

OPTIMASI PRODUKSI SUMUR-SUMUR GAS LIFT DI LAPANGAN A

Djoko Sulistyanto

(Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Trisakti)

ABSTRAK

Analisa nodal adalah suatu metode untuk menganalisa suatu sistem produksi dengan tujuan untuk memprediksikan produksi yang optimum. Dengan menggunakan software PROSPER prinsip nodal diterapkan sebagai unit sistem dari aliran reservoir sampai kepala sumur, dengan titik nodal di bawah permukaan.

Paper ini membahas optimasi sumur-sumur gas lift, yaitu Sumur A dan Sumur B di Lapangan A, dengan cara mengoptimasikan laju injeksi gas dan tekanan injeksi gas yang diberikan. Metode yang digunakan adalah prinsip analisa nodal yang pengerjaannya dibantu dengan software PROSPER. Dengan memperhitungkan performance dari kedua sumur gas lift tersebut seberapa besar tingkat pengoptimasian yang dapat dilakukan agar performance Gas Lift System dapat menjadi optimal.

Hasil evaluasi dari kedua sumur, sumur A mengalami over injected pada laju injeksi gas yang diberikan, Sumur B pada tekanan casing atau tekanan injeksi yang diberikan mengalami tekanan yang tidak optimum. Hal ini akan mempengaruhi harga keekonomian yang cukup signifikan jika optimasi ini dapat dicermati sebelumnya, sehingga akan menambah pendapatan perusahaan.

Kata Kunci : Analisa nodal, Optimisasi Laju dan Tekanan Injeksi Sumur Gas Lift.

1. PENDAHULUAN

Lapangan A merupakan salah satu dari lapangan-lapangan yang berproduksi dengan *artificial lift gas lift*, dimana terdiri ratusan sumur (baik yang sudah mati maupun masih berproduksi). Terdapat struktur lapisan yang mempunyai kandungan minyak yang cukup, seperti formasi yang ada pada Lapangan A tersebut ialah formasi Z yang diantaranya adalah lapisan X dan lapisan Y.

Rata-rata sumur yang ada menggunakan metode pengangkatan buatan dengan *Gas lift System*, dikarenakan produksi gas yang banyak sehingga gas tersebut diefektifkan untuk mengangkat fluida pada sumur. Penelitian ini mencakup dua sumur di Lapangan A yaitu Sumur A Lapisan X yang diproduksi pada tahun 1982, menggunakan pengangkatan buatan *gas lift* sejak tahun 1994 dan menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 5.24 MMSTB, gas sebesar 25198.06 MMscf dan air sebesar 19.9 MMSTB. Serta pada Sumur B Lapisan Y yang diproduksi pada tahun 1992, menggunakan pengangkat buatan *gas lift* sejak tahun 1999 dan menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 0.374 MMSTB, gas sebesar 4111.2 MMscf dan air sebesar 2.07 MMSTB.

Optimasi produksi sumur adalah suatu usaha untuk memaksimalkan hasil produksi sumur, baik dari kinerja sumur maupun secara keekonomian. Mengingat semakin terbatasnya sumber gas yang dihasilkan dari sumur-sumur produksi guna penginjeksian gas, maka upaya peningkatan produksi dilakukan dengan memaksimalkan laju injeksi gas maupun tekanan injeksi untuk sumur-sumur *gas lift* Lapangan A, khususnya pada Sumur A dan B. Hasil yang diharapkan adalah adanya peningkatan produksi minyak, serta penghematan laju injeksi gas dan tekanan injeksi yang diberikan.

Indikasi masalah yang terjadi di lapangan adalah adanya penurunan produksi, seiring dengan penurunan tekanan reservoir sehingga perlu dievaluasi/dikaji ulang mengenai kedalaman titik injeksi dan jumlah gas injeksinya.

Penelitian ini dilakukan dengan metode analisa nodal sebelum ditentukan adanya indikasi-indikasi lain yang terjadi, seperti pada pengoperasian ataupun pemeliharaan sumur yang kurang cermat. Semua ini berupaya untuk mengharapkan adanya penambahan produksi yang sesuai dari pengoperasian *gas lift system* itu sendiri.

2. APLIKASI SOFTWARE PROSPER

PROSPER (*Production System Performance*) merupakan software perkembangan teknologi

terbaru dari perusahaan *Petroleum Experts*. Prosper menggunakan prinsip-prinsip nodal dalam mempresentasikan mekansime aliran dari reservoir (dasar sumur) sampai ke permukaan atau kepala sumur.

PROSPER digunakan untuk menganalisa kinerja sumur minyak dan gas bumi dengan menggunakan analisa nodal, sehingga perhitungan sensitivitas yang dilakukan dapat memudahkan desain sumur yang sekarang untuk dioptimasi.

