

---

**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.**

Ali Musnal<sup>1</sup>, Fitrianti<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau

**Abstrak**

Banyak jenis pengangkatan buatan atau “ *Artificial Lift* “ yang dapat dipergunakan, antara lain; Gas Lift yaitu pengangkatan buatan dengan mempergunakan gas, dan Pumping yaitu pengangkatan buatan dengan mempergunakan pompa, pemakaian jenis pengangkatan buatan ini tergantung pada kondisi sumur dan lapangan minyak yang akan dikerjakan.

Dengan berjalannya waktu produksi, tekanan reservoir akan mengalami penurunan, hal ini disebabkan meningkatnya laju produksi air dan berkurangnya tenaga pendorong Gas. Untuk mengatasi hal tersebut diatas dipergunakan pengangkatan buatan yang dikenal dengan “Artificial Lift” . Pada 4 sumur kajian, pengangkatan buatan di pergunakan “ Gas Lift” yaitu dengan mempergunakan gas sebagai media pengangkatan minyak.

Pada penelitian ini Peneliti akan menghitung Jumlah Gas injeksi yang optimum untuk mendapatkan laju produksi maksimum dan mengevaluasi kenapa kegiatan gas lift diberhentikan di lapangan Libo ini. Berdasarkan hasil Penelitian dan Perhitungan optimasi, banyak jumlah gas yang melampaui batas optimasi di injeksikan, sehingga laju produksinya menjadi kecil, hal ini terlihat dari hasil penelitian yang Peneliti lakukan. Bila kelebihan gas injeksi ini tidak terjadi akan dapat memanjang kegiatan gas lift selama 3 bulan dalam satu tahun. Faktor terhentinya kegiatan gas lift di lapangan Libo, Yaitu menurunnya laju produksi gas dari 4 sumur yang ada dari 3.134.609 SCF/D menjadi 2.931.000 SCF/D dan supplay gas yang tidak stabil dari perusahaan pemasok gas.

**KataKunci:** *Gas Lift, Optimasi, Evaluasi.*

Alamat email korespondensi penulis: [ali.musnal@eng.uir.ac.id](mailto:ali.musnal@eng.uir.ac.id)

---

## PENDAHULUAN

### Latar Belakang

Untuk memenuhi Kebutuhan bahan bakar minyak (BBM) di Indonesia, Upaya yang dilakukan mencari sumur sumur baru. Mengoptimasikan ladang sumur minyak yang ada dan dapat juga dilakukan menggunakan energi terbarukan seperti biofuel, matahari, angin dan lain sebagainya. Disamping itu pada sumur minyak itu sendiri dilakukan pengangkatan buatan (*artificial lift*) yaitu pengangkatan minyak yang dilakukan dengan pemompaan dan sembur buatan (*Gas Lift*). Pada lapangan minyak PT. Chevron Pacific Indonesia untuk daerah Libo mempergunakan Gas Lift sebagai media pengangkat minyak. Masalah yang terjadi pada lapangan tersebut belum lagi dilakukan optimasi injeksi gas lift Dan hal ini juga merupakan salah faktor penyebab dihentikannya kegiatan gas lift.

Pada penelitian ini jumlah gas optimum yang diinjeksikan ke kedalaman sumur melalui katup injeksi merupakan parameter yang sangat penting dihitung, karena bila gas yang diinjeksikan melampaui batas optimum laju produksi bukannya bertambah besar, tetapi sebaliknya akan terjadi penurunan produksi minyak. Setelah melakukan evaluasi maka akan dilakukan studi kelayakan berdasarkan jumlah produksi gas pada lapangan tersebut dan kemungkinan suplai dari lapangan lain selama produksi.

### METODOLOGI PENELITIAN

Metoda dalam penelitian ini dilakukan dengan merujuk ke referensi yang berhubungan dengan permasalahan. Kemudian di aplikasikan pada lapangan sumur minyak. dengan melakukan terjun langsung kelapangan untuk mengumpulkan data-data lapangan, setelah itu memproses data dan mengevaluasi parameter terkait untuk mendapatkan gambaran efisiensi sembur buatan dan lapangan gas lift.

## TINJAUAN PUSTAKA

Untuk perhitungan Optimasi Gas Injeksi Pada Sembur Buatan Gas Lift dengan menggunakan dua pendekatan dalam penelitian ini, yaitu Kurva IPR Sumur dan sistem gas lift itu sendiri.

### Perhitungan Kurva IPR Sumur

Untuk mengetahui perilaku aliran fluida dari reservoir ke lubang sumur dapat dilihat dari kurva IPR sumur tersebut. Perhitungan kurva IPR di lapangan digunakan metode standing untuk skin  $\neq 0$ , dan metoda vogel untuk skin = 0, (Brown, K.E 1984).

Unuk Skin tidak sama dengan Nol  $S \neq 0$ , maka membuat kurva IPR dipergunakan persamaan Standing :

$$P_{wf}^* = P_s - FE ( P_s - P_{wf} ) \quad (1)$$

### Laju Alir Maksimum (Qmax)

$$Q_{max} = \frac{Q_o}{\left( 1 - 0,2 \times \left( \frac{P_{wf}^*}{P_s} \right) - 0,8 \times \left( \frac{P_{wf}^*}{P_s} \right)^2 \right)}, \text{ BFPD} \quad (2)$$

### Menghitung harga Q untuk setiap Pwf yang berbeda-beda (Pwf asumsi)

$$Q_o = Q_{max} \times \left( 1 - 0,2 \times \left( \frac{P_{wf}^*}{P_s} \right) - 0,8 \times \left( \frac{P_{wf}^*}{P_s} \right)^2 \right), \text{ BOPD} \quad (3.3)$$

