



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KEEKONOMIAN SUMUR BARU PADA
PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS TUA:
STUDI KASUS PADA LAPANGAN X**

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Manajemen

**AHMAD ZUHAL FACHRI
0806432146**

**FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM STUDI MAGISTER MANAJEMEN
KEKHUSUSAN MANAJEMEN UMUM
JAKARTA
JULI 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Ahmad Zuhul Fachri

NPM : 0806432146

Tanda Tangan :



Tanggal : 16 Juli 2010

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Ahmad Zuhul Fachri
NPM : 0806432146
Program Studi : Magister Manajemen
Judul Tesis : Analisis Keekonomian Sumur Baru Pada
Pengembangan Lapangan Gas Tua:
Studi Kasus Pada Lapangan X

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Mohammad Hamsal



Penguji : Bagio N. Karno, MBA



Penguji : Muslim Efendi Harahap, MSIE, MBA



Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 16 Juli 2010

KATA PENGANTAR

Puji syukur ke hadirat Allah SWT atas berkah dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan karya akhir tepat pada waktunya. Karya akhir ini dimaksudkan untuk menambah wawasan baik bagi penulis maupun bagi pembaca karya akhir ini mengenai metode *capital budgeting* untuk melakukan analisis keekonomian pengembangan sumur baru di lapangan migas tua (*matured*).

Dalam menyusun karya akhir ini, penulis telah banyak mendapatkan bimbingan, bantuan dan dorongan dari berbagai pihak. Untuk itu penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Dr. Mohammad Hamsal selaku pembimbing karya akhir yang selalu menerima pertanyaan, memberikan masukan dan saran-saran yang dibutuhkan oleh penulis.
2. Ibu Elevita Yulianti selaku pembimbing penulisan yang memberikan masukan dan saran dalam menyempurnakan penulisan karya akhir ini.
3. Bapak Prof. Rhenald Kasali, Ph.D selaku Ketua Program MMUI, dosen penguji, seluruh dosen, staf akademik dan administrasi atas segala bantuan dan dukungannya selama masa perkuliahan dan penulisan karya akhir.
4. Manajemen VICO Indonesia, terutama Bapak Irinta Bona Sinaga, Bapak Bambang Irawan, Bapak Lie Sadiman, Bapak Hendra Pasaribu, Bapak Teguh Waluyanto, Bapak Teguh A Prasetyo, Bapak Budi Aryanto, Bapak Nanang Wasis, Bapak Akhmad Jaeni, dan Bapak Maulana Kurniawansyah atas dukungan dan bantuan, serta masukannya yang sangat berharga.
5. Istri dan buah hati tercinta Rinta Kurniati, Fatih Razin Zaidan dan Fattah Aufa Zahri atas cinta, dukungan, pengertian, dan pengorbanannya yang tak ternilai selama ini. Juga Nia & Desi yang setia membantu di rumah.
6. Ibunda dan (Alm.) Ayahanda tersayang atas cinta, pengorbanan dan dorongan semangatnya kepada penulis untuk selalu maju dan meraih pendidikan setinggi-tingginya, serta Ibu dan Bapak Mertua, kakak dan adik kandung / ipar, keluarga besar Tanah Abang dan Pasar Minggu tercinta.
7. Teman-teman di VICO Indonesia, terutama PCT Team, PCT HSE (Pak Suyanto, Pak Bobby Haryadi, Pak Abdul Rosyid, Pak Agus Awaludin) yang

memberikan dukungan moral dan kerjasamanya yang sangat baik; Mbak Trulika Listi W, Mbak Yvonne N, Mbak Leni F, Mbak Yos R, Mas Putra W dan semuanya yang telah membuka jalan bagi penulisan karya akhir ini.

8. Seluruh teman-teman di MMUI angkatan 2008 sore, terutama Aji Artanto, Eka Saputra, Heru, dan Leonard sebagai teman karya akhir senasib sepenanggungan; Angela Mercyana, Barina Puspaningrum, Doni Dwi Cahyono, dan Gema Pratama sebagai tim kuliah yang solid; serta teman-teman kelas F081 atas segala dukungan dan bantuannya selama ini.
9. Manajemen ASTRA International, SIGAP dan BPP-AMSI, terutama Bapak A Azis Said, Ibu Irewati Budiana, Ibu Arietta Adrianti, Bapak Agust Pramono, Bapak Masrana, Bapak Ariadi Rahardjo, Bapak Khairudin "Ucok" Ritonga, Bapak Prpto Rahardjo, Bapak Sabarullah "Irul", Bapak Bambang Budimarsono, Bapak Dasriel AN, Bapak Andes Wardy, dan Astrawan/wati lainnya yang tak dapat disebutkan satu per satu, atas restu, dukungan dan dorongan motivasi bagi penulis untuk melanjutkan studi lebih tinggi.
10. Saudara se-Tanah Abang yang selalu menyemangati untuk maju: Bang Indra, Abdul Azis, Haspin Ramadona, Heru, Hasan, Hendi, Jismil, Abdillah, dll.
11. Seluruh rekan, saudara, dan semua pihak yang selama ini memberikan bantuan, dukungan dan pengertian selama masa perkuliahan dan penulisan karya akhir ini.

Akhir kata, penulis berharap agar karya akhir ini dapat bermanfaat bagi pembaca, meski tentunya tak dapat dipungkiri bahwa karya akhir ini mungkin kurang sempurna dan tidak lepas dari kesalahan dan kekurangan baik dari segi penulisan maupun isinya. Saran dan kritik yang membangun akan senantiasa penulis perhatikan. Penulis juga menyampaikan permohonan maaf sebesar-besarnya kepada semua pihak, keluarga, teman-teman, dosen, dan staf MMUI, apabila terdapat kesalahan yang penulis perbuat baik disengaja maupun tidak disengaja selama penulis menyelesaikan studi di MMUI.

Jakarta, Juni 2010
Ahmad Zuhul Fachri

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

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

Nama : Ahmad Zuhul Fachri
NPM : 0806432146
Departemen : Manajemen
Program Studi : Magister Manajemen
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 :

Analisis Keekonomian Sumur Baru Pada Pengembangan Lapangan Gas Tua: Studi Kasus Pada Lapangan X

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 : Jakarta
Pada tanggal : 16 Juli 2010
Yang menyatakan



(Ahmad Zuhul Fachri)

ABSTRAK

Nama : **Ahmad Zuhul Fachri**
Program Studi : **Magister Manajemen**
Judul : **Analisis Keekonomian Sumur Baru Pada Pengembangan Lapangan Gas Tua: Studi Kasus Pada Lapangan X**

Untuk memenuhi target produksi gas alam, VICO Indonesia mengoptimalkan lapangan gas tua yang ada dengan menerapkan strategi dan teknologi yang tepat. Berdasarkan *forecast* jumlah kandungan *reservoirs* yang ada, Lapangan X merupakan yang paling potensial untuk dieksploitasi. Namun tetap dibutuhkan analisis kelayakan investasi untuk mengetahui nilai ekonomis sumur-sumur yang akan dieksplorasi, yang meliputi aktifitas mengidentifikasi rencana pengembangan sumur gas baru, perhitungan *cash flow*, analisis *capital budgeting*, serta analisis sensitivitas untuk melihat pengaruh faktor fluktuasi cadangan gas atau produksi, harga pasar, maupun pembelanjaan modal terhadap rencana pengembangan sumur baru. Metode penelitian yang digunakan adalah studi kepustakaan dan observasi perusahaan melalui studi data internal maupun eksternal perusahaan. Hasil analisis berdasarkan perhitungan NPV, IRR, dan *Payback Period* yang dilakukan memberikan kesimpulan bahwa investasi pada pengembangan 25 sumur baru di lapangan X masih sangat atraktif secara ekonomis.

Kata Kunci :

Minyak dan gas bumi, gas alam, lapangan tua, penganggaran modal, analisis kelayakan, NPV, IRR, *Payback Period*

ABSTRACT

Name : **Ahmad Zuhul Fachri**
Study Program : **Master of Management**
Judul : **The Economical Analysis of New Wells on Matured Gas Field Development: A Case Study on Field X**

In order to meet natural gas production target, VICO Indonesia optimizes the existing matured gas field with the implementation of proper strategy and technology. In accordance with the forecast of its reservoirs contents, the Field X is the most potential gas field to be explored. But still, the investment feasibility analysis to determine the economic value of the gas wells to be explored is critically needed, which includes activities such as identification of new gas well development plan, cash flow calculations, capital budgeting analysis, and sensitivity analysis to oversee the influences of fluctuating factors, such as gas reserves or production, market price, and capital expenditure of the new wells development plan. The research methodology involves literature studies and company observations through the study of company's internal and external data. The result of analysis with NPV, IRR, and Payback Period calculation methods concludes that the investment of the development of 25 new gas wells in Field X is still economically attractive.

Keywords :

Oil and gas, natural gas, matured field, capital budgeting, feasibility study, NPV, IRR, Payback Period

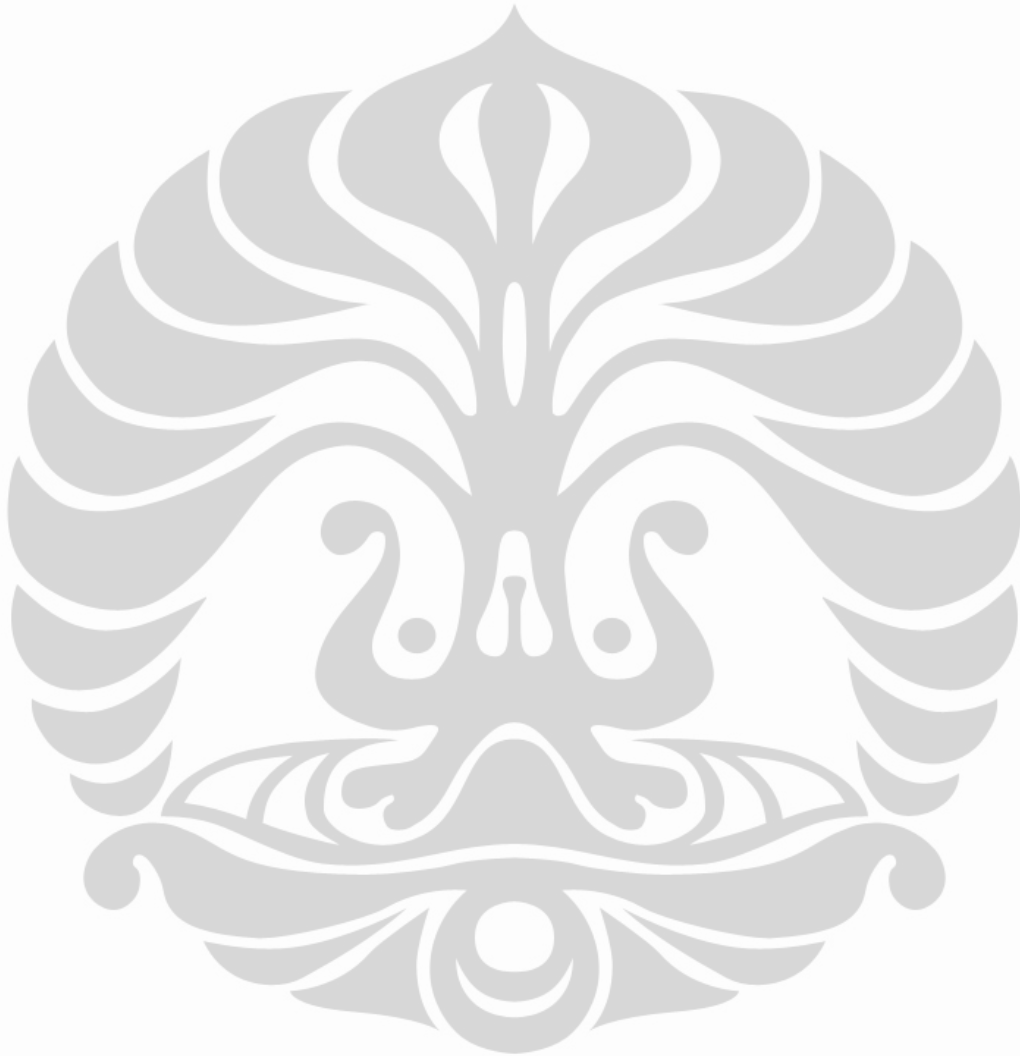
DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	iv
KATA PENGANTAR	v
ABSTRAK	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR RUMUS	xi
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Tujuan penelitian	3
1.4. Manfaat Penulisan	3
1.5. Metodologi Penulisan	3
1.6. Batasan Penulisan	5
1.7. Sistematika Penulisan	6
BAB 2 LANDASAN TEORI	8
2.1. <i>Capital Budgeting</i>	8
2.2. <i>Cash Flow</i>	9
2.3. <i>Discount Rate</i>	9
2.4. Klasifikasi Proyek	10
2.5. Tahapan dalam Proses <i>Capital Budgeting</i>	11
2.6. Metode <i>Capital Budgeting</i>	11
2.6.1. <i>Payback Period</i>	11
2.6.2. <i>Discounted Payback</i>	12
2.6.3. <i>Net Present Value</i>	13
2.6.4. <i>Internal Rate of Return</i>	16
2.6.5. <i>Profitability Index</i>	19
2.7. Analisis Sensitivitas	20
BAB 3 PROFIL INDUSTRI DAN PERUSAHAAN	21
3.1. Profil Industri	21
3.1.1. Konteks Global	21
3.1.2. Sumber Daya dan Produksi	25
3.1.3. Kontribusi Ekonomi	28
3.1.4. <i>Para Stakeholder</i>	29
3.1.4.1. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral	29
3.1.4.2. BP MIGAS	30
3.1.4.3. BPH MIGAS	31
3.1.4.4. Dewan Perwakilan Rakyat	31

3.1.4.5. Asosiasi Industri	32
3.2. VICO Indonesia	32
3.2.1. Struktur Organisasi	34
3.2.2. Nilai Dasar dan Tujuan Organisasi	34
3.2.3. Strategi dan Rencana Eksplorasi	35
3.2.4. Data dan Kondisi Sumur Lapangan X	38
3.3. <i>Production Sharing Contract</i>	40
3.3.1. Prinsip-prinsip <i>Cost Recovery</i>	40
3.3.2. Standar Akuntansi yang Digunakan	42
3.3.3. Perhitungan Kontrak Bagi Hasil	42
3.3.4. Prosedur Perhitungan Umum Kontrak Bagi Hasil	43
3.3.5. Perhitungan Gas	44
3.3.6. Perhitungan <i>Liquid</i> (Minyak dan Kondensat)	46
BAB 4 ANALISIS DAN PEMBAHASAN	48
4.1. Analisis Keekonomian	48
4.1.1. Data Masukan	48
4.1.2. Proses dan Hasil Perhitungan	52
4.1.3. Pembahasan Analisis Keekonomian	55
4.2. Analisis Sensitivitas	56
4.2.1. Skenario Ketidakpastian <i>Reservoir</i>	56
4.2.2. Skenario Ketidakpastian Harga	58
4.2.3. Skenario Ketidakpastian Pembelanjaan Modal	60
4.2.4. Pembahasan Analisa Sensitivitas	62
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	64
5.1. Kesimpulan	64
5.2. Saran	65
DAFTAR PUSTAKA	67
LAMPIRAN	69

DAFTAR RUMUS

Rumus 2.1. Rumus <i>Net Present Value</i>	15
Rumus 2.2. Rumus <i>Internal Rate of Return</i>	16
Rumus 2.3. Rumus <i>Profitability Index</i>	19
Rumus 2.4. Rumus <i>Profitability Index</i>	19



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram Alir Metode Penelitian	4
Gambar 3.1. Pangsa Cadangan dan Produksi Minyak Dunia 2008	22
Gambar 3.2. Produksi dan Konsumsi Minyak Bumi Indonesia	23
Gambar 3.3. Pangsa Cadangan dan Produksi Gas Dunia 2008	24
Gambar 3.4. Eksportir LNG Utama Dunia 2008	25
Gambar 3.5. Perkiraan Produksi Minyak Bumi dan Kondensat Indonesia	26
Gambar 3.6. Produsen Gas Alam Utama Indonesia – Desember 2009	27
Gambar 3.7. Lokasi Area Operasi VICO Indonesia	33
Gambar 3.8. Struktur Organisasi VICO Indonesia	34
Gambar 3.9. Perbandingan Cadangan Terproduksi dan Tersisa VICO Indonesia	35
Gambar 3.10. Perbandingan Produksi dan Sumur VICO Indonesia	36
Gambar 3.11. Perbandingan Sumur dan Rig VICO Indonesia	37
Gambar 3.12. Perbandingan Penurunan Laju Produksi Gas VICO Indonesia	38
Gambar 3.13. <i>Gas System Logic</i>	45
Gambar 3.14. <i>Oil System Logic</i>	46

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Keuntungan dan Kerugian dari metode <i>Payback Period</i>	12
Tabel 2.2. Keuntungan dan Kerugian dari metode <i>Discounted Cash Flow</i>	13
Tabel 2.3. Keuntungan dan Kerugian dari metode <i>Internal Rate of Return</i>	18
Tabel 2.4. Keuntungan dan Kerugian dari metode <i>Profitability Index</i>	19
Tabel 3.1. Indikator Kunci Industri Migas Indonesia	25
Tabel 3.2. Jumlah Sumur Terkompleksi	27
Tabel 3.3. Kontribusi Migas terhadap Pendapatan Domestik	28
Tabel 3.4. Total Investasi Migas	29
Tabel 4.1. Total Cadangan Gas dan Minyak/Kondensat Lapangan X	49
Tabel 4.2. Total Laju Produksi Awal Sumur Lapangan X	50
Tabel 4.3. Total Biaya Proyek Pengembangan Sumur Lapangan X	51
Tabel 4.4. Hasil Perhitungan NPV Sumur Lapangan X	52
Tabel 4.5. Hasil Perhitungan IRR Sumur Lapangan X	53
Tabel 4.6. Hasil Perhitungan PBP Sumur Lapangan X	54
Tabel 4.7. Hasil Perhitungan Skenario <i>Reservoir Uncertainties:</i> <i>Upside (120%)</i>	57
Tabel 4.7. Hasil Perhitungan Skenario <i>Reservoir Uncertainties:</i> <i>Downside (80%)</i>	58
Tabel 4.9. Hasil Perhitungan Skenario <i>Price Uncertainties:</i> <i>Upside (US\$75/BBL)</i>	59
Tabel 4.10. Hasil Perhitungan Skenario <i>Price Uncertainties:</i> <i>Downside (US\$45/BBL)</i>	60
Tabel 4.11. Hasil Perhitungan Skenario <i>Capex Uncertainties (+10%)</i>	61
Tabel 4.12. Hasil Perhitungan Skenario <i>Capex Uncertainties (+20%)</i>	62

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Indonesia merupakan negara yang kaya akan sumber daya alam, termasuk minyak bumi dan gas alam (migas). Kekayaan sumber energi ini terbentang dari lapangan Arun di Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam sampai dengan lapangan di Tangguh, Provinsi Papua Barat. Sebelum ditemukannya lapangan Tangguh, Kalimantan Timur merupakan ladang gas alam terbesar yang pernah dimiliki oleh Indonesia. Minyak bumi juga dihasilkan pada sumur-sumur yang ada dalam bentuk *condensate*, namun dalam kuantitas yang relatif lebih kecil dibandingkan produksi gas alam yang ada.

VICO Indonesia Company, LLC (selanjutnya disingkat menjadi VICO) merupakan perusahaan operator migas patungan (*joint venture*) yang mayoritas sahamnya dimiliki oleh Beyond Petroleum atau BP (Inggris) dan ENI (Italia). VICO merupakan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) atau *Production Sharing Contract* (PSC) area Sanga Sanga di Kalimantan Timur. Kepemilikan PSC Sanga Sanga ini terdiri dari: ENI (37.8125%), BP (37.8125%), OPIC Oil (20.0%), dan Universe Gas & Oil (4.375%). PSC Sanga Sanga pertama kali diberikan pada tanggal 8 Agustus 1968, kemudian diperpanjang pada tanggal 8 Agustus 1998 dan berakhir pada tanggal 7 Agustus 2018.

Melalui PSC Sanga Sanga, VICO menjadi salah satu produser gas alam terbesar di Kalimantan Timur di 7 lapangan (*fields*) dengan total produksi gas sebanyak ± 440 MMSCFD. Selain itu, terdapat PSC Mahakam dan Tengah yang dikelola oleh *Total Indonesia* sebanyak 4 *fields* dengan total produksi sebesar ± 2.600 MMSCFD dan *Chevron Unocal Indonesia* yang menjadi operator PSC Attaka dan Makassar di 8 *fields* dengan total produksi sebesar ± 170 MMSCFD.

Secara historis, produksi gas alam VICO pernah mencapai puncaknya pada era tahun 1990 sampai dengan tahun 2000, yang pernah mencapai titik tertinggi produksi 1.800 MMSFCD. Setelah itu produksi gas alam terus menurun seiring dengan bertambahnya usia umur sumur-sumur (*wells*) yang ada.

Dengan perjalanan produksi lebih dari 35 tahun, saat ini kondisi sumur-sumur VICO mengalami kondisi *mature*. Hal ini dapat dilihat dari tren produksi yang semakin menurun dan *forecast* cadangan gas alam tersisa yang terkandung dalam *reservoirs* di wilayah Sanga Sanga yang semakin menipis.

Untuk mempertahankan tingkat produksi gas alam, pada tahun 2006 manajemen VICO mencanangkan langkah-langkah strategis yang perlu ditempuh yang dituangkan dalam *Renewal Plan Strategy*. Strategi ini meliputi investasi, program kerja (*work program*), dan implementasi teknologi terbaru secara agresif. Strategi ini meliputi program pengeboran yang agresif (*aggressive drilling*), pengembangan sumur yang memiliki tingkat permeabilitas rendah (*low perm development*), dan pengembangan sumur yang memiliki tekanan rendah (*lower abandonment pressure*).

1.2. Perumusan Masalah

Melalui *Renewal Plan Strategy*, tingkat pengeboran sumur gas alam (*drilling*) telah mencapai level tertinggi sepanjang sejarah VICO dan VICO telah berhasil mengurangi tingkat atau laju penurunan produksi gas.

Dengan kesuksesan ini, manajemen VICO menegaskan komitmennya untuk melanjutkan *Renewal Plan* ini ke depan. Manajemen akan meningkatkan investasi untuk *work program* selanjutnya dan secara konsisten menerapkan teknologi terbaru untuk mendapatkan hasil yang optimal.

Berdasarkan *forecast* jumlah kandungan *reservoirs* yang ada, Lapangan X merupakan yang paling potensial untuk dieksploitasi. Namun untuk mengetahui persis seberapa besar *output* yang dapat dihasilkan dari upaya eksploitasi yang akan dilakukan, hal ini tetap membutuhkan perhitungan yang tepat.

Untuk menjawab hal tersebut, maka serangkaian perhitungan dan analisis keekonomian akan dilakukan dengan menggunakan teknik *capital budgeting* menggunakan metode *cashflow* dan analisis sensitivitas. Perhitungan dilakukan terhadap 25 kandidat sumur baru (*healthy hopper*) yang telah diidentifikasi dan dievaluasi (*screening*) potensi geologisnya dalam rencana pengembangan di Lapangan X.

Berdasarkan hasil analisis keekonomian tersebut, pemilihan akan ditetapkan terhadap kandidat sumur baru mana saja yang optimal dan layak untuk dikembangkan selanjutnya dalam tahap eksploitasi. Evaluasi secara finansial ini menggunakan *variable* mikro dan makro antara lain besarnya jumlah cadangan yang ada, jumlah *capital expenditure* dan *operational expenditure*, harga gas dan *discount factor* yang digunakan kontraktor.

