

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Investigasi *critical parameter* di lapangan A dilakukan untuk mengetahui parameter yang berpengaruh pada kondisi *miscible* (terlarutnya gas) terhadap liquid serta untuk melakukan optimasi sumur *gas lift*. Dimana *gas lift* yang ingin diterapkan yaitu dengan sistem penginjeksian secara *continuous gas lift*, yang memanfaatkan gas untuk mendorong agar fluida naik kepermukaan.

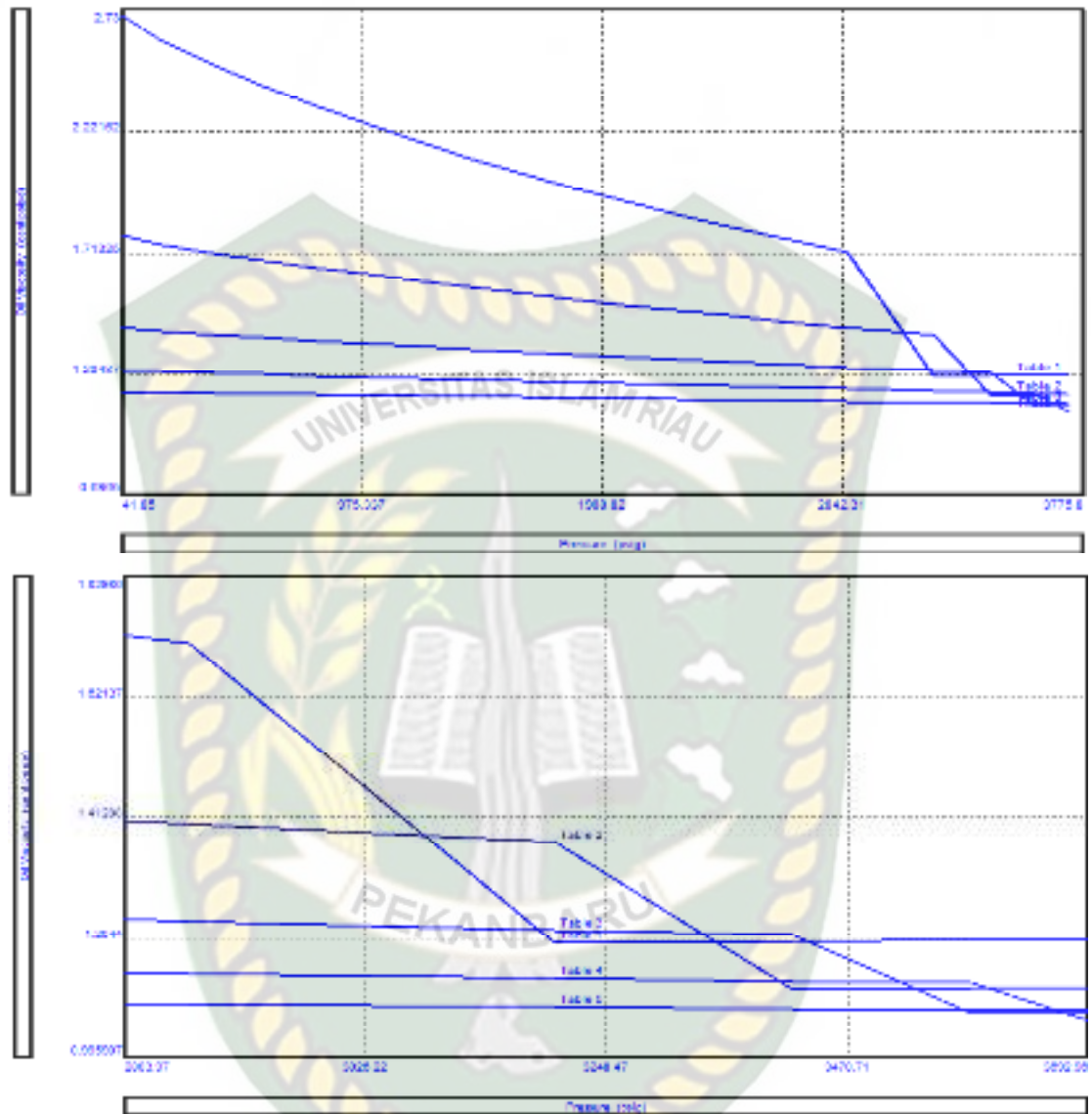
Gas lift menawarkan fleksibilitas yang besar dengan berbagai laju produksi. Pada *continuous gas lift* digunakan untuk sumur yang mempunyai PI tinggi, dimana PI tinggi besarnya adalah $> 0,5$ B/D/psi dan tekanan statis dasar sumur tinggi yang berarti dapat mengangkat kolom cairan minimum 70% dari kedalaman sumur. Dengan PI tinggi dan tekanan statik yang tinggi maka ketinggian kolom fluida dalam tubing juga masih cukup tinggi. PI tinggi mempunyai laju produksi yang tinggi, dalam penggunaan *gas lift* perlu dilakukan beberapa parameter sehingga dapat dijadikan sebagai acuan dalam mengoptimasi *gas lift* terutama di lapangan A.

4.1 Investigasi Parameter yang Mempengaruhi Kondisi *Miscible* (terlarutnya gas) Terhadap Liquid Pada Sumur *Gas Lift*

Pada sub bab ini akan dilakukan investigasi *critical parameter* yang berpengaruh pada kondisi *miscible*, sehingga mampu mengangkat fluida sampai kepermukaan.

Tabel 4.1. Data input

Parameter	Nilai	Unit
Depth	5324	Ft
Produktivitas indeks	1,96	STB/Psi
Tekanan Statik	2800	Psi
Tekanan Dasar Sumur	2034	Psi
Tekanan <i>Bubble Point</i>	2176	Psi
Temperatur Dasar Sumur	255	F
<i>Water Cut</i>	98	%
<i>Oil Gravity</i>	32	API
<i>Gas Gravity</i>	0,92	sp.gravity
<i>Water Salinity</i>	8000	ppm
<i>Well Head Pressure</i>	100, 200 & 300	Psi
<i>Gas injection rate</i>	0,4 , 0,6 & 0,8	Mmscf/d
Tubing inside	2,5	inches

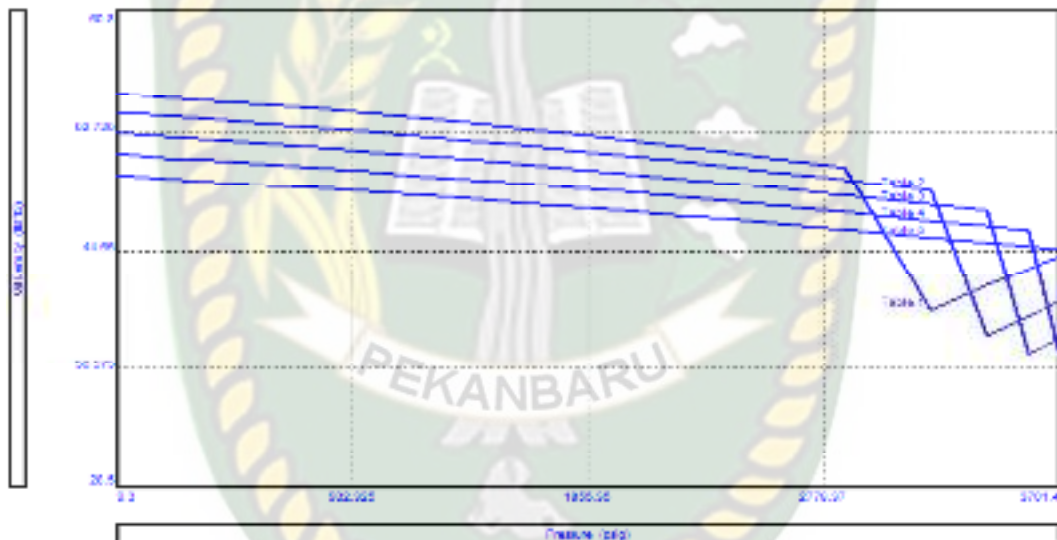


Gambar 4.1. Pengaruh Tekanan terhadap Perubahan Viskositas pada Masing-masing Temperatur

Gambar 4.1 diatas merupakan hubungan antara tekanan dan temperatur terhadap viskositas. Pada gambar diatas dapat dilihat bahwa terjadi penurunan nilai viskositas. Berikut nilai penurunan viskositas dari gambar 4.1.

Tabel 4.2 Penurunan Nilai Viskositas

Name	Viskositas initial (cp)	Final	Perbedaan
Tabel 1	1,73	1,19	0,54
Tabel 2	1,4	1,01	0,39
Tabel 3	1,23	1,07	0,16
Tabel 4	1,13	1,08	0,05
Tabel 5	1,1	1,02	0,08



Gambar 4.2. Pengaruh Tekanan terhadap Perubahan Densitas pada Masing-masing Temperatur

Gambar 4.2 diatas merupakan hubungan antara tekanan dan temperatur terhadap densitas pada masing-masing temperatur. Berikut nilai penurunan densitas dari gambar 4.2.

Tabel 4.3 Penurunan Nilai Densitas

Name	Densitas initial (lb/ft ³)	Densitas final	Perbedaan
Tabel 1	55,38	40,69	14,69
Tabel 2	53,85	38,84	15,01
Tabel 3	52,64	37,63	15,01
Tabel 4	51,24	36,69	14,55
Tabel 5	44,96	44,25	0,71

Tabel 4.4 Nilai Temperatur

Table	Temperature
1	60.00 (deg F)
2	106.75 (deg F)
3	157.50 (deg F)
4	206.25 (deg F)
5	255.00 (deg F)

Tabel 4.4 diatas adalah nilai sensitivitas temperature terhadap densitas dan viskositas.

Gambar 4.1 dan 4.2 diatas didapatkan menggunakan *Prosper Modelling* dengan melakukan input data pada simulator produksi IPM. Dari gambar 4.1 dan 4.2 di atas dapat dilihat terjadi penurunan viskositas dan densitas pada masing-masing *trend line*, yang awalnya *trend line* dalam keadaan landai perlahan – lahan terjadi penurunan nilai viskositas secara drastis. Hal ini dapat terjadi karena gas yang di injeksikan perlahan – lahan mulai larut dalam liquid. Pada saat nilai viskositas turun secara drastis, kondisi ini mengindikasikan bahwa dua zat yang berbeda karakteristik mulai terlarut (*miscible*). Hal ini juga terjadi karena gas yang terinjeksi akan membantu produksi minyak dengan cara membentuk *slug* yang akan membantu mendorong liquid ke permukaan. Dapat dikatakan bahwa tekanan dan temperatur merupakan *critical parameter* yang berpengaruh besar dalam menurunkan nilai viskositas dan densitas. Karena pada saat kondisi viskositas dan densitas menurun, gas yang diinjeksikan mulai larut terhadap liquid

sehingga liquid dapat terangkat ke permukaan. Pernyataan tersebut juga mengacu pada penelitian yang dilakukan oleh (Ezer & Sukarno, 2011).

Terangkatnya liquid dalam tubing pada sistem injeksi *gas lift* dengan menggunakan gas yang bertekanan tinggi yang diinjeksikan ke dalam sumur. Fluida yang terangkat dari dasar sumur ke permukaan karena dorongan dari gas bertekanan tinggi melalui katup injeksi, sehingga fluida dalam tubing menjadi lebih ringan, karena densitasnya lebih rendah, viscositasnya lebih rendah, perbandingan antara gas dan cairan (GLR, GOR) lebih besar dibandingkan dengan fluida reservoir sehingga fluida dapat mengalir ke permukaan.

4.2 Optimasi Sumur *Gas Lift* Dan Pemilihan Skenario Terbaik Untuk Mendapatkan Kondisi Sumur Yang Optimal

Setelah dilakukan investigasi pada sub bab sebelumnya untuk mengetahui parameter yang mempengaruhi kondisi *miscible* (terlarutnya gas) terhadap liquid, selanjutnya pada sub bab ini akan dilakukan optimasi dan pemilihan skenario terbaik untuk mendapatkan kondisi sumur yang optimal.

4.2.1 Investigasi *Gas Oil Ratio* (GOR)

Dalam melakukan optimasi laju alir sumur *gas lift*, parameter yang perlu dipertimbangkan yaitu besarnya nilai *Gas oil ratio* (GOR). GOR merupakan perbandingan antara gas dengan minyak yang terdapat di dalam *reservoir*.

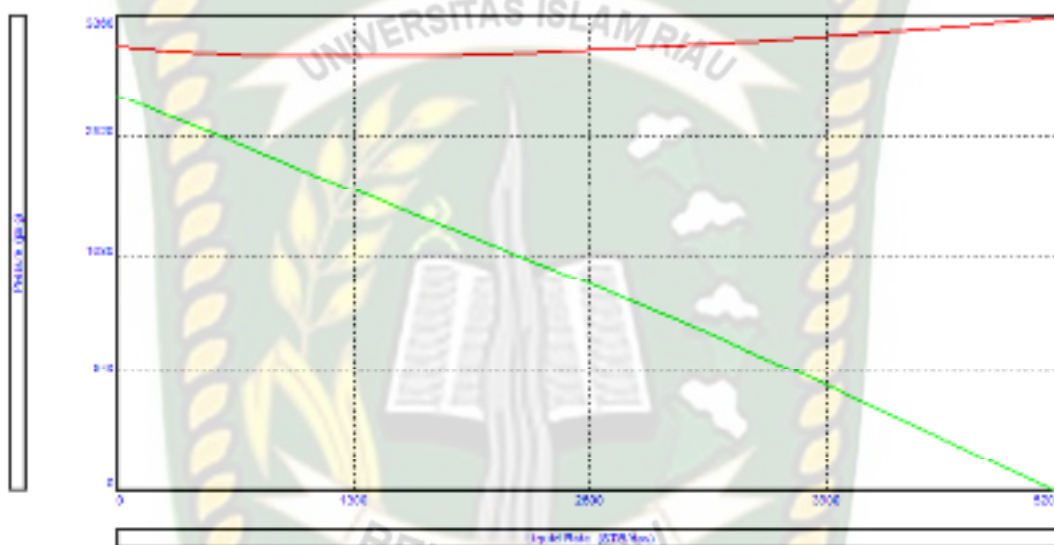
Berdasarkan data perusahaan, bahwa sumur minyak dilapangan A memiliki rata-rata GOR yang berkategori tinggi. Dimana untuk nilai GOR pada sumur kajian mencapai 990 scf/stb.

4.2.2 Investigasi *Productivity Index* (PI)

Salah satu parameter yang mempengaruhi untuk sistem *continuous gas lift* adalah besarnya nilai *productivity index*. Pada lapangan A, nilai PI yang digunakan pada penelitian ini didapat dari data *production installation history* (PIH). Dengan didapatkan nilai PI maka akan mengetahui potensi laju alir fluida pada sumur. Nilai PI yang digunakan diperoleh dari data sumur minyak pada lapangan A.

Nilai PI yang terdapat pada sumur di lapangan A rata-rata berkisar dari 0,05 bpd/psi sampai 2,2 bpd/psi. Untuk sumur kajian sendiri memiliki nilai PI 1,96 bpd/psi. Secara garis besar nilai PI ini termasuk cukup baik, artinya nilai PI yang masih berkategori baik memiliki laju alir produksi yang masih bisa optimal.

4.2.3 Kondisi Aktual Sumur



Gambar 4.3. Kurva IPR vs VLP Aktual Sumur

Seperti yang terlihat pada gambar 4.3 bahwa kurva tersebut merupakan kondisi aktual sumur. Kurva yang berwarna hijau merupakan kurva IPR dan kurva yang berwarna merah merupakan kurva VLP. Dari gambar diatas terlihat kedua kurva tidak berpotongan yang menunjukkan bahwa kelakuan dari aliran dari sumur tidak lagi dapat memproduksi fluidanya secara alamiah melewati tubing produksi. Dari data terakhir perusahaan yang didapat *oil rate* sumur minyak ini hanya sebesar 4 bopd. Artinya, sumur minyak tersebut sudah berada dibawah *economic limit* perusahaan (dibawah 5 bopd). Apabila laju produksi tersebut tetap diproduksi maka akan berdampak merugikan pihak perusahaan. Jika suatu sumur tidak dapat memproduksi secara alamiah lagi, maka hal tersebut dapat disebabkan oleh banyak faktor, tapi pada umumnya hal tersebut diakibatkan karena tekanan alir dasar sumur sudah mengalami penurunan

sehingga tidak mampu lagi untuk mengangkat fluida ke permukaan. Pada saat itulah diperlukan adanya pengangkatan buatan (*artificial lift*) untuk mengangkat sisa fluida yang masih ada di dalam sumur. Pernyataan ini juga merujuk pada penelitian yang dilakukan oleh (Hermadi).

4.2.4 Optimasi Produksi Sumur *Gas Lift* dan Pemilihan Skenario

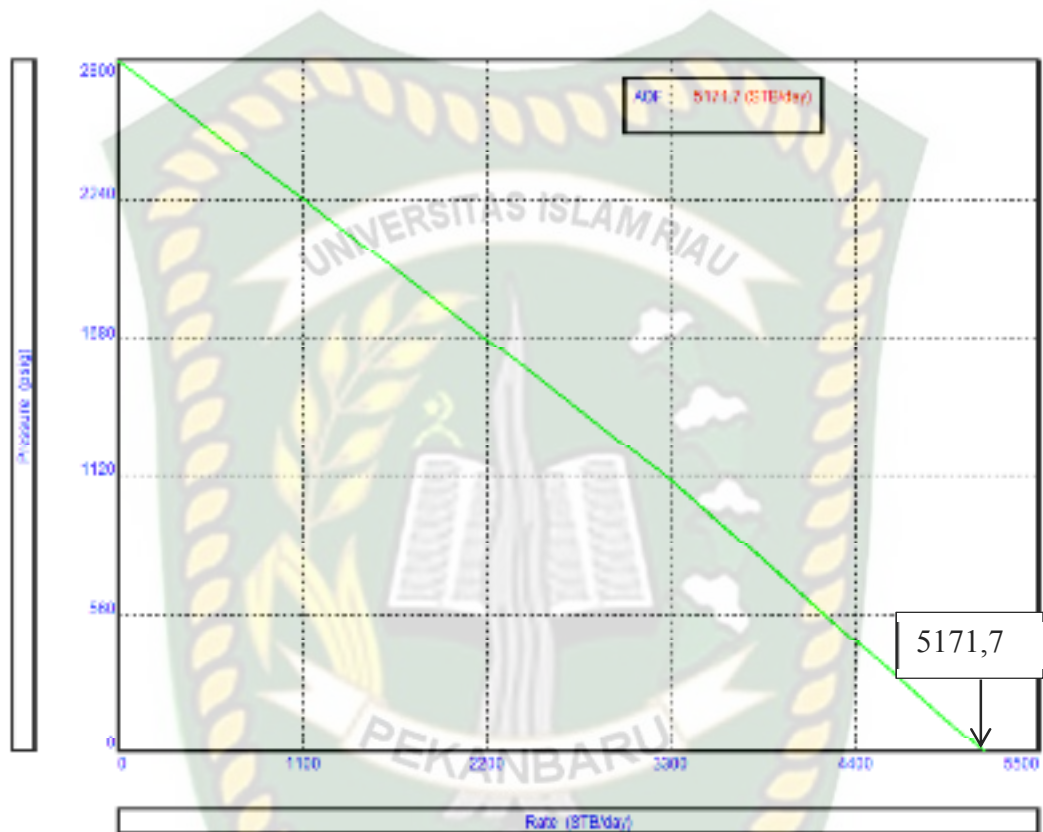
Terbaik

Optimasi pada lapangan A dilakukan untuk menentukan kondisi optimal sumur minyak yang diperoleh dengan menggunakan *prosper modelling*. Optimasi dilakukan dengan melakukan tiga skenario injeksi gas. Pemodelan kondisi aktual sumur produksi adalah hal yang pertama dilakukan dalam setiap optimasi produksi. Pemodelan dilakukan dengan membangun kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) dan VLP (*Vertical Lift Performance*) untuk sumur kajian. Kurva IPR yaitu kurva yang menunjukkan aliran dari reservoir ke lubang sumur atau suatu kurva yang menunjukkan kelakuan produksi suatu sumur sedangkan kurva VLP merupakan kurva yang menunjukkan aliran dari lubang sumur ke permukaan.

Tabel 4.5 Data Input Kurva IPR vs VLP

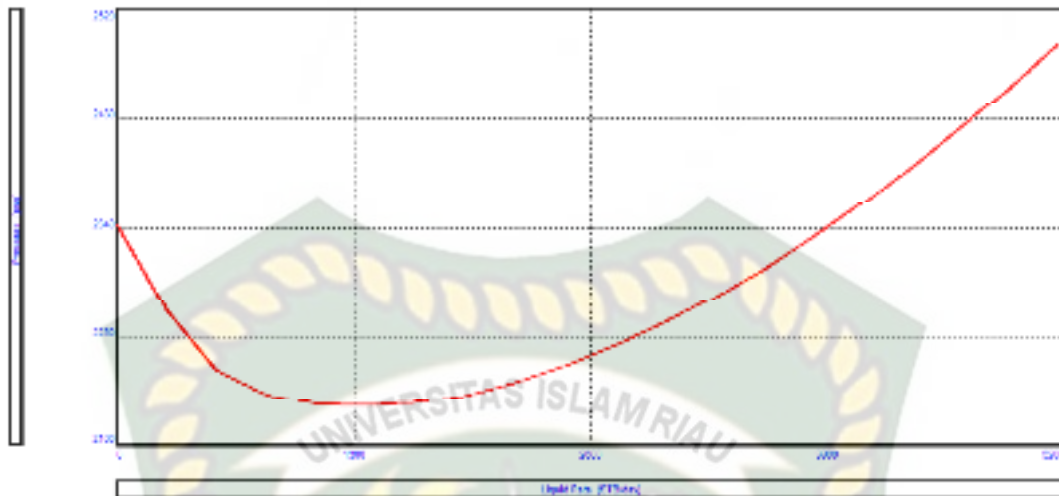
Parameter	Nilai	Unit
Kedalaman Sumur	5324	Ft
Produktivitas indeks	1,96	STB/Psi
Tekanan Statik	2800	Psi
Tekanan Dasar Sumur	2034	Psi
Tekanan <i>Bubble Point</i>	2176	Psi
Temperatur reservoir	255	F
<i>Water cut</i>	98	%
GOR	990	Scf/stb
°API minyak	32	°API
Spesifik gravity	0,92	

Injeksi gas	0,4, 0,6 & 0,8	Mmscf/stb
<i>Well head pressure</i>	100, 200 & 300	psi



Gambar 4.4. Kurva IPR

Gambar 4.4 diatas merupakan Kurva IPR dari sumur kajian pada lapanga A. Dari gambar diatas dapat dilihat nilai AOF nya sebesar 5171,7 STB/day.



Gambar 4.5. Kurva VLP

Setelah kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) didapatkan, maka selanjutnya dilakukan pembuatan kurva VLP dengan melakukan *calculation system ipr+vlp* (seperti yang terlihat pada gambar 4.5 diatas. Ini dilakukan untuk penentuan optimasi yang diperoleh pada sumur kajian dengan sistem injeksi *continuous gas lift*. Berikut hasil optimasi yang telah dilakukan dari pemodelan yang dibuat antara kurva IPR vs VLP.

Tabel 4.6 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP @Injeksi gas 0,4 mmscf/stb @Pwh
100 Psi

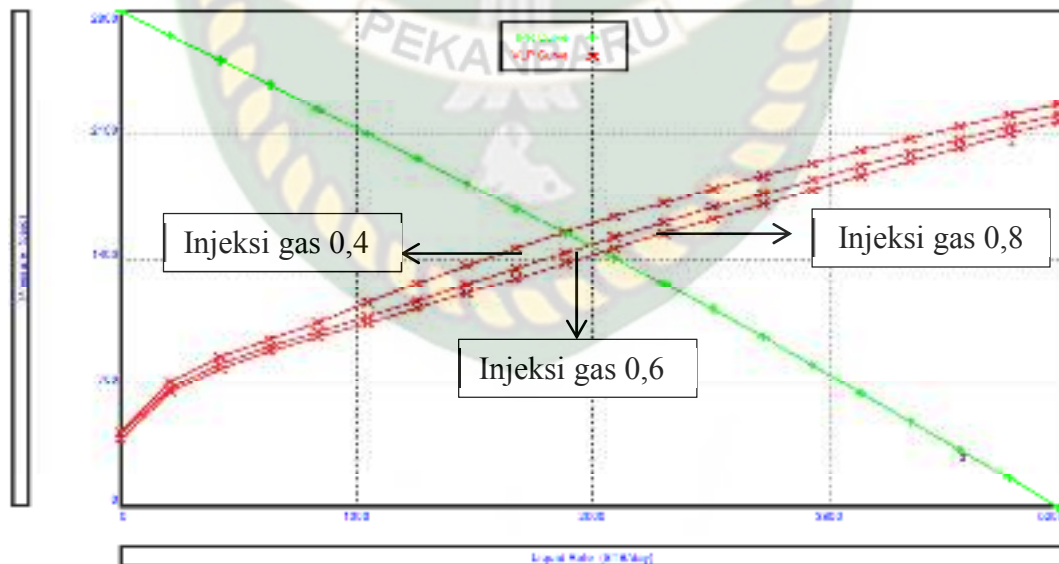
Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure
STB/day	STB/day	psig	psig
5 171.67	0 10343	425 33	2797 36
276 875	5 53749	707 253	2698 74
548 578	10 9716	853 285	2520 11
820 281	16 4056	950 6	2381 49
1091 98	21 8397	1045 38	2242 79
1363 69	27 2737	1153 74	2103 93
1635 39	32 7078	1261 12	1964 86
1907 09	38 1418	1364 09	1825 55
2178 8	43 5759	1461 79	1685 91
2450 5	49 01	1553 01	1545 84
2722 2	54 444	1638 92	1405 14
2993 91	59 8781	1718 42	1263 42
3265 61	65 3121	1795 54	1119 44
3537 31	70 7462	1872 2	964 638
3809 02	76 1803	1941 82	804 461
4080 72	81 6143	2003 21	644 284
4352 42	87 0484	2080 74	484 107
4624 13	92 4824	2145 27	323 93
4895 83	97 9165	2208 83	163 753
5167 53	103 351	2271 93	2 45606

Tabel 4.7 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP @Injeksi gas 0,6 mmscf/stb @Pwh
100 Psi

Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure
STB/day	STB/day	psig	psig
5 171.67	0 10343	421 571	2797 361
276 875	5 53749	672 434	2698 74
548 578	10 9716	809 051	2520 11
820 281	16 4056	903 47	2381 49
1091 98	21 8397	989 144	2242 79
1363 69	27 2737	1073 02	2103 93
1635 39	32 7078	1163 14	1964 86
1907 09	38 1418	1254 8	1825 55
2178 8	43 5759	1346 16	1685 91
2450 5	49 01	1436 3	1545 84
2722 2	54 444	1524 59	1405 14
2993 91	59 8781	1609 39	1263 42
3265 61	65 3121	1691 8	1119 44
3537 31	70 7462	1769 56	964 638
3809 02	76 1803	1848 39	804 461
4080 72	81 6143	1926 3	644 284
4352 42	87 0484	1993 3	484 107
4624 13	92 4824	2061 88	323 93
4895 83	97 9165	2144 88	163 753
5167 53	103 351	2213 99	2 45606

Tabel 4.8 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP @Injeksi gas 0,8 mmscf/stb @Pwh 100 Psi

Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure
STB/day	STB/day	psig	psig
5,17167	0,10343	307,218	2797,36
276,875	5,53749	650,933	2658,74
540,578	10,9716	701,113	2520,11
820,281	16,4056	882,403	2381,49
1091,98	21,8397	964,216	2242,79
1363,69	27,2737	1009,07	2103,93
1635,39	32,7078	1120,74	1964,86
1907,09	38,1418	1205,34	1825,55
2178,8	43,5759	1291,2	1685,91
2450,5	49,01	1376,99	1545,84
2722,2	54,444	1460,79	1405,14
2993,91	59,8781	1545,63	1263,42
3265,61	65,3121	1628,16	1119,44
3537,31	70,7462	1709,57	964,638
3809,02	76,1803	1790,11	804,461
4080,72	81,6143	1870,25	644,284
4352,42	87,0484	1950,15	484,107
4624,13	92,4824	2024,03	323,93
4895,83	97,9165	2103,54	163,753
5167,53	103,351	2175,96	2,45606



Gambar 4.6 Kurva IPR vs VLP @pwh 100 psi

Gambar 4.6 diatas didapatkan menggunakan *Prosper Modelling* dengan melakukan input data pada simulator produksi IPM. Dimana gambar 4.6

merupakan hasil perpotongan kurva IPR vs VLP dengan *well head pressure* 100 Psi dan injeksi gas sebesar 0,4, 0,6 dan 0,8 mmscf/d. Dimana garis berwarna merah merupakan kurva VLP, garis berwarna hijau merupakan kurva IPR. Dari gambar diatas terdapat perpotongan antara kurva IPR vs VLP pada masing-masing skenario injeksi gas. Berikut hasil dari perpotongan kurva IPR vs VLP.

Tabel 4.9 Hasil Perpotongan Kurva IPR vs VLP @Pwh 100 Psi

Pwh (Psi)	Injeksi gas (mmscf/stb)	Liquid rate (STB/D)	Oil rate (STB/D)
100	0,4	2442,1	48,8
100	0,6	2560,3	51,6
100	0,8	2654,9	53,1

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa scenario yang dilakukan dengan injeksi gas sebesar 0,8 mmscf/stb dan pwh 100 psi menunjukkan hasil liquid rate dan oil rate lebih besar disbanding dengan injeksi gas 0,4 & 0,6 mmscf/stb.

Tabel 4.10 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP @Injeksi gas 0,4 mmscf/stb @Pwh
200 Psi

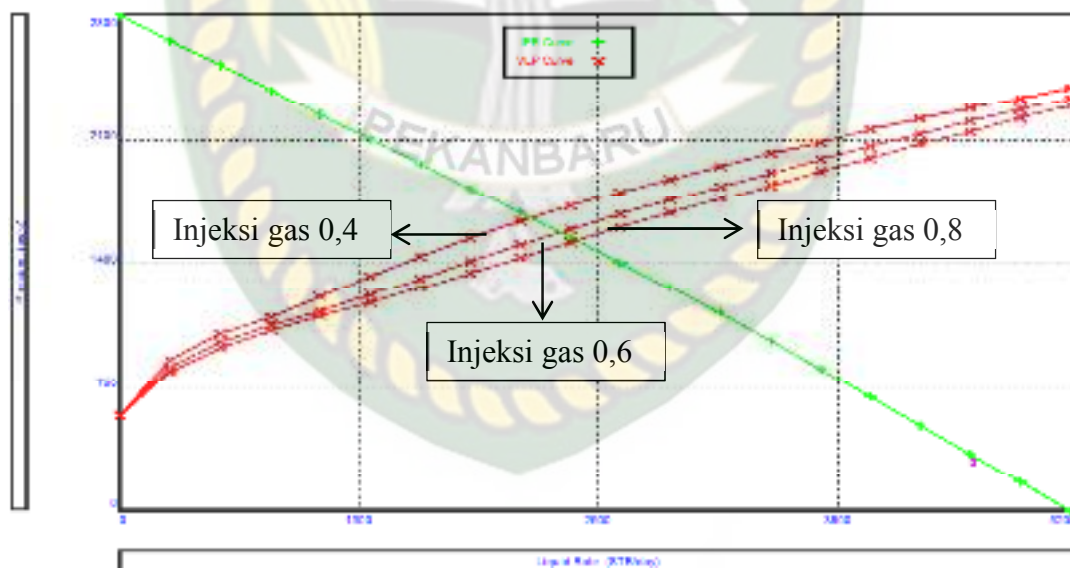
Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure
STB/day	STB/day	psig	psig
5.17167	0.10343	537.73	2797.36
276.875	5.53749	855.501	2658.74
548.578	10.9716	1001.26	2520.11
820.281	16.4056	1095.12	2381.49
1091.98	21.8397	1207.96	2242.79
1363.69	27.2737	1327.23	2103.93
1635.39	32.7078	1440.18	1964.86
1907.09	38.1418	1545.11	1825.55
2178.8	43.5759	1640.14	1685.91
2450.5	49.01	1727.38	1545.84
2722.2	54.444	1808.81	1405.14
2993.91	59.8781	1882.96	1263.42
3265.61	65.3121	1956.81	1119.44
3537.31	70.7462	2023.89	964.638
3809.02	76.1803	2089.09	804.461
4080.72	81.6143	2157.15	644.284
4352.42	87.0484	2219.47	484.107
4624.13	92.4824	2279.96	323.93
4895.83	97.9165	2340.26	163.753
5167.53	103.351	2400.28	2.45606

Tabel 4.11 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP @Injeksi gas 0,6 mmscf/stb @Pwh
200 Psi

Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure
STB/day	STB/day	psig	psig
5.17167	0.10343	539.383	2797.36
276.875	5.53749	814.964	2658.74
548.578	10.9716	957.117	2520.11
820.281	16.4056	1051.6	2381.49
1091.98	21.8397	1129.85	2242.79
1363.69	27.2737	1219.69	2103.93
1635.39	32.7078	1315.91	1964.86
1907.09	38.1418	1412.15	1825.55
2178.8	43.5759	1505.57	1685.91
2450.5	49.01	1594.69	1545.84
2722.2	54.444	1681.56	1405.14
2993.91	59.8781	1763.62	1263.42
3265.61	65.3121	1840.36	1119.44
3537.31	70.7462	1917.25	964.638
3809.02	76.1803	1992.04	804.461
4080.72	81.6143	2063.03	644.284
4352.42	87.0484	2131.62	484.107
4624.13	92.4824	2204.9	323.93
4895.83	97.9165	2271.8	163.753
5167.53	103.351	2338.2	2.45606

Tabel 4.12 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP @Injeksi gas 0,8 mmscf/stb @Pwh 200 Psi

Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure
STB/Day	STB/Day	MMHg	MMHg
5.17167	0.10343	541.536	2797.36
276.875	5.53749	792.883	2658.74
548.578	10.9718	948.394	2520.11
820.281	16.4056	1023.78	2381.49
1091.98	21.8397	1100.45	2242.79
1363.68	27.2737	1176.57	2103.81
1635.39	32.7079	1260.53	1964.86
1907.09	38.1418	1348.11	1825.55
2178.8	43.5759	1434.89	1685.91
2450.5	49.01	1520.96	1545.84
2722.2	54.444	1606.23	1405.14
2993.91	59.8781	1688.71	1263.42
3265.61	65.3121	1769.36	1119.44
3537.31	70.7462	1848.57	964.638
3809.02	76.1803	1926.81	804.461
4080.72	81.6143	2000.15	644.284
4352.42	87.0484	2076.92	484.107
4624.13	92.4824	2148.16	323.501
4895.83	97.9165	2224.7	163.753
5167.53	103.351	2294.76	2.49606



Gambar 4.7 Kurva IPR vs VLP @pwh 200 psi

Gambar 4.7 diatas didapatkan menggunakan *Prosper Modelling* dengan melakukan input data pada simulator produksi IPM . Dimana gambar 4.7 merupakan hasil perpotongan kurva IPR vs VLP dengan *well head pressure* 200 Psi dan injeksi gas sebesar 0,4, 0,6 dan 0,8 mmscf/d. Dimana garis berwarna

merah merupakan kurva VLP, garis berwarna hijau merupakan kurva IPR. Dari gambar diatas terdapat perpotongan antara kurva IPR vs VLP pada masing-masing skenario injeksi gas. Berikut hasil dari perpotongan kurva IPR vs VLP.

Tabel 4.13 Hasil Perpotongan Kurva IPR vs VLP @Pwh 200 Psi

Pwh (Psi)	Injeksi gas (mmscf/stb)	Liquid rate (STB/D)	Oil rate (STB/D)
200	0,4	2233,5	44,7
200	0,6	2392,6	47,9
200	0,8	2480,4	49,6

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa skenario yang dilakukan dengan injeksi gas sebesar 0,8 mmsc/stb dan pwh 200 psi menunjukkan hasil *liquid rate* dan *oil rate* lebih besar dibanding dengan injeksi gas 0,4 & 0,6 mmscf/stb.

Tabel 4.14 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP Injeksi gas 0,4 mmscf/stb @Pwh
300 Psi

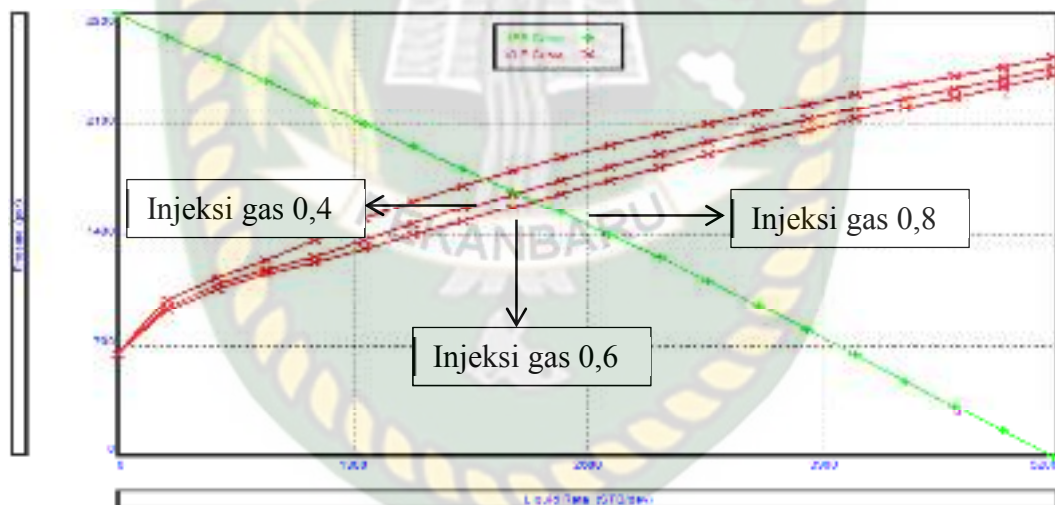
Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure
STB/Day	STB/Day	psig	psig
5.17167	0.10343	650.683	2797.36
276.875	5.53749	996.813	2658.74
549.579	10.9716	1137.36	2520.11
820.281	16.4056	1242.97	2381.49
1091.98	21.8397	1371.66	2242.79
1363.69	27.2737	1500.96	2103.93
1635.39	32.7078	1617.28	1964.86
1907.09	38.1418	1718.74	1825.55
2178.8	43.5759	1803.46	1715.91
2450.5	49.01	1892.41	1545.84
2722.2	54.444	1969.55	1405.14
2993.91	59.8781	2039.90	1263.42
3265.61	65.3121	2106.54	1119.44
3537.31	70.7462	2173.94	964.638
3809.02	76.1803	2235.92	804.461
4080.72	81.6143	2296.28	644.284
4352.42	87.0484	2354.59	484.107
4624.13	92.4824	2412.69	323.93
4895.83	97.9165	2470.29	163.753
5167.53	103.351	2527.56	2.45606

Tabel 4.15 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP @Injeksi gas 0,6 mmscf/stb @Pwh
300 Psi

Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure
STB/Day	STB/Day	psig	psig
5.17167	0.10343	652.105	2797.36
276.875	5.53749	981.205	2658.74
549.579	10.9716	1093.89	2520.11
820.281	16.4056	1184.5	2381.49
1091.98	21.8397	1265.84	2242.79
1363.69	27.2737	1366.27	2103.93
1635.39	32.7078	1470.05	1964.86
1907.09	38.1418	1569.87	1825.55
2178.8	43.5759	1663.68	1685.91
2450.5	49.01	1752.23	1545.84
2722.2	54.444	1835.09	1405.14
2993.91	59.8781	1912.23	1263.42
3265.61	65.3121	1988.42	1119.44
3537.31	70.7462	2062.69	964.638
3809.02	76.1803	2131.85	804.461
4080.72	81.6143	2199.1	644.284
4352.42	87.0484	2270.14	484.107
4624.13	92.4824	2335.37	323.93
4895.83	97.9165	2399.92	163.753
5167.53	103.351	2464.1	2.45606

Tabel 4.16 Tabulasi Perhitungan IPR vs VLP @Injeksi gas 0,8 mmscf/stb @Pwh 300 Psi

Equal Rate	Oil Rate	VLP Prospekt	IPR Prospekt
STB/day	STB/day	psi	psi
5.17167	0.10343	653.904	2757.30
276.875	5.63749	824.848	2658.74
249.570	10.9716	1004.91	2531.11
820.281	16.4056	1158.67	2381.49
1091.90	21.0597	1230.5	2242.79
1363.69	27.2737	1311.64	2103.83
1625.39	32.7078	1400.74	1964.86
1907.09	38.1418	1490.55	1825.55
2178.9	43.5759	1580.61	1685.91
2450.5	49.01	1667.59	1545.84
2722.2	54.444	1751.98	1405.14
2993.91	59.8781	1832.66	1263.42
3265.61	65.3121	1911.98	1119.44
3537.31	70.7462	1989.67	964.630
3809.02	76.1803	2067.25	804.461
4080.72	81.6143	2135.41	644.204
4352.42	87.0484	2206.37	484.107
4624.13	92.4824	2281.04	323.53
4895.83	97.9165	2349.64	163.753
5167.53	103.351	2417.62	2.45006



Gambar 4.8 Kurva IPR vs VLP @pwh 300 psi

Gambar 4.8 diatas didapatkan menggunakan *Prosper Modelling* dengan melakukan input data pada simulator produksi IPM . Dimana gambar 4.8 merupakan hasil perpotongan kurva IPR vs VLP dengan *well head pressure* 300 Psi dan injeksi gas sebesar 0,4, 0,6 dan 0,8 mmscf/d. Dimana garis berwarna merah merupakan kurva VLP, garis berwarna hijau merupakan kurva IPR. Dari gambar diatas terdapat perpotongan antara kurva IPR vs VLP pada masing-masing injeksi gas. Berikut hasil dari perpotongan kurva IPR vs VLP.

Tabel 4.17 Hasil Perpotongan Kurva IPR vs VLP @Pwh 300 Psi

Pwh (Psi)	Injeksi gas (mmscf/stb)	Liquid rate (STB/D)	Oil rate (STB/D)
300	0,4	2033,1	40,7
300	0,6	2205,2	44,1
300	0,8	2304,8	46,1

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa skenario yang dilakukan dengan injeksi gas sebesar 0,8 mmcs/stb dan pwh 300 psi menunjukkan hasil *liquid rate* dan *oil rate* lebih besar dibanding dengan injeksi gas 0,4 & 0,6 mmcsf/stb.

Kurva VLP merepresentasikan kemampuan tubing untuk mengalirkan fluida. Optimasi tubing perlu dilakukan untuk menghasilkan suatu sistem produksi yang optimal. Kurva IPR merepresentasikan aliran dari *reservoir* ke *bottom hole* dan kurva VLP merepresentasikan aliran di media pipa (dari *bottom hole* ke permukaan).

Laju alir sendiri adalah besarnya *rate* yang kita peroleh pada kondisi kompleksi sumur (VLP) tertentu dengan kondisi *performance reservoir* di sumur (IPR) tertentu. Sehingga, sistem di reservoir dan sistem produksi akan mencapai kesetimbangan pada suatu harga Q. Titik perpotongan yang terjadi biasa disebut dengan *operating condition*. Jika VLP dan IPR masih berpotongan, hal itu berarti dengan ukuran tubing tersebut fluida masih bisa mengalir, namun bila VLP dan IPR sudah tidak berpotongan lagi hal ini berarti dengan ukuran tubing tersebut tidak lagi ada aliran yang tercapai (Vina,2011).

Table 4.18 Hasil perpotongan kurva IPR vs VLP dari gambar 4.6, 4.7, 4.8

Ket. Gambar	Well Head (Pwh)	Injeksi Gas	Liquid Rate (STB/D)	Oil Rate (STB/D)
4.6	100 Psi	0,4	2442,1	48,8
	100 Psi	0,6	2560,3	51,6
	100 Psi	0,8	2654,9	53,1
4.7	200 Psi	0,4	2233,5	44,7
	200 Psi	0,6	2392,6	47,9
	200 Psi	0,8	2480,4	49,6
4.8	300 Psi	0,4	2033,1	40,7
	300 Psi	0,6	2205,2	44,1
	300 Psi	0,8	2304,8	46,1

Table 4.18 diatas merupakan hasil perpotongan kurva IPR vs VLP dengan sensitivitas parameter injeksi gas dan *well head pressure* dari gambar 4.6, 4.7 & 4.8, dimana dari perpotongan kurva tersebut akan didapat nilai laju alir dan dipilih diantara ketiga kurva diatas mana yang paling optimal. Tekanan kepala sumur atau yang biasa dikenal *well head pressure* juga merupakan parameter yang mempengaruhi besarnya *liquid rate*. Pada penelitian ini didapatkan bahwa, semakin besar tekanan kepala sumur maka laju liquid yang diperoleh semakin kecil dan sebaliknya apabila semakin kecil tekanan kepala sumur maka laju liquid nya justru semakin besar. Dimana pada penelitian ini, besarnya asumsi nilai *well head pressure* telah ditentukan berdasarkan standar data dari perusahaan. Maka dari itulah didapatkan nilai *liquid rate* yang berbeda disetiap pengaturan *wellhead pressure* nya.

Berdasarkan hasil perpotongan kurva yang terlihat pada gambar diatas, dapat di lihat bahwa skenario terbaik dari ketiga kurva diatas adalah pada gambar 4.6. Karena setelah melakukan optimasi dan pemilihan skenario menggunakan *prosper modeling*, terlihat bahwa laju alir yang optimal adalah dengan menginjeksikan gas 0,8 Mmscf/d dan Pwh 100 psi dengan perolehan *liquid rate* sebesar 2654,9 STB/D dan dengan *oil rate* sebesar 53,1 STB/D. Penelitian ini

menunjukkan adanya peningkatan *oil rate* dari data produksi terakhir hanya sebesar 4 BOPD setelah dilakukan optimasi naik hingga mencapai 53,1 STB/D.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau