

ANALISIS PENGARUH UKURAN TUBING TERHADAP PERFORMA PRODUKSI SUMUR HORIZONTAL DDV DENGAN SIMULASI PIPESIM

Dhio Dwi Viandika¹, Diyah Rosiani^{1*}, Pradini Rahalintar¹

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

*E-mail: diyahrosiani@gmail.com

ABSTRAK

Ukuran tubing memiliki peran penting dalam menentukan efisiensi sistem produksi minyak dan gas, terutama pada sumur horizontal yang memiliki distribusi tekanan dan aliran fluida lebih kompleks. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh variasi ukuran *tubing* terhadap laju produksi dan tekanan dasar sumur pada sumur horizontal DDV menggunakan simulasi *steady-state* dengan perangkat lunak *Schlumberger PIPESIM*. Data reservoir menunjukkan tekanan 1163 psia, *Productivity Index (PI)* sebesar 1.17 STB/d·psi, dan tekanan kepala sumur 307 psia. Simulasi dilakukan untuk tujuh variasi diameter *tubing* (1.0–4.0 in) dengan parameter fluida dan reservoir dijaga konstan. Hasil simulasi menunjukkan bahwa peningkatan diameter tubing menurunkan rugi tekanan dan *bottom-hole pressure (BHP)*, sehingga meningkatkan laju produksi hingga 22,6%. Namun, diameter di atas 3.0 in tidak memberikan peningkatan signifikan, menandakan tercapainya kondisi optimum aliran. Berdasarkan hasil *Nodal Analysis* dan hubungan *Inflow Performance Relationship (IPR)*, ukuran tubing 3.0 in direkomendasikan sebagai konfigurasi optimum yang memberikan keseimbangan terbaik antara kapasitas aliran, efisiensi tekanan, dan kestabilan sistem produksi.

Kata kunci: *Inflow Performance Relationship*, Laju produksi, Tekanan dasar sumur, *Tubing*, PIPESIM

1. PENDAHULUAN

Dalam sistem produksi minyak dan gas bumi, pemilihan ukuran tubing merupakan salah satu aspek desain *well completion* yang sangat krusial untuk menentukan kinerja aliran fluida dari reservoir ke permukaan. Ukuran tubing tidak hanya menentukan kapasitas aliran fluida, tetapi juga memengaruhi penurunan tekanan (*pressure loss*), kecepatan aliran (*flow velocity*), dan stabilitas aliran multifasa (*multiphase flow stability*) di sepanjang pipa produksi [1]. Ketidaksesuaian ukuran tubing dapat mengakibatkan penurunan produksi, tingginya kehilangan tekanan, serta peningkatan biaya operasional dan risiko masalah produksi seperti *slugging*, erosi, atau pembentukan *scale* dan parafin [2].

Pada kondisi lapangan tertentu, banyak sumur dikembangkan dengan konfigurasi sumur horizontal untuk meningkatkan kontak antara zona produktif dan reservoir. Sumur horizontal memiliki panjang lateral yang signifikan. Pada sumur horizontal, bagian *horizontal section* (lateral) berperan penting dalam meningkatkan kontak antara zona produktif dan formasi reservoir. Namun, peningkatan panjang lateral menyebabkan distribusi tekanan yang tidak seragam sepanjang lubang sumur. Kondisi ini dapat memunculkan *pressure drop* tambahan dan menyebabkan ketidakseimbangan aliran antar segmen. Oleh karena itu, pemilihan ukuran tubing yang tepat menjadi krusial agar energi reservoir tetap mampu mengangkat fluida secara efisien tanpa menyebabkan *flow restriction* atau *slugging* di dalam tubing.

Secara umum, semakin besar diameter dalam (*inner diameter*/ID) tubing, maka semakin kecil kehilangan tekanan akibat gesekan, sehingga memungkinkan peningkatan laju produksi fluida [3]. Namun, peningkatan diameter tubing secara berlebihan dapat mengurangi kecepatan fluida, yang berpotensi menimbulkan masalah seperti pengendapan padatan pada sistem dua atau tiga fasa [4]. Oleh karena itu, diperlukan suatu optimasi ukuran tubing, di mana keseimbangan antara kapasitas produksi dan efisiensi tekanan tercapai.

Berbagai penelitian telah menunjukkan bahwa pemilihan diameter tubing yang optimum sangat tergantung pada karakteristik reservoir dan fluida, termasuk *gas oil ratio* (GOR), viskositas, densitas, serta tekanan dan temperatur reservoir [5],[6]. Bahwa perubahan diameter tubing dapat mengubah gradien tekanan di sepanjang sumur serta memengaruhi *bottom hole flowing pressure* (Pwf), sehingga berdampak langsung pada laju produksi [7]. Dalam suatu penelitian serupa, bahwa pemilihan diameter tubing yang sesuai dapat meningkatkan efisiensi produksi hingga 10–15% dibandingkan desain konvensional dengan ukuran tubing tetap [8].

Untuk mendukung analisis performa aliran dan optimasi ukuran tubing, berbagai perangkat *simulation software* telah dikembangkan, salah satunya adalah PIPESIM yang banyak digunakan dalam industri perminyakan. PIPESIM merupakan perangkat lunak yang mampu memprediksi perilaku fluida di dalam tubing dengan memperhitungkan berbagai mekanisme aliran (*stratified, annular, slug, bubble*) serta pengaruh tekanan, temperatur, dan properti fisik fluida terhadap performa sistem produksi [9]. Selain itu, *software* ini mampu melakukan analisis sensitivitas terhadap parameter desain seperti ukuran tubing, tekanan kepala sumur (*wellhead pressure*), serta kondisi reservoir untuk menentukan desain yang paling efisien [10].

Model prediksi ukuran tubing optimum menggunakan nodal analysis, di mana kombinasi antara tekanan dasar sumur dan laju alir permukaan digunakan untuk menilai titik operasi optimum (*optimum operating point*) [11]. Bahwa setiap sistem produksi memiliki ukuran tubing optimum yang bergantung pada kondisi reservoir, dan ukuran yang terlalu besar tidak selalu memberikan peningkatan produksi yang signifikan [13].

Meskipun penelitian-penelitian tersebut telah memberikan kontribusi penting dalam memahami pengaruh ukuran tubing terhadap performa produksi, masih diperlukan kajian lebih lanjut untuk sumur horizontal dengan karakteristik fluida dan kondisi reservoir spesifik. Hal ini disebabkan oleh perbedaan distribusi tekanan sepanjang lateral, panjang tubing yang relatif lebih besar, serta fenomena aliran multifasa yang lebih kompleks dibandingkan sumur vertikal [14]. Selain itu, kebanyakan studi terdahulu hanya meninjau satu atau dua variasi ukuran tubing. Pada studi ini akan membahas tujuh variasi ukuran tubing untuk mengevaluasi pengaruh perubahan diameter terhadap laju produksi minyak dan tekanan dasar sumur pada sumur horizontal. Tujuan penelitian ini adalah untuk menganalisis hubungan antara ukuran tubing dengan kinerja produksi sumur horizontal berdasarkan hasil simulasi PIPESIM, menentukan ukuran tubing optimum yang memberikan laju produksi maksimum dengan tekanan minimum, dan memberikan rekomendasi teknis bagi perancangan tubing yang efisien dan ekonomis pada kondisi reservoir serupa.

2. METODE

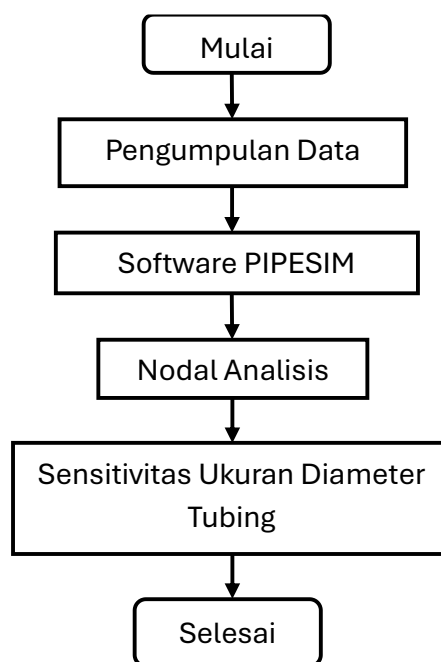
A. Pengumpulan Data Lapangan

Penelitian ini dilakukan pada sumur produksi minyak dan gas di sumur horizontal DDV di Indonesia yang terletak di daerah Kalimantan Timur. Data dikumpulkan pada tanggal 20 Januari 2023 hingga 20 Maret 2023. Data fluida dan data sumur dikumpulkan dari hasil survei produksi sumur. Validasi dilakukan untuk memastikan konsistensi antara tekanan, temperatur, dan GOR terhadap data PVT standar.

B. Data Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi: (1) data reservoir yang mencakup tekanan reservoir (P_r), temperatur reservoir, dan *productivity index* (PI), (2) data fluida produksi yang terdiri dari *water cut*, API gravity, *gas oil ratio* (GOR), *gas specific gravity*, dan *water specific gravity*. Data diperoleh dari hasil pengukuran lapangan pada sumur *horizontal* minyak ringan tahun 2023. Fluida produksi yang digunakan dalam simulasi dikategorikan sebagai *undersaturated light oil*, berdasarkan rasio GOR sebesar 577.6 SCF/STB dan tekanan reservoir 1163 psia yang masih berada di atas *bubble point pressure*. Dengan demikian, kondisi fluida dianggap satu fasa cair (*single-phase oil*) pada dasar sumur, sementara fase gas mulai terbentuk saat mendekati permukaan.

Perangkat lunak yang digunakan adalah PIPESIM yang mampu memodelkan kondisi aliran *steady-state multiphase* dan menghitung profil tekanan sepanjang tubing dengan metode *Nodal Analysis*. Diagram alir penelitian dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

C. Software PIPESIM

Dalam penelitian ini menggunakan *software* PIPESIM dengan nilai PI ditentukan sebesar 1.17 STB/(d·psi) berdasarkan data produksi aktual. Kurva IPR dibangun dalam PIPESIM untuk menggambarkan karakteristik aliran fluida dari reservoir menuju dasar sumur. Selanjutnya, kurva IPR ini dibandingkan dengan kurva Outflow Performance dari berbagai ukuran tubing untuk menentukan titik keseimbangan (*operating point*) pada setiap variasi diameter. Analisis IPR menjadi dasar utama dalam Nodal Analysis, karena menentukan batas kemampuan reservoir terhadap perubahan kondisi permukaan atau perubahan desain tubing. Dengan mengkombinasikan hasil IPR dan *Vertical Lift Performance* (VLP), dapat diperoleh diameter tubing optimum yang memberikan keseimbangan terbaik antara kemampuan aliran dan efisiensi tekanan dalam sistem produksi.

D. Simulasi Variasi Ukuran Diameter Tubing Menggunakan Nodal Analisis.

Simulasi dilakukan dengan mengubah inner diameter (ID) tubing menjadi tujuh variasi: 1.0 in, 1.5 in, 2.0 in (*base case*), 2.5 in, 3.0 in, 3.5 in, dan 4.0 in. Parameter reservoir, fluida, dan tekanan kepala sumur diasumsikan konstan untuk memastikan perbedaan hasil hanya disebabkan oleh perubahan ukuran tubing. Dari setiap simulasi diperoleh nilai laju produksi (STB/d) dan tekanan dasar sumur (Pwf) yang kemudian dianalisis untuk menentukan titik optimum ukuran tubing, yaitu kondisi di mana kenaikan diameter tidak lagi menghasilkan peningkatan produksi yang signifikan.

E. Hasil Simulasi

Dari hasil simulasi memperoleh hasil laju produksi dan tekanan dasar sumur dari setiap variasi ukuran tubing. Data diolah untuk memperoleh hubungan antara diameter tubing dengan kinerja produksi sumur. Kurva IPR dan *Outflow Performance* untuk variasi ukuran tubing. Titik potong antara kurva IPR dan outflow menggambarkan titik operasi (*operating point*) yang menunjukkan keseimbangan antara kemampuan reservoir mendorong fluida ke permukaan dan kapasitas alir tubing.

3. PEMBAHASAN

A. Data Penelitian

Data penelitian ini diperoleh dari salah satu sumur horizontal produksi *light oil*. Data mencakup kondisi reservoir, fluida, dan *downhole equipment* yang digunakan dalam simulasi. Parameter dasar yang digunakan ditampilkan pada Tabel 1 dan Tabel 2 berikut. Simulasi dilakukan menggunakan PIPESIM untuk mengevaluasi pengaruh perubahan *inner diameter* (ID) tubing terhadap laju produksi (q) dan tekanan dasar sumur (Pwf). Ukuran tubing yang disimulasikan terdiri dari tujuh variasi, yaitu: 1.0 in, 1.5 in, 2.0 in, 2.5 in, 3.0 in, 3.5 in, dan 4.0 in. Semua parameter reservoir dan fluida diasumsikan sama.

Tabel 1. Tabel Downhole Equipment

<i>Tubulars</i>	From mD (m)	To mD (m)	ID (in)	Wall Thicknes (in)	Roughness (in)
<i>Conductor Casing</i>	0	36	18,73	0,635	0,001
<i>Surface Casing</i>	0	211	12,415	0,48	0,001
<i>Intermediete Casing</i>	0	691	8,835	0,395	0,001
<i>Liner</i>	691	1273	6,034424	0,2697903	0,001
<i>Tubing</i>	-	706	2,011475	0,301712	0,001
<i>Packer</i>	691	-	-	-	-

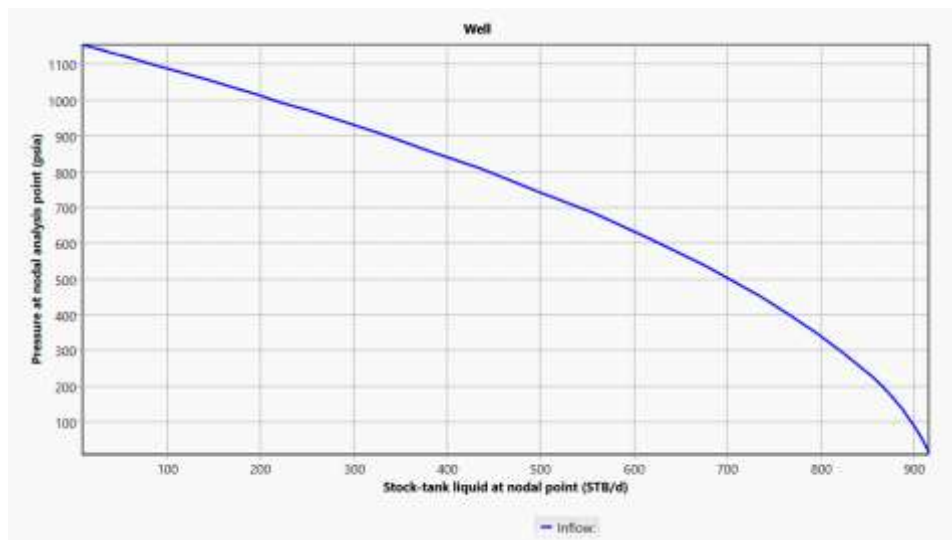
Tabel 2. Tabel Data Reservoir

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Reservoir Pressure (Pr)</i>	1163	psia
<i>Reservoir Temperature</i>	138	°F
<i>Productivity Index (PI)</i>	1,17	STB/(d.psi)

Water Cut	1	%
API Gravity	37,859	°API
Gas-Oil Ratio (GOR)	577,6	SCF/STB
Gas Specific Gravity	0,634	-
Water Specific Gravity	1,02	-
Wellhead Pressure	307	psia

B. Inflow Performance Relationship (IPR)

Gambar 2 di bawah ini menunjukkan kemampuan alami reservoir untuk menghasilkan fluida tanpa bantuan *artificial lift* dan berfungsi sebagai batas atas (upper limit) bagi sistem produksi. Titik pada kurva menunjukkan keseimbangan antara energi reservoir dan hambatan aliran menuju dasar sumur. Oleh karena itu, analisis IPR menjadi langkah awal dalam menentukan performa produksi dan mengevaluasi dampak perubahan desain tubing terhadap efisiensi sistem sumur horizontal.



Gambar 2. Kurva IPR Nodal Analisis

Hubungan antara laju produksi (q) dan tekanan dasar sumur (P_{wf}) dijelaskan menggunakan persamaan IPR. Dapat dirumuskan sebagai berikut,

$$q = PI \times (P_i - P_{wf}) \quad (1)$$

Dari data penelitian, $P_r = 1163$ psia dan $PI = 1,17$ STB/d.psi. Sehingga untuk tiap variasi tubing, tekanan dasar sumur dapat dihitung dengan:

$$P_{wf} = P_r - \frac{q}{PI} \quad (2)$$

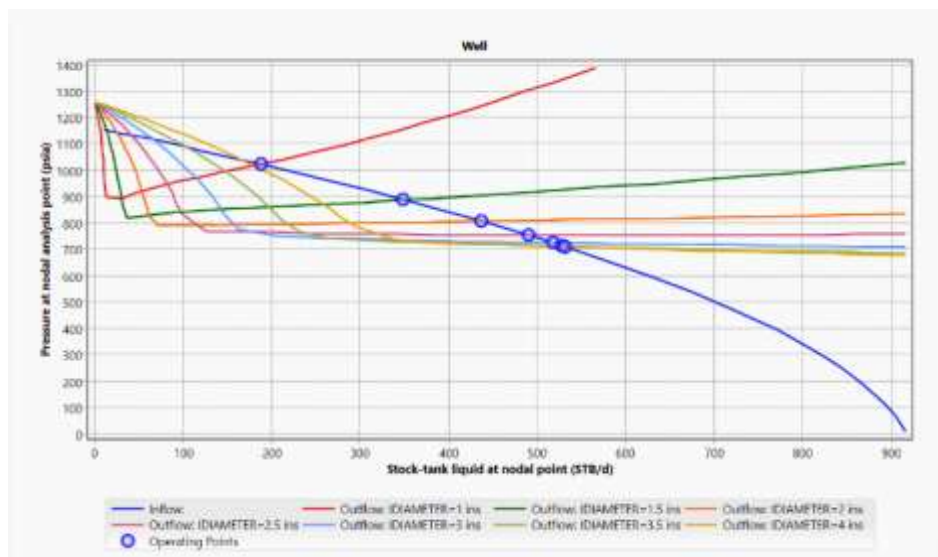
Contoh pada Tabel 3, untuk tubing ID = 3.0 in dengan $q = 511,3584$ STB/d, maka P_{wf} 806.6 psia.

Nilai ini sesuai dengan hasil simulasi PIPESIM, yang menunjukkan bahwa model simulasi merepresentasikan kondisi lapangan dengan baik. Semakin besar perbedaan tekanan antara tekanan reservoir (P_r) dan tekanan dasar sumur (P_{wf}), maka semakin besar pula kemampuan fluida untuk mengalir ke permukaan, sehingga laju produksi meningkat. Namun, pada tubing dengan ID lebih dari 3.0 in, penurunan nilai P_{wf} tidak lagi menghasilkan peningkatan laju produksi yang berarti. Kondisi ini menunjukkan bahwa titik optimum produksi telah tercapai, di mana tambahan peningkatan ukuran tubing tidak memberikan manfaat produksi yang signifikan.

Hasil simulasi dan analisis IPR membuktikan bahwa perbesaran diameter tubing memang meningkatkan performa produksi, tetapi hanya efektif hingga batas tertentu. Berdasarkan hasil analisis tersebut, tubing dengan ukuran 3.0 in direkomendasikan sebagai ukuran optimum yang memberikan keseimbangan terbaik antara efisiensi tekanan dan laju produksi untuk kondisi reservoir dan fluida pada sumur ini.

C. Hasil Dan Analisis Simulasi Sensitivitas PIPESIM

Nilai hasil simulasi disajikan pada Gambar 3 dan Tabel 3 berikut.



Gambar 3. Hasil Simulasi Sensitivitas Tubing

Tabel 3. Tabel Hasil Simulasi

ID Tubing (in)	Laju Produksi (STB/d)	P_{wf} (psia)
1.0	174,1096	1014,188
1,5	325,3999	884,8804
2.0	416,9951	806,5939
2,5	477,7425	754,6731
3.0	511,3584	725,9416
3,5	523,7954	715,3116
4.0	528,0991	711,6332

Kurva *Vertical Lift Performance (VLP)* seluruh variasi tubing berawal dari titik yang sama pada kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)* karena tekanan reservoir dan *Productivity Index (PI)* dijaga konstan. Dengan demikian, perbedaan performa antar tubing hanya disebabkan oleh perubahan *loss pressure* di sepanjang tubing, bukan oleh perubahan kapasitas reservoir. Semakin besar diameter tubing, gradien tekanan di dalam pipa berkurang, sehingga titik potong antara IPR dan VLP bergeser ke arah laju produksi yang lebih tinggi. Namun, pada diameter di atas 3.0 in, kurva VLP mulai mendatar dan mendekati batas performa reservoir, menunjukkan bahwa sistem telah mencapai kondisi optimum di mana tambahan peningkatan ukuran tubing tidak menghasilkan kenaikan signifikan pada laju produksi. Dari hasil simulasi terlihat bahwa peningkatan diameter tubing berbanding lurus dengan kenaikan laju produksi, sedangkan tekanan dasar sumur (P_{wf}) justru mengalami penurunan. Kondisi ini dapat dijelaskan karena perubahan ukuran tubing secara langsung memengaruhi *pressure loss* di sepanjang pipa produksi.

Pada tubing dengan diameter kecil (1.0-1.5 in), kecepatan aliran fluida menjadi tinggi sehingga gesekan antara fluida dan dinding tubing meningkat. Tingginya gaya gesek ini menimbulkan penurunan tekanan yang cukup besar di sepanjang tubing. Akibatnya, fluida yang berasal dari reservoir membutuhkan tekanan yang lebih tinggi untuk mencapai permukaan. Kondisi tersebut menyebabkan tekanan dasar sumur meningkat mendekati tekanan reservoir, sehingga selisih tekanan ($Pr - P_{wf}$) yang berperan sebagai pendorong utama aliran menjadi kecil dan menurunkan laju produksi. Sebaliknya, pada tubing dengan diameter lebih besar (2.5-4.0 in), kecepatan fluida berkurang sehingga mengakibatkan penurunan tekanan (*pressure loss*) akibat gesekan menjadi lebih rendah. *Pressure loss* ini mengakibatkan tekanan dasar sumur (P_{wf}) turun, memperbesar perbedaan tekanan ($Pr - P_{wf}$), dan akhirnya meningkatkan kemampuan fluida untuk mengalir ke permukaan.

Dengan demikian, semakin besar diameter tubing, semakin kecil hambatan aliran, dan semakin besar laju produksi yang dihasilkan. Namun, peningkatan diameter tubing tidak selalu memberikan pertambahan produksi yang signifikan. Pada ukuran tubing di atas 3.0 in, peningkatan laju produksi menjadi sangat kecil karena *pressure loss* sudah relatif minimal. Selain itu, kecepatan fluida yang terlalu rendah dapat menimbulkan permasalahan aliran seperti *slugging*, terutama pada sistem multifasa. *Slugging* adalah fenomena aliran multifasa yang terjadi ketika fase cair dan gas dalam pipa mengalir secara bergantian atau bergelombang. Kondisi ini menyebabkan pembentukan slug cairan dan slug gas yang terputus-putus, yang dapat menimbulkan masalah seperti fluktuasi tekanan, kerusakan peralatan, dan pemisahan fase yang tidak efisien. Oleh karena itu, tubing dengan diameter 3.0 in dinilai sebagai ukuran optimum, karena memberikan keseimbangan ideal antara kapasitas aliran, efisiensi tekanan, dan kestabilan sistem produksi. Bahwa penambahan diameter tubing efektif hanya sampai batas tertentu sebelum kehilangan manfaat ekonomis terhadap peningkatan laju produksi.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis nodal menggunakan PIPESIM, variasi ukuran tubing terbukti berpengaruh signifikan terhadap kinerja produksi sumur horizontal. Peningkatan ukuran tubing dari 1.0 hingga 3.0 in menurunkan rugi tekanan, menurunkan tekanan dasar sumur (P_{wf}), dan meningkatkan laju produksi hingga lebih dari 22%. Namun, pada ukuran tubing di atas 3.0 in, peningkatan laju produksi tidak lagi signifikan, menandakan kondisi optimum aliran telah tercapai.

Dengan demikian, ukuran tubing 3.0 in direkomendasikan sebagai konfigurasi optimum untuk kondisi reservoir dan fluida pada sumur horizontal DDV karena memberikan keseim-

bangun terbaik antara efisiensi tekanan, kapasitas alir, dan stabilitas aliran. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan agar dilakukan simulasi *transient flow* dan pengujian pengaruh sistem pengangkatan buatan (*artificial lift*) terhadap performa produksi untuk memperoleh hasil yang lebih representatif terhadap kondisi lapangan aktual.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] H. D. Beggs, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, Tulsa, OK: OGCI Publications, 2012.
- [2] M. J. Economides, A. D. Hill, and C. Ehlig-Economides, *Petroleum Production Systems*, 2nd ed., Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2013.
- [3] B. Guo, W. C. Lyons, and A. Ghalambor, *Petroleum Production Engineering*, 2nd ed., Gulf Professional Publishing, Houston, 2017.
- [4] S. O. Kareem et al., "A review of multiphase flow modeling in oil and gas wells," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 9, pp. 1–16, 2019.
- [5] T. Ahmed, *Hydrocarbon Phase Behavior*, 3rd ed., Houston, TX: Gulf Publishing, 2017.
- [6] H. Li and X. Liu, "Evaluation of tubing performance and production optimization in horizontal wells," *Energies*, vol. 15, no. 3, pp. 1–15, 2022.
- [7] A. Al-Muntasheri et al., "Optimization of production tubing size for improved well performance," *SPE Production & Operations*, vol. 25, no. 4, pp. 459–467, 2010.
- [8] B. Guo and J. Liu, "Modeling multiphase flow in production tubing for well performance optimization," *Energy Reports*, vol. 3, pp. 89–96, 2017.
- [9] Schlumberger, *PIPESIM 2023 User Manual*, Schlumberger Ltd., 2023.
- [10] M. Santos, P. Sousa, and J. Ribeiro, "Simulation-based optimization of tubing diameter using Pipesim," *Energies*, vol. 13, no. 14, pp. 3621–3633, 2020.
- [11] Y. Zhang, X. Song, and C. Liu, "Optimum tubing size prediction model for vertical multiphase flow," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 8, pp. 1345–1356, 2018.
- [12] M. Santos, P. Sousa, and J. Ribeiro, "Simulation-based optimization of tubing diameter using Pipesim," *Energies*, vol. 13, no. 14, pp. 3621–3633, 2020.
- [13] X. Zhang and L. Zhao, "Analysis of multiphase flow performance for different tubing sizes using Pipesim," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 96, pp. 104264, 2022.
- [14] M. I. Fattah and T. Alkandari, "Performance analysis of horizontal wells under different tubing configurations," *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*, SPE-198721-MS, 2019.

Daftar Simbol

q	=	Laju produksi, STB/d
PI	=	Productivity Index, STB/d.psi
Pr	=	Tekanan reservoir, psia
P_{wf}	=	Tekanan dasar sumur, psia