



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KEEKONOMIAN DAN PENGEMBANGAN PEMBANGKIT  
LISTRIK ENERGI DINGIN YANG TERINTEGRASI DENGAN  
FSRU**

**TESIS**

**DECKY AMBARBAWONO**

**0906496112**

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



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KEEKONOMIAN DAN PENGEMBANGAN PEMBANGKIT  
LISTRIK ENERGI DINGIN YANG TERINTEGRASI DENGAN  
FSRU**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik**

**DECKY AMBARBAWONO**

**0906496112**

**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 : Decky Ambarbawono

NPM : 0906496112

Tanda Tangan: 

Tanggal : Juni 2011

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Decky Ambarbawono  
NPM : 0906496112  
Program Studi : Teknik Kimia bidang Manajemen Gas  
Judul Tesis : Keekonomian dan Pengembangan Pembangkit Listrik Energi Dingin yang Terintegrasi dengan FSRU

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 1 : Dr. Ir. Andy Noorsaman Sommeng, DEA (.....)

Pembimbing 2 : Prof. Dr.Ir Anondho Wijanarko, M. Eng (.....)

Penguji 1 : Dr. Ir. Asep Handaya Saputra, M.Eng (.....)

Penguji 2 : Dr. Heri Hermansyah, ST, MT (.....)

Penguji 3 : Erie Soedarmo, Ph.D (.....)

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. Andy Noorsaman Sommeng, DEA dan Prof. Dr.Ir Anondho Wijanarko, 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



Decky Ambarbawono



**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

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

Nama : Decky Ambarbawono  
NPM : 0906496112  
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

**“KEEKONOMIAN DAN PENGEMBANGAN PEMBANGKIT LISTRIK  
ENERGI DINGIN YANG TERINTEGRASI DENGAN FSRU”**

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



(Decky Ambarbawono)

## ABSTRAK

Nama : Decky Ambarbawono  
Program Studi : Teknik Kimia program studi Manajemen Gas  
Judul : Keekonomian dan Pengembangan Pembangkit Listrik Energi Dingin yang Terintegrasi dengan *Floating Storage and Regasification Terminals* (FSRU)

Tesis ini merupakan kajian mengenai nilai keekonomian dari pembangkit listrik energi dingin dan upaya pengembangan supaya memiliki nilai ekonomis yang lebih baik dengan cara meningkatkan efisiensi siklus dari pembangkit listriknya. Batasan mengenai lokasi terminal yang ada di lepas pantai mendorong penelitian ini. Sehingga dibutuhkan sebuah pemanfaatan Energi dingin yang akan digunakan untuk pembangkitan listrik yang terintegrasi dengan terminal.

Dalam prosesnya energi akan digunakan sebagai pendinginan untuk meng-kondensasikan fluida kerja yang akan digunakan berupa propane dan gas alam itu sendiri sebelum dikontakkan langsung dengan air laut sebagai sumber panas menggunakan penukar panas. Proses yang ditampilkan dalam tesis ini disimulasikan dengan *software* HYSIS. Dengan menggunakan 2 fluida kerja maka energi listrik dapat dibangkitkan dari 2 turbin (*High Pressure* dan *Low Pressure*), sehingga dapat meningkatkan efisiensi dan menghasilkan energi listrik yang lebih besar.

Selain itu pemanfaatan energi ini mengurangi penurunan suhu air laut yang digunakan dalam proses regasifikasi secara signifikan. Karena sumber energi bukan berasal dari energi fosil maka pembangkit ini nol emisi CO<sub>2</sub> sehingga merupakan energi ramah lingkungan.

Analisis resiko kepastian investasi yang digunakan dalam tesis ini menggunakan *software* Crystal Ball. Dan kelayakan ekonomi berdasarkan parameter-parameter yaitu nilai bersih sekarang (NPV), *Internal rate of return* (IRR), periode pengembalian (*Payback Period*), dan *Benefit Cost Ratio* (BCR).

Kata Kunci: Energi dingin, *Offshore receiving terminal*, Propane, Gas alam, LNG, nol Emisi CO<sub>2</sub>, Energi ramah lingkungan, analisis resiko, Kelayakan ekonomi

## ABSTRACT

Name : Decky Ambarbawono  
Study Program: Chemical Engineering Majoring Gas Management  
Title : Economics and Development Integrated Cold Energy Powerplant with Floating Storage and Re-gasification Terminals (FSRU)

This thesis is a study of economic value of cold energy powerplant and development of this powerplant to increase the economic value by increasing powerplant's cycle efficiency. The boundary is location of LNG terminal that located on offshore will encourage this research. With that reason, it needs to develop a utilization of cold energy that will be used to generate power integrated with terminal.

On the process cold energy will be used as cooler for condensation working fluid that using propane and natural gas itself before directly contact with seawater as a heat source at heat exchanger. Process on this thesis will simulate using HYSIS software. With Utilising 2 (two) working fluid then electrical power may be generate from 2 (two) turbine (High Pressure and Low Pressure) that will increase powerplant cycle efficiency and produce more electrical power.

In the other hand, utilization of this energy significantly decrease temperature of seawater that use on regasification process. Because the source of energy not from fossil then this powerplant is zero CO<sub>2</sub> emission so it can be determined as environment friendly power.

Return of Investment analysis use on this thesis using Crystal Ball software. And economics feasibility based on parameters as Net Presentt Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period and Benefit Cost Ratio (BCR).

Keywords: *Cold Energy, Offshore receiving terminal, Propane, Natural Gas, LNG, Zero CO<sub>2</sub> Emissions, Environment Friendly power, Risk analysis, Economics feasibility*



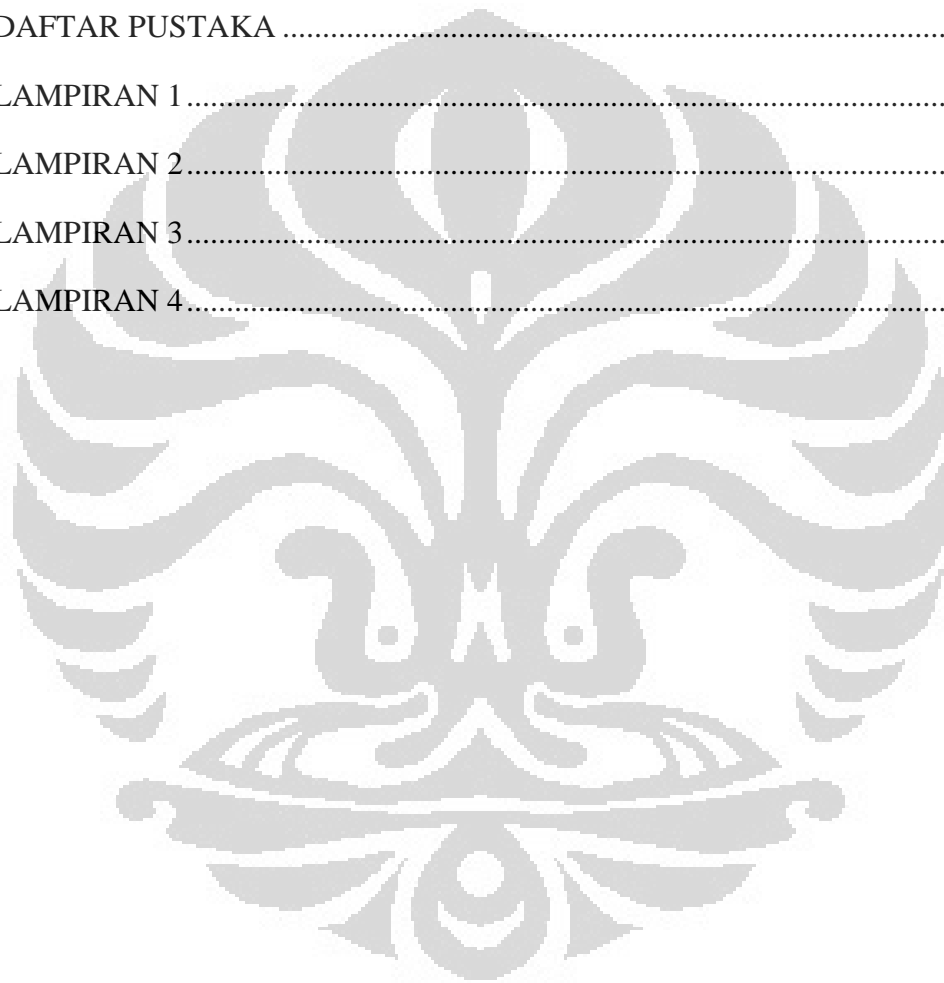
## DAFTAR ISI

DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR .....	xii
DAFTAR TABEL.....	xv
BAB 1    PENDAHULUAN .....	1
1.1    Latar Belakang .....	1
1.2    Rumusan Penelitian.....	2
1.3    Tujuan Masalah .....	3
1.4    Batasan Penelitian .....	3
1.5    Sistematika Penulisan.....	4
BAB 2    DASAR TEORI.....	5
2.1    Siklus Ekspansi Rankine .....	5
2.1.1    Analisis energi untuk siklus Rankine ideal .....	6
2.1.2    Siklus Ekspansi Rankine pada kondisi aktual.....	7
2.1.3    Mengoptimalkan kinerja dari pembangkit dengan siklus rankine ....	9
2.1.3.1    Menurunkan tekanan dari kondenser.....	10
2.1.3.2    Memanaskan uap ke suhu yang lebih tinggi.....	10
2.1.3.3    Menaikan tekanan <i>boiler</i> .....	11
2.2    FSRU ( <i>Floating Storage and Regasification Terminal</i> ) .....	12
2.2.1    Struktur Terapung .....	13
2.2.2    Unit <i>Regasification / vaporization LNG</i> .....	14
2.2.3    Fasilitas penyimpanan LNG maupun <i>Natural Gas</i> .....	16
2.3 <i>Software</i> HYSIS 7.0 .....	17

2.4	Metode Perhitungan Keekonomian .....	18
2.4.1	Metode <i>IRR (Internal Rate of Return)</i> .....	18
2.4.2	Metode <i>NPV (Net Present Value)</i> .....	19
2.4.3	Metode <i>Payback Period (PPM)</i> .....	19
2.4.4	<i>Benefit-Cost Ratio (BCR)</i> .....	20
2.5	<i>Software Crystal ball</i> .....	21
2.5.1	Resiko dan analisis resiko .....	22
2.5.2	Simulasi Montecarlo dan Crystal ball .....	22
2.5.2.1	Simulasi Montecarlo .....	23
2.5.2.2	Peluang distribusi dan asumsi .....	23
2.5.2.3	Perkiraan-perkiraan kedepan .....	23
2.5.2.4	Kepastian .....	24
2.5.2.5	Keuntungan dari analisis monte carlo .....	24
2.6	<i>State of Art</i> penelitian .....	24
<b>BAB 3</b>	<b>METODE PENELITIAN</b> .....	<b>26</b>
3.1	Metodologi .....	26
3.2	Tahap Perancangan .....	26
3.3	Tahap Analisis .....	28
3.4	Tahap Sintesis .....	31
3.5	Kesimpulan dan rekomendasi .....	32
<b>BAB 4</b>	<b>HASIL SIMULASI DAN ANALISIS</b> .....	<b>33</b>
4.1	Simulasi proses menggunakan HYSIS .....	33
4.1.1	Simulasi dengan LNG dari Arun .....	34
4.1.1.1	Siklus kerja Pembangkit dengan LNG dari Arun .....	38
4.1.1.2	Daya Pompa .....	43
4.1.1.3	Tenaga yang dihasilkan turbin .....	44

4.1.1.4	Perubahan suhu air laut.....	45
4.1.2	Simulasi dengan LNG dari Bintulu.....	45
4.1.2.1	Siklus kerja Pembangkit dengan LNG dari Bintulu .....	48
4.1.2.2	Daya Pompa.....	51
4.1.2.3	Tenaga yang dihasilkan turbin.....	52
4.1.2.4	Perubahan suhu air laut.....	52
4.1.3	Simulasi dengan LNG dari Bontang .....	52
4.1.3.1	Siklus kerja Pembangkit dengan LNG dari Bontang.....	55
4.1.3.2	Daya Pompa.....	58
4.1.3.3	Tenaga yang dihasilkan turbin.....	59
4.1.3.4	Perubahan Suhu Air Laut.....	59
4.2	Desain FSRU dengan Pembangkit listrik.....	60
4.3	Analisis Perhitungan Keekonomian .....	61
4.3.1	Analisis Biaya .....	61
4.3.1.1	Biaya Investasi.....	62
4.3.1.2	Biaya Operasional dan Perawatan (O & M).....	63
4.3.2	Pendapatan operasional.....	65
4.3.2.1	Pendapatan hasil regasifikasi LNG.....	65
4.3.2.2	Pendapatan hasil Penjualan listrik .....	65
4.3.3	Aliran Kas .....	66
4.3.4	Perhitungan dengan metode <i>Internal Rate of Return (IRR)</i> .....	67
4.3.5	Perhitungan dengan metode <i>Net Present Value (NPV)</i> .....	68
4.3.6	Perhitungan dengan metode <i>Benefit – Cost Ratio (B/C)</i> .....	69
4.3.7	Perhitungan dengan metode <i>Pay back Period (PPM)</i> .....	69
4.4	Analisis resiko kepastian investasi .....	70
4.4.1	Perkiraan ( <i>Forecast</i> ).....	72

4.4.1.1	NPV <i>forecast</i> .....	72
4.4.1.2	IRR <i>Forecast</i> .....	73
4.4.1.3	<i>Payback Period Forecast</i> .....	74
BAB 5	KESIMPULAN DAN REKOMENDASI.....	76
5.1	Kesimpulan.....	76
5.2	Rekomendasi .....	77
	DAFTAR PUSTAKA .....	79
	LAMPIRAN 1.....	81
	LAMPIRAN 2.....	82
	LAMPIRAN 3.....	175
	LAMPIRAN 4.....	202



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Siklus Rankine ideal dan T-s Diagramnya [1] .....	5
Gambar 2.2 Deviasi antara siklus rankine aktual dengan siklus rankine ideal [1] .	8
Gambar 2.3 efek ireversibilitas pada pompa dan turbin [1].....	9
Gambar 2.4 T-s Diagram ketika tekanan kondenser diturunkan [1].....	10
Gambar 2.5 T-s Diagram suhu uap dinaikan ke suhu yang lebih tinggi [1] .....	11
Gambar 2.6 T-s Diagram dengan tekanan boiler dinaikan [1].....	11
Gambar 2.7 Gambar FSRU .....	12
Gambar 2.8 Struktur terapung FSRU.....	14
Gambar 2.9 Shell and Tube Vaporizers [5] .....	15
Gambar 2.10 Open Rack Vaporizers [5].....	15
Gambar 2.11 Spherical Tank.....	16
Gambar 2.12 Prismatic tank.....	16
Gambar 3.1 Tahapan Penelitian .....	26
Gambar 3.2 flowchart konsep pembangkit listrik energi dingin.....	27
Gambar 3.3 Teknologi Pembangkit listrik energi dingin di Senboku, jepang [4]	28
Gambar 3.4 Flowchart pemanfaatan energi dingin menggunakan HYSIS.....	30
Gambar 4.1 Skema aliran Proses untuk Simulasi HYSIS.....	33
Gambar 4.2 P-H Diagram dengan komposisi LNG dari Arun.....	34
Gambar 4.3 P-S Diagram dengan komposisi LNG dari Arun .....	34
Gambar 4.4 P-T Diagram dengan komposisi LNG dari Arun .....	35
Gambar 4.5 P-V Diagram dengan komposisi LNG dari Arun.....	35
Gambar 4.6 T-H Diagram dengan komposisi LNG dari Arun.....	35
Gambar 4.7 T-S Diagram dengan komposisi LNG dari Arun .....	36
Gambar 4.8 T-V Diagram dengan komposisi LNG dari Arun.....	36
Gambar 4.9 P-H dan P-S Diagram untuk C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> .....	37
Gambar 4.10 P-T Diagram untuk C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> .....	37
Gambar 4.11 P-V dan T-H Diagram untuk C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> .....	37
Gambar 4.12 T-S dan T-V Diagram untuk C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> .....	38
Gambar 4.13 Titik-titik yang diambil sebagai data.....	38
Gambar 4.14 siklus <i>High Pressure</i> Arun pada diagram P-H.....	39

Gambar 4.15 siklus <i>High Pressure</i> Arun pada diagram P-S.....	40
Gambar 4.16 siklus <i>High Pressure</i> Arun pada diagram P-T .....	40
Gambar 4.17 siklus <i>High Pressure</i> Arun pada diagram P-V .....	40
Gambar 4.18 siklus <i>High Pressure</i> Arun pada diagram T-H.....	41
Gambar 4.19 siklus <i>High Pressure</i> Arun pada diagram T-S .....	41
Gambar 4.20 siklus <i>High Pressure</i> Arun pada diagram T-V.....	41
Gambar 4.21 siklus <i>Low Pressure</i> Arun pada diagram P-H dan P-S .....	42
Gambar 4.22 siklus <i>Low Pressure</i> Arun pada diagram P-T.....	42
Gambar 4.23 siklus <i>Low Pressure</i> Arun pada diagram P-V dan T-H.....	42
Gambar 4.24 siklus <i>Low Pressure</i> Arun pada diagram T-S dan T-V .....	43
Gambar 4.25 Letak Pompa pada skema proses.....	44
Gambar 4.26 Letak Turbin pada skema proses .....	44
Gambar 4.27 P-H Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu.....	46
Gambar 4.28 P-S Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu.....	46
Gambar 4.29 P-T Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu .....	46
Gambar 4.30 P-V Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu.....	47
Gambar 4.31 T-H Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu.....	47
Gambar 4.32 T-S Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu .....	47
Gambar 4.33 T-V Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu.....	48
Gambar 4.34 siklus <i>High Pressure</i> Bintulu pada diagram P-H .....	49
Gambar 4.35 siklus <i>High Pressure</i> Bintulu pada diagram P-S.....	49
Gambar 4.36 siklus <i>High Pressure</i> Bintulu pada diagram P-S.....	50
Gambar 4.37 siklus <i>High Pressure</i> Bintulu pada diagram P-V .....	50
Gambar 4.38 siklus <i>High Pressure</i> Bintulu pada diagram T-H.....	50
Gambar 4.39 siklus <i>High Pressure</i> Bintulu pada diagram T-S dan T-V .....	51
Gambar 4.40 P-H Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang .....	53
Gambar 4.41 P-S Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang .....	53
Gambar 4.42 P-T Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang.....	53
Gambar 4.43 P-V Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang .....	54
Gambar 4.44 T-H Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang .....	54
Gambar 4.45 T-S Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang.....	54
Gambar 4.46 T-V Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang .....	55



Gambar 4.47 siklus <i>High Pressure</i> Bontang pada diagram P-H.....	56
Gambar 4.48 siklus <i>High Pressure</i> Bontang pada diagram P-S .....	56
Gambar 4.49 siklus <i>High Pressure</i> Bontang pada diagram P-T .....	57
Gambar 4.50 siklus <i>High Pressure</i> Bontang pada diagram P-V.....	57
Gambar 4.51 siklus <i>High Pressure</i> Bontang pada diagram T-H .....	58
Gambar 4.52 siklus <i>High Pressure</i> Bontang pada diagram T-S .....	58
Gambar 4.53 siklus <i>High Pressure</i> Bontang pada diagram T-V .....	58
Gambar 4.54 Layout FSRU tanpa Pembangkit listrik [14].....	60
Gambar 4.55 Layout FSRU dengan Pembangkit listrik .....	61
Gambar 4.56 Diagram aliran kas .....	67
Gambar 4.57 Grafik NPV <i>forecast</i> .....	72
Gambar 4.58 faktor sensitivitas NPV.....	73
Gambar 4.59 Grafik IRR <i>forecast</i> .....	73
Gambar 4.60 faktor sensitivitas IRR .....	74
Gambar 4.61 Grafik <i>Payback Period forecast</i> .....	74
Gambar 4.62 faktor sensitivitas <i>Payback period</i> .....	75

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Tabel Histori penggunaan energi dingin di senboku terminal [4] .....	25
Tabel 3.1 Tabel properti LNG dan Gas Alam.....	29
Tabel 3.2 Tabel komposisi LNG dari liquefaction Plant yang berbeda [13] .....	29
Tabel 3.3 Daftar biaya investasi [14] .....	31
Tabel 4.1 Data hasil simulasi dengan LNG dari Arun.....	39
Tabel 4.2 Data hasil simulasi dengan LNG dari Arun untuk fluida kerja C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ..	39
Tabel 4.3 Kebutuhan Daya untuk pompa untuk skema Arun .....	44
Tabel 4.4 Data hasil simulasi dengan LNG dari Bintulu .....	48
Tabel 4.5 Kebutuhan Daya untuk pompa untuk skema Bintulu .....	51
Tabel 4.6 Data hasil simulasi dengan LNG dari Bontang.....	55
Tabel 4.7 Kebutuhan Daya untuk pompa untuk skema Bontang.....	59
Tabel 4.8 Asumsi-asumsi dalam perhitungan keekonomian .....	61
Tabel 4.9 Daftar biaya investasi proyek.....	62
Tabel 4.10 Daftar biaya variabel untuk O & M .....	63
Tabel 4.11 Daftar biaya Tetap untuk O & M.....	64
Tabel 4.12 Daya keluaran untuk ketiga skema simulasi.....	66
Tabel 4.13 Data aliran kas.....	66
Tabel 4.14 Definisi Asumsi dan tipe distribusi aliran kas .....	71
Tabel 4.15 Hasil NPV, IRR dan Payback Period.....	72

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Penggunaan gas alam sebagai bahan bakar sebagai pengganti bahan bakar minyak yang sedang di program-kan oleh pemerintah akan memacu pertumbuhan permintaan dari bahan bakar gas. Gas alam merupakan sumber energi fosil yang lebih murah harganya dan lebih ramah lingkungan daripada minyak bumi yang masyarakat Indonesia biasa gunakan. Hal ini juga dipacu krisis pasokan bahan bakar minyak, dimana kita ketahui bahwa cadangan bahan minyak di dunia makin lama makin menipis. Hal ini terjadi karena ketergantungan dari penggunaan bahan bakar minyak untuk segala kegiatan manusia di seluruh dunia.

Gas alam merupakan salah satu solusi untuk mengurangi penggunaan bahan bakar minyak. Hal ini didukung pula dengan keadaan cadangan gas alam Indonesia yang melimpah sehingga mendorong program konversi ini. Pemerintah berusaha untuk memasyarakatkan penggunaan gas daripada menggunakan bahan bakar minyak. Untuk mendukung hal itu maka perlu dibangun fasilitas-fasilitas untuk menjamin distribusi gas alam ini dari sumbernya.

Pulau jawa merupakan konsumen utama untuk kebutuhan gas alam yang masih *shortage* gas dan diproyeksikan tetap dalam kurun waktu 20 tahun mendatang. Untuk perencanaan ini maka perlu dibangun *LNG receiving terminal* yang baru untuk menjamin stok gas untuk masyarakat khususnya pulau jawa sehingga tidak dalam keadaan *shortage*. Pembangunan *LNG receiving terminal* yang terletak di *onshore* perlu dipertimbangkan dari segi *constructability* dan *cost* untuk pembangunannya. Untuk dapat menampung tanker *LNG carrier* dalam ukuran besar, maka diperlukan pertimbangan pemilihan lokasi di *onshore* yang memiliki kedalaman laut minimal diatas 14 meter. Sedangkan kita ketahui bahwa topografi laut dari pantai-pantai di laut jawa yang merupakan laut dangkal sangat sedikit lokasi yang memenuhi syarat untuk kedalaman 14 meter dan lokasi tersebut biasanya sudah terdapat ORF (*Onshore Receiving Facilities*). Maka

dipilihlah *receiving terminal* dalam bentuk FSRU (*Floating Storage and regasification Terminal*).

Berdasarkan data hasil studi kelayakan untuk pembangunan *Receiving Terminal* di pulau Jawa diketahui bahwa lokasi yang paling memungkinkan untuk pembangunan FSRU adalah di lepas pantai Bojanegara, Banten. Rencananya FSRU yang akan dibangun memiliki kapasitas 400 MMSCFD dan akan menerima gas dari *liquefaction plant* yang sudah ada Bontang - Kalimantan Timur, Arun - Nanggroe Aceh Darussalam dan Bintulu - Malaysia. Ada kemungkinan juga akan mendapat pasokan gas dari Tangguh LNG - Papua dan Donggi-Senoro - Sulawesi Tengah.

Proses regasifikasi LNG yang penulis lakukan akan menghasilkan energi dingin dalam jumlah besar sesuai dengan kapasitas terminal, agar energi tersebut tidak terbuang dan mengganggu ekosistem laut maka energi ini akan dimanfaatkan untuk membangkitkan tenaga listrik. Proses energi dingin dapat digunakan untuk proses kondensasi fluida kerja yang digunakan pada satu siklus pembangkitan tenaga. Dalam tesis ini sistem yang akan penulis gunakan adalah dengan menggunakan 2 fluida kerja yaitu propane dan gas alam.

Dalam Tesis ini penulis akan membangun sebuah pembangkit listrik yang terintegrasi dengan FSRU. Pembangkit ini memanfaatkan energi dingin LNG yang akan dirubah ke natural gas. Sistem pembangkit ini sudah pernah ada di Jepang dengan nama *OSAKA process*, tetapi pembangkit tersebut hanya menggunakan satu fluida kerja dalam satu siklus yang hanya membangkitkan tenaga listrik dari satu *expander*. Sedangkan yang akan dibangun oleh penulis dalam tesis ini adalah pembangkit listrik dengan menggunakan dua fluida kerja dengan dua siklus tenaga uap yang akan menggerakkan dua buah *expander*, masing *High Pressure turbine* dan *Low Pressure Turbine*. Dengan sistem ini dapat menghasilkan energi listrik yang lebih besar dan kinerja dari pembangkit listrik energi dingin mampu ditingkatkan efisiensinya.

## 1.2 Rumusan Penelitian

- Bagaimana skema pemanfaatan energi dingin pada FSRU menjadi energi listrik

- Siklus digunakan untuk aliran proses pembangkitan tenaga listrik
- Bagaimana merancang FSRU dengan pembangkit tenaga listrik
- Berapa perkiraan biaya investasi dalam membangun pembangkit listrik energ dingin yang tergabung FSRU.
- Pertimbangan apa saja yang mendukung faktor-faktor resiko dalam investasi

### 1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan masalah dari penelitian ini adalah

- Merancang sebuah pembangkit tenaga listrik dengan menggunakan energi dingin hasil regasifikasi FSRU
- Mensimulasikan secara proses siklus kerja dari pembangkit listrik energi dingin yang tergabung dengan FSRU
- Perancangan pembangkit listrik ini dapat dihitung biaya investasi yang dikeluarkan, biaya operasional dan perawatan. Disisi lain tenaga listrik yang dihasilkan sehingga dapat dijual dan menghasilkan pendapatan.
- Memperkirakan resiko dari pembangunan proyek ini dari resiko kepastian investasi.

### 1.4 Batasan Penelitian

Batasan masalah dari tesis ini adalah sebagai berikut:

- Lokasi dari *receiving terminal* ada di *offshore*
- Penelitian ini menggunakan sampel *LNG source* hanya dari 3 *Liquefaction Plant* yaitu Bontang (Kalimantan timur), Arun (Nanggroe Aceh Darussalam) dan Bintulu (Malaysia)
- Kapasitas FSRU dapat menerima gas sampai 400 MMSCFD
- Perkiraan kondisi natural gas untuk pipeline pada tekanan 500 psig dan temperature 15 °C
- Analisa keekonomian menggunakan metode NPV, IRR, B-C ratio dan Payback period.

## 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, perumusan masalah, tujuan penulisan, batasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB 2 merupakan bab landasan teori yang membahas tentang teori yang berkaitan dengan perhitungan termodinamika siklus turbin uap, penggunaan HYSIS 7.0. teori ekonomi teknik dan analisa resiko.

BAB 3 merupakan bab metode penelitian yang berisi pembahasan mengenai penerapan penggunaan HYSIS 7.0 sebagai *process modeling* untuk pembangkit listrik, perhitungan keekonomian menggunakan formula ekonomi teknik.

BAB 4 merupakan bab simulasi program menggunakan *Process modeling* HYSIS 7.0, perancangan FSRU dengan pembangkit listrik, analisa keekonomian dan analisa resiko kepastian investasi menggunakan Crystal Ball

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.



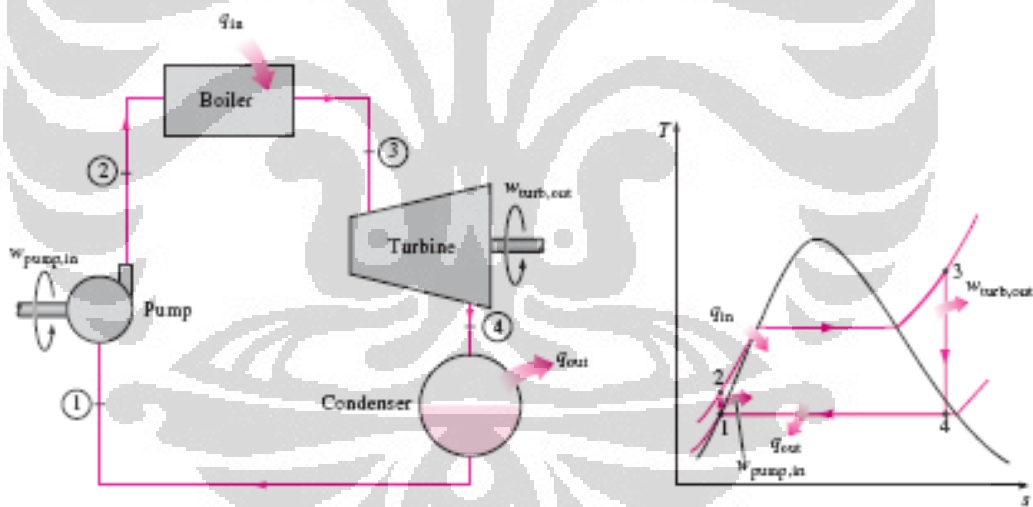
## BAB 2

### DASAR TEORI

#### 2.1 Siklus Ekspansi Rankine

Menurut Cengel dan Boles [1] Turbin uap merupakan alat mekanis yang mengambil energi panas dari uap yang bertekanan. Alat ini digunakan sebagai pembangkit listrik karena memiliki efisiensi termal yang cukup tinggi. Pembangkit listrik dengan penggerak Turbin uap menggunakan siklus Rankine dan merupakan siklus ideal dari pembangkit listrik dengan menggunakan *turbo ekspander*.

Siklus Rankine ideal merupakan sistem tertutup yang bersifat bolak-balik dan terdiri dari empat langkah proses termodinamika, yaitu:



Gambar 2.1 Siklus Rankine ideal dan T-s Diagramnya [1]

- 1-2 Proses Isentropis ketika pompa mengkompresi
- 2-3 Proses Isobarik ketika panas ditambahkan kedalam *boiler*
- 3-4 Proses Isentropis ketika ekspansi di dalam turbin uap
- 4-1 Proses Isobarik ketika panas dilepaskan melalui kondenser

Secara singkat proses dari siklus ideal turbin uap itu sendiri adalah dimana fluida kerja masuk ke pompa pada nomor 1 dalam bentuk cairan jenuh dan

dikompresikan secara isentropis ke tekanan operasi dari *boiler*. Suhu fluida kerja naik selama proses kompresi isentropis dikarenakan adanya sedikit penurunan volume spesifik dari fluida kerja. Fluida kerja masuk ke *boiler* dalam bentuk cairan yang terkompresi pada nomor 2 dan meninggalkan *boiler* pada nomor 3 dalam keadaan Uap yang dipanaskan. *Boiler* pada dasarnya merupakan alat penukar panas yang besar dan memperoleh energi panas dari mana saja seperti pembakaran gas, biomasa, reaktor nuklir maupun sumber yang lainnya yang dapat memindahkan panas ke air sebagai fluida kerja pada keadaan tekanan konstan [1]. Pada sistem *boiler* harus dapat merubah kondisi fraksi uap dari fluida kerja dari cairan ke Uap yang dipanaskan.

Uap yang dipanaskan pada nomor 3 masuk ke turbin dimana akan di ekspansi secara isentropis dan menghasilkan kerja dengan memutar poros yang terhubung dengan generator listrik, kemudian suhu dan tekanan turun jauh selama proses ini seperti pada nomor 4 dimana uap masuk ke kondenser. Dalam keadaan ini biasanya uap dalam keadaan 2 fasa campuran antara cairan dan uap jenuh. Uap di kondensasikan dalam keadaan tekanan konstan didalam kondenser, dimana pada dasarnya kondenser merupakan alat penukar panas yang besar. Dengan cara melepaskan panas ke medium pendinginan seperti danau, sungai, laut atau ke udara bebas [1], maka uap meninggalkan kondenser dalam keadaan cairan jenuh, masuk kembali ke pompa dan langkah satu siklus rankine.

Pada diagram T-s terlihat bahwa area dibawah kurva proses memperlihatkan perpindahan panas yang terjadi untuk proses internal secara bolak-balik. Pada area dibawah kurva pada proses 2-3 menunjukkan perpindahan panas pada air didalam *boiler* dan area dibawah kurva pada proses 4-1 dan panas yang dibuang didalam kondenser. Perbedaan antara 2 (area tertutup dalam kurva siklus) merupakan kerja yang dihasilkan selama proses.

### **2.1.1 Analisis energi untuk siklus Rankine ideal**

Ada empat komponen utama yang tergabung dalam siklus rankine yaitu pompa, *boiler*, turbin dan kondenser. Keempat komponen tersebut merupakan alat-alat yang *steady flow*. Keempat proses dalam siklus rankine dapat dianalisa sebagai proses *steady flow*.

Perubahan energy kinetik dan potensial pada uap pengaruhnya kecil terhadap kerja dan perpindahan panas sehingga dapat diabaikan. Kemudian persamaan energi untuk keadaan *steady state* per satuan massa uap adalah

$$(q_{in} - q_{out}) + (w_{in} - w_{out}) = h_e - h_i \quad (Kg / KJ) \quad \dots (2.1)$$

*Boiler* dan kondenser tidak melibatkan kerja apapun, sedangkan pompa dan turbin diasumsikan bekerja dalam keadaan isentropis. Maka hubungan konservasi energi setiap alat tersebut adalah:

Pada pompa ( $q = 0$ )  $w_{pump,in} = h_2 - h_1 \quad \dots (2.2)$

Atau,  $w_{pump,in} = v(P_2 - P_1) \quad \dots (2.3)$

Dimana,  $h_1 = h_{f@P_1}$  dan  $v \cong v_1 = v_{f@P_1} \quad \dots (2.4)$

*Boiler* ( $w = 0$ )  $q_{in} = h_3 - h_2 \quad \dots (2.5)$

Turbin ( $q = 0$ )  $w_{turb,out} = h_3 - h_4 \quad \dots (2.6)$

*Condenser* ( $w = 0$ )  $q_{out} = h_4 - h_1 \quad \dots (2.7)$

Maka efisiensi termal dari sebuah siklus rankine adalah

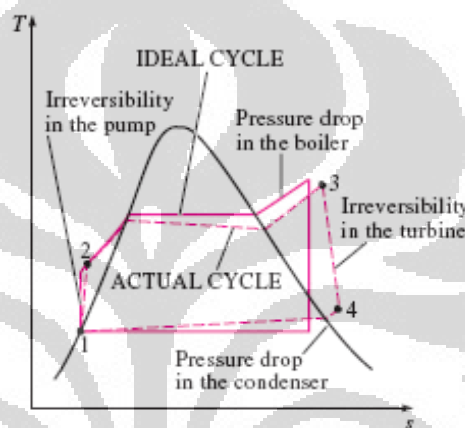
$$\eta_{th} = \frac{w_{net}}{q_{in}} = 1 - \frac{q_{out}}{q_{in}} \quad \dots (2.8)$$

Dimana,  $w_{net} = q_{in} - q_{out} = w_{turb,out} - w_{pump,in}$

### 2.1.2 Siklus Ekspansi Rankine pada kondisi aktual

Seperti yang dijelaskan diatas bahwa efisiensi dari siklus ini sering di hitung dengan mengabaikan dari irreversibilitas perpindahan panas dari sistem tersebut. Jika kondenser mempunyai ukuran yang tak terhingga maka suhu pada nomer 1 bisa jadi sama dengan suhu lingkungan. Dan jika pompa dan turbin

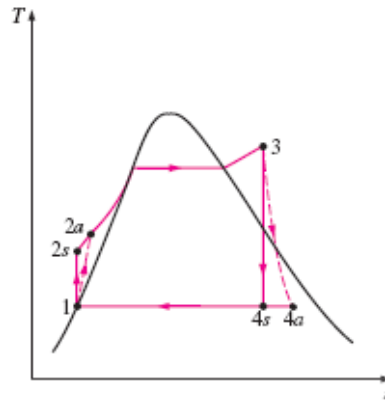
keduanya bekerja dalam keadaan reversible maka proses 3-4 dan 1-2 akan menjadi proses isentropis. Siklus tenaga uap yang aktual berbeda dengan siklus Rankine ideal. Lalu, untuk mesin dengan kondisi yang reversibel maka kerja keluaran maksimal adalah hasil penjumlahan dari jumlah panas yang di suplai dan panas yang terbuang [2]. Jika kondisi siklus tidak reversibel dikarenakan efisiensi dari pompa dan turbin maka perbedaan antara entropi pada keadaan 4 dan 1 akan lebih besar daripada perbedaan pada keadaan 2 dan 3 dan panas yang dikeluarkan akan lebih besar dari siklus ideal.



**Gambar 2.2** Deviasi antara siklus rankine aktual dengan siklus rankine ideal [1]

Gesekan fluida menyebabkan terjadinya penurunan tekanan dalam *boiler*, kondenser dan sistem perpipaan. Hasilnya uap yang meninggalkan *boiler* akan mengalami penurunan tekanan. Hal itu juga terjadi pada tekanan pada masukan turbin karena terjadi penurunan tekanan pada sistem pipa yang menghubungkan antara *boiler* dan turbin. Penurunan tekanan pada kondenser biasanya sangat kecil. Untuk mengatasi penurunan tekanan ini, maka fluida kerja harus di pompakan pada tekanan yang lebih tinggi dibandingkan kebutuhan pada siklus ideal. Hal ini akan memerlukan pompa dengan daya yang lebih besar.

Sumber yang lain yang menjadi penyebab utama siklus uap menjadi tidak bolak-balik adalah panas yang terlepas dari uap ke lingkungan dan peralatan yang melewati banyak komponen. Untuk mempertahankan turbin yang menghasilkan kerja seperti yang diharapkan, maka diperlukan solusi yaitu kebutuhan energi panas yang lebih besar ke dalam *boiler*. Dan ini akan menurunkan efisiensi dari siklus.



Gambar 2.3 efek ireversibilitas pada pompa dan turbin [1]

Irrevesibilitas juga terjadi pada pompa dan turbin, pompa membutuhkan daya motor yang lebih besar di sisi lain turbin menghasilkan tenaga yang lebih kecil. Dalam kondisi ideal, aliran melewati pompa dan turbin ini merupakan proses isentropis. Maka deviasi yang terjadi pada pompa dan turbin di kondisi actual dapat diperhitungkan menggunakan efisiensi isentropis seperti dibawah dimana 2a dan 4a merupakan kondisi aktual dari keluaran pompa dan turbin.

$$\eta_{pump} = \frac{w_s}{w_a} = \frac{h_{2s} - h_1}{h_{2a} - h_1} \quad \dots (2.9)$$

Dan,

$$\eta_{turb} = \frac{w_s}{w_a} = \frac{h_3 - h_{4a}}{h_3 - h_{4s}} \quad \dots (2.10)$$

Faktor lainnya yang perlu untuk dipertimbangkan dalam analisis siklus turbin uap. Kerugian yang terjadi akibat gesekan mekanis pada bagian-bagian yang bergerak. Uap juga dimungkinkan bocor selama siklus terjadi. Akhirnya daya yang dibutuhkan harus mempertimbangkan semua faktor untuk mengevaluasi kinerja keseluruhan dari pembangkit listrik.

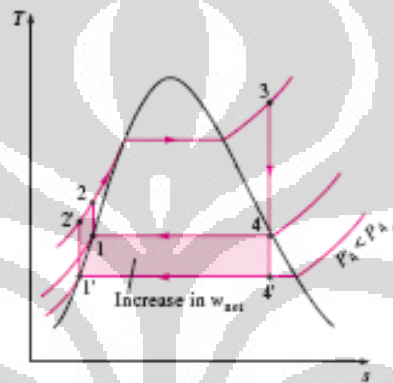
### 2.1.3 Mengoptimalkan kinerja dari pembangkit dengan siklus rankine

Pembangkit listrik dengan siklus rankine banyak dipakai di seluruh dunia untk memproduksi listrik. Oleh karena itu banyak usaha untuk meningkatkan efisiensi dari siklus dimana pembangkit listrik tenaga uap ini beroperasi. Cara-

cara yang dapat meningkatkan efisiensi dari siklus tenaga uap adalah sebagai berikut

### 2.1.3.1 Menurunkan tekanan dari kondenser

Uap yang didalam kondenser dalam keadaan campuran jenuh antara uap dan cairan pada suhu saturasi, hal ini berhubungan dengan tekanan yang ada didalam kondenser. Oleh karena itu, dengan cara menurunkan tekanan operasi dari kondenser akan secara otomatis menurunkan suhu dari uap dan akan mengurangi panas yang akan terbuang.



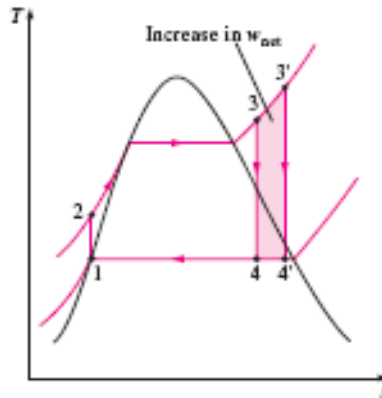
Gambar 2.4 T-s Diagram ketika tekanan kondenser diturunkan [1]

Pengaruh dari penurunan tekanan pada kondenser pada siklus ideal rankine digambarkan seperti gambar diatas. Area yang diberi warna merah memperlihatkan kenaikan kerja yang dihasilkan dengan adanya penurunan tekanan dari condenser. Pengaruhnya secara keseluruhan adalah dapat meningkatkan efisiensi termal dari siklus.

### 2.1.3.2 Memanaskan uap ke suhu yang lebih tinggi

Suhu rata-rata dimana panas yang dipindahkan ke uap dapat dinaikan tanpa menaikkan tekanan dari boiler dengan cara memanaskan uap ke suhu yang lebih tinggi.





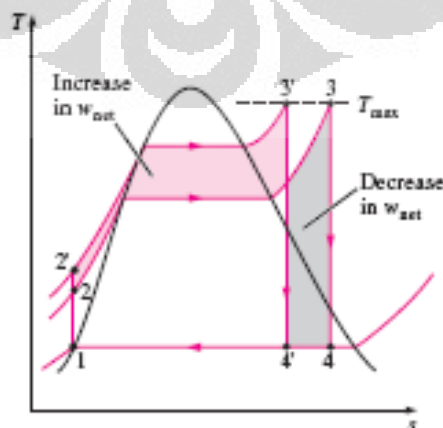
Gambar 2.5 T-s Diagram suhu uap dinaikan ke suhu yang lebih tinggi [1]

Pengaruh menaikkan suhu dari uap terlihat pada diagram T-s diatas, area yang berwarna merah menunjukkan kenaikan dari kerja yang dihasilkan sedangkan area dibawah kurva 3-3' memperlihatkan kenaikan dari energi panas yang diberikan. Kemudian kedua faktor itu yang menjadi penyebab kenaikan suhu uap ke suhu yang lebih tinggi. Pengaruh secara keseluruhan akan meningkatkan efisiensi termal dari siklus tenaga uap ini.

Di sisi lain dengan menaikkan suhu uap ke suhu yang lebih tinggi akan menurunkan kadar kelembaban dari uap pada keluaran turbin, yang berarti akan meningkatkan kualitas dari uap.

### 2.1.3.3 Menaikan tekanan boiler

Cara lain untuk meningkatkan suhu rata-rata selama proses penambahan energi panas adalah dengan cara menaikkan tekanan operasi dari boiler, yang mana akan secara otomatis meningkatkan suhu dimana proses pendidihan terjadi.

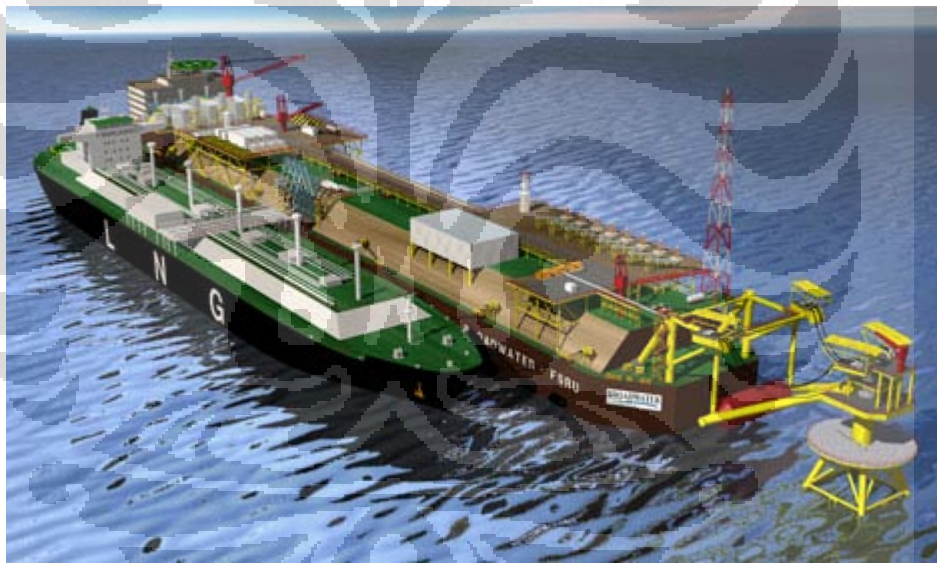


Gambar 2.6 T-s Diagram dengan tekanan boiler dinaikan [1]

Pengaruh kenaikan tekanan *boiler* pada kinerja siklus tenaga uap dapat dilihat pada diagram T-s diatas dengan area yang berwarna merah. Dengan meningkatnya suhu rata-rata dimana energi panas dipindahkan ke dalam uap kemudian akan meningkatkan efisiensi termal dari siklus tenaga uap.

## 2.2 FSRU (*Floating Storage and Regasification Terminal*)

FSRU merupakan terminal penerimaan LNG lepas pantai dengan menggunakan struktur utamanya terapung. Pembangunan terminal penerimaan LNG bertujuan untuk memberikan infrastruktur penting yang menghubungkan antara *LNG carrier / Tanker* dengan Jalur Pipa gas alam. terminal penerimaan LNG ini merupakan bagian dari *supply chain* gas alam yang memfasilitasi penyaluran gas alam dari ladang-ladang gas yang jauh dari konsumen.



Gambar 2.7 Gambar FSRU

Berbagai macam proses dan prosedur yang terjadi dalam terminal LNG, baik dari *LNG tanker* atau terminal itu sendiri sebelum gas alam disalurkan ke konsumen : merapatnya *LNG tanker*, bongkar muatan dari *LNG tanker*, kemungkinan penyimpanan LNG, *vaporization LNG* dan interkoneksi dengan jalur pipa gas alam [5].

Terminal LNG lepas pantai harus memiliki kapasitas penyimpanan yang memadai dalam arti terminal harus dapat memberikan suplai gas alam pada *base*

*load operation* secara kontinu dan konstan. Terminal juga harus dapat mencukupi suplai gas pada saat-saat permintaan akan gas alam mencapai puncak. Kapasitas dari tanker sejenis yang datang dibagi dengan kapasitas pengiriman gas alam dari terminal harus sebanding dengan jarak waktu rata-rata antar tanker supaya dapat menyalurkan gas alam secara kontinu.

$$Capacity \div SendOut = \overline{\Delta t} \quad \dots (2.11)$$

Sedangkan di lain sisi, jumlah minimum dari kapasitas terminal penyimpanan yang dibutuhkan untuk beroperasi secara kontinu adalah sama dengan volume rata-rata dari *LNG tanker* yang datang ke terminal. Selama kita tidak dapat mengharapkan bahwa *supply chain* berjalan kontinu dan konstan maka dalam perancangan diperlukan kapasitas volume tambahan untuk terminal penyimpanan, hal ini diperlukan untuk mengatasi keterlambatan pada pengkapalan dan keterlambatan pada saat mengisi muatan atau bongkar muatan. Kebanyakan terminal dirancang untuk dua atau tiga kali volume dari tanker tipikal, untuk mengatur bila terjadi variasi dalam hal permintaan dan penawaran.

Didalam FSRU memiliki bermacam-macam elemen proses yang harus ditempatkan dalam satu struktur yang terapung. Dalam setiap bagian yang paling penting dari proses dan infrastruktur akan dirancang dengan macam teknologi dan disiplin ilmu. Elemen-elemen itu adalah

- Struktur utama, FSRU struktur utamanya terapung seperti kapal ukuran besar (*Floating Structure*)
- Unit *Regasification / Vaporization* LNG
- Fasilitas penyimpanan yang terintegrasi (untuk LNG maupun Gas alam)

### **2.2.1 Struktur Terapung**

Kedalaman laut untuk lokasi terminal terapung biasanya menjadi salah satu variable untuk menentukan struktur utama dari terminal LNG. Untuk struktur terapung yang menggunakan kapal minimal harus ada di kedalaman 38 feet ditambah sekitar 5 feet untuk memberikan jarak yang mencukupi untuk

melakukan manuver. Ini bisa diartikan bahwa jarak minimal yang dibutuhkan untuk menempatkan sebuah terminal LNG terapung sekitar 40 feet atau 14 meter dari dasar laut [5].



**Gambar 2.8 Struktur terapung FSRU**

Pada saat ini jarak maksimal kedalaman laut untuk posisi terminal LNG terapung belum ada yang terpenting adalah kedalaman laut cukup aman dan dan pertimbangan keekonomian operasional yang tergantung pada geometri dari dasar laut, jarak terminal LNG dari pantai, gelombang laut dan banyak faktor lain.

Pertimbangan jarak dari pantai untuk sebuah LNG terminal menjadi salah satu faktor terkait dengan masalah keekonomian. Panjang jalur pipa bawah laut yang digunakan untuk sangat tergantung pada jarak ini, semakin jauh jaraknya dari bibir pantai maka akan semakin panjang pula jalur pipa yang digunakan. Sedangkan pipa bawah laut yang digunakan harus memiliki insulasi untuk menjaga kondisi properti dari gas alam tetap tidak mengalami perubahan setelah melewati proses regasifikasi di terminal. Oleh karena akan semakin panjang pula insulasi yang digunakan untuk menjamin gas alam sampai ke *shorebase* tidak akan terbentuk *hydrate*.

### **2.2.2 Unit *Regasification* / *vaporization* LNG**

Salah satu proses utama dalam penyaluran LNG ke pasar adalah regasifikasi LNG. LNG disimpan dalam keadaan tekanan atmosfer, dan dipompakan ke *vaporization* unit dimana energi panas ditambahkan ke LNG untuk mengubah fase LNG dari cair ke gas dan dapat dialirkan melalui jalur pipa gas dengan suhu yang tidak pada kondisi *cryogenic*. Ada beberapa sumber panas

yang akan digunakan untuk regasifikasi LNG biasanya menggunakan air laut atau menggunakan udara [5].



**Gambar 2.9 Shell and Tube Vaporizers [5]**



**Gambar 2.10 Open Rack Vaporizers [5]**

Menggunakan panas dari air laut untuk menguapkan LNG menjadi gas alam adalah teknologi yang paling banyak digunakan di dunia. Ada dua tipe dari heat exchanger dengan air laut sebagai sumber panas utama adalah *open rack vaporizers (ORV)* dan *shell and tube vaporizers (STV)*. Untuk menghindari pembekuan air laut maka digunakan fluida intermediate seperti *propane (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>)*

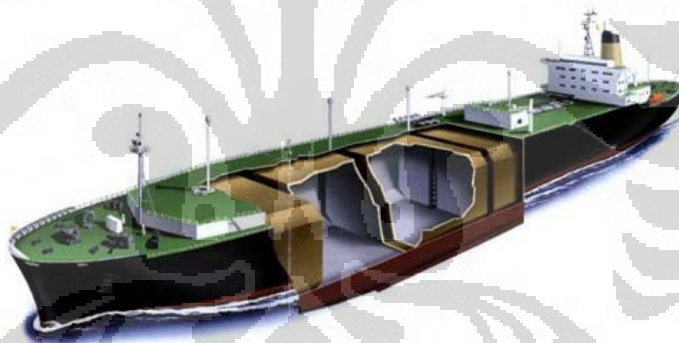


### 2.2.3 Fasilitas penyimpanan LNG maupun *Natural Gas*

Fasilitas penyimpanan LNG dan gas alam yang terintegrasi dengan FSRU yang memiliki struktur utama berupa sebuah kapal yang besar maka perancangan dari tanki-tangki penyimpanan LNG dan gas alam pada FSRU menggunakan *spherical tank*, *membrane* atau *freestanding prismatic tank*.



Gambar 2.11 Spherical Tank



Gambar 2.12 Prismatic tank

Untuk mengurangi biaya maka perancangan sebuah tanki penyimpanan diusahakan mengurangi jumlah dari tanki dan memaksimalkan jumlah penyimpanan per tanki. Maka ada beberapa tipe tanki penyimpanan untuk LNG dan gas alam menurut Tarlowski dan Sheffield [7] sebagai berikut:

- *Single containment*
- *Double containment*
- *Full containment*
- *Membrane*



*Single containment* memiliki dinding dalam yang terbuat dari 9% nickel-steel. Tanki bagian dalam ini dikelilingi oleh dinding luar yang terbuat dari baja karbon dengan *perlite insulation* yang berbentuk cincin. Batasan material baja karbon tidak dapat digunakan untuk *cryogenic* sehingga yang bisa untuk menyimpan hanya bagian dalam. Tapi bagaimanapun tanki tetap dikelilingi oleh parit /celah luar untuk kasus yang darurat bila terjadi kebocoran.

*Double containment* pada prinsipnya sama dengan *single containment*, tetapi ada tambahan diluar parit ada dinding luar yang terbuat dari beton pra-tegang. Kemudian jika tanki bagian dalam mengalami kebocoran maka dinding terluar dapat mengatasi material *cryogenic*. Dinding luar tambahan ini akan menambah biaya dari tanki tapi dapat meminimalkan ruang karena daerah untuk parit ditiadakan. Jika terjadi kebocoran cairan akan tertampung dan uap nya akan keluar melalui *annular gap* [7].

*Full containment* adalah yang menempatkan *annular gap* diantara tanki bagian dalam dan tanki bagian luar dan dalam keadaan terkunci. Pada umumnya tipe tanki ini memiliki atap dari beton pra-tegang seperti pada dinding luar. Jadi atap dan dinding terluar dapat menampung cairan *cryogenic* dan uap.

Sedangkan tanki tipe *membrane* adalah tanki yang terbuat dari beton pra-tegang dengan lapisan bagian dalam insulasinya dilapisi oleh *stainless steel* tipis. Dalam kasus ini tanki dapat menerima beban hidrostatik yang diterima dari *membrane* dan insulasi [7].

Fungsi fasilitas penyimpanan LNG dan gas alam yang tergabung dalam FSRU ini adalah untuk menjamin pasokan gas alam yang kontinu dan konstan. Karena dalam kondisinya terdapat banyak keterlambatan termasuk keterlambatan waktu pengkapalan, keterlambatan karena mengisi muatan dan bongkar muatan dan keterlambatan karena cuaca yang buruk.

### **2.3 Software HYSIS 7.0**

Dalam perhitungan simulasi ini penulis menggunakan *software* HYSIS 7.0 untuk membangun pemodelan proses dan perhitungan pembangkit listrik energi dingin pada FSRU. *Software* HYSIS 7.0 ini dibangun oleh Aspen tech mulai pada

tahun 2004. Awalnya HYSIS dibangun oleh perusahaan Hyprotech. HYSIS dibuat berdasarkan prinsip-prinsip dasar sebagai berikut [10]:

- Konsep model tunggal
- Membuat konsep yang dibangun secara lebih teliti
- Penggunaan kembali data simulasi
- Paling baik penggunaannya untuk pemodelan proses
- Memberikan *environment* yang terbuka dan dapat disesuaikan

Software ini dalam pengembangannya dimana termasuk HYSIS 3.01 dan 3.1 adalah berdasarkan prinsip-prinsip dasar seperti diatas, dikembangkan dan dibangun dengan landasan itu. HYSIS dapat digunakan sebagai *engineering platform* untuk pemodelan proses pada *upstream*, dari proses gas dan fasilitas *cryogenic*, untuk refining dan proses-proses kimia [10].

HYSIS bekerja sama dengan COMThermo memberikan perhitungan termodinamika secara lengkap yang sekarang ada pada industri proses. Dengan COMThermo memberikan kerangka perhitungan termodinamika yang memungkinkan dapat dibuat perhitungan secara *independent*, *extensible* dan *encapsulated* untuk digunakan selama dalam *engineering lifecycle*.

## **2.4 Metode Perhitungan Keekonomian**

Evaluasi keekonomian dari terminal LNG lepas pantai ini terutama untuk pembangkit listrik pemanfaatan energi dingin ini dapat menggunakan tiga metode : metode *IRR (Internal Rate of Return)*, metode *NPV (Net Present Value)*, Metode *Payback Period (PPM)* dan *benefit-cost ratio (BCR)*. Masing- masing metode ini akan dijabarkan dibawah.

### **2.4.1 Metode *IRR (Internal Rate of Return)***

*IRR* biasa juga disebut *economic rate of return* adalah metode yang digunakan dalam penganggaran modal dengan menghitung dan membandingkan nilai keuntungan dari sebuah investasi [11]. Dalam bentuk simpan pinjam *IRR* biasa disebut *effective interest rate*. Persamaan yang digunakan untuk perhitungan *IRR* adalah

$$\sum_i^n \left( \frac{CI_i}{(1-r)^i} \right) = \sum_i^n \left( \frac{CO_i}{(1-r)^i} \right) \quad \dots (2.12)$$

Dimana,

$CI$  = *Cash flow* masuk

$CO$  = *Cash Flow* keluar

$r$  = IRR

$n$  = periode evaluasi

Nilai IRR yang lebih tinggi dari sebuah proyek dapat berarti bahwa lebih menguntungkan untuk mengerjakan proyek tersebut. Maka nilai IRR dapat digunakan untuk me-rangking beberapa proyek-proyek kedepan untuk menjadi pertimbangan bagi perusahaan. Proyek dengan IRR lebih tinggi akan mendapat prioritas.

#### 2.4.2 Metode NPV (*Net Present Value*)

NPV adalah perbedaan antara *present value* dari *cash flow* masuk dan *present value* dari *cash flow* keluar. Fungsinya juga sama seperti IRR digunakan dalam *budget* modal untuk menghitung dan membandingkan nilai keuntungan dari sebuah investasi [11], bedanya NPV dalam bentuk mata uang sedangkan IRR dalam bentuk persentase (%). Untuk menghitung NPV dapat menggunakan persamaan seperti di bawah ini.

$$NPV = \sum_j^n \left( \frac{CI_j}{(1-r)^j} \right) - CO \quad \dots (2.13)$$

Dimana,

$j$  = periode evaluasi

#### 2.4.3 Metode *Payback Period* (PPM)

Metode *payback period* adalah menunjukkan berapa lama (dalam beberapa tahun) suatu investasi akan bisa kembali [11]. Periode *payback* menunjukkan

perbandingan antara “*initial investment*” dengan aliran kas tahunan, dengan rumus umum sebagai berikut :

$$\sum_t^n \left( \frac{CI_t}{(1-K)^t} \right) = \sum_t^n \left( \frac{CO_t}{(1-K)^t} \right) \quad \dots (2.14)$$

Dimana,

$$K = \text{discount rate}$$

#### 2.4.4 *Benefit-Cost Ratio (BCR)*

Dalam bentuk yang sederhana, *benefit cost ratio* adalah sebuah gambaran untuk mendefinisikan nilai dari sebuah proyek dibanding dengan biaya yang akan dikeluarkan untuk melakukan proyek tersebut secara keseluruhan penilaian dalam analisis *benefit-cost* [11]. Rasio ini memberikan nilai *benefit* dan *cost* yang di tampilkan dalam bentuk mata uang dan apa yang didapatkan. Dengan definisi diatas *benefit cost ratio* seharusnya ditampilkan menggunakan *present value* yang sudah memperhitungkan *discount rate*.

*Benefit cost ratio* ini juga sebagai alat untuk melakukan penilaian dari segi financial, sosial, atau bahkan sebuah kebijakan. Dengan menggunakan *benefit cost ratio* dapat memudahkan sektor usaha dan pemerintah untuk membuat sebuah keputusan tentang positif dan negatif nya dalam berinvestasi dalam proyek-proyek yang berbeda. Dengan kata lain, dapat sebagai acuan keputusan apakah proyek tersebut memiliki *benefit* atau tidak lebih banyak mana jika dibandingkan dengan biaya aktual yang dibutuhkan untuk menyelesaikan proyek tersebut.

$$BCR = \frac{PVB}{PVC} \quad \dots (2.15)$$

$$Net = PVB - PVC \quad \dots (2.16)$$

Dimana,

$$PVB = \text{Present value benefit}$$

$$PVC = \text{Present value cost}$$

Metode BCR ini cukup sederhana, bagaimanapun ada beberapa penghitungan benefit cost ratio yang mengambil pertimbangan-pertimbangan dari faktor lain yang membuat perhitungan sedikit lebih kompleks. Contoh faktor-faktor tersebut bisa seperti produksi dari pekerja secara aktual atau *production line breakdown* dapat mempengaruhi perubahan *benefit cost ratio* secara dramatis. Sektor usaha dan pemerintahan dapat mendapatkan keuntungan hanya dengan melihat proyek dari *benefit* dan *cost* ini. Karena alasan inilah metode *benefit-cost ratio* ditampilkan untuk mempresentasikan sebuah proyek untuk lebih mempermudah dalam pengambilan keputusan.

## 2.5 *Software Crystal ball*

Crystal ball adalah alat untuk menganalisis yang dapat membantu para eksekutif, analis dan lainnya untuk membuat sebuah keputusan dengan menjalankan sebuah simulasi dalam sebuah model *spreadsheet*. Perkiraan-perkiraan dari hasil simulasi ini membantu mengkuantifikasikan resiko-resiko jadi para pembuat keputusan dapat mempunyai cukup informasi yang memungkinkan untuk membuat sebuah keputusan yang bijak [9].

Proses dasar yang digunakan dalam penggunaan crystal ball adalah sebagai berikut :

1. Membuat atau membangun sebuah model *spreadsheet* yang menjelaskan kondisi yang tidak pasti.
2. Jalankan simulasinya
3. Analisa hasil simulasinya

Program ini dibangun atas dasar pemahaman bahwa Cystall ball dan pendukungnya dapat membantu untuk meminimalkan resiko dan memaksimalkan kesuksesan secara virtual dengan bermacam-macam tipe cara membuat keputusan.

### 2.5.1 Resiko dan analisis resiko

Ketidakpastian biasanya berkaitan dengan resiko, dimana resiko termasuk kemungkinan dari sebuah kejadian yang tidak diinginkan digabungkan dengan kepelikan dari sebuah masalah. Ada dua poin yang harus ada dalam pikiran ketika akan menganalisa resiko

1. Dimana resiko hadir?
2. Seberapa besar resiko yang akan terjadi?

Hampir pada setiap perubahan, baik maupun buruk akan ada resiko-resiko. Hal yang pertama dilakukan ada identifikasi resiko yang akan terjadi. Setelah mengidentifikasi resiko masukan dalam sebuah model. Model itu akan membantu mengkuantifikasikannya dalam arti menentukan apakah resiko itu akan terjadi begitu juga dengan biayanya. Untuk memutuskan apakah resiko yang diambil tersebut memang pantas untuk diambil.

Manfaat analisis resiko [9] adalah :

- Berkontribusi untuk pengambilan keputusan yang lebih baik dengan cara menguji secara cepat semua skenario yang mungkin terjadi
- Mengidentifikasi variabel mana yang sangat berpengaruh terhadap *bottom line*.
- Menampilkan ketidakpastian dalam sebuah model, yang mengarah ke komunikasi resiko yang lebih baik.

### 2.5.2 Simulasi Montecarlo dan Crystal ball

*Spreadsheet* yang digunakan untuk analisis resiko menggunakan *spreadsheet* model dan simulasi untuk menganalisa pengaruh dari pemberian input yang berbeda-beda terhadap keluaran dalam suatu sistem pemodelan. Salah satu *spreadsheet* simulasi yang digunakan adalah simulasi monte carlo dimana dapat menghasilkan nilai secara acak untuk variable-variabel yang tidak pasti berulang-ulang untuk mensimulasikan sebuah model.

### **2.5.2.1 Simulasi Montecarlo**

Simulasi montecarlo mengambil dari nama sebuah kota di Monaco, dimana disana banyak hiburan permainan casino. Permainan-permainan yang menggunakan teori peluang seperti *rouleete*, dadu dan lain lain. Kejadian yang acak dalam permainan yang menggunakan peluang ini mirip dengan bagaimana simulasi monte carlo memilih nilai variable secara acak dalam sebuah model simulasi [9]. Jika kita melempar sebuah dadu maka kita akan mengetahui bahwa kemungkinan muncul angka adalah 1,2,3,4,5, atau 6. Ini sama dengan variabel-variabel dimana diketahui rentang nilainya tetapi nilainya tidak pasti pada kejadian tertentu.

### **2.5.2.2 Peluang distribusi dan asumsi**

Untuk setiap variabel yang tidak pasti dari sebuah simulasi, kita harus menetapkan nilai yang mungkin dengan menggunakan peluang distribusi. Simulasi ini menghitung banyak scenario dari model dengan mengambil nilai dari peluang distribusi untuk variabel-variabel yang tidak pasti dan menggunakan nilai tersebut. Biasanya Crystal ball dapat menghitung simulasi ratusan hingga ribuan hanya dalam beberapa detik. Di dalam Crystal ball, distribusi dan gabungan nilai *input* skenario disebut asumsi.

### **2.5.2.3 Perkiraan-perkiraan kedepan**

Selama scenario-skenario tersebut mengeluarkan hasil, Crystal ball juga menyimpan catatan perkiraan-perkiraan kedepan dari setiap skenario. Hal ini penting sebagai keluaran dari model seperti nilai total, keuntungan bersih atau pengeluaran gross. Pada setiap perkiraan, crystal ball mengingat nilai dari semua percobaan/skenario.

Jika kita menjalankan simulasi pada *demo speed*, kita dapat melihat histogram dari hasil yang dihitung dari setiap perkiraan dan dapat kita lihat bagaimana hasil tersebut stabil terhadap frekuensi distribusi seperti proses simulasi. Setelah ratusan atau mungkin ribuan percobaan, kita dapat melihat susunan nilai, hasil statistik dan kepastian pada setiap nilai-nilai tertentu.

#### 2.5.2.4 Kepastian

Hasil dari perkiraan memperlihatkan kita tidak hanya nilai yang berbeda pada setiap perkiraan, tetapi juga peluang memperoleh macam-macam nilai. Crystal ball menormalisasi peluang-peluang ini untuk menghitung angka penting lainnya yaitu kepastian.

Peluang dari setiap nilai perkiraan jatuh diantara – (*minus*) tak hingga dan + (*plus*) tak hingga adalah 100%. Bagaimanapun peluang atau kepastian untuk perkiraan yang sama setidaknya nol ketika kita menginginkan perhitungan untuk memastikan bahwa kita mendapatkan untung mungkin saja 45%.

Untuk setiap rentang yang didefinisikan, Crystall ball menghitung hasil kepastian. Dengan cara ini kita dapat mengetahui perusahaan kita punya peluang untuk menghasilkan keuntungan tetapi dapat juga mengkuantifikasikan bahwa peluang perusahaan untuk menghasilkan keuntungan 45%.

#### 2.5.2.5 Keuntungan dari analisis monte carlo

Crystal ball menggunakan simulasi monte carlo untuk menyelesaikan batasan-batasan dari spreadsheet diatas:

- Kita dapat menjabarkan sebuah rentang nilai yang memungkinkan dari setiap *cell* yang tidak pasti. Semua hal yang kita tahu tentang masing-masing asumsi di tampilkan secara keseluruhan.
- Dengan menggunakan simulasi monte carlo, Crystall ball menampilkan hasil dalam sebuah *forecast chart* yang memperlihatkan keseluruhan rentang dari kemungkinan-kemungkinan hasil dan kesamaan untuk mencapai masing-masing kemungkinan hasil itu.

### 2.6 *State of Art* penelitian

Penelitian ini mencoba pengembangan dari sistem pemanfaatan energi dingin menjadi energi listrik yang sudah pernah ada di senboku terminal of Osaka gas, dimana senboku terminal merupakan *onshore receiving facility* dan unit regasifikasi. Senboku terminal memanfaatkan energi dingin hasil regasifikasi



LNG dengan bermacam-macam cara, mulai dari air separation, pembangkit listrik sampai untuk suplai ke industry kimia.

**Tabel 2.1 Tabel Histori penggunaan energi dingin di senboku terminal [4]**

<u>Table 2 History of LNG Cold Use at Senboku LNG Terminal</u>	
'70s	'77 : Air Separation (Cold Air Products #1) '79 : Cryogenic Power Generation (Propane Rankine Cycle)
'80s	'80 : Carbon Dioxide Liquefaction '82 : Cryogenic Power Generation (Propane Rankine+Direct Expansion) '83 : Air Separation (Cold Air Products #2) '87 : Cold Source for the Chemical Industry
'90s	'93 : Air Separation ( Cryo Air ) '97 : Boil Off Gas Liquefaction
'00s	'04 : Cascade LNG Cold Energy in an Industrial Complex

Dalam penelitian tesis ini penulis mencoba salah satu pemanfaatan energi dingin ini untuk kondisi terminal lepas pantai. Dalam hal ini penulis akan menggunakan FSRU (*Floating Storage and Regasification Terminal*) dimana energy dinginnya akan digunakan sebagai pembangkit listrik.

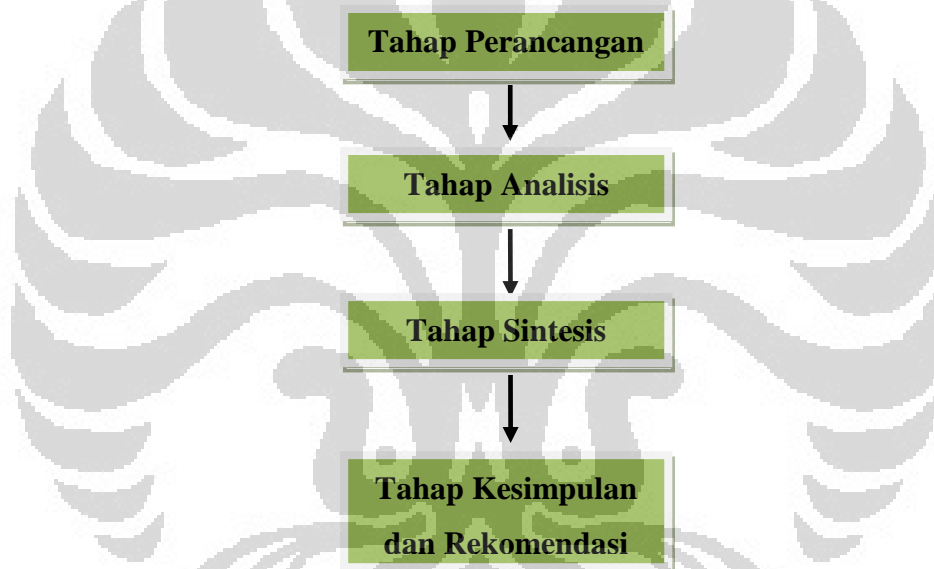
Pada pembangkit listrik di terminal senboku menggunakan *propane rankine cycle* dimana hanya ada 1 siklus kerja dalam pembangkit dan hanya menggerakkan satu buah turbin sedangkan dalam penelitian ini akan mencoba mensimulasikan pembangkit dengan 2 siklus tenaga dimana keadaan low pressure tetap menggunakan *propane rankine cycle* sedangkan untuk siklus high pressure menggunakan *rankine expansion cycle* dengan gas alam pada kondisi uap jenuh sebagai fluida kerjanya. Diharapkan dengan 2 siklus seperti ini akan menghasilkan tenaga listrik listrik lebih besar dibandingkan dengan siklus yang digunakan pada senboku terminal.

## BAB 3

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Metodologi

Dari pokok permasalahan yang telah diuraikan pada bab 1 tentang pemanfaatan energi dingin yang akan digunakan untuk membangkitkan listrik pada FSRU, maka langkah-langkah yang digunakan untuk melakukan penelitian ini menurut Waalwijk [6] dibagi dalam 4 tahapan, yaitu tahap perancangan, tahap analisis, tahap sintesis dan tahap kesimpulan dan rekomendasi.



**Gambar 3.1 Tahapan Penelitian**

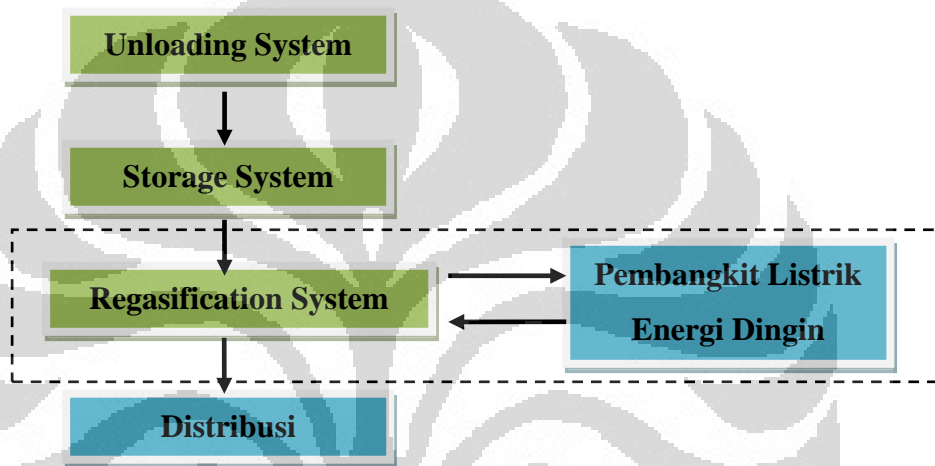
Berikut ini merupakan penjabaran dari masing-masing tahapan dalam penelitian thesis ini.

#### 3.2 Tahap Perancangan

Tahap perancangan merupakan penggabungan ide dari penulis dan literatur yang ada seperti dijabarkan pada bab dua tentang penggunaan energi dingin di FSRU, yaitu dengan membangun sebuah pembangkit listrik dengan memanfaatkan energi tersebut terintegrasi dengan terminal. Perancangan ini memberikan sebuah terobosan dimana dalam penelitian ini akan dibuat

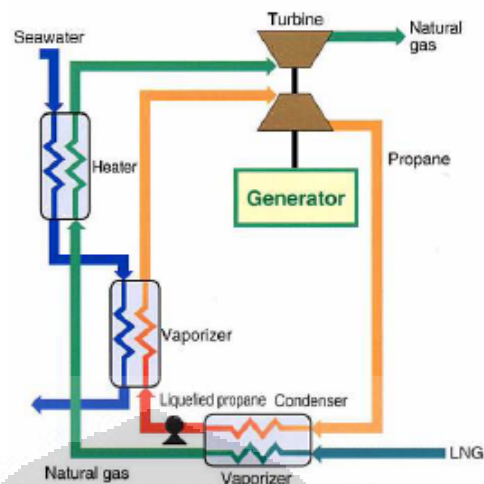
pembangkit listrik yang dapat menghasilkan listrik yang lebih besar dengan cara memodifikasi siklus tenaga uap pada pembangkit.

Tahap ini merupakan seleksi teknologi yang akan digunakan dalam perancangan LNG receiving terminal dan dipilihlah LNG terminal dengan bentuk FSRU. Konfigurasi LNG terminal secara proses terdiri dari empat unit utama [6] yaitu *unloading system*, *storage system*, *regasification system* dan distribusi. Area yang menjadi perhatian utama disini adalah *regasification system*, seperti pada flowchart dibawah.



Gambar 3.2 flowchart konsep pembangkit listrik energi dingin

Konsep pembangkit listrik energi dingin ini sudah diterapkan di LNG terminal senboku, jepang. Dengan menggunakan satu turbin penggerak yang memiliki satu poros dengan kompresor yang dan generator listrik, dengan siklus seperti gambar dibawah. Proses ini biasa disebut *OSAKA Process* karena diterapkan oleh *OSAKA gas* di terminal LNG senboku.



Gambar 3.3 Teknologi Pembangkit listrik energi dingin di Senboku, Jepang [4]

Dalam penelitian ini teknologi yang dikembangkan adalah sistem pembangkit listrik dengan menggunakan 2 fluida kerja dengan 2 siklus ekspansi tenaga uap sehingga dapat menghasilkan tenaga untuk 2 turbin yaitu *High Pressure Turbine* dan *Low Pressure Turbine* [4]. Sehingga akan menghasilkan energi listrik yang lebih besar dibandingkan dengan teknologi yang digunakan di LNG terminal Senboku, Jepang.

### 3.3 Tahap Analisis

Tahap analisis merupakan analisis dari LNG terminal dan pembangkit listrik energi dingin. Dalam kasus ini LNG terminal berupa FSRU dengan menggunakan data hasil studi kelayakan dari Dirjen Migas [12] yaitu kapasitas dari FSRU, data properti LNG dari masing-masing *liquefaction plant* dan properti gas alam yang akan dikirim melewati jalur pipa bawah laut. Pembangkit listrik energi dingin menggunakan analisis proses dari siklus tenaga uap yang dimodifikasi dengan memanfaatkan energi dingin hasil regasifikasi LNG dan disimulasikan dengan *software* HYSIS dengan skenario pemanfaatan energi se-efisien mungkin.

Data-data yang dijadikan acuan untuk analisis pembangkit listrik ini dapat dilihat pada tabel 3.1 di bawah. Komposisi dari LNG yang dikirim melalui *LNG tanker* dari tiga *liquefaction plant* yang berbeda akan ditampilkan pada tabel 3.2.

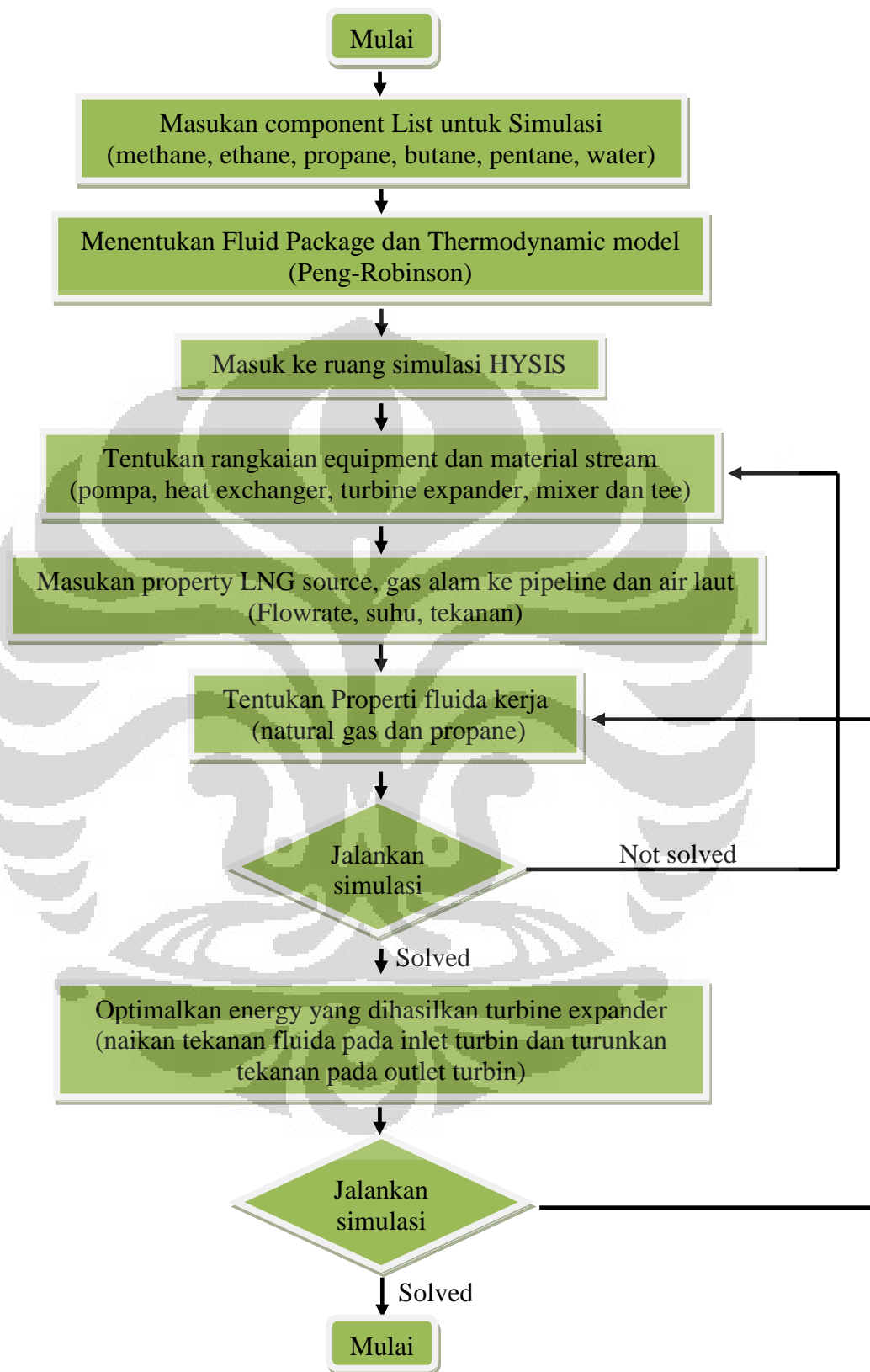
**Tabel 3.1 Tabel properti LNG dan Gas Alam**

Data Properti	Nilai yang digunakan	Unit
Suhu LNG	-161	<sup>0</sup> C
Suhu Natural Gas ke Pipeline	15	<sup>0</sup> C
Suhu Air laut	30	<sup>0</sup> C
Kapasitas FSRU	400	MMSCFD
Tekanan LNG	1.5	Psig
Tekanan Natural Gas	500	Psig
Tekanan Air laut	1.5	Psig
Flowrate air laut	6000	MMSCFD

**Tabel 3.2 Tabel komposisi LNG dari liquefaction Plant yang berbeda [13]**

Liquefaction Plant	Arun, Nanggroe Aceh Darussalam	Bontang, Kalimantan Timur	Bintulu, Malaysia
Composition, Mole %			
Methane	89.20	90.60	91.2
Ethane	8.58	6.00	4.28
Propane	1.67	2.48	2.87
Butane	0.511	0.82	1.36
Pentane	0.04	0.1	0.29

Dari data-data diatas akan digunakan sebagai input dasar untuk disimulasikan dengan program HYSIS yang diharapkan dapat memberikan optimasi yang terbaik untuk proses model pembangkit listrik ini. Berikut merupakan *flowchart* dari simulasi proses dari pembangkit listrik energi dingin dengan HYSIS.



Gambar 3.4 Flowchart pemanfaatan energi dingin menggunakan HYSIS

### 3.4 Tahap Sintesis

Tahap sintesis merupakan analisis pengaruh eksternal dari pembangunan pembangkit listrik ini meliputi analisis ekonomi, analisis resiko dan analisis dampak terhadap lingkungan. Analisis ekonomi menggunakan parameter-parameter seperti NPV, IRR, *Payback period* dan *Benefit cost ratio*. Analisis resiko akan disimulasikan menggunakan *software* Crystal ball untuk perhitungan ketidakpastian dalam investasi dan akan dirangkum dalam hasil penilaian resiko terhadap kepastian investasi.

Jumlah biaya investasi untuk proyek ini sebagai acuan menggunakan perkiraan biaya investasi untuk pembangunan FSRU tanpa menggunakan pembangkit listrik. Dalam tabel 3.3 merupakan daftar biaya pembangunan proyek FSRU pada 3 negara yaitu jepang, korea dan spanyol,.

Tabel 3.3 Daftar biaya investasi [14]

	Weight (mton)	Japan	Korea	Spain
Hull Steel	50,579	\$ 106	\$ 96	\$ 121
Hull Outfittings	7,500	\$ 43	\$ 39	\$ 36
Hull Machinery	1,000	\$ 1	\$ 1	\$ -
Electric Outfitting	1,000	\$ 2	\$ 2	\$ -
Accommodations	800	\$ 23	\$ 21	\$ 24
Cargo Fitting	2,000	\$ 27	\$ 24	\$ -
Topsides Module Supports	2,000	\$ 2	\$ 1	\$ 2
SPB LNG Tanks	23,334	\$ 93	\$ 93	\$ 93
Regas Process & Engineering		\$ 184	\$ 184	\$ 176
Owners' Costs & Contingency		\$ 97	\$ 92	\$ 90
Transportation--Floater		\$ 15	\$ 15	\$ 5
Installation--Floater		\$ 15	\$ 15	\$ 15
<b>Total (millions)</b>		<b>\$ 608</b>	<b>\$ 585</b>	<b>\$ 563</b>

Biaya lain adalah biaya operasional FSRU meliputi biaya tetap dan variabel. Biaya tetap meliputi depresiasi nilai, pajak, asuransi dan bunga, sedangkan biaya variabel meliputi biaya utilitas, biaya tenaga kerja dan biaya perawatan rutin.

Pendapatan operasional dari proyek ini akan didapat dari hasil proses regasifikasi dan hasil penjualan listrik sesuai yang dibangkitkan oleh pembangkit listrik yang terintegrasi.

Data hasil studi kelayakan diatas setelah dihitung secara keekonomian akan digunakan sebagai data masukan pada *software* Crytal Ball. Hasil simulasi Crystal Ball diharapkan diharapkan juga akan memberikan paramater tambahan yang menyatakan kepastian untuk investasi pada proyek ini.

Diasumsikan bahwa nilai hasil perhitungan keekonomian yang berupa nilai NPV, IRR dan *Pay back Period* mempunyai nilai terendah dan nilai tertinggi, perhitungan kepastian dalam pengambilan keputusan ini yang akan disimulasikan dengan bantuan *software* Crystal Ball.

### **3.5 Kesimpulan dan rekomendasi**

Pada tahap ini merupakan tahap refleksi dari hasil analisis dan pembahasan tentang penelitian pembangunan pembangkit listrik energi dingin yang terintegrasi dengan FSRU yang berupa kesimpulan hasil analisis dan rekomendasi terhadap proyek ini. Kesimpulan dan rekomendasi akan sesuai analisis yang dilakukan baik dari tinjauan teknikal dengan HYSIS, tinjauan keekonomian dan Tinjauan Resiko investasi.

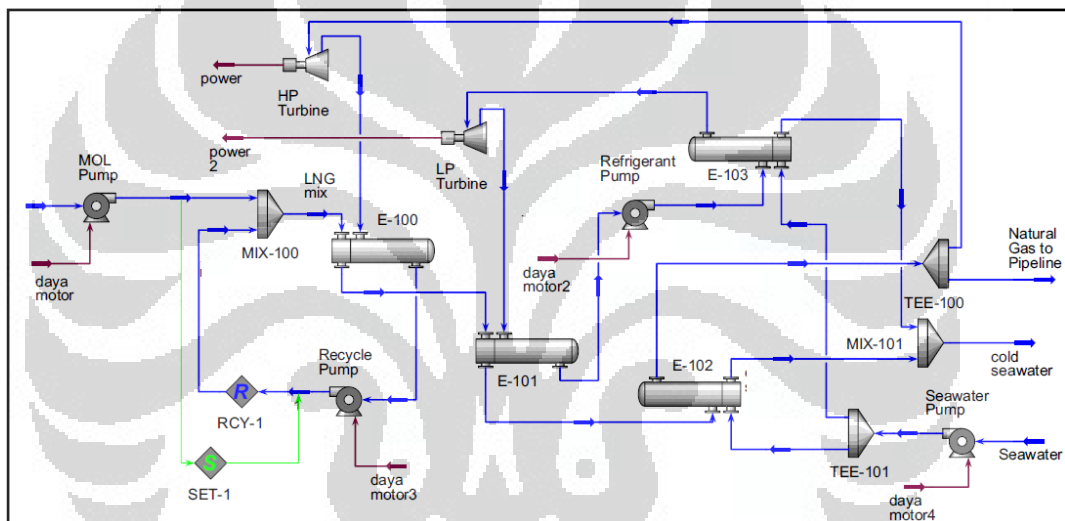


## BAB 4

### HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

#### 4.1 Simulasi proses menggunakan HYSIS

Pada tesis ini LNG yang akan digunakan dalam simulasi memakai sampel dari tiga *liquefaction plant* dengan masing-masing memiliki komposisi LNG yang berbeda. Dengan menggunakan bantuan HYSIS untuk menjalankan simulasi dari pemanfaatan energi dingin LNG menjadi energi listrik dapat dengan skema aliran proses seperti dibawah.



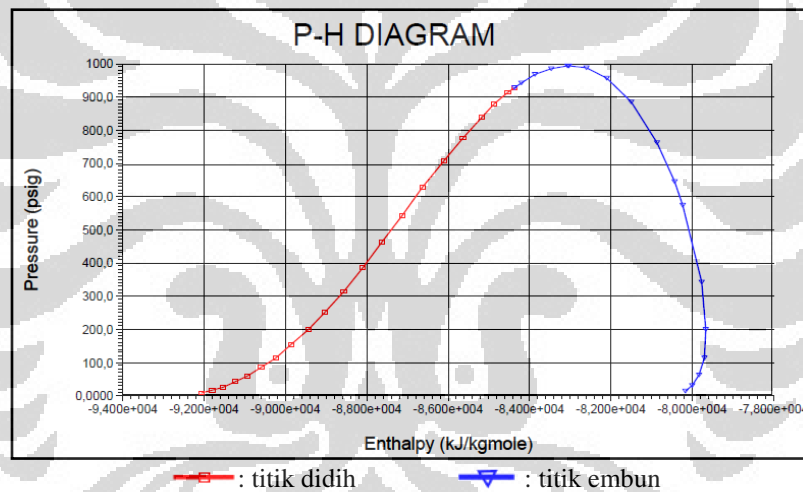
Gambar 4.1 Skema aliran Proses untuk Simulasi HYSIS

Perbedaan komposisi LNG dari *liquefaction plant* yang berbeda dapat mempengaruhi hasil energi listrik keluaran dari masing-masing turbin karena akan merubah pola dari diagram-diagram properti dari campuran gas. Bergesernya pola dari diagram-diagram properti akan memberikan efek perubahan pada suhu pada air laut keluaan yang digunakan sebagai media untuk membantu proses perubahan fase cair menjadi uap. Berikut akan dibahas satu per satu hasil simulasi menggunakan HYSIS dengan 3 komposisi LNG yang berbeda tetapi tetap dengan tetap dengan asumsi bahwa properti mula-mula dari LNG dan properti akhir dari gas alam tetap menggunakan data pada tabel 3.1.

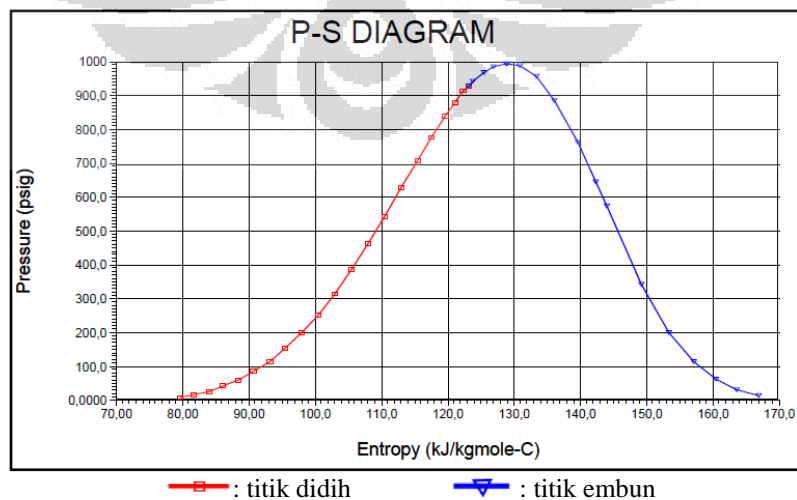
### 4.1.1 Simulasi dengan LNG dari Arun

Menggunakan skema aliran proses seperti pada gambar 4.1 dengan LNG berasal dari Arun *liquefaction Plant*, Nanggroe Aceh Darussalam. Komposisi LNG dari arun menggunakan data pada table 3.2 yaitu Methane 89.2%, Ethane 8.58%, Propane 1.67%, Butane 0.511% dan Pentane 0.04%.

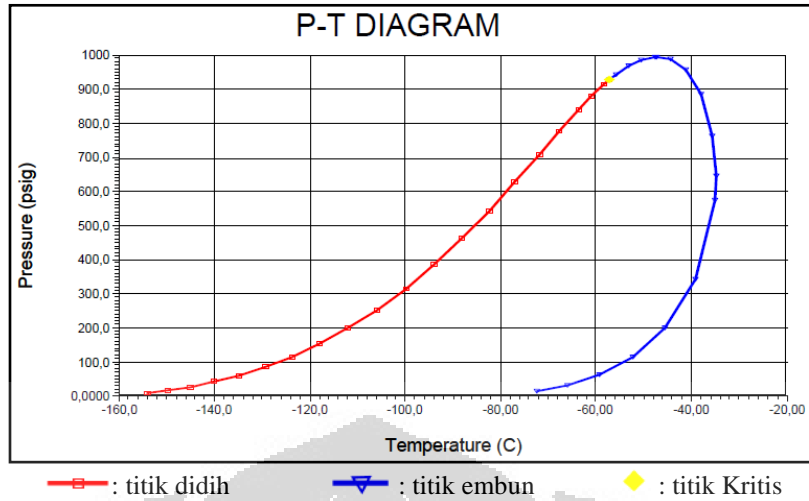
Dari komposisi LNG ini dapat diketahui diagram perbandingan properti dari campuran ini. Diagram-diagram di bawah menampilkan posisi perubahan fase (batas titik embun dan titik didih) dari campuran LNG menggunakan komposisi diatas untuk entalpi terhadap tekanan, entropi terhadap tekanan, suhu terhadap tekanan, molar volume terhadap tekanan, entalpi terhadap suhu, entropi terhadap suhu dan molar volume terhadap suhu.



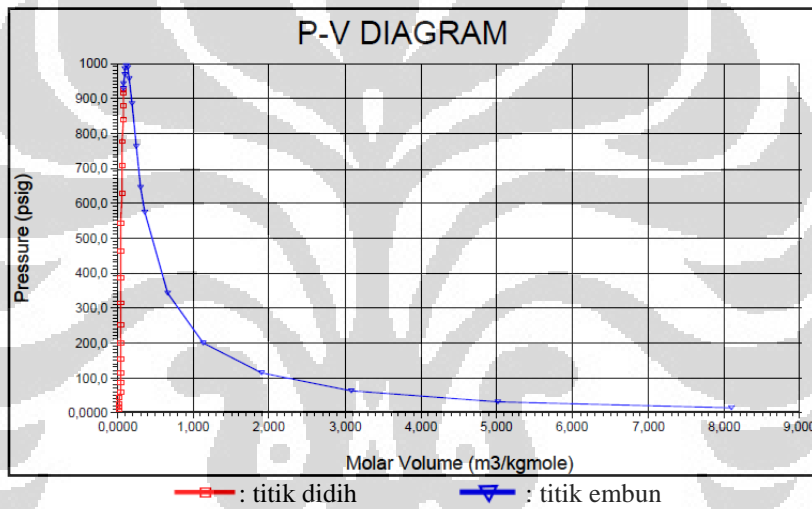
Gambar 4.2 P-H Diagram dengan komposisi LNG dari Arun



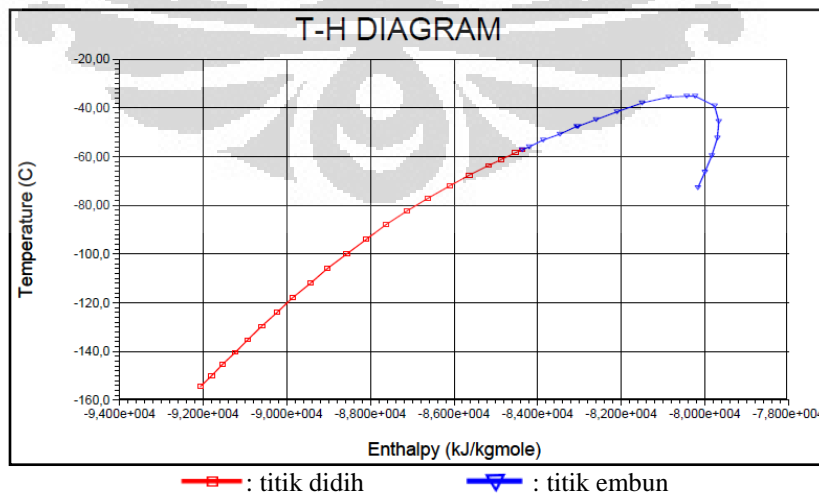
Gambar 4.3 P-S Diagram dengan komposisi LNG dari Arun



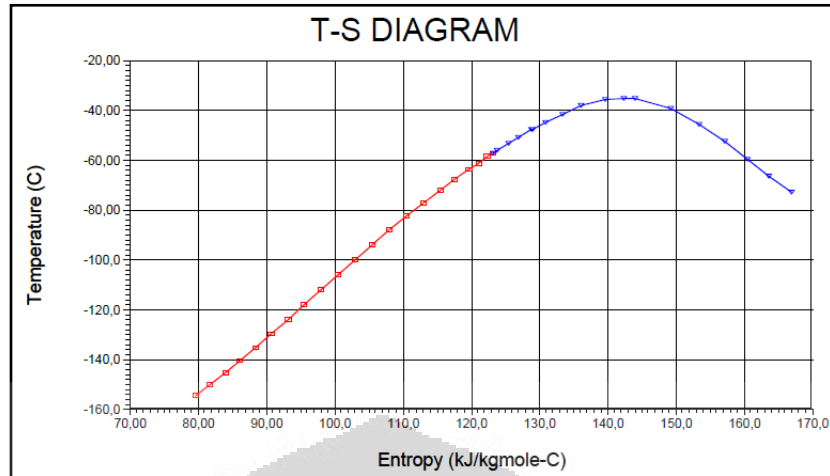
**Gambar 4.4 P-T Diagram dengan komposisi LNG dari Arun**



**Gambar 4.5 P-V Diagram dengan komposisi LNG dari Arun**

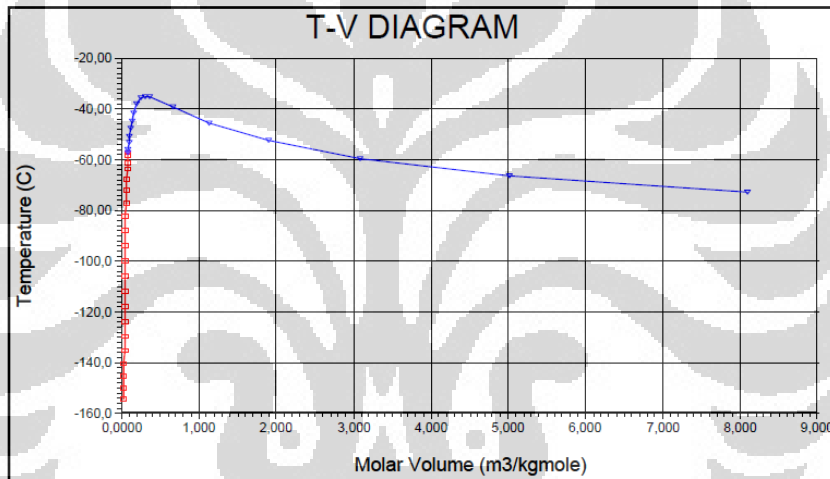


**Gambar 4.6 T-H Diagram dengan komposisi LNG dari Arun**



—□— : titik didih      —▽— : titik embun

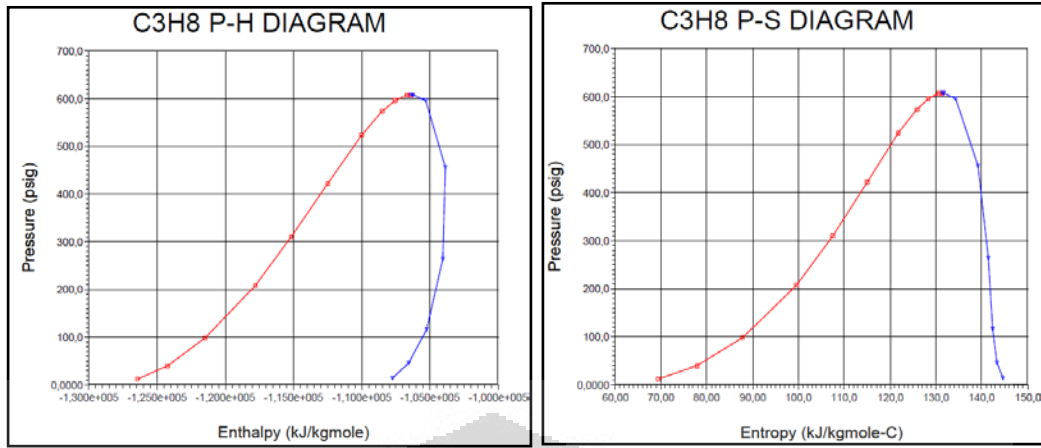
**Gambar 4.7 T-S Diagram dengan komposisi LNG dari Arun**



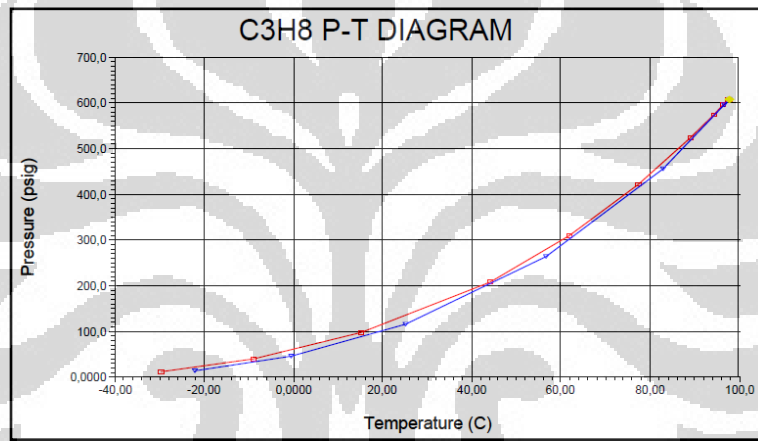
—□— : titik didih      —▽— : titik embun

**Gambar 4.8 T-V Diagram dengan komposisi LNG dari Arun**

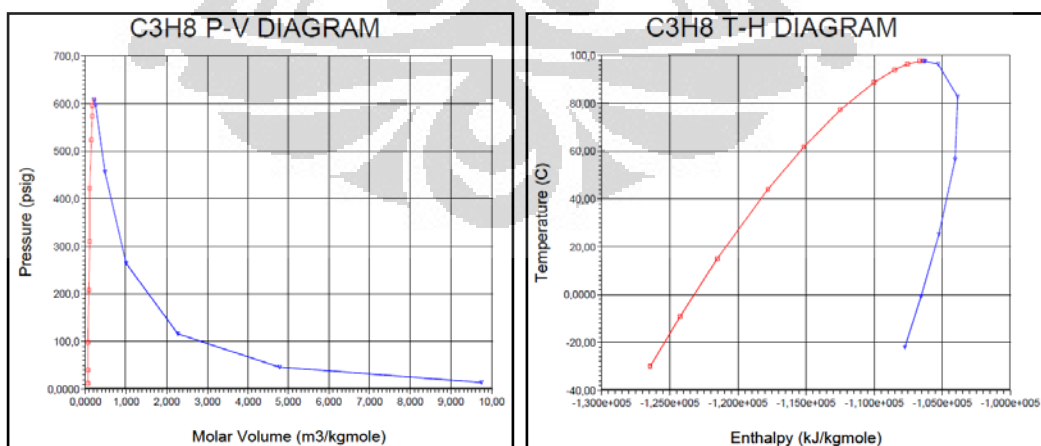
Diagram-diagram diatas adalah untuk siklus dengan fluida kerja gas campuran gas alam dari Arun, sedangkan untuk siklus yang kedua yang merupakan siklus kerja *Low pressure* menggunakan *refrigerant* berupa  $C_3H_8$ . Berikut ini adalah diagram- diagram properti seperti suhu, tekanan, molar entalpi, molar entropi dan molar volume untuk fluida kerja  $C_3H_8$ .



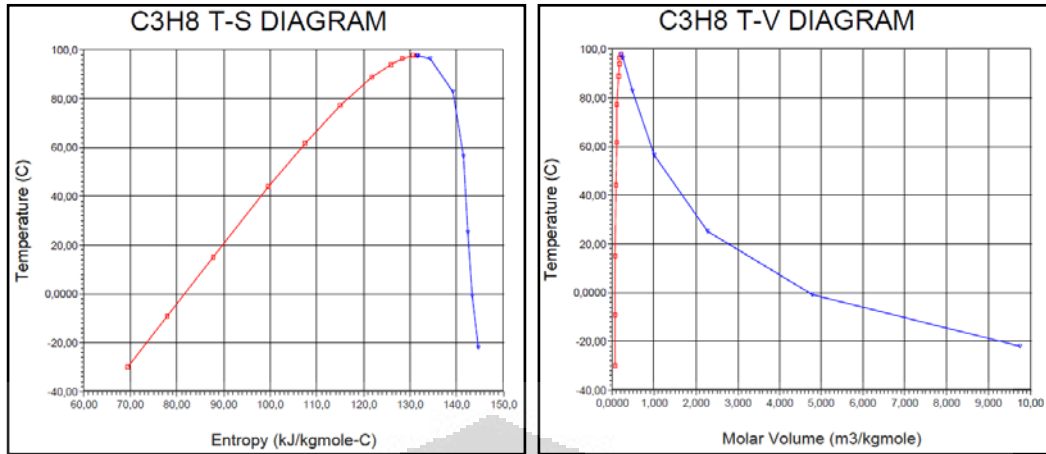
—■— : titik didih      —▼— : titik embun  
**Gambar 4.9 P-H dan P-S Diagram untuk C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>**



—■— : titik didih      —▼— : titik embun      ◆ : titik Kritis  
**Gambar 4.10 P-T Diagram untuk C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>**



—■— : titik didih      —▼— : titik embun  
**Gambar 4.11 P-V dan T-H Diagram untuk C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>**

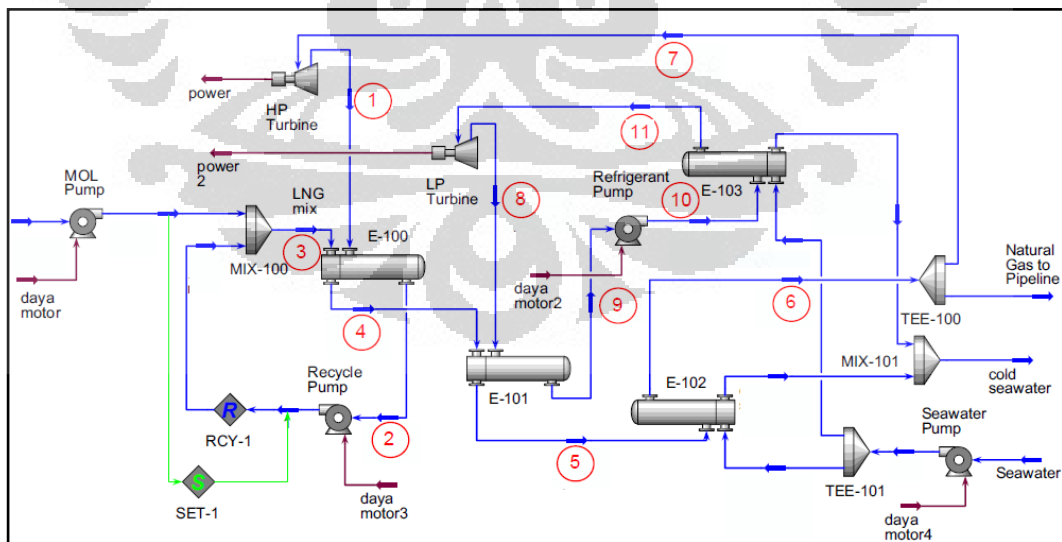


—□— : titik didih      —▽— : titik embun

Gambar 4.12 T-S dan T-V Diagram untuk  $C_3H_8$

#### 4.1.1.1 Siklus kerja Pembangkit dengan LNG dari Arun

Hasil simulasi untuk skema proses pembangkit listrik menggunakan HYSIS dengan LNG dari Arun akan diperoleh data-data tentang phase, tekanan, suhu, molar entalpi, molar entropi dan molar volume. Yang digunakan untuk mengetahui siklus kerja pembangkit pada diagram-diagram properti diatas. Data tersebut sesuai dengan poin-poin dari skema proses mengacu pada gambar dibawah.



Gambar 4.13 Titik-titik yang diambil sebagai data

Tabel berikut merupakan data-data properti yang diperlukan sesuai dengan titik-titik pada gambar 4.13 diatas untuk siklus *High Pressure* dengan fluida kerja

campuran gas alam pada tabel 4.1 dan siklus *Low Pressure* untuk fluida kerja  $C_3H_8$  pada tabel 4.2.

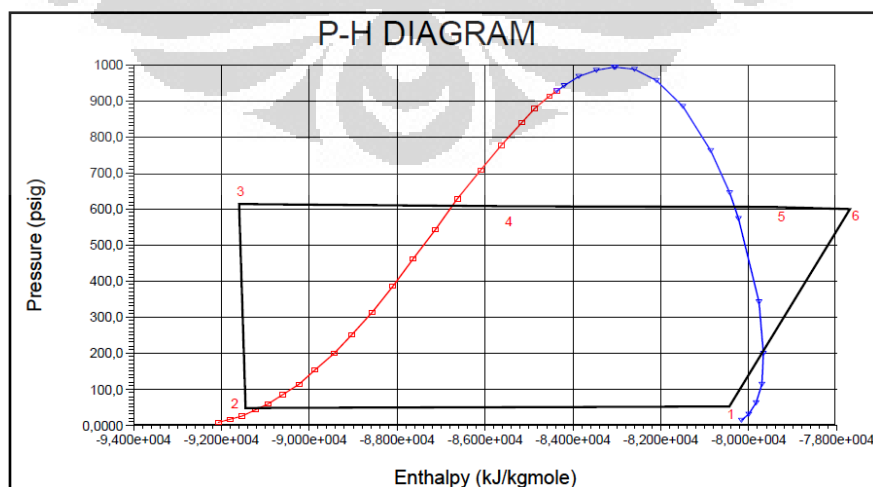
**Tabel 4.1 Data hasil simulasi dengan LNG dari Arun**

	Unit	1	2	3	4	5	6	7
Fraksi		0.993	0.000	0.000	0.217	1.000	1.000	1.000
Suhu	$^{\circ}C$	-74.08	-139.40	-148.40	-83.60	-15.28	15	15
Tekanan	Psig	50	45	515	510	505	500	500
Molar entalpi	KJ/Kgmole	-80443.6	-91183.6	-91642.7	-86438.8	-79096.3	-77753.6	-77753.6
Molar entropi	KJ/Kgmole. $^{\circ}C$	159.07	86.47	82.00	114.20	149.38	154.37	154.37
Molar Volume	$m^3/Kgmole$	3.538	0.042	0.040	0.100	0.504	0.603	0.603

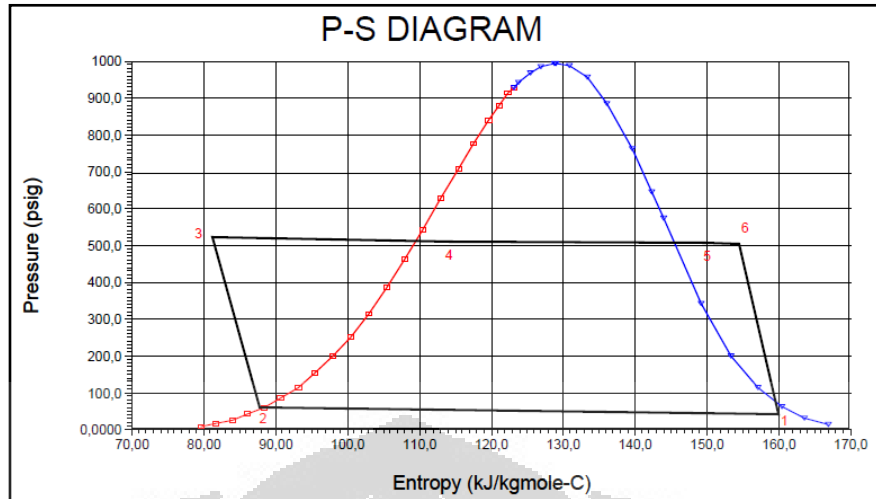
**Tabel 4.2 Data hasil simulasi dengan LNG dari Arun untuk fluida kerja  $C_3H_8$**

	Unit	8	9	10	11
Fraksi		1.000	0.000	0.000	1.000
suhu	$^{\circ}C$	-14.5248	-28.43	-27.88	26.17
tekanan	Psig	20	15	125	120
Molar entalpi	KJ/Kgmole	-107259	-126252	-126173	-105204
Molar entropi	KJ/Kgmole. $^{\circ}C$	145.07	69.93	70.03	142.39
Molar Volume	$m^3/Kgmole$	8.448	0.078	0.078	2.220

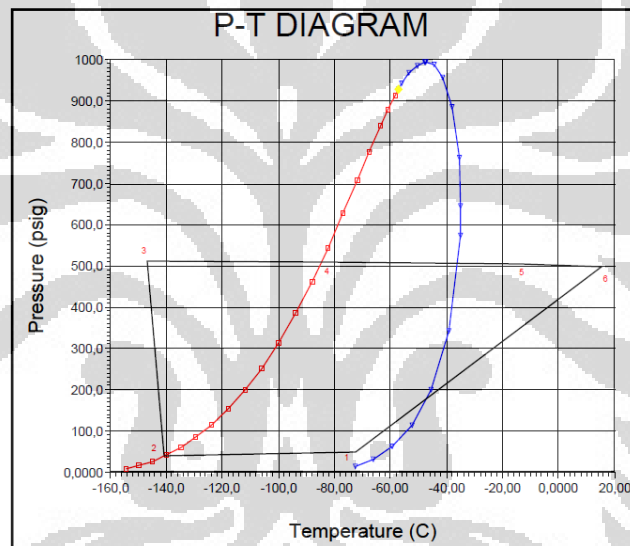
Data-data diatas digunakan untuk menampilkan siklus kerja dari pembangkit pada diagram propertinya. Tabel 4.1 digunakan untuk siklus *high pressure* menggunakan diagram dari campuran gas alam sedangkan tabel 4.2 untuk siklus *low pressure* menggunakan diagram  $C_3H_8$ . Berikut merupakan diagram siklus kerja dari siklus *high pressure*.



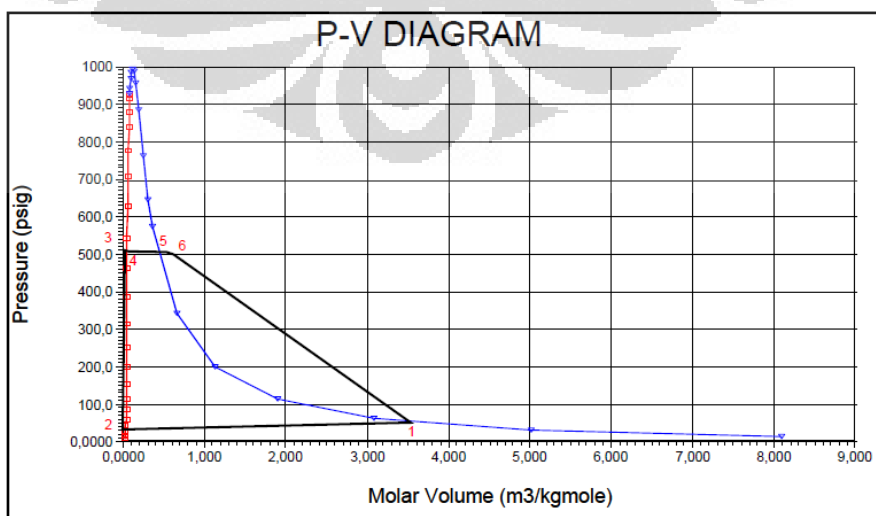
**Gambar 4.14 siklus High Pressure Arun pada diagram P-H**



Gambar 4.15 siklus *High Pressure Arun* pada diagram P-S

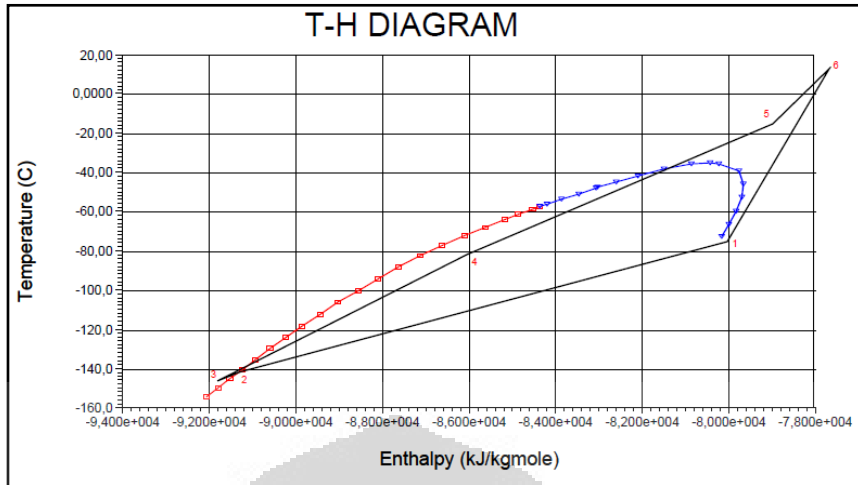


Gambar 4.16 siklus *High Pressure Arun* pada diagram P-T

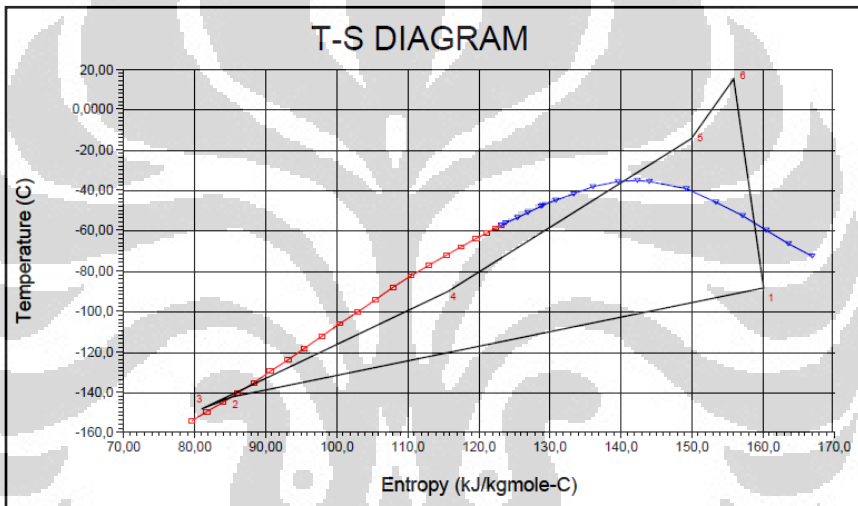


Gambar 4.17 siklus *High Pressure Arun* pada diagram P-V

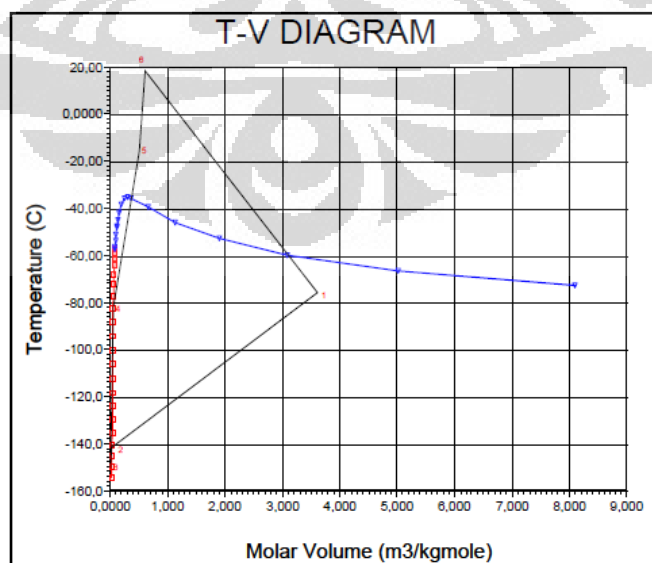




Gambar 4.18 siklus *High Pressure Arun* pada diagram T-H

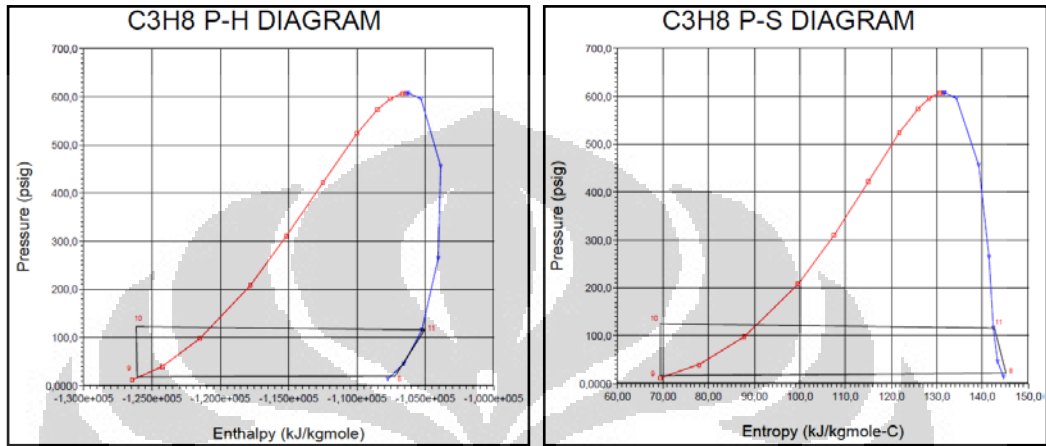


Gambar 4.19 siklus *High Pressure Arun* pada diagram T-S

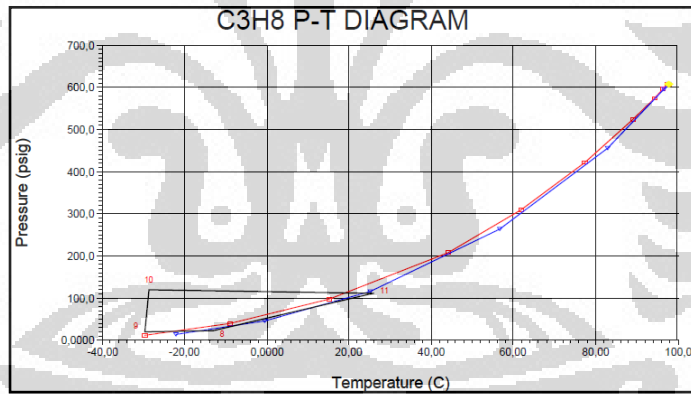


Gambar 4.20 siklus *High Pressure Arun* pada diagram T-V

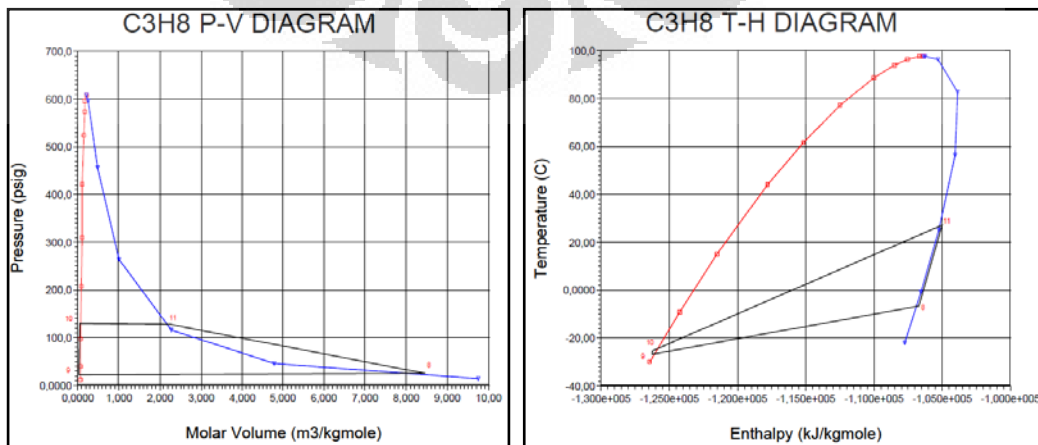
Siklus kedua merupakan siklus *low pressure* yang menggunakan fluida kerja  $C_3H_8$ . Dengan menggunakan data-data dari tabel 4.2 dimana fluida pada posisi dititik 8,9,10 dan 11 dalam skema proses Arun. Maka posisi keadaan fluida kerja dari siklus ini pada diagram-diagram properti  $C_3H_8$  akan ditampilkan seperti dibawah ini.



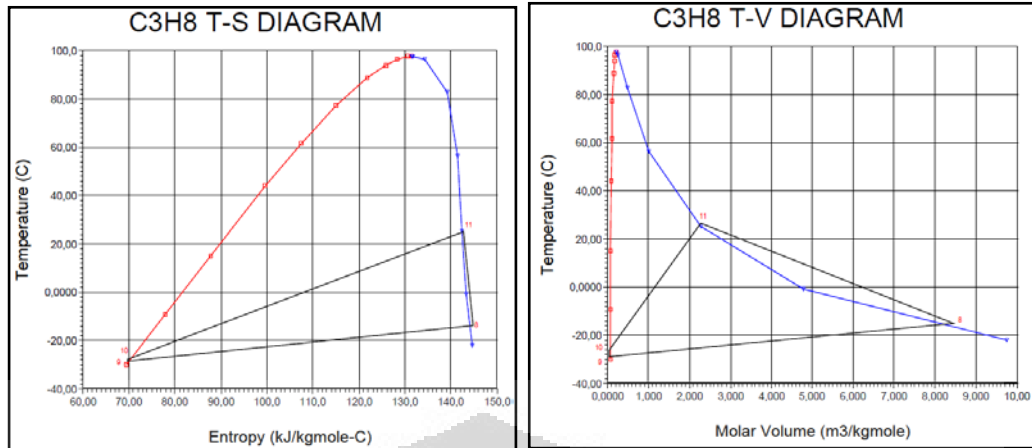
Gambar 4.21 siklus *Low Pressure* Arun pada diagram P-H dan P-S



Gambar 4.22 siklus *Low Pressure* Arun pada diagram P-T



Gambar 4.23 siklus *Low Pressure* Arun pada diagram P-V dan T-H

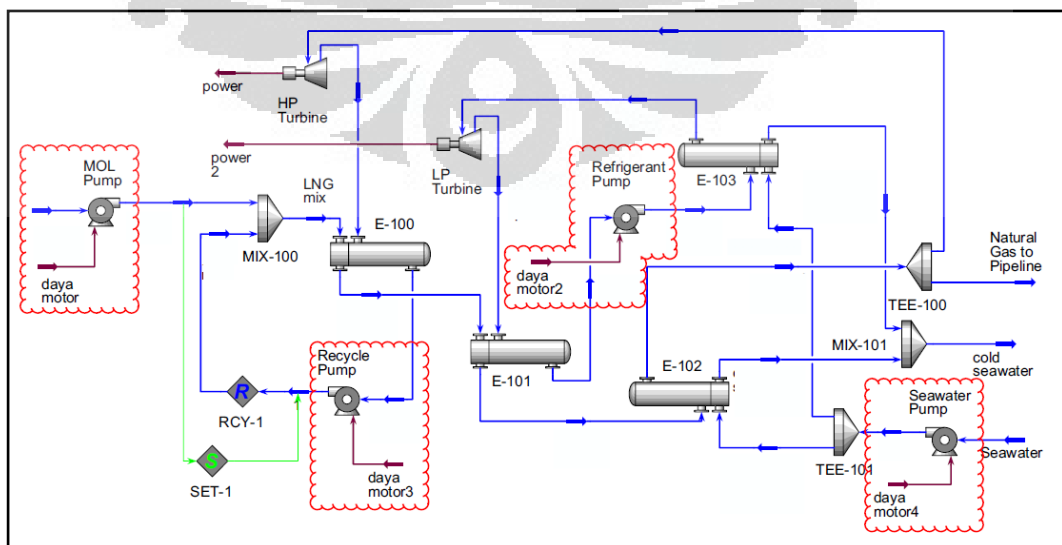


Gambar 4.24 siklus *Low Pressure* Arun pada diagram T-S dan T-V

#### 4.1.1.2 Daya Pompa

Untuk skema proses diatas diperlukan 4 buah pompa yang mendukung supaya fluida kerja dapat mengalir dan untuk mencapai tekanan yang diinginkan untuk disalurkan melalui jalur pipa.

Empat buah pompa itu adalah pompa utama (*MOL pump*) memompakan LNG dari tanker atau tangki penyimpanan ke *mixer*. Pompa kedua adalah *recycle pump* memompakan gas alam yang digunakan untuk fluida kerja kembali ke *mixer* bercampur dengan LNG. Pompa ketiga adalah *refrigerant / C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> pump* yang memompakan fluida kerja berupa C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> pada siklus *low pressure*. Pompa keempat adalah pompa air laut yang digunakan untuk memompakan air laut ke dalam sistem sebagai sumber panas.



**Gambar 4.25 Letak Pompa pada skema proses**

Daya motor yang dibutuhkan dari pompa-pompa tersebut diatas untuk dapat menjalankan skema simulasi HYSIS diatas terdapat pada tabel 4.3 dibawah ini.

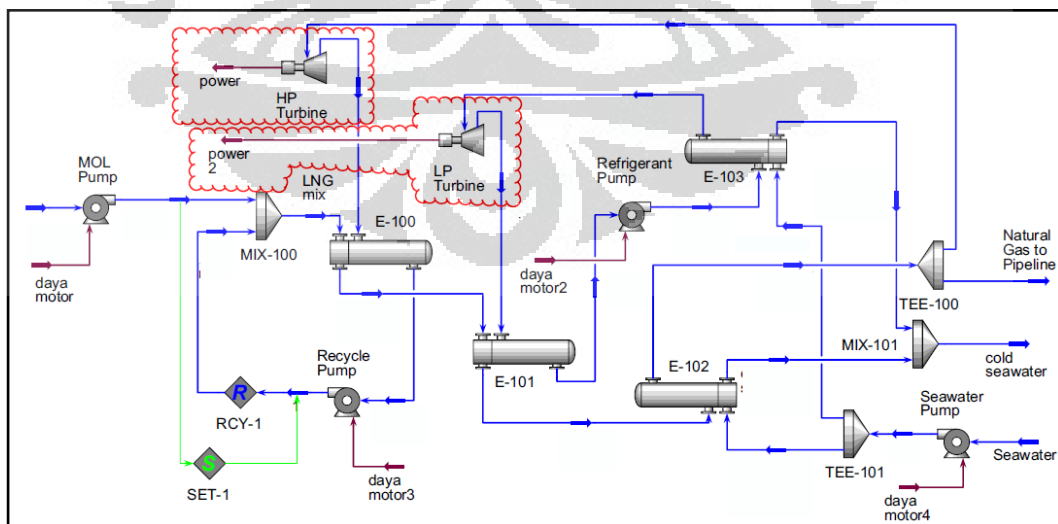
**Tabel 4.3 Kebutuhan Daya untuk pompa untuk skema Arun**

	Pompa Utama	Pompa Recycle	Pompa Refrigerant	Pompa air laut
<b>Daya Motor (KW)</b>	1020	942.9	327.8	1007

Maka daya total yang dibutuhkan untuk memenuhi skema proses ini adalah 1020 KW +942.9 KW +327.8 KW +1007 KW = 3297.7 KW.

**4.1.1.3 Tenaga yang dihasilkan turbin**

Dengan sistem menggunakan media C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> sebagai mediasi sistem proses tersebut maka akan dapat menggerakkan 2 buah turbin yang masing-masing bergerak pada kondisi *High Pressure* dan *Low Pressure*. Turbin *High Pressure* bekerja pada tekanan 500 Psig dengan menggunakan fluida kerja gas alam, sedangkan untuk turbin *Low Pressure* bekerja pada tekanan 120 Psig dengan menggunakan fluida kerja C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>.



**Gambar 4.26 Letak Turbin pada skema proses**

Daya yang dihasilkan turbin High Pressure adalah 13.99 MW dan daya yang dihasilkan oleh turbin Low Pressure adalah 8.529 MW. Jadi daya total yang dapat dibangkitkan oleh sistem pembangkit ini adalah  $13.99 \text{ MW} + 8.529 \text{ MW} = 22.519 \text{ MW}$ .

#### **4.1.1.4 Perubahan suhu air laut**

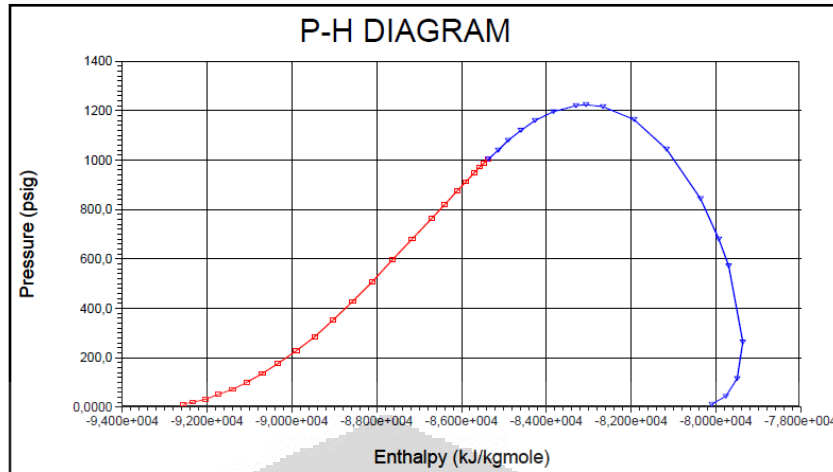
Pada sistem ini air laut digunakan sebagai sumber panas yang memberikan panas untuk membantu proses perubahan fase LNG dari fase cair menjadi fase uap keseluruhan. Air laut ini juga digunakan untuk mencapai spesifikasi properti dari gas alam sesuai dengan persyaratan untuk masuk ke jalur pipa.

Dengan menggunakan asumsi properti air laut pada saat sebelum dipompakan masuk ke dalam sistem pada suhu  $30^{\circ}\text{C}$ , tekanan 1.5 Psig dan jumlah aliran 6000 MMScfd. Maka setelah masuk ke dalam sistem pembangkit ini dengan sumber LNG dari Arun akan menghasilkan penurunan suhu menjadi  $14.33^{\circ}\text{C}$  dengan tekanan pancaran sebesar 70 Psig.

#### **4.1.2 Simulasi dengan LNG dari Bintulu**

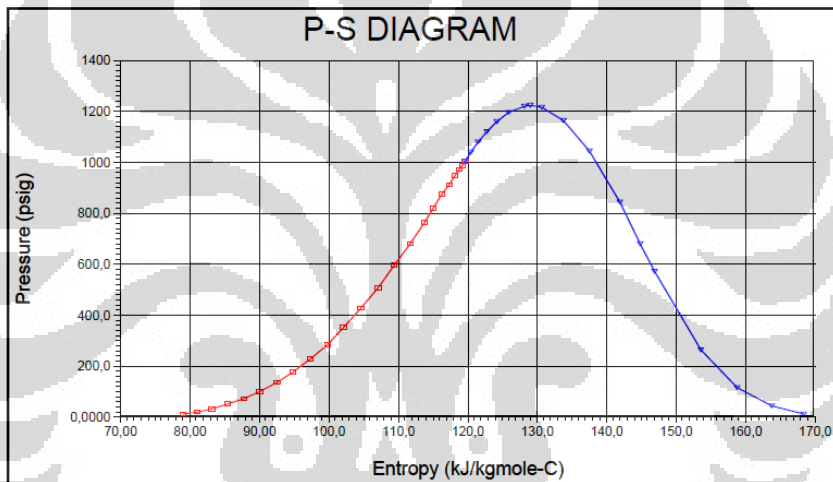
Simulasi kedua ini menggunakan LNG dari Bintulu *liquefaction plant*, Malaysia. Komposisi LNG dari Bintulu ini menggunakan data dari tabel 3.2 adalah methane 91.2%, Ethane 4.28%, Propane 2.87%, Butane 1.36% dan Pentane 0.29%. dengan menggunakan komposisi di atas maka akan terjadi perubahan pada diagram-diagram properti dari campuran gas yang nantinya dapat berpengaruh pada siklus kerja dari pembangkit tenaga yang disimulasikan.

Diagram-diagram properti yang seperti ditampilkan pada simulasi pertama mengalami perubahan- perubahan menjadi seperti dibawah.



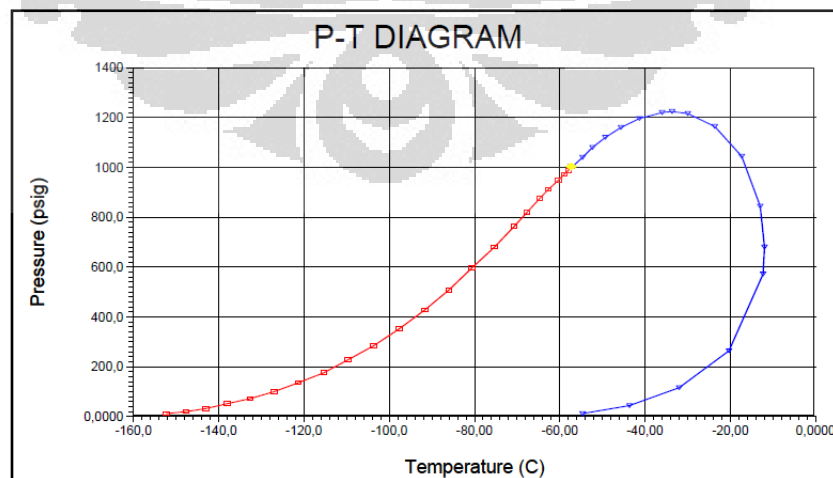
—■— : titik didih      —▼— : titik embun

**Gambar 4.27 P-H Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu**



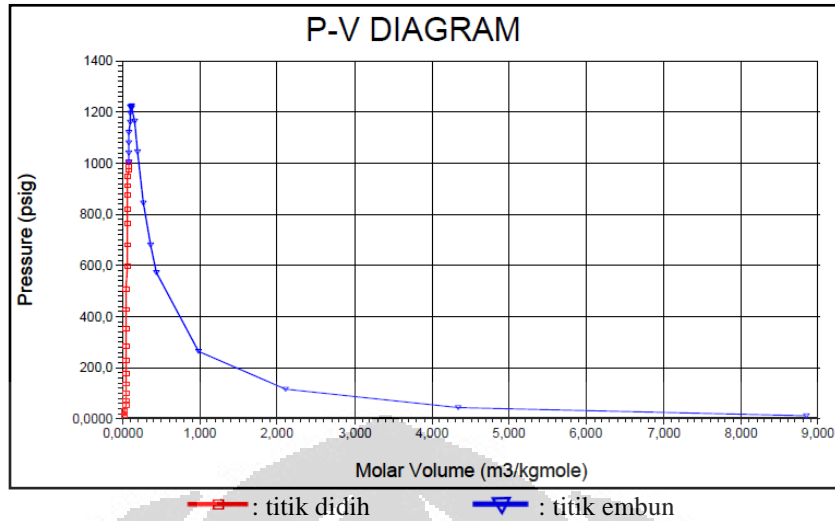
—■— : titik didih      —▼— : titik embun

**Gambar 4.28 P-S Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu**

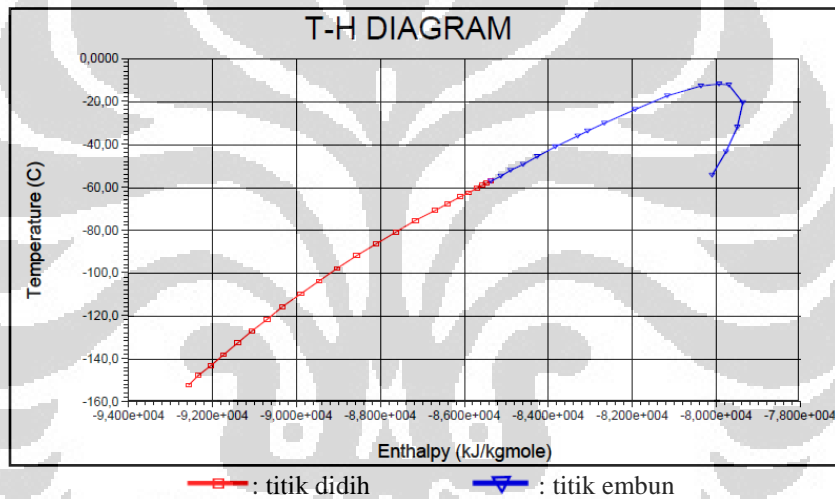


—■— : titik didih      —▼— : titik embun      ◆ : titik Kritis

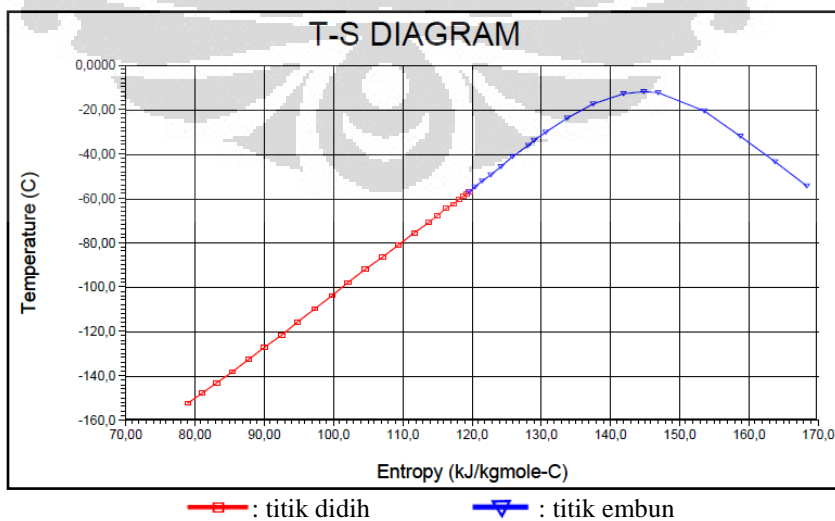
**Gambar 4.29 P-T Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu**



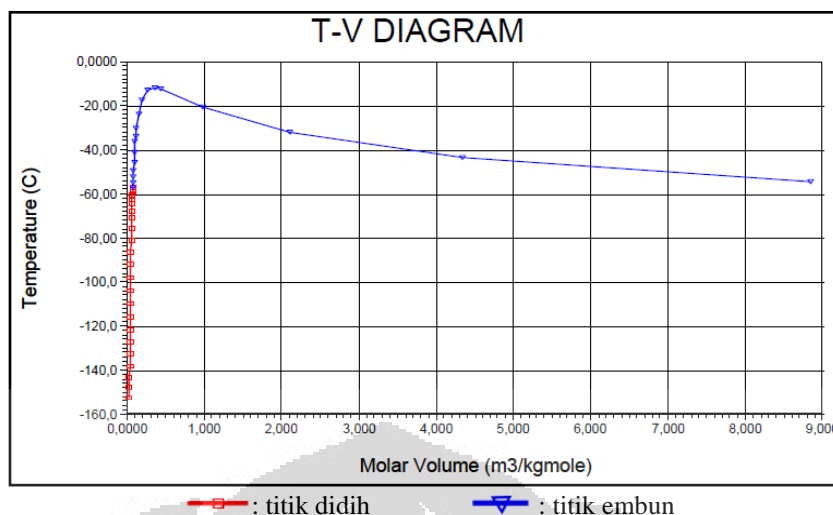
**Gambar 4.30 P-V Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu**



**Gambar 4.31 T-H Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu**



**Gambar 4.32 T-S Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu**



Gambar 4.33 T-V Diagram dengan komposisi LNG dari Bintulu

#### 4.1.2.1 Siklus kerja Pembangkit dengan LNG dari Bintulu

Hasil simulasi kedua untuk skema proses pembangkit listrik dengan menggunakan LNG dari Bintulu. Data-data propertinya diambil sama dengan data-data pada titik-titik seperti pada gambar 4.13 diatas. Data tersebut ditampilkan dalam tabel yang berisi fase, tekanan, suhu, molar entalpi, molar entropi dan molar volume dari campuran gas dan  $C_3H_8$  sebagai fluida kerja pada titik-titik acuan tersebut.

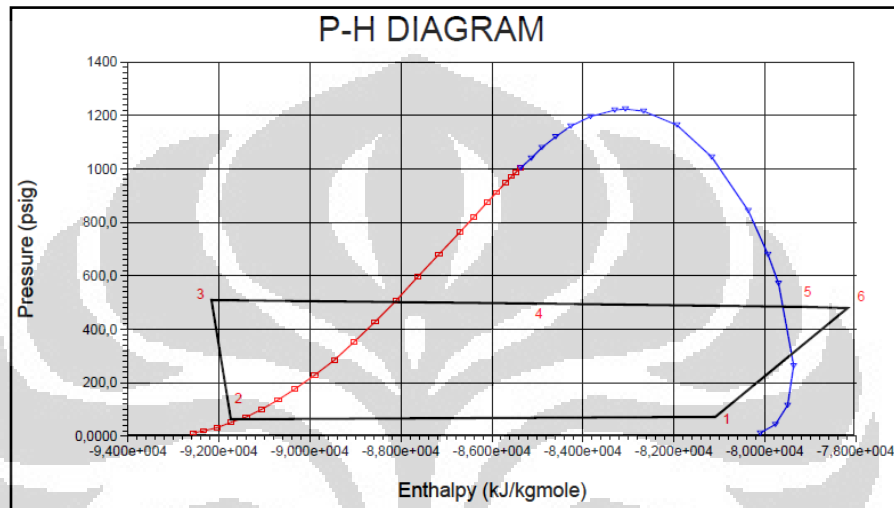
Data pada tabel 4.4 adalah data untuk siklus *High Pressure* dengan fluida kerja gas alam / LNG dari bintulu. Sedangkan untuk data siklus *Low Pressure* dengan fluida kerja  $C_3H_8$ .

Tabel 4.4 Data hasil simulasi dengan LNG dari Bintulu

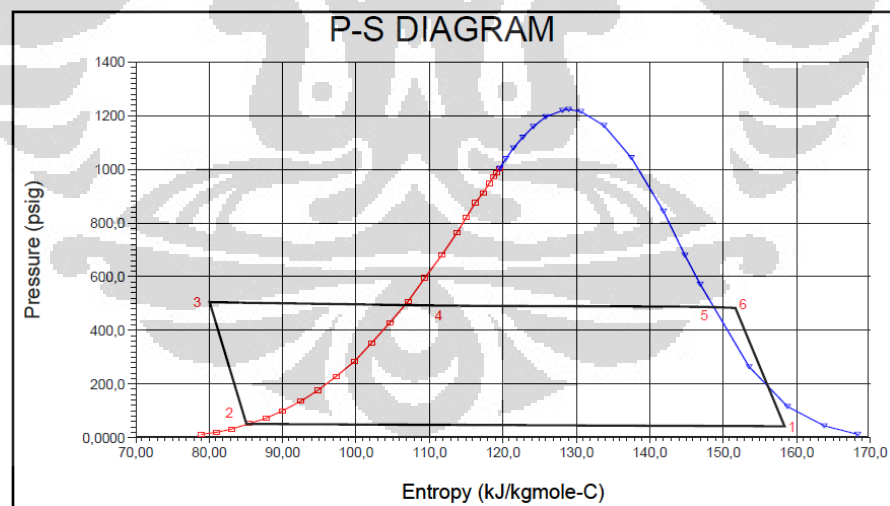
	Unit	1	2	3	4	5	6	7
Fase		0.979	0.000	0.000	0.257	0.997	1.000	1.000
Suhu	°C	-66.25	-139.83	-148.62	-84.99	-15.52	15	15
Tekanan	Psig	50	45	515	510	505	500	500
Molar entalpi	KJ/Kgmole	-81053.8	-91847.5	-92293.2	-87063.2	-79720.7	-78312.6	-78312.6
Molar entropi	KJ/Kgmole.°C	157.49	84.56	80.17	112.59	147.66	152.90	152.90
Molar Volume	m <sup>3</sup> /Kgmole	3.646	0.042	0.041	0.107	0.501	0.602	0.602



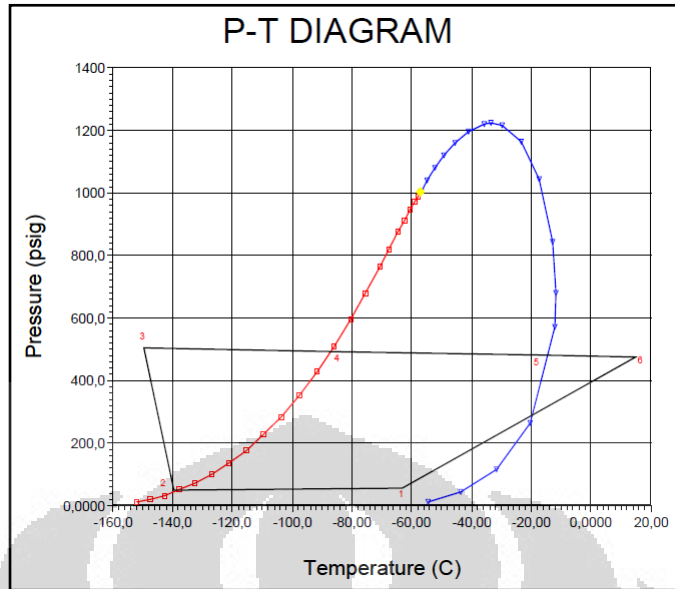
Implementasi dari data-data diatas akan digunakan untuk membuat siklus kerja pada diagram-diagram properti seperti pada simulasi pertama. Untuk data pada tabel 4.4 menggunakan diagram properti dari campuran gas alam dan untuk diagram properti  $C_3H_8$ . Diagram  $C_3H_8$  menggunakan diagram yang sama dengan yang digunakan pada simulasi pertama karena fluida kerja  $C_3H_8$  yang digunakan sama.



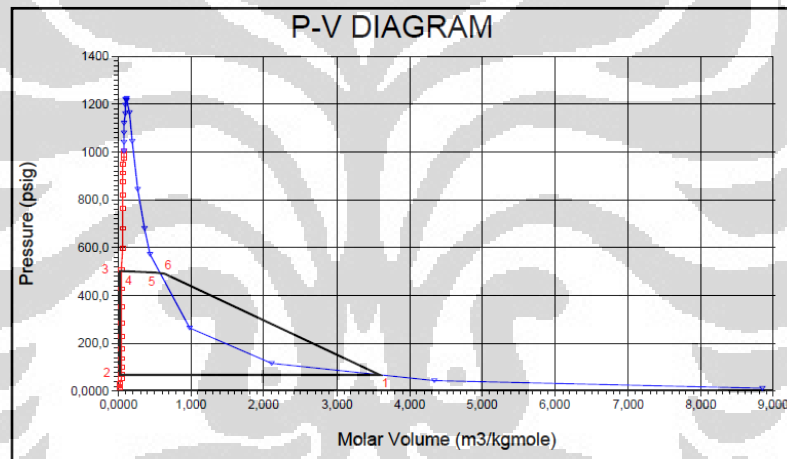
Gambar 4.34 siklus *High Pressure* Bintulu pada diagram P-H



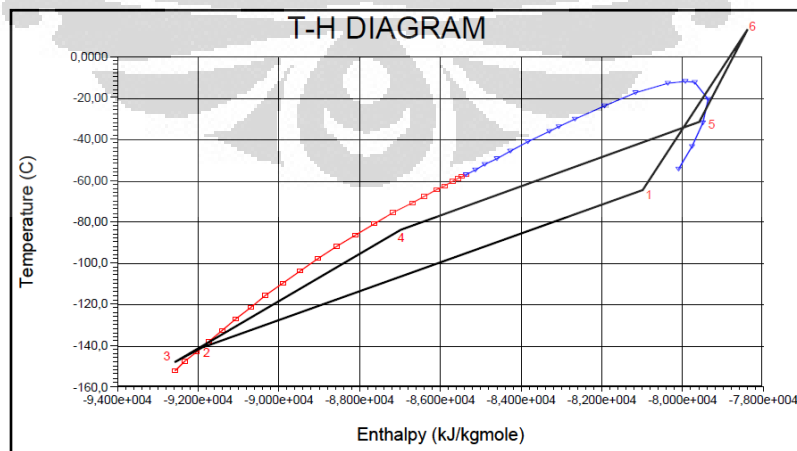
Gambar 4.35 siklus *High Pressure* Bintulu pada diagram P-S



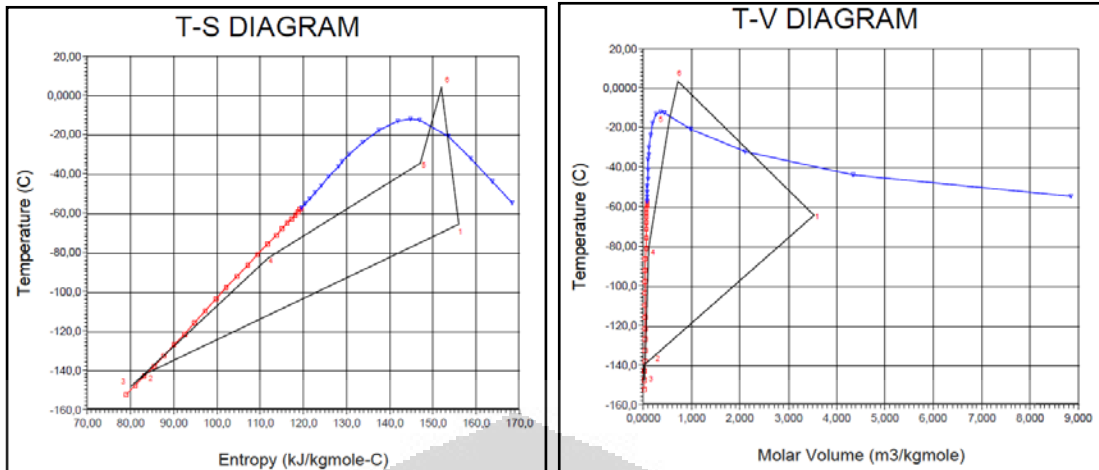
Gambar 4.36 siklus *High Pressure* Bintulu pada diagram P-S



Gambar 4.37 siklus *High Pressure* Bintulu pada diagram P-V



Gambar 4.38 siklus *High Pressure* Bintulu pada diagram T-H



Gambar 4.39 siklus *High Pressure* Bintulu pada diagram T-S dan T-V

Untuk siklus yang kedua yaitu siklus low pressure pada skema LNG dari bintulu menggunakan diagram  $C_3H_8$  yang sama dengan yang digunakan simulasi skema dari Arun, karena tidak merubah komposisi dari fluida tersebut. Sehingga untuk siklus low pressure bisa tetap menggunakan diagram siklus dari  $C_3H_8$  pada simulasi dengan skema LNG dari Arun.

#### 4.1.2.2 Daya Pompa

Dalam simulasi kedua ini dengan skema LNG dari Bintulu tetap menggunakan 4 buah pompa untuk menjalankan proses pada skema tersebut. Perbedaan dengan simulasi pertama adalah pada komposisi LNG yang diterima. sehingga terjadi perubahan kebutuhan daya motor pompa pada pompa utama dan pompa *recycle* karena kedua pompa ini yang memompakan fluida kerja berupa gas alam / LNG pada siklus *high pressure*, sedangkan yang terjadi pada pompa *refrigerant* dan pompa air laut daya yang dibutuhkan tetap karena tidak terjadi perubahan komposisi dari  $C_3H_8$  pada siklus *low pressure*.

Berikut merupakan daftar kebutuhan daya pompa untuk skema bintulu pada tabel 4.3 dibawah ini.

Tabel 4.5 Kebutuhan Daya untuk pompa untuk skema Bintulu

	Pompa Utama	Pompa Recycle	Pompa Refrigerant	Pompa air laut
Daya Motor (KW)	1026	947.1	327.8	1007

Maka daya total yang dibutuhkan dari keempat pompa untuk skema ini adalah  $1026 \text{ KW} + 947.1 \text{ KW} + 327.8 \text{ KW} + 1007 \text{ KW} = 3307.9 \text{ KW}$ .

#### **4.1.2.3 Tenaga yang dihasilkan turbin**

Skema kedua ini tetap menghasilkan dari 2 buah turbin yaitu turbin *high pressure* dan turbin *low pressure*. Daya keluaran dari masing-masing turbin ini didapat dari kedua siklus yang terdapat pada sistem pembangkit ini. Dalam skema ini turbin *high pressure* menghasilkan daya keluaran sebesar 14.22 MW sedangkan turbin *low pressure* menghasilkan daya keluaran sebesar 8.529 MW.

Maka daya total yang dihasilkan dari sistem ini dengan skema LNG dari Bintulu adalah sebesar  $14.22 \text{ MW} + 8.529 = 22.729 \text{ MW}$ .

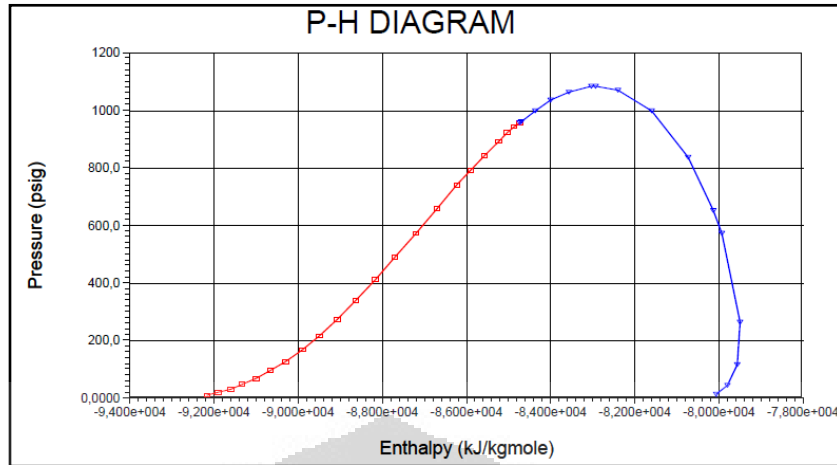
#### **4.1.2.4 Perubahan suhu air laut**

Air laut yang digunakan sebagai sumber panas untuk membantu menaikkan suhu dan merubah fase dari LNG menjadi gas alam dalam bentuk uap seca keseluruhan. Kebutuhan air laut yang dipompakan ke dalam sistem setara dengan 6000 MMscfd dengan asumsi suhu  $30^{\circ}\text{C}$  dan tekanan 1.5 Psig.

Terjadi penurunan air laut yang digunakan karena panasnya sebagian diambil ke dalam sistem. Maka suhu air laut untuk sistem ini keluar pada suhu  $14.22^{\circ}\text{C}$  pada tekanan terukur 70 Psig.

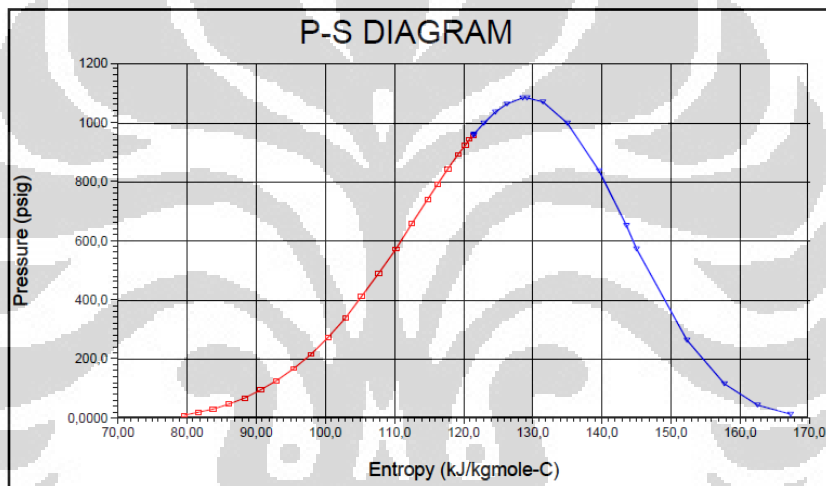
#### **4.1.3 Simulasi dengan LNG dari Bontang**

Simulasi terakhir ini menggunakan LNG dari Bontang *liquefaction plant*, Kalimantan timur. LNG ini memiliki komposisi dengan menggunakan data pada tabel 3.2 terdiri dari pentane 90.6%, ethane 6%, propane 2.48%, butane 0.82% dan pentane 0.1%. hasil diagram-diagram properti untuk komposisi ini seperti dibawah.



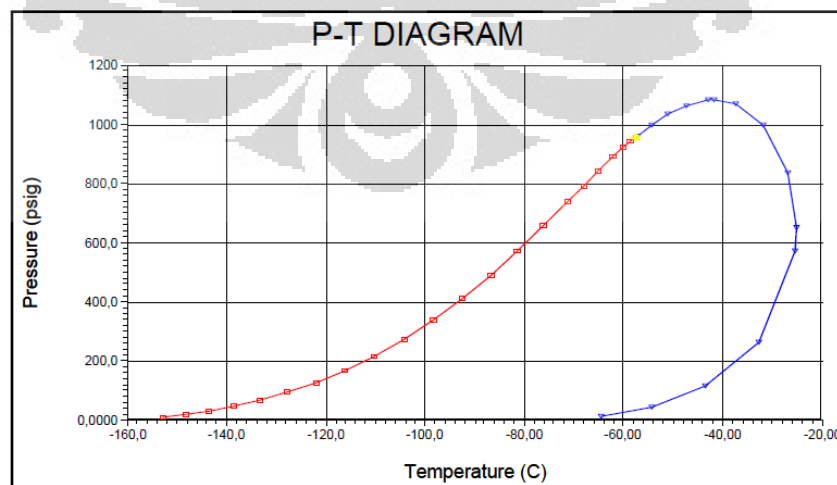
■ : titik didih      ▼ : titik embun

Gambar 4.40 P-H Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang



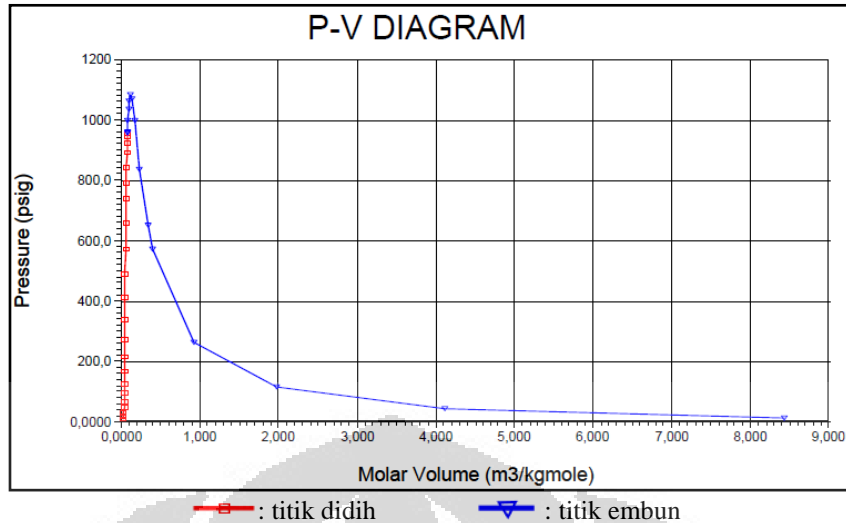
■ : titik didih      ▼ : titik embun

Gambar 4.41 P-S Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang

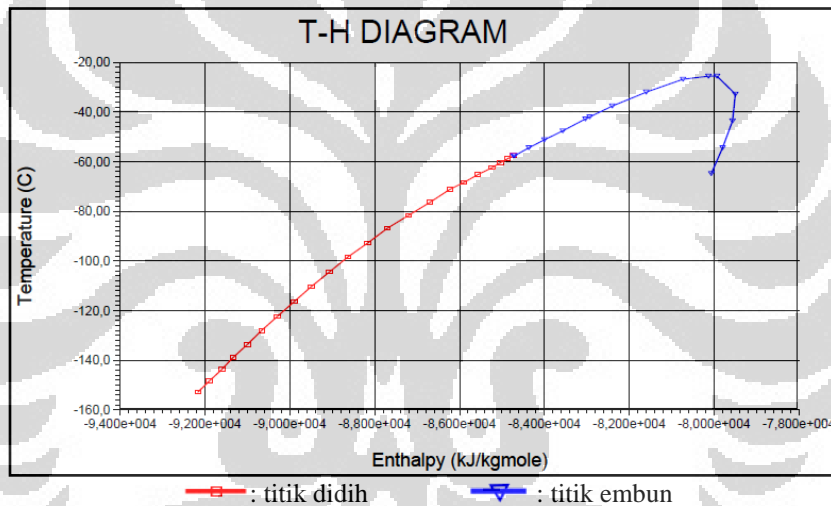


■ : titik didih      ▼ : titik embun      ◆ : titik Kritis

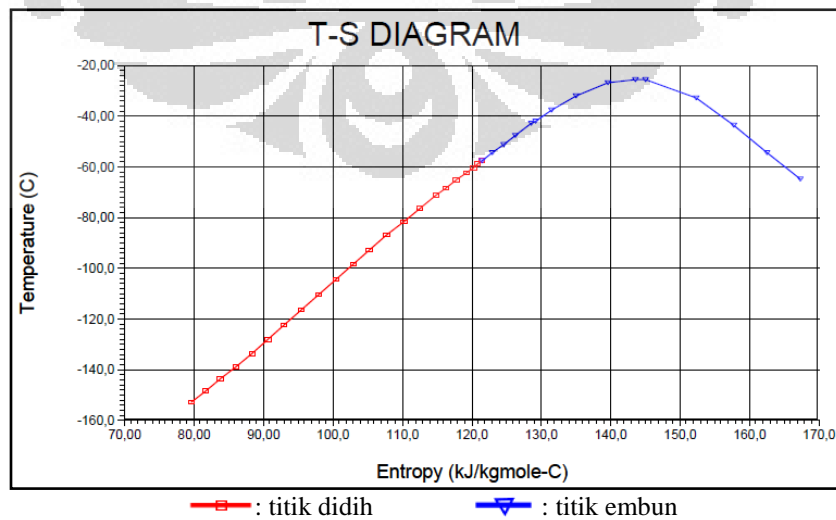
Gambar 4.42 P-T Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang



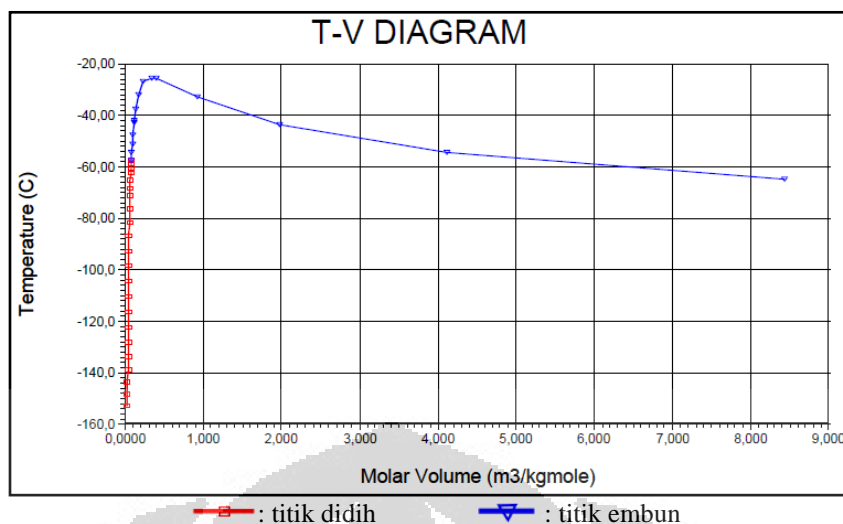
**Gambar 4.43 P-V Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang**



**Gambar 4.44 T-H Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang**



**Gambar 4.45 T-S Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang**



Gambar 4.46 T-V Diagram dengan komposisi LNG dari Bontang

#### 4.1.3.1 Siklus kerja Pembangkit dengan LNG dari Bontang

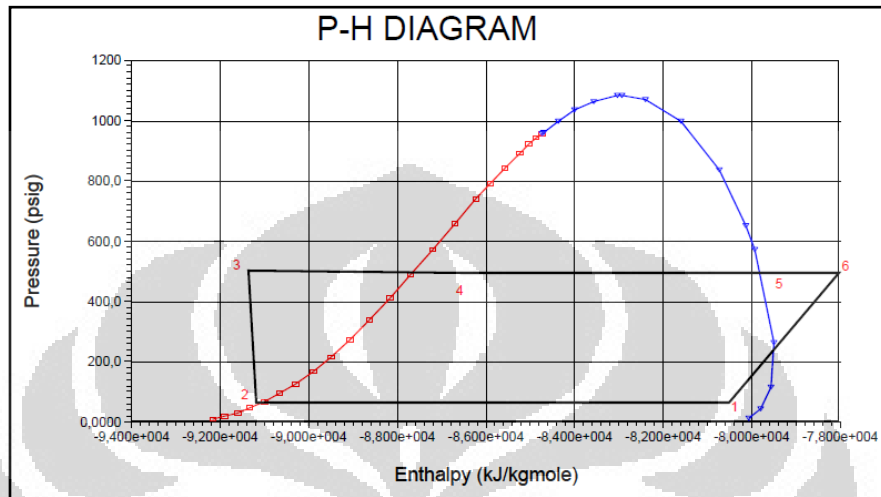
Hasil dari simulasi ketiga ini menggunakan skema proses pembangkit listrik dengan LNG dari bontang. Titik-titik yang digunakan sebagai acuan pengambilan data pergerakan siklus pembangkit seperti pada gambar 4.13 titik 1 sampai dengan 7 merupakan siklus high pressure sedangkan titik 8 sampai 11 merupakan siklus low pressure. Data yang ditampilkan dibawah berisi fase, tekanan, suhu, molar entalpi, molar entropi dan molar volume dari campuran gas dengan komposisi dari bontang.

Data-data yang dimaksud ditampilkan pada tabel hasil simulasi dibawah ini. Data hanya menampilkan untuk siklus *high pressure* karena siklus *low pressure* sama seperti simulasi pertama dan simulasi kedua.

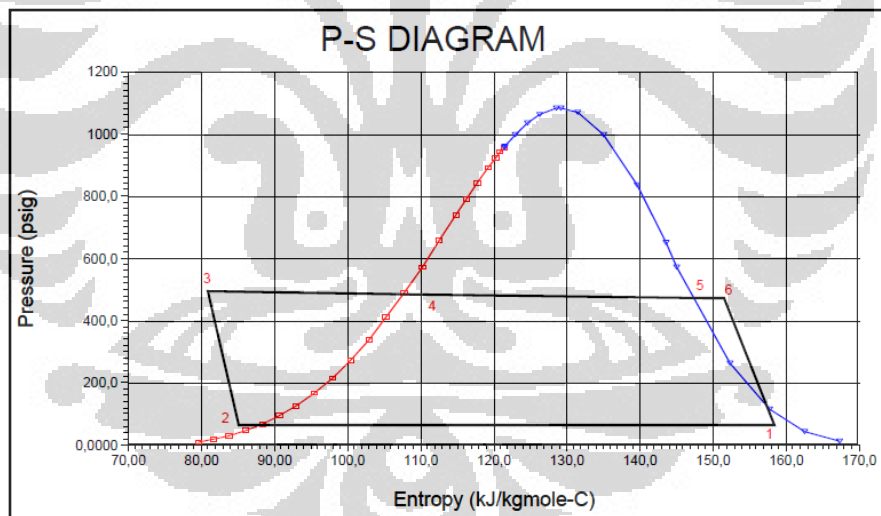
Tabel 4.6 Data hasil simulasi dengan LNG dari Bontang

	Unit	1	2	3	4	5	6	7
<b>Fase</b>		0.987	0.000	0.000	0.233	1.000	1.000	1.000
<b>Suhu</b>	°C	-70.86	-139.69	-148.54	-84.50	-15.33	15	15
<b>Tekanan</b>	Psig	50	45	515	510	505	500	500
<b>Molar entalpi</b>	KJ/Kgmole	-80648.4	-91374	-91824.5	-86627.5	-79285	-77937	-77937
<b>Molar entropi</b>	KJ/Kgmole.°C	158.23	85.58	81.17	113.38	148.57	153.58	153.58
<b>Molar Volume</b>	m <sup>3</sup> /Kgmole	3.583	0.042	0.040	0.103	0.504	0.603	0.603

Data-data diatas akan digunakan untuk melihat perubahan properti dan pergerakannya di dalam diagram properti untuk melihat siklus dari pembangkit dalam diagram properti. Bentuk dari siklus tersebut dalam diagram dapat dilihat seperti bawah.

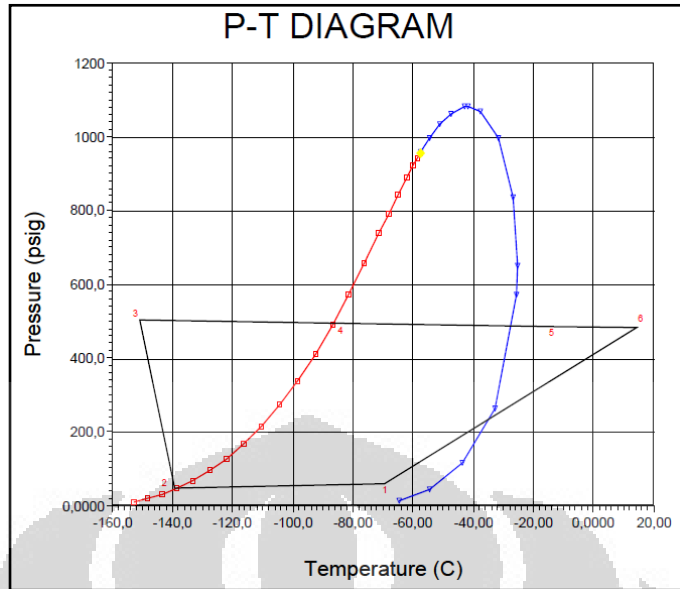


Gambar 4.47 siklus *High Pressure Bontang* pada diagram P-H

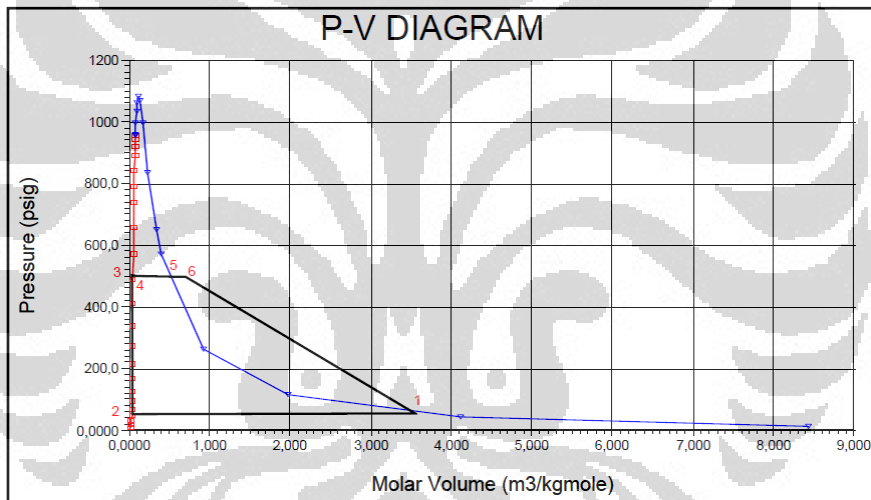


Gambar 4.48 siklus *High Pressure Bontang* pada diagram P-S

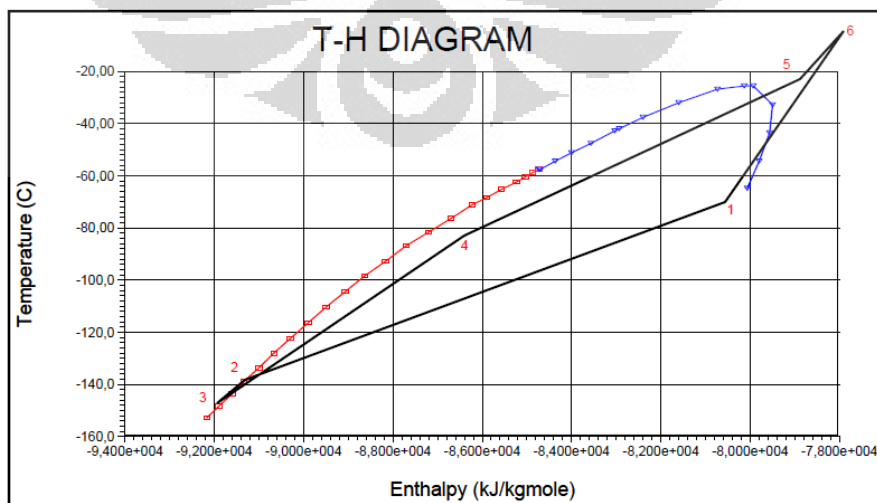




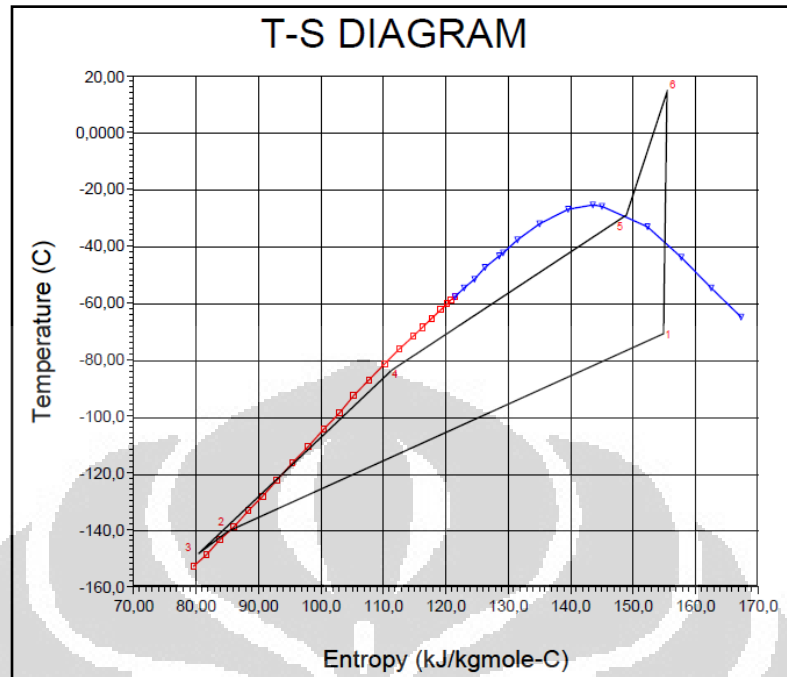
Gambar 4.49 siklus *High Pressure Bontang* pada diagram P-T



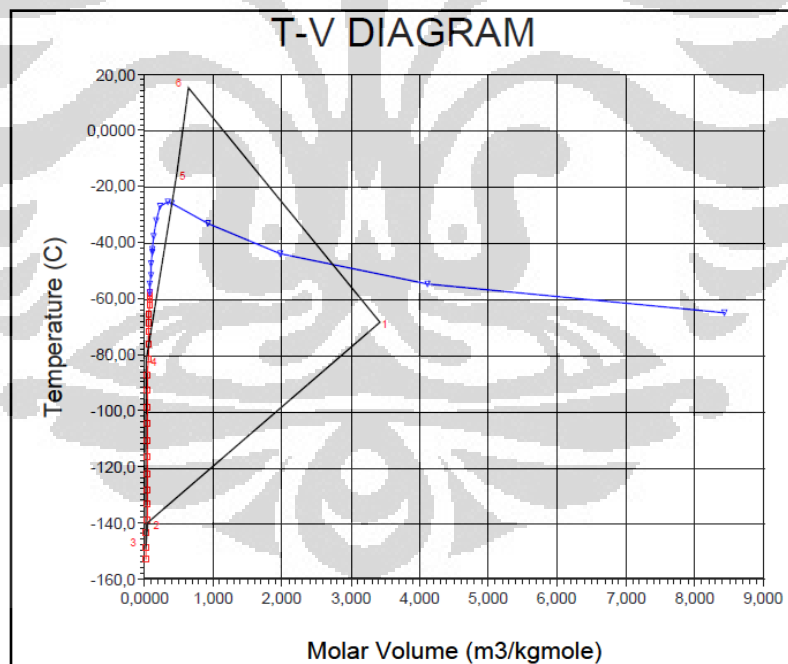
Gambar 4.50 siklus *High Pressure Bontang* pada diagram P-V



Gambar 4.51 siklus *High Pressure Bontang* pada diagram T-H



Gambar 4.52 siklus *High Pressure Bontang* pada diagram T-S



Gambar 4.53 siklus *High Pressure Bontang* pada diagram T-V

#### 4.1.3.2 Daya Pompa

Pada simulasi ketiga ini tetap menggunakan 4 buah pompa. Daya motor yang dibutuhkan mengalami perubahan pada pompa utama dan pompa *recycle*,

sedangkan kedua pompa lainnya pompa air laut dan pompa *refrigerant* /  $C_3H_8$  tidak mengalami perubahan karena fluida yang dipompakan dan jumlah alirannya sama seperti simulasi pertama dan kedua. Daya motor untuk pompa utama dan pompa recycle menyesuaikan dengan komposisi dari LNG dari sumbernya.

Berikut merupakan data kebutuhan daya motor untuk keempat pompa yang digunakan untuk proses dalam simulasi dengan LNG dari bontang.

**Tabel 4.7 Kebutuhan Daya untuk pompa untuk skema Bontang**

	<b>Pompa Utama</b>	<b>Pompa Recycle</b>	<b>Pompa Refrigerant</b>	<b>Pompa air laut</b>
<b>Daya Motor (KW)</b>	1022	943.9	327.8	1007

Jadi daya total yang dibutuhkan keempat pompa itu untuk menjalankan proses tersebut adalah  $1022 \text{ KW} + 943.9 \text{ KW} + 327 \text{ KW} + 1007 \text{ KW} = 3000.7 \text{ KW}$ .

#### **4.1.3.3 Tenaga yang dihasilkan turbin**

Tenaga yang dikeluarkan pada skema proses bontang juga tetap menggunakan 2 siklus yaitu siklus high pressure dan siklus low pressure. Tiap siklus memiliki turbin yang akan membangkitkan tenaga dan mengubah menjadi energy listrik. Berdasarkan simulasi dengan sumber LNG dari bontang turbin pertama yang merupakan turbin high pressure yang bekerja pada tekanan 500 Psig mampu menghasilkan tenaga 14.11 MW dan turbin kedua yang merupakan turbin low pressure yang bekerja pada tekanan 120 Psig mampu menghasilkan tenaga 8.529 MW. Maka tenaga total yang dikeluarkan untuk suatu sistem dengan skema proses bontang ini adalah  $14.11 \text{ MW} + 8.529 \text{ MW} = 22.639 \text{ MW}$ .

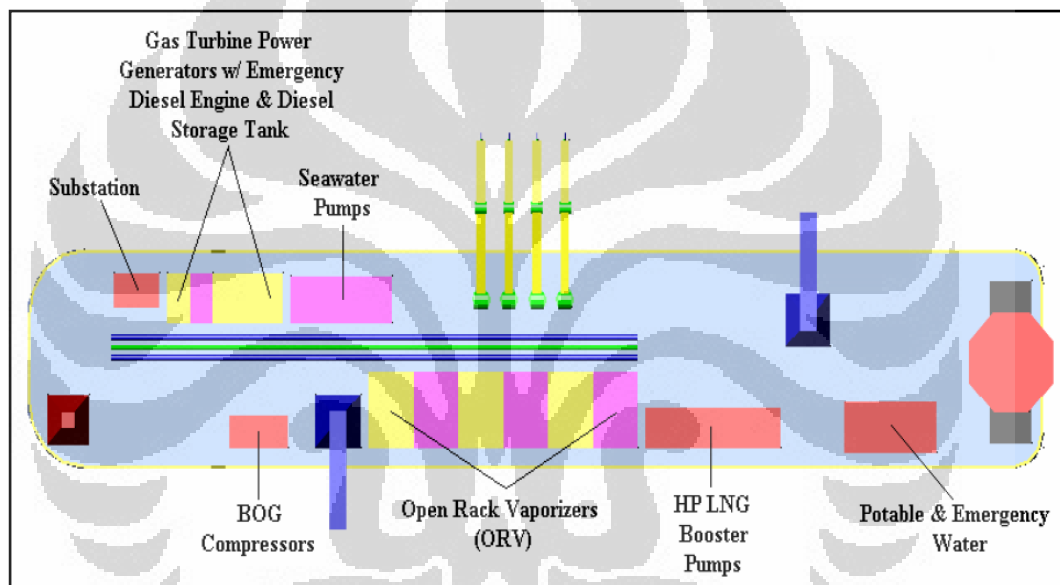
#### **4.1.3.4 Perubahan Suhu Air Laut**

Penggunaan air laut sebagai sumber panas untuk membantu proses perubahan fase LNG menjadi Uap secara keseluruhan. Maka air laut yang masuk ke dalam sistem pasti akan mengalami penurunan suhu. Suhu air laut yang dikeluarkan diharapkan tidak terlalu dingin karena dapat mengganggu keseimbangan ekosistem laut disekitarnya.

Suhu air laut yang keluar dari sistem dengan menggunakan skema proses dari bontang akan turun menjadi  $14.32^{\circ}\text{C}$  dengan tekanan 70 Psig dari suhu awal  $30^{\circ}\text{C}$  pada tekanan 1.5 Psig.

#### 4.2 Desain FSRU dengan Pembangkit listrik

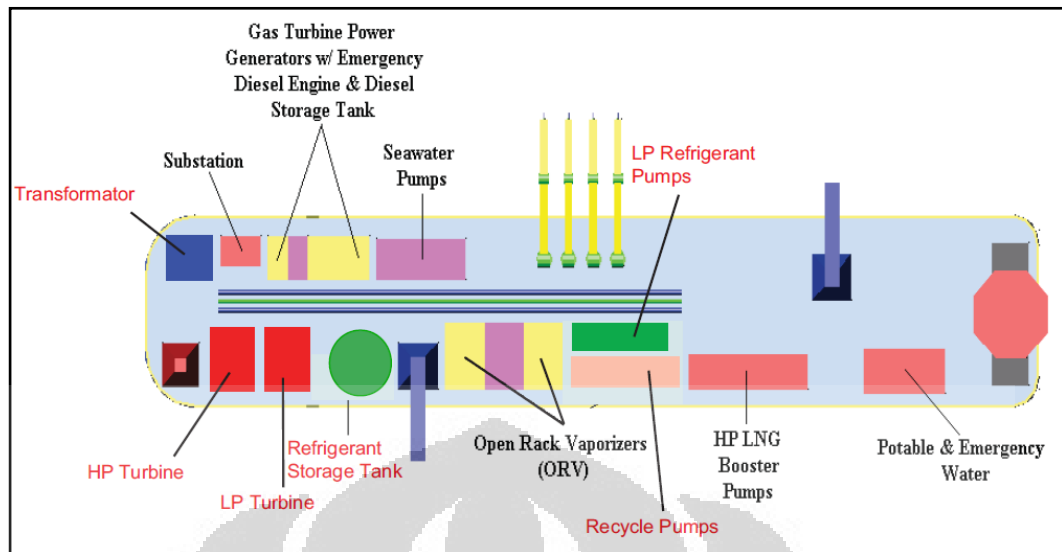
Sesuai dengan yang disimulasikan dalam HYSIS, tesis ini FSRU yang digunakan adalah FSRU yang berkapasitas 400MMScfd. Gambar *Layout plan* untuk FSRU menggunakan referensi menurut TAMU Team for West Africa, 2004 [14] dapat dilihat seperti dibawah.



Gambar 4.54 Layout FSRU tanpa Pembangkit listrik [14]

Gambar diatas hanya FSRU untuk kebutuhan regasifikasi sedangkan untuk pembangkit tenaga listrik dibutuhkan ruangan untuk tambahan *equipment*. Menurut skema proses pada HYSIS FSRU membutuhkan *equipment* tambahan berupa turbin *High Pressure*, Turbin *Low pressure*, pompa *refrigerant / C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>*, pompa *recycle*, *refrigerant / C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>* storage tank, *transformator* dan *electricity transmission unit*.

*Equipment* tersebut akan merubah *layout* dari FSRU diatas. Maka dengan memodifikasi *layout plan* dari FSRU diatas dengan ditambah dengan *equipment-equipment* seperti disebutkan diatas, perubahan dari *layout plan* FSRU dengan pembangkit listrik terintegrasi didalamnya akan seperti gambar dibawah ini.



**Gambar 4.55 Layout FPSO dengan Pembangkit listrik**

### 4.3 Analisis Perhitungan Keekonomian

Perhitungan nilai keekonomian dari proyek pembuatan FPSO dengan pembangkit tenaga listrik melibatkan analisis biaya (*Cash out*) dan analisis pendapatan (*Cash in*) dari proyek ini. Untuk perhitungan-perhitungan keekonomian dari proyek ini maka ada asumsi-asumsi yang ditetapkan. Asumsi-asumsi tersebut dapat dilihat pada tabel 4.8 dibawah ini.

**Tabel 4.8 Asumsi-asumsi dalam perhitungan keekonomian**

Periode operasi	20 tahun
Total umur proyek	24 tahun
Tingkat suku bunga	8%
Tingkat diskonto	8%
<i>Salvage value</i>	20%
Pinjaman Bank	70%

#### 4.3.1 Analisis Biaya

Dalam membangun sebuah FPSO dengan terintegrasi dengan pembangkit listrik seperti pada skema diatas membutuhkan biaya-biaya untuk merealisasikan proyek tersebut. Secara umum biaya untuk mewujudkannya dibagi 2 yaitu biaya investasi dan biaya Operasional & perawatan (O&M).

#### 4.3.1.1 Biaya Investasi

Biaya investasi yang meliputi mulai dari biaya *engineering*, harga-harga *equipment* dan material yang dibutuhkan, biaya instalasi dan biaya transportasi FSRU dari galangan kapal menuju ke lokasi. Sedangkan biaya operasional dan perawatan meliputi biaya tetap dan biaya variabel. Biaya variabel merupakan yang dapat berubah-ubah meliputi utilitas, biaya tenaga kerja dan biaya perawatan. Dan biaya tetap meliputi depresiasi (*straight line*), Pajak, asuransi, dan bunga pinjaman.

Jumlah biaya investasi untuk proyek ini sebagai acuan menggunakan perkiraan biaya investasi untuk pembangunan FSRU tanpa menggunakan pembangkit listrik seperti pada tabel 3.3. Dalam tabel tersebut merupakan daftar biaya pembangunan proyek FSRU pada 3 negara yaitu jepang, korea dan spanyol,.

**Tabel 4.9 Daftar biaya investasi proyek**

	Biaya (Juta US\$)
Baja untuk lambung kapal	53
Baja untuk perlengkapan	23
permesinan baja	1
pelengkapan kelistrikan	2
akomodasi	23
kargo	27
penunjang topside module	2
Tanki LNG (SPB)	93
Proses dan <i>engineering</i>	45
Transportasi	15
Instalasi	15
<i>Contingecy</i>	30
Total	329

Dari ketiga skema diatas yang paling mahal untuk total biaya investasi yaitu di jepang, ini memungkinkan untuk perkiraan skema biaya termahal. Tetapi harga tersebut harus disesuaikan dengan perkiraan kapasitas dari FSRU dalam proyek yang dibangun ini adalah 400 MMScfd dan karena proyek ini merupakan proyek integrasi FSRU dan pembangkit listrik maka dibutuhkan biaya tambahan pada perkiraan biaya proses dan *engineering*. Karena pasti membutuhkan

*engineering* tambahan untuk kalkulasi dan ada penambahan *equipment-equipment* seperti turbin *High Pressure*, Turbin *Low pressure*, pompa *refrigerant / C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>*, pompa *recycle*, *refrigerant / C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> storage tank*, *transformator* dan *transmission unit*.

Maka total perkiraan biaya investasi untuk FSRU dengan pembangkit listrik dengan kapasitas proses regasifikasi 400 MMScfd adalah 329 juta US\$ dengan rincian biaya tersebut ada pada daftar biaya pada tabel 4.9 diatas.

#### 4.3.1.2 Biaya Operasional dan Perawatan (O & M)

Setelah proyek sudah direalisasikan dibutuhkan biaya untuk operasional dan perawatan dari FSRU dengan pembangkit listrik tersebut. Biaya tersebut meliputi biaya tetap dan biaya variabel. Biaya tersebut dibayarkan tiap tahunnya supaya dapat beroperasi dengan baik.

Biaya variabel terdiri dari biaya utilitas, biaya tenaga kerja dan biaya perawatan. Tabel dibawah untuk biaya utilitas dan biaya tenaga kerja mengambil data dari ringkasan eksekutif dirjen migas [12]. Sedangkan biaya perawatan sekitar 0.266% dari biaya investasi atau nilai aset. Besar dari biaya tersebut terdapat pada tabel 4.10 dibawah.

**Tabel 4.10 Daftar biaya variabel untuk O & M**

Biaya variabel	
Utilitas	\$7,465,514.00
Tenaga kerja	\$1,135,628.00
Perawatan	\$875,140.00
Total	\$9,476,282.00

Untuk biaya operasional yang tetap yang meliputi depresiasi, pajak, asuransi, dan bunga pinjaman. Biaya-biaya ini nilainya akan tetap setiap tahunnya. Untuk perhitungan nilai depresiasi tiap tahunnya, karena diasumsikan bahwa nilai tiap tahunnya tetap maka metode depresiasi akan menggunakan metode *straight line* (SL) dengan menggunakan data dari *salvage value* seperti pada tabel 4.9 dengan nilai 20% dari asset.

Maka nilai depresiasi tiap tahunnya adalah:

$$D_t = \frac{B - S}{n}$$

$$S = 0.2 \times \$329000000 = \$65800000$$

$$D_t = \frac{\$329000000 - \$65800000}{19}$$

$$D_t = \$13852631.57$$

Besar pajak yang dibayarkan tiap tahun adalah 10% dari nilai aset mula-mula, besarnya adalah :

$$Pajak = 0.1 \times \$329000000$$

$$Pajak = \$32900000$$

Asuransi yang dibayarkan tiap tahun sebesar 0.5% dari nilai aset mula-mula, besarnya adalah :

$$Asuransi = 0.005 \times \$329000000$$

$$Asuransi = \$1645000$$

Jumlah aset hasil pinjaman dari bank sebesar 70% dari aset keseluruhan. Bunga yang harus dibayarkan ke bank adalah sebesar 8% dari nilai pinjaman, besarnya adalah :

$$Jumlah\ pinjaman = 0.7 \times \$329000000$$

$$Jumlah\ pinjaman = \$230300000$$

$$A_w = \$230300000 \left( \frac{A}{P}, 8, 20 \right)$$

$$A_w = \$230300000 (0.10185) = \$23456055$$

$$Bunga = \$23456055 \times 0.08 = \$1876484.4$$

Jumlah total dari biaya-biaya operasional tetap seperti pada tabel dibawah:

**Tabel 4.11 Daftar biaya Tetap untuk O & M**

Biaya Tetap	
Depresiasi	\$13,852,631.57
Pajak	\$32,900,000.00
Asuransi	\$1,645,000.00
Bunga	\$1,876,484.40
Total	\$50,274,115.97



Jadi jumlah total dari biaya operasional dan perawatan adalah jumlah antara biaya tetap dan biaya variabel sebesar \$9,476,282.00 + \$50,274,115.97 = \$59,750,397.97.

### 4.3.2 Pendapatan operasional

Sumber pendapatan dari proyek FSRU ini ketika sudah mulai beroperasi akan diperoleh dari 2 sumber, yaitu pendapatan hasil dari regasifikasi LNG menjadi gas alam dan pendapatan dari penjualan listrik.

#### 4.3.2.1 Pendapatan hasil regasifikasi LNG

Salah satu tujuan utama dari FSRU adalah proses regasifikasi LNG menjadi gas alam supaya dapat ditransmisikan melewati jalur pipa sesuai dengan persyaratan jalur pipa. Biaya untuk melakukan yang dikenakan untuk melakukan regasifikasi adalah 0.6 \$/MMBtu. Jadi bila FSRU dapat memproses 400 MMscfd, maka pendapatan yang dihasilkan dari dari proses regasifikasi dengan asumsi kualitas dari LNG / gas alam 1110 MMBtu/MMscfd adalah :

$$400 \text{ MMScfd} \times 365 \text{ days} \times 1110 \frac{\text{MMBtu}}{\text{MMscfd}} = 162060000 \frac{\text{MMBtu}}{\text{year}}$$

Ongkos regasifikasi:

$$\frac{0.6 \$}{\text{MMbtu}} \times 162060000 \frac{\text{MMBtu}}{\text{year}} = 97,236,000 \text{ US\$/year}$$

#### 4.3.2.2 Pendapatan hasil Penjualan listrik

Sistem FSRU yang terintegrasi dengan pembangkit listrik dengan memanfaatkan energi dingin hasil dari regasifikasi LNG. Dari hasil simulasi HYSIS didapat bahwa dengan sistem 2 siklus *high pressure* dan *low pressure* dapat membangkitkan listrik lebih besar dan meminimalkan energi dingin yang dibuang ke lingkungan.

**Tabel 4.12 Daya keluaran untuk ketiga skema simulasi**

	Daya Turbin (KW)	Daya Pompa (KW)	Daya bersih (KW)
Arun	22519	3297.7	19221.3
Bintulu	22729	3307.9	19421.1
Bontang	22639	3000.7	19638.3

Dari ketiga skema yang ditampilkan berdasarkan dari sumber LNG nya maka daya listrik yang akan digunakan sebagai acuan perhitungan penjualan listrik adalah skema dengan daya bersih paling kecil yaitu dari skema dengan LNG dari Arun dengan daya bersih sebesar 19221.3 KW.

Jika pembangkit energi dingin ini diasumsikan memiliki *capacity factor* sebesar 70 %, maka produksi listrik untuk skema pembangkit ini per tahunnya adalah :

$$\begin{aligned} \text{Produksi listrik} &= 0.7 \times 19221.3 \text{ KW} \times 24 \text{ hour/day} \times 365 \text{ day/year} \\ &= 117865011.6 \frac{\text{KWh}}{\text{year}} \end{aligned}$$

Asumsi harga jual listrik adalah 7 cent/KWh maka hasil penjualan listrik per tahun adalah :

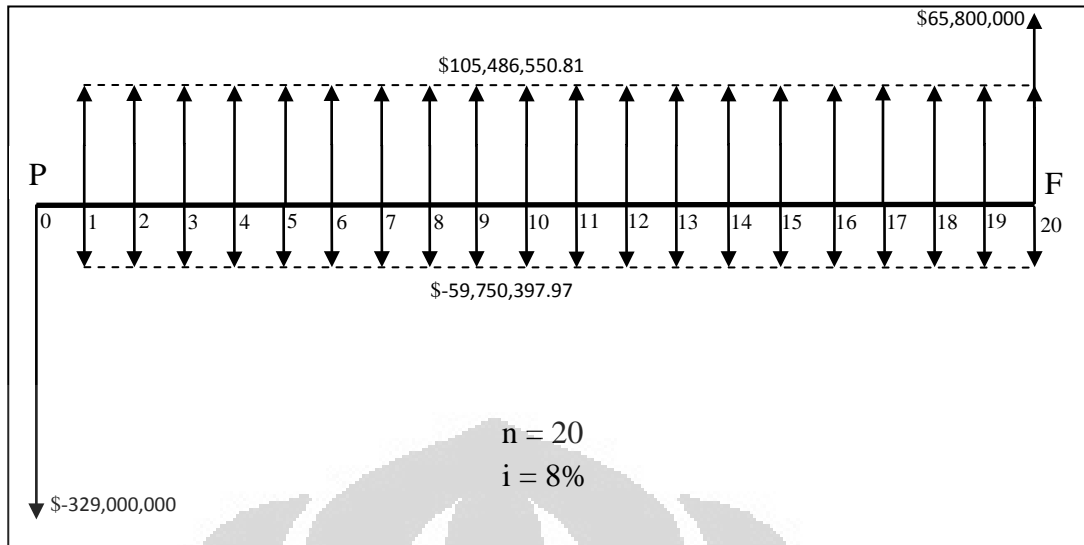
$$\begin{aligned} \text{penjualan listrik} &= 117865011.6 \frac{\text{KWh}}{\text{year}} \times 0.07 \text{ \$/KWh} \\ &= 8,250,550.81 \text{ US\$/year} \end{aligned}$$

### 4.3.3 Aliran Kas

Dari hasil perhitungan jumlah biaya dan pendapatan dari proyek FSRU dengan pembangkit listrik ini maka dapat dihitung dan diproyeksi aliran kas pada proyek ini. Data tersebut dirangkum dalam tabel 4.13 dibawah ini.

**Tabel 4.13 Data aliran kas**

Biaya investasi	\$329,000,000.00
Biaya Operasional dan perawatan	\$59,750,397.97
Pendapatan operasional	\$105,486,550.81
Nilai sisa	\$65,800,000.00
Umur pakai	20 tahun



**Gambar 4.56 Diagram aliran kas**

Dari data tabel 4.13 dan diagram pada gambar 4.56 dapat digunakan untuk perhitungan-perhitungan dalam metode perhitungan keekonomian yang menggunakan metode IRR, metode NPV, metode B/C ratio dan metode PPM.

#### 4.3.4 Perhitungan dengan metode *Internal Rate of Return (IRR)*

IRR merupakan metode untuk membandingkan nilai keuntungan dari sebuah investasi. Hasil perhitungannya dalam bentuk persentase. Untuk proyek ini nilai IRR nya didapat dengan perhitungan dibawah ini.

$$\sum_i^n \left( \frac{-CI_i}{(1-r)^i} \right) = \sum_i^n \left( \frac{CO_i}{(1-r)^i} \right)$$

atau

$$P_W \text{ Cost} - P_W \text{ benefit} = 0$$

$$\text{Net Present Worth} = 0$$

Jadi,

$$\begin{aligned} 0 &= -\$329,000,000 - \$59,750,397.97 \left( \frac{P}{A}, i, 20 \right) \\ &+ \$105,486,550.81 \left( \frac{P}{A}, i, 20 \right) + 65,800,000 \left( \frac{P}{F}, i, 20 \right) \\ \$329,000,000 &= \$45,736,152.84 \left( \frac{P}{A}, i, 20 \right) + \$65,800,000 \left( \frac{P}{F}, i, 20 \right) \end{aligned}$$

Estimasi nilai  $i$  berada pada 12% dan 14%

➤ Jika menggunakan nilai  $i = 12\%$ , maka

$$\$329,000,000 = \$45,736,152.84(7.4694) + \$65,800,000 (0.1037)$$

$$\$329,000,000 < \$348,445,080.02$$

$$\text{Selisihnya} = \$19,455,080.02$$

➤ Jika menggunakan nilai  $i = 14\%$ , maka

$$\$329,000,000 = \$45,736,152.84(6.6231) + \$65,800,000 (0.0728)$$

$$\$329,000,000 > \$307,705,353.02$$

$$\text{Selisihnya} = -\$21,294,646.13$$

Maka nilai  $i$  adalah

$$i = 12 + \left( \frac{(\$19,455,080.02 - 0)}{(\$19,455,080.02 - (-\$21,294,646.13))} \right) \times 1$$

$$i = 12 + 0.477$$

$$IRR = 12.477 \%$$

#### 4.3.5 Perhitungan dengan metode *Net Present Value (NPV)*

Nilai keuntungan dari proyek ini bila menggunakan perhitungan keekonomian net present value (NPV), akan ditampilkan dalam bentuk mata uang. Hasilnya menggunakan perhitungan dibawah ini.

Dengan menggunakan tingkat suku bunga 8%, maka

$$NPV = \sum_j^n \left( \frac{CI_j}{(1-r)^j} \right) - CO$$

$$NPV = -\$329,000,000 - \$59,750,397.97 \left( \frac{P}{A}, 8, 20 \right)$$

$$+ \$105,486,550.81 \left( \frac{P}{A}, 8, 20 \right) + 65,800,000 \left( \frac{P}{F}, 8, 20 \right)$$

$$NPV = -\$329,000,000 + \$45,736,152.84 \left( \frac{P}{A}, 8, 20 \right) + \$65,800,000 \left( \frac{P}{F}, 8, 20 \right)$$

$$NPV = -\$329,000,000 + \$45,736,152.84 (9.8181) + \$65,800,000 (0.2145)$$

$$NPV = -\$329,000,000 + \$449,042,122.19 + \$14,144,100$$

$$NPV = \$134,156,222.19$$

#### 4.3.6 Perhitungan dengan metode *Benefit – Cost Ratio (B/C)*

Nilai keuntungan bila menggunakan *benefit – cost ratio* mencoba memberikan sebuah indeks dimana membandingkan nilai *benefit* dan nilai *cost* dari proyek ini. Bila nilainya diatas 1 maka proyek secara ekonomis layak untuk dibangun bila kurang dari 1 maka proyek dinilai tidak menguntungkan. Besarnya rasio ini akan dihitung dengan persamaan seperti dibawah.

Metode B-C, nilainya harus  $\geq 1$ , maka proyek bisa diterima

$$\begin{aligned} B - C &= \$105,486,550.81 - \$59,750,397.97 \\ &= \$45,736,152.84 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_w \text{ investasi} &= \$329,000,000 \left( \frac{A}{P}, 8, 19 \right) \\ &= \$329,000,000 (0.10185) \\ &= \$33,508,650 \end{aligned}$$

$$\frac{B}{C} = (B - D) / C$$

$$\frac{B}{C} = \frac{(\$105,486,550.81)}{(\$59,750,397.97 + \$33,508,650)}$$

$$\frac{B}{C} = 1.13$$

#### 4.3.7 Perhitungan dengan metode *Pay back Period (PPM)*

Metode yang terakhir ini menentukan periode lamanya hasil dari proyek tersebut dimana memeperkirakan pendapatan dan keuntungan lainnya untuk mengembalikan investasi awal proyek. Perhitungan dengan metode ini ditunjukan dengan besaran tahun. Untuk perhitungan Pay back period dari proyek FSRU ini menggunakan perhitungan seperti dibawah ini.

$$\sum_t^n \left( \frac{CI_t}{(1-K)^t} \right) = \sum_t^n \left( \frac{CO_t}{(1-K)^t} \right)$$

Jadi,

$$\begin{aligned}
0 &= -\$329,000,000 - \$59,750,397.97 \left(\frac{P}{A}, 8, n_p\right) \\
&+ \$105,486,550.81 \left(\frac{P}{A}, 8, n_p\right) + 65,800,000 \left(\frac{P}{F}, 8, n_p\right) \\
\$329,000,000 &= \$45,736,152.84 \left(\frac{P}{A}, 8, n_p\right) + \$65,800,000 \left(\frac{P}{F}, 8, n_p\right)
\end{aligned}$$

Estimasi nilai  $n_p$  berada pada 9 tahun dan 10 tahun

- Jika menggunakan nilai  $n_p=9$  tahun, maka

$$\$329,000,000 = \$45,736,152.84(6.2469) + \$65,800,000 (0.5002)$$

$$\$329,000,000 < \$318,622,333.17$$

$$\text{Selisihnya} = -\$10,377,666.82$$

- Jika menggunakan nilai  $n_p=10$  tahun, maka

$$\$329,000,000 = \$45,736,152.84(6.7101) + \$65,800,000 (0.4632)$$

$$\$329,000,000 < \$337,372,719.17$$

$$\text{Selisihnya} = \$8,372,719.17$$

Maka nilai  $n_p$  adalah

$$n_p = 9 + \left(\frac{-\$10,377,666.82 - 0}{(-\$10,377,666.82 - \$8,372,719.17)}\right) \times 1$$

$$n_p = 9 + 0.553$$

$$n_p = 9.553 \text{ tahun}$$

#### 4.4 Analisis resiko kepastian investasi

Dari hasil perhitungan keekonomian diatas menunjukkan nilai keuntungan yang akan diberikan dari sebuah proyek FSRU dengan pembangkit listrik. Nilai tersebut diatas merupakan angka yang tidak pasti pada kenyataan dalam perhitungan nilai keekonomian dari sebuah proyek. Maka perlu disimulasikan tentang kepastian dalam investasi proyek FSRU dengan pembangkit listrik ini.

Simulasi monte carlo akan digunakan untuk memberikan kepastian dalam investasi proyek, simulasi ini akan dilakukan oleh *software* Crystal Ball dengan yang dirancang menggunakan simulasi monte carlo. parameter asumsi-asumsi menggunakan data aliran kas pada perhitungan keekonomian proyek. Tiap data

akan diasumsikan memiliki nilai maksimum dan minimum dengan menggunakan tipe distribusi segitiga pada saat mendefinisikan asumsi pada Crystal Ball. Definisi asumsi dan tipe distribusi yang digunakan sebagai masukan terhadap simulasi Crystal Ball ditampilkan pada tabel dibawah ini.

**Tabel 4.14 Definisi Asumsi dan tipe distribusi aliran kas**

	Nilai	Tipe Distribusi
<i>Minimum</i>	\$296,100,000.00	Segitiga samakaki
Biaya investasi	\$329,000,000.00	
<i>Maksimum</i>	\$361,900,000.00	
<i>Minimum</i>	\$8,200,000.00	Segitiga
Biaya Operasional dan perawatan (variabel)	\$9,476,282.00	
<i>Maksimum</i>	\$12,500,000.00	
<i>Minimum</i>	\$47,246,704.37	Segitiga
Biaya Operasional dan perawatan (tetap)	\$50,274,115.97	
<i>Maksimum</i>	\$55,301,527.57	
<i>Minimum</i>	\$91,158,750.00	Segitiga
Pendapatan Regas fee	\$97,236,000.00	
<i>Maksimum</i>	\$99,100,000.00	
<i>Minimum</i>	\$7,425,495.73	Segitiga samakaki
Pendapatan listrik	\$8,250,550.81	
<i>Maksimum</i>	\$9,075,605.89	
<i>Minimum</i>	\$59,220,000.00	Segitiga samakaki
Nilai sisa	\$65,800,000.00	
<i>Maksimum</i>	\$72,380,000.00	
<i>Minimum</i>	15	Segitiga
Umur pakai (tahun)	20	
<i>Maksimum</i>	24	

Nilai maksimum dan minimum pada tabel diatas ditentukan sesuai dengan kondisi proyek. Data tersebut akan diolah untk menentukan nilai NPV, IRR dan *payback Period* seperti pada analisis keekonomian. Untuk itu maka definisi keputusan sebagai masukan Crystal Ball adalah tahun sekarang atau tahun dimulainya proyek (*present*). Yang nantinya akan didapatkan hasil perkiraan

(forecast) untuk nilai NPV, IRR dan *payback period* dengan nilai kepastian dari investasi tersebut.

#### 4.4.1 Perkiraan (Forecast)

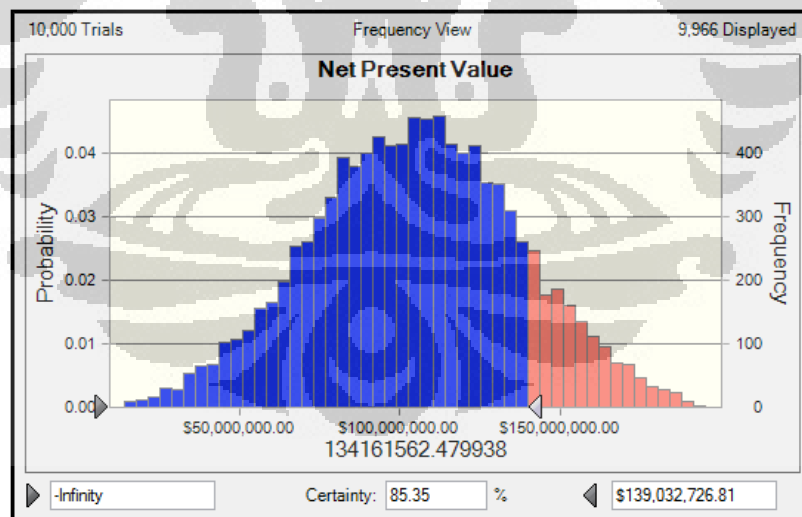
Dari hasil simulasi Crystal Ball akan didapat nilai NPV, IRR dan *payback period* dengan rumusnya menggunakan rumus fungsi dari Microsoft Excel. Maka didapatkan hasil yang ada pada tabel dibawah.

Tabel 4.15 Hasil NPV, IRR dan Payback Period

NPV	\$134,161,562.48
IRR	12.477%
PayBack Period	9.553

##### 4.4.1.1 NPV forecast

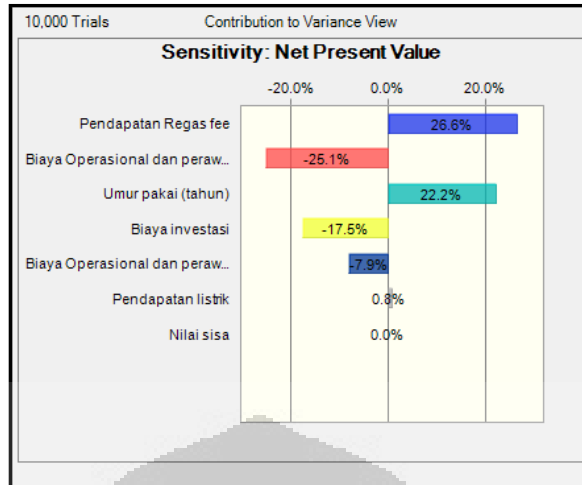
Nilai NPV dari data tabel 4.15 diatas akan dibuat perkiraan menggunakan simulasi Crystal Ball, dengan nilai kepastian mendekati 85% maka hasil simulasi yang dihasilkan adalah seperti pada gambar 4.57.



Gambar 4.57 Grafik NPV forecast

Dari grafik distribusi hasil simulasi diatas menyatakan untuk kepastian investasi 85.35% maka nilai NPV nya adalah sebesar \$139,032,726.81.



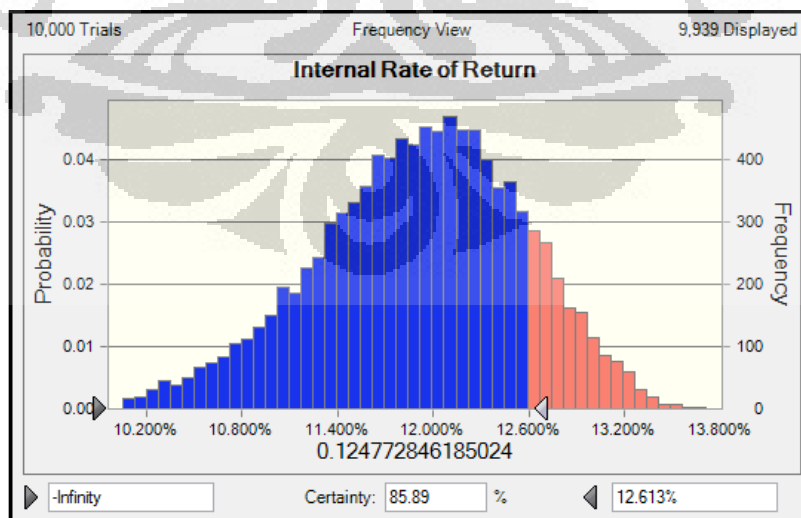


**Gambar 4.58** faktor sensitivitas NPV

Faktor yang paling berpengaruh terhadap kenaikan NPV adalah Pendapatan dari hasil regasifikasi LNG ke gas alam dengan nilai sensitivitas 26.6%. sedangkan faktor yang paling berpengaruh besar terhadap penurunan NPV adalah biaya operasional dan perawatan tetap sebesar -25.1%.

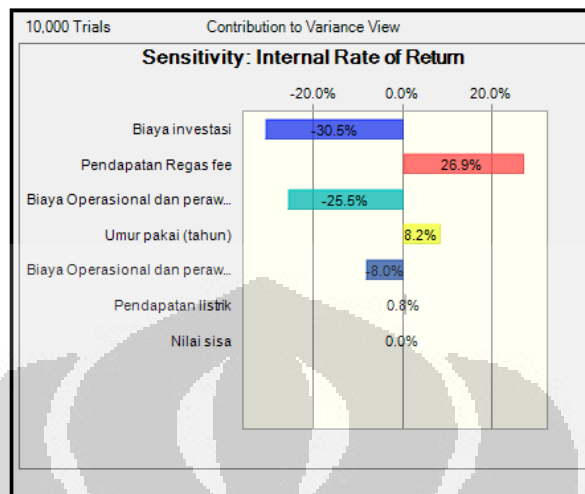
#### 4.4.1.2 IRR Forecast

Perkiraan kedua adalah nilai IRR dengan menggunakan data tabel 4.15 dan kepastian mendekati 85 %, maka hasil simulasi Crystal Ball untuk perkiraan nilai IRR ditunjukkan pada grafik dibawah.



**Gambar 4.59** Grafik IRR forecast

Hasilnya menunjukkan bahwa nilai IRR pada kepastian 85.89% adalah sebesar 12.613%.

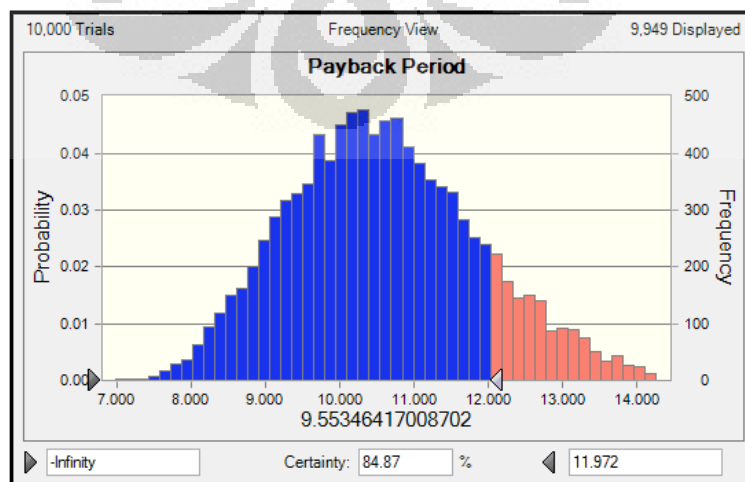


Gambar 4.60 faktor sensitivitas IRR

Dari hasil diatas dapat dilihat bahwa, faktor yang paling mempengaruhi dari penurunan nilai IRR adalah Biaya investasi sebesar -32.8% dan yang mempengaruhi untk kenaikan nilai IRR adalah Pendapatan hasil regasifikasi LNG ke gas alam sebesar 29.5%.

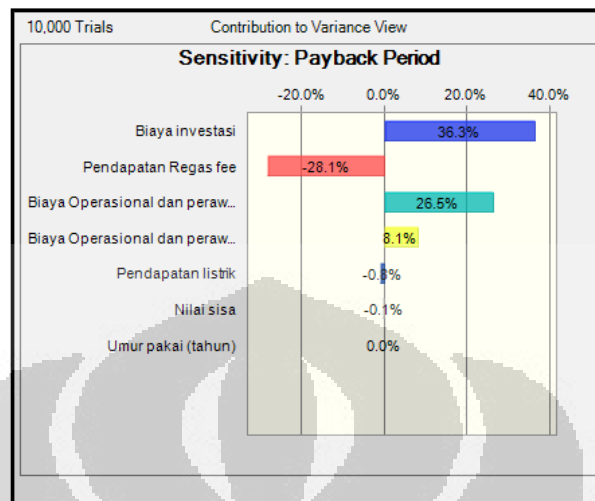
#### 4.4.1.3 Payback Period Forecast

Perkiraan ketiga adalah *Payback period* dengan menggunakan data tabel 4.15 dan kepastian mendekati 85 %, maka hasil simulasi Crystal Ball untuk perkiraan nilai IRR ditunjukkan pada grafik dibawah.



Gambar 4.61 Grafik Payback Period forecast

Hasilnya menunjukkan bahwa *Payback period* dengan kepastian 84.87% adalah pada 11.972 tahun.



**Gambar 4.62** faktor sensitivitas *Payback period*

Dari faktor sensitivitas diatas maka akan terlihat bahwa faktor yang paling mempengaruhi kenaikan *payback period* adalah Biaya investasi dengan nilai sebesar 36.3%. dan faktor yang paling mempengaruhi penurunan *payback period* adalah pendapatan hasil regasifikasi LNG menjadi gas alam dengan nilai sebesar -28.1%.

## BAB 5

### KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

#### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian ini maka dapat diambil kesimpulan bahwa:

1. Rancangan FSRU dengan pembangkit dapat dengan memodifikasi FSRU yang sudah ada dengan penambahan *equipment* seperti turbin, pompa dan *transformator*. Atau bisa dengan membuat FSRU baru yang sudah terintegrasi dengan pembangkit listrik dengan menggunakan skema proses yang disimulasikan.
2. Hasil dari simulasi HYSIS menunjukkan bahwa skema pembangkit listrik energi dingin yang memanfaatkan proses regasifikasi LNG dengan variasi sumber LNG yang datang dari Arun, Bintulu dan Bontang. Menunjukkan bahwa daya yang dikonversi menjadi energi listrik oleh kedua turbin tersebut terbesar bila menggunakan LNG dari Bintulu, sedangkan daya pompa terendah yang dibutuhkan ada pada skema proses bila menggunakan LNG dari Bontang. Pada akhirnya daya bersih yang dikeluarkan oleh pembangkit listrik ini tertinggi jika sumber gas berasal dari Bontang, Kalimantan timur sebesar 19.64 MW.
3. Tinjauan keekonomian dari proyek pembangunan FSRU yang terintegrasi dengan LNG ini diperkirakan membutuhkan biaya investasi sebesar 329 juta US\$, dengan biaya operasional sekitar 59.75 juta US\$/tahun dan pendapatan 105 juta US\$/tahun. Maka untuk membangun sebuah proyek FSRU secara keekonomian memiliki nilai NPV sebesar \$134 juta US\$, nilai IRR sebesar 12.477 %, *pay back period* selama 9.553 tahun dan untuk nilai indeks *benefit – cost ratio* sebesar 1.13. nilai- nilai ini menunjukkan bahwa proyek pembangunan FSRU dengan menggabungkan dengan pembangkit listrik secara ekonomi layak untuk dibangun.
4. Hasil analisis resiko kepastian investasi untuk proyek ini diperkirakan bahwa proyek ini akan memiliki nilai NPV, IRR dan *Payback period* seperti berikut:

- NPV memiliki nilai \$139 juta US\$ dengan kepastian 85.35% dan faktor yang paling berpengaruh adalah Pendapatan dari hasil regasifikasi LNG ke gas alam sebesar 26.6%
- IRR memiliki 12.613% dengan kepastian 85.89% dan faktor yang paling mempengaruhi terhadap nilai IRR adalah biaya investasi sebesar -32.8%
- *Payback Period* adalah 11.972 tahun dengan kepastian 84.87% dan faktor yang paling berpengaruh adalah biaya investasi sebesar 36.3%

## 5.2 Rekomendasi

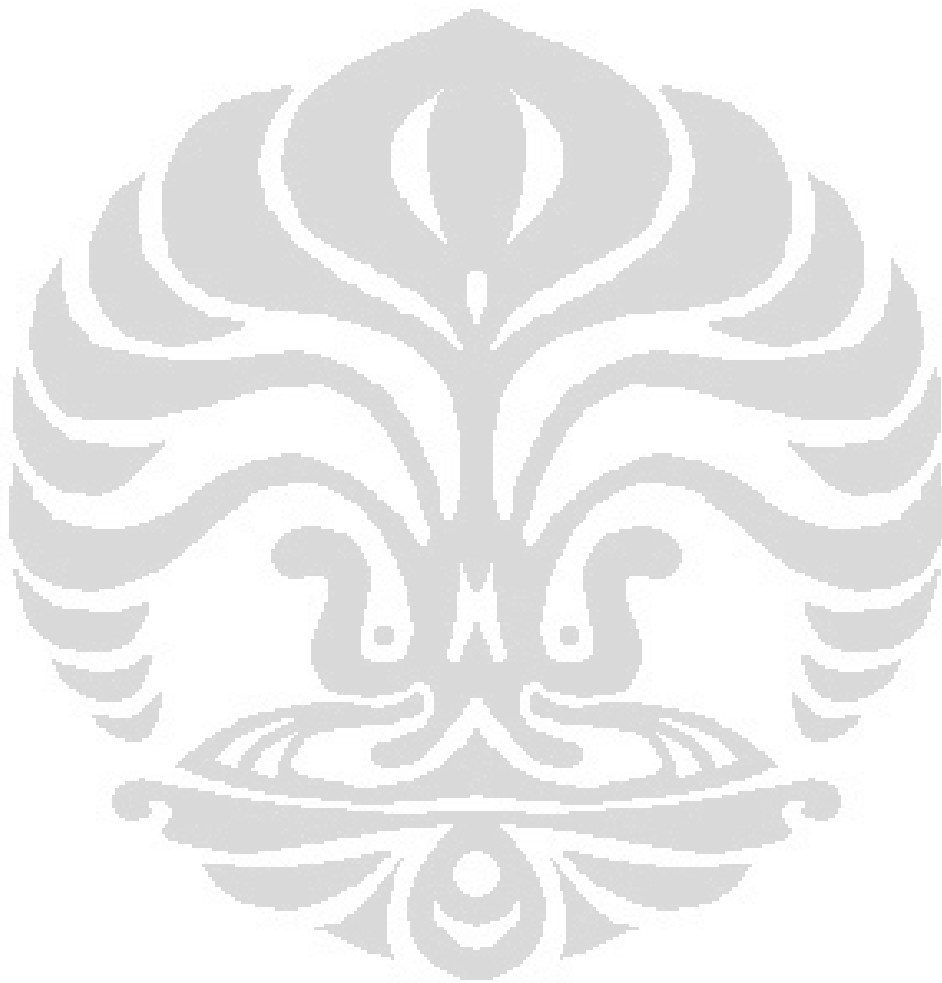
Proyek FSRU dengan memanfaatkan energi dingin hasil regasifikasi adalah mencoba mengoptimalkan kinerja operasional FSRU sehingga mempunyai manfaat tambahan sebagai penghasil listrik yang ramah lingkungan. Penggunaannya diharapkan dapat diterapkan untuk semua proyek FSRU yang akan dibangun supaya energi dingin hasil regasifikasinya tidak dibuang percuma dan mengganggu ekosistem laut dan dapat memiliki nilai ekonomis.

Manfaat FSRU sebagai fasilitas untuk menunjang ketersediaan gas alam dapat banyak dibangun supaya kebutuhan gas tidak mengalami kelangkaan terutama untuk daerah-daerah yang tidak memiliki fasilitas dermaga yang dapat memungkinkan sebuah tanker LNG dapat merapat kedaerah tersebut. Disamping itu FSRU ini juga dapat menambah suplai kebutuhan listrik untuk daerah itu.

Secara keekonomian sudah dapat dibuktikan dengan perhitungan keekonomian dan analisis resiko kepastian investasi pada proyek ini memang layak untuk dibangun dan dikembangkan. Dengan adanya hasil dari analisis diharapkan sebagai acuan dalam memperhatikan faktor-faktor yang menyebabkan penurunan dari nilai ekonomi dari proyek.

Penelitian lebih lanjut diharapkan untuk memberikan sebuah terobosan baru dalam skema proses pembangkit listrik yang diharapkan dapat menghasilkan daya listrik yang jauh lebih besar dan skema yang lebih baik secara ekonomis.

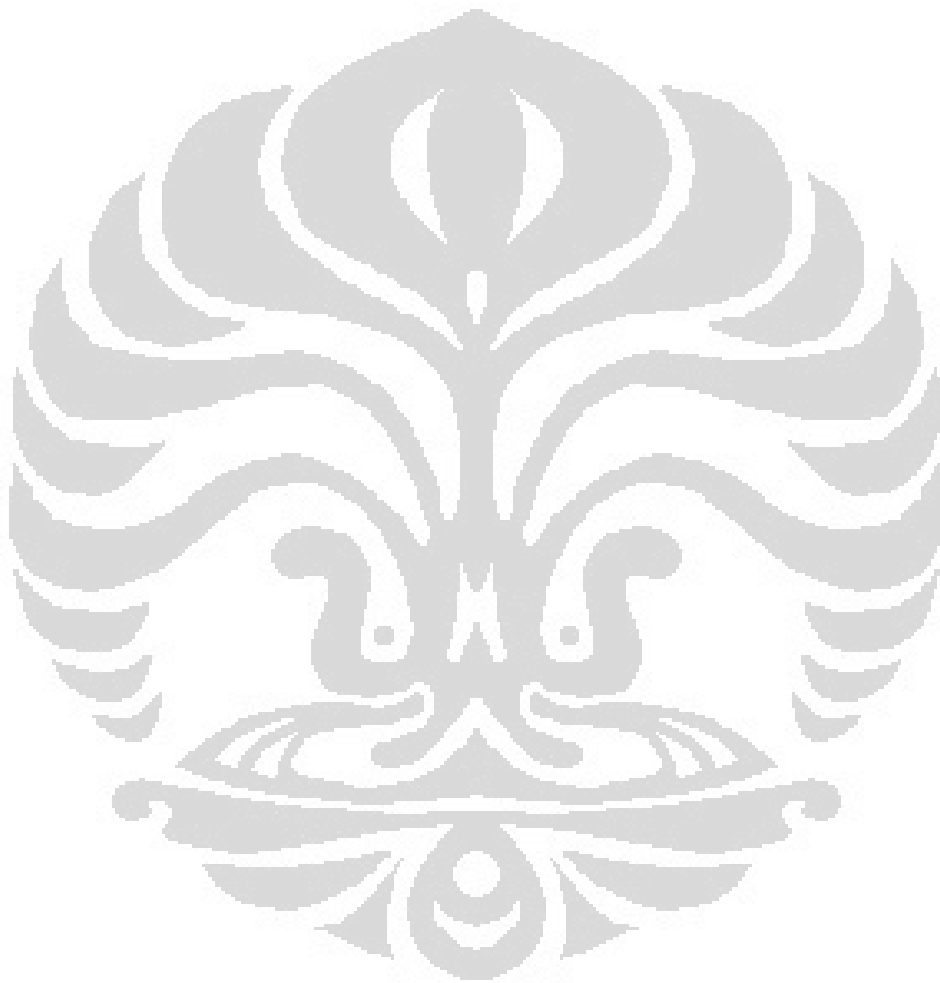
Sistem pada penelitian ini menunjukkan perubahan dari satu siklus menjadi dua siklus kerja pada pembangkit listrik.



## DAFTAR PUSTAKA

1. Yunus A. Cengel dan Michael A. Boles. *Thermodynamics : An Engineering Approach, 5<sup>th</sup> edition*. McGraw Hill. 2006
2. Winterbone E. Desmond. *Advanced Thermodynamics for engineers*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 1997
3. Kim, Hoyeon dan Hong, Seongho. *Review on Economical Efficiency of LNG Cold Energy Use in South Korea*. Amsterdam : 23<sup>rd</sup> world Gas conference. 2006
4. Otsuka, Toshiro. *Evolution of LNG Terminal : Senboku terminal of Osaka Gas*. Amsterdam : 23<sup>rd</sup> world Gas conference. 2006
5. Foss M. Michelle. *Offshore LNG Receiving Terminals : Guide to Commercial Frameworks for LNG in North America*. Austin : University of Texas. 2006
6. Jasper Van Waalwijk. *Cryogenic Integration Analysis for LNG Import Terminals*. Faculty of Technology, Policy and Management. Delft University of Technology. 2007
7. Tarlowski, Janusz dan Sheffield, John. *LNG Import Terminals : Recent Development*. United Kingdom : M.W. Kellogg Ltd. 2007
8. Nishigoori, Kazuo. *Recent Trends in LNG Receiving Terminal Projects on the West Coast of North America*. Japan : The Institute of Energy Economics. IEEJ : 2003
9. Barbara Gentry. *Crystall Ball User manual, release 11.1.1.0.00*. USA : Oracle, Inc. 2008
10. AspenTech. *Hysis User Guide 2004.2*. Cambridge, USA : Aspen Technology, Inc. 2005
11. Blank, Leland dan Tarquin, Anthony. *Engineering Economy 5<sup>th</sup> edition*. McGraw Hill Irwin. 2002
12. *Ececutive Summary : Studi Kelayakan Pembangunan LNG Receiving Terminal untuk Pasokan Gas Pulau Jawa*. Direktorat Jendral Minyak dan Gas Bumi, Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2008

13. Mokhatab, Saeid dan Michael J. Economides. *Global LNG report : Process Selection is Critical to onshore LNG Economics*. University of Wyoming and University of Houston. 2005
14. TAMU Team West Africa. *Design of a Floating Storage and Regasification (FSRU) for West Africa*. Texas A&M University. 2004







**LAMPIRAN 1**

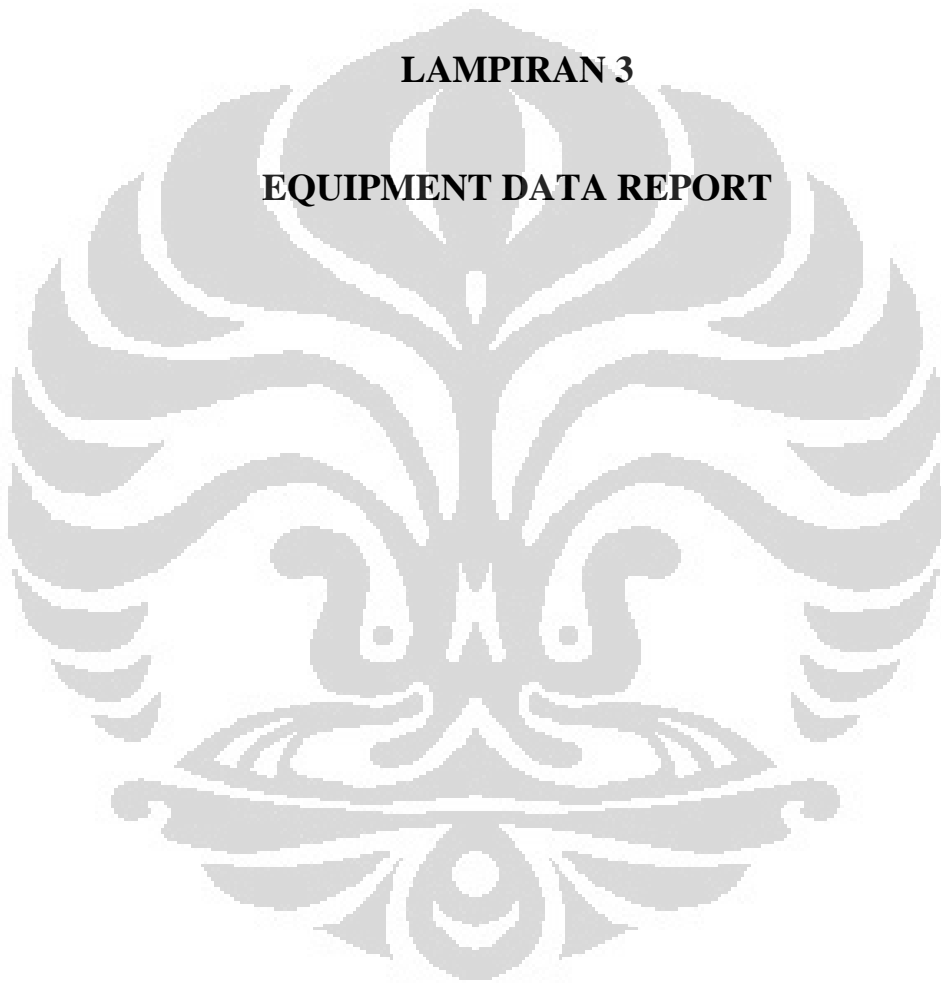
**PROCESS FLOW DIAGRAM HYSIS**

**LAMPIRAN 2**  
**STREAM REPORT**



**LAMPIRAN 3**

**EQUIPMENT DATA REPORT**

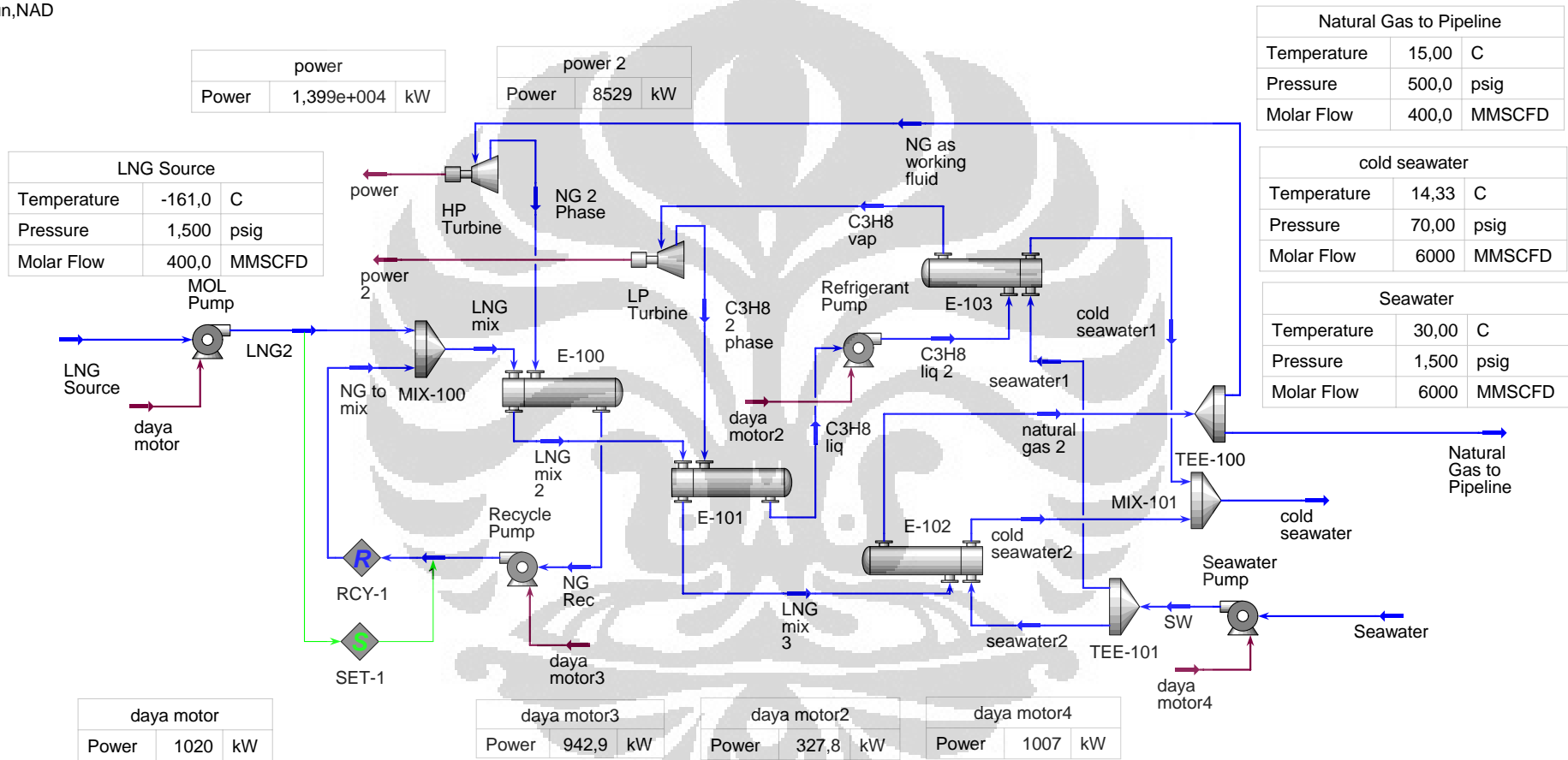




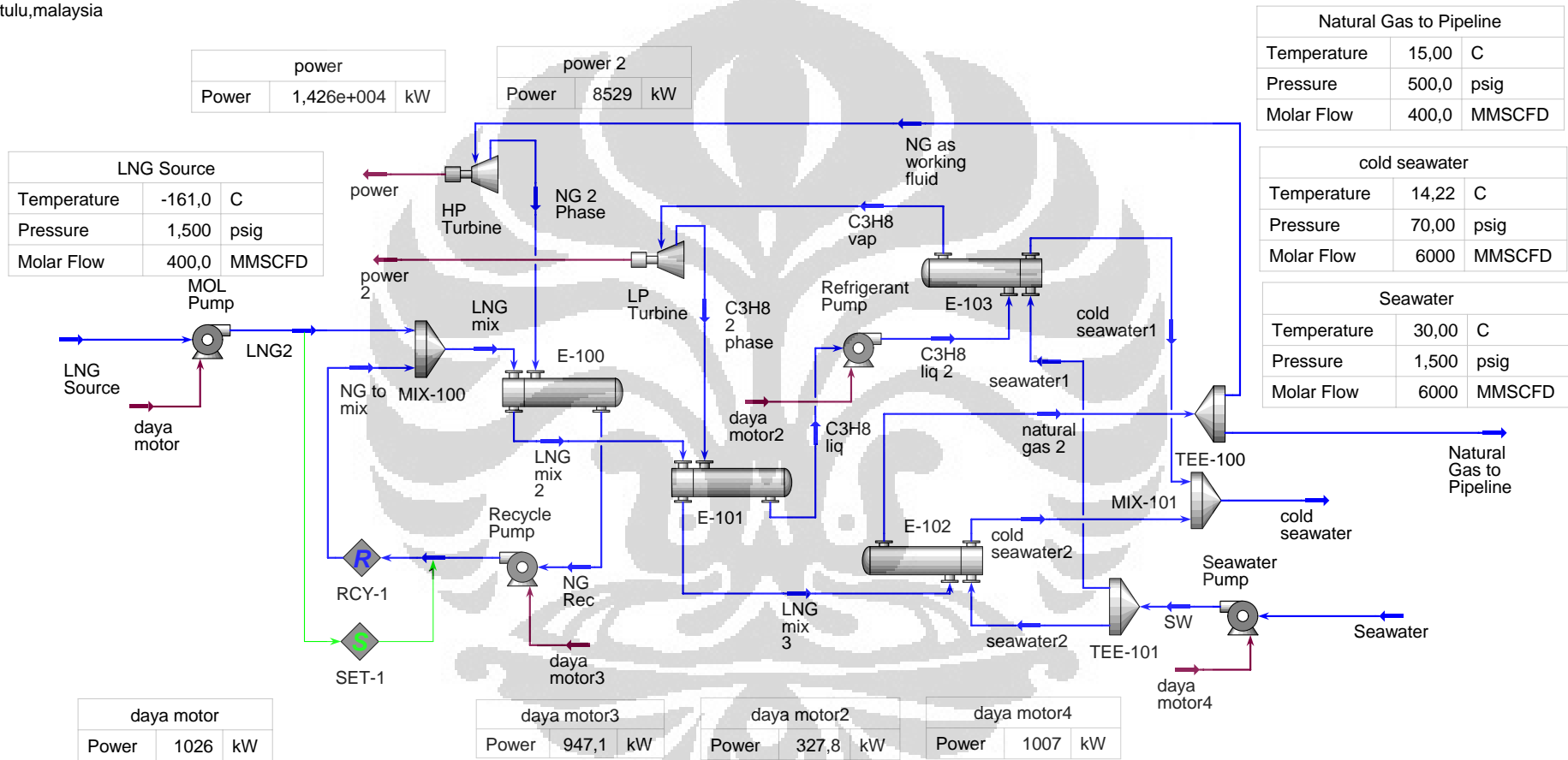
**LAMPIRAN 4**

**TABEL COMPOUND INTEREST**

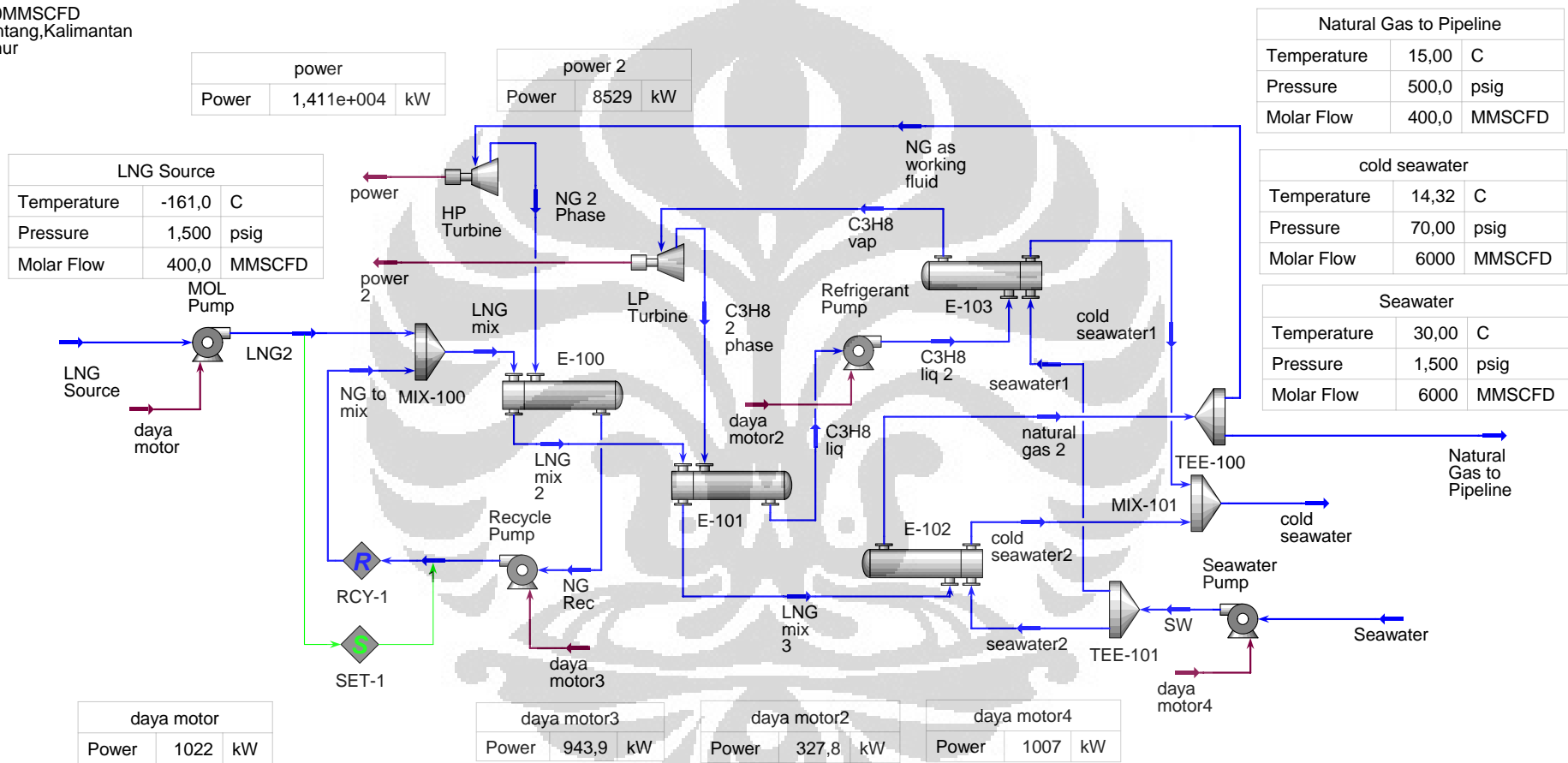
400MMSCFD  
Arun,NAD




400MMSCFD  
Bintulu,malaysia




400MMSCFD  
Bontang, Kalimantan  
Timur



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA		Case Name:	400MM-bintulu.hsc
2			Unit Set:	Decky
3			Date/Time:	Wed Jun 15 21:41:59 2011
4				
5			Fluid Package:	Basis-1
6	<b>Material Stream: LNG Source</b>		Property Package:	Peng-Robinson
7				
8	<b>CONDITIONS</b>			
9				
10				
11		Overall	Liquid Phase	
12	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000	
13	Temperature: (C)	-161.0 *	-161.0	
14	Pressure: (psig)	1.500 *	1.500	
15	Molar Flow (MMSCFD)	400.0 *	400.0	
16	Mass Flow (lb/hr)	7.987e+005	7.987e+005	
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.704e+005	1.704e+005	
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.307e+004	-9.307e+004	
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	74.68	74.68	
20	Heat Flow (kW)	-5.151e+005	-5.151e+005	
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---	
22	<b>PROPERTIES</b>			
23				
24		Overall	Liquid Phase	
25	Molecular Weight	18.18	18.18	
26	Molar Density (lbmole/ft3)	1.589	1.589	
27	Mass Density (lb/ft3)	28.89	28.89	
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.181e+005	1.181e+005	
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2200	-2200	
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.9810	0.9810	
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.36	13.36	
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7349	0.7349	
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.976e+005	
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.122e+004	
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	
36	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	
37	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	
39	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	
40	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.102	
41	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.36	13.36	
42	Std. Gas Flow (MMSCFD)	399.3	399.3	
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	20.03	
44	Act. Liq. Flow (USGPM)	3446	3446	
45	Z Factor	4.705e-003	4.705e-003	
46	Watson K	18.78	18.78	
47	User Property	---	---	
48	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	
49	Cp/(Cp - R)	1.175	1.175	
50	Cp/Cv	1.744	1.744	
51	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.264e+004	---	
52	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3269	0.3269	
53	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	
54	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	
55	Liquid Fraction	1.000	1.000	
56	Molar Volume (m3/kgmole)	3.929e-002	3.929e-002	
57	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	298.9	---	
58	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	
59	Surface Tension (dyne/cm)	13.92	13.92	
60	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.1126	0.1126	
61	Viscosity (cP)	0.1513	0.1513	
62	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.38	11.38	
63	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6257	0.6257	
64	Cv (Btu/lbmole-F)	7.661	7.661	
65	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4213	0.4213	
66	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	8.282	8.282	
67	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4555	0.4555	
68	Cp/Cv (Ent. Method)	1.614	1.614	
69	Hyprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)	



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: LNG Source (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES			
	Overall	Liquid Phase	
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---
13	True VP at 37.8 C (psig)	---	---
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000
15	Viscosity Index	---	---

16	<b>Material Stream: LNG2</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson
18		

CONDITIONS			
	Overall	Liquid Phase	
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000
23	Temperature: (C)	-159.1	-159.1
24	Pressure: (psig)	515.0 *	515.0
25	Molar Flow (MMSCFD)	400.0	400.0
26	Mass Flow (lb/hr)	7.987e+005	7.987e+005
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.704e+005	1.704e+005
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.288e+004	-9.288e+004
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	75.22	75.22
30	Heat Flow (kW)	-5.140e+005	-5.140e+005
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---

PROPERTIES			
	Overall	Liquid Phase	
35	Molecular Weight	18.18	18.18
36	Molar Density (lbmole/ft3)	1.590	1.590
37	Mass Density (lb/ft3)	28.91	28.91
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.181e+005	1.181e+005
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2196	-2196
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.9881	0.9881
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.26	13.26
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7290	0.7290
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.976e+005
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.122e+004
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000
46	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.102
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.26	13.26
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	399.3	399.3
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	20.03
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	3444	3444
55	Z Factor	0.1513	0.1513
56	Watson K	18.78	18.78
57	User Property	---	---
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---
59	Cp/(Cp - R)	1.176	1.176
60	Cp/Cv	1.719	1.719
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8487	---
62	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3159	0.3159
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---
65	Liquid Fraction	1.000	1.000
66	Molar Volume (m3/kgmole)	3.927e-002	3.927e-002
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	200.7	---
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name:	400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set:	Decky
3		Date/Time:	Wed Jun 15 21:41:59 2011
4			
5			


6	<b>Material Stream: LNG2 (continued)</b>	Fluid Package:	Basis-1
7		Property Package:	Peng-Robinson
8			

PROPERTIES				
		Overall	Liquid Phase	
12	Surface Tension (dyne/cm)	13.57	13.57	
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.1112	0.1112	
14	Viscosity (cP)	0.1463	0.1463	
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.27	11.27	
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6198	0.6198	
17	Cv (Btu/lbmole-F)	7.713	7.713	
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4242	0.4242	
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	8.189	8.189	
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4504	0.4504	
21	Cp/Cv (Ent. Method)	1.619	1.619	
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	
23	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Coeff) (barrel/day)	0.0000	0.0000	
25	Viscosity Index	---	---	

26	<b>Material Stream: NG Rec</b>	Fluid Package:	Basis-1
27		Property Package:	Peng-Robinson
28			

CONDITIONS				
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase
32	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000	0.0000
33	Temperature: (C)	-139.8	-139.8	-139.8
34	Pressure: (psig)	45.00	45.00	45.00
35	Molar Flow (MMSCFD)	376.0	376.0	0.0000
36	Mass Flow (lb/hr)	7.507e+005	7.507e+005	0.0000
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.602e+005	1.602e+005	0.0000
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.185e+004	-9.185e+004	-8.074e+004
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	84.56	84.56	143.6
40	Heat Flow (kW)	-4.778e+005	-4.778e+005	0.0000
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---	0.0000

PROPERTIES				
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase
45	Molecular Weight	18.18	18.18	16.05
46	Molar Density (lbmole/ft3)	1.482	1.482	2.548e-002
47	Mass Density (lb/ft3)	26.94	26.94	0.4089
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.191e+005	1.191e+005	0.0000
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2172	-2172	-2163
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.111	1.111	2.137
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	14.15	14.15	8.589
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7784	0.7784	0.5352
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.976e+005	8.029e+005
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.122e+004	2.151e+004
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	---
56	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	0.0000
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000
59	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	---
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.102	1.165
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	14.15	14.15	8.589
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3	375.3	0.0000
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	20.03	18.69
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	3474	3474	---
65	Z Factor	---	1.565e-002	0.9098
66	Watson K	18.78	18.78	19.52
67	User Property	---	---	---
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: NG Rec (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson

PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase	Vapour Phase		
12	Cp/(Cp - R)	1.163	1.163	1.301	
13	Cp/Cv	1.828	1.828	1.440	
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.207e+004	---	---	
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2346	0.2346	0.8352	
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	---	
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	0.0000	
18	Liquid Fraction	1.000	1.000	0.0000	
19	Molar Volume (m3/kgmole)	4.214e-002	4.214e-002	2.450	
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	285.5	---	---	
21	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	0.0000	
22	Surface Tension (dyne/cm)	10.06	10.06	---	
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	9.638e-002	9.638e-002	7.269e-003	
24	Viscosity (cP)	0.1012	0.1012	5.471e-003	
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	12.17	12.17	6.603	
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6692	0.6692	0.4114	
27	Cv (Btu/lbmole-F)	7.743	7.743	5.964	
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4258	0.4258	0.3716	
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---	
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---	
31	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---	
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	---	
33	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	---	
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000	0.0000	
35	Viscosity Index	---	---	---	

36	<b>Material Stream: LNG mix</b>	Fluid Package: Basis-1
37		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS					
	Overall	Liquid Phase			
41					
42	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
43	Temperature: (C)	-148.6	-148.6		
44	Pressure: (psig)	515.0	515.0		
45	Molar Flow (MMSCFD)	776.0	776.0		
46	Mass Flow (lb/hr)	1.549e+006	1.549e+006		
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	3.307e+005	3.307e+005		
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.229e+004	-9.229e+004		
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	80.17	80.17		
50	Heat Flow (kW)	-9.909e+005	-9.909e+005		
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---		

PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase			
52					
53					
54					
55	Molecular Weight	18.18	18.18		
56	Molar Density (lbmole/ft3)	1.539	1.539		
57	Mass Density (lb/ft3)	27.99	27.99		
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	2.366e+005	2.366e+005		
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2182	-2182		
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.053	1.053		
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.54	13.54		
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7447	0.7447		
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.976e+005		
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.122e+004		
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
66	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000		
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: LNG mix (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase		
12	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.102		
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.54	13.54		
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	774.5	774.5		
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	20.03		
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	6902	6902		
18	Z Factor	0.1431	0.1431		
19	Watson K	18.78	18.78		
20	User Property	---	---		
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
22	Cp/(Cp - R)	1.172	1.172		
23	Cp/Cv	1.748	1.748		
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8487	---		
25	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2662	0.2662		
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
28	Liquid Fraction	1.000	1.000		
29	Molar Volume (m3/kgmole)	4.056e-002	4.056e-002		
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	200.7	---		
31	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
32	Surface Tension (dyne/cm)	11.63	11.63		
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.1033	0.1033		
34	Viscosity (cP)	0.1193	0.1193		
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.56	11.56		
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6355	0.6355		
37	Cv (Btu/lbmole-F)	7.747	7.747		
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4260	0.4260		
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	8.000	8.000		
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4400	0.4400		
41	Cp/Cv (Ent. Method)	1.693	1.693		
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
43	True VP at 37.8 C (psig)	---	---		
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	0.0000	0.0000		
45	Viscosity Index	---	---		

46	<b>Material Stream: LNG mix 2</b>	Fluid Package: Basis-1
47		Property Package: Peng-Robinson
48		

CONDITIONS					
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
52	Vapour / Phase Fraction	0.2567	0.2567	0.7433	
53	Temperature: (C)	-84.99	-84.99	-84.99	
54	Pressure: (psig)	510.0	510.0	510.0	
55	Molar Flow (MMSCFD)	776.0	199.2	576.8	
56	Mass Flow (lb/hr)	1.549e+006	3.547e+005	1.195e+006	
57	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	3.307e+005	8.075e+004	2.499e+005	
58	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-8.706e+004	-8.075e+004	-8.924e+004	
59	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	112.6	131.3	106.1	
60	Heat Flow (kW)	-9.347e+005	-2.225e+005	-7.122e+005	
61	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---	---	

PROPERTIES					
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
65	Molecular Weight	18.18	16.22	18.86	
66	Molar Density (lbmole/ft3)	0.5858	0.2470	1.113	
67	Mass Density (lb/ft3)	10.65	4.005	21.00	
68	Act. Volume Flow (barrel/day)	6.218e+005	3.786e+005	2.432e+005	

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

**Material Stream: LNG mix 2 (continued)**

Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson

**PROPERTIES**


	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
12	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2058	-2141	-2034
13	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.479	1.933	1.344
14	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	20.41	19.34	20.78
15	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.122	1.193	1.102
16	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.105e+005	9.276e+005
17	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.149e+004	2.114e+004
18	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.2442	0.2442	0.7558
19	Phase Fraction [Mass Basis]	0.2289	0.2289	0.7711
20	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---
21	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000
22	Act. Gas Flow (ACFM)	---	1476	---
23	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.158	1.083
24	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	20.41	19.34	20.78
25	Std. Gas Flow (MMSCFD)	774.5	198.8	575.7
26	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	18.78	20.43
27	Act. Liq. Flow (USGPM)	7094	---	7094
28	Z Factor	---	0.5845	0.1297
29	Watson K	18.78	19.49	18.57
30	User Property	---	---	---
31	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---
32	Cp/(Cp - R)	1.108	1.114	1.106
33	Cp/Cv	1.313	3.078	1.106
34	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8523	---	---
35	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.1447	0.1346
36	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	---
37	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	---
38	Liquid Fraction	0.7433	0.0000	1.000
39	Molar Volume (m3/kgmole)	0.1066	0.2528	5.608e-002
40	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	201.5	---	---
41	Phase Fraction [Molar Basis]	0.2567	0.2567	0.7433
42	Surface Tension (dyne/cm)	2.395	---	2.395
43	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	---	1.561e-002	4.771e-002
44	Viscosity (cP)	---	9.286e-003	4.527e-002
45	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	18.42	17.36	18.79
46	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	1.013	1.070	0.9963
47	Cv (Btu/lbmole-F)	15.55	6.285	18.79
48	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8550	0.3875	0.9963
49	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---
50	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---
51	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---
52	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	---
53	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	---
54	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000	0.0000
55	Viscosity Index	---	---	---

**Material Stream: LNG mix 3**


Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson


**CONDITIONS**

	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
62	Vapour / Phase Fraction	0.9973	0.9973	0.0027
63	Temperature: (C)	-15.52	-15.52	-15.52
64	Pressure: (psig)	505.0	505.0	505.0
65	Molar Flow (MMSCFD)	776.0	773.9	2.103
66	Mass Flow (lb/hr)	1.549e+006	1.539e+006	1.066e+004
67	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	3.307e+005	3.293e+005	1393
68	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.972e+004	-7.958e+004	-1.318e+005

1			Case Name:	400MM-bintulu.hsc			
2	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Unit Set:		Decky			
3		Date/Time:		Wed Jun 15 21:41:59 2011			
4				Fluid Package:		Basis-1	
5				Property Package:		Peng-Robinson	
6	<b>Material Stream: LNG mix 3 (continued)</b>						
7							
8							
9	<b>CONDITIONS</b>						
10							
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase			
12	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	147.7	147.8	82.54			
13	Heat Flow (kW)	-8.559e+005	-8.521e+005	-3833			
14	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---	1419			
15	<b>PROPERTIES</b>						
16							
17		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase			
18	Molecular Weight	18.18	18.11	46.16			
19	Molar Density (lbmole/ft3)	0.1246	0.1243	0.7538			
20	Mass Density (lb/ft3)	2.265	2.251	34.79			
21	Act. Volume Flow (barrel/day)	2.924e+006	2.923e+006	1309			
22	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1885	-1889	-1227			
23	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.940	1.950	0.4271			
24	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	10.88	10.84	25.81			
25	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5983	0.5986	0.5591			
26	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.942e+005	2.132e+006			
27	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.123e+004	1.986e+004			
28	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9958	0.9958	4.211e-003			
29	Phase Fraction [Mass Basis]	0.9931	0.9931	6.878e-003			
30	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---			
31	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000			
32	Act. Gas Flow (ACFM)	---	1.140e+004	---			
33	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.103	0.7088			
34	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	10.88	10.84	25.81			
35	Std. Gas Flow (MMSCFD)	774.5	772.4	2.099			
36	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	19.98	32.71			
37	Act. Liq. Flow (USGPM)	38.19	---	38.19			
38	Z Factor	---	0.8402	0.1385			
39	Watson K	18.78	18.81	14.24			
40	User Property	---	---	---			
41	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---			
42	Cp/(Cp - R)	1.223	1.224	1.083			
43	Cp/Cv	1.542	1.547	1.083			
44	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8559	---	---			
45	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.2997	0.2824			
46	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	32.10			
47	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	1419			
48	Liquid Fraction	2.710e-003	0.0000	1.000			
49	Molar Volume (m3/kgmole)	0.5012	0.5023	8.282e-002			
50	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	202.4	---	---			
51	Phase Fraction [Molar Basis]	0.9973	0.9973	0.0027			
52	Surface Tension (dyne/cm)	11.62	---	11.62			
53	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	---	1.765e-002	5.812e-002			
54	Viscosity (cP)	---	1.080e-002	0.1574			
55	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	8.893	8.852	23.82			
56	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4891	0.4889	0.5161			
57	Cv (Btu/lbmole-F)	7.054	7.005	23.82			
58	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3880	0.3868	0.5161			
59	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---			
60	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---			
61	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---			
62	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	310.4			
63	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	790.8			
64	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1419	0.0000	1419			
65	Viscosity Index	---	---	---			
66							
67							
68							
69	Hyprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)		Page 7 of 28		



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA		Case Name:	400MM-bintulu.hsc
2			Unit Set:	Decky
3			Date/Time:	Wed Jun 15 21:41:59 2011
4				
5			Fluid Package:	Basis-1
6	<b>Material Stream: seawater2</b>		Property Package:	Peng-Robinson
7				
8	<b>CONDITIONS</b>			
9				
10		Overall	Aqueous Phase	
11				
12	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000	
13	Temperature: (C)	30.05	30.05	
14	Pressure: (psig)	75.00	75.00	
15	Molar Flow (MMSCFD)	1000 *	1000	
16	Mass Flow (lb/hr)	1.978e+006	1.978e+006	
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.357e+005	1.357e+005	
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.858e+005	-2.858e+005	
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	55.00	55.00	
20	Heat Flow (kW)	-3.954e+006	-3.954e+006	
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.335e+005 *	1.335e+005	
22	<b>PROPERTIES</b>			
23				
24		Overall	Aqueous Phase	
25	Molecular Weight	18.02	18.02	
26	Molar Density (lbmole/ft3)	3.478	3.478	
27	Mass Density (lb/ft3)	62.66	62.66	
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.350e+005	1.350e+005	
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6821	-6821	
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7292	0.7292	
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56	
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030	1.030	
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000	
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---	
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000	
37	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	
39	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	
40	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458	
41	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56	
42	Std. Gas Flow (MMSCFD)	998.1	998.1	
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30	
44	Act. Liq. Flow (USGPM)	3936	3936	
45	Z Factor	4.403e-003	4.403e-003	
46	Watson K	---	---	
47	User Property	---	---	
48	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	
49	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120	
50	Cp/Cv	1.150	1.150	
51	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.792e+004	---	
52	Kinematic Viscosity (cSt)	0.7935	0.7935	
53	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35	
54	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.335e+005	1.335e+005	
55	Liquid Fraction	1.000	1.000	
56	Molar Volume (m3/kgmole)	1.795e-002	1.795e-002	
57	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	904.9	---	
58	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	
59	Surface Tension (dyne/cm)	71.23	71.23	
60	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3572	0.3572	
61	Viscosity (cP)	0.7964	0.7964	
62	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.57	16.57	
63	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9199	0.9199	
64	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14	16.14	
65	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8957	0.8957	
66	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	
67	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	
68	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	
69	Hyprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)	Page 8 of 28

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: seawater2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson


PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
13	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76		
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.335e+005	1.335e+005		
15	Viscosity Index	-0.7558	-0.7558		

16	<b>Material Stream: cold seawater2</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS					
		Overall	Aqueous Phase		
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
23	Temperature: (C)	15.99	15.99		
24	Pressure: (psig)	70.00	70.00		
25	Molar Flow (MMSCFD)	1000	1000		
26	Mass Flow (lb/hr)	1.978e+006	1.978e+006		
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.357e+005	1.357e+005		
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.869e+005	-2.869e+005		
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	51.31	51.31		
30	Heat Flow (kW)	-3.970e+006	-3.970e+006		
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	1.335e+005 *	1.335e+005		

PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
35	Molecular Weight	18.02	18.02		
36	Molar Density (lbmole/ft3)	3.515	3.515		
37	Mass Density (lb/ft3)	63.32	63.32		
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.336e+005	1.336e+005		
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6847	-6847		
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.6803	0.6803		
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.031	1.031		
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
46	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	998.1	998.1		
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	3895	3895		
55	Z Factor	4.315e-003	4.315e-003		
56	Watson K	---	---		
57	User Property	---	---		
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
59	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
60	Cp/Cv	1.141	1.141		
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.804e+004	---		
62	Kinematic Viscosity (cSt)	1.092	1.092		
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.335e+005	1.335e+005		
65	Liquid Fraction	1.000	1.000		
66	Molar Volume (m3/kgmole)	1.776e-002	1.776e-002		
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	907.9	---		
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: cold seawater2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES			
		Overall	Aqueous Phase
12	Surface Tension (dyne/cm)	73.65	73.65
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3449	0.3449
14	Viscosity (cP)	1.107	1.107
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.58	16.58
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9204	0.9204
17	Cv (Btu/lbmole-F)	16.27	16.27
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.9034	0.9034
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---
21	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---
23	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Coeff) (barrel/day)	1.335e+005	1.335e+005
25	Viscosity Index	-0.4248	-0.4248

26	<b>Material Stream: natural gas 2</b>	Fluid Package: Basis-1
27		Property Package: Peng-Robinson
28		

CONDITIONS			
		Overall	Vapour Phase
32	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
33	Temperature: (C)	15.00 *	15.00
34	Pressure: (psig)	500.0	500.0
35	Molar Flow (MMSCFD)	776.0	776.0
36	Mass Flow (lb/hr)	1.549e+006	1.549e+006
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	3.307e+005	3.307e+005
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.831e+004	-7.831e+004
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	152.9	152.9
40	Heat Flow (kW)	-8.408e+005	-8.408e+005
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---

PROPERTIES			
		Overall	Vapour Phase
45	Molecular Weight	18.18	18.18
46	Molar Density (lbmole/ft3)	0.1038	0.1038
47	Mass Density (lb/ft3)	1.887	1.887
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	3.510e+006	3.510e+006
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1852	-1852
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	2.008	2.008
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	10.52	10.52
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5784	0.5784
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.976e+005
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.122e+004
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000
56	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000
59	Act. Gas Flow (ACFM)	1.369e+004	1.369e+004
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.102
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	10.52	10.52
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	774.5	774.5
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	20.03
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---
65	Z Factor	0.8912	0.8912
66	Watson K	18.78	18.78
67	User Property	---	---
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: natural gas 2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
	Overall	Vapour Phase			
12	Cp/(Cp - R)	1.233	1.233		
13	Cp/Cv	1.437	1.437		
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8595	---		
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3867	0.3867		
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
18	Liquid Fraction	0.0000	0.0000		
19	Molar Volume (m3/kgmole)	0.6017	0.6017		
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	203.2	---		
21	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000		
22	Surface Tension (dyne/cm)	---	---		
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.964e-002	1.964e-002		
24	Viscosity (cP)	1.169e-002	1.169e-002		
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	8.532	8.532		
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4692	0.4692		
27	Cv (Btu/lbmole-F)	7.320	7.320		
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4026	0.4026		
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
31	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
33	True VP at 37.8 C (psig)	---	---		
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000		
35	Viscosity Index	---	---		

36	<b>Material Stream: C3H8 liq</b>	Fluid Package: Basis-1
37		Property Package: Peng-Robinson
38		

CONDITIONS					
	Overall	Liquid Phase	Vapour Phase		
41					
42	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000	0.0000	
43	Temperature: (C)	-28.43	-28.43	-28.43	
44	Pressure: (psig)	15.00	15.00	15.00	
45	Molar Flow (MMSCFD)	300.0 *	300.0	0.0000	
46	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006	0.0000	
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005	0.0000	
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.263e+005	-1.263e+005	-1.040e+005	
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	69.93	69.93	150.4	
50	Heat Flow (kW)	-5.240e+005	-5.240e+005	0.0000	
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005	0.0000	

PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase	Vapour Phase		
52					
53					
54					
55	Molecular Weight	44.20	44.20	40.74	
56	Molar Density (lbmole/ft3)	0.7993	0.7993	6.617e-003	
57	Mass Density (lb/ft3)	35.33	35.33	0.2695	
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.762e+005	1.762e+005	0.0000	
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1228	-1228	-1097	
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.3779	0.3779	0.8821	
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	24.06	24.06	14.93	
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5444	0.5444	0.3665	
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006	1.896e+006	
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004	2.001e+004	
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	---	
66	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	0.0000	
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---	
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: C3H8 liq (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase	
12	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	---	
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158	0.7459	
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	24.06	24.06	14.93	
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4	0.0000	
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64	30.38	
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	5138	5138	---	
18	Z Factor	---	7.859e-003	0.9494	
19	Watson K	14.70	14.70	15.02	
20	User Property	---	---	---	
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---	
22	Cp/(Cp - R)	1.090	1.090	1.153	
23	Cp/Cv	1.090	1.090	1.186	
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.856e+004	---	---	
25	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3016	0.3016	1.637	
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74	29.84	
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
28	Liquid Fraction	1.000	1.000	0.0000	
29	Molar Volume (m3/kgmole)	7.810e-002	7.810e-002	9.435	
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	180.5	---	---	
31	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	0.0000	
32	Surface Tension (dyne/cm)	13.62	13.62	---	
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	7.240e-002	7.240e-002	8.068e-003	
34	Viscosity (cP)	0.1707	0.1707	7.067e-003	
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	22.07	22.07	12.94	
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4995	0.4995	0.3177	
37	Cv (Btu/lbmole-F)	22.07	22.07	12.58	
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4995	0.4995	0.3089	
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---	
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---	
41	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---	
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8	282.1	
43	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3	430.5	
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
45	Viscosity Index	---	---	---	

46	<b>Material Stream: C3H8 liq 2</b>	Fluid Package: Basis-1
47		Property Package: Peng-Robinson
48		

CONDITIONS					
		Overall	Liquid Phase		
51					
52	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
53	Temperature: (C)	-27.88	-27.88		
54	Pressure: (psig)	125.0 *	125.0		
55	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0		
56	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006		
57	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005		
58	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.262e+005	-1.262e+005		
59	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	70.03	70.03		
60	Heat Flow (kW)	-5.237e+005	-5.237e+005		
61	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase		
62					
63					
64					
65	Molecular Weight	44.20	44.20		
66	Molar Density (lbmole/ft3)	0.7998	0.7998		
67	Mass Density (lb/ft3)	35.35	35.35		
68	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.761e+005	1.761e+005		


1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: C3H8 liq 2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase		
12	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1227	-1227		
13	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.3785	0.3785		
14	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	24.02	24.02		
15	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5434	0.5434		
16	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006		
17	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004		
18	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
19	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000		
20	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
21	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
22	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
23	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158		
24	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	24.02	24.02		
25	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4		
26	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64		
27	Act. Liq. Flow (USGPM)	5135	5135		
28	Z Factor	3.687e-002	3.687e-002		
29	Watson K	14.70	14.70		
30	User Property	---	---		
31	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
32	Cp/(Cp - R)	1.090	1.090		
33	Cp/Cv	1.572	1.572		
34	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.530e+004	---		
35	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3000	0.3000		
36	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74		
37	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005		
38	Liquid Fraction	1.000	1.000		
39	Molar Volume (m3/kgmole)	7.805e-002	7.805e-002		
40	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	148.8	---		
41	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
42	Surface Tension (dyne/cm)	13.55	13.55		
43	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	7.222e-002	7.222e-002		
44	Viscosity (cP)	0.1699	0.1699		
45	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	22.03	22.03		
46	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4985	0.4985		
47	Cv (Btu/lbmole-F)	15.28	15.28		
48	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3457	0.3457		
49	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	15.30	15.30		
50	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.3461	0.3461		
51	Cp/Cv (Ent. Method)	1.570	1.570		
52	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8		
53	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3		
54	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005		
55	Viscosity Index	---	---		

56	<b>Material Stream: seawater1</b>	Fluid Package: Basis-1
57		Property Package: Peng-Robinson
58		

CONDITIONS					
		Overall	Aqueous Phase		
62	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000		
63	Temperature: (C)	30.05	30.05		
64	Pressure: (psig)	75.00	75.00		
65	Molar Flow (MMSCFD)	5000	5000		
66	Mass Flow (lb/hr)	9.891e+006	9.891e+006		
67	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	6.786e+005	6.786e+005		
68	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.858e+005	-2.858e+005		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

**Material Stream: seawater1 (continued)**


Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson

**CONDITIONS**


		Overall	Aqueous Phase		
12	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	55.00	55.00		
13	Heat Flow (kW)	-1.977e+007	-1.977e+007		
14	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	6.674e+005 *	6.674e+005		

**PROPERTIES**

		Overall	Aqueous Phase		
18	Molecular Weight	18.02	18.02		
19	Molar Density (lbmole/ft3)	3.478	3.478		
20	Mass Density (lb/ft3)	62.66	62.66		
21	Act. Volume Flow (barrel/day)	6.748e+005	6.748e+005		
22	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6821	-6821		
23	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7292	0.7292		
24	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
25	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030	1.030		
26	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
27	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
28	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
29	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
30	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
31	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
32	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
33	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
34	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
35	Std. Gas Flow (MMSCFD)	4991	4991		
36	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
37	Act. Liq. Flow (USGPM)	1.968e+004	1.968e+004		
38	Z Factor	4.403e-003	4.403e-003		
39	Watson K	---	---		
40	User Property	---	---		
41	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
42	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
43	Cp/Cv	1.150	1.150		
44	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.792e+004	---		
45	Kinematic Viscosity (cSt)	0.7935	0.7935		
46	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
47	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	6.674e+005	6.674e+005		
48	Liquid Fraction	1.000	1.000		
49	Molar Volume (m3/kgmole)	1.795e-002	1.795e-002		
50	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	904.9	---		
51	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
52	Surface Tension (dyne/cm)	71.23	71.23		
53	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3572	0.3572		
54	Viscosity (cP)	0.7964	0.7964		
55	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.57	16.57		
56	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9199	0.9199		
57	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14	16.14		
58	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8957	0.8957		
59	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
60	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
61	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
62	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
63	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76		
64	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	6.674e+005	6.674e+005		
65	Viscosity Index	-0.7558	-0.7558		

1			Case Name:	400MM-bintulu.hsc
2	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Unit Set: Decky		
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011		
4				
5				
6	<b>Material Stream: cold seawater1</b>		Fluid Package:	Basis-1
7			Property Package:	Peng-Robinson
8				
9	<b>CONDITIONS</b>			
10		Overall	Aqueous Phase	
11				
12	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000	
13	Temperature: (C)	13.86	13.86	
14	Pressure: (psig)	70.00	70.00	
15	Molar Flow (MMSCFD)	5000	5000	
16	Mass Flow (lb/hr)	9.891e+006	9.891e+006	
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	6.786e+005	6.786e+005	
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.871e+005	-2.871e+005	
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	50.74	50.74	
20	Heat Flow (kW)	-1.986e+007	-1.986e+007	
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	6.674e+005 *	6.674e+005	
22				
23	<b>PROPERTIES</b>			
24		Overall	Aqueous Phase	
25	Molecular Weight	18.02	18.02	
26	Molar Density (lbmole/ft3)	3.520	3.520	
27	Mass Density (lb/ft3)	63.41	63.41	
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	6.667e+005	6.667e+005	
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6851	-6851	
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.6727	0.6727	
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57	
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.031	1.031	
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000	
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---	
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000	
37	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	
39	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	
40	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458	
41	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57	
42	Std. Gas Flow (MMSCFD)	4991	4991	
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30	
44	Act. Liq. Flow (USGPM)	1.945e+004	1.945e+004	
45	Z Factor	4.340e-003	4.340e-003	
46	Watson K	---	---	
47	User Property	---	---	
48	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	
49	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120	
50	Cp/Cv	1.139	1.139	
51	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.804e+004	---	
52	Kinematic Viscosity (cSt)	1.152	1.152	
53	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35	
54	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	6.674e+005	6.674e+005	
55	Liquid Fraction	1.000	1.000	
56	Molar Volume (m3/kgmole)	1.774e-002	1.774e-002	
57	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	907.9	---	
58	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	
59	Surface Tension (dyne/cm)	74.02	74.02	
60	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3429	0.3429	
61	Viscosity (cP)	1.170	1.170	
62	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.58	16.58	
63	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9206	0.9206	
64	Cv (Btu/lbmole-F)	16.30	16.30	
65	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.9048	0.9048	
66	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	
67	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	
68	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	
69	Hyprotech Ltd.	Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)	Page 15 of 28	



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: cold seawater1 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson

PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
13	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76		
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	6.674e+005	6.674e+005		
15	Viscosity Index	-0.3747	-0.3747		

16	<b>Material Stream: cold seawater</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS					
		Overall	Aqueous Phase		
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
23	Temperature: (C)	14.22	14.22		
24	Pressure: (psig)	70.00	70.00		
25	Molar Flow (MMSCFD)	6000	6000		
26	Mass Flow (lb/hr)	1.187e+007	1.187e+007		
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	8.143e+005	8.143e+005		
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.871e+005	-2.871e+005		
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	50.83	50.83		
30	Heat Flow (kW)	-2.383e+007	-2.383e+007		
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	8.008e+005 *	8.008e+005		

PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
35	Molecular Weight	18.02	18.02		
36	Molar Density (lbmole/ft3)	3.519	3.519		
37	Mass Density (lb/ft3)	63.40	63.40		
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	8.003e+005	8.003e+005		
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6850	-6850		
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.6740	0.6740		
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.031	1.031		
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
46	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	5989	5989		
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	2.334e+004	2.334e+004		
55	Z Factor	4.336e-003	4.336e-003		
56	Watson K	---	---		
57	User Property	---	---		
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
59	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
60	Cp/Cv	1.140	1.140		
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.804e+004	---		
62	Kinematic Viscosity (cSt)	1.142	1.142		
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	8.008e+005	8.008e+005		
65	Liquid Fraction	1.000	1.000		
66	Molar Volume (m3/kgmole)	1.774e-002	1.774e-002		
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	907.9	---		
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: cold seawater (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		


PROPERTIES				
		Overall	Aqueous Phase	
12	Surface Tension (dyne/cm)	73.96	73.96	
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3432	0.3432	
14	Viscosity (cP)	1.159	1.159	
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.58	16.58	
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9205	0.9205	
17	Cv (Btu/lbmole-F)	16.30	16.30	
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.9046	0.9046	
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	
21	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	
23	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76	
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Coeff) (barrel/day)	8.008e+005	8.008e+005	
25	Viscosity Index	-0.3830	-0.3830	

26	<b>Material Stream: C3H8 vap</b>	Fluid Package: Basis-1
27		Property Package: Peng-Robinson
28		

CONDITIONS				
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
32	Vapour / Phase Fraction	1.0000 *	1.0000	0.0000
33	Temperature: (C)	26.17	26.17	26.17
34	Pressure: (psig)	120.0	120.0	120.0
35	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0	0.0000
36	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006	0.0000
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005	0.0000
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.052e+005	-1.052e+005	-1.224e+005
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	142.4	142.4	91.42
40	Heat Flow (kW)	-4.367e+005	-4.367e+005	0.0000
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005	0.0000

PROPERTIES				
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
45	Molecular Weight	44.20	44.20	45.36
46	Molar Density (lbmole/ft3)	2.813e-002	2.813e-002	0.6881
47	Mass Density (lb/ft3)	1.243	1.243	31.21
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	5.007e+006	5.007e+006	0.0000
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1023	-1023	-1160
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7695	0.7695	0.4814
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	19.93	19.93	30.26
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.4509	0.4509	0.6673
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006	2.100e+006
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004	1.991e+004
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	---
56	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	0.0000
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000
59	Act. Gas Flow (ACFM)	1.952e+004	1.952e+004	---
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158	0.7074
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	19.93	19.93	30.26
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4	0.0000
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64	32.08
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---	---
65	Z Factor	---	0.8283	3.386e-002
66	Watson K	14.70	14.70	14.57
67	User Property	---	---	---
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: C3H8 vap (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase		
12	Cp/(Cp - R)	1.111	1.111	1.070	
13	Cp/Cv	1.234	1.234	1.070	
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.541e+004	---	---	
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.4363	0.4363	0.2082	
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74	32.24	
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
18	Liquid Fraction	0.0000	0.0000	1.000	
19	Molar Volume (m3/kgmole)	2.220	2.220	9.073e-002	
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	149.9	---	---	
21	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	0.0000	
22	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	7.174	
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.096e-002	1.096e-002	5.452e-002	
24	Viscosity (cP)	8.687e-003	8.687e-003	0.1041	
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	17.94	17.94	28.28	
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4060	0.4060	0.6235	
27	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14	16.14	28.28	
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3653	0.3653	0.6235	
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---	
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---	
31	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---	
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8	161.4	
33	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3	163.8	
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
35	Viscosity Index	---	---	---	

36	<b>Material Stream: C3H8 2 phase</b>	Fluid Package: Basis-1
37		Property Package: Peng-Robinson
38		

CONDITIONS					
	Overall	Vapour Phase			
41					
42	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000		
43	Temperature: (C)	-14.52	-14.52		
44	Pressure: (psig)	20.00 *	20.00		
45	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0		
46	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006		
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005		
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.073e+005	-1.073e+005		
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	145.1	145.1		
50	Heat Flow (kW)	-4.452e+005	-4.452e+005		
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005		

PROPERTIES					
	Overall	Vapour Phase			
52					
53					
54					
55	Molecular Weight	44.20	44.20		
56	Molar Density (lbmole/ft3)	7.390e-003	7.390e-003		
57	Mass Density (lb/ft3)	0.3266	0.3266		
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.905e+007	1.905e+007		
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1043	-1043		
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7840	0.7840		
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	16.59	16.59		
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.3754	0.3754		
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006		
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004		
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
66	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000		
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

**Material Stream: C3H8 2 phase (continued)**

Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson

**PROPERTIES**

	Overall	Vapour Phase		
12	Act. Gas Flow (ACFM)	7.430e+004	7.430e+004	
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158	
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	16.59	16.59	
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4	
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64	
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---	
18	Z Factor	0.9398	0.9398	
19	Watson K	14.70	14.70	
20	User Property	---	---	
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	
22	Cp/(Cp - R)	1.136	1.136	
23	Cp/Cv	1.171	1.171	
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.833e+004	---	
25	Kinematic Viscosity (cSt)	1.366	1.366	
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74	
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	
28	Liquid Fraction	0.0000	0.0000	
29	Molar Volume (m3/kgmole)	8.448	8.448	
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	178.3	---	
31	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	
32	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	8.181e-003	8.181e-003	
34	Viscosity (cP)	7.147e-003	7.147e-003	
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	14.61	14.61	
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.3305	0.3305	
37	Cv (Btu/lbmole-F)	14.17	14.17	
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3205	0.3205	
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	
41	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8	
43	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3	
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	
45	Viscosity Index	---	---	

**Material Stream: NG as working fluid**


Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson

**CONDITIONS**

	Overall	Vapour Phase		
52	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000	
53	Temperature: (C)	15.00	15.00	
54	Pressure: (psig)	500.0	500.0	
55	Molar Flow (MMSCFD)	376.0 *	376.0	
56	Mass Flow (lb/hr)	7.507e+005	7.507e+005	
57	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.602e+005	1.602e+005	
58	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.831e+004	-7.831e+004	
59	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	152.9	152.9	
60	Heat Flow (kW)	-4.074e+005	-4.074e+005	
61	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---	

**PROPERTIES**

	Overall	Vapour Phase		
65	Molecular Weight	18.18	18.18	
66	Molar Density (lbmole/ft3)	0.1038	0.1038	
67	Mass Density (lb/ft3)	1.887	1.887	
68	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.701e+006	1.701e+006	


1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: NG as working fluid (contin</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson

PROPERTIES		
	Overall	Vapour Phase
12	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1852
13	Mass Entropy (Btu/lb-F)	2.008
14	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	10.52
15	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5784
16	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005
17	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004
18	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000
19	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000
20	Partial Pressure of CO2 (psig)	---
21	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000
22	Act. Gas Flow (ACFM)	6632
23	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102
24	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	10.52
25	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3
26	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03
27	Act. Liq. Flow (USGPM)	---
28	Z Factor	0.8912
29	Watson K	18.78
30	User Property	---
31	Partial Pressure of H2S (psig)	---
32	Cp/(Cp - R)	1.233
33	Cp/Cv	1.437
34	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8595
35	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3867
36	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---
37	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---
38	Liquid Fraction	0.0000
39	Molar Volume (m3/kgmole)	0.6017
40	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	203.2
41	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000
42	Surface Tension (dyne/cm)	---
43	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.964e-002
44	Viscosity (cP)	1.169e-002
45	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	8.532
46	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4692
47	Cv (Btu/lbmole-F)	7.320
48	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4026
49	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---
50	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---
51	Cp/Cv (Ent. Method)	---
52	Reid VP at 37.8 C (psig)	---
53	True VP at 37.8 C (psig)	---
54	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000
55	Viscosity Index	---

56	<b>Material Stream: Natural Gas to Pipeline</b>	Fluid Package: Basis-1
57		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS		
	Overall	Vapour Phase
62	Vapour / Phase Fraction	1.0000
63	Temperature: (C)	15.00
64	Pressure: (psig)	500.0
65	Molar Flow (MMSCFD)	400.0
66	Mass Flow (lb/hr)	7.987e+005
67	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.704e+005
68	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.831e+004

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

## Material Stream: Natural Gas to Pipeline (con


Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson


### CONDITIONS

		Overall	Vapour Phase
12	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	152.9	152.9
13	Heat Flow (kW)	-4.334e+005	-4.334e+005
14	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---

### PROPERTIES

		Overall	Vapour Phase
18	Molecular Weight	18.18	18.18
19	Molar Density (lbmole/ft3)	0.1038	0.1038
20	Mass Density (lb/ft3)	1.887	1.887
21	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.810e+006	1.810e+006
22	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1852	-1852
23	Mass Entropy (Btu/lb-F)	2.008	2.008
24	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	10.52	10.52
25	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5784	0.5784
26	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.976e+005
27	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.122e+004
28	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000
29	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000
30	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
31	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000
32	Act. Gas Flow (ACFM)	7055	7055
33	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.102
34	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	10.52	10.52
35	Std. Gas Flow (MMSCFD)	399.3	399.3
36	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	20.03
37	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---
38	Z Factor	0.8912	0.8912
39	Watson K	18.78	18.78
40	User Property	---	---
41	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---
42	Cp/(Cp - R)	1.233	1.233
43	Cp/Cv	1.437	1.437
44	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8595	---
45	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3867	0.3867
46	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---
47	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---
48	Liquid Fraction	0.0000	0.0000
49	Molar Volume (m3/kgmole)	0.6017	0.6017
50	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	203.2	---
51	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000
52	Surface Tension (dyne/cm)	---	---
53	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.964e-002	1.964e-002
54	Viscosity (cP)	1.169e-002	1.169e-002
55	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	8.532	8.532
56	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4692	0.4692
57	Cv (Btu/lbmole-F)	7.320	7.320
58	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4026	0.4026
59	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---
60	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---
61	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---
62	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---
63	True VP at 37.8 C (psig)	---	---
64	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000
65	Viscosity Index	---	---

1			Case Name:	400MM-bintulu.hsc			
2		<b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Unit Set:	Decky			
3			Date/Time:	Wed Jun 15 21:41:59 2011			
4					Fluid Package:	Basis-1	
5					Property Package:	Peng-Robinson	
6			<b>Material Stream: NG 2 Phase</b>				
7							
8							
9	<b>CONDITIONS</b>						
10							
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase			
12	Vapour / Phase Fraction	0.9791	0.9791	0.0209			
13	Temperature: (C)	-66.25	-66.25	-66.25			
14	Pressure: (psig)	50.00 *	50.00	50.00			
15	Molar Flow (MMSCFD)	376.0	368.1	7.874			
16	Mass Flow (lb/hr)	7.507e+005	7.062e+005	4.456e+004			
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.602e+005	1.546e+005	5572			
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-8.105e+004	-7.967e+004	-1.459e+005			
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	157.5	159.9	44.02			
20	Heat Flow (kW)	-4.216e+005	-4.057e+005	-1.590e+004			
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---	5521			
22							
23	<b>PROPERTIES</b>						
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase			
25	Molecular Weight	18.18	17.47	51.54			
26	Molar Density (lbmole/ft3)	1.712e-002	1.677e-002	0.7811			
27	Mass Density (lb/ft3)	0.3113	0.2930	40.26			
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.031e+007	1.030e+007	4731			
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1916	-1961	-1217			
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	2.069	2.186	0.2040			
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	8.856	8.541	23.61			
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.4871	0.4889	0.4581			
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.661e+005	2.370e+006			
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.131e+004	1.977e+004			
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9652	0.9652	3.478e-002			
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.9406	0.9406	5.935e-002			
37	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---			
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000			
39	Act. Gas Flow (ACFM)	---	4.017e+004	---			
40	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.117	0.6633			
41	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	8.856	8.541	23.61			
42	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3	367.4	7.859			
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	19.52	34.19			
44	Act. Liq. Flow (USGPM)	138.0	---	138.0			
45	Z Factor	---	0.9653	2.072e-002			
46	Watson K	18.78	19.10	14.00			
47	User Property	---	---	---			
48	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---			
49	Cp/(Cp - R)	1.289	1.303	1.092			
50	Cp/Cv	1.329	1.356	1.092			
51	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.202e+004	---	---			
52	Kinematic Viscosity (cSt)	---	1.720	0.5397			
53	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	34.50			
54	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	5521			
55	Liquid Fraction	2.094e-002	0.0000	1.000			
56	Molar Volume (m3/kgmole)	3.646	3.723	7.992e-002			
57	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	284.2	---	---			
58	Phase Fraction [Molar Basis]	0.9791	0.9791	0.0209			
59	Surface Tension (dyne/cm)	20.15	---	20.15			
60	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	---	1.188e-002	7.378e-002			
61	Viscosity (cP)	---	8.070e-003	0.3480			
62	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	6.871	6.555	21.62			
63	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.3778	0.3752	0.4195			
64	Cv (Btu/lbmole-F)	6.662	6.300	21.62			
65	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3664	0.3606	0.4195			
66	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---			
67	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---			
68	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---			
69	Hyprotech Ltd.	Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)		Page 22 of 28			

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: NG 2 Phase (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		


PROPERTIES					
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	140.7	
13	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	273.9	
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	5521	0.0000	5521	
15	Viscosity Index	---	---	-3.724	

16	<b>Material Stream: NG to mix</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson
18		

CONDITIONS					
		Overall	Liquid Phase		
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
23	Temperature: (C)	-137.7 *	-137.7		
24	Pressure: (psig)	515.0 *	515.0		
25	Molar Flow (MMSCFD)	376.0 *	376.0		
26	Mass Flow (lb/hr)	7.507e+005	7.507e+005		
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.602e+005	1.602e+005		
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.167e+004	-9.167e+004		
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	85.01	85.01		
30	Heat Flow (kW)	-4.769e+005	-4.769e+005		
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase		
35	Molecular Weight	18.18	18.18		
36	Molar Density (lbmole/ft3)	1.484	1.484		
37	Mass Density (lb/ft3)	26.98	26.98		
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.190e+005	1.190e+005		
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2167	-2167		
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.117	1.117		
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.96	13.96		
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7680	0.7680		
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005	8.976e+005		
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004	2.122e+004		
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
46	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000		
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102	1.102		
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.96	13.96		
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3	375.3		
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03	20.03		
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	3469	3469		
55	Z Factor	0.1365	0.1365		
56	Watson K	18.78	18.78		
57	User Property	---	---		
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
59	Cp/(Cp - R)	1.166	1.166		
60	Cp/Cv	1.787	1.787		
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8487	---		
62	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2276	0.2276		
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
65	Liquid Fraction	1.000	1.000		
66	Molar Volume (m3/kgmole)	4.208e-002	4.208e-002		
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	200.7	---		
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: NG to mix (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES		
	Overall	Liquid Phase
12	Surface Tension (dyne/cm)	9.686
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	9.467e-002
14	Viscosity (cP)	9.836e-002
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.98
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6588
17	Cv (Btu/lbmole-F)	7.814
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4297
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	7.937
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4365
21	Cp/Cv (Ent. Method)	1.759
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	---
23	True VP at 37.8 C (psig)	---
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Coeff) (barrel/day)	0.0000
25	Viscosity Index	---

26	<b>Material Stream: 1</b>	Fluid Package: Basis-1
27		Property Package: Peng-Robinson
28		

CONDITIONS		
	Overall	Liquid Phase
32	Vapour / Phase Fraction	0.0000
33	Temperature: (C)	-137.7
34	Pressure: (psig)	515.0
35	Molar Flow (MMSCFD)	376.0
36	Mass Flow (lb/hr)	7.507e+005
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.602e+005
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.167e+004
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	85.01
40	Heat Flow (kW)	-4.769e+005
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---

PROPERTIES		
	Overall	Liquid Phase
45	Molecular Weight	18.18
46	Molar Density (lbmole/ft3)	1.484
47	Mass Density (lb/ft3)	26.98
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.190e+005
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2167
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.117
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.96
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7680
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.976e+005
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.122e+004
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	---
56	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000
59	Act. Gas Flow (ACFM)	---
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.102
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.96
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	20.03
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	3469
65	Z Factor	0.1365
66	Watson K	18.78
67	User Property	---
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: 1 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson


PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase			
12	Cp/(Cp - R)	1.166	1.166		
13	Cp/Cv	1.787	1.787		
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	8487	---		
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2276	0.2276		
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
18	Liquid Fraction	1.000	1.000		
19	Molar Volume (m3/kgmole)	4.208e-002	4.208e-002		
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	200.7	---		
21	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
22	Surface Tension (dyne/cm)	9.686	9.686		
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	9.467e-002	9.467e-002		
24	Viscosity (cP)	9.836e-002	9.836e-002		
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.98	11.98		
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6588	0.6588		
27	Cv (Btu/lbmole-F)	7.814	7.814		
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4297	0.4297		
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	7.841	7.841		
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4312	0.4312		
31	Cp/Cv (Ent. Method)	1.781	1.781		
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
33	True VP at 37.8 C (psig)	---	---		
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000		
35	Viscosity Index	---	---		

36	<b>Material Stream: Seawater</b>	Fluid Package: Basis-1
37		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS					
	Overall	Aqueous Phase			
41					
42	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000		
43	Temperature: (C)	30.00 *	30.00		
44	Pressure: (psig)	1.500 *	1.500		
45	Molar Flow (MMSCFD)	6000 *	6000		
46	Mass Flow (lb/hr)	1.187e+007	1.187e+007		
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	8.143e+005	8.143e+005		
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.858e+005	-2.858e+005		
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	55.00	55.00		
50	Heat Flow (kW)	-2.373e+007	-2.373e+007		
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	8.008e+005 *	8.008e+005		

PROPERTIES					
	Overall	Aqueous Phase			
52					
53					
54					
55	Molecular Weight	18.02	18.02		
56	Molar Density (lbmole/ft3)	3.478	3.478		
57	Mass Density (lb/ft3)	62.65	62.65		
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	8.098e+005	8.098e+005		
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6821	-6821		
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7291	0.7291		
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030	1.030		
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
66	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: Seawater (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson

PROPERTIES		
	Overall	Aqueous Phase
12	Act. Gas Flow (ACFM)	---
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.56
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	5989
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	2.362e+004
18	Z Factor	7.953e-004
19	Watson K	---
20	User Property	---
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70
22	Cp/(Cp - R)	1.120
23	Cp/Cv	1.150
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	4.088e+004
25	Kinematic Viscosity (cSt)	0.7944
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	8.008e+005
28	Liquid Fraction	1.000
29	Molar Volume (m3/kgmole)	1.795e-002
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	975.6
31	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000
32	Surface Tension (dyne/cm)	71.23
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3572
34	Viscosity (cP)	0.7972
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.57
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9200
37	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8958
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---
41	Cp/Cv (Ent. Method)	---
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	---
43	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	8.008e+005
45	Viscosity Index	-0.7549

46	<b>Material Stream: SW</b>	Fluid Package: Basis-1
47		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS		
	Overall	Aqueous Phase
52	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *
53	Temperature: (C)	30.05
54	Pressure: (psig)	75.00 *
55	Molar Flow (MMSCFD)	6000
56	Mass Flow (lb/hr)	1.187e+007
57	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	8.143e+005
58	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.858e+005
59	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	55.00
60	Heat Flow (kW)	-2.373e+007
61	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	8.008e+005 *

PROPERTIES		
	Overall	Aqueous Phase
65	Molecular Weight	18.02
66	Molar Density (lbmole/ft3)	3.478
67	Mass Density (lb/ft3)	62.66
68	Act. Volume Flow (barrel/day)	8.097e+005

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bintulu.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:41:59 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: SW (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		


PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
12	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6821	-6821		
13	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7292	0.7292		
14	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
15	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030	1.030		
16	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
17	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
18	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
19	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
20	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
21	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
22	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
23	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
24	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
25	Std. Gas Flow (MMSCFD)	5989	5989		
26	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
27	Act. Liq. Flow (USGPM)	2.362e+004	2.362e+004		
28	Z Factor	4.403e-003	4.403e-003		
29	Watson K	---	---		
30	User Property	---	---		
31	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
32	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
33	Cp/Cv	1.150	1.150		
34	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.792e+004	---		
35	Kinematic Viscosity (cSt)	0.7935	0.7935		
36	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
37	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	8.008e+005	8.008e+005		
38	Liquid Fraction	1.000	1.000		
39	Molar Volume (m3/kgmole)	1.795e-002	1.795e-002		
40	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	904.9	---		
41	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
42	Surface Tension (dyne/cm)	71.23	71.23		
43	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3572	0.3572		
44	Viscosity (cP)	0.7964	0.7964		
45	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.57	16.57		
46	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9199	0.9199		
47	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14	16.14		
48	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8957	0.8957		
49	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
50	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
51	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
52	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
53	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76		
54	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	8.008e+005	8.008e+005		
55	Viscosity Index	-0.7558	-0.7558		


56	<b>Energy Stream: daya motor</b>	Fluid Package: Basis-1
57		Property Package: Peng-Robinson
58		


CONDITIONS			
61	Duty Type: Direct Q	Duty Calculation Operation: MOL Pump	
62	Duty SP: 1026 kW	Minimum Available Duty: ---	Maximum Available Duty: ---

63	<b>Energy Stream: daya motor2</b>	Fluid Package: Basis-1
64		Property Package: Peng-Robinson
65		

CONDITIONS			
66			
67			
68	Duty Type: Direct Q	Duty Calculation Operation: Refrigerant Pump	
69	Hyprotech Ltd.	Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)	Page 27 of 28

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA			Case Name:	400MM-bintulu.hsc	
2				Unit Set:	Decky	
3				Date/Time:	Wed Jun 15 21:41:59 2011	
4						
5				Fluid Package:	Basis-1	
6	<b>Energy Stream: daya motor2 (continued)</b>			Property Package:	Peng-Robinson	
7						
8	<b>CONDITIONS</b>					
9	Duty SP:	327.8 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---
10				Fluid Package:	Basis-1	
11	<b>Energy Stream: power</b>			Property Package:	Peng-Robinson	
12						
13	<b>CONDITIONS</b>					
14	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	HP Turbine		
15	Duty SP:	1.426e+004 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---
16				Fluid Package:	Basis-1	
17	<b>Energy Stream: power 2</b>			Property Package:	Peng-Robinson	
18						
19	<b>CONDITIONS</b>					
20	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	LP Turbine		
21	Duty SP:	8529 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---
22				Fluid Package:	Basis-1	
23	<b>Energy Stream: daya motor3</b>			Property Package:	Peng-Robinson	
24						
25	<b>CONDITIONS</b>					
26	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	Recycle Pump		
27	Duty SP:	947.1 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---
28				Fluid Package:	Basis-1	
29	<b>Energy Stream: daya motor4</b>			Property Package:	Peng-Robinson	
30						
31	<b>CONDITIONS</b>					
32	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	Seawater Pump		
33	Duty SP:	1007 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---
34				Fluid Package:	Basis-1	
35				Property Package:	Peng-Robinson	
36						
37	<b>CONDITIONS</b>					
38	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	Seawater Pump		
39	Duty SP:	1007 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---
40				Fluid Package:	Basis-1	
41				Property Package:	Peng-Robinson	
42						
43						
44						
45						
46						
47						
48						
49						
50						
51						
52						
53						
54						
55						
56						
57						
58						
59						
60						
61						
62						
63						
64						
65						
66						
67						
68						
69	Hyprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)		Page 28 of 28	

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA		Case Name:	400MM-bontang.hsc
2			Unit Set:	Decky
3			Date/Time:	Wed Jun 15 21:40:04 2011
4				
5			Fluid Package:	Basis-1
6	<b>Material Stream: LNG Source</b>		Property Package:	Peng-Robinson
7				
8	<b>CONDITIONS</b>			
9				
10		Overall	Liquid Phase	
11				
12	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000	
13	Temperature: (C)	-161.0 *	-161.0	
14	Pressure: (psig)	1.500 *	1.500	
15	Molar Flow (MMSCFD)	400.0 *	400.0	
16	Mass Flow (lb/hr)	7.898e+005	7.898e+005	
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.706e+005	1.706e+005	
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.260e+004	-9.260e+004	
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	75.64	75.64	
20	Heat Flow (kW)	-5.125e+005	-5.125e+005	
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---	
22	<b>PROPERTIES</b>			
23				
24		Overall	Liquid Phase	
25	Molecular Weight	17.98	17.98	
26	Molar Density (lbmole/ft3)	1.596	1.596	
27	Mass Density (lb/ft3)	28.70	28.70	
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.176e+005	1.176e+005	
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2214	-2214	
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.005	1.005	
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.35	13.35	
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7426	0.7426	
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005	
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004	
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	
36	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	
37	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	
39	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	
40	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101	
41	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.35	13.35	
42	Std. Gas Flow (MMSCFD)	399.3	399.3	
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79	
44	Act. Liq. Flow (USGPM)	3430	3430	
45	Z Factor	4.683e-003	4.683e-003	
46	Watson K	18.97	18.97	
47	User Property	---	---	
48	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	
49	Cp/(Cp - R)	1.175	1.175	
50	Cp/Cv	1.745	1.745	
51	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.221e+004	---	
52	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3203	0.3203	
53	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	
54	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	
55	Liquid Fraction	1.000	1.000	
56	Molar Volume (m3/kgmole)	3.911e-002	3.911e-002	
57	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	292.0	---	
58	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	
59	Surface Tension (dyne/cm)	13.94	13.94	
60	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.1129	0.1129	
61	Viscosity (cP)	0.1473	0.1473	
62	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.37	11.37	
63	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6322	0.6322	
64	Cv (Btu/lbmole-F)	7.651	7.651	
65	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4255	0.4255	
66	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	8.259	8.259	
67	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4593	0.4593	
68	Cp/Cv (Ent. Method)	1.617	1.617	
69	Hyprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)	Page 1 of 28

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: LNG Source (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES			
	Overall	Liquid Phase	
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---
13	True VP at 37.8 C (psig)	---	---
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000
15	Viscosity Index	---	---

16	<b>Material Stream: LNG2</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson
18		

CONDITIONS			
	Overall	Liquid Phase	
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000
23	Temperature: (C)	-159.1	-159.1
24	Pressure: (psig)	515.0 *	515.0
25	Molar Flow (MMSCFD)	400.0	400.0
26	Mass Flow (lb/hr)	7.898e+005	7.898e+005
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.706e+005	1.706e+005
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.242e+004	-9.242e+004
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	76.19	76.19
30	Heat Flow (kW)	-5.115e+005	-5.115e+005
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---

PROPERTIES			
	Overall	Liquid Phase	
35	Molecular Weight	17.98	17.98
36	Molar Density (lbmole/ft3)	1.597	1.597
37	Mass Density (lb/ft3)	28.72	28.72
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.176e+005	1.176e+005
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2210	-2210
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.012	1.012
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.24	13.24
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7365	0.7365
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000
46	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.24	13.24
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	399.3	399.3
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	3429	3429
55	Z Factor	0.1506	0.1506
56	Watson K	18.97	18.97
57	User Property	---	---
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---
59	Cp/(Cp - R)	1.176	1.176
60	Cp/Cv	1.719	1.719
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7748	---
62	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3096	0.3096
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---
65	Liquid Fraction	1.000	1.000
66	Molar Volume (m3/kgmole)	3.909e-002	3.909e-002
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	185.2	---
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: LNG2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		


PROPERTIES				
		Overall	Liquid Phase	
12	Surface Tension (dyne/cm)	13.59	13.59	
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.1115	0.1115	
14	Viscosity (cP)	0.1424	0.1424	
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.26	11.26	
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6261	0.6261	
17	Cv (Btu/lbmole-F)	7.704	7.704	
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4284	0.4284	
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	8.173	8.173	
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4545	0.4545	
21	Cp/Cv (Ent. Method)	1.620	1.620	
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	
23	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Coeff) (barrel/day)	0.0000	0.0000	
25	Viscosity Index	---	---	

26	<b>Material Stream: NG Rec</b>	Fluid Package: Basis-1
27		Property Package: Peng-Robinson
28		

CONDITIONS				
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase
32	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000	0.0000
33	Temperature: (C)	-139.7	-139.7	-139.7
34	Pressure: (psig)	45.00	45.00	45.00
35	Molar Flow (MMSCFD)	376.0	376.0	0.0000
36	Mass Flow (lb/hr)	7.424e+005	7.424e+005	0.0000
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.603e+005	1.603e+005	0.0000
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.137e+004	-9.137e+004	-8.074e+004
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	85.58	85.58	143.7
40	Heat Flow (kW)	-4.753e+005	-4.753e+005	0.0000
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---	0.0000

PROPERTIES				
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase
45	Molecular Weight	17.98	17.98	16.05
46	Molar Density (lbmole/ft3)	1.487	1.487	2.545e-002
47	Mass Density (lb/ft3)	26.73	26.73	0.4084
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.187e+005	1.187e+005	0.0000
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2185	-2185	-2163
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.137	1.137	2.138
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	14.16	14.16	8.587
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7875	0.7875	0.5350
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005	8.030e+005
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004	2.151e+004
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	---
56	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	0.0000
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000
59	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	---
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101	1.165
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	14.16	14.16	8.587
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3	375.3	0.0000
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79	18.69
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	3462	3462	---
65	Z Factor	---	1.558e-002	0.9100
66	Watson K	18.97	18.97	19.52
67	User Property	---	---	---
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: NG Rec (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase	Vapour Phase		
12	Cp/(Cp - R)	1.163	1.163	1.301	
13	Cp/Cv	1.830	1.830	1.440	
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.158e+004	---	---	
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2299	0.2299	0.8370	
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	---	
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	0.0000	
18	Liquid Fraction	1.000	1.000	0.0000	
19	Molar Volume (m3/kgmole)	4.199e-002	4.199e-002	2.453	
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	277.0	---	---	
21	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	0.0000	
22	Surface Tension (dyne/cm)	10.04	10.04	---	
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	9.657e-002	9.657e-002	7.278e-003	
24	Viscosity (cP)	9.843e-002	9.843e-002	5.476e-003	
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	12.18	12.18	6.601	
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6771	0.6771	0.4112	
27	Cv (Btu/lbmole-F)	7.740	7.740	5.964	
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4304	0.4304	0.3716	
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---	
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---	
31	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---	
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	---	
33	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	---	
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000	0.0000	
35	Viscosity Index	---	---	---	

36	<b>Material Stream: LNG mix</b>	Fluid Package: Basis-1
37		Property Package: Peng-Robinson
38		

CONDITIONS					
	Overall	Liquid Phase			
41					
42	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
43	Temperature: (C)	-148.5	-148.5		
44	Pressure: (psig)	515.0	515.0		
45	Molar Flow (MMSCFD)	776.0	776.0		
46	Mass Flow (lb/hr)	1.532e+006	1.532e+006		
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	3.309e+005	3.309e+005		
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.182e+004	-9.182e+004		
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	81.17	81.17		
50	Heat Flow (kW)	-9.858e+005	-9.858e+005		
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---		

PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase			
52					
53					
54					
55	Molecular Weight	17.98	17.98		
56	Molar Density (lbmole/ft3)	1.545	1.545		
57	Mass Density (lb/ft3)	27.79	27.79		
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	2.357e+005	2.357e+005		
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2195	-2195		
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.078	1.078		
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.53	13.53		
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7526	0.7526		
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005		
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004		
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
66	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000		
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

**Material Stream: LNG mix (continued)**

Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson

**PROPERTIES**

		Overall	Liquid Phase		
12	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101		
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.53	13.53		
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	774.5	774.5		
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79		
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	6874	6874		
18	Z Factor	0.1424	0.1424		
19	Watson K	18.97	18.97		
20	User Property	---	---		
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
22	Cp/(Cp - R)	1.172	1.172		
23	Cp/Cv	1.749	1.749		
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7748	---		
25	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2608	0.2608		
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
28	Liquid Fraction	1.000	1.000		
29	Molar Volume (m3/kgmole)	4.040e-002	4.040e-002		
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	185.2	---		
31	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
32	Surface Tension (dyne/cm)	11.63	11.63		
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.1035	0.1035		
34	Viscosity (cP)	0.1161	0.1161		
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.55	11.55		
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6422	0.6422		
37	Cv (Btu/lbmole-F)	7.739	7.739		
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4304	0.4304		
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	7.977	7.977		
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4436	0.4436		
41	Cp/Cv (Ent. Method)	1.697	1.697		
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
43	True VP at 37.8 C (psig)	---	---		
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	0.0000	0.0000		
45	Viscosity Index	---	---		

**Material Stream: LNG mix 2**

Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson


**CONDITIONS**

		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
52	Vapour / Phase Fraction	0.2333	0.2333	0.7667	
53	Temperature: (C)	-84.50	-84.50	-84.50	
54	Pressure: (psig)	510.0	510.0	510.0	
55	Molar Flow (MMSCFD)	776.0	181.0	595.0	
56	Mass Flow (lb/hr)	1.532e+006	3.233e+005	1.209e+006	
57	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	3.309e+005	7.355e+004	2.573e+005	
58	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-8.663e+004	-8.077e+004	-8.841e+004	
59	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	113.4	131.5	107.9	
60	Heat Flow (kW)	-9.301e+005	-2.023e+005	-7.277e+005	
61	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---	---	

**PROPERTIES**

		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
65	Molecular Weight	17.98	16.26	18.50	
66	Molar Density (lbmole/ft3)	0.6086	0.2459	1.104	
67	Mass Density (lb/ft3)	10.94	3.999	20.43	
68	Act. Volume Flow (barrel/day)	5.985e+005	3.456e+005	2.529e+005	




1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: LNG mix 2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson


PROPERTIES					
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
12	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2071	-2135	-2054	
13	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.506	1.932	1.392	
14	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	21.12	19.26	21.69	
15	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.175	1.184	1.172	
16	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.126e+005	9.119e+005	
17	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.148e+004	2.119e+004	
18	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.2223	0.2223	0.7777	
19	Phase Fraction [Mass Basis]	0.2110	0.2110	0.7890	
20	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---	
21	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	
22	Act. Gas Flow (ACFM)	---	1347	---	
23	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.155	1.085	
24	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	21.12	19.26	21.69	
25	Std. Gas Flow (MMSCFD)	774.5	180.7	593.8	
26	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	18.79	20.08	
27	Act. Liq. Flow (USGPM)	7376	---	7376	
28	Z Factor	---	0.5856	0.1304	
29	Watson K	18.97	19.49	18.84	
30	User Property	---	---	---	
31	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---	
32	Cp/(Cp - R)	1.104	1.115	1.101	
33	Cp/Cv	1.291	3.061	1.101	
34	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7787	---	---	
35	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.1451	0.1299	
36	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	---	
37	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	---	
38	Liquid Fraction	0.7667	0.0000	1.000	
39	Molar Volume (m3/kgmole)	0.1026	0.2539	5.653e-002	
40	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	186.2	---	---	
41	Phase Fraction [Molar Basis]	0.2333	0.2333	0.7667	
42	Surface Tension (dyne/cm)	2.253	---	2.253	
43	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	---	1.561e-002	4.744e-002	
44	Viscosity (cP)	---	9.296e-003	4.252e-002	
45	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	19.14	17.27	19.71	
46	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	1.064	1.062	1.065	
47	Cv (Btu/lbmole-F)	16.36	6.292	19.71	
48	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.9099	0.3869	1.065	
49	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---	
50	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---	
51	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---	
52	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	---	
53	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	---	
54	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000	0.0000	
55	Viscosity Index	---	---	---	

56	<b>Material Stream: LNG mix 3</b>	Fluid Package: Basis-1
57		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS					
		Overall	Vapour Phase		
62	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000		
63	Temperature: (C)	-15.33	-15.33		
64	Pressure: (psig)	505.0	505.0		
65	Molar Flow (MMSCFD)	776.0	776.0		
66	Mass Flow (lb/hr)	1.532e+006	1.532e+006		
67	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	3.309e+005	3.309e+005		
68	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.928e+004	-7.928e+004		

1			Case Name:	400MM-bontang.hsc	
2		LEGENDS	Unit Set:	Decky	
3		Burlington, MA	Date/Time:	Wed Jun 15 21:40:04 2011	
4		USA			
5					
6	<b>Material Stream: LNG mix 3 (continued)</b>			Fluid Package:	Basis-1
7				Property Package:	Peng-Robinson
8					
9	<b>CONDITIONS</b>				
10		Overall	Vapour Phase		
11					
12	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	148.6	148.6		
13	Heat Flow (kW)	-8.512e+005	-8.512e+005		
14	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---		
15	<b>PROPERTIES</b>				
16		Overall	Vapour Phase		
17					
18	Molecular Weight	17.98	17.98		
19	Molar Density (lbmole/ft3)	0.1239	0.1239		
20	Mass Density (lb/ft3)	2.228	2.228		
21	Act. Volume Flow (barrel/day)	2.940e+006	2.940e+006		
22	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1896	-1896		
23	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.973	1.973		
24	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	10.76	10.76		
25	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5981	0.5981		
26	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005		
27	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004		
28	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
29	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000		
30	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
31	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
32	Act. Gas Flow (ACFM)	1.146e+004	1.146e+004		
33	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101		
34	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	10.76	10.76		
35	Std. Gas Flow (MMSCFD)	774.5	774.5		
36	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79		
37	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---		
38	Z Factor	0.8423	0.8423		
39	Watson K	18.97	18.97		
40	User Property	---	---		
41	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
42	Cp/(Cp - R)	1.226	1.226		
43	Cp/Cv	1.547	1.547		
44	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7826	---		
45	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3023	0.3023		
46	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
47	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
48	Liquid Fraction	0.0000	0.0000		
49	Molar Volume (m3/kgmole)	0.5039	0.5039		
50	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	187.1	---		
51	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000		
52	Surface Tension (dyne/cm)	---	---		
53	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.765e-002	1.765e-002		
54	Viscosity (cP)	1.079e-002	1.079e-002		
55	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	8.769	8.769		
56	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4877	0.4877		
57	Cv (Btu/lbmole-F)	6.954	6.954		
58	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3867	0.3867		
59	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
60	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
61	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
62	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
63	True VP at 37.8 C (psig)	---	---		
64	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000		
65	Viscosity Index	---	---		
66					
67					
68					
69	Hyprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)		Page 7 of 28

1			Case Name:	400MM-bontang.hsc	
2		LEGENDS	Unit Set:	Decky	
3		Burlington, MA	Date/Time:	Wed Jun 15 21:40:04 2011	
4		USA			
5					
6	<b>Material Stream: seawater2</b>			Fluid Package:	Basis-1
7				Property Package:	Peng-Robinson
8					
9	<b>CONDITIONS</b>				
10					
11		Overall	Aqueous Phase		
12	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
13	Temperature: (C)	30.05	30.05		
14	Pressure: (psig)	75.00	75.00		
15	Molar Flow (MMSCFD)	1000 *	1000		
16	Mass Flow (lb/hr)	1.978e+006	1.978e+006		
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.357e+005	1.357e+005		
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.858e+005	-2.858e+005		
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	55.00	55.00		
20	Heat Flow (kW)	-3.954e+006	-3.954e+006		
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.335e+005 *	1.335e+005		
22					
23	<b>PROPERTIES</b>				
24		Overall	Aqueous Phase		
25	Molecular Weight	18.02	18.02		
26	Molar Density (lbmole/ft3)	3.478	3.478		
27	Mass Density (lb/ft3)	62.66	62.66		
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.350e+005	1.350e+005		
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6821	-6821		
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7292	0.7292		
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030	1.030		
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
37	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
39	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
40	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
41	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
42	Std. Gas Flow (MMSCFD)	998.1	998.1		
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
44	Act. Liq. Flow (USGPM)	3936	3936		
45	Z Factor	4.403e-003	4.403e-003		
46	Watson K	---	---		
47	User Property	---	---		
48	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
49	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
50	Cp/Cv	1.150	1.150		
51	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.792e+004	---		
52	Kinematic Viscosity (cSt)	0.7935	0.7935		
53	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
54	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.335e+005	1.335e+005		
55	Liquid Fraction	1.000	1.000		
56	Molar Volume (m3/kgmole)	1.795e-002	1.795e-002		
57	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	904.9	---		
58	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
59	Surface Tension (dyne/cm)	71.23	71.23		
60	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3572	0.3572		
61	Viscosity (cP)	0.7964	0.7964		
62	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.57	16.57		
63	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9199	0.9199		
64	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14	16.14		
65	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8957	0.8957		
66	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
67	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
68	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
69	Hyprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)	Page 8 of 28	

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: seawater2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
13	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76		
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.335e+005	1.335e+005		
15	Viscosity Index	-0.7558	-0.7558		

16	<b>Material Stream: cold seawater2</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson
18		

CONDITIONS					
		Overall	Aqueous Phase		
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
23	Temperature: (C)	16.59	16.59		
24	Pressure: (psig)	70.00	70.00		
25	Molar Flow (MMSCFD)	1000	1000		
26	Mass Flow (lb/hr)	1.978e+006	1.978e+006		
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.357e+005	1.357e+005		
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.869e+005	-2.869e+005		
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	51.47	51.47		
30	Heat Flow (kW)	-3.969e+006	-3.969e+006		
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	1.335e+005 *	1.335e+005		

PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
35	Molecular Weight	18.02	18.02		
36	Molar Density (lbmole/ft3)	3.513	3.513		
37	Mass Density (lb/ft3)	63.29	63.29		
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.336e+005	1.336e+005		
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6846	-6846		
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.6824	0.6824		
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.031	1.031		
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
46	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	998.1	998.1		
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	3897	3897		
55	Z Factor	4.308e-003	4.308e-003		
56	Watson K	---	---		
57	User Property	---	---		
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
59	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
60	Cp/Cv	1.141	1.141		
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.804e+004	---		
62	Kinematic Viscosity (cSt)	1.076	1.076		
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.335e+005	1.335e+005		
65	Liquid Fraction	1.000	1.000		
66	Molar Volume (m3/kgmole)	1.777e-002	1.777e-002		
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	907.9	---		
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: cold seawater2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson

PROPERTIES			
		Overall	Aqueous Phase
12	Surface Tension (dyne/cm)	73.55	73.55
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3455	0.3455
14	Viscosity (cP)	1.090	1.090
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.58	16.58
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9203	0.9203
17	Cv (Btu/lbmole-F)	16.27	16.27
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.9030	0.9030
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---
21	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---
23	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Coeff) (barrel/day)	1.335e+005	1.335e+005
25	Viscosity Index	-0.4390	-0.4390

26	<b>Material Stream: natural gas 2</b>	Fluid Package: Basis-1
27		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS			
		Overall	Vapour Phase
32	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
33	Temperature: (C)	15.00 *	15.00
34	Pressure: (psig)	500.0	500.0
35	Molar Flow (MMSCFD)	776.0	776.0
36	Mass Flow (lb/hr)	1.532e+006	1.532e+006
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	3.309e+005	3.309e+005
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.794e+004	-7.794e+004
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	153.6	153.6
40	Heat Flow (kW)	-8.367e+005	-8.367e+005
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---

PROPERTIES			
		Overall	Vapour Phase
45	Molecular Weight	17.98	17.98
46	Molar Density (lbmole/ft3)	0.1035	0.1035
47	Mass Density (lb/ft3)	1.861	1.861
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	3.519e+006	3.519e+006
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1863	-1863
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	2.040	2.040
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	10.41	10.41
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5788	0.5788
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000
56	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000
59	Act. Gas Flow (ACFM)	1.372e+004	1.372e+004
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	10.41	10.41
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	774.5	774.5
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---
65	Z Factor	0.8933	0.8933
66	Watson K	18.97	18.97
67	User Property	---	---
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: natural gas 2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson


PROPERTIES					
	Overall	Vapour Phase			
12	Cp/(Cp - R)	1.236	1.236		
13	Cp/Cv	1.438	1.438		
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7866	---		
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3911	0.3911		
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
18	Liquid Fraction	0.0000	0.0000		
19	Molar Volume (m3/kgmole)	0.6031	0.6031		
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	188.1	---		
21	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000		
22	Surface Tension (dyne/cm)	---	---		
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.966e-002	1.966e-002		
24	Viscosity (cP)	1.166e-002	1.166e-002		
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	8.421	8.421		
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4683	0.4683		
27	Cv (Btu/lbmole-F)	7.235	7.235		
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4024	0.4024		
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
31	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
33	True VP at 37.8 C (psig)	---	---		
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000		
35	Viscosity Index	---	---		

36	<b>Material Stream: C3H8 liq</b>	Fluid Package: Basis-1
37		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS					
	Overall	Liquid Phase	Vapour Phase		
42	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000	0.0000	
43	Temperature: (C)	-28.43	-28.43	-28.43	
44	Pressure: (psig)	15.00	15.00	15.00	
45	Molar Flow (MMSCFD)	300.0 *	300.0	0.0000	
46	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006	0.0000	
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005	0.0000	
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.263e+005	-1.263e+005	-1.040e+005	
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	69.93	69.93	150.4	
50	Heat Flow (kW)	-5.240e+005	-5.240e+005	0.0000	
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005	0.0000	

PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase	Vapour Phase		
55	Molecular Weight	44.20	44.20	40.74	
56	Molar Density (lbmole/ft3)	0.7993	0.7993	6.617e-003	
57	Mass Density (lb/ft3)	35.33	35.33	0.2695	
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.762e+005	1.762e+005	0.0000	
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1228	-1228	-1097	
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.3779	0.3779	0.8821	
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	24.06	24.06	14.93	
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5444	0.5444	0.3665	
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006	1.896e+006	
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004	2.001e+004	
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	---	
66	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	0.0000	
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---	
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: C3H8 liq (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase	
12	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	---	
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158	0.7459	
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	24.06	24.06	14.93	
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4	0.0000	
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64	30.38	
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	5138	5138	---	
18	Z Factor	---	7.859e-003	0.9494	
19	Watson K	14.70	14.70	15.02	
20	User Property	---	---	---	
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---	
22	Cp/(Cp - R)	1.090	1.090	1.153	
23	Cp/Cv	1.090	1.090	1.186	
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.856e+004	---	---	
25	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3016	0.3016	1.637	
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74	29.84	
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
28	Liquid Fraction	1.000	1.000	0.0000	
29	Molar Volume (m3/kgmole)	7.810e-002	7.810e-002	9.435	
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	180.5	---	---	
31	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	0.0000	
32	Surface Tension (dyne/cm)	13.62	13.62	---	
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	7.240e-002	7.240e-002	8.068e-003	
34	Viscosity (cP)	0.1707	0.1707	7.067e-003	
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	22.07	22.07	12.94	
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4995	0.4995	0.3177	
37	Cv (Btu/lbmole-F)	22.07	22.07	12.58	
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4995	0.4995	0.3089	
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---	
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---	
41	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---	
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8	282.1	
43	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3	430.5	
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
45	Viscosity Index	---	---	---	

46	<b>Material Stream: C3H8 liq 2</b>	Fluid Package: Basis-1
47		Property Package: Peng-Robinson
48		

CONDITIONS					
		Overall	Liquid Phase		
51					
52	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
53	Temperature: (C)	-27.88	-27.88		
54	Pressure: (psig)	125.0 *	125.0		
55	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0		
56	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006		
57	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005		
58	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.262e+005	-1.262e+005		
59	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	70.03	70.03		
60	Heat Flow (kW)	-5.237e+005	-5.237e+005		
61	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase		
62					
63					
64					
65	Molecular Weight	44.20	44.20		
66	Molar Density (lbmole/ft3)	0.7998	0.7998		
67	Mass Density (lb/ft3)	35.35	35.35		
68	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.761e+005	1.761e+005		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: C3H8 liq 2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES		
	Overall	Liquid Phase
12	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1227
13	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.3785
14	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	24.02
15	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5434
16	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006
17	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004
18	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000
19	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000
20	Partial Pressure of CO2 (psig)	---
21	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000
22	Act. Gas Flow (ACFM)	---
23	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158
24	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	24.02
25	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4
26	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64
27	Act. Liq. Flow (USGPM)	5135
28	Z Factor	3.687e-002
29	Watson K	14.70
30	User Property	---
31	Partial Pressure of H2S (psig)	---
32	Cp/(Cp - R)	1.090
33	Cp/Cv	1.572
34	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	---
35	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3000
36	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74
37	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005
38	Liquid Fraction	1.000
39	Molar Volume (m3/kgmole)	7.805e-002
40	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	---
41	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000
42	Surface Tension (dyne/cm)	13.55
43	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	7.222e-002
44	Viscosity (cP)	0.1699
45	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	22.03
46	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4985
47	Cv (Btu/lbmole-F)	15.28
48	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3457
49	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	15.30
50	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.3461
51	Cp/Cv (Ent. Method)	1.570
52	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8
53	True VP at 37.8 C (psig)	181.3
54	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005
55	Viscosity Index	---

56	<b>Material Stream: seawater1</b>	Fluid Package: Basis-1
57		Property Package: Peng-Robinson
58		

CONDITIONS		
	Overall	Aqueous Phase
62	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *
63	Temperature: (C)	30.05
64	Pressure: (psig)	75.00
65	Molar Flow (MMSCFD)	5000
66	Mass Flow (lb/hr)	9.891e+006
67	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	6.786e+005
68	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.858e+005



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

**Material Stream: seawater1 (continued)**


Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson


**CONDITIONS**

		Overall	Aqueous Phase		
12	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	55.00	55.00		
13	Heat Flow (kW)	-1.977e+007	-1.977e+007		
14	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	6.674e+005 *	6.674e+005		

**PROPERTIES**

		Overall	Aqueous Phase		
18	Molecular Weight	18.02	18.02		
19	Molar Density (lbmole/ft3)	3.478	3.478		
20	Mass Density (lb/ft3)	62.66	62.66		
21	Act. Volume Flow (barrel/day)	6.748e+005	6.748e+005		
22	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6821	-6821		
23	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7292	0.7292		
24	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
25	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030	1.030		
26	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
27	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
28	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
29	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
30	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
31	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
32	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
33	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
34	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
35	Std. Gas Flow (MMSCFD)	4991	4991		
36	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
37	Act. Liq. Flow (USGPM)	1.968e+004	1.968e+004		
38	Z Factor	4.403e-003	4.403e-003		
39	Watson K	---	---		
40	User Property	---	---		
41	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
42	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
43	Cp/Cv	1.150	1.150		
44	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.792e+004	---		
45	Kinematic Viscosity (cSt)	0.7935	0.7935		
46	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
47	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	6.674e+005	6.674e+005		
48	Liquid Fraction	1.000	1.000		
49	Molar Volume (m3/kgmole)	1.795e-002	1.795e-002		
50	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	904.9	---		
51	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
52	Surface Tension (dyne/cm)	71.23	71.23		
53	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3572	0.3572		
54	Viscosity (cP)	0.7964	0.7964		
55	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.57	16.57		
56	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9199	0.9199		
57	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14	16.14		
58	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8957	0.8957		
59	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
60	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
61	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
62	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
63	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76		
64	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	6.674e+005	6.674e+005		
65	Viscosity Index	-0.7558	-0.7558		

1			Case Name:	400MM-bontang.hsc	
2		LEGENDS	Unit Set:	Decky	
3		Burlington, MA	Date/Time:	Wed Jun 15 21:40:04 2011	
4		USA			
5					
6	<b>Material Stream: cold seawater1</b>			Fluid Package:	Basis-1
7				Property Package:	Peng-Robinson
8					
9	<b>CONDITIONS</b>				
10		Overall	Aqueous Phase		
11					
12	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
13	Temperature: (C)	13.86	13.86		
14	Pressure: (psig)	70.00	70.00		
15	Molar Flow (MMSCFD)	5000	5000		
16	Mass Flow (lb/hr)	9.891e+006	9.891e+006		
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	6.786e+005	6.786e+005		
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.871e+005	-2.871e+005		
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	50.74	50.74		
20	Heat Flow (kW)	-1.986e+007	-1.986e+007		
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	6.674e+005 *	6.674e+005		
22	<b>PROPERTIES</b>				
23		Overall	Aqueous Phase		
24					
25	Molecular Weight	18.02	18.02		
26	Molar Density (lbmole/ft3)	3.520	3.520		
27	Mass Density (lb/ft3)	63.41	63.41		
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	6.667e+005	6.667e+005		
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6851	-6851		
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.6727	0.6727		
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.031	1.031		
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
37	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
39	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
40	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
41	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
42	Std. Gas Flow (MMSCFD)	4991	4991		
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
44	Act. Liq. Flow (USGPM)	1.945e+004	1.945e+004		
45	Z Factor	4.340e-003	4.340e-003		
46	Watson K	---	---		
47	User Property	---	---		
48	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
49	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
50	Cp/Cv	1.139	1.139		
51	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.804e+004	---		
52	Kinematic Viscosity (cSt)	1.152	1.152		
53	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
54	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	6.674e+005	6.674e+005		
55	Liquid Fraction	1.000	1.000		
56	Molar Volume (m3/kgmole)	1.774e-002	1.774e-002		
57	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	907.9	---		
58	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
59	Surface Tension (dyne/cm)	74.02	74.02		
60	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3429	0.3429		
61	Viscosity (cP)	1.170	1.170		
62	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.58	16.58		
63	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9206	0.9206		
64	Cv (Btu/lbmole-F)	16.30	16.30		
65	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.9048	0.9048		
66	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
67	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
68	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
69	Hyprotech Ltd.	Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)		Page 15 of 28	

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: cold seawater1 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
13	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76		
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	6.674e+005	6.674e+005		
15	Viscosity Index	-0.3747	-0.3747		

16	<b>Material Stream: cold seawater</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson
18		

CONDITIONS					
		Overall	Aqueous Phase		
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
23	Temperature: (C)	14.32	14.32		
24	Pressure: (psig)	70.00	70.00		
25	Molar Flow (MMSCFD)	6000	6000		
26	Mass Flow (lb/hr)	1.187e+007	1.187e+007		
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	8.143e+005	8.143e+005		
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.870e+005	-2.870e+005		
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	50.86	50.86		
30	Heat Flow (kW)	-2.383e+007	-2.383e+007		
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	8.008e+005 *	8.008e+005		

PROPERTIES					
		Overall	Aqueous Phase		
35	Molecular Weight	18.02	18.02		
36	Molar Density (lbmole/ft3)	3.519	3.519		
37	Mass Density (lb/ft3)	63.39	63.39		
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	8.003e+005	8.003e+005		
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6850	-6850		
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.6743	0.6743		
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.031	1.031		
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
46	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458		
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.57	18.57		
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	5989	5989		
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30		
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	2.334e+004	2.334e+004		
55	Z Factor	4.335e-003	4.335e-003		
56	Watson K	---	---		
57	User Property	---	---		
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
59	Cp/(Cp - R)	1.120	1.120		
60	Cp/Cv	1.140	1.140		
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.804e+004	---		
62	Kinematic Viscosity (cSt)	1.139	1.139		
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35	63.35		
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	8.008e+005	8.008e+005		
65	Liquid Fraction	1.000	1.000		
66	Molar Volume (m3/kgmole)	1.774e-002	1.774e-002		
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	907.9	---		
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: cold seawater (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES				
		Overall	Aqueous Phase	
12	Surface Tension (dyne/cm)	73.94	73.94	
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3433	0.3433	
14	Viscosity (cP)	1.156	1.156	
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.58	16.58	
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9205	0.9205	
17	Cv (Btu/lbmole-F)	16.29	16.29	
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.9045	0.9045	
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	
21	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	
23	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76	-13.76	
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Coeff) (barrel/day)	8.008e+005	8.008e+005	
25	Viscosity Index	-0.3854	-0.3854	

26	<b>Material Stream: C3H8 vap</b>	Fluid Package: Basis-1
27		Property Package: Peng-Robinson
28		

CONDITIONS				
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
32	Vapour / Phase Fraction	1.0000 *	1.0000	0.0000
33	Temperature: (C)	26.17	26.17	26.17
34	Pressure: (psig)	120.0	120.0	120.0
35	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0	0.0000
36	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006	0.0000
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005	0.0000
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.052e+005	-1.052e+005	-1.224e+005
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	142.4	142.4	91.42
40	Heat Flow (kW)	-4.367e+005	-4.367e+005	0.0000
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005	0.0000

PROPERTIES				
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
45	Molecular Weight	44.20	44.20	45.36
46	Molar Density (lbmole/ft3)	2.813e-002	2.813e-002	0.6881
47	Mass Density (lb/ft3)	1.243	1.243	31.21
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	5.007e+006	5.007e+006	0.0000
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1023	-1023	-1160
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7695	0.7695	0.4814
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	19.93	19.93	30.26
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.4509	0.4509	0.6673
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006	2.100e+006
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004	1.991e+004
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	---
56	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	0.0000
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000
59	Act. Gas Flow (ACFM)	1.952e+004	1.952e+004	---
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158	0.7074
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	19.93	19.93	30.26
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4	0.0000
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64	32.08
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---	---
65	Z Factor	---	0.8283	3.386e-002
66	Watson K	14.70	14.70	14.57
67	User Property	---	---	---
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

**Material Stream: C3H8 vap (continued)**

Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson

**PROPERTIES**

	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
12	Cp/(Cp - R)	1.111	1.111	1.070
13	Cp/Cv	1.234	1.234	1.070
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.541e+004	---	---
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.4363	0.4363	0.2082
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74	32.24
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000
18	Liquid Fraction	0.0000	0.0000	1.000
19	Molar Volume (m3/kgmole)	2.220	2.220	9.073e-002
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	149.9	---	---
21	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	0.0000
22	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	7.174
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.096e-002	1.096e-002	5.452e-002
24	Viscosity (cP)	8.687e-003	8.687e-003	0.1041
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	17.94	17.94	28.28
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4060	0.4060	0.6235
27	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14	16.14	28.28
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3653	0.3653	0.6235
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---
31	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8	161.4
33	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3	163.8
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000
35	Viscosity Index	---	---	---

**Material Stream: C3H8 2 phase**


Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson

**CONDITIONS**

	Overall	Vapour Phase	
42	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
43	Temperature: (C)	-14.52	-14.52
44	Pressure: (psig)	20.00 *	20.00
45	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0
46	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.073e+005	-1.073e+005
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	145.1	145.1
50	Heat Flow (kW)	-4.452e+005	-4.452e+005
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005

**PROPERTIES**

	Overall	Vapour Phase	
55	Molecular Weight	44.20	44.20
56	Molar Density (lbmole/ft3)	7.390e-003	7.390e-003
57	Mass Density (lb/ft3)	0.3266	0.3266
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.905e+007	1.905e+007
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1043	-1043
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7840	0.7840
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	16.59	16.59
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.3754	0.3754
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000
66	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: C3H8 2 phase (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson


PROPERTIES					
		Overall	Vapour Phase		
12	Act. Gas Flow (ACFM)	7.430e+004	7.430e+004		
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158		
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	16.59	16.59		
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4		
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64		
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---		
18	Z Factor	0.9398	0.9398		
19	Watson K	14.70	14.70		
20	User Property	---	---		
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
22	Cp/(Cp - R)	1.136	1.136		
23	Cp/Cv	1.171	1.171		
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.833e+004	---		
25	Kinematic Viscosity (cSt)	1.366	1.366		
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74		
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005		
28	Liquid Fraction	0.0000	0.0000		
29	Molar Volume (m3/kgmole)	8.448	8.448		
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	178.3	---		
31	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000		
32	Surface Tension (dyne/cm)	---	---		
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	8.181e-003	8.181e-003		
34	Viscosity (cP)	7.147e-003	7.147e-003		
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	14.61	14.61		
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.3305	0.3305		
37	Cv (Btu/lbmole-F)	14.17	14.17		
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3205	0.3205		
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
41	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8		
43	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3		
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005		
45	Viscosity Index	---	---		

46	<b>Material Stream: NG as working fluid</b>	Fluid Package: Basis-1
47		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS					
		Overall	Vapour Phase		
52	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000		
53	Temperature: (C)	15.00	15.00		
54	Pressure: (psig)	500.0	500.0		
55	Molar Flow (MMSCFD)	376.0 *	376.0		
56	Mass Flow (lb/hr)	7.424e+005	7.424e+005		
57	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.603e+005	1.603e+005		
58	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.794e+004	-7.794e+004		
59	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	153.6	153.6		
60	Heat Flow (kW)	-4.054e+005	-4.054e+005		
61	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---		

PROPERTIES					
		Overall	Vapour Phase		
65	Molecular Weight	17.98	17.98		
66	Molar Density (lbmole/ft3)	0.1035	0.1035		
67	Mass Density (lb/ft3)	1.861	1.861		
68	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.705e+006	1.705e+006		




1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: NG as working fluid (contin</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson

PROPERTIES					
		Overall	Vapour Phase		
12	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1863	-1863		
13	Mass Entropy (Btu/lb-F)	2.040	2.040		
14	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	10.41	10.41		
15	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5788	0.5788		
16	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005		
17	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004		
18	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
19	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000		
20	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
21	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
22	Act. Gas Flow (ACFM)	6647	6647		
23	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101		
24	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	10.41	10.41		
25	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3	375.3		
26	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79		
27	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---		
28	Z Factor	0.8933	0.8933		
29	Watson K	18.97	18.97		
30	User Property	---	---		
31	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
32	Cp/(Cp - R)	1.236	1.236		
33	Cp/Cv	1.438	1.438		
34	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7866	---		
35	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3911	0.3911		
36	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
37	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
38	Liquid Fraction	0.0000	0.0000		
39	Molar Volume (m3/kgmole)	0.6031	0.6031		
40	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	188.1	---		
41	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000		
42	Surface Tension (dyne/cm)	---	---		
43	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.966e-002	1.966e-002		
44	Viscosity (cP)	1.166e-002	1.166e-002		
45	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	8.421	8.421		
46	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4683	0.4683		
47	Cv (Btu/lbmole-F)	7.235	7.235		
48	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4024	0.4024		
49	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---		
50	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---		
51	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---		
52	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
53	True VP at 37.8 C (psig)	---	---		
54	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000		
55	Viscosity Index	---	---		

56	<b>Material Stream: Natural Gas to Pipeline</b>	Fluid Package: Basis-1
57		Property Package: Peng-Robinson

CONDITIONS					
		Overall	Vapour Phase		
62	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000		
63	Temperature: (C)	15.00	15.00		
64	Pressure: (psig)	500.0	500.0		
65	Molar Flow (MMSCFD)	400.0	400.0		
66	Mass Flow (lb/hr)	7.898e+005	7.898e+005		
67	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.706e+005	1.706e+005		
68	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.794e+004	-7.794e+004		

1		Case Name: 400MM-bontang.hsc
2	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

**Material Stream: Natural Gas to Pipeline (con**

Fluid Package: Basis-1  
 Property Package: Peng-Robinson


**CONDITIONS**


		Overall	Vapour Phase
12	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	153.6	153.6
13	Heat Flow (kW)	-4.313e+005	-4.313e+005
14	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---

**PROPERTIES**

		Overall	Vapour Phase
18	Molecular Weight	17.98	17.98
19	Molar Density (lbmole/ft3)	0.1035	0.1035
20	Mass Density (lb/ft3)	1.861	1.861
21	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.814e+006	1.814e+006
22	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1863	-1863
23	Mass Entropy (Btu/lb-F)	2.040	2.040
24	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	10.41	10.41
25	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5788	0.5788
26	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005
27	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004
28	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000
29	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000
30	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
31	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000
32	Act. Gas Flow (ACFM)	7072	7072
33	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101
34	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	10.41	10.41
35	Std. Gas Flow (MMSCFD)	399.3	399.3
36	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79
37	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---
38	Z Factor	0.8933	0.8933
39	Watson K	18.97	18.97
40	User Property	---	---
41	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---
42	Cp/(Cp - R)	1.236	1.236
43	Cp/Cv	1.438	1.438
44	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7866	---
45	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3911	0.3911
46	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---
47	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---
48	Liquid Fraction	0.0000	0.0000
49	Molar Volume (m3/kgmole)	0.6031	0.6031
50	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	188.1	---
51	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000
52	Surface Tension (dyne/cm)	---	---
53	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.966e-002	1.966e-002
54	Viscosity (cP)	1.166e-002	1.166e-002
55	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	8.421	8.421
56	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4683	0.4683
57	Cv (Btu/lbmole-F)	7.235	7.235
58	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4024	0.4024
59	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---
60	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---
61	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---
62	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---
63	True VP at 37.8 C (psig)	---	---
64	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000
65	Viscosity Index	---	---



1			Case Name:	400MM-bontang.hsc			
2		<b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Unit Set:	Decky			
3			Date/Time:	Wed Jun 15 21:40:04 2011			
4					Fluid Package:	Basis-1	
5					Property Package:	Peng-Robinson	
6			<b>Material Stream: NG 2 Phase</b>				
7							
8							
9	<b>CONDITIONS</b>						
10							
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase			
12	Vapour / Phase Fraction	0.9871	0.9871	0.0129			
13	Temperature: (C)	-70.86	-70.86	-70.86			
14	Pressure: (psig)	50.00 *	50.00	50.00			
15	Molar Flow (MMSCFD)	376.0	371.1	4.866			
16	Mass Flow (lb/hr)	7.424e+005	7.164e+005	2.600e+004			
17	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.603e+005	1.570e+005	3357			
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-8.065e+004	-7.986e+004	-1.407e+005			
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	158.2	159.7	47.78			
20	Heat Flow (kW)	-4.195e+005	-4.101e+005	-9471			
21	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---	---	3318			
22							
23	<b>PROPERTIES</b>						
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase			
25	Molecular Weight	17.98	17.58	48.66			
26	Molar Density (lbmole/ft3)	1.742e-002	1.720e-002	0.8178			
27	Mass Density (lb/ft3)	0.3133	0.3024	39.80			
28	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.013e+007	1.013e+007	2793			
29	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1928	-1953	-1243			
30	Mass Entropy (Btu/lb-F)	2.102	2.170	0.2345			
31	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	8.726	8.547	22.44			
32	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.4853	0.4862	0.4612			
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.710e+005	2.244e+006			
34	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.130e+004	1.982e+004			
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9791	0.9791	2.094e-002			
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.9650	0.9650	3.502e-002			
37	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---			
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000			
39	Act. Gas Flow (ACFM)	---	3.949e+004	---			
40	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.110	0.6803			
41	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	8.726	8.547	22.44			
42	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3	370.4	4.857			
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.51	33.10			
44	Act. Liq. Flow (USGPM)	81.46	---	81.46			
45	Z Factor	---	0.9625	2.025e-002			
46	Watson K	18.97	19.15	14.29			
47	User Property	---	---	---			
48	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---			
49	Cp/(Cp - R)	1.295	1.303	1.097			
50	Cp/Cv	1.343	1.359	1.097			
51	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.153e+004	---	---			
52	Kinematic Viscosity (cSt)	---	1.629	0.5243			
53	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---	33.50			
54	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---	3318			
55	Liquid Fraction	1.294e-002	0.0000	1.000			
56	Molar Volume (m3/kgmole)	3.583	3.629	7.634e-002			
57	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	275.6	---	---			
58	Phase Fraction [Molar Basis]	0.9871	0.9871	0.0129			
59	Surface Tension (dyne/cm)	19.79	---	19.79			
60	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	---	1.149e-002	7.540e-002			
61	Viscosity (cP)	---	7.889e-003	0.3342			
62	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	6.741	6.561	20.46			
63	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.3749	0.3732	0.4204			
64	Cv (Btu/lbmole-F)	6.496	6.288	20.46			
65	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3613	0.3577	0.4204			
66	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---			
67	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---			
68	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---			
69	Hyprotech Ltd.	Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)		Page 22 of 28			

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: NG 2 Phase (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---	175.7	
13	True VP at 37.8 C (psig)	---	---	320.4	
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	3318	0.0000	3318	
15	Viscosity Index	---	---	-4.345	

16	<b>Material Stream: NG to mix</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson
18		

CONDITIONS					
		Overall	Liquid Phase		
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
23	Temperature: (C)	-137.6 *	-137.6		
24	Pressure: (psig)	515.0 *	515.0		
25	Molar Flow (MMSCFD)	376.0 *	376.0		
26	Mass Flow (lb/hr)	7.424e+005	7.424e+005		
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.603e+005	1.603e+005		
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.119e+004	-9.119e+004		
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	86.02	86.02		
30	Heat Flow (kW)	-4.744e+005	-4.744e+005		
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	---	---		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase		
35	Molecular Weight	17.98	17.98		
36	Molar Density (lbmole/ft3)	1.489	1.489		
37	Mass Density (lb/ft3)	26.77	26.77		
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.185e+005	1.185e+005		
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2180	-2180		
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.143	1.143		
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.97	13.97		
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7767	0.7767		
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005	8.888e+005		
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004	2.125e+004		
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
46	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000		
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101	1.101		
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.97	13.97		
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3	375.3		
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79	19.79		
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	3457	3457		
55	Z Factor	0.1358	0.1358		
56	Watson K	18.97	18.97		
57	User Property	---	---		
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		
59	Cp/(Cp - R)	1.166	1.166		
60	Cp/Cv	1.789	1.789		
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7748	---		
62	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2230	0.2230		
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
65	Liquid Fraction	1.000	1.000		
66	Molar Volume (m3/kgmole)	4.193e-002	4.193e-002		
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	185.2	---		
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		

1		Case Name: 400MM-bontang.hsc
2	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: NG to mix (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES		
	Overall	Liquid Phase
12	Surface Tension (dyne/cm)	9.669
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	9.485e-002
14	Viscosity (cP)	9.561e-002
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.98
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6662
17	Cv (Btu/lbmole-F)	7.808
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4342
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	7.902
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4395
21	Cp/Cv (Ent. Method)	1.767
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	---
23	True VP at 37.8 C (psig)	---
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Coeff) (barrel/day)	0.0000
25	Viscosity Index	---

26	<b>Material Stream: 1</b>	Fluid Package: Basis-1
27		Property Package: Peng-Robinson
28		

CONDITIONS		
	Overall	Liquid Phase
32	Vapour / Phase Fraction	0.0000
33	Temperature: (C)	-137.6
34	Pressure: (psig)	515.0
35	Molar Flow (MMSCFD)	376.0
36	Mass Flow (lb/hr)	7.424e+005
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.603e+005
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-9.119e+004
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	86.03
40	Heat Flow (kW)	-4.744e+005
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	---

PROPERTIES		
	Overall	Liquid Phase
45	Molecular Weight	17.98
46	Molar Density (lbmole/ft3)	1.489
47	Mass Density (lb/ft3)	26.77
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.185e+005
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-2180
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	1.143
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	13.97
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.7767
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.888e+005
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	2.125e+004
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000
56	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000
59	Act. Gas Flow (ACFM)	---
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	1.101
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	13.97
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	375.3
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	19.79
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	3457
65	Z Factor	0.1358
66	Watson K	18.97
67	User Property	---
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: 1 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase			
12	Cp/(Cp - R)	1.166	1.166		
13	Cp/Cv	1.789	1.789		
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	7748	---		
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2230	0.2230		
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	---	---		
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	---	---		
18	Liquid Fraction	1.000	1.000		
19	Molar Volume (m3/kgmole)	4.193e-002	4.193e-002		
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	185.2	---		
21	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
22	Surface Tension (dyne/cm)	9.669	9.669		
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	9.485e-002	9.485e-002		
24	Viscosity (cP)	9.561e-002	9.561e-002		
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	11.98	11.98		
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.6662	0.6662		
27	Cv (Btu/lbmole-F)	7.808	7.808		
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4342	0.4342		
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	7.810	7.810		
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.4343	0.4343		
31	Cp/Cv (Ent. Method)	1.788	1.788		
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	---	---		
33	True VP at 37.8 C (psig)	---	---		
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	0.0000	0.0000		
35	Viscosity Index	---	---		

36	<b>Material Stream: Seawater</b>	Fluid Package: Basis-1
37		Property Package: Peng-Robinson
38		

CONDITIONS					
	Overall	Aqueous Phase			
41					
42	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000		
43	Temperature: (C)	30.00 *	30.00		
44	Pressure: (psig)	1.500 *	1.500		
45	Molar Flow (MMSCFD)	6000 *	6000		
46	Mass Flow (lb/hr)	1.187e+007	1.187e+007		
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	8.143e+005	8.143e+005		
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.858e+005	-2.858e+005		
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	55.00	55.00		
50	Heat Flow (kW)	-2.373e+007	-2.373e+007		
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	8.008e+005 *	8.008e+005		

PROPERTIES					
	Overall	Aqueous Phase			
52					
53					
54					
55	Molecular Weight	18.02	18.02		
56	Molar Density (lbmole/ft3)	3.478	3.478		
57	Mass Density (lb/ft3)	62.65	62.65		
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	8.098e+005	8.098e+005		
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6821	-6821		
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7291	0.7291		
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56	18.56		
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030	1.030		
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000	0.0000		
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---	---		
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
66	Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000		
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: Seawater (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES		
	Overall	Aqueous Phase
12	Act. Gas Flow (ACFM)	---
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.56
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	5989
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	2.362e+004
18	Z Factor	7.953e-004
19	Watson K	---
20	User Property	---
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70
22	Cp/(Cp - R)	1.120
23	Cp/Cv	1.150
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	4.088e+004
25	Kinematic Viscosity (cSt)	0.7944
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	8.008e+005
28	Liquid Fraction	1.000
29	Molar Volume (m3/kgmole)	1.795e-002
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	975.6
31	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000
32	Surface Tension (dyne/cm)	71.23
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3572
34	Viscosity (cP)	0.7972
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.57
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9200
37	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8958
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---
41	Cp/Cv (Ent. Method)	---
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	---
43	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	8.008e+005
45	Viscosity Index	-0.7549

46	<b>Material Stream: SW</b>	Fluid Package: Basis-1
47		Property Package: Peng-Robinson
48		

CONDITIONS		
	Overall	Aqueous Phase
52	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *
53	Temperature: (C)	30.05
54	Pressure: (psig)	75.00 *
55	Molar Flow (MMSCFD)	6000
56	Mass Flow (lb/hr)	1.187e+007
57	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	8.143e+005
58	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-2.858e+005
59	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	55.00
60	Heat Flow (kW)	-2.373e+007
61	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	8.008e+005 *

PROPERTIES		
	Overall	Aqueous Phase
65	Molecular Weight	18.02
66	Molar Density (lbmole/ft3)	3.478
67	Mass Density (lb/ft3)	62.66
68	Act. Volume Flow (barrel/day)	8.097e+005

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-bontang.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:40:04 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: SW (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES		
	Overall	Aqueous Phase
12	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6821
13	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7292
14	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56
15	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030
16	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	0.0000
17	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	---
18	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000
19	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000
20	Partial Pressure of CO2 (psig)	---
21	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000
22	Act. Gas Flow (ACFM)	---
23	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458
24	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.56
25	Std. Gas Flow (MMSCFD)	5989
26	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30
27	Act. Liq. Flow (USGPM)	2.362e+004
28	Z Factor	4.403e-003
29	Watson K	---
30	User Property	---
31	Partial Pressure of H2S (psig)	---
32	Cp/(Cp - R)	1.120
33	Cp/Cv	1.150
34	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3.792e+004
35	Kinematic Viscosity (cSt)	0.7935
36	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	63.35
37	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	8.008e+005
38	Liquid Fraction	1.000
39	Molar Volume (m3/kgmole)	1.795e-002
40	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	904.9
41	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000
42	Surface Tension (dyne/cm)	71.23
43	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	0.3572
44	Viscosity (cP)	0.7964
45	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	16.57
46	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.9199
47	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14
48	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.8957
49	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---
50	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---
51	Cp/Cv (Ent. Method)	---
52	Reid VP at 37.8 C (psig)	---
53	True VP at 37.8 C (psig)	-13.76
54	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	8.008e+005
55	Viscosity Index	-0.7558


56	<b>Energy Stream: daya motor</b>	Fluid Package: Basis-1
57		Property Package: Peng-Robinson
58		

CONDITIONS		
61	Duty Type: Direct Q	Duty Calculation Operation: MOL Pump
62	Duty SP: 1022 kW	Minimum Available Duty: ---
63		Maximum Available Duty: ---

64	<b>Energy Stream: daya motor2</b>	Fluid Package: Basis-1
65		Property Package: Peng-Robinson
66		

CONDITIONS		
68	Duty Type: Direct Q	Duty Calculation Operation: Refrigerant Pump
69	Hyprotech Ltd.	Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name:	400MM-bontang.hsc
2		Unit Set:	Decky
3		Date/Time:	Wed Jun 15 21:40:04 2011
4			
5			

6	<b>Energy Stream: daya motor2 (continued)</b>	Fluid Package:	Basis-1
7		Property Package:	Peng-Robinson

8	<b>CONDITIONS</b>		
---	-------------------	--	--

9	Duty SP:	327.8 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---
---	----------	----------	-------------------------	-----	-------------------------	-----

10	<b>Energy Stream: power</b>	Fluid Package:	Basis-1
11		Property Package:	Peng-Robinson

12	<b>CONDITIONS</b>		
----	-------------------	--	--

13	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	HP Turbine		
14	Duty SP:	1.411e+004 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---

15	<b>Energy Stream: power 2</b>	Fluid Package:	Basis-1
16		Property Package:	Peng-Robinson

17	<b>CONDITIONS</b>		
----	-------------------	--	--

18	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	LP Turbine		
19	Duty SP:	8529 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---

20	<b>Energy Stream: daya motor3</b>	Fluid Package:	Basis-1
21		Property Package:	Peng-Robinson

22	<b>CONDITIONS</b>		
----	-------------------	--	--


23	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	Recycle Pump		
24	Duty SP:	943.9 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---

25	<b>Energy Stream: daya motor4</b>	Fluid Package:	Basis-1
26		Property Package:	Peng-Robinson


27	<b>CONDITIONS</b>		
----	-------------------	--	--

28	Duty Type:	Direct Q	Duty Calculation Operation:	Seawater Pump		
29	Duty SP:	1007 kW	Minimum Available Duty:	---	Maximum Available Duty:	---

30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA		Case Name:	400MM-arun.hsc		
2			Unit Set:	Decky		
3			Date/Time:	Wed Jun 15 21:20:42 2011		
4			<b>Material Stream: C3H8 2 phase</b>		Fluid Package:	Basis-1
5					Property Package:	Peng-Robinson
6	<b>CONDITIONS</b>					
7		Overall	Vapour Phase			
8	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000			
9	Temperature: (C)	-14.52	-14.52			
10	Pressure: (psig)	20.00 *	20.00			
11	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0			
12	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006			
13	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005			
14	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.073e+005	-1.073e+005			
15	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	145.1	145.1			
16	Heat Flow (kW)	-4.452e+005	-4.452e+005			
17	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005			
18	<b>PROPERTIES</b>					
19		Overall	Vapour Phase			
20	Molecular Weight	44.20	44.20			
21	Molar Density (lbmole/ft3)	7.390e-003	7.390e-003			
22	Mass Density (lb/ft3)	0.3266	0.3266			
23	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.905e+007	1.905e+007			
24	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1043	-1043			
25	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7840	0.7840			
26	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	16.59	16.59			
27	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.3754	0.3754			
28	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006			
29	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004			
30	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000			
31	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000			
32	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---			
33	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000			
34	Act. Gas Flow (ACFM)	7.430e+004	7.430e+004			
35	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158			
36	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	16.59	16.59			
37	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4			
38	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64			
39	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---			
40	Z Factor	0.9398	0.9398			
41	Watson K	14.70	14.70			
42	User Property	---	---			
43	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---			
44	Cp/(Cp - R)	1.136	1.136			
45	Cp/Cv	1.171	1.171			
46	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.833e+004	---			
47	Kinematic Viscosity (cSt)	1.366	1.366			
48	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74			
49	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005			
50	Liquid Fraction	0.0000	0.0000			
51	Molar Volume (m3/kgmole)	8.448	8.448			
52	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	178.3	---			
53	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000			
54	Surface Tension (dyne/cm)	---	---			
55	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	8.181e-003	8.181e-003			
56	Viscosity (cP)	7.147e-003	7.147e-003			
57	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	14.61	14.61			
58	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.3305	0.3305			
59	Cv (Btu/lbmole-F)	14.17	14.17			
60	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3205	0.3205			
61	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---			
62	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---			
63	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---			
64	Hyprotech Ltd. <span style="float: right;">Aspen HYSYS Version 7 (22.0.0.7020)</span> <span style="float: right;">Page 1 of 5</span>					



1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-arun.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:20:42 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: C3H8 2 phase (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
		Overall	Vapour Phase		
12	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8		
13	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3		
14	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005		
15	Viscosity Index	---	---		

16	<b>Material Stream: C3H8 liq</b>	Fluid Package: Basis-1
17		Property Package: Peng-Robinson
18		

CONDITIONS					
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase	
22	Vapour / Phase Fraction	0.0000 *	1.0000	0.0000	
23	Temperature: (C)	-28.43	-28.43	-28.43	
24	Pressure: (psig)	15.00	15.00	15.00	
25	Molar Flow (MMSCFD)	300.0 *	300.0	0.0000	
26	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006	0.0000	
27	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005	0.0000	
28	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.263e+005	-1.263e+005	-1.040e+005	
29	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	69.93	69.93	150.4	
30	Heat Flow (kW)	-5.240e+005	-5.240e+005	0.0000	
31	Liq Vol Flow @ Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005	0.0000	

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase	
35	Molecular Weight	44.20	44.20	40.74	
36	Molar Density (lbmole/ft3)	0.7993	0.7993	6.617e-003	
37	Mass Density (lb/ft3)	35.33	35.33	0.2695	
38	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.762e+005	1.762e+005	0.0000	
39	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1228	-1228	-1097	
40	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.3779	0.3779	0.8821	
41	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	24.06	24.06	14.93	
42	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5444	0.5444	0.3665	
43	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006	1.896e+006	
44	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004	2.001e+004	
45	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	---	
46	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	0.0000	
47	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---	
48	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	
49	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	---	
50	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158	0.7459	
51	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	24.06	24.06	14.93	
52	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4	0.0000	
53	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64	30.38	
54	Act. Liq. Flow (USGPM)	5138	5138	---	
55	Z Factor	---	7.859e-003	0.9494	
56	Watson K	14.70	14.70	15.02	
57	User Property	---	---	---	
58	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---	
59	Cp/(Cp - R)	1.090	1.090	1.153	
60	Cp/Cv	1.090	1.090	1.186	
61	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.856e+004	---	---	
62	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3016	0.3016	1.637	
63	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74	29.84	
64	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
65	Liquid Fraction	1.000	1.000	0.0000	
66	Molar Volume (m3/kgmole)	7.810e-002	7.810e-002	9.435	
67	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	180.5	---	---	
68	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000	0.0000	

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-arun.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:20:42 2011
4		
5		


6	<b>Material Stream: C3H8 liq (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase	Vapour Phase	
12	Surface Tension (dyne/cm)	13.62	13.62	---	
13	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	7.240e-002	7.240e-002	8.068e-003	
14	Viscosity (cP)	0.1707	0.1707	7.067e-003	
15	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	22.07	22.07	12.94	
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4995	0.4995	0.3177	
17	Cv (Btu/lbmole-F)	22.07	22.07	12.58	
18	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.4995	0.4995	0.3089	
19	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---	
20	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---	
21	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---	
22	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8	282.1	
23	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3	430.5	
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
25	Viscosity Index	---	---	---	

26	<b>Material Stream: C3H8 liq 2</b>	Fluid Package: Basis-1
27		Property Package: Peng-Robinson
28		

CONDITIONS					
		Overall	Liquid Phase		
32	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000		
33	Temperature: (C)	-27.88	-27.88		
34	Pressure: (psig)	125.0 *	125.0		
35	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0		
36	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006		
37	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005		
38	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.262e+005	-1.262e+005		
39	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	70.03	70.03		
40	Heat Flow (kW)	-5.237e+005	-5.237e+005		
41	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005		

PROPERTIES					
		Overall	Liquid Phase		
45	Molecular Weight	44.20	44.20		
46	Molar Density (lbmole/ft3)	0.7998	0.7998		
47	Mass Density (lb/ft3)	35.35	35.35		
48	Act. Volume Flow (barrel/day)	1.761e+005	1.761e+005		
49	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1227	-1227		
50	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.3785	0.3785		
51	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	24.02	24.02		
52	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.5434	0.5434		
53	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006		
54	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004		
55	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000		
56	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000		
57	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---		
58	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
59	Act. Gas Flow (ACFM)	---	---		
60	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158		
61	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	24.02	24.02		
62	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4		
63	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64		
64	Act. Liq. Flow (USGPM)	5135	5135		
65	Z Factor	3.687e-002	3.687e-002		
66	Watson K	14.70	14.70		
67	User Property	---	---		
68	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---		

1	 <b>LEGENDS</b> Burlington, MA USA	Case Name: 400MM-arun.hsc
2		Unit Set: Decky
3		Date/Time: Wed Jun 15 21:20:42 2011
4		
5		

6	<b>Material Stream: C3H8 liq 2 (continued)</b>	Fluid Package: Basis-1
7		Property Package: Peng-Robinson
8		

PROPERTIES					
	Overall	Liquid Phase			
12	Cp/(Cp - R)	1.090	1.090		
13	Cp/Cv	1.572	1.572		
14	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.530e+004	---		
15	Kinematic Viscosity (cSt)	0.3000	0.3000		
16	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74		
17	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005		
18	Liquid Fraction	1.000	1.000		
19	Molar Volume (m3/kgmole)	7.805e-002	7.805e-002		
20	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	148.8	---		
21	Phase Fraction [Molar Basis]	0.0000	1.0000		
22	Surface Tension (dyne/cm)	13.55	13.55		
23	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	7.222e-002	7.222e-002		
24	Viscosity (cP)	0.1699	0.1699		
25	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	22.03	22.03		
26	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4985	0.4985		
27	Cv (Btu/lbmole-F)	15.28	15.28		
28	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3457	0.3457		
29	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	15.30	15.30		
30	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0.3461	0.3461		
31	Cp/Cv (Ent. Method)	1.570	1.570		
32	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8		
33	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3		
34	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005		
35	Viscosity Index	---	---		

36	<b>Material Stream: C3H8 vap</b>	Fluid Package: Basis-1
37		Property Package: Peng-Robinson
38		

CONDITIONS					
	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase		
42	Vapour / Phase Fraction	1.0000 *	1.0000	0.0000	
43	Temperature: (C)	26.17	26.17	26.17	
44	Pressure: (psig)	120.0	120.0	120.0	
45	Molar Flow (MMSCFD)	300.0	300.0	0.0000	
46	Mass Flow (lb/hr)	1.456e+006	1.456e+006	0.0000	
47	Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	1.967e+005	1.967e+005	0.0000	
48	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.052e+005	-1.052e+005	-1.224e+005	
49	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	142.4	142.4	91.42	
50	Heat Flow (kW)	-4.367e+005	-4.367e+005	0.0000	
51	Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	1.961e+005 *	1.961e+005	0.0000	

PROPERTIES					
	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase		
55	Molecular Weight	44.20	44.20	45.36	
56	Molar Density (lbmole/ft3)	2.813e-002	2.813e-002	0.6881	
57	Mass Density (lb/ft3)	1.243	1.243	31.21	
58	Act. Volume Flow (barrel/day)	5.007e+006	5.007e+006	0.0000	
59	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-1023	-1023	-1160	
60	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7695	0.7695	0.4814	
61	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	19.93	19.93	30.26	
62	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	0.4509	0.4509	0.6673	
63	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	2.049e+006	2.049e+006	2.100e+006	
64	Mass Lower Heating Value (Btu/lb)	1.993e+004	1.993e+004	1.991e+004	
65	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	---	
66	Phase Fraction [Mass Basis]	2.122e-314	1.000	0.0000	
67	Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---	
68	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	



LEGENDS  
Burlington, MA  
USA

Case Name: 400MM-arun.hsc  
Unit Set: Decky  
Date/Time: Wed Jun 15 21:20:42 2011

**Material Stream: C3H8 vap (continued)**

Fluid Package: Basis-1  
Property Package: Peng-Robinson

**PROPERTIES**

		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	
12	Act. Gas Flow (ACFM)	1.952e+004	1.952e+004	---	
13	Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	0.7158	0.7158	0.7074	
14	Specific Heat (Btu/lbmole-F)	19.93	19.93	30.26	
15	Std. Gas Flow (MMSCFD)	299.4	299.4	0.0000	
16	Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	31.64	31.64	32.08	
17	Act. Liq. Flow (USGPM)	---	---	---	
18	Z Factor	---	0.8283	3.386e-002	
19	Watson K	14.70	14.70	14.57	
20	User Property	---	---	---	
21	Partial Pressure of H2S (psig)	-14.70	---	---	
22	Cp/(Cp - R)	1.111	1.111	1.070	
23	Cp/Cv	1.234	1.234	1.070	
24	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.541e+004	---	---	
25	Kinematic Viscosity (cSt)	0.4363	0.4363	0.2082	
26	Liq. Mass Density (Std. Cond) (lb/ft3)	31.74	31.74	32.24	
27	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
28	Liquid Fraction	0.0000	0.0000	1.000	
29	Molar Volume (m3/kgmole)	2.220	2.220	9.073e-002	
30	Mass Heat of Vap. (Btu/lb)	149.9	---	---	
31	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	0.0000	
32	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	7.174	
33	Thermal Conductivity (Btu/hr-ft-F)	1.096e-002	1.096e-002	5.452e-002	
34	Viscosity (cP)	8.687e-003	8.687e-003	0.1041	
35	Cv (Semi-Ideal) (Btu/lbmole-F)	17.94	17.94	28.28	
36	Mass Cv (Semi-Ideal) (Btu/lb-F)	0.4060	0.4060	0.6235	
37	Cv (Btu/lbmole-F)	16.14	16.14	28.28	
38	Mass Cv (Btu/lb-F)	0.3653	0.3653	0.6235	
39	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	---	---	---	
40	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	---	---	---	
41	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---	---	
42	Reid VP at 37.8 C (psig)	175.8	175.8	161.4	
43	True VP at 37.8 C (psig)	181.3	181.3	163.8	
44	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Co) (barrel/day)	1.961e+005	1.961e+005	0.0000	
45	Viscosity Index	---	---	---	