



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**TINJAUAN ATAS  
METODE ALOKASI BIAYA BERSAMA HULU MIGAS  
UNTUK OPTIMALISASI PENERIMAAN NEGARA**

**TESIS**

**YUSVIYANTO EKO WINARNO  
0606162183**

**FAKULTAS EKONOMI  
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN  
JAKARTA  
APRIL 2010**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**TINJAUAN ATAS  
METODE ALOKASI BIAYA BERSAMA HULU MIGAS  
UNTUK OPTIMALISASI PENERIMAAN NEGARA**

**TESIS**

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

**YUSVIYANTO EKO WINARNO  
0606162183**

**FAKULTAS EKONOMI  
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN  
KEKHUSUSAN MANAJEMEN KEUANGAN  
JAKARTA  
APRIL 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 : Yusviyanto Eko Winarno**

**NPM : 0606162183**

**Tanda Tangan : **

**Tanggal : 19 April 2010**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :  
Nama : Yusviyanto Eko Winarno  
NPM : 0606162183.  
Program Studi : **MAGISTER MANAJEMEN**  
Judul Tesis : Tinjauan atas metode alokasi biaya bersama  
hulu migas untuk optimalisasi penerimaan  
negara.

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 : Thomas H. Secokusumo, MBA



Penguji : Dr. Gede H. Wasistha



Ketua Penguji : Dr. Lindawati Gani



Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 19 April 2010

## UCAPAN TERIMAKASIH

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah S.W.T, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Manajemen Program Studi Manajemen Keuangan pada MM FEUI. Saya menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu saya mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Rhenald Kasali, selaku Ketua Program Magister Manajemen Universitas Indonesia
2. Bapak Thomas H Secokusumo, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
3. Manajemen BPMIGAS, khususnya Ibu Emma Pumamaningrum, Bapak Sudjarjono, Bapak Parulian Sihotang, Bapak Bambang Pujisiswoyo, Ibu Desti Melanti dan Bapak Yudisrizal yang telah banyak memberikan pengetahuan mengenai industri hulu migas.
4. Rekan-rekan di BPMIGAS; khususnya Wahyuni Lestari, Riandaru, Zulkha Arfat, Dino Adrian, Herry Eka, Handi Wibowo, Bayu Murbandoro, dan rekan-rekan lainnya yang tidak dapat disebutkan satu persatu.
5. Segenap staf pengajar dan seluruh karyawan MMUI yang berdedikasi tinggi.
6. Rekan-rekan MMUI Angkatan 2006 Batch 4 malam, yang telah memberikan dorongan semangat dan pengalaman yang tidak terlupakan di MMUI.
7. Keluarga saya, khususnya istri saya Winarti, yang selalu memberikan semangat dan pengertian; demikian juga Ayah dan Ibu, Ayah dan Ibu Mertua, dan adik-adik yang selalu memberikan bantuan dan dorongan semangat.

Akhir kata, saya berharap Allah S.W.T berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pada industri hulu migas.

Jakarta, 19 April 2010

Yusviyanto E.W

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

---

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

Nama : Yusviyanto Eko Winarno  
NPM : 0606162183  
Program Studi : Manajemen Keuangan  
Departemen : Magister Manajemen  
Fakultas : Ekonomi  
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 :

‘Tinjauan atas Metode Alokasi Biaya Bersama Hulu Migas  
untuk Optimalisasi Penerimaan Negara’

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 tanpa meminta izin dari 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 : 19 April 2010

Yang menyatakan



(Yusviyanto Eko Winarno)

## ABSTRAK

Nama : Yusviyanto Eko Winarno  
Program Studi : Manajemen Keuangan, Magister Manajemen, FEUI  
Judul : Tinjauan atas Metode Alokasi Biaya Bersama Hulu Migas untuk Optimalisasi Penerimaan Negara

Tesis ini membahas upaya untuk memaksimalkan penerimaan negara melalui pemilihan metode alokasi biaya bersama hulu migas yang tepat, melalui analisa atas laporan keuangan yang dikirimkan pada pemerintah. Penelitian ini adalah penelitian kualitatif dengan menggunakan data dari laporan keuangan kontraktor dan disimulasikan atas berbagai metode yang diusulkan. Hasil penelitian menyarankan bahwa pemilihan atas metode alokasi biaya bersama sangat mempengaruhi penerimaan negara, dimana persentase bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor untuk kedua jenis produk berbeda. Penggunaan metode alokasi *volume-liftings*, , dapat memaksimalkan penerimaan negara dari kedua jenis produk.

Kata kunci :  
Metode alokasi biaya, biaya bersama, hulu migas, penerimaan negara, oil & gas, PSC, BPMIGAS

## ABSTRACT

Name : Yusviyanto Eko Winarno  
Study Program : Financial Management, Magister of Management, Economic Faculty  
Title : A Study of Upstream Joint Cost Allocation Method in maximizing Indonesia Share from PSC

The focus of this study is maximizing Indonesia Share from PSC in the upstream oil & gas industry by selecting the appropriate upstream joint cost allocation method. The purpose of this study is analyzing the method commonly used in allocating upstream joint cost, and maximizing Indonesia Share from crude oil & gas by finding the appropriate joint cost allocation method from PSC financial report approach. The data is qualitative from PSC financial report to the government. The researcher suggests that volume-lifting allocation method is the appropriate joint cost allocation method, that will increase the Indonesia Share from contract area.

Keywords :  
Cost allocation method, joint cost, upstream, Indonesia Share, oil & gas, PSC, BPMIGAS

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	v
ABSTRAK.....	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
<b>1. PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Perumusan Masalah.....	3
1.3. Tujuan Penulisan.....	3
1.4. Metodologi Penelitian.....	3
1.5. Kerangka Penulisan.....	4
<b>2. TELAAH KEPUSTAKAAN.....</b>	<b>6</b>
2.1. <i>Petroleum Fiscal System &amp; Konsep Dasar PSC Indonesia</i> .....	6
2.1.1. Petroleum Fiscal System.....	6
2.1.2. Konsep Dasar PSC Indonesia.....	8
2.2. Biaya dan Laporan Keuangan Industri Hulu Migas.....	12
2.2.1. Biaya pada Industri Migas.....	12
2.2.2. Laporan Keuangan Industri hulu Migas.....	13
2.3. Teori atas Alokasi Biaya Bersama.....	19
<b>3. INDUSTRI HULU MIGAS INDONESIA &amp; PERAN BPMIGAS.....</b>	<b>27</b>
3.1. Sekilas Industri Hulu Migas Indonesia.....	27
3.2. BPMIGAS .....	29
3.3. Metode Alokasi Biaya dalam Industri Hulu Migas.....	38
<b>4. ANALISA METODE ALOKASI BIAYA BERSAMA KEGIATAN HULU MIGAS.....</b>	<b>40</b>
4.1. Analisa Biaya Bersama Kegiatan Hulu Migas pada FQR.....	40
4.2. FQR Approach – Pendekatan Analisa.....	43
4.3. Metode Alokasi yang Dianalisa.....	46
4.4. Analisa Hasil Metode Alokasi.....	58
<b>5. KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>70</b>
5.1. Kesimpulan.....	70
5.2. Saran.....	72
<b>DAFTAR REFERENSI.....</b>	<b>74</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Skema PSC Indonesia.....	9
Gambar 2.2.	Bagan <i>Financial Quarterly Report</i> KKKS kepada BPMIGAS.....	17
Gambar 2.3.	Pemisahan <i>Joint Cost</i> Industri Hulu Migas.....	20
Gambar 3.1.	Logo BPMIGAS.....	30
Gambar 3.2.	Bagan Struktur Organisasi BPMIGAS.....	32
Gambar 3.3.	Ringkasan Keuangan KKKS tahun 2005 – 2009.....	36
Gambar 3.4.	Ringkasan Keuangan KKKS 2009, WP&B vs Aktual.....	37
Gambar 3.5.	Grafik Investasi Hulu Migas 2002 -2009.....	38

## DAFTAR TABEL

Tabel 4.1.	Biaya bersama pada <i>FQR Report 4</i> .....	41
Tabel 4.2.	Biaya bersama pada <i>FQR Report 8</i> .....	42
Tabel 4.3.	Biaya bersama pada <i>FQR Report 11</i> .....	43
Tabel 4.4.	Rekapitulasi WKP sesuai kriteria pemilihan.....	45
Tabel 4.5.	Analisa Rasio Metode Alokasi Area B.....	46
Tabel 4.6.	Contoh perhitungan Metode <i>Relative Revenue</i> , mengacu pada Tabel 4.5.....	47
Tabel 4.7.	Contoh perhitungan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i> , mengacu pada tabel 4.5.....	48
Tabel 4.8.	Contoh perhitungan Metode <i>Relative Direct Production Cost</i> , mengacu pada tabel 4.5.....	49
Tabel 4.9.	Contoh perhitungan Metode <i>Production + Investment</i> , mengacu pada table 4.5.....	50
Tabel 4.10.	Contoh perhitungan metode alokasi berdasarkan <i>Investment</i> , mengacu pada table 4.5.....	52
Tabel 4.11.	Contoh perhitungan metode NRV, mengacu pada tabel 4.5... ..	53
Tabel 4.12.	Contoh perhitungan metode <i>Constant Gross Margin Percentage NRV</i> .....	56
Tabel 4.13.	Analisa Rasio Metode Alokasi Area F.....	58
Tabel 4.14.	Hasil Pengelompokan Metode Alokasi.....	58
Tabel 4.15.	Contoh Perhitungan Alokasi Biaya Bersama berdasarkan Metode <i>Relative Volume-Liftings Area B (Report 4 dan Report 8)</i> .....	64
Tabel 4.16.	Contoh Perhitungan Alokasi Biaya Bersama berdasarkan Metode <i>Relative Volume-Liftings Area B (Report 11)</i> .....	65
Tabel 4.17.	Contoh Ringkasan <i>Report 4, Report 8, dan Report 11</i> berdasarkan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i> pada Area B.....	66
Tabel 4.18.	Contoh Perhitungan Ulang <i>Report 1</i> berdasarkan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i> pada Area B.....	67
Tabel 4.19.	Contoh perbandingan <i>Report 1</i> setelah dan sebelum alokasi biaya bersama menggunakan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i> pada Area B.....	68
Tabel 4.20.	Ringkasan perubahan <i>Indonesia Share</i> setelah alokasi biaya bersama pada 16 wilayah kerja.....	69

## DAFTAR LAMPIRAN

- Lampiran 1 Pengelompokan 16 wilayah kerja berdasarkan metode alokasi yang *favourable* untuk pemerintah
- Lampiran 2 Analisa Tambahan Meliputi Harga, *Direct Production per Barrel*, dan Investasi per barrel untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 3 FQR Report 1 *Financial Summary Oil & Gas* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 3A FQR Report 1.1 *Financial Summary Oil* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 3B FQR Report 1.2 *Financial Summary Gas* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 4 FQR Report 2 untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 5 FQR Report 3 untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 6 FQR Report 4 *Exploration & Development Summary Oil & Gas* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 6A FQR Report 4.1 *Exploration & Development Oil* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 6B FQR Report 4.2 *Exploration & Development Gas* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 7 FQR Report 8 *Production Expenses Summary* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 8 FQR Report 11 *General Administration Expenses Summary* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 9 Perhitungan *Net Realizable Value Method* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 10 Perhitungan *Constant Gross Margin Percentage NRV Method* untuk 16 wilayah kerja
- Lampiran 11 Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja A menggunakan Metode *Relative Volume-Liftings*
- Lampiran 12 Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja B menggunakan Metode *Relative Volume-Liftings*
- Lampiran 13 Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja F menggunakan Metode *Relative Volume-Liftings*
- Lampiran 14 Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja H menggunakan Metode *Relative Volume-Liftings*

Lampiran 15	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja I	menggunakan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i>
Lampiran 16	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja J	menggunakan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i>
Lampiran 17	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja K	menggunakan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i>
Lampiran 18	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja L	menggunakan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i>
Lampiran 19	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja M	menggunakan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i>
Lampiran 20	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja O	menggunakan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i>
Lampiran 21	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja P	menggunakan Metode <i>Relative Volume-Liftings</i>
Lampiran 22	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja N	menggunakan Metode <i>Relative Direct Production Cost</i>
Lampiran 23	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja R	menggunakan Metode <i>Relative Direct Production Cost</i>
Lampiran 24	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja G	menggunakan Metode <i>Production + Investment</i>
Lampiran 25	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja E	menggunakan Metode <i>Relative Investment</i>
Lampiran 26	Rekonstruksi FQR untuk wilayah kerja C	menggunakan <i>NRV Method</i>

# BAB 1 PENDAHULUAN

## 1.1. Latar Belakang

Industri hulu migas merupakan salah satu industri tertua dan strategis di Indonesia. Pada masa keemasannya merupakan tulang punggung bagi pendapatan negara, dan saat ini masih menyumbang sebesar 30% dari keseluruhan penerimaan negara.

