

ANALISIS SUMUR DENGAN INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP METODE VOGEL SERTA EVALUASI TUBING MENGGUNAKAN ANALISIS NODAL PADA SUMUR TCS

WELL ANALYSIS WITH THE INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP VOGEL METHOD AND TUBING EVALUATION USING NODAL ANALYSIS ON TCS WELLS

Diky Pranondo¹⁾, Tholib Canali Sobli²⁾

^{1,2)}Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas Politeknik Akamigas Palembang, 30257, Indonesia

Corresponding Author E-mail: *d.pranondo@gmail.com*

Abstract: In producing oil, it is very important to calculate the maximum flow rate and the optimum flow rate. Therefore it is necessary to do a nodal system analysis. Analysis of the nodal system is a combination of the IPR Curve and the Outflow Curve, where the optimum flow rate of the well will be obtained. Nodal system analysis is a method that can be used to improve well performance. The procedure for determining the pressure loss used is the Hagedorn & Brown correlation by determining the outflow curve using Pressure Traverse. In this case the nodal point is placed at the bottom of the well, so the inflow curve will consist of IPR, while the outflow curve will use Pressure Traverse and with P_{wf} (pressure at the bottom of the well). For the maximum flow rate at TCS well is 2,881.688 BFPD and the optimum pump flow rate is 1,500 BFPD. So that this well is very suitable to use an ESP pump.

Keywords: IPR, Optimum Flow Rate, Nodal, Pressure Traverse, Outflow

Abstrak: Dalam memproduksi minyak sangat penting dalam menghitung laju alir maksimal dan laju alir optimum. Oleh karena itu perlu dilakukannya analisis sistem nodal. Analisis sistem nodal adalah penggabungan antara Kurva IPR dengan Kurva Outflow, dimana akan didapat laju alir optimum sumur tersebut. Analisis sistem nodal merupakan metode yang dapat digunakan untuk memperbaiki kinerja sumur. Prosedur untuk menentukan kehilangan tekanan yang digunakan adalah korelasi Hagedorn & Brown dengan menentukan kurva outflow menggunakan Pressure Traverse. Dalam hal ini titik nodal diletakan di dasar sumur, maka pembuatan kurva inflow terdiri dari IPR, sedangkan pembuatan Kurva outflow akan menggunakan Pressure Traverse dan dengan P_{wf} (tekanan di dasar sumur). Untuk laju alir maksimum pada Sumur TCS adalah 2.881,688 BFPD dan laju alir optimum pompa adalah 1.500 BFPD. Sehingga sumur ini sangat cocok menggunakan pompa ESP.

Kata kunci : IPR, Optimum, Nodal, Pressure Traverse

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Teknik produksi minyak 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 di karenakan 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 di butuhkan 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 ΔP dari pompa diketahui, maka kelakuan produksi dari pompa tersebut dapat ditentukan dengan menggunakan analisis sistem nodal (*nodal system analysis*).

Penentuan laju produksi optimum pada suatu sumur maka kita harus mengetahui terlebih dahulu potensi reservoir dengan menggunakan perhitungan *inflow performance relationship* (IPR), yang merupakan gambaran potensi maksimum dari suatu sumur. IPR yang digunakan tergantung pada fasa fluida produksinya.

Pada saat produksinya ikut terproduksi sejumlah gas yang berasal dari solution gas. Oleh karena itu, dalam analisisnya digunakan IPR dua fasa menggunakan Metode Vogel. Selain itu, dipilihnya analisis IPR dua fasa Metode Vogel dalam penentuan laju alir optimum karena kondisi reservoir di lapangan dapat diasumsikan, bahwa karakteristik reservoir bersifat homogen dengan tenaga pendorong gas terlarut dan tekanan reservoirnya di bawah *bubble point*. Mengingat pentingnya penentuan laju alir optimum, maka Penulis melakukan penelitian dengan analisis performa sumur dengan IPR Metode Vogel dan melakukan evaluasi terhadap *tubing* terpasang dengan analisis nodal agar sistem produksi terpasang bekerja dengan optimal.

1.2 Batasan Masalah

Dalam penelitian ini Penulis, memfokuskan bahasan pada potensi maksimum produksi sumur dengan IPR Metode Vogel dan analisis nodal untuk mengetahui Q_{optimum} *tubing* pada Sumur TCS.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dalam pelaksanaan penelitian ini antara lain:

1. Mengetahui potensi produksi maksimum Sumur dengan menggunakan perhitungan *inflow performance relationship* (IPR) Metode Vogel dan evaluasi *tubing* dengan analisis nodal pada laju alir optimum sumur.
2. Memprediksi laju alir optimum pada masa mendatang jika terjadi penurunan tekanan (*pressure*).

3. Mengetahui jenis *lifting* yang bekerja secara optimum pada Sumur.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat yang ingin dicapai dalam pelaksanaan penelitian antara lain :

1. Dapat mengetahui nilai *productivity index* dengan kurva IPR dan laju alir optimum pada Sumur.
2. Dapat mengetahui produksi sumur di masa akan datang jika terjadi penurunan tekanan (*pressure*).
3. Dapat mengetahui jenis *lifting* yang bekerja secara optimum pada Sumur.

2. TEORI DASAR

2.1 Productivity Index (PI)

Productivity index (PI) merupakan indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi pada kondisi tertentu (Kermitt E. Brown, 1977). PI juga merupakan perbandingan antara laju produksi (Q) terhadap selisih antara tekanan statik (P_s) sumur dengan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}), dengan rumus sebagai berikut:

$$PI = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

Dimana:

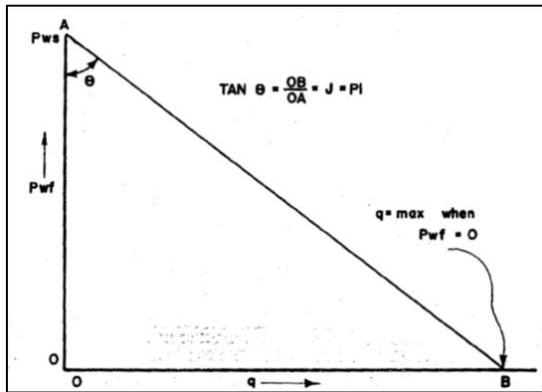
- PI = *productivity index* (BFPD/psia)
 Q = laju produksi fluida (BFPD)
 P_s = tekanan statik sumur (psia)
 P_{wf} = tekanan alir dasar sumur (psia)

2.2 Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow performance relationship (IPR) adalah suatu parameter yang menunjukkan produktivitas suatu sumur yang ditampilkan dalam kurva hubungan antara tekanan alir dasar sumur dengan laju produksi (Kermitt E. Brown, 1977). Berdasarkan kondisi tekannya, kelakuan fluida dalam media berpori dapat dibedakan menjadi dua, yaitu: di atas tekanan *bubble point* (P_b) dan di bawah *bubble point* (P_b).

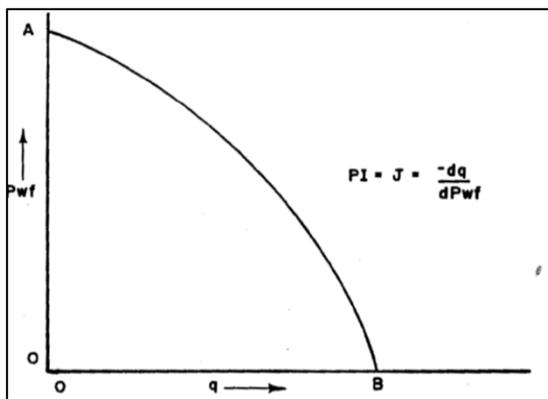
Pada saat tekanan di atas *bubble point pressure*, kondisi fluida yang mengalir adalah satu fasa minyak. Ada kalanya air juga ikut terproduksi, akan tetapi dalam jumlah tertentu masih dapat dianggap satu fasa cairan. Di

bawah P_b , gas mengembang dari larutan minyak sehingga yang mengalir adalah fluida dua fasa (cairan dan gas). Pada kondisi ini harga *productivity index* untuk setiap harga P_{wf} .



Sumber : Kermit E. Brown, 1977

Gambar 2.1 Kurva IPR Satu Fasa

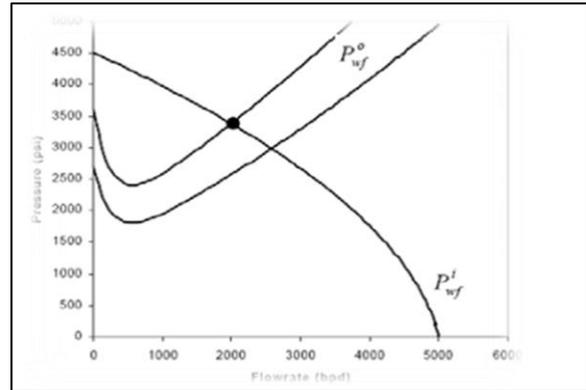


Sumber : Kermit E. Brown, 1977

Gambar 2.2 Kurva IPR Dua Fasa

2.3 Analisa Sistem Nodal

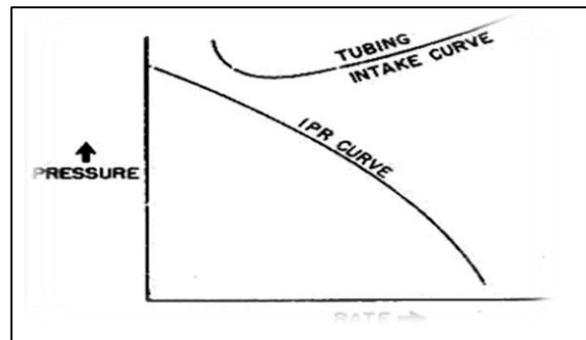
Analisis sistem nodal (*nodal system analysis*) merupakan suatu teknik sederhana yang digunakan untuk menentukan hubungan antara *inflow performance relationship* dengan *tubing intake*, yang dapat digunakan untuk menentukan laju produksi optimum yang terjadi dalam suatu sistem produksi. Suatu persamaan matematis digunakan untuk menggambarkan kemampuan suatu reservoir untuk memproduksi fluida menuju lubang sumur dan sistem perpipaan yang mengalirkan fluida ke separator di permukaan.



Sumber : H. Dale Beggs, 1991

Gambar 2.3 Kurva Analisis Sistem Nodal

Jika suatu sumur tidak dapat berproduksi lagi, maka hal tersebut dapat disebabkan oleh banyak faktor. Tetapi 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.



Sumber : H. Dale Beggs, 1991

Gambar 2.4 Kurva IPR dan *Tubing Intake* Pada Sumur Mati

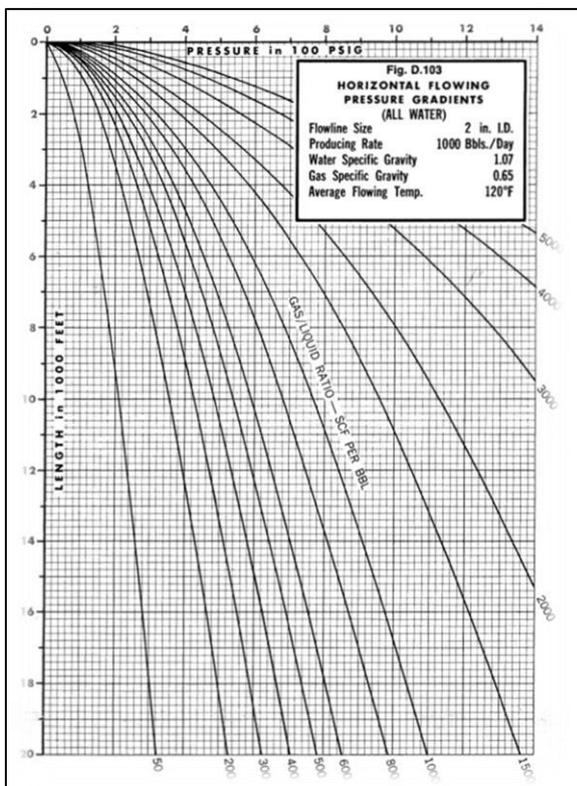
2.4 Pressure Traverse

Pressure traverse adalah kurva yang dibuat khusus untuk suatu lapangan dapat digunakan untuk memperkirakan kehilangan tekanan aliran dalam pipa dengan hasil yang baik. Pada kurva tersebut menunjukkan hubungan antara tekanan dan kedalaman, di sumbu tegak adalah sumbu kedalaman sedangkan yang sumbu mendatar adalah sumbu tekanan. Pada pojok kanan atas, terdapat data laju produksi, ukuran tubing, *specific gravity* minyak, dan lapangan

pressure traverse tersebut dikembangkan. Garis - garis lengkung dalam gambar tersebut adalah kurva-kurva gradien tekanan aliran yang berlaku untuk ukuran tubing atau pipa salur, laju produksi cairan dan perbandingan gas cairan (GOR) tertentu. Terdapat dua jenis kurva *pressure traverse*, yaitu :

1. *Pressure traverse horizontal*

Kurva *pressure traverse horizontal* adalah kurva yang digunakan untuk menentukan nilai P_{wh} dengan menggunakan tekanan pada separator sebagai acuan dan untuk melihat performa aliran pada *flowline* dapat dilihat pada gambar 2.5.

