



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**JUDUL**  
**OPTIMASI PRODUKSI SUMUR GAS DAN PENENTUAN**  
**KONDISI PROSES UNTUK MENDAPATKAN KEUNTUNGAN**  
**YANG MAKSIMAL**

**TESIS**

**IMAM DERMAWAN**  
**NPM 0706304914**

**FAKULTAS TEKNIK**  
**PROGRAM TEKNIK KIMIA**  
**SALEMBA**  
**DESEMBER 2009**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**JUDUL**  
**OPTIMASI PRODUKSI SUMUR GAS DAN PENENTUAN**  
**KONDISI PROSES UNTUK MENDAPATKAN KEUNTUNGAN**  
**YANG MAKSIMAL**

**TESIS**

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

**IMAM DERMAWAN**  
**NPM 0706304914**

**FAKULTAS TEKNIK**  
**PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA**  
**KEKHUSUSAN MANAJEMEN GAS**  
**SALEMBA**  
**DESEMBER 2009**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : Imam Dermawan**

**NPM : 0706304914**

**Tanda Tangan :**

**Tanggal : 21 Desember 2009**



## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Imam Dermawan  
NPM : 0706304914  
Program Studi : Teknik Kimia / Manajemen Gas  
Judul Tesis : Optimasi Produksi Sumur Gas dan Penentuan Kondisi  
Proses untuk Mendapatkan Keuntungan yang Maksimal

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ir. Mahmud Sudibandriyo, Msc., PhD. ( )  
Penguji : Ir. Sutrasno Kartohardjono M.Sc., Ph.D. ( )  
Penguji : Dr.Ir. Asep Handaya Saputra, MEng. ( )

Ditetapkan di : Depok  
Tanggal : 21 Desember 2009

## KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA-KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

**Ir. Mahmud Sudibandriyo, Msc, PhD.**

selaku dosen pembimbing yang telah bersedia meluangkan waktu untuk memberi pengarahan, diskusi dan bimbingan serta persetujuan sehingga tesis ini dapat selesai dengan baik.



Salemba, 21 Desember 2009

Imam Dermawan

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

---

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Imam Dermawan

NPM : 0706304914

Program Studi : Manajemen Gas

Departemen : Teknik Kimia

Fakultas : Teknik

Jenis karya : Tesis

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

Optimasi Produksi Sumur Gas dan Penentuan Kondisi Proses untuk Mendapatkan Keuntungan yang Maksimal

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan 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 : Salemba

Pada tanggal : 21 Desember 2009

Yang menyatakan

( Imam Dermawan)

## ABSTRAK

Nama : Imam Dermawan  
Program Studi : Teknik Kimia  
Judul : Optimasi Produksi Sumur Gas dan Penentuan Kondisi  
Proses untuk Mendapatkan Keuntungan yang Maksimal

Pada suatu lokasi eksploitasi migas yang memiliki kapasitas sumur lebih besar daripada fasilitas pemrosesan ataupun permintaan gas dari pembeli, diperlukan optimasi sumur guna memaksimalkan keuntungan ekonomi dengan mempertimbangkan kandungan dari setiap sumur seperti minyak, Gas Methana & Ethana, Propana, Butana serta Pentana plus pada batasan fasilitas yang ada.

Pada penelitian ini dilakukan optimasi dari laju alir produk pada sumur gas. Optimasi menggunakan metode program linier dengan penyelesaian menggunakan Software Microsoft Excel Solver. Dari hasil tersebut kemudian didapatkan kombinasi laju alir gas serta komposisi gas umpan campuran yang akan menuju fasilitas fraksinasi gas. Gas tersebut akan digunakan untuk simulasi yang menggunakan software Hysys untuk menentukan kondisi proses di fasilitas fraksinasi gas guna memaksimalkan pengambilan produk LPG dan Kondensat dan juga dapat memenuhi spesifikasi produk penjualan.

Dari 32 sumur yang dilakukan optimasi didapatkan sumur X15, X16, X24, X27, X28, X30 ditutup, sumur X2 dibuka 29% sedangkan sumur lainnya dibuka 100%. Total keuntungan yang didapatkan sebesar 3,198,961 USD. Sedangkan kondisi proses pada simulasi Hysys yang didapatkan yaitu temperatur reboiler pada kolom deethanizer, depropanizer serta debutanizer masing-masing  $162^{\circ}$ ,  $231^{\circ}$ ,  $257^{\circ}$  F. Rasio Refluks pada kolom depropanizer dan debutanizer masing-masing 1.8 & 1.4. Sedangkan pada tangki stabilisasi kondensat diperoleh tekanan dan temperatur produk masing-masing 26.7 psia dan  $80^{\circ}$  F.