*Production Sharing Contract* atau lebih dikenal dengan PSC, merupakan ciri khas industri hulu migas Indonesia. Telah banyak perbaikan yang dilakukan oleh pemerintah terhadap klausul-klausul PSC awal, dengan harapan dapat meningkatkan iklim investasi dan meningkatkan daya saing industri migas nasional dibandingkan negara-negara lain di dunia terutama di Asia Tenggara. Hingga kini, telah terdapat 55 wilayah kerja produksi dan 173 wilayah kerja belum produksi, dan pada tahun 2009, telah ditandatangani 33 PSC baru.

Terbitnya UU No.22 Tahun 2001 yang menggantikan UU No.8 Tahun 1971, dianggap sebagai liberalisasi dari industri hulu migas nasional. PT PERTAMINA sebelumnya sebagai pelaku bisnis sekaligus sebagai pengawas dan pengendali industri hulu migas nasional, kini dikhususkan sebagai pelaku bisnis saja, dengan harapan dapat menjadi salah satu perusahaan migas yang mendunia. Sementara sebagai pengawas dan pengendali industri hulu migas, dibentuk suatu badan pelaksana baru.

Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, sebagai badan yang mewakili pemerintah, berfungsi melakukan pengawasan dan pengendalian terhadap kegiatan usaha hulu agar pengambilan sumber daya alam minyak dan gas bumi milik Negara, agar dapat memberikan manfaat dan penerimaan yang maksimal bagi negara untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.

BPMIGAS sebagai pelaksana atas kegiatan usaha hulu migas, memiliki tugas utama untuk memaksimalkan penerimaan negara dari sektor hulu migas. Penerimaan negara dapat dimaksimalkan dengan dua cara, yaitu melalui peningkatan produksi migas dan pengendalian *cost recovery*.

Salah satu hal penting dalam pengendalian *cost recovery* adalah pemilihan metode yang tepat dalam alokasi biaya bersama kegiatan hulu (*upstream joint cost*) pada produk yang dihasilkan yaitu minyak mentah dan gas bumi. Hal ini telah ditetapkan dalam setiap kontrak PSC pada Exhibit C, Artikel III pasal 3.4 sebagai berikut:

*“Operating cost directly associated with the production of natural gas will be directly chargeable against Natural Gas revenues in determining entitlement under section VI clause 6.2.2 of the contract. Operating Cost incurred for production of both natural gas and crude oil will be allocated to natural gas and crude oil based on the relative value of the products produced for the current year. Common support cost will be allocated on an equitable basis agreed by both parties”.*

Exhibit C hanya menuliskan bahwa secara garis besar, metode alokasi atas biaya bersama kegiatan hulu migas yang digunakan haruslah berdasarkan *relative value* dan *equitable basis*, harus disetujui oleh kedua belah pihak, dalam hal ini adalah BPMIGAS dan kontraktor kontrak kerja sama (KKKS). Sementara itu, PSC Indonesia memiliki skema pembagian keuntungan yang berbeda antara minyak mentah dengan gas bumi. Untuk minyak, secara umum pemerintah menerapkan skema 85:15 dimana pemerintah memperoleh bagian 85%, sementara kontraktor memperoleh bagian 15%. Untuk gas bumi, umumnya pemerintah menerapkan 70:30, dimana pemerintah memperoleh bagian 70% dan kontraktor memperoleh bagian 30%.

Dengan adanya perbedaan skema bagi hasil antara minyak mentah dan gas bumi tersebut, kontraktor memiliki kecenderungan untuk memperbesar alokasi biaya bersama (*joint cost*) pada minyak mentah dan memperkecil alokasi biaya pada

gas. Hal ini disebabkan persentase bagi hasil pada minyak mentah lebih besar untuk pemerintah dibandingkan dengan persentase bagi hasil pada gas. Sehingga dengan memperbesar alokasi biaya pada minyak mentah, maka bagi hasil pada minyak mentah akan mengecil dan memperbesar bagi hasil pada gas, yang secara tidak langsung akan memperbesar keuntungan kontraktor pada produk gas.

### **1.2. Perumusan Masalah**

Permasalahan yang timbul adalah metode alokasi biaya seperti apakah yang memenuhi syarat pada Exhibit C untuk dapat digunakan pada industri hulu migas dan bagaimana efeknya pada penerimaan negara (*Indonesia Share*)?

Selain itu untuk menjawab berbagai pertanyaan berikut:

1. Bagaimana metode alokasi biaya hulu bersama, yang memberikan hasil yang optimal kepada negara?
2. Mengidentifikasi kondisi-kondisi yang menguntungkan penggunaan suatu metode tertentu dibandingkan dengan metode yang lain.

### **1.3. Tujuan Penulisan**

Tujuan umum penulisan karya akhir ini adalah untuk memberikan beberapa pilihan metode alokasi biaya bersama kegiatan hulu, dan melihat efek yang ditimbulkan atas masing-masing metode pada penerimaan negara serta memilih satu metode yang memberikan hasil optimal bagi negara.

### **1.4. Metodologi Penelitian**

Metode analisis dilakukan dengan menguji metode-metode alokasi biaya yang diusulkan, dengan menggunakan pendekatan laporan keuangan KKKS, yang berasal dari beberapa wilayah kerja pertambangan (WKP) yang berbeda, untuk satu tahun yang sama, dan kemudian diamati bagaimana efek alokasi biaya pada penerimaan negara.

Pelaksanaan penelitian dilakukan dengan studi lapangan dan studi kepustakaan. Studi lapangan dilakukan dengan pengumpulan data dan informasi keuangan atas beberapa wilayah kerja tertentu, sementara studi kepustakaan bertujuan untuk

mendapatkan teori-teori yang mendukung dalam analisis dan penyelesaian masalah.

Penelitian ini memiliki batasan yaitu tidak memperbaiki format cara pengisian dan detail klasifikasi biaya pada *Financial Quarterly Report (FQR)* dan *Work Program and Budget (WP&B)*. Sehingga angka dari masing-masing pos pada *report-report FQR* diambil apa adanya, tanpa melakukan validasi atas kebenaran atau keseragaman pada detail klasifikasi biaya untuk masing-masing pos tersebut.

### **1.5. Kerangka Penulisan**

Karya akhir ini akan dibagi menjadi lima bab berdasarkan topik pembahasan.

#### **BAB 1 - Pendahuluan**

Pada bab 1 dibahas mengenai latar belakang, pokok dan batasan masalah, tujuan penulisan, metode penelitian dan sistematika penulisan. Dalam bab ini akan dibahas sekilas perkembangan terkini mengenai industri migas di Indonesia, perkembangan regulasi setelah UU No. 22 tahun 2001 tentang migas dan berdirinya BPMIGAS, PSC dan Exhibit C-PSC sebagai bagian dari kontrak kerja sama yang menjadi dasar hukum alokasi biaya-hulu-bersama.

#### **BAB 2 - Telaah Kepustakaan**

Bab 2 memaparkan tentang dasar teori yang digunakan untuk membahas kasus atau permasalahan, yang merupakan hasil studi kepustakaan. Di dalam bab 2 ini akan dibahas teori *Petroleum Fiscal System* yang saat ini berlaku di dunia, prinsip dari PSC Indonesia yang merupakan dasar dari sistem bagi hasil antara Pemerintah dan Kontraktor, konsep biaya pada industri migas dan Laporan Keuangan KKKS kepada pemerintah sebagai realisasi atas anggaran yang disetujui dan merupakan aplikasi dari PSC, serta metode alokasi biaya pada industri migas dan industri lain secara umum.



### **BAB 3 - Industri Hulu Migas Indonesia dan Peran BPMIGAS**

Bab 3 akan memaparkan tentang sejarah industri hulu migas nasional, sejarah BPMIGAS, visi dan misi BPMIGAS, tugas dan wewenang BPMIGAS, serta peran serta BPMIGAS dalam industri migas nasional.

### **BAB 4 – Analisis Metode Alokasi Biaya Hulu Bersama**

Bab ini berisi penjelasan atas metode alokasi biaya, pendekatan analisis pada laporan keuangan KKKS, struktur biaya bersama pada laporan keuangan KKKS, dan analisis serta evaluasi masing-masing metode alokasi biaya tersebut berdasarkan atas beberapa laporan keuangan KKKS untuk satu tahun yang sama.

### **BAB 5 – Kesimpulan dan Saran**

Sebagai penutup, akan diberikan kesimpulan atas analisis yang telah dilakukan pada bab-bab sebelumnya, dan diberikan saran-saran mengenai permasalahan pada bab 1, yang kemudian akan disampaikan kepada BPMIGAS.

## BAB 2 TELAAH KEPUSTAKAAN

Pada bab ini akan dibahas teori yang akan digunakan dalam pembahasan karya akhir ini, yaitu pertama akan dibahas mengenai *Petroleum Fiscal System* dan konsep dasar *Production Sharing Contract* yang berlaku di Indonesia, kedua adalah penjelasan mengenai konsep biaya pada industri migas dan Laporan Keuangan Triwulan (*Financial Quarterly Report*) yang wajib diserahkan oleh KKKS sebagai laporan realisasi atas *Production Sharing Contract*, ketiga adalah teori alokasi atas biaya bersama yang dilakukan secara umum pada perusahaan manufaktur.

### 2.1 *Petroleum Fiscal System & Konsep Dasar PSC Indonesia*

#### 2.1.1. *Petroleum Fiscal System*

##### a. *Royalty/Tax System*

Didefinisikan sebagai suatu izin eksklusif, yang diberikan oleh suatu Negara pada perusahaan asing, untuk mengembangkan cadangan minyak pada suatu area tertentu selama masa yang telah disepakati, menurut Zhiguo Gao (1993). Masa yang disepakati pun berbeda-beda, di Timur Tengah dapat berlangsung antara 60-82 tahun, sementara di Indonesia rata-rata adalah 75 tahun.

Menurut Johnston (1994), ciri umum dari tipe ini adalah pengalihan kepemilikan atas sumber daya mineral berada pada kepala sumur.

##### b. *Production Sharing Contract (PSC)*

Menurut Machmud (2000), didefinisikan sebagai suatu kontrak kerja sama antara Perusahaan Minyak Negara (NOC) dengan investor asing atau perusahaan minyak internasional dengan periode selama 20-30 tahun. Investor asing mengambil resiko dari tahap *pre-production*, dan mengambil keuntungan (*profit*) termasuk penggantian biaya operasi dari hasil produksi, dalam proporsi yang sudah ditentukan sebelumnya, yang dimulai pada saat produksi komersial dari suatu kontrak area. Apabila tidak ada hidrokarbon yang dapat dikembangkan secara

komersil, dalam suatu masa eksplorasi yang telah ditentukan, maka kontrak berakhir, dan investor tidak mendapatkan apa-apa.

Sutadi Pudjo Utomo (2000), berpendapat bahwa terdapat tiga hak utama sebagai implikasi dari kontrak antara pemerintah dan pihak asing dalam eksploitasi sumber daya alam, yaitu:

- Hak Mineral (*Mineral Right*)  
Hak kepemilikan atas sumber daya alam yang terdapat di dalam perut bumi.
- Hak Penambangan (*Mining Right*)  
Hak untuk melakukan operasi yang membawa sumber daya alam tersebut keatas permukaan bumi.
- Hak Ekonomi (*Economic Right*)  
Hak kepemilikan atas sumber daya alam tersebut setelah berada di atas permukaan bumi.