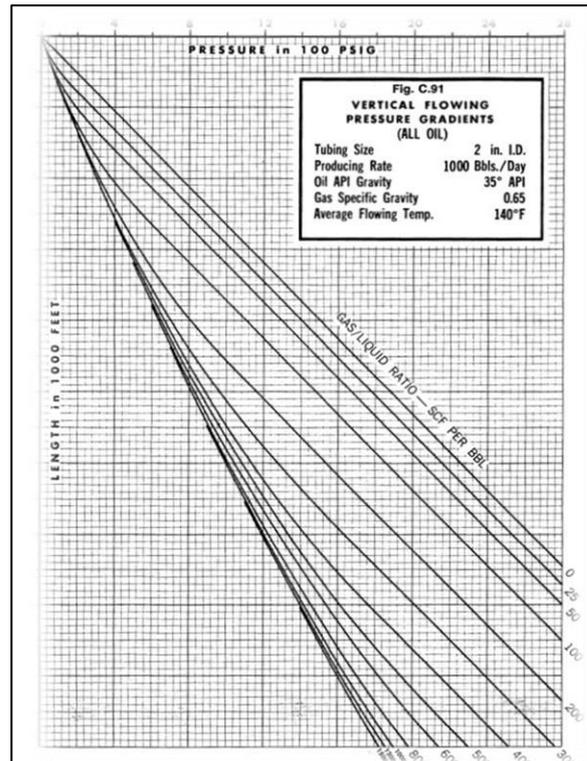


Sumber : Kermitt E. Brown, 1977

Gambar 2.5 Kurva *Pressure Traverse Horizontal*

2. *Pressure traverse vertical*

Kurva *pressure traverse vertical* adalah kurva yang digunakan untuk menentukan nilai P_{wf} dengan menggunakan nilai P_{wh} yang didapatkan dari *pressure traverse horizontal* dan untuk melihat performa aliran pada *tubing* dapat dilihat pada gambar 2.6.



Sumber : Kermitt E. Brown, 1977

Gambar 2.6 Kurva *Pressure Traverse Vertical*

2.5 2.5 Vertical Lift Performance

Vertical lift performance adalah kelakuan aliran fluida formasi dalam pipa vertikal (tubing) disepanjang sumur, terutama mengenai analisis kehilangan tekanan dalam pipa vertikal tersebut. Analisis fluida Reservoir dari dasar sumur kepermukaan akan mengalami penurunan tekanan aliran, penurunan ini tergantung pada besarnya volume fluida yang mengalir dalam tubing, karakteristik fluidanya dan diameter dalam tubing. Penurunan tekanan dalam tubing ini terutama disebabkan terjadinya gesekan antara fluida formasi dengan dinding bagian dalam tubing dan antara fluida dengan fluidanya sendiri.

Tujuan dari *vertical lift performance* ini adalah untuk mengetahui distribusi tekanan dalam tubing pada saat berbagai kedalaman. Hal ini perlu untuk perencanaan gas lift, penentuan tekanan alir dasar sumur serta untuk pemilihan *tubing* agar *natural flow* dapat dipertahankan selama mungkin. Berikut merupakan sebagian dari salah satu metode

perkiraan penurunan tekanan aliran sepanjang pipa:

2.5.1 Metode Hagedorn and Brown

Usaha yang dilakukan oleh *Hagedorn* dan *Brown* adalah membuat suatu korelasi perhitungan gradien tekanan yang dapat digunakan pada range laju aliran yang sering ditemui dalam praktek, *range* GLR yang luas, dapat digunakan untuk setiap ukuran tubing serta berbagai sifat fisik dari pada fluida yang mengalir.

2.5.2. Korelasi Faktor Gesekan Dalam Hold Up

Baik *liquid hold up* maupun pola aliran tidak diukur selama studi *Hagedorn* dan *Brown*, meskipun korelasi untuk *liquid hold up* disajikan. Korelasi tersebut dikembangkan dengan mengasumsikan bahwa faktor gesekan 1 fasa dapat diperoleh dari diagram *Moody* yang didasarkan pada *Reynolds Number* 2 fasa.

Nilai HL yang diperoleh belum tentu *liquid holdup* yang sebenarnya, tapi itu adalah nilai yang dibutuhkan untuk menyeimbangkan kehilangan tekanan dan faktor gesekan yang dipilih. Beberapa bilangan berdimensi yang digunakan untuk mengkorelasikan HL dan dua faktor koreksi sekunder.

2.5.3. Korelasi Gradien Tekanan Aliran Vertikal dalam Pipa

Ketelitian dari pada korelasi-korelasi gradien tekanan yang telah dibahas sebelumnya, cukup baik, sehingga sesuai untuk dapat digunakan dalam beberapa hal berikut ini:

1. Untuk pemilihan ukuran *tubing* yang tepat.
2. Untuk perencanaan *artificial lift*.
3. Untuk penentuan tekanan aliran dasar sumur.
4. Untuk penentuan *productivity index* dari pada sumur.
5. Perkiraan laju produksi yang maksimum.

Dalam penggunaan korelasi perhitungan gradien tekanan tersebut, diperlukan pengertian tentang pengaruh beberapa variabel, misalnya diameter pipa, laju produksi, perbandingan gas dengan cairan, *water cut*, densitas dan sebagainya terhadap

gradien tekanan yang dihasilkan atau terhadap grafik distribusi tekanan sepanjang pipa.

3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penulis mulai melaksanakan penelitian pada tanggal 1 s.d. 30 Juni 2020 yang dilaksanakan dengan metode kajian pustaka di Kampus Politeknik Akamigas Palembang.

3.2 Tahapan Pengolahan Data

Setelah data dikumpulkan, maka dilakukan tahap selanjutnya yaitu pengolahan data. Dalam penelitian ini Penulis melakukan analisis nodal pada sumur yang menggunakan pompa ESP sebagai berikut:

- a. Membuat Kurva IPR dengan Persamaan Vogel

Langkah-langkah dalam pembuatan kurva IPR sebagai berikut :

1. Siapkan data sebagai berikut :
 - a) Tekanan reservoir (P_r) (psia)
 - b) Tekanan dasar sumur (P_{wf}) (psia)
 - c) Test laju produksi (Q) (STB/day)
2. Hitung nilai Productivity Index (PI), (STB/day/psia)
3. $PI = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$
4. Hitung laju gross produksi maksimum (Q_{max}) (STB/day)
5. $Q_{max} = \frac{Q}{1 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2}$
6. Buat tabel P_{wf} asumsi versus Q
7. $\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2$

Dimana:

- Q = laju produksi fluida (BFPD)
 Q_{max} = laju produksi fluida maksimum (BFPD)
 P_{wf} = tekanan alir dasar sumur (psia)
 P_s = tekanan reservoir (psia)
8. Untuk membuat kurva IPR *plot*-lah data P_{wf} dan Q yang telah didapat pada langkah ke-4 dengan Q pada sumbu X dan P_{wf} pada sumbu Y.

- b. Membuat Kurva Tubing Performance Curve

1. Siapkan data penunjang, yaitu :
 - a) kedalaman sumur (D),
 - b) panjang pipa salur (L),
 - c) diameter *tubing* (dt),

- d) diameter pipa salur (d_p),
 - e) kadar air (KA),
 - f) perbandingan gas cairan (GLR),
 - g) tekanan separator (P_{sep}),
 - h) kurva IPR,
 - i) tabel formasi produktif (ft),
 - j) permeabilitas formasi per *foot* (SPF),
 - k) panjang lubang perforasi (in),
 - l) jari-jari lubang perforasi (in), dan
 - m) teknik perforasi (*overbalanced* atau *underbalanced*).
2. Pada kertas grafik kartesian, buat sistem koordinat dengan tekanan pada sumbu tegak dan laju produksi pada sumbu datar.
 3. Berdasarkan uji tekanan dan produksi terbaru atau berdasarkan peramalan kurva IPR, plot kurva IPR pada kertas grafik di langkah 2. tekanan alir dasar sumur yang diperoleh dari persamaan kurva IPR merupakan tekanan di permukaan formasi produktif (*sandface*).
 4. Ambil laju produksi tertentu (q_t) yang sesuai dengan salah satu harga laju produksi pada grafik *pressure traverse* baik untuk aliran horizontal maupun untuk aliran vertical.
 5. Berdasarkan pada q_t , d_p , dan KA, pilih grafik *pressure traverse* untuk aliran horizontal.
 6. Pilih garis gradient aliran berdasarkan perbandingan gas cairan (GLR). Seringkali perlu dilakukan interpolasi apabila garis-garis aliran untuk GLR yang diketahui tidak tercantum.
 7. Berdasarkan garis gradien aliran pada *pressure traverse* tersebut, tentukan tekanan kepala sumur, P_{wh} (*upstream*) dari P_{sep} (*downstream*).
 8. Dari harga q_t , d_t , dan KA pilih grafik *pressure traverse* untuk aliran vertical.
 9. Pilih garis gradien aliran untuk GLR yang diketahui. Apabila garis gradient aliran untuk harga GLR tersebut tidak tercantum, lakukan interpolasi.
 10. Gunakan harga P_{wh} pada langkah 7 untuk menentukan tekanan alir dasar sumur.
 11. Ulangi langkah 4 -10 untuk harga laju produksi yang lain. Dengan demikian

akan diperoleh variasi harga q_t terhadap P_{wf} .

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur TCS merupakan sumur minyak yang memiliki laju alir sebesar 1070 BFPD dengan kedalaman 4.934,91 ft. Sumur TCS menggunakan *artificial lift* pompa ESP. Untuk mengetahui ukuran *tubing* yang optimal agar dapat digunakan pada sumur ini, diperlukan analisis nodal. Analisis nodal yang dilakukan adalah metode analisis nodal di dasar sumur yang merupakan penggabungan antara kurva IPR dengan kurva *tubing intake*. Perpotongan dari kedua kurva tersebut dapat digunakan untuk mengetahui laju produksi operasi Sumur TCS.

4.1 Data Sumur TCS

Tabel 4.1 Data Sumur TCS

Parameter	Nilai	Satuan
Kedalaman Sumur	4.934,91	ft
Laju produksi	1.070	BFPD
Tekanan kepala sumur (P_{wh})	100	psi
GLR formasi	450	SCF/BBL
Tekanan statis (P_s)	1.123	psi
Tekanan alir dasar sumur (P_{wf})	865	psi

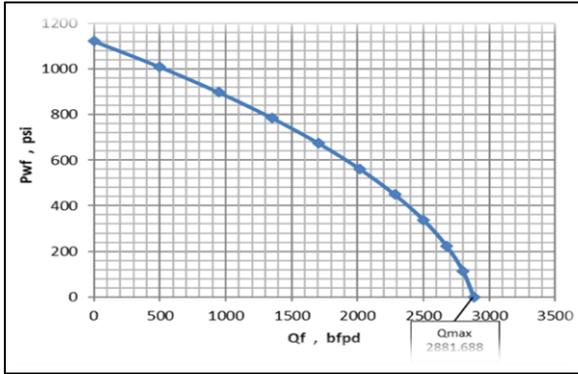
4.2 Penentuan Potensi Sumur dan Perhitungan Kurva IPR

a. Penentuan kurva *inflow*

Data yang di gunakan untuk perhitungan kurva IPR adalah P_r , P_{wf} dan Q .

Tabel 4.2 Perhitungan Kurva IPR Sumur TCS

No.	P_{wf} (psi)	Q (bbl/day)
1	1.123	0
2	1.010,7	495,65
3	898,4	945,19
4	786,1	1.348,63
5	673,8	1.705,96
6	561,5	2.017,18
7	449,2	2.282,3
8	336,9	2.501,31
9	224,6	2.674,21
10	112,3	2.801
11	0	2.881,688



Gambar 4.1 Grafik Kurva IPR Sumur TCS

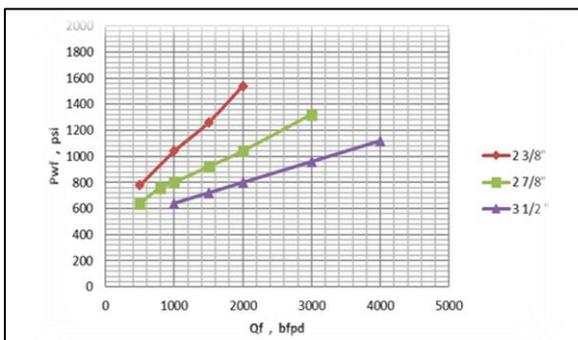
Dari hasil perhitungan kurva IPR yang dilakukan pada Sumur TCS diketahui bahwa laju alir maksimum pada sumur ini sebesar 2881.688 BFPD dengan besaran produktivitas indeks (PI) sebesar 4,15 Bbl/Day/Psi. Maka sumur ini sangat cocok menggunakan pompa *artificial lift* berupa pompa ESP

b. Penentuan kurva *outflow*

Data yang digunakan sebagai penunjang perhitungan kurva TPR adalah: P_{sep} , GLR, D dan kurva *pressure traverse*.

Tabel 4.3 Perhitungan Kurva TPR Sumur TCS

Tubin g	Qf	P _{wh}	GL R	D	P _{wf}
2 3/8" (OD)	500	100	450	4.934,919	780
	1.000	100	450	4.934,919	1.040
	1.500	100	450	4.934,919	1.260
	2.000	100	450	4.934,919	1.540
2 7/8" (OD)	500	100	450	4.934,919	680
	800	100	450	4.934,919	760
	1.000	100	450	4.934,919	800
	1.500	100	450	4.934,919	920
	2.000	100	450	4.934,919	1.040
3 1/2" (OD)	1.000	100	450	4.934,919	640
	1.500	100	450	4.934,919	720
	2.000	100	450	4.934,919	800
	3.000	100	450	4.934,919	960
	4.000	100	450	4.934,919	1.120



Gambar 4.2 Grafik Kurva TPR Sumur TCS

Berdasarkan data pada tabel 4.3, maka dapat dibuat kurva TPR dengan melakukan *plot* harga Q_f dan P_{wf} untuk mengetahui model kurva yang didapat pada setiap ukuran *tubing*.

4.3 Memprediksi Laju Alir Optimum Pada Masa Mendatang Dengan Menggunakan Kurva *Future IPR*

Tekanan reservoir yang berasal dari alam akan mengalami penurunan tekanan yang mengakibatkan penurunan produksi yang didapatkan, agar produksi minyak tetap berada di posisi optimal. Dengan menggunakan analisis nodal, dapat memprediksi laju alir maksimal dan laju alir optimum.

Dengan menggunakan data pada kurva IPR dan sumur dapat diasumsikan tekanan reservoir akan berkurang 10% pada masa mendatang selama pemompaan berlangsung dengan tekanan sebesar 1.010,7 psi. Kemudian hitung besarnya harga kurva *future IPR* sebagai berikut:

1. Menentukan laju alir maksimum *future* (Q_{max_f}):

$$Q_{max_f} = Q_{max_p} \left(\frac{P_{s_f}}{P_{s_p}} \right) \left[0.2 + 0.8 \left(\frac{P_{s_f}}{P_{s_p}} \right) \right]$$

$$Q_{max_f} = 2881.688 \left(\frac{1010.7}{1123} \right) \left[0.2 + 0.8 \left(\frac{1010.7}{1123} \right) \right]$$

$$Q_{max_f} = 2386,04 \text{ BFPD}$$

Menentukan Q fluida dengan menggunakan P_{wf} asumsi, dalam hal ini P_{wf} sebesar 909,63 psi.

$$Q_2 = 2386.04 \left[1 - 0.2 \left(\frac{909.63}{1010.7} \right) - 0.8 \left(\frac{909.63}{1010.7} \right)^2 \right]$$

$$Q_2 = 410,4 \text{ BFPD}$$

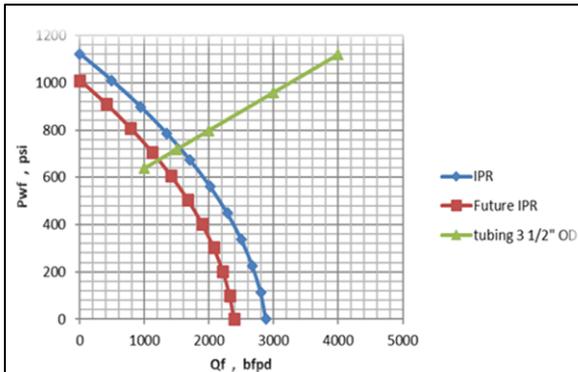
$$Q_3 = 2386.04 \left[1 - 0.2 \left(\frac{808.56}{1010.7} \right) - 0.8 \left(\frac{808.56}{1010.7} \right)^2 \right]$$

$$Q_3 = 782,62 \text{ BFPD}$$

Tabel 4.4 Perhitungan Kurva *Future IPR* Sumur TCS

No.	P _{wf} (psi) 10%	Q (bbl/day) 10%
1	1.010,7	0
2	909,63	410,4
3	808,56	782,62
4	707,49	1.116,67
5	606,42	1.412,53
6	505,35	1.670,23

No.	P _{wf} (psi) 10%	Q (bbl/day) 10%
7	404,28	1.889,74
8	303,21	2.071,08
9	202,14	2.214,24
10	101,07	2.319,23
11	0	2.386,04



Gambar 4.3 Grafik Kurva IPR, Future IPR dan TPR

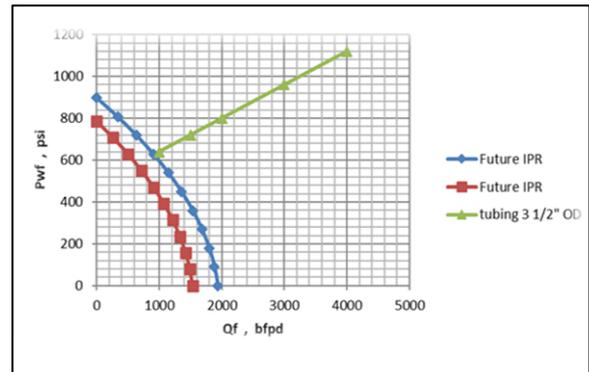
Dari grafik di atas dapat memprediksi laju alir optimum dimasa yang akan datang dan dapat mengetahui apakah perlu dilakukan pergantian pompa atau bahkan pergantian *artificial lift* pada sumur TCS. Pada saat penurunan tekanan pada *reservoir* sebesar 1.123 psi hingga 1.010,7 Psi produksi minyak yang dihasilkan pada sumur TCS masih optimal untuk diproduksi dengan laju alir 1.200 BFPD.

Pada saat tekanan *reservoir* turun 10% dari tekanan awal, *tubing* yang digunakan masih optimal untuk memproduksi fluida *reservoir*. Kemudian diasumsikan kembali jika tekanan *reservoir* berkurang 20 dan 30% pada masa mendatang selama pemompaan berlangsung dengan tekanan sebesar 898,4 psi dan 786,1 psi.

Tabel 4.5 Perhitungan Kurva Future IPR Sumur TCS

No.	P _{wf} (psi) 20%	Q (bbl/day) 20%	P _{wf} (psi) 30%	Q (bbl/day) 30%
1	898,4	0	786,1	0
2	808,56	333,08	707,49	263,686
3	718,72	635,17	628,88	502,843
4	628,88	906,28	550,27	717,471

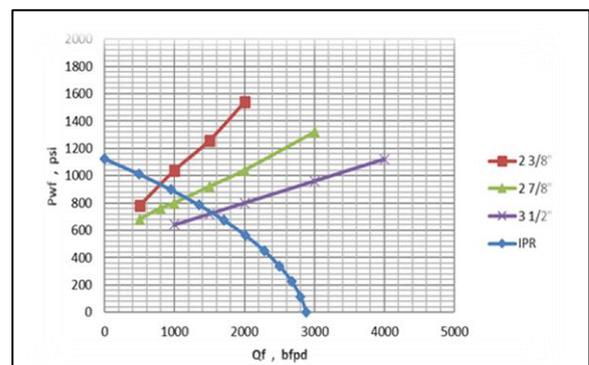
No.	P _{wf} (psi) 20%	Q (bbl/day) 20%	P _{wf} (psi) 30%	Q (bbl/day) 30%
5	539,04	1.146,4	471,66	907,57
6	449,2	1.355,55	393,05	1.073,14
7	359,36	1.533,7	314,44	1.214,18
8	269,52	1.680,88	235,38	1.330,69
9	179,68	1.797,07	157,22	1.422,68
10	89,84	1.882,27	78,61	1.490,13
11	0	1.936,49	0	1.533,06