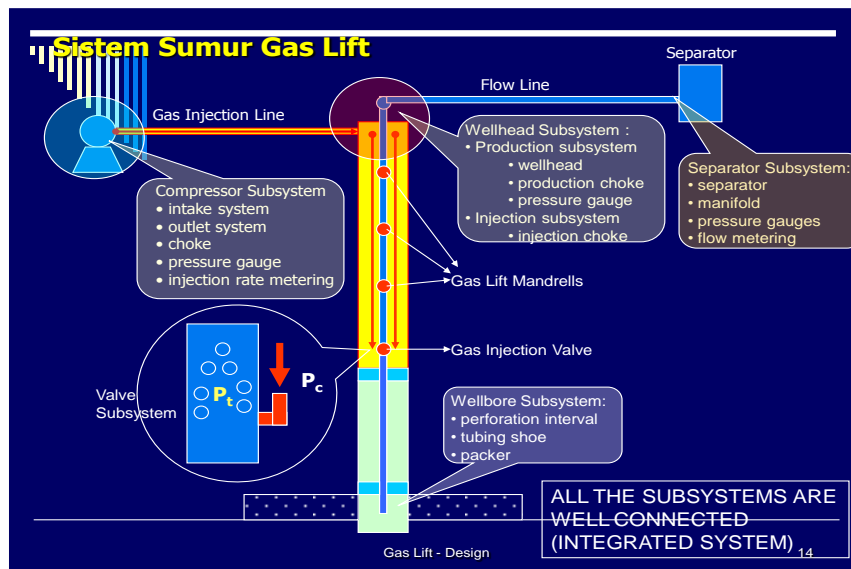
## SISTEM GAS LIFT

Sembur buatan adalah suatu mekanik pengangkatan cairan dr dasar sumur ke permukaan dimana gas dengan tekanan relative tinggi (250Psi) digunakan sebagai media pengangkat.

Tujuan dari injeksi gas sebagai pengangkatan buatan :

1. Mengurangi gradient tekanan aliran dalam tubing dengan menambahkan gas pada tubing, dalam pengertian gas yang tercampur dengan fluida formasi dapat meringankan beban diatas katup injeksi
2. Membentuk kolom gas dalam tubing yang akan mendorong kolom fluida dalam tubing naik kepermukaan Sebagai akibat mengurangi densitas fluida, sehingga memungkinkan tekanan reservoir mampu mendorong fluida produksi ke permukaan.

Pada gambar 1 dibawah ini dapat dilihat system sumur gas lift atau sembur buatan



Gambar 1. Sistem Sumur Gas Lift

**DATA DAN PERHITUNGAN**

Tabel 1. Data Sumur X1

KOMPONEN	SATUAN	UKURAN
Kedalaman Sumur	ft	6000
Laju produksi	bpd	492
Kadar air	%	95
Tekanan Kepala Sumur	Psi	150
Ukuran tubing	In OD	2
Tekanan alir dasar sumur	Psi	1800
Tekanan injeksi gas	Psi	900
Tekanan kick off	Psi	950
Gradian Tekanan kill fluid	Psi/ft	0.5
Tekanan statik reservoir	Psi	2400
Bracketing envelope	%	10
GLR formasi	Scf/stb	300
SG gas yang diinjeksikan	-	0.70
Temperatur dasar sumur	<sup>0</sup> F	200
Fow efisiensi	-	2

**Perhitungan Kemampuan Sumur**

Untuk mengetahui kemampuan suatu sumur untuk berproduksi dapat dilihat dari kurva IPR sumur tersebut. Untuk perhitungan kurva IPR di lapangan digunakan metode Standing

Langkah-langkah perhitungan Pembuatan kurva IPR sumur X1 :

Untuk Skin tidak sama dengan Nol  $S \pm 0$ , maka persama untuk membuat kurva IPR dipergunakan persamaan Sanding :

$$P_{wf}^* = 2400 - 2 ( 2400 - 1800 ) = 1200 \text{ Psi}$$

**besarnya laju alir maksimum (Qmax)**

$$Q_{max} = \frac{Q_{test}}{\left(1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)\right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2}$$

$$= \frac{492}{\left(1 - 0,2 \times \left(\frac{1200}{2400}\right)\right) - 0,8 \times \left(\frac{1200}{2400}\right)^2} = 702.85 \text{ BPD}$$

