
REDESIGN KATUP GAS LIFT (CONTINUOUS) MENGGUNAKAN METODE ANALISIS NODAL UNTUK OPTIMASI PRODUKSI SUMUR BRAVO-011 DI PT PERTAMINA HULU ROKAN REGION 1 ZONA 4 FIELD LIMAU

oleh

Sefilra Andalucia¹ Ekariza², Bagas Juniar Kusuma Negara³

¹PT Badak LNG

^{2,3}Politeknik Akamigas Palembang

Jl. Gub. H. Bastari No. 9, 8 Ulu Kecamatan Seberang Ulu I kota Palembang, Sumatera Selatan 30257, Indonesia

E-mail: ¹andalucia@pap.ac.id

Article History:

Received: 23-06-2024

Revised: 11-07-2024

Accepted: 18-07-2024

Keywords:

Redesign, Katup Gas Lift, Analisis Nodal, Sumur Bravo-011, PT Pertamina Hulu Rokan Region 1 Zona 4 Field Limau

Abstract: Sumur Bravo-011 merupakan salah satu sumur minyak di Lapangan Limau yang memproduksi menggunakan gas lift. Produktivitas Sumur Bravo-011 tergolong rendah, karena pengaruh penurunan tekanan reservoir dan diikuti peningkatan nilai watercut mencapai 95%. Dari data profil sumur dan struktur diketahui nilai tekanan reservoir sebesar 1500 Psi, tekanan dasar sumur sebesar 900 Psi, kedalaman sumur mencapai 4950,787 ft dan laju produksi 843 BPD. Berdasarkan analisis kurva IPR, Sumur Bravo-011 memiliki laju alir maksimum mencapai 1460,115 BPD, artinya sumur ini masih memiliki potensi untuk memproduksi lebih besar. Setelah dilakukan analisis nodal diketahui bahwa laju alir optimum yang dapat dicapai yaitu sebesar 980 BPD. Adanya potensial produksi tersebut, membuat perusahaan berusaha meningkatkan produksi sumur dengan melakukan redesign katup gas lift pada sumur tersebut. Redesign katup gas lift Sumur Bravo-011 dilakukan melalui tiga tahapan, yaitu tahap desain secara manual, kemudian dilanjutkan tahap desain secara simulasi serta tahap uji sensitivitas terhadap hasil desain yang diperoleh. Berdasarkan hasil desain secara manual, diketahui jumlah katup yang dibutuhkan sebanyak 4 unit dengan kedalaman setiap katup yaitu 1550 ft, 2500 ft, 3125 ft dan 3700 ft. Kemudian hasil tersebut dilanjutkan ke tahap desain menggunakan Simulator IPM Prosper dan didapatkan desain jumlah katup sebanyak 3 unit dengan kedalaman setiap katup yaitu 1337,8 ft, 1757,2 ft dan 2018,1 ft serta perkiraan laju produksi liquid sebesar 904,3 BPD dengan laju produksi minyak 45,2 BOPD. Selanjutnya dilakukan uji sensitivitas pada hasil desain tersebut dengan delapan opsi berbeda, dan didapatkan persentase oil gain dari masing-masing opsi yaitu 7,2%, 8,9%, 7,2%, 8,8%, 9,6%, 10,8%, 8,9% dan 9,8%. Dari 8 opsi uji sensitivitas tersebut, terdapat oil gain tertinggi yaitu opsi 6 dengan persentase sebesar 10,8%.

PENDAHULUAN

Artificial lift merupakan salah satu jenis metode yang diterapkan dalam memproduksi suatu sumur minyak bumi. Sebagian sumur produksi di seluruh dunia membutuhkan sistem pengangkatan buatan, karena selama masa produksi, tekanan reservoir sebagai pendorong alami terus berkurang sehingga tidak mampu mendorong minyak menuju ke permukaan. Umumnya terdapat beberapa jenis metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) yang digunakan, salah satunya adalah *gas lift*.

Gas lift merupakan teknologi *artificial lift* yang dapat meningkatkan laju produksi minyak dengan cara menginjeksikan gas terkompresi ke dalam sumur produksi melalui *annulus* (Guo, 2007). Terdapat tiga faktor utama dalam penerapan *gas lift* sebelum digunakan pada suatu sumur produksi, yaitu adanya gas untuk injeksi, adanya kompresor gas dan *gas lift screening criteria*.

Lapangan Limau merupakan salah satu lapangan migas yang dioperasikan oleh PT Pertamina Hulu Rokan Region 1 Zona 4. Sebagian sumur produksi di Lapangan Limau diterapkan *continuous gas lift* sebagai metode *artificial lift*-nya. Sumur-sumur *gas lift* di Lapangan Limau ini telah mengalami penurunan produksi dengan rata-rata *watercut* diatas 90%, salah satu sumur *gas lift* tersebut yaitu Sumur Bravo-011 di wilayah Stasiun Pengumpul Delta. Sumur Bravo-011 memiliki laju produksi harian sebesar 843 BLPD dengan laju produksi minyak 42,15 BOPD, diperkirakan bahwa rendahnya produksi minyak Sumur Bravo-011 ini disebabkan karena kinerja *gas lift* yang belum optimal, sehingga diperlukan langkah optimasi produksi pada sumur *gas lift* tersebut dengan tujuan untuk mengoptimalkan kemampuan produktivitasnya.

LANDASAN TEORI

Productivity Index (PI)

Productivity Index (PI) suatu sumur adalah angka penunjuk (indeks) yang digunakan untuk menyatakan kemampuan produksi suatu sumur pada kondisi tertentu. Secara definitif, PI adalah perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan suatu sumur, terhadap perbedaan tekanan (*drawdown*) antara tekanan statik (P_s) dengan tekanan aliran (P_{wf}) di dasar sumur. Berikut persamaan PI secara umum:

$$PI = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}, \text{ satuan bbl/psi/day}$$

Dimana:

PI = *Productivity index* (BPD/psi)

Q = Laju alir (BPD)

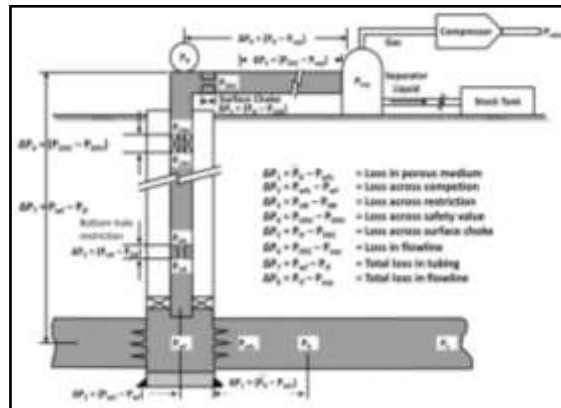
P_r = Tekanan reservoir (psi)

P_{wf} = Tekanan dasar sumur (psi)

Inflow Perform. Relationship (IPR)

Inflow performance relationship (IPR) suatu sumur adalah gambaran tentang kemampuan sumur yang bersangkutan untuk memproduksi atau menghasilkan fluida. Kemampuan sumur untuk menghasilkan fluida tergantung pada faktor-faktor berikut:

1. Sifat fisik batuan
2. Geometri sumur dan daerah pengurasan
3. Sifat fisik fluida yang mengalir



Gambar 2. Analisis Sistem Nodal

Pada umumnya, analisis sistem nodal untuk sumur-sumur *gas lift* dilakukan dengan cara memilih *wellhead* sebagai P_{node} .

