



## Optimasi *Intermittent Gas lift* pada Sumur AB-1 Lapangan *Brownfield*

**Mia Ferian Helmy**

Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta  
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur, Yogyakarta 55285  
Email : [mia.ferhel@gmail.com](mailto:mia.ferhel@gmail.com)

### ABSTRAK

Sumur AB-1 pada awalnya menggunakan metode *artificial lift* yaitu *continuous gas lift* dengan asumsi PI masih besar yaitu 0.5 STB/D/psi. Seiring dengan penurunan laju produksi dan ketersediaan gas yang semakin menipis pada lapangan *brownfield* ini, maka sumur ini harus dilakukan analisa dalam menentukan metode produksi yang tepat pada kondisi sumur saat ini. Hasil *welltest* sumur AB-1 mempunyai harga PI sebesar 0.1 STB/D/psi dengan laju produksi terakhir sebesar 23 BFPD. Berdasarkan kondisi ini, maka untuk metode *continuous gas lift* kurang tepat diterapkan.

Metode *Intermittent gas lift* digunakan apabila kondisi *continuous gas lift* sudah tidak tercapai. Optimasi sumur AB-1 menggunakan *simulator* PIPESIM dengan menganalisa beberapa sensitivitas yakni *Wellhead Pressure* (Pwh), *Tubing ID* dan *Gas Liquid Ratio* (GLR). Perhitungan metode *intermittent gas lift* dengan menganalisa produktivitas (*Inflow Performance Relationship*) sumur menggunakan metode Pudjo Sukarno, penentuan lamanya siklus produksi (*cycle*) dan laju produksi, penentuan jumlah gas injeksi dan persentase penghematan gas injeksi.

Hasil perhitungan dari Sumur AB-1 didapatkan peningkatan laju produksi sebesar 20.75 BFPD dari laju produksi sekarang (*existing*) sebesar 23 BFPD menjadi 43.75 BFPD, dengan menginjeksikan gas sebesar 200 MSCFPD dan total *cycle* sebanyak 13 cycle/day. Dari perhitungan dengan metode *intermittent gas lift* didapatkan efisiensi penghematan gas injeksi sebesar 32%.

**Kata Kunci :** *Intermittent Gaslift*, Optimasi Produksi, *Inflow Performance Relationship* dan Volume Gas Injeksi.

### ABSTRACT

*At the beginning well AB-1 using artificial lift method that was continuous gaslift with high PI, along with decreasing of production flow rate dan availability of the gas injection in brownfield, so this well must be analyze to determined the appropriate production method under current well condition. Based on the latest welltest data well AB-1 had PI value 0.1 STB/D/psi with production rate 23 BFPD. Based on this condition, continuous gas lift method is not appropriately applied. This paper would analyzed to change the gaslift method, from continuous became intermittent gas lift.*

*Intermittent gas lift method has limitations PI and production rate which is lower than continuous gas lift. The analyzation of production optimization with intermittent gas lift method use PIPESIM simulator with some sensitivity ei. Wellhead pressure (Pwh), ID tubing and gas liquid ratio (GLR), while productivity performance (Inflow Performance Relationship) is calculated with Pudjo Sukarno method, production cycle, production rate, volume of injected gas and efficiency of gas injected volume.*

*The results of the analysis are Well AB-1 has production rate gain amount 20.75 BFPD from 23 BFPD became 43.75 BFPD with injected gas volume 200 MSCFPD and total cycle 13 cycle/day. This intermittent gas lift design affected gas injection volume efficiency amount 32%.*

**Keywords:** *Intermittent Gas lift, Production optimization, Inflow Performance Relationship, and Gas Injection Volume.*

## I. PENDAHULUAN

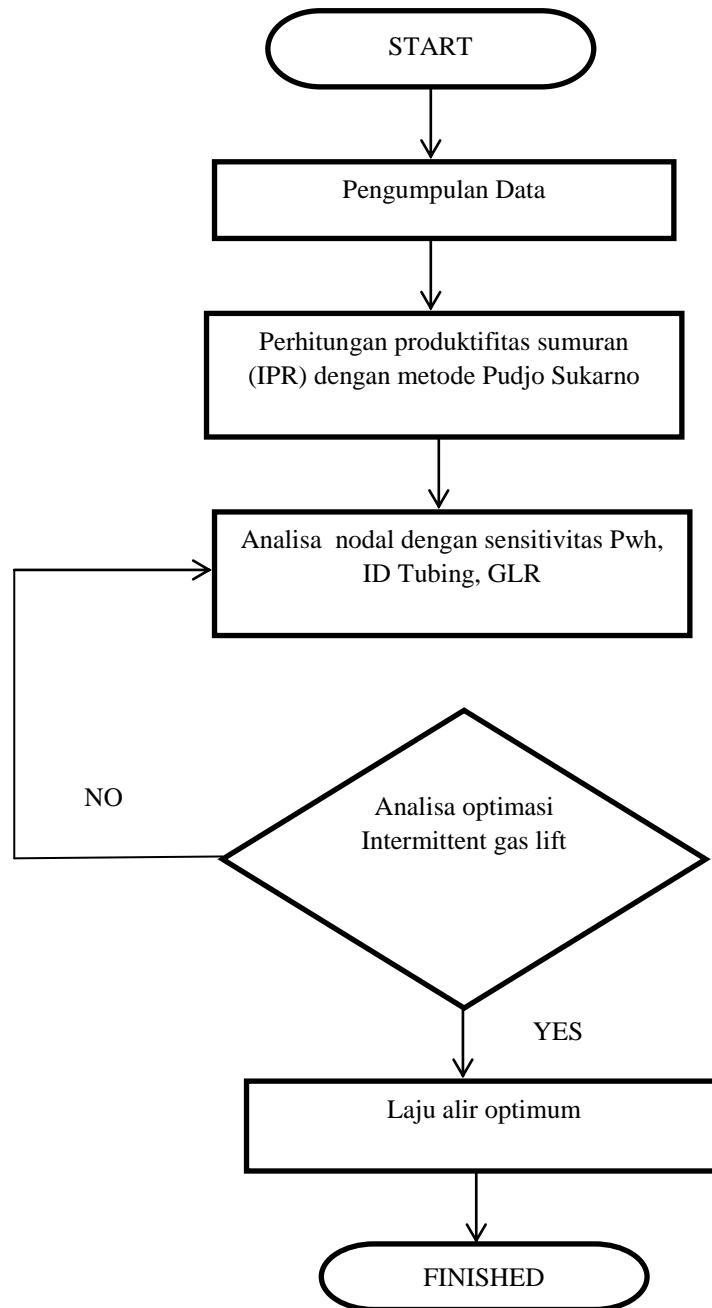
Metode *gas lift* pada sumur AB-1 di lapangan *Brownfield* yang saat ini diterapkan adalah *continuous gas lift*. Seiring dengan penurunan laju produksi dan ketersediaan gas yang semakin menipis pada lapangan ini maka sumur kajian harus dilakukan analisa dalam menentukan metode produksi yang tepat pada kondisi sumur saat ini. Berdasarkan hasil *welltest* sumur AB-1 ini, metode *continuous gas lift* kurang tepat diterapkan. Hal ini sesuai menurut batasan penerapan untuk sumur dengan PI dibawah 0.5 STB/D/psi dengan laju produksi dibawah 100 BFPD akan lebih tepat jika diterapkan metode *intermittent gaslift* guna melakukan optimasi produksi (Ayatollahi Shahaboddin, et al. 2004).

*Intermittent gas lift* adalah sistem *gas lift* dengan injeksi gas secara periodik (putus putus/ tidak kontinyu). Terdapat 2 (dua) periode dalam *intermittent gas lift*, yaitu: Periode penutupan (*shut-in*), pada saat sumur ditutup (injeksi gas tidak dilakukan), fluida dari formasi masuk ke lubang bor, yang besarnya tergantung pada *drawdown* yang diciptakan. Waktu penutupan ini diatur sedemikian rupa sehingga jumlah cairan yang terkumpul di lubang bor mencapai jumlah tertentu. Waktu penutupan ini tergantung pada kedalaman sumur, *Productivity Index*, jumlah gas injeksi yang tersedia, kombinasi antara tekanan di permukaan (kepala sumur dan *annulus*), berat kolom gas, tekanan hidrostatik cairan dalam tubing dan tekanan buka katup operasi. Dan periode berikutnya adalah Periode Produksi yaitu pada saat tekanan gas dalam *annulus* cukup untuk membuka katup operasi, maka gas injeksi akan masuk kedalam tubing dan mendorong kolom cairan (*slug*) kepermukaan. Umumnya gas akan bergerak lebih cepat dibandingkan dengan *slug* cairan, sehingga gas mempunyai kemungkinan untuk menembus *slug* cairan. Hal ini menyebabkan sebagian dari cairan akan jatuh kembali (*liquid fall back*) ke dasar sumur dalam bentuk tetesan cairan atau sebagai lapisan tipis/ *film* di dinding tubing. Jika *slug* cairan mencapai permukaan, tekanan tubing pada kedalaman katup operasi akan menurun sehingga meningkatkan laju gas injeksi kedalam katup. Hal ini menyebabkan berkurangnya gas dalam *annulus* dengan cepat sehingga terjadi penurunan tekanan gas dalam *annulus*. Apabila penurunan tekanan tersebut mencapai tekanan tutup, maka katup operasi akan tertutup. Periode selanjutnya setelah penutupan ini adalah periode stabilisasi yaitu cairan yang jatuh pada saat periode aliran akan terkumpul ke dasar sumur dan menjadi bagian dari *slug* berikutnya yang akan didorong. *Liquid fall back* disini dapat mengindikasikan kontrol keberhasilan *intermittent gas lift* karena dapat memperhitungkan berapa banyak *recovery volume slug* (minyak) yang terproduksi.

Optimasi sumur AB-1 menggunakan simulator PIPESIM dengan menganalisa beberapa sensitivitas yakni *Well head Pressure* (*Pwh*), *Tubing ID* dan *Gas Liquid Ratio* (*GLR*) sedangkan perhitungan metode *intermittent gas lift* yaitu menganalisa produktivitas (*Inflow Performance Relationship*) sumur menggunakan metode Pudjo Sukarno, penentuan lamanya siklus produksi (*cycle*) dan laju produksi, penentuan jumlah gas injeksi dan persentase penghematan gas injeksi. Diharapkan dari penggunaan metode *intermittent gas lift* ini memberikan peningkatan hasil dari kondisi terpasang (*existing*) sebesar 23 BFPD menjadi 43.75 BFPD, dengan menginjeksikan gas sebesar 200 MSCFD dan *total cycle* sebanyak 13 *cycle/day* dan didapatkan efisiensi penghematan gas injeksi sebesar 32%.

## II. METODE

Tahap awal pada penelitian ini adalah pengumpulan data-data Sumur AB-1. Data-data yang diperlukan berupa data tekanan dari analisa *well testing*, data sumuran dan data produksi *existing*. Selanjutnya adalah dengan melakukan analisa produktivitas sumur dengan membuat kurva IPR menggunakan metode Pudjo Soekarno. Asumsi yang digunakan pada metode ini adalah fluida yang mengalir dari formasi ke dalam lubang sumur terdiri dari tiga fasa yaitu gas, minyak, dan air. Langkah berikutnya adalah melakukan analisa *nodal* dengan membuat sensitivitas pada berbagai parameter yaitu *Wellhead Pressure* (*Pwh*), *Tubing ID* dan *Gas Liquid Ratio* (*GLR*) terhadap IPR, guna menentukan penyesuaian terhadap kondisi *existing* sumur. Pada perhitungan sensitivitas ini digunakan Simulator PIPESIM dengan membuat grafik hubungan IPR dengan berbagai besaran pada parameter *Pwh*, *Tubing ID* dan *GLR*. Dan langkah terakhir adalah melakukan perhitungan optimasi *intermittent gas lift* yaitu perhitungan lamanya siklus produksi (*cycle*), perhitungan jumlah gas injeksi peningkatan produksi yang dihasilkan, serta persentase penghematan gas injeksi. Sehingga dari hasil sensitivitas dan optimasi *intermittent gas lift* ini didapatkan peningkatan Laju Alir (*Qo*) yang optimum.

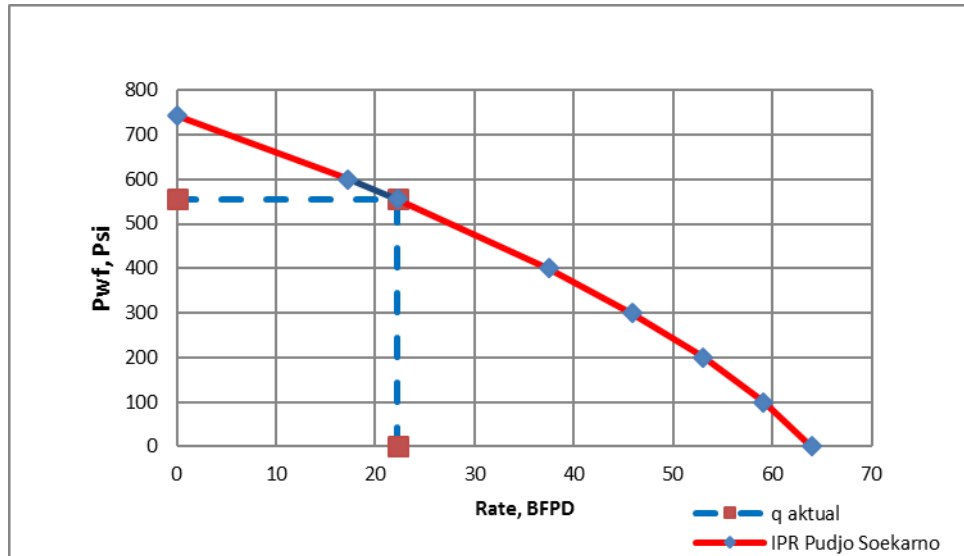


**Gambar 1.** Metode Penelitian

### III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan hasil *welltest* pada sumur AB-1, sumur tersebut mempunyai nilai PI sebesar 0.1 STB/D/psi dengan laju produksi terakhir 23 BFPD pada tekanan reservoir sebesar 742 psi. Berdasarkan kondisi ini maka sumur AB-1 masih dapat dioptimasi dan memungkinkan untuk diubah metode menjadi *intermittent gas lift*. Hal ini sesuai dengan batasan penerapan untuk sumur dengan PI dibawah 0.5 STB/D/psi dengan laju produksi dibawah 100 BFPD pada ukuran tubing 2 inch, akan lebih tepat jika diterapkan metode *intermittent gas lift*.

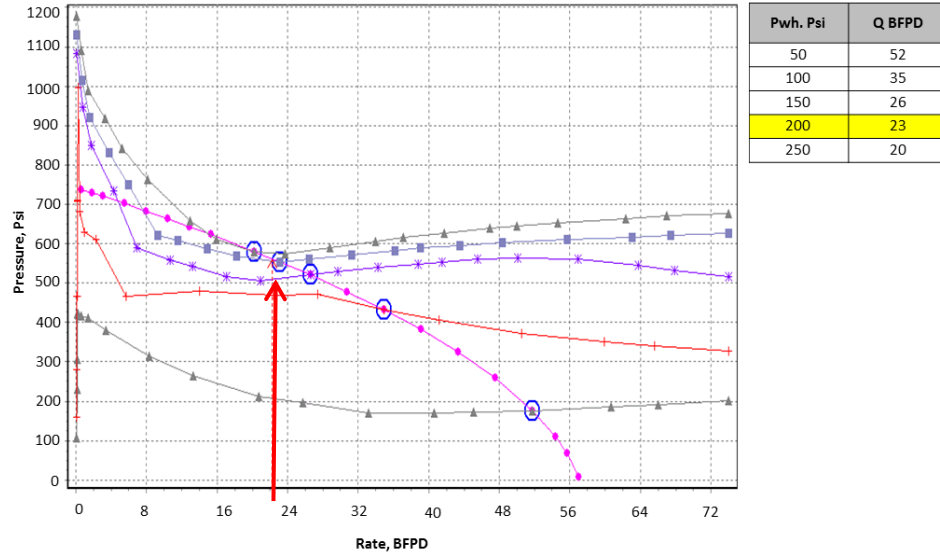
Perhitungan produktivitas untuk sumur AB-1 menggunakan metode Pudjo Sukarno dengan asumsi aliran tiga fasa dan *water cut* sebesar 75% dari perhitungan didapatkan *Absolute Open Flow Potential* (AOF) untuk sumur AB-1 sebesar 74.7 BFPD dengan laju produksi saat ini (*existing*) adalah sebesar 23 BFPD. Dari grafik terlihat bahwa perolehan sumur ini masih sekitar 30% dan masih bisa ditingkatkan menggunakan *intermittent gas lift*. Grafik IPR disajikan pada **Gambar 2**.



**Gambar 2.** IPR Sumur AB-1

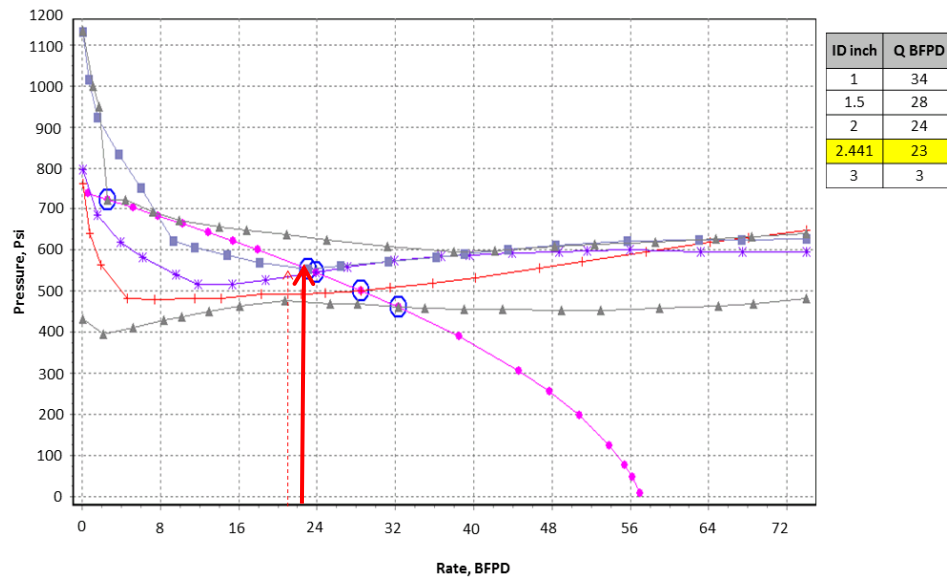
Distribusi aliran sepanjang tubing dari sumur AB-1 ini menggunakan cara penyesuaian korelasi aliran (*flow correlation matching*). *Flow correlation matching* ini dilakukan untuk penyesuaian data pengujian terhadap beberapa metode korelasi aliran untuk mendapatkan korelasi yang tepat. Dari penyesuaian didapatkan metode yang paling tepat digunakan adalah metode *Orkizewski* dengan asumsi korelasi cocok digunakan untuk perhitungan kehilangan tekanan di tubing, 2 Fasa dengan *flow regim bubble, slug, annular-slug transition* dan *annular mist*. Dimana setelah dilakukan penyesuaian korelasi aliran hasilnya mendekati dengan kondisi di sumur AB-1.

Perhitungan selanjutnya adalah menentukan *outflow* menggunakan analisa nodal dengan membuat beberapa sensitivitas beberapa parameter yaitu *Wellhead Pressure* (Pwh), *Tubing ID* dan *Gas Liquid Ratio* (GLR). Dari sensitivitas tersebut diperoleh harga yang mendekati kondisi *existing* sumuran. Hasil perhitungan berupa grafik ditampilkan pada **Gambar 3**, **Gambar 4** dan **Gambar 5**.



**Gambar 3.** Sensitivitas *Wellhead Pressure* (Pwh) terhadap IPR

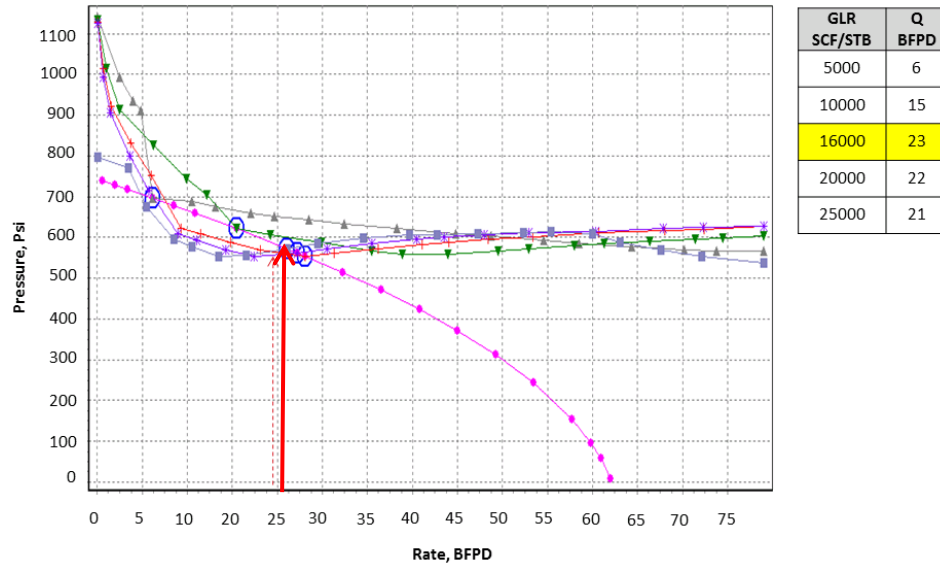
**Gambar 3.** Merupakan perhitungan menggunakan sensitivitas harga Pwh 50 Psi, 100 Psi, 150 Psi, 200 Psi dan 250 Psi didapatkan harga *Wellhead Pressure* yang sesuai yaitu 200 Psi dengan nilai laju produksi 23 BFPD yang sesuai dengan kondisi sumuran sekarang. Hal ini terlihat pada perpotongan grafik IPR dan Pwh diatas.



**Gambar 4.** Sensitivitas Tubing ID terhadap IPR

Perhitungan menggunakan sensitivitas nilai Tubing ID 1 in, 1.5 in, 2 in, 2.441 in dan 3 in, didapatkan nilai Tubing ID yang mendekati keadaan *existing* yaitu 2.441 in. Ukuran Tubing ID ini menghasilkan laju produksi sebesar 23 BFPD.

Dari perhitungan menggunakan sensitivitas *Gas Liquid Ratio* (GLR) 5000 SCF/STB, 10000 SCF/STB, 16000 SCF/STB, 20000 SCF/STB dan 25000 SCF/STB didapatkan GLR yang sesuai dengan kondisi *existing* yaitu sebesar 16000 SCF/STB. Dari GLR ini dihitung kebutuhan gas injeksi dan didapatkan harga sebesar 295 MSCFD.



**Gambar 5.** Sensitivitas *Gas Liquid Ratio* (GLR) terhadap IPR

Setelah didapatkan penyelarasan dengan kondisi *existing*, selanjutnya adalah menghitung totalsiklus (*cycle*) yang dibutuhkan dan didapatkan harga sebesar 13 cycle/D dengan menginjeksikan gas sebesar 295 MSCFD didapatkan laju produksi sebesar 43.75 BFPD. Dari laju injeksi yang didesain didapatkan persentase penghematan gas injeksi sebesar 32% dan mengalami peningkatan produksi sebanyak 20.75 BFPD.

#### IV. KESIMPULAN

1. Sumur AB-1 Lapangan *Brownfield* mengalami penurunan produktivitas formasi sehingga harus merubah metode produksi yang sebelumnya adalah *continuous gas lift* yang sesuai untuk harga PI tinggi menjadi *intermittent gas lift* dengan PI rendah yang diharapkan bisa meningkatkan laju produksi dengan ketersediaan gas injeksi yang terbatas.
2. Hasil penyelarasan metode *continuous gas lift* memperoleh harga *wellhead pressure* ( $P_{wh}$ ) 500 Psi, *Tubing ID* 2.441 in dan *Gas Liquid Ratio* sebesar 16000 SCF/STB.
3. Dari perhitungan harga GLR diatas, didapatkan gas injeksi sebesar 295 MSCFD.
4. Perhitungan laju produksi mendapatkan nilai sebesar 43.75 BFPD yang berarti terjadi peningkatan laju produksi sebesar 20.75 BFPD dari laju produksi *existing* yaitu 23 BFPD, dengan menginjeksikan gas sebesar 200 MSCFD dan total *cycle* sebanyak 13 *cycle/day*.
5. Dengan metode *intermittent gas lift* dapat mengefisiensikan penggunaan gas injeksi sebesar 32 %.

#### DAFTAR PUSTAKA

- Beggs, Dale. 1991. *Production Optimization, Using Nodal Analysis*. Oil & Gas Consultants International Inc., Tulsa, Oklahoma. 197 p.
- Takacs, G. 2005. *Gas Lift Manual*. Petroleum Engineering Department, University of Miskolc, Hungary. Chapter 6.
- Ayatollahi S., Narimani M. and Mahmood M., JPSE 42. 2004. *Intermittent gaslift in Aghajari oil field, a mathematical Study*. P. 245-255.
- M. Solesa, S. Cveticanin, G. and Gligoric. 1991. *POVLIFT: A Computer Program for Designing and Optimizing Intermittent Gas Lift*.
- Z.G. Xu, M. Golan. 1989. *Criteria for Operation Stability of Gas-Lift Wells*.
- K.K. Lo. 1992. *Optimum Lift-Gas Allocations Under Multiple Production Constraints*.
- Sasongko, D. 2013. *Optimasi Produksi dengan Metode Analisa Nodal dan Perencanaan Intermittent Gas lift berdasarkan Penggunaan Gas Injeksi Sumur X-295*". (Skripsi). Yogyakarta: Teknik Perminyakan, UPN "Veteran" Yogyakarta.