Kata Kunci :  
Optimasi Sumur, Solver, Unit Fraksinasi Gas, Simulasi Hysys

## ABSTRACT

Name : Imam Dermawan  
Study Program: Chemical Engineering  
Title : Gas Wells Optimization and Process Condition Setting to Maximize Revenue

In the gas exploitation area which the wells capacity is higher than the variable of facility capacity or buyer gas demand, is needed to optimize wells opening for maximizing the revenue by considering well contents such as oil, methane, ethane, propane, butane and pentane plus at the existing facility constraints.

This research is proposed to optimize gas wells opening. The optimization method used in this research is the linear programming run by Software Microsoft Excel add-in Solver. The result is the solution of optimized gas flow variable for every well. Gas composition also can be found by blending all wells. This gas property is used for Hysys simulation to get the process condition at the LPG & Condensate fractionation unit in order to get the maximum recovery variable and to meet product selling specification.

From optimization of 32 wells, it is found that well X15, X16, X24, X27, X28, X30 are closed, well X2 are opened at 29% and other wells are fully opened. The total revenue obtained is 3,198,961 USD. From Hysys simulation, it is found that temperatures reboiler at column of deethanizer, depropanizer and debutanizer are 162<sup>o</sup>, 231<sup>o</sup>, 257<sup>o</sup> F. Reflux ratios at the column of depropanizer and debutanizer are 1.8 & 1.4. It is also found the product pressure and temperature are 26.7 psia and 80<sup>o</sup> F in the condensate stabilizer tank.

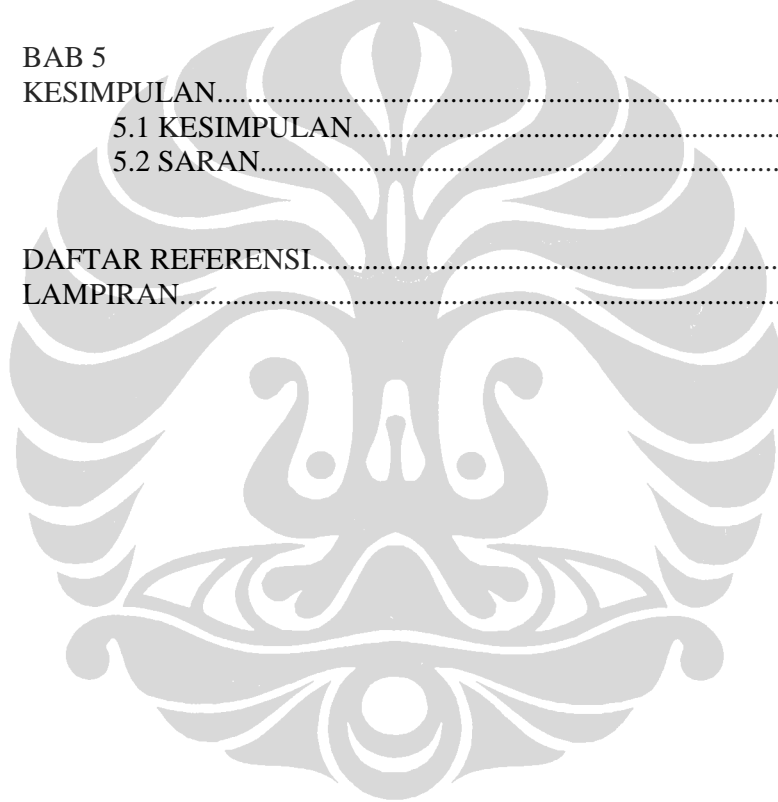
Key Words :  
Wells Optimization, Solver, Gas Fractionation Unit, Hysys Simulation



## DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
LEMBAR PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	v
ABSTRAK.....	vi
ABSTRACT.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR .....	x
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR LAMPIRAN.....	xii
DAFTAR SINGKATAN.....	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 PERUMUSAN MASALAH.....	3
1.3 TUJUAN PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH.....	4
1.5 SISTEMATIKA PEMBAHASAN.....	4
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 DESKRIPSI FASILITAS PEMROSESAN GAS.....	5
2.2 DESKRIPSI SUMUR MIGAS.....	8
2.3 PROGRAM LINIER .....	10
2.4 DESKRIPSI PROGRAM KOMPUTER.....	11
2.4.1 Solver.....	11
2.4.2 Hsys.....	12
2.5 TEORI PEMISAHAN LPG DAN KONDENSAT DARI GAS.....	12
2.5.1 Kolom Destilasi.....	12
2.5.2 Kesetimbangan Uap-Cair.....	14
2.5.3 Penentuan Jumlah Tahap Destilasi Minimum.....	15
2.5.4 Penentuan Rasio Refluks.....	15
2.5.5 Penentuan Jumlah Tahap dan Lokasi Umpan.....	17
2.5.6 Operasi Kolom Destilasi.....	18
2.5.7 Spesifikasi Produk.....	25
BAB 3 METODE PENELITIAN.....	27
3.1 TEMPAT PENELITIAN.....	27
3.2 WAKTU PENELITIAN .....	27
3.3 PROSEDUR PENELITIAN.....	27
3.3.1 Tahapan Penelitian.....	27
3.3.2 Penentuan Fungsi Tujuan dan Batasan Optimasi Sumur Gas.....	28
3.3.3 Perhitungan Pencampuran Komposisi Gas.....	36
3.3.4 Penentuan Kondisi Proses untuk Memenuhi Spesifikasi .....	38

	Halaman
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN.....	39
4.1 HASIL OPTIMASI SUMUR GAS.....	39
4.1.1 Data Sumur Gas.....	39
4.1.2 Fungsi Tujuan untuk Optimasi.....	42
4.1.3 Batasan-Batasan untuk Optimasi.....	46
4.1.4 Hasil Optimasi Laju Alir Sumur Gas.....	49
4.1.4 Komposisi Gas Hasil Pencampuran.....	52
4.2 HASIL SIMULASI HYSYS.PADA LAJU ALIR 300 MMSCFD.....	54
4.2.1 Hasil Simulasi pada Unit Deethanizer.....	54
4.2.2 Hasil Simulasi pada Unit Depropanizer.....	67
4.2.3 Hasil Simulasi pada Unit Debutanizer.....	75
4.3 HASIL SIMULASI HYSYS.PADA LAJU ALIR 130 MMSCFD.....	83
 BAB 5	
KESIMPULAN.....	86
5.1 KESIMPULAN.....	86
5.2 SARAN.....	88
 DAFTAR REFERENSI.....	90
LAMPIRAN.....	91



## DAFTAR GAMBAR

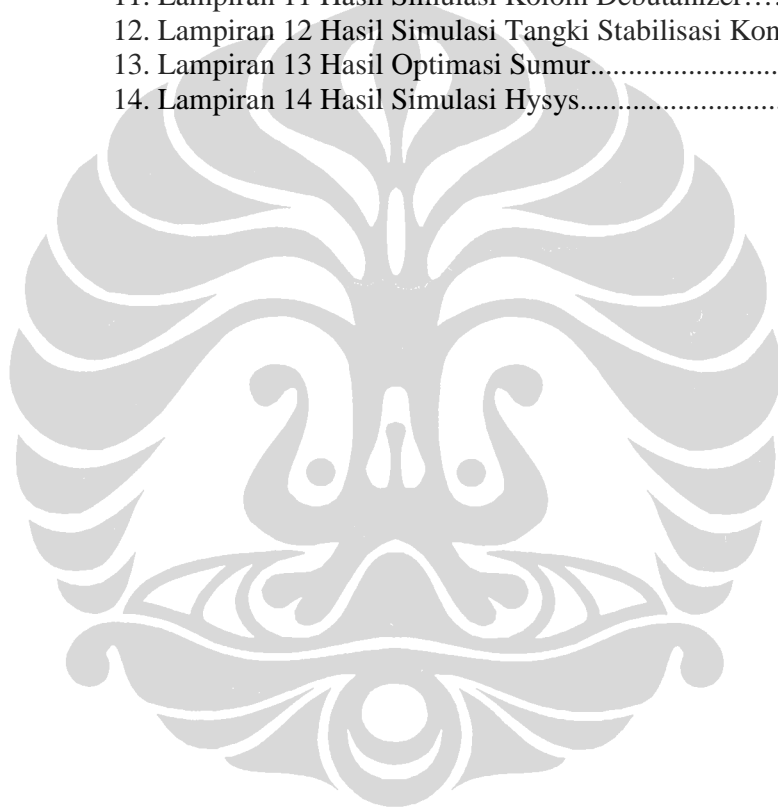
	Halaman
1. Gambar 2.1 Diagram Alir Pemrosesan Minyak dan Gas.....	5
2. Gambar 2.2 Diagram Alir Proses Separasi.....	6
3. Gambar 2.3 Diagram Alir Unit Deethanizer.....	7
4. Gambar 2.4 Diagram Alir Unit Depropanizer.....	7
5. Gambar 2.5 Diagram Alir Unit Debutanizer.....	8
6. Gambar 2.6 Perbandingan Kapasitas Sumur, Kapasitas Pemrosesan dan Permintaan Pembeli.....	9
7. Gambar 2.7 Kurva IPR Sumur.....	9
8. Gambar 2.8 Kolom Destilasi.....	12
9. Gambar 2.9 Diagram Pemisahan Bertingkat.....	13
10. Gambar 2.10 Diagram Rasio Refluks.....	16
11. Gambar 2.11 Grafik Metode Gilliland.....	17
12. Gambar 2.12 Komponen bagian dalam Kolom Destilasi.....	20
13. Gambar 3.1 Skema Penelitian.....	27
14. Gambar 4.1 Kontribusi Konstanta dari masing-masing Produk.....	44
15. Gambar 4.2 Kontribusi Keuntungan Maksimum dari masing-masing Produk.....	46
16. Gambar 4.3 Bukaannya Katup Sumur pada Laju Alir 300 MMSCFD.....	50
17. Gambar 4.4 Bukaannya Katup Sumur pada Laju Alir 250 MMSCFD.....	52
18. Gambar 4.5 Blok Diagram Simulasi Hysys.....	54
19. Gambar 4.6 Diagram Alir Proses Unit Deethanizer.....	55
20. Gambar 4.7 Diagram Alir Simulasi Hysys pada Unit Deethanizer.....	56
21. Gambar 4.8 Perbandingan Diagram Fasa Gas Umpan dengan Keluaran Kolom Deethanizer bagian Bawah.....	64
22. Gambar 4.9 Sensitivitas Perubahan Temperatur Umpan terhadap Produk C3+.....	65
23. Gambar 4.10 Sensitivitas Perubahan Temperatur Reboiler terhadap Recovery C2.....	66
24. Gambar 4.11 Diagram Alir Proses Unit Depropanizer.....	67
25. Gambar 4.12 Diagram Alir Simulasi Hysys Unit Depropanizer.....	68
26. Gambar 4.13 Perbandingan Diagram Fasa Gas Umpan dengan Keluaran Kolom Depropanizer.....	71
27. Gambar 4.14 Sensitivitas Temperatur Reboiler pada Kolom DeC3.....	72
28. Gambar 4.15 Sensitivitas Rasio Refluks pada Kolom Depropanizer.....	73
29. Gambar 4.16 Sensitivitas Perubahan Tekanan Umpan pada DeC3.....	74
30. Gambar 4.17 Diagram Alir Proses Unit Debutanizer.....	75
31. Gambar 4.18 Diagram Alir Simulasi Hysys Unit Debutanizer.....	76
32. Gambar 4.19 Perbandingan Diagram Fasa Gas Umpan dengan Keluaran Kolom Debutanizer.....	78
33. Gambar 4.20 Perbandingan Diagram Fasa Gas Umpan dengan Keluaran Tangki Stabilisasi Kondensat.....	80
34. Gambar 4.21 Pengaruh Tekanan pada RVP Kondensat.....	82
35. Gambar 4.22 Pengaruh Temperatur pada SG Kondensat.....	83

## DAFTAR TABEL


	Halaman
1. Tabel 2.1 Tekanan Uap dan Titik Embun Hidrokarbon.....	19
2. Tabel 2.2 Operasi Deethanizer.....	22
3. Tabel 2.3 Operasi Depropanizer.....	23
4. Tabel 2.4 Operasi Debutanizer.....	25
5. Tabel 3.1 Konversi dari MMSCF ke Barrels.....	32
6. Tabel 3.2 Konversi dari MMSCF ke MT.....	32
7. Tabel 3.3 Konversi dari MMSCF ke BBTU.....	32
8. Tabel 4.1 Data Sumur Gas.....	40
9. Tabel 4.1 Data Sumur Gas (lanjutan).....	41
10. Tabel 4.2 Harga Produk.....	42
11. Tabel 4.3 Konstanta Fungsi Tujuan.....	43
12. Tabel 4.4 Keuntungan Maksimum setiap Sumur.....	45
13. Tabel 4.5 Batasan Kapasitas Sumur.....	46
14. Tabel 4.6 Batasan Kapasitas Pemrosesan Cairan.....	48
15. Tabel 4.7 Solusi Laju Alir Gas Optimum.....	49
16. Tabel 4.8 Solusi Laju Alir pada 250 MMSCFD.....	51
17. Tabel 4.9 Komposisi Gas Campuran.....	53
18. Tabel 4.10 Temperatur pada Heat Exchanger.....	57
19. Tabel 4.11 Tekanan di Expander.....	58
20. Tabel 4.12 Spesifikasi Kolom Deethanizer.....	58
21. Tabel 4.13 Kondisi Proses Kolom Deethanizer.....	59
22. Tabel 4.14 Kondisi Proses Aliran Gas pada Unit Deethanizer.....	60
23. Tabel 4.14 Kondisi Proses Aliran Gas pada Unit Deethanizer (lanjutan).....	61
24. Tabel 4.15 Spesifikasi Simulasi Kolom Depropanizer.....	68
25. Tabel 4.16 Kondisi Proses Kolom Depropanizer.....	69
26. Tabel 4.17 Kondisi Proses Aliran Gas pada Unit Depropanizer.....	70
27. Tabel 4.18 Kualitas Produk Propana.....	70
28. Tabel 4.19 Spesifikasi Simulasi Kolom Debutanizer.....	76
29. Tabel 4.20 Kondisi Proses Kolom Debutanizer.....	77
30. Tabel 4.21 Kualitas Produk Butana.....	77
31. Tabel 4.22 Spesifikasi Temperatur tangki stabilisasi Kondensat.....	78
32. Tabel 4.23 Spesifikasi Tekanan tangki stabilisasi Kondensat.....	78
33. Tabel 4.24 Kondisi Proses Tangki Stabilisasi Kondensat.....	79
34. Tabel 4.25 Kualitas Produk Kondensat.....	79
35. Tabel 4.26 Kondisi Proses Aliran Gas pada Unit Debutanizer.....	81
36. Tabel 4.27 Perbandingan Komposisi Gas Umpan pada Laju Alir Gas yang berbeda.....	84
37. Tabel 4.28 Hasil Simulasi Unit Deethanizer pada Laju Alir 130 MMSCFD.....	85
38. Tabel 4.29 Hasil Simulasi Unit Depropanizer pada Laju Alir 130 MMSCFD.....	85
39. Tabel 4.30 Hasil Simulasi Unit Debutanizer pada Laju Alir 130 MMSCFD.....	85

## DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
1. Lampiran 1 Data Hasil Optimasi pada Microsoft Excel.....	89
2. Lampiran 2 Program Solver yang digunakan pada Microsoft Excel..	90
3. Lampiran 3 Diagram Laju Alir pada Simulasi Hysys.....	91
4. Lampiran 4 Konfigurasi Kolom Deethanizer pada Simulasi Hysys...	92
5. Lampiran 5 Konfigurasi Kolom Depropanizer pada Simulasi Hysys	93
6. Lampiran 6 Konfigurasi Kolom Debutanizer pada Simulasi Hysys ...	94
7. Lampiran 7 Spesifikasi LPG Propana Saudi Aramco .....	95
8. Lampiran 8 Spesifikasi LPG Butana Saudi Aramco .....	96
9. Lampiran 9 Hasil Simulasi Unit Deethanizer.....	97
10. Lampiran 10 Hasil Simulasi Unit Depropanizer.....	98
11. Lampiran 11 Hasil Simulasi Kolom Debutanizer.....	99
12. Lampiran 12 Hasil Simulasi Tangki Stabilisasi Kondensat.....	100
13. Lampiran 13 Hasil Optimasi Sumur.....	104
14. Lampiran 14 Hasil Simulasi Hysys.....	106



## DAFTAR SINGKATAN



LPG	Liquefied Petroleum Gas
FPSO	Floating Production Storage & Offloading
De-C2	Deethanizer
De-C3	Depropanizer
De-C4	Debutanizer
IPR	Initial Production Rate
MWD	Maximum Well Deliverability
GOR	Gas to Oil Ratio
Wc	Water Cut
C1	Methana
C2	Ethana
C3	Propana
IC4	Iso-Butana
NC4	Normal-Butana
IC5	Iso-Pentana
NC5	Normal-Pentana
C6	Heksana
C7	Heptana
C8	Oktana
C9	Nonana
C10	Dekana
N2	Nitrogen
CO2	Karbondioksida
BBL	Barrels
MMSCF	Million Million Standard Cubic Feet
BBTU	Billion British Thermal Unit
MT	Metric Ton
USD	United State Dollar