Simulator Prosper untuk Metode Gas Lift

Simulator Prosper merupakan salah satu simulator bagian dari *software* IPM yang digunakan untuk membuat model sumur, guna menganalisa dari aspek PVT (karakteristik fluida), korelasi yang digunakan untuk menghitung *pressure loss* di *tubing* dan merupakan perhitungan terhadap *vertical lift performance* serta dapat digunakan untuk menentukan kurva IPR (Melysa, R. dkk, 2017).



Gambar 3 Simulator IPM Prosper

METODE PENELITIAN

Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian Tugas Akhir dengan bahasan *Redesign Katup Gas Lift (Continuous)* Menggunakan Metode Analisis Nodal untuk Optimalisasi Produksi Sumur Bravo-011 yang dilaksanakan ± 1 bulan pada tanggal 01 s.d 31 Mei 2021 dibawah *Production Department* di PT Pertamina Hulu Rokan Region 1 Zona 4.

Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan pada penelitian Tugas Akhir ini yaitu *field research*, dimana penelitian dilakukan melalui tiga tahapan, yaitu studi literatur, diskusi dan wawancara serta observasi lapangan.

Data Penelitian

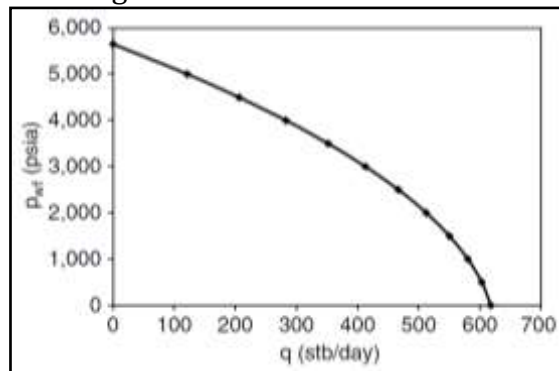
Dalam penelitian ini, ada dua jenis data yang digunakan diantaranya data utama berupa data profil sumur dan data produksi sumur *gas lift* Bravo-011 serta data pendukung berupa data karakteristik Struktur Alpha.

Tahap Analisis dan Pengolahan Data

Analisis Sistem Nodal

A. Penentuan $Q_{\max}$ dan Plot Kurva IPR

Nilai $Q_{\max}$ ditentukan menggunakan persamaan dan penentuan kurva IPR berdasarkan persamaan IPR dua fasa serta grafis.



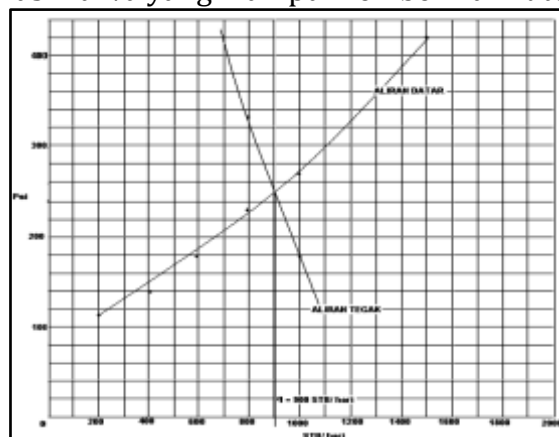
Gambar 4 Grafik IPR Aliran Dua Fasa

Penentuan Titik Nodal

Analisis nodal pada Sumur bravo-011 dilakukan pada kepala sumur sebagai titik *node* (P_{node}). Dengan titik *node* pada kepala sumur, maka kita dapat mencari nilai Q_{opt} pada Sumur Bravo-011 dengan cara melakukan perhitungan dan menentukan ukuran diameter *tubing* dan *flowline* yang paling optimal menggunakan grafik *pressure traverse*.

Plot Grafik *Inflow vs Outflow*

Dengan memasukkan harga *pressure differential* P_{wf} ke P_{wh} dari beberapa jenis diameter *tubing*, dan memasukkan harga *total pressure* P_{sep} ke P_{wh} dari beberapa jenis diameter *flowline* pada grafik kartesian. Kemudian dapat dilihat pada grafik dimana titik perpotongan dari kombinasi kurva yang mampu memberikan *rate* paling optimum (Q_{opt}).



Menentukan *Optimum Rate* (Q_{opt})

Nilai laju alir optimum Sumur Bravo-011 dapat dicapai dengan cara melihat titik perpotongan garis antara kurva *inflow* dan kurva *outflow* pada grafik kartesian yang mampu

memberikan nilai *rate* produksi paling optimum.

Redesign Katup Gas Lift (Manual)

A. Penentuan Titik Injeksi

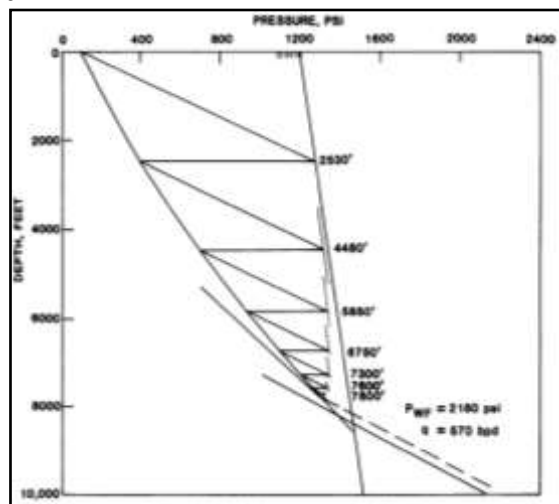
Titik injeksi gas ditentukan berdasarkan pedoman Pertamina dalam mendesain *gas lift*. Penentuan ini dilakukan untuk mengetahui titik dari katup operasional.

B. Penentuan Jumlah Gas Injeksi

Jumlah gas injeksi dihitung berdasarkan pedoman Pertamina dalam mendesain *gas lift*. Hal ini bertujuan untuk mengetahui volume gas yang harus disediakan sebagai gas injeksi nantinya.

C. Penentuan Kedalaman Katup Gas Lift

Kedalaman setiap katup *gas lift* ditentukan berdasarkan pedoman Pertamina dalam mendesain *gas lift*. Tujuan penentuan ini untuk mengetahui posisi kedalaman setiap katup yang akan diinstalasikan.



Gambar 3.3 Grafik Penentuan GLV Depth

3.4.3 Redesign Katup Gas Lift (Simulator IPM Prosper)

Dalam mendesain ulang katup gas lift menggunakan Simulator IPM Prosper terdiri atas beberapa tahapan. Diantaranya yaitu melengkapi *summary data input*, Melengkapi *PVT data*, Melengkapi *IPR data input*, serta tahap mendesain *gas lift*.