Menu yang ada dalam software PROSPER diantaranya :

- Model kompleksi sumur (single / multilateral / cased hole / open hole / gravel pack dll)
- PVT (Standing / BOM / Peng Robinson EOS / Convergence Pressure / Gas Impurities Effect)
- VLP Correlations (Dunn Ross / Hagedorn & Brown / Francher Brown / Gray Orkiszewski / Petex / Petex1-4 / GRE)
- IPR (PI / Darcy / Vogel / Composite / Fetkovich / Jones / Forcheimer / Transient IPR / Horizontal/Multilateral / Back Pressure / Fracture).
- Artificial Lift Model (GL / ESP / HSP / Jet Pump / PCP dan lain-lain)

3. PEMBAHASAN

3.1 Option Summary

Tahapan ini adalah deskripsi umum tentang sumur-sumur yang akan dioperasikan. Hal-hal tersebut mencakup seperti deskripsi fluida, keterangan sumur, tipe perhitungan, kompleksi sumur dan reservoir.

3.2 PVT

Data PVT berguna menjelaskan bagaimana suatu ulah reservoir tersebut. Pada penelitian ini korelasi PVT yang digunakan adalah korelasi "Standing dan Beggs et al", dikarenakan sumur-sumur menghasilkan gas yang mempunyai kandungan impurities yang kecil atau dianggap tidak ada.

3.3 System Equipment

Option Equipment ini terdiri dari beberapa bagian yaitu, *deviation survey*, *surface equipment*, *downhole equipment* dan *geothermal gradient*. Tahapan ini berguna untuk mendeskripsikan secara rinci tentang peralatan di bawah permukaan pada kedua sumur tersebut.

3.4 IPR

Tahapan ini adalah sebagai menu input data IPR dan memilih model IPR yang tepat untuk merepresentatifkan laju alir pada suatu reservoir/sumur. Pada penelitian ini dipilih model *IPR Composite*, dikarenakan kedua sumur

mempunyai kadar air (water cut) yang cukup besar yaitu lebih dari 60%.

3.5 Gas Lift Data

Data-data *gas lift* pada input *system gas lift*, menunjukkan spesifikasi dari *system gas lift* pada kedua sumur yang sudah ada. Juga memperlihatkan keterangan tentang sumur *gas lift* yaitu data kedalaman di tiap katupnya, data tekanan casing, injeksi gas dan lain-lain. Data ini berguna untuk mengoperasikan perhitungan selanjutnya seperti analisa sensitivitas pada sistem 3 atau 4 variabel.

3.6 Calculation Summary

Pada *Calculation Summary* banyak perhitungan yang ada pada menu tersebut. Namun dalam pembahasan ini hanya memilih menu-menu tertentu dalam perhitungannya. Seperti pada *VLP/IPR Matching*, pada perhitungan menu ini adalah dengan mencocokkan *VLP (Vertical Lift Performance)* aliran fluida dari dasar sumur sampai permukaan dan *IPR (Inflow Performance Relationship)* aliran fluida dari reservoir sampai lubang sumur.

Setelah cocok antara *VLP* dan *IPR* model dengan faktor kesalahan yang kecil, maka model tersebut layak dioperasikan. Pada tahapan ini bertujuan mencari korelasi yang tepat untuk *VLP* tersebut. Menghasilkan korelasi persamaan menggunakan "*Petroleum Expert 2*". Dengan membuat sensitivitas variabel laju injeksi gas dan tekanan casing yang mungkin pada menu sistem 3 atau 4 variabel, dengan didapatkannya harga optimal setelah dilakukan sensitivitas maka harga variabel tersebut dihitung seberapa besar tingkat efisiensi dari pengoptimalan lalu dihitungkan pula berapa keuntungan yang didapat dengan harga jual gas dan minyak pada kondisi sekarang.

4. HASIL EVALUASI

Dalam perhitungan ini diasumsikan :

- harga jual 1 STB minyak = US \$ 45/STB
- Harga gas = US \$ 4/Mscf

Dengan asumsi tersebut, maka penambahan produksi dan penghematan laju injeksi gas dari 2 sumur tersebut adalah :

- Penambahan jumlah minyak = $3 + 7 = 10$ STB/day
- Penghematan gas injeksi = $0.28 + 0 = 0.28$ MMscf/day

Total pendapatan dari 2 sumur tersebut :
 $(10 \text{ STB/day} \times \text{US } \$ 45/\text{STB}) + (0.28 \text{ MMscf/day} \times \text{US } \$ 4/\text{Mscf}) = \text{US } \$ 451/\text{day}$ dan penghematan efisiensi HP kompresor sebesar 21%.

4.1 Sumur A

Sumur A berdasarkan kondisi aktual saat ini mempunyai laju produksi minyak sebesar 110 STB/d dengan laju gas injeksi sebesar 1.78 MMscf/d. Setelah dilakukan optimisasi laju gas injeksi, ternyata sumur tersebut mengalami kelebihan injeksi gas. Dengan injeksi gas sebesar 1.5 MMscf/d ternyata mampu memproduksi minyak sebesar 123 STB/d. Sehingga dari hasil optimisasi injeksi gas sumur A diperoleh *gain oil* sebesar 3 STB/d dengan menghemat injeksi gas sebesar 0.28 MMscf/d. Dari optimisasi tersebut, dilakukan juga sensitivitas terhadap tekanan casing yang diberikan pada kondisi optimal. Ternyata tekanan casing yang diberikan sudah optimum yaitu 1300 Psig.

