

OPTIMASI PRODUKSI PADA PAD G-76 DENGAN PROGRAM TERINTEGRASI SUMUR DAN JARINGAN PIPA PRODUKSI

Pradhita Audi
Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi,
Universitas Trisakti
E-mail: pradhita.audi@gmail.com

Abstrak

Pad G-76 terdapat 5 sumur gas didalamnya. Fluida dari sumur dialirkan menuju sistem *receiver High Pressure* (HP) di permukaan, akan tetapi terdapat 2 sumur yang tidak bisa dialirkan karena mempunyai tekanan yang kurang untuk dapat memasuki sistem *receiver* HP sehingga tersisa 3 sumur yang aktif pada Pad G-76 ini. Sumur-sumur tersebut kemudian dioptimalkan produksinya dengan menggantikan fasilitas produksi yang ada dalam Pad G-76 dengan sistem *receiver* LP agar 2 sumur dapat tersebut diproduksi kembali. Pembuatan model pada *software* dimana model tersebut di *run* kemudian dievaluasi dan dilakukan optimasi produksinya. Kemudian dilakukan analisa nodal mencari *choke* optimal dengan keadaan seperti model *software* yang telah dievaluasi. Dari model program sistem *receiver* LP yang telah dijalankan, dilihat bahwa sumur pada G-91 dapat diproduksi. Sementara untuk sumur G-78 masih tidak dapat diproduksi sehingga ditambah model kompresor GC200A. Pertambahan laju produksi setelah pergantian sistem *receiver* adalah 5.04 MMSCFD. Sedangkan pertambahan produksi yang didapat dari pergantian sistem *receiver* dan kompresor adalah 5.12 MMSCFD. *Choke* optimal yang didapat dari setiap sumur yaitu adalah 56/64" (sumur G-76), 32/64" (sumur G-78), 52/64" (sumur G-89), 32/64" (sumur G-91), dan 48/64" (sumur G-92). Hasil pertambahan laju produksi optimasi produksikeseluruhansebesar 9.76 MMSCFD.

Kata kunci: *optimasi, produksi terintegrasi, sumur, jaringan pipa*

Pendahuluan

Sebuah lapangan akan mengalami penurunan produksi karena adanya masalah produksi. Beberapa masalah produksi tersebut diantaranya adalah sumur yang tidak mempunyai cukup tekanan untuk mengalirkan fluida ke permukaan, fasilitas produksi yang sudah tua, penggunaan fasilitas produksi yang kurang optimal, dan perlunya evaluasi terhadap masing – masing jaringan dan sumur. Oleh karena itu dilakukan optimasi produksi yang berupaya untuk memenuhi target produksi yang sudah ditentukan.

Pad G-76 adalah salah satu Pad yang terdapat pada lapangan G. Pad G-76 terdapat 5 sumur gas di dalamnya. Lapangan ini terletak pada bagian Utara Provinsi Jambi. Lapangan G merupakan salah satu lapangan pemasok gas hingga tahun 2015 dan memiliki 92 sumur yang sebagian besar memproduksi gas dan sebagian kecil kondensat. Sistem fasilitas produksi pada Pad ini adalah fluida- fluida yang dihasilkan dari tiap sumur dialirkan menuju sistem *receiver* HP (*High Pressure*) dari sumur-sumur yang ada, akan tetapi terdapat 2 sumur yang tidak bisa dialirkan (sehingga dimatikan) karena mempunyai tekanan yang kurang untuk dapat memasuki sistem *receiver* HP sehingga tersisa 3 sumur yang aktif pada Pad G-76 ini.

Sehingga dilakukan optimalisasi dengan mengganti sistem *receiver high pressure* menjadi sistem *receiver* LP (*Low Pressure*) agar 2 sumur dapat tersebut diproduksi kembali. Fasilitas produksi yang ada pada Pad G-76 akan dievaluasi dengan menggunakan *software* sehingga dapat diketahui apakah desain fasilitas produksi pada Pad sudah optimal atau perlu dilakukan optimasi kembali pada jaringan di permukaan. Pada penggunaan *software* ini diperlukan data-data spesifik seperti detail profil setiap sumur, geometri pipeline dan sebagainya. Akan tetapi data aktual yang

diberikan perusahaan tidak memiliki data spesifik yang dibutuhkan dalam *software* tersebut.

Maksud dari penulisan makalah ini yaitu melakukan simulasi produksi guna mengoptimasikan produksi Pad G-76 sehingga dapat memenuhi target produksi dari lapangan G. Kemudian tujuan dari penulisan makalah ini yaitu mengetahui apakah skenario produksi yang telah direncanakan pada Pad ini sudah optimal atau belum, mengetahui *choke* maksimal dan optimal yang dapat digunakan setiap sumur pada Pad G-76 dan mengetahui berapa *rate* gas yang dihasilkan dan juga memaksimalkan rate produksi gas dari setiap sumur pada Pad G-76 dengan batasan *rate* 10 MMSCFD yang masuk ke sistem *receiver* pada *plant*.

Studi Pustaka

Pola Alir Fluida Multifasa

Masalah yang umum dalam memprediksi kehilangan tekanan untuk aliran gas dan cairan adalah kompleks. Masalah yang antara lain yaitu kemampuan untuk memprediksi bermacam-macam tekanan dengan elevasi sepanjang pipa alir. Aliran fluida multifasa bisa dikategori menjadi empat pola alir yang berbeda, terdiri dari :

- Aliran *Bubble* = Pelepasan gas terlarut dari undersaturated oil pada dan titik di pipa alir dimana telah mencapai tekanan saturasi
- Aliran *Slug* = Fasa gas yang ada berbentuk bubble yang besar sehingga hampir memenuhi hampir keseluruhan pipa dan terpisah dari cairan.
- Aliran *Mist* = Dikarakteristikan sebagai fasa gas berlanjut dengan terbentuknya cairan sebagai droplet atau tetesan dalam aliran gas dan sebagai film cairan basah pada dinding pipa.
- Aliran Transisi = Slug dari cairan diantara bubble gas mulai menghilang. Dan pada waktu yang bersamaan fasa cairan tidak berkelanjutan dan merupakan kelanjutan dari fasa gas.

Aliran Multifasa Vertikal

Aliran fluida vertikal terutama ditemui pada tubing yang digunakan untuk memproduksi suatu sumur. Dalam hal ini distribusi tekanan aliran sepanjang tubing harus diketahui, agar dapat dilakukan perencanaan ukuran tubing yang sebaiknya digunakan, untuk memperkirakan laju produksi yang dapat dihasilkan atau untuk tujuan perencanaan instalasi metoda produksi dengan pengangkatan buatan. (Kermit E. Brown, 1977)

Aliran multifasa vertikal terjadi pada rangkaian pipa tubing yang digunakan untuk memproduksi fluida. Dalam aliran multifasa vertikal, terdapat bermacam-macam korelasi yang dapat digunakan, diantaranya yaitu :

1. Korelasi Hagedorn and Brown
2. Korelasi Duns and Ros
3. Korelasi Hagedorn and Brown, Duns and Ros Map
4. Korelasi Orkiszewski
5. Korelasi Beggs and Brill
6. Korelasi Beggs and Brill Revised

Perbedaan dari semua variabel tersebut terletak pada penentuan variabel yang ada dalam persamaan kesetimbangan energi (Persamaan 3.7), hal ini disebabkan adanya

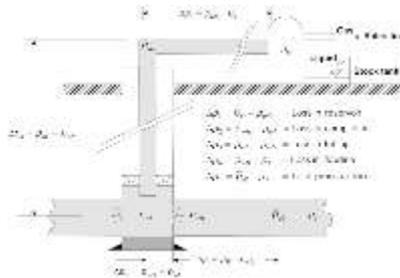
perbedaan anggapan yang digunakan untuk memecahkan persamaan di atas. Pada dasarnya perbedaan anggapan dibagi menjadi tiga, yaitu :

1. Tanpa memperhatikan adanya slip serta pola aliran
2. Memperhitungkan slip tetapi pola aliran diabaikan
3. Memperhitungkan baik slip maupun pola aliran

Berdasarkan anggapan di atas maka korelasi Hagedorn and Brown termasuk dalam nomor kedua, sedangkan korelasi Duns and Ros, Orikiszewski, serta Beggs and Brill termasuk dalam nomor ketiga.

