

## OPTIMASI PRODUKSI LAPANGAN GAS UNTUK SUPPLY GAS INJEKSI SUMUR SUMUR GAS LIFT SECARA TERINTEGRASI

oleh : Unggul Nugroho Edi, MT \*)

### ABSTRAK

*Dalam penelitian ini digunakan metode simulasi model reservoir, flowline network lapangan minyak dan lapangan gas. Dengan Pemodelan terintegrasi antara model reservoir, model network lapangan minyak dan model network lapangan gas akan dapat diketahui kondisi produksi terhadap waktu mulai diperlukannya gas lift. Selanjutnya dilakukan pengoptimalan kebutuhan gas dan diverifikasi dengan kondisi potensi lapangan gas. Tujuan dari tulisan ini adalah analisa beberapa skenario produksi dan injeksi sehingga diperoleh kombinasi rate produksi natural 4 sumur minyak dan maksimal 4 sumur gas yang menghasilkan recovery maksimum dengan jumlah sumur gas paling minimum. Hasil simulasi menunjukkan dengan menggunakan gas lift dapat meningkatkan recovery hingga 7% dari recovery produksi natural flowing. Dengan penambahan sumur gas minimum 2 sumur gas.*

*Kata kunci : Pemodelan Terintegrasi, Recovery*

### I. PENDAHULUAN

Pada sumur-sumur minyak yang diproduksi dengan sistem gas lift ketersediaan gas sebagai injeksi adalah faktor utama tercapainya recovery factor (RF) yang maksimal. Gas dalam jumlah yang mencukupi kebutuhan gas injeksi optimum merupakan kondisi ideal, namun dalam kenyataannya sumber gas yang tersedia seringkali tidak dapat memenuhi kebutuhan optimum injeksi, sehingga diperlukan alokasi gas untuk tiap-tiap sumur. Dalam penelitian ini disajikan skenario-skenario produksi dan injeksi gas yang bertujuan mengoptimalkan produksi sumur-sumur gas sebagai supply gas injeksi sehingga pada akhir periode artificial lift akan diperoleh profil produksi dengan recovery factor (RF)

yang paling besar dengan jumlah sumur gas yang minimal.

Dalam penelitian ini, penulis membuat beberapa batasan masalah sebagai berikut: tidak dilakukan optimasi pada tubing, flowline, dan fasilitas permukaan lainnya, waktu periode artificial lift diperkirakan selama 10 tahun, tekanan gas injeksi yang diperlukan selalu dapat disediakan sehingga dapat dilakukan injeksi pada titik terdalam.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah Simulasi dengan menggunakan software simulasi reservoir (Petrel dan Eclipse) dan software simulasi fasilitas permukaan (PipeSim) kedua Software simulasi tersebut diintegrasikan dengan software Field Planning Tool (FPT) untuk memberikan simulasi secara terintegrasi.

Dalam melakukan simulasi ada beberapa tahap yang dilakukan adalah:

- Tahap pembuatan model yaitu model reservoir, model jaringan lapangan minyak dan jaringan lapangan gas.
- Simulasi produksi secara natural flow. Dibuat tiga skenario produksi yang dapat mewakili penurunan laju produksi yang relatif cepat dan yang relatif lambat. Sehingga dapat ditentukan waktu diperlukannya dilakukan artificial lift.
- Menghitung kebutuhan gas injeksi optimum seluruh sumur lapangan minyak dan rate optimumnya.
- Verifikasi apakah kebutuhan gas dapat dipenuhi dari sumur gas dengan skenario injeksi yang telah ditetapkan, verifikasi dilakukan hingga mendapatkan profil produksi sumur gas yang dapat memenuhi kebutuhan gas injeksi sumur minyak dengan jumlah sumur gas seminimal mungkin.

