tekanan, psia
AOFP = Laju Alir Maksimum Gas, scf/d
C = Coefficient Performance, Mscf/d/psia
n = Kemiringan
Pr = Tekanan Reservoir, psia
Pwf = Tekanan Alir Dasar Sumur, psia q = Laju Alir, scf/d

Daftar Pustaka

Ahmed, T., “Reservoir Engineering Handbook”, Gulf Professional Publishing, Second Edition, 2001. LeeJohn, Rollins, JB and Spivey JB., “Pressure Transient Testing”, SPE Textbook Series Vol.9, 2003.

Analisa Sistem Nodal”, Tutorial Teknik Produksi Manajemen Produksi Hulu, Pertamina, Jakarta, Juli 2003

Brown, Kermit E, “The Technology of Artificial Lift Method Volume IV”, Penn Well Publishing Company, Tulsa, 1975.

Dale Beggs,H,“Gas Production Operations”, OGCI Publications, Oil and Gas Consultans Int. Inc , Tulsa, 1984. Ikoku, Chi U.; “Natural Gas

Production Engineering”ThePennsylvania State University;KriegerPublishing Company; Florida; USA; 1992.

Lee,John and Robert A. Wattenbarger, “Gas Reservoir Engineering”, SPE Textbook Series Vol.5, 2005