Analisa Nodal

Tujuan dari analisa sistem atau yang dikenal dengan analisa nodal adalah untuk mengkombinasikan berbagai macam komponen dari sistem produksi pada sumur individual untuk mengestimasi laju produksi dan mengoptimalkan komponen sistem produksi. Terdapat jumlah *pressure drop* dari tekanan reservoir menuju permukaan seperti yang ada pada gambar. Bila separator mempresentasikan akhir dari sistem produksi, jumlah penurunan tekanan (*pressure drop*) dalam sistem yaitu perbedaan antara tekanan rata-rata reservoir dengan tekanan separator.



Gambar 1. Sistem Produksi dan *Pressure Loss* pada Sistem yang Berhubungan

$$\Delta p_T = \bar{p}_R - p_s \quad (1)$$

$$\Delta p_T = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \Delta p_4 \quad (2)$$

Total *pressure drop* ini kemudian dikomposisikan dengan penurunan tekanan individual selama fluida reservoir mengalir ke permukaan. Penurunan tekanan ini terjadi ketika fluida mengalir melalui reservoir dan *well completion* keatas tubing melalui peralatan *wellhead* dan *choke* kemudian mengalir melalui *flowline* permukaan menuju separator sehingga persamaan 1 dapat dijelaskan kembali dengan persamaan 2. Analisa Nodal dapat digunakan untuk analisa dan desain produksi sumur minyak dan gas. Analisa ini baik untuk mengevaluasi sumur sembur alam dan aplikasi *artificial lift*

Aliran Melalui Choke

Wellhead choke menguasai tekanan permukaan laju produksi dari sebuah sumur. *Choke* biasanya dipilih agar fluktuasi dalam *downstream pressured* dari *choke* tidak memberi efek pada laju produksi. Hal ini memerlukan aliran melalui *choke* pada saat kondisi kritis. Di bawah kondisi kritis, laju aliran kritis adalah merupakan fungsi dari aliran *upstream* atau hanya tekanan tubing. Agar kondisi ini dapat muncul, tekanan dari *downstream* harus sekitar 0.55 atau kurang dari tekanan tubing.

1. Aliran satu fasa

Untuk aliran satu fasa, Beggs mengajukan persamaan 3.32, yang berhubungan dengan laju produksi gas melalui *choke* menuju tekanan *wellhead*.

$$q_g = \frac{27.611 C_d p_{wh} d^2 T_{sc}}{p_{sc} \sqrt{\gamma_g T_{wh} z}} \left[\left(\frac{k}{k-1} \right) \left(y_c^{2/k} - y_c^{k+1/k} \right) \right] \quad (3)$$

Perbandingan tekanan, y , merupakan perbandingan antara tekanan *downstream* pressure dengan tekanan *wellhead*. Di bawah kondisi kritis, perbandingan tekanan digantikan dengan perbandingan tekanan kritis, y_c . Perbandingan tekanan kritis adalah perbandingan tekanan dimana aliran menjadi kritis. Perbandingan ini tergantung dengan rasio dari *specific heat* dari gas yang diproduksi dilihat dalam persamaan 3.33 di bawah ini.

$$y_c = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{k/k-1} \quad (4)$$

2. Aliran dua fasa

Rumus empiris telah dikembangkan untuk mengestimasi hubungan laju produksi dan tekanan *wellhead* untuk aliran dua fasa yang ditunjukkan dalam persamaan 3.34 di bawah ini.

$$p_{wh} = \frac{A_1 q_L R^{A_2}}{d^{A_3}} \quad (5)$$

Gilbert yang pertama untuk mempresentasikan hubungan ini melalui data lapangan yang dikumpulkan dari sepuluh bagian lapangan California. Ros¹ dan Beggs juga mengajukan hubungan yang sering digunakan.

Metodologi Penelitian

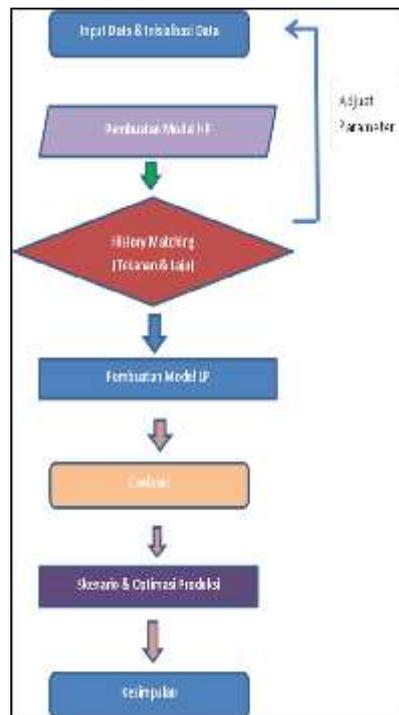
Penulisan makalah ini menggunakan metodologi simulasi dari *software* dengan tahapan simulasi sebagai berikut :

1. Mengumpulkan data reservoir, data sumur, dan data produksi.
2. Melakukan inialisasi data, penyetoran data untuk model simulasi memakai sistem *receiver high pressure*.
3. *Running* model sistem *receiver high pressure*, dimana dua sumur pada Pad ini masih belum diproduksi, dengan menggunakan *software*.
4. Melihat hasil simulasi dan melakukan *data adjustment* bila hasil *rate* pada sumur tidak sesuai dengan data produksi aktual.
5. Bila hasil sudah selaras maka selanjutnya membuat model dengan sistem *receiver low pressure*. Pada dasarnya model ini sama dengan model sistem *receiver high pressure* hanya berbeda pada tekanan di *receiver* dimana tekanan receiver pada sistem

receiver low pressure lebih rendah dibandingkan dengan model sistem *receiver high pressure*.

6. *Running* model sistem *receiverlow pressure* , dimana dua sumur pada Pad ini akan diuji coba diproduksi, dengan menggunakan *software*.
7. Hasil *run* di evaluasi dan ditentukan skenario optimasi produksi yang tepat.
8. Setelah dilakukan optimasi produksi pada *software* selanjutnya melakukan analisa optimasi *choke* pada *software* kedua yang menunjang *software* sebelumnya. Analisa optimasi dilakukan dengan tekanan operasi yang didapat dari hasil *runsoftware* sebelumnya. Pertama membuat model setiap sumur dari Pad G-76 dengan tekanan operasi model sistem *receiver high pressure*, kemudian dilakukan penyesuaian laju produksi gas pada *software* penunjang dengan laju produksi gas aktual. Selain dilakukan penyesuaian laju produksi, ditentukan juga korelasi aliran yang digunakan untuk setiap sumur.
9. Bila sudah selaras maka pada model sumur tersebut tekanan operasinya diubah mengikuti hasil tekanan operasi pada model sistem *receiver low pressuresoftware* sebelumnya.
10. Selanjutnya dilakukan analisa optimasi *choke* pada model setiap sumur dengan melakukan analisa sensitifitas ID (*inside diameter*) *choke* pada *software* penunjang. Dari analisa ini didapat *inflow & outflow relationship*, dan *welbore equipment profile*, yang digunakan untuk mengetahui laju gas yang dihasilkan dari tiap *choke* beserta dengan *bottom hole pressure* dan *wellhead pressure* setiap sumur pada Pad G-76.
11. Hasil ini kemudian dianalisa dan ditentukan *choke* maksimal serta *choke* optimal yang dapat digunakan pada setiap sumur dari Pad G-76.

Metodologi tersebut ditunjukkan dengan diagram alir yang disederhanakan (*simplified flow chart*) serta skema proses yang ada dibawah ini.



Gambar 2. Flowchart metodologi pada penelitian

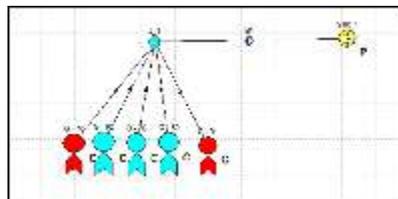
Hasil dan Pembahasan

Pad G-76 adalah salah satu Pad yang terdapat pada lapangan G. Pad G-76 terdapat 5 sumur gas di dalamnya. Lapangan ini terletak pada bagian Utara Provinsi Jambi. Lapangan G merupakan salah satu lapangan pemasok gas hingga tahun 2015 dan memiliki 92 sumur yang sebagian besar memproduksi gas dan sebagian kecil kondensat. Sistem fasilitas produksi pada Pad ini adalah fluida- fluida yang dihasilkan dari tiap sumur dialirkan menuju sistem *receiver* HP (*High Pressure*) dari sumur-sumur yang ada, akan tetapi terdapat 2 sumur yang tidak bisa dialirkan (sehingga dimatikan) karena mempunyai tekanan yang kurang untuk dapat memasuki sistem *receiver* HP sehingga tersisa 3 sumur yang aktif pada Pad G-76 ini.

Sehingga dilakukan optimalisasi dengan mengganti sistem *receiver high pressure* menjadi sistem *receiver LP (Low Pressure)* agar 2 sumur dapat tersebut diproduksi kembali. Fasilitas produksi yang ada pada Pad G-76 akan dievaluasi dengan menggunakan *software* sehingga dapat diketahui apakah desain fasilitas produksi pada Pad sudah optimal atau perlu dilakukan optimasi kembali pada jaringan di permukaan.

Optimasi produksi dilakukan dengan membuat model menggunakan *software*. Sebelum dilakukan pembuatan model, dilakukan analisa data perusahaan yang akan digunakan untuk membuat model. Selanjutnya dilakukan pembuatan model sistem *receiver high pressure*. Pembuatan model ini menggunakan *software* PipeSim. Model dibuat bertujuan untuk menyelaraskan model simulasi dengan keadaan yang sebenarnya. Dalam hal ini yang diselaraskan adalah laju produksi pada tiap sumur.

Bila laju produksi pada setiap sumur sudah selaras (*match*), selanjutnya berdasarkan model sistem *receiver high pressure* maka dibuat model sistem *receiver low pressure*. Pada model ini parameter data yang digunakan tidak berbeda dengan model sebelumnya, yang berbeda hanya tekanan pada sistem *receiver* dimana tekanan pada sistem *high pressure* sebesar 750 psia dan pada sistem *low pressure* sebesar 450 psia.



Gambar 3. Model *Simplified* Jaringan Sistem *Receiver* Bertekanan Tinggi

Well Name	Q (m³/d)					
Well 1	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Well 2	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Well 3	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Well 4	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Well 5	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Receiver	50000	50000	50000	50000	50000	50000

Gambar 4. Hasil *Run* Model Sistem *Receiver High Pressure* Dengan *Software* PipeSim

Selanjutnya dilakukan simulasi model sistem *receiver low pressure* yang bertujuan untuk menghitung pertambahan laju produksi dan melihat apakah dua sumur pada Pad G-76 dapat diproduksi kembali atau tidak. Selain itu dilakukan analisa optimasi *choke* pada software *Wellflo* menggunakan analisa sensitivitas ID (*Inside Diameter*) *choke* pada setiap sumur.

Analisa ini bertujuan untuk mengetahui maksimum *choke* yang dapat digunakan dan optimum *choke* yang dapat digunakan untuk sumur pada Pad G-76. Hasil analisa *choke* optimal dengan software dilihat dari kurva *Inflow* dan *Outflow* untuk laju produksi dan *Bottom Hole Pressure* dari setiap penggunaan *choke*. Kemudian didapatkan juga kurva *wellbore equipment profile* untuk dilihat tekanan pada *wellhead*.

Hasil pertambahan laju produksi dari pergantian sistem *receiver high pressure* menjadi sistem *low pressure* sebesar 5.04 MMSCFD. Sedangkan dari pergantian sistem ini dapat dilihat bahwa sumur G-91 dapat diproduksi kembali dengan laju produksi 2.52 MMSCFD dan *liquid rate* sebesar 89.34 BCPD. Sedangkan untuk sumur G-78 tetap tidak dapat diproduksi kembali sehingga ditambahkan kompresor didekat sumur G-78.

Well Name	Flow Rate	Pressure	Temperature	...
G-78
G-79
G-80
G-81
G-82

Gambar 5. Hasil Run Model Sistem Receiver Low Pressure Dengan Software PipeSim

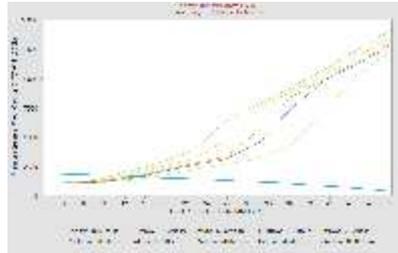
Well Name	Flow Rate	Pressure	Temperature	...
G-78
G-79
G-80
G-81
G-82

Gambar 6. Hasil Run Model Sistem Receiver Low Pressure yang ditambah kompresor Dengan Software PipeSim

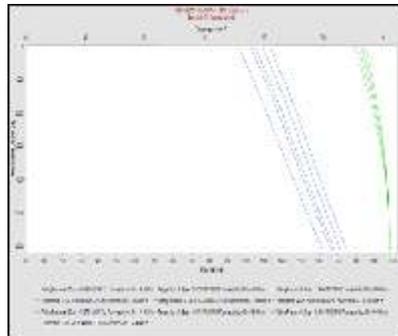
Dari hasil penambahan kompresor, sumur tersebut dapat diproduksi kembali dan menghasilkan laju gas sebesar sebesar 0.5 MMSCFD dengan *liquid rate* sebesar 75 BPD. Kompresor yang digunakan yaitu model GC200A mempunyai 145 HP dengan 3 *stages* dan *discharge pressure* sebesar 800 psia. Model kompresor ini adalah kompresor yang sering digunakan perusahaan untuk menaikkan tekanan gas pada *plant*. Pertambahan laju produksi yang didapat dengan pergantian sistem *receiver* ini adalah

5.04 MMSCFD. Sedangkan pertambahan produksi yang didapat dari pergantian sistem *receiver* dan kompresor adalah 5.12 MMSCFD.

Dari analisa optimasi choke yang digunakan maka untuk choke yang digunakan pada setiap sumur pada Pad G-76 adalah 56/64" (untuk sumur G-76), 32/64" (sumur G-78), 52/64" (sumur G-89), 32/64" (sumur G-91), dan 48/64" (sumur G-92). Analisa ini didasarkan pada ketentuan dari perusahaan bahwa pertambahan keseluruhan laju produksi yang dihasilkan tidak dapat melebihi 10 MMSCFD.



Gambar 7. Salah satu kurva *inflow* dan *outflow* dari sumur (sumur G-76)



Gambar 8. Salah satu kurva *wellbore equipment profile* dari sumur (sumur G-76)

Analisa optimasi choke ini dilakukan dengan keadaan Pad G-76 menggunakan sistem *receiver low pressure* dan sumur G-78 yang dapat berproduksi dengan adanya kompresor. Pertambahan keseluruhan dengan optimasi yang telah dilakukan sebesar 9.76 MMSCFD. Sedangkan hasil pertambahan laju produksi dengan melakukan analisa optimasi choke sebesar 4.72 MMSCFD.

Tabel 1. Data *Summary* Analisa Choke

DATA SUMMARY					
Sumur	Current Choke	Choke Maks.	Choke Optimum	Gas Rate	Gas Rate sebelum optimasi choke
G-76	44	64	56	14.07	11.30
G-78	20	32	32	0.82	0.50
G-89	48	60	52	12.07	10.01
G-91	24	32	32	1.37	2.50
G-92	24	48	48	3.73	2.98
Jumlah Rate Gas dengan Sistem Separator LP dan Optimasi Choke, MMSCFD =					32.06
Jumlah Rate Gas dengan Sistem Receiver LP dan Kompresor, MMSCFD =					27.42
Keadaan Awal Rate Gas , MMSCFD =					22.3
Penambahan Rate Gas dengan Sistem Receiver LP dan Kompresor, MMSCFD =					5.12
Penambahan Rate Gas Sistem Separator LP dan Optimasi Choke , MMSCFD =					9.76
Optimasi Choke , MMSCFD =					4.72

Kesimpulan

1. Pertambahan laju produksi pada Pad G-76 yang didapat dari pemakaian sistem *receiver low pressure* yaitu sebesar 5.04 MMSCFD, dengan total *gas rate* yang dihasilkan sebesar 27.04 MMSCFD.
2. Sumur G-91 dapat diproduksi dengan menggunakan sistem *receiver* bertekanan rendah (*low pressure*) dengan laju gas sebesar 0.5 MMSCFD dan liquid sebesar 90 BCPD.
3. Sumur G-78 tetap tidak dapat diproduksi dengan adanya pergantian sistem receiver pada Pad G76 sehingga dilakukan penambahan fasilitas produksi berupa kompresor didekat wellhead untuk membantu menaikkan tekanan laju alir menuju system. Dari penambahan fasilitas produksi tersebut, sumur G-78 dapat diproduksi dan menghasilkan laju gas sebesar 0.50 MMSCFD dan liquid sebesar 75 BCPD.
4. Pertambahan laju produksi pada Pad G-76 yang didapat dari pemakaian sistem *receiver low pressure* dan pemakaian kompresor yaitu sebesar 5.12 MMSCFD, dengan total *gas rate* yang dihasilkan sebesar 27.42 MMSCFD.
5. Hasil Choke Optimum tiap sumur dari nodal analysis yaitu choke 56/64 untuk G-76, choke, 52/64 untuk sumur G-89 , choke 32/64 (G- 91) dan choke 48/36 (G- 92), dan 32/64 (G-78). Penentuan choke ini didasarkan pada ketentuan maksimum penambahan gas rate 10 MMSCD yang dapat masuk ke sistem *receiver* pada *plant*.
6. Pertambahan laju produksi gas keseluruhan Pad G-76 dengan penggunaan sistem receiver low pressure, kompresor pada sumur G-78 dan penggunaan choke optimal sebesar 9.76 MMSCFD. Sementara pertambahan gas pada Pad G-76 yang didapat dari penggunaan choke optimal sebesar 4.72 MMSCFD.

Daftar Pustaka

Beggs, H.Dale.,1991, "*Production Optimization Using Nodal Analysis*", OGCI and Petroskill Publication, Tulsa, Oklahoma

Brown, Kermit E.,1984, "*The Technology Artificial Lift Methods*", Volume IV, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma`

[http://petrowiki.org/Flow through chokes#cite_note-r3-2](http://petrowiki.org/Flow_through_chokes#cite_note-r3-2)[accessed June 20, 2015]

[http://petrowiki.org/Nodal analysis#Noteworthy papers in OnePetro](http://petrowiki.org/Nodal_analysis#Noteworthy_papers_in_OnePetro)[accessed June 20, 2015]