

PERANCANGAN SUMUR NENGGKI DI LAPANGAN SUKMO DENGAN ANALISIS NODAL

Naufal Faris Abdullah^{1*}, Edi Untoro¹, Agus Priyanto²

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas Cepu, Jl. Gajah Mada No.38, Mentul, Karangboyo, Kec. Cepu, Kabupaten Blora, Jawa Tengah, 58315

²PT Trust Offshore International, Jl. Budiono No.10 RT 07 Kelurahan Sangasanga Muara, Kecamatan Sangasanga, Kabupaten Kutai Kartanegara, Kalimantan Timur, 75254

*E-mail: Naufalfaris26@gmail.com

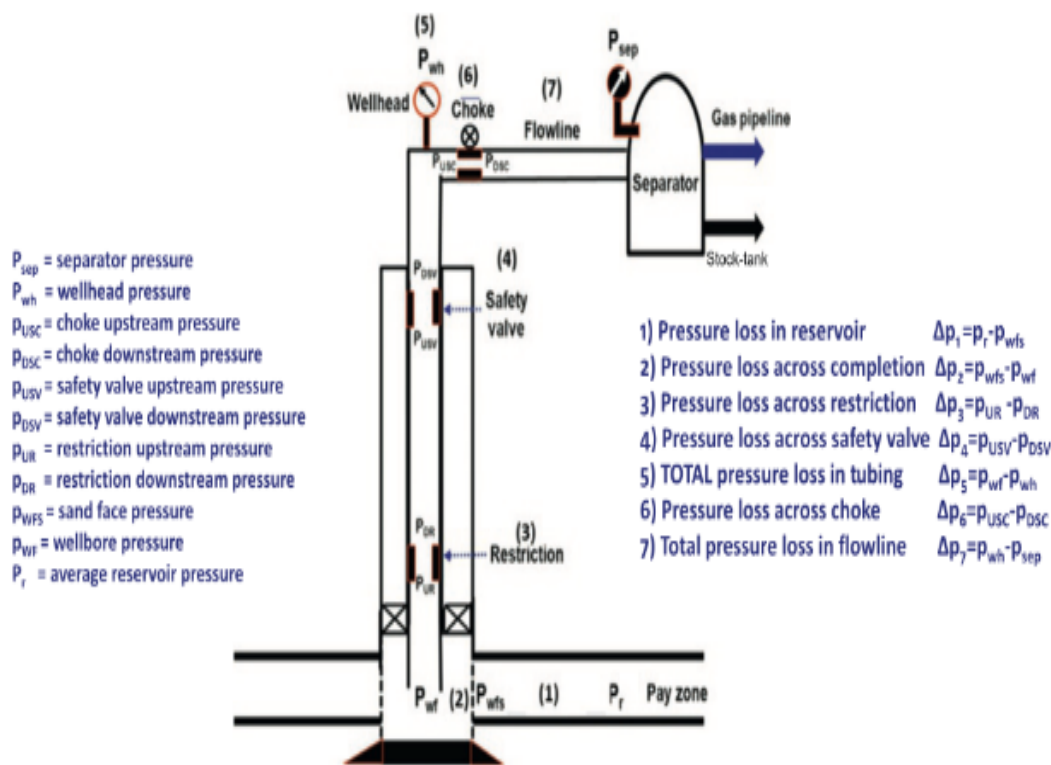
ABSTRAK

Merancang sumur dalam sektor industri minyak dan gas merupakan tahap krusial dalam mencapai tingkat produksi yang efisien dan optimal. Salah satu pendekatan yang umum digunakan dalam perancangan sumur adalah dengan Analisis Nodal. Penelitian ini menggunakan metode analisis nodal untuk analisis dan optimasi performa sumur dengan mempertimbangkan beberapa faktor, diantaranya *Reservoir Pressure* (Pr), *Flowing Bottomhole Pressure* (Pwf), *Tubing Head Pressure* (THP), dan *choke*. Selain itu, analisis nodal digunakan sebagai acuan dalam menganalisis data lapangan dengan menggunakan *Software PIPESIM* untuk mendapatkan data Analisis Nodal, menentukan ukuran *tubing* yang sesuai dan memberikan laju alir optimum, analisis *choke performance* untuk menentukan *choke* yang sesuai dengan Q_{opt} , dan analisis *pressure drop* untuk memastikan fluida *reservoir* mengalir menuju fasilitas produksi. Pada saat ini, Sumur Nengki berproduksi dengan Q_{oil} 529.8 STB/D dan dilakukan perancangan ulang dengan pergantian *tubing* berdasarkan analisis *Tubing Sensitivity Test* dan ukuran *bean choke* berdasarkan analisis *choke performance* untuk mendapatkan Q_{opt} gross 826.16 STB/D dengan Q_{oil} 821.20 STB/D. Terakhir, dilakukan *System Analysis* untuk mendapatkan simulasi aliran dari *reservoir* menuju akhir dari *trunkline*.

Kata kunci: Analisis Nodal, *Sensitivity*, Sumur, Tekanan

1. PENDAHULUAN

Perencanaan sumur dalam industri minyak dan gas krusial untuk mencapai produksi efisien, di mana aliran produksi yang tidak optimal dapat mengurangi masa pakai komponen dan meningkatkan biaya perawatan [1]. Salah satu metode yang umum digunakan adalah analisis nodal, yang menghubungkan *inflow performance relationship* (IPR) dengan *tubing intake*. IPR menggambarkan kemampuan produksi sumur melalui grafik laju produksi (q) dan tekanan dasar sumur (Pwf) [2]. *Productivity index* digunakan untuk mengukur kemampuan produksi sumur [3]. Analisis Nodal juga diartikan sebagai suatu titik pertemuan antara dua *performance* aliran yang berbeda pada sumur produksi [4]. Analisis nodal berfungsi menentukan laju produksi optimum dengan mengidentifikasi *node* berdasarkan penurunan tekanan, menggunakan persamaan matematis untuk menggambarkan aliran fluida dari *reservoir* ke *separator* [5]. Setiap komponen dalam sistem produksi dapat dioptimalkan untuk mencapai laju alir ekonomis, dengan analisis dilakukan dari dasar sumur hingga *separator*. Semua komponen tersebut ditunjukkan pada Gambar 1. Metode ini membantu memahami dan meningkatkan kinerja sumur dengan mempertimbangkan faktor-faktor seperti tekanan reservoir, karakteristik sumur, dan perilaku aliran fluida [6].



Gambar 1. Titik Nodal Pada Sistem Sumur Produksi [3]

Analisis nodal diperlukan untuk meningkatkan produksi minyak dan gas, baik dalam mendesain sumur baru, memodelkan produksi, atau menilai kinerja injeksi [7]. Ukuran *tubing* juga memengaruhi laju alir optimum (Q_{opt}); semakin besar *tubing*, Q_{opt} dapat meningkat, meskipun ukuran yang lebih besar belum tentu optimal. *Tubing* berfungsi mengalirkan minyak dan gas dari sumur ke permukaan serta mendukung peralatan *lifting* dan *downhole tools*, dengan diameter OD berkisar antara 1,05 hingga 4,5 inci [8]. Pemilihan ukuran *tubing* didasarkan pada Analisis *Sensitivity Tubing* dari data *reservoir*. Perancangan Sumur Nengki mungkin menunjukkan laju produksi optimum yang berbeda dari kondisi sumur saat ini, memengaruhi produksi yang masuk ke fasilitas. Oleh karena itu, dilakukan Analisis *Pressure drop* untuk mencegah penurunan atau hilangnya produksi saat fluida, baik cairan maupun gas dialirkan melalui pipa *flowline* sebagai sarana transportasi. [9]. Untuk menghindari penurunan produksi saat fluida dialirkan melalui flowline, dilakukan Analisis *Pressure Drop* untuk mendeteksi perubahan tekanan dari wellhead ke manifold. Jika *pressure drop* meningkat dan laju produksi menurun, ini bisa menunjukkan adanya pengendapan *scale* dalam tubing atau flowline yang menyempitkan diameter pipa dan menurunkan aliran produksi [10].

Perancangan Sumur Nengki di Lapangan Sukmo memerlukan pendekatan mendalam karena kompleksitas geologi dan kondisi *reservoir* yang unik, seperti heterogenitas serta variasi tekanan dan suhu yang mempengaruhi strategi produksi. Penelitian ini bertujuan mencapai produksi optimal melalui analisis nodal menggunakan PIPESIM antara IPR dan TPR, *sensitivity tubing* untuk menentukan ukuran *tubing* optimal, analisis *choke performance* untuk bukaan *choke* sesuai Q_{opt} , dan analisis *pressure drop* untuk memastikan kelancaran aliran fluida dari *reservoir* ke fasilitas produksi. Hasil analisis ini menyempurnakan perancangan Sumur Nengki agar mencapai produksi optimal.

2. METODE

Metode yang dilakukan adalah simulasi *modelling* menggunakan *software* PIPESIM dengan variabel pengamatan IPR, TPR dan *Pressure drop* dari dasar sumur sampai pipa *flow-line* dengan metode *Nodal Analysis*. Metode analisis sebagai berikut:

1. Pengumpulan Data

Data-data yang dibutuhkan untuk perancangan sumur meliputi data produksi dan data *well test* (laju alir minyak, gas dan air, *gas-oil ratio*, *gas-liquid ratio*, *watercut*, tekanan alir dasar sumur dan tekanan kepala sumur), data fluida (jenis fluida *reservoir*, SG oil, SG gas, *impurities*), data *reservoir* (tekanan statis, tekanan *reservoir*, tekanan *bubble point* dan temperature *reservoir*), data sumuran (tipe pengeboran, kedalaman sumur, *casing*, ukuran dan *grade tubing*, jenis kompleksasi sumur) dan data *flowline* (ukuran pipa & panjang pipa).

2. Analisis Nodal

Analisis Nodal menggunakan *software* PIPESIM untuk mendapatkan Q_{opt} , membuat kurva *inflow performance relationship* (IPR), menentukan ukuran *tubing* dan bukaan *choke*, serta melakukan analisis *pressure drop* dari dasar sumur hingga *end of trunkline*. Hasil ini akan diperkuat dengan perhitungan manual untuk menyempurnakan perancangan Sumur Nengki.

3. Mengolah Data Menggunakan Software PIPESIM

Membuat Sumur:

Buka *Software* PIPESIM, pilih *New Well*, kemudian pilih *Insert* untuk memasukkan *casing*, *liner*, dan *tubing*, dan masukkan 4 *casing* ke dalam sumur sebelum menambahkan *tubing*.

Memasukkan Data ke Sumur

1. Pilih menu *General* lalu, masukkan nama sumur lalu pilih tipe sumur ke sumur produksi dan pilih *block reverse* untuk *check valve setting*.
2. Pilih menu *Tubular*, beri nama tiap *casing*, *liner* dan *tubing*. Untuk memilih OD, *pounder*, dan *grade* bisa memilih dari *catalog*. Lalu, masukkan data berikut ke menu yang tersedia. Berikut data *tubular* sumur nengki ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Data Tubular Sumur Nengki

<i>Section Name</i>	<i>Name</i>	To MD (m)	OD (in)	<i>Pounder (lb/ft)</i>	<i>Grade</i>
<i>Casing</i>	<i>Conductor Casing</i>	36	20	94	K55
<i>Casing</i>	<i>Intermediate Casing</i>	211	13,375	54,5	K55
<i>Casing</i>	<i>Production Casing</i>	691	9,625	40	K55
<i>Liner</i>	<i>Liner</i>	1273	7	26	K55
<i>Tubing</i>	<i>Tubing</i>	854	3,5	12,7	L80

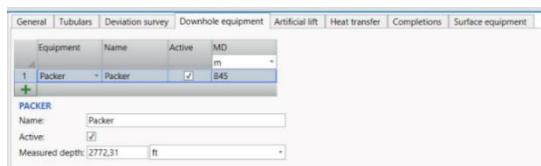
3. Pilih menu *Deviation Survey*.

Pilih *survey type 3D* dan gunakan parameter TVD serta *angle* untuk menentukan sudut inklinasi berdasarkan data pada Tabel 2.

Tabel 2. Data Deviation Survey Sumur Nengki

MD (m)	TVD (m)	<i>Description</i>
0	0	
100	100	KOP#1
309	304,7456	EoB
405	398,7915	KOP#2
662	650,56	EoD
1273	1261,56	

- Pilih menu *Downhole Equipment* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4. Tambahkan *packer* dan atur kedalaman *packer* pada 845 MD.



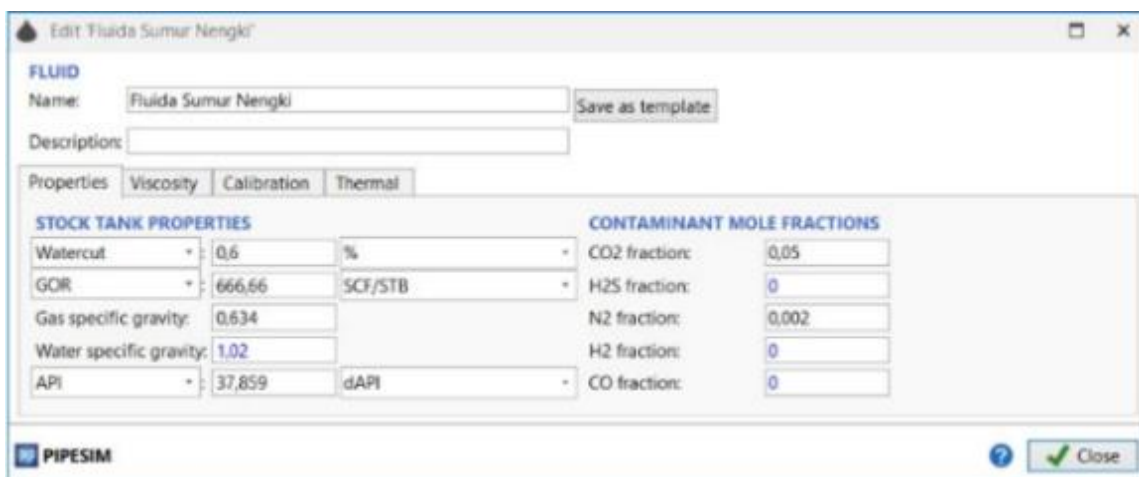
Gambar 2. Downhole Equipment Sumur Nengki

- Menu *Artificial lift* dan *Heat transfer* dilewati karena Sumur Nengki berproduksi secara *natural flow*, kemudian melanjutkan ke menu *completions* untuk memasukkan data *completions* dengan *geometry profil vertical* dengan kedalaman 862 mMD dan model IPR Vogel. Data *reservoir* dan *well testing* yang telah dihitung juga dimasukkan, menghasilkan data seperti pada Tabel 3.

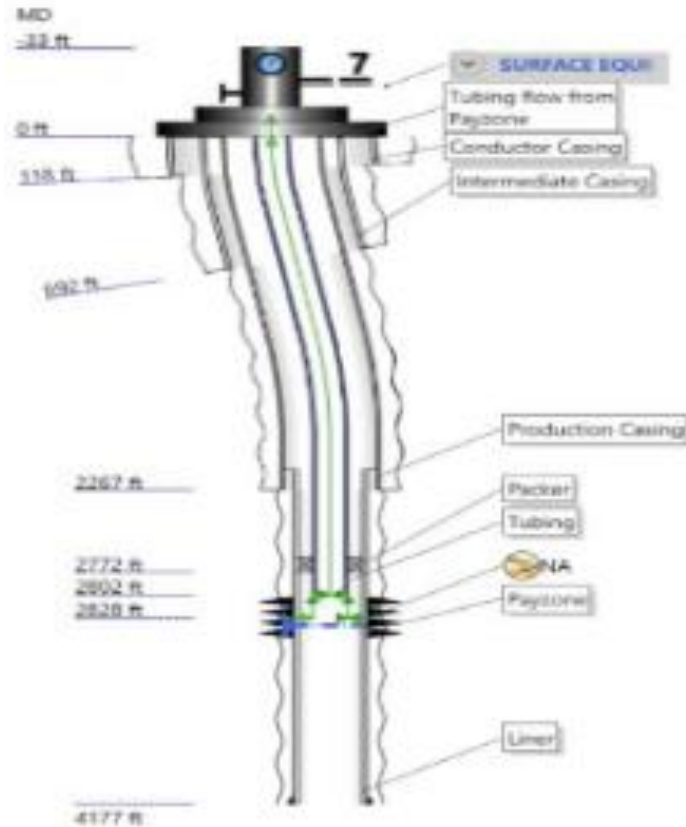
Tabel 3. Data Completion Sumur Nengki

<i>Data</i>	<i>Description</i>
<i>Bubble Point Prassure</i>	1160 Psia
<i>Reservoir Pressure</i>	1136 Psia
<i>Reservoir Temperature</i>	138 °F
<i>Top Perforation</i>	859 mMD
<i>Botom Perforation</i>	865 mMD

- Buat *fluid model* dari data produksi dan *well testing* seperti yang ditunjukkan Gambar 3. Maka akan didapatkan *well profile* yang ditunjukkan pada Gambar 4.

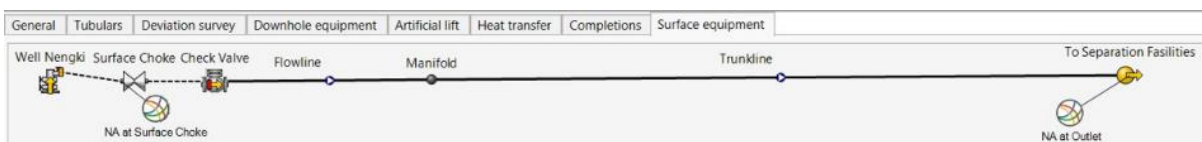


Gambar 3. Fluid Model Sumur Nengki



Gambar 4. Well Profile Sumur Nengki

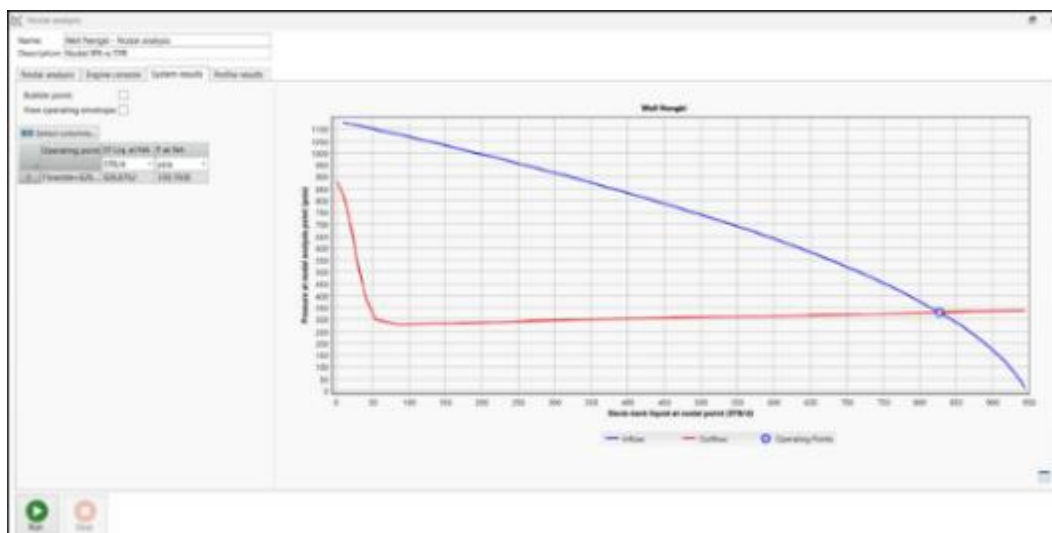
7. Pilih menu *Surface Equipment* seperti yang ditunjukkan **Gambar 5**.
 - a. Tambahkan *choke*, *check valve*, *junction*, dan *sink*. Lalu, hubungkan sumur, *choke*, dan *check valve* dengan *connector* dan dari *check valve*, *flowline*, *junction (manifold)*, *trunkline*, *sink (to Separation Facilities)* menggunakan *flowline*.
 - b. Masukkan data ke tiap *surface equipment* mulai dari *choke* sampai *sink*. Lalu, masuk ke data *choke*, ubah *bean size* ke 68/64 inch. Dilanjutkan dengan masuk ke data *check valve*, pilih *block reverse* untuk *check valve setting*. Lalu, ke data *flowline* dan *trunkline*, pilih pipa di menu *catalog* sesuai dengan yang di digunakan. Atur panjang *flowline* yaitu 30 m dan panjang *trunkline* 1800 m. Ubah *U value type* ke *bare (in air)*. Terakhir, masuk ke data *sink (To Separation Facilities)*, atur tekanan ke 55 psia.



Gambar 5. Surface Equipment Sumur Nengki

Running Nodal Analysis pada Sumur (IPR vs TPR)

1. Pilih menu *Home* lalu pilih *Nodal Analysis* untuk membuat kurva dan mendapatkan data Analisis nodal dari IPR vs TPR. Lalu, masuk ke data *general*, pilih *branch end* pada *well-head* dan masukkan nilai *outlet pressure* sebesar 100 psia.
2. Tekan tombol *Run* dan tunggu hingga hasil keluar, sehingga diperoleh hasil seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 6**.



Gambar 6. Kurva IPR dan TPR Sumur Nengki

Running System Analysis

1. Pada *Surface Equipment*, insert *Nodal Point* pada *Choke* dan *Trunkline*.
2. Pada *menu HOME*, pilih *System Analysis*. Lalu, tekan tombol *Run* dan tunggu hingga hasil keluar.
3. Pada hasil *System Result* pilih *Show Grid*, lalu pilih *Select Columns* untuk memilih data apa saja yang dibutuhkan seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 7**.



Gambar 7. Hasil *System Analysis* Sumur Nengki

4. Perancangan Sumur
 Dari hasil analisis nodal sumur, maka akan didapatkan data-data yang menunjang untuk memberikan hasil laju alir optimal dari Sumur Nengki seperti data *Pwf*, ukuran *tubing*, *Pwh*, ukuran bukaan *choke* dan *pressure drop*. Setelah sesuai maka dilakukan perancangan ulang Sumur Nengki untuk mengoptimalkan produksi sumur.

5. *Networking* Sumur

Dari rancangan sumur, diperoleh laju alir optimum, dan dilakukan *networking* untuk simulasi kondisi lapangan, di mana Sumur Nengki mengalir ke fasilitas produksi melalui *flow-line* dan *trunkline*. Jika analisis sesuai, sumur akan memiliki Q_{opt} yang cocok dengan perhitungan PIPESIM dan manual jika tidak, analisis ulang dilakukan untuk mendapatkan Q_{opt} yang tepat.

6. Analisis

Setelah hasil perancangan sumur selesai maka dilakukan analisis terperinci dari hasil keseluruhan pemodelan diantaranya laju alir optimum, *pressure drop* dan analisis sistem produksi dari *reservoir* sampai *end of trunkline*.

3. PEMBAHASAN

A. Analisis Data Lapangan

Sumur Nengki di Lapangan Sukmo merupakan sumur minyak yang mengalami penurunan tekanan *reservoir*, dengan tekanan statis (Ps) sebesar 1163 Psia pada 26-Jan-2023 dan 1136 Psia saat *well testing* pada 20-Mar-2023. Tekanan *bubble point reservoir* adalah 1160 Psia, dengan temperatur 138 °F. Minyak yang terproduksi adalah jenis ringan dengan API gravity 37.859 °API dan gas dengan *specific gravity* 0.634. *Reservoir* ini termasuk *saturated oil reservoir* karena $P_r < P_b$. Perhitungan manual dan analisis *software* PIPESIM menggunakan Metode Vogel dilakukan, mengabaikan air yang laju alir produksinya masih di bawah 97%. Fluida *reservoir* mengandung impurities CO₂ 5 %mole dan N₂ 0.2 %mole. Ukuran *tubing* yang digunakan saat ini belum diketahui, sehingga diperlukan analisis ukuran *tubing* melalui *tubing sensitivity test* berdasarkan data produksi harian dan *well testing*, serta sudut inklinasi sumur yang ditunjukkan pada Gambar 4. Berikut adalah data produksi harian Sumur Nengki untuk bulan Maret 2023 yang ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Data Produksi Harian Sumur Nengki Pertanggal 20 Maret 2023

Date	Well	Bean (mm)	Pwh (Psia)	Gross (BBLs)	Oil (STB)	Water (BBLs)	Gas Rate (MMSCFD)
01/03/23	Nengki	9	262	512.0	509.4	2.6	0.1993
02/03/23	Nengki	9	262	483.0	479.9	3.1	0.1743
03/03/23	Nengki	9	262	488.0	483.9	4.1	0.1994
04/03/23	Nengki	9	262	500.0	497.8	2.3	0.1971
05/03/23	Nengki	9	265	503.0	500.2	2.8	0.1928
06/03/23	Nengki	9	265	496.0	493.5	2.5	0.1912
07/03/23	Nengki	9	267	502.0	497.5	4.5	0.1937
08/03/23	Nengki	9	272	508.0	503.9	4.1	0.2061
09/03/23	Nengki	9	260	511.0	505.4	5.6	0.2149
10/03/23	Nengki	9	262	507.0	502.4	4.6	0.2246
11/03/23	Nengki	9	300	497.0	492.0	5.0	0.2381
12/03/23	Nengki	9	310	531.0	520.4	10.6	0.2661
13/03/23	Nengki	9	320	530.0	522.6	7.4	0.2877
14/03/23	Nengki	9	333	565.0	559.4	5.6	0.282
15/03/23	Nengki	9	342	534.0	533.5	0.5	0.3009
16/03/23	Nengki	9	350	534.0	517.4	16.6	0.2989
17/03/23	Nengki	9	358	526.0	520.2	5.8	0.3259
18/03/23	Nengki	9	360	529.0	527.4	1.6	0.3145
19/03/23	Nengki	9	365	535.0	530.2	4.8	0.3401
20/03/23	Nengki	9	370	533.0	529.8	3.2	0.3532

Dilakukan *well testing* terhadap Sumur Nengki pada tanggal 20 Maret 2023. Berikut adalah hasil data dari *well testing* Sumur Nengki seperti yang ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5. Data Well Testing Sumur Nengki Tanggal 20 Maret 2023

<i>Date</i>	<i>Well</i>	<i>Pr (Psia)</i>	<i>Pwf (Psia)</i>	<i>Bean (mm)</i>	<i>Pwh (Psia)</i>	<i>Gross (BLPD)</i>	<i>Net Oil (BOPD)</i>	<i>Water (BWPD)</i>
20/03/23	Nengki	1136	709	9	370	533	529.8	3.2

B. Perhitungan Data

a. Gas-Oil Ratio (GOR)

GOR merupakan perbandingan antara jumlah *standard cubic feet* gas yang terproduksi dalam 1 *stock tank barrel* minyak terproduksi [3]. Didapatkan hasil GOR dari perhitungan dibawah ini sebesar 666.66 SCF/STB

$$GOR = \frac{\text{Gas Rate (SCF)}}{\text{Net Oil (STB)}} \dots\dots\dots (1)$$

b. Gas-Liquid Ratio (GR)

