



UNIVERSITAS INDONESIA

**OPTIMASI TRANSPORTASI GAS ALAM MELALUI PIPA
DARI NATUNA KE SINGAPURA**

TESIS

DODY YUHANES

09 06 49 60 43

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN GAS
JAKARTA
JUNI 2011**



UNIVERSITAS INDONESIA

**OPTIMASI TRANSPORTASI GAS ALAM MELALUI PIPA
DARI NATUNA KE SINGAPURA**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik

DODY YUHANES

09 06 49 60 43

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN GAS
JAKARTA
JUNI 2011**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar

Nama : Dody Yuhanes

NPM : 0906496043

Tanda Tangan: 

Tanggal : Juni 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Dody Yuhanes
NPM : 0906496043
Program Studi : Teknik Kimia bidang kekhususan Manajemen Gas
Judul Tesis : Optimasi Transportasi Gas Alam Melalui Pipa dari Natuna ke Singapura

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Kimia bidang kekhususan Manajemen Gas, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Ir. Heri Hermansyah, M.Eng

(
.....)

Penguji : Prof. Dr. Ir. Anondho Wijanarko, M.Eng

(
.....)

Penguji : Dr. Ir. Andy Noorsaman S, DEA

(
.....)

Penguji : Dr. Ir. Asep Handaya S, M.Eng

(
.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : Juni 2011

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT, karena atas berkat rahmat-Nya, tesis ini dapat diselesaikan. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Program Studi Teknik Kimia pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa dari masa perkuliahan hingga penyusunan tesis ini, telah banyak pihak yang membantu sehingga semua proses dapat berjalan dengan baik. Oleh karena itu, saya mengucapkan terimakasih dengan tulus kepada:

1. Bapak Dr. Ir. Heri Hermansyah, M.Eng selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini.
2. Seluruh staf pengajar Pasca Sarjana Magister Manajemen Gas Universitas Indonesia
3. Seluruh pihak pihak yang telah bersedia menjadi nara sumber baik menjadi responden maupun para pakar dalam penelitian ini
4. Keluarga tercinta yang telah membantu dengan doa yang tulus.
5. Teman-teman S2 atas kerjasama dalam menyelesaikan tugas dan tesis
6. Pihak pihak lain yang tidak dapat disebut satu persatu.

Penulis menyadari akan keterbatasan kemampuan dan wawasan dalam penyusunan tesis ini sehingga segala kritik dan saran yang bermanfaat diharapkan dapat memperbaiki penelitian ini di masa mendatang.

Akhir kata, Saya berharap Allah SWT berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat.

Jakarta, Juni 2011

Dody Yuhanes

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai civitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Dody Yuhanes
NPM : 0906496043
Program Studi : Manajemen Gas
Departemen : Teknik Kimia
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Tesis

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia Hak Bebas Royalti Noneksklusif (Non-Exclusive Royalty Free Right) atas karya ilmiah saya yang berjudul

“OPTIMASI TRANSPORTASI GAS ALAM MELALUI PIPA DARI NATUNA KE SINGAPURA”

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non eksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama.

Saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : Juni 2011

Yang menyatakan



(Dody Yuhanes)

ABSTRAK

Nama : Dody Yuhanes
Program Studi : Teknik Kimia bidang kekhususan Manajemen Gas
Judul : OPTIMASI TRANSPORTASI GAS ALAM MELALUI PIPA
DARI NATUNA KE SINGAPURA

Pipa adalah salah satu metode untuk pengiriman gas alam dari produsen gas kepada pembeli. Saat ini ada fasilitas pipa transmisi gas alam melalui pipa bawah laut dari Natuna ke Singapura yang dimiliki oleh tiga Perusahaan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) yaitu PT. A, PT. B, PT. C dan dalam operasi pengiriman gas sehari-hari dilakukan oleh Konsorsium XYZ yang terdiri dari ketiga perusahaan tersebut. Penjualan gas ini tercakup dalam Perjanjian Penjualan Gas antara Pemerintah Indonesia dan Pemerintah Singapura dengan tipe kontrak deplesi.

Ada pasokan gas tambahan dari reservoir yang berbeda dan dimaksudkan untuk dialirkan ke pembeli lain di Singapura dan Batam dengan menggunakan Perjanjian Penjualan Gas yang berbeda. Karena fasilitas transportasi akan menggunakan fasilitas pipa bawah laut yang saat ini terpasang maka kondisi operasional saat ini perlu disesuaikan.

Gas tambahan ini telah diinvestigasi melalui berbagai macam skenario menggunakan perangkat lunak simulasi jaringan pipa. Hasilnya menunjukkan bahwa tekanan operasional saat ini tidak dapat digunakan lagi karena berdampak pada meningkatnya tekanan dari salah satu *subsea tie-in* yang mana parameter ini merupakan bagian dari klausul dalam Perjanjian Penjualan Gas. Juga *survival time* sistem mengalami penurunan sehingga perusahaan operator perlu memberikan perhatian lebih ketika berhadapan dengan masalah terhentinya pasokan dari satu atau lebih.

Kata Kunci:

Optimasi, Jaringan Pipa, Gas Alam, Kontrak Gas, Survival Time

ABSTRACT

Name : Dody Yuhanes

Study Program: Chemical Engineering, Speciality Area Gas Management

Title : OPTIMIZATION OF NATURAL GAS TRANSPORTATION
THROUGH PIPELINE FROM NATUNA TO SINGAPORE

Pipeline is one of method to transport natural gas from the gas producer to the buyer. Currently there is a natural gas transmission pipeline facilities through subsea pipeline from Natuna to Singapore which is owned by three Production Sharing Contract Company namely PT. A, PT. B, PT. C and in the operation of daily gas deliveries is conducted by XYZ Consortium consisting of the three company above. Sales of the gas are covered by a Gas Sales Agreement between Indonesian Government and Singaporean Government with depletion contract type.

There is an additional gas supply from different reservoir and intended to be transported to another buyer in Singapore and Batam which is covered by different Gas Sales Agreement. Due to the transportation facility will use the existing offshore pipeline facility therefore the current operational condition need to be adjusted.

This additional gas has been investigated through variety of cases using pipeline network simulation software. The result reveal that current operational pressure cannot be used anymore since it impact on increasing pressure of one of subsea tie-in which this parameter is part of clauses in the Sales Gas Agreement. Also the system survival time is decrease so that the operator company needs to pay more attention when dealing with supply problem from one or more suppliers.

Keywords:

Optimization, Pipeline Network, Natural Gas, Gas Contract, Survival Time

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR NOTASI.....	xiii
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Penelitian.....	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Batasan Penelitian	3
1.5 Sistematika Penulisan.....	3
DASAR TEORI	5
2.1 Gas Alam.....	5
2.2 Pengolahan Gas Alam	8
2.2.1 Pemisahan Minyak, Kondensat dan Air.....	10
2.2.2 Pemisahan Gas Asam (Sweetening).....	11
2.2.3 Proses Pengeringan Gas Alam (Dehydration)	13
2.2.3.1 Penyerapan Air Menggunakan Glikol (Absorpsi)	13
2.2.3.2 Penyerapan Air Menggunakan Padatan (Adsorpsi).....	14
2.3 Transportasi Gas Alam.....	15
2.3.1 Instalasi Jaringan Pipa di Offshore	17
2.3.1.1 Instalasi Pipa dengan Metode Tow-In	17
2.3.1.2 Instalasi Pipa dengan Metode S-Lay	18
2.3.1.3 Instalasi Pipa dengan Metode J-Lay	20
2.4 Meter Gas	20
2.4.1 Positive Displacement Flow Meter (PD Flow Meter)	21

2.4.2	Turbine Flowmeter	21
2.4.3	Ultrasonic Flowmeter	21
2.4.4	Differential Pressure Flowmeter (DP Flowmeter)	22
2.4.5	Coriolis Flowmeter	22
2.5	Bisnis Gas	22
2.5.1	Kontrak Gas	23
2.5.2	Kontrak Penjualan Gas dan Transportasi	24
2.5.3	Perjanjian Jual Beli Gas (Gas Sales Agreement)	25
2.6	State of The Art	28
METODE PENELITIAN		32
3.1	Metodologi	32
3.2	Perangkat Lunak (Software) Perhitungan Optimasi	34
3.3	Pengolahan Data dan Analisis	35
PEMBAHASAN		36
4.1	Kapasitas Maksimum	36
4.2	Pengaruh Laju Alir GSA-3 terhadap Parameter Operasional Jaringan Pipa 40	40
4.3	Konversi Rule of Thumb Untuk Linepack	44
4.4	Survival Time	45
KESIMPULAN DAN SARAN		50
5.1	Kesimpulan	50
5.2	Saran	50
DAFTAR PUSTAKA		51
LAMPIRAN		

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Neraca Gas Indonesia Region Kepulauan Riau 2010-2025 (Ditjen MIGAS, 2010)	1
Gambar 2.1 Cadangan Gas Indonesia (Ditjen MIGAS, 2009).....	7
Gambar 2.2 Proyeksi Konsumsi Gas Alam Dunia 2007-2035 (IEO, 2010)	7
Gambar 2.3 Proyeksi Produksi Gas Alam Dunia 2007-2035 (IEO, 2010)	8
Gambar 2.4 Peta Produksi Gas Alam Berbagai Negara tahun 2009 (CIA-The World Factbook, 2009)	8
Gambar 2.5 Skema Diagram Alir Pengolahan Gas Alam (Beychok, 2006).....	10
Gambar 2.6 Skema Diagram Alir Pemisahan Kondensat dari Gas Alam (Beychok, 2006).....	11
Gambar 2.7 Diagram Alir Proses Pemisahan Gas Asam Menggunakan Amina (Arthur & Richard, 1997).....	12
Gambar 2.8 Diagram Alir Proses <i>Glycol Dehydration Unit</i> (Hernandez et al, 2006)	14
Gambar 2.9 Rantai Gas Alam (UNCTAD).....	16
Gambar 2.10 Instalasi pipa dengan metode Tow-In (www.pipelife.no).....	18
Gambar 2.11 Instalasi pipa dengan metode S-Lay (www.pbjv.com.my).....	19
Gambar 2.12 Penurunan pipa kedalam air dengan <i>stinger</i> (www.nord-stream.com).....	19
Gambar 2.13 Instalasi pipa dengan metode J-Lay (www.technip.com)	20
Gambar 2.14. Anatomi Penjualan Gas dan Perjanjian Jual Beli (Hakim & Sumardi, 2007).....	28
Gambar 2.15. (a) Jaringan dengan beberapa sub-jaringan, (b) Jaringan Pipa yang sudah disederhanakan (Rios, 2003).....	29
Gambar 2.16. Sistem Transportasi Gas Alam (Chebouba et al, 2006)	29
Gambar 3.1 Skema Tahapan Penelitian Optimasi Jaringan Pipa Gas Alam dari Natuna ke Singapura	32
Gambar 3.2 Pemodelan yang Digunakan dalam Optimasi Transportasi Gas Alam (Hasil Olahan Sendiri).....	33
Gambar 4.1 Pemodelan jaringan pipa gas bawah laut dari Natuna ke Singapura.	37

Gambar 4.2 Laju alir maksimum berdasarkan tekanan operasi maksimum pada masing-masing titik pengiriman dan tekanan operasi minimum pada titik penyerahan.	38
Gambar 4.3 Laju alir maksimum dan inventori gas berdasarkan tekanan operasi maksimum pada masing-masing titik pengiriman dan tekanan operasi pada titik penyerahan yang bervariasi.....	40
Gambar 4.4 Parameter operasi jaringan pipa gas Natuna sebelum penyambungan supplier baru dengan tekanan penyerahan 450 psig.....	41
Gambar 4.5 Parameter operasi jaringan pipa gas Natuna sesudah penyambungan supplier baru dengan tekanan penyerahan 450 psig.....	42
Gambar 4.6 Parameter operasi jaringan pipa gas Natuna sesudah penyambungan supplier baru dengan tekanan penyerahan 1150 psig.....	44
Gambar 4.7 Grafik linepack pada tekanan penyerahan yang bervariasi.....	45
Gambar 4.8 Grafik survival time jika suplai dari PT. A terhenti.....	46
Gambar 4.9 Grafik survival time jika suplai dari PT. B terhenti.....	47
Gambar 4.10 Grafik survival time jika suplai dari PT. C terhenti.....	47
Gambar 4.11 Grafik survival time jika suplai dari Pemasok Baru terhenti.....	48

DAFTAR TABEL

Tabel 2-1 Komposisi Umum Gas Alam (Natural Gas Supply Association).....	5
Tabel 2-2 Kualitas Gas Alam Secara Umum (Foss, 2004)	25
Tabel 2-3 Pemetaan Penelitian Sebelumnya dengan Tesis yang Dilakukan.....	30
Tabel 3-1 Parameter-parameter yang dibutuhkan untuk Optimasi (<i>x adalah data-data yang dibutuhkan</i>).....	34
Tabel 4-1 Data-data teknis jaringan pipa bawah laut Natuna	36
Tabel 4-2 Data-data kontrak penjualan gas.....	41



DAFTAR ISTILAH

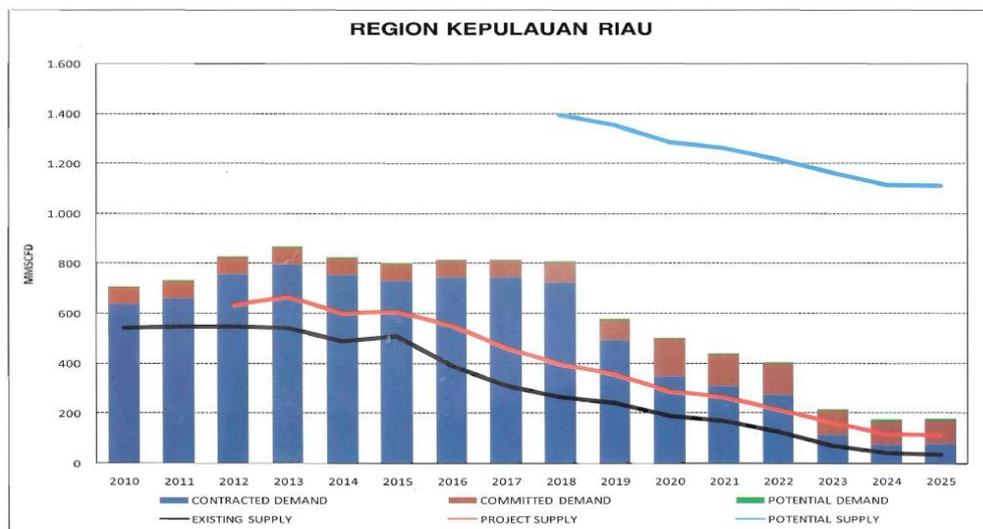
ACQ	= Annual Contract Quantity (Jumlah kontrak gas tahunan)
DCQ	= Daily Contract Quantity (Jumlah kontrak gas harian)
GSA	= Gas Sales Agreement (Perjanjian Jual Beli Gas)
GTA	= Gas Transportation Agreement (Perjanjian Transportasi Gas)
KKKS	= Kontraktor Kontrak Kerja Sama
Linepack	= Sejumlah gas yang tersimpan di dalam pipa yang berfungsi sebagai cadangan suplai
MDQ	= Maximum Daily Quantity (Jumlah kontrak maksimum harian)
MMSCFD	= Million Cubic Feet per Day (Juta kaki kubik per hari)
Nominasi	= Jumlah permintaan gas harian dari pembeli
PSC	= Production Sharing Contract (Kontrak Kerja Sama)
Survival Time	= Waktu sisa yang dimiliki sistem jaringan pipa gas untuk tetap bisa mengalirkan gas sesuai dengan nominasi sampai mencapai tekanan penyerahan minimum
Sinyal Penalti	= Batas minimum di dalam kontrak yang menyebabkan perusahaan pengirim gas mendapatkan penalti
Tie-in point	= Titik penyambungan pipa
TOP	= Take or Pay

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Gas alam adalah salah satu sumber energi yang saat ini permintaannya sedang meningkat. Berdasarkan data Neraca Gas Indonesia 2010-2025 khususnya region Kepulauan Riau pada gambar 1.1 akan terjadi peningkatan permintaan sesuai dengan Perjanjian Penjualan Gas (*Gas Sales Agreement*) yang baru dan mencapai puncaknya pada tahun 2013. Kemudian di tahun 2018 akan terdapat pasokan yang potensial yang sangat besar tetapi belum ada pembelinya.



Gambar 1.1 Neraca Gas Indonesia Region Kepulauan Riau 2010-2025 (Ditjen MIGAS, 2010)

Saat ini terdapat fasilitas pipa transmisi gas alam melalui pipa bawah laut dari Natuna menuju Singapura yang dimiliki oleh tiga KKKS yaitu PT. A, PT. B dan PT. C. Mereka kemudian membentuk sebuah konsorsium XYZ untuk menangani transportasi gas alam yang dialirkan dari Natuna ke Singapura.

Dalam melakukan pengiriman gas melalui pipa transmisi tersebut, perusahaan konsorsium mengoperasikannya berdasarkan aturan-aturan pada kontrak yang telah dibuat sebelumnya. Aturan-aturan di dalam kontrak hanya mengakomodir kondisi-kondisi untuk mengatur Perjanjian Penjualan Gas antara ketiga perusahaan tersebut dengan satu pembeli di Singapura.

Kenaikan permintaan gas bumi di tahun 2011 rencananya akan ditransmisikan menggunakan fasilitas pipa transmisi yang sudah ada tersebut dengan menggunakan titik penyambungan (*tie-in point*) yang terpisah dari ketiga perusahaan pemasok sebelumnya dan akan dijual dengan menggunakan dua kontrak perjanjian penjualan gas yaitu ke pembeli lokal dengan menggunakan *tie-in point* di Batam dan pembeli di Singapura. Adanya penambahan pasokan gas pada pipa transmisi tersebut tentunya akan memberikan efek kenaikan tekanan gas dalam pipa dan kemungkinan akan dapat mempengaruhi operasional pengiriman gas yang tidak sesuai dengan aturan-aturan dalam kontrak sebelumnya.

Oleh karena itu perlu dilakukan penelitian untuk memastikan bahwa dengan adanya tambahan pasokan gas yang mengalir ke fasilitas pipa transmisi tersebut tidak akan mengganggu operasional dari transmisi gas bumi yang saat ini kontraknya masih berlangsung.

1.2 Rumusan Penelitian

Rumusan masalah dari tesis ini adalah sebagai berikut:

- Bagaimana mengetahui kapasitas aliran maksimal dari pipa transmisi Natuna-Singapura.
- Bagaimana mengoptimalkan laju aliran (*flow rate*) yang optimum dari masing-masing perusahaan pemasok (*supplier*) untuk mengantisipasi adanya penambahan pasokan gas yang baru sehingga tidak merugikan pemasok yang lain.
- Bagaimana efek penambahan pasokan gas baru terhadap parameter operasional saat ini terutama yang berhubungan dengan aturan-aturan yang ada dalam kontrak perjanjian penjualan gas.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dilakukan penelitian ini adalah:

1. Mengetahui kapasitas maksimal dari aliran yang bisa dialirkan melalui pipa transmisi Natuna-Singapura.
2. Mendapatkan laju aliran yang optimum dari masing-masing perusahaan pemasok gas.

3. Mengetahui efek penambahan pasokan gas baru terhadap parameter operasional saat ini terutama yang berhubungan dengan aturan-aturan yang ada dalam kontrak perjanjian penjualan gas.

Diharapkan hasil dari optimasi ini bisa dimanfaatkan oleh Konsorsium XYZ sebagai perusahaan *transporter* dalam melakukan operasional pengiriman gas sesuai batasan-batasan yang ada dalam kontrak.

1.4 Batasan Penelitian

Batasan masalah dari tesis ini adalah sebagai berikut:

- Optimasi dilakukan terhadap jaringan pipa gas alam yang saat ini sudah terpasang dari Natuna ke Singapura agar dapat mengalirkan pasokan gas tambahan.
- Asumsi tambahan pasokan gas dari Perjanjian Penjualan Gas yang baru disesuaikan dengan kapasitas maksimal pipa transmisi dikurangi dengan *reserve capacity* dari masing-masing pemasok yang telah terikat kontrak saat ini.
- Limitasi dari fasilitas di masing-masing perusahaan konsorsium dianggap menjadi konstrain
- Parameter yang diteliti efeknya dari penambahan pasokan gas baru adalah tekanan maksimal di masing-masing *subsea tie-in* dan juga *survival time* dan sistem jaringan pipa.

1.5 Sistematika Penulisan

Dalam penulisan tesis ini dibagi dalam beberapa bab dan sub bab dengan perincian lengkap seperti pada daftar isi. Secara ringkas dapat disebutkan sebagai berikut :

BAB 1

Merupakan bab pendahuluan yang berisikan latar belakang mengapa perlu dilakukan optimasi terhadap fasilitas transmisi pipa gas dari Natuna ke Singapura, perumusan masalah, tujuan penulisan, batasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB 2

Merupakan bab landasan teori yang membahas tentang teori yang berkaitan dengan gas alam, pengolahan gas alam, moda transportasi gas alam, meter yang digunakan untuk pengukuran laju alir gas alam dan model bisnis gas alam.

BAB 3

Merupakan bab metode penelitian yang berisi pembahasan mengenai metode yang akan digunakan dalam penelitian berikut *software* yang akan digunakan dalam membantu perhitungan dalam melakukan optimasi.

BAB 4

Merupakan bab analisis data-data hasil perhitungan optimasi dan penentuan laju alir yang optimum untuk masing-masing pemasok gas. Di dalam bab ini juga akan dibahas mengenai implikasi bisnis terutama yang berhubungan dengan aturan-aturan yang ada dalam kontrak perjanjian penjualan gas.

BAB 5

Merupakan bab kesimpulan dan saran dari hasil penulisan secara keseluruhan. Dalam lembaran akhir dicantumkan lampiran-lampiran lain yang menunjang isi bab-bab sebelumnya.

BAB 2

DASAR TEORI

2.1 Gas Alam

Gas alam merupakan campuran dari hidrokarbon, terutama metana (CH_4) yang ditemukan terjebak di kerak bumi, di tempat yang dapat dihasilkan dari sumur untuk digunakan sebagai bahan bakar dan sebagai bahan baku untuk pembuatan bahan kimia. Selain dari metana, gas alam juga terdiri dari etana, propana, butana dan propana. Komposisi gas alam bisa bervariasi seperti tertera pada tabel 2.1. Gas alam merupakan komponen penting dari pasokan energi dunia. Ini adalah salah satu yang terbersih, paling aman, dan paling bermanfaat dari semua sumber energi karena hanya menghasilkan karbon dioksida, uap air dan sedikit nitrogen oksida ketika dibakar.

Sebagian besar gas alam dibentuk oleh dua mekanisme yaitu biogenik dan thermogenik. Gas biogenik dibentuk oleh organisme metanogen di rawa-rawa, tempat pembuangan sampah dan sedimen dangkal. Di bagian bumi yang lebih dalam pada suhu dan tekanan yang lebih besar gas thermogenik terbentuk dari bahan-bahan organik yang terkubur.

Tabel 2-1 Komposisi Umum Gas Alam (Natural Gas Supply Association)

Methane	CH_4	70-90%
Ethane	C_2H_6	0-20%
Propane	C_3H_8	
Butane	C_4H_{10}	
Carbon Dioxide	CO_2	0-8%
Oxygen	O_2	0-0.2%
Nitrogen	N_2	0-5%
Hydrogen sulphide	H_2S	0-5%
Rare gases	A, He, Ne, Xe	trace

Sampai akhir 2006, jumlah cekungan hidrokarbon di Indonesia sebesar 60 cekungan dengan rincian:

- 16 cekungan sudah berproduksi,

- 8 cekungan terbukti mengandung hidrokarbon tapi belum berproduksi,
- 14 cekungan sudah dibor tapi belum ditemukan hidrokarbon, dan
- 22 cekungan sisanya belum dilakukan pemboran eksplorasi.

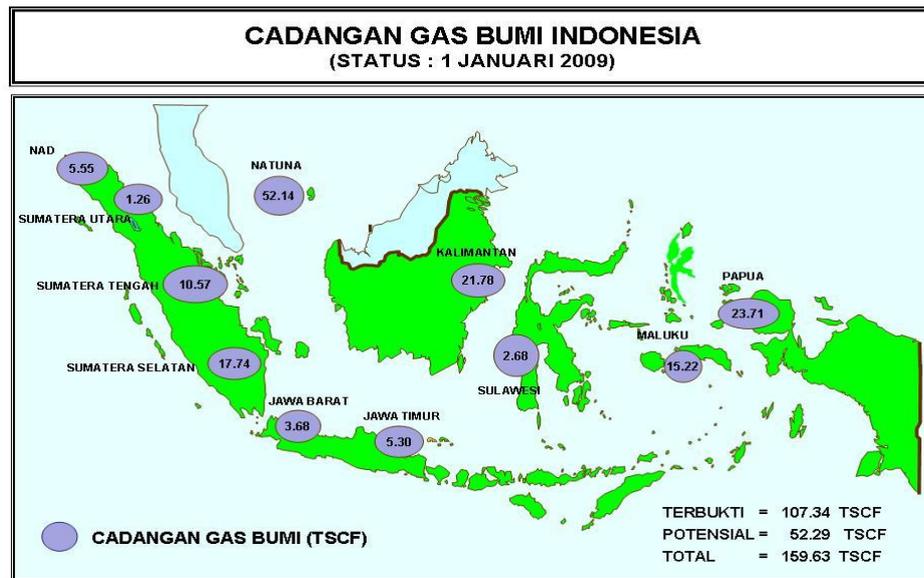
Indonesia mempunyai cadangan minyak bumi dan gas alam terbesar di Asia Tenggara. Cadangan adalah jumlah volumetrik minyak bumi dan gas alam di dalam reservoir berdasarkan data geologi dan penggalian, sifat fisik batuan serta fluida reservoir, serta kondisi reservoir.

Sumber-sumber gas alam adalah jumlah dari gas alam yang ditemukan dan yang belum ditemukan yang bisa diharapkan berada di bawah permukaan kulit bumi. Estimasi sumber-sumber gas alam berdasarkan faktor-faktor independen seperti aksesibilitas, keekonomian atau teknologi. Beberapa kategori sumber-sumber gas alam adalah sebagai berikut (Shively & Ferrare, 2007):

1. Sumber-sumber terbukti (*proved resources*); yaitu sumber-sumber yang diketahui telah ada dan bisa diambil sesuai dengan kondisi terkini, ditambah juga jumlah gas yang terbukti tetapi belum bisa diakses, tidak ekonomis atau secara teknis sulit untuk diproduksi.
2. Sumber-sumber tidak terbukti (*unproved resources*); yaitu sumber-sumber yang diestimasi berdasarkan analisis dari ukuran dan karakteristik lapangan-lapangan dan cekungan-cekungan hidrokarbon, tetapi belum terbukti ada melalui aktifitas pengeboran.
3. Sumber-sumber belum ditemukan (*undiscover resources*); yaitu sumber-sumber yang secara umum diyakini ada di suatu lapangan hidrokarbon tetapi belum berhasil ditemukan.

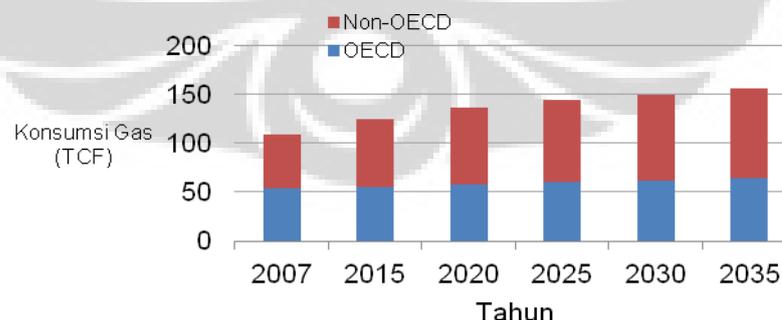
Cadangan gas alam atau biasa juga disebut cadangan gas alam terbukti mengacu kepada estimasi jumlah gas alam yang bisa diambil di tahun-tahun mendatang dari reservoir yang sudah diketahui sesuai dengan cara-cara, ekonomis dan kondisi teknis saat ini. Cadangan dianggap terbukti jika yang bisa diproduksi secara ekonomis didukung oleh produksi aktual atau pengujian melalui pengeboran formasi geologi reservoirnya.

Gambar 2.1 menunjukkan data cadangan gas bumi Indonesia. Dari total cadangan terbukti tersebut, Indonesia menyumbang 1,7 % dari total cadangan terbukti gas dunia.



Gambar 2.1 Cadangan Gas Indonesia (Ditjen MIGAS, 2009)

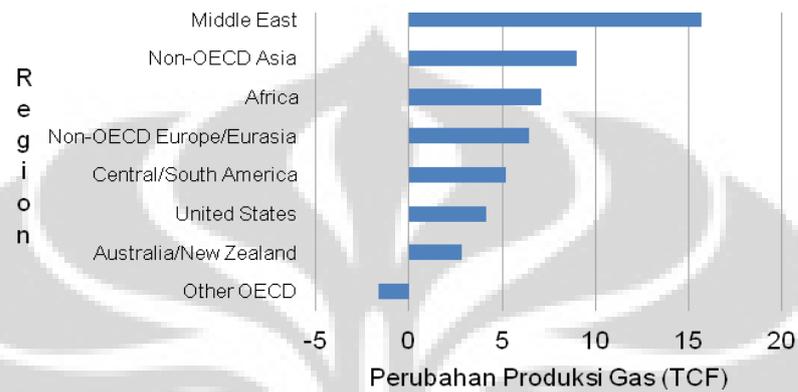
Berdasarkan data dari *International Energy Outlook 2010* (IEO2010), konsumsi gas dunia akan meningkat 44 % dari 108 TCF pada tahun 2007 menjadi 156 TCF pada tahun 2035 seperti pada gambar 2.2. Gas alam tetap menjadi sumber energi kunci untuk penggunaan industri dan untuk pembangkit listrik dalam proyeksi tersebut. Sektor industri menyumbang sekitar 40 % dari total penggunaan gas alam di tahun 2007 dan tetap mempertahankan porsinya sampai tahun 2035. Sedangkan untuk pembangkit listrik, ada peningkatan dari 33% di tahun 2007 menjadi 36% pada tahun 2035.



Gambar 2.2 Proyeksi Konsumsi Gas Alam Dunia 2007-2035 (IEO, 2010)

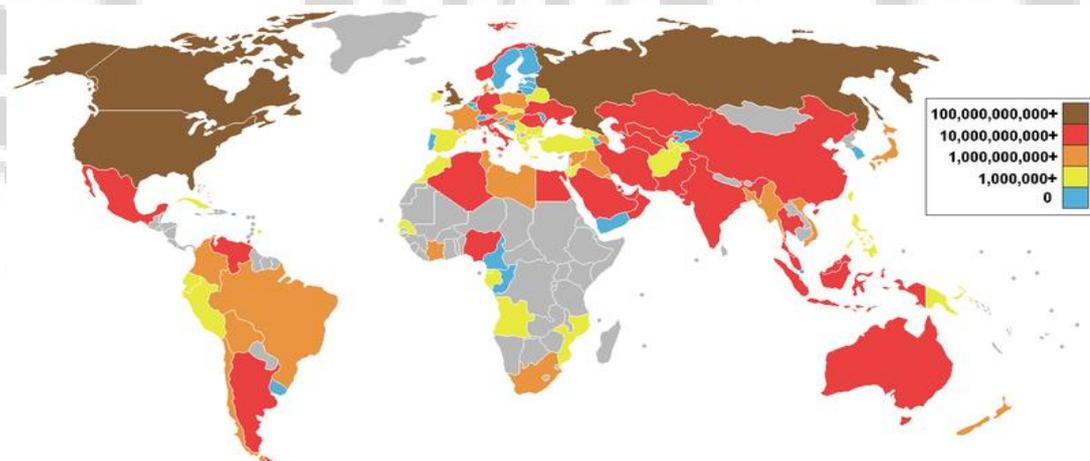
Proyeksi peningkatan terbesar dari produksi gas alam diharapkan terjadi pada negara-negara diluar dari *Organisation for Economic Co-operation and*

Development (OECD) dengan peningkatan terbesar berasal dari Timur Tengah (meningkat 16 TCF dari tahun 2007 ke tahun 2035), Afrika (7 TCF) dan Rusia serta negara-negara lain di Eropa dan Eurasia (6 TCF) seperti tertera pada gambar 2.3.



Gambar 2.3 Proyeksi Produksi Gas Alam Dunia 2007-2035 (IEO, 2010)

Secara umum, peta produksi gas alam pada tahun 2009 di berbagai negara di dunia bisa dilihat pada gambar 2.4.



Gambar 2.4 Peta Produksi Gas Alam Berbagai Negara tahun 2009 (CIA-The World Factbook, 2009)

2.2 Pengolahan Gas Alam

Produk gas alam yang dikirimkan melalui jalur utama sistem transportasi gas harus memiliki spesifikasi kualitas yang terukur agar jaringan pipa bisa

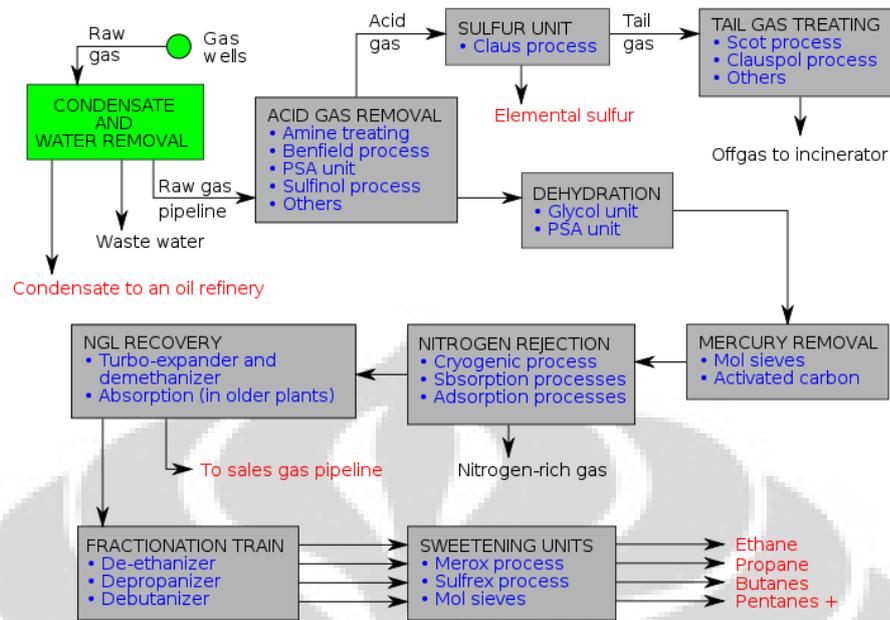
beroperasi sebagai mestinya. Oleh sebab itu, gas alam yang diproduksi di kepala sumur (*wellhead*) yang sebagian besar kasus mengandung kontaminan dan gas alam cair harus diproses terlebih dahulu sebelum bisa dikirimkan secara aman ke tekanan yang lebih tinggi melalui pipa jarak jauh yang mentransportasikan ke konsumen. Gas alam yang tidak berada dalam *specific gravity* tertentu, tekanan, rentang nilai kalor atau batasan kandungan air akan menyebabkan masalah-masalah operasional, kerusakan pipa atau bahkan menyebabkan pipa pecah.

Pengolahan gas alam yang berasal dari sumur sehingga memenuhi kualitas gas alam kering yang dialirkan melalui pipa transmisi bisa sangat kompleks dan biasanya melibatkan beberapa proses untuk menghilangkan:

1. Minyak
2. Air
3. Kondensat
4. Unsur-unsur pengotor seperti sulfur, merkuri dan karbon dioksida

Selain dari keempat proses tersebut, seringkali diperlukan untuk memasang *scrubber* dan *heater* di dekat kepala sumur. *Scrubber* terutama digunakan untuk menghilangkan pasir dan pengotor-pengotor lain yang memiliki ukuran partikel besar. *Heater* digunakan untuk memastikan suhu gas alam tidak turun terlalu rendah dan membentuk hidrat dengan adanya kandungan uap air dalam aliran gas alam. Hidrat ini berbentuk kristal padatan seperti es yang bisa menghalangi jalur gas alam yang melalui *valve* dan pipa.

Gambar 2.5 secara umum menggambarkan proses pengolahan gas alam secara umum. Dimulai dengan proses pemisahan awal berdasarkan berat jenis masing-masing fluida sehingga minyak, air dan gas terpisah. Selanjutnya akan dilakukan proses *gas conditioning* dimana gas akan dikondisikan sedemikian rupa sehingga pengotor-pengotor (*impurities*) yang terdapat dalam gas alam yang bisa mengganggu dalam proses gas selanjutnya bisa dihilangkan. Proses pengkondisian gas ini terdiri dari beberapa tahapan yaitu pemisahan gas asam (*acid gas*), pemisahan sulfur, pemisahan kandungan uap air, dan pemisahan nitrogen dan pemisahan merkuri. Selanjutnya gas diproses di kolom fraksinasi untuk dipisahkan komponen-komponennya sesuai dengan kebutuhan.

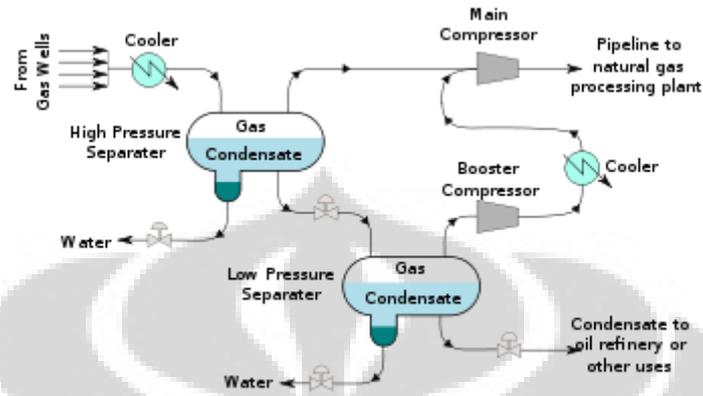


Gambar 2.5 Skema Diagram Alir Pengolahan Gas Alam (Beychok, 2006)

2.2.1 Pemisahan Minyak, Kondensat dan Air

Untuk mengolah dan mentransportasikan gas alam yang terlarut dalam fluida dari reservoir, maka harus dilakukan pemisahan. Pemisahan gas alam dari minyak sering dilakukan menggunakan peralatan yang dipasang dekat kepala sumur dan proses yang digunakan bisa sangat bervariasi. Walaupun kualitas gas alam kering yang ditransmisikan melalui pipa pada hakekatnya hampir sama di wilayah geografis yang berbeda, namun sumber gas alam dari wilayah yang berbeda mempunyai komposisi dan cara pemisahan yang berbeda. Dalam banyak kasus, gas alam terlarut di dalam minyak yang terdapat di bawah tanah terutama disebabkan oleh tekanan formasi reservoir. Ketika gas alam dan minyak diproduksi, kemungkinan akan terjadi pemisahan dengan sendirinya karena terjadi penurunan tekanan. Peralatan yang digunakan biasanya adalah separator konvensional yang terdiri dari bejana sederhana tertutup dimana pemisahan komponen yang lebih berat seperti minyak dan komponen yang lebih ringan seperti gas terjadi karena adanya gravitasi. Dalam kasus tertentu dibutuhkan peralatan yang khusus untuk memisahkan minyak dan gas alam seperti pada gambar 2.6, penggunaan *Low-Temperature Separator (LTX)* dalam proses pemisahan kondensat dari gas alam dengan terlebih dahulu di lewatkan pendingin

(cooler) untuk menurunkan suhu gas alam. LTX sering digunakan untuk sumur-sumur yang menghasilkan gas bertekanan tinggi, minyak bumi atau kondensat.



Gambar 2.6 Skema Diagram Alir Pemisahan Kondensat dari Gas Alam (Beychok, 2006)

Selain memisahkan minyak dan kondensat dari aliran gas alam, perlu juga dilakukan pemisahan sebagian besar air yang terkandung dari fluida sumur. Sebagian besar cairan yaitu *free water* yang terkandung dalam gas alam dipisahkan dengan menggunakan metode separasi sederhana pada atau dekat *wellhead*. Namun pemisahan uap air yang terlarut dalam gas alam memerlukan proses pengolahan yang lebih kompleks.

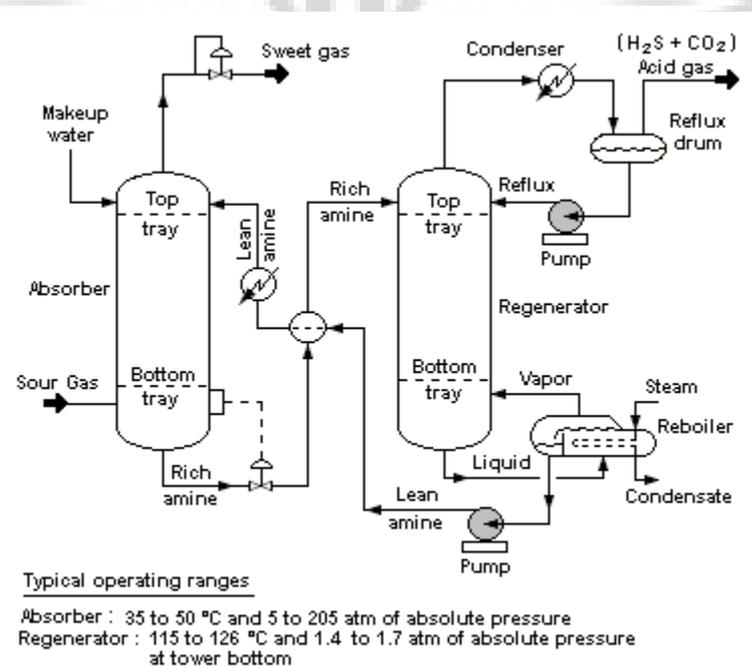
2.2.2 Pemisahan Gas Asam (*Sweetening*)

Sebagian gas alam mengandung hidrogen sulfida (H_2S) dalam konsentrasi mulai dari yang hampir tidak terdeteksi jumlahnya sampai melebihi 30 persen mol (Katz, 1959). Pemisahan H_2S dari gas alam dibarengi oleh proses pemisahan karbon dioksida (CO_2) karena CO_2 mempunyai karakteristik asam yang sama. Gas yang mengandung H_2S atau CO_2 diklasifikasikan sebagai *sour gas* dan gas yang bebas dari H_2S atau CO_2 disebut *sweet gas*. Dengan meningkatnya permintaan gas alam maka gas alam yang di transportasikan ke pasaran harus memenuhi syarat-syarat legal yang menentukan kandungan maksimum H_2S . Pesyaratan ini berdasarkan sifat H_2S yang beracun dan hasil pembakarannya adalah sulfur dioksida atau sulfur trioksida. Selain mengeluarkan bau yang tidak enak pada konsentrasi rendah, H_2S merupakan racun yang sangat mematikan dan

pada konsentrasi di atas 600 ppm dapat menyebabkan kematian dalam waktu tiga sampai lima menit. Sifat racun bisa dibandingkan dengan sianida sehingga keberadaannya di dalam bahan bakar gas domestik tidak bisa di toleransi. H_2S juga bersifat korosif terhadap semua logam yang biasanya berhubungan dengan sistem pengolahan gas dan sistem transportasinya yang bisa mengakibatkan kegagalan prematur dari sistem tersebut.

Proses *sweetening* yang ekonomis untuk bisa diaplikasikan pada industri gas alam harus:

1. Bisa menghilangkan H_2S dengan tingkat efisiensi yang tinggi
2. Mampu menangani volume gas yang besar
3. Beroperasi pada tekanan tinggi



Gambar 2.7 Diagram Alir Proses Pemisahan Gas Asam Menggunakan Amina (Arthur & Richard, 1997)

Proses yang ada bisa diklasifikasikan menjadi dua yaitu proses regenerasi dan proses tanpa regenerasi tergantung apakah bahan yang digunakan untuk menghilangkan H_2S bisa dikembalikan ke bentuk awalnya atau tidak sehingga bisa digunakan kembali. Proses regenerasi yang sangat sering digunakan untuk menghilangkan gas-gas asam adalah proses Girbotol yang menggunakan larutan amina organik sebagai media pengabsorpsi (Katz, 1959). Larutan amina

mengabsorb senyawa sulfur dari gas alam dan bisa di regenerasi sehingga bisa digunakan berulang-ulang seperti digambarkan pada gambar 2.7.

2.2.3 Proses Pengerinan Gas Alam (Dehydration)

Proses pengerinan gas alam adalah penghilangan air yang berwujud uap. Industri gas alam telah mengakui bahwa proses pengerinan diperlukan untuk memastikan kelancaran operasi jalur transmisi gas. Proses pengerinan mencegah terbentuknya hidrat gas dan mengurangi korosi. Jika gas tidak mengalami proses pengerinan maka air yang berbentuk cair akan terkondensasi di dalam pipa dan terakumulasi di titik terendah sepanjang pipa sehingga bisa mengurangi kapasitas alir pipa tersebut. Beberapa metode telah dikembangkan untuk mengeringkan gas pada skala industri. Dua metode utama yang sering digunakan untuk proses pengerinan adalah adsorpsi (*adsorption*) dan absorpsi (*absorption*).

Pengering (*desiccant*) yang biasa digunakan dalam proses adsorpsi adalah *molecular sieves (zeolites)*, *silica gel* dan *bauxite*. Untuk proses absorpsi, *desiccant* yang sering digunakan adalah di-etilen glikol dan tri-etilen glikol.

2.2.3.1 Penyerapan Air Menggunakan Glikol (Absorpsi)

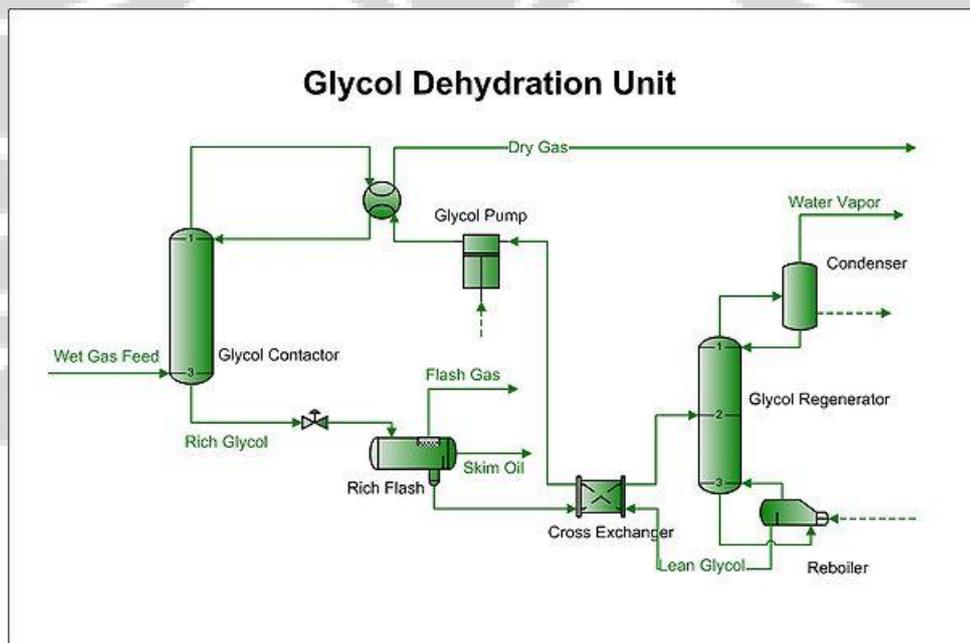
Pengerinan menggunakan metode absorpsi melibatkan penggunaan *desiccant* cair untuk menghilangkan uap air dari gas. Meskipun banyak cairan yang memiliki kemampuan untuk menyerap air dari gas, tapi yang paling diminati untuk digunakan secara komersial seharusnya memiliki sifat-sifat dibawah ini:

1. Efisiensi adsorpsi yang tinggi
2. Mudah diregenerasi
3. Tidak bersifat korosif dan beracun
4. Tidak ada masalah operasional ketika digunakan dalam konsentrasi tinggi
5. Tidak ada interaksi dengan hidrokarbon dan tidak ada kontaminasi dengan gas asam

Salah satu proses pengerinan menggunakan metode absorpsi adalah *Glycol Dehydration* seperti pada gambar 2.8. Dalam proses ini *desiccant* cair digunakan untuk menyerap uap air dari aliran gas. Glikol yang merupakan bahan utama dalam proses ini mempunyai afinitas yang tinggi terhadap air. Ini berarti

bahwa jika dikontakkan dengan aliran gas alam yang mengandung air, glikol akan berfungsi untuk mengambil air dari aliran gas tersebut. Pada dasarnya, *Glycol Dehydration* menggunakan larutan glikol yang biasanya adalah di-etilen glikol (DEG) atau tri-etilen glikol (TEG), yang dialirkan kedalam sebuah bejana tertutup yang dinamakan “*contactor*” dengan maksud agar terjadi kontak dengan aliran gas. Larutan glikol akan menyerap air dari gas yang basah. Setelah terjadi proses absorpsi, partikel glikol menjadi lebih berat and turun ke dasar contactor yang nantinya akan dipisahkan.

Gas alam yang sebagian besar kandungan airnya telah dipisahkan selanjutnya dialirkan keluar *dehydrator*. Larutan glikol yang membawa semua air yang dipisahkan dari gas alam dialirkan ke sebuah boiler khusus yang di desain untuk menguapkan air yang terkandung di dalam larutan glikol. Perbedaan titik didih dari air dan glikol yang membuat pemisahan air dari larutan glikol relative lebih mudah sehingga bisa digunakan kembali untuk proses pengeringan selanjutnya.



Gambar 2.8 Diagram Alir Proses *Glycol Dehydration Unit* (Hernandez et al, 2006)

2.2.3.2 Penyerapan Air Menggunakan Padatan (*Adsorpsi*)

Proses pengeringan menggunakan adsorpsi (*solid bed*) adalah proses dimana desiccant padatan digunakan untuk menghilangkan uap air dari aliran gas.

Desiccant solid yang biasa digunakan untuk pengeringan gas adalah yang bisa diregenerasi dan sehingga bisa digunakan untuk beberapa kali siklus proses adsorpsi-desorpsi.

Mekanisme adsorpsi pada sebuah permukaan ada dua tipe, yaitu secara fisik dan secara kimia. Proses yang terkini melibatkan reaksi kimia yang dinamakan "*chemisorptions*", tetapi proses ini jarang digunakan dalam proses pengolahan gas. Adsorben yang menggunakan proses fisika mengikat zat yang akan di adsorpsi di permukaannya menggunakan kekuatan daya tarik permukaan adsorben. Beberapa adsorben yang biasa digunakan dalam proses adsorpsi adalah *alumina*, *silica gels* dan *molecular sieves*.

Alumina adalah bentuk hidrat dari aluminium oksida (Al_2O_3) yang diaktifasi dengan cara mengeluarkan air yang terkandung di dalam bentuk hidratnya menggunakan panas sehingga menghasilkan nilai penurunan nilai dew point sampai -100 degF, tetapi membutuhkan panas yang banyak untuk proses regenerasinya. Karena sifatnya yang alkali maka alumina tidak bisa digunakan jika gas yang diproses mengandung gas asam atau bahan kimia yang bersifat asam yang digunakan untuk perawatan dalam sumur. Kecenderungan untuk menyerap hidrokarbon berat sangat besar sehingga sangat sulit untuk dipisahkan selama proses regenerasi. Mempunyai daya tahan yang baik terhadap cairan tetapi sangat rentan terurai oleh proses agitasi mekanis oleh aliran gas.

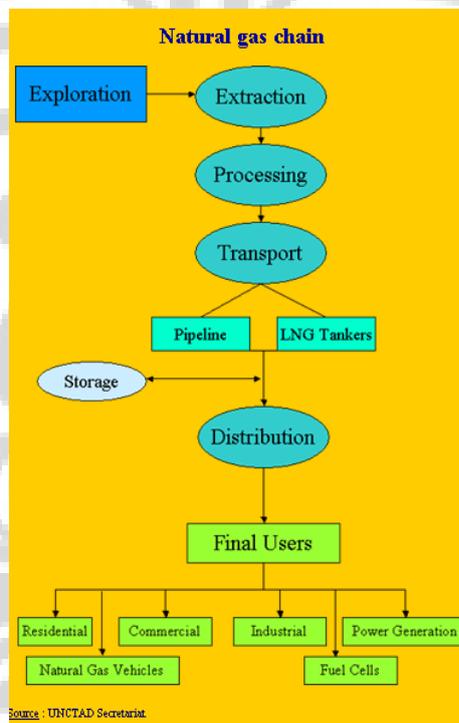
Molecular Sieves adalah bentuk kristal dari alumina-silikat alkali-logam (kalsium atau natrium), sangat mirip dengan tanah liat. Sangat berpori dengan jarak antar pori yang sangat sempit dan luas permukaan yang besar. Memiliki muatan polar lokal yang sangat tinggi pada permukaannya sehingga menciptakan proses adsorpsi yang sangat efektif untuk senyawa polar seperti air dan hydrogen sulfide. *Molecular sieves* bersifat alkali dan bisa menimbulkan masalah jika ada zat asam di dalam aliran gas.

2.3 Transportasi Gas Alam

Setelah melalui proses pengolahan, gas alam akan ditransportasikan melalui sistem transmisi ke wilayah dimana gas tersebut akan digunakan. Gas alam bisa di transportasikan melalui jalur darat menggunakan jaringan pipa yang

biasanya terbuat dari pipa baja dengan ukuran diameter antara 20 inci sampai dengan 42 inci. Karena gas mengalir dari tekanan tinggi, maka ada beberapa stasiun kompresor sepanjang pipa untuk mempertahankan tingkat tekanan yang dibutuhkan. Tantangan terbesar setelah menemukan lapangan gas adalah bagaimana mentransportasikannya dari lapangan ke konsumen. Gas alam bisa di transportasikan dalam beberapa cara tergantung dari bentuk gas alam yang akan ditransportasikan.

Dibandingkan dengan sumber energi yang lain, transportasi gas alam sangat efisien karena hanya sedikit energi yang hilang pada saat ditransportasikan dari tempat asalnya ke tempat tujuan. Jaringan pipa adalah salah satu moda distribusi energi yang lebih aman karena sistem jaringan pipa lokasinya tetap dan berada di bawah tanah.



Gambar 2.9 Rantai Gas Alam (UNCTAD)

Rantai sistem distribusi gas alam yang ditunjukkan pada Gambar 2.9 memperlihatkan gas alam yang di produksi selanjutnya diproses, di transportasikan dan diserahkan ke konsumen. *Natural Gas Liquid* (NGL) dipisahkan untuk dijual langsung ke pasar industri dan petrokimia. Metana ditransportasikan menggunakan pipa atau tanker LNG. Pasar gas pada umumnya

perumahan dan pengguna komersial (penggunaan gas untuk pemanasan ruangan), industri (pembakaran secara langsung), transportasi (untuk kendaraan dengan bahan bakar gas) dan pembangkit listrik.

2.3.1 Instalasi Jaringan Pipa di Offshore

Pemasangan pipa di dasar laut dapat menimbulkan sejumlah tantangan, khususnya jika di perairan yang dalam. Ada tiga cara utama untuk meletakkan pipa di dasar laut yaitu *S-lay*, *J-lay* dan *tow-in* dengan menggunakan *pipelay vessel* yang merupakan bagian integral dari keberhasilan instalasi. *Bouyancy* (gaya apung) mempengaruhi proses pemasangan pipa, baik yang positif maupun yang negatif. Dalam air berat pipa lebih ringan jika terisi udara yang memberikan tekanan lebih sedikit pada *pipelay barge*. Tetapi setelah berhasil diletakkan di dasar laut, pipa tersebut membutuhkan gaya ke bawah untuk tetap berada pada posisinya. Pada scenario air dangkal, beton dituangkan diatas pipa untuk mempertahankan pipa pada tempatnya, sementara pada situasi air yang dalam, sejumlah insulasi dan ketebalan yang cukup untuk mengatasi tekanan hidrostatik dan membuat jaringan pipa tersebut tetap pada tempatnya.

2.3.1.1 Instalasi Pipa dengan Metode Tow-In

Instalasi dengan metode *tow-in* seperti ditunjukkan pada gambar 2.10 menggunakan satu atau dua *tow boat* dan modul apung (*buoyancy*) untuk menahan pipa dan dibawa pada tempatnya. Saat sampai di lokasinya, modul apung dilepaskan atau ditenggelamkan dalam air dan pipa mengapung menuju dasar laut.

Ada empat bentuk utama dalam instalasi pipa menggunakan metode *tow-in*. Yang pertama adalah *surface tow* yang melibatkan penarikan pipa di atas permukaan air. Pada metode ini, kapal tunda (*tug*) menarik pipa di atas permukaan air dengan dibantu oleh modul-modul apung untuk mempertahankan pipa agar tetap pada permukaan air.



Gambar 2.10 Instalasi pipa dengan metode Tow-In (www.pipelife.no)

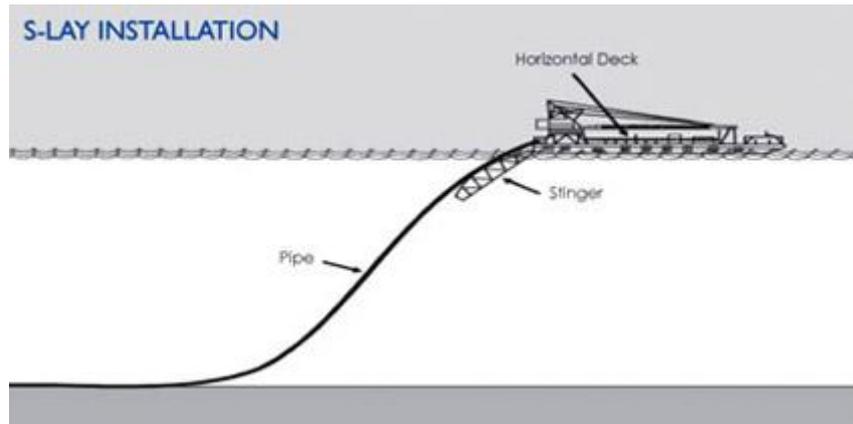
Mid-depth tow menggunakan modul apung yang lebih sedikit dibandingkan dengan *surface tow*, pada tahapan ini menggunakan kecepatan maju dari kapal tunda untuk mempertahankan pipa pada posisi terendam. Setelah gerak maju berhenti maka pipa akan mengendap ke dasar laut.

Off-bottom tow menggunakan modul apung dan rantai-rantai untuk menambah beban sehingga bisa mempertahankan pipa tepat di atas dasar laut. Ketika sampai dilokasi, modul-modul apung dilepaskan dan pipa mengendap ke dasar laut.

Yang terakhir adalah *bottom tow* yang melakukan penarikan pipa sepanjang dasar laut tanpa menggunakan modul-modul apung. Untuk instalasi jenis ini, hanya dilakukan pada air dangkal, dasar laut harus lunak dan rata.

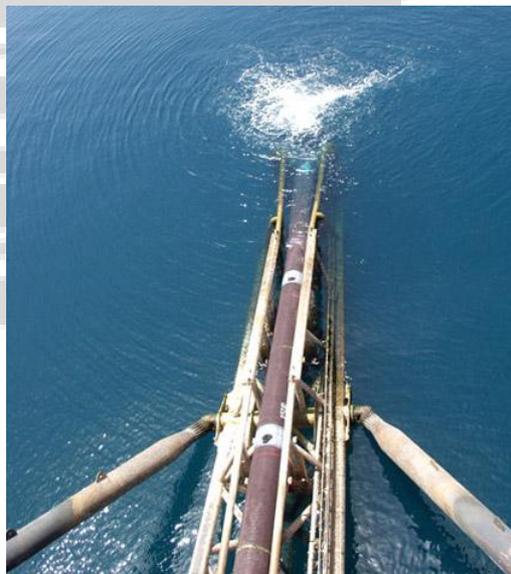
2.3.1.2 Instalasi Pipa dengan Metode S-Lay

Ketika melakukan instalasi pipa dengan menggunakan metode S-Lay, pipa dilepaskan pada bagian buritan kapal ketika bergerak maju. Pipa membengkok kebawah dari buritan kapal melalui air sampai mencapai *touchdown point* atau posisi akhirnya di dasar laut. Semakin banyak pipa yang di las dan dilepaskan dari kapal, pipa akan membentuk bentuk S di dalam air seperti pada gambar 2.11.



Gambar 2.11 Instalasi pipa dengan metode S-Lay (www.pbjv.com.my)

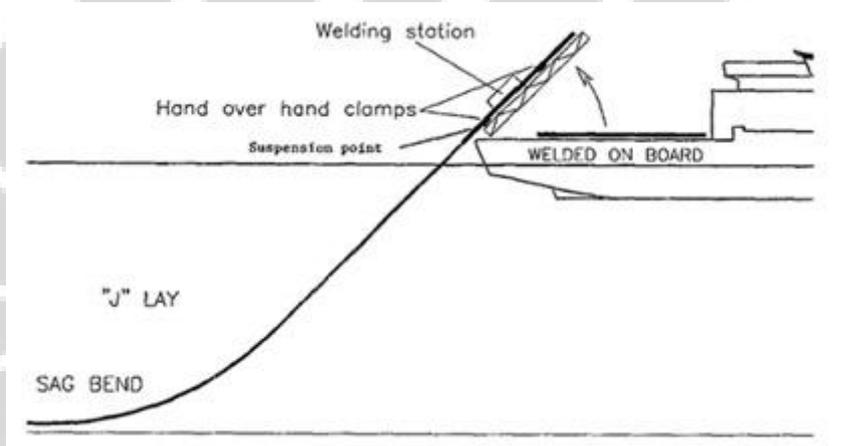
Stinger berukuran panjang sampai 91 meter seperti pada gambar 2.12, membentang dari buritan untuk menopang pipa saat dipindahkan ke dalam air dan juga mengontrol lengkungan dari instalasi. Beberapa *pipelay barge* mempunyai *stinger* yang dapat disesuaikan panjang atau pendeknya berdasarkan kedalaman air. Tegangan yang tepat adalah sesuatu yang tidak dapat dipisahkan selama proses instalasi dengan metode ini yang mana dipertahankan melalui tensioning rollers dan forward trust yang dikontrol sehingga menjaga pipa dari tertekuk. Instalasi S-Lay dapat dilakukan pada perairan sampai 6500 kaki dan sebanyak 4 mil (6 km) dalam sehari.



Gambar 2.12 Penurunan pipa kedalam air dengan *stinger* (www.nord-stream.com)

2.3.1.3 Instalasi Pipa dengan Metode J-Lay

Dalam mengatasi beberapa hambatan yang terjadi pada instalasi dengan metode *S-Lay*, metode instalasi *J-Lay* memberikan tekanan pada pipa yang lebih rendah dengan memasukkan pipa ke dalam air pada posisi yang hampir vertikal. Pada metode ini pipa diangkat menggunakan menara yang tinggi pada kapal dan dimasukkan ke dalam air seperti ditunjukkan pada gambar 2.10. Tidak seperti lengkungan ganda yang dihasilkan pada metode *S-Lay*, pada metode *J-Lay* pipa hanya membentuk lengkungan sekali membentuk bentuk “J” dibawah air.



Gambar 2.13 Instalasi pipa dengan metode J-Lay (www.technip.com)

2.4 Meter Gas

Meter gas digunakan untuk mengukur volume dari bahan bakar gas seperti gas alam dan propana. Meter gas biasa digunakan pada bangunan perumahan, komersial dan industri yang mengkonsumsi bahan bakar gas yang dipasok oleh perusahaan pemasok gas. Gas lebih sulit untuk diukur dibandingkan dengan cairan karena volume yang diukur sangat dipengaruhi oleh suhu dan tekanan. Meter gas mengukur volume tanpa memperhatikan jumlah ataupun kualitas gas bertekanan yang melalui meter. Kompensasi suhu, tekanan dan heating value harus dibuat untuk mengukur jumlah dan nilai yang aktual dari gas yang melalui sebuah meter.

Beberapa desain gas meter yang berbeda biasa digunakan, tergantung pada laju alir volumetrik dari gas yang akan diukur, rentangan laju alir yang harus diantisipasi, jenis gas yang akan diukur dan faktor-faktor lain.

2.4.1 Positive Displacement Flow Meter (PD Flow Meter)

PD flow meter secara luas digunakan untuk pengukuran utilitas aliran gas. Salah satu jenis utama adalah *diaphragm meter* yang memiliki beberapa diafragma yang menangkap fluida saat melewati meter. Perbedaan tekanan di meter mengakibatkan salah satu diafragma mengembang dan yang satu lagi mengempis. Sebuah mekanisme engkol berputar membantu menghasilkan kelancaran aliran gas melalui meter.

Tipe yang lain dari *PD flow meter* yaitu rotary meter yang mempunyai satu atau lebih rotor yang digunakan untuk memerangkap fluida. Dengan setiap putaran dari rotor, sejumlah fluida terperangkap. Laju alir proporsional terhadap kecepatan rotasi dari rotor-rotornya. Rotary meter digunakan untuk aplikasi industri dan bisa digunakan untuk cairan dan gas.

2.4.2 Turbine Flowmeter

Turbine flowmeter mempunyai sebuah rotor yang berputar secara proporsional terhadap laju alir. Ada beberapa tipe-tipe turbine meter, tetapi kebanyakan yang digunakan untuk mengukur aliran gas disebut axial meter. Axial turbine meter mempunyai sebuah rotor yang berputar disekitar sumbu aliran. Axial meter berbeda sesuai dengan jumlah bilah dan bentuk rotornya. Seperti halnya PD meter, turbine meter digunakan untuk mengukur jumlah gas yang digunakan pada bangunan komersial dan industri pabrik.

2.4.3 Ultrasonic Flowmeter

Penggunaan *ultrasonic flowmeter* untuk mengukur gas alam mendapatkan momentum setelah publikasi AGA-9 pada bulan Juni 1998. Laporan dari *American Gas Association* (AGA) memberikan kriteria untuk menggunakan *Ultrasonic flowmeter* sebagai custody meter transfer untuk gas alam. AGA sebelumnya menerbitkan laporan mengenai *Differential Flowmeter* (AGA-3) dan *Turbine Flowmeter* (AGA-7). Sejak publikasi AGA-9, AGA juga telah mengeluarkan sebuah laporan mengenai penggunaan *Coriolis flowmeter* (AGA-11).

Penggunaan *ultrasonic flowmeter* semakin berkembang, baik untuk custody transfer maupun untuk pengukuran proses gas. Tidak seperti PD dan *Turbine meter*, *Ultrasonic flowmeter* tidak mempunyai bagian yang bergerak. Dan penurunan tekanan lebih banyak berkurang dengan menggunakan ultrasonic flowmeter jika dibandingkan dengan PD, turbine dan DP meter. Instalasi *ultrasonic meter* relatif mudah dan persyaratan pemeliharaan yang rendah.

2.4.4 Differential Pressure Flowmeter (DP Flowmeter)

DP flowmeter terdiri dari *DP transmitter* bersama dengan elemen utama. Elemen utama menempatkan suatu penyempitan pada aliaran dan *DP transmitter* mengukur perbedaan tekanan antara upstream dan downstream dari penyempitan tersebut. *Transmitter* atau *flow computer* kemudian melakukan perhitungan aliran menggunakan teori Bernoulli.

Tipe-tipe elemen utama termasuk *orifice place*, venturi, *flow nozzle*, *pitot tube*, *wedge* dan lain-lain. Venturi sangat cocok untuk aliran dengan kecepatan tinggi. *Orifice plate* masih menjadi elemen utama yang banyak digunakan secara luas. Kerugiannya adalah jumlah penurunan tekanan yang dihasilkan dan fakta bahwa pengukuran bisa terganggu akibat adanya pengotor yang terdapat pada aliran.

2.4.5 Coriolis Flowmeter

Coriolis flowmeter adalah alat ukur yang memiliki akurasi tinggi. Akan tetapi pengukuran aliran cairan lebih dominan untuk *coriolis meter* karena gas mempunyai densitas yang lebih rendah dibandingkan dengan cairan, dan pengukuran untuk gas agak sedikit lebih sulit. Salah satu aplikasi dimana penggunaan Coriolis meter lebih unggul adalah pengukuran *Compressed Natural Gas* (CNG) sebagai bahan bakar alternatif.

2.5 Bisnis Gas

Semua aspek dari industri minyak dan gas di regulasi, dimonitor dan dikontrakkan secara ketat. Sebelum eksplorasi atau aktifitas produksi dimulai, kerangka hukum harus disetujui oleh semua pihak untuk memastikan pembagian

hasil dari sumber daya yang memadai. Perjanjian ini melibatkan perusahaan-perusahaan yang berharap dapat mengeksplorasi dan memproduksi sumber daya yang potensial dan pemerintah yang diwakili oleh perusahaan minyak nasional. Idealnya, aturan bagi hasil seharusnya jelas, spesifik, transparan dan bisa diaudit. Tetapi justru kebalikkannya sering terjadi di negara-negara berkembang. Kontrak yang dihasilkan sering dirahasiakan, pendapatan seringkali tersedot oleh pejabat korup, dan perusahaan yang berharap untuk bisa mengeksplorasi tidak mendapatkan keamanan dan stabilitas yang dibutuhkan untuk menjalankan operasinya.

Banyak variasi dari sistem fiskal atau perpajakan pemerintah dan perjanjian kontraktual ada di seluruh dunia. Bahkan ada beberapa variasi sistem fiskal yang aktif dalam suatu negara tertentu. Hal ini merefleksikan perbedaan model-model kontrak, perbedaan kondisi operasi (seperti *onshore* dan laut dalam), dan perbedaan filsafat pemerintah yang ada pada saat negosiasi kontrak.

2.5.1 Kontrak Gas

Kontrak konsesi adalah sistem kontrak konvensional di Amerika Utara, Argentina, Australia dan negara-negara yang berbatasan dengan Laut Utara dan kadang-kadang merupakan bagian dari region seperti Timur Tengah. Dalam kontrak konsesi, perusahaan minyak dan gas memiliki aset-aset dan instalasi-instalasi dan menerima semua produksi dari aset-aset tersebut. Sebagai balasannya, perusahaan tersebut menanggung semua resiko operasi, biaya-biaya dan investasi dan setuju untuk membayar pemerintah sejumlah royalti yang dihitung berdasarkan jumlah produksi selain pajak penghasilan dan pajak-pajak yang lain yang ditetapkan sesuai peraturan perundangan yang berlaku. Royalti adalah persentase dari produksi kotor (bisa berupa uang tunai ataupun sejumlah volume gas) yang dibayarkan kepada pemerintah sebelum dikurangi biaya-biaya. Di sisi lain, pajak penghasilan adalah persentase dari penghasilan bersih atau keuntungan yang dibayarkan kepada pemerintah setelah dikurangi biaya-biaya dan royalti.

Kontrak kerja sama (KKS) lebih kompleks secara hukum dibandingkan dengan kontrak konsesi. Pertama kali di buat di Indonesia pada tahun 1960-an,

yang telah menjadi standar di Asia, Afrika dan sebagian Amerika Selatan dan Timur Tengah. Secara konseptual, dalam KKS, perusahaan gas adalah kontraktor tanpa kepemilikan mineral-mineral yang ada di bawah tanah. Perusahaan minyak dan gas (kontraktor) memberikan resiko modal dan dikompensasi dari bagian pendapatan potensial di masa datang berdasarkan perjanjian bersama yang telah ditetapkan sebelumnya. Jika dibutuhkan pembiayaan, cadangan bisa digunakan sebagai jaminan dari pinjaman.

Setiap aset yang ditempatkan oleh perusahaan untuk memproduksi nantinya akan menjadi milik pemerintah, yang mana biaya-biaya aset tersebut akan dibayarkan kembali kepada perusahaan diluar bagian produksi, yang dikenal dengan *cost recovery*. Pemerintah melalui perusahaan minyak dan gas nasionalnya mungkin juga ikut berpartisipasi dalam proses pengambilan keputusan operasional, penentuan anggaran program kerja dan perhitungan biaya-biaya dan volume pembagian produksi.

2.5.2 Kontrak Penjualan Gas dan Transportasi

Volume gas yang bisa untuk dijual oleh perusahaan minyak dan gas adalah fungsi dari volume gas yang diproduksi dengan batasan-batasan fiscal yang ada. Biaya produksi, pajak, kontrol pemerintah atau kekuatan pasar yang diatur oleh pasokan dan permintaan lokal dan regional sering menentukan harga dari gas yang dijual.

Harga gas merupakan fungsi dari:

1. Harga pasar gas yang ditentukan oleh pasokan, permintaan dan harga bahan bakar alternative seperti batubara atau minyak bumi
2. Syarat-syarat kontrak penjualan gas
3. Jarak relatif antara pelanggan dengan lapangan produksi gas
4. Syarat-syarat perjanjian transportasi gas
5. Syarat-syarat fiskal pemerintah
6. Status teknikal dan finansial dari perusahaan yang akan mengkonsumsi dan perusahaan yang akan memproduksi

2.5.3 Perjanjian Jual Beli Gas (Gas Sales Agreement)

Perjanjian Penjualan Gas melalui jaringan pipa transmisi biasa juga disebut *Gas Purchase Agreement* (GPA) atau *Gas Sales and Purchase Agreement* (GSPA). Perjanjian ini antara perusahaan yang memproduksi gas atau agen penjual (*seller*) dengan perusahaan yang akan menggunakan gas (*buyer*) yang biasanya mencakup beberapa ketentuan di dalamnya.

Kualitas gas dengan jelas dinyatakan dalam GSA, termasuk juga nilai heating value maksimum dan minimum (dalam satuan Btu / MMcf); kadar maksimum dari pengotor seperti oksigen, karbon dioksida, Sox dan NOx; tekanan pengiriman dan kadar uap air. Jika penjual mengirimkan gas di luar spesifikasi (*off-specification gas*), pembeli bisa meminta diskon, pengurangan kewajiban TOP atau kompensasi lain yang ada di GSA. Secara umum kualitas gas yang ditransportasikan melalui pipa bisa dilihat pada tabel 2.2

Tabel 2-2 Kualitas Gas Alam Secara Umum (Foss, 2004)

	<u>Minimum</u>	<u>Maximum</u>
<u>Major & Minor Components</u>		
<u>Mol%</u>		
Methane	75	--
Ethane	--	10
Propane	--	5
Butanes	--	2
Pentanes plus	--	0.5
Nitrogen & other inerts	--	3-4
Carbon Dioxide	--	3-4
<u>Trace Components</u>		
Hydrogen Sulfide	--	0.25-1.0 gr/100scf
Mercaptan Sulfur	--	0.25-1.0gr/100scf
Total Sulfur	--	5-20 gr/100scf
Water Vapor	--	7.0 lbs/mmcf
Oxygen	--	0.2-1.0 ppmv
<u>Heating Value</u>		
Heating Value, Btu/scf gross saturated	950	1150

Liquids: Free of liquid water and hydrocarbons at delivery temperature and pressure.

Solids: Free of particulates in amounts deleterious to transmission and utilization equipment.

Jangka Waktu (*Term*) dalam kontrak bisa sangat pendek seperti satu hari atau selama jangka waktu ekonomis dari lapangan dimana gas tersebut di produksi. Pasar spot, khususnya dipasar yang aktif seperti di Amerika Utara dan Eropa, pada umumnya mempunyai jangka waktu kontrak di bawah satu bulan. Secara internasional, khususnya dimana proyek pengembangan gas mempunyai pelanggan potensial yang sangat terbatas, jangka waktu kontraknya bisa mencapai 20 sampai 30 tahun. Bank dan institusi finansial mungkin membutuhkan jangka waktu yang panjang ini untuk memastikan bahwa perusahaan yang memproduksi gas mempunyai arus kas yang cukup untuk menutupi hutang yang dibutuhkan untuk mengembangkan proyek.

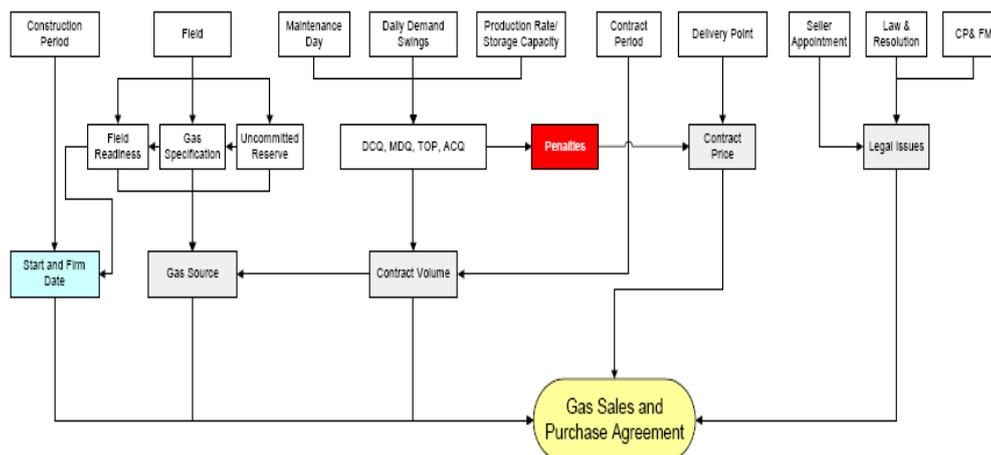
Pada umumnya, ada dua jenis volume yang berbeda yang disepakati dalam kontrak, yaitu *depletion contract* dan *supply contract*. Dalam *depletion contract* perusahaan yang memproduksi mendedikasikan semua produksi yang berasal dari lapangan atau cadangan tertentu kepada pembeli. Jumlah pengiriman tahunan dihitung berdasarkan perkiraan physical performance dari suatu lapangan. Dalam kasus ini, pembeli biasanya memerlukan perusahaan engineering yang independen untuk menganalisis data yang diberikan oleh perusahaan yang memproduksi untuk memastikan volume cadangan. Perusahaan produksi gas mungkin dilarang untuk membuat komitmen penjualan yang lain terhadap lapangan tersebut. Sebaliknya, *supply contract* berkomitmen untuk menjual sejumlah volume gas yang tetap kepada pembeli untuk jangka waktu yang telah ditetapkan, biasanya 20 sampai 25 tahun. Penjual bertanggung jawab untuk menyediakan sumber gas, baik berasal dari cadangan sendiri maupun dari pihak ketiga jika cadangan yang dimiliki tidak bisa memenuhi kewajiban. Kuantitas bisa didefinisikan sebagai jumlah kontrak keseluruhan, yang sama dengan jumlah gas keseluruhan (dalam satuan energi) yang akan dikirimkan selama jangka waktu kontrak, dan kuantitas harian yang artinya jumlah yang harus dikirimkan selama periode 24 jam. Dalam kontrak biasanya ditentukan sebagai annual contract quantity (ACQ) atau jumlah gas yang harus dipasok selama satu tahun dan daily contract quantity (DCQ) yaitu jumlah gas yang harus dipasok dalam satu hari. Beberapa kontrak memungkinkan pembeli untuk meminta kelebihan gas (*excess gas*) melebihi batas DCQ selama periode permintaan yang tinggi yang sudah ditentukan di dalam kontrak. Sebagai

tambahan, jika penjual bersedia untuk memasok jumlah gas yang berubah-ubah kepada pembeli, maka perlu didefinisikan mengenai maximum daily quantity (MDQ) yang setara dengan DCQ ditambahkan dengan jumlah gas yang berubah-ubah tersebut. Jika volume gas berdampak langsung terhadap produksi atau produk yang lain, dalam kontrak juga diperlukan untuk menentukan jumlah minimum harian (minimum daily quantity) yang sesuai untuk memastikan ketersediaan jumlah minimum.

Kewajiban Take-or-Pay (TOP) adalah kewajiban pembeli untuk membayar sejumlah persentase dari contracted quantity, biasanya antara 60% - 95% dari ACQ. Hal ini juga berlaku bila pembeli tidak bisa atau gagal untuk mengambil gas yang dipasok oleh pembeli selain dari kesalahan atau peristiwa *force majeure*. Penjual biasanya mengenakan kewajiban ini pada pembeli untuk menjamin arus kas minimum yang bisa diprediksikan dan institusi finansial yang terlibat dalam pengembangan lapangan gas atau pipeline mungkin membutuhkan kewajiban-kewajiban ini sebagai syarat pembiayaan. Beberapa kontrak memungkinkan pembeli untuk mengambil gas tambahan (*make up gas*) disesuaikan dengan nilai yang sudah dibayar tetapi pengambilannya tidak dalam satu periode tertentu (biasanya selama satu tahun tapi kadang-kadang periode yang lebih singkat).

Pembeli mengkomunikasikan secara mingguan (atau periode lain yang sudah ditetapkan) kebutuhan volume gas nya melalui nominasi. Ini sangat penting ketika beberapa pembeli di pasok oleh penjual tunggal yang harus mengelola semua kebutuhan pengiriman secara efisien dan adil.

Peristiwa *force majeure* seperti banjir, kebakaran, gempa bumi, perang, terorisme ataupun kejadian diluar kontrol masing-masing pihak yang mungkin mengganggu pengiriman gas atau pemakaian gas. Liabilitas dan kewajiban masing-masing pihak termasuk yang dihasilkan dari sebuah kelalaian harus dinyatakan secara jelas di GSA. Kejadian *force majeure* yang lama bisa mengakibatkan pembatalan kontrak.



Gambar 2.14. Anatomi Penjualan Gas dan Perjanjian Jual Beli (Hakim & Sumardi, 2007)

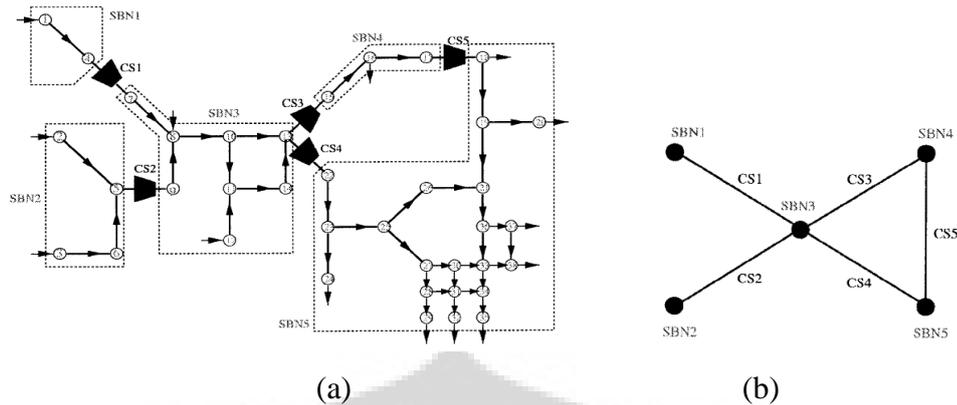
Untuk membuat kontrak penjualan gas di Indonesia, ada lima elemen penting yang ditunjukkan pada gambar 2.14 yaitu tanggal mulai dan berakhirnya kontrak, sumber gas, volume kontrak, penalti, harga kontrak dan masalah legalitas.

2.6 State of The Art

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 seperti pada gambar 2.15 dilakukan pengurangan jaringan pipa dari yang kompleks menjadi lebih sederhana dengan mempertimbangkan konstrain-konstrain di bawah ini:

1. Neraca alir masa pada setiap node
2. Hubungan laju alir gas yang melalui setiap pipa
3. Batasan tekanan pada setiap node
4. Batasan operasional pada setiap stasiun kompresor

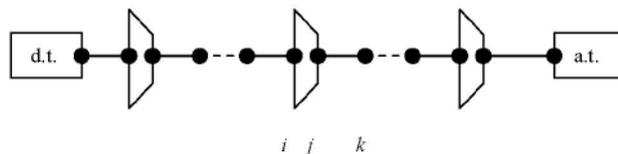
Konstrain 1 dan 2 biasa disebut sebagai persamaan laju alir *steady-state network* dengan persamaan *mass flow balance* dianggap linier sedangkan persamaan laju alir pipa tidak linier.



Gambar 2.15. (a) Jaringan dengan beberapa sub-jaringan, (b) Jaringan Pipa yang sudah disederhanakan (Rios, 2003)

Pada gambar 2.15 (a) untuk jaringan dengan kode SBN3 dilakukan penyederhanaan menjadi satu titik sehingga akan memudahkan dalam melakukan perhitungan optimasi

Optimasi yang lain dilakukan dengan menggunakan Ant Colony Optimization Algorithm (Chebouba et al, 2006). Asumsi yang digunakan adalah *steady-state operation* dan menggunakan beberapa kompresor sentrifugal yang terpasang paralel. Pada gambar 2.16, sistem transportasi gas di kirimkan dari departure terminal (d.t) menuju arrival terminal (a.t) dengan melalui beberapa station compressor untuk menjaga tekanan gas agar bisa mengalir ke titik penyerahan. Untuk masing-masing station 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 station, tekanan minimum di titik penyerahan dan jumlah kompresor yang tersedia.



Gambar 2.16. Sistem Transportasi Gas Alam (Chebouba et al, 2006)

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 stasiun.

Optimasi yang dilakukan di penelitian ini menggunakan semua parameter-parameter tersebut akan tetapi ada beberapa konstrain yang perlu diikutsertakan. Karena jaringan pipa yang saat ini terpasang merupakan milik tiga perusahaan yang kemudian membentuk konsorsium untuk mengoperasikannya maka kontrak-kontrak yang sebelumnya dibuat hanya mengakomodir kepentingan-kepentingan yang terdapat dalam kontrak tersebut seperti batasan tekanan maksimum di titik pertemuan pipa (*tie-in*) dan *reserve capacity* yang dimiliki oleh masing-masing perusahaan pemasok. Tambahan pasokan yang akan ditransmisikan melalui jaringan pipa ini dibuat dalam kontrak yang terpisah sehingga tidak hanya cukup memperhitungkan kapasitas maksimum jaringan pipa tersebut agar dapat melewati tambahan pasokan gas akan tetapi perlu dipertimbangkan faktor-faktor yang terdapat dalam kontrak sebelumnya dan kemampuan mengalirkan gas perusahaan pemasok. Jangan sampai dengan adanya tambahan pasokan gas yang baru ada perusahaan pemasok yang saat ini sedang beroperasi mengalami kesulitan mengalirkan gas ke dalam jaringan pipa transmisi karena adanya tekanan balik (*back-pressure*) dari jaringan pipa.

Tabel 2-3 Pemetaan Penelitian Sebelumnya dengan Tesis yang Dilakukan

	Rios, 2003	Chebouba et al, 2006	Tesis
Fungsi Obyektif	Penyederhanaan Jaringan Pipa	Memperkecil Konsumsi Bahan Bakar Kompresor	Mendapatkan Laju Alir Dan Kondisi Operasi Optimum
Konstrain	1. Keseimbangan aliran masa di masing-masing pipa 2. Hubungan laju alir gas yang melalui masin-masing pipa 3. Limitasi tekanan pada masing-masing pipa 4. Limitasi tekanan pada masing-masing kompresor	1. Batasan operasional di masing-masing kompresor 2. Rentang operasional tekanan pipa	1. Kapasitas Maksimum Pipa 2. Tekanan Maksimum di masing-masing titik pengiriman 3. Klausul-klausul kontrak

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 algorithm yang sudah ada di dalam software simulasi Pipeline Studio.

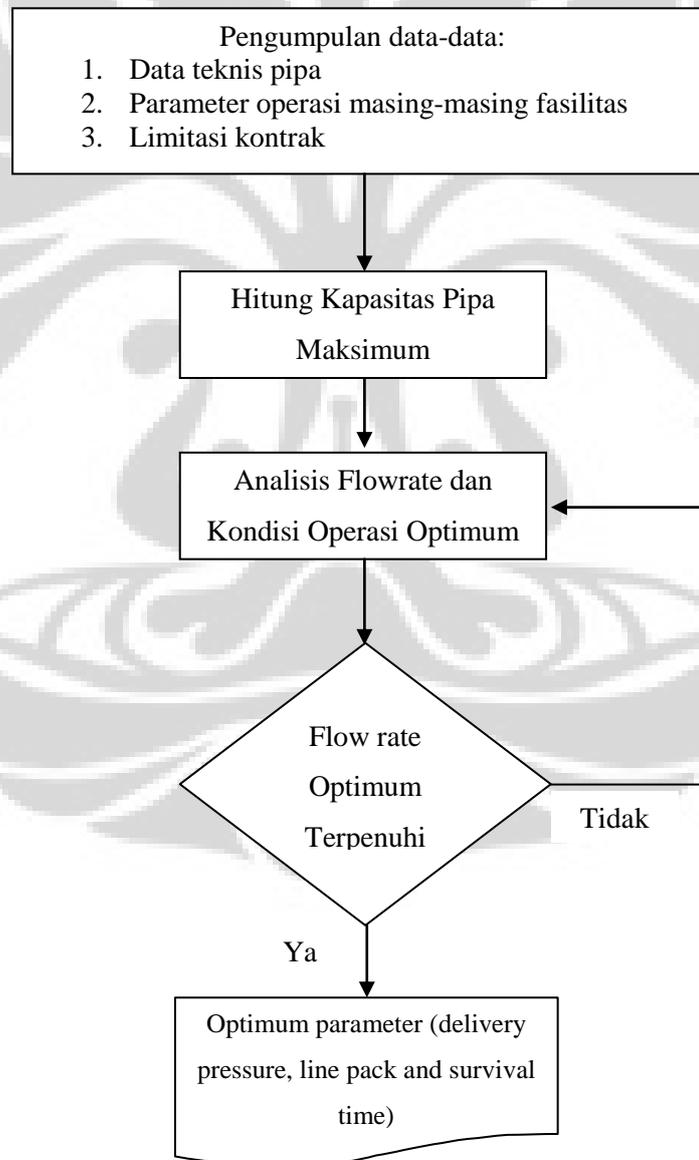


BAB 3

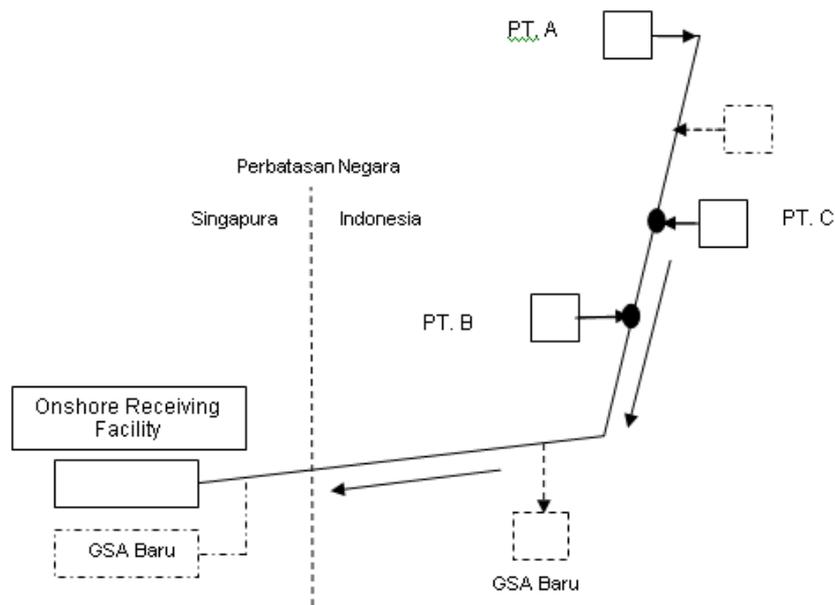
METODE PENELITIAN

3.1 Metodologi

Dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian dan batasan penelitian yang telah diuraikan pada bab sebelumnya, maka dapat disusun metode dan langkah kerja yang akan dilakukan dalam penelitian ini. Skema prosedur penelitian yang akan dilakukan dapat dilihat pada Gambar 3.1. dengan tahapan sebagaimana di bawah ini.



Gambar 3.1 Skema Tahapan Penelitian Optimasi Jaringan Pipa Gas Alam dari Natuna ke Singapura



Gambar 3.2 Pemodelan yang Digunakan dalam Optimasi Transportasi Gas Alam (Hasil Olahan Sendiri)

Gambar 3.2 adalah pemodelan yang dibuat terhadap fasilitas pipa transmisi yang akan dioptimasi. Garis putus-putus melambangkan fasilitas baru yang akan di *tie-in* ke jaringan transmisi pipa. Penambahan gas baru tersebut akan dibagi dua kontrak penjualan gas, yaitu ke pembeli lokal di Pulau Batam dan pembeli internasional di Singapura.

● = Adalah titik pertemuan (*SSTI-N* dan *SSTI-S*) yang didalam kontrak transportasi dinyatakan mempunyai batasan tekanan maksimum.

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 titik pengiriman pemasok dan data dari *Gas Sales Agreement* dan *Gas Transportation Agreement*
2. Parameter-parameter yang dianggap sebagai konstrain pada optimasi ini adalah reserve capacity masing-masing pemasok, tekanan minimum di receiving facility dan batasan tekanan maksimum di titik pertemuan *SSTI-N* dan *SSTI-S* yang ada dalam kontrak perjanjian penjualan gas. Sedangkan konstrain dari fasilitas adalah tekanan maksimum di masing-masing titik pengiriman.

Tabel 3-1 Parameter-parameter yang dibutuhkan untuk Optimasi (*x* adalah data-data yang dibutuhkan)

	PT. A	PT. B	PT. C	SSTI-S	SSTI-N	Receivng Facility
Reserved Capacity	x	x	x			
Pressure Limit	x	x	x	x	x	x
Diameter pipa	x	x	x	x	x	
Laju Alir Gas	x	x	x	x	x	x

3. Menghitung kapasitas maksimum pipa disesuaikan dengan konstrain di GSA dan GTA.

Dari data-data diatas, dilakukan perhitungan kapasitas pipa maksimum sehingga diketahui seberapa banyak sisa volume gas yang masih bisa dialirkan kedalam pipa.

4. Menghitung laju alir dan kondisi operasi optimum yang disesuaikan dengan konstrain dari masing-masing fasilitas.

Selanjutnya dilakukan simulasi terhadap kombinasi laju alir dari masing-masing pemasok gas termasuk pasokan gas tambahan dengan mempertimbangkan konstrain-konstrain yang disebutkan sebelumnya.

Hasil dari proses optimasi di atas akan didapatkan tekanan penerimaan gas yang optimum, grafik *linepack* yang nantinya bias digunakan untuk menghitung secara rule of thumb dari kemampuan system untuk bertahan (*survival time*).

3.2 Perangkat Lunak (Software) Perhitungan Optimasi

Dalam melakukan optimasi transportasi pipa gas alam yang berada di Natuna, digunakan alat bantu berupa *software* Pipeline Studio. Pipeline Studio adalah simulator *multiphase* yang bisa melakukan simulasi dengan kondisi *steady state* maupun kondisi transien. Pipeline Studio juga bisa digunakan untuk mendesain jaringan transportasi pipa, analisis hidrolik pipa dan analisis scenario alternative.

Pada tahapan desain, Pipeline Studio bisa digunakan untuk membantu menentukan hasil akhir yang maksimum, ukuran pipa yang optimum, kenutuhan

kompresor dan lokasi penempatan alat untuk konfigurasi yang berbeda-beda. Sedangkan untuk kondisi jaringan pipa yang sudah ada, Pipeline Studio 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, Pipeline Studio 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 Pipeline Studio 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.

3.3 Pengolahan Data dan Analisis

Pengolahan data dilakukan dengan menentukan flowrate yang optimum sebagai objective function dari proses optimasi yang dilakukan. Data-data yang dinyatakan di dalam Gas Sales Agreement dan Gas Transportation Agreement dijadikan konstrain awal dalam penentuan kapasitas alir maksimum pipa. Kemudian hasil perhitungan flowrate tersebut disesuaikan dengan masing-masing kondisi operasional fasilitas yang saat ini ada sehingga tidak akan merugikan perusahaan-perusahaan yang saat ini sedang terikat kontrak jika ada tambahan pasokan dari Perjanjian Penjualan Gas yang baru. Lalu dibuatkan kombinasi laju alir yang sudah disesuaikan dengan kondisi operasional fasilitas saat ini dengan beberapa kombinasi *delivery pressure* sehingga dapat memberikan panduan untuk perusahaan *transporter* dalam mengelola pengiriman gas dengan kondisi operasional yang optimum.

BAB 4

PEMBAHASAN

Untuk dapat menganalisis kemampuan instalasi pipa gas bawah laut yang menghubungkan lapangan produksi gas di perairan laut Natuna ke Singapura agar bisa mengalirkan sumber gas tambahan maka dilakukan perhitungan untuk menentukan kapasitas maksimum pipa, kemudian dilakukan simulasi terhadap laju alir yang maksimum pasokan gas baru sehingga diketahui efek terhadap parameter operasi yang digunakan saat ini sehingga diharapkan dengan adanya penambahan pasokan gas baru tidak mengganggu operasional dari kontrak gas yang saat ini sedang berjalan.

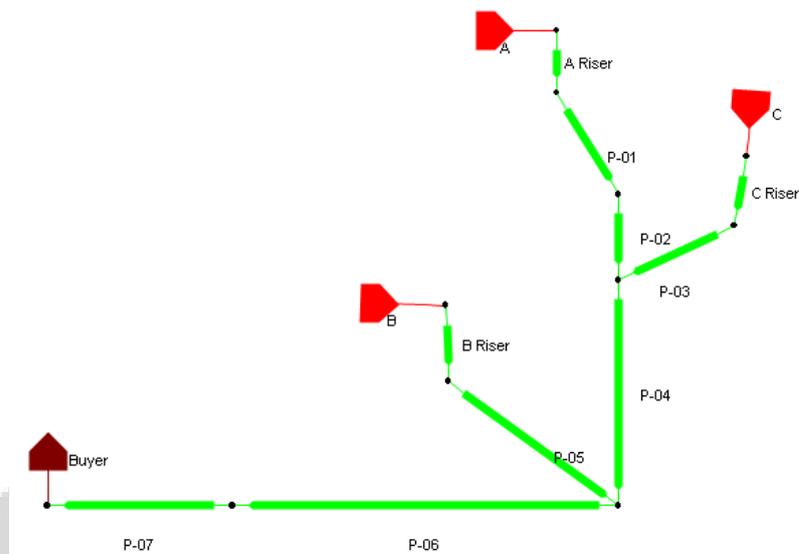
4.1 Kapasitas Maksimum

Instalasi pipa bawah laut di Natuna dibagi dalam beberapa *segment* atau *node*. Data-data pada tabel 4.1 adalah merupakan data-data teknis jaringan pipa gas yang terpasang dari Natuna ke Singapura.

Tabel 4-1 Data-data teknis jaringan pipa bawah laut Natuna

Name	Up	Down	Length	Diameter
			km	in
A Riser	A-1	A-Riser	0.199559	22
B Riser	B-1	B-Riser	0.1	16
C Riser	C-1	C-Riser	0.199559	14
P-01	A-Riser	A-Tee	25	22
P-02	A-Tee	SSTi-N	8.9572	22
P-03	C-Riser	SSTi-N	49.2459	14
P-04	SSTi-N	SSTi-S	90.1233	22
P-05	B-Riser	SSTi-S	10.8953	16
P-06	SSTi-S	SSTi-B	448.038	28
P-07	SSTi-B	Receiving Facilities	23.5	28

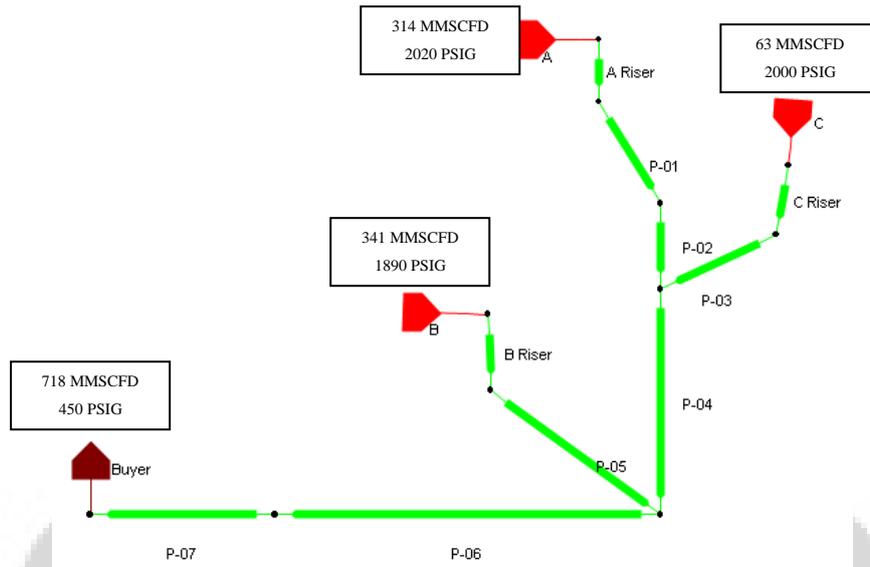
Dengan menggunakan software pipeline studio, dilakukan pemodelan terhadap jaringan pipa gas bawah laut di Natuna yang saat ini terpasang seperti pada gambar 4.1.



Gambar 4.1 Pemodelan jaringan pipa gas bawah laut dari Natuna ke Singapura

Gas dari PT. A dialirkan ke dalam jaringan pipa gas ekspor P-01 dan P-02 dengan tekanan alir maksimum sebesar 2020 psig dan suhu 120 °F. Sedangkan gas dari PT. C dialirkan ke dalam pipa gas ekspor P-03 dengan tekanan alir maksimum 2000 psig dan suhu 120 °F. Gas dari PT. A dan PT. C bertemu di titik SSTi-N dengan batasan tekanan operasi maksimum 1940 psig. Selanjutnya gas tersebut mengalir melalui pipa P-04 ke SSTi-S bertemu dengan gas dari PT. B yang dialirkan melalui pipa P-05 dengan tekanan alir maksimum 1890 psig dan suhu 120 °F. Tekanan operasi maksimum di SSTi-S adalah 1800 psig. Dari SSTi-S, gas dialirkan melalui pipa P-06 dan P-07 menuju pembeli di Singapura dengan tekanan penyerahan minimal 450 psig. Diantara pipa tersebut terdapat titik penyambungan SSTi-B.

Dengan asumsi bahwa tekanan alir maksimum di masing-masing titik pengiriman dan tekanan pengiriman minimal di titik penyerahan adalah sebagai konstrain, maka dengan menggunakan software pipeline studio didapatkan kapasitas alir maksimum dari jaringan pipa gas bawah laut Natuna adalah sebesar 718,96 MMSCF per hari, seperti pada gambar 4.2.



Gambar 4.2 Laju alir maksimum berdasarkan tekanan operasi maksimum pada masing-masing titik pengiriman dan tekanan operasi minimum pada titik penyerahan.

Dengan mengkombinasikan beberapa variasi tekanan sistem yaitu tekanan pada titik penyerahan dari 450 psig sampai 1200 psig maka hasil perhitungan laju alir maksimum dan inventori gas dalam pipa dapat dilihat pada gambar 4.3. Jika diasumsikan gas yang masuk lebih besar dari gas yang keluar dari sistem, maka semakin banyak gas yang masuk kedalam pipa maka akan menyebabkan semakin tinggi tekanan dan juga akan mengakibatkan laju alir gas yang bisa dialirkan melalui pipa gas bawah laut Natuna semakin kecil. Kondisi ini bisa dijelaskan menggunakan persamaan gas ideal dibawah ini.

$$PV = nRT \quad (4.1)$$

Dimana:

- P = Tekanan (atm)
- V = Volume (L)
- n = Jumlah mol gas (mol)
- R = konstanta gas ($0.082057 \text{ L atm K}^{-1} \text{ mol}^{-1}$)
- T = Temperatur (K)

Karena R adalah konstanta yang nilainya tetap maka persamaannya menjadi:

$$\frac{PV}{nT} = \text{konstan} \quad (4.2)$$

sehingga untuk dua kondisi yang berbeda persamaannya menjadi:

$$\frac{P_1 V_1}{n_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{n_2 T_2} \quad (4.3)$$

Karena dimensi pipa tidak berubah maka volume dianggap tetap dan temperatur gas sepanjang pipa tidak ada perubahan yang signifikan sehingga bisa dianggap tetap. Kemudian persamaan 4.3 bisa disederhanakan menjadi:

$$\frac{P_1}{n_1} = \frac{P_2}{n_2} \quad (4.4)$$

Berdasarkan persamaan 4.4 jika jumlah mol gas bertambah ($n_2 > n_1$) maka akan terjadi kenaikan tekanan dari tekanan awal ($P_2 > P_1$), sebaliknya jika jumlah mol gas berkurang maka akan berakibat terhadap penurunan tekanan sistem.

Untuk menjelaskan fenomena laju alir yang menurun karena kenaikan tekanan maka digunakan persamaan Bernouli untuk fluida yang bisa dikompresi:

$$\frac{v^2}{2} + \phi + \omega = \text{konstan} \quad (4.5)$$

di mana:

v = kecepatan aliran gas

ϕ = energi potensial gravitasi per satuan massa; jika gravitasi

konstan maka $\phi = gh$

ω = entalpi fluida per satuan massa

$$\omega = \varepsilon + \frac{P}{\rho} = \text{konstan} \quad (4.6)$$

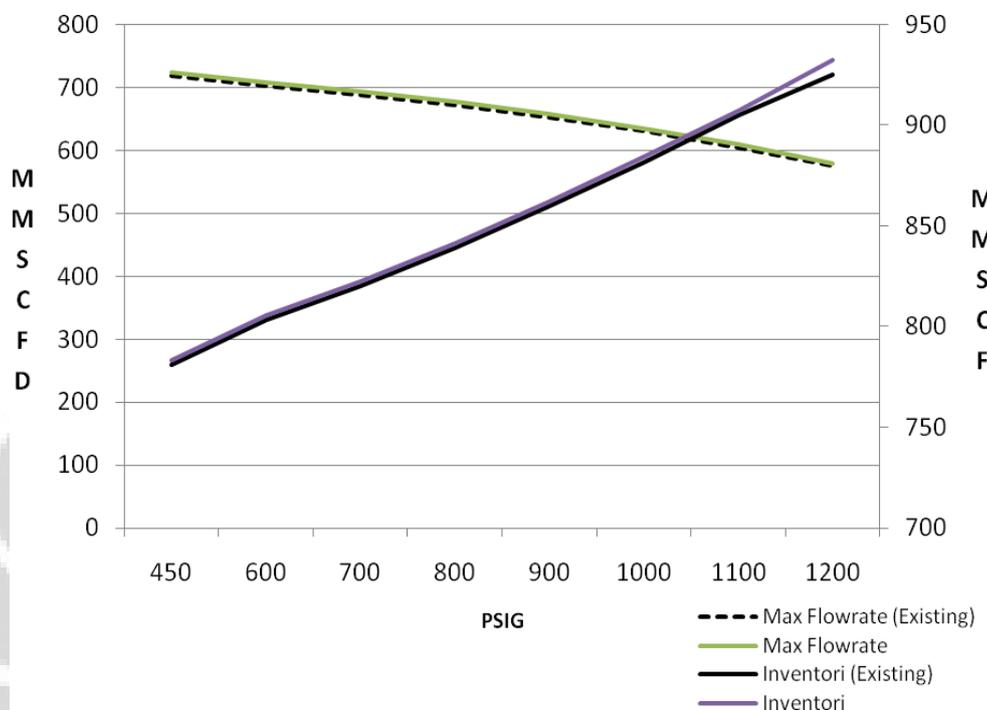
di mana ε adalah energi termodinamika per satuan massa, juga disebut sebagai energi internal spesifik.

Jika persamaan 4.6 dimasukkan ke dalam persamaan 4.5 maka akan menjadi:

$$\frac{v^2}{2} + gh + \varepsilon + \frac{P}{\rho} = \text{konstan} \quad (4.7)$$

Berdasarkan persamaan 4.7, jika terjadi kenaikan tekanan sistem maka kecepatan aliran gas akan berkurang sehingga laju alir gas juga akan berkurang, sebaliknya

jika terjadi penurunan tekanan maka kecepatan aliran gas akan meningkat sehingga laju alir gas akan bertambah besar.



Gambar 4.3 Laju alir maksimum dan inventori gas berdasarkan tekanan operasi maksimum pada masing-masing titik pengiriman dan tekanan operasi pada titik penyerahan yang bervariasi

Jika kondisi jaringan pipa sebelum adanya penambahan pasokan gas baru menggunakan pipa tambahan dari lokasi pengiriman ke titik penyambungan jaringan pipa Natuna – Singapura, maka tidak terlihat adanya perubahan yang signifikan terhadap laju alir gas maksimal yang bisa dialirkan dan kapasitas inventori pipa. Untuk laju alir maksimal terjadi kenaikan 0,74% sedangkan untuk kapasitas inventori terjadi kenaikan 0,26%. Perubahan yang tidak terlalu signifikan ini diakibatkan karena pipa tambahan yang dipasang hanya sepanjang 3 km dan diameter 16 inchi.

4.2 Pengaruh Laju Alir GSA-3 terhadap Parameter Operasional Jaringan Pipa

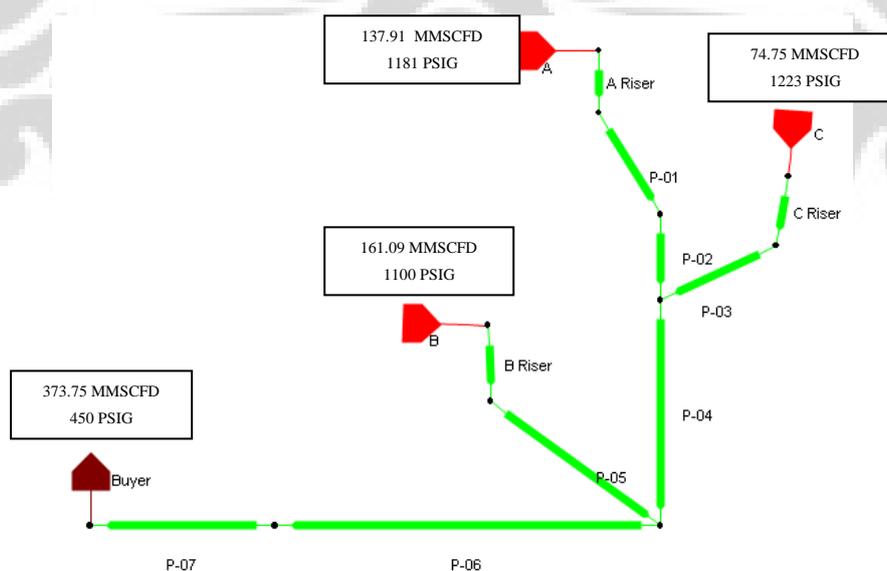
Berdasarkan data dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral tahun 2010 mengenai Neraca Gas Indonesia 2010-2025, maka dapat kebutuhan dan permintaan gas setiap tahunnya dapat disederhanakan menjadi data-data pada

tabel 4.2. GSA-1 adalah kontrak penjualan gas yang dikirimkan ke pembeli di Singapura dan GSA-2 adalah kontrak penjualan gas yang dikirimkan ke pembeli di Malaysia. Sistem transportasi pengiriman gas ke Singapura dan Malaysia menggunakan jaringan pipa bawah laut yang terpisah. Sedangkan GSA-3 adalah kontrak penjualan gas yang akan dikirimkan ke pembeli di Singapura dan Batam dan menggunakan fasilitas jaringan pipa bawah laut yang saat ini digunakan untuk GSA-1.

Tabel 4-2 Data-data kontrak penjualan gas

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GSA-1	325	325	325	325	325	325	325	325	325
GSA-2	250	250	250	250	250	250	250	250	250
GSA-3	0	24	137	177	117	92	105	104	85
Total Natuna	575	599	712	752	692	667	680	679	660

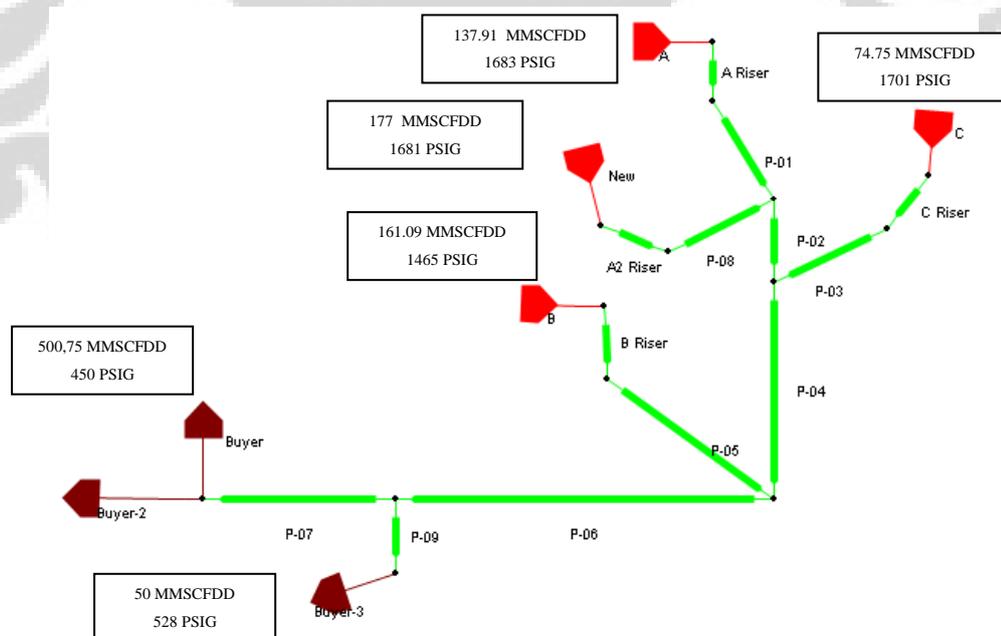
Berdasarkan kontrak penjualan gas yang ada saat ini, laju alir yang disepakati adalah sebesar 325 MMSCFD dengan laju alir maksimum 373 MMSCFD. Komposisi pasokan masing-masing supplier adalah PT. A sebesar 137,91 MMSCFD, PT. B sebesar 161,09 MMSCFD dan PT. C sebesar 74,75 MMSCFD. Kondisi tekanan di SSTi-N sebesar 1164.89 psig dan SSTi-S sebesar 1065.63 psig.



Gambar 4.4 Parameter operasi jaringan pipa gas Natuna sebelum penyambungan supplier baru dengan tekanan penyerahan 450 psig

Selisih pasokan gas yang bisa dialirkan melalui jaringan pipa gas bawah laut Natuna-Singapura berdasarkan kapasitas maksimum pipa adalah sebesar 345 MMSCFD. Dengan asumsi laju alir tertinggi untuk GSA-3 sebesar 177 MMSCFD (tabel 4.2), maka total gas yang bisa dialirkan oleh jaringan pipa gas Natuna-Singapura adalah sebesar 550 MMSCFD. Jika dibandingkan dengan kapasitas laju alir maksimal yang bisa dilalui oleh fasilitas transmisi pipa bawah laut Natuna-Singapura yang sebesar 718 MMSCFD maka total kapasitas yang terpakai hanya sekitar 76,6 % dari laju alir maksimal dengan asumsi tekanan penyerahan gas minimal 450 psig. Kondisi tekanan di SSTi-N sebesar 1661 psig dan SSTi-S sebesar 1439 psig, sedangkan tekanan minimal di titik penyerahan Batam adalah sebesar 528 psig (gambar 4.5). Tekanan di SSTi-N dan SSTi-S masih memenuhi persyaratan kontrak yaitu maksimum 1940 psig untuk SSTi-N dan 1800 psig untuk SSTi-S. Sedangkan tekanan minimal yang harus dipenuhi untuk dapat mengalirkan gas ke pembeli di Batam adalah 528 psig dan tekanan ini juga bisa digunakan sebagai persyaratan dalam kontrak gas yang baru.

Dengan adanya penambahan pasokan gas baru sebesar 177 MMSCFD maka terjadi kenaikan tekanan di SSTi-N sebesar 496 psig dan di SSTi-S sebesar 373 psig.

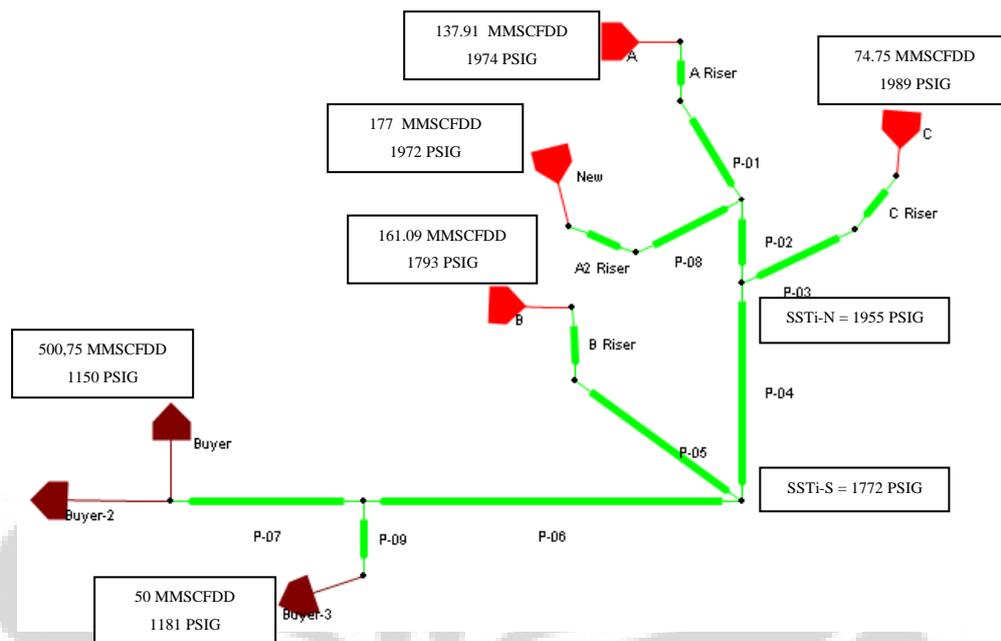


Gambar 4.5 Parameter operasi jaringan pipa gas Natuna sesudah penyambungan supplier baru dengan tekanan penyerahan 450 psig

Seperti pada gambar 4.5, tekanan pengiriman untuk GSA-3 harus lebih tinggi dari tekanan yang ada di SSTi-N yaitu sebesar 1661 psig sehingga setelah dilakukan simulasi maka didapatkan diameter pipa yang bisa digunakan untuk mengalirkan gas tersebut adalah 12", 14" dan 16". Selanjutnya diameter pipa 16" digunakan dalam melakukan simulasi dengan Pipeline Studio. Tekanan minimal yang dibutuhkan untuk dapat mengalirkan gas sebesar 177 MMSCFD dari titik pengiriman adalah sebesar 1681 psig dengan asumsi tekanan di titik penyerahan sebesar 450 psig.

Tekanan pada titik penyerahan di Singapura sebelum adanya penambahan fasilitas pemasok gas baru adalah sekitar 1150 psig yang mana lebih tinggi dari tekanan minimal yang disyaratkan dalam kontrak yaitu sebesar 450 psig. Hal ini dimaksudkan untuk memastikan bahwa jika ada gangguan suplai dari salah satu pemasok gas maka masih ada inventori gas yang ada di dalam pipa yang masih bisa dialirkan untuk memenuhi permintaan. Untuk tekanan sistem sebesar 1150 psig maka inventori gas yang ada dalam jaringan pipa sebesar 902 MMSCF sedangkan untuk tekanan sistem sebesar 450 psig maka inventori gas dalam pipa sebesar 638 MMSCF. Selisih inventori untuk kedua kondisi tekanan tersebut sebesar 264 MMSCF bisa digunakan sebagai cadangan gas yang bisa dialirkan jika sewaktu-waktu terjadi gangguan suplai terhadap salah satu atau lebih dari perusahaan pemasok gas. Jadi pipa gas bawah laut Natuna-Singapura juga bisa berfungsi sebagai wadah penyimpanan gas yang bisa disesuaikan dengan kondisi operasi harian.

Tekanan operasi sebesar 1150 psig tidak bisa digunakan jika fasilitas pemasok gas baru sudah tersambung karena tekanan di SSTi-N akan menjadi sebesar 1955 psig yang mana tekanan ini melebihi tekanan maksimal di SSTi-N sebesar 1940 psig. Hasil perhitungan menggunakan software Pipeline Studio didapatkan tekanan penyerahan maksimum agar tekanan di titik SSTi-N tidak melebihi nilai maksimumnya adalah 1125 psig.



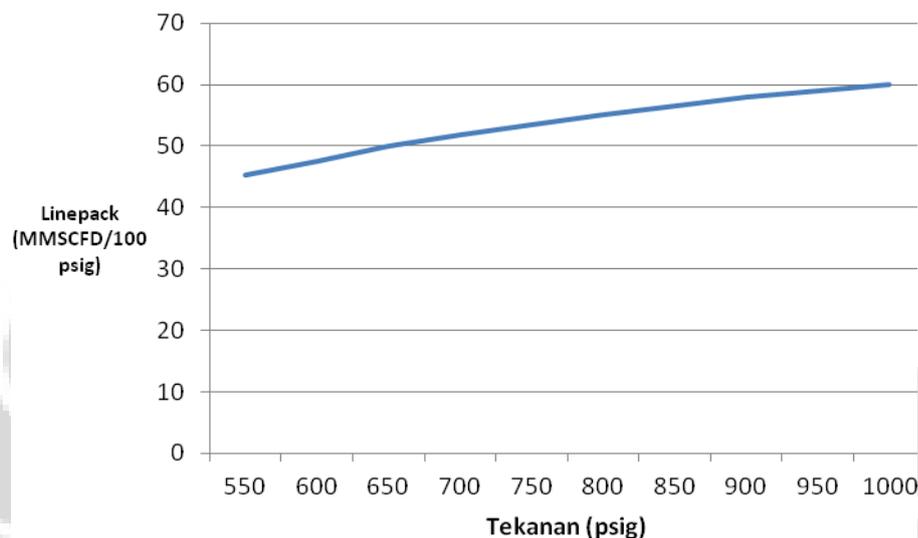
Gambar 4.6 Parameter operasi jaringan pipa gas Natuna sesudah penyambungan supplier baru dengan tekanan penyerahan 1150 psig

4.3 Konversi Rule of Thumb Untuk Linepack

Linepack adalah sejumlah gas atau inventori yang terdapat di dalam pipa yang bisa berfungsi sebagai cadangan suplai jika terjadi kekurangan suplai dari perusahaan pemasok gas. Tekanan operasi di dalam pipa sangat berpengaruh terhadap besaran *linepack* ini. *Linepack* biasanya dinyatakan dalam jumlah gas yang mengalir dalam sehari yang bisa mengakibatkan penurunan tekanan sistem sebesar 100 psig. Dalam optimasi jaringan pipa gas bawah laut Natuna-Singapura, tekanan di titik penyerahan di Singapura yang dijadikan acuan sebagai tekanan sistem.

Berdasarkan hasil simulasi dengan software Pipeline Studio, maka di dapatkan beberapa nilai *linepack* yang bervariasi (Gambar 4.7). Makin tinggi tekanan suatu sistem maka nilai *linepack* akan semakin besar. Nilai ini biasanya digunakan operator pengiriman gas sebagai acuan secara *rule of thumb* dalam menghitung seberapa lama kemampuan sistem dapat bertahan untuk mengirimkan sejumlah gas sehingga bisa menentukan strategi pengiriman gas selanjutnya. Rentang tekanan operasi yang digunakan dalam operasional harian sebaiknya antara 900 psig sampai dengan 1000 psig karena pada tekanan tersebut nilai

linepack hanya mengalami penurunan 1 MMSCFD dengan selisih tekanan operasi 50 psig, sedangkan untuk tekanan dibawah 900 psig penurunannya lebih besar dari 1 MMSCFD untuk selisih tekanan operasi 50 psig.



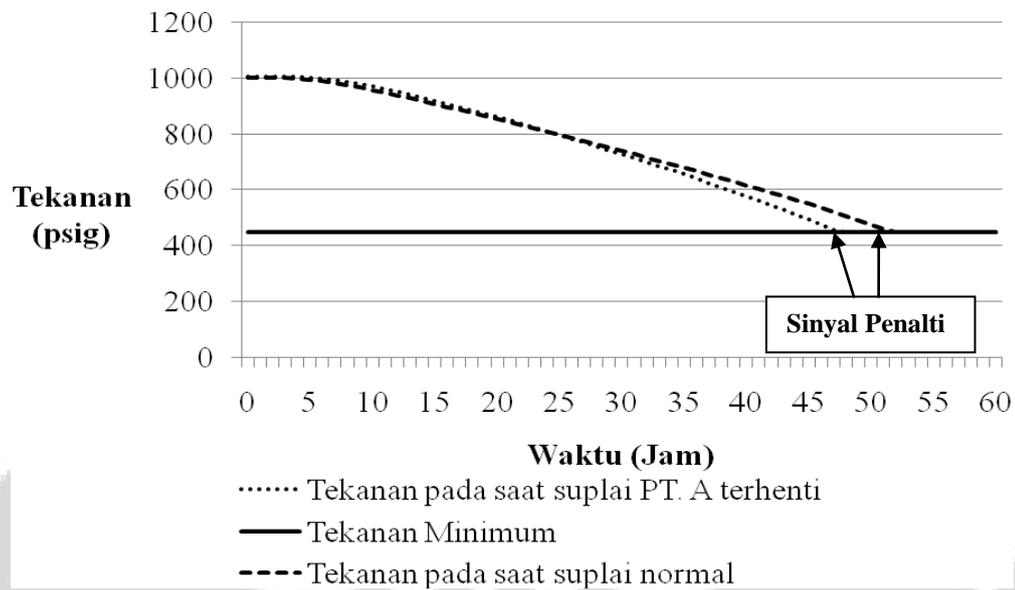
Gambar 4.7 Grafik linepack pada tekanan penyerahan yang bervariasi

4.4 Survival Time

Survival Time adalah waktu sisa yang tersedia pada suatu sistem untuk mengirimkan gas sesuai dengan jadwal pengiriman (*nominasi*) sebelum kondisi operasi berada dibawah persyaratan tekanan penyerahan yang ada di dalam kontrak. Jika tekanan penyerahan berada di bawah nilai minimum dalam kontrak maka akan mengakibatkan perusahaan pengirim gas dikenakan penalti yang bisa merugikan semua pemasok. Dengan mengetahui survival time dari sistem jaringan pipa gas, maka operator pengirim gas bisa menentukan strategi pengiriman selanjutnya, yaitu bisa dengan mengurangi laju alir penyerahan atau menambahkan laju alir salah satu perusahaan pemasok. Tekanan operasi optimum yang akan digunakan dalam operasional harian adalah 900 psig sampai dengan 1000 psig.

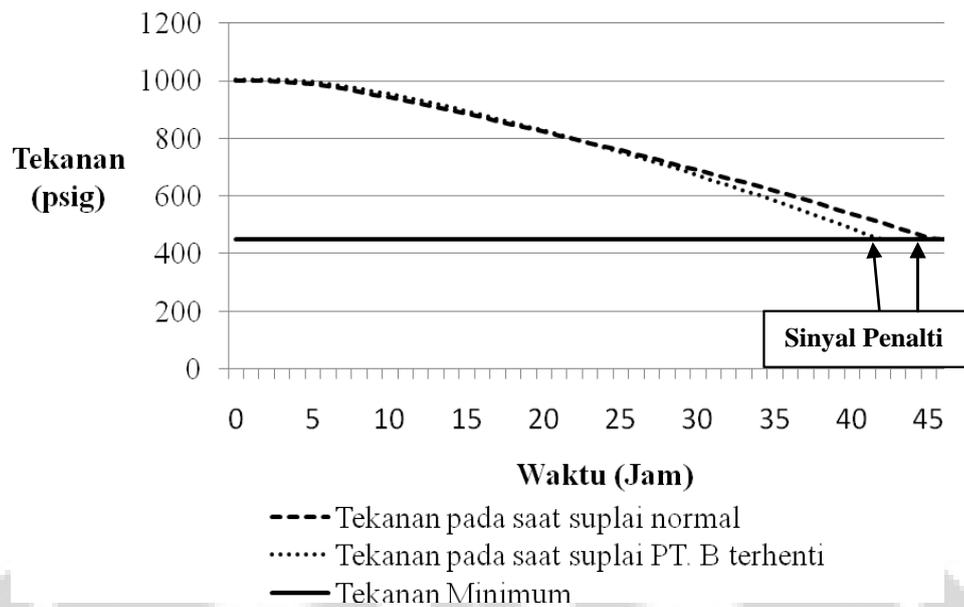
Untuk tekanan sistem sebesar 1000 psig, jika diasumsikan suplai dari PT. A terhenti maka survival time yang dimiliki oleh sistem sampai tekanan minimal di titik penyerahan di Singapura adalah 47,32 jam (Gambar 4.8). Sedangkan sebelum adanya penambahan pasokan gas baru, dengan tekanan sistem yang sama

yaitu 1000 psig maka survival time nya adalah 51,37 jam sehingga terjadi penurunan survival time sebesar 4.05 jam.



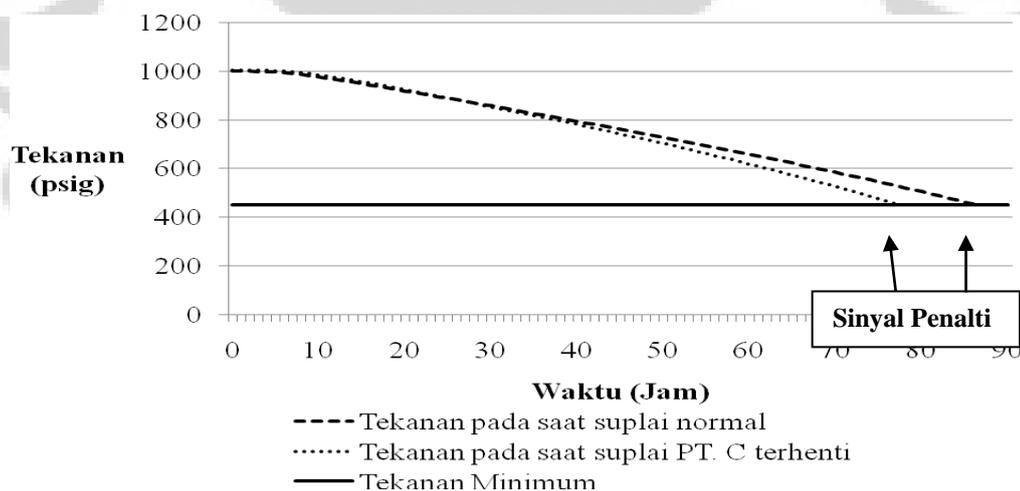
Gambar 4.8 Grafik survival time jika suplai dari PT. A terhenti.

Kemudian jika diasumsikan suplai dari PT. B terhenti maka survival time yang dimiliki oleh sistem sampai tekanan minimal di titik penyerahan di Singapura adalah 41,73 jam (Gambar 4.9). Sedangkan sebelum adanya penambahan pasokan gas baru, dengan tekanan sistem yang sama yaitu 1000 psig maka survival time nya adalah 45,22 jam sehingga terjadi penurunan survival time sebesar 3,49 jam.



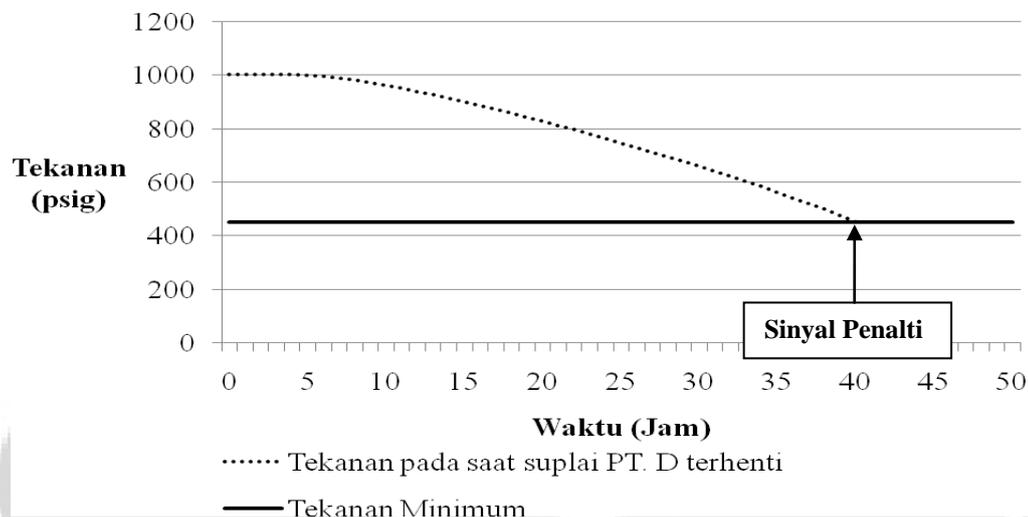
Gambar 4.9 Grafik survival time jika suplai dari PT. B terhenti.

Jika diasumsikan suplai dari PT. C terhenti maka survival time yang dimiliki oleh sistem sampai tekanan minimal di titik penyerahan di Singapura adalah 77,40 jam (Gambar 4.10). Sedangkan sebelum adanya penambahan pasokan gas baru, dengan tekanan sistem yang sama yaitu 1000 psig maka survival time nya adalah 86,35 jam sehingga terjadi penurunan survival time sebesar 8,95 jam.



Gambar 4.10 Grafik survival time jika suplai dari PT. C terhenti.

Selanjutnya untuk jika diasumsikan suplai dari Pemasok Baru terhenti maka survival time yang dimiliki oleh sistem sampai tekanan minimal di titik penyerahan di Singapura adalah 40,11 jam.



Gambar 4.11 Grafik survival time jika suplai dari Pemasok Baru terhenti.

Dengan demikian adanya penambahan kontrak gas yang baru akan mempengaruhi *survival time* dari sistem jaringan pipa gas bawah laut Natuna-Singapura yaitu terjadi penurunan waktu untuk dapat bertahan selama pengiriman gas ke sejumlah pembeli di Singapura dan Batam sebelum tekanan minimal penyerahan yang disyaratkan dalam kontrak jual-beli gas tercapai.

Jika terjadi gangguan suplai maka perhitungan survival time secara periodik perlu dilakukan dengan menyesuaikan kondisi terkini dari masing-masing pemasok agar dapat menentukan strategi pengiriman gas selanjutnya.

Optimasi yang dilakukan oleh Chebouba et al (2006) dan Li et al (2010) menghasilkan tingkat konsumsi bahan bakar kompresor yang minimum untuk dapat mengalirkan gas melalui pipa. Dengan bahan bakar yang minimum diharapkan dapat dilakukan penghematan biaya operasional pengiriman gas. Menurut Lloyd et al (2006), penghematan yang dicapai dengan menggunakan linepack mempunyai rentang antara 1,37 % - 17,59 %. Sedangkan hasil dari optimasi jaringan pipa gas bawah laut Natuna-Singapura adalah berupa penyesuaian tekanan di titik pembeli karena tekanan operasional sebelumnya yang sebesar 1150 psig tidak bisa digunakan kembali karena mengakibatkan kenaikan

tekanan di *subsea tie-in* melebihi batasan maksimal yang disyaratkan dalam kontrak yaitu 1940 psig. Hal ini sangat penting karena parameter yang sudah disyaratkan oleh kontrak tidak boleh dilanggar oleh perusahaan pemasok gas karena bisa merugikan salah satu atau lebih pemasok gas misalnya laju alir pemasok bisa terhambat karena adanya tekanan balik (*back-pressure*) sedangkan tekanan yang dihasilkan oleh kompresor sudah maksimal. Selanjutnya dari hasil optimasi ini didapatkan tekanan operasional yang optimum antara 900 – 1000 psig (berkurang 13,04 - 21,73 %) dimana pada tekanan tersebut diperoleh nilai *linepack* yang optimum dengan penurunan nilai *linepack* yang sangat kecil yaitu sebesar 1.67 %. Grafik *linepack* ini bisa digunakan oleh operator pengirim gas untuk menentukan *survival time* secara cepat dari sistem jaringan pipa sehingga operator bisa menentukan lebih awal strategi pengiriman gas jika terjadi gangguan suplai.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil optimisasi yang dilakukan terhadap jaringan pipa gas bawah laut Natuna-Singapura yang akan ditambahkan pasokan gas baru maka didapatkan beberapa kesimpulan:

1. Kapasitas maksimal dari jaringan pipa gas bawah laut Natuna-Singapura adalah jika tekanan di titik penyerahan di Singapura sebesar 450 psig adalah 718 MMSCFD.
2. Penambahan pasokan gas baru sebesar 177 MMSCFD masih bisa dialirkan menggunakan jaringan pipa bawah laut Natuna-Singapura, tetapi tekanan operasional yang saat ini sebesar 1150 psig tidak bisa digunakan kembali karena tekanan operasional di SSTi-N akan menjadi sebesar 1955 psig yang mana melebihi tekanan maksimal operasionalnya.
3. Kondisi operasional yang optimum jika memperhitungkan semua konstrain tekanan di masing-masing titik pengiriman, *tie-in point* dan *survival time* adalah antara 900 psig sampai dengan 1000 psig.
4. Dengan adanya penambahan pasokan gas baru dan asumsi tekanan sistem 1000 psig maka terjadi penurunan *survival time*. Semakin tinggi tekanan operasional sistem jaringan pipa gas, maka semakin besar pula tingkat *survival time* nya.
5. Linepack dari sistem transmisi pipa gas bawah laut Natuna-Singapura dengan tekanan optimum adalah 58 – 60 MMSCFD untuk setiap penurunan tekanan sistem sebesar 100 psig.

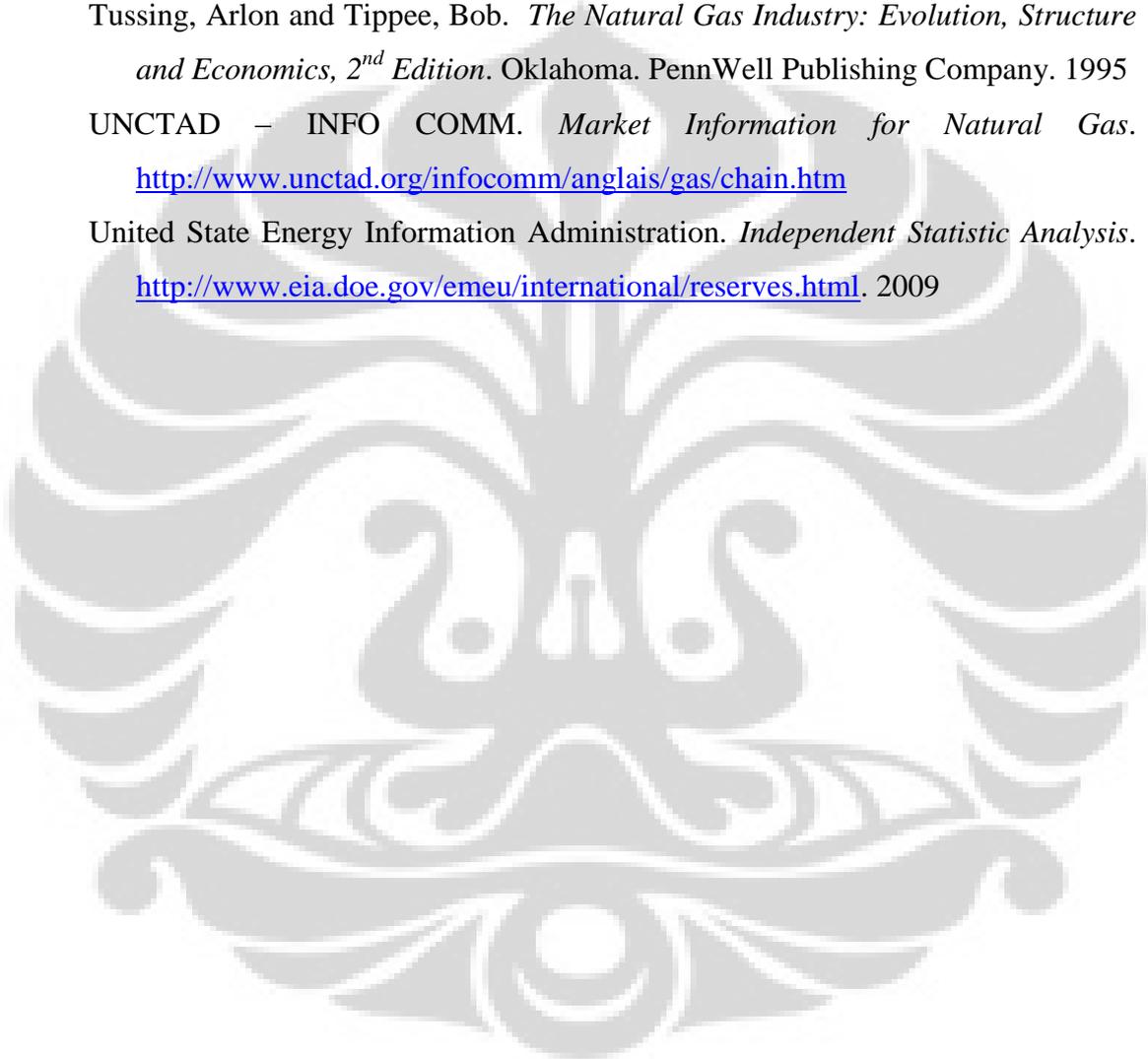
5.2 Saran

1. Sebaiknya dilakukan penyesuaian tekanan operasional harian dari yang saat ini sebesar 1150 psig menjadi antara 900 – 1000 psig jika penambahan pasokan gas baru sebesar 177 MMSCFD sudah mulai dialirkan ke dalam jaringan pipa gas bawah laut Natuna-Singapura.
2. Grafik *linepack* bisa digunakan sebagai perhitungan dengan *metode rule of thumb* untuk menghitung *survival time* dari jaringan transmisi pipa gas.

DAFTAR PUSTAKA

- Chandra, Vivek. *Fundamentals of Natural Gas: An International Perspective*. Oklahoma. PennWell Corporation. 2006
- Chebouba, A et al. New Method for Minimize Fuel Consumption of Gas Pipeline Using Ant Colony Optimization Algorithms. IEEE. 2006
- CIA – The World Factbook – *Country Comparison : Natutal Gas Production* (<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2180rank.html>)
- Foss, Michelle M. *Energy Economic Reserah: Interstate Natural Gas – Quality Specifications & Interchangeability*. Center for Energy Economic. 2004
- Guo, Boyun and Song, Shanhong. *Offshore Pipelines*. Elsevier Science and Technology Books. 2005
- Hakim, Amrullah and Sumardi, Irawan. An Introduction of Gas Business and Its Competitiveness for Electricity Sector in Indonesia. 20th World Energy Congress. Rome. November 2007
- Hernandez et al. Design Glycol Units for Maximum Efficiency. Bryan Research & Engineering, Inc. Texas. 2006
- International Energy Outlook. *Independent Statistic and Analysis*. US Energy Information Administration. 2010
- Katz, Donald D et al. *Handbook of Natural Gas Engineering*. United State of America. McGraw-Hill Book Company. 1959
- Kohl, Arthur and Nielson, Richard. *Gas Purification*. 5th Edition. Gulf Publishing. 1997
- Li, Changjun et al. *Analysis of Operation Optimization of Gas Pipelines Based on Adaptive Genetic Algorithm*. Southwest Petroleum University. 2010
- Lloyd, Mike et al. Tennessee Gas Pipeline's Experience with Optimization. Pipeline Simulation Interest Group. 2003
- Milton, Beychok. *Natural Gas Condensate*. <http://en.wikipedia.org/>. 2006
- Natural Gas Supply Association <http://www.naturalgas.org/overview/background.asp>
- Neraca Gas Indonesia 2010-2035. Direktorat Jendral Minyak dan Gas Bumi. Kementrian Energi dan Sumber Daya Manusia. 2010.

- Rios, Roger Z et al. *A Reduction Technique for Natural Gas Transmission Network Optimizations Problems*. Kluwer Academic Publisher. 2003
- Shively, Bob and Ferrare, John. *Understanding Today's Natural Gas Business*. Laporte. Enerdynamics Corp. 2007
- Saputra, Herman D. *Simulasi Proses Untuk Jaringan Pipa Distribusi Gas Bumi*. Universitas Indonesia. 2009
- Tussing, Arlon and Tippee, Bob. *The Natural Gas Industry: Evolution, Structure and Economics, 2nd Edition*. Oklahoma. PennWell Publishing Company. 1995
- UNCTAD – INFO COMM. *Market Information for Natural Gas*.
<http://www.unctad.org/infocomm/anglais/gas/chain.htm>
- United State Energy Information Administration. *Independent Statistic Analysis*.
<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/reserves.html>. 2009





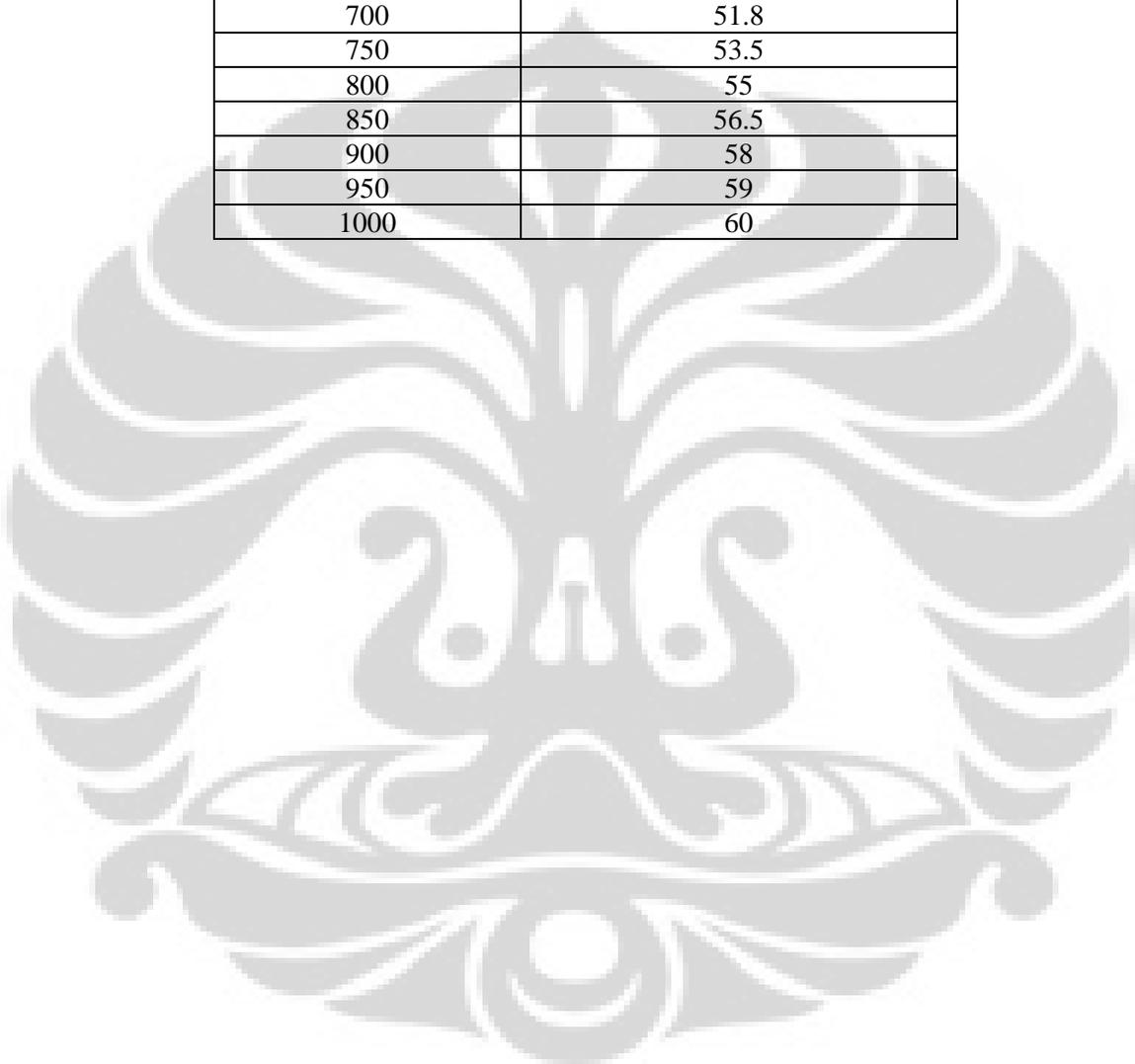
LAMPIRAN

LAMPIRAN 1. HASIL PERHITUNGAN KAPASITAS LAJU ALIR PIPA DAN INVENTORI BERDASARKAN TEKANAN PENGIRIMAN MAKSIMUM DI MASING_MASING TITIK SUPLAI DAN TEKANAN PENERIMAAN YANG BERBEDA

Tekanan Pengiriman (psig)	Laju Alir (MMSCFD)	Inventori (MMSCF)
450	718.965	781.172
600	702.419	803.118
700	688.406	820.196
800	671.821	839.039
900	652.457	859.514
1000	630.054	881.514
1100	604.272	904.961
1200	574.66	924.824

LAMPIRAN 2. HASIL PERHITUNGAN LINEPACK DARI JARINGAN PIPA GAS BAWAH LAUT NATUNA - SINGAPURA

Tekanan Sistem (psig)	Linepack (MMSCFD/100 psig)
550	45.2
600	47.6
650	49.9
700	51.8
750	53.5
800	55
850	56.5
900	58
950	59
1000	60



LAMPIRAN 3. HASIL PERHITUNGAN SURVIVAL TIME JIKA TERJADI GANGGUAN SUPLAI PADA PT. A

Waktu (jam)	Tekanan Minimum (psig)	Tekanan pada saat suplai normal (psig)	Tekanan pada saat suplai PT.A terhenti (psig)	Waktu (jam)	Tekanan Minimum (psig)	Tekanan pada saat suplai normal (psig)	Tekanan pada saat suplai PT.A terhenti (psig)
1	450	1003.89	1000.01	31	450	713.097	726.886
2	450	1003.88	999.965	32	450	698.975	714.902
3	450	1003.67	999.41	33	450	684.585	702.827
4	450	1002.71	997.436	34	450	669.923	690.655
5	450	1000.45	993.662	35	450	654.945	678.381
6	450	996.707	988.255	36	450	639.537	666.012
7	450	991.563	981.548	37	450	623.743	653.564
8	450	985.187	973.854	38	450	608.316	641.062
9	450	977.769	965.423	39	450	592.652	628.55
10	450	969.483	956.438	40	450	576.743	615.992
11	450	960.476	947.032	41	450	560.53	603.069
12	450	950.867	937.301	42	450	543.99	589.918
13	450	940.752	927.313	43	450	527.114	576.562
14	450	930.203	917.119	44	450	509.838	562.999
15	450	919.275	906.754	45	450	492.287	549.238
16	450	908.015	896.243	46	450	474.369	535.263
17	450	896.456	885.605	47	450	455.898	521.058
18	450	884.621	874.854	48	450	450	506.6
19	450	872.529	864	49	450	450	491.873
20	450	860.195	853.05	50	450	450	476.834
21	450	847.638	842.01	51	450	450	461.447
22	450	834.872	830.883	52	450	450	450
23	450	821.917	819.668	53	450	450	450
24	450	808.783	808.367	54	450	450	450
25	450	795.475	796.982	55	450	450	450
26	450	782.014	785.512	56	450	450	450
27	450	768.422	773.957	57	450	450	450
28	450	754.721	762.316	58	450	450	450
29	450	740.928	750.59	59	450	450	450
30	450	727.056	738.781	60	450	450	450

LAMPIRAN 4. HASIL PERHITUNGAN SURVIVAL TIME JIKA TERJADI GANGGUAN SUPLAI PADA PT. B

Waktu (jam)	Tekanan Minimum (psig)	Tekanan pada saat suplai normal (psig)	Tekanan pada saat suplai PT.B terhenti (psig)	Waktu (jam)	Tekanan Minimum (psig)	Tekanan pada saat suplai normal (psig)	Tekanan pada saat suplai PT.B terhenti (psig)
1	450	1000	1003.89	25	450	757.332	752.489
2	450	999.723	1003.77	26	450	744.001	736.935
3	450	997.884	1002.71	27	450	730.543	721.142
4	450	993.8	999.875	28	450	716.948	705.026
5	450	987.779	995.188	29	450	703.206	688.563
6	450	980.276	988.908	30	450	689.315	671.605
7	450	971.659	981.327	31	450	675.271	653.542
8	450	962.201	972.668	32	450	661.067	635.633
9	450	952.119	963.122	33	450	646.684	618.107
10	450	941.544	952.837	34	450	632.11	600.348
11	450	930.579	941.932	35	450	617.3	582.258
12	450	919.298	930.497	36	450	602.223	563.835
13	450	907.761	918.607	37	450	586.742	545.076
14	450	896.009	906.32	38	450	570.68	525.908
15	450	884.073	893.68	39	450	554.172	506.281
16	450	871.973	880.727	40	450	537.734	486.135
17	450	859.727	867.493	41	450	521.572	465.413
18	450	847.347	854.004	42	450	505.146	450
19	450	834.84	840.278	43	450	488.41	450
20	450	822.214	826.323	44	450	471.327	450
21	450	809.47	812.116	45	450	453.862	450
22	450	796.61	797.628	46	450	450	450
23	450	783.634	782.854	47	450	450	450
24	450	770.542	767.803	48	450	450	450

LAMPIRAN 5. HASIL PERHITUNGAN SURVIVAL TIME JIKA TERJADI GANGGUAN SUPLAJ PADA PT. C

Waktu (jam)	Tekanan Minimum (psig)	Tekanan pada saat suplai normal (psig)	Tekanan pada saat suplai PT.C terhenti (psig)	Waktu (jam)	Tekanan Minimum (psig)	Tekanan pada saat suplai normal (psig)	Tekanan pada saat suplai PT.C terhenti (psig)
1	450	1000.01	1003.89	37	450	813.955	804.657
2	450	999.989	1003.89	38	450	807.72	797.188
3	450	999.74	1003.79	39	450	801.405	789.651
4	450	998.806	1003.32	40	450	795.02	782.061
5	450	996.926	1002.16	41	450	788.583	774.421
6	450	994.143	1000.21	42	450	782.141	766.73
7	450	990.615	997.472	43	450	775.765	758.989
8	450	986.503	994.042	44	450	769.431	751.198
9	450	981.943	990.021	45	450	763.177	743.357
10	450	977.04	985.501	46	450	756.625	735.467
11	450	971.874	980.563	47	450	749.913	727.527
12	450	966.502	975.275	48	450	743.152	719.535
13	450	960.969	969.692	49	450	736.345	711.489
14	450	955.309	963.86	50	450	729.488	703.387
15	450	949.555	957.815	51	450	722.58	695.227
16	450	943.722	951.584	52	450	715.628	687.008
17	450	937.828	945.192	53	450	708.644	678.73
18	450	931.884	938.656	54	450	701.635	670.393
19	450	925.898	931.988	55	450	694.607	661.995
20	450	919.876	925.2	56	450	687.557	653.531
21	450	913.82	918.301	57	450	680.483	645.001
22	450	907.733	911.304	58	450	673.381	636.399
23	450	901.616	904.221	59	450	666.249	627.723
24	450	895.47	897.073	60	450	659.083	618.971
25	450	889.299	889.886	61	450	651.878	610.139
26	450	883.103	882.68	62	450	644.633	601.225
27	450	876.884	875.477	63	450	637.346	592.224
28	450	870.645	868.302	64	450	630.013	583.131
29	450	864.388	861.172	65	450	622.635	573.946
30	450	858.116	854.039	66	450	615.207	564.663
31	450	851.83	846.911	67	450	607.729	555.279
32	450	845.533	839.781	68	450	600.198	545.788
33	450	839.219	832.714	69	450	592.614	536.183
34	450	832.887	825.765	70	450	584.973	526.454
35	450	826.564	819.018	71	450	577.274	516.596
36	450	820.258	812.021	72	450	569.516	506.603

Waktu (jam)	Tekanan Minimum (psig)	Tekanan pada saat suplai normal (psig)	Tekanan pada saat suplai PT.C terhenti (psig)
73	450	561.696	496.47
74	450	553.812	486.188
75	450	545.862	475.753
76	450	537.844	465.157
77	450	529.75	454.39
78	450	521.58	450
79	450	513.334	450
80	450	505.007	450
81	450	496.598	450
82	450	488.101	450
83	450	479.515	450
84	450	470.835	450
85	450	462.056	450
86	450	453.172	450
87	450	450	450
88	450	450	450
89	450	450	450
90	450	450	450

**NERACA GAS
REGION KEPULAUAN RIAU
1 JANUARI 2010**

MMSCFD @ 1000 MMBTUD

U R A I A N	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
I. DEMAND :																
A. CONTRACTED :																
Ekspor (Gas Pipa)	575	575	657	697	646	621	634	630	610	378	318	280	245	117	76	80
Pupuk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industri Non Pupuk	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	30	30	30	0	0
Listrik	15	39	52	52	61	61	61	64	65	65	30	30	30	0	0	0
TOTAL (I.A)	640	664	760	799	757	732	745	744	725	493	348	311	275	117	76	80
B. COMMITTED :																
Ekspor (Gas Pipa)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Listrik	36	36	36	36	36	36	36	36	50	50	70	43	43	13	13	13
Industri Non Pupuk	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	80	80	80	80	80	80
TOTAL (I.B)	66	80	80	150	123	123	93	93	93							
C. POTENTIAL :																
Confirmed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prospek demand	4	5	5	6	6	6	6	7	7	7	8	8	9	9	10	10
TOTAL (I.C)	4	5	5	6	6	6	6	7	7	7	8	8	9	9	10	10
TOTAL I	710	735	831	871	829	804	818	817	813	581	506	442	407	219	178	183
II. SUPPLY :																
A. EXISTING SUPPLY :																
DARI SUMSELTEG	545	551	550	544	492	511	391	314	268	242	191	172	129	73	41	35
B. PROJECT SUPPLY :																
1. On Going	0	12	85	124	109	99	163	149	132	118	97	94	89	93	76	80
2. Plan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Confr. POD sedang diproses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. Confr. POD belum diusulikan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Project Supply	0	12	85	124	109	99	163	149	132	118	97	94	89	93	76	80
C. POTENTIAL SUPPLY :																
TOTAL	610	628	700	733	666	675	619	528	463	425	353	265	218	166	117	115
TOTAL II.A + II.B + II.C	610	628	700	733	666	675	619	528	1463	1425	1353	1265	1218	1166	1117	1115
III. BALANCE :																
II.A - I.A	(30)	(49)	(145)	(199)	(200)	(156)	(289)	(365)	(394)	(186)	(92)	(139)	(146)	(44)	(35)	(44)
(II.A + II.B) - (I.A)	(30)	(36)	(60)	(66)	(91)	(57)	(126)	(216)	(262)	(69)	5	(46)	(57)	49	41	35
(II.A + II.B) - (I.A + I.B)	(96)	(102)	(126)	(132)	(157)	(123)	(192)	(282)	(342)	(149)	(145)	(169)	(181)	(44)	(52)	(58)
TOTAL II - TOTAL I	(100)	(107)	(131)	(138)	(163)	(129)	(198)	(289)	650	844	847	823	811	947	938	932