3.4.4 Uji Sensitivitas Produksi

Berikut 8 opsi uji sensitivitas produksi:

Tabel 3. Opsi Uji Sensitivitas Produksi

Opsi Uji	Parameter		
	Q_{inj}	P_{ko} & P_{so}	ΔD_v
Basecase	-	-	-
Opsi 2	✓	-	-
Opsi 3	-	✓	-
Opsi 4	-	-	✓
Opsi 5	✓	✓	-
Opsi 6	-	✓	✓
Opsi 7	✓	-	✓

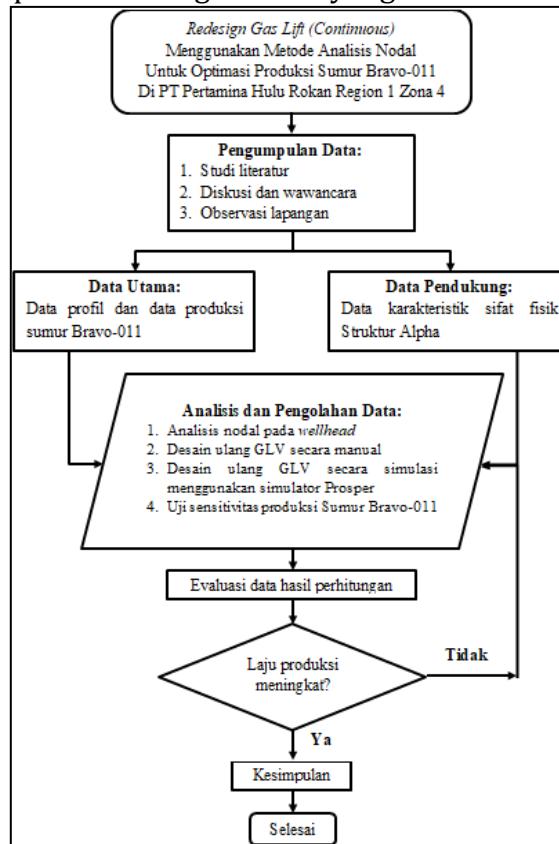
Opsi 8	✓	✓	✓
--------	---	---	---

Keterangan :

- = Nilai tetap ✓ = Nilai diubah

3.5 Bagan Alir Penelitian

Berikut bagan alir penelitian Tugas Akhir yang dilakukan:



Gambar 4 Bagan Alir Penelitian

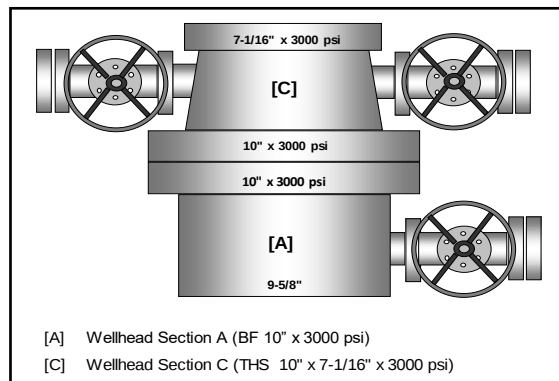
HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur Bravo-011

Sumur Bravo-011 merupakan sumur produksi minyak di Lapangan Limau yang dikelola oleh PT Pertamina Hulu Rokan Region 1 Zona 4, saat ini sumur memproduksi menggunakan metode *gas lift*. Berdasarkan data *well history*, Sumur Bravo-011 pertama kali diproduksi menggunakan *artificial lift* jenis *gas lift* pada tahun 2016. Saat ini laju produksi Sumur Bravo-011 adalah sebesar 843 BLPD dengan *watercut* mencapai 95%, dan berdasarkan hasil analisis kurva IPR dan analisis nodal yang dilakukan, diketahui bahwa Sumur Bravo-011 masih memiliki potensi laju produksi yang lebih tinggi dari laju produksi saat ini. Berikut rincian data Sumur Bravo-011.

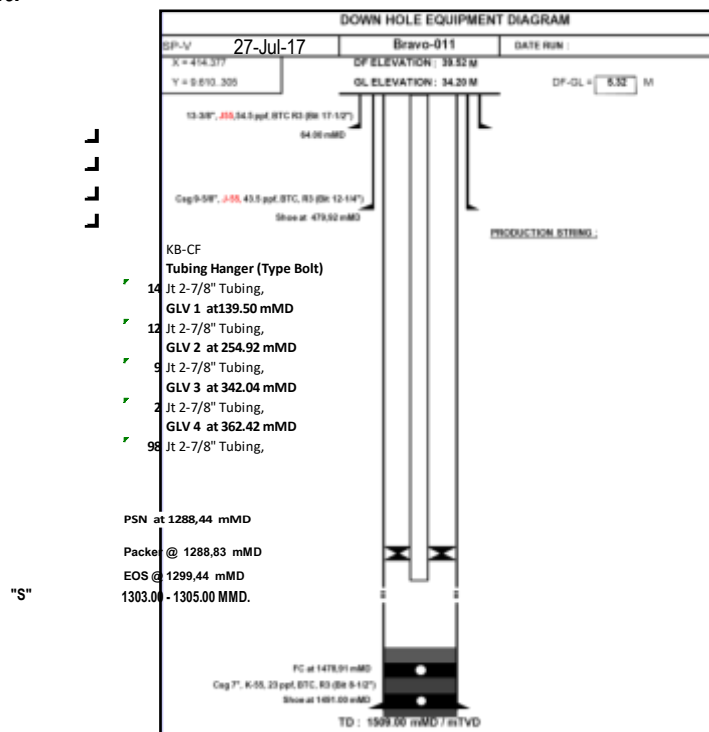
Penampang Sumur

Berikut gambar penampang *installed wellhead* yang terpasang pada Sumur Bravo-011 saat ini:



Gambar 5 Wellhead Schematic

Adapun rincian data dari komponen *subsurface* yang terpasang pada Sumur Bravo-011 adalah berikut:



Gambar 6 Downhole Equip. Diagram

4.2 Analisis Nodal Sumur Bravo-011

Prosedur langkah kerja pada analisis sistem nodal yang dilakukan pada Sumur Bravo-011 dijabarkan sebagai berikut.

4.2.1 Perhitungan *Productivity Index* (PI)

Perhitungan PI dilakukan untuk mengetahui kemampuan produksi Sumur Bravo-011 sebelum plot kurva IPR. Berikut perhitungan PI yaitu:

$$PI = \frac{Q_L}{(P_r - P_b) + \left(\frac{P_b}{1.8} \right) \cdot A} = 1,444 \text{ BPD/psi}$$

4.2.2 Penentuan Laju Alir Maks. ($Q_{\max}$)

Jenis aliran fluida produksi pada Sumur Bravo-011 adalah aliran dua fasa (*two-phase flow*) dengan nilai faktor *skin* diabaikan, sehingga untuk menentukan nilai $Q_{\max}$ menggunakan

Persamaan Vogel untuk aliran dua fasa. Berikut langkah-langkah penentuan harga $Q_{\max}$:

1. Perhitungan Harga R_s

$$R_s = C_1 \cdot \gamma_g \cdot P_{res}^{C_2} \cdot \exp \left(C_3 \left(\frac{\gamma_{API}}{(T_{res} + 460)} \right) \right)$$

$$R_s = 246,541 \text{ scf/STB}$$

2. Perhitungan Harga SG_{gas} korelasi

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \cdot \left[1 + (0,5912 \times 10^{-4}) \cdot \gamma_{API} \cdot T_{sp} \cdot \log \left(\frac{P_{sp}}{114,7} \right) \right]$$

$$\gamma_{gc} = 1,083$$

3. Perhitungan Harga P_b

$$P_b = \left[A \cdot \left(\frac{R_s}{\gamma_{gc}} \right) \cdot 10^{\left(\frac{B \cdot \gamma_{API}}{T_{res} + 460} \right)} \right]^C$$

$$P_b = 1099,350 \text{ psi}$$

4. Perhitungan Harga $Q_{\max}$

Karena nilai $P_r > P_b$ dan $P_{wf} < P_b$, maka $Q_{\max}$ ditentukan menggunakan Per-samaan Vogel kondisi ketiga dengan langkah kerja berikut:

- Menghitung harga A:

$$A = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 = 0,3$$

- Menghitung laju produksi @ $P_{wf} = P_b$:

$$Q_b = PI \cdot (P_r - P_b) = 578,401 \text{ BLPD}$$

- Menghitung harga Q_x :

$$Q_x = \frac{PI \cdot P_b}{1,8} = 881,714 \text{ BPD}$$

- Menghitung harga $Q_{\max}$:

$$Q_{\max} = Q_b + Q_x = 1460,115 \text{ BLPD}$$

4.2.3 Analisis Kurva IPR

Berikut tahapan dan tabulasi hasil penentuan laju alir berdasarkan beberapa harga P_{wf} asumsi:

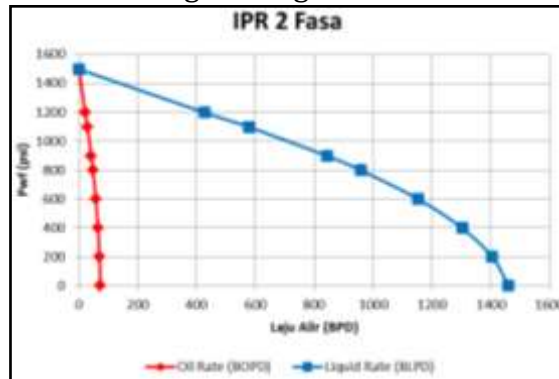
$$Q = Q_b + \left((Q_{\max} - Q_b) \cdot \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf.asumsi}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf.asumsi}}{P_b} \right)^2 \right) \right)$$

$$Q = 427,185 \text{ BLPD}$$

Tabel 4.4 Nilai Q_L dan Q_o untuk Setiap Nilai P_{wf} asumsi

No	$P_{wf.as}$ (psi)	Q_L (BLPD)	Q_o (BOPD)
1	1500	0	0
2	1200	427,185	21,359
3	1099,350	578,401	28,920
4	900	843	42,150
5	800	958,260	47,913
6	600	1153,760	57,688
7	400	1302,570	65,128
8	200	1404,688	70,234
9	0	1460,115	73,006

Setelah tabulasi selesai, kemudian nilai laju alir (Q_L & Q_o) diplotkan pada grafik kartesian sesuai dengan harga P_{wf} asumsi masing-masing.



Gambar 4.3 Plot Kurva IPR Bravo-011

4.2.4 Penentuan Laju Alir Optimal (Q_{opt})

Laju alir optimum didapatkan melalui langkah berikut:

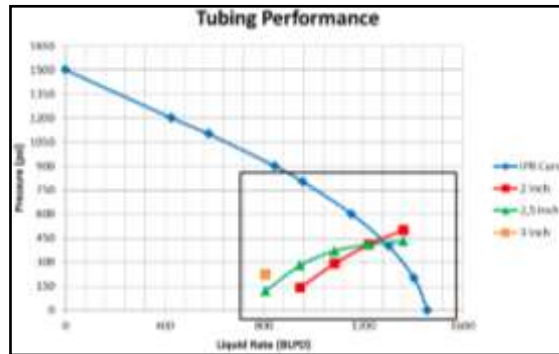
1. Membuat tabel dengan *input* kolom harga laju alir asumsi, kolom nilai P_{wf} , kolom nilai P_{sep} , kolom harga P_{wh} dari *vertical flow* serta kolom harga P_{wh} dari *horizontal flow*.
2. Menghitung nilai P_{wf} untuk setiap harga Q_{asumsi} menggunakan persamaan berikut:

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q_{asumsi}}{PI} = 1361,463 \text{ psi}$$
3. Menentukan nilai P_{wh} *inflow performance* menggunakan *pressure traverse* aliran vertikal untuk setiap harga Q_{as} dengan sensitivitas ukuran diameter *tubing* yaitu 2 inci, 2,5 inci dan 3 inci. Berikut tabulasi hasil perhitungan dan analisis:

Tabel 4.5 Data Hasil *Inflow Performance*

Q_{as} (BLPD)	P_{wf} (psi)	Wellhead Press (P_{wh})		
		2 in	2,5 in	3 in
200	1361,46 3	500	430	-
400	1222,92 6	410	410	-
600	1084,38 9	290	370	-
800	945,852	140	280	-
1000	807,315	-	150	220
1500	460,972	-	-	-

Selanjutnya, data diatas dimasukkan ke dalam grafik kartesian guna menentukan diameter *tubing* yang menghasilkan laju alir paling optimum.



Gambar 4.4 Plot Kurva *Tubing Perform*.

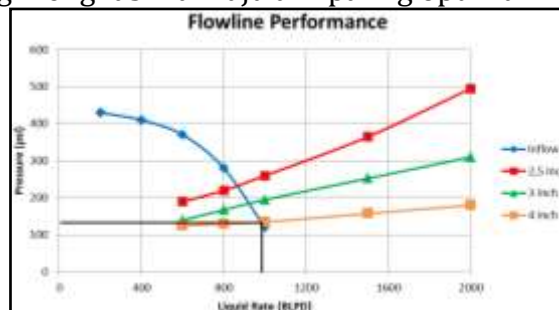
Berdasarkan hasil plot, diketahui bahwa Q_{opt} dapat tercipta dengan menggunakan *tubing* berdiameter 2,5 inci.

4. Menentukan nilai P_{wh} *outflow performance* menggunakan *pressure traverse* aliran horizontal untuk setiap harga Q_{as} dengan sensitivitas ukuran diameter *flowline* untuk *outflow performance* yaitu 2,5 inci, 3 inci dan 4 inci. Berikut tabulasi hasil perhitungan dan analisis:

Tabel 4.6 Data Hasil *Outflow Performance*

Q_{as} (BLPD)	P_{sep} (psi)	<i>Wellhead Pressure</i> (P_{wh})		
		2,5 in	3 in	4 in
200	69	-	-	-
400	69	-	-	-
600	69	190	140	125
800	69	220	167,5	130
1000	69	260	195	135
1500	69	365	252,5	157,5
2000	69	495	310	180

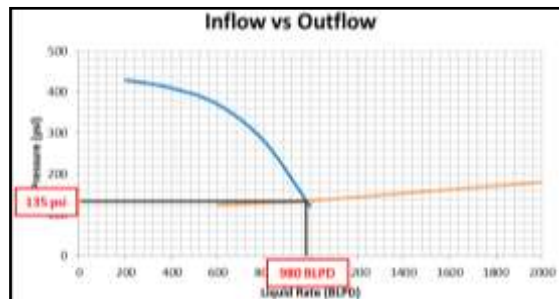
Selanjutnya, data diatas dimasukkan ke dalam grafik kartesian guna menentukan diameter *flowline* yang menghasilkan laju alir paling optimum.



