

OPTIMASI CONTINUOUS GAS LIFT UNTUK PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA SUMUR “X” LAPANGAN “Y”

Muhammad Rizki Ibrahim ¹⁾, Eko Prastio, ^{2)*}

^{1,2)}Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik,
Universitas Bhayangkara Jakarta Raya

Corresponding Author: eko.prastio@dsn.ubharajaya.ac.id

ABSTRAK

Optimasi produksi sumur adalah suatu usaha dalam peningkatan laju produksi guna menghasilkan perolehan sumur X, dilakukan kegiatan desain ulang *gas lift* ini diharapkan dapat meningkatkan produksi sumur X hingga mencapai Q target yang diinginkan. Dari kedalaman perforasi 5802 ft TVD diketahui hasil produksi yang diperoleh sebesar 213 bfpd. Sedangkan dari hasil analisis menggunakan perhitungan IPR diperoleh Q_{max} pada sumur X sebesar 668,324 bfpd. Adanya selisih harga Q yang cukup besar antara Q aktual dengan Q_{max} hasil perhitungan IPR dari sumur X tersebut menunjukkan bahwa produksi sumur X masih dapat ditingkatkan dengan mencari Q optimal yang mampu dicapai akibat GLR yang digunakan merupakan GLR optimal. Dengan melakukan analisis GLR yang merupakan besarnya jumlah gas yang terkandung didalam *liquid* diambil kesimpulan bahwa Q optimal sebesar 430 bfpd pada GLR optimal sebesar 0,34 mmcsfd. Oleh sebab itu dilakukan kegiatan desain ulang *gas lift* agar dapat meningkatkan produksi pada sumur X tersebut.

Kata kunci: *Gas Lift*, GLR, Optimasi Produksi, Desain Ulang *Gas Lift*

1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Secara umum reservoir penghasil hidrokarbon di lapangan “KL” adalah KL-Baturaja. Reservoir karbonat Baturaja adalah reservoir minyak-gas paling tebal di lapangan KL. Akumulasi minyak terbesar diperkirakan berada di daerah puncak dekat lokasi yang diusulkan. Sumur KLB-2 saat ini merupakan sumur paling updip yang dibor di lapangan KLB. Puncak Baturaja yang sangat besar berada pada kedalaman -5655 kaki TVDSS. Sumur tersebut menembus kolom minyak hingga 180 kaki dan menunjukkan lapisan gas tipis di atas reservoir. Sumur ini telah memproduksi minyak-gas sejak 1986 dengan produksi kumulatif 1,2 mmo. Laju produksi saat ini adalah 121 bopd dan gas 2 mmcsfd. Sumur KLB-3 yang terletak di timur laut sumur KLB-14 yang diusulkan secara kumulatif telah menghasilkan minyak 0,48 mmo dan laju saat ini adalah 176 bopd.

Reservoir karbonat Baturaja terjadi sebagai struktur penumpukan karbonat yang berarah utara-selatan di antara dua patahan normal utama yang berarah NNE-SSW. Interval reservoir karbonat berkembang dengan baik dari selatan ke utara dengan ketebalan berkisar dari 300 kaki hingga 1300 kaki masing-masing di KL-3 dan KL-6A. Dua sumur terdekat KLB-2 dan KLB-3 mendukung keberadaan akumulasi minyak Baturaja di area yang diusulkan. Laju produksi dari interval Baturaja di lapangan KL cukup rendah, namun cenderung mempertahankan produksi minyak-gas untuk jangka waktu yang lebih lama.

Seiring berjalannya waktu, sumur-sumur di lapangan "KL", khususnya di platform "KLB" yang diproduksi menggunakan metode continuous gaslift, mengalami penurunan produksi diatas 20% dari batas toleransi dari hasil sebelumnya 523 bfpd menjadi 213 bfpd yang kemungkinan salah satunya disebabkan oleh tidak optimumnya laju gas yang diinjeksikan ke dalam sumur sebagai gaslift dan juga dari adanya perubahan dari fluid level dari sumur tersebut yang mengakibatkan design gaslift valve saat ini masih belum bisa optimum untuk mengangkat fluida dari dalam sumur ke permukaan

Mengingat laju produksi yang terus menurun, maka peneliti berupaya mencari solusi alternatif untuk meningkatkan produksi baik dalam bentuk usaha jangka pendek maupun jangka panjang, contohnya Optimasi dengan cara menaikkan 10psi CHP dari hasil data well test sebelumnya hingga sampai batas maksimum gas injeksi yang terdapat pada platform tersebut, lalu mengumpulkan dari data well test tersebut dan menyimpulkan bahwa sumur tersebut belum bisa kembali ke performa Optimum untuk produksinya maka dilakukan optimasi dengan cara merubah tata letak dari GLV, port size dan gas inject yang di butuhkan untuk mencapai produksi yang lebih optimum

1.2 Tujuan Penelitian

Dalam melakukan penelitian diperlukan adanya tujuan agar target yang dicapai bisa terpenuhi. Tujuan penelitian membantu mengarahkan penelitian agar fokus pada masalah yang ingin diselesaikan, serta memberikan kerangka kerja yang jelas untuk mencapai hasil yang diharapkan. Dibawah ini beberapa point tujuan yang akan dilakukan penelitian, sebagai berikut :

- a. Mengetahui penurunan produksi dari sumur X
- b. Mengevaluasi gas lift valve yang terpasang pada sumur
- c. Mengetahui design gas lift valve dan gas injeksi yang baru untuk meningkatkan produksi secara optimum pada sumur X

2. METODE

Tahap pengumpulan dan pengolahan data yang dilakukan dalam pembuatan Tugas Akhir ini dengan observasi dan wawancara. Dilakukan dengan cara kunjungan sumur produksi dan melihat proses aliran gas lift dan fasilitas permukaan pendukungnya. Selanjutnya melakukan proses tanya jawab dengan pembimbing lapangan yaitu bapak Ridwan Rahadian, bapak Dany Susanto dan bapak Fanji Rochmat tentang dasar-dasar gas lift, alasan untuk mendesain ulang gas lift, cara desain ulang gas lift, faktor apa saja yang mempengaruhi dalam operasi gas lift. Dan dengan pihak-pihak yang memahani terkait dengan judul yang diambil, seperti Operation Installation Manager (OIM) tentang masalah HSE , konsultasi dengan rekan petroleum engineer PHE ONWJ tentang prinsip kerja gas lift, tim NUI (Normaly Unmanned Installation) tentang permasalahan sumur dan cara tuning gas lift, Supervisor Wirelineshop tentang katup gas lift serta bagian bagiannya. Selain kedua metode diatas.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

a. Analisa Sumur X Sebelum Dilakukan Desain Ulang Gas Lift

Sumur X di lapangan Y ini merupakan sumur yang menggunakan *artificial lift*, yaitu *gas lift* namun seiring dengan berjalannya waktu, sumur tersebut tidak mampu lagi memproduksi minyak sebaik dahulu karena turunnya tekanan *reservoir*. Keadaan ini berpengaruh pada laju alir yang dapat diproduksi. Oleh karena itu dibuatlah desain ulang *continuous flow gas lift* untuk dapat menaikkan minyak ke permukaan dan meningkatkan laju produksi pada sumur tersebut. Berikut merupakan data sumur sebelum di lakukan redesain katup *gas lift* untuk meningkatkan produksi sumur.

Tabel 4.1 Kondisi Awal dan Kedalaman Valve pada Desain Awal Sumur X

Data	Satuan
Qgi	0,3 mmscfd
Qt	213 bfpd
WC	62%
Pr	831 psi
Mid perfo	5802 ft
Pwf	670 psi
GLV 1	1436 ft
GLV 2	2217 ft
GLV 3	2980 ft
GLV 4	3849 ft
GLV 5	4302 ft
SO	4934 ft

Laju alir gas injeksinya yaitu 1,18 MMSCFD dengan perolehan laju alir total yaitu 793 bfpd.

b. Data Sumur X Lapangan Lima

Tabel 4.2 Data untuk Desain Grafis Gas Lift Sumur X

Data	Ukuran	Satuan
Mid Perforasi	5802	Ft
Kedalaman Packer	4956	Ft
Tekanan Statik (Pr)	831	Psi
Tekanan Alir Dasar Sumur (Pwf)	670	Psi
Q test	213	Bfpd
Productivity Index (PI)	1,323	bpd/psi
Water Cut (WC)	0,62	%
API Gravity Oil	32	
Temperatur Dasar Sumur (BHT)	238,25	°F
Temperatur Kepala Sumur (WHT)	157	°F
GLR Formasi	1510,5	scf/bbl
Specific Gravity Gas (SG Gas)	0.8	
Specific Gravity Water (SG Water)	1	
Specific Gravity Oil (SG Oil)	0,865	
Killing Fluid Gradient	0,465	psi/ft
Tekanan Kick Off (Pko)	620	Psi
Tekanan Operasi Permukaan (Pso)	Pko-50 = 570	Psi
Tekanan Kepala Sumur (Pwh)	86	Psi
Gas Lift Type	Continuous Flow	
Tubing Size ID	2,5	
Casing Size ID	9,625	Inch
Port Size	0.1875	Inch
R	0.094	Inch

c. Pengolahan Data

Perhitungan kurva IPR menggunakan metode Vogel. karena IPR Vogel digunakan untuk sumur yang memproduksi 2 fasa yaitu gas dan liquid.

1. Menghitung Q Maksimum

$$Q_{maks} = \frac{q}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$Q_{maks} = \frac{213}{1 - 0.2 \left(\frac{670}{831} \right) - 0.8 \left(\frac{670}{831} \right)^2}$$

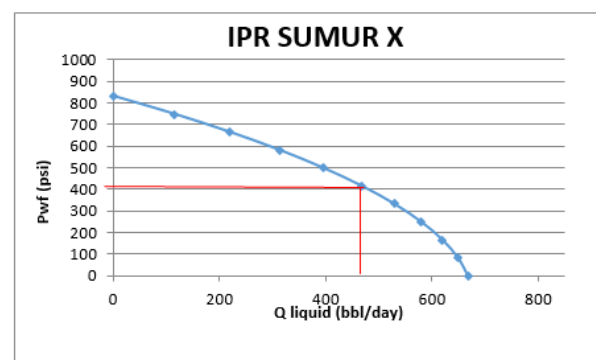
$$= 668,324 \text{ bfpd}$$

2. Membuat Kurva IPR

Tabel 4.3 Data Perhitungan IPR Menggunakan Pwf Asumsi

Pwf ass	Q
0	668,324
83	649,640
166	620,289
249	580,269
332	529,583
415	468,229
498	396,207
581	313,519
664	220,162
747	116,138
831	0,000

Gambar 4.1 Kurva IPR Sumur X



d. Penentuan Outflow Performance

Dalam menentukan *outflow performance*, mempunyai beberapa tahapan yaitu:

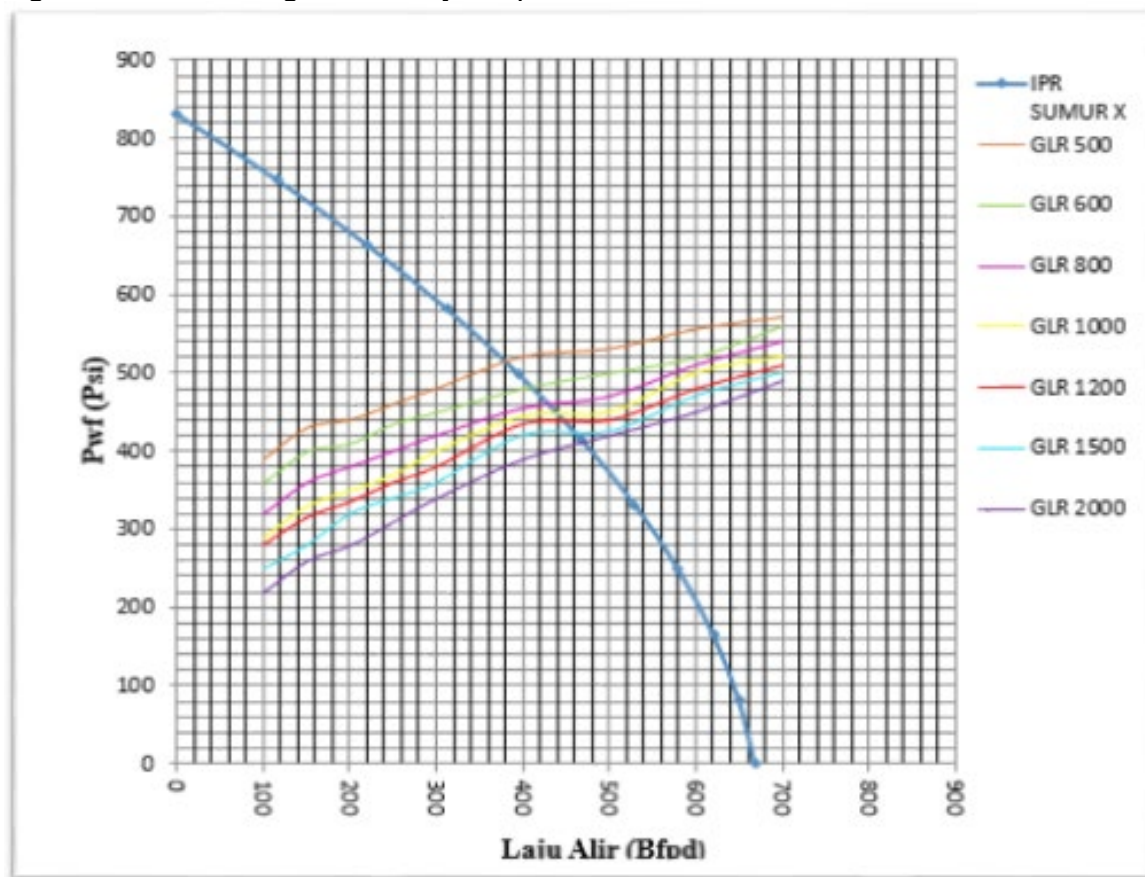
- Pengumpulan data yang diperlukan, yaitu :
 - Mid perfo* = 5802 ft.
 - Laju alir = (100, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 7000) Bfpd.
 - ID *tubing* = 3 inch
 - WC = 62 %
 - GLR asumsi = (500, 600, 800, 1000, 1200, 1500, 2000) scf/bbl.
- Pemilihan grafik *pressure traverse* yang sesuai dengan laju alir, wc, ID *tubing*.
- Plot kedalaman *mid perforasi* pada grafik *pressure traverse (mid perfo, 0)*.
- Tarik garis horizontal dari (*mid perfo*, 0) sampai bertemu garis GLR yang diasumsikan (200).
- Tarik garis keatas dan tentukan tekanannya yaitu tekanan Pwf.
- Ulangi langkah 3-5 untuk laju 100, 200, 250, 300, 400, 500, 600, dan 700.
- GLR asumsi 500, 600, 800, 1000, 1200, 1500, 2000.

Didapat nilai dari Pwf dengan berbagai keadaan, yaitu sebagai berikut :

Tabel 4.6 Hubungan GLR, Pwf, dengan Laju Alir Produksi

Qa (Bf/d)	GLR 500 (Scf/BBL)	GLR 600 (Scf/BBL)	GLR 800 (Scf/BBL)	GLR 1000 (Scf/BBL)	GLR 1200 (Scf/BBL)	GLR 1500 (Scf/BBL)	GLR 2000 (Scf/BBL)
Pwf (Psi)	Pwf (Psi)	Pwf (Psi)	Pwf (Psi)	Pwf (Psi)	Pwf (Psi)	Pwf (Psi)	Pwf (Psi)
100	390	360	320	290	280	250	220
150	430	400	360	330	315	280	260
200	440	410	380	350	335	320	280
250	460	435	400	370	360	340	310
300	480	450	420	400	380	360	340
400	520	480	455	445	435	420	390
500	530	500	470	450	440	425	420
600	555	520	510	500	480	470	450
700	570	560	540	520	510	500	490

Dari data diatas buatlah grafik yang menggambarkan hubungan antara IPR yang telah dibuat dengan GLR injeksi pada sumur "X".



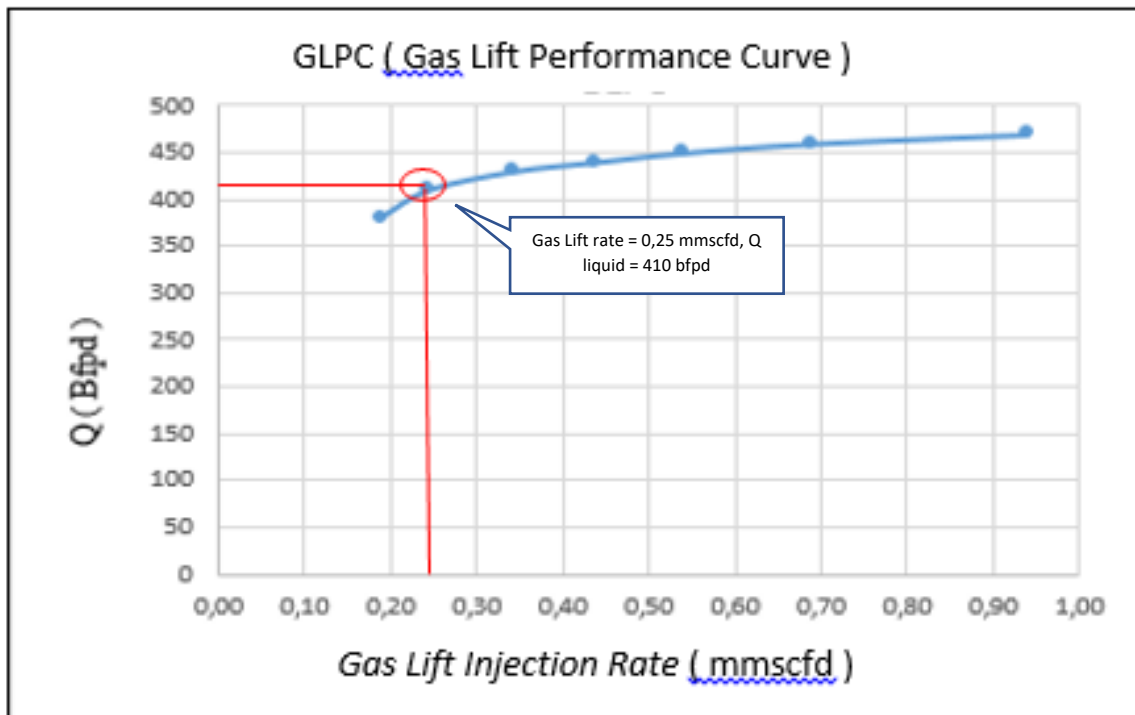
Gambar 4.2 Kurva IPR Vs GLR Injeksi pada Sumur X

Dari Grafik 5.3 kurva IPR vs GLR Injeksi pada sumur X dapat dilihat bahwa masing-masing GLR menghasilkan laju produksi yang berbeda, yaitu dapat dilihat dari tabel (Tabel 4.7).

Tabel 4.7 Hubungan GLR dengan Laju Produksi

GLR (<u>scf/stb</u>)	<u>Laju Produksi</u> (<u>Bfpd</u>)	<i>Gas Rate</i> <i>Injection</i> (<u>mmscfd</u>)
500	380	0,19
600	410	0,25
800	430	0,34
1000	440	0,44
1200	450	0,54
1500	460	0,69
2000	470	0,94

Dari data diatas, apabila dijabarkan dalam bentuk kurva hubungan antara Gas Injection Rate yang digunakan dengan laju produksi dapat di gambarkan sebagai berikut.



Gambar 4.3 Hubungan Gas Injection Rate Vs Laju Produksi

Dari Gambar 4.3 di dapat bahwa laju produksi optimumnya ialah sebesar 410 bfpd dengan laju alir gas injeksi optimum sebesar 0,25 mmscfd.

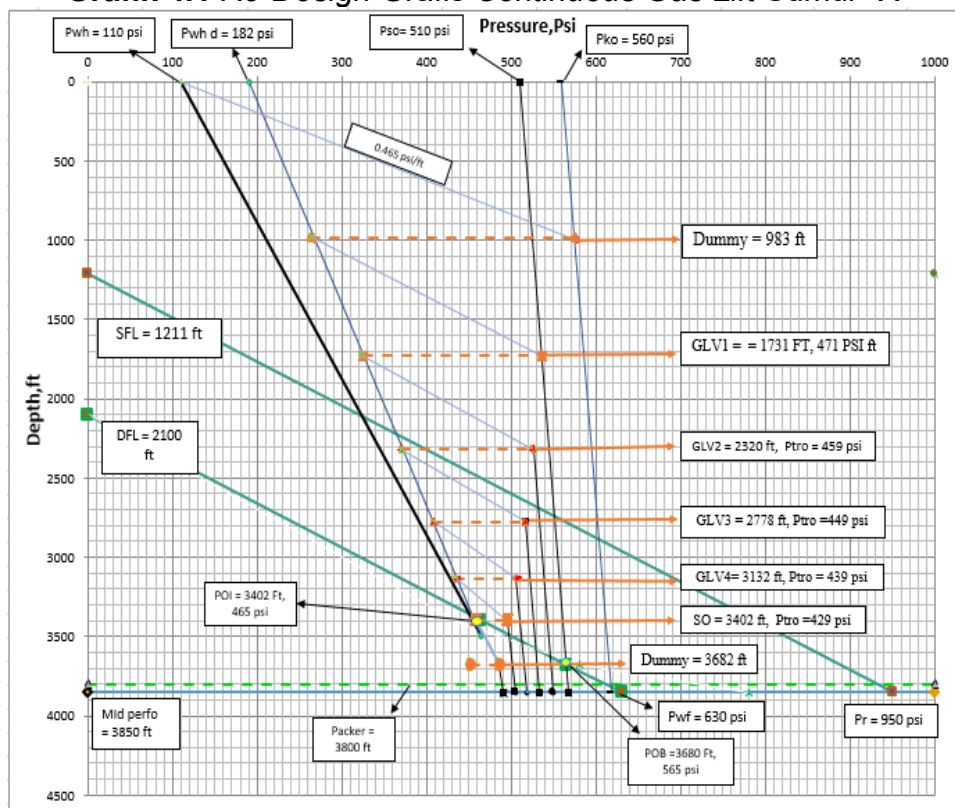
e. Re-design Continuous Gas Lift Pada Sumur X

1. Penentuan Spasi Valve

- Menentukan tekanan pada kedalaman permisalan ($Y = 1000$ ft) sebagai titik bantu membuat garis *killing fluid gradient* dengan persamaan:
 - $P = P_{wh} + Y \times \text{Grad. Killing Fluid}$
 - $= 86 \text{ psi} + 1500 \text{ ft} \times 0.465 \text{ psi/ft}$
 - $= 783,5 \text{ psi}$
- Plot titik (783,5 psi, 1500 ft) dan hubungkan ke titik P_{wh} d (183 psi). Didapatlah garis *killing fluid gradient*.
- Penentuan letak katup sembur buatan berikutnya:

Berikut merupakan Grafik *Pressure Traverse* yang di dapat dari langkah-langkah tersebut

Grafik 4.1 Re-Design Grafis Continuous Gas Lift Sumur "X"

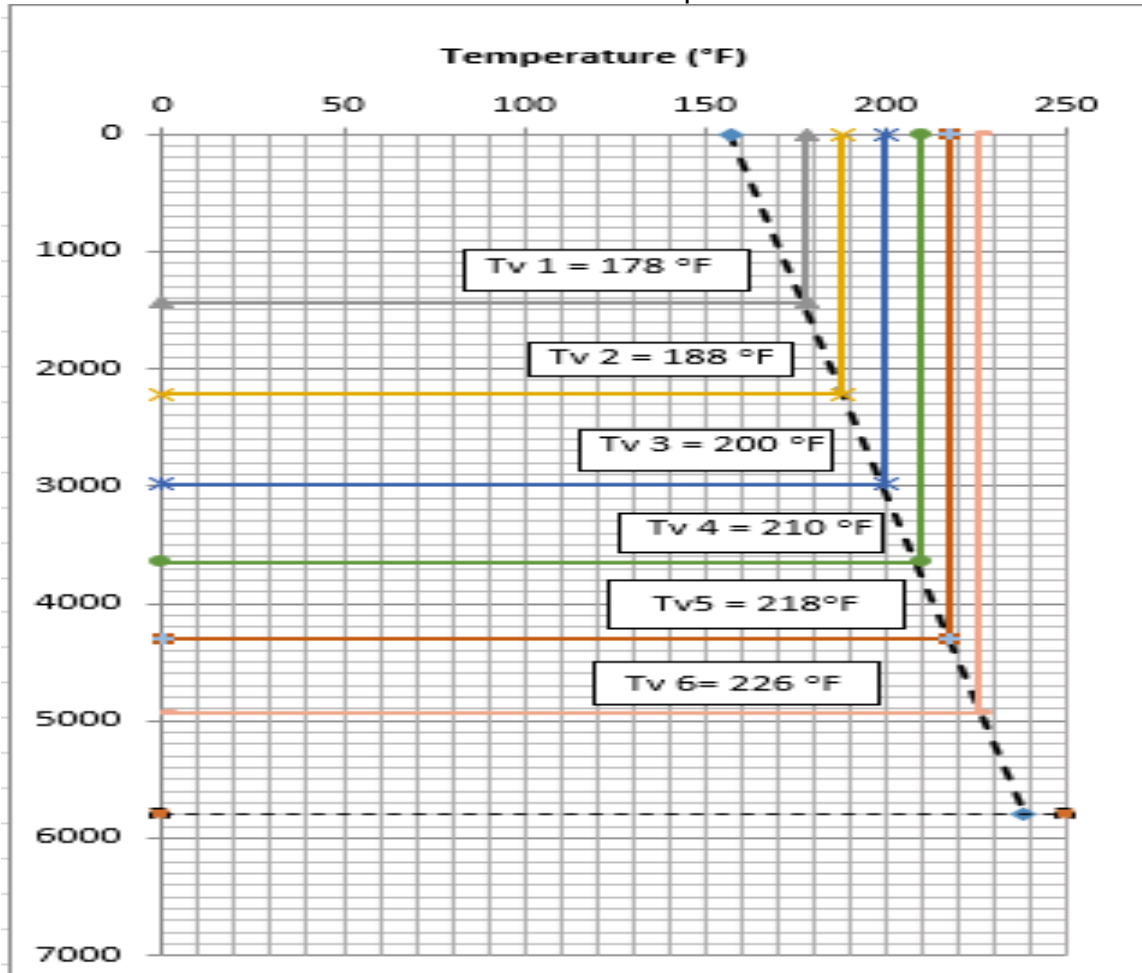


2. Penentuan Tekanan Buka dan Tutup Valve

- Di bagian atas kanan pada grafik penentuan kedalaman katup, buatlah skala temperatur pada sumbu tekanan dan plot titik temperatur di permukaan dan temperatur di kedalaman *mid perforation* yaitu (157 °F, 0 ft) dan (238 °F, 5802 ft) lalu hubungkan titik tersebut. Garis yang terbentuk ini disebut garis gradien temperatur.
- Temperatur dibaca pada garis gradien temperatur pada langkah 1 berturut – turut Tv1, Tv2, dan seterusnya dengan masing-masing kedalaman katup Dv1, Dv2, ... dan seterusnya.
- Tekanan tubing (Pt) dibaca dari garis perencanaan tekanan tubing “tubing design line” .
- Dari temperatur pada kedalaman yang sudah didapat, tentukan nilai Ct dari tabel “temperature correction factors for nitrogen in 60 °F” pada lampiran 2.

- e) Dari setiap kedalaman katup diperoleh tekanan gas injeksi dalam (Pvo), tekanan tubing (Pt) dan temperatur (Tv).
Berikut merupakan Grafik temperatur yang telah dibuat dengan mengikuti langkah – langkah diatas.

Grafik 4.2 Grafik Temperatur



- Menentukan harga R dan 1-R untuk setiap katup dengan ukuran port 0.1875 inch.
 - Diketahui nilai R, yaitu: $R = 0.094$
 - Hitung nilai $1 - R = 1 - 0.094 = 0.906$
 - Karena seluruh katup menggunakan ukuran port (0.1875 inch) yang sama maka nilai R dan 1-Rnya juga sama, yaitu $R = 0.094$ dan $1-R = 0.906$
- Untuk katup 1, hitung tekanan dome (Pd1) pada kedalaman katup 1 (Dv1):
 - $$\begin{aligned} Pd1@Dv1 &= Pvo (1-R) + Pt \times R \\ &= 588 (0.906) + 445 \times 0.094 \\ &= 574,558 \text{ psi} \end{aligned}$$
 - $$\begin{aligned} Pd2@Dv2 &= Pvo (1-R) + Pt \times R \\ &= 578 (0.906) + 473 \times 0.094 \\ &= 568,130 \text{ psi} \end{aligned}$$
 - $$\begin{aligned} Pd3@Dv3 &= Pvo (1-R) + Pt \times R \\ &= 568 (0.906) + 520 \times 0.094 \\ &= 563,488 \text{ psi} \end{aligned}$$
- Hitung tekanan dome (Pd1) untuk setiap katup pada kondisi wireline shop (temperatur standard):

1. $Pd1@60 = Ct1 \times Pd1@Dv1$
 $= 0.756 \times 574,558$
 $= 434,366 \text{ psi}$
2. $Pd2@60 = Ct2 \times Pd2@Dv2$
 $= 0.746 \times 568,130$
 $= 423,825 \text{ psi}$
3. $Pd3@60 = Ct3 \times Pd3@Dv3$
 $= 0,737 \times 563,488$
 $= 415,291 \text{ psi}$
4. Hitung tekanan pembukaan katup 1 (Ptro1) di wireline shop:
 1. $Ptro1 = Pd1@60 / 1-R$
 $= 434,336 / 0.906$
 $= 479 \text{ psi}$
 2. $Ptro2 = Pd2@60 / 1-R$
 $= 423,825 / 0.906$
 $= 468 \text{ psi}$
 3. $Ptro3 = Pd3@60 / 1-R$
 $= 415,291 / 0.906$
 $= 458 \text{ psi}$

4. Perbandingan Desain Gas Lift Sebelum dan Sesudah

Sebelum di desain ulang untuk mengoptimalkan produksi yang mengalami penurunan yang dapat dilihat di hasil well test pada (lampiran 6) desain sumur sebelum dan sesudah yaitu seperti pada table dibawah ini :

Tabel 4.8 Desain Sumur "X" Sebelum						Tabel 4.9 Desain Sumur "X" Sesudah					
No	Valve	TVD	Port Size	Ptro (Psi)	Gas Injection 0,318 mmscfd perolehan Q = 213 bfpd	No	Valve	TVD	Port Size	Ptro (Psi)	Gas Injection 0,25 mmscfd perolehan Q = 410 bfpd
1	Dummy	1436	-	-		1	Dummy	1436	-	-	
2	Dummy	2217	-	-		2	Dummy	2217	-	-	
3	Dummy	2980	-	-		3	Dummy	2980	-	-	
4	Dummy	3849	-	-		4	Dummy	3849	0,1875	479	
5	Dummy	4302	-	-		5	GLV	4302	0,1875	468	
6	SO	4934	0,25	-		6	SO	4934	0,1875	458	

4. KESIMPULAN

Adapun kesimpulan yang didapat dari tugas Tugas Akhir yang telah dilaksanakan antara lain:

- a. Dari kurva GLPC dapat menentukan laju alir gas yang optimum untuk injeksi gas lift. Dari data kurva GLPC didapat laju alir gas injeksi optimum didapat 0,25 mmscfd dengan rate sebesar 410 bfpd. port yang digunakan berukuran 0,1875 inch.
- b. Laju produksi sebelum di lakukan desain ulang yaitu sebesar 213 bfpd dengan injection rate sebesar 0,318 mmscfd, sedangkan Laju Produksi setelah dilakukan desain ulang yaitu sebesar 410 bfpd dengan injection rate sebesar 0,25 mmscfd.

- c. Berdasarkan grafik Pressure traverse sumur X menggunakan tiga katup gas lift yaitu, satu katup operasi dan dua katup unloading dengan masing-masing kedalaman 3849 ft, 4302 ft dan 4934 ft.
- d. Katup gas lift pertama dan kedua adalah katup unloading pada kedalaman 3849 ft dan 4302 ft akan terbuka pada tekanan 479 psi dan 468 psi pada kondisi actual di lapangan . sementara katup ketiga adalah katup operasi yang tidak memiliki check valve sehingga akan terbuka terus, terbuka pada tekanan 458 psi pada kedalaman 4934 ft.

DAFTAR PUSTAKA

- Departemen Pendidikan dan Kebudayaan. 2013. *Teknik Produksi Migas semester 3*. Jakarta : Balai Pustaka
- API. 1999. *Recommended Practice For Design Of Continuous Flow Gas Lift Installation Using Injection Pressure Operated Valves 2 Edition*. Washington, D.C : API Publishing Service
- Brown, K.E. 1984. *The Technology of Artificial Lift methods*. Volume 4, Tulsa : Penwell Publishing Company