

## ANALISA SISTEM NODAL DALAM METODE ARTIFICIAL LIFT

Oleh: \*)Ganjar Hermadi

### ABSTRAK

*Dalam industri migas khususnya bidang teknik produksi, analisa sistem nodal merupakan salah satu metode yang paling sering digunakan dalam penentuan laju produksi sumur natural flow. Persamaan inflow performance relationship (IPR) disubstitusikan ke dalam persamaan outflow performance relationship, atau dalam hal ini dapat disebut sebagai Tubing Performance Relationship (TPR), untuk memperoleh laju produksi dan tekanan operasi tanpa membuat grafik terlebih dahulu. Persamaan hasil substitusi ini memerlukan laju alir sebagai input yang juga merupakan output sehingga menyebabkan persamaan ini harus diselesaikan secara numerik dengan proses iterasi. Laju alir optimum yang dihasilkan kemudian di-validasi menggunakan program yang sudah ada.*

*Lebih jauh lagi bisa dilakukan sensitivitas dengan melibatkan performa dari Artificial Lift. Hal ini dilakukan jika kondisi suatu sumur sudah tidak lagi mengalir secara alami (natural flow), sehingga pengangkatan buatan diperhitungkan dalam analisa system nodal. Outflow performance dari suatu Artificial Lift (misal sebuah pompa) dapat dilibatkan kedalam Inflow Performance reservoir sehingga dapat diperoleh spesifikasi pompa optimum untuk sumur tersebut.*

*Kata kunci: analisa sistem nodal, artificial lift*

### I. PENDAHULUAN

Teknik produksi secara umum dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu produksi secara sembur alam (*natural flow*) dan produksi dengan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*).

Produksi sembur alam biasanya terjadi pada reservoir minyak yang baru diproduksi. Hal ini dikarenakan reservoir tersebut memiliki tekanan yang cukup kuat untuk mengangkat fluidanya ke permukaan. Setelah diproduksi beberapa lama, tekanan yang dimiliki oleh reservoir akan mengalami penurunan (*decline*) dan kemampuan untuk mengangkat fluidanya pun akan menurun pula. Jika penurunan tekanan yang dialami oleh reservoir sangat besar, maka reservoir tersebut tidak dapat lagi memproduksi minyak ke permukaan. Ketika suatu sumur sudah tidak dapat lagi

memproduksi minyak secara alami, maka dibutuhkan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*), seperti injeksi gas lift atau menggunakan pompa.

Usaha untuk mengoptimalkan produksi tersebut harus direncanakan dan dihitung dengan cermat, dan dengan mempertimbangkan komponen biaya atau keekonomian. Biaya yang dikeluarkan untuk suatu metode pengangkatan buatan harus dapat diatasi dengan jumlah produksi yang diperoleh. Pemilihan pompa untuk suatu sumur minyak pada umumnya adalah dengan menentukan harga laju produksi yang diinginkan, kemudian dengan menggunakan *pump performance curve* akan diperoleh harga head dan HP pompa untuk suatu harga RPM tertentu. Tetapi jika  $\Delta P$  dari pompa diketahui, maka kelakuan

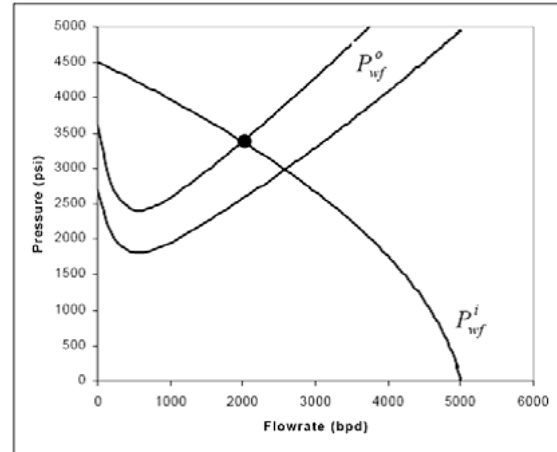
produksi dari pompa tersebut dapat ditentukan dengan menggunakan analisa sistem nodal (*Nodal System Analysis*).