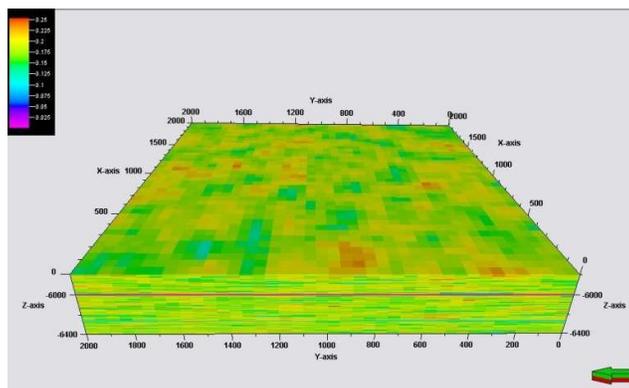
## II. TINJAUAN UMUM MODEL PENELITIAN

Model lapangan terdiri dari 4 sumur minyak dan maksimal 4 sumur gas

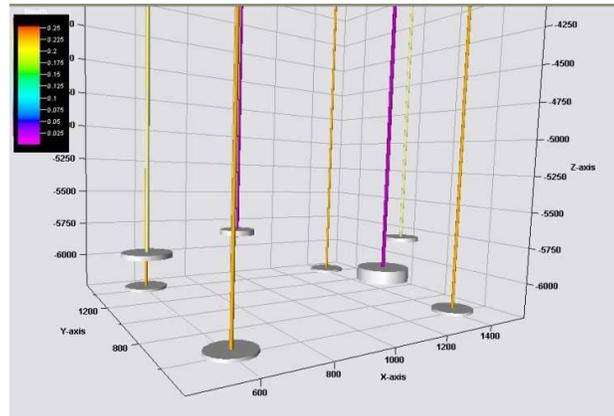
tergantung kebutuhan gas injeksi. Sumur minyak pada awal periode diproduksi secara alami, setelah periode waktu tertentu semua sumur minyak berproduksi dengan menggunakan gas lift. Gas injeksi berasal dari gas yang diproduksi dari lapisan gas yang ada di model lapangan.

Produksi dimulai tanggal 1 Januari 2012, semua sumur minyak di model lapangan berproduksi natural flow dengan tiga skenario produksi rata-rata yaitu: 600 stb/d, 1000 stb/d dan 1500 stb/d, dari profil produksi hasil simulasi dapat dilihat kapan terjadi penurunan rate produksi. Untuk meningkatkan kembali rate produksi minyak dilakukan gas lift. Jumlah sumur gas yang direncanakan harus mampu mencukupi kebutuhan gas injeksi sampai akhir periode gas lift yang direncanakan selama 10 tahun dihitung dari awal produksi natural.

Model batuan reservoir bersifat heterogen. Reservoir dianggap multi fasa sebagai *black oil and gas*. Gambar II.1 memperlihatkan geometri model reservoir.



Gambar II.1 Geometri Model Reservoir



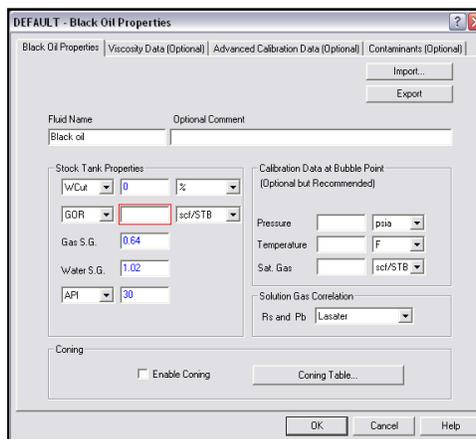
Gambar II.2 Model Sumur Gas dan Minyak

Dari hasil analisa petrel diketahui original oil in place (OOIP):

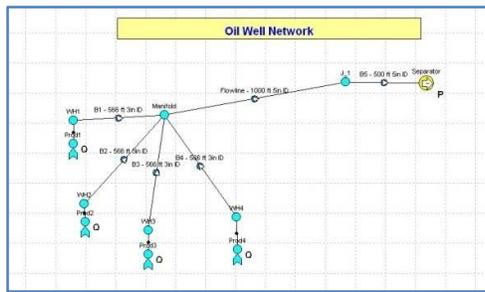
Original Oil in Place (OOIP)	
Oil	<b>20.563.482 STB</b>
Water	<b>28.032.399 STB</b>
Gas	<b>34.627.221 MSCF</b>

Sistem sumur produksi dari dasar sumur dengan pengangkatan buatan (Gas Lift) dan juga sumur gas beserta sistem perpipaan di permukaan sampai dengan separator. Data yang diperlukan

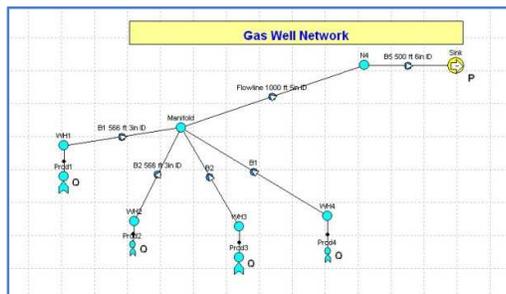
meliputi *Watercut*, *GOR*, *Specific Gravity* gas, minyak, dan air, yang akan digunakan untuk memperkirakan sifat-sifat fisik minyak, gas dan air.



Gambar II.3 Input Untuk Sifat Fisik pada Black Oil



Gambar II.4 Network Sumur minyak

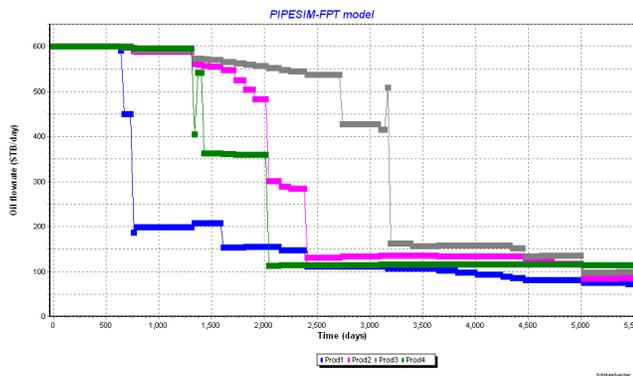


Gambar II.5 Network Sumur Gas

**III. PROSES SIMULASI OPTIMASI**

Skenario untuk produksi natural flowing ada tiga yaitu:

- Skenario 1: Produksi natural flow rate produksi masing masing sumur minyak 600 stb/d
- Skenario 2: Produksi natural flow rate produksi masing masing sumur minyak 1000 stb/d
- Skenario 3: Produksi natural flow rate produksi masing masing sumur minyak 1500 stb/d

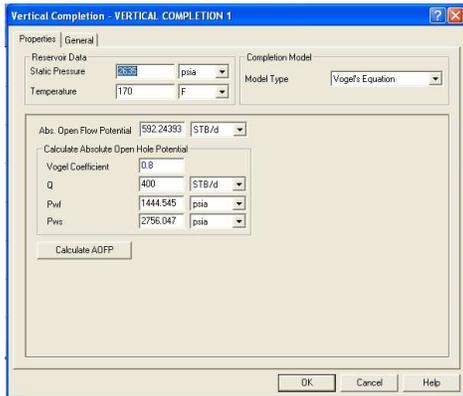


Gambar III.1 hasil FPT Natural Flowing

Pemodelan sistem sumur gas lift dilakukan menggunakan simulator PIPESIM, sebelum memasukkan injeksi gas diperlukan data Inflow Performance Relationship (IPR) yang diperoleh dari

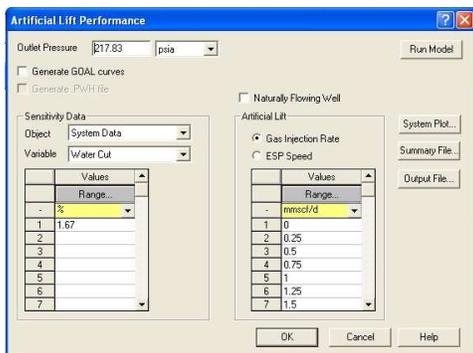
well test masing-masing sumur minyak menggunakan Petrel dan Eclipse. Model IPR sumur minyak yang digunakan adalah Vogel equation karena sumur minyak merupakan model saturated oil

wells. Dari persamaan Vogel dan data well test akan dapat dihitung Absolute Open Flow Potential (AOF) sebagai  $Q_{max}$ .



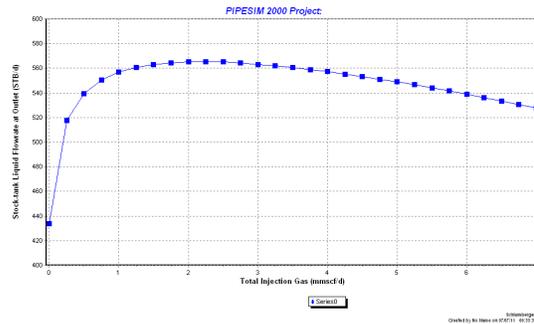
Gambar III.2 Data Input Sumur

Perhitungan kebutuhan gas optimum juga dilakukan dengan PIPESIM: data isian outlet pressure dan water cut berasal dari running FPT masing-masing sumur pada saat dilakukannya gas lift.



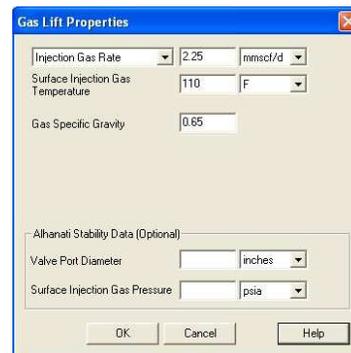
Gambar III.3 input data Optimasi gas Injeksi

Selanjutnya dari input data optimasi akan diperoleh plot Gas Lift Performance Curve (GLPC) berikut:



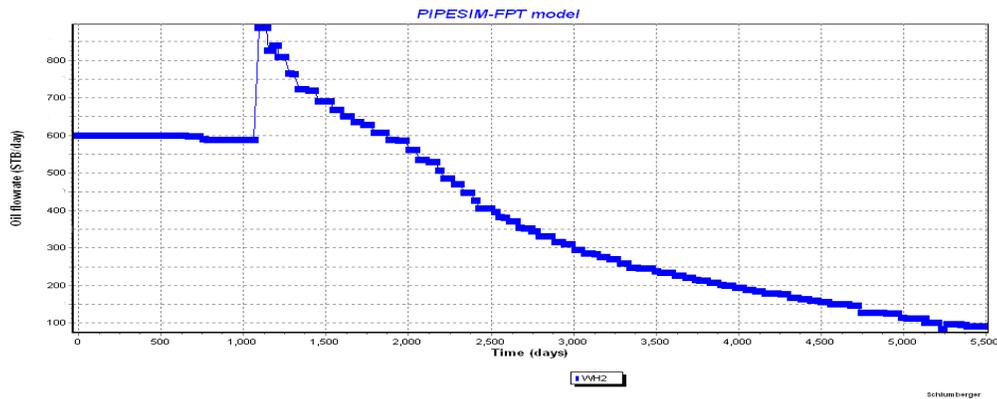
Gambar III.4 Gas Lift Performance Curve

Dari GLPC akan diperoleh data Injeksi gas Optimum yang akan menghasilkan rate produksi liquid yang maksimum. Data injeksi gas optimum ini kemudian menjadi input dari parameter pada sumur gas lift berikut:



Gambar III.5 input injeksi gas optimum

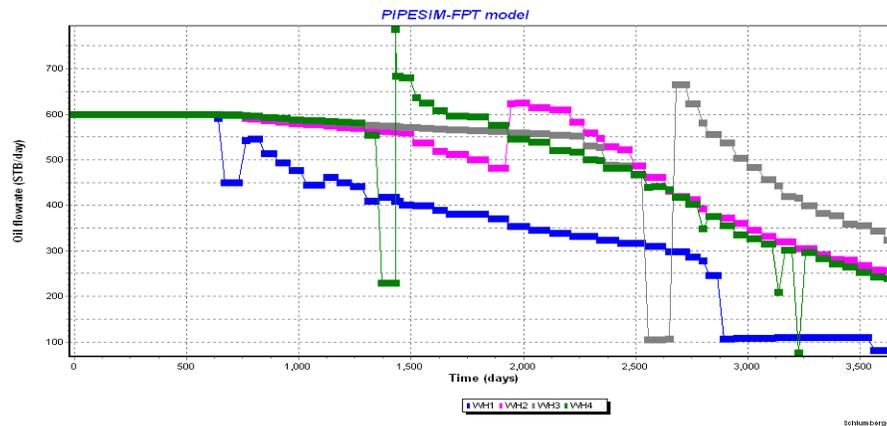
Selanjutnya dilakukan pengintegrasian sistem gas lift dengan kondisi reservoir pada saat tertentu dengan menggunakan Field Planning Tool (FPT), sehingga diperoleh data berikut:



Gambar III.6 Output FPT setelah dilakukan Gas Lift

Dari profil produksi diatas dapat ditentukan waktu kapan akan dilakukan gas lift untuk semua sumur. Setelah semua sumur produksi minyak mendapatkan alokasi gas lift maka diperoleh data kebutuhan gas optimum beserta rate maksimum yang diharapkan.

Selanjutnya dilakukan simulasi untuk melihat dampak dari diberikannya injeksi gas terhadap flowrate. Proses simulasi diulangi sampai semua sumur telah memperoleh jatah injeksi gas lift.



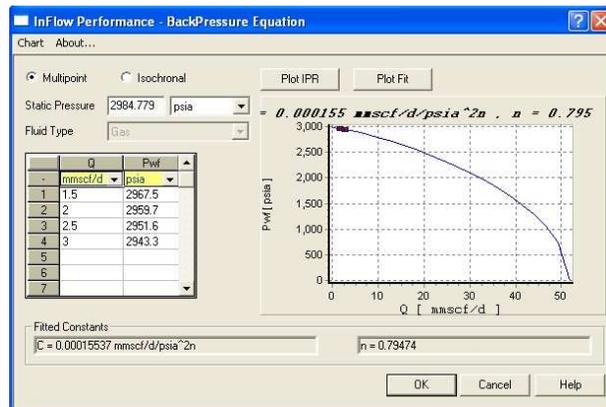
Gambar III.7 semua Sumur minyak telah menerima alokasi gas lift

Setelah simulasi semua sumur dilakukan gas lift dihitung produksi kumulatif pada akhir perioda gas lift sehingga akan diketahui Recovery Factor (RF) setelah dilakukanya gas lift.

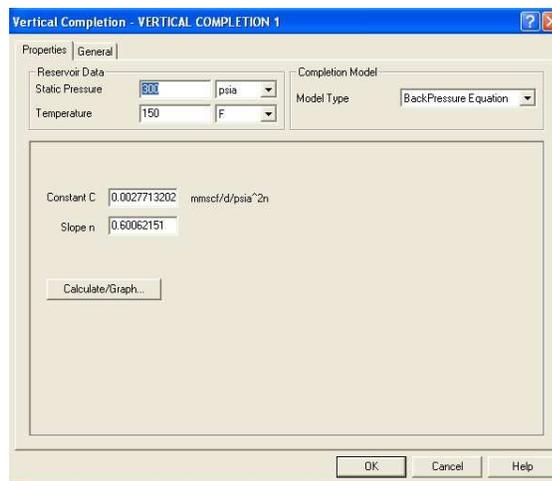
Setelah jumlah kebutuhan gas dan rate yang diharapkan dari seluruh sumur didapatkan, dilakukan verifikasi sekaligus

mengoptimalkan potensi produksi sumur gas. Benarkah kebutuhan gas optimal dapat dipenuhi dari produksi sumur gas?

Langkah pertama adalah well test gas mendekati saat diperlukanya gas lift, berikut adalah isian data hasil well test di Pipesim dengan menggunakan model IPR BackPressure Equation.



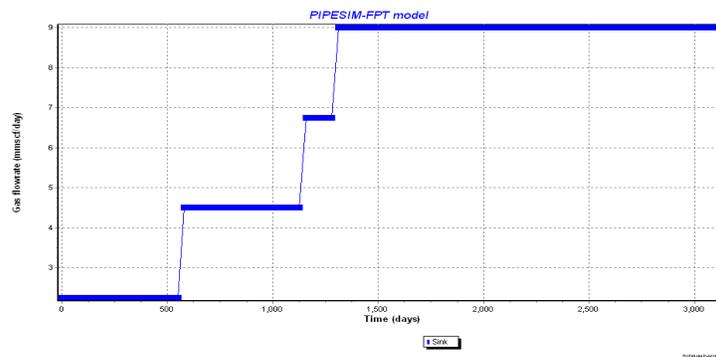
Gambar III.8 Data isian IPR BackPressure



Gambar III.9 Hasil output parameter IPR BackPressure

Setelah semua data well test dimasukkan sumur gas diproduksi dengan rate sesuai yang diberikan pada

simulasi injeksi gas optimum. Seperti contoh berikut:



Gambar III.10 Profil Produksi Sumur Gas sesuai kebutuhan Injeksi Gas Optimum sampai akhir perioda artificial lift.

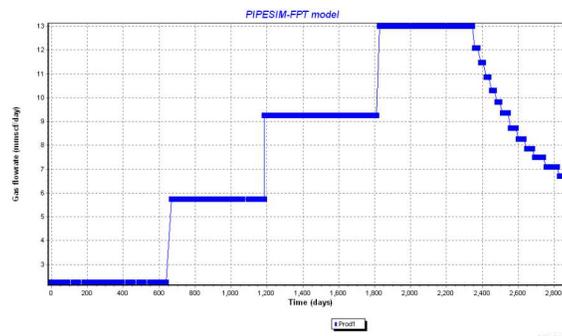
Skenario injeksi gas dilakukan dengan 4 skenario yaitu kenaikan jumlah sumur gas yang harus diproduksi untuk memenuhi kebutuhan injeksi gas.

- Skenario A = jumlah sumur gas 1 buah sampai akhir periode artificial lift dengan rate produksi mengikuti kebutuhan gas.
- Skenario B = jumlah sumur gas 2 buah sampai akhir periode artificial lift dengan rate produksi rata rata dari dua sumur gas mengikuti kebutuhan gas.
- Skenario C = jumlah sumur gas 3 buah sampai akhir periode artificial

lift dengan rate produksi rata rata dari tiga sumur gas mengikuti kebutuhan gas.

- Skenario D = jumlah sumur gas 4 buah sampai akhir periode artificial lift dengan rate produksi rata rata dari empat sumur gas mengikuti kebutuhan gas.

Setelah keempat skenario injeksi gas dilakukan, akan didapat dua keadaan, yaitu profil produksi gas dengan skenario yang dapat memenuhi kebutuhan gas injeksi optimum sampai akhir periode atau tidak dapat memenuhi kebutuhan gas injeksi optimum.



Gambar II.17 Skenario injeksi yang tidak dapat memenuhi kebutuhan gas injeksi

Jika kebutuhan injeksi optimum tidak dipenuhi maka perlu pengkoreksian terhadap recovery factor yang telah dilakukan sebelumnya yaitu dengan injeksi gas yang dikurangi pada saat rate produksi gas mengalami penurunan. Dari simulasi skenario injeksi gas akan didapatkan jumlah sumur gas yang dapat memenuhi kebutuhan gas sampai akhir periode artificial lift.

#### IV. HASIL SIMULASI DAN PEMBAHASAN

Setelah data skenario produksi minyak 1 sampai 3 dikombinasikan dengan skenario produksi gas injeksi A sampai D terkumpul dilakukan analisa data. Dari analisa masing-masing skenario produksi dan injeksi dibandingkan hasil recovery factor (RF) yang paling besar pada akhir periode.

Dari data hasil simulasi dapat dibuat rangkuman sebagai berikut:

Tabel IV.1 Rangkuman Analisa Skenario

Skenario Produksi Natural Flowing (Q sumur 1-4)	Recovery Factor Natural Flowing	Jumlah Sumur minyak dengan gas lift	Recovery Factor dengan Gas Lift	Jumlah Sumur Gas (maks 4)	Kebutuhan gas injeksi optimum	Recovery Akhir
1. 600 stb/d	26.31%	1 Sumur Gas lift	28.50%	A. 1 Sumur Gas	Tidak mencukupi	33.84%
		2 Sumur Gas lift	30.7 %	B. 2 Sumur Gas	Tidak mencukupi	
		3 Sumur Gas lift	32.14 %	C. 3 Sumur Gas	Tidak mencukupi	
		4 Sumur Gas lift	33.35 %	D. 4 Sumur Gas	Tidak mencukupi	
2. 1000 stb/d	28.41%	1 Sumur Gas lift	31.38%	A. 1 Sumur Gas	Tidak mencukupi	35.41%
		2 Sumur Gas lift	31.85%	B. 2 Sumur Gas	Mencukupi	
		3 Sumur Gas lift	34.01 %	C. 3 Sumur Gas	Mencukupi	
		4 Sumur Gas lift	35.41%	D. 4 Sumur Gas	Mencukupi	
3. 1500 stb/d	29.78%	1 Sumur Gas lift	30.59%	A. 1 Sumur Gas	Tidak Mencukupi	35.65%
		2 Sumur Gas lift	33.74%	B. 2 Sumur Gas	Mencukupi	
		3 Sumur Gas lift	33.75%	C. 3 Sumur Gas	Mencukupi	
		4 Sumur Gas lift	35.65%	D. 4 Sumur Gas	Mencukupi	

Dari rangkuman hasil simulasi dapat dinyatakan:

- Skenario Rate Produksi Natural Flowing tidak berpengaruh signifikan

terhadap recovery factor, namun sangat berpengaruh terhadap banyaknya sumur gas yang harus dibuat. Hal ini terlihat dengan rate natural 600 stb/d dengan 4 sumur

gas masih belum mencukupi untuk menjamin pasokan gas injeksi yang mencukupi, sedangkan untuk rate produksi natural yang lebih besar

dengan dua sumur gas sudah dapat mencukupi kebutuhan injeksi gas optimum. Untuk periode yang lebih lama hal ini akan lebih jelas terlihat.

Skenario Rate Natural Flow	Kebutuhan Sumur Gas untuk memenuhi injeksi gas optimum
600 stb/d	> 4 Sumur
1000 stb/d	2 Sumur
1500 stb/d	2 Sumur

- Rate Produksi Natural Flowing paling rendah yaitu 600 Stb/d justru menghasilkan kenaikan (selisih) recovery yang paling besar yaitu 7.5 % dan menurun seiring naiknya Rate Produksi Natural Flowing. Namun secara keseluruhan Rate Natural Flowing yang lebih tinggi

menghasilkan recovery factor pada akhir periode 10 tahun lebih tinggi, namun bila periode diperpanjang misal 15 tahun penulis pernah mencoba dengan simulasi bahwa recovery factor antar skenario produksi tidak jauh berbeda.

Skenario Rate Natural Flow	Kenaikan Recovery Factor
600 stb/d	7.53 %
1000 stb/d	7 %
1500 stb/d	5.87 %

- Jika skenario produksi dalam penelitian ini dibuat lebih banyak akan menghasilkan kesimpulan optimasi yang lebih akurat.
- Pemilihan periode yang lebih lama (lebih dari 10 tahun) dimungkinkan akan menghasilkan kesimpulan optimasi yang lebih akurat.

## V. KESIMPULAN DAN SARAN

### a. Kesimpulan

Dari hasil simulasi dan analisa yang dilakukan dalam penelitian ini, dapat diambil beberapa kesimpulan:

1. Skenario Rate Produksi Natural Flowing tidak berpengaruh signifikan terhadap recovery factor, namun sangat berpengaruh terhadap banyaknya sumur gas yang harus dibuat, untuk periode yang lebih lama hal ini akan jelas lebih terlihat.
2. Kenaikan atau selisih recovery factor akibat diaplikasikanya gas lift paling besar didapat dari Rate Produksi Natural Flowing rata-rata yang terkecil (600 stb/d), Rate Produksi Natural Flowing yang lebih besar akan memperbesar Recovery meskipun untuk periode yang lebih panjang Recovery Factor akhirnya bila dibandingkan dengan Rate Produksi Natural Flowing yang lebih kecil tidak jauh berbeda.

3. Asumsi periode artificial lift yang dipakai dalam studi ini yaitu 10 tahun masih kurang memberikan hasil kesimpulan optimasi yang akurat.
4. Skenario produksi yang dipakai dalam simulasi ini yaitu 3 skenario produksi belum cukup memberi gambaran
5. Penggunaan teknologi informasi, khususnya software simulasi sangat berperan besar dalam melakukan analisa optimasi, karena dengan kecepatan perhitungan yang dibantu sistem computer dapat mempersingkat skenario waktu berpuluh-puluh tahun menjadi beberapa menit untuk sistem computer dengan teknologi terkini.

### b. Saran

1. Kesimpulan penelitian ini masih harus diverifikasi dengan kondisi yang sebenarnya dalam operasional di lapangan.
2. Perlu penelitian lanjutan dengan memperbanyak skenario produksi dengan rentang waktu yang lebih panjang.
3. Akan lebih berarti jika penelitian ini juga memperhitungkan analisa keekonomian.

**DAFTAR PUSTAKA**

- Brown, Kermit, E.: *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 2B dan 4*. USA  
ECLIPSE *Reservoir Simulation*, Schlumberger ©2005  
*Field Planning Tool (FPT)*. Schlumberger 2002.  
Guo, Boyun.; Lyons, W. C.; Ghalambor, A.: *Petroleum Production Engineering*. Elsevier  
Science. 2007.  
PIPESIM 2003 Edition I Service Pack 4. Schlumberger ©2003

\*) Penulis adalah Widyaiswara Pusdiklat Migas