4.2 Sumur B

Sumur B berdasarkan kondisi aktual saat ini mempunyai laju produksi minyak sebesar 45 STB/d dengan laju gas injeksi sebesar 1.912 MMscf/d. Setelah dilakukan optimisasi laju gas injeksi, ternyata Sumur B sudah pada kondisi injeksi gas yang optimum. Dari sensitivitas terhadap tekanan casing yang diberikan belum memenuhi kondisi yang optimal. Setelah dioptimasi, tekanan casing yang diberikan cukup berlebih dari kondisi optimum. Seharusnya tekanan yang diberikan hanya sekitar 1030 Psig namun kondisi aktual sebesar 1300 Psi, sehingga optimum produksi minyak pada sumur ini pada 52 STB/day.

Ditinjau dari keekonomian untuk tiap sumurnya, diperkirakan Sumur A akan mendapatkan kenaikan pendapatan dari laju produksi dan penghematan gas injeksi sebesar US \$ 136/day dan Sumur B sebesar US \$ 315/day dan penghematan HP kompresor sebesar 21 %, sehingga total pendapatan dari 2 sumur tersebut adalah US \$ 451/day. Hal ini yang menjadi alasan utama perlunya optimisasi pada tiap sumur dalam suatu lapangan akan menambah nilai keekonomian bagi perusahaan.

5. KESIMPULAN

1. Dari hasil optimisasi ini terlihat bahwa Sumur A mengalami *over injected* dari 1.78 MMscf/d, menjadi 1.5 MMscf/d (penghematan 15.73%), sehingga jumlah injeksi gas yang dibutuhkan sebenarnya lebih sedikit dibandingkan kondisi nyata di lapangan. Sumur B mengalami kelebihan tekanan casing dari titik optimumnya dari 1300 Psig menjadi 1030 Psig (penghematan HP kompresor 21%).
2. Setelah dioptimasi laju injeksi gas pada kedua sumur *gas lift* diperoleh kenaikan produksi minyak yaitu pada sumur A dengan Q_o aktual sebesar 120 STB/d menjadi Q_o maksimum yang mungkin

menjadi 123 STB/d dengan kenaikan produksi mencapai 3 STB/d (2.5%) dan pada Sumur B Qo aktual sebesar 45 STB/d menjadi Qo maksimum yang mungkin menjadi 52 STB/d dengan kenaikan produksi mencapai 7 STB/d (15.6%).

3. Setelah dioptimalkan laju dan tekanan injeksi gas, maka kenaikan laju produksi minyak dari kedua sumur gas lift mencapai 10 STB/d (6.5%).
4. Dengan asumsi harga injeksi gas sebesar US \$ 4/Mscf dan harga minyak sebesar US \$ 45/STB, maka perusahaan mendapatkan tambahan pendapatan sebesar US \$ 451/day pada kedua sumur tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

1. Brown, K . E., "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 1, Penn Well Publishing Co. , Tulsa, Oklahoma, 1980.
2. Brown, K . E., "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 2a, Penn Well Publishing Co. , Tulsa, Oklahoma, 1980.
3. Brown, K . E., "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 3a, Penn Well Publishing Co. , Tulsa, Oklahoma, 1980.
4. Brown, K . E., "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 4, Penn Well Publishing Co. , Tulsa, Oklahoma, 1984.
5. Data Base Management Team Department akhir 2010.
6. Kurniawan, Derry,"Optimisasi Produksi Sumur Minyak Dengan Nodal Analysis di Lapangan Vico Indonesia, Tugas Akhir, JurusanTeknik Perminyakan, FTKE, Universitas Trisakti, 2010.
7. [Http://petroleumstudies.files.wordpress.com/2009/02/2.jpg?w=510&h=406](http://petroleumstudies.files.wordpress.com/2009/02/2.jpg?w=510&h=406)
8. Petroleum Experts, "Single Well Systems Analysis PROSPER User Guide", Version 9.1, 2005.

LAMPIRAN

Tabel-1
 Data-data Sumur

No	Data Sumur	A	B
1	Measured Depth (MD), ft	12746	13431
2	True Vertikal Depth (TVD), ft	12746	13431
3	Kedalaman Tubing, ft	9325	10485
4	Kedalaman Perforasi, ft	9366	10620
5	Oil, API	34.7	39
6	SG gas	0.775	0.798
7	Q liquid (gross), STB/d	545	652
8	Q Oil (net), STB/d	110	45
9	Q Gas Produksi, MMscf/d	0.756	1.323
10	Q Water, STB/d	435	607
11	Water Cut, %	78	93
12	Laju Gas Injeksi Aktual, MMscf/d	1.78	1.912
13	GOR, scf/STB	6873	29400
14	GLR, scf/STB	1387	2029
15	Tekanan Kepala Sumur, Psi	255	240
16	Tekanan Reservoir, Psi	2798	1690
17	Tekanan Alir Dasar Sumur, Psi	2519	1415
18	Temperatur Reservoir, deg F	220	250
19	Tekanan Gas Injeksi di Permukaan, Psi	1300	1300

Tabel-2
 Data Input Menu Options

Fluid Description	Fluid	Oil and Water
	Method	Black Oil
	Separator	Single-Stage Separator
	Emulsions	No
	Hydrates	Disable Warning
	Water Viscosity	Use Default Correlation
	Viscosity Model	Newtonian Fluid
Well	Flow Type	Tubing Flow
	Well Type	Producer
Artificial Lift	Method	Gas Lift
	Type	No Friction Loss In Annulus
Calculation Type	Predict	Pressure & Temperatur (on land)
	Model	Rough Aproximation
	Range	Full System
	Output	Show Calculating Data
Well Completion	Type	Cased Hole
	Gravel Pack	No
Reservoir	Inflow Type	Single Branch
	Gac Coning	No

Tabel-3
 Data Input PVT Sumur

Well Data	A	B
Formation GOR, SCF/STB	390	500
Oil gravity, °API	21.9	39
Gas gravity	0.9224	0.798
Water Salinity, ppm	15000	15000
Temperatur, °F	220	250
P bubble Point, Psi	3870	4062
Oil FVF initial, Bbl/STB	1.1	1.1
Viscositas, Cp	0.4	0.4

Tabel-4
 Gas Lift Data Input Sumur A

Input Data	GasLift Gas Gravity	0.65	sp. Gravity	
	Mole Percent H ₂ S	0	Percent	
	Mole Percent CO ₂	0	Percent	
	Mole Percent N ₂	0	Percent	
Gaslift Details	GLR Injected	3266	scf/STB	
	Casing Pressure	1300	Psig	
Gaslift Method	dp Across Valve	100	Psi	
	Valve Depth Specified			
	Valve Positions	Measured Depth		
			2956	ft
			3467	ft
			3978	ft
			4490	ft
			5001	ft
	5486	ft		
	6036	ft		

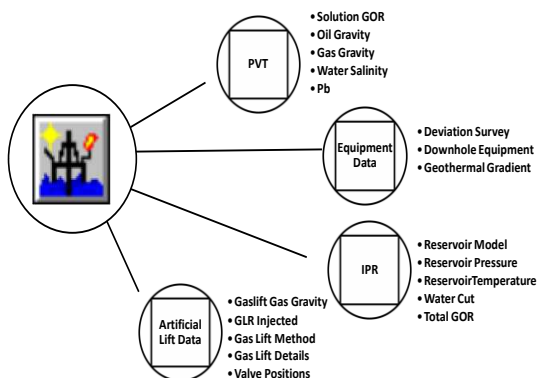
Tabel-5
 Gas Lift Data Input Sumur B

Input Data	GasLift Gas Gravity	0.65	sp. Gravity	
	Mole Percent H ₂ S	0	Percent	
	Mole Percent CO ₂	0	Percent	
	Mole Percent N ₂	0	Percent	
Gaslift Details	GLR Injected	2933	scf/STB	
	Casing Pressure	1300	Psig	
Gaslift Method	dp Across Valve	100	Psi	
	Valve Depth Specified			
	Valve Positions	Measured Depth		
			2679	ft
			5015	ft
	6608	ft		

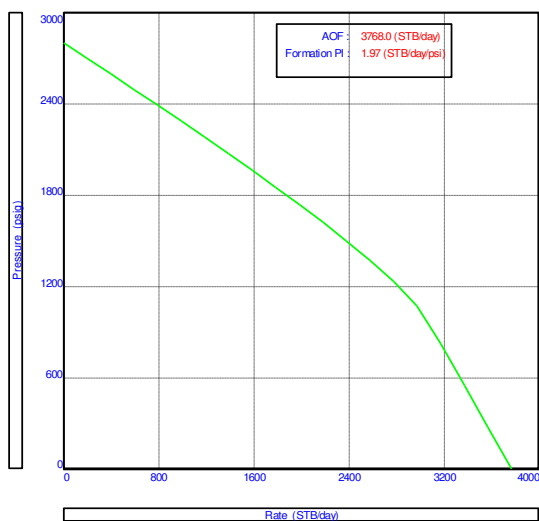
Tabel-6
 Data IPR Sumur

Well	A	B
Select Model		
Reservoir Model	Composite	Composite
Reservoir Pressure, Psig	2798	1690
Reservoir Temperature	220	250
Water Cut	78	93
Total GOR	6873	29400
Compaction Permeability Reduction Model	No	No
Relative Pemeability	No	No
Input Data		
Compaction Reservoir Model		
Test Rate	545	652
Test Bottom Hole Pressure	2519	1415
Water Cut	78	93
Calculation Data		
AOF	3768	3311
Formation PI	1.97	2.38

Menu Input Utama pada Sistem PROSPER

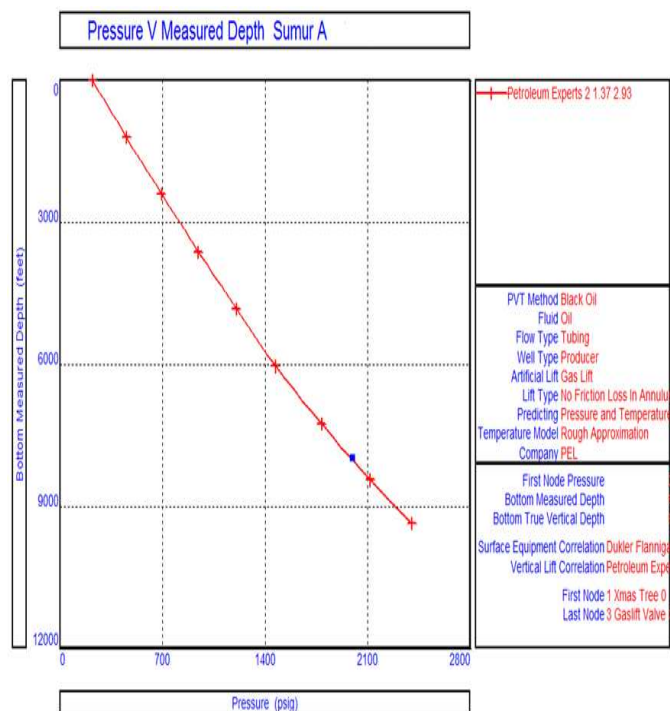


Gambar-1
 Menu Input Prosper



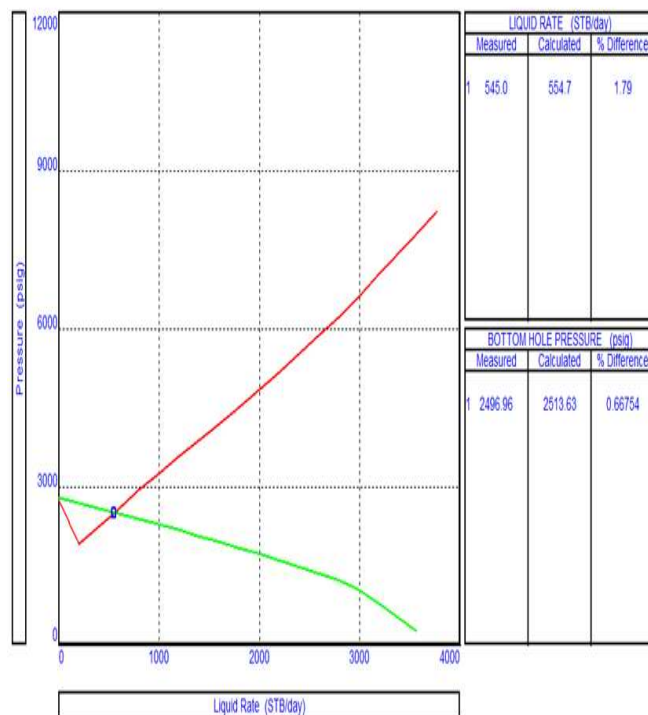
Gambar-2

Kurva IPR Sumur A



Gambar-3
 Tekanan vs Kedalaman Sumur A

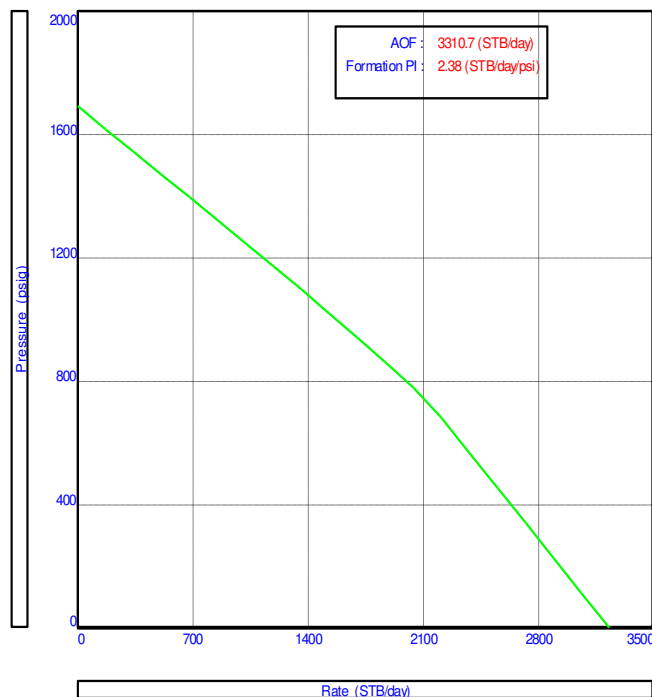
VLP/IPR MATCHING Sumur A



Gambar-4
 VLP/IPR Matching Sumur A

Tabel-7
 Data Input VLP/IPR Matching

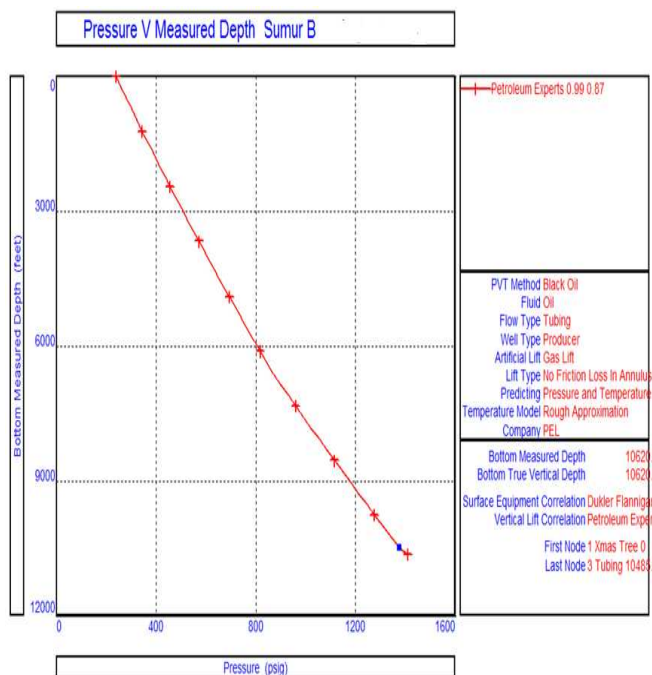
Well	Unit	A	B
Tubing Head Pressure	Psig	255	240
Tubing Head Temperature	deg F	125	170
Water Cut	%	78	93
Liquid Rate	STB/day	545	652
Gauge Depth (Measured)	ft	7985	10485
Gauge Pressure	Psig	2499.87	1377
Reservoir Pressure	Psig	2798.04	1690
GOR	scf/STB	264	147
GOR Free	scf/STB	6608.73	29253
Gaslift Gas Rate	MMscf/day	1.78	1.912
Injection Depth (Measured)	ft	6036	6608



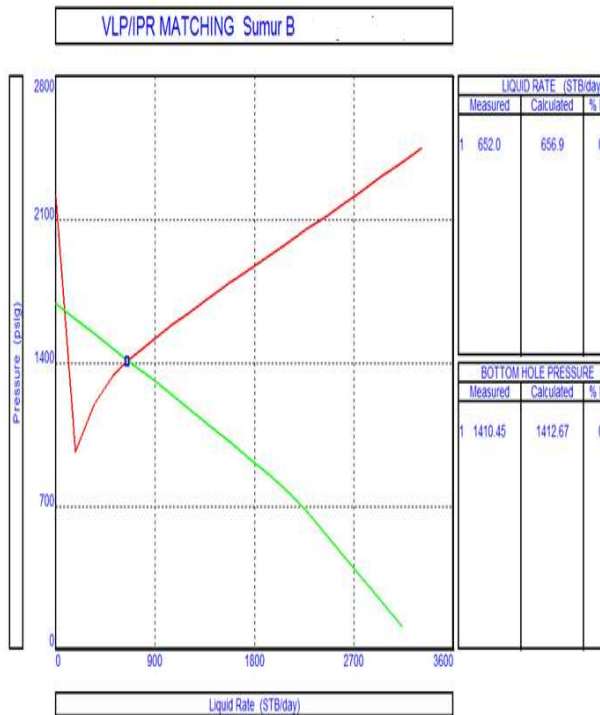
Gambar-5
 Kurva IPR Sumur B

Tabel-8
 Kecocokan Model IPR dengan Kondisi Aktual

Sumur A		Aktua l	Composit e	Faktor Kesalahn (%)
Total GOR	scf/STB	6873	6873	-
Q liquid	STB/day	545	555	1.79
Q Oil	STB/day	120	122	1.67
Q gas	MMscf/day	0.8	0.8	-
Q water	STB/day	425	433	1.88
Sumur B		Aktua l	Composit e	Faktor Kesalahn (%)
Total GOR	scf/STB	29400	29400	-
Q liquid	STB/day	652	657	0.77
Q Oil	STB/day	45	46	2.22
Q gas	MMscf/day	1.323	1.323	-
Q water	STB/day	607	611	1.66



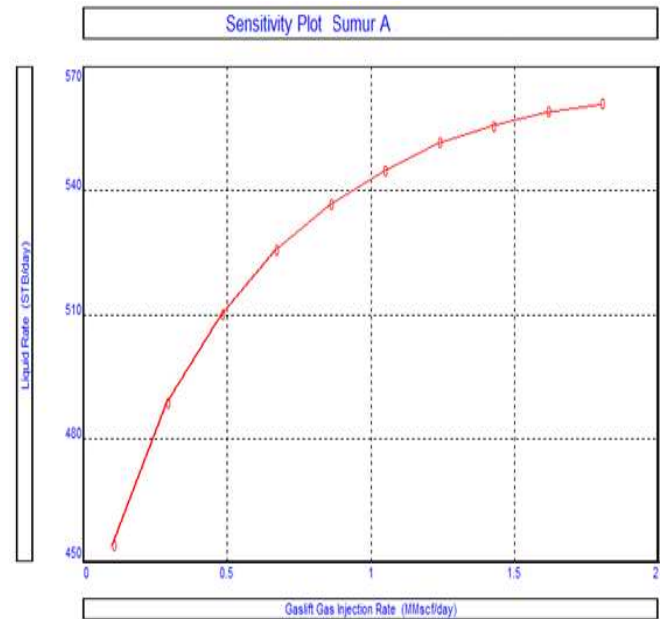
Gambar-6
 Tekanan vs Kedalaman Sumur B



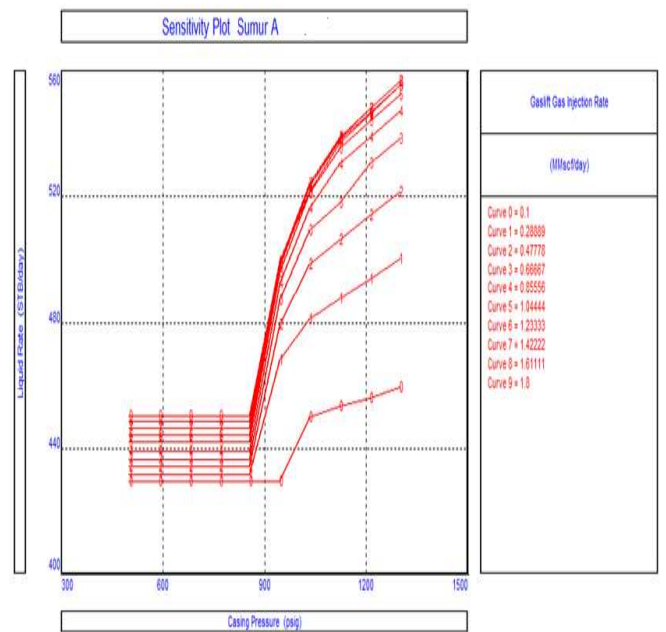
Gambar-7
 VLP/IPR Matching Sumur B

Tabel-9
 Optimisasi Laju Injeksi Gas

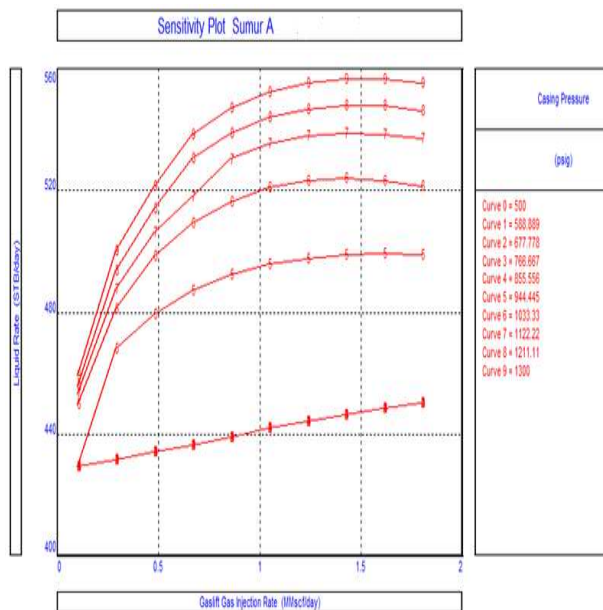
Sumur A	Data Aktual				Gain Oil = 3 STB/d
	Q liquid	Q Oil	Q water	Gaslift Gas Rate	
	STB/d	STB/d	STB/d	MMscfd	
	545	120	425	1.78	
	Data Setelah Optimisasi				
	Q liquid	Q Oil	Q water	Gaslift Gas Rate	
STB/d	STB/d	STB/d	MMscfd		
561	123	438	1.5		
Sumur B	Data Aktual				Gain Oil = 7 STB/d
	Q liquid	Q Oil	Q water	Gaslift Gas Rate	
	STB/d	STB/d	STB/d	MMscfd	
	652	45	607	1.912	
	Data Setelah Optimisasi				
	Q liquid	Q Oil	Q water	Gaslift Gas Rate	
STB/d	STB/d	STB/d	MMscfd		
738	52	686	1.912		



Gambar-8
 Artificial Lift Performance Sumur A

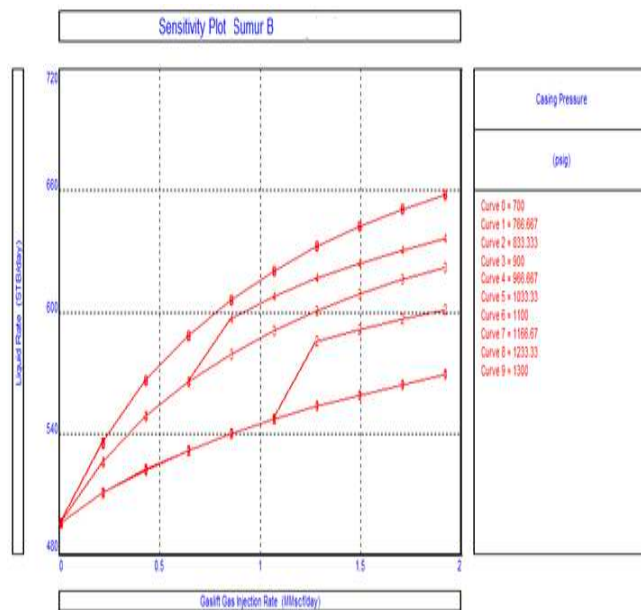


Gambar-9
 Sensitivitas Tekanan Casing Terhadap Laju Gas Injeksi Sumur A



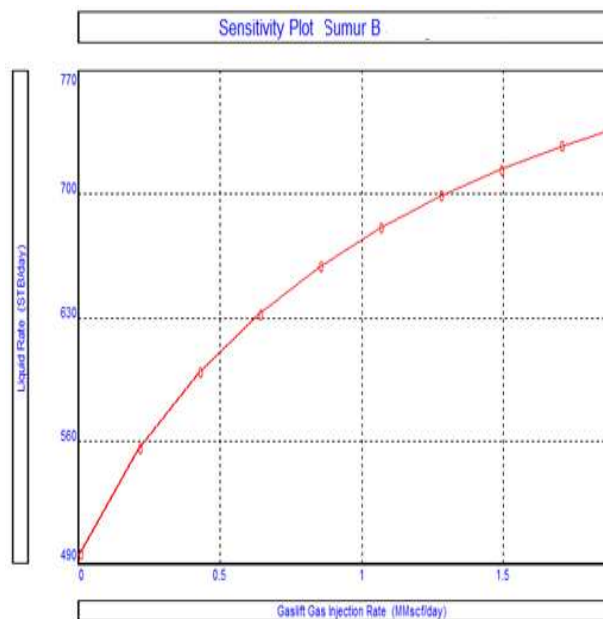
Gambar 10

Hubungan Laju Produksi terhadap Laju Injeksi Gas dengan Sensitivitas Tekanan Casing Sumur A



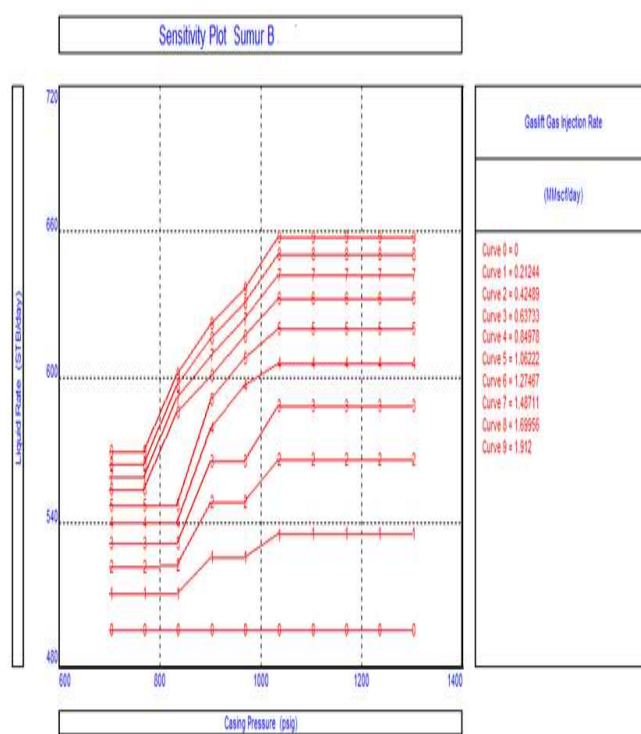
Gambar-12

Sensitivitas Tekanan Casing Terhadap Laju Gas Injeksi Sumur B



Gambar-11

Artificial Lift Performance Sumur B



Gambar 13

Hubungan Laju Produksi terhadap Laju Injeksi Gas dengan Sensitivitas Tekanan Casing Sumur B

Tabel-10
 Hasil Optimisasi Injeksi Gas dengan Tekanan
 Casing

Sumur A	Data Aktual			Gain Oil = 3 STB/d	Hemat Gas Injeksi = 0.28 MMscfd
	Q Oil	Gaslift Gas Rate	Casing Press		
	STB /d	MMscfd	Psig		
	120	1.78	1300		
	Data Setelah Optimisasi				
	Q Oil	Gaslift Gas Rate	Casing Press		
	STB /d	MMscfd	Psig		
	123	1.5	1300		
Sumur B	Data Aktual			Gain Oil = 7 STB/d	Penghematan HP kompresor = 21 %
	Q Oil	Gaslift Gas Rate	Casing Press		
	STB /d	MMscfd	Psig		
	45	1.912	1300		
	Data Setelah Optimisasi				
	Q Oil	Gaslift Gas Rate	Casing Press		
	STB /d	MMscfd	Psig		
	52	1.912	1030		