Dalam PSC, semua hak ini masih menjadi milik negara. Kontraktor hanya memiliki hak ekonomi atas bagiannya, yang tertera pada kontrak, pada titik penyerahan atau titik penjualan. Sementara pada konsesi, semua hak tersebut dimiliki oleh kontraktor.

Machmud (2000) berpendapat bahwa Indonesia adalah penemu, atau negara pertama yang menerapkan PSC, yang kemudian diadopsi dalam berbagai bentuk oleh negara-negara lain seperti Chili, Guatemala, Israel, Pantai Gading, Mesir, India, Peru, Libya, Malaysia, Syria, Trinidad, Oman dan Sudan. PSC pertama yang ditandatangani adalah antara Independent Indonesian American Petroleum Company (IIAPCO) dengan Pertamina pada Januari 1967.

#### *c. Service Contract / Risk Service Contract*

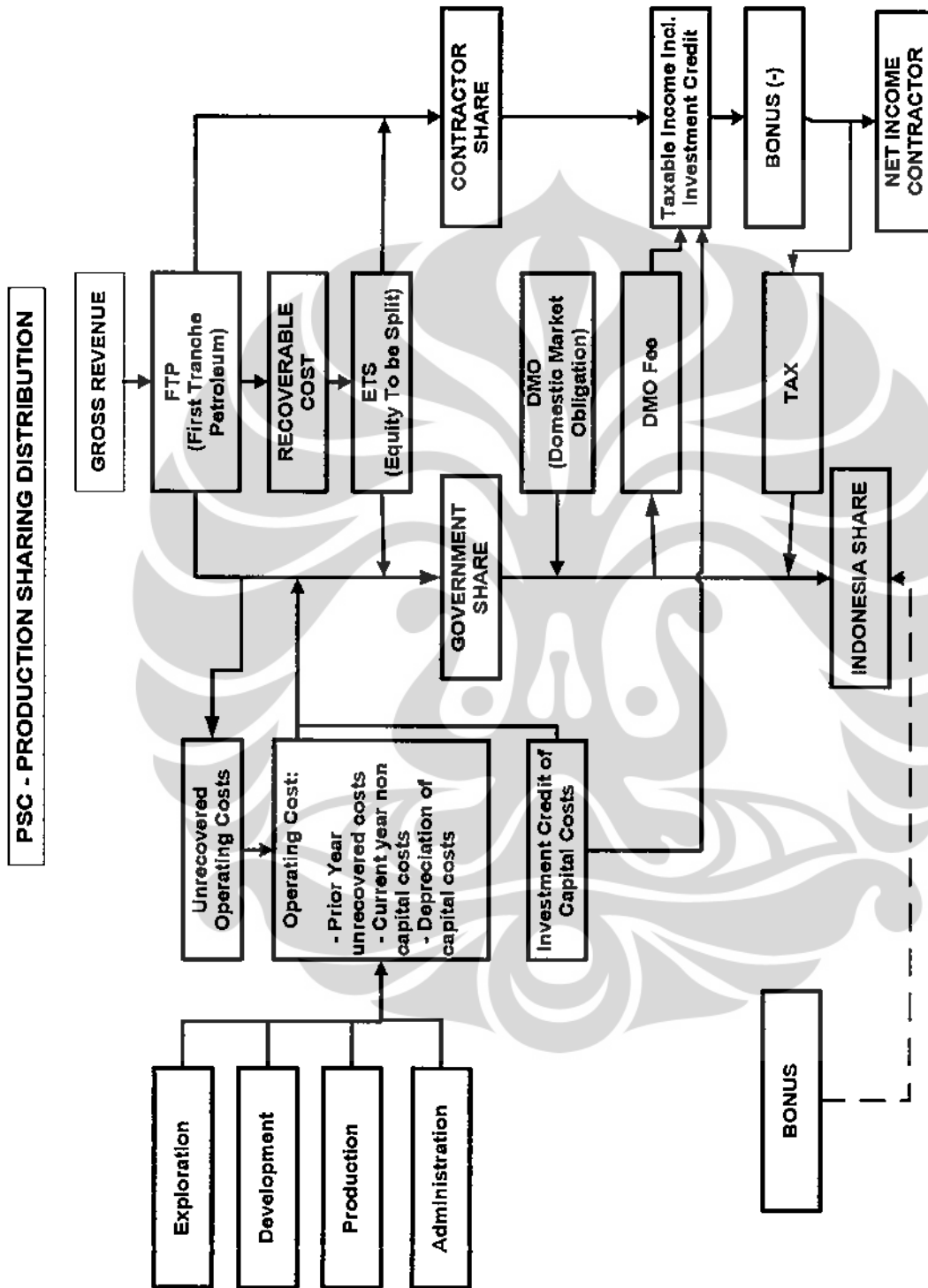
Didefinisikan sebagai kontrak dimana suatu perusahaan minyak asing menyetujui untuk melakukan sesuatu jasa spesifik untuk pemerintah

dengan upah tetap (*flat fee*) tertentu atau suatu upah berdasarkan suatu tingkat keuntungan tertentu (*fee on profit*).

### 2.1.2. Konsep Dasar PSC Indonesia

PSC sebagai instrumen kerjasama antara pemerintah dengan investor asing, secara konseptual, sudah dikenal berabad-abad yang lalu di Indonesia dalam bentuk perjanjian bagi hasil pertanian atau perkebunan, antara pekerja dan pemilik lahan. Sistem bagi hasil pertanian ini sudah sangat dikenal dan diterima oleh masyarakat Indonesia, dan dilegalkan oleh hukum adat masyarakat ditempatnya masing-masing.

PSC generasi pertama, yang ditandatangani pada tahun 1967, sangatlah berbeda dengan PSC generasi keempat yang diterapkan saat ini. Perbedaannya terdapat pada insentif yang diberikan pada kontraktor, namun secara konsep masih tetap sama. Konsep dasar PSC, adalah bagi hasil produksi. Dimana yang dibagi adalah hasil produksi, setelah dikurangi dengan biaya operasi. Implikasi dari konsep ini adalah adanya pembagian hasil produksi secara kuantitas, atau umumnya disebut *inkind*. Biaya operasi yang terjadi, harus di-kuantitas-kan dengan membagi biaya tersebut dengan harga produk. Untuk lebih jelasnya mengenai konsep PSC, dapat dilihat pada gambar berikut:



Gb. 2.1.1. Skema PSC Indonesia

Sumber : telah diolah kembali

Penjelasan atas istilah-istilah dalam gambar adalah sebagai berikut:

#### *Gross Revenue*

Adalah jumlah pendapatan kotor yang dihasilkan oleh suatu wilayah pertambangan. Secara akuntansi, *Gross Revenue* adalah perkalian antara *Lifting* (penjualan) suatu produk dengan *Price* (harga). Untuk *lifting*, dapat berbentuk minyak mentah (*crude oil*), kondensat (*condensate*) atau gas alam (*natural gas*) atau ketiganya sesuai dengan yang dihasilkan oleh wilayah tersebut.

Perlu ditekankan disini, bahwa definisi *Lifting* tidak sama dengan produksi. Produksi adalah hasil migas yang dapat diangkat ke permukaan bumi. Tidak semua hasil produksi akan dijual, ada yang tersimpan di tangki penyimpanan, ada yang dipergunakan untuk operasi fasilitas produksi, dan ada juga yang hilang dalam transportasi.

- $Gross Revenue = Lifting \times Price$

#### *First Tranche Petroleum (FTP)*

FTP merupakan sistem penyisihan atas suatu jumlah tertentu dari *gross revenue* setiap tahun sebelum digunakan untuk pengembalian biaya operasi atau pun pemberian insentif lainnya. Pada prinsipnya, FTP merupakan suatu pembatasan pengembalian biaya operasi, sehingga *gross revenue* tidak seluruhnya habis untuk membayar biaya operasi. Hal ini sangat berguna bagi pemerintah maupun KKKS, di saat lapangan mulai berproduksi dan biaya operasi yang belum terganti masih sangat besar.

#### Kredit Investasi (*Investment Credit*)

Adalah insentif yang diberikan oleh pemerintah pada KKKS, atas investasi aset kapital untuk proses produksi, yang dilakukan pada suatu lapangan minyak tertentu, dalam suatu wilayah kerja pertambangan. Insentif ini berupa pengembalian langsung dalam jumlah persentase tertentu, yang dikalikan dengan jumlah investasi aset kapital yang telah dilakukan. *Investment Credit* ini, selain harus terdapat pada kontrak, juga wajib mendapatkan persetujuan tertulis dari BPMIGAS.

### *Cost Recovery*

Adalah pengembalian biaya operasi hulu migas pada KKKS dari hasil penjualan produksi minyak dan gas bumi. Biaya operasi ini dikategorikan menjadi tiga bagian besar, yaitu:

#### a. Non Kapital

Terdiri atas biaya eksplorasi dan pengembangan (*Exploration & Development Expenses*), biaya produksi (*Production Expenses*), dan biaya administrasi (*Administration Expenses*).

#### b. Kapital

Merupakan depresiasi atas investasi aset kapital

#### c. *Unrecovered Cost*

Adalah pengembalian atas biaya operasi tahun-tahun sebelumnya yang belum dapat diperoleh kembali.

### *Depresiasi*

Adalah pengembalian biaya atas investasi aset kapital yang dilakukan oleh KKKS. Aset kapital KKKS, akan didepresiasi sesuai dengan kriteria pada Exhibit C, yaitu setelah aset tersebut dinyatakan PIS (*Placed Into Service*). Secara akuntansi, PIS adalah sudah berfungsi dengan baik dan memberikan kontribusi pada proses produksi yang ada. KKKS harus mendapatkan persetujuan PIS dari fungsi terkait di BPMIGAS, sebelum dapat melakukan klaim atas depresiasi aset tersebut.

### *Equity to be Split*

Adalah keuntungan yang dibagikan antara pemerintah dengan KKKS, sesuai dengan persentase bagi hasil yang tertera pada kontrak wilayah kerja tersebut.

### *Domestic Market Obligation (DMO)*

Adalah kewajiban penjualan minyak kepada pemerintah, untuk memenuhi kebutuhan minyak domestik. Jumlahnya adalah 25% dari *lifting* minyak dikalikan dengan jumlah persentase bagi hasil dari wilayah tersebut. Untuk 60 bulan

pertama atau 5 tahun, pemerintah akan membeli sebesar harga ICP, sementara setelahnya akan dibeli sebesar 15% dari ICP atau 10% dari ICP atau bahkan US\$ 0.20 per barel, tergantung dari kontraknya.

### *Pajak Penghasilan (Tax)*

Merupakan pajak yang harus dibayarkan oleh KKKS, termasuk pajak atas insentif *Investment Credit* yang diterima. Besarnya tarif pajak ini berbeda-beda, tergantung pada kontraknya. Saat ini, secara umum adalah sebesar 44%.

Seperti terlihat pada gambar, *Indonesia Share (Indonesia Income)* adalah bagian yang diterima oleh pemerintah sudah termasuk pajak. Untuk minyak mentah, umumnya adalah 85%, dan gas bumi umumnya sebesar 70%. Sementara kontraktor mendapatkan 15% untuk minyak mentah dan 30% untuk gas.

## **2.2. Biaya dan Laporan Keuangan Industri Hulu Migas**

### **2.2.1. Biaya pada Industri Migas**

Menurut Wright & Gallun (2008), biaya yang terjadi pada suatu perusahaan yang bergerak di bidang industri hulu migas, dapat dikelompokkan menjadi 4 bagian besar, yaitu:

#### **a. Biaya Akuisisi**

Biaya yang terjadi dalam memperoleh hak untuk melakukan eksplorasi, mengebor, dan memproduksi minyak dan gas bumi.

#### **b. Biaya Eksplorasi**

Biaya yang terjadi dalam mengeksplorasi wilayah pertambangan. Biaya ini termasuk mengidentifikasi suatu area untuk pemeriksaan lebih lanjut, dan pemeriksaan mendetail atas suatu area spesifik, termasuk melakukan pemboran sumur eksplorasi.

#### **c. Biaya Pengembangan**

Biaya yang terjadi dalam mempersiapkan produksi atas suatu cadangan migas terbukti (*proven reserves*). Termasuk dalam komponen biaya ini adalah biaya-biaya untuk mendapatkan akses pada cadangan terbukti dan menyediakan fasilitas untuk ekstraksi, pengumpulan dan penyimpanan minyak dan gas bumi.