Gambar 4.5 Plot Kurva *Flowline Perform*.

Berdasarkan hasil plot, diketahui bahwa Q_{opt} dapat tercipta dengan menggunakan *flowline* ber-diameter 4 inci.

5. Memplotkan kurva diameter *tubing* terpilih 2,5 inci dan *flowline* terpilih 4 inci ke grafik kartesian, kemudian menentukan harga Q_{opt} dan P_{wh} .



Gambar 4.6 Kurva *Inflow vs Outflow* Sumur Bravo-011

Berdasarkan hasil analisis grafik diatas, diperoleh bahwa Q_{opt} Bravo-011 sebesar 980 BLPD dan P_{wh} operasional sebesar 135 psig. Berikut tabulasi hasil analisis grafik *inflow vs outflow*:

Tabel 4.7 Data Hasil Analisis Nodal

Parameter	Data	Unit
Laju alir optimum (Q_{opt})	980	BLPD
Wellhead pressure (P_{wh})	135	psig
Tubing size (ID)	2,5	inci
Flowline size (ID)	4	inci

4.3 Redesign Katup Gas Lift Sumur Bravo-011 (Manual)

Berikut langkah kerja pemodelan berdasarkan panduan Pertamina yang bersumber dari Buku Brown, K. 1980 untuk desain *continuous gas lift*:

4.3.1 Penentuan Titik Injeksi Gas

Berikut langkah-langkah dalam menentukan titik injeksi *gas lift*:

1. Membuat grafik kartesian berskala yang sama dengan *pressure traverse vertical flow figure C.110* di kertas transparan.
2. Memplotkan P_{wf} 900 psi dan *well depth* (MD) 4950,787 ft pada grafik, kemudian menarik garis lurus ke samping kiri dan keatas dari *cross point*.
3. Menyalin garis GLR dari grafik *pressure traverse figure C.110*, salin garis GLR 600 scf/STB pada kertas transparan.
4. Menentukan gradien tekanan gas (G_p), dengan plot nilai SG_{inj} 0,75 dan P_{so} sebesar 550 psi pada grafik gradien tekanan gas. Berdasarkan hasil plot diatas, diperoleh nilai gradien tekanan gas yaitu 15 psi/1000ft.

5. Menentukan nilai T_{avg} dan T_{grad} :

$$T_{avg} = \frac{T_{surf} + T_{res}}{2} + 460 = 620 \text{ } ^\circ R$$

$$T_{grad} = \frac{100 + \left\{ 70 + \left(1,6 \times \frac{\text{kedalaman}}{100} \right) \right\}}{2} + 460$$

$$T_{grad} = 634,606 \text{ } ^\circ R$$

6. Menentukan nilai $G_{p,corr}$:

$$G_{p,corr} = \frac{T_{grad}}{T_{avg}} \times G_p = 15,353 \text{ psi/1000ft}$$

7. Menentukan besar tekanan gas dalam *annulus* (P_{gas}):

$$P_{\text{gas}@annulus} = P_{\text{so}} + \left(\frac{\text{kedalaman} \times G_{\text{p.corr}}}{1000} \right)$$

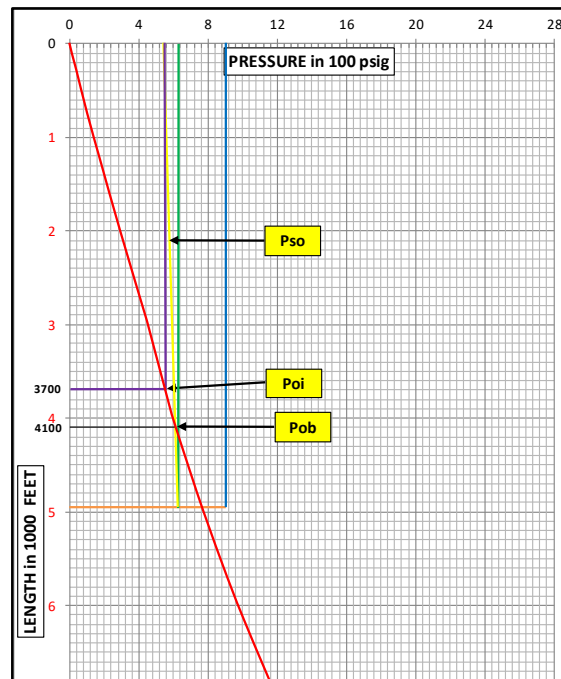
$$P_{\text{gas}@annulus} = 627,563 \text{ psi}$$

8. Menentukan *point of balance* (P_{ob})

Dari titik $P_{\text{gas}@annulus}$ yaitu 627,563 psi, tarik garis vertikal menuju garis kedalaman sumur (horizontal) = 4950,787 ft. Lalu dari titik pertemuan tersebut tarik garis vertikal ke atas menuju titik P_{so} yaitu 550 psi, kemudian lihat titik pertemuan antara garis vertikal P_{so} dengan GLR untuk 600 scf/bbl, dan diperoleh titik pertemuan pada kedalaman 4100 ft. dengan demikian, diketahui bahwa *point of balance* (P_{ob}) berada di kedalaman 4100 ft.

9. Menentukan *point of injection* (P_{oi})

Point of injection (P_{oi}) dapat diketahui dengan cara menarik garis vertikal menuju ke bawah dari titik ujung atas garis $P_{\text{ob}}-P_{\text{so}}$ yaitu 550 psi hingga menyentuh garis GLR untuk 600 scf/bbl. Kemudian lihat titik pertemuan tersebut dan tarik garis horizontal ke kiri (sumbu kedalaman). Dan berdasarkan plot yang dilakukan, diperoleh bahwa titik injeksi (P_{oi}) yaitu pada kedalaman 3700 ft.



