

**OPTIMASI PRODUKSI GAS SUMUR LNG#2 LAPANGAN AR-15
TUBAN BLOCK
JOB PERTAMINA-PETROCHINA EAST JAVA
MENGUNAKAN SIMULATOR PIPESIM**

SKRIPSI



Oleh :

ARIES SETIAWAN

113.050.154

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA**

2010

i

**OPTIMASI PRODUKSI GAS SUMUR LNG#2 LAPANGAN AR-15
TUBAN BLOCK
JOB PERTAMINA-PETROCHINA EAST JAVA
MENGUNAKAN SIMULATOR PIPESIM**

SKRIPSI

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada Fakultas Teknologi Mineral
Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran”
Yogyakarta



Oleh :

ARIES SETIAWAN

113050154 / TM

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA**

2010

ii

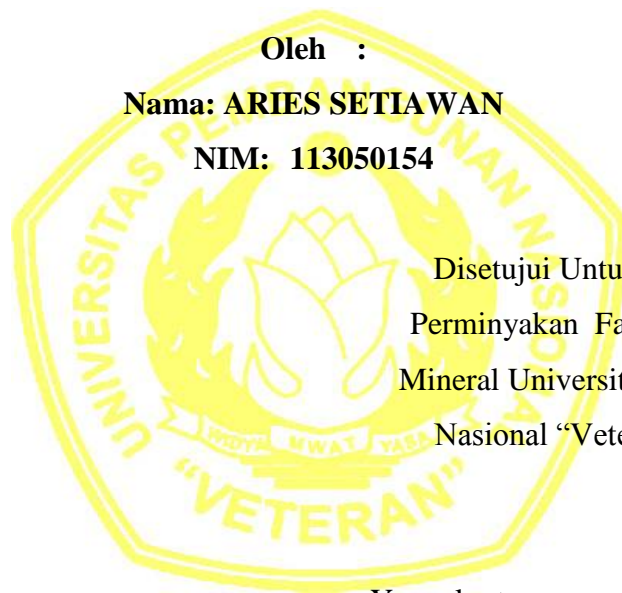
HALAMAN PENGESAHAN

SKRIPSI

Oleh :

Nama: ARIES SETIAWAN

NIM: 113050154



Disetujui Untuk Jurusan Teknik
Perminyakan Fakultas Teknologi
Mineral Universitas Pembangunan
Nasional "Veteran" Yogyakarta

Yogyakarta,

Oktober 2010

Ir. Wibowo .MT
Pembimbing I

Ir. Avianto Kabul P. MT
Pembimbing II

“ Rasulullah SAW bersabda : Sesungguhnya Allah membentangkan tangan-Nya pada waktu malam supaya bertaubat orang yang berbuat salah di siang hari dan Allah membentangkan tangannya juga pada siang hari agar bertaubat orang yang berbuat salah pada malam hari.

Keadaan ini tetap terus berlanjut hingga matahari terbit dari barat ”.

(H.R. Muslim)

Aku persembahkan skripsi ini teruntuk:

- ❖ Ibu dan Ayah yang telah memeberikan segalanya
- ❖ Adikku Lissa Setiowati
- ❖ Keponakanku Kaemitha Asyifa, semoga keberkahan selalu menyertaimu

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT atas segala rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul “OPTIMASI PRODUKSI GAS SUMUR LNG#2 LAPANGAN AR-15 TUBAN BLOCK JOB PERTAMINA-PETROCHINA EAST JAVA”.

Tujuan penulisan ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat mendapatkan gelar Sarjana Teknik pada Fakultas Teknologi Mineral, Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Data dan bahan skripsi ini diambil dari data lapangan dan literature selama melakukan melakukan tugas akhir di JOB PERTAMINA-PETROCHINA EAST JAVA.

Dengan selesainya penulisan skripsi ini, penulis mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Prof. Drs. H. Didit Welly Udjiyanto, M.S., selaku Rektor Universitas Pembangunan Nasional ”Veteran” Yogyakarta.
2. Dr.Ir. S. Koesnaryo, Msc., IPM., selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
3. Ir. Anas Puji Santoso, MT., selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
4. Ir. Wibowo, MT., selaku Dosen Pembimbing I.
5. Ir. H. Avianto Kabul Pratiknyo, MT., selaku Dosen Pembimbing II.
6. JOB PERTAMINA-PETROCHINA EAST JAVA, khususnya:
 - a. Bapak Sukanto Sukimin selaku Field Manager JOB PERTAMINA-PETROCHINA EAST JAVA.
 - b. Ir. David Yulian Kusuma selaku Pembimbing Lapangan dari JOB PERTAMINA-PETROCHINA EAST JAVA.

- c. Seluruh Staf JOB PERTAMINA-PERTOCHINA EAST JAVA yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, atas kesempatan untuk belajar dan berdiskusi dalam pengerjaan tugas akhir ini.
7. Ibunda, Ayahanda, dan adikku tesayang yang telah memberikan dukungan moriil maupun materiil.
 8. Keluarga besar Bapak Suparnoto di Tuban.
 9. Rekan – rekan mahasiswa Teknik Perminyakan yang telah memberikan waktu untuk berdiskusi.
 10. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, yang juga telah banyak membantu dalam penulisan skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa penulisan ini jauh dari sempurna, namun demikian penulis berharap semoga skripsi ini bermanfaat bagi penulis dan semua pihak yang membutuhkan.

Yogyakarta, Oktober 2010

Penulis

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi ini adalah asli karya ilmiah saya, dan saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan skripsi ini tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa skripsi saya ini mengandung unsur jiplakan (plagiasi) karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggungjawab saya diluar tanggungjawab Dosen Pembimbing saya . Oleh karenanya saya sanggup bertanggungjawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta, dan diumumkan kepada khalayak ramai.

Yogyakarta, 6 Januari 2011

Yang Menyatakan

Aries Setiawan
(NIM : 113050154)

Nomor Telepon/HP : 085239584005/081935951406
Alamat e-mail : aries.setiawan.petro05@gmail.com
Nama dan alamat orang tua : Muchtar / Kompleks BTN Kerato No.11
Sumbawa Besar NTB 84351

RINGKASAN

Sumur LNG#2 adalah sumur gas yang terdapat di lapangan AR-15 Tuban Block yang saat ini dikelola bersama-sama oleh PT.Petamina EP & Petrochina East Java (JOB P-PEJ). Saat ini laju produksi gas sumur tersebut 5 MMscf per hari atau setara dengan energi sebesar 5 MMbtu per hari. Kondisi ini harus dipertahankan hingga 5 tahun terhitung mulai September 2009, sesuai kontrak kerjasama dengan pihak pembeli. Untuk itu diperlu dilakukan kajian apakah kondisi reservoir dan kondisi peralatan produksi permukaan masih dapat menunjang untuk memenuhi kontrak kerjasama tersebut. Sumur LNG#2 mulai diproduksi sebagai sumur gas efektif terhitung mulai September 2009 dengan laju alir gas rata-rata mencapai 5 MMscf per hari. Jenis fluida (gas) sumur ini termasuk kategori *dry gas* dimana kandungan terbesar berasal dari metana (C1 : 91 %-mol) dengan kandungan pengotor (*impurities*) berasal dari nitrogen (N2 : 0,3 %-mol) dan karbon dioksida (CO2 : 0,5 %-mol).

Optimasi produksi sumur gas LNG#2 dilakukan dengan metode perubahan ukuran choke (*bean-up & bean-down*) dan modifikasi pengaturan tekanan kerja separator untuk menjamin ketersediaan pasokan gas sesuai dengan kontrak yang ada. Untuk melihat seberapa besar kemampuan gas untuk berproduksi sebesar 5 mmscf per hari dengan kondisi peralatan produksi permukaan yang ada, maka dilakukan simulasi menggunakan simulator Pipesim & FPT. Pipesim digunakan untuk melihat kinerja sumuran secara statis, sedangkan FPT digunakan untuk melihat kinerja sumuran yang dipengaruhi oleh peralatan produksi permukaan secara dinamis. Hasil yang diperoleh nantinya akan memberikan gambaran mengenai kemampuan sumur dan peralatan produksi permukaan.

Dari hasil simulasi yang diselaraskan pada desember 2009 diperoleh dengan kondisi peralatan produksi yang sudah ada (*existing*) sumur LNG#2 mampu mengalirkan gas sebesar 5.0.45 MMscf per hari dengan ukuran *choke*

24/64” dan tekanan separator 415 psi hingga *sales point* selama 1220 hari dengan kumulatif gas terproduksi sebesar 6229,32 MMscf dan *recovery factor* sebesar 51,9 %. Setelah melihat performa sumur tidak mampu lagi dengan memenuhi pasokan gas sebesar 5 MMscf per hari, maka dilakukan pengembangan yang disebut **Tahapan 1** dengan melakukan optimasi. Optimasi dengan melakukan perubahan ukuran *choke* dari 24/64” menjadi 31/64” tanpa melakukan perubahan tekanan kerja separator. Dengan cara ini sumur LNG#2 mampu mengalirkan gas sebesar 5,069 MMscf per hari selama 240 hari dengan kumulatif gas yang terproduksi sebesar 1216.8 MMscf dan *recovery factor* sebesar 10,14 %. Melihat performa sumuran yang sudah tidak mampu lagi mengalirkan gas sebesar 5 MMscf per hari, maka dilakukan optimasi kembali dengan cara menurunkan tekanan kerja separator dari 415 psi menjadi 150 psi, tanpa melakukan perubahan ukuran *choke* dan tahapan optimasi ini disebut **Tahapan 2**. Berdasarkan hasil simulasi diketahui bahwa sumur LNG#2 masih bisa mengalirkan gas sebesar 5.040 MMscf per hari selama 360 hari dengan kumulatif gas terproduksi sebesar 1843,56 MMscf dan *recovery factor* sebesar 15,36 %.

Dari hasil keseluruhan optimasi produksi dan perubahan pada sistem kerja peralatan produksi permukaan maka diperoleh hasil sebagai berikut : produksi kumulatif aktual terhitung mulai September 2009 selama 88 hari sampai Desember 2009 sebesar 392,13 MMscf dan kinerja produksi berdasarkan simulasi Pipesim & FPT terhitung mulai penyelarasan pada bulan Desember 2009 selama 1820 hari sampai November 2014 sebesar 9253,39 MMscf. Berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan, sumur LNG#2 mampu berproduksi selama 1908 hari (5,3 tahun) dengan laju produksi gas sebesar 5 MMscf per hari (setara dengan 5 MMbtu per hari) dan menghasilkan gas terproduksi sebesar 9654,52 MMscf dengan *recovery factor* sebesar 80,37 %. Hasil ini menunjukkan bahwa sumur LNG#2 lapangan AR-15 memenuhi kontrak kerjasama selama 5 tahun terhitung sejak September 2009.

DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
HALAMAN PERNYATAAN.....	vii
RINGKASAN.....	viii
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR TABEL.....	xvi
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvii
BAB I. PENDAHULUAN	
BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN	
2.1. Sejarah JOB Pertamina-Petrochina East Java (JOB-PPEJ)	4
2.2. Letak Geografis Lapangan AR-15	4
2.2.1. Geologi Lapangan AR-15.....	5
2.2.2. Stratigrafi dan Lithologi Lapangan AR-15.....	6
2.2.3. Analisa Bawah Permukaan dan Fluida Reservoir	11
2.2.3.1. Analisa Bawah Permukaan.....	11
2.2.3.2. Fluida Reservoir.....	11
2.3. Sejarah Produksi Sumur LNG#2 Sebagai Sumur Kajian.....	13
BAB III. TEORI GAS	
3.1. Karakteristik Gas Bumi.....	15
3.1.1. Komposisi kimia.....	15
3.1.1.1. Reservoir gas kering	16
3.1.1.2. Reservoir gas basah	17
3.1.1.3. Reservoir gas kondensat	18
3.1.2. Sifat-sifat fisik gas.....	20
3.1.2.1. <i>Gas compressibility factor</i>	20
3.1.2.2. <i>Gas Compressibility</i>	23
3.1.2.3. Densitas gas	23
3.1.2.4. <i>Spekifik gravity gas</i>	24

DAFTAR ISI

(Lanjutan)

Halaman

3.1.2.5. Faktor volume formasi gas	25
3.1.2.6. Viskositas gas.....	25
3.2. Perkiraan IGIP dengan Metode Material Balance.....	27
3.2.1. Material balance reservoir gas	28
3.2.2. Material balance saturated oil reservoir.....	30
3.3. Aliran Gas Dalam Reservoir.....	30
3.3.1. Aliran steady state.....	31
3.3.1.1. Aliran laminar.....	32
3.3.1.2. Aliran turbulen.....	33
3.3.2. Aliran Unsteady State.....	34
3.3.3. Aliran Pseudo Steady State.....	37
3.4. Uji Deliverabilitas Gas.....	38
3.4.1. <i>Flow after flow test</i>	41
3.4.2. <i>Isochronal test</i>	42
3.4.3. <i>Modified isochronal test</i>	44
3.5. Jaringan Pemipaan.....	45
3.5.1. Dasar persamaan aliran gas dalam pipa.....	45
3.5.2. Faktor gesekan.....	48
3.5.3. Aliran Gas Pada Sistem Pipa Horisontal.....	54
3.5.3.1. Aliran gas dalam pipa seri.....	57
3.5.3.2. Aliran Gas Dalam Pipa Pararel.....	58
3.6. Analisa Nodal.....	60
3.6.1. Titik-titik utama dalam analisa nodal.....	60
3.6.1.1. Analisa nodal bila titik nodal di dasar sumur	63
3.6.1.2. Analisa nodal bila titik nodal di kepala sumur.....	64
3.6.1.3. Analisa nodal bila titik nodal di separator.....	66
3.7. Kompresor	67
3.8. Simulator <i>Pipesim</i>	72
BAB IV. TAHAPAN PENGEMBANGAN	73
4.1. Persiapan Data Lapangan.....	73
4.2. Pembuatan Model (Existing)	73
4.2.1. Pembuatan Model Pada <i>Pipesim</i>	74
4.2.1.1. Pemilihan Fluida.....	74
4.2.1.2. Pemilihan Korelasi Aliran.....	75
4.2.1.3. Pembuatan Model <i>Single Branch</i>	75
4.2.1.4. Pembuatan Model <i>Network</i>	79
4.2.1.5. Pembuatan Model Pada <i>FPT</i>	81

DAFTAR ISI

(Lanjutan)

	Halaman
4.3. Pembuatan dan Hasil Tahapan Produksi.....	86
4.3.1. <i>Existing</i> dan Tahapan Produksi I.....	86
4.3.2. Tahapan Produksi 2	92
4.4. Hasil Dari Semua Sekenario Tahapan Produksi.....	90
BAB V. PEMBAHASAN	97
BAB VI. KESIMPULAN.....	100
DAFTAR PUSTAKA.....	102
LAMPIRAN.....	103

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
Gambar 2.1. Peta Lokasi Lapangan AR-15	5
Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi lapangan AR-15	9
Gambar 2.3. Penampang Melintang Lithologi Cekungan Jawa	9
Bagian Timur	
Gambar 2.4. Interpretasi log bawah Permukaan Sumur LNG#2.....	10
Gambar 3.1. Diagram Fasa Hidrokarbon	16
Gambar 3.2. Diagram Fasa Reservoir Gas Kering.....	17
Gambar 3.3. Diagram Fasa Reservoir Gas Basah.....	18
Gambar 3.4. Diagram Fasa Reservoir Gas Kondensat	19
Gambar 3.5. Faktor <i>Compressibility</i> Gas Alam	22
Gambar 3.6. Pengaruh Pr dan Tr pada Viscositas Gas.....	26
Gambar 3.7. Plot P/Z Vs Gp.....	29
Gambar 3.8. Grafik <i>Deliverability</i>	39
Gambar 3.9. Diagram Laju Produksi dan Tekanan Dari Back Pressure Test.....	42
Gambar 3.10. <i>Isochronal Test</i> , Diagram Flowrate dan Tekanan.....	43
Gambar 3.11. Grafik Plot <i>Deliverability Test</i>	43
Gambar 3.12. Modified Isochoral Test, Diagram Flowrate dan Tekanan.....	44
Gambar 3.13. Grafik Plot <i>Deliverability Test</i> , Modified Isochronal Test.....	45
Gambar 3.14. <i>Flow Geometry</i>	48
Gambar 3.15. Hubungan Bilangan Reynold dengan Faktor Gesekan.....	51
Gambar 3.16. Lokasi Dari Berbagai Titik Nodal	60
Gambar 3.17. Kemungkinan Kehilangan Tekanan Pada Sistem Produksi.....	62
Gambar 3.18. Kurva Inflow dan Outflow Vs Tekanan di Titik Nodal.....	62
Gambar 3.19. Arah Perhitungan Nodal dengan Titik Dasar Sumur.....	63
Sebagai Nodal	

DAFTAR GAMBAR

(Lanjutan)

Gambar	Halaman
Gambar 3.20. Plot Kurva IPR dan Kurva Tubing Intake.....	64
Gambar 3.21. Arah Perhitungan Nodal dengan Titik Nodal di Kepala Sumur.....	65
Gambar 3.22. Plot Kurva Tubing dan Kurva Pipa Salur.....	65
Gambar 3.23. Arah Perhitungan Nodal dengan Titik Nodal di Separator.....	66
Gambar 3.24. Digram Tekanan Laju Produksi Untuk Seluruh.....	67
Rangkaian Pipa	
Gambar 4.1. <i>Inputting</i> Data Fluida Reservoir Sumur LNG#2	74
Gambar 4.2. <i>Inputting</i> Data GOR Sumur LNG#2	75
Gambar 4.3. <i>Inputting</i> Data Reservoir Sumur LNG#2	76
Gambar 4.4. <i>Inputting</i> Tubing Sumur LNG#2	76
Gambar 4.5. <i>Inputting Choke</i> LNG#2	77
Gambar 4.6. <i>Inputting</i> Flowline LNG#2.....	77
Gambar 4.7. Model <i>Single Branch</i> Sumur LNG#2.....	78
Gambar 4.8. Model <i>Branch</i> LNG#2.....	79
Gambar 4.9. <i>Network</i> Model Lapangan Lapangan Gas “AR-15” (Existing).....	80
Gambar 4.10. <i>Network</i> Model Lapangan Gas “AR-15” (Tahap 2).....	80
Gambar 4.11. <i>Input Data Tank Definitions Zone</i> Sumur LNG#2 Existing.....	81
Gambar 4.12. <i>Import</i> Network Existing pada FPT.....	82
Gambar 4.13. <i>Input Data Well Mapping</i> Existing pada FPT.....	82
Gambar 4.14. <i>Input Data Field Planning Event</i> Existing pada FPT.....	83
Gambar 4.15. <i>Input Data Flowrate Constrains</i> Existing pada FPT.....	84
Gambar 4.16. Kontruksi IPR Sumur LNG#2 Existing.....	85
Gambar 4.17. <i>Network</i> Model Lapangan Lapangan Gas “AR-15” (Existing).....	87
Gambar 4.18. Laju Alir Gas Konsumen vs Waktu (Existing).....	88
Gambar 4.19. Penurunan Pr Sumur LNG#2 vs Waktu (Existing).....	88

DAFTAR GAMBAR

(Lanjutan)

Gambar	Halaman
Gambar 4.20. <i>Network</i> Model Lapangan Lapangan Gas “AR-15” (Thp-1).....	90
Gambar 4.21. Laju Alir Gas Konsumen vs Waktu (Tahapan 1).....	91
Gambar 4.22 Penurunan Pr Sumur LNG#2 vs waktu (Tahapan 1)	91
Gambar 4.23. <i>Network</i> Model Lapangan Lapangan Gas “AR-15” (Thp-2).....	93
Gambar 4.20. Laju Alir Konsumen vs Waktu (Tahapan 2).....	94
Gambar 4.21. Penurunan Pr Sumur LNG#2 vs Waktu (Tahapan 2).....	94
Gambar 4.22. Laju Alir Gas Sumur LNG#2.....	95
Gambar 4.23. Penurunan Pr Sumur LNG#2.....	96

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
Tabel 2.1. Data Reservoir	11
Tabel 2.2. Komposisi Kimia Fluida Reservoir Sumur “LNG#2”	12
Tabel 2.3. Parameter <i>Inputting</i> Reservoir	13
Tabel 2.4. Data Kontruksi Sumur (Casing, Kedalaman Sumur & Interval	13
Perforasi	
Tabel 2.5. Data Pipa Produksi	14
Tabel 2.6. Data Fasilitas Produksi Permukaan	14
Tabel 3.1. Dimensionless Variables	35
Tabel 3.2. Pengolahan Data untuk Deliverability Analisa Konvensional	41
Tabel 3.3. Harga “C” Untuk Kombinasi Satuan.....	55
Tabel 3.4. Metode Pendekatan Perhitungan Faktor Gesekan.....	56
Tabel 3.5. Nilai Konstanta “a”	57
Tabel 3.6. Molal Kapasitas Panas MCp (BTU/Lb mol) °R.....	71
Tabel 4.1. Data Produksi dan Deliverabilitas Lapangan Gas “AR-15” Existing...84	
Tabel 4.2. Deliverabilitas Sumur Lapangan Gas “AR-15” Existing.....87	
Dan Tahap 1)	
Tabel 4.3. Deliverabilitas Sumur Lapangan “AR-15” Tahapan 1 dan	89
Tahapan 2	

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Top Tuban Depth Structure Map.....	104
Lampiran 2 WELL DIAGRAM OF LNG#2.....	105
Lampiran 3 WELL TRAJECTORY OF LNG#2.....	106
Lampiran 4 Summary Test Result Of LNG#2.....	107
Lampiran 5 Back Pressure Test of LNG#2.....	108
Lampiran 6 IPR Sumur LNG#2	109
Lampiran 7 Analisa Modified Isochoral Test (MIT) Sumur LNG#2	109
Lampiran 8 WellTest Analysis Summary Of Well LNG.....	110
Lampiran 9 Grafik P/Z vs Gp Sumur LNG#2.....	110
Lampiran 10 <i>Well Reading Actual</i> Sumur LNG#2.....	111
Lampiran 11 <i>Vesel Reading Actual</i> Sumur LNG#2.....	112
Lampiran 12 <i>Gas Flow Reading Actual</i> Sumur LNG#2.....	113