

ANALISA OPTIMASI SENSITIVITAS TUBING PADA METODE PRODUKSI *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* (ESP) SUMUR CLU-009

Restu Harnanda Ramadhan¹, Diyah Rosiani^{1*}, Aliesya Rahma Zuraida²

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada No. 38 Cepu, Blora, 58315

²PT. Elnusa Petrofin, Jl. TB. Simatupang Kav 1B Cilandak, Jakarta Selatan, 12560

*E-mail: diyahrosiani@gmail.com

ABSTRAK

Penurunan tekanan reservoir menyebabkan sumur tidak lagi mampu mengalirkan fluida ke permukaan secara alami, sehingga dibutuhkan metode pengangkatan buatan untuk mempertahankan laju produksi. Salah satu metode yang banyak digunakan adalah *Electric Submersible Pump* (ESP). Penelitian ini bertujuan untuk menentukan ukuran tubing yang optimal pada sumur CLU-009 agar diperoleh laju alir maksimum dengan tekanan yang efisien melalui analisis sensitivitas menggunakan metode Nodal Analysis. Data lapangan dianalisis dengan menggabungkan hubungan *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Tubing Performance Relationship* (TPR). Hasil menunjukkan bahwa kurva IPR dan TPR tidak berpotongan saat *natural flow*, yang berarti ESP sebagai *artificial lift* diperlukan untuk mengangkat fluida. Setelah pemasangan ESP, uji sensitivitas dilakukan pada berbagai ukuran tubing sesuai dengan standar API 5CT dan korelasi *Hagedorn & Brown*. Laju produksi terbaik adalah 425,44 STB per hari dengan tekanan aliran sumur 903,67 psi dan ukuran tubing 3,958 inci. Ukuran tubing ini menyeimbangkan antara kehilangan tekanan dan peningkatan produksi, oleh karena itu ukuran tubing 3,958 inci sebagai ukuran terbaik untuk sumur CLU-009.

Kata kunci: *Electric Submersible Pump, Nodal Analysis, Sensitivitas Tubing, Inflow Performance Relationship, Tubing Performance Relationship*

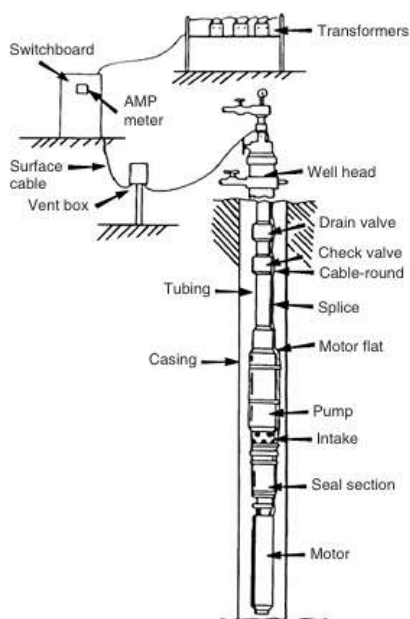
1. PENDAHULUAN

Pada awalnya, tekanan alami dari reservoir (Pr) biasanya sudah cukup untuk mendorong fluida mengalir ke permukaan secara spontan saat sumur mulai berproduksi. Namun, seiring waktu dan terusnya proses produksi, tekanan reservoir akan menurun. Ketika tekanan ini tidak lagi cukup kuat, fluida tidak bisa terangkat ke permukaan dengan sendirinya. Agar tekanan reservoir tidak turun terlalu rendah, diperlukan optimasi antara beberapa faktor penting seperti laju produksi, ukuran tubing, diameter *flowline*, serta tekanan di dasar sumur. Konsep produktivitas sumur menjadi kunci dalam hal ini, karena membantu menentukan seberapa besar kemampuan sumur untuk menghasilkan fluida. Selain itu, data produktivitas sangat berguna dalam merencanakan atau mendesain laju produksi baik untuk sumur aliran alami maupun untuk sumur dengan sistem pengangkatan buatan [1],[2].

Artificial Lift adalah teknik yang digunakan untuk meningkatkan laju produksi ketika tenaga alami reservoir tidak lagi mampu mengangkat fluida reservoir. Sekitar 50% dari hampir dua juta sumur minyak di seluruh dunia menggunakan teknologi pengangkatan buatan [3]. Teknik *Artificial Lift* yang paling umum melibatkan pemasangan pompa di bawah permukaan cairan di dalam sumur untuk meningkatkan tekanan. Jenis *Artificial Lift* yang umum digunakan adalah *Sucker Rod Pump*, *Gas Lift*, *Electric Submersible Pump* (ESP), *Hydraulic Piston Pump*, *Hydraulic Jet Pump*, *Plunger Lift*, dan *Progressive Cavity Pump*. Setiap teknik *Artificial Lift* memiliki spesifikasi yang berbeda. Oleh karena itu, pemilihan teknik *Artificial Lift* harus

dilakukan dengan tepat [4]. Salah satu *Artificial lift* yang sering digunakan adalah ESP karena metode *Artificial Lift* ini efektif untuk memompa volume besar fluida dari sumur minyak [5].

Dalam operasi ESP, energi listrik disalurkan ke motor listrik bawah tanah melalui kabel listrik. Kabel listrik ini dipasang pada tubing, seperti tampak pada Gambar 1. Motor listrik bawah tanah mengoperasikan pompa, memungkinkan pompa menghasilkan energi hidrolik untuk mengangkat fluida ke permukaan. Rangkaian downhole terdiri dari pompa, motor, *seal*, kabel, dan separator gas. Komponen permukaan meliputi motor *controller*, motor *protectors*, *surface cable*, dan *transformers* [4].



Gambar 1. Komponen *Electric Submersible Pump*

Berdasarkan penelitian dari yang sebelumnya pada sumur ini oleh Aliesya Rahma Zuraida berjudul Optimasi Design dan Analisa Keekonomian Pada Metode Produksi ESP CLU-009 berfokus pada optimasi pemilihan *Artificial lift* ESP pada sumur CLU-009. Namun, penelitian tersebut belum membahas secara spesifik terkait optimasi ukuran tubing. Pembahasan penelitian ini dilakukan untuk membahas secara spesifik terkait optimasi ukuran tubing agar mendapatkan produksi yang optimal dari sumur CLU-009.

Salah satu bagian paling penting dalam sistem produksi adalah tubing. Jika tubing terlalu kecil, hal ini akan memperlambat laju produksi karena meningkatkan resistansi gesekan, sehingga kecepatan aliran menjadi terlalu tinggi. Di sisi lain, tubing yang terlalu besar akan menyebabkan kehilangan fase cair yang berlebihan akibat *superficial slippage effect* yang terjadi saat terlalu banyak cairan dimuat ke bawah sumur selama produksi [6]. Karena itu, analisa sensitivitas ukuran tubing perlu dilakukan. Analisa ini dapat digunakan dengan menggunakan analisis nodal. Untuk memperpanjang umur sumur, ukuran tubing perlu disesuaikan untuk mengurangi penurunan tekanan selama pengangkatan [7].

2. METODE

A. Data Lapangan CLU-009

Sumur CLU-009 adalah sumur yang terdapat pada struktur salah satu yang terletak pada cekungan Jawa Barat Utara. Minyak mentah yang dihasilkan oleh sumur ini berasal dari top

perforasi pada kedalaman 8047,9 ft dan bottom perforasi pada kedalaman 8059 ft. Data sumur CLU-009 yang ditunjukkan pada Tabel 1 dan data ESP pada Tabel 2.

Tabel 1. Data Sumur CLU-009

NO	NAMA DATA	CLU-009
1	<i>Top Perforasi, Ft</i>	8047,9
2	<i>Bottom Perforasi, Ft</i>	8059,38
3	<i>Middle Perforasi, Ft</i>	8053,64
4	<i>Total Depth, Ft</i>	8707,34
5	<i>Pump Depth, Ft</i>	7753,54
6	<i>Static Fluid Level, Ft</i>	2296,7
7	<i>Dynamic Fluid Level, Ft</i>	4664,1712
8	<i>OD Casing, Inch</i>	9,625
9	<i>ID Casing, Inch</i>	8,835
10	<i>OD Tubing, Inch</i>	2,875
11	<i>ID Tubing, Inch</i>	2,441
12	<i>Qoil, BOPD</i>	158,4
13	<i>Qwater, BWPD</i>	208
14	<i>Qgross, BLPD</i>	366,4
15	<i>Water cut, %</i>	56
16	<i>SG Oil</i>	0,9033
17	<i>SG Water</i>	1,014
18	<i>Wellhead Pressure, Psig</i>	100
19	<i>Pressure bubble, Psi</i>	2046,7
20	<i>Reservoir Temperature, °F</i>	370
21	<i>Gas Oil Ratio, SCF/STB</i>	1022,72

Tabel 2. Data Rangkaian ESP CLU-009

NO	NAMA DATA	SUMUR CLU-009
1	<i>Pump Type</i>	REDA D460N/ 70 Hz
2	<i>Pump Intake</i>	REDA 400/400
3	<i>Advice Gas Handle</i>	REDA 400/400 POS
4	<i>Type Motor</i>	REDA 456 4053
5	<i>Pump Stage</i>	150

B. Data Manual

Pada sumur CLU-009 tidak terdapat SG campuran yang digunakan sebagai *gradient fluida* di sumur untuk mencari tekanan reservoir berdasarkan *Static Fluid Level* (SFL) dan tekanan alir sumur berdasarkan *Dynamic Fluid Level* (DFL) yang akan digunakan untuk menentukan indeks produktivitas sumur dan *Inflow Performance Relationship* (IPR). Oleh karena itu diperlukan perhitungan data secara manual seperti digambarkan dalam diagram alir Gambar 2, untuk menentukan kurva IPR dari sumur CLU-009. Menggunakan persamaan berikut: Perhitungan tekanan Gradien Fluida [8],

$$Gf = [(1 - Wc) \times SG \text{ Oil} + (Wc \times SG \text{ Water})] \times 0.433 \quad (1)$$

Perhitungan Tekanan Reservoir dan Tekanan Alir Dasar Sumur [8] [4],

$$Pr/Ps = (Middle \text{ Perforasi} - SFL) \times Gradient \text{ Fluida} \quad (2)$$

$$Pwf = (Middle \text{ Perforasi} - DFL) \times Gradient \text{ Fluida} \quad (3)$$

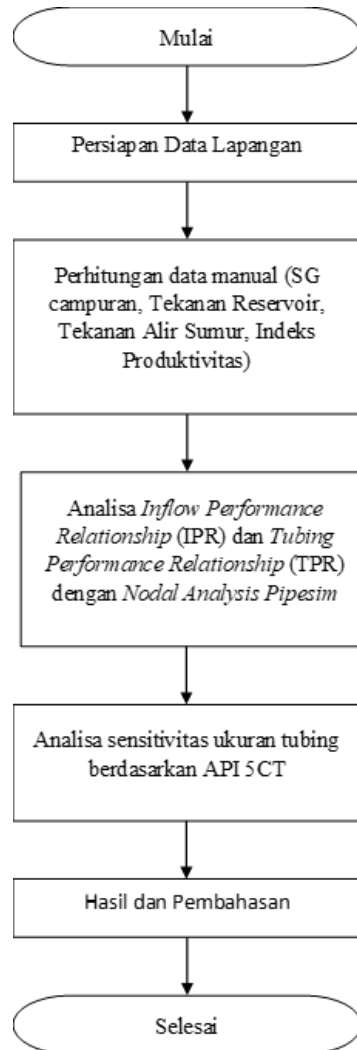
$$Productivity\ Index = \frac{Q_{gross}}{(Pr - Pb) + \left(\frac{Pb}{1.8}\right) \times (1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{Pr}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{Pr}\right)^2)} \quad (4)$$

Penentuan Pembuatan Kurva IPR ($Pr > Pb$, $P_{wf} < Pb$) [4],

$$Q_b = PI (Pr - Pb) \quad (5)$$

$$Q_x = \frac{PI (Pb)}{1.8} \quad (6)$$

$$Q_{max} = Q_b + Q_x \quad (7)$$



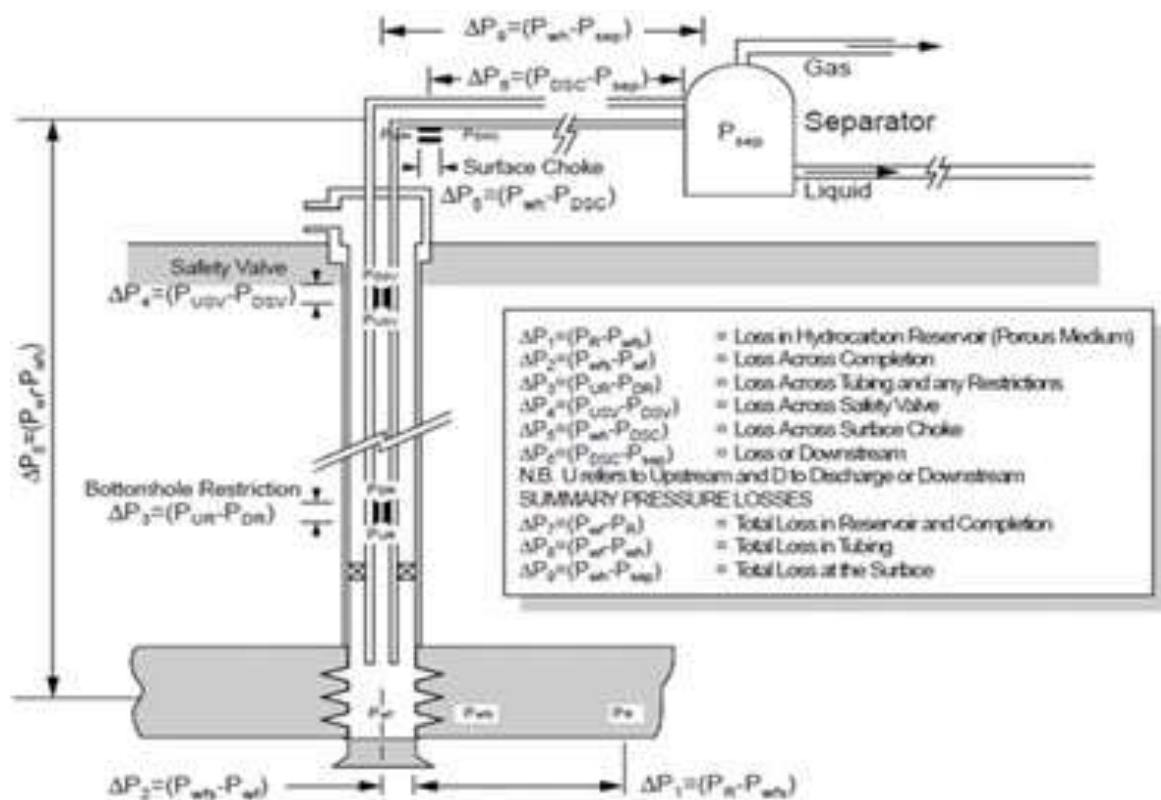
Gambar 2. Diagram Alir

C. Analisa Sistem Nodal

Sesuai Gambar 2, setelah perhitungan manual, dilakukan perhitungan *Inflow Performance* (IPR). IPR adalah performa sumur untuk produksi aliran fluida dari reservoir menuju lubang sumur menggambarkan bagaimana minyak, gas, atau air bergerak dari dalam batuan menuju titik produksi. Untuk memahami seberapa baik sumur menghasilkan fluida, digunakan IPR yaitu kurva yang menunjukkan hubungan antara laju produksi dan tekanan aliran di dasar lubang sumur. Artinya, kurva IPR menunjukkan bagaimana sumur berperilaku atau seperti apa proses produksinya [9]. Dalam proses produksi, penting untuk mengetahui seberapa besar pe-

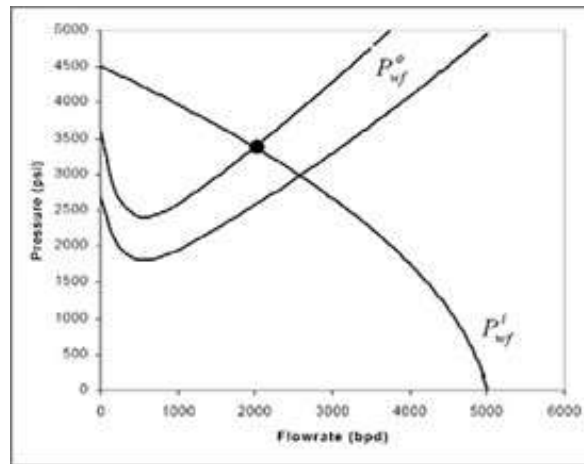
nurunan tekanan yang terjadi di dalam pipa produksi atau *Tubing Performance Relationship* (TPR). Namun, setiap rumus atau persamaan yang digunakan untuk menghitung TPR dibuat berdasarkan asumsi dan batasan tertentu. Karena itu, kita perlu memahami dengan baik kondisi dan batasan tersebut sebelum menggunakannya. Dengan begitu, hasil perhitungannya akan lebih akurat dan risiko kesalahan dalam memperkirakan kinerja sumur bisa diminimalkan [10].

Untuk menganalisa sensitivitas ukuran tubing terhadap sistem produksi diperlukannya pendekatan melalui analisa sistem nodal seperti pada Gambar 3 untuk menentukan korelasi atau titik bersilangan antara IPR dan TPR. Analisis Sistem Nodal adalah metode sederhana yang digunakan untuk menentukan korelasi antara Hubungan IPR dan TPR, memudahkan identifikasi laju produksi optimal di dalam sistem produksi. Persamaan matematis menggambarkan kapasitas reservoir untuk menghasilkan fluida ke sumur dan sistem pipa yang mengangkut fluida ke separator [11]. Faktor tambahan yang berkontribusi pada penurunan tekanan, seperti perforasi dan *choke*, juga dapat dipertimbangkan untuk menentukan penurunan sistem secara keseluruhan [12].



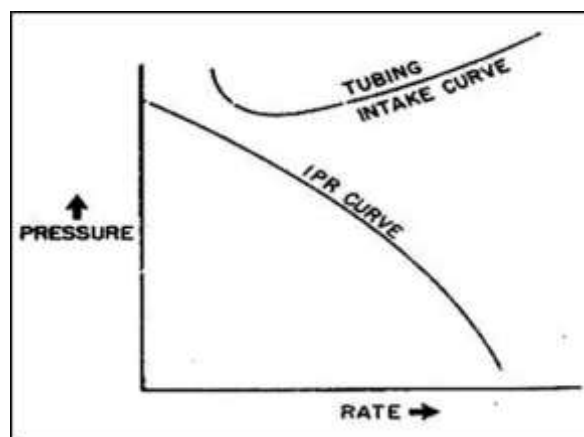
Gambar 3. Skema sistem produksi dan sistem nodal [4]

Persamaan aliran masuk dan keluar bercabang dan berpotongan di satu titik tunggal. Titik persimpangan ini menandakan laju aliran dan tekanan yang ada dalam sistem. Jika kedua kurva tidak berpotongan [13]. Hal ini menunjukkan bahwa sumur tidak dapat menghasilkan fluida ke permukaan. Hal ini dapat diatasi, di antara solusi lain, dengan menggunakan teknik pengangkatan buatan seperti pompa. Gambar 4 secara jelas menunjukkan penyelesaian grafis analisis sistem nodal.



Gambar 4. Kurva Analisa Sistem Nodal [4]

Kurva IPR dan kurva TPR tidak berpotongan pada Gambar 5, menunjukkan bahwa reservoir tidak lagi mampu memproduksi fluida secara *natural* melalui pipa produksi. Ketidakmampuan sumur untuk memproduksi dapat disebabkan oleh berbagai faktor, tetapi secara umum, hal ini disebabkan oleh penurunan tekanan aliran dasar sumur, yang membuatnya tidak mampu memproduksi fluida ke permukaan. Pada tahap tersebut, diperlukan *artificial lift* untuk memproduksi fluida yang tersisa di dalam sumur.



Gambar 5. Kurva IPR dan TPR pada sumur mati [4]

3. PEMBAHASAN

A. Perhitungan IPR

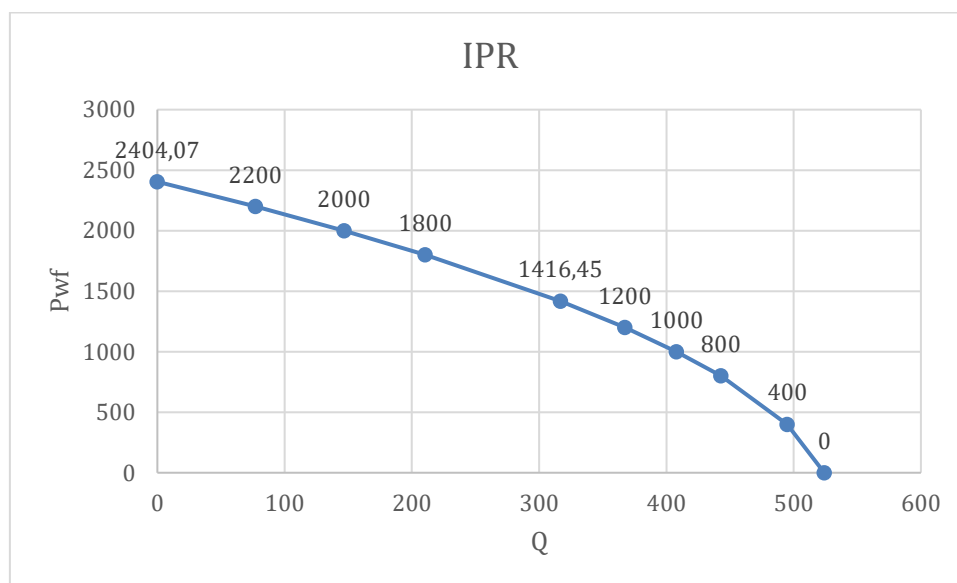
Berdasarkan data diatas maka produktifitas sumur yang merupakan dasar dari performa sumur dalam pembuatan kurva IPR untuk sumur CLU-009 dengan menggunakan metode Vogel. Hasil perhitungan performa sumur berdasarkan data diatas adalah gradient fluida menggunakan persamaan 1 didapatkan 0,4179 psi/ft. Tekanan reservoir (P_r) 2407,07 psi dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) 1416,45 psi. Dari sini, dapat dihitung nilai PI sumur menggunakan Pers. (4), didapatkan nilai PI 0,3507 bbl/day/psi.

Penentuan Pembuatan Kurva IPR ($P_r > P_b$, $P_{wf} < P_b$) menggunakan persamaan 5, 6, dan 7. Ketika tekanan reservoir lebih tinggi dari tekanan *bubble* dan tekanan alir sumur lebih rendah dari tekanan *bubble*, gas mulai terlepas dari minyak dan membentuk gelembung kecil di dalam pori batuan reservoir akibatnya aliran berubah menjadi dua fasa (minyak dan gas) dan kurva

IPR tidak lagi linier yang menggambarkan bahwa rumus Vogel memperhitungkan efek gas bebas terhadap produksi dari reservoir ke sumur [4]. Maka Q_{bubble} didapatkan sebesar 398,76 BLPD dan Q_{max} 524,08 BLPD. Kemudian dihitung nilai laju alir (Q) dengan P_{wf} asumsi seperti tampak pada Tabel 3, untuk di plot menjadi IPR di Gambar 6.

Tabel 3. Pengaruh P_{wf} terhadap Q

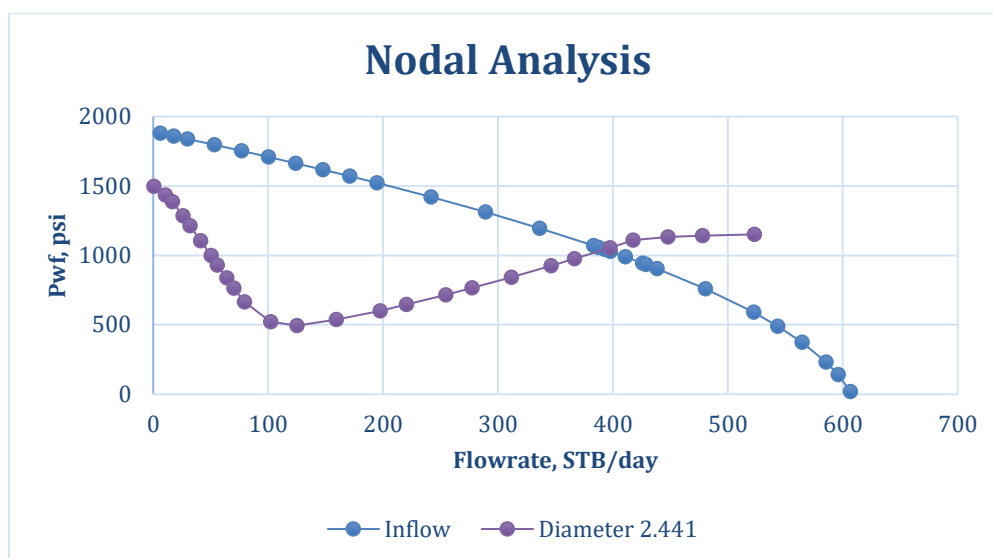
P_{wf}	Q
0	524.08
400	495.0334192
800	442.7731937
1000	407.9379642
1200	367.2993234
1416.45	316.7791173
1800	210.5629342
2000	146.7106487
2200	77.05495205
2404.07	0



Gambar 6. Kurva IPR pada Sumur CLU-009 perhitungan di Microsoft Excel

B. Perhitungan Analisa Nodal

Kurva IPR dan kurva TPR terjadi berpotongan pada Gambar 7, menunjukkan bahwa reservoir di sumur CLU-009 mampu memproduksi fluida secara *artificial lift* melalui pipa produksi menggunakan *Electric Submersible Pump* dengan *operating point* tertera pada Tabel 4. Motor listrik memutar impeller, yang menambah tekanan pada fluida sehingga dapat dipompa ke permukaan.



Gambar 7. Grafik Analisa Sistem Nodal pada Sumur CLU-009 *Electric Submersible Pump*

Tabel 4. Data Tabel Hasil Analisa Nodal ESP CLU-009

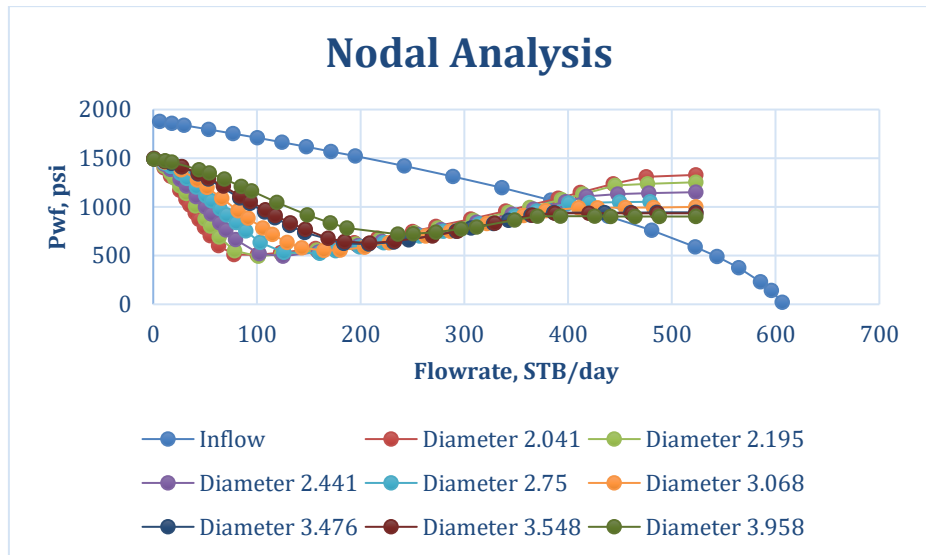
OPERATING POINT	
Tekanan <i>Well Flowing</i>	1054,32 psia
Laju alir <i>Liquid</i>	397,4755 STB/day

C. Analisa Sensitivitas Tubing

Ukuran tubing harus sesuai dengan dimensi yang tersedia secara komersial, sesuai dengan peraturan *American Petroleum Institute* dalam API 5 CT. Hasil uji dari setiap sumur dievaluasi secara statistik untuk menentukan nilai tekanan reservoir. Selanjutnya, kurva IPR dihasilkan untuk menganalisis performa aliran dari reservoir ke sumur. Kurva ini menjadi dasar perhitungan yang akan disesuaikan dengan kurva TPR. Metode Vogel tetap menjadi pilihan utama karena kesederhanaannya dan kemudahan penggunaannya, serta kesesuaian kondisi reservoir dengan asumsi metode ini, yang mengesampingkan kandungan air dan melibatkan dua fasa.

Untuk melakukan analisa sensitivitas tubing, digunakan korelasi Hagedorn & Brown karena korelasi ini di buat untuk rangkaian tubing atau *pipeline*. Untuk ukuran tubing antara 1 dan 1,5 inci, kehilangan tekanan diprediksi dengan akurat dan peningkatan lebih lanjut dalam ukuran tubing cenderung menyebabkan perkiraan berlebihan pada kehilangan tekanan [14]. SG Oil pada korelasi ini *overpredict* untuk minyak yang lebih berat (13-25 °API) dan *underpredict* profil tekanan untuk minyak yang lebih ringan (40-50 °API). *Gas Liquid Ratio* akan *overpredict* penurunan tekanan jika GLR lebih dari 5000 SCF/STB. *Watercut* pada korelasi ini akurat untuk prediksi penurunan tekanan dalam rentang kadar air yang luas [14].

Dengan menggunakan analisis sistem nodal, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8, yang mengkorelasikan ukuran tubing dengan laju aliran, kita dapat menentukan ukuran tubing yang menghasilkan laju aliran tertinggi atau paling efisien pada tekanan kepala sumur yang konstan (nodalnya berada di kepala sumur). Hal ini dapat bervariasi tergantung pada perubahan kondisi reservoir; oleh karena itu, penilaian kinerja produksi di masa depan harus dilakukan untuk (IPR) dan (TPR) di masa depan, beserta analisis sistem. Pada analisa ini melakukan sensitivitas ukuran tubing berdasarkan API 5 CT yang ditunjukkan pada Tabel 5.



Gambar 8. Grafik Analisa Sistem Nodal Sensitivitas Tubing

Tabel 5. Spesifikasi tubing menurut API 5CT

Tubing Size		Nominal Weight		Grade	Wall Thickness in.	Inside Dia. in.	Threaded Coupling			Collapse Resistance psi	Internal Yield Pressure psi	Joint Yield Strength		Capacity Table		
		T & C Non-Upset lb/ft	T & C Upset lb/ft				Drift Dia. in.	Non-Upset in.	Upset Reg. in.			Upset Spec. in.	T & C Non-Upset lb	T & C Upset lb	Barrels per Linear ft	Linear ft per Barrel
3/4	1.05	1.14	1.20	H-40 J-55 C-75 N-80	0.113	0.824	0.730	1.313	1.680	7,200 9,370 12,250 12,710	7,530 10,360 14,120 15,070	6,360 8,740 11,620 12,710	13,300 18,290 24,940 26,610	0.0007	1516.13	
1	1.315	1.700	1.800	H-40 J-55 C-75 N-80	0.113	1.049	0.955	1.680	1.900	8,800 11,560 12,270	7,090 13,270 14,160	10,960 20,540 21,910	16,760 27,160 39,510	0.0011	935.49	
1 1/4	1.660	2.300	2.400	H-40 J-55 C-75 N-80	0.125 0.140 0.140 0.140	1.410 1.380 1.380 1.380	1.286	2.054	2.200	5,220 5,790 6,790 7,530	5,270 5,900 7,250 8,120	15,530 26,740 36,770 50,140	28,740 36,770 50,140 53,480	0.0019 0.0018 0.0019 0.0018	517.79 540.55 517.79 540.55	
1 1/2	1.900	2.750	2.900	H-40 J-55 C-75 N-80	0.125 0.145 0.145 0.145	1.650 1.610 1.650 1.610	1.516	2.200	2.500	4,450 5,290 5,790 6,870	5,290 7,280 9,970 10,020	19,090 31,980 43,970 56,960	26,740 31,980 43,970 56,960	0.0026 0.0025 0.0025 0.0025	378.11 397.14 397.14 397.14	
2 1/16	2.063			H-40 J-55 C-75 N-80	0.156	1.751				5,240 6,820 8,910 9,440	5,290 7,280 9,970 10,590			0.0030	335.75	
2 3/8	2.375			H-40 J-55 C-75 N-80 P-105 F-105	0.167 0.190 0.190 0.190 0.254 0.254	2.041 1.995 1.995 1.995 1.867 1.867	1.947 1.901 1.901 1.901 1.773 1.773	2.875	3.063	2.910	4,880 5,520 6,340 7,180 8,150 9,380	4,920 5,600 6,770 7,700 9,230 10,600	30,130 35,960 41,430 49,450 56,500 67,430	52,170 58,960 71,730 86,940 97,820 128,940	0.0040 0.0039 0.0040 0.0039 0.0039 0.0039	247.12 258.65 247.12 258.65 258.65 295.33
2 7/8	2.875			H-40 J-55 C-75 N-80 P-105 F-105	0.217 0.217 0.217 0.308 0.217 0.308	2.441 2.441 2.441 2.259 2.441 2.259	2.347 2.347 2.347 2.165 2.347 2.165	3.500	3.688	3.460	5,230 6,800 8,900 12,200 12,960 17,220	5,290 7,280 9,970 14,060 15,000 19,660	52,780 72,980 98,970 149,360 159,310 209,100	72,480 96,660 135,900 185,290 207,220 290,810	0.0058 0.0058 0.0058 0.0050 0.0050 0.0050	172.76 172.76 172.76 201.72 201.72 201.72
3 1/2	3.500			H-40 J-55 C-75 N-80 P-105 F-105	0.216 0.254 0.289 0.216 0.254 0.375	3.058 2.992 2.922 2.968 2.992 2.750	2.943 2.897 2.797 2.943 2.897 2.625	4.250	4.500	4.180	4,070 5,050 5,680 5,290 6,560 7,390	4,320 5,080 5,760 5,940 6,980 7,950	65,070 79,540 92,560 89,470 109,370 127,250	85,070 103,610 122,560 142,460 164,260 207,220	0.0061 0.0087 0.0083 0.0081 0.0087 0.0087	109.37 114.99 120.57 109.37 114.99 114.99
4	4.000	9.500	11.000	H-40 J-55 C-75 N-80 P-105 F-105	0.226 0.262 0.289 0.226 0.262 0.375	3.548 3.476 3.423 3.548 3.476 2.750	3.423 3.351 3.297 3.423 3.351 2.625	4.750	5.000		3,580 4,420 4,650 5,750 5,800 7,330	3,960 4,580 5,440 6,300 7,420 8,600	72,000 123,070 169,220 135,010 230,750 246,390	72,000 123,070 169,220 135,010 230,750 246,390	0.0122 0.0117 0.0122 0.0117 0.0117 0.0117	81.78 85.20 81.78 85.20 85.20 85.20
4 1/2	4.500	12.600	12.750	H-40 J-55 C-75 N-80	0.271	3.958	3.833	5.200	5.563	3,930 5,100 6,430 6,810	4,220 5,600 7,900 8,430	104,360 143,500 195,680 206,730	144,020 195,680 270,240 286,040	0.0152	65.71	

Hasil grafik kemudian disusun ke dalam Tabel 6 untuk kemudahan pembacaan, hasil menunjukkan ukuran tubing yang lebih besar tidak selalu menghasilkan laju yang lebih besar dibandingkan dengan ukuran tubing yang lebih kecil. Hal ini terjadi karena peningkatan ukuran tubing menyebabkan peningkatan gesekan, menunjukkan bahwa pada diameter tubing yang cukup besar, laju aliran cairan berkurang dibandingkan dengan diameter tubing yang lebih kecil. Hasil menunjukkan bahwa ukuran tubing optimal untuk CLU-009 adalah 3,958 inci, menghasilkan laju 425,44 STB/day.

Tabel 6. Data Tabel Sensitivitas Nodal Ukuran Tubing

OPERATING POINT		
ID Tubing (inci)	Pwf (psi)	Q (STB/day)
2,041	1089,93	390,38
2,195	1074,31	393,51
2,441	1054,32	397,47
2,75	1038,15	400,63
3,068	988,63	410,07
3,476	943,37	418,39
3,548	934,47	418,993
3,958	903,67	425,44

4. SIMPULAN

Hasil analisis sumur CLU-009, penggunaan tubing berdiameter 3,958 inci terbukti memberikan produksi optimal dengan laju produksi mencapai 425,44 STB/day, meningkat 26,97 STB/day dibandingkan ukuran awal 2,441 inci. Peningkatan ini menunjukkan bahwa perubahan diameter tubing berpengaruh langsung terhadap efisiensi aliran fluida dan kinerja produksi. Dengan demikian, ukuran 3,958 inci dinilai paling sesuai dengan karakteristik fluida serta kondisi sumur CLU-009 untuk mencapai produksi optimal. Untuk saran penelitian selanjutnya dapat melakukan optimasi produksi pada tekanan kepala sumur.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Yohana, K. "Analisa Pengaruh Water Cut Pada Sistem Produksi Menggunakan Analisa Nodal Dengan Metode Hagedorn & Brown Di Lapangan "JK"". Tugas Akhir Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, 2010.
- [2] D. Parahita, "Optimasi produksi lapangan gas dengan analisis nodal," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, p. 287, 2015.
- [3] A. Putra and J. A. Wibowo, "Optimasi Produksi Pada Sumur Rd - 2 Menggunakan Metode Hybrid Artificial Lift : Electrical Submersible Pump Dengan Gas Lift Production Optimization in Well Rd - 2 Using Hybrid Artificial Lift Method : Electrical Submersible Pump," vol. 01, no. 01, pp. 49–57, 2023.
- [4] A. Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, "Petroleum Production Engineering (Second Edition)". ISBN: 0750682701, Publisher: Elsevier Science & Technology Books, Pub. Date: February 2007, no. February. 2007.
- [5] T. Chu, T. C. Nguyen, J. Wang, and D. Vuong, "New correlations for predicting two - phase electrical submersible pump performance under downhole conditions using field data," *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, vol. 12, no. 5, pp. 1225–1235, 2022, doi: 10.1007/s13202-021-01392-y.
- [6] K. Karmila and D. F. E.W.E, "Analisis Sensitivitas Untuk Menentukan Ukuran Tubing Produksi Yang Optimum Di Sumur Minyak," *PETROGAS J. Energy Technol.*, vol. 3, no. 1, pp. 57–77, 2021, doi: 10.58267/petrogas.v3i1.51.
- [7] W. Rempu, "Selection and Determination of Tubing and Production Casing sizes," *Adv. Well*

- Compleat. Eng.*, pp. 117–170, 2011.
- [8] Agung Adhisi P, Siti N, and Djoko S “Optimasi Lifting Menggunakan Electric Submersible Pump dan Analisa Keekonomian Pada Sumur X lapangan Y,” pp. 65–78, 2015.
 - [9] A. Jahanbani and S. R. Shadizadeh, “Determination of inflow performance relationship (IPR) by well testing,” *Can. Int. Pet. Conf. 2009, CIPC 2009*, 2009, doi: 10.2118/2009-086.
 - [10] D. Pranondo and T. C. Sobli, “a Analisis Sumur Dengan Inflow Performance Relationship Metode Vogel Serta Evaluasi Tubing Menggunakan Analisis Nodal Pada Sumur Tcs,” *J. Tek. Patra Akad.*, vol. 11, no. 02, pp. 33–41, 2021, doi: 10.52506/jtpa.v11i02.112.
 - [11] G. Hermadi, “Analisa sistem nodal dalam metode articial lift,” *Forum Teknol.*, vol. 06, no. 2, pp. 1–8, 2013.
 - [12] Muhammad Irfaan Tabah Pratama, “Analisis sistem nodal untuk pemilihan ukuran tubing sumur x-097 dan x-017 di PT. Pertamina Hulu Rokan, Prabumulih Field,” Skripsi Jurusan Teknik Pertambangan dan Geologi Universitas Sriwijaya. 2024.
 - [13] H. W. University, “Heriot-Watt University - Production Technology II,” vol. 1, pp. 1–12, 2007.
 - [14] B. Rao, “Multiphase Flow Models Range of Applicability,” *Coiled Tubing Eng. Serv. Publ.*, vol. 18, no. 936, pp. 1–5, 1998, [Online]. Available: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Multiphase+Flow+Models+Range+of+Applicability#0>

Daftar Simbol

P_r	=	Tekanan reservoir, psi
P_{wf}	=	Tekanan Alir Sumur, psi
P_b	=	Tekanan bubble , psi
Q	=	Laju alir , BFPD
Q_{max}	=	Laju alir maksimal, BFPD
PI	=	<i>Index Produktivitas</i> , BFPD/psi
GOR	=	<i>Gas Oil Ratio</i> , SCF/STB
ID	=	Diameter dalam, inci
SG	=	<i>Specific Gravity</i>