4.3.2 Penentuan Jumlah Gas Injeksi

Berikut langkah-langkah dalam me-nentukan jumlah gas injeksi yaitu:

1. Plot titik (135,0), di mana $P_{\text{wh}} = 135$ psi.
2. Dengan menggeser kertas transparan ke atas atau ke bawah, kemudian diperoleh garis gradien aliran yang mengenai titik P_{wh} (135,0) dan titik injeksi (550,3700), yaitu $\text{GLR}^* = 2000$ scf/bbl.
3. Salin kurva gradien aliran dengan $\text{GLR}^* = 2000$ scf/bbl ke kertas transparan.
4. Jumlah gas injeksi yang diperoleh yaitu:
 $Q_{\text{gi}} = Q_{\text{L}} \cdot (\text{GLR}^* - \text{GLR}) = 1,372$ mmscd
5. Jumlah $Q_{\text{gi.corr}}$ pada T_{poi} adalah:
- Menentukan temperatur di titik T_{poi} :

$$T_{poi} = \left(T_{surf} + \frac{T_{res} - T_{surf}}{Depth} \times D_{POI} \right) + 460$$

$$T_{poi} = 644,736 \text{ } ^\circ\text{R}$$

- Menghitung faktor koreksi (C_{orr}):

$$C_{orr} = 0.0544 \cdot \sqrt{\gamma_{gi} \cdot T_{POI}} = 1,20$$

- Menentukan volume $Q_{gi.Corr}$:

$$Q_{gi.Corr} = Q_{gi} \times C_{orr} = 1.641.249 \text{ scf}$$

4.3.3 Penentuan Kedalaman Katup - Katup Gas Lift

Berikut tahap penentuan *GLV depth*:

1. Menghitung jarak katup maksimum di sekitar titik injeksi dengan persamaan:

$$\Delta D_v = \frac{\Delta P_d}{G_s} = \frac{(P_{ko} - P_{so})}{G_s} = 181,818 \text{ ft}$$

2. Menentukan gradien tekanan gas 2

Harga gradien tekanan gas diperoleh dari hasil plot nilai SG_{inj} 0,75 dan P_{ko} sebesar 610 psi pada grafik gradien tekanan gas. Lalu berdasarkan hasil plot, diperoleh nilai gradien tekanan gas yaitu 17 psi/1000ft.

3. Menentukan tekanan statik dalam *tubing* pada kedalaman 1000 ft ($P_{s.tub}$):

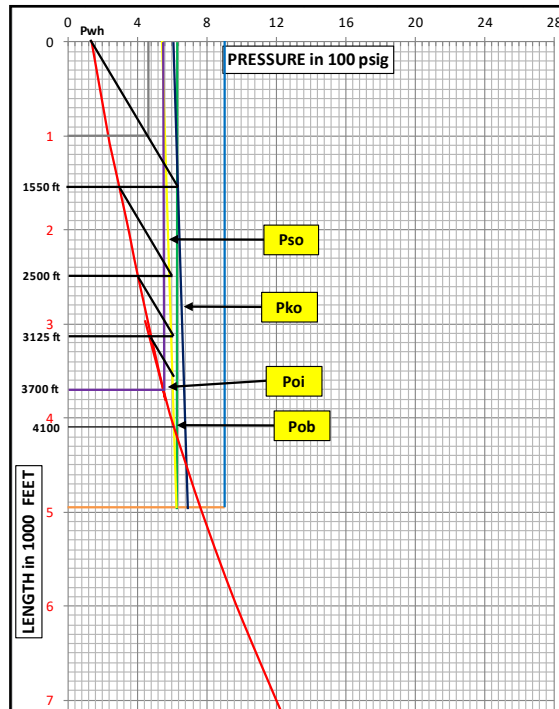
$$P_{s.tub} = P_{wh} + (G_s \times 1000 \text{ ft}) = 465 \text{ psi}$$

4. Penentuan *GLV depth* pertama

Menghubungkan titik P_{wh} (135,0) dan titik tekanan statik dalam *tubing* pada kedalaman 1000ft (465,1000) dengan sebuah garis. Kemudian teruskan garis dari langkah sebelumnya sampai memotong garis gradien tekanan gas dan menyentuh garis P_{ko} . Lalu tarik garis horizontal dari titik tersebut ke kiri, dan kedalaman yang terbaca itulah sebagai titik kedalaman katup *gas lift* pertama. Berdasarkan hasil plot tersebut, diperoleh titik kedalaman katup *gas lift* pertama yaitu pada kedalaman 1550 ft.

5. Menentukan *GLV depth* lainnya.

Valve setting depth untuk katup kedua diketahui dengan cara membuat garis dari titik dimana garis horizontal katup pertama yang memotong garis GLR. Selanjutnya garis tersebut dibuat sejajar dengan garis miring pada langkah penentuan titik katup pertama sebelumnya dan diteruskan hingga menyentuh garis P_{so} . Kemudian tarik garis horizontal dari titik tersebut ke kiri, dan kedalaman yang terbaca itulah sebagai titik kedalaman katup *gas lift* kedua. Untuk menentukan kedalaman katup *gas lift* lainnya hingga ke titik injeksi (P_{oi}) yaitu menggunakan langkah kerja yang sama.



Gambar 4.10 Plot Kedalaman GL Valves

Berikut tabulasi data hasil desain ulang katup *gas lift* secara manual:

Tabel 4.8 Valve Depth Desain Manual

No	Tipe Katup	GLV Depth	Tekanan Katup
1	Unloading	1550 ft	640 Psi
2	Unloading	2500 ft	600 Psi
3	Unloading	3125 ft	610 Psi
4	Operational	3700 ft	550 Psi

6. Perhitungan laju produksi minyak dari desain manual:

- Menentukan nilai Q_{liquid} :

$$Q_L = Q_b + \left((Q_{max} - Q_b) \cdot \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{valve}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{valve}}{P_b} \right)^2 \right) \right) = 1195,34 \text{ BLPD}$$

- Menentukan nilai Q_{oil} :

$$Q_o = Q_{liquid} - (Q_{liquid} \times WC) = 59,767 \text{ BOPD}$$

4.4 Redesign Katup Gas Lift Sumur Bravo-011 (Simulator IPM Prosper)

4.4.1 Pengisian Data Summary

Pada *summary data input*, ubah opsi desain pada kolom deskripsi fluida hingga kolom reservoir sesuai dengan desain yang direncanakan. Kemudian masukkan data *analyzer* dan klik tombol *done*.

4.4.2 Pengisian Data PVT

Selanjutnya setelah tampilan *PVT input data* muncul, masukkan data-data yang diperlukan pada kolom data yang ada seperti R_s , $Oil API$, SG_{gas} dan data *impurities*. Lalu tekan *done*.

4.4.3 Pengisian Data Gas Lift

Pada kolom data *gas lift method*, pilih opsi *valve depths specified* lalu biarkan data kosong pada kolom *gas lift details* seperti tekanan *casing* (P_c) dan tekanan diferensial (dP) saat melalui katup dituliskan 0 karena akan nilai tersebut akan diperoleh dari hasil desain, lalu kolom *valve positions* dibiarkan kosong.

4.4.4 Pengisian Data IPR

Setelah tampilan *IPR data* muncul, pilih jenis IPR yang akan dibuat yaitu IPR Vogel, hal ini karena nilai *skin factor* diabaikan atau tidak ada. Kemudian, input data-data yang diperlukan pada kolom data di tampilan *select model*, diantaranya $P_r = 1500$ psi, $T_r = 210$ °F, $W_c = 95\%$ dan $GOR = 12.000$ scf/STB. Dan juga input data-data yang diperlukan di tampilan *input data*, diantaranya nilai laju alir (Q) = 843 BLPD dan BHP_{test} (P_{wf}) = 900 psig.

Setelah seluruh data dimasukkan, kemudian sistem Simulator IPM Prosper akan otomatis menghitung dan kurva IPR muncul seperti berikut dengan hasil yaitu nilai AOFP = 1836,9 STB/day dan PI formasi = 1,43 STB/day/psi.