## II. ANALISA SISTEM NODAL

Nodal Sistem Analisis (analisa system nodal) merupakan suatu teknik sederhana yang digunakan untuk menentukan hubungan antara Inflow Performance Relationship dengan Tubing Intake, yang dapat digunakan untuk menentukan laju produksi optimum yang terjadi dalam suatu sistem produksi. Suatu persamaan matematis digunakan untuk menggambarkan kemampuan suatu reservoir untuk memproduksi fluida menuju lubang sumur dan sistem perpipaan yang mengalirkan fluida ke separator di permukaan.

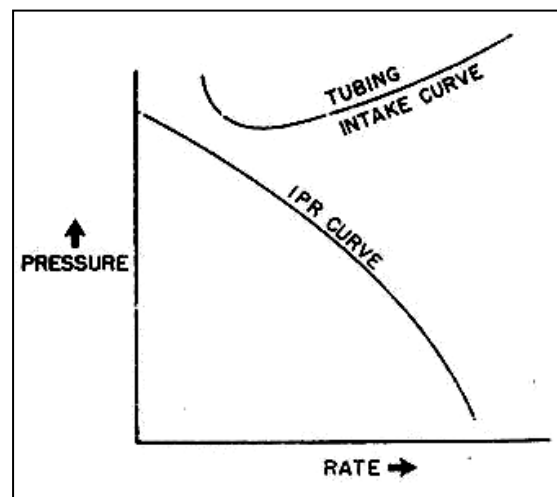
Komponen-komponen lain yang menyebabkan kehilangan tekanan seperti lubang perforasi dan choke juga dapat diperhitungkan untuk menentukan kehilangan total sistem. Teknik ini kemudian digunakan secara luas keperluan desain, evaluasi keekonomian, dan penyelesaian masalah pada sumur minyak dan gas. Pada umumnya teknik ini diselesaikan secara grafik dengan menggunakan plot tekanan versus laju alir. Persamaan inflow dan outflow berbeda dan berpotongan pada suatu titik. Titik perpotongan ini menunjukkan laju alir dan tekanan yang terjadi dalam sistem.

Jika kedua kurva tersebut tidak berpotongan berarti sumur tersebut tidak mampu memproduksi fluida menuju permukaan. Hal ini bisa diatasi antara lain dengan metode artificial lift seperti gas lift dan pompa. Gambar 1 memberi gambaran secara jelas bagaimana analisa sistem nodal diselesaikan secara grafis.



Gambar 1. Kurva nodal sistem analisis

Gambar 2 memperlihatkan kurva IPR dan kurva tubing intake tidak berpotongan yang menunjukkan bahwa kelakuan dari reservoir tidak lagi dapat memproduksi fluidanya secara alamiah melewati tubing produksi. Jika suatu sumur tidak dapat berproduksi lagi, maka hal tersebut dapat disebabkan oleh banyak faktor, tapi pada umumnya hal tersebut diakibatkan karena tekanan alir dasar sumur sudah mengalami penurunan sehingga tidak mampu lagi untuk mengangkat fluida ke permukaan. Pada saat itulah diperlukan adanya pengangkatan buatan (*artificial lift*) untuk mengangkat sisa fluida yang masih ada di dalam sumur.



Gambar 2. Kurva IPR dan tubing intake pada sumur mati

Disini akan dibahas mengenai penyelesaian analisa sistem nodal secara numerik. Kedua kurva pada penyelesaian analisa sistem nodal secara grafis terbentuk dari dua persamaan yang berbeda tentunya. Masing-masing mewakili bagian inflow dan outflow dari titik nodal. Sebagai contoh adalah analisa sistem nodal dengan titik nodal di dasar sumur. Bagian inflow diwakili dengan persamaan IPR dan bagian outflow diwakili oleh persamaan kehilangan tekanan dalam pompa.

### 2.1 Inflow Performance Relationship (IPR)

Dalam memproduksi suatu sumur, baik itu sumur minyak ataupun gas, sangat diperlukan adanya informasi mengenai kelakuan dari reservoirnya.. Kelakuan reservoir biasanya ditunjukkan dengan adanya aliran (*inflow*) dari reservoir itu sendiri yang disebabkan adanya tekanan reservoir ( $P_r$ ). Aliran dari reservoir kedalam lubang sumur tergantung dari *drawdown* atau *pressure drop* dalam reservoir,  $P_r - P_{wf}$ , dimana  $P_{wf}$  adalah tekanan alir didasar sumur (*bottomhole flowing pressure*)

Aliran dari reservoir ke lubang sumur tersebut dinamakan *inflow performance*, dan kurva yang dihasilkan antara laju produksi dengan tekanan alir dasar sumur disebut *inflow performance relationship*, atau lebih dikenal dengan istilah kurva IPR. Jadi kurva IPR merupakan kurva yang menunjukkan kelakuan produksi suatu sumur.

Kurva IPR ini dikembangkan dari persamaan Darcy yang mampu memprediksikan laju alir fluida, baik minyak maupun gas, dari reservoir ke lubang sumur. Secara umum

persamaan Darcy dapat dituliskan sebagai berikut :

- Dalam satuan Darcy

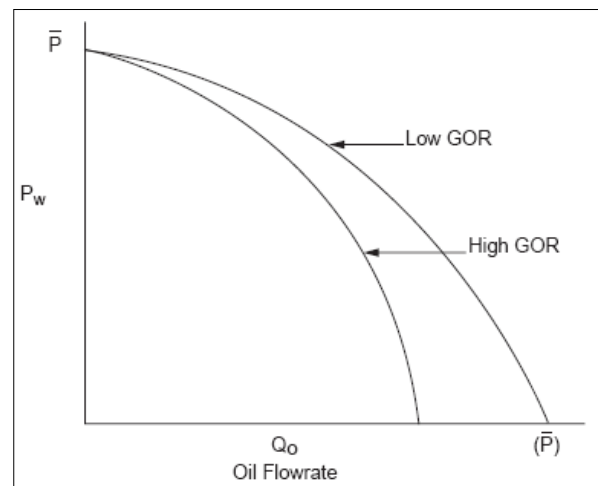
$$q(cc/s) = - \frac{k(D)A(cm^2)}{\mu(cp)} \frac{dp}{dl} (atm/cm)$$

(3.1)

- Dalam satuan lapangan

$$q(stb/d) = -(konst.) \frac{k(mD)A(ft^2)}{\mu(cp)} \frac{dp}{dl} (psi/ft)$$

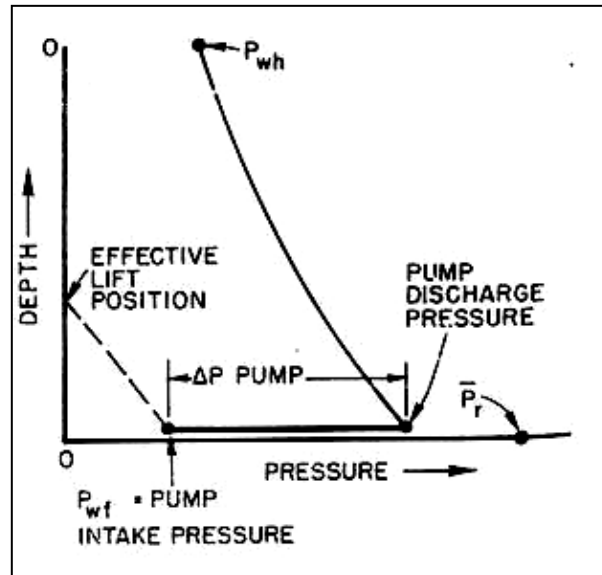
(3.2)



Gambar 3. Contoh kurva IPR

### 2.2 Differential Pressure ( $\Delta P$ ) Dalam Pompa

Pompa dalam artificial lift digunakan untuk mengangkat fluida yang sudah tidak dapat dialirkan lagi oleh tekanan didalam sumur ke permukaan. *Differential pressure* ( $\Delta P$ ) yang dihasilkan pompa akan digunakan oleh fluida dari dasar sumur untuk naik ke permukaan. Makin besar  $\Delta P$  yang dihasilkan oleh pompa, makin banyak fluida yang akan terangkat. Pengaruh pompa pada sumur yang telah mati tersebut dapat dilihat dari skema seperti pada Gambar 3.4 berikut.



Gambar 4. Skema pengaruh tekanan pompa ( $\Delta P_p$ ) pada sumur mati

Dari skema diatas terlihat bahwa tekanan alir dasar sumur tidak dapat lagi mengangkat fluida, sehingga ketika dipasang pompa sebesar  $\Delta P_p$  fluida dapat terangkat kembali ke permukaan.

Persamaan *differential Pressure* ( $\Delta P$ )<sup>1)</sup> pada pompa yang akan digunakan disini dipengaruhi oleh head pompa, gradien fluida didalam pompa, dan jumlah stage yang dimiliki oleh pompa, dapat dinyatakan sebagai berikut :

(tekanan yang dihasilkan pompa) = (head per stage) x (gradien fluida) x (jumlah stage)

Dengan menyatakan bahwa  $\Delta P = P_{out} - P_{in}$ , maka pernyataan diatas dapat ditulis dalam bentuk matematis sebagai berikut :

$$dP = h(V) \times G_f(V) \times d(St) \quad (3.3)$$

dimana :

$dP$  = perbedaaan tekanan yang dihasilkan pompa, psi

$h$  = head per stage, ft/stage

$G_f$  = gradien fluida dalam pompa, psi/ft

$d(St)$  = jumlah stage

$h$  dan  $G_f$  merupakan fungsi dari kapasitas,  $V$

dimana :

$$G_f(V) = \left( \frac{0.433}{350} \right) \frac{\rho_{fsc}}{VF} \quad (3.4)$$

$$VF = wc + (1 - wc)B_o + GIP\{GLR - (1 - wc)R_s\}B_g \quad (3.5)$$

$$V = q_{sc} \times VF \quad (3.6)$$

### III. METODOLOGI

Pengolahan data yang dilakukan dalam analisa sistem nodal yang melibatkan artificial lift atau kehilangan didalam pompa adalah dengan melakukan iterasi tekanan dari suction pompa. Adapun prosedur perhitungan untuk menentukan pump intake dari pompa adalah sebagai berikut :

1. Membuat kurva IPR dari data sumur yang tersedia. Kurva ini sangat penting karena akan menunjukkan karakteristik dan kelakuan dari reservoir itu sendiri.
2. Menentukan tipe pompa yang akan digunakan, berdasarkan kedalaman dari lubang sumur, yang disesuaikan dengan kemampuan angkat (*lifting capacity*) pompa
3. Menentukan range (selang data) pada kurva performa pompa dari tipe pompa yang telah ditentukan

diatas untuk tiap RPM-nya. Selang data yang diambil adalah harga laju alir,  $q$  untuk harga head sepanjang kurva RPM. Untuk mempermudah pengambilan data dari kurva performa pompa, maka dilakukan interpolasi pada kurva tersebut untuk setiap RPM.

4. Mensesuaikan selang data laju alir yang diambil dari kurva performa pompa dengan selang data dari tubing intake pada butir (1) diatas. Untuk mempermudah perhitungan, maka selang data yang sesuai dari tubing intake tersebut diinterpolasi.
5. Data tekanan dari tubing intake dengan laju alir yang sama dengan laju alir dari kurva performa pompa diasumsikan sebagai tekanan discharge ( $P_{out}$ ) dari pompa (diasumsikan bahwa panjang pompa dapat diabaikan dibandingkan dengan kedalaman lubang sumur).
6. Dengan menganggap suatu harga  $\Delta P$  pompa ( $\Delta P_{ass}$ ), maka tekanan suction ( $P_{in}$ ) dari pompa akan didapat dengan persamaan  $P_{in} = P_{out} - \Delta P_{ass}$ .
7. Selanjutnya menghitung  $\Delta P$  pompa dengan persamaan (3.3) diatas. Sifat fisik fluida yang mengalir didalam pompa ( $Z$ ,  $B_o$ ,  $B_g$  dan  $R_s$ ) dihitung menggunakan korelasi dengan kondisi tekanan rata-rata ( $P_{ave}$ ) dari pompa,  $(P_{in} + P_{out})/2$ , dan temperatur laju alir di dasar sumur.
8. Perbedaan tekanan pompa,  $\Delta P$  yang didapat dari butir (7) tersebut dibandingkan dengan  $\Delta P_{ass}$  pompa pada butir (6) diatas. Jika hasilnya berbeda maka dilakukan itersi dengan cara memasukkan harga  $\Delta P$  tersebut kedalam persamaan  $P_{in} = P_{out} - \Delta P$  sampai didapat harga  $\Delta P$  atau  $P_{in}$  yang sama dengan

perhitungan sebelumnya.  $P_{out}$  yang digunakan disini tetap, yaitu tekanan dari tubing intake.

9. Tekanan suction pompa ( $P_{in}$ ) yang telah didapat merupakan tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) dengan asumsi bahwa WFL (*working fluid level*) berada diatas sumur sehingga pompa dipasang tepat didepan reservoir.
10. Selanjutnya dapat dibuat kurva pump intake antara  $P_{wf}$  terhadap  $q_{sc}$  yang memperlihatkan kemampuan angkat pompa pada RPM tertentu. Jika kurva pump intake tersebut digabung dengan kurva IPR, maka perpotongan kedua kurva tersebut merupakan laju alir pompa pada kondisi sumur.

### 3.1 Studi Kasus

Data yang digunakan pada tulisan ini adalah data hipotesis, yaitu data sumur dengan kedalaman 5000 ft.. Data selengkapnya adalah sebagai berikut :

Tabel 3.1 Data sumur

Parameter	
Kedalaman sumur, ft	5000
Diameter casing, in	7
Diameter tubing, in	2 7/8
Tekanan wellhead, psi	120
Temperatur wellhead, °F	110
°API	35
Specific Gravity minyak	0.85
Specific Gravity gas	0.65
Specific Gravity air	1.074
Water cut, %	75
Gas Oil Ratio, scf/stb	400
Tekanan bubble point, psi	1700
Tekanan reservoir, psi	1800
Productivity Index, stbl/d/psi (diatasPb)	1.3889
Laju alir maksimum, stbl/d	2500
Temperatur alir, °F	150

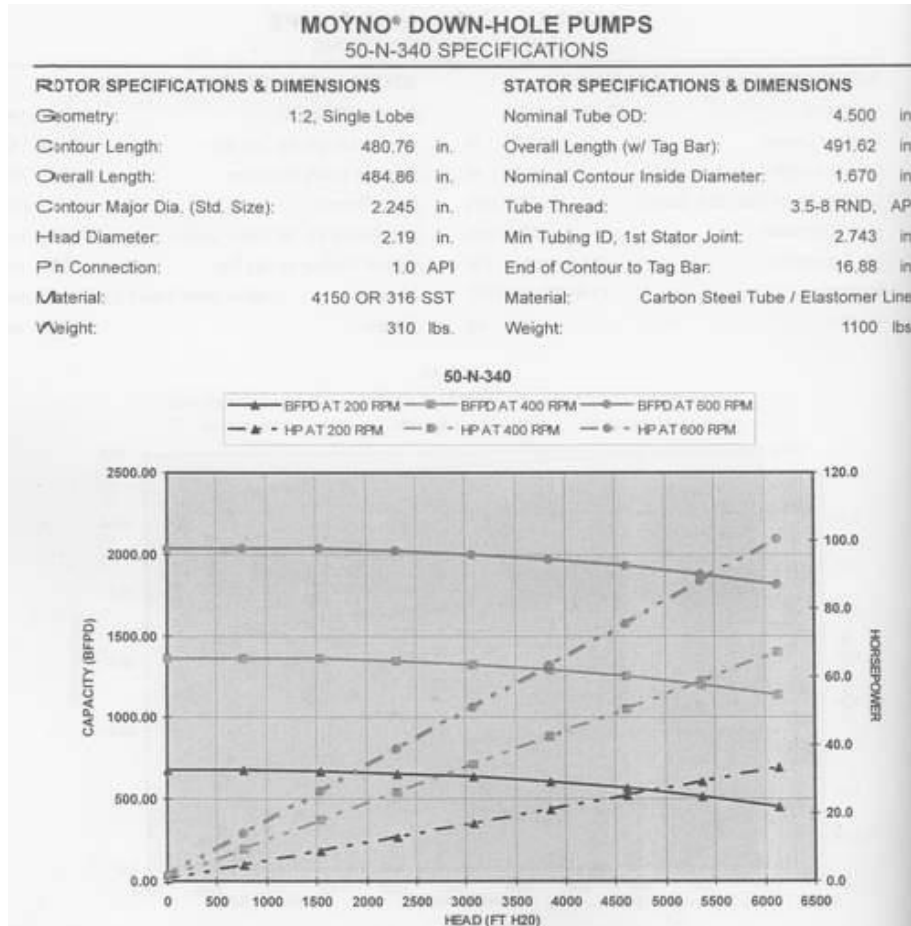
### 3.2 Hasil Perhitungan

- Membuat kurva IPR  
Dengan mengasumsikan beberapa nilai  $P_{wf}$ , tentukan laju alir dengan persamaan :

$$q_{sc} = J (P_r - P_{wf})$$

$$= 1.3889 \times (1800 - P_{wf})$$

- Pemilihan pompa  
Berdasarkan data kedalaman dari sumur sedang (5000 ft), untuk studi kasus maka dipilih pompa PCP dengan model 50-N-340. Model ini dipilih karena laju produksi yang dapat dihasilkan cukup besar, yaitu 340 BFPD untuk 100 RPM.



Gambar 5. Kurva performa pompa PCP

- Melakukan interpolasi data pada pump performance curve.  
Selang data laju alir sepanjang kurva 200 RPM pada pump performance curve model 50-N-340 adalah 456 – 675 BFPD. Persamaan hasil interpolasinya adalah sebagai berikut :  
 $H = -0.1274(V)^2 + 115.92(V) - 20232$
- Melakukan interpolasi data pada tubing intake

Selang data laju alir tubing intake yang sesuai dengan laju alir pada pompa diatas adalah antara 400 – 800 stbl/d dengan selang tekanan antara 1800 – 1760 psi. Persamaan hasil interpolasi selang data tubing intake diatas adalah :

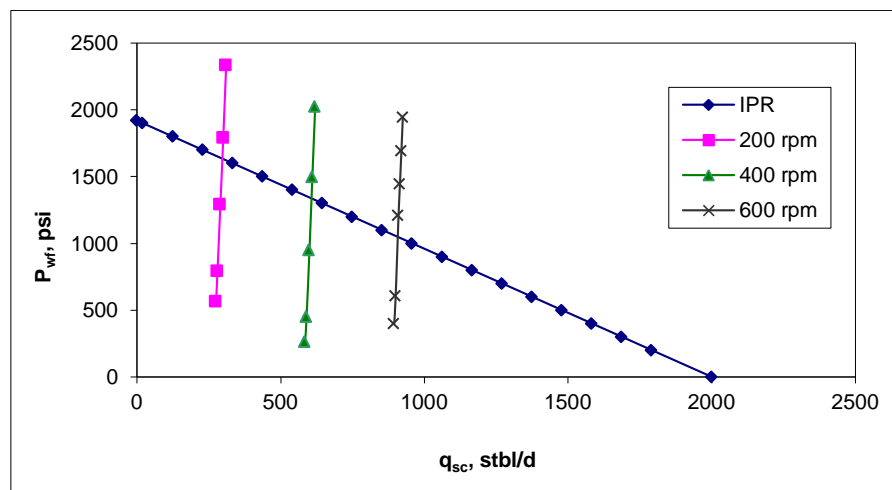
$$P_{out} = -0.1(q)^2 + 1840$$

- Melakukan perhitungan  $\Delta P$  pompa  
 $\Delta P_p = H(V) \times Gf(V)$   
 $= (2133.775)(0.42461)$   
 $= 906.0274 \text{ psi}$

- Melakukan iterasi untuk  $P_{in}$  pompa  $\Delta P_p$  pada perhitungan diatas belum sama dengan  $\Delta P$  asumsi, maka dilakukan iterasi dengan memasukkan kembali harga  $\Delta P_p$  atau  $P_{in}$  tersebut pada perhitungan selanjutnya.
- Membuat kurva pump intake. Buat kurva  $q_{sc}$  vs  $P_{in}$  sebagai sensitivitas terhadap kurva IPR (gambar 6)

Tabel 3.2 Hasil perhitungan  $P_{in}$  pompa pada iterasi terakhir untuk model 50-N340 @ 200 RPM

$q_{sc}$ , stbl/d	$P_{out}$ , psi	H(V), bbl/STB	Gf(V), psi/ft	$\Delta P_p$ , psi	$P_{in}$ , psi
560	1784	3633.755	0.42101	1529.833	254.1668
580	1782	2951.978	0.42328	1249.515	532.4849
600	1780	2156.328	0.42495	916.3288	863.6712
620	1778	1224.484	0.42590	521.5037	1256.496
630	1777	698.8732	0.42607	297.7677	1479.232
640	1776	240.6323	0.42732	102.8275	1673.173



Gambar 6. Plot pump intake model 50-N340

#### IV. KESIMPULAN DAN SARAN

##### 4.1 Kesimpulan

Dari penelitian ini, dapat disimpulkan beberapa kondisi sebagai berikut:

- Penyelesaian nodal sistem analisis dapat dilakukan dengan secara numerik dengan proses substitusi dan iterasi.
- Perbedaan tekanan dalam pompa dapat digunakan sebagai sensitivitas didalam kurva IPR suatu sumur
- Pemilihan pompa sangat penting untuk mengetahui performa pompa tersebut sebagai acuan untuk membuat pump intake performance
- Optimasi performa pompa, dalam studi kasus ini adalah PCP, memperlihatkan bahwa pompa PCP merupakan salah satu metode pengangkatan buatan untuk kedalaman sumur yang relative sedang dan dengan laju alir yang tidak begitu tinggi

#### 4.2 Saran

Dari penelitian ini dapat diajukan beberapa saran atau rekomendasi, sebagai berikut:

1. Perlu diperhatikan kesesuaian antara data sumur dan jenis pompa yang dipilih.
2. Perlu studi lebih lanjut untuk membandingkan semua jenis

pompa dengan menggunakan metodologi ini

3. Perlu dilakukan studi pemrograman untuk menghasilkan perhitungan yang lebih akurat dan untuk memperoleh nilai eror dari hasil perhitungan

### DAFTAR PUSTAKA

- Brown, K. E., *"The Technology of Artificial Method"*, Volume 4, The Petroleum Publishing Co., Tulsa Oklahoma, 1980.
- Beggs, H. D., *"Production Optimization Using Nodal Analysis"*, Oil & Gas Consultants International Inc. Publications, Tulsa, 1991.
- Saveth, Kenneth J., Klein, Steven T., *"The Progressing Cavity Pump : Principle and Capabilities"*, SPE Paper 18873, presented at the SPE Production Operation symposium held in Oklahoma City, March 13 – 14, 1989.
- \_\_\_\_\_, *"Moyno Down-Hole Pump Systems"*, Robbins & Myers, Inc., 1998

<sup>\*)</sup> Penulis adalah Pejabat Fungsional Widyaiswara Pusdiklat Migas.