Gambar 4.4 Grafik Kurva Future IPR dan TPR

4.4 Pembahasan Sistem Nodal Sumur TCS

Analisis sistem nodal dilakukan dengan membuat diagram tekanan dan laju alir yang merupakan grafik yang menghubungkan antara perubahan tekanan dan laju produksi. Setelah mendapatkan model kurva IPR dan TPR tahapan selanjutnya untuk memilih ukuran tubing yang tepat dan sesuai dengan kemampuan sumur TCS dilakukan analisis sistem nodal dengan cara mengkombinasikan antara kurva IPR dan TPR.



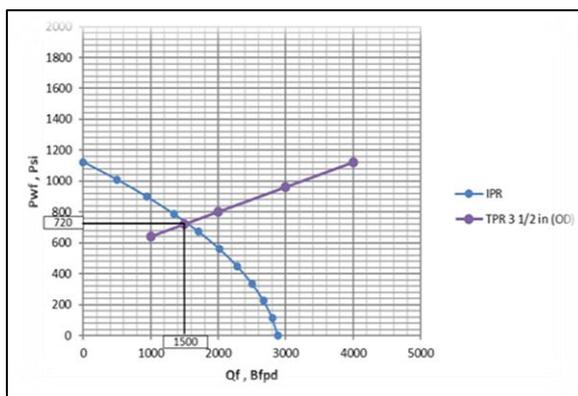
Gambar 4.5 Grafik Kurva IPR vs TPR

Berdasarkan grafik pada gambar 4.5 didapatkan nilai target produksi optimal pada setiap ukuran *tubing*. Ukuran *tubing* yang

sesuai adalah ukuran *tubing* yang mampu mencapai atau mendekati target laju produksi optimal pada sumur migas dengan ukuran *tubing* yang terpilih, yaitu 3 1/2" (OD) dengan laju produksi optimal 1.500 BFPD.

Tabel 4.6 Nilai Laju Produksi Optimal Sumur TCS

Ukuran <i>Tubing</i> (OD) (in)	Q_{opt} (BFPD)
2 3/8	800
2 7/8	1.200
3 1/2	1.500



Gambar 4.6 Grafik Kurva IPR vs TPR 3 1/2" (OD)

Dari hasil perhitungan dan analisa pada sumur TCS, penggunaan ukuran *tubing* yang mampu menghasilkan laju produksi yang optimal, yaitu 3 1/2" (OD) dengan laju produksi sebesar 1.500 BFPD dan tekanan dasar sumur sebesar 720 psi. Ukuran *tubing* ini dinilai sesuai karena mempunyai nilai laju produksi yang paling mendekati laju alir maksimum sumur TCS sebesar 2.881,688 BFPD.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari hasil pembahasan yang Penulis dapatkan antara lain, yaitu:

1. Berdasarkan kurva IPR Metode Vogel didapat kemampuan untuk sumur TCS dengan Q_{max} sebesar 2.881,688 BFPD dengan PI sebesar 4,15 BFPD/psi dan evaluasi yang dilakukan pada *tubing* berukuran 2 3/8" OD, 2 7/8" OD dan 3 1/2" OD dengan laju alir optimum sebesar 1.500 BFPD, maka hasil yang didapat pada analisis nodal menunjukkan ukuran *tubing*

yang optimal untuk digunakan pada sumur TCS berukuran 3 1/2"OD.

2. Hasil analisis sistem nodal pada Sumur TCS dapat diprediksi $Q_{optimum}$ dimasa yang akan datang adalah pada tekanan 1.123 psi didapat $Q_{optimum}$ sebesar 1.500 BFPD dan pada tekanan 1.010,7 psi didapatkan $Q_{optimum}$ sebesar 1.200 BFPD.
3. Berdasarkan hasil perhitungan kurva IPR yang dilakukan pada Sumur TCS diketahui bahwa laju alir maksimum pada sumur ini sebesar 2.881,688 BFPD dengan besaran *produktivitas index* (PI) sebesar 4,15 bbl/day/psi, maka sumur ini sangat cocok menggunakan pompa ESP.

DAFTAR PUSTAKA

- Beggs, H. Dale. 1991. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. USA: The University of Tulsa
- Brown, K.E.1977. *The Technology of Artificial Lift Methods* Volume 1. USA: The University of Tulsa.
- Brown, K.E. 1977. *The Technology of Artificial Lift Methods* Volume 4.USA: The University of Tulsa.