Gambar 4.11 Kurva IPR Bravo-011

4.4.5 Pengisian Data Equipment

1. Deviation survey

Setelah tampilan *equipment data input* muncul, kemudian klik tombol kolom data *deviation survey* dan masukkan data yang diperlukan yaitu kedalaman $MD_1 = 0$ ft, $TVD_1 = 0$ ft, $MD_2 = 4950,787$ ft dan $TVD_2 = 4950,787$ ft.

2. Surface equipment

Selanjutnya input data di kolom *surface equipment*. Masukkan data yang diperlukan seperti panjang *flowline* = 9842,52 ft, *flowline size* (ID) = 4 inci, $T_{surf} = 110$ °F serta harga *overall heat transfer coefficient* = 8,5 BTU/h/ft²/F.

3. Downhole equipment

Klik tombol kolom data *downhole equipment* dan masukkan data yang diperlukan seperti panjang *tubing* = 4263,255 ft, *tubing size* (ID) = 2,5 inci, panjang *casing* = 4891,732 ft serta *casing size* (ID) = 6 inci.

4. Geothermal gradient

Klik tombol kolom data *geothermal gradient* dan masukkan data yang diperlukan diantaranya kedalaman $MD_1 = 0$ ft, $MD_2 = 4950,787$ ft, $T_{surf} = 110$ °F, $T_r = 210$ °F serta *overall heat transfer coefficient* = 8,5 BTU/h/ft²/F.

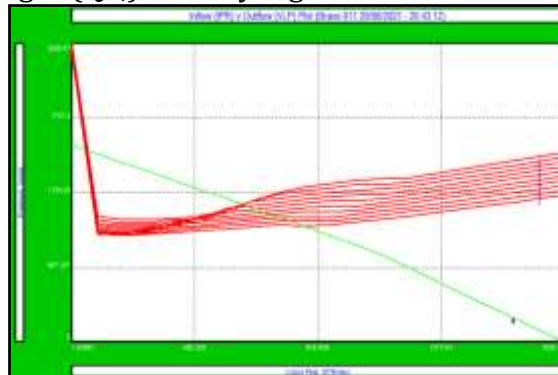
5. *Average heat capacities*

Klik tombol kolom data *average heat capacities* dan lihat data C_p oil, C_p water dan C_p gas.

4.4.6 Plot Kurva Q_{inj} vs IPR dan Kurva Q_o vs Q_{inj}

Tahapan ini dilakukan untuk menentukan Q_g yang akan digunakan melalui plot grafik sensitivitas Q_{inj} terhadap IPR dan Q_o terhadap laju injeksi gas melalui plot grafik Q_{inj} terhadap Q_o .

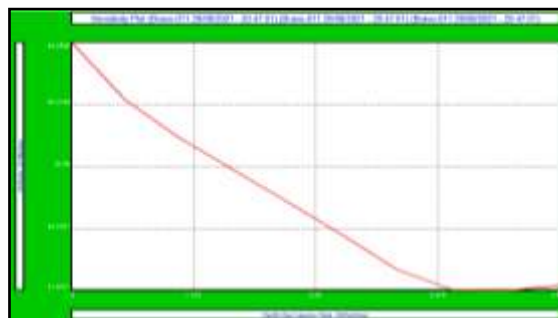
1. Membuat grafik sensitivitas Q_{inj} dengan klik menu *calculation >>> system (IPR+VLP) >>> 3 variables*. Setelah kolom muncul, isi kolom-kolom data yang kosong dengan data berikut $P_{TN} = 150$ psig (asumsi), *watercut* = 95 % dan $GOR = 12000$ scf/STB serta pilih opsi pada *surface equipment corr.* hingga *left-hand intersection*. Kemudian klik *continue* dan pada tampilan selanjutnya pilih opsi *gas lift gas injection rate* pada kolom *variable 1* dan isi kolom data kosong. Selanjutnya klik tombol *continue*, setelah muncul tampilan baru klik tombol *calculate >>> OK >>> Plot >>> system plot*. Kemudian akan tampil grafik sensitivitas laju injeksi gas (Q_{inj}) vs IPR yang telah dibuat.



Gambar 4.12 Kurva Sensitivity Q_{inj} vs IPR

2. Membuat grafik Q_o vs Q_{gi} :

Setelah grafik Q_{inj} , grafik Q_o dapat diketahui melalui klik menu *sensitivity* pada kolom *system 3 variables >>> variables >>> oil rate* pada tampilan baru, dan muncul grafik *oil rate* berikut.



Gambar 4.13 Kurva Q_{inj} vs Q_o

4.4.7 Pengisian Data Redesign Gas Lift

Berikut tahapan pengisian data:

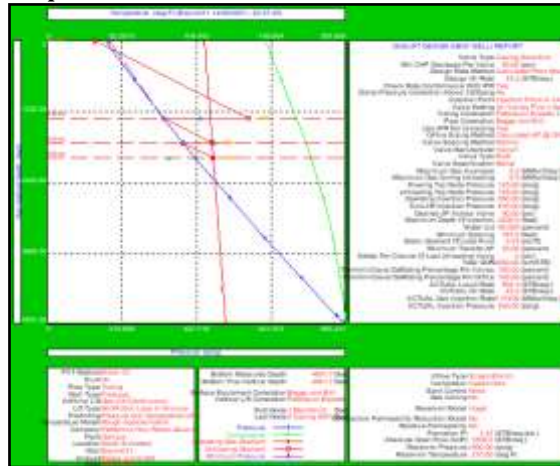
1. Setelah tampilan *design new well* muncul, kemudian pada kolom data *input parameters*, masukkan data-data yang dibutuhkan sesuai dengan data pada tabel 4.1 dan tabel 4.2 serta hasil perhitungan yang diperoleh.

2. Setelah input data lengkap, kemudian klik tombol *continue* dan akan muncul tampilan baru. Kemudian untuk mengetahui kurva performa dari desain *gas lift* Bravo-011, klik tombol *plot* dan grafik kurva performa sumur akan muncul. Berdasarkan kurva performa yang diperoleh, Sumur Bravo-011 diproduksi dengan Q_{inj} 0,5 mmscfd dan Q_o yaitu sebesar 45,2 BOPD.



Gambar 4.14 Performance Curve Plot

3. Selanjutnya, klik tombol *design* dan sistem akan memproses desain katup *gas lift*, Q_o , P_{inj} dan lain-lainnya. Setelah proses desain selesai, maka hasil desain *gas lift* baru dapat dilihat dengan klik tombol *plot* dan akan tampil desain *gas lift* barunya. Desain *gas lift* yang pertama ini merupakan opsi *basecase* karena belum dilakukan uji sensitivitas.



Gambar 4.15 Display Gas Lift Design Bravo-011 (Basecase)

Berdasarkan hasil *redesign* diatas, diperoleh data hasil *redesign* GLV depth secara simulasi yaitu sebagai berikut:

Tabel 4.9 Tabulasi Hasil Opsi Basecase

Parameter	Data	Unit
Jumlah Katup Gas Lift	3	-
Actual Liquid Rate (Q_L)	904,3	BLPD
Actual Oil Rate (Q_o)	45,2	BOPD
Gas Injection Rate (Q_{inj})	0,131	mmscfd
Operational Press. (P_{so})	550	psi
Kick-off Pressure (P_{ko})	610	psi
Injection Pressure (P_{inj})	500	Psig
Minimum Spacing (ΔD_v)	181,818	ft

Berikut yaitu perbandingan jumlah dan kedalaman katup *gas lift* antara hasil desain secara manual dan hasil desain menggunakan IPM Prosper:

Tabel 4.10 Perbandingan Desain Katup Secara Manual dan Simulasi IPM Prosper

Katup <i>Gas Lift</i>	Manual (Depth)	Prosper (Depth)
GLV 1	1550 ft	1337,8 ft
GLV 2	2500 ft	1757,2 ft
GLV 3	3125 ft	2018,1 ft
GLV 4	3700 ft	-
Jumlah	4 Katup	3 Katup

4.5 Uji Sensitivitas Produksi Sumur Bravo-011

Berikut tabulasi hasil uji sensitivitas dengan 8 opsi berbeda yaitu:

Tabel 4.11 Data Hasil Uji Sensitivitas

Uji Sensitivitas	Perolehan Minyak	
	Q _o (BOPD)	Oil Gain (%)
Basecase	45,2	7,236
Opsi 2	45,9	8,897
Opsi 3	45,2	7,236
Opsi 4	45,85	8,778
Opsi 5	46,2	9,608
Opsi 6	46,7	10,795
Opsi 7	45,9	8,897
Opsi 8	46,3	9,846

HASIL DAN PEMBAHASAN

Langkah dalam mengoptimasikan produksi sumur *gas lift* seperti Sumur Bravo-011 terdiri atas beragam cara, salah satunya adalah dengan melakukan *redesign* terhadap katup *gas lift* nya. Proses *redesign* katup *gas lift* dilakukan dengan 2 tahap, yaitu *redesign* secara manual kemudian *redesign* menggunakan simulator Prosper. Dari tabel data perbandingan, dapat dilihat bahwa jumlah dan kedalaman katup antara hasil desain manual dan hasil desain simulasi sangat berbeda. Hal ini karena faktor berikut:

1. Perbedaan sebagian data input antara *redesign* secara manual dan simulasi.
2. Perbedaan proses *designing* antara *redesign* secara manual dan simulasi.
3. Harga GLR mempengaruhi hasil *redesign* katup *gas lift* secara manual.

Setelah tahap *redesign* selesai, selanjutnya diketahui bahwa *oil gain* tertinggi dapat diperoleh jika menerapkan opsi 6, dimana *oil rate*-nya sebesar 46,7 BOPD. Persentase *oil gain* dari opsi 6 ini sebesar 4,55 BOPD atau sekitar 10,795% terhadap Q_o aktual.

KESIMPULAN

Berikut beberapa kesimpulan yang ditarik yaitu:

1. Dari hasil analisis nodal melalui plot kurva *inflow performance vs outflow performance*, diperoleh harga laju alir produksi optimum (Q_{opt}) Sumur Bravo-011 yaitu sebesar 980 BLPD dengan tekanan kepala sumur (P_{wh}) yaitu 135 psi.

2. Dari hasil *redesign* katup *gas lift* secara manual, didapatkan desain jumlah katup sebanyak 4 GLV, dimana masing- masing katup dikedalaman 1550 ft, 2500 ft, 3125 ft, dan 3700 ft. Kemudian dari hasil *redesign* secara simulasi didapatkan desain jumlah katup sebanyak 3 GLV, dimana masing- masing katup dikedalaman 1337.8 ft, 1757.2 ft dan 2018.1 ft.
3. Melakukan uji sensitivitas menggunakan simulator Prosper dengan 3 parameter yaitu tekanan operasional (P_{so} dan P_{ko}), laju gas injeksi (Q_{inj}) dan *minimum valve spacing* (ΔD_v) dengan membuat 8 opsi sensitivitas yang berbeda-beda terhadap *oil rate* Sumur Bravo-011.
4. Berdasarkan hasil uji sensitivitas dengan 8 opsi yang berbeda, didapatkan persentase *oil gain* dari setiap uji sensitivitas secara berurutan yaitu opsi *basecase* sebesar 7,236%, opsi 2 sebesar 8,897%, opsi 3 sebesar 7,236%, opsi 4 sebesar 8,778%, opsi 5 sebesar 9,608%, opsi 6 sebesar 10,795%, opsi 7 sebesar 8,897% serta opsi 8 sebesar 9,846%. Dari seluruh opsi tersebut, opsi 6 merupakan opsi dengan *oil gain* tertinggi.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Brown, K. 1980. "The Technology of Artificial Lift Methods" Volume 1 & 2A. Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- [2] Department of Petroleum Engineering. "Production Technology II". Edinburgh: Heriot-Watt University.
- [3] Exploration & Production Department. 1994. "Gas Lift Book 6 of The Vocational Training Series: Third Edition". Washington D.C: American Petroleum Institute.
- [4] Guo, B. 2007. "Petroleum Production Engineering: A Computer Assisted Approach". USA: Elsevier Science & Technology Books.
- [5] Hermadi, G. "Analisis Sistem Nodal Dalam Metode Artificial Lift". Volume 06 No.2. Indonesia: Forum Teknologi.
- [6] Hernandez, A. 2016. "Fundamentals of Gas Lift Engineering: Well Design And Troubleshooting". USA: Gulf Professional Publishing.
- [7] Manajemen Produksi Hulu. 2003. "Analisa Sistem Nodal". TP.02.02. PT Pertamina.
- [8] Manajemen Produksi Hulu. 2003. "Sistem Pengangkatan Buatan: Perencanaan Dan Troubleshooting Gas Lift Kontinyu". TP 03.06.1. PT Pertamina.
- [9] Meokbun, S. 2015. "Aplikasi Sistem Nodal Pada Sumur Continuous Gas Lift Di Lapangan Nilam Vico Indonesia Kalimantan Timur". Cepu: STEM Akamigas Cepu.
- [10] Musnal, A. et al. 2017. "Optimasi Gas Injeksi Pada Sembur Buatan Gas Lift Untuk Meningkatkan Besarnya Laju Produksi Minyak Maksimum Dan Evaluasi penghentian Kegiatan Gas Lift, Pada Lapangan Libo PT. Chevron Pacific Indonesia Duri". Pekanbaru: Journal of Earth Energy Engineering.
- [11] Nguyen, T. 2020. "Artificial Lift Methods: Design, Practices and Applications". New Mexico: Springer Nature Switzerland.
- [12] Pamungkas, J. et al. 2004. "Buku IV: Pengantar Teknik Produksi". Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.
- [13] Prabu, C. 2020. "Desain Gas Lift Untuk Optimasi Produksi Dengan Kalkulasi Manual Dan Software Pipesim Pada Sumur AC-03 Di PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau". Palembang: Politeknik Akamigas Palembang.
- [14] Sulistyanto, D. 2016. "Optimasi Produksi Sumur-Sumur Gas Lift Di Lapangan A". Volume

V. Jakarta: Jurnal Petro 2016.

- [15] Torabi, F. et al. 2012. "Improving Downhole Pump Efficiency And Well Productivity In Heavy Oil Reservoirs Utilizing Back Pressure Regulator". Springerlink Online Publishing.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN