Volume 3 Number 1 (2022)
August-December 2022
Page:179-186

E-ISSN: 2745-4584
https://ejournal.insuriponorogo.ac.id
DOI: 10.37680/almikraj.v3i1.7155

**AL MIKRAJ**
*Jurnal Studi Islam dan Humaniora*

# Desain Gas Lift Dengan Metode Continuous Flow Untuk Mendapatkan Laju Alir Optimal Pada Sumur "F-1" Lapangan "X"

**Muhammad Vijaya Waluddin[1], Deny Fatrianto Edyzoh Eko Widodo[2], Amiruddin[3] , Andry Halim[4], Firdaus[5], Michelle Rafael Waw[6] Iin Darmiyati[7]**

[123] Sekolah Tinggi Teknologi Migas; Indonesia
correspondence e-mail*, muhammadvijayawaluddin@gmail.com

Submitted: Revised: 2022/10/01; Accepted: 2022/10/21; Published: 2022/11/23

**Abstract**

Over time the flow rate will decrease so that the reservoir pressure will decrease, so it is necessary to optimize or increase the flow rate. To overcome the above, an artificial lift is used or what is called an "Artificial Lift". Artificial Lift is an artificial lift method that is useful for adding pressure to the fluid so that it can flow up to the surface. At this well, the initial Artificial lift Design is being carried out using ESP (Electrical Submersible Pump) to become a Gas lift with the Continuous flow method. The purpose of this analysis is to see the potential installation of a continuous flow gas lift in the "F-1" well. The result of the IPR curve analysis from the calculation show that the "F-1" well has a maximum flow rate of 6704.7 bfpd. So that the well can still be optimized with the Gas lift design. Based on the Gas lift design, the desired flow rate is 5300 bfpd. In the F-1 well, it is known that the injection gas is 1,355,600 scf/day. As well as the location of the depth of valve 1 is at a depth of 2100 ft, valve 4 is at a depth of 2500 ft, valve 5 is at a depth of 2850 ft ( operation valve), and additional valves can be installed BE1 at 2344 ft and BE2 at 2489 ft.

**Keywords** "X" Field, Gas Lift Design, Continuous Flow, Optimal Flow Rate, "F-1" Well

**© 2022 by the authors**. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY SA) license, https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/.

## INTRODUCTION

Pada lapangan minyak bumi hal yang harus diperhatikan adalah jumlah produksi minyak.Umumnya produksi minyak pada lapangan sumur minyak akan mengalami laju alir yang tinggi akan tetapi seiring berjalannya waktu tenaga pendorong alami reservoir akan berkurang dan suatu saat energi tersebut tidak mampu lagi mengangkat minyak. Oleh karena itu dibutuhkan suatu metode pengangkat buatan (artificial lift) untuk mengatasi kondisi tersebut. Artificial Lift adalah suatu metode yang digunakan untuk mengangkat fluida ketika tekanan dari reservoir sudah tidak mampu lagi untuk mengangkat fluida dari subsurface ke separator, dengan tujuan untuk mengoptimal produksi. Salah satu pengangkat buatan yang sederhana yaitu dengan

menggunkan gas lift.

Gas lift adalah suatu metode pengangkat buatan yang menginjeksikan gas bertekanan tinggi oleh kompresor kedalam annulus, kemudian gas yang diinjeksikan tadi akan masuk ke tubing melalui gas lift valve sehingga bercampurnya gas injeksi dengan fluida reservoir yang mengakibatkan penurunan gradien alir tekanan kolom fluida dalam tubing dengan demikian fluida reservoir akan lebih mudah untuk mengalir ke permukaan(Diba et al., n.d.). Dilihat dari cara penginjeksiannya gas lift dibedakan menjadi dua cara yaitu metode continuous gas lift dan intermittent gas lift. Continuous gas lift merupakan suatu metode penginjeksian gas bertekanan tinggi secara terus-menerus kedalam tubing dengan maksud untuk meringankan kolam fluida yang ada di dalam tubing.

## METHOD

Continuous Gas Lift adalah suatu metode proses pengangkatan fluida dari suatu sumur minyak dengan cara menginjeksi gas yang bertekanan relatif lebih tinggi secara terus menerus ke dalam tubing dengan tujuan untuk meringankan kolom cairan yang ada di dalam tubing. Karena penginjeksian dilakukan secara terus-menerus, maka diperlukan kesetimbangan aliran minyak dari formasi ke dalam lubang sumur dengan rate yang cukup tinggi.

Oleh karena itu dasar dari pemodelan gas lift ialah menentukan Pwf yang diperlukan agar sumur memproduksikan dengan rate yang diinginkan, dengan cara menginjeksikan gas pada kedalaman tertentu di dalam tubing. Valve gas lift terdiri dari :

1. Katup unloading, dimana sebagai jalan masuk dari annulus kedalam tubing, untuk mendorong cairan yang semula digunakan untuk mematikan sumur.
2. Katup operasi, sebagai jalan masuk dari gas melalui annulus ke tubing untuk mendorong fluida reservoir ke surface.
3. Katup tambahan, yaitu sebagai katup operasi jika Ps turun.

## RESULTS AND DISCUSSION

Sumur “F-1” adalah sumur yang berada pada lapangan “X”.sumur “F-1” merupakan sumur yang akan dipasangkan alat pengangkatan bantuan yaitu Countinuos Gas lift. Sebelum dipasangnya artificial lift dilakukannya screening untuk mengetahui metode yang terbaik untuk sumur “F-1”, setelah dilakukannya screening didapatkan bahwa metode gas lift adalah metode pengangkatan buatan yang terbaik untuk digunakan pada sumur “F-1”.

Maka dari itu penulis ingin mendesain sumur "F-1" dengan mengunakan metode Countinuous gas lift. Dalam pengerjaannya, penulis menggunakan perhitungan secara kalkulasi manual menggunakan excel. Kemudian untuk melakukan analisa terhadap sumur "F-1" tahap awal yang dilakukan adalah menentukan data profil sumur, data produksi sumur , dan data fluida reservoir. Setelah mendapatkan nilai dari beberapa data tersebut kita mencari nilai dari produktifitas index dari sumur dan mendapatkan nilai sebesar 4,15 bpd/psi. Ketika nilai Produktifitas index diketahui, saatnya kita mencari nilai dari IPR 3 fasa Wiggins pada sumur "F-1" untuk menentukan seberapa besar kemampuan sumur untuk berproduksi dan mendapatkan nilai Q maksimum untuk mengetahui nilai dari Q target. Dan diperolehlah nilai Q maksimum sebesar 6710,3 bfpd lalu Q critical sebesar 5368 bfpd angka ini dapatkan dari 80% Q maksimum dan Q target atau laju alir yang diinginkan sebesar 5300 bfpd.

Setelah dilakukan perhitungan nilai IPR langkah selanjutnya adalah mendesain Gas lift countinuous secara kalkulasi manual menggunakan excel.pertama penulis menentukan titik injeksi dengan langkah awal menghitung GLRf dan didapatkan sebesar 48 scf/stb setelah itu memplotkan titik (1800,3510) dimana grafik dengan tekanan pada sumubu X dan kedalaman pada sumbu Y, kemudian mencari nilai tekanan drawdown (ΔP) dan diperoleh sebesar 1277 psi, setelah itu menghitung nilai pwf dari laju alir yg diinginkan diperoleh sebesar 532 psi. Selanjutnya membuat garis tekanan alir dibawah titik injeksi berdasarkan besar laju alir sesuai dengan laju produksi yang diinginkan, water cut dan ID tubing kemudian gambar garis GLR yang sesuai dengan GLRf dari titik (523,3510) dimana grafik dengan tekanan pada sumubu X dan kedalaman pada sumbu Y, setelah itu plot nilai Pko sebesar 450 psi dan Pso sebesar 400 psi pada kedalaman 0 ft, kemudian cari nilai Trata-rata dan Tkoreksi diperoleh sebesar 744 R untuk Tekanan rata-rata dan untuk tekanan koreksi sebesar 573 psi. Setelah itu cari nilai gradient tekanan gas mengunakan gambar 3.8 dan dipatkan gradient tekanan gas untuk Pko sebesar 11 psi/1000ft dan untuk Pso sebesar 9,8 psi/1000ft kemudian hitung nilai gradient tekanan koreksi dari Pko dan Pso dan didapatkan nilai gradient koreksi untuk Pko sebesar 14,28 psi/1000ft dan Pso sebesar 12,72 psi/1000ft ketika nilai dari gradient koreksi dari Pko dan Pso sudah diketahui nilai dari Pkoline dan Pgas@bottomhole dapat dicari dan mendapatkan nilai sebesar 500,13 psi untuk Pkoline dan 445 psi untuk Pgas@bottomhole setelah itu plot titik Pkoline,kedalaman (500,13,3510) dan hubungkan dengan titik Pko,kedalaman surface (450,0) ,dan titik Pgas@bottomhole,kedalaman (445,3510) dengan titik Pso,kedalaman permukaan (400,0) sampai memotong garis gradient

tekanan alir di bawah titik injeksi, maka didapatkan Point Of Blance (POB) pada kedalaman 3100 ft. Dengan menelusuri garis yang ditarik dari titik Pwf untuk q yang diinginkan,kedalaman (523,3510) dari POB dikurangi 100 psi, maka didapatkan Poin Of Injection (POI) pada kedalaman 2800 ft. Kemudian dengan menggunakan kurva gradient tekanan alir yang tepat di dapatkan GLRtotal sebesar 300 scf/stb.

Setelah didapatkan POI dan diperolehnya GLRtotal maka jumlah gas injeksi dapat dihitung dan didapatkan nila Qgi sebesar 1.335.600 scf/day kemudian kita dapat mencari nilai koreksi Qgi pada temperatur titik injeksi, sebelum menentukan nilai Qgi koreksi Tpoi dan Corr harus dihitung terlebih dahulu dimana nilai Tpoi sebesar 754 R dan Corr sebesar 1,204 dan nilai Qgi koreksi didapatkan sebesar 1.607.983 scf/day Kemudian dilakukan penentuan letak kedalaman valve, langkah awal menentukan kedalaman yaitu dengan menghitung Gradient static didapatkan nilai sebesar 0,35 psi/ft lalu buat garis tekanan tubing (Pt) bernilai sebesar 250 psi setelah itu tarik garis dari tekanan tubing,kedalaman permukaan (250,0) sampai POI. Setelah itu tarik garis kill fluid gradient (Gs) dari Pwh yang diinginkan hingga memotong garis Pko, maka didapatkan kedalaman valve 1 (Dv1) (1200 ft) lalu tarik garis horizontal dari lokasi Dv1 hingga memotong kurva gradient tekanan alir di atas titik injeksi, Dari perpotongan garis perencanaan tubing dengan garis horizontal, Tarik garis sejajar dengan garis Kill Fluid Gradient hingga memotong garis injeksi 50 psi rendah dari garis Pko (Pso), maka didapatkan Dv2 (1650 ft) kemudian lakukan prosedur yang sama maka didapatkan Dv3 (2100 ft) ,Dv4 (2500 ft) ,Dv5 (2850 ft). Valve terdalam Dv5 merupakan operation valve. Pada sumur ini juga dipasang katup di daerah Brecketing Envelope untuk menentukan letak katup BE plot titik Pso-100,kedalaman permukaan atau (300,0) dan buat garis sejajar dengan Pso = 400. Perpanjang garis sampai menyentuh Tubing line. Perpotongan tersebut di titik (324,2500). Dari titik perpotongan tersebut nilai dari Paa,Pbb,Pa,Pb dapat dihitung dan didapatkan nilai sebesar Paa (356 psi), Pbb (292 psi), Pa (55 psi), Pb (45 psi).

**ANALISA PERHITUNGAN**

- Perhitungan Produktifitas Indeks dan Kurva IPR

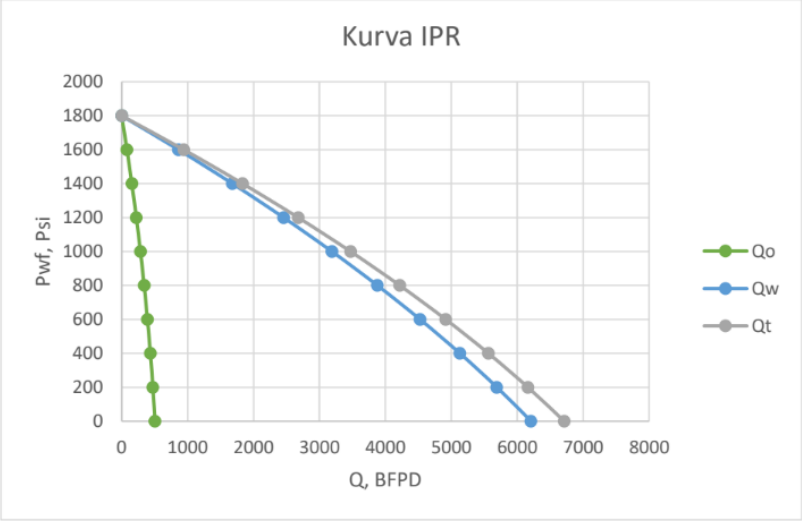
  Dari data sumur diatas dapat dihitung Produktivity Index dari sumur “F-1”, yaitu : Dari hasil perhitungan diatas sumur “F-1” dapat kita kategorikan dengan PI tinggi.

  Selanjutnya menghitung IPR, dari data sumur dengan nilai water cut 92%, maka dapat membuat kurva IPR aliran tiga fasa dengan menggunakan metode wiggins. Langkah-Langkah sebagai berikut:

**Tabel 4.2** Q Vs Pwf

| Pwf | Qo | Qw | Qt |
|---|---|---|---|
| 1800 | 0 | 0 | 0 |
| 1600 | 80 | 861 | 941 |
| 1400 | 154 | 1679 | 1833 |
| 1200 | 222 | 2455 | 2677 |
| 1000 | 284 | 3187 | 3471 |
| 800 | 340 | 3877 | 4217 |
| 600 | 390 | 4523 | 4913 |
| 400 | 434 | 5127 | 5561 |
| 200 | 472 | 5688 | 6160 |
| 0 | 504.38 | 6205.9 | 6710.28 |

Dari hasil tabel dapat dilihat kurva IPR sumur "F-1" dengan metode wiggins pada gambar 4.2




**Gambar 4.2.** Kurva IPR

Pada Kurva diatas menunjukkan nilai dari laju alir maksimum oil sebesar 504,38 bopd, lalu untuk nilai laju alir maksimum water sebesar 6205,92 bwpd,dan laju alir maksimumnya didapat sebesar 6710,3 bfpd. Lalu ditentukan laju alir critical diambil 80% dari total laju alir maksimum sebesar 5368 bfpd, laju alir yang diingkan sebesar 5300 bfpd dengan nilai pwf 523 psi. Dalam perencanaan sistem gas lift, tahap awal yang dilakukan adalah menghitung nilai Gas Liquid Ratio efektif (GLRf). Berdasarkan data produksi, diketahui bahwa water cut mencapai 92% dengan GOR sebesar 600 scf/stb. Dengan demikian, nilai GLRf dihitung sebesar 48 scf/stb. Nilai ini menjadi

acuan utama dalam menentukan karakteristik tekanan alir sumur di bawah titik injeksi. Selanjutnya, titik dengan tekanan sebesar 1800 psi pada kedalaman 3510 ft dipetakan pada grafik tekanan terhadap kedalaman. Grafik ini menggunakan skala yang konsisten antara sumbu tekanan dan kedalaman, sesuai dengan skala gradien tekanan alir. Tekanan dasar sumur (Pwf) kemudian dihitung dengan mengurangkan drawdown sebesar 1277 psi dari tekanan reservoir, sehingga diperoleh Pwf sebesar 523 psi. Titik ini, yaitu (523 psi, 3510 ft), digunakan sebagai dasar untuk menggambar garis tekanan alir produksi di bawah titik injeksi, dengan mempertimbangkan nilai GLRf yang telah dihitung sebelumnya. Untuk menentukan tekanan anulus, diasumsikan tekanan kepala anulus (Pso) sebesar 400 psi, dan tekanan operasi anulus (Pko) sebesar 450 psi. Setelah itu, dihitung gradien tekanan gas menggunakan data grafik, dengan hasil bahwa pada tekanan 450 psi, gradien gas sebesar 11 psi/1000 ft, sedangkan pada tekanan 400 psi gradiennya sebesar 9,8 psi/1000 ft. Setelah melakukan koreksi terhadap temperatur sumur, diperoleh gradien tekanan gas terkoreksi sebesar 12,72 psi/1000 ft. Dengan gradien tersebut, tekanan gas pada dasar sumur dihitung menjadi 445 psi. Kemudian, garis tekanan gas diplot dari titik (450 psi, 0 ft) ke titik (500,13 psi, 3510 ft) dan dari titik (400 psi, 0 ft) ke titik (445 psi, 3510 ft). Garis ini diperpanjang hingga memotong garis tekanan alir bawah, sehingga diperoleh Point of Balance (POB) pada kedalaman 3100 ft. Dari POB ini, tekanan dikurangi sebesar 100 psi untuk menentukan Point of Injection (POI). Hasilnya, titik injeksi gas optimal ditentukan berada pada kedalaman 2800 ft. Untuk mendukung laju produksi sebesar 5300 stb/day dengan total GLR sebesar 300 scf/stb, kebutuhan gas injeksi dihitung. Jumlah gas injeksi diperoleh sebesar 1.335.600 scf/day. Setelah melakukan koreksi terhadap temperatur di sekitar titik injeksi, volume gas injeksi terkoreksi menjadi 1.607.983 scf/day. Tahap berikutnya adalah menentukan letak valve gas lift. Dengan menggunakan tekanan perencanaan tubing sebesar 250 psi, dilakukan pemetaan dan diperoleh kedalaman valve sebagai berikut:

a. Valve 1 pada kedalaman 1200 ft
b. Valve 2 pada kedalaman 1650 ft
c. Valve 3 pada kedalaman 2100 ft
d. Valve 4 pada kedalaman 2500 ft
e. Valve 5 pada kedalaman 2850 ft, yang juga merupakan titik injeksi utama.

Untuk mengantisipasi kegagalan pada valve utama, dilakukan pula desain bracketing envelope. Dengan menggunakan perhitungan batas atas dan bawah tekanan anulus, diperoleh bahwa letak katup tambahan untuk BE1 berada pada kedalaman 2344 ft, sedangkan BE2 berada pada kedalaman 2489 ft. Dengan demikian, desain sistem gas lift ini diharapkan mampu memberikan injeksi gas yang optimal, mempertahankan produksi sumur, serta menjamin keberlanjutan operasi dengan adanya backup valve melalui konsep bracketing envelope.

Dari data diatas dapat diketahui valve 1 ada pada kedalaman 1200 ft, valve 2 pada kedalaman 1650 ft, valve 3 pada kedalam 2100 ft,valve 4 pada kedalaman 2500 ft,valve 5 pada kedalaman 2850 ft. Titik poin injeksi ada dikedalaman 2850 ft. dan dapat dipasang katup tambahan untuk BE1 pada kedalaman 2344 ft, BE2 pada kedalaman 2489 ft.

**Tabel 4.4** Hasil Desain Gas Lift

| Keterangan | Nilai | Satuan |
|---|---|---|
| Qmax | 6710,3 | bbl |
| Qdesain | 5300 | bbl |
| ΔP | 1277 | psi |
| Pso | 400 | psi |
| Pko | 450 | psi |
| Pwh *Desire* | 50 | psi |
| GLRf | 48 | scf/stb |
| GLR Total | 300 | scf/stb |
| Qgi | 1.335.600 | scf/stb |
| Tpoi | 754 | ◦R |
| Corr | 1,204 | |
| Qgi corr | 1.607.983 | scf/stb |
| Gradient Statik | 0,35 | psi/ft |
| Pt1 | 130 | psi |
| Pt2 | 250 | psi |

## CONCLUSION

1. Hasil perhitungan dari laju alir maksimal Qmax pada sumur "F-1" mengunakan metode wiggin sebesar 6710,3 BFPD.

2. Pada awalnya nilai Qmax sebesar 5078 bfpd dengan menggunakan metode vogel Setelah dilakukannya perhitungan IPR menggunakan metode Wiggins didapatkan nilai Qmax sebesar 6710,3 bfpd dengan nilai Qomax sebesar 504,38 bopd, Qwmax sebesar 6205,9 bwpd.

3. Setelah dilakukan Pendesainan Gas lift Continuous pada sumur "F-1" didapatkan peningkatan laju alir dari 4580 BFPD menjadi 5300 BFPD, bertambah sekitar 720 bfpd dengan Pwf sebesar 523 psi, Dengan jumlah gas injeksi Qgi yang dibutuhkan sebesar 1.355.600 scf/day

**REFERENCES**

Arif Budi Pracasta. (2017). *Sikuen Stratigrafi Formasi Menggala, Bekasap, Dan Duri Di Lapangan JK, Cekungan Sumatra Tengah*. Skripsi. Universitas Padjadjaran.

Ali Musnal, Richa Melisa. (2016). *Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efesiensi Electric*

*Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu*. JEEE volume 5, 2016.

Ali Musnal, Fitrianti. (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*. JEEE volume 6, 2017.

Amanu Pinandito, Sisworini, Djunaedi Agus Wibowo. (2015). *Perencanaan Ulang Sumur Gas Lift pada Sumur X. Seminar Nasional Cendikiawan*.

Brown, K.E., *"The Technology of Artificial Lift Methods", volume I, Penn Well Publishing Co*., Tulsa, 1980.

Brown, K.E., "*The Technology of Artificial Lift Methods", volume 2A, Penn Well Publishing Co*., Tulsa, 1980.

Brown, K.E., "*The Technology of Artificial Lift Methods", volume 4, Penn Well Publishing Co*., Tulsa, 1980.

Guo, Boyun., William C. Lyons, Ali Ghalambor, 2007. "*Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach*". Oxford : Gulf Professional Publishing.

Adha, I., Geologi STT Migas Balikpapan Jl Transad Km, T., & Karang Joang Balikpapan, K. (2021). Oktober 2021 e-ISSN-2656-5080 Artikel diterima 23. In *PETROGAS* (Vol. 3, Issue 2).

Ariyani, D., Megawati, E., Mukminin, A., Alfin, A., Kunci, K., & Bawang Merah, L. (2019). Artikel diterima 25 Januari. *PETROGAS*, *22*(1).

Diba, A. F., Nur Mukmin, M., & Afifah, R. S. (n.d.). *ANALISA LUMPUR PEMBORAN TERHADAP SWELLING CLAY PADA SUMUR "X" LAPANGAN "AFFIKAH."*

Ketut Warsa, I., Indrayan Pratama, A., Ariyani, D., Megawati, E., Studi Pengolahan Minyak dan Gas, P., & Tinggi Teknologi Migas, S. (2024). OPTIMASI EFISIENSI GAS TURBIN GENERATOR UNIT 2 DENGAN MENAIKKAN TEKANAN MASUK TURBIN DI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS UAP (PLTGU). In *PETROGAS: Journal of Energy and Technology* (Vol. 6, Issue 2).