

## OPTIMASI TRANSPORTASI GAS ALAM DARI LEPAS PANTAI KE FASILITAS PENERIMA DARAT

Syaiful Ansory E.S.<sup>1)</sup>, Dr. M. Taufiq Fathaddin<sup>2)</sup>

1,2). Jurusan Magister Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi  
Universitas Trisakti

E-mail: s\_ansory@yahoo.com

E-mail: mtfathaddin@gmail.com

### Abstrak

Suatu lapangan gas alam akan dikembangkan sampai 10 sumur laut dalam yang terhubung melalui pipa bawah laut dan *production manifold network* dengan kedalaman 500 meter ke fasilitas produksi apung *Floating Production Unit (FPU)*. Produksi yang akan dialirkan dalam bentuk *multiphase hydrocarbon* (gas, kondensat dan air) menuju *FPU* dimana akan dilakukan proses pemisahan. Dari hasil pemisahan *multiphase hydrocarbon*, gas akan dikompresi dan kondensat akan dipompakan menuju fasilitas penerima darat *Onshore Receiving Facility (ORF)*, sedangkan air akan di-*treatment* secara khusus sebelum dibuang ke laut. Di *ORF* akan dilakukan pengukuran terhadap produksi gas dan kondensat sebelum dikirimkan terpisah sesuai alur pipa menuju pihak pembeli. Untuk mencapai target produksi dengan *plateu* 450 MMSCFD, *life cycle* 20 tahun dan *design RAM (Reliability, Availability dan Maintainability)* 97% diperlukan optimasi transportasi pipa bawah laut hingga pengolahan fasilitas produksi yang ada baik di lepas pantai (*FPU*) maupun fasilitas penerima darat (*ORF*). Fleksibilitas transportasi dari produksi gas akan diinvestigasi melalui beberapa skenario menggunakan perangkat lunak simulasi jaringan pipa. Parameter tekanan dan aliran akan disimulasikan untuk mengoptimalkan produksi sesuai kapasitas fasilitas produksi yang dibangun.

**Kata kunci:** *Optimasi, Sumur Bawah Laut, Gas, Kondensat, Transportasi*

### Pendahuluan

Gas alam adalah salah satu sumber energi yang saat ini permintaannya sedang meningkat. Berdasarkan data Neraca Gas Indonesia 2010-2025 akan terjadi peningkatan permintaan yang baru dan mencapai puncaknya pada tahun 2013. Kemudian di tahun 2017 akan terdapat pasokan yang potensial yang sangat besar tetapi belum ada pembelinya.

Tujuan dilakukan penelitian ini adalah:

- Untuk mengevaluasi produktivitas lapangan (*life time*). Hasil analisis aliran debit gas akan dibandingkan dengan target produktivitas yang telah diprediksi oleh model *reservoir*.
- Mengoptimasikan laju aliran (*flowrate*) yang optimum dari masing-masing sumur untuk mengantisipasi adanya penambahan atau pengurangan pasokan gas.
- Kondisi operasional yang optimum dengan memperhitungkan semua konstrain tekanan di masing-masing sumur dan *tie-in point*.

Diharapkan manfaat hasil dari optimasi ini bisa digunakan oleh Operator dalam melakukan proses operasional pengiriman gas sesuai dengan fleksibilitas yang ada untuk *life cycle* (seumur hidup) lapangan gas alam tersebut. Hipotesa dari makalah ini adalah sebagai berikut:

- Jaringan pipa gas alam yang saat ini akan terpasang sudah optimum.
- Asumsi tambahan pasokan gas dari perhitungan simulasi yang dilakukan *Reservoir Engineer* dapat ditransportasikan dengan kapasitas maksimal pipa transmisi.
- Ada limitasi dari fasilitas apung dan fasilitas darat dalam mengakomodir proses gas yang ada.

Lingkup kerja dari makalah ini adalah dimulai dengan asumsi produksi masing-masing sumur yang didapat dari hasil simulasi *Reservoir Engineer*, lalu dialirkan dengan pipa produksi ke fasilitas apung. Hingga selanjutnya akan dialirkan kembali dengan pipa alir menuju fasilitas penerima darat. Batasan masalah dari proposal tesis ini adalah sebagai berikut:

- a. Optimasi dilakukan terhadap beberapa titik di jaringan pipa gas alam antara masing-masing sumur ke fasilitas apung.
- b. Asumsi produksi masing-masing sumur didapat dari hasil simulasi *Reservoir Engineer* yang akan disesuaikan dengan kapasitas maksimal pipa.
- c. Parameter yang diteliti efeknya dari penambahan pasokan gas baru adalah tekanan maksimal di masing-masing *subsea tie-in* dan sistem jaringan pipa.

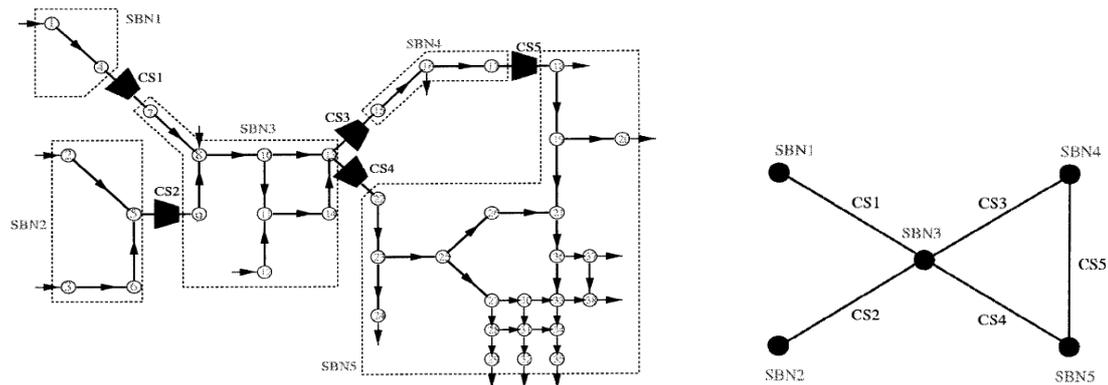
### Studi Pustaka

Beberapa proses optimasi terhadap jaringan pipa gas alam sudah dilakukan dengan berbagai macam teknik atau metode. Salah satunya adalah metode menggunakan biaya bahan bakar dari semua kompresor yang digunakan pada jaringan pipa sebagai fungsi obyektif (Rios, 2003). Pada metode ini dilakukan pengurangan jaringan pipa dari yang kompleks menjadi lebih sederhana dengan mempertimbangkan konstrain-konstrain di bawah ini:

- a. Neraca alir masa pada setiap *node*.
- b. Hubungan laju gas yang melalui setiap pipa.
- c. Batasan tekanan pada setiap *node*.
- d. Batasan operasional pada setiap stasiun kompresor.

Konstrain a dan b biasa disebut sebagai persamaan laju alir *steady-state network* dengan persamaan *mass flow balance* dianggap linier sedangkan persamaan laju alir pipa tidak linier. Optimasi yang lain dilakukan dengan menggunakan *Ant Colony Optimization Algorithm* (Cheboub, 2006). Asumsi yang digunakan adalah *steady-state operation* dan menggunakan beberapa kompresor sentrifugal yang terpasang paralel. Untuk masing-masing *trunkline* kompresor (i,j), variabel-variabel keputusan (*decision variables*) terdapat pada tekanan keluaran kompresor dan jumlah dari kompresor. Beberapa konstrain yang diidentifikasi dari model ini adalah parameter operasional dari kompresor dan tipe konstrain dari manajemen seperti tekanan maksimum pipa, tekanan minimum dan maksimum dari masing-masing jaringan pipa di setiap *trunkline*, tekanan minimum di titik penyerahan dan jumlah kompresor yang tersedia.

Target dari optimasinya adalah untuk mengurangi konsumsi bahan bakar yang digunakan oleh kompresor. Nantinya akan didapatkan nilai optimal dari masing-masing variabel keputusan di setiap *trunkline*. Optimasi yang dilakukan di penelitian tersebut menggunakan semua parameter-parameter tersebut akan tetapi ada beberapa konstrain yang perlu diikutsertakan. Karena jaringan pipa yang akan terpasang nanti dibuat hanya untuk mengakomodir asumsi pada saat pengambilan keputusan proyek pembangunan seperti batasan tekanan maksimum di titik pertemuan pipa (*tie-in*) dan *reserve capacity* yang dimiliki oleh masing-masing sumur. Tambahan pasokan yang akan ditransmisikan melalui jaringan pipa ini dibuat tidak hanya cukup memperhitungkan kapasitas maksimum jaringan pipa tersebut agar dapat melewati tambahan pasokan gas akan tetapi perlu dipertimbangkan faktor-faktor kemampuan mengalirkan gas setiap sumur. Jangan sampai dengan adanya tambahan pasokan gas yang baru ada oleh sumur lainnya menyebabkan kesulitan untuk mengalirkan atau mengganggu sistem operasi yang sedang berlangsung seperti adanya tekanan balik (*back-pressure*) dari jaringan pipa.



Gambar 1.(a) Jaringan Dengan Beberapa Sub-Jaringan, (b) Jaringan Pipa Yang Sudah Disederhanakan (Rios, 2003)

Dalam melakukan perhitungan optimasi, tidak seperti penelitian yang sudah dilakukan sebelumnya yang menggunakan algoritma-algoritma baru yaitu *Ant Colony Optimization Algorithm* dan *Adaptive Genetic Algorithm*, tetapi menggunakan algoritma yang sudah ada di dalam *software* simulasi OLGA.

### Metodologi Penelitian

Penelitian ini tidak membutuhkan bahan-bahan yang khusus, akan tetapi peralatan berupa perangkat lunak (*software*) diperlukan untuk mendukung proses perhitungan dan optimasi untuk mempermudah perhitungan secara manual. Dalam melakukan optimasi transportasi pipa gas alam ini, digunakan alat bantu berupa *software* OLGA dan PVT *Simulator*. OLGA adalah simulator *multiphase* yang bisa melakukan simulasi dengan kondisi *steady state* maupun kondisi transien. OLGA juga bisa digunakan untuk mendesain jaringan transportasi pipa, analisis hidrolis pipa dan analisis *scenario alternative*. PVT *Simulator* adalah simulator khusus komposisi liquid pada hidrocarbon yang nantinya untuk digunakan sebagai data input di OLGA.

Pada tahapan desain, OLGA dan PVT *Simulator* bisa digunakan untuk membantu menentukan hasil akhir yang maksimum, ukuran pipa yang optimum, kebutuhankompresor dan lokasi penempatan alat untuk konfigurasi yang berbeda-beda. Sedangkan untuk kondisi jaringan pipa yang sudah ada, OLGA dan PVT *Simulator* bisa digunakan untuk melakukan perhitungan *survival time* dari sistem jaringan pipa, meminimalkan kebutuhan bahan bakar, memenuhi persyaratan tekanan penyerahan yang ada dalam kontrak, melacak komposisi gas, mengidentifikasi dan menghilangkan kondisi *bottlenecks* di sistem. Selain itu, OLGA juga bisa digunakan untuk melakukan *forecasting*, analisis *scenario what if* seperti untuk *scenario* yang berhubungan dengan akuisisi gas dan berhenti operasinya alat, dan menentukan *feasibility* dari kebutuhan kontrak yang baru.

Penggunaan *software* OLGA dalam melakukan pemecahan masalah biasanya menggunakan bentuk-bentuk studi kasus yang kemudian pengguna melakukan beberapa simulasi dan membandingkan hasilnya. Sebagai contoh, kasus awal dari sistem yang sudah ada saat ini adalah simulasi dengan kondisi operasi *steady-state*. Kemudian dengan mensimulasikan beberapa perubahan pada kondisi operasi pipa yang didapat dari modifikasi desain (atau dari kondisi yang dinamik) dan membandingkan hasilnya terhadap simulasi kasus awal, pengguna dapat menentukan perubahan desain yang paling efektif atau melakukan modifikasi terhadap prosedur operasi.

Minimum formula *flow conditions* yang digunakan sebagai input pada OLGA yaitu sebagai berikut:

a.  $J = \text{surface velocity}$ ,  $S = \text{surface section}$ ,  $\rho$  adalah *density*.

$$j_k = \frac{Q_k}{\rho_k S}, \text{ with } k \text{ for liquid or gas}$$

b.  $Q_t = \text{total mass flow rate}$ ,  $G_{\text{fraction}} = \text{gas fraction}$ .

$$Q_t = Q_g + Q_l$$

$$G_{\text{fraction}} = \frac{j_g \rho_g}{j_g \rho_g + j_l \rho_l}$$

Pengolahan data dilakukan dengan menentukan *flowrate* yang optimum sebagai *objective function* dari proses optimasi yang dilakukan. Kemudian hasil perhitungan *flowrate* tersebut akan disesuaikan dengan masing-masing rencana operasional fasilitas kedepan. Lalu dibuatkan kombinasi laju alir dengan beberapa kombinasi *delivery pressure* sehingga dapat memberikan panduan untuk perusahaan dalam mengelola pengiriman gas dengan kondisi operasional yang optimum.



Gambar 2. Diagram Alir Penelitian

Langkah-langkah yang dilakukan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pengumpulan data-data yang diperlukan untuk proses optimasi yaitu data teknis pipa untuk mengetahui kapasitas maksimum pipa, data parameter operasi dari masing-masing sumur. Menghitung kapasitas maksimum pipa. Dari data-data tersebut, dilakukan perhitungan kapasitas pipa maksimum sehingga diketahui seberapa banyak sisa volume gas yang masih bisa dialirkan kedalam pipa.
2. Parameter-parameter yang dianggap sebagai konstrain pada optimasi ini adalah *reserve capacity* masing-masing sumur, tekanan minimum di *receiving facility* dan

batasan tekanan maksimum di titik pertemuan fasilitas produksi apung. Menghitung laju alir dan kondisi operasi optimum yang disesuaikan dengan konstrain dari masing-masing fasilitas.

**Tabel 1. Parameter-parameter Yang Dibutuhkan Untuk Optimasi**  
(x adalah data-data yang dibutuhkan)

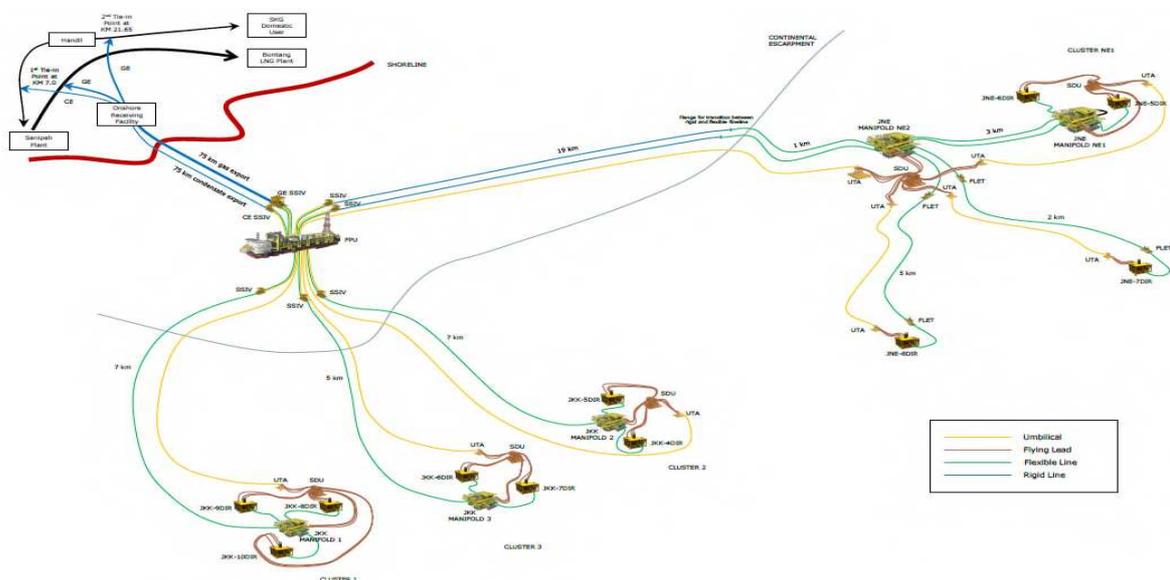
	Sumur	Manifold	Floating Facility	Receiving Facility
<i>ReservedCapacity</i>	x	x	x	x
<i>PressureLimit</i>	x	x	x	x
DiameterPipa	x	x	x	x
Laju AlirGas	x	x	x	x

### Hasil dan Pembahasan

Total target produksi yaitu 450 *MMSCFD* (dari *JKK* = 330 *MMSCFD* dan *JNE* = 120 *MMSCFD*) dengan mempertimbangkan sumur-sumur *JKK* terdiri dari 7 sumur yang berproduksi dikumpulkan menurut berikut ini:

- Cluster 1 mengumpulkan produksi dari sumur *JKK*-8 dan *JKK*-9.
- Cluster 2 mengumpulkan produksi dari *JKK*-4 dan *JKK*-5.
- Cluster 3 mengumpulkan produksi dari *JKK*-6, *JKK*-7 dan *JKK*-11.

Di sisi lain sumur-sumur *JNE* terdiri dari 3 sumur, yang *JNE*-5, *JNE*-6 dan *JNE*-7.



Gambar 3. Gambaran Keseluruhan JKK dan JNE

Untuk sumur-sumur *JNE*, dianjurkan untuk memproduksi semua di salah satu *flowline* bukan di dua *flowline* dalam rangka untuk meminimalkan akumulasi cairan di *flowline* dan menghindari masalah volume air yang memiliki potensial lonjakan. Walaupun dengan dua *flowlines* untuk produksi tidak ada masalah apapun dalam hal produktivitas.

Namun demikian, akumulasi air yang sangat tinggi diamati dapat menyebabkan kesulitan untuk operasi kedepan dan potensial masalah selama operasi *pigging*.

Dalam satu konfigurasi produksi *flowline*, *JNE- 5* dan *JNE- 6* memproduksi dalam satu garis (baik melalui konfigurasi *flowline* Utara atau Selatan) dari *Manifold 1* ke *Manifold 2*, sementara produksi *JNE- 7* dikombinasikan dengan *JNE- 5* dan *JNE- 6* di *Manifold 2*. Kemudian, produksi berkumpul dikirimkan ke *FPU* melalui *Manifold 2 –FPU flowline* (baik melalui konfigurasi Utara atau Selatan). Perlu diketahui bahwa pada saat operasi *pigging* dianjurkan untuk dilakukan melalui *flowline* Utara, *flowline* ini akan menerima proses *pigging*. Memproduksi melalui *flowline* Utara untuk menghindari cairan produksi melewati *flowline* Selatan selama operasi *pigging* (*flowline* Selatan tidak digunakan untuk produksi dan diisi dengan gas kering/*gas inert*). Dari hasil simulasi produktivitas dari setiap model *reservoir*, semua sumur produksi akan mencapai seperti yang di bawah ini:

- *JKK Cluster 1* : 13,8 tahun produksi (2017-2031)
- *JKK Cluster 2* : 14 tahun produksi (2017-2031)
- *JKK Cluster 3* : 6,6 tahun produksi (2017-2023)
- *JNE* : 6,3 tahun produksi (2017-2023)

Analisis produktivitas di atas berdasarkan profil produksi dengan asumsi semua fluida produksi berasal dari bagian terendah *tubing* (segmen terendah *reservoir*) sebagai pendekatan konservatif. Dalam operasi kedepannya, produksi akan dilakukan dari beberapa bagian dari pipa (masing-masing *JKK* dan *JNE* juga diharapkan akan menghasilkan dari beberapa segmen *reservoir*). Untuk *JNE – 5*, 100% target produksi hanya dicapai dalam waktu yang sangat singkat mengingat pendekatan konservatif ini. Karenanya khusus untuk produksi *JNE – 5* dari 3 segmen *reservoir*. Oleh karena itu berdasarkan analisis tambahan ini, itu menegaskan bahwa *JNE – 5* tidak akan memiliki masalah produktivitas utama selama operasi lapangan. 100 % produktivitas dapat dicapai oleh masing-masing durasi berikut ini:

- *JKK – 8* : 13,8 tahun produksi (2017-2031)
- *JKK – 9* : 13,8 tahun produksi (2017-2031)
- *JKK – 4* : 18.7 tahun produksi (2017-2036)
- *JKK – 5* : 14 tahun produksi (2017-2031)
- *JKK – 6* : 18 tahun produksi (2017-2035)
- *JKK – 7* : 6,6 tahun produksi (2017-2023)
- *JKK – 11* : 10 tahun produksi (2017-2027)
- *JNE – 5* : 15 tahun produksi (2017-2032)
- *JNE – 6* : 7 tahun produksi (2017-2024)
- *JNE – 7* : 6,3 tahun produksi (2017-2023)

Berdasarkan 100 % hasil produktivitas di atas, dapat diamati bahwa semua sumur bisa mencapai target produksi 100 % untuk setidaknya 6,3 tahun produksi. Oleh karena itu, dapat disimpulkan bahwa *plateu* produksi 450 *MMSCFD* dapat dijamin selama 6 sampai 7 tahun.

Tekanan penerimaan di *FPU* untuk sumur-sumur *JKK* dapat dipertahankan 45 bar (*Phase 1*) hingga April 2023. Untuk sumur-sumur *JNE*, tekanan penerimaan dapat dipertahankan 45 bar (*Phase 1*) hingga September 2022. Pada *phase 2* semua tekanan penerimaan di *FPU* akan menjadi 25 bar dalam rangka mempertahankan produktivitas yang tinggi. Diharapkan produksi untuk *JKK* dan *JNE* sesuai hasil simulasi aliran pada tabel berikut:

**Tabel 2. Perkiraan Lama Produktifitas Sumur**

Cluster	Well	Starting Date	Expected End of Life	
			As per FA results	As per Reservoir Model
<b>JKK Field</b>				
1	JKK-8Dir	May 2017	January 2031 - January 2032	December-2035
	JKK-9Dir	May 2017	January 2031 - January 2032	March-2035
2	JKK-4Dir	May 2017	All production years can be reached	December-2042
	JKK-5Dir	May 2017	January 2033 - January 2034	December-2035
3	JKK-6Dir	May 2017	April 2037 - July 2037	December-2042
	JKK-7Dir	May 2017	January 2029 - January 2030	March-2034
	JKK-11Dir	May 2017	April 2027 - July 2028	July-2028
<b>JNE Field</b>				
	JNE-5Dir	May 2017	January 2029 - January 2030	August 2035
	JNE-6Dir	May 2017	All production years can be reached	January 2029
	JNE-7Dir	May 2017	April 2026 - April 2027	January 2030

Target penambahan produksi untuk *JKK* (meningkatkan target produksi dari 330 *MMSCFD* menjadi 350 *MMSCFD*) dapat dicapai (20 *MMSCFD*) sekitar hingga 3 tahun produksi (2018–2020). Setelah itu, ekspansi berkurang hingga 53 % (11 *MMSCFD*) dari target ekspansi gas. Namun demikian, produktivitas secara keseluruhan tetap tinggi yaitu 341 *MMSCFD*. Oleh karena itu, produktivitas secara keseluruhan masih dapat dipertahankan antara 95–100%. Penambahan produksi dapat dipertimbangkan untuk *JKK* tanpa memiliki dampak signifikan pada produktivitas. Perlu diketahui, skenario *JNE* gas *upgrade* tidak dipertimbangkan dalam penelitian ini karena tidak ada informasi yang relevan profil produksi *JNE* gas *upgrade*.

Tidak ada dampak yang signifikan terhadap produktivitas gas selama *phase 1* dan diamati tekanan penerimaan dengan mempertimbangkan profil produksi air maksimum karena produksi gas yang tinggi masih dipertahankan selama periode ini. Namun pada akhir produksi dibandingkan dengan profil produksi awal diamati terdapat beberapa sumur dengan penurunan debit gas dan naiknya debit air.

- Untuk *Cluster 1*, akhir produksi diamati untuk kedua sumur *JKK-8* dan *JKK-9* terdapat profil produksi air yang maksimum.
- Untuk *Cluster 2*, akhir produksi diamati produksi air maksimum di kedua sumur *JKK-4* dan *JKK-5*.
- Untuk *Cluster 3*, akhir produksi diamati untuk *JKK-6*, sementara untuk *JKK-7* akhir produksi dapat dipertahankan. Untuk *JKK-11*, akhir produksi profil produksi air maksimum.
- Untuk *JNE* semua sumurnya akhir produksi profil air maksimum.

Dengan strategi jumlah aliran tertentu *JKK* debit gas untuk menghindari osilasi debit cairandi FPU karena rendahnya kapasitas *JKK slug catcher* (38 m<sup>3</sup>). Perlu diketahui bahwa *JKK slug catcher* menangani produksi dari tiga *flowlines JKK*. Tidak ada masalah dengan osilasi debit cairan pada *JNE slug catcher* karena kapasitasnya yang cukup besar (141 m<sup>3</sup>) dari *JNE slug catcher*.

- Untuk *Cluster 1*, debit gas minimal sebesar 100 *MMSCFD* dan 70 *MMSCFD* diperlukan dalam masing-masing *Phase 1* dan *Phase 2*.
- Untuk *Cluster 2*, debit gas minimal sebesar 80 *MMSCFD* dan 70 *MMSCFD* diperlukan dalam masing-masing *Phase 1* dan *Phase 2*.

- Untuk *Cluster3*, debit gas minimal sebesar 100 *MMSCFD* dan 70 *MMSCFD* diperlukan dalam masing-masing *Phase1* dan *Phase2*.

Dalam kasus debit aliran gas yang lebih rendah dari batas minimum, maksimum osilasi cairandi titik penerimaan *FPU* untuk *Cluster1*, *Cluster2* dan *Cluster3* diamati sama dengan masing-masing 845 *STBD*, 854 *STBD* dan 1265 *STBD*.

### Kesimpulan

Dari hasil optimasi yang dilakukan terhadap jaringan pipa gas bawah laut maka didapatkan beberapa kesimpulan yaitu:

- a. Diketahuinya produktivitas lapangan (*life time*).
  - *JKK Cluster 1* :
    - *JKK* – 8 : 13,8 tahun produksi (2017-2031)
    - *JKK*– 9 : 13,8 tahun produksi (2017-2031)
    - *JKK* – 11: 10 tahun produksi (2017-2027)
  - *JKK Cluster 2* :
    - *JKK* – 4 : 18.7 tahun produksi (2017-2036)
    - *JKK* – 5 : 14 tahun produksi (2017-2031)
  - *JKK Cluster 3* :
    - *JKK* – 6 : 18 tahun produksi (2017-2035)
    - *JKK* – 7 : 6,6 tahun produksi (2017-2023)
  - *JNE* :
    - *JNE* – 5 : 15 tahun produksi (2017-2032)
    - *JNE* – 6 : 7 tahun produksi (2017-2024)
    - *JNE* – 7 : 6,3 tahun produksi (2017-2023)
- b. Optimasikan laju aliran (*flowrate*) dari masing-masing sumur untuk mengantisipasi adanya penambahan atau pengurangan pasokan gas untuk *JKK* (meningkatkan target produksi dari 330 *MMSCFD* menjadi 350 *MMSCFD*) dapat dicapai (20 *MMSCFD*) sekitar hingga 3 tahun produksi (2018 – 2020).
- c. Diketahuinya kondisi operasional yang optimum dengan memperhitungkan semua konstrain tekanan di masing-masing sumur dan *tie-in point* diantaranya yaitu:
  - Tidak ada dampak yang signifikan terhadap produktivitas gas selama *phase 1* (45 bar) dalam hal ini yaitu produksi air masih dalam batas terkendali.
  - Jika terjadi debit aliran gas yang lebih rendah dari batas minimum (kemungkinan di *Phase 2*, 25 bar), maksimum osilasi cairan di titik penerimaan *FPU* yaitu untuk masing-masing:
    - *Cluster1* : 845 *STBD*
    - *Cluster2*: 854 *STBD*
    - *Cluster3* : 1265 *STBD*

### Daftar pustaka

Chebouba, A., 2006, *New Method for Minimize Fuel Consumption of Gas Pipeline Using Ant Colony Optimization Algorithms*, IEEE

Rios, Roger Z, 2003, *A Reduction Technique for Natural Gas Transmission Network Optimizations Problems*, Kluwer Academic Publisher

Rios, Roger Z, 2014, *Optimization Problems in Natural Gas Transportation Systems*, Systems Engineering, Universitaria San Nicol'as de los Garza