1.3. Tujuan Penelitian

Dengan melakukan analisis kelayakan investasi baik dari segi kualitatif maupun kuantitatif yang dilakukan ini, diharapkan dapat menjawab beberapa pertanyaan sebagai berikut:

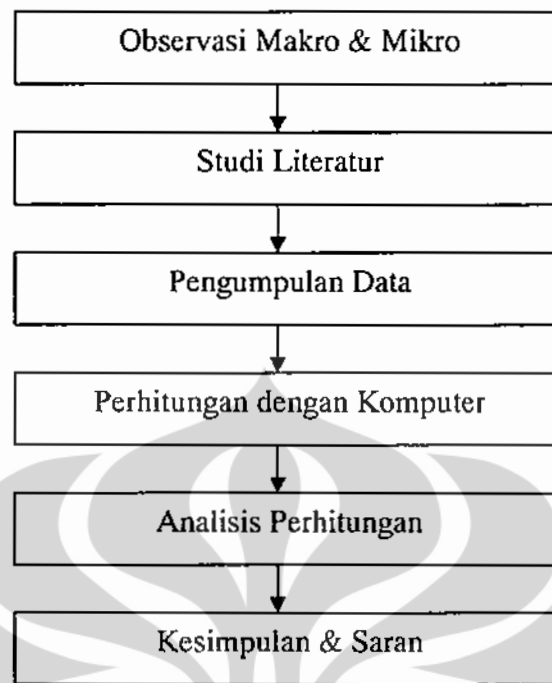
- a. Melalui analisis *capital budgeting* dengan perhitungan *cashflow* sebagai dasar analisis dan menggunakan teori *Net Present Value*, *Internal Rate of Return*, dan *Payback Period*, apakah proyek pengembangan 25 kandidat sumur baru ini layak dilakukan atau tidak?
- b. Melalui analisis sensitivitas, bagaimana pengaruh fluktuasi cadangan gas atau produksi yang ada, harga pasar, maupun pembelanjaan modal (*capital expenditure*) dan faktor yang mana sajakah yang memiliki berpengaruh yang signifikan terhadap rencana pengembangan sumur baru?

1.4. Manfaat Penelitian

Manfaat dari penulisan ini diharapkan dapat memberikan masukan kepada perusahaan untuk mendapatkan keputusan manajemen yang tepat dan menguntungkan perusahaan. Selain itu, penulisan ini diharapkan dapat memberikan manfaat bagi akademisi yang berminat untuk mengembangkan topik *capital budgeting* di masa depan.

1.5. Metodologi Penelitian

Agar penelitian yang dilakukan terstruktur dan sistematis, metode penelitian yang digunakan dalam penulisan karya akhir ini dituangkan dalam diagram alir (*flowchart*) sebagai berikut:



Gambar 1.1. Diagram Alir Metode Penelitian

Sumber : Data olahan penulis

- a. Observasi skala makro (industri) dan skala mikro (perusahaan) dilakukan dengan melihat industri migas nasional secara keseluruhan dan industri perusahaan dengan cara melakukan studi *literature*, studi data internal maupun eksternal perusahaan.
- b. Studi literatur dilakukan dengan memanfaatkan bahan-bahan perkuliahan yang telah didapat selama ini, khususnya yang berhubungan dengan studi keuangan bagian capital budgeting agar dapat menghitung hasil dari *Net Present Value*, *Internal Rate of Return*, dan *Discounted Payback Period*. Selain itu, dilakukan dengan mencari sumber-sumber lain baik dari internet, majalah, koran, atau buku-buku yang berkaitan dengan topik karya akhir ini.
- c. Pengumpulan data dilakukan dengan menggali data yang berasal dari internal perusahaan yang akan digunakan di dalam perhitungan, seperti total cadangan gas dan minyak bumi/kondensat, laju produksi awal, biaya proyek, harga gas dan minyak bumi, *discount rate*, metode depresiasi, *cost of capital*, dan lain sebagainya.

- d. Perhitungan *cashflow* beserta NPV, IRR dan *Payback Period* dengan menggunakan aplikasi komputer (*spreadsheet software*) dilakukan berdasarkan pada ketentuan-ketentuan yang berlaku dalam kontrak kerja sama bagi hasil atau PSC. Ketentuan ini meliputi besarnya bagi hasil antara kontraktor dan pemerintah, besarnya pajak, besarnya depresiasi terhadap *asset tangible* dan besarnya *cost recovery*. Analisis dilakukan menggunakan data cadangan, perkiraan tingkat produksi, perkiraan biaya kapital dan operasional.
- e. Analisis perhitungan dilakukan dengan membandingkan hasil perhitungan dengan kriteria yang dipersyaratkan dalam metode *capital budgeting*. Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengamati tren yang ada dan faktor yang dominan mempengaruhi perhitungan.
- f. Kesimpulan dan saran disusun berdasarkan analisis perhitungan yang dilakukan dan diharapkan dapat memberikan umpan balik (*feedback*) yang jelas terhadap tujuan penelitian.

1.6. Batasan Penulisan

Permasalahan dibatasi ke dalam pembahasan pemilihan strategi dengan beberapa penyederhanaan dimana faktor-faktor teknis eksplorasi dan eksploitasi yang rumit tidak dimasukkan ke dalam topik pembahasan karena membutuhkan keahlian teknis tersendiri, seperti:

- Detail ilmu pengetahuan geologi, geosains, dan geofisika, yang mempelajari pengetahuan tentang struktur bebatuan dan komposisinya, survey seismik, serta pemodelan reservoir.
- Detail teknologi pengeboran, dimana lebih menitikberatkan disiplin ilmu teknik perminyakan dalam kaitannya dengan metode dan teknologi yang digunakan dalam ekstraksi atau eksplorasi minyak dan gas bumi.
- Jaringan distribusi pipa penyalur migas dan teknologi proses dan alat proses, dimana lebih menitikberatkan disiplin ilmu teknik proses kimia dalam kaitannya dengan kegiatan distribusi dan transmisi minyak dan gas bumi dari produsen kepada *buyer*.

1.7. Sistematika Penulisan

Karya akhir ini dibagi menjadi 5 (lima) bab yang dilengkapi dengan Abstrak dan Lampiran-lampiran yang diperlukan. Adapun kerangka penulisan karya akhir ini memiliki sistematika penulisan sebagai berikut:

Bab 1: Pendahuluan

Bab ini memberikan gambaran mengenai latar belakang masalah yang akan dibahas, perumusan masalah, tujuan penelitian, metodologi penelitian, serta sistematika penulisan.

Bab 2 : Landasan Teori

Bab ini menjelaskan landasan teori yang berhubungan dengan masalah pada karya akhir ini. Uraian teori meliputi gambaran umum tentang perekonomian dalam industri migas, teori keputusan investasi dengan metode *capital budgeting* dimana dapat dilakukan pengukuran kelayakan investasi dengan metode: *Payback Period*, *Discounted Payback Period*, *Net Present Value*, *Internal Rate of Return*, dan *Profitability Index*.

Bab 3 : Profil Industri dan Perusahaan

Bab ini menguraikan lingkungan industri migas yang meliputi kegiatan hulu dan hilir industri gas, serta gas industri di Indonesia. Selain itu, akan dideskripsikan mengenai sejarah singkat perusahaan, struktur organisasi perusahaan, bisnis perusahaan yang digeluti, serta hubungannya dengan perekonomian nasional. Bab ini juga memberikan gambaran atau profil kontaktor kontrak kerja sama serta perhitungan bagi hasil dalam kontrak kerjasama migas di Indonesia.

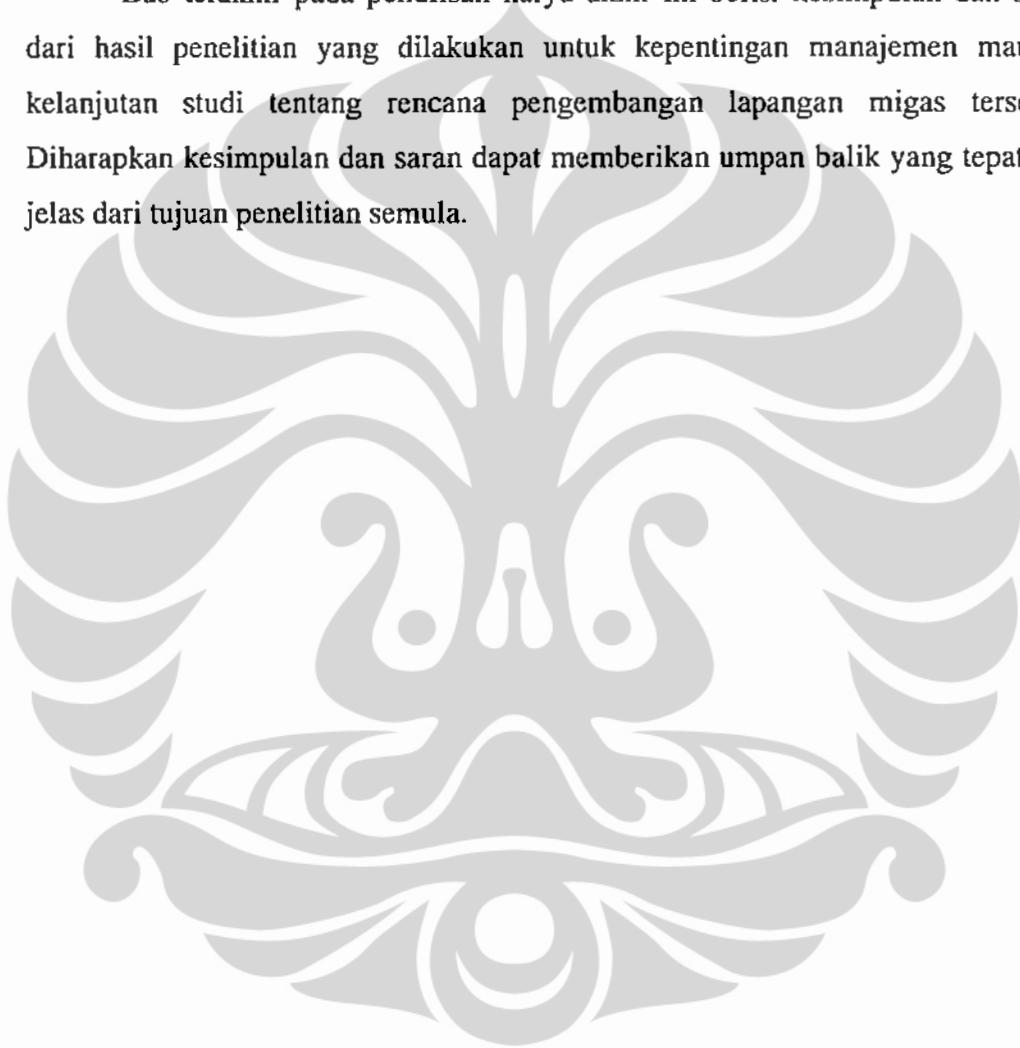
Bab 4 : Analisis dan Pembahasan

Dalam bab ini akan dibahas dan dikaji perhitungan dari *Net Present Value*, *Internal Rate of Return* dan *Discounted Payback Period* sebagai metode *capital budgeting* yang paling sering digunakan. Berdasarkan hasil perhitungan ini akan bisa dilihat apakah alternatif rencana pengembangan lapangan X pada wilayah

kerja Sanga Sanga yang dioperasikan oleh VICO akan memberikan keuntungan bagi perusahaan di masa depan. Selanjutnya akan dilakukan analisis sensitivitas perubahan *variable* dari parameter keekonomian terhadap rencana pengembangan lapangan yang dipilih.

Bab 5 : Kesimpulan dan Saran

Bab terakhir pada penulisan karya akhir ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil penelitian yang dilakukan untuk kepentingan manajemen maupun kelanjutan studi tentang rencana pengembangan lapangan migas tersebut. Diharapkan kesimpulan dan saran dapat memberikan umpan balik yang tepat dan jelas dari tujuan penelitian semula.



BAB 2 LANDASAN TEORI

2.1. *Capital Budgeting*

Sebelum melakukan investasi pada aktiva tetap yang memerlukan biaya besar perlu dilakukan analisis keekonomian investasi tersebut. Tujuannya adalah untuk menentukan apakah investasi tersebut layak dilaksanakan, apakah dapat memberikan keuntungan bagi perusahaan, dan untuk mengetahui sensitivitas investasi tersebut terhadap perubahan variabel-variabel yang digunakan (Ross, 2008). Keputusan investasi dibuat untuk menjawab permasalahan-permasalahan pada berbagai tingkat organisasi yang berbeda (Zaring, 1996).

Proses pemilihan investasi modal jangka panjang suatu perusahaan dinamakan *capital budgeting*. *Capital budgeting* melibatkan proses pengambilan keputusan untuk menerima atau menolak suatu proyek atau investasi aktiva tetap. Secara definisi, *capital budgeting* adalah *planning and managing expenditures for long lived assets*.

Apabila suatu perusahaan melakukan investasi modal pada proyek yang mempunyai NPV positif, maka nilai saham perusahaan akan meningkat sebesar NPV, dan sebaliknya. Jadi, *capital budgeting* merupakan alat bantu bagi perusahaan dalam mencapai tujuannya untuk meningkatkan kekayaan pemegang saham yang merupakan salah satu misi perusahaan (Asyhari, 2005).

Ada beberapa metode utama yang digunakan dalam analisis *capital budgeting* yaitu *payback period* (PBP), *discounted payback period* (DPBP), *net present value* (NPV), *internal rate of return* (IRR) dan *profitability index* (PI). Perhitungan *cash flow* digunakan sebagai dasar penggunaan kelima metode di atas dengan menggunakan *discount rate* tertentu. Metode-metode ini cukup populer pada perusahaan-perusahaan besar di negara-negara maju seperti Inggris, USA, Swedia, Australia, Kanada, Jepang, Selandia Baru, Korea Selatan, dan lain-lain (Segelod, 1998).

Pada implementasinya di berbagai perusahaan, NPV dan IRR lebih banyak dipakai dibandingkan dengan metode lainnya. Ranking mana yang paling sering digunakan antara NPV dan IRR sampai saat ini tidak konsisten dari tahun ke

tahun (Osborne, 2010). Namun studi sebelumnya yang dilakukan oleh Graham (Durham) dan Harvey (Cambridge) terhadap 392 CFO menunjukkan bahwa sebagian besar responden memilih NPV dan IRR sebagai teknik *capital budgeting* yang paling sering mereka gunakan. Selain keduanya, *payback period* juga merupakan teknik *capital budgeting* yang hampir sama populernya dengan NPV dan IRR dan digunakan secara signifikan oleh CEO dewasa (Graham, 2001).

2.2. Cash Flow

Pemahaman tentang prinsip *cash flow* akan membantu mempelajari lebih lanjut mengenai metode yang digunakan dalam *capital budgeting*. Terdapat perbedaan antara perhitungan *financial* dan *accounting*. Pada perhitungan *financial* menggunakan prinsip arus kas atau *cashflow* sedangkan perhitungan *accounting* menggunakan prinsip penerimaan atau *earnings* (Ross, 2008).

Ilustrasi berikut akan menerangkan perbedaan antara *cashflow* dan *earnings*. Sebuah perusahaan migas akan membeli peralatan produksi dengan nilai investasi sebesar US\$ 1 juta dan akan didepresiasi menggunakan metode *straight line* selama 5 tahun. Dalam perhitungan *accounting*, pada tahun pertama akan dicatat *earnings* akan berkurang sebesar US\$ 200 ribu (atau US\$ 1 juta / 5 tahun). Sedangkan dalam perhitungan *cash flow*, pada awal tahun pertama perusahaan mengeluarkan uang sebesar US\$ 1 juta. Kesimpulannya, perhitungan *financial* memperhitungkan keluar masuk uang secara nyata, sedangkan perhitungan *accounting* tidak memperhitungkan uang secara nyata. Dalam menggunakan metode *capital budgeting*, semuanya menggunakan perhitungan *cash flow* (Asyhari, 2005).

2.3 Discount Rate

Discount rate terdiri dari *risk-free rate* ditambah *company risk premium*, dimana *risk free rate* berasal dari *long term debt* dan *company risk premium* yang tergantung pada tingkat fluktuasi harga, resiko politik dan resiko makroekonomi. Besarnya *discount rate* merefleksikan tingkat resiko dari suatu proyek. Semakin besar *discount rate* berarti semakin besar juga tingkat resiko dari proyek (Asyhari, 2005).

2.4. Klasifikasi Proyek

Proyek-proyek pengambilan investasi jangka panjang yang biasanya dihadapi oleh suatu perusahaan dapat diklasifikasikan menjadi beberapa macam (Brigham & Ehrhardt, 2005), yaitu:

a. Pengeluaran pemeliharaan.

Pengeluaran untuk tetap berada dalam bisnis yang sehat dan menguntungkan, misalnya untuk mengganti peralatan yang rusak.

b. Penghematan biaya/peningkatan penghasilan.

Meliputi kampanye pemasaran untuk meningkatkan penghasilan, dan pengembangan teknologi produksi untuk memperkecil biaya, misalnya mengganti peralatan yang sudah kuno untuk dapat menghemat pengeluaran biaya buruh, bahan mentah dan listrik. Intinya adalah meningkatkan selisih antara penghasilan dan biaya.

c. Peningkatan kapasitas pada bisnis saat ini.

Proyek dalam kelas ini memiliki tingkat ketidakpastian yang lebih besar dengan adanya kemungkinan pesaing akan melakukan hal yang sama, misalnya dengan meningkatkan kapasitas produksi atau membangun *outlet* baru atau fasilitas distribusi.

d. Produk baru dan bisnis baru.

Pengembangan produk baru atau perluasan ke daerah baru sebagai hasil dari penelitian dan pengembangan (*research and development*).

e. Pemenuhan persyaratan kebijakan dan peraturan.

Proyek semacam ini tidak menambah nilai perusahaan, tetapi diusahakan untuk dilaksanakan dengan mengeluarkan biaya sekecil mungkin dalam memenuhi standar yang ditetapkan pemerintah, serikat kerja atau perusahaan asuransi. Misalnya, pengendalian polusi dan faktor kesehatan, atau keselamatan.

Makin besar suatu investasi, makin detail analisis yang dilakukan, dan memerlukan kewenangan dari pejabat yang lebih tinggi untuk membuat keputusan.

2.5. Tahapan dalam Proses *Capital Budgeting*

Langkah-langkah dalam melakukan analisis pengambilan keputusan proyek jangka panjang (*capital budgeting*) adalah (Brigham & Ehrhardt, 2005):

- a. Membuat perkiraan arus kas yang diharapkan dari suatu proyek, baik yang akan dikeluarkan sebagai investasi awal maupun arus kas yang akan menjadi pengeluaran dan penerimaan pada masa-masa selanjutnya.
- b. Menilai resiko dan menentukan *cost of capital* sebagai *discount factor* dari arus kas yang diharapkan akan terjadi di masa datang.
- c. Menghitung nilai saat ini (*present value*) dari arus kas yang diharapkan akan terjadi di masa datang.
- d. Pengambilan keputusan dengan membandingkan biaya proyek dengan nilai/manfaat proyek.

2.6. Metode *Capital Budgeting*

Dalam mengevaluasi proyek untuk pengambilan keputusan berdasarkan hasil analisis *capital budgeting*, dikenal lima cara utama, antara lain:

2.6.1. *Payback Period*

Metode ini mengukur jangka waktu pengembalian investasi, dan merupakan cara pertama yang paling sederhana yang dipakai untuk *capital budgeting*. *Payback period* dapat dihitung dengan membagi total arus kas keluar dengan aliran kas masuk bersih (*net cash inflow*) (Ross, 2008).

Proyek yang dipilih adalah proyek dengan masa pengembalian (masa *payback*) yang cepat/pendek. Hal ini mempunyai dasar pertimbangan karena semakin cepat investasi kembali, akan semakin kecil resikonya. Selain itu, setiap proyek harus dapat kembali lebih cepat daripada jangka waktu pelunasan pinjaman, karena apabila tidak, maka perusahaan dapat memperoleh kesulitan dalam pembayaran hutang.

Kenapa metode *payback period* digunakan orang? Metode ini dipakai sebagai alat pengambil keputusan yang cepat, dengan melihat profil *cash in flow* dari suatu rencana investasi dan menggunakan matematika sederhana, kita dapat

langsung melihat *payback period*. Metode ini sering digunakan para pengambil keputusan untuk melihat likuiditas dari suatu investasi dan sebagai kontrol bagi manajemen, untuk mengetahui apakah keputusan yang diambil tepat.

Kelemahan metode ini adalah tidak diperhatikannya *time value of money*. Metode ini tidak memberikan gambaran waktu pengembalian yang sesungguhnya untuk investasi yang waktu pengembaliannya cukup lama. Oleh karena itu dikembangkan variasi dari *payback period* nominal yang mempertimbangkan faktor *time value of money* yang disebut dengan *discounted payback period*. Pengembangan lain yang juga dilakukan adalah dengan menggunakan *combined payback method* (CPB), namun meski metode ini dapat menangani cash flow yang beragam, beberapa ciri khas sederhana dari *payback period* menjadi hilang (Yard, 2000).

Tabel 2.1. Keuntungan dan Kerugian dari metode *Payback Period*

Keuntungan	Kerugian
<ol style="list-style-type: none"> 1. Mudah dimengerti. 2. Menyesuaikan dengan ketidakpastian dari arus kas di masa yang akan datang. 3. Bias terhadap likuiditas. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tidak mempertimbangkan nilai waktu dari uang. 2. Memerlukan sebuah titik potong (<i>cutoff point</i>) arbiter. 3. Tidak mempertimbangkan arus kas setelah titik potong. 4. Bias terhadap proyek jangka panjang, seperti penelitian dan pengembangan, dan proyek-proyek baru.

Sumber : Ross, S.A., et al. (2008).

2.6.2. *Discounted Payback Period*

Discounted payback period merupakan modifikasi dari *payback period*, dimana metode ini menghitung jangka waktu yang diperlukan sampai semua perkiraan arus kas yang terjadi, dengan memperhitungkan *time value of money*, dapat menutupi arus kas keluarnya (Ross, 2008).

Dengan metode ini, perhitungan *payback period* akan menggunakan *cash flow* yang didiskonto oleh *discount factor* yang ditentukan perusahaan dengan memperhitungkan biaya *debt* dan *equity*. Hal ini mengakibatkan *discounted payback period* menjadi lebih panjang. Sebaliknya, jika perhitungan *payback*

period tidak menggunakan *cash flow* yang didiskonto berarti biaya untuk *debt* dan *equity* tidak diperhitungkan, sehingga *payback period* menjadi lebih pendek.

Kelemahan dari dua cara pertama ini adalah tidak memperhitungkan besarnya arus kas yang masuk setelah periode *payback*, karena yang menjadi pusat perhatian hanya berapa cepat modal akan kembali, sehingga dapat terjadi arus kas total yang masuk besar namun jangka waktu pengembalian investasinya sama, atau sebaliknya. Hal ini dapat menjadi dilema jika membandingkan beberapa proyek. Namun karena yang diukur adalah jangka waktu pengembalian modal yang dikeluarkan untuk investasi, maka kedua metode ini dapat dijadikan indikator likuiditas dan resiko dari suatu proyek.

Untuk mengatasi kelemahan metode *payback*, maka digunakan metode-metode yang dikelompokkan sebagai *discounted cash flow* (DCF), seperti *net present value* (NPV), *interest rate of return* (IRR) dan *profitability index* (PI).

Tabel 2.2. Keuntungan dan Kerugian dari metode *Discounted Cash Flow*

Keuntungan	Kerugian
1. Memperhitungkan nilai waktu dari uang.	1. Mungkin menolak investasi NPV yang positif.
2. Mudah dimengerti.	2. Memerlukan sebuah titik potong yang acak.
3. Tidak menerima perkiraan investasi NPV yang negatif.	3. Menghiraikan arus kas setelah tanggal titik potong.
4. Bias terhadap likuiditas.	4. Bias terhadap proyek jangka panjang, seperti penelitian dan pengembangan, dan proyek-proyek baru.

Sumber : Ross, S.A., et al. (2008).

2.6.3. *Net Present Value*

Net present value (NPV) didefinisikan sebagai *present value* (PV) dari *net cash flows* atau dengan kata lain adalah perbedaan antara PV dari penerimaan di masa yang akan datang dengan PV pengeluaran yang dilakukan. Metode ini menggunakan konsep *time value of money*, sehingga aliran kas masuk dan kas keluar harus dinilai dengan dasar *discount rate* tertentu (Ross, 2008).

Kunci dari metode NPV terletak pada atribut yang perlu diperhatikan, antara lain:

- a. Metode NPV menggunakan *cash flow*, bukan pemasukan (*earnings*). Meski pemasukan berguna untuk kepentingan akuntansi, namun tidak digunakan dalam *capital budgeting* karena tidak mencerminkan arus kas (*cash*).
- b. Metode NPV menggunakan seluruh *cash flow* yang ada. Misalnya, dalam pengembangan lapangan gas alam biasanya terdapat *sunk cost* yang harus diperhitungkan dalam perhitungan keekonomian pengembangan lapangan gas alam tersebut. Pendekatan yang lain tidak menghiraukan *cash flow* pada jangka waktu tertentu.
- c. Metode NPV mendiskontokan *cash flow* secara benar. Metode NPV menggunakan *discount rate* tertentu, karena metode NPV menggunakan konsep PV maka pendekatan yang lain tidak menghiraukan *time value of money* ketika menangani *cash flow*.
- d. Dalam menghitung NPV, *cash flow* yang dianalisis hanya *cash flow* proyek dan bukan *cash flow* perusahaan secara keseluruhan.

Yang menjadi permasalahan adalah bagaimana menetapkan *discount rate*. Pada umumnya, *discount rate* yang digunakan adalah biaya modal (*cost of capital*), tetapi kadang-kadang digunakan tingkat pengembalian yang diinginkan (*desired rate of return*). Secara konsep, *discount rate* pada suatu proyek yang beresiko merupakan pengembalian (*return*) yang dapat diharapkan untuk memperoleh aset finansial pada resiko yang dapat dibandingkan (*comparable risk*). *Discount rate* sering dirujuk sebagai "*opportunity cost*" karena investasi perusahaan dalam proyek mengambil kesempatan pemegang saham untuk menginvestasikan dividen mereka pada suatu aset finansial.

Cara penggunaan metode *net present value*:

- a. Menghitung *present value* dari arus kas bersih dari setiap periode, baik kas masuk ataupun kas keluar, dengan memperhitungkan *cost of capital* dari proyek.
- b. Jumlahkan semua arus kas bersih setiap periode tadi untuk mendapatkan *net present value* dari proyek .

- c. Proyek akan diterima jika NPV positif, sedangkan jika NPV negatif maka proyek ditolak. Hal ini berlaku untuk proyek-proyek yang independen (proyek yang tidak bergantung pada proyek lain). Pada beberapa proyek yang *mutually exclusive*, maka proyek dengan nilai NPV yang lebih tinggi yang akan diterima.

Konsep NPV dapat dituliskan dalam persamaan matematika sebagai berikut :

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (2.1)$$

dimana:

- CF_t = arus kas bersih yang diharapkan pada periode t
 k = *cost of capital* proyek (atau disebut sebagai $r = discount factor$)
 t = pada tahun ke $-t$
 n = lamanya perhitungan *cash flow*

Hasil perhitungan NPV dapat diinterpretasikan secara langsung. Jika NPV sama dengan nol ($NPV = 0$) berarti *cash flow* dapat membayar kembali secara tepat modal yang diinvestasikan dan memenuhi *discount rate* yang digunakan. Jika rencana investasi mempunyai NPV lebih besar dari nol ($NPV > 0$) berarti *cash flow* menghasilkan keuntungan untuk pengembalian modal yang diinvestasikan dan jika NPV kurang dari nol ($NPV < 0$) berarti *cash flow* tidak memberikan keuntungan dan tidak dapat mengembalikan modal yang diinvestasikan.

Kenapa metode NPV banyak digunakan dalam pengambilan keputusan investasi? Perhitungan NPV memberikan pengukuran keuntungan secara langsung dalam suatu rencana investasi sehingga dapat dikatakan NPV merupakan pengukuran tunggal terbaik untuk *profitability*. Sebaliknya, perhitungan NPV tidak memberikan informasi mengenai "*profit margin*" jika dibandingkan dengan rencana investasi lain yang bersifat *mutually exclusive*.

2.6.4. Internal Rate of Return

Internal rate of return (IRR) merupakan metode selain NPV yang banyak digunakan orang. Konsep dari IRR adalah angka yang menunjukkan pertumbuhan keuntungan sebuah investasi. Angka ini tidak tergantung dari tingkat suku bunga atau yang lainnya dan hanya tergantung dari perhitungan seluruh *cashflow*. Secara umum, IRR didefinisikan sebagai besarnya tingkat diskon (*discount rate*) yang menyebabkan NPV dari suatu proyek menjadi sama dengan nol. Dengan kata lain merupakan *minimum expected rate of return* dari suatu proyek (Ross, 2008).

Untuk membandingkan beberapa buah proyek yang independen dengan *cost of capital* yang sama, maka proyek-proyek tersebut dapat diterima asalkan memiliki IRR yang lebih besar daripada *cost of capital*. Tetapi jika proyek-proyek tersebut bersifat *mutually exclusive*, maka proyek dengan IRR terbesar yang akan dipilih.

Rumus:

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (2.2)$$

dimana:

CF_t = arus kas bersih yang diharapkan pada periode t

IRR = *Internal rate of return*

t = pada tahun ke -t

n = lamanya perhitungan *cash flow*

Dengan demikian terdapat tiga kemungkinan nilai *discount rate* yang ditetapkan oleh perusahaan:

- a. IRR = *discount rate*, berarti bahwa perusahaan bisa menerima atau menolak rencana investasi tersebut;

- b. $IRR > discount\ rate$, berarti bahwa perusahaan direkomendasikan untuk melaksanakan rencana investasi tersebut;
- c. $IRR < discount\ rate$, berarti bahwa perusahaan direkomendasikan untuk tidak melaksanakan rencana investasi tersebut.

Hal yang perlu menjadi perhatian dalam menggunakan metode IRR adalah (Ross, 2008):

- a. *Perbedaan jenis investasi, apakah merupakan suatu rencana investasi atau merupakan suatu rencana pembiayaan.*

Pada proyek investasi, jika *discount rate* berada dibawah IRR maka NPV akan bernilai positif dan juga sebaliknya. Namun apabila proyek merupakan rencana pembiayaan, maka *discount rate* dibawah IRR akan mempunyai nilai NPV negatif dan sebaliknya jika *discount rate* diatas IRR mempunyai nilai NPV positif. Karena *rule of thumb* dari rencana pembiayaan adalah kebalikan dari rencana investasi maka dalam menerapkan metode IRR, hal ini harus menjadi perhatian.

- b. *Melihat rencana investasi yang mempunyai angka IRR lebih dari satu.*

Pada rencana investasi ini kita dapat melihat bahwa pada awal investasi mempunyai *cash outflow*, kemudian *cash inflow* dan kemudian *cash outflow* lagi. Sekilas kita melihat bahwa jenis investasi ini jarang ditemui tetapi ada beberapa investasi yang mempunyai angka IRR lebih dari satu. Sebagai contohnya adalah investasi pertambangan batu bara, dimana pada awalnya rencana investasi memerlukan biaya investasi yang besar untuk membeli peralatan seperti *escavator* dan *dump truck*, kemudian setelah tambang diproduksi maka rencana investasi akan mempunyai *cash inflow*, tetapi ketika tambang tersebut akan ditutup, biasanya memerlukan *cash outflow* untuk menutup tambang dengan baik dan ramah lingkungan. Untuk rencana investasi seperti ini, angka IRR tidak dapat digunakan sebagai parameter. Hal ini perlu diperhatikan dalam menggunakan metode IRR.

c. *Besar kecilnya skala investasi.*

Apabila ada dua investasi yang mempunyai sifat *mutually exclusive* maka besar kecilnya skala investasi dapat memberikan analisis dengan metode IRR menjadi kurang tepat. Rencana investasi yang bersifat *mutually exclusive* adalah dua rencana investasi yang harus dijalankan salah satu dan tidak bisa dijalankan keduanya secara bersamaan pada waktu yang sama. Sebagai ilustrasi dari seorang pengusaha mempunyai sebidang tanah di daerah yang strategis untuk mengembangkan usaha. Dalam rangka memanfaatkan tanah, pengusaha tersebut dapat mendirikan bioskop atau mendirikan pusat perbelanjaan.

Untuk menghindari kesalahan dalam mengambil keputusan karena IRR tidak melihat skala investasi adalah dengan melakukan langkah berikut :

- a. Bandingkan nilai NPV dari dua rencana investasi yang berbeda skala investasinya, pilihlah rencana investasi yang mempunyai nilai NPV yang lebih besar;
- b. Bandingkan tambahan IRR dengan *discount rate* yang digunakan, jika tambahan IRR lebih tinggi maka rencana investasi tersebut menguntungkan untuk dilaksanakan.

Tabel 2.3. Keuntungan dan Kerugian dari metode *Internal Rate of Return*

Keuntungan	Kerugian
1. Secara dekat berhubungan dengan NPV, sering kali membawa kepada keputusan-keputusan yang sama.	1. Mungkin menghasilkan jawaban yang beragam atau tidak berurusan dengan arus kas nonkonvensional.
2. Mudah dimengerti dan dikomunikasikan.	2. Mungkin membawa kepada keputusan yang tidak benar dalam perbandingan dari investasi-investasi yang <i>mutually exclusive</i> .

Sumber : Ross, S.A., et al. (2008).

Dalam kenyataan sehari-hari, penambahan investasi tidak selalu menghasilkan tingkat pengembalian yang bertambah pula. Perlu diperhatikan dari berbagai sudut pandang seperti kapasitas produksi, daya serap pasar, dan lain sebagainya.

2.6.5. Profitability Index

Profitability index (PI) atau *benefit/cost ratio* adalah perbandingan antara *present value* dari *net cashflow* setelah *initial investment* dan jumlah *initial investment* (Ross, 2008). Dalam persamaan matematika dapat kita tuliskan sebagai berikut :

$$PI = \frac{PV(\text{future cash flows})}{\text{Initial investment}} \quad (2.3)$$

$$PI = 1 + \frac{NPV}{\text{Initial investment}} \quad (2.4)$$

Dari rumus di atas dapat terlihat bahwa *profitability index* merupakan rasio *present value benefits* terhadap *present value costs*, sehingga melambangkan keuntungan relatif dari suatu proyek.

Suatu proyek dikatakan menguntungkan apabila *profitability index*-nya lebih besar daripada satu. Hal ini berlaku untuk proyek-proyek yang independen, sedangkan untuk proyek-proyek yang *mutually exclusive* yang dipilih adalah proyek yang memiliki *profitability index* tertinggi.

Tabel 2.4. Keuntungan dan Kerugian dari metode *Profitability Index*

Keuntungan	Kerugian
1. Secara erat berhubungan dengan NPV, secara umum membawa kepada keputusan yang identik. 2. Mudah dimengerti dan dikomunikasikan. 3. Mungkin berguna ketika dana-dana investasi yang tersedia terbatas.	1. Mungkin membawa kepada keputusan yang keliru bila dibandingkan dengan investasi yang <i>mutually exclusive</i> .

Sumber : Ross, S.A., et al. (2008).

2.7. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas sebenarnya bukanlah alat atau metode untuk mengukur kelayakan suatu proyek. Analisis sensitivitas adalah teknik evaluasi yang mengindikasikan secara tepat seberapa sensitif angka NPV dan IRR terhadap perubahan akibat perubahan dari suatu variabel masukan tunggal sementara hal yang lain tetap (Ross, 2008).

Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah suatu parameter kunci dengan parameter-parameter lainnya tetap, untuk mengamati beberapa perubahan yang terjadi pada hasil perhitungan. Dalam analisis sensitivitas, perubahan masing-masing variabel dinyatakan dalam suatu perubahan presentase tertentu di atas atau di bawah nilai yang diekspektasi, sedangkan variabel yang lain konstan. Dengan analisis ini dapat diketahui besarnya NPV dan IRR untuk beberapa keadaan, sehingga akan memberikan gambaran yang lebih baik.

Kenapa analisis ini diperlukan? Dengan menggunakan analisis sensitivitas, kita dapat mengetahui faktor apa yang paling berpengaruh terhadap rencana investasi. Pada umumnya perusahaan menilai suatu investasi dengan cara tradisional, seperti dengan pendekatan *net present value* yang mengabaikan fleksibilitas perusahaan yang menunda, meninggalkan, atau menutup sementara operasi suatu proyek (Asyhari, 2005).

BAB 3

PROFIL INDUSTRI DAN PERUSAHAAN

3.1. Profil Industri

Industri minyak dan gas bumi (migas), baik di Indonesia maupun secara global, telah mengalami perubahan dramatis dalam beberapa tahun belakangan. Industri ini mengalami kebangkitan yang signifikan dalam investasinya terkait dengan kenaikan harga minyak mentah yang mencapai puncaknya di kisaran harga US\$145 per *barrel* pada pertengahan tahun 2008. Hal ini diikuti dengan munculnya krisis keuangan global dan mendorong terjadinya resesi global pada paruh semester kedua di tahun 2008. Dari puncaknya di tengah tahun 2008, harga minyak bumi jatuh drastis lebih dari 70% dan pada akhir 2008 menjadi US\$40 per *barrel*. Dengan kembalinya keyakinan pasar harga minyak mentah pulih pada paruh semester pertama tahun 2009 pada rentang harga US\$70 per *barrel* dan pada akhir tahun 2009 dengan harga sekitar US\$75 per *barrel*.

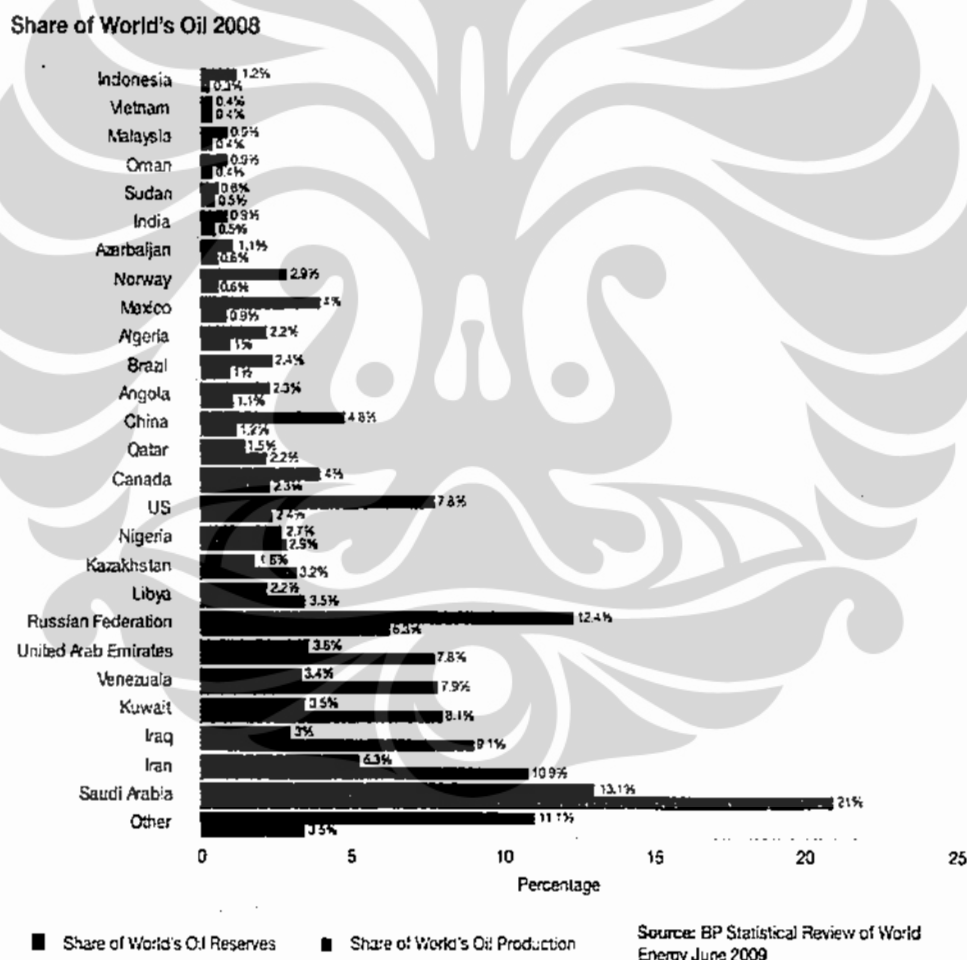
Seiring dengan kondisi saat ini yang sulit diprediksi tersebut, investasi total sektor migas di Indonesia pada tahun 2009 mengalami penurunan sebanyak US\$1,2 milyar dan pengeluaran di bidang eksplorasi masih kecil meskipun secara umum terdapat prospek geologis yang menggiurkan. Hal sama juga terjadi pada kontribusi industri terhadap pendapatan domestik yang turun sekitar 7% di tahun 2009. Diharapkan tingkat keyakinan investor yang kembali pulih akan mendorong kenaikan pengeluaran eksplorasi di tahun 2010 dan selanjutnya (Price Waterhouse Coopers, 2010).

3.1.1. Konteks Global

Indonesia telah aktif dalam sektor migas lebih dari 125 tahun setelah penemuan minyak pertama di Sumatra Utara pada tahun 1885 dan menjadi salah satu pemain yang signifikan dalam industri migas internasional.

Indonesia memegang cadangan minyak terbukti (*proven oil reserves*) sebanyak 3,7 milyar *barrel* dan menduduki ranking kedua puluh di antara produsen minyak dunia dan membukukan sekitar 1,2% produksi minyak dunia. Penurunan produksi minyak dan meningkatnya konsumsi telah menjadikan

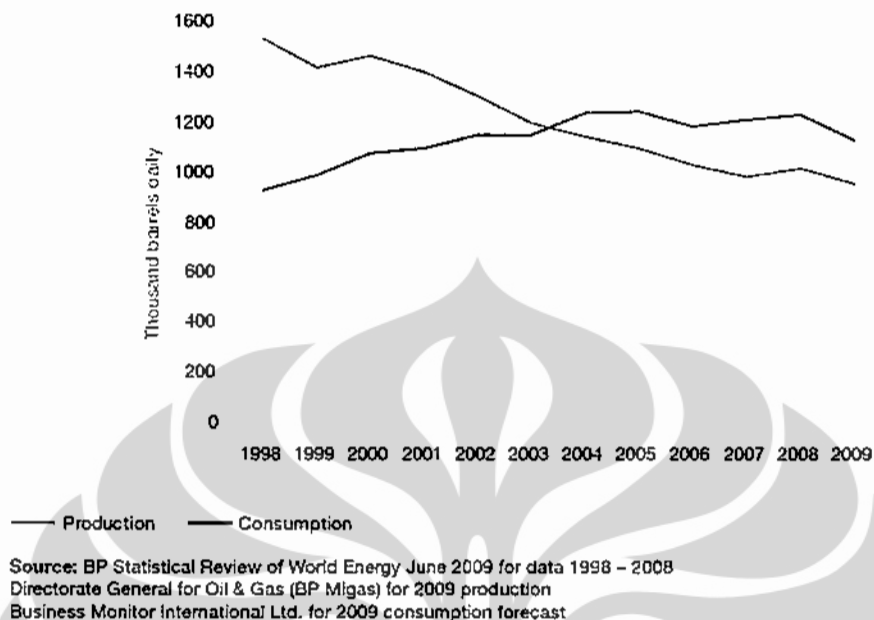
Indonesia sebagai importir minyak murni (*net oil importer*) pada akhir tahun 2004. Faktor ini, seiring dengan harga minyak yang tinggi pada 2004-2008, mendorong Pemerintah untuk mengurangi subsidi bahan bakar domestik secara substansial pada tahun 2008 dan memutuskan untuk mundur secara temporer dari *Organisation of Petroleum Exporting Countries (OPEC)*, sebuah organisasi yang merepresentasikan sekitar 45% produksi minyak dunia. Sebagai satu-satunya anggota Asia pada OPEC sejak 1962, Pemerintah Indonesia telah mengindikasikan untuk bergabung kembali dengan OPEC apabila produksi minyak Indonesia dapat ditingkatkan dan menjadi eksportir murni (*net oil exporter*) kembali.



Gambar 3.1. Pangsa Cadangan dan Produksi Minyak Dunia 2008

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

Indonesia Oil Production and Consumption



Gambar 3.2. Produksi dan Konsumsi Minyak Bumi Indonesia

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

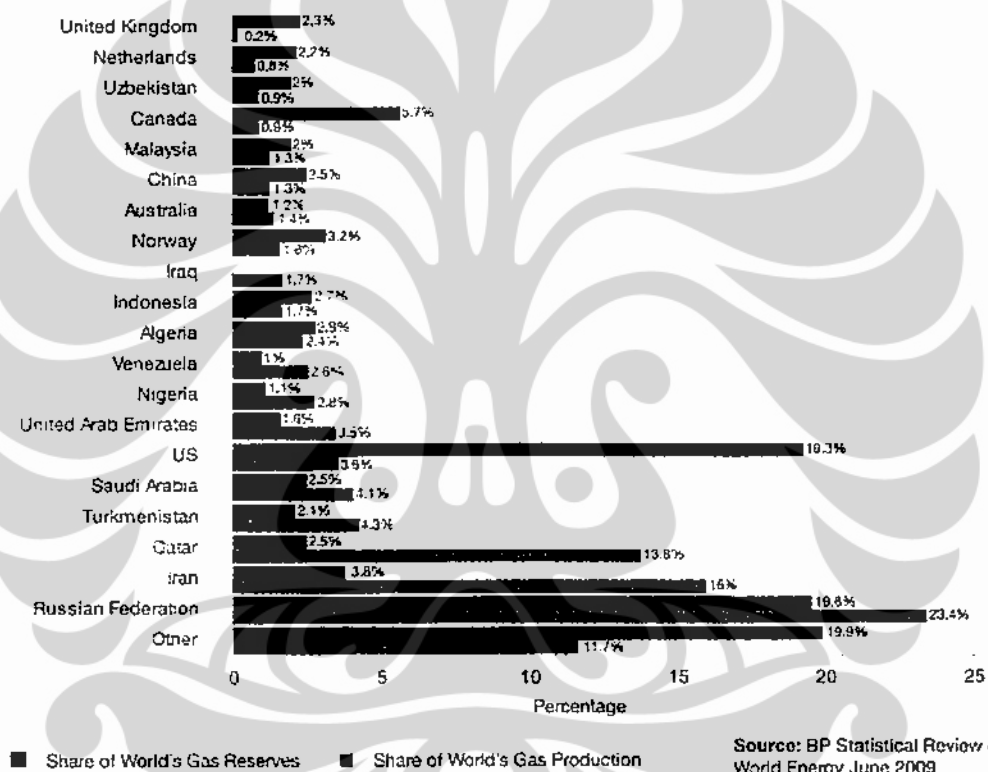
Indonesia menduduki ranking ketujuh dalam produksi gas dunia, dengan cadangan terbukti sebanyak 112 trilyun kubik kaki (TCF) pada tahun 2008 dan menjadikan Indonesia sebagai terbesar di regional Asia Pasifik. Cadangan gas ini ekuivalen dengan tiga kali cadangan minyak Indonesia dan dapat mensuplai negara sepanjang 50 tahun ke depan dengan laju produksi saat ini.

Industri gas Indonesia juga mengalami transformasi dengan pasar *liquefied natural gas* (LNG) yang lebih kompetitif, ekspor jalur pipa baru, dan kebutuhan gas domestik yang meningkat. Pada saat yang sama produksi gas alam Indonesia meningkat pada tahun-tahun belakangan ini (Indonesia mensuplai 2,3% produksi pasar dunia untuk gas alam pada tahun 2008), Indonesia mengalami penurunan *market share* LNG global dengan munculnya produsen LNG di Qatar, Australia, Algeria, dan Malaysia.

Setelah mengumumkan kebijakan 2006 untuk reorientasi produksi gas alam untuk melayani kebutuhan domestik, Indonesia turun dari statusnya sebagai eksportir LNG terbesar dunia pada tahun 2005 menjadi urutan ketiga terbesar dunia pada tahun 2008. Indonesia mengekspor LNG ke Jepang, Korea Selatan,

dan Taiwan atau sekitar 12% dari ekspor LNG dunia. Dua fasilitas LNG Indonesia saat ini terletak di Arun, di Aceh dan Bontang di Kalimantan Timur sementara proyek LNG baru masih berada pada tahap pengembangan. Proyek LNG Tangguh di Papua Barat mulai produksi pertamanya di pertengahan tahun 2009. Proyek-proyek baru ini akan melebarkan *customer base* LNG Indonesia ke China dan pesisir barat Amerika Serikat.

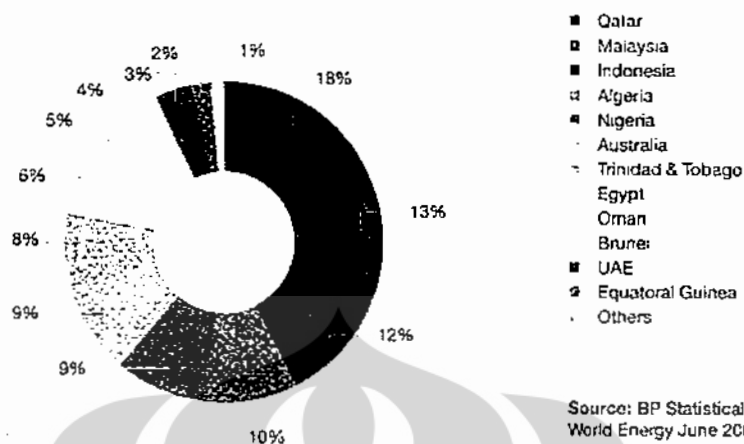
Share of World's Gas 2008



Gambar 3.3. Pangsa Cadangan dan Produksi Gas Dunia 2008

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

World's Top LNG Exporters 2008



Gambar 3.4. Eksportir LNG Utama Dunia 2008

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

3.1.2. Sumber Daya dan Produksi

Tabel 3.1. Indikator Kunci Industri Migas Indonesia

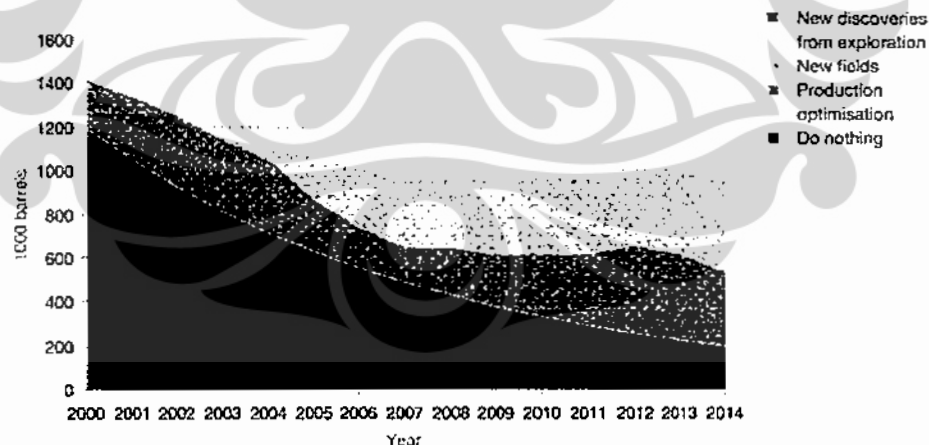
Key Indicators - Indonesia's oil and gas industry

Indicator	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Oil (Million Barrels)	9,513	9,753	9,747	9,094	8,613	8,100	8,680	8,400	8,220	7,993
Proven	5,123	5,095	4,722	4,437	4,301	4,440	4,370	3,990	3,750	4,303
Potential	4,490	4,659	5,025	4,657	4,312	3,660	4,310	4,410	4,470	3,690
Gas (TCF)	170	168	177	168	188	180	170	165	170	159
Proven	95	92	90	92	98	97	94	106	112	107
Potential	76	76	86	76	91	83	76	59	58	52
Crude oil (1000 barrels)	1,415	1,342	1,252	1,146	1,096	1,062	1,006	955	979	949
Natural Gas (million standard cu m)	68,365	66,300	70,350	72,700	72,800	68,700	69,300	68,261	70,000	79,670
LPG (1000 MT)	2,088	2,188	2,099	1,922	2,945	2,743	1,774	2,117	2,224	1618**
LNG (100 MT)	26,990	23,883	26,215	27,392	25,238	23,677	22,400	20,851	19,034	19290*
New Contract signed	5	10	1	15	17	23	5	28	34	34

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

Indonesia memiliki keanekaragaman cekungan geologis (*geological basins*) yang menawarkan potensi cadangan migas yang beragam ukuran. Dari 128 cekungan minyak yang diestimasi, baru 28 yang telah dieksplorasi secara luas. Sebagian besar produksi dan eksplorasi minyak saat ini dihasilkan dari cekungan Indonesia bagian barat (*volume* cadangan minyak Indonesia terletak di *onshore* dan *offshore* Sumatra bagian tengah dan Kalimantan Timur). Produksi minyak mentah Indonesia menurun sepanjang dekade terakhir karena lapangan minyak produktif yang mengalami penuaan alami (*natural maturation*) dan dikombinasikan dengan laju penggantian cadangan (*reserve replacement rate*) yang lambat dan investasi/eksplorasi yang turun. Sepanjang tahun 2009, produksi total minyak mentah Indonesia mencapai 0,949 juta *barrel* per hari, atau mengalami penurunan 33% sejak tahun 2000, dengan sedikit penemuan minyak yang signifikan di bagian barat Indonesia dalam sepuluh tahun. Pemerintah berharap dapat meningkatkan eksplorasi dengan insentif Pemerintah seperti penggunaan survey seismik 3D dan fokus pada pengembangan cadangan minyak di bagian timur Indonesia dan area laut dalam (Price Waterhouse Coopers, 2010).

Indonesia Oil and Condensate Production Forecast



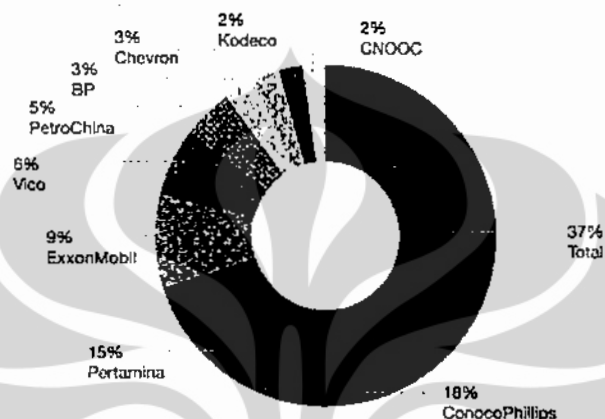
Source: Directorate General of Oil & Gas (MoEMR) 2008-2009 (actual) 2010-2014 (forecast)

Gambar 3.5. Perkiraan Produksi Minyak Bumi dan Kondensat Indonesia

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

Sebagian besar produksi migas dihasilkan melalui kontraktor luar negeri di bawah pengaturan Kontrak Kerja Sama atau *Production Sharing Contract (PSC)*. Produsen minyak mentah dan gas alam utama (sebagai operator PSC) sampai dengan Desember 2009 adalah sebagai berikut:

Indonesia Major Gas Production as of December 2009



Source: Petrominer Monthly Magazine No. 01 Vol XXXVII January 15, 2010

Gambar 3.6. Produsen Gas Alam Utama Indonesia – Desember 2009

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

Dengan menurunnya produksi minyak, Indonesia berupaya bergeser menuju gas alam (dan pada tingkat yang lebih sedikit, *geothermal*), khususnya untuk pembangkit tenaga listrik. Hal ini dapat dilihat dari kenaikan relatif jumlah sumur gas yang telah dibor sepanjang tahun 2003 sampai 2009 seperti yang terlihat pada tabel di bawah ini.

Tabel 3.2. Jumlah Sumur Terkompleksi

Wells Completed	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Oil	558	807	605	566	570	574	568
Gas	42	88	430	402	420	439	434
Dry hole	25	80	52	49	55	62	40
Other	288	125	63	58	55	52	not available
Total	913	1100	1150	1075	1100	1127	1042
Average depth (ft)	3079	3330	3350	3120	3350	3597	not available

Source: OPEC 2008 Annual Statistical Bulletin for data 2003-2008

Directorate General for Oil & Gas (MoEMR) for 2009 data.

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

3.1.3. Kontribusi Ekonomi

Industri migas Indonesia masih menjadi bagian penting dalam ekonomi Indonesia. Industri ini merupakan kontributor penting bagi pendapatan ekspor dan *foreign exchange* serta sebagai kontributor terbesar pada pendapatan negara (pada tahun 2009 industri ini berkontribusi terhadap 15% pendapatan domestik) (Price Waterhouse Coopers, 2010).

Tabel 3.13. Kontribusi Migas terhadap Pendapatan Domestik

Oil and Gas Contribution to Domestic Revenues

Year	Domestic Revenue	Oil/Gas Revenue	% of contribution
2005	494	104	21.05 %
2006	636	158	24.84 %
2007	706	125	17.71 %
2008	979	212	21.65 %
2009	866	126	14.55 %
2010	948*	121*	12.76 %*

Source: Ministry of Finance (MOF) - Bureau of Statistics
*budgeted (APBN)

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

Namun demikian, pengembangan migas melambat, pendapatan negara dari sektor ini menurun. Pada tahun 2009 menjadi Rp. 86 triliun (sekitar US\$ 9 milyar) yang merepresentasikan penurunan sekitar 40% dari Rp. 212 triliun pada tahun 2008 menjadi Rp. 126 triliun pada tahun 2009. Selama periode yang sama, *share* dari pendapatan total negara tersebut turun dari 21% lebih menjadi di bawah 15%. Penurunan ini lebih dramatis lagi apabila dibandingkan dengan tahun 1990 dimana industri hulu migas menyumbang lebih dari 40% total pendapatan negara.

Pada tahun 2009 tingkat investasi pada industri ini menurun hampir sebanyak 11% dari US\$ 12,096 milyar pada tahun 2008 menjadi US\$ 10,874 milyar pada tahun 2009. Penurunan investasi ini merupakan cerminan dari penurunan jumlah uang yang dimintakan *cost recovery* oleh investor. Selama tahun 2009, dari 55 blok migas yang ditawarkan, Pemerintah hanya

menandatangani 18 PSC untuk blok eksplorasi dan hanya satu PSC baru untuk blok produksi.

Pemerintah berupaya untuk memperbaiki insentif untuk meningkatkan investasi. Pemerintah saat ini menerima proposal untuk blok-blok baru melalui proses *bidding* langsung sebagai tambahan dari praktek pemberian konsesi migas sebelumnya melalui *tender* resmi. Pemerintah juga memperbaiki pembagian *production sharing* pada proses *bidding* saat ini untuk meningkatkan ketertarikan investor (untuk minyak terjadi kenaikan dari 15% menjadi 25% dan untuk gas kenaikannya dari 30%-35% menjadi 40%) namun beberapa *commercial terms* yang masih meragukan masih membuatnya kurang kompetitif.

Tabel 3.4. Total Investasi Migas

Total investment (in million US\$)								
Type of Operation	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Exploration & Development	1,076	1,409	1,744	2,582	2,827	3,709*	4,290	3,764
Production Cost	1,676	3,458	3,204	4,769	4,901	6,430*	6,579	6,353
Others	666	438	510	817	796	1,041*	1,227	757
Total	3,418	5,305	5,558	8,168	8,524	11,180	12,096	10,874

Source: Directorate General of Oil and Gas (MoEMR)

*2007 break-down is estimated at a 31% increase based on the 31% increase in total investment

Sumber : Price Waterhouse Coopers (2010).

3.1.4. Para Stakeholder

Para pemegang kepentingan (*stakeholder*) yang patut diperhatikan dalam industri migas mulai dari otoritas pemerintahan tertinggi di dalam kabinet pemerintahan, institusi pemerintah non departemen, dewan legislatif, sampai dengan asosiasi industri (Price Waterhouse Coopers, 2010).

3.1.4.1. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) berperan, selain tugas-tugas lainnya, dalam menciptakan dan menerapkan kebijakan energi Indonesia, memastikan bahwa aktifitas bisnis terkait sesuai dengan ketentuan hukum dan regulasi yang relevan, dan memberikan kontrak. KESDM juga bertanggung jawab terhadap Rencana Induk Nasional untuk transmisi dan

distribusi gas alam. KESDM dibagi menjadi direktorat-direktorat dengan Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi (Dirjen Migas) bertanggung jawab terhadap:

- a. formula perhitungan *lifting* dan pembagiannya antara pemerintah pusat dan daerah;
- b. kebijakan pengurangan subsidi bahan bakar secara bertahap;
- c. penawaran blok eksplorasi dan produksi baru; dan
- d. menyiapkan kebijakan-kebijakan lainnya di industri migas.

3.1.4.2. BP MIGAS

Badan pelaksana/eksekusi BP MIGAS, sebuah badan hukum milik negara nirlaba yang didirikan pada 16 Juli 2002, mengontrol aktifitas industri hulu migas dan mengelola kontraktor-kontraktor migas sebagai kepanjangan tangan Pemerintah melalui *Joint Cooperation Contracts*. Di bawah Undang-undang No.22 (Pasal 44 dan 45), seluruh hak dan kewajiban Pertamina sebelumnya yang muncul dari kontrak kerja sama yang ada dipindahkan kepada BP MIGAS.

Badan pelaksana ini memiliki beberapa peran, yakni:

- a. memberikan advis kepada KESDM terkait dengan persiapan dan penawaran area kerja dan *Joint Cooperation Contracts*;
- b. berlaku sebagai satu pihak terhadap *Joint Cooperation Contracts*;
- c. melakukan penilaian rencana pengembangan (*Plans of Development* atau *Field Development Plans*) yang akan dihasilkan pertama kali pada area kerja yang diberikan dan menyerahkan evaluasinya kepada KESDM untuk persetujuan.
- d. menyetujui *Plans of Development* (untuk hal lain yang tidak disebutkan pada poin c.);
- e. menyetujui *Work Plans and Budgets (WP&B)*;
- f. melaporkan kepada KESDM tentang implementasi *Joint Cooperation Contract*;
- g. menunjuk penjual dari bagian minyak bumi dan/atau gas alam milik Negara untuk keuntungan terbaik Pemerintah.

KESDM dan Kepala BP MIGAS lebih lanjut menetapkan ketentuan mengenai ruang lingkup dan pengawasan kegiatan usaha hulu. Apabila diperlukan, KESDM dan Kepala BP MIGAS dapat mengawasi kegiatan usaha hulu secara gabungan. Kepala BP MIGAS ditunjuk oleh Presiden setelah berkonsultasi dengan Parlemen dan bertanggung jawab kepada Presiden.

3.1.4.3. BPH MIGAS

Badan hukum BPH MIGAS diresmikan pada tanggal 30 Desember 2002 untuk menjalankan peran regulasi perusahaan migas milik negara Pertamina yang hubungannya dengan aktifitas hilir (Undang-undang Migas No.22 Pasal 46 dan 47). Badan ini berperan memastikan kecukupan suplai gas alam dan bahan bakar domestik dan operasi yang aman dari penyulingan (*refining*), penyimpanan (*storage*), transportasi dan distribusi produk migas melalui *business licenses*.

BPH MIGAS juga bertanggung jawab melakukan pengawasan terhadap distribusi bahan bakar minyak dan transportasi gas melalui jalur pipa (*pipelines*) yang dioperasikan oleh perusahaan (PT Pertamina dan PT Perusahaan Gas Negara).

3.1.4.4. Dewan Perwakilan Rakyat

Komisi VII Dewan Perwakilan Rakyat (DPR) berperan terhadap hal-hal yang terkait dengan energi, sumber daya mineral, riset dan teknologi, serta lingkungan hidup. Termasuk di dalamnya pengawasan seluruh kegiatan migas. Komisi ini bertanggung jawab untuk menyusun *draft* peraturan terkait dengan migas, pengendalian (termasuk APBN dan regulasi, penerapan kembali ketentuan hukum dan hasil dari Audit Negara) dan kontrol kebijakan Pemerintah terkait. Komisi ini juga memberikan saran kepada Pemerintah terkait dengan kontribusi sektor migas pada APBN.

Pemerintah daerah dilibatkan dalam persetujuan *Plans of Development* (PoD), atau dikenal juga sebagai *Field Development Plans*, melalui keluarnya perizinan lokal dan hak tanah.

3.1.4.5. Asosiasi Industri

Indonesian Petroleum Association (IPA) didirikan pada tahun 1971 sebagai respons terhadap minat luar negeri yang berkembang dalam sektor migas di Indonesia. IPA bertujuan untuk menggunakan informasi publik untuk mempromosikan aspek eksplorasi, produksi, penyulingan dan pemasaran industri perminyakan Indonesia.

Indonesian Gas Association (IGA) diresmikan pada tahun 1980 dengan sponsor dari Pertamina dan produsen gas utama. Tujuan utama IGA adalah menyediakan forum diskusi hal-hal terkait dengan gas alam dan meningkatkan pengetahuan, riset dan pengembangan di bidang teknologi gas. IGA juga bertujuan mempromosikan pembangunan infrastruktur dan kerjasama diantara segmen produksi, transportasi, konsumsi dan hukum di bidang industri gas.

3.2. VICO Indonesia

VICO Indonesia Company, LLC (VICO), sebelumnya bernama HUFFCO, merupakan *joint venture operating company* dengan mayoritas sahamnya dimiliki oleh Beyond Petroleum (BP) dari Inggris, dan ENI dari Italia. VICO adalah operator PSC Sanga Sanga dengan wilayah kerja seluas 2.602 km² di provinsi Kalimantan Timur, Indonesia. Saat ini, mitra *joint venture* untuk Sanga Sanga PSC adalah: BP p.l.c. via "BP East Kalimantan Ltd."; Eni SpA via "LASMO Sanga Sanga Limited"; CPC, via Opicoil Houston, Inc.; dan Universe Gas and Oil Company, Inc.

Dengan total lebih dari 300 sumur produksi aktif dan 2.300 reservoir, VICO menghasilkan gas alam sebesar 440 juta MMSCFD serta minyak bumi, kondensat dan BRC sebanyak 14.600 BOPD. Pendapatan yang dihasilkan oleh VICO 65% berasal dari penjualan LNG dan LPG 64%, 32% dari penjualan minyak bumi dan kondensat, dan 4% lainnya dari penjualan gas domestik. Pada tahun 2009, tercatat jumlah karyawan 796 orang (dengan 20 orang *expatriates*) dan 1.458 karyawan kontrak.

Selain sebagai operator migas, VICO juga memiliki peran strategis migas lainnya, antara lain sebagai *East Kalimantan Gas Coordinator* yang mengkoordinasikan produksi gas alam dan minyak bumi (berupa kondensat) yang

dihasilkan oleh para produsen dan yang diterima oleh konsumen, baik untuk kepentingan *export* maupun untuk kepentingan domestik di wilayah Kalimantan Timur.



Gambar 3.7. Lokasi Area Operasi VICO Indonesia

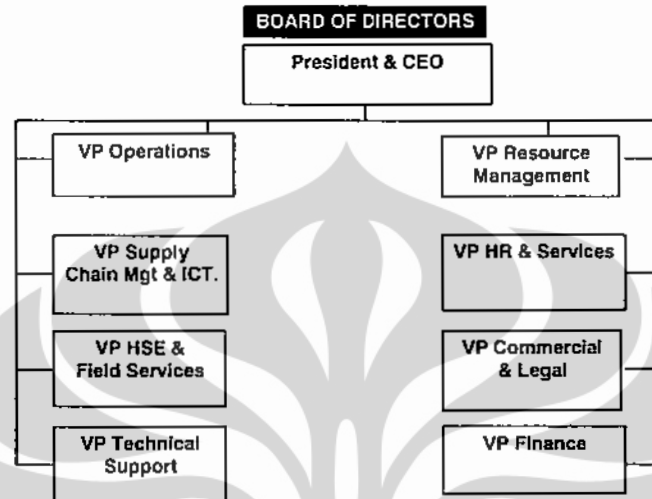
Sumber : VICO Indonesia

Di samping itu, VICO juga berperan sebagai *East Kalimantan Pipeline Operator* yang mengoperasikan jalur pipa penyalur migas Kalimantan Timur sepanjang 1.000 km dan berdiameter 6"-42" sesuai kesepakatan dalam *Pipeline Operation and Maintenance Agreement (POMA)*. Gas alam yang disalurkan berasal dari sumur-sumur yang dikelola oleh beberapa Kontraktor, yakni VICO Indonesia, Total Indonesia dan Chevron Unocal.

VICO juga memiliki peran sebagai *Technical Advisor* di Fasilitas LNG Bontang yang memberikan advis teknis terkait dengan permasalahan gas alam bagi PT Badak NGL, dimana VICO turut berpartisipasi sebagai *Shareholder* dengan kepemilikan 20% dari total sahamnya. VICO tergabung dalam Indonesia JMG (Joint Management Group) dan JTG (Joint Transportation Group), yang beranggotakan para PSCs dan Penjual serta bertanggung jawab untuk *scheduling lifting* dan mengelola *time charters* dari kontrak yang ada.

3.2.1. Struktur Organisasi

Secara umum, struktur organisasi VICO tergambar dalam *chart* seperti di bawah ini:



Gambar 3.8. Struktur Organisasi VICO Indonesia

Sumber : VICO Indonesia

Manajemen VICO seperti dilihat pada gambar di atas bertanggung jawab terhadap seluruh aktifitas perusahaan yang dijalankan di dua area kerja, yakni area *head office* di Jakarta dan area operasional di Kalimantan Timur yang berpusat di Muara Badak, Kabupaten Kutai Kartanegara.

3.2.2. Nilai Dasar dan Tujuan Organisasi

Dalam menjalankan operasinya, VICO sangat menjunjung tinggi Kesehatan dan Keselamatan Kerja serta Lindung Lingkungan atau *Health, Safety and Environment* (HSE). Hal ini tercermin dalam *VICO's Core Value and Goals*, antara lain:

- Tidak ada kecelakaan kerja (*No Accidents*)
- Tidak berbahaya bagi manusia (*No Harm To People*)
- Tidak merusak lingkungan (*No Damage to the Environment*)

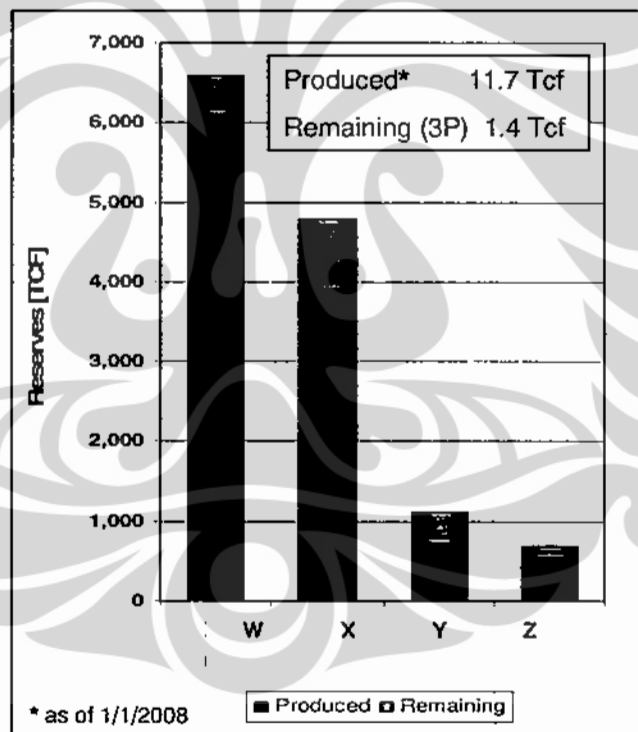
Manajemen HSE dan Kinerja merupakan fokus yang paling penting bagi VICO. Kesungguhan ini tercermin dengan berhasil diraihnya *ISO 14001*

Certification dan *OHSAS 18000 Certification* dari ERM-CVS dan Proper 2008/2009 kategori “Hijau” dan “Biru”.

3.2.3. Strategi dan Rencana Eksplorasi

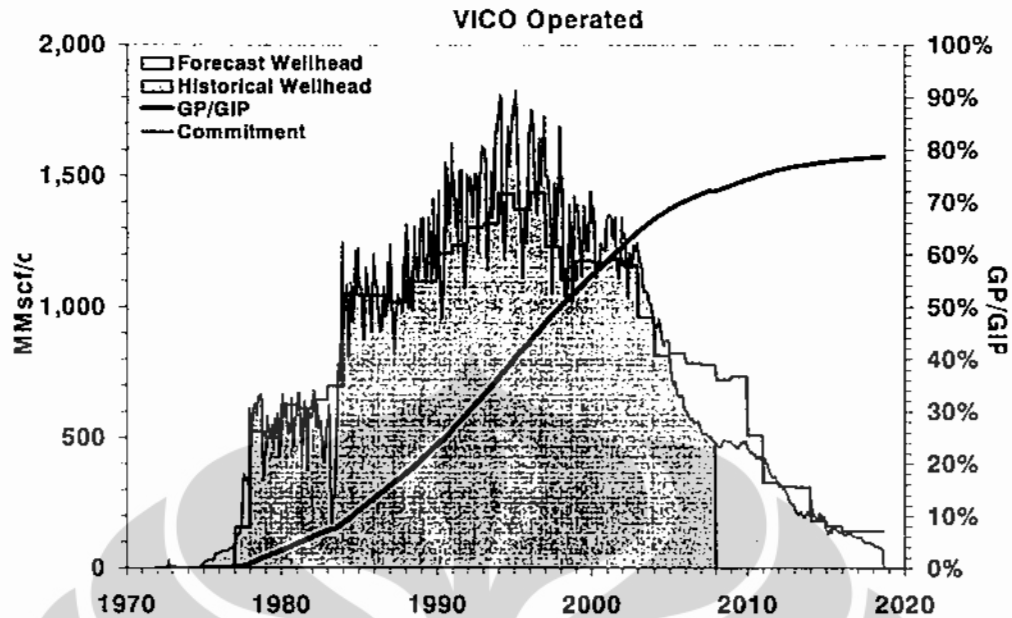
Dengan telah beroperasinya VICO lebih dari 35 tahun, kondisi lapangan sumur VICO yang ada saat ini telah berumur tua (*mature*). Dari keempat lapangan yang dieksplorasi telah dihasilkan sebesar 11,7 TCF, kini cadangan terbukti yang tersedia untuk produksi tersisa sebanyak 1,4 TCF.

Produksi puncak diraih pada tahun 1994 dimana lebih dari 1.500 MMSCFD gas dan lebih dari 53.000 BPD minyak bumi dan kondensat dihasilkan. Saat ini, VICO telah mengalami penurunan produksi menjadi sekitar 440 MMSFCD gas dan 17.000 BOD minyak bumi dan kondensat.



Gambar 3.9. Perbandingan Cadangan Terproduksi dan Tersisa VICO Indonesia

Sumber : VICO Indonesia



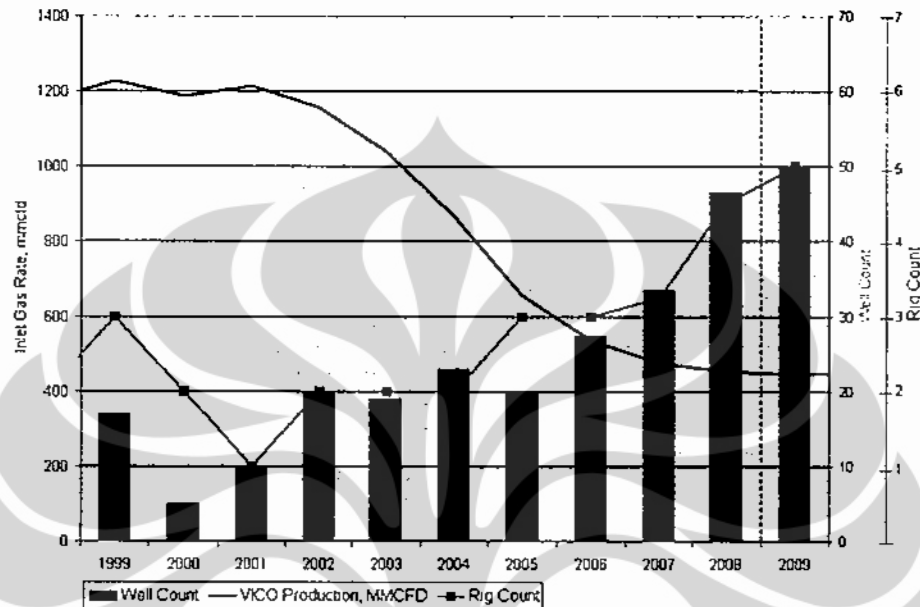
Gambar 3.10. Perbandingan Produksi dan Sumur VICO Indonesia

Sumber : VICO Indonesia

Untuk menghadapi situasi dan kondisi seperti ini, sejak tahun 2006 VICO telah memulai langkah-langkah strategis yang dinamakan “*VICO Renewal Plan Strategy*”. Strategi ini meliputi aktifitas investasi, implementasi program kerja dan penggunaan teknologi secara agresif, yang dilakukan melalui beberapa pendekatan atau metode antara lain:

- a. *Aggressive Drilling*, yaitu program pengeboran yang agresif dengan jalan meningkatkan jumlah *potential rigs*, implementasi *grid based drilling* dan pengembangan *cluster wells*.
- b. *Low Perm Development*, berupa pengembangan sumur yang memiliki tingkat *permeability* rendah dengan teknik pengeboran *horizontal wells*, *radial drilling*, dan *hydraulic fracturing*.
- c. *Lower Abandonment Pressure*, yaitu pengembangan sumur yang memiliki tekanan yang rendah melalui utilisasi *wellhead/booster compressor* dan implementasi proses *deliquification*

Dengan strategi ini, aktifitas pengembangan pengeboran yang dilakukan telah mencapai level yang tertinggi sepanjang sejarah VICO, yakni mencapai 50 sumur di tahun 2009 dengan utilisasi lima buah *rig*.

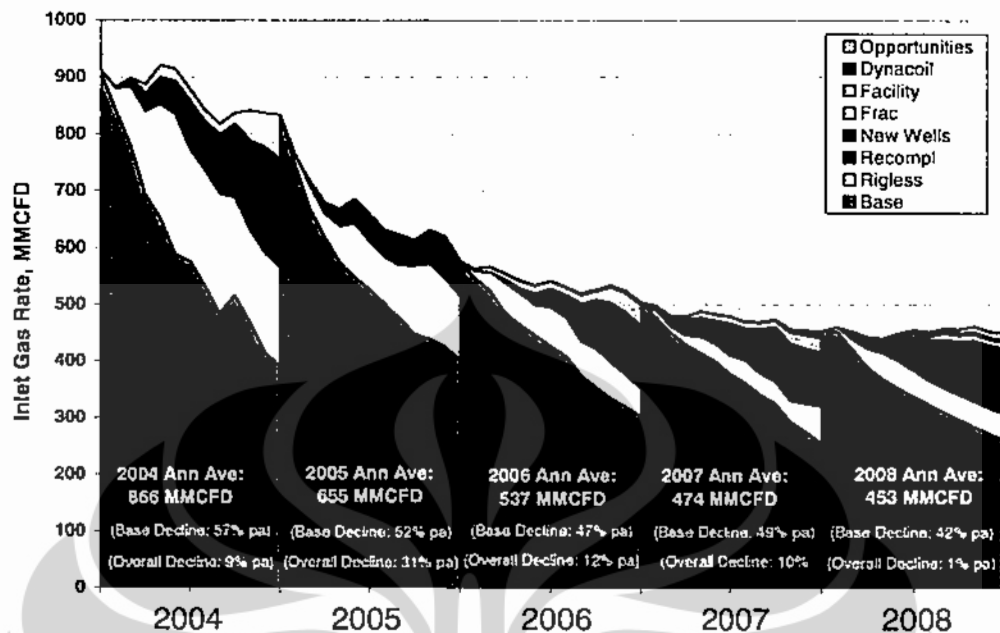


Gambar 3.11. Perbandingan Sumur dan Rig VICO Indonesia

Sumber : VICO Indonesia

Strategi lainnya yang diterapkan oleh VICO adalah dengan mengembangkan *Coal Bed Methane* (CBM). CBM merupakan gas alam yang ditemukan pada sebagian endapan batubara yang terbentuk selama masa *coalification* dan tersimpan dalam batubara melalui proses adsorpsi dan terletak di dalam matriks pori batubara. PSC Sanga Sanga memiliki deposit batubara yang cukup signifikan dan telah dibuktikan dalam sumur-sumur VICO dan operasi pertambangan batubara yang cukup masif di daerah Sanga Sanga.

Studi tentang CBM di Indonesia telah mengidentifikasi cekungan batubara Kutai (dimana Sanga Sanga berada dalam cekungan batubara ini) merupakan salah satu area yang sangat prospektif untuk pengembangan CBM. Pasar gas untuk CBM tersedia melalui sistem jalur perpipaan menuju Bontang dan VICO pun memiliki organisasi dan infrastruktur yang mendukung untuk utilisasi pengembangan CBM ini.



Gambar 3.12. Perbandingan Penurunan Laju Produksi Gas VICO Indonesia

Sumber : VICO Indonesia

Sejauh ini *Renewal Plan Strategy* telah berhasil mengurangi tingkat atau laju penurunan produksi gas alam dari sumur-sumur gas yang ada. Laju penurunan dapat dikurangi menjadi sekitar 40-50%. Bahkan laju penurunan keseluruhan (*overall decline*) hanya sekitar 1% saja di tahun akhir 2008 telah sukses dicapai melalui program kerja yang agresif dari *Renewal Plan* ini, seperti yang terlihat pada Gambar 3.12. Hal yang sama akan dilanjutkan untuk Lapangan X mengingat potensi cadangannya yang masih terlihat besar dibandingkan Lapangan-lapangan lainnya (*Lihat Gambar 3.9.*).

3.2.4. Data dan Kondisi Sumur Lapangan X

Pada tahun 2010 ini, VICO merencanakan untuk mengembangkan prospek 30 sumur baru di Lapangan X. Proyek ini bersifat "*incremental*", yakni proyek tersebut berada di atas proyek lainnya yang dikenal sebagai "*base case*" atau "*do nothing case*". Proyek lain bersifat "*standalone*", yakni proyek terisolasi dari lainnya, misalnya pada lapangan baru. Karena VICO tidak mengembangkan

lapangan baru, maka proyek “*incremental*” dipilih untuk perhitungan keekonomian dari lapangan yang telah ada.

Dari jumlah prospek sumur baru (*healthy hopper*) tersebut, 6 sumur baru di antaranya masih dalam tahap studi geologis untuk mengukur potensi cadangan migas yang terkandung di dalamnya, sedangkan sisanya telah diketahui. Dengan demikian jumlah sumur baru yang akan dianalisis pada tugas akhir ini adalah sebanyak 25 buah.

Secara umum, kondisi lapangan X merupakan tanah basah yang berpasir (*wet sand*). Sebagian besar lahan di X masih berupa hutan dan rawa-rawa (*swampy area*) dan populasi penduduk masih relatif sedikit dibandingkan lapangan lainnya. Produk utama yang dihasilkan melalui lapangan X adalah gas alam. Namun karakter *reservoir*-nya terdiri dari gas, minyak (dalam bentuk kondensat) dan air (*water content* rata-rata mencapai 50%).

Karena ukuran *reservoir*-nya relatif kecil dan untuk mendapatkan nilai keekonomian yang baik, maka setiap pengeboran (*drilling*) akan menembus beberapa lapisan *reservoir* (dua sampai dengan tiga *layer*). Oleh karena itu, metode *cluster drilling* yang dicanangkan pada dalam *Renewal Plan Strategy* diterapkan pada lapangan ini. Pengeboran dilakukan terhadap beberapa *layer* dengan sudut kemiringan sampa dengan 20° dengan kedalaman sekitar 13.500 kaki dan kompleksi 3 ¼” – 3 ½” *dual monobore*.

Namun aktifitas eksplorasi ini bukan tanpa kendala. Beberapa kendala yang cukup signifikan dihadapi oleh VICO, antara lain:

- Meskipun lahan yang ada berupa hutan dan rawa-rawa, namun sebagian tanah telah diokupasi oleh penduduk dan dimanfaatkan sebagai tambak perikanan.
- Dengan kondisi banyaknya sungai yang mengular, maka akses ke lokasi sumur membutuhkan infrastruktur *jetty* untuk mobilisasi peralatan.
- Jarak antar sumur paling dekat sekitar 300 meter, sehingga dibutuhkan jalur pipa *flowline* yang cukup panjang.
- Jalur pipa *flowline* banyak melintas sungai (*river crossing*). Hal ini membutuhkan instalasi pipa khusus bawah air (*subwater flowline*) dan memiliki resiko tersangkut jangkar dan teknik inspeksi khusus.

3.3. Production Sharing Contract

Production Sharing Contract (PSC) merupakan jenis umum *joint cooperation contract* yang paling banyak digunakan di sektor hulu migas di Indonesia. Di bawah kontrak ini Pemerintah dan Kontraktor setuju untuk memisahkan produksi yang diukur dalam pendapatan berdasarkan persentase yang disetujui dalam PSC. Biaya operasi diganti dari produksi menggunakan rumus biaya minyak (*cost oil formula*) Kontraktor yang didefinisikan oleh PSC; dan Kontraktor memiliki hak untuk mengambil dan mengatur secara terpisah bagian hasil migasnya (mengacu kepada hidrokarbon yang melewati *delivery point*).

3.3.1. Prinsip-prinsip Cost Recovery

Kontraktor Kontrak Kerja Sama mendapatkan kembali biaya (*cost recovery*) yang telah dikeluarkan dalam pelaksanaan eksplorasi dan eksploitasi pada wilayah kerja yang bersangkutan setelah berproduksi secara komersial sesuai Kontrak Kerja Sama yang bersangkutan. Pengembalian biaya ini berasal dari hasil produksi minyak dan gas bumi dari wilayah kerja tersebut (Price Waterhouse Coopers, 2010).

Dalam kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi, Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) menanggung biaya dan resiko. *Cost recovery* pun dibatasi untuk kegiatan yang berkaitan langsung dengan operasi kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi sesuai yang diatur dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 22 Tahun 2008.

Apabila dalam wilayah kerja tersebut tidak menghasilkan produksi secara komersial, maka seluruh biaya yang telah dikeluarkan menjadi resiko KKKS.

Prinsip-prinsip dasar *cost recovery* termasuk memasukkan hal-hal berikut:

- a. biaya modal dan non-modal tahun berjalan (termasuk pengenaan depresiasi tahun berjalan);
- b. biaya modal dan non-modal yang belum di-*recovery* untuk tahun-tahun sebelumnya;
- c. biaya *inventory*;
- d. *home-office overheads* yang dibebankan ke operasi; dan
- e. premi asuransi dan penerimaan dari klaim asuransi.

Prinsip-prinsip relevan lainnya tidak dicantumkan dalam PSC namun dikembangkan sejalan dengan waktu oleh regulasi BP MIGAS (sebelumnya Pertamina) dan regulasi Kantor Pajak Indonesia.

Adapun “*negative list*” atau jenis-jenis biaya kegiatan usaha hulu migas yang tidak dapat dikembalikan kepada Kontraktor Kontrak Kerja Sama, antara lain :

- a. Pembebanan biaya yang berkaitan dengan kepentingan pribadi pekerja KKKS antara lain : *personal income tax*, rugi penjualan rumah dan mobil pribadi.
- b. Pemberian intensif kepada karyawan KKKS yang berupa *Long Term Incentive Plan (LTIP)* atau insentif lain yang sejenis.
- c. Penggunaan tenaga kerja asing / *expatriate* tanpa melalui prosedur Rencana Penggunaan Tenaga Kerja Asing (RPTKA) dan tidak memiliki Izin Kerja Tenaga Asing (IKTA) bidang Migas dari BP MIGAS dan/atau Direktorat Jenderal Migas.
- d. Pembebanan biaya konsultan hukum yang tidak terkait dengan operasi KKKS.
- e. Pembebanan biaya konsultan pajak (*tax consultant fee*).
- f. Pembebanan biaya pemasaran migas bagian KKKS dan biaya yang timbul akibat kesalahan yang disengaja, terkait dengan pemasaran migas.
- g. Pembebanan biaya *Public Relation* tanpa batasan, baik jenis maupun jumlahnya tanpa disertai dengan daftar nominatif penerima manfaat sebagaimana diatur dalam ketentuan perpajakan, antara lain: biaya golf, *bowling*, *credit card*, *member fee*, *family gathering*, *farewell party*, sumbangan ke yayasan pendidikan KKKS, biaya ulang tahun KKKS, sumbangan kepada persatuan istri karyawan, *exercise*, *nutrition*, dan *fitnes*.
- h. Pembebanan dana pengembangan lingkungan dan masyarakat setempat (*Community Development*) pada masa eksploitasi.
- i. Pengelolaan dan Penyimpanan dana cadangan untuk *abandonment* dan *site restoration* pada rekening KKKS.
- j. Pembebanan semua *technical training* untuk tenaga kerja asing / *expatriate*.
- k. Pembebanan biaya yang terkait dengan *merger* dan akuisisi.
- l. Pembebanan biaya bunga atas pinjaman untuk kegiatan *Petroleum Operation*.

- m. Pembebanan Pajak Penghasilan pihak ketiga.
- n. Pengadaan barang dan jasa serta kegiatan lainnya yang melampaui nilai persetujuan Otorisasi Pembelanjaan Finansial (*Authorization Financial Expenditure/AFE*) di atas 10% (sepuluh persen) dari nilai AFE dan tanpa justifikasi yang jelas.
- o. Surplus material yang berlebihan akibat kesalahan perencanaan dan pembelian.
- p. Pembangunan dan pengoperasian proyek/fasilitas yang telah *Place Into Service* (PIS) dan tidak dapat beroperasi sesuai dengan umur ekonomis akibat kelalaian KKKS.
- q. Transaksi-transaksi dengan pihak-pihak yang menjadi afiliasinya (*affiliated parties*) yang merugikan pemerintah, tanpa tender atau bertentangan dengan Undang-undang No.5 Tahun 1999 tentang Larangan Praktek Monopoli dan Persaingan Usaha Tidak Sehat serta peraturan perundang-undangan di bidang Perpajakan.

3.3.2. Standar Akuntansi yang Digunakan

PSC menggariskan standar akuntansi yang diterapkan oleh Kontraktor. Di bawah klausul kontrak, biaya operasi, modal dan non-modal didefinisikan bersama-sama dengan metode akuntansi terkait yang digunakan, dimana berbeda dengan *Generally Accepted Accounting Principles* (GAAP). GAAP versi Indonesia atau "PSAK" memiliki standar akuntansi spesifik untuk migas, yakni "PSAK No. 29" (yang mirip dengan *US Statement of Financial Accounting Standard* (SFAS) 19: *Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Companies*). Banyak perusahaan migas tidak mempersiapkan laporan keuangan menggunakan PSAK dan sebagai gantinya menyiapkan laporan PSC yang disesuaikan dengan kantor pusat perusahaan induk untuk kemudian menyesuaikannya dengan GAAP (Price Waterhouse Coopers, 2010).

3.3.3. Perhitungan Kontrak Bagi Hasil

Seperti yang telah dijelaskan pada Bab sebelumnya kontrak bagi hasil di Indonesia mempunyai prinsip bagi hasil (*production sharing*) dan bukan bagi

keuntungan (*profit sharing*). Perbedaan antara kedua prinsip ini adalah jika pada bagi keuntungan yang dibagi adalah keuntungan yang dinyatakan dalam nilai moneter atau dalam bentuk uang, sedangkan dalam bagi hasil yang dibagi adalah hasil produksi dalam bentuk natura (*in kind*). Perhitungan bagi hasil umumnya diatur dalam bentuk prosedur akuntansi (*accounting procedure*) yang merupakan bagian dari kontrak.

3.3.4. Prosedur Perhitungan Umum Kontrak Bagi Hasil

Urutan perhitungan bagi hasil dimulai dari perkiraan profil produksi gas yang disesuaikan dengan kebutuhan pembeli. Kemudian total pendapatan atau gross revenue didapat dengan mengalikan antara jumlah gas yang diproduksi dengan harga gas yang telah disepakati oleh pembeli dan dengan mengalikan antara jumlah *lifting* dengan ICP.

First Tranche Petroleum (FTP) merupakan pertama setelah *gross revenue* sebesar 20%. Hal ini dilakukan untuk memberikan kepastian pendapatan baik untuk pemerintah maupun kontraktor karena dapat terjadi setelah dikurangi biaya *cost recovery* tidak terdapat sisa yang dibagi. FTP ini dibagi antara Pemerintah dan kontraktor dengan angka *split* sesuai dengan kontrak bagi hasil.

Kemudian pengurangan kedua dilakukan dengan menggunakan *cost recovery* dan jenis insentif lain seperti *investment credit*, *interest cost recovery*. Setelah itu barulah didapat jumlah yang dibagi atau yang dikenal dengan *equity to be split* yang akan dibagi sesuai dengan angka *split* yang ada. Sesuai dengan kontrak bagi hasil yang disetujui, untuk perhitungan gas, *contractor share* adalah sebesar 57.6923%, sedangkan *government share* adalah sebesar 42.3077%. Sedangkan untuk perhitungan minyak, *contractor share* adalah sebesar 28.8462%, sedangkan *government share* adalah sebesar 71.1538%.

Untuk menghitung bagian kontraktor, FTP dan *equity to be split* dijumlahkan kemudian dikurangi dengan biaya *non-cost recovery* seperti biaya bonus produksi dan hasil ini disebut dengan *contractor taxable income*. Untuk menghitung pajak yang dikenakan kepada kontraktor, *contractor's taxable income* dikalikan dengan tarif pajak sebesar 48%. Pajak ini menjadi pengurang bagian kontraktor. Hasil inilah yang dikenal dengan *net contractor share* atau bagian

kontraktor setelah pajak. Dengan demikian kontraktor akan menerima pengembalian *cost recovery* dan bagian kontraktor setelah pajak. Untuk menghitung bagian pemerintah, FTP dan *equity to be split* dijumlahkan kemudian ditambahkan dengan pajak.

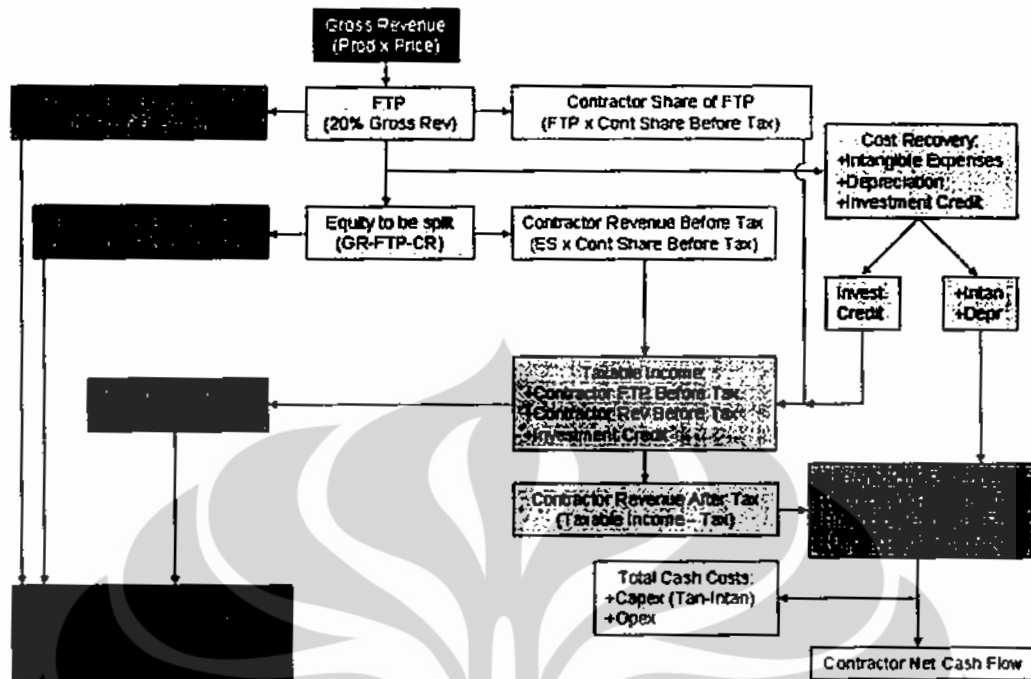
Sesuai dengan ketentuan peraturan dan perundangan yang berlaku, kepemilikan gas sampai dengan titik serah adalah milik Pemerintah. Pada titik serah tersebut terjadi *split* dalam bentuk natura (*in kind*) sesuai dengan perhitungan yang ada. Untuk minyak, pembagian dalam bentuk natura dapat dilakukan dengan mudah, tetapi lain halnya dengan gas. Kita tidak dapat memisahkan gas bagian Pemerintah dengan gas bagian kontraktor karena sifatnya. Dengan demikian, secara prinsip dalam kontrak bagi hasil gas yang dibagi adalah dalam bentuk natura tetapi pada prakteknya yang dibagi adalah dalam bentuk uang.

Pada kasus yang akan dianalisis, kredit investasi yang ada adalah nihil (0%) karena pengeboran sumur-sumur yang dilakukan berasal dari lapangan yang telah ada sebelumnya (*existing field*) dan bukan dengan mengembangkan lapangan baru, maupun bukan pengembangan lapangan marginal, *frontier* dan *deepwater field*.

Alur mekanisme perhitungan bagi hasil di atas digambarkan dalam diagram alir yang dapat kita lihat secara detail pada Gambar 4.1. dan Gambar 4.2. Perbedaan antara perhitungan gas dengan perhitungan *liquid* di dalam mekanisme Kontrak Bagi Hasil terletak pada keberadaan *Domestic Market Obligation* (DMO), yakni tidak ada kewajiban bagi KKKS untuk menyetorkan persentase hasil produksi gas alam kepada pasar domestik.

3.3.5. Perhitungan Gas

Prosedur perhitungan gas di dalam Kontrak Bagi Hasil yang berlaku dan diimplementasikan adalah mengikuti diagram alir seperti yang diilustrasikan dalam Gambar 4.1 seperti di bawah ini:



Gambar 3.13. Gas System Logic

Sumber: VICO Indonesia

dimana formulanya perhitungannya sebagai berikut:

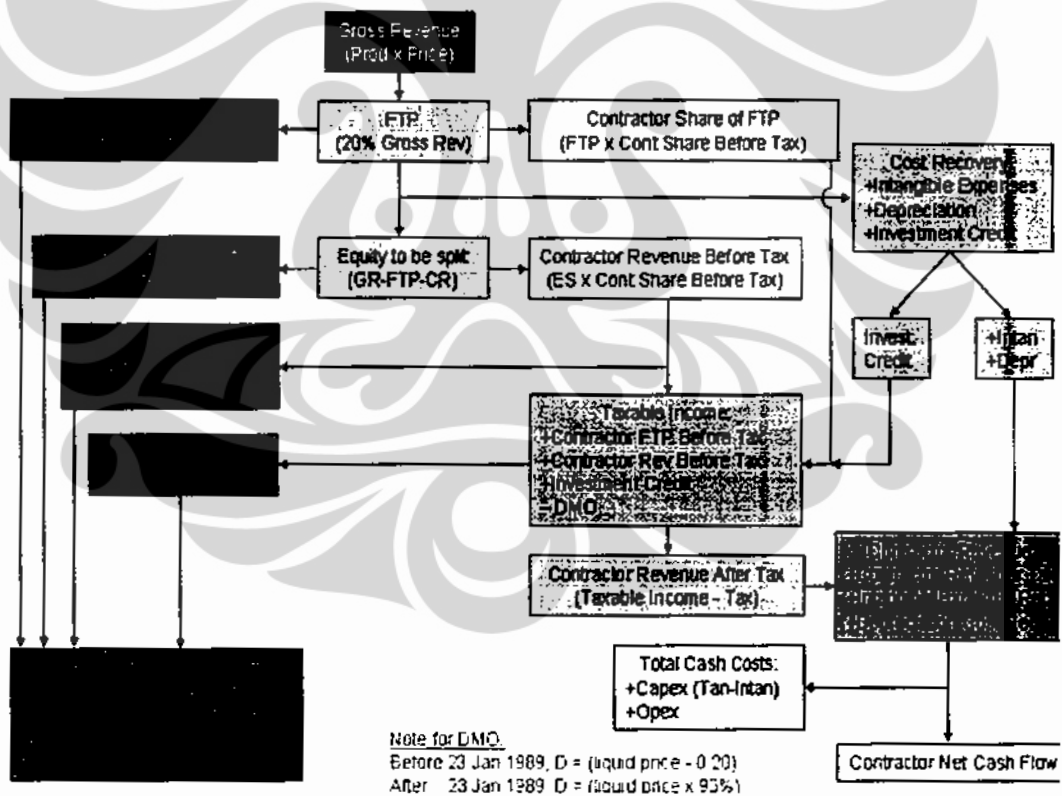
- a. $Gross\ Revenue = Production \times Price$
- b. $FTP = 20\% \times Gross\ Revenue$
- c. $Government\ Share\ of\ FTP = FTP \times GoI\ Share$
- d. $Contractor\ Share\ of\ FTP = FTP \times Contractor\ Share\ Before\ Tax$
- e. $Cost\ Recovery = Operating\ Cost + Intangible\ Expenses + Depreciation + Investment\ Credit$
- f. $Equity\ to\ be\ Split = Gross\ Revenue - FTP - Cost\ Recovery$
- g. $Contractor\ Revenue\ Before\ Tax = Equity\ to\ be\ Split \times Contractor\ Share\ Before\ Tax$
- h. $Government\ Share\ of\ Revenue = Equity\ to\ be\ Split - Contractor\ Revenue\ Before\ Tax$
- i. $Taxable\ Income = Contractor\ FTP\ Before\ Tax = Contractor\ Revenue\ Before\ Tax + Investment\ Credit$
- j. $Tax\ Income = 48\% \times Taxable\ Income$
- k. $Government\ Revenue\ (Cash\ Flow) = Government\ Share\ of\ FTP + Government\ Share\ of\ Revenue + Tax$

- l. $Contractor\ Revenue\ After\ Tax = Taxable\ Income - Tax$
- m. $Contractor\ Revenue = Contractor\ Revenue\ After\ Tax + Intangible\ Expenses + Depreciation$
- n. $Total\ Cash\ Cost = Capex\ (Tangible\ \&\ Intangible) + Opex$
- o. $Contractor\ Net\ Cash\ Flow = Contractor\ Revenue - Total\ Cash\ Cost$

Untuk gas, tidak ada kewajiban bagi kontraktor mengalokasikan produksi gasnya untuk pasar domestik , sehingga DMO = 0.

4.2.7.2. Perhitungan Liquid

Prosedur perhitungan *liquid* (minyak mentah dan kondensat) di dalam Kontrak Bagi Hasil adalah mengikuti diagram alir seperti yang diilustrasikan dalam Gambar 4.2 di bawah ini:



Gambar 3.14. Oil System Logic

Sumber: VICO Indonesia

dimana formula perhitungannya sebagai berikut:

- a. $Gross\ Revenue = Production \times Price$
- b. $FTP = 20\% \times Gross\ Revenue$
- c. $Government\ Share\ of\ FTP = FTP \times Gol\ Share$
- d. $Contractor\ Share\ of\ FTP = FTP \times Contractor\ Share\ Before\ Tax$
- e. $Cost\ Recovery = Intangible\ Expenses + Depreciation + Investment\ Credit$
- f. $Equity\ to\ be\ Split = Gross\ Revenue - FTP - Cost\ Recovery$
- g. $Contractor\ Revenue\ Before\ Tax = Equity\ to\ be\ Split \times Contractor\ Share\ Before\ Tax$
- h. $Government\ Share\ of\ Revenue = Equity\ to\ be\ Split - Contractor\ Revenue\ Before\ Tax$
- i. $DMO = Gross\ Revenue \times Contractor\ Share\ Before\ Tax \times D$
- j. $Taxable\ Income = Contractor\ FTP\ Before\ Tax + Contractor\ Revenue\ Before\ Tax + Investment\ Credit - DMO$
- k. $Tax\ Income = 48\% \times Taxable\ Income$
- l. $Government\ Revenue\ (Cash\ Flow) = Government\ Share\ of\ FTP + Government\ Share\ of\ Revenue + DMO + Tax$
- m. $Contractor\ Revenue\ After\ Tax = Taxable\ Income - Tax$
- n. $Contractor\ Revenue = Contractor\ Revenue\ After\ Tax + Intangible\ Expenses\ Cost\ Recovery + Depreciation\ Cost\ Recovery$
- o. $Total\ Cash\ Cost = Capex\ (Tangible\ \&\ Intangible) + Opex$
- p. $Contractor\ Net\ Cash\ Flow = Contractor\ Revenue - Total\ Cash\ Cost$

Untuk perhitungan *Domestic Market Obligation*, formula yang digunakan adalah: $DMO = Gross\ Revenue \times Contractor\ Share\ Before\ Tax \times D$, dimana sebelum 23 Januari 1989, $D = (liquid\ price - 0.20)$; dan setelah 23 Januari 1989, $D = (liquid\ price \times 90\%)$.

BAB 4

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.3. Analisis Keekonomian

Seperti yang telah dibahas pada bab sebelumnya, untuk mengetahui apakah investasi yang dilakukan dalam pengembangan sumur baru di Lapangan X dapat diterima atau tidak secara ekonomi oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS), perlu dilakukan analisa keekonomian menggunakan metode *capital budgeting* melalui teknik perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Discounted Payback Period* (DPP). Apabila perhitungan yang dilakukan memenuhi kriteria yang dipersyaratkan dalam masing-masing teknik perhitungan, maka investasi tersebut dapat dilaksanakan dan proses eksplorasi sumur gas baru dapat dilanjutkan. Namun sebaliknya, apabila tidak memenuhi kriteria yang dipersyaratkan, maka rencana pengembangan untuk sumur yang dimaksud dapat dihentikan.

Analisa keekonomian dilakukan terhadap masing-masing kandidat sumur baru yang berjumlah 25 sumur dari rencana pengembangan sumur baru keseluruhan yang berjumlah 30 sumur. Hal ini dikarenakan 5 sumur lainnya masih dalam pengukuran potensi kandungan geologisnya. Untuk melakukan perhitungan analisa keekonomian tersebut, dibutuhkan data masukan yang berasal dari hasil studi geologis dan proses pengeboran yang akan dilakukan. Dari hasil perhitungan, diharapkan dapat diketahui berapa persentase kandidat sumur yang layak secara ekonomis dan yang tidak.

4.1.1. Data Masukan

Berdasarkan hasil studi geologis terhadap kandungan reservoir yang dilakukan, diperoleh data masukan kandidat sumur beserta total cadangan gas dan minyak (dalam bentuk kondensat) yang ada beserta estimasi laju produksi awal untuk Lapangan X.

Hasil studi tersebut menyatakan bahwa dari kedua puluh lima kandidat sumur Lapangan memiliki potensi total cadangan gas sebesar 82.8 BCF dan total cadangan minyak sebesar 441,0 MBO (*Lihat Tabel 4.1.*), atau setara dengan

14.718 MBOE. Cadangan gas masing-masing sumur berkisar antara 2,4 – 4,6 BCF, sedangkan cadangan minyak/kondensat berkisar antara 7,2 – 23,8 MBO.

Tabel 4.1. Total Cadangan Gas dan Minyak/Kondensat Lapangan X

No.	Well Location	Reserves		
		Gas (BCF)	Oil & Condensate (MBO)	Incremental Production (MMBOE)
1	X-1	2.4	7.2	422.7
2	X-2	2.9	16.2	523.3
3	X-3	3.3	18.2	587.3
4	X-4	3.4	18.7	605.8
5	X-5	3.5	19.4	626.3
6	X-6	3.0	16.5	535.3
7	X-7	3.8	20.9	676.8
8	X-8	3.3	18.3	591.4
9	X-9	3.0	16.5	533.7
10	X-10	2.4	7.3	425.9
11	X-11	3.0	16.5	533.7
12	X-12	3.3	18.0	582.4
13	X-13	3.8	20.9	676.8
14	X-14	3.0	16.6	538.1
15	X-15	3.5	19.3	625.4
16	X-16	4.3	23.8	769.8
17	X-17	3.1	17.2	557.5
18	X-18	3.4	18.7	606.3
19	X-19	3.0	16.6	537.9
20	X-20	3.1	17.0	548.8
21	X-21	3.5	19.3	622.7
22	X-22	3.5	19.3	624.4
23	X-23	3.0	16.7	540.2
24	X-24	4.6	23.0	817.8
25	X-25	3.4	18.8	607.9
Total:		82.8	441.0	14,718.2

Sumber: VICO Indonesia

Dari total cadangan gas dan minyak tersebut, perusahaan membuat *production planning* dengan mendistribusikannya setiap tahun, dengan total laju alir produksi awal sebanyak 84,7 MMCFD untuk gas dan 445,8 BPD untuk minyak (*Lihat Tabel 4.2.*). Laju alir gas awal berkisar antara 2,1 – 6,5 MMCFD, sedangkan laju alir minyak awal berkisar antara 10,9 – 35,5 BPD. Laju alir gas dan minyak ini masing-masing sumur secara alamiah akan mengalami penurunan (*decline*) seiring dengan waktu.

Rencana distribusi produksi gas dan minyak per tahunnya yang dikalikan dengan harga jual gas dan minyak akan menghasilkan *gross revenue*. Hasil perhitungan ini kemudian menjadi basis penetapan *cash in flow* perusahaan sesuai

dengan prosedur perhitungan Kontrak Bagi Hasil, baik perhitungan untuk gas maupun perhitungan untuk liquid.

Tabel 4.2. Total Laju Produksi Awal Sumur Lapangan X

No.	Well Location	Initial Production Rate	
		Initial Gas Rate (MMCFD)	Initial Oil Rate (BPD)
1	X-1	3.8	11.3
2	X-2	2.7	14.8
3	X-3	2.8	15.6
4	X-4	2.3	12.9
5	X-5	3.0	16.4
6	X-6	2.7	14.6
7	X-7	4.0	22.1
8	X-8	3.3	18.2
9	X-9	2.8	15.2
10	X-10	3.6	10.9
11	X-11	4.0	22.0
12	X-12	4.3	23.7
13	X-13	3.1	17.0
14	X-14	2.8	15.2
15	X-15	2.4	13.3
16	X-16	2.7	15.1
17	X-17	2.3	12.7
18	X-18	2.5	13.8
19	X-19	4.8	26.2
20	X-20	5.0	27.7
21	X-21	2.1	11.6
22	X-22	4.8	26.6
23	X-23	6.5	35.5
24	X-24	2.6	12.9
25	X-25	3.7	20.6
Total:		84.7	445.8

Sumber: VICO Indonesia

Untuk mengembangkan sumur ini diperlukan sejumlah investasi, dimana investasi yang dilakukan mencakup biaya-biaya proyek yang bersifat *tangible* dan *intangible*. Biaya proyek antara satu sumur dengan sumur yang lain berbeda, mengingat kebutuhan pengembangan infrastruktur sumur juga berbeda.

Biaya proyek yang bersifat *tangible* merupakan biaya yang dikeluarkan untuk keperluan fisik dan infrastruktur pengeboran, yang mencakup pengadaan material seperti:

- rangkaian kepala sumur (*wellhead / christmas tree*),
- pipa dalam sumur (*tubing*),
- katup (*valve*),

- jalur perpipaan dari sumur ke stasiun pengumpul (*flowline*),
- pagar (*fences*), dan fasilitas lainnya.

Sedangkan biaya proyek yang bersifat *intangible* merupakan biaya non-fisik yang dikeluarkan selama pekerjaan pengeboran, yang mencakup antara lain:

- jasa kontraktor pengeboran,
- biaya tenaga kerja dan lembur,
- jasa laboratorium,
- transportasi, dan lain sebagainya.

Tabel 4.3. Total Biaya Proyek Pengembangan Sumur Lapangan X

No.	Well Location	Project Cost (US\$ M)		
		Tangible	Intangible	Subtotal
1	X-1	995	3,490	4,485
2	X-2	1,143	3,017	4,159
3	X-3	1,142	2,848	3,990
4	X-4	1,017	3,639	4,656
5	X-5	1,232	3,546	4,778
6	X-6	1,040	3,742	4,782
7	X-7	1,074	3,122	4,196
8	X-8	1,148	2,696	3,844
9	X-9	1,313	2,387	3,700
10	X-10	1,212	3,139	4,351
11	X-11	1,108	3,433	4,542
12	X-12	1,136	3,188	4,324
13	X-13	1,100	3,231	4,330
14	X-14	1,058	2,863	3,921
15	X-15	996	3,150	4,145
16	X-16	978	3,526	4,504
17	X-17	1,079	3,702	4,780
18	X-18	1,223	3,690	4,912
19	X-19	1,040	3,531	4,571
20	X-20	1,101	3,200	4,301
21	X-21	1,109	2,948	4,057
22	X-22	1,317	2,842	4,159
23	X-23	1,038	3,571	4,609
24	X-24	1,003	3,648	4,652
25	X-25	1,040	3,734	4,774
Total:		27,640	81,882	109,522

Sumber: VICO Indonesia

Total biaya proyek pengembangan untuk kedua puluh empat sumur ini mencapai US\$ 104,7 milyar, yang terdiri atas biaya *tangible* sebesar US\$ 26,6 milyar dan biaya *intangible* sebesar US\$ 78,1 milyar. Biaya proyek ini ditempatkan sesuai dengan alokasi kebutuhannya selama proyek berlangsung.

Investasi yang dikeluarkan oleh perusahaan didepresiasi sesuai dengan periode depresiasi untuk gas maupun *liquid*.

4.1.2. Proses dan Hasil Perhitungan

Analisis dengan metode *capital budgeting* ini membutuhkan data hasil perhitungan *cash flow* yang berasal dari data dasar distribusi laju produksi, *capital expenditures* beserta depresiasinya, *operating expenditures*, harga jual gas dan minyak dan ketentuan-ketentuan yang terdapat pada kontrak kerja sama bagi hasil seperti FTP, *cost recovery*, pajak, DMO dan lain sebagainya. Analisis dilakukan menggunakan *spreadsheet software* yakni MS Excel dengan tabulasi yang diperlihatkan contohnya seperti pada Lampiran 1.

Tabel 4.4. Hasil Perhitungan NPV Sumur Lapangan X

No.	Well Location	NPV (\$M)	
		Gol	VICO
1	X-1	5,652	2,033
2	X-2	7,169	2,598
3	X-3	7,698	2,821
4	X-4	8,027	2,968
5	X-5	8,914	3,254
6	X-6	6,648	2,414
7	X-7	11,653	4,351
8	X-8	10,326	3,802
9	X-9	9,220	3,307
10	X-10	5,767	2,030
11	X-11	8,092	2,953
12	X-12	8,686	3,198
13	X-13	10,574	3,970
14	X-14	8,841	3,271
15	X-15	9,056	3,408
16	X-16	11,095	4,094
17	X-17	7,953	2,905
18	X-18	7,484	2,719
19	X-19	7,256	2,662
20	X-20	8,401	3,051
21	X-21	10,392	3,884
22	X-22	10,859	3,973
23	X-23	8,031	2,941
24	X-24	11,303	4,323
25	X-25	8,764	3,232

Sumber: Analisis Perhitungan

Perhitungan *cash flow* dihitung dari kedua sisi, baik dari sisi pemerintah maupun dari sisi perusahaan atau kontraktor. Dengan masing-masing *cash flow*

tersebut, maka akan dihasilkan dua sisi perhitungan untuk NPV, IRR maupun *Discounted Payback Period*. Hal ini dimaksudkan agar masing-masing pihak dapat menilai apakah proyek yang ada akan dapat saling memberikan keuntungan atau tidak.

Dengan tingkat diskonto sebesar 10% yang ditetapkan oleh manajemen, data *cash flow* dipergunakan untuk menghitung NPV. Hasil perhitungan NPV sumur baru di Lapangan X dapat dilihat pada Table 4.4. Sesuai dengan prosedur perhitungan kontrak kerja sama bagi hasil yang dibahas pada bab sebelumnya, NPV dilihat dari dua kacamata berbeda, yakni dari sisi Pemerintah Indonesia dan dari sisi perusahaan sendiri.

Tabel 4.5. Hasil Perhitungan IRR Sumur Lapangan X

No.	Well Location	IRR (%)	
		Gol	VICO
1	X-1	>100%	>100%
2	X-2	>100%	87%
3	X-3	>100%	75%
4	X-4	>100%	>100%
5	X-5	>100%	>100%
6	X-6	>100%	72%
7	X-7	>100%	>100%
8	X-8	>100%	>100%
9	X-9	>100%	>100%
10	X-10	>100%	>100%
11	X-11	>100%	98%
12	X-12	>100%	81%
13	X-13	>100%	>100%
14	X-14	>100%	>100%
15	X-15	>100%	>100%
16	X-16	>100%	65%
17	X-17	>100%	>100%
18	X-18	>100%	59%
19	X-19	>100%	98%
20	X-20	>100%	>100%
21	X-21	>100%	>100%
22	X-22	>100%	>100%
23	X-23	>100%	>100%
24	X-24	>100%	>100%
25	X-25	>100%	>100%

Sumber: Analisis Perhitungan

Dari hasil perhitungan diperoleh NPV yang positif untuk semua sumur baru. Dari sisi pemerintah, besaran nilai NPV memiliki sebaran antara (+) US\$ 5,65 milyar sampai dengan (+) US\$ 11,65 milyar. Sedangkan dari sisi perusahaan,

NPV memiliki sebaran antara (+) US\$ 2,03 milyar sampai dengan (+) US\$ 4,35 milyar.

Sementara dari hasil perhitungan IRR diperoleh tingkat pengembalian investasi rata-rata di atas 100%. Dari sisi pemerintah, besaran nilai IRR untuk seluruh sumur mencapai di atas 100%. Sedangkan dari sisi perusahaan, nilai IRR untuk sebagian besar sumur juga di atas 100%. Besaran nilai IRR yang terendah pun terlihat masih cukup tinggi, yakni sebesar 59%. Secara lengkap hasil perhitungan IRR dapat dilihat pada Tabel 4.5.

Dari hasil perhitungan *Discounted Payback Period* seperti terlihat pada Tabel 4.6 diperoleh sebaran DPP antara 0,0 tahun sampai dengan 1,7 tahun dari sisi pemerintah. Sedangkan sebaran DPP dari sisi perusahaan berkisar antara 0,0 tahun sampai dengan paling lama 2,5 tahun.

Tabel 4.6. Hasil Perhitungan DPP Sumur Lapangan X

No.	Well Location	PBP (Year)	
		Gol	VICO
1	X-1	0.1	1.1
2	X-2	0.7	1.5
3	X-3	0.7	1.7
4	X-4	0.8	1.6
5	X-5	0.1	1.5
6	X-6	0.9	1.7
7	X-7	0.0	0.0
8	X-8	0.0	1.0
9	X-9	0.0	1.2
10	X-10	0.1	1.2
11	X-11	0.6	1.2
12	X-12	0.7	1.4
13	X-13	0.7	1.4
14	X-14	0.6	1.0
15	X-15	0.7	1.3
16	X-16	1.7	2.5
17	X-17	0.1	1.5
18	X-18	1.0	1.9
19	X-19	0.6	1.1
20	X-20	0.1	0.1
21	X-21	0.7	1.3
22	X-22	0.0	0.8
23	X-23	0.1	0.7
24	X-24	0.0	0.5
25	X-25	0.1	1.1

Sumber: Analisis Perhitungan

4.1.3. Pembahasan Analisis Keekonomian

Angka NPV positif dapat diartikan bahwa modal yang ditanamkan oleh Kontraktor (KKKS) maupun keuntungan yang telah disisihkan pemerintah untuk pengembangan sumur telah dapat di-*recover* sampai dengan akhir proyek.

Sebagai contoh, rencana pengembangan sumur X-2 yang mempunyai nilai NPV positif bagi perusahaan sebesar US\$ 2,6 juta dapat diartikan bahwa kontraktor kerja sama jika mengembangkan sumur ini dan menggunakan tingkat diskonto sebesar 10% akan menambah nilai kekayaan kontraktor US\$ 2,6 juta. Sementara dengan memiliki nilai NPV positif bagi pemerintah sebesar US\$ 7,17 milyar dapat diartikan bahwa apabila pemerintah memberikan kesempatan kepada kontraktor untuk mengembangkan sumur ini maka akan menambah nilai kekayaan pemerintah sebesar US\$ 7,17 milyar.

Angka IRR untuk sumur X-2 yang mencapai di atas 87% memiliki arti bahwa modal kontraktor dapat dikembalikan pada tingkat 87%, dimana angka ini jauh melebihi angka *cost of capital* yang ditetapkan oleh kontraktor yakni 25%. Angka IRR merupakan *discount rate* yang membuat analisis NPV menghasilkan angka nol, sedangkan NPV = 0 memiliki arti bahwa seluruh *present value* penerimaan bersih proyek dikurangi dengan seluruh investasi menghasilkan angka nol atau yang sering dikenal sebagai titik impas (*break even point*).

Dengan nilai DPP = 1,5 tahun, dapat diartikan bahwa tingkat pengembalian modal untuk sumur X-2 hanya ditempuh dalam kurun waktu 1,5 tahun oleh kontraktor. Beberapa sumur menunjukkan angka yang cukup menggembarakan, pengembalian modal untuk rencana pengembangan sumur bahkan sudah dapat diperoleh pada bulan pertama produksi dengan DPP < 0,1 tahun.

Secara keseluruhan, seluruh sumur Lapangan X yang dianalisis menunjukkan tingkat penambahan nilai dan pengembalian modal yang sangat baik, baik bagi Pemerintah maupun kontraktor kontrak kerja sama. Rencana pengembangan kedua puluh empat sumur di atas tidak bersifat *mutually exclusive*, sehingga semua sumur dapat dikembangkan secara simultan. Dengan demikian, persentase kandidat sumur layak untuk dieksplorasi secara ekonomi mencapai 100%.

4.2. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas merupakan suatu teknik untuk mengetahui secara tepat seberapa banyak perubahan NPV, IRR atau DPP akibat perubahan salah satu variabel masukan, di mana variabel yang lain dianggap tetap. Variabel-variabel yang akan digunakan untuk mengetahui perubahan NPV, IRR dan DPP tersebut adalah variabel total cadangan, harga, dan *capital expenditure*. Besarnya nilai yang digunakan sebagai *base case* adalah berdasarkan data Kontraktor pada Bagian 4.1.2.

Analisis sensitivitas dengan menggunakan variabel total cadangan perlu dilakukan, mengingat dalam memproduksi gas dan minyak terdapat kemungkinan jumlah gas dan minyak yang akan keluar lebih besar ataupun lebih sedikit dari yang diperkirakan semula. Hal ini sangat tergantung *performance* dari *reservoir* dan teknik produksi yang digunakan untuk mengeluarkan gas dan minyak dari perut bumi.

Harga termasuk salah satu variabel yang digunakan dalam perhitungan *cash flow* harus dilakukan analisis sensitivitas. Hal ini mengingat fluktuasi harga minyak dan gas dunia yang cukup signifikan dalam tahun-tahun belakangan ini, yang disebabkan oleh perubahan situasi politik global dan makro ekonomi dunia.

Variabel lain yang digunakan dalam analisis sensitivitas adalah variabel *capital expenditures (capex)*, dimana kemungkinan terjadinya yang cukup besar terhadap perubahan harga yang menjadi komponen *capex* di masa yang akan datang. Komponen *capex* tersebut mencakup biaya pemboran, pembelian *tubing*, *well head*, dan *compressor*, serta biaya *abandonment* sumur. Kenaikan harga pada komponen *capex* ini dikarenakan biaya *capex* tidak dikeluarkan secara sekaligus pada suatu waktu, namun dikeluarkan secara bertahap dalam beberapa tahun.

4.2.1. Skenario Ketidakpastian Reservoir

Analisis sensitivitas dengan menggunakan variabel total cadangan *gas* dan *liquid* dilakukan dengan dua macam skenario ketidakpastian *reservoir*, yaitu pada kondisi *upside* (120% dari *base case*) dan kondisi *downside* (80% dari *base case*).

Pada kondisi *upside*, secara umum terlihat bahwa naiknya produksi dari estimasi *reservoir* semula berakibat pada meningkatkan nilai NPV dari gas dan liquid antara 17% sampai dengan 33% dari masing-masing sumur. Hal ini juga menyebabkan naiknya IRR dari lebih 2% sampai dengan 31%. Sementara tingkat pengembalian modal juga menjadi lebih cepat sampai dengan 96%.

Sebagai contoh dapat dilihat pada Tabel 4.7 dimana sumur X-6 mengalami kenaikan NPV sebesar 32% (dari US\$ 2,41 milyar menjadi US\$ 3,18 milyar), kenaikan IRR sebesar 31% (dari 72% menjadi 94%), dan pengembalian modal 21% lebih cepat atau 0,3 tahun (dari 1,7 tahun menjadi 1,4 tahun).

Tabel 4.7. Hasil Perhitungan Skenario *Reservoir Uncertainties: Upside (120%)*

No.	Well Location	Base Case			Reservoir Uncertainties: Upside (120%)				
		NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)	Gas (BCF)	Liquid (MBO)	NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)
1	X-1	2,033	>100%	1.1	2.35	7.06	2,707	>100%	0.9
2	X-2	2,598	87%	1.5	2.87	15.81	3,374	>100%	1.3
3	X-3	2,821	75%	1.7	3.23	17.74	3,631	95%	1.4
4	X-4	2,968	>100%	1.6	3.33	18.30	3,836	>100%	1.3
5	X-5	3,254	>100%	1.5	3.44	18.92	4,197	>100%	1.2
6	X-6	2,414	72%	1.7	2.94	16.17	3,178	94%	1.4
7	X-7	4,351	>100%	0.0	3.72	20.45	5,502	>100%	0.0
8	X-8	3,802	>100%	1.0	3.25	17.87	4,828	>100%	0.0
9	X-9	3,307	>100%	1.2	2.93	16.12	4,234	>100%	1.0
10	X-10	2,030	>100%	1.2	2.37	7.12	2,706	>100%	1.0
11	X-11	2,953	98%	1.2	2.93	16.12	3,845	>100%	1.0
12	X-12	3,198	81%	1.4	3.20	17.59	4,127	>100%	1.2
13	X-13	3,970	>100%	1.4	3.72	20.44	5,054	>100%	1.2
14	X-14	3,271	>100%	1.0	2.96	16.26	4,190	>100%	0.9
15	X-15	3,408	>100%	1.3	3.44	18.89	4,340	>100%	1.1
16	X-16	4,094	65%	2.5	4.23	23.25	5,243	79%	2.2
17	X-17	2,905	>100%	1.5	3.06	16.84	3,769	>100%	1.3
18	X-18	2,719	59%	1.9	3.33	18.31	3,559	74%	1.6
19	X-19	2,662	98%	1.1	2.95	16.25	3,467	>100%	0.9
20	X-20	3,051	>100%	0.1	3.01	16.58	3,924	>100%	0.1
21	X-21	3,884	>100%	1.3	3.42	18.81	4,936	>100%	1.1
22	X-22	3,973	>100%	0.8	3.43	18.86	5,059	>100%	0.7
23	X-23	2,941	>100%	0.7	2.97	16.32	3,804	>100%	0.6
24	X-24	4,323	>100%	0.5	4.24	21.21	5,064	>100%	0.3
25	X-25	3,232	>100%	1.1	3.34	18.36	4,161	>100%	0.0

Sumber: Analisis Perhitungan

Sementara pada kondisi *downside*, pada sumur yang sama dimana terjadi penurunan 20% cadangan, nilai NPV turun sebesar 32% (menjadi (+) US\$ 1,65 milyar dari *base case*), IRR turun 29% (menjadi 51% dari *base case*), dan periode menjadi naik atau lebih lama 53% dari *base case* (menjadi 2,3 tahun).

Namun secara umum, besaran nilai NPV masing-masing sumur masih menunjukkan nilai yang positif dengan rentang antara (+) US\$ 1,36 milyar sampai dengan (+) US\$ 3,24 milyar. Meskipun periode pengembalian modal menjadi lebih lama sampai dengan 90%, tetapi DPP masih dapat diraih dalam waktu paling lama 2,9 tahun. Tingkat IRR yang paling rendah pun masih berada di atas *cost of capital* kontraktor, yakni sebesar 45%.

Dari perhitungan ini dapat disimpulkan bahwa perubahan produksi karena perubahan kandungan reservoir dari estimasi semula $\pm 20\%$ masih menghasilkan pengembalian investasi yang menarik bagi Kontraktor. Hasil perhitungan untuk skenario *downside* secara lengkap dapat dilihat pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8. Hasil Perhitungan Skenario Reservoir Uncertainties: Downside (80%)

No.	Well Location	Base Case			Reservoir Uncertainties: Downside (80%)				
		NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)	Gas (BCF)	Liquid (MBO)	NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)
1	X-1	2,033	>100%	1.1	1.57	1.57	1,359	>100%	1.4
2	X-2	2,598	87%	1.5	1.92	10.54	1,823	62%	1.8
3	X-3	2,821	75%	1.7	2.15	11.83	2,011	56%	2.1
4	X-4	2,968	>100%	1.6	2.22	12.20	2,100	79%	2.0
5	X-5	3,254	>100%	1.5	2.29	12.61	2,311	>100%	2.0
6	X-6	2,414	72%	1.7	1.96	10.78	1,651	51%	2.3
7	X-7	4,351	>100%	0.0	2.48	13.63	3,200	>100%	0.1
8	X-8	3,802	>100%	1.0	2.17	11.91	2,777	>100%	1.3
9	X-9	3,307	>100%	1.2	1.95	10.75	2,380	>100%	1.4
10	X-10	2,030	>100%	1.2	1.58	4.74	1,354	75%	1.5
11	X-11	2,953	98%	1.2	1.95	10.75	2,060	69%	1.5
12	X-12	3,198	81%	1.4	2.13	11.73	2,269	60%	1.9
13	X-13	3,970	>100%	1.4	2.48	13.63	2,887	85%	1.8
14	X-14	3,271	>100%	1.0	1.97	10.84	2,351	100%	1.2
15	X-15	3,408	>100%	1.3	2.29	12.60	2,476	98%	1.5
16	X-16	4,094	65%	2.5	2.82	15.50	2,944	50%	2.9
17	X-17	2,905	>100%	1.5	2.04	11.23	2,040	>100%	1.8
18	X-18	2,719	59%	1.9	2.22	12.21	1,879	45%	2.3
19	X-19	2,662	98%	1.1	1.97	10.83	1,856	68%	1.4
20	X-20	3,051	>100%	0.1	2.01	11.05	2,178	>100%	1.0
21	X-21	3,884	>100%	1.3	2.28	12.54	2,832	>100%	1.5
22	X-22	3,973	>100%	0.8	2.29	12.57	2,887	>100%	1.0
23	X-23	2,941	>100%	0.7	1.98	10.88	2,077	>100%	1.0
24	X-24	4,323	>100%	0.5	3.04	15.20	3,241	>100%	0.9
25	X-25	3,232	>100%	1.1	2.23	12.24	2,303	>100%	1.5

Sumber: Analisis Perhitungan

4.2.2. Skenario Ketidakpastian Harga

Analisis sensitivitas dengan menggunakan variabel harga juga dilakukan dengan dua macam skenario ketidakpastian, yaitu pada kondisi *upside* (harga

minyak menjadi US\$75/BBL) dan kondisi *downside* (harga minyak menjadi US\$45/BBL).

**Tabel 4.9. Hasil Perhitungan Skenario Price Uncertainties:
Upside (US\$75/BBL)**

No.	Well Location	Base Case			Price Uncertainties: Upside (\$75/BBL)		
		NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)	NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)
1	X-1	2,033	>100%	1.1	2,867	>100%	0.8
2	X-2	2,598	87%	1.5	3,583	>100%	1.3
3	X-3	2,821	75%	1.7	3,853	>100%	1.4
4	X-4	2,968	>100%	1.6	4,061	>100%	1.3
5	X-5	3,254	>100%	1.5	4,436	>100%	1.2
6	X-6	2,414	72%	1.7	3,384	100%	1.3
7	X-7	4,351	>100%	0.0	5,776	>100%	0.0
8	X-8	3,802	>100%	1.0	5,077	>100%	0.0
9	X-9	3,307	>100%	1.2	4,462	>100%	1.0
10	X-10	2,030	>100%	1.2	2,874	>100%	0.9
11	X-11	2,953	98%	1.2	4,086	>100%	1.0
12	X-12	3,198	81%	1.4	4,384	>100%	1.1
13	X-13	3,970	>100%	1.4	5,345	>100%	1.1
14	X-14	3,271	>100%	1.0	4,435	>100%	0.9
15	X-15	3,408	>100%	1.3	4,588	>100%	1.0
16	X-16	4,094	65%	2.5	5,536	82%	2.2
17	X-17	2,905	>100%	1.5	3,986	>100%	1.2
18	X-18	2,719	59%	1.9	3,794	77%	1.5
19	X-19	2,662	98%	1.1	3,682	>100%	0.9
20	X-20	3,051	>100%	0.1	4,126	>100%	0.1
21	X-21	3,884	>100%	1.3	5,215	>100%	1.1
22	X-22	3,973	>100%	0.8	5,328	>100%	0.7
23	X-23	2,941	>100%	0.7	4,015	>100%	0.6
24	X-24	4,323	>100%	0.5	5,754	>100%	0.1
25	X-25	3,232	>100%	1.1	4,387	>100%	0.1

Sumber: Analisis Perhitungan

Pada kondisi *upside*, mengacu pada hasil perhitungan yang terlihat pada Tabel 4.9, terjadi kenaikan yang cukup signifikan dari nilai NPV yang berkisar antara 33% sampai dengan 42%. Sedangkan nilai IRR meningkat sampai dengan 39% dan pengembalian modal menjadi 96% lebih cepat dari perhitungan *base case*.

Sementara pada kondisi *downside*, nilai NPV turun antara 33% sampai dengan 42%, namun nilai NPV secara keseluruhan masih positif dengan nilai NPV terendah sebesar (+) US\$ 1,19 milyar dan nilai NPV tertinggi sebesar (+) US\$ 2,89 milyar. Nilai IRR rata-rata turun sampai dengan 38%, namun nilai IRR terendah masih relatif lebih tinggi yakni sebesar 40%. Selisih DPP pada kondisi

ini dibandingkan perhitungan *base case* hanya lebih lama antara 0,2 sampai dengan 1,0 tahun.

Berdasarkan hasil perhitungan pada Tabel 4.10. dan analisis di atas, dapat disimpulkan bahwa investasi kontraktor pada sumur-sumur di Lapangan X ini masih lebih menarik dan memberikan nilai tambah bagi kontraktor yang signifikan.

Tabel 4.10. Hasil Perhitungan Skenario Price Uncertainties: Downside (US\$45/BBL)

No.	Well Location	Base Case			Price Uncertainties: Downside (\$45/BBL)		
		NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)	NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)
1	X-1	2,033	>100%	1.1	1,200	94%	1.5
2	X-2	2,598	87%	1.5	1,613	56%	1.9
3	X-3	2,821	75%	1.7	1,789	51%	2.2
4	X-4	2,968	>100%	1.6	1,876	70%	2.1
5	X-5	3,254	>100%	1.5	2,073	89%	2.1
6	X-6	2,414	72%	1.7	1,444	46%	2.4
7	X-7	4,351	>100%	0.0	2,926	>100%	0.2
8	X-8	3,802	>100%	1.0	2,528	>100%	1.4
9	X-9	3,307	>100%	1.2	2,151	>100%	1.5
10	X-10	2,030	>100%	1.2	1,186	65%	1.6
11	X-11	2,953	98%	1.2	1,820	61%	1.6
12	X-12	3,198	81%	1.4	2,012	54%	2.0
13	X-13	3,970	>100%	1.4	2,595	77%	1.9
14	X-14	3,271	>100%	1.0	2,106	89%	1.3
15	X-15	3,408	>100%	1.3	2,228	88%	1.6
16	X-16	4,094	65%	2.5	2,651	46%	3.0
17	X-17	2,905	>100%	1.5	1,823	>100%	1.9
18	X-18	2,719	59%	1.9	1,644	40%	2.5
19	X-19	2,662	98%	1.1	1,641	61%	1.5
20	X-20	3,051	>100%	0.1	1,976	>100%	1.1
21	X-21	3,884	>100%	1.3	2,554	>100%	1.6
22	X-22	3,973	>100%	0.8	2,618	>100%	1.1
23	X-23	2,941	>100%	0.7	1,867	>100%	1.0
24	X-24	4,323	>100%	0.5	2,893	>100%	1.1
25	X-25	3,232	>100%	1.1	2,077	>100%	1.6

Sumber: Analisis Perhitungan

4.2.3. Skenario Ketidakpastian Pembelanjaan Modal

Analisis sensitivitas dengan menggunakan variabel *capex* juga dilakukan dengan dua macam skenario ketidakpastian, yaitu pada kondisi dimana total *capex* yang harus dikeluarkan lebih besar 10% dan 20% dari perhitungan *base case*. Kenaikan ini dapat disebabkan akibat adanya inflasi maupun selisih perubahan kurs mata uang (*foreign exchange*).

Pada skenario pertama (berdasarkan Tabel 4.11.), dimana *capex* meningkat sebesar 10% dari *base case*, nilai NPV bergerak turun 3% – 7%, sedangkan IRR juga bergerak turun 10% –14%. Rata-rata periode pengembalian modal mundur sedikit sebesar 0,1 – 0,2 tahun atau paling lama 2,6 tahun.

Sementara pada skenario kedua (berdasarkan Tabel 4.12.), dimana *capex* meningkat menjadi sebesar 20%, nilai NPV turun sampai dengan 13% atau NPV terendah pada salah satu sumur sebesar (+) US\$ 1,76 milyar. IRR terendah yang dihasilkan adalah sebesar 47% dan periode pengembalian modal salah satu sumur paling lama menjadi 2,8 tahun.

Tabel 4.11. Hasil Perhitungan Skenario *Capex Uncertainties* (+10%)

No.	Well Location	Base Case			Capex Uncertainties (+10%)		
		NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)	NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)
1	X-1	2,033	>100%	1.1	1,899	>100%	1.2
2	X-2	2,598	87%	1.5	2,471	76%	1.7
3	X-3	2,821	75%	1.7	2,698	66%	1.8
4	X-4	2,968	>100%	1.6	2,831	>100%	1.7
5	X-5	3,254	>100%	1.5	3,108	>100%	1.7
6	X-6	2,414	72%	1.7	2,274	62%	1.9
7	X-7	4,351	>100%	0.0	4,211	>100%	0.0
8	X-8	3,802	>100%	1.0	3,670	>100%	1.1
9	X-9	3,307	>100%	1.2	3,174	>100%	1.3
10	X-10	2,030	>100%	1.2	1,895	>100%	1.3
11	X-11	2,953	98%	1.2	2,801	84%	1.4
12	X-12	3,198	81%	1.4	3,053	71%	1.6
13	X-13	3,970	>100%	1.4	3,826	>100%	1.6
14	X-14	3,271	>100%	1.0	3,138	>100%	1.1
15	X-15	3,408	>100%	1.3	3,283	>100%	1.4
16	X-16	4,094	65%	2.5	3,928	58%	2.6
17	X-17	2,905	>100%	1.5	2,763	>100%	1.6
18	X-18	2,719	59%	1.9	2,571	53%	2.0
19	X-19	2,662	98%	1.1	2,525	84%	1.2
20	X-20	3,051	>100%	0.1	2,920	>100%	0.8
21	X-21	3,884	>100%	1.3	3,747	>100%	1.4
22	X-22	3,973	>100%	0.8	3,828	>100%	0.9
23	X-23	2,941	>100%	0.7	2,803	>100%	0.8
24	X-24	4,323	>100%	0.5	4,186	>100%	0.7
25	X-25	3,232	>100%	1.1	3,091	>100%	1.2

Sumber: Analisis Perhitungan

Dengan demikian, dari hasil perhitungan dan analisis sensitivitas di atas dapat disimpulkan bahwa meskipun terjadi peningkatan *capex* sampai dengan 20%, investasi pada sumur-sumur di Lapangan ini masih cukup atraktif, dimana nilai NPV yang ditawarkan masih bernilai positif, nilai IRR > *cost of capital*

(25%), dan periode pengembalian yang jauh lebih pendek dari masa proyeknya sendiri (8 tahun untuk gas dan 5 tahun untuk liquid).

Tabel 4.12. Hasil Perhitungan Skenario *Capex Uncertainties* (+20%)

No.	Well Location	Base Case			Capex Uncertainties (+20%)		
		NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)	NPV (\$M)	IRR (%)	PBP (Year)
1	X-1	2,033	>100%	1.1	1,766	>100%	1.3
2	X-2	2,598	87%	1.5	2,343	66%	1.8
3	X-3	2,821	75%	1.7	2,575	59%	2.0
4	X-4	2,968	>100%	1.6	2,694	85%	1.9
5	X-5	3,254	>100%	1.5	2,962	>100%	1.9
6	X-6	2,414	72%	1.7	2,133	54%	2.1
7	X-7	4,351	>100%	0.0	4,071	>100%	0.0
8	X-8	3,802	>100%	1.0	3,537	>100%	1.3
9	X-9	3,307	>100%	1.2	3,041	>100%	1.4
10	X-10	2,030	>100%	1.2	1,760	83%	1.4
11	X-11	2,953	98%	1.2	2,650	73%	1.5
12	X-12	3,198	81%	1.4	2,909	63%	1.8
13	X-13	3,970	>100%	1.4	3,681	90%	1.7
14	X-14	3,271	>100%	1.0	3,005	>100%	1.2
15	X-15	3,408	>100%	1.3	3,158	>100%	1.5
16	X-16	4,094	65%	2.5	3,763	52%	2.8
17	X-17	2,905	>100%	1.5	2,621	>100%	1.8
18	X-18	2,719	59%	1.9	2,423	47%	2.2
19	X-19	2,662	98%	1.1	2,389	73%	1.3
20	X-20	3,051	>100%	0.1	2,788	>100%	1.0
21	X-21	3,884	>100%	1.3	3,609	>100%	1.5
22	X-22	3,973	>100%	0.8	3,682	>100%	1.0
23	X-23	2,941	>100%	0.7	2,666	>100%	0.9
24	X-24	4,323	>100%	0.5	4,049	>100%	0.8
25	X-25	3,232	>100%	1.1	2,949	>100%	1.4

Sumber: Analisis Perhitungan

4.2.4. Pembahasan Analisa Sensitivitas

Secara umum dapat disimpulkan bahwa investasi untuk rencana pengembangan sumur baru di Lapangan X masih cukup atraktif, baik pada kondisi fluktuasi *total reserves*, harga, dan *capital expenditure*, baik pada kondisi *upside* maupun *downside*, dimana nilai NPV untuk masing-masing skenario masih menunjukkan nilai yang positif, baik dari sisi Pemerintah maupun perusahaan/kontraktor; tingkat IRR yang paling rendah pun untuk masing-masing skenario masih berada di atas *cost of capital* perusahaan sebesar 25%; serta periode pengembalian modal (DPP) yang masih lebih pendek dari masa proyeknya sendiri (8 tahun untuk gas dan 5 tahun untuk *liquid*).

Berdasarkan simulasi yang dilakukan, terlihat bahwa setiap kenaikan cadangan gas dan *liquid* maupun kenaikan harga minyak bumi akan menaikkan nilai NPV dan IRR dari terhadap *base case* yang ada, serta mempercepat jangka waktu pengembalian modal, baik dari sisi pemerintah maupun dari sisi perusahaan/kontraktor, dan begitupun sebaliknya. Sementara kenaikan pembelanjaan modal (*capital expenditure*) akan menurunkan nilai NPV dan IRR dari terhadap *base case* yang ada dan memperlambat jangka waktu pengembalian modal.

Dari perhitungan berbagai macam skenario yang disimulasikan dan pengamatan terhadap tren perubahan nilai NPV, IRR dan DPP yang terjadi, maka terlihat bahwa faktor ketidakpastian harga merupakan faktor yang paling signifikan mempengaruhi perubahan nilai NPV, IRR dan DPP. Hal ini terjadi baik pada kondisi harga minyak naik menjadi US\$75/BBL maupun pada saat harga minyak turun menjadi US\$45/BBL dengan distribusi kenaikan/penurunan NPV plus minus antara 33% – 42% dan IRR plus minus antara 28% – 39%. Besarnya fluktuasi ini dapat terjadi karena faktor harga berkaitan langsung dengan *gross revenue* yang dihasilkan dari perkaliannya dengan total produksi dan menjadi komponen *cash in flow* secara langsung di dalam perhitungan.

Sementara faktor yang paling lemah mempengaruhi perubahan nilai NPV, IRR dan DPP adalah faktor ketidakpastian pembelanjaan modal, dimana meski kenaikan terjadi sampai dengan 20% *capex*, hanya menurunkan nilai NPV sebesar 6% – 13% dan nilai IRR sebesar 19% – 26% untuk masing-masing kandidat sumur baru. Hal ini dimungkinkan terjadi karena *capex* merupakan salah satu komponen saja dari total biaya proyek keseluruhan.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Gas alam merupakan potensi sumber daya alam terbesar setelah minyak bumi yang dimiliki oleh Indonesia. Pemanfaatan gas alam, yang produknya sebagian diekspor, telah berperan besar dalam perekonomian Indonesia sejak lebih dari tiga dekade sebagai sumber devisa dan sumber penerimaan Pemerintah dalam anggaran pendapatan dan belanja negara. Saat ini, permintaan domestik terhadap gas alam meningkat seiring dengan peningkatan kebutuhan energi nasional.

VICO Indonesia telah melakukan eksplorasi, pengembangan dan produksi gas alam di wilayah Kalimantan Timur lebih dari tiga puluh tahun dan lapangan-lapangan sumur gas dan minyak yang ada telah berusia tua (*mature fields*), dimana tingkat produksi gas dan minyak yang dihasilkan terus mengalami penurunan alamiah (*natural decline*). Namun dengan strategi dan teknologi yang tepat, laju penurunan produksi dapat diperlambat. Salah satunya dengan menggunakan teknik *cluster drilling* dengan melakukan pengeboran sumur baru terhadap dua atau lebih layer *reservoir* yang ada di perut bumi.

Untuk mengetahui kelayakan sumur baru secara ekonomis dan rencana investasi dapat diterima, maka perlu dilakukan analisis keekonomian dengan menggunakan metode *capital budgeting*. Hasil analisis keekonomian pengembangan sumur baru di Lapangan X yang telah dilakukan menghasilkan beberapa kesimpulan, antara lain:

- a. Investasi pada sumur baru di lapangan tua masih sangat atraktif secara ekonomis. Hal ini terlihat dari hasil perhitungan NPV, IRR, dan *Discounted Payback Period* terhadap rencana pengembangan 25 sumur baru di Lapangan X. Analisis keekonomian dilakukan menggunakan aplikasi komputer berdasarkan *cash flow* masing-masing sumur dan diperoleh hasil sebagai berikut:
 - Dengan tingkat diskonto sebesar 10%, diperoleh NPV yang positif untuk semua sumur baru. Dari sisi pemerintah, besaran nilai NPV

memiliki sebaran antara (+) US\$ 5,65 milyar sampai dengan (+) US\$ 11,65 milyar. Sedangkan dari sisi perusahaan, NPV berkisar antara (+) US\$ 2,03 milyar sampai dengan (+) US\$ 4,35 milyar.

- Dari hasil perhitungan IRR, diperoleh tingkat pengembalian investasi rata-rata di atas 100%. Dari sisi pemerintah, besaran nilai NPV untuk seluruh sumur mencapai di atas 100%. Sedangkan dari sisi perusahaan, nilai IRR untuk sebagian besar sumur (68%) juga mencapai di atas 100%. Besaran nilai IRR yang terendah (59%) pun terlihat masih cukup tinggi dibandingkan dengan *cost of capital* perusahaan yang sebesar 25%.
 - Dari hasil perhitungan *Discounted Payback Period* (DPP), diperoleh sebaran DPP antara 0,0 tahun sampai dengan 1,7 tahun dari sisi pemerintah. Sedangkan sebaran DPP dari sisi perusahaan berkisar antara 0,0 tahun sampai dengan paling lama 2,5 tahun.
- b. Dengan melakukan analisis sensitivitas terhadap variabel total cadangan, harga, dan *capital expenditure*, diperoleh hasil sebagai berikut:
- Nilai investasi yang masih cukup atraktif, baik pada kondisi *upside* maupun *downside*, yakni nilai NPV untuk masing-masing skenario masih menunjukkan nilai yang positif, tingkat IRR yang paling rendah pun untuk masing-masing skenario masih berada di atas *cost of capital* perusahaan sebesar 25%, serta periode pengembalian modal (DPP) masih jauh lebih pendek dari masa proyeknya sendiri (8 tahun untuk gas dan 5 tahun untuk *liquid*).
 - Faktor ketidakpastian harga merupakan faktor yang paling signifikan mempengaruhi perubahan nilai NPV, IRR dan DPP. Sementara faktor yang paling lemah mempengaruhi perubahan nilai NPV, IRR dan DPP adalah faktor ketidakpastian pembelanjaan modal.

5.2. Saran

Berkaitan dengan studi dan analisis yang dilakukan, ada beberapa saran yang disampaikan, antara lain:

- a. Analisis keekonomian merupakan salah satu alat yang sangat penting, selain analisis perencanaan teknis dan analisis lainnya, untuk memutuskan apakah suatu investasi layak untuk dilaksanakan atau tidak. Analisis keekonomian sangat dibutuhkan dan harus digunakan semaksimal mungkin penerapannya, terutama pada industri minyak dan gas bumi yang padat modal dan memiliki resiko yang sangat tinggi.
- b. Pemerintah melalui BP MIGAS yang diberikan wewenang oleh negara untuk mengelola kekayaan alam di bidang minyak dan gas bumi, untuk dimanfaatkan sebesar-besarnya kemakmuran rakyat seperti yang diamanatkan oleh konstitusi, diharapkan dapat terus memberikan iklim yang kondusif bagi investasi di bidang minyak dan gas bumi.
- c. Agar pihak-pihak yang terlibat dalam kontrak bagi hasil mengikuti ketentuan legal dan formal sebagaimana tercantum dalam perundangan dan perjanjian kontrak bagi hasil, sehingga pertimbangan material dan bisnis yang menguntungkan kontraktor dan juga rakyat (dalam hal ini diwakili oleh pemerintah) juga makin diperhatikan.
- d. Untuk sumur baru di lapangan baru, tingkat kepastian kesuksesan rencana pengembangan sumur menjadi lebih tinggi, sehingga membutuhkan metode analisis kelayakan ekonomi yang dapat mengakomodir aspek ketidakpastian tersebut, yang salah satunya dengan metode *real option analysis*, disamping pendekatan metode *capital budgeting* lainnya.

DAFTAR REFERENSI

- Ahmad, T. (1998). *Analisa keekonomian lapangan minyak marginal dalam kerangka kontrak bagi hasil pertamina: Studi kasus pada daerah operasi "K" Cpc Oil Company*. Fakultas Pasca Sarjana Magister Manajemen Universitas Indonesia, Jakarta.
- Asyhari, R. (2005). *Evaluasi finansial pengembangan lapangan gas marginal: Studi kasus pada lapangan X wilayah kerja Y*. Fakultas Pasca Sarjana Magister Manajemen Universitas Indonesia, Jakarta.
- Barus, K. (2010, Februari). *Gas dukung daya saing bisnis*. Business Review. Edisi 11 Tahun 08, Jakarta.
- Brigham, E.F., & Ehrhardt, M.C. (2005). *Financial management: Theory and practice*. 11th edition, South-Western.
- Exxon Mobil (2009). *Outlook for energy: A view to 2030*. Texas.
- Graham, J.R., & H, Campbell R. (2001). *The theory and practice of corporate finance: Evidence from the field*. Journal of Financial Economics 60, pp. 187 to 243. Elsevier Science S.A.
- Johnston, D. (1992). *Oil company financial analysis in nontechnical language*. Penwell Publishing Company. Oklahoma.
- Jumana, B.E. (2002). *Capital budgeting dan real option*. Fakultas Pasca Sarjana Magister Manajemen Universitas Indonesia, Jakarta.
- Osborne, M.J. (2010). *A resolution to the NPV-IRR debate?* The quarterly review of economics and finance. Elsevier B.V.
- Partowidagdo, W. (2009). *Migas dan energi di Indonesia : permasalahan dan analisis kebijakan*. Development Studies Foundation, Bandung.
- Price Waterhouse Coopers (2010). *Oil and gas in Indonesia: Investment and taxation guide*. Jakarta.
- Purba, S.L. (2010). *Alignment of interests: Understanding and managing upstream business – Indonesia*. 34th Annual Indonesian Petroleum Association (IPA) convention, Jakarta.

Ross, S.A., et. al. (2008). *Modern financial management*. 8th edition. McGraw-Hill Irwin.

Segelod, E. (1998). *Capital budgeting in a fast-changing world*. Long range planning, Vol. 31, No. 4, 529-541, Elsevier Science Ltd, Great Britain.

Yard, S. (2000). *Developments of the payback method*. International journal of production economics 67, 155-167. Elsevier Science B.V.

Zaring, O. (1996). *Capital budgeting for the unexpected*. Scand. J. Mgmt, Vol. 12, No. 3, 233-241, Elsevier Science Ltd, Great Britain.



Economic Calculation (VICO PSC)
Welt: X-1

LAMPIRAN 1

Year	Prod Rate Operated MMCFD	Prod Rate PSC MMCFD	Prod Days	Price \$/MMCF	Capex Intan \$M	Capex Tan \$M	Opex \$M	Gross Rev \$M	FTP \$M	Inv Credit \$M	Depn \$M	Cost Rec. \$M	Revenue to be Split \$M	PSC Equity Before Tax %	Equity Before Tax \$M	DMO \$M	Taxable Income \$M	Tax \$M	Cash Flow Gov of Ind \$M	Cash Flow VICO PSC \$M
2004	0.0	0.0	0	0.88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55.77%	0	0	0	0	0	0
2005	0.0	0.0	0	6.88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55.82%	0	0	0	0	0	0
2006	0.0	0.0	0	8.82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55.93%	0	0	0	0	0	0
2007	0.0	0.0	0	6.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55.92%	0	0	0	0	0	0
2008	0.0	0.0	0	6.69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56.03%	0	0	0	0	0	0
2009	0.0	0.0	0	7.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56.03%	0	0	0	0	0	0
2010	3.8	3.1	214	7.20	3,368	995	210	4,740	948	0	99	3,678	115	56.03%	594	0	594	285	754	-566
2011	2.2	1.8	365	7.85	41	0	231	5,201	1,040	0	90	361	3799	57.30%	2773	0	2773	1331	3399	1532
2012	1.5	1.3	365	8.11	41	0	183	3,728	746	0	61	304	2678	57.60%	1976	0	1976	948	2397	1103
2013	0.6	0.5	365	8.12	41	0	84	1,468	284	0	73	198	977	57.60%	733	0	733	352	869	454
2014	0.0	0.0	0	7.97	0	0	0	0	0	0	65	65	-65	57.60%	-38	0	-38	-18	48	48
2015	0.0	0.0	0	7.82	0	0	0	0	0	0	59	59	-59	57.60%	-34	0	-34	-10	41	41
2016	0.0	0.0	0	7.74	0	0	0	0	0	0	53	53	-53	57.60%	-31	0	-31	-15	37	37
2017	0.0	0.0	0	7.72	0	0	0	0	0	0	476	476	-476	57.60%	-275	0	-275	-132	-333	333
2018	0.0	0.0	219	6.33	0	0	0	0	0	0	0	0	470	57.95%	-275	0	-275	-132	-333	333
Total	7.2	5.9	219	6.33	3,490	995	709	15,138	3,028	0	895	5,193	6,917	57.95%	5,700	0	5,700	2,735	5,881	2,984

Liquid (Crude and/or Field Condensate and/or GRC)

Year	Prod Rate Operated BPD	Prod Rate PSC BPD	Prod Days	Price Crude \$/BBL	Capex Intan \$M	Capex Tan \$M	Opex \$M	Gross Rev \$M	FTP \$M	Inv Credit \$M	Depn \$M	Cost Rec. \$M	Revenue to be Split \$M	PSC Equity Before Tax %	Equity Before Tax \$M	DMO \$M	Taxable Income \$M	Tax \$M	Cash Flow Gov of Ind \$M	Cash Flow VICO PSC \$M
2004	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2005	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2006	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2007	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2008	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2009	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2010	11.3	9.2	214	60.5	0	0	4	120	24	0	0	4	92	28.85%	31	0	25	12	103	13
2011	6.7	5.4	365	60.5	0	0	4	120	24	0	0	4	82	28.85%	34	0	26	12	103	13
2012	4.9	3.8	368	60.5	0	0	3	63	17	0	0	1	64	28.85%	17	0	17	8	71	9
2013	1.8	1.5	365	60.5	0	0	1	33	7	0	0	1	23	28.85%	3	0	2	3	28	9
2014	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2015	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2016	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2017	0.0	0.0	0	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
2018	0.0	0.0	219	60.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.85%	0	0	0	0	0	0
Total	7.2	5.9	219	60.5	0	0	12	358	71	0	0	12	273	28.85%	93	26	74	35	306	31

Gas & Liquid

Year	Gas Rate Operated MMCFD	Gas Rate PSC BPD	Cond Rate PSC BPD	Capex Intan \$M	Capex Tan \$M	Opex \$M	Price Crude \$/BBL	Price Gas \$/MMCF	Gross Rev \$M	FTP \$M	Depn \$M	Cost Rec. \$M	PSC Equity Before Tax \$M	DMO \$M	Tax \$M	Cash Flow Gov of Ind \$M	Cash Flow VICO PSC \$M		
2004	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	5.66	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2005	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	5.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2006	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	6.82	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2007	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	6.86	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2008	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	5.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2009	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	7.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2010	3.1	1.1	11.3	3368	995	214	60.5	7.20	4860	972	99,481	3681,260	8,584	297,099	856,633	-573,470	743	-487	
2011	1.8	1.5	6.7	41	0	235	60.5	7.85	5321	1064	89,533	3,851,114	8,645	1343,055	3,500,664	1544,484	2750	1217	
2012	1.3	1.0	3.8	41	0	186	60.5	8.12	3912	752	80,579	3,073,969	6,000	950,641	2,468,989	1,116,994	1768	800	
2013	0.5	0.4	1.8	0	0	86	60.5	7.97	1501	300	65,269	1,681,422	2,368	355,109	917,369	457,188	597	288	
2014	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	7.82	0	0	58,742	-33,980	0	-18,075	-45,699	45,699	-27	27	
2015	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	7.82	0	0	58,742	-33,980	0	-18,075	-45,699	45,699	-27	27	
2016	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	7.74	0	0	52,608	-30,501	0	-14,847	-41,120	41,120	-22	22	
2017	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	7.72	0	0	475,814	-274,508	0	-131,784	-333,070	333,070	-148	148	
2018	0.0	0.0	0.0	0	0	0	60.5	6.33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	7.2	5.9	219	3,490	995	721	60.5	6.33	15,494	3,099	995	5,206	5,799	26	2,771	7,287	3,692	5,632	2,033

NPV10 =	5.632	2.033
IRR =	>100%	>100%
PEIP/POI =	0.1	1.1

DAFTAR ISTILAH DAN SINGKATAN

AFE	<i>Authorization Financial Expenditure</i> , otorisasi pembelanjaan financial
BCF	<i>Billion Cubic Feet</i>
BP	Beyond Petroleum (sebelumnya bernama British Petroleum)
BP MIGAS	Badan Pengelola (Hulu) Minyak dan Gas Bumi
BPD/BOD/BOPD	<i>Barrel Oil Per Day</i>
BPH MIGAS	Badan Pengelola Hilir Minyak dan Gas Bumi
BRC	<i>Badak Return Condensate</i>
<i>Capital expenditure (Capex)</i>	Biaya kapital; adalah seluruh biaya yang dikeluarkan untuk pembelian/pembangunan asset fisik (<i>tangible</i>) yang mempunyai umur manfaat lebih dari 1 (satu) tahun, yang akan terdepresiasi karena pengurangan nilainya yang dinyatakan dalam mata uang US\$
CBM	<i>Coal Bed Methane</i>
<i>Contractor share</i>	Bagian kontraktor; adalah bagian pendapatan yang diperoleh kontraktor yang dinyatakan dalam US\$
<i>Cost oil formula</i>	Rumus biaya minyak
<i>Cost recovery</i>	Pengembalian biaya; adalah jumlah biaya operasi yang dapat diganti sesuai dengan besarnya pengeluaran dan prosedur akuntansi yang berlaku dalam suatu periode tertentu dan dikoreksi pada akhir tahun. Apabila jumlah biaya operasi masih lebih besar dari jumlah produksi pada periode yang bersangkutan, maka biaya operasi yang belum tergantikan tersebut akan di- <i>carry forward</i> ke tahun berikutnya. Biaya operasi ini terdiri dari biaya

operasi tahun-tahun sebelumnya yang belum tergantikan, biaya operasi tahun yang bersangkutan ditambah depresiasi tahun-tahun sebelumnya dan tahun berjalan yang dinyatakan dalam US\$

<i>Deepwater field</i>	Area eksplorasi minyak dan gas bumi di laut dalam
<i>Delivery point</i>	Titik/lokasi pengiriman minyak dan gas bumi
<i>Depreciation</i>	Biaya penyusutan/depresiasi; adalah nilai susut suatu asset atau barang yang mempunyai umur manfaat lebih dari 1 (satu) tahun, dihitung terhadap waktu setelah asset tersebut memberikan nilai manfaat yang dinyatakan dalam mata uang US\$
<i>Domestic Market Obligation (DMO)</i>	Kewajiban Pasar Domestik; adalah kewajiban bagi kontraktor untuk memasok pasar domestik dengan harga yang telah ditetapkan oleh Pemerintah yang dinyatakan dalam US\$
<i>Equity to be split</i>	Sisa hasil yang akan dibagi; adalah pendapatan bersama yang dibagikan antara Pemerintah dan kontraktor setelah dikurangi <i>cost recovery</i> , <i>investment credit</i> , <i>interest cost recovery</i> dan jenis insentif lainnya yang dinyatakan dalam US\$
FDP	<i>Field Development Plans</i> , nama lain dari POD
<i>First Tranche Petroleum (FTP)</i>	Bagian yang harus disisihkan dari produksi sebelum dikurangi biaya (<i>cost recovery</i> maupun <i>investment credit</i> atau jenis insentif lainnya) yang selanjutnya akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor sesuai dengan bagi hasil (sebelum pajak) yang berlaku yang dinyatakan dalam persentase
<i>Foreign exchange</i>	Pertukaran/kurs mata uang
<i>Frontier area</i>	Area eksplorasi minyak dan gas bumi pada daerah yang sulit dijangkau
GAAP	<i>Generally Accepted Accounting Principles</i>

<i>Geological basins</i>	Cekungan geologis
Harga Gas	Harga yang disepakati antara penjual dan pembeli gas yang dinyatakan dalam US\$/million british thermal unit (MMBTU)
Harga Minyak Indonesia	Harga patokan minyak yang dihitung berdasarkan formula tertentu (biasanya berdasarkan harga rata-rata 52 minggu dari berbagai jenis minyak seperti yang diterbitkan oleh publikasi harga minyak seperti PLATT, RIM atau APPI). ICP ini dipakai untuk perhitungan bagi hasil dan perhitungan pajak namun tidak selalu sama dengan harga sesungguhnya yang didapatkan oleh perusahaan minyak jika menjual produknya di pasar spot
HSE	<i>Health, Safety and Environment</i>
<i>Hyphotetical/imputed interest</i>	Biaya bunga hipotesis; adalah insentif yang diberikan oleh Pemerintah kepada kontraktor yang mengembangkan lapangan gas baru berupa bunga hipotesis terhadap biaya investasi yang dapat dibebankan sebagai biaya dalam perhitungan cost recovery
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i> , lihat "Harga Minyak Indonesia"
IGA	Indonesian Gas Association
IKTA	Izin Kerja Tenaga Asing
<i>Investment</i>	Investasi; adalah biaya awal kontraktor yang terdiri dari biaya kapital dan biaya non-kapital yang dinyatakan dalam mata uang US\$
<i>Investment Credit</i>	Kredit investasi; merupakan sejenis insentif yang diberikan oleh Pemerintah kepada kontraktor yang mengembangkan lapangan baru berupa persentase tertentu dari biaya investasi barang modal yang dipergunakan untuk pengembangan fasilitas produksi yang dapat dibebankan dalam perhitungan pengembalian biaya <i>cost recovery</i> dan merupakan obyek pajak yang dinyatakan dalam persentase

IPA	Indonesian Petroleum Association
ISO 14001	Sertifikasi internasional untuk sistem manajemen lingkungan
JMG	Joint Management Group
JTG	Joint Transportation Group
KKKS	Kontraktor Kontrak Kerja Sama
Lifting	Pengangkatan; adalah jumlah volume minyak yang sudah diproduksi yang “diangkat” atau dijual, baik oleh kontraktor maupun Pemerintah, dinyatakan dalam barrel.
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i>
LPG	<i>Liquefied Petroleum Gas</i>
LTIP	<i>Long Term Incentive Plan</i>
MBOE	<i>Million Barrel Oil Equivalent</i>
MBO	<i>Million Barrel Oil</i>
Migas	Minyak dan gas bumi
MMSCFD	<i>Millions Standard Cubic Feet</i>
MMBTU	<i>Millions British Thermal Unit</i>
<i>Natural maturation</i>	Penuaan alami yang dialami oleh sumur-sumur minyak dan gas bumi akibat semakin berkurang cadangan minyak dan gas bumi di dalam <i>reservoir</i>
<i>Net contractor share</i>	Bagian bersih kontraktor; adalah bagian pendapatan bersih kontraktor setelah dipotong pajak yang dinyatakan dalam US\$
<i>Non-capital expenditure</i>	Biaya non-kapital; adalah biaya praproduksi yang berkaitan dengan operasi pada tahun berjalan, termasuk biaya-biaya survey dan pengeboran eksplorasi, pengeboran pengembangan yang bersifat non-fisik (intangibile), meliputi tenaga kerja, material,

	jasa, transportasi serta biaya umum dan biaya administrasi dan lain-lain yang dinyatakan dalam mata uang US\$
OHSAS 18000	Sertifikasi internasional untuk sistem manajemen kesehatan dan keselamatan kerja
<i>Operating expenditure (Opex)</i>	Biaya operasi; adalah biaya operasi dan produksi gas/minyak yang dinyatakan dalam mata uang US\$
PIS	<i>Place Into Service</i>
POD	<i>Plans of development</i> , rencana pengembangan sumur minyak dan gas bumi
POMA	<i>Pipeline Operation and Maintenance Agreement</i>
Produksi migas	Jumlah volume gas atau minyak yang diproduksi dari sumurnya. Untuk gas, dinyatakan dalam kaki kubik atau <i>standard cubic feet (SCF)</i> . Untuk minyak, dinyatakan dalam <i>barrel</i>
PSAK	Peraturan Standar Akuntansi Keuangan
PSC	<i>Production Sharing Contract</i> , atau Kontrak Kerja Sama Bagi Hasil
<i>Renewal Plan Strategy</i>	Strategi VICO Indonesia yang diterapkan sejak tahun 2006 untuk mengatasi penurunan laju produksi gas alam
<i>Reserve replacement rate</i>	Laju penggantian cadangan
<i>Revenue</i>	Pendapatan; adalah hasil perkalian produksi gas dengan harga gas atau hasil perkalian lifting dengan ICP, yang dinyatakan dalam mata uang US\$
RPTKA	Rencana Penggunaan Tenaga Kerja Asing
<i>Stakeholders</i>	Para pemangku kepentingan
<i>Tax</i>	Pajak; adalah besarnya pajak yang harus dibayarkan secara moneter (tidak dalam bentuk natura) yang dinyatakan dalam US\$

<i>Taxable income</i>	Pendapatan kena pajak; adalah besarnya pendapatan yang kena pajak yang dinyatakan dalam US\$
TCF	<i>Trillion Cubic Feet</i>
<i>Unrecovered cost</i>	Biaya periode sebelumnya yang belum bisa dikembalikan (<i>unrecovered cost</i>) adalah pengeluaran biaya non-kapital yang belum dapat dikembalikan dalam tahun berjalan yang kekurangannya dikembalikan pada tahun-tahun berikutnya yang dinyatakan dalam mata uang US\$
USFAS	US Statement of Financial Accounting Standard
VICO	VICO Indonesia Company, LLC, sebuah divisi dari Virginia Indonesia Company, LLC
WP&B	<i>Work Plans and Budgets</i>