GLR merupakan perbandingan antara jumlah *standard cubic feet* gas yang terproduksi dalam 1 *stock tank barrel* liquid terproduksi [3]. Didapatkan hasil GLR dari perhitungan dibawah ini sebesar 662.66 SCF/STB

$$GLR = \frac{\text{Gas Rate (SCF)}}{\text{Gross (STB)}} \dots\dots\dots (2)$$

c. Watercut (WC)

WC menjadi salah satu acuan dalam produksi suatu sumur. Nilai WC didapatkan dari perbandingan jumlah air terproduksi dengan jumlah liquid total terproduksi dalam satuan persen [3]. Didapatkan hasil *watercut* dari perhitungan dibawah ini sebesar 0.6%

$$WC = \frac{Q_{\text{water (BWPD)}}}{Q_{\text{gross (BLPD)}}} \dots\dots\dots (3)$$

d. Absolute Open Flow Potential (AOFP)

AOFP adalah laju alir maksimal yang dapat tercapai pada saat *Pwf* sama dengan 0 *Psia*. AOFP pada Metode Vogel dapat diartikan sebagai *Qo max*, dengan menggunakan data *well testing*, maka *Qo max* dapat diketahui [3]. Didapatkan hasil AOFP dari perhitungan dibawah ini sebesar 945.78 BOPD

$$Q_{o\text{max}} = \frac{Q_{o\text{test}}}{\left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf\text{test}}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf\text{test}}}{P_r}\right)^2\right]} \dots\dots\dots (4)$$

e. Inflow Performance Relationship (IPR)

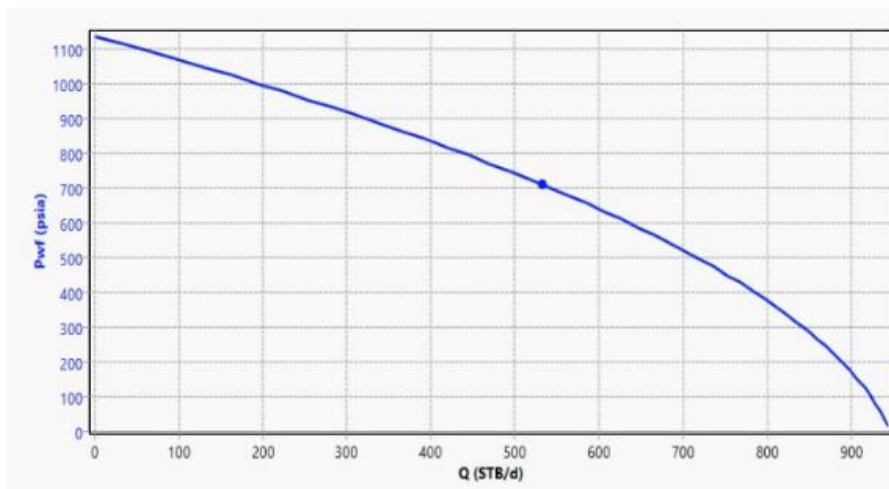
Setelah mendapatkan *Qo max*, maka IPR dari sumur dapat ditentukan dengan membuat asumsi beberapa nilai *Pwf* dan hitung nilai *Qo* dengan Metode Vogel [3].

$$Q_o = Q_{o_{max}} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (5)$$

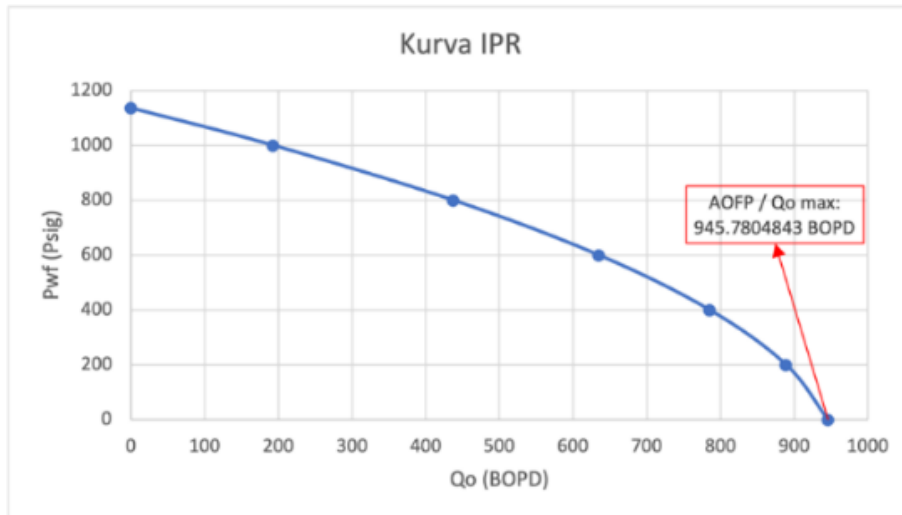
Didapatkan perhitungan Vogel saturated oil reservoir seperti yang ditunjukkan pada Tabel 6. Hasil analisis perhitungan manual dengan Microsoft Excel seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8. dan software PIPESIM seperti yang ditunjukkan pada Gambar 9. untuk mendapatkan kurva IPR memberikan nilai yang sama.

Tabel 6. Simulasi Pwf dengan Qo Perhitungan Vogel Saturated Oil Reservoir

Pwf (Psia)	Q (STBD)
1136	0
1000	192.96
800	437.34
600	634.8
400	785.37
200	889.03
0	945.78



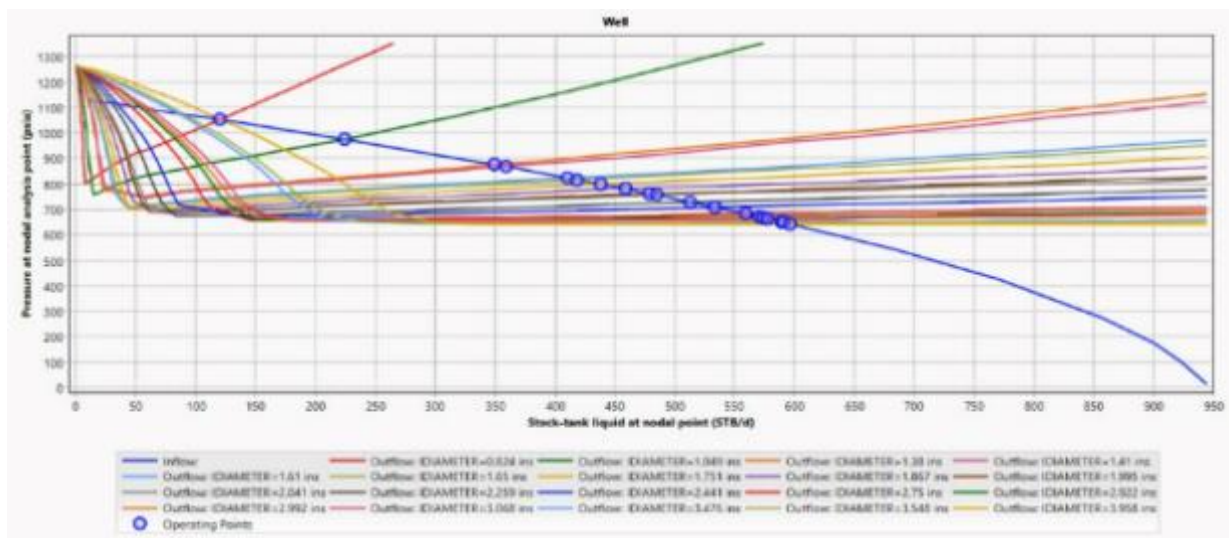
Gambar 8. Kurva IPR Sumur Nengki Perhitungan Manual Microsoft Excel



Gambar 9. Kurva IPR Sumur Nengki dari software PIPESIM model Vogel

f. Analisis Tubing Sensitivity Test

Untuk menentukan ukuran tubing yang optimal dan efektif, dilakukan analisis tubing sensitivity dengan Metode Pressure Traverse, menggunakan Pwh, GLR, water fraction, dan kedalaman sumur sebagai acuan untuk mendapatkan Pwf yang memberikan Qo optimum pada kurva IPR. Pada Sumur Nengki, analisis ini dilakukan dengan software PIPESIM, dimulai dari data well testing. Hasilnya ditunjukkan pada Gambar 10.

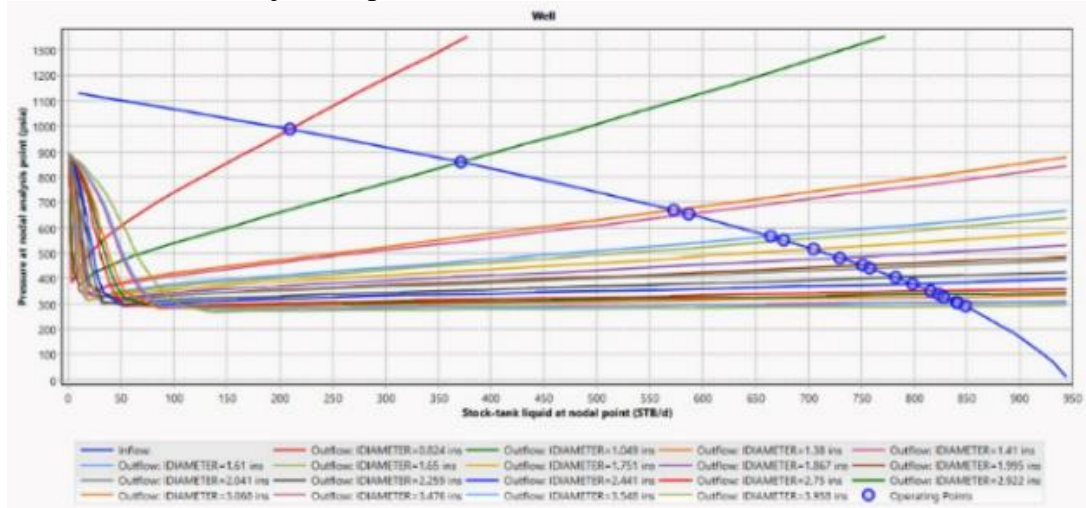


Gambar 10. Kurva Hasil Analisis Tubing Sensitivity Test Dengan Parameter Data Well Testing Sumur Nengki Tanggal 20 Maret 2023

Tabel 7. Hasil Analisis Tubing Sensitivity Test

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		STB/d	psia
1	IDIAMETER=0.824 in...	120,198	1053,104
2	IDIAMETER=1.049 in...	224,1099	976,5002
3	IDIAMETER=1.38 ins...	349,2989	876,5876
4	IDIAMETER=1.41 ins...	358,629	868,7459
5	IDIAMETER=1.61 ins...	410,4408	824,0421
6	IDIAMETER=1.65 ins...	418,7713	816,6599
7	IDIAMETER=1.751 in...	438,2208	799,1991
8	IDIAMETER=1.867 in...	458,5159	780,6269
9	IDIAMETER=1.995 in...	478,3236	762,133
10	IDIAMETER=2.041 in...	484,9597	755,8519
11	IDIAMETER=2.259 in...	512,4647	729,3355
12	IDIAMETER=2.441 in...	533,0839	708,9156

Hasil analisis *tubing sensitivity* test menggunakan *software* PIPESIM, dengan *boundary* Pwh 370 Psia dan Pr 1136 Psia serta *bean choke* 9 mm, menunjukkan bahwa *tubing* Sumur Nengki saat ini adalah *tubing* API ID 2.441 inch, dengan laju alir *liquid* 533 STB/D ditunjukkan pada **Tabel 7**. Sumur Nengki akan dirancang ulang untuk menentukan ukuran ID *tubing* yang memberikan Qopt terbesar dengan Pwh optimum untuk mendorong fluida *reservoir* secara natural flow. Hasil analisis ini ditunjukkan pada **Gambar 11**.



Gambar 11. Kurva Hasil Analisis Tubing Sensitivity Test dengan Ukuran Tubing yang Bervariasi Berdasarkan Nodal IPR dan TPR Sumur Nengki

Tabel 8. Hasil Tubing Sensitivity Test

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		STB/d	psia
1	IDIAMETER=0.824 ins Flowr...	209,4934	987,5895
2	IDIAMETER=1.049 ins Flowr...	371,1652	858,1128
3	IDIAMETER=1.38 ins Flowra...	572,552	668,3954
4	IDIAMETER=1.41 ins Flowra...	586,5319	653,5481
5	IDIAMETER=1.61 ins Flowra...	664,2863	565,304
6	IDIAMETER=1.65 ins Flowra...	676,1844	550,8099
7	IDIAMETER=1.751 ins Flowr...	704,6676	514,8141
8	IDIAMETER=1.867 ins Flowr...	729,6956	481,4718
9	IDIAMETER=1.995 ins Flowr...	751,1147	451,4514
10	IDIAMETER=2.041 ins Flowr...	757,4506	442,2758
11	IDIAMETER=2.259 ins Flowr...	782,3852	404,6715
12	IDIAMETER=2.441 ins Flowr...	798,1717	379,4637
13	IDIAMETER=2.75 ins Flowra...	815,5108	350,2914
14	IDIAMETER=2.922 ins Flow...	823,0344	337,081

Dari hasil analisis *software* PIPESIM didapatkan data *tubing sensitivity* antara Qopt dengan ukuran *tubing* yang berbeda. Berdasarkan **Tabel 8.** dibawah ini, maka ditentukan ukuran *tubing* untuk Sumur Nengki adalah *tubing* API dengan OD 3.5 inch dan ID 2.922 inch. Pemilihan ukuran *tubing* dengan pertimbangan bahwa laju alir sumur akan menurun dan perbandingan harga antara setiap ukuran *tubing* berbeda dengan perbedaan hasil Qopt yang sedikit.

g. API Grade Tubing Selection

Selanjutnya pemilihan *grade tubing* sesuai standar API. Dipilih *tubing* L80, OD 3.5 inch, ID 2.922 inch, *density* 503.8191 lbm/ft³ dengan *roughness* 0.001 inch. Dipilih *tubing grade* L80 karena memiliki ketahanan yang baik terhadap korosi CO₂ tetapi tidak cocok untuk keadaan asam dimana terdapat H₂S dengan tekanan parsial 1.5 Psi.

h. API Tubing Coupling Selection

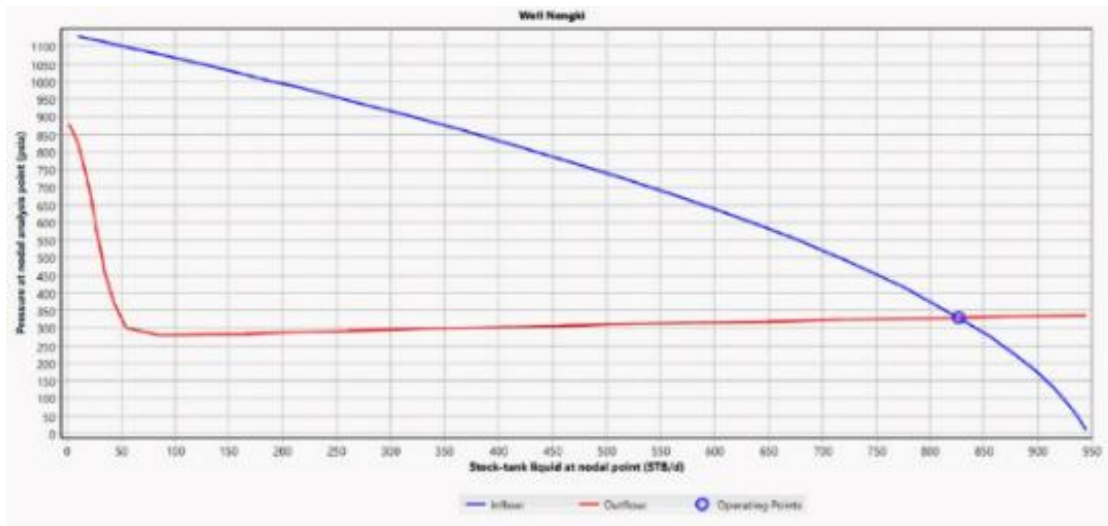
Standar API untuk *tubing coupling* terdiri dari tiga jenis: API *non-upset end* (NUE), API *external-upset end* (EUE), dan *integral tubing connection*. Sambungan EUE dipilih untuk mengurangi restriksi, memiliki efisiensi 100%, dan banyak digunakan di sumur. Dirancang lebih kuat daripada *tubing*, sambungan ini kadang menggunakan *nonmetallic seal rings* untuk *sealing* pada tekanan tinggi (lihat API Spec. 5CT SR 13). EUE tersedia dalam ukuran OD 1,050 hingga 4,500 in.

i. Sub Surface Safety Valve

Digunakan *sub surface safety valve* (SSSV) yang dapat diatur dari permukaan, sehingga dalam keadaan darurat dapat di aktifkan dari permukaan. Sumur Nengki akan dipasang SSSV tipe *flapper* dengan *landing nipple* 2.813 inch.

j. Analisis Nodal di Kepala Sumur

Analisis nodal di kepala sumur seperti yang ditunjukkan **Gambar 12.** dapat dibuat dengan pertimbangan Pwh 100 Psia, kedalaman sumur 1261.56 mTVD dan ukuran *tubing* API ID 2.922 inch. Berdasarkan analisis *software* PIPESIM didapatkan Qopt sebesar 826.16 STB/D dengan Pwf 331 Psia.



Gambar 8. Analisis Nodal IPR dan TPR Sumur Nengki

k. *Choke Performance*

Untuk menentukan ukuran bukaan *bean choke* pada Sumur Nengki, dilakukan perhitungan dengan persamaan empiris berdasarkan pada Q, GLR dan Pwh. Digunakan persamaan empiris Metode Gilbert dengan asumsi Pwh 100 Psia [3]. Berdasarkan perhitungan diperoleh ukuran bukaan *bean choke* sebesar 68/64 inch

$$P_{wh} = \frac{a_1 Q_L (GLR)^{a_2}}{(d_{choke})^{a_3}} \dots\dots\dots (6)$$

Berdasarkan perhitungan menggunakan rumus empiris Metode Gilbert didapatkan bahwa ukuran bukaan *choke* yang sesuai dengan Sumur Nengki untuk mendapatkan Qopt adalah *bean choke* 68/64 inch [3]. Lalu kemudian ukuran *bean choke* dikembalikan ke rumus empiris Metode Gilbert untuk mendapatkan Pwh yang akan didapatkan sesuai dengan ukuran *bean choke* 68/64 inch. Didapatkan hasil Pwh sebesar 95 Psia

$$P_{wh} = \frac{3.86 \times 10^{-3} \times 826.16 \times (662.66)^{0.5460}}{(68/64)^{1.890}} \dots\dots\dots (7)$$

l. *Analisis Pressure drop*

Untuk menentukan apakah perancangan sumur berhasil, perlu dilakukan analisis *pressure drop* agar dapat mengetahui sumur mengalir atau tidak. Juga dapat mengetahui dimana titik yang perlu dioptimasi sehingga fluida *reservoir* dapat mengalir dari *reservoir* menuju tanki. Pada perancangan Sumur Nengki bagian sumuran, ada beberapa titik yang memerlukan analisis kehilangan tekanan diantaranya [3]:

1. *Pressure loss* di media berpori atau di batuan *reservoir* yang belum terkena efek pengurasan menuju sekitar lubang bor.

$$\Delta P_1 = P_s - P_{wfs} \dots\dots\dots (8)$$

2. *Pressure loss* antara tekanan disekitar lubang bor (Pwfs) dengan tekanan alir dasar sumur (Pwf).

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} \dots\dots\dots (9)$$

3. Total *pressure loss* di *tubing* yaitu dari Pwf menuju Pwh dimana terjadi kehilangan tekanan karena kedalaman sumur dan ukuran *tubing* juga kekasaran dari *tubing* yang digunakan dan adanya *safety valve*.

$$\Delta P_3 = P_{wf} - P_{wh} \dots\dots\dots (10)$$

4. *Pressure loss* diantara P_{wh} dan *downstream surface choke* karena adanya jepitan dari *choke*.

$$\Delta P_4 = P_{wh} - P_{Downstream\ choke} \dots\dots\dots (11)$$
5. Total *pressure loss* sepanjang *flowline* dan *trunkline* yang dipengaruhi oleh jarak, ukuran pipa, kekasaran pipa dan perbedaan ketinggian. Diketahui melalui analisis *software* dengan jarak pipa *flowline* 30 m dan *trunkline* sepanjang 1800 m dengan perbedaan ketinggian 3 m seperti yang ditunjukkan pada **Tabel 9**.

Tabel 9. Analisis Loss Pressure Sepanjang Trunkline dengan software PIPESIM

Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate	ST GOR	ST WCUT	FL Gas rate (...)	FL WCUT
		psia	degF	STB/d	STB/d	STB/d	mmscf/d	SCF/STB	%	mmcf/d	%
1	To Separation Facilities Sink	55	59.99894	826,16	821,203	4,95696	0,5474636	666,66	0,6	0,1434949	0,5981966
2	Downstream Choke Source	60,84017	94,519	826,16	821,203	4,95696	0,5474636	666,66	0,6	0,1383175	0,5914073

$$\Delta P_5 = P_{Dchoke} - P_{end\ of\ trunkline} \dots\dots\dots (12)$$

6. Total *pressure loss* sepanjang *flowline* dan *trunkline* yang dipengaruhi oleh jarak, ukuran pipa, kekasaran pipa dan perbedaan ketinggian. Diketahui melalui analisis *software* dengan jarak pipa *flowline* 30 m dan *trunkline* sepanjang 1800 m dengan perbedaan ketinggian 3 m.

$$\Delta P_{total} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 + \Delta P_5 \dots\dots\dots (13)$$

Untuk menghitung Total Pressure Loss sepanjang *flowline* dan *trunkline*, data ΔP pada beberapa titik kritis, yaitu ΔP_1 , ΔP_2 , ΔP_3 , ΔP_4 , dan ΔP_5 , diperlukan. Perhitungan ini menggunakan rumus yang terdapat pada persamaan (8), (9), (10), (11), dan (12). Berdasarkan hasil perhitungan tekanan pada setiap titik, diperoleh nilai ΔP Total atau Total *Pressure Loss* Sepanjang *Flowline* dan *Trunkline* yang disajikan dalam Tabel 10.

Tabel 10. Total Pressure Loss Sepanjang Flowline dan Trunkline

Titik Analisis Pressure Loss	Pressure Loss (Psia)
Ps to Pwfs	27
Pwfs to Pwf	805
Pwf to Pwh	236
Pwh to P downstream choke	34
P dchoke to P end of trunkline	6
ΔP Total	1108

4. SIMPULAN

Dari perancangan sumur produksi, saat ini sumur menggunakan *tubing* API ID 2.441 inch dengan bukaan *bean choke* 9 mm, menghasilkan *gross production* sebesar 533 STB/D. Rancangan ulang dengan analisis nodal menghasilkan laju alir optimum, di mana ukuran *tubing* untuk Q_{opt} adalah *tubing* API OD 3.5 inch dan ID 2.922 inch, grade L80 dengan sambungan EUE dan tambahan SSSV tipe *flapper*. *Tubing grade* L80 dipilih untuk ketahanan terhadap korosi akibat reaksi CO_2 dan air. Tekanan *wellhead* adalah 95 Psia, dengan bukaan *bean choke* 1.0527 inch dan ukuran *bean* 68/64 inch. Total *pressure drop* dari *reservoir* statis 1163 Psia ke *trunkline* menuju fasilitas separasi adalah 1108 Psia, menghasilkan Q_{gross} 826.16 STB/D, *Qoil*

821.20 STB/D, Q_{water} 4.96 BBL/D, $watercut$ 0.6%, Q_{gas} 0.5474 MMSCF/D, dan GOR 666.66 SCF/STB.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] W. Pengju, L. Michael, and A. Khalid, "Optimization of Production Operations in Petroleum Fields," 2007, doi: 10.2523/77658-ms.
- [2] P. Sukarno, T. Ariadji, &, and I. Regina, "Pengembangan peramalan kurva ipr dua fasa secara analitis," no. 1, pp. 3–5, 2001.
- [3] Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook - Fifth Edition*. Gulf Professional Publishing.
- [4] A. Musnal and R. Melisa, "Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efisiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu," *J. Earth Energy Eng.*, vol. 5, no. 1, pp. 42–51, 2016, doi: 10.22549/jeee.v5i1.460.
- [5] G. Hermadi, "Analisa sistem nodal dalam metode articial lift," *Forum Teknol.*, vol. 06, no. 2, pp. 1–8, 2013.
- [6] M. Paramita, "Analisis Sistem Nodal di Dasar Sumur Untuk Penentuan Laju Alir Fluida Dengan Berbagai Jumlah Stages Pada Pompa ESP di Lapangan BTS," 2019, [Online]. Available: [http://repository.uir.ac.id/2893/%0Ahttps://repository.uir.ac.id/2893/1/MIA PARAMITA.pdf](http://repository.uir.ac.id/2893/%0Ahttps://repository.uir.ac.id/2893/1/MIA%20PARAMITA.pdf)
- [7] G. J. Duncan, R. M. Stahl, S. Energy, P. E. Moseley, and P. E. Moseley, "Nodal Analysis for SAGD Production Wells with ESPs Definitions , Specific to SAGD Subcool : The difference between the saturation temperature of steam at a specific pressure and the temperature of the produced fluid . Quality (X): The proportion or pe," no. June, pp. 10–12, 2014.
- [8] American Petroleum Institute, "Specification for Casing and *Tubing* - Purchasing Guidelines," vol. API 5CT, no. July 2011.
- [9] A. D. Woldeyohannes and M. A. A. Majid, "Simulation model for natural gas transmission pipeline network system," *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 19, no. 1, pp. 196–212, 2011, doi: 10.1016/j.simpat.2010.06.006.
- [10] A. Irawan and A. Isjudarto, "Evaluasi Penanggulangan Problem Scale Pada Flowline Sumur Tlj-Xxx Di Pt. Pertamina Ep Asset Ii Field Prabumulih Sumatera Selatan," *Tek. Pertamb. STTNAS Yogyakarta*, pp. 1–6, 2016, [Online]. Available: <https://journal.itny.ac.id/index.php/ReTII/article/view/188>

DAFTAR SIMBOL

$Q_{o\ max}$	= Laju alir maksimal, STB/D
$Q_{o\ test}$	= Laju alir pada saat <i>well testing</i> , STB/D
$P_{wf\ test}$	= Tekanan alir dasar sumur pada saat <i>well testing</i> , Psia
P_r	= Tekanan <i>reservoir</i> , Psia
P_{wh}	= Tekanan kepala sumur, Psia
Q_L	= Laju alir liquid, STB/D
GLR	= <i>Gas liquid ratio</i> , SCF/STB
d_{choke}	= Diameter <i>choke</i> , inch