#### d. Biaya Produksi

Biaya yang terjadi dalam mengangkat minyak dan gas bumi ke permukaan dan pengumpulan serta penyimpanan minyak dan gas bumi.

Apapun metode akuntansi yang digunakan, akan selalu terkait dengan keempat biaya tersebut di atas (37).

#### 2.2.2. Laporan Keuangan Industri Hulu Migas

##### *Financial Quarterly Report*

Kontraktor selaku operator dari wilayah kerja pertambangan, wajib melaporkan realisasi operasi atas Rencana Kerja dan Anggaran yang telah disetujui oleh BPMIGAS, selaku wakil dari pemerintah. Pelaporan tersebut dilakukan secara triwulanan, yaitu tutup buku Maret, Juni, September dan Desember, dengan posisi Desember sebagai final untuk tahun yang bersangkutan. Laporan realisasi ini disebut sebagai *Financial Quarterly Report* atau disingkat menjadi FQR.

Format dan isi pelaporan keuangan atas kegiatan operasi hulu migas, telah diatur dan distandarkan oleh BPPKA, dalam Buku *Financial Budget & Reporting Procedures Manual for Production Sharing Contract*. Edisi terakhir adalah Tahun 1993 Revisi. Semua KKKS, berstatus eksplorasi ataupun berstatus produksi, wajib mengirimkan FQR kepada BPMIGAS.

Secara umum FQR terdiri atas laporan-laporan yang saling terintegrasi antara satu dan lainnya, dengan penjelasan sebagai berikut yaitu:

##### *Report 1 : Financial Status Summary Oil & Gas*

*Report 1* berisi mengenai informasi status keuangan. Merupakan penjumlahan dari R.1.1 dan R.1.2, untuk KKKS yang menjalankan operasi minyak dan operasi gas pada satu blok yang sama. Tujuan dari laporan ini adalah meringkas elemen aktual dan anggaran dalam menghitung pembagian keuntungan antara pemerintah dan KKKS untuk posisi *current quarter* dan *year to date*. Untuk mengidentifikasi perbedaan / *variance* yang signifikan antara biaya aktual

dengan anggaran yang telah disetujui. Untuk menghitung pajak yang harus dibayarkan dan jumlah *unrecovered other cost* milik KKKS.

*Report 1.1 :Financial Status Summary Oil*

Merupakan informasi status keuangan atas operasi minyak.

*Report 1.2 :Financial Status Summary Gas*

Merupakan informasi status keuangan atas operasi gas bumi.

*Report 2 : Key Items Analysis*

Berisi mengenai informasi statistik untuk kedua operasi minyak dan gas, dan wajib dibuat oleh semua KKKS. Tujuan laporan ini adalah menyediakan data penting untuk beberapa aspek operasi, misalnya kedalaman pengeboran, jumlah sumur eksplorasi, dan jumlah sumur yang sukses (terbukti ada cadangan).

*Report 2A: Inventories & Reserves Analysis*

Berisi informasi statistik atas persediaan dan cadangan untuk operasi minyak dan operasi gas, dan wajib dilaporkan oleh semua KKKS. Tujuan dari laporan ini adalah untuk membuat rekonsiliasi atas persediaan dan cadangan untuk menentukan tren ekonomi dari aktivitas operasi.

*Report 3 : Expenditures Summary*

Berisi semua pengeluaran baik untuk operasi minyak dan operasi gas, dan wajib dilaporkan oleh semua KKKS. Namun biaya depresiasi tidak termasuk dalam laporan ini. Tujuan dari laporan ini adalah meringkas total pengeluaran aktual dan anggaran, baik non kapital maupun kapital untuk posisi *current quarter* dan *year to date*. Kemudian mengidentifikasi variasi signifikan antara aktual terhadap anggaran dan meringkas *current year operating cost* untuk rekonsiliasi dengan *Report 1*.

*Report 4 : Exploration & Development Expenditures Summary*

Berisi pengeluaran biaya untuk eksplorasi dan pengembangan, baik berupa kapital maupun non kapital. Biaya depresiasi tidak dimasukkan dalam laporan ini. Laporan ini merupakan penjumlahan atas *Report 4.1* dan *Report 4.2* bila operator

mengoperasikan minyak dan gas pada satu area kontrak yang sama. Tujuan dari laporan ini adalah meringkas pengeluaran eksplorasi dan pengembangan baik aktual dan anggarannya secara fungsional, untuk *current quarter* dan *year to date*. Kemudian mengidentifikasi variasi signifikan antara aktual dengan anggaran.

*Report 4.1* adalah untuk operasi minyak

*Report 4.2* adalah untuk operasi gas

Revisi Manual tahun 1993, mewajibkan KKKS untuk menyertakan lampiran atas *Report 4 (Attachment for Report 4)* untuk menjelaskan secara detail atas tipe dan sumber dari setiap pengeluaran.

#### *Report 8 : Production Expense Analysis*

Berisi biaya produksi untuk operasi minyak dan operasi gas dan wajib dilaporkan oleh KKKS. Biaya *onshore* dan biaya *offshore* harus disajikan secara terpisah, sehingga KKKS yang mengoperasikan keduanya harus membuat konsolidasi atas keduanya. Biaya produksi termasuk *current operating expenditure* dan depresiasi, namun tidak termasuk biaya kapital.

Tujuan dari *report* ini adalah meringkas biaya produksi yang dapat ditagihkan kembali baik secara aktual maupun anggarannya, yang dikategorikan secara fungsional, untuk *current quarter* dan *year to date*, serta mengidentifikasi variasi signifikan atas aktual dan anggaran yang terjadi.

#### *Report 11 : Administrative Expense Analysis*

Berisi beban administrasi untuk operasi minyak dan operasi gas, dan wajib dilaporkan oleh semua KKKS. Laporan ini termasuk *current year expenditure* dan depresiasi, namun tidak termasuk biaya kapital.

Tujuan dari laporan ini adalah menyajikan beban administrasi yang dikategorikan secara fungsional, untuk *current quarter* dan *year to date*. Kemudian mengidentifikasi variasi signifikan antara aktual dengan anggaran.

#### *Report 14 : Depreciation Expense Summary*

Berisi informasi atas aset dan depresiasi dan wajib dilaporkan oleh semua KKKS. Tujuannya adalah menyajikan status dari aset tetap dan aset yang telah dipakai

pada proses produksi (*placed in to service*) dan menyajikan data beban depresiasi untuk *current quarter* dan *year to date*.

*Report 15 : Project Status Report*

Berisi mengenai semua pengeluaran untuk proyek utama dan aktivitas pendukung lainnya yang dilakukan pada operasi minyak dan gas dalam kontrak *production sharing*. Tujuan dari laporan ini adalah untuk menyajikan status atas semua proyek utama dan aktivitas pendukungnya secara berurutan sesuai dengan nomor AFE (*Authorization for Expenditure*).

*Report 16.1 : Lifting Share - Oil Analysis*

Berisi informasi mengenai *lifting* minyak mentah yang telah dilakukan pada kuartal tersebut dan posisi *lifting* pada *year to date*. Pada laporan ini, terdapat status *overlifting* ataupun *underlifting* dari KKKS dan jumlah DMO yang harus disetorkan kepada pemerintah.

*Report 16.2 : Lifting Share - Gas Analysis*

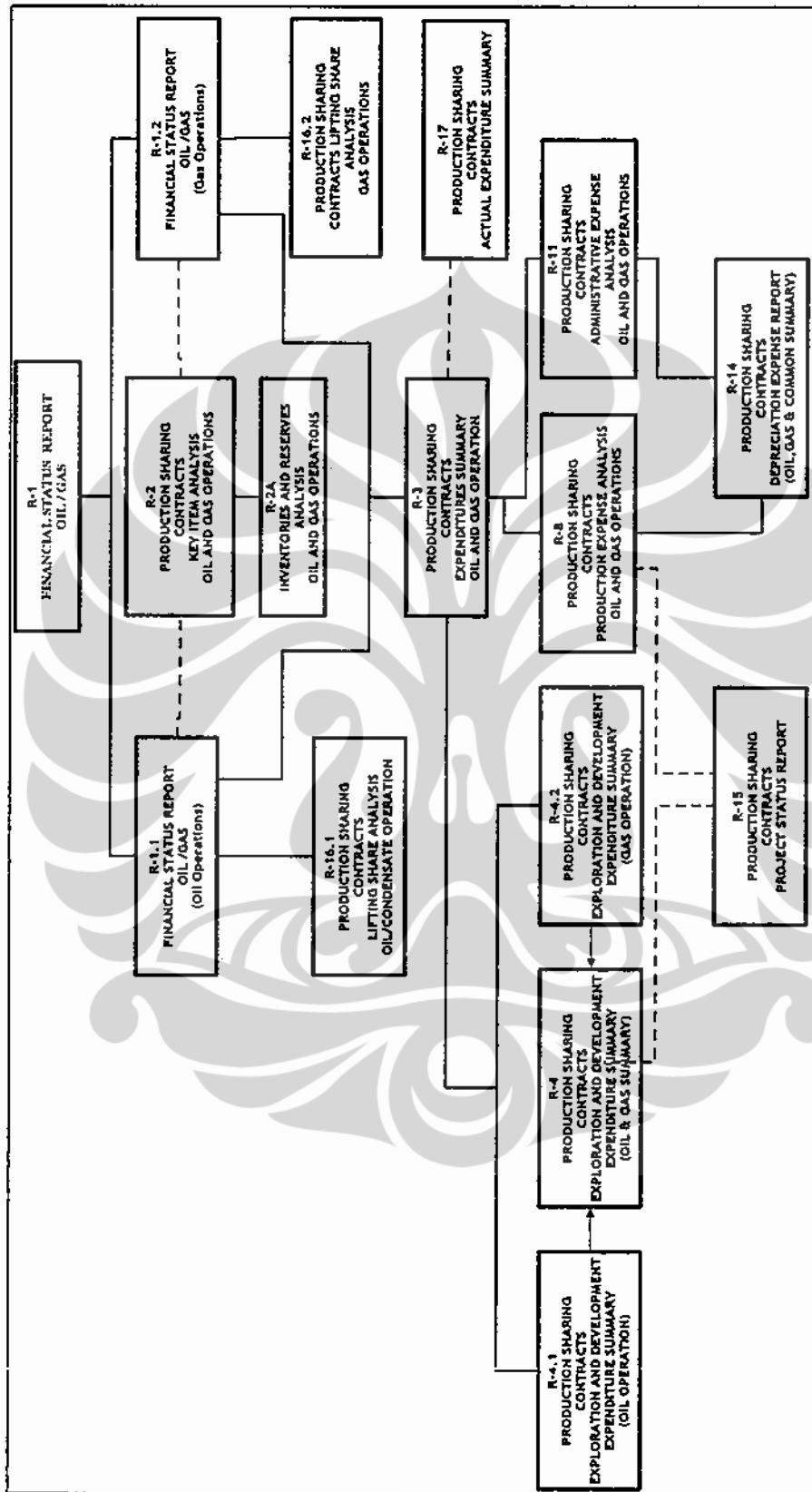
Berisi informasi mengenai *lifting* gas yang telah dilakukan pada kuartal tersebut dan posisi *lifting* pada *year to date*, dengan pembagian produk menjadi LPG dan LNG & *Natural Gas*. Pada laporan ini, terdapat status *overlifting* ataupun *underlifting* dari KKKS.

*Report 17 : Actual Expenditure Summary*

Merupakan format yang lebih detail dari *Report 3-Expenditure Summary*.

Tujuannya adalah melakukan klasifikasi atas pengeluaran yang masuk kedalam negeri maupun yang mengalir ke luar negeri, seperti misalnya untuk tenaga ahli asing maupun kontrak-kontrak dengan pihak asing. Laporan ini sangat berguna dalam mengukur tingkat komponen dalam negeri, dan membandingkan gaji dan manfaat (*salary & benefit*) yang diterima tenaga kerja asing dan nasional.

Hubungan implisit antar masing-masing laporan dapat terlihat gambar berikut ini:



Gambar 2.2. Bagan Financial Quarterly Report KKKS kepada BPMIGAS

Sumber :Diolah kembali berdasarkan Financial Budget and Reporting Procedures Manual of Production Sharing Contract (1993 Revision)

Terdapat 5 prosedur umum dalam menyiapkan FQR, yaitu:

1. Penjelasan selisih (*variance*) antara aktual dengan anggaran

Selisih antara aktual dengan anggaran harus dihitung dan dimasukkan pada semua *line items* pada laporan. Justifikasi atas selisih tersebut harus diberikan, tergantung pada materialitas-nya. Namun secara umum, selisih lebih maupun kurang dari 10% anggaran dan nilainya di atas US\$500,000 harus dijelaskan.

2. Penggunaan revisi anggaran pada laporan

Perubahan yang besar dan signifikan pada anggaran, baik pada aktivitas maupun pada waktu pelaksanaan, membuat anggaran yang telah diajukan oleh KKKS dan disetujui oleh BPMIGAS sebelumnya menjadi tidak realistis. KKKS dapat mengajukan revisi atas rencana kerja dan anggaran. Penting bagi KKKS untuk membandingkan angka aktual dengan anggaran yang disetujui.

Peraturan mengenai anggaran adalah sbb:

- a. Rencana kerja dan anggaran revisi yang telah final dan disetujui oleh BPMIGAS pada ataupun sebelum hari kalender terakhir pada akhir kuartal, harus digunakan pada perbandingan antara aktual dengan anggaran pada laporan keuangan KKKS.
- b. Bila rencana kerja dan anggaran revisi telah dikirimkan kepada BPMIGAS, namun persetujuan final belum diberikan atau diberikan setelah hari kalender terakhir pada akhir kuartal, maka revisi rencana kerja dan anggaran tersebut tidak boleh digunakan pada laporan keuangan KKKS.

Apabila terdapat kondisi-kondisi dimana keakuratan laporan keuangan sangat dipentingkan, maka prosedur kedua ini dapat diabaikan.

3. Perkiraan pengeluaran biaya untuk bulan ketiga pada suatu kuartal

Secara umum, apabila pengeluaran biaya pada bulan ketiga suatu kuartal belum dapat dilaporkan, maka diperbolehkan menggunakan estimasi biaya untuk bulan ketiga tersebut, dengan catatan sebagai berikut:

- a. Ketika menyiapkan laporan kuartal berikutnya, maka koreksi atas angka estimasi kuartal sebelumnya harus dibuat pada kolom '*This Quarter*'. Hal

ini akan membuat penjumlahan angka antar kuartal menjadi sama dengan angka pada kolom 'Year To Date', dan menghindari koreksi atas kuartal-kuartal yang telah lalu. Perubahan pada kuartal yang telah lalu atas berbagai macam alasan, harus dilakukan dengan cara ini.

- b. Laporan-laporan berikut ini, menyertakan perbandingan angka dengan kuartal sebelumnya, *Report 1*, *Report 8* & *Report 11*. Angka kuartal sebelumnya haruslah sama dengan apa yang telah dilaporkan.
- c. Apabila terjadi "year end balancing", perlu diserahkan laporan keuangan final untuk tahun tersebut, dimana laporan ini harus sudah diterima BPMIGAS sebelum tanggal 1 Maret tahun berikutnya. Semua koreksi yang terjadi, harus diperlakukan sebagai koreksi pada kuartal keempat.

#### 4. Waktu penyerahan laporan keuangan

Laporan diserahkan kepada BPMIGAS, paling lambat 20 hari setelah akhir kuartal.

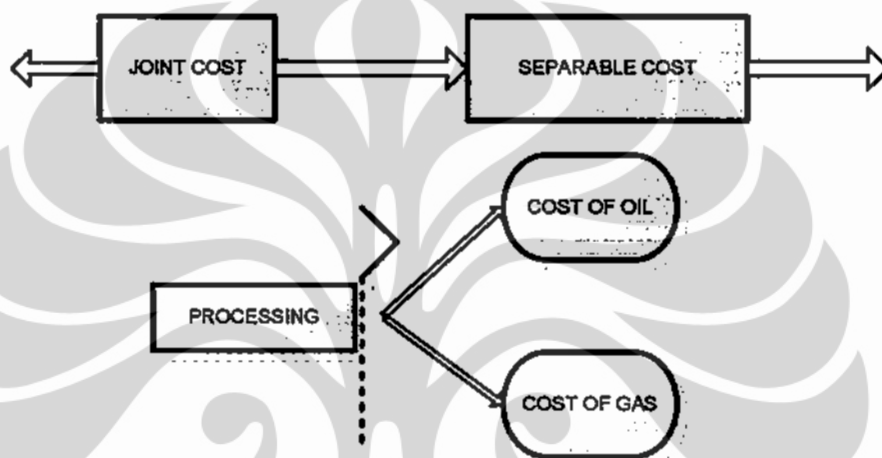
#### 5. Mata uang yang digunakan

Semua angka harus dilaporkan dalam mata uang US Dollar (US\$). Semua angka yang dilaporkan harus dibulatkan ke US\$1.000 terdekat, kecuali pada *Report 16*.

### 2.3. Teori atas Alokasi Biaya Bersama (*Joint Cost Allocation Theory*)

Biaya bersama (*joint cost*) adalah biaya yang timbul dari proses produksi yang menghasilkan beberapa produk secara bersamaan atau simultan (Hongren, Datar & Foster, 2006). Hilton (2008) menjelaskan secara mendetail dengan membagi biaya bersama menjadi dua, yaitu biaya atas input atau bahan mentah dan biaya atas proses produksi yang menghasilkan produk bersama tersebut. Sementara Hammer, Carter, & Usry (1994), mendefinisikan biaya bersama sebagai biaya yang timbul dari suatu proses simultan atau pembuatan beberapa produk yang berasal dari proses yang sama.

Wright, dalam tulisannya berpendapat bahwa biaya hulu migas, seperti eksplorasi, pemboran, pengembangan, dan aktivitas produksi, dalam banyak hal adalah biaya bersama. Penentuan dari biaya produk atau keuntungan produk mensyaratkan biaya bersama ini untuk dialokasikan pada masing-masing produk. Namun, literatur akuntansi yang ada, tidak dapat memberikan bantuan untuk metode alokasi yang tepat, disebabkan hampir semua literatur yang ada, hanya berfokus pada inventori dan harga pokok penjualan.



Gb. 2.3. Pemisahan Joint Cost Industri Hulu Migas

Sumber : telah diolah kembali

Gambar di atas menjelaskan bahwa biaya hulu migas dan proses produksi untuk minyak mentah dan gas bumi merupakan suatu biaya bersama, kemudian terpisah pada titik pemisahan, seringkali memerlukan proses produksi lebih lanjut, untuk memurnikan atau menyesuaikan dengan spesifikasi yang telah ditetapkan, dan kemudian dijual sebagai kedua produk yang berbeda.

Tujuan dari alokasi biaya bersama pada masing-masing produk yang dihasilkan, secara akuntansi keuangan adalah untuk menghitung nilai persediaan pada neraca dan harga pokok penjualan pada laporan laba rugi perusahaan. Sementara secara akuntansi manajemen, alokasi biaya ini diperlukan untuk membantu manajer dalam perencanaan dan membuat keputusan, seperti harga dari produk, campuran produk yang akan diproduksi, dan jumlah produk yang akan dihasilkan. (Hilton, 2008).



Menurut para ahli Akuntansi Manajemen, secara umum, terdapat 2 pendekatan dalam melakukan alokasi atas biaya bersama, yaitu:

a. Menggunakan data berdasarkan harga pasar, seperti *revenue*.

➤ *Sales Value at Split-off Method*

Alokasi biaya bersama berdasarkan perbandingan harga jual atas kedua produk pada titik pemisahan produk (*split-off point*). Metode ini mengalokasikan biaya bersama berdasarkan nilai total penjualan produk yang di produksi pada periode akuntansi di titik pemisahan produk (*split-off point*). Metode alokasi biaya ini, memberikan keuntungan karena alokasi dilakukan berdasarkan kemampuan produk menghasilkan pendapatan (*revenue*). Metode ini hanya dapat digunakan bila harga jual produk diketahui pada titik pisah batas.

➤ *Net Realizable Value (NRV) Method*

Alokasi biaya bersama berdasarkan perbandingan nilai akhir atas kedua produk. Dimana nilai akhir ini didapat dengan mengurangi harga jual masing-masing produk dengan biaya yang terjadi setelah titik pemisahan produk (*split-off point*). Metode ini dapat digunakan jika produk tidak dapat dijual pada titik pemisahan karena memerlukan proses lebih lanjut untuk menambah nilai produk (*value added*). Penggunaan metode ini pada PSC harus melalui beberapa penyesuaian sehingga data pada FQR dapat dipergunakan semaksimal mungkin. Penyesuaian tersebut adalah:

- $Sales\ Value\ of\ Final\ Product = Gross\ Revenue$
- $Separable\ Cost = Direct\ Production\ Cost$
- $NRV = Gross\ Revenue - Direct\ Production\ Cost$

➤ *Constant Gross Margin Percentage NRV Method*

Metode ini mengalokasikan biaya bersama pada jenis produk berdasarkan persentase keseluruhan *gross margin* dari tiap produk. Laba kotor (*gross margin*) yang telah diterapkan kemudian digunakan untuk mengalokasikan biaya bersama sehingga akan diperoleh nilai *gross margin* yang sama pada setiap produknya. Penggunaan metode ini, akan melalui beberapa

penyesuaian agar sesuai dengan informasi keuangan yang terdapat pada FQR. Penyesuaian tersebut adalah:

- *Sales Value of Final Product = Gross Revenue*
- *Total Production Cost = Total Recoverable*
- *Gross Margin = Gross Revenue – Total Recoverable* sehingga  
*Gross Margin = First Tranche Petroleum + Equity To be Split*
- *Separable Cost = Direct Production Cost.*

b. Menggunakan pengukuran fisik (*physical method*), misalnya seperti berat atau volume dari produk bersama.

Merupakan metode yang paling terakhir untuk digunakan, karena tidak berdasarkan atas karakteristik keekonomian atas suatu produk. Metode ini mengalokasikan biaya bersama, berdasarkan perbandingan volume atau berat.

Keuntungan dari metode ini adalah peningkatan volume penjualan gas yang semakin meningkat dimasa mendatang, dimana penggunaan gas yang semakin banyak baik domestik maupun global, sehingga produksi gas akan cenderung meningkat. Dengan demikian metode ini akan memberikan alokasi yang lebih besar pada gas bumi dimasa mendatang.

Kerugian dari metode ini adalah pada satuan konversi. Secara volume, minyak mentah dan gas bumi tidak dapat dibandingkan, oleh karenanya digunakanlah suatu koefisien yang akan mengkonversikan gas menjadi setara dalam barel minyak mentah. Secara kaidah teknik koefisien ini berbeda-beda tergantung dengan jenis gas-nya. Ada wilayah kerja tertentu yang koefisiennya menggunakan 6, ada juga yang lebih kecil, namun yang secara umum digunakan adalah 5.8.

Selain dari metode diatas, terdapat beberapa metode lain yang dapat digunakan untuk mengalokasikan biaya bersama, yaitu:

- Metode *Relative Direct Production Cost*

Metode ini mengalokasikan biaya bersama berdasarkan perbandingan biaya produksi langsung atas minyak mentah dan gas bumi.

Keuntungan dari metode ini adalah alokasi biaya berdasarkan biaya produksi langsung, yang sangat tergantung oleh karakteristik dari bahan mentah/cadangan mineral yang terdapat pada masing-masing wilayah kerja. Sebagai contoh ada gas yang dapat langsung dijual, namun ada juga gas yang harus diproses terlebih dahulu untuk memurnikan kadar gasnya sehingga dapat diterima oleh pembeli. Hal yang sama juga terjadi pada minyak mentah.

- Metode Alokasi berdasarkan *Production + Investment*

*Ratio (Production x Price) + Capital Expenditure (Capex) + Operating Expenditure (Opex)*

Metode ini menggunakan penjumlahan atas semua produksi minyak mentah dan produksi gas, kemudian dikalikan dengan harga masing-masing, dan ditambahkan dengan pengeluaran kapital maupun non kapital dari masing-masing produk.