**harga Q untuk setiap Pwf yang berbeda-beda (Pwf asumsi)**

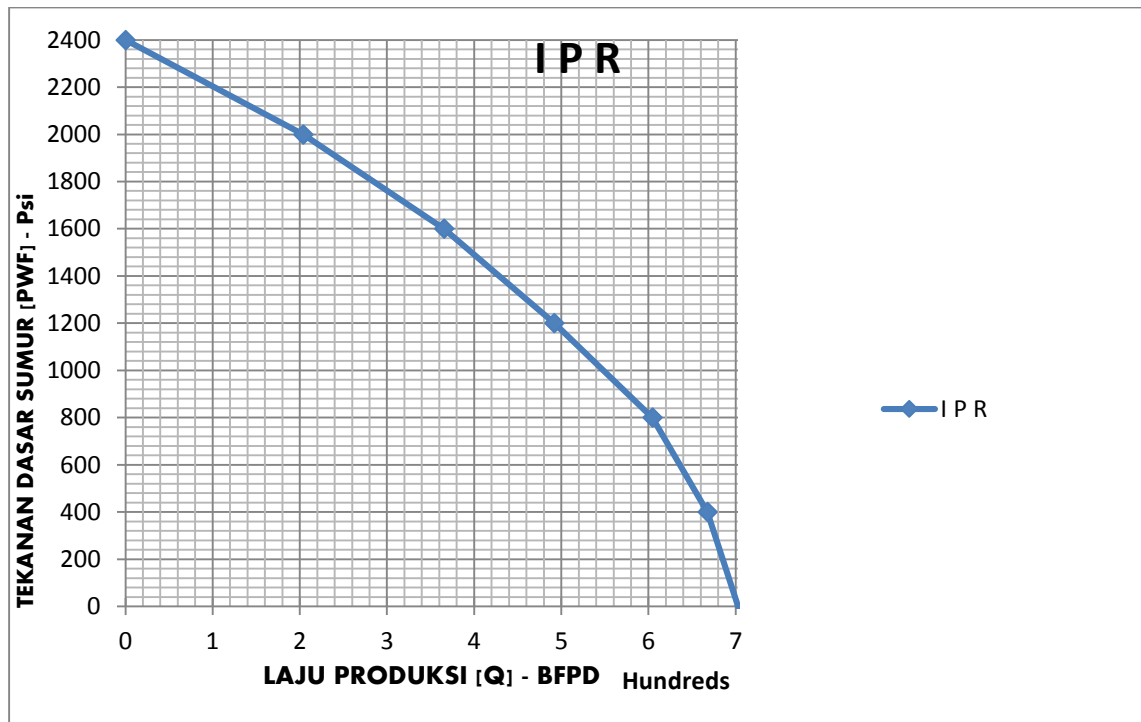
$$Q_o = Q_{max} \times \left(1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)\right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2$$

Dengan rumus tersebut diatas didapat harga Q untuk setiap Pwf yang diasumsikan.

Tabel 2. Penentuan Laju Produksi untuk Berbagai Harga Pwf pada Sumur X1

Pwf (Psi)	Pwf '(Psi)	Qo (BFPD)
1200	0	702,85
1400	400	667,71
1600	800	604,45
1800	1200	492,00
2000	1600	365,48
2200	2000	203,83
2400	2400	0

Selanjutnya dengan membuat plot antara harga Q vs Pwf akan didapat kurva IPR sebagai berikut:



Gambar 2. Kurva IPR Sumur X1

### Kedalaman Titik Injeksi

Pada dasarnya makin besar tekanan gas yang diinjeksikan akan makin dalam letak titik injeksinya, sehingga akan memperbesar draw down tekanan dan laju produksi

Prosedur Perhitungan :

1. Buat sumbu kartesian pada kertas transparan (lihat Gambar 3) yang sesuai dengan skala *pressure traverse* pada Gambar 3.
2. Hitung besarnya tekanan alir dasar sumur ( Pwf ), sdh diketahui = 1800 Psi
3. Tarik garis datar pada kedalaman 6000 ft dan Plot titik (1800, 6000)
4. Gambar 4 adalah *pressure traverse* yang sesuai dengan kondisi yang diminta, yaitu  $qL = 700$  STB/hari, dan  $dt = 2''$
5. Pilih garis gradien aliran untuk  $GLR = 300$  SCF/STB, sesuai dengan GLR dari formasi.
6. Tentukan kedalaman ekivalen  $Pwf = 1800$  psi, Lihat Gambar 4.
7. Tempatkan titik (1800, 6000) di kertas transparan di atas titik kedalaman ekivalen  $Pwf = 1800$  psi

8. Jiplak kurva gradien aliran pada  $GLR = 300$  SCF/STB.

9. Untuk  $\gamma_{gi} = 0.70$  dan  $P_{so} = 900$  psi, untuk menentukan gradien tekanan gas, darimana diperoleh harga 23.6 psi/1000 ft.

$$\text{Temperatur rata - rata} = \frac{120+200}{2} + 460 = 620 \text{ oR} = \frac{100+\{70+(\frac{1.6 \times 6000}{100})\}}{2!} + 460 = 590 \text{ R}$$

$$\text{Gradien tekanan gas setelah dikoreksi} = 23.6 \times \frac{590}{620} = 22.42 \text{ Psi/ft}$$

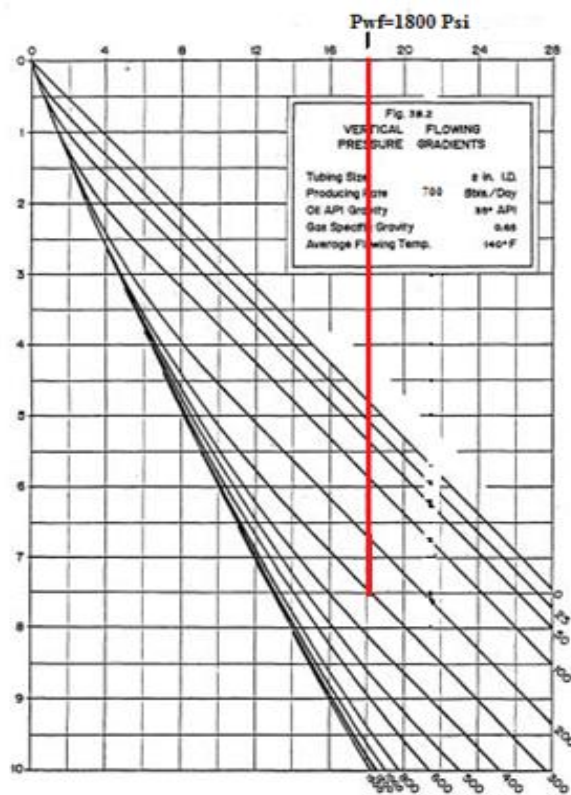
10. Pada kedalaman 6000 ft, tekanan gas dalam annulus adalah :

$$P_{6000} = 900 + 6000(22.42)/1000 = 1034.52 \text{ psi.}$$

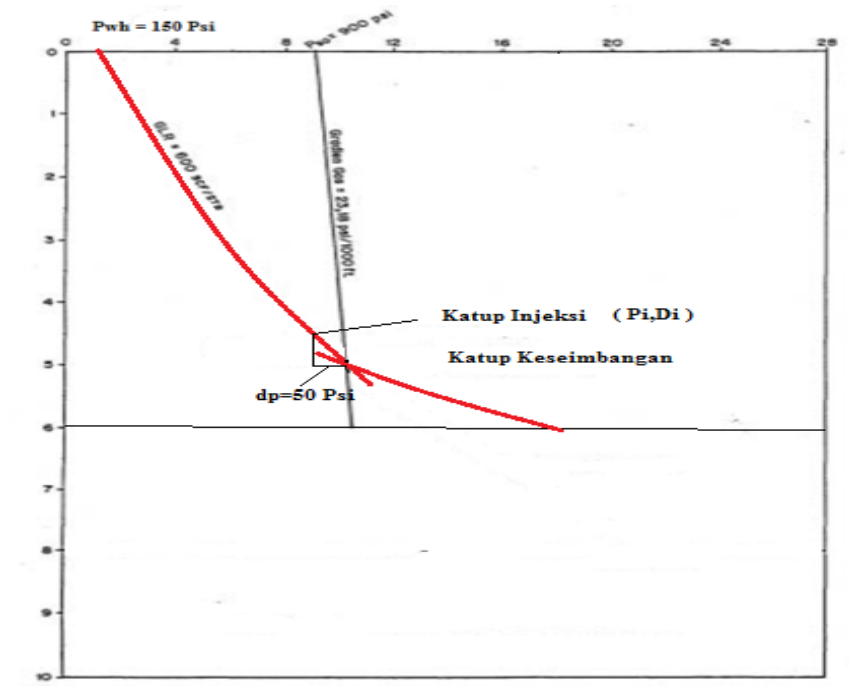
11. Plot titik (1034.52, 6000)

12. Hubungan titik (900,0) dengan titik (1034,52 , 6000) Garis ini memotong kurva gradien aliran di titik.dilangkah 9. ( 1100., 5000 ).

13. Titik injeksi ditentukan dengan menelusuri dari titik potong langkah 13 sejarak 50 Psi. Koordinat titik injeksi adalah (945, 4450).



Gambar 3. Kedalaman Ekvivalen Pada Garfik Pressure Traverse



Gambar 4. Kedalaman Katup Injeksi

### Penentuan Jumlah Gas Injeksi

1. Plot titik (150,0), di mana  $P_{wh} = 150$  psi
2. Dengan menggeser kertas transparan ke atas / ke bawah diperoleh garis gradien aliran dengan  $GLR = 900$  SCF/STB, yang melalui titik-titik (945, 4450) dan (150,0).
3. Jiplak kurva gradien aliran dengan  $GLR = 900$  SCF/STB tersebut (Lihat Gambar 4).
4. Gas injeksi yang diperoleh adalah :  $Q_{gi} = 492 (900 - 300) = 295.200$  SCF/D
5.  $Q_{gi}$  pada temperatur titik injeksi adalah :

$$T_{poi} = 120 + \left[ \frac{200-120}{6000} \times 4450 \right] + 460 = 639 \text{ R}$$

$$\text{Coor} = 0.0544 \times [0.70 \times 639] = 1.15$$

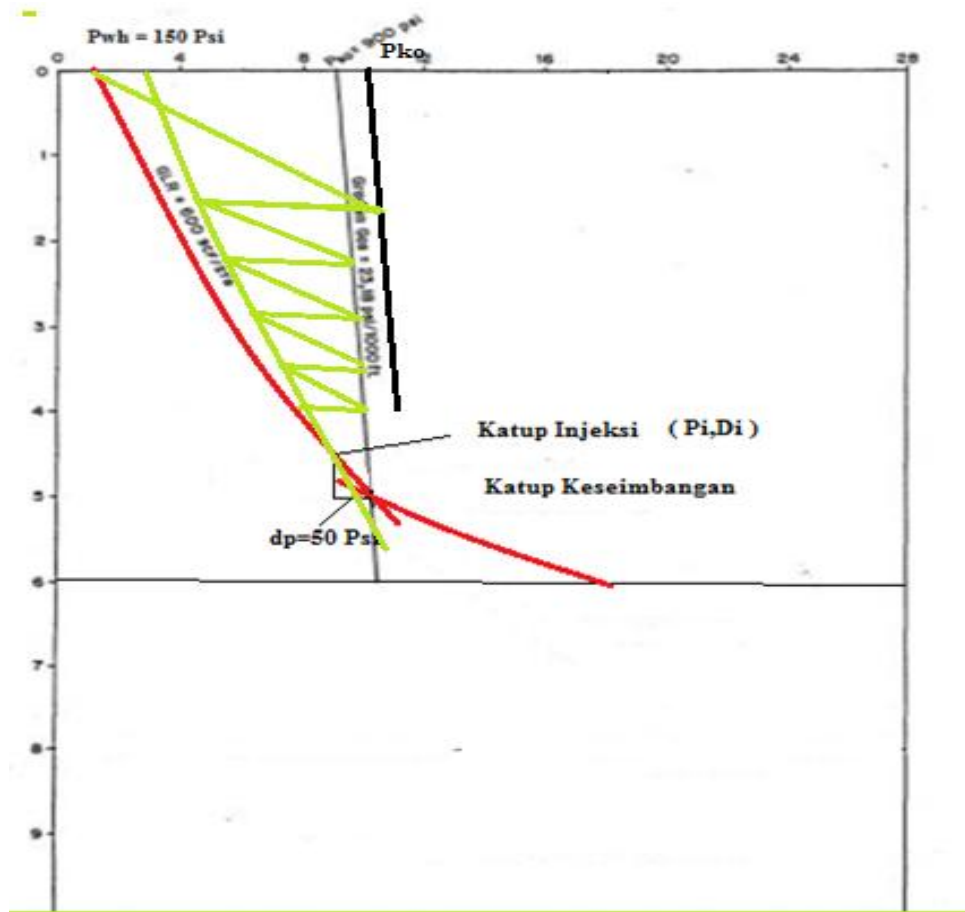
$$\text{Gas injeksi terkoreksi} = 295.200 \times 1.15 = 339.480 \text{ SCF/D.}$$

### Penentuan Kedalaman Katup Unloading

1. Jarak maksimum antara katup disekitar titik injeksi.  
 $\Delta D_v = 100/0.40 = 250 \text{ ft}$
2. Gambar desain tubing line sebagai berikut :  
 $P_1 = P_{wh} + 0.20 P_{so} = 150 + 0.20(900) = 320 \text{ psi}$   
 $P_2 = P_{wh} + 200 = 150 + 200 = 350 \text{ psi}$   
 $P_2 > P_1$ , maka  $P_2$  dipilih untuk membuat garis tersebut.  
Hubungkan titik-titik (350,0) dan (945,4450).garis ini disebut garis perencanaan tubing
3. *Specific Gravity* gas injeksi = 0.70 dan  $P_{ko} = P_{so} + \Delta P_d = 900 + 100 = 1000 \text{ psi}$   
Dari Gambar , diperoleh : Gradien tekanan gas = 26.2 psi/1000 ft  
Gradien tekanan gas setelah dikoreksi =  $26.2 \times \frac{590}{620} = 24.93 \text{ Psi/ft}$
4. Pada kedalaman 6.000 ft, tekanan gas :  $P_{6000} = 1000 + 24.93 \times (6000/1000) = 1149.58 \text{ Psi}$
5. Plot titik (900,0) dan buat garis sejajar dengan garis dari  $P_{ko}$ . dan Gradien statik = 0.40 psi/ft. Pada kedalaman 1000 ft, tekanan statik dalam tubing =  $100 + 0.40 (1000) = 500 \text{ psi}$ .
6. Hubungkan titik (150,0) dan (500,1000) sampai memotong garis gradien tekanan gas  $P_{ko}$  Mulai dari titik potong ini telusuri garis tersebut ke atas sejajar 50 psi dan diperoleh koordinat katup

unloading sebagai berikut :  $DV1 = (1500,440)$ ,  $DV2 = (590,2200)$   
 $(825,3950)$ ,  $DV4 = (780,3480)$ ,  $DV3 = (620,2900)$

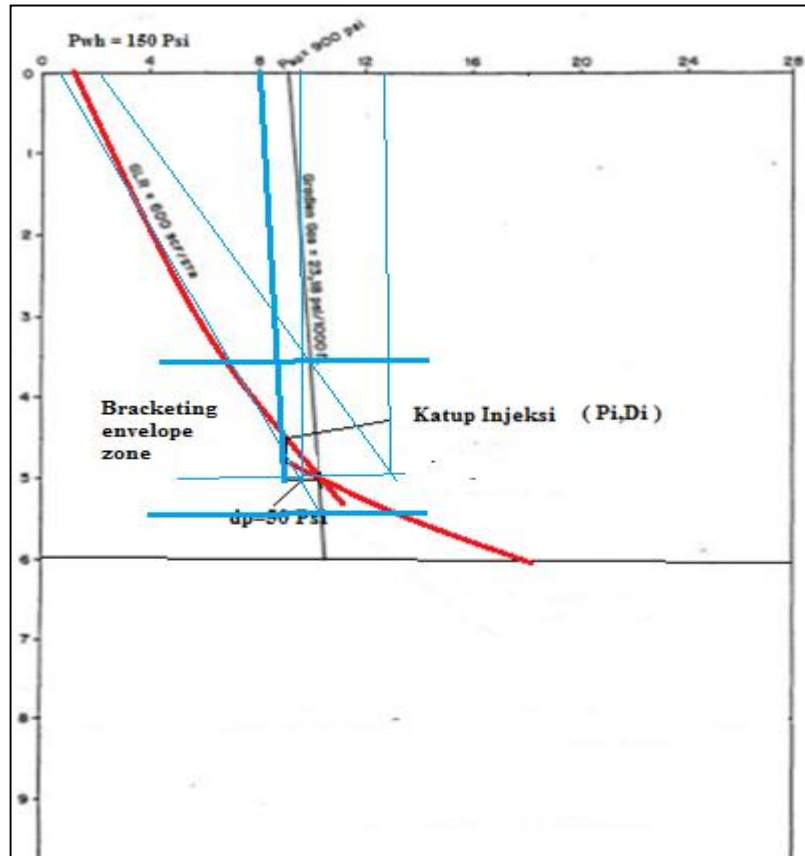
$DV5 =$



Gambar 5 Kedalaman Katup Unloading

**Penentuan letak katup di daerah "bracketing envelope".**

- Plot titik (900-100,0) atau (800,0) dan buat sejajar dengan garis gradien gas dari  $P_{so} = 900$  psi.
- Perpanjang garis tersebut hingga memotong garis gradien tekanan aliran dalam tubing, Perpotongan tersebut di titik. (1100, 5000) . Untuk % *bracketing envelope* = 10 % ,  $P_{aa} = (1+0.10) (1100) = 1210$  psi dan  $P_{bb} = (1 - 0,10) (910) = 990$  psi ,  $P_a = (1+0, 10) (150) = 165$  psi dan  $P_b = (1 - 0,10) (100) = 135$  psi
- e. Hubungkan titik-titik ( $P_a$ ) dengan ( $P_{aa}$ ); garis ini memotong garis gradien tekanan gas . Titik ini adalah batas atas dari pada *bracketing envelope*, pada kedalaman 3500 ft. Hubungkan titik-titik ( $P_b$ ) dengan ( $P_{bb}$ ) dan diperoleh batas bawah, *bracketing envelope* pada kedalaman 5500 ft
- f. Katup-katup di *bracketing envelope* dapat dipasang pada kedalaman-kedalaman : 3750, 4000, 4250, 5250, 5000 dan 4750 ft.



Gambar 6. Bracketing envelope zone

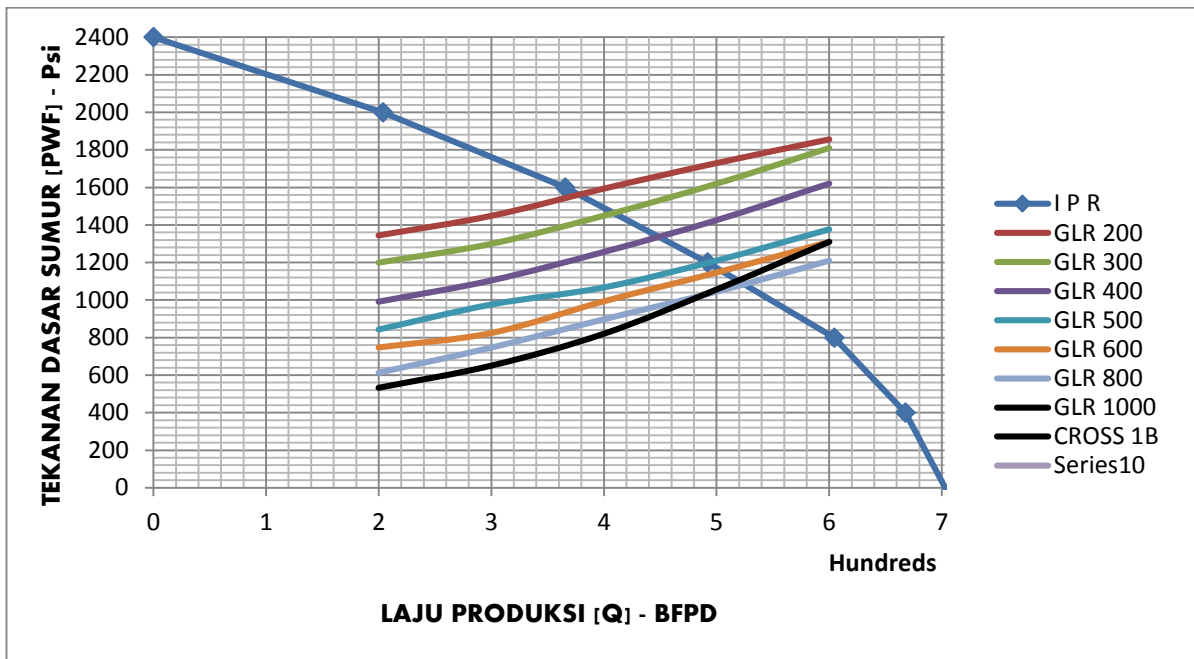
**Optimasi Gas Injeksi Sebagai Gas Lift :**

Perpotongan kurva tubing intake untuk masing masing Gas Liquid Ratio ( GLR) dengan kurva IPR, akan menghasilkan besarnya laju alir untuk setiap Gas Liquid Ratio (GLR), lihat grafik dan tabel dibawah ini :

**Tabel 2. Penentuan GLR Optimum**

LAJU ALIR (BFPD)	GAS LIQUID RATIO (GLR), SCF/STB						
	200	300	400	500	600	800	1000
200	1345	1200	991	843	747	613	532
300	1449	1300	1104	976	824	747	650
400	1594	1450	1256	1067	993	898	820
500	1730	1620	1425	1210	1146	1045	1056
600	1856	1810	1620	1376	1310	1210	1310

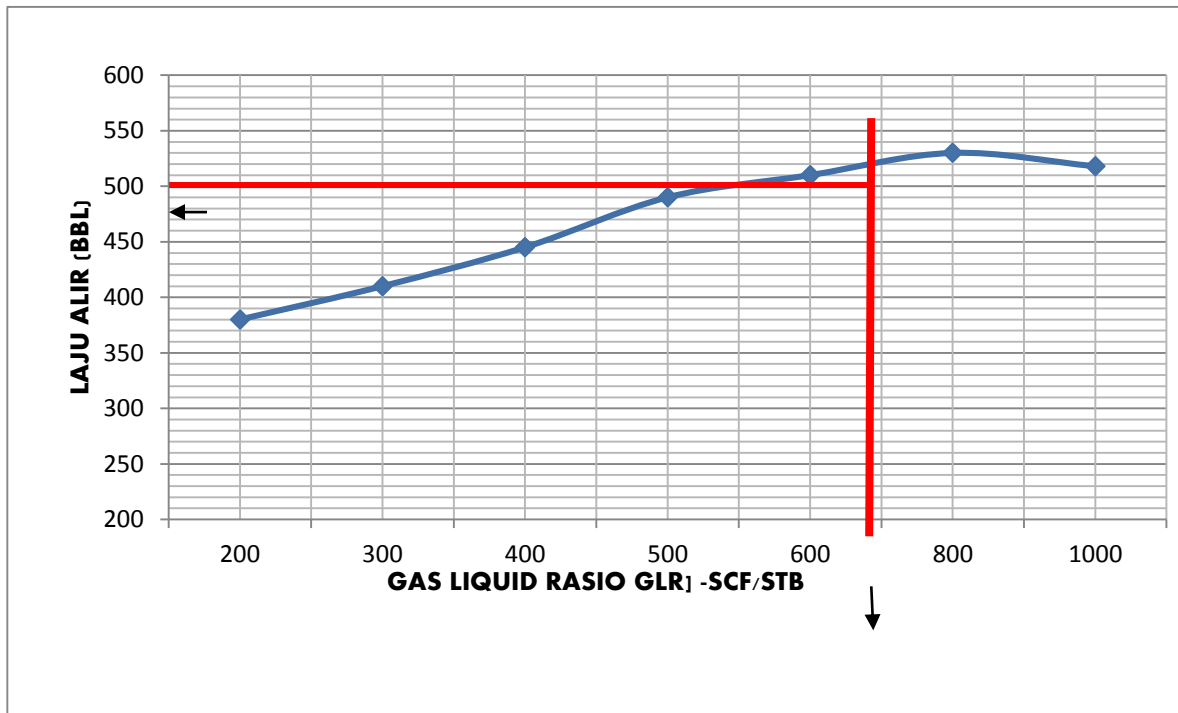




Gambar 7. Perpotongan IPR Dengan masing masing GLR

Tabel 3. Hasil Perpotongan GLR Dengan Laju Alir

GLR (scf/stb)	LAJU PRODUKSI (BPD)
200	380
300	410
400	445
500	490
600	510
800	530
1000	518



Gambar 8. Jumlah GLR Optimum

Gambar 8 menunjukkan garis plot berwarna merah adalah besarnya jumlah GLR optimum sebesar 800 scf/stb, dimana pada kondisi tersebut didapatkan laju produksi yang maksimum sebesar 530 BPD.

Besarnya laju injeksi gas optimum :

$$Q_{gi} = 530 \text{ Stb/d} ( 800 \text{ scf/stb} - 300 \text{ scf/stb} ) \quad Q_{gi} = 265.000 \text{ scf/d}$$

Dengan cara perhitungan yang sama untuk sumur yang lain diperoleh hasil seperti pada tabel dibawah ini :

Tabel 4. Jumlah Gas Optimum Untuk Masing Masing Sumur

SUMUR	Q <sub>gi</sub> OPTIMUM (SCF/STB)	LAJU PRODUKSI (BFPD)	Q <sub>gi</sub> Actual (SCF/STB)	LAJU PRODUKSI (BFPD)
X1	265.000	530	339.480	492
X2	300.000	1500	350.000	500
X3	193.000	386	231.600	386
X4	56.000	280	100.000	250

## PEMBAHASAN

Berdasarkan tinjauan Peneliti kelapangan Libo, kegiatan pengangkatan buatan dengan menggunakan gas lift sudah tidak dilakukan lagi, hal ini disebabkan beberapa faktor :

Ada beberapa faktor kenapa Gas lift dihentikan di libo area :

1. Tidak adanya optimasi didalam pemakaian gas lift, Jumlah gas yang diinjeksikan setiap harinya 1.021.080 SCF, dengan besarnya lajur produksi 1628 BFPD
2. Berdasarkan Perhitungan Peneliti, apa bila dilakukan Optimasi Gas Lift akan terjadi pengurangan gas yang diinjeksikan sebesar 207.080 SCF/D, dan penambahan jumlah produksi 1072 BFPD. Selesih angka hasil penelitian dan actual dilapangan cukup signifikan.

3. Berdasarkan hasil penelitian tersebut setiap tahunnya dapat menghemat pemakaian jumlah gas dalam arti kata dapat menambah lamanya operasi kurang lebih 3 bulan setiap tahun. Hal ini merupakan salah satu faktor terhentinya kegiatan gas lift.
4. Faktor lainnya adalah kurangnya pasokan gas yang tersedia ,karena produksi gas di PT. CPI tidak memadai. Di Perusahaan Chevron sendiri pasokan gas saat ini masih membeli dari perusahaan lain seperti Perusahaan Conocohilips – Jambi, untuk memenuhi kebutuhan gas di PT.Chevron Pasific Indonesia. Berapa besarnya jumlah gas yang disupplay peneliti tidak mendapatkan datanya.
5. Penggunaan gas yang utama di PT. Chevron Pasific Indonesia adalah pasokan listrik. Dari perencanaan awal gas lift, PT CPI sudah menyadari hal ini, tapi karena GOR tinggi dan sering terjadi Gassy, maka yang baik dilakukan untuk pengangkatan buatan adalah gas lift. Berdasarkan pengamatan dan hasil perhitungan Peneliti, apabila dilakukan optimasi gas untuk mendapatkan laju produksi maksimal, maka gas lift dapat bertahan dalam jangka waktu yang lebih panjang lagi. Pada tabel dibawah ini dapat dilihat hasil perhitungan optimasi gas lift dan actual pemakain gas injeksi dilapangan

Tabel 5. Hasil Perhitungan Dan Kondisi Real Di lapangan.

SUMUR	Qgi OPTIMUM (SCF/D)	LAJU PRODUKSI (BFPD)	Qgi Actual (SCF/D)	LAJU PRODUKSI (BFPD)
<b>X1</b>	265.000	530	339.480	492
<b>X2</b>	300.000	1500	350.000	500
<b>X3</b>	193.000	380	231.600	386
<b>X4</b>	56.000	280	100.000	250
<b>Total</b>	814.000	2690	1.021.080	1628

Pada sumur X1, penghematan gas yang terjadi dalam setiap harinya 74.480 SCF/D, dan kenaikan laju produksi didapat 38 BFPD.

Pada sumur X2, penghematan gas yang terjadi dalam setiap harinya 50.000 SCF/D, dan kenaikan laju produksi didapat 1000. BFPD, kenaikan laju produksi ini sangat menakutkan sekali karena jumlah gas yang diinjeksikan pada sumur X2 sangat besar dibandingkan 3 sumur gas lift yang ada.

Pada sumur X3, penghematan gas yang terjadi dalam setiap harinya 38.000 SCF/D, dan tidak ada kenaikan lajur produksi.

Pada sumur X4, penghematan gas yang terjadi dalam setiap harinya 44.000 SCF/D, dan kenaikan lajur produksi didapat 30 BFPD.

Berdasarkan hasil penelitian ini optimasi gas lift sangat penting sekali, disamping dapat menghemat gas injeksi juga dapat memaksimalkan laju produksi. Terjadi penghematan gas injeksi setiap harinya untuk ke empat sumur sebesar 207.080 SCF/D. Bila diambil dalam jangka 1 tahun atau 360 hari operasi, maka penghematan gas satu tahun sebesar 74.548.800 SCF. Jumlah gas sebesar ini bila dibagi dengan pemakaian gas optimasi setiap harinya, akan terjadi perpanjangan kegiatan gas lift selama 3 bulan setiap tahunnya. dengan kenaikan laju produkksi sebesar 382.320 BFPD.

Faktor yang mempengaruhi dihentikan kegiatan gas lift, yaitu menurunnya produksi gas di lapangan Libo seperti di Libo SE 53 tahun 2000 produksi gas nya 3.134.609 SCF/D dan pada tahun 2008 produksi gas menurun menjadi 2.931.000 SCF/D. Kemudian supplai gas dari perusahaan seperti Perusahaan Conocohilips – Jambi tidak stabil dan tidak memadai

## KESIMPULAN

Berdasarkan hasil kunjungan lapangan dan hasil perhitungan optimasi gas lift untuk pengangkatan buatan gas lift di Libo, dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Hasil perhitungan besarnya laju injeksi gas optimum dan besarnya laju produksi maksimum setiap sumur dapat dilihat pada tabel 5.
2. Hasil analisis perhitungan dengan actual dilapangan bila dilakukan optimasi gas akan terjadi penghematan pemakaian gas untuk ke empat sumur sebesar 207.080 SCF/D, dan kenaikan laju produksi sebesar 382.320 BFPD.
3. Berdasarkan hasil evaluasi Peneliti ada beberapa faktor penyebab dihentikan kegiatan Gas Lift, yaitu Faktor yaitu menurunnya produksi gas di lapangan Libo seperti di Libo SE 53 tahun 2000 produksi gas nya 3.134.609 SCF/D dan pada tahun 2008 produksi gas menurun menjadi 2.931.000 SCF/D. Kemudian suplai gas dari perusahaan seperti Perusahaan Conocohilips – Jambi tidak stabil dan tidak memadai. Disamping itu tidak adanya optimasi gas injeksi yang sangat signifikan sekali dalam kelangsungan kegiatan gas lift.
4. Berdasarkan hasil perhitungan keuntungan diadakan optimasi injeksi gas lift akan terjadi penambahan waktu operasi 3 bulan dalam jangka waktu 1 tahun. Hal ini tentunya akan dapat memperpanjang kegiatan pengangkatan buatan gas lift.

## DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute “ Gas Lift Book 6 Of The Vocational Training Series” , 1994
- Aditya Ricky Fandi “ Metoda Gas Lift Untuk Sumur Minyak Tua” ITBG 22 April 2016
- Brown, K.E., 1977, “*The Technology of Artificial Lift Methods*”, volume 1, Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.
- Brown, K.E., 1980 “*The Technology of Artificial Lift Methods*”, volume 2B, Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.
- Brown, K.E 1984 “*The Technology of Artificial Lift Methods*”, volume 4, Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.
- Daniel Hill. “*Petroleum Production Systems*”
- Hernandez, Ali, 2016, “*Fundamentals of Gas Lift Engineering Well Design and Troubleshooting*” Gulf Professional Publishing is an Imprint of Elsevier, Cambridge, USA.
- Mitra, Niladri Kumar., Kumar Adesh, 2012, “*Principles of Artificial Lift*”, Allied Publisher Pvt. Ltd. New Delhi, India
- Pertamina “ Pedoman Kerja Teknik Reservoir Dan teknik Produksi’ tahun 2010
- Pujo Soekarno “ Alokasi Injeksi Gas Untuk Peningkata Produksi Dengan Metoda Proyeksi Gradient Reson’s” Reseach tahun 2013
- Pirson., “ *Oil Reservoir Engineering*” Tahun 1992
- Pedoman Kerja Pertamina, “ Perencanaan Instalasi Sembur Buatan Kontinyu” tahun 2002.
- Sukarno, Pudjo, DR., 1990, “*Production Optimalization with Nodal System Analysis*”, PT. Indrilco Sakti, Jakarta.
- Nobuo Niky Soury “ Gas Alokation Optimization Fopr Continous Flow Gas Lift Systems “ Jepang thn 2013.