Pengeluaran baik kapital maupun non kapital merupakan investasi pada industri hulu migas nasional. Investasi ini menunjukkan tren industri masa mendatang, dan perkiraan yang positif atas perekonomian Indonesia. Misalnya investasi kapital pada gas bumi, menunjukkan adanya cadangan gas bumi yang cukup ekonomi, yang akan diproduksi, dan pasar yang menjanjikan, dan investor percaya bahwa investasi tersebut menguntungkan.

Keuntungan dari metode ini adalah alokasi yang lebih realistis dibandingkan dengan alokasi berdasarkan investasi, karena disesuaikan dengan realisasi produksi yang terjadi di wilayah kerja tersebut, dimana dasar perhitungan adalah produksi minyak dan produksi gas bumi pada satu tahun, bukan *lifting* (penjualan) dan juga ditambahkan dengan pengeluaran baik kapital maupun non kapital (operasional). Lebih realistis, disebabkan oleh tingkat produksi

seringkali tidak sesuai dengan tingkat investasi. Biasanya disebabkan oleh kesalahan teknis, misalnya cadangan yang diproduksi tidak seperti perkiraan semula, tingkat produksi yang menurun drastis, ataupun hal-hal teknis lainnya.

Ilustrasi atas beberapa metode adalah sebagai berikut:

a. *Sales Value at Split-off Method*

	<i>Joint Product</i>	<i>Sales at Split-off</i>	<i>Relative proportion</i>	<i>Allocation of joint cost</i>
<i>Joint Cost</i> \$1,100	<i>Cocoa Butter</i>	\$750	3/5	\$660
	<i>Cocoa Powder</i>	\$500	2/5	\$440
				\$1,100

b. *Net Realizable Value (NRV) Method*

	<i>Joint Product</i>	<i>Sales Value of Final Product</i>	<i>Separable cost of processing</i>	<i>NRV</i>	<i>Relative proportion</i>	<i>Allocation of joint cost</i>
<i>Joint Cost</i> \$1,100	<i>Sun Screen</i>	\$3,000	\$1,560	\$1,440	6/11	\$600
	<i>Instant Cocoa Mix</i>	\$2,000	\$800	\$1,200	5/11	\$500
						\$1,100

c. *Metode Pengukuran Fisik (Physical Method)*

	<i>Joint Product</i>	<i>Weight at Split-off</i>	<i>Relative proportion</i>	<i>Allocation of joint cost</i>
<i>Joint Cost</i> \$1,100	<i>Cocoa Butter</i>	1500 pounds	3/4	\$825
	<i>Cocoa Powder</i>	500 pounds	1/4	\$275
				\$1,100

Kriteria Alokasi Biaya

a. *Causes and Effect (Sebab Akibat)*

Kriteria ini, mengharuskan identifikasi biaya variabel yang menyebabkan penggunaan sumber daya. Sebab akibat mencerminkan hubungan antara tiap-tiap

aktivitas terhadap biaya terkait dengan *cost pool*-nya. Kriteria ini adalah kriteria utama yang digunakan pada perhitungan *Activity Based Costing*. Merupakan kriteria yang banyak dipakai dibandingkan *fairness* dan *ability to bear*.

b. *Benefit Received* (Manfaat yang Diterima)

Manajemen mengalokasikan biaya berdasarkan besarnya manfaat yang diterima oleh setiap objek biaya. Kriteria ini juga salah satu kriteria yang sering digunakan.

c. *Fairness or Equity* (kewajaran)

Kriteria ini sering digunakan pada kontrak pemerintahan ketika alokasi biaya adalah faktor penentu dalam penetapan harga untuk pemerintah dan pemasoknya. Kriteria ini jarang digunakan karena sulit untuk mencapai kesepakatan, jika satu pihak merasa *fair* atau wajar akan sesuatu namun satu pihak lagi merasa tidak wajar.

d. *Ability To Bear* (Kemampuan untuk Menyerap)

Kriteria ini mengalokasikan biaya bersama sesuai dengan proporsi kemampuan objek biaya (*cost object*) menyerap biaya yang dialokasikan.

Coopers & Lybrand menyatakan bahwa sebanyak 46% dari perusahaan-perusahaan hulu migas Eropa, melakukan alokasi biaya hulu pada minyak mentah dan gas yang diproduksi dari lapangan yang sama. Dari 46% tersebut, 33% menggunakan metode harga pasar (*market based method*), 50% berdasarkan metode fisik (*physical method*) dan 17% menggunakan metode lainnya (Horngren, 2006).

Wright menyatakan bahwa untuk tipe kontrak migas PSC, alokasi biaya bersama adalah suatu keharusan untuk memberikan kepastian bagi pemerintah dan kontraktor. Dalam hal ini, Wright mengusulkan dua metode alokasi yang lebih tepat untuk digunakan pada industri hulu migas. Kedua metode tersebut, didasarkan pada pendekatan secara teknik (*engineering approach*), yang dianggap lebih sesuai untuk industri hulu migas. Kedua metode tersebut adalah:

a. Metode Analisis Fungsional

Metode ini mengalokasikan biaya bersama berdasarkan pada analisis fungsional atas setiap peralatan yang digunakan pada proses produksi untuk kedua jenis produk. Misalnya adalah jalur pipa atau separator yang dipergunakan untuk mengalirkan atau memisahkan baik gas maupun minyak, maka alokasi biaya dilakukan berdasarkan *flow rate* dari minyak ataupun *flow rate* dari gas. *Flow rate* adalah berapa banyak kuantitas dari suatu produk yang dapat dialirkan dalam suatu satuan waktu.

b. Metode Manfaat Desain

Mengalokasikan biaya bersama berdasarkan atas manfaat yang diterima dari suatu peralatan dalam proses produksi. Dalam hal ini digunakan simulasi komputer, untuk mengukur efek perubahan pada proses produksi dan biaya terkait apabila jenis produknya berubah. Metode ini lebih tepat digunakan untuk mendetailkan alokasi biaya pada jenis-jenis gas.

Kelemahan atas kedua metode ini adalah sangat mengandalkan justifikasi teknis dan memerlukan analisa yang cukup kompleks dan mendalam atas fasilitas produksi dan proses produksi yang dilakukan.

### **BAB 3**

## **INDUSTRI HULU MIGAS INDONESIA & PERAN BPMIGAS**

Pada Bab ini akan dibahas mengenai sekilas industri hulu migas Indonesia dan peran Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) pada industri migas tersebut.

### **3.1. Sekilas Industri Hulu Migas Indonesia**

Berdasarkan referensi yang berasal dari Museum Migas, TMII, pada tahun 1871, seorang pengusaha Belanda bernama Jan Reerink, melakukan pencarian minyak bumi di daerah lereng Gunung Ciremai, Jawa Barat, dan tidak membuahkan hasil. Kemudian pada tahun 1885, seorang pengusaha tembakau di daerah Langkat, Sumatra Utara, bernama Aeilko Jans Zijlker, berhasil mengebor sumur yang bernilai komersil di Telaga Said, Pangkalan Brandan.

Pada tahun 1890, Jans Zijlker dan kawan-kawan mendirikan Koninklijke Nederlandsche Petroleum Company atau Royal Dutch Petroleum. Perusahaan minyak lainnya adalah Shell Transport and Trading Co, yang didirikan oleh Marcus Samuel, menemukan minyak di Kalimantan Timur dan membangun kilang pengolahan di Balikpapan pada tahun 1894. Pada permulaan abad ke-20, kedua perusahaan tersebut *merger*, dengan nama The Royal Dutch Shell Group, yang kemudian lebih dikenal dengan "SHELL". Sehingga pada awal abad ke-20, praktis seluruh industri minyak di wilayah Indonesia berada di bawah pengendalian Shell.

Pada tahun 1912, Perusahaan Amerika, Standard of New Jersey (anak perusahaan Standard Oil), mendirikan perusahaan dengan nama Nederlandsche Kolonialise Petroleum Maatschappij (NKPM). NKPM membeli izin eksplorasi untuk lapangan Talang Akar, Pendopo, Sumatra Selatan, yang menjadi lapangan minyak terbesar di Indonesia sebelum Perang Dunia II. Pada 1933 NKPM bergabung dengan Socony Vacuum (Standard of New York, cikal bakal Mobil Oil), menjadi

Standard Vacuum Petroleum Maatschappij (SVPM), dan pada tahun 1947 menjadi PT Standard Vacuum Petroleum (STANVAC) Indonesia.

Jadi sebelum Perang Dunia II industri migas di wilayah Indonesia dikendalikan oleh dua perusahaan yaitu, Shell dan Stanvac. Saat itu, industri perminyakan dunia dikendalikan oleh tujuh perusahaan raksasa "The Seven Sisters", yaitu Standard of New Jersey (cikal bakal Exxon), Standard of New York (cikal bakal Mobil), Standard of California (cikal bakal Chevron), Gulf, Texaco, British Petroleum dan Shell.

- Periode 1945-1971

Proklamasi kemerdekaan Indonesia 17 Agustus 1945, mengamanatkan bahwa pengelolaan sumber daya alam harus dilakukan dengan tujuan sebesar-besarnya untuk kemakmuran rakyat. Sesuai dengan pasal 33 UUD 1945 yang berbunyi bahwa bumi dan air dan kekayaan yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh Negara dan dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.

Kekuasaan monopoli sengaja diberikan kepada sebuah perusahaan negara untuk mengemban amanat UUD 1945 pasal 33 tersebut. Sebuah perusahaan negara di bidang migas dibentuk melalui UU No. 8 Tahun 1971, yang diberi nama 'PERTAMINA'. Undang-undang tersebut menegaskan bahwa perusahaan asing yang beroperasi di Indonesia hanya bertindak sebagai kontraktor dari Pertamina.

- Periode 1970-an

Dekade 70-an merupakan periode keemasan bagi industri minyak dan gas dunia termasuk Indonesia, di mana terjadi lonjakan harga minyak dunia hingga mencapai US\$ 30 per barel. *Oil booming* tersebut menjadikan PERTAMINA sebagai tulang punggung pembangunan nasional pada era orde baru, dengan menjadi penyumbang devisa terbesar bagi negara.



- Periode 2001-Seterusnya

Undang-undang No. 22 Tahun 2001 tentang Migas mengubah industri minyak dan gas Indonesia. Konsekuensi diberlakukannya UU No.22 tahun 2001 baik untuk sektor hulu maupun sektor hilir, adalah dibentuknya badan yang khusus mengatur sektor hilir dan melaksanakan kegiatan usaha hulu minyak dan gas. Maka, pada sektor hulu migas, pemerintah membentuk BPMIGAS (badan pelaksana kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi), dan pada sektor hilir pemerintah membentuk BPHMIGAS (badan pengatur kegiatan usaha hilir minyak dan gas). Badan Pelaksana dan Badan Pengatur ini diangkat dan bertanggung jawab kepada Presiden Republik Indonesia.

### 3.2. BPMIGAS

#### a. Sejarah BPMIGAS

Dalam rangka memberikan landasan hukum bagi pembaharuan dan penataan kembali kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi maka Pemerintah pada tanggal 23 Nopember 2001 menetapkan UU No.22 /2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. UU No.22 tahun 2001 tersebut dan PP No.42 tahun 2002 tanggal 16 Juli 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas, maka masalah pengawasan dan pembinaan kegiatan Kontrak Kerjasama atau *Productions Sharing Contract* yang sebelumnya dilaksanakan oleh PERTAMINA kini dilaksanakan oleh Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas atau BPMIGAS .

Dalam Undang-undang tersebut ditegaskan bahwa minyak dan gas bumi sebagai sumber daya alam strategis tak terbarukan yang terkandung di dalam Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia merupakan kekayaan nasional yang dikuasai negara. Penguasaan negara tersebut diselenggarakan oleh Pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan. Selanjutnya pemerintah membentuk Badan Pelaksana untuk melakukan pengendalian kegiatan usaha hulu di bidang minyak dan gas bumi yaitu BPMIGAS.

## b. Visi dan Misi BPMIGAS

### Visi BPMIGAS

Menjadi mitra yang proaktif dan terpercaya dalam mengoptimalkan manfaat industri hulu minyak dan gas bumi bagi bangsa dan seluruh pemangku kepentingan serta menjadi salah satu lokomotif penggerak aktivitas ekonomi Indonesia.

### Misi BPMIGAS

Melakukan pengawasan dan pengendalian terhadap pelaksanaan kontrak kerja sama dengan semangat kemitraan untuk menjamin efektivitas dan efisiensi kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi guna sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.

## c. Logo BPMIGAS



Gb. 3.1. Logo BPMIGAS

Sumber : [www.bpmigas.com](http://www.bpmigas.com), 2010

Lambang logo BPMIGAS terdiri dari perpaduan gelembung gas yang dilambangkan oleh warna "merah" yang mengarah ke atas dan setetes minyak yang dihadirkan dalam warna "hijau" yang menetes ke bawah. Interdependensi ini secara simbolisasi melambangkan kedekatan antara unsur minyak dan gas bumi.

Nama BPMIGAS disampaikan dalam huruf kecil, akan memberikan makna sebagai sebuah organisasi yang bersahabat, komunikatif, inovatif, fleksibel serta modern dalam penampilan. BPMIGAS dalam fungsinya sebagai badan pengawas dan pengendali, maka dengan pendekatan modern ini mencerminkan peran dan tanggung jawabnya sebagai mitra dan katalisator yang kredibel.

Untuk membedakan badan eksekutif dengan sumber daya alam yang dikelola, nama BPMIGAS ditampilkan dalam perpaduan nuansa abu-abu tua untuk tulisan

bp dan abu-abu muda untuk tulisan migas yang menunjukkan kedua bagian yang menyatu.

Secara keseluruhan logo BPMIGAS memproyeksikan perpaduan yang serasi dan modern dalam desain, mencerminkan sebuah organisasi yang profesional dan dinamis serta memberikan masa depan yang positif terhadap sumber daya alam nasional.

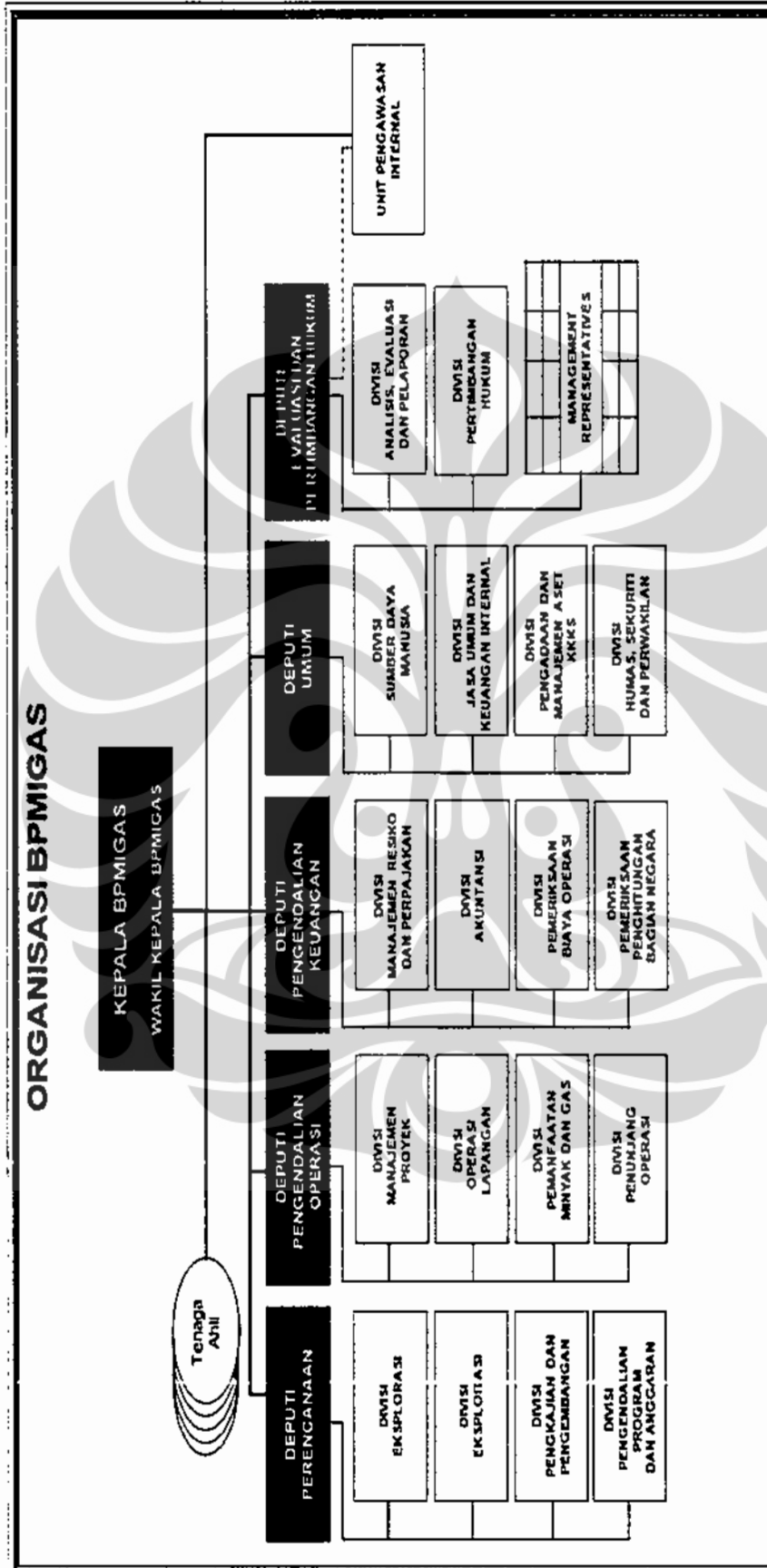
#### d. *Core Value* BPMIGAS

*Core Value* dari BPMIGAS adalah sebagai berikut:

- *Professional*: bertindak sebagai seorang profesional yang berkomitmen tinggi
- *Responsive*: cepat tanggap terhadap permintaan informasi dan penyelesaian masalah
- *Unity in Diverse*: mensinergikan perbedaan untuk mewujudkan pencapaian yang lebih baik
- *Decisive*: berani mengambil resiko dengan didasari oleh perhitungan dan pertimbangan matang sesuai dengan kewenangan yang dimiliki
- *Ethics* : Menjalankan bisnis sesuai dengan standar etika yang tinggi secara konsisten
- *Nation Focused*: memaksimalkan potensi dan kemampuan nasional
- *Trustworthy* : menjaga kredibilitas sehingga mendapatkan kepercayaan dari *stakeholder*

*Core Value* ini dapat singkat menjadi satu kata, yaitu "*PRUDENT*".

e. Struktur Organisasi BPMIGAS



Gb. 3.2. Bagan Struktur Organisasi BPMIGAS

Sumber : [www.bpmigas.com](http://www.bpmigas.com), 2010

BPMIGAS berbentuk BHMN (Badan Hukum Milik Negara) yang berada langsung di bawah Presiden. Kepala Badan Pelaksana diangkat dan diberhentikan oleh Presiden, setelah berkonsultasi dengan Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia. Konsultasi yang dimaksud adalah untuk melakukan uji kemampuan dan kelayakan bagi calon Kepala Badan Pelaksana oleh DPR RI dalam hal ini komisi yang membidangi minyak dan gas bumi. Kepala Badan Pelaksana bertanggung jawab kepada Presiden.

#### f. Tugas dan Fungsi BPMIGAS

Sesuai dengan PP No.42 Tahun 2002, BPMIGAS memiliki tugas-tugas sebagai berikut:

- Memberikan pertimbangan kepada menteri atas kebijakannya dalam hal penyiapan dan penawaran wilayah kerja serta kontrak kerja sama.
- Melaksanakan penandatanganan kontrak kerja sama
- Mengkaji dan menyampaikan rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dalam suatu wilayah kerja kepada menteri untuk mendapatkan persetujuan
- Memberikan persetujuan rencana pengembangan lapangan selain sebagaimana dimaksud pada poin di atas.
- Memberikan persetujuan rencana kerja dan anggaran
- Melaksanakan pengawasan (*monitoring*) dan melaporkan kepada menteri mengenai pelaksanaan kontrak kerja sama
- Menunjuk penjual minyak bumi dan/atau gas bumi bagian negara yang dapat memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi negara.

#### g. Wewenang dari BPMIGAS adalah sebagai berikut:

- Membina kerja sama dalam rangka terwujudnya integrasi dan sinkronisasi kegiatan operasional kontraktor kontrak kerja sama.
- Merumuskan kebijakan atas anggaran dan program kerja kontraktor kontrak kerja sama
- Mengawasi kegiatan utama operasional kontraktor kontrak kerja sama

- Membina seluruh aset kontraktor kontrak kerja sama yang menjadi milik negara
- Melakukan koordinasi dengan pihak dan/atau instansi terkait yang diperlukan dalam pelaksanaan kegiatan usaha hulu

h. Laporan-laporan yang wajib disampaikan oleh BPMIGAS adalah,

- Rencana kerja dan anggaran setiap kontraktor serta realisasinya
- Perkiraan dan realisasi produksi minyak dan gas bumi
- Perkiraan dan realisasi penerimaan negara
- Perkiraan dan realisasi biaya investasi pada eksplorasi dan eksploitasi
- Realisasi biaya operasi setiap kontraktor
- Pengelolaan atas penggunaan aset dan barang operasi oleh kontraktor.

i. Hubungan BPMIGAS dengan lembaga negara lain dalam industri migas

Dalam kegiatan pengelolaan sumber daya alam minyak dan gas bumi, ada beberapa lembaga negara yang turut berperan serta selain BPMIGAS. Diantaranya adalah :

- **Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)**  
Kementerian ESDM merupakan lembaga regulator dalam industri migas nasional. Tugasnya antara lain adalah menawarkan wilayah kerja, menetapkan badan usaha atau badan usaha tetap yang diberi wewenang untuk pengelolaan wilayah kerja, menerima pengembalian wilayah kerja, mengatur dan menyetujui *term and condition* dalam PSC wilayah kerja yang ditawarkan dan menyetujui rencana pengembangan lapangan yang pertama kali diproduksi.
- **BPH MIGAS, Badan Pengatur Kegiatan Hilir Minyak dan Gas Bumi**  
BPH MIGAS merupakan lembaga pengatur kegiatan hilir industri migas nasional. Tugasnya antara lain meliputi pengaturan dan penetapan mengenai:
  - Ketersediaan dan distribusi Bahan Bakar Minyak (BBM)
  - Cadangan Bahan Bakar Minyak (BBM) nasional

- Pemanfaatan fasilitas pengangkutan dan penyimpanan Bahan Bakar Minyak (BBM)
- Tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa
- Harga gas bumi untuk rumah tangga dan pelanggan kecil
- Pengusahaan transmisi dan distribusi gas bumi

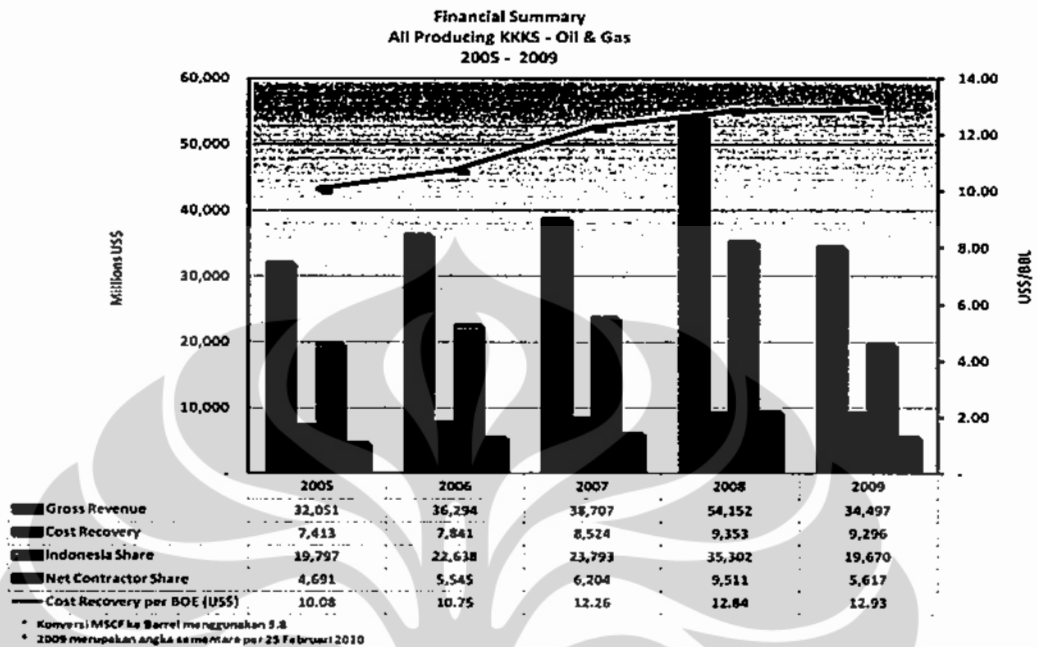
Singkatnya Kementerian ESDM adalah sebagai regulator dalam industri migas nasional, sementara untuk pelaksana kegiatan hulu migas nasional adalah BPMIGAS, dan pengatur kegiatan hilir migas nasional adalah BPH MIGAS. Pemisahan antara hulu dan hilir, berada pada titik serah, dimana kegiatan eksplorasi, ekstraksi dan produksi migas hingga pada titik serah kepada pihak pembeli merupakan kegiatan hulu. Sementara mulai dari titik serah, kemudian pengolahan minyak mentah dan gas bumi menjadi produk akhir dan sampai kepada konsumen akhir merupakan kegiatan hilir.

#### j. Peran BPMIGAS dalam industri migas nasional

Semenjak berdirinya, BPMIGAS telah banyak berperan pada industri hulu migas nasional. Untuk tahun 2009, pendapatan negara (*Indonesia Share*) mencapai 104% dari target yang ditetapkan pada APBN-P 2009. Realisasi *lifting* minyak nasional sampai Desember 2009 diperkirakan mencapai 949.130 ribu barel per hari. Jumlah tersebut naik dibanding *lifting* minyak 2008 yaitu 925.960 barel per hari. Produksi gas bumi juga lebih tinggi dari target produksi, yaitu sebesar 7.960 juta kaki kubik per hari dari target rata-rata sebesar 7.526 juta kaki kubik per hari. Penggunaan komponen dalam negeri juga meningkat. Nilai pengadaan barang dan jasa yang melalui persetujuan BPMIGAS untuk tahun 2009, sebesar US\$ 3,87 miliar, dan 60%-nya telah menggunakan komponen dalam negeri.

Dari sisi kebijakan, BPMIGAS untuk pertama kalinya, telah menyetujui semua rencana kerja dan anggaran (*Work Program and Budget- WP&B*) yang diajukan kontraktor sebelum akhir tahun 2009. Pada April 2009, BPMIGAS mengharuskan Kontraktor KKS untuk menggunakan Bank BUMN (untuk KKKS Produksi) dan Bank Umum Nasional (untuk KKKS Eksplorasi) untuk pembayaran transaksinya.

Total nilai komitmen penggunaan Bank BUMN pada tahun 2009 sebesar US\$ 1,79 miliar.

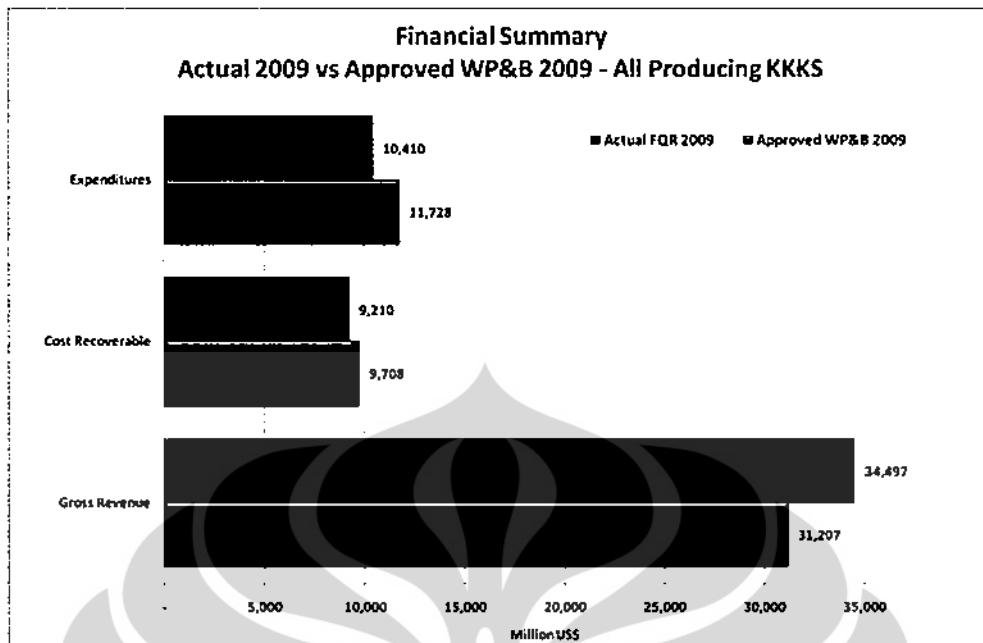


Gb. 3.3. Ringkasan Keuangan KKKS tahun 2005 - 2009

Sumber : Presentasi Ka.Divisi Akuntansi dalam FQR Monitoring Forum.

Pada gambar di atas, dijelaskan mengenai status keuangan industri hulu migas dari tahun 2005 hingga 2009. *Gross Revenue* meningkat cukup tajam hingga tahun 2008, yang disebabkan oleh meningkatnya harga minyak dunia. *Cost Recovery* juga mengalami peningkatan yang lambat namun pasti. *Cost Recovery per BOE* Indonesia masih berada dibawah rata-rata dunia.

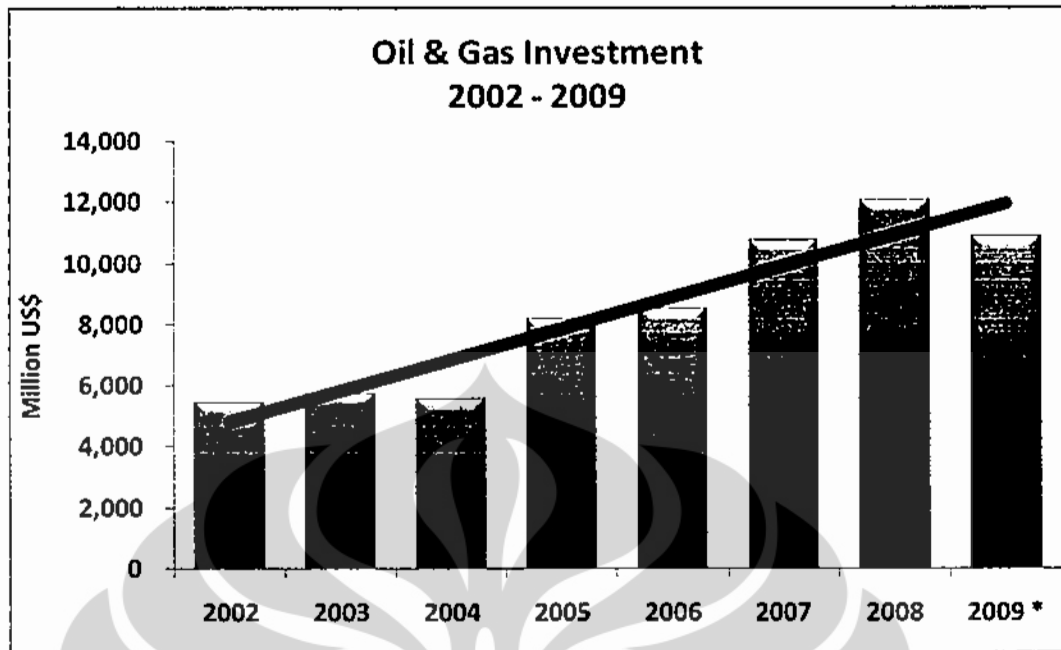




Gb. 3.4. Ringkasan Keuangan KKKS 2009, WP&B vs Aktual

Sumber : Presentasi Ka.Divisi Akuntansi dalam FQR Monitoring Forum.

Grafik di atas menjelaskan posisi tahun 2009 dibandingkan dengan persetujuan Rencana Kerja dan Anggaran (WP&B) tahun 2009. Terlihat bahwa *Gross Revenue* meningkat dibandingkan dengan anggaran 2009, sementara *Cost Recoverable* masih dikendalikan di bawah anggaran 2009. Hal yang menarik adalah *Expenditure*, yang juga berada di bawah anggaran 2009.



Gb. 3.5.. Grafik Investasi Hulu Migas 2002 -2009

Sumber : Presentasi Ka.Divisi Akuntansi dalam FQR Monitoring Forum.

Grafik di atas menjelaskan posisi investasi tahun 2009 bila dibandingkan dengan tahun-tahun terdahulu. Terlihat bahwa investasi memiliki tren meningkat dibandingkan dari tahun ke tahun, dengan puncak tertinggi di tahun 2008. Tahun 2009 sedikit menurun, disebabkan oleh mundurnya proyek-proyek investasi ke tahun 2010, dan adanya pembatasan *cost recovery* dari pemerintah.

### 3.3. Metode Alokasi Biaya pada Industri Hulu Migas

Sebagai salah satu cara pengendalian *cost recovery* dalam memaksimalkan penerimaan negara, pada masa BPPKA telah ditetapkan alokasi biaya berdasarkan persentase tertentu (*fixed percentage*), untuk beberapa wilayah kerja yang cukup besar di Kalimantan. Sampai saat ini, BPMIGAS telah menetapkan alokasi biaya berdasarkan rasio *relative revenue* dan rasio pengeluaran atau investasi (kapital dan non kapital). Semua alokasi tersebut dapat ditinjau ulang bila terdapat hal-hal yang mengalami perubahan secara signifikan.

Berikut ini adalah penjelasan singkat atas beberapa metode alokasi biaya yang pernah ditetapkan:

- Metode *Relative Revenue*

Metode ini mengalokasikan biaya bersama kegiatan hulu, berdasarkan perbandingan pendapatan antara minyak mentah dan gas bumi. Metode ini merupakan metode yang paling banyak diusulkan oleh kontraktor, untuk mendapatkan persetujuan dari BPMIGAS.

Keuntungan dari metode ini adalah alokasi yang lebih besar pada minyak mentah dibandingkan dengan gas. Hal ini disebabkan oleh harga minyak mentah yang memiliki kecenderungan untuk meningkat dalam beberapa tahun mendatang, sementara harga gas yang cenderung tetap karena telah terikat kontrak dalam jangka menengah hingga panjang.

- Metode *Fixed Percentage*

Metode ini mengalokasikan biaya bersama berdasarkan suatu persentase tertentu, yang diajukan oleh KKKS berdasarkan kondisi-kondisi khusus yang ada di lapangan maupun ditetapkan oleh pemerintah.

Keuntungan dari metode ini adalah melindungi bagian pemerintah, dimana alokasi biaya bersama pada minyak mentah dan gas bumi, telah ditetapkan berdasarkan suatu persentase tertentu. Pada masa BPPKA, hal ini telah dilakukan, namun pada masa sekarang cukup sulit mengingat penetapan atas hal ini dapat mempengaruhi iklim investasi hulu migas di Indonesia.

- Alokasi berdasarkan *Investment*

*Ratio Capital Expenditure (Capex) + Operating Expenditure (Opex)*

Metode ini melakukan alokasi berdasarkan atas rasio pengeluaran kapital dan non kapital dari masing-masing produk. Rasio ini merupakan investasi kontraktor migas, yang mencerminkan persepsi kontraktor dalam berbisnis di Indonesia.

Keuntungan dari metode ini adalah alokasi biaya bersama berdasarkan investasi atas kapital maupun non kapital yang dilakukan oleh kontraktor.

## BAB 4 ANALISA METODE ALOKASI BIAYA BERSAMA KEGIATAN HULU MIGAS

Pada bab ini akan dijelaskan metode-metode alokasi biaya bersama yang dianalisa, analisa yang lebih detail atas biaya bersama pada *Financial Quarterly Report* (FQR), analisa keuntungan dan kerugian dari setiap metode berdasarkan pendekatan FQR dan dampaknya bagi pendapatan negara.

### 4.1. Analisa Biaya Bersama Kegiatan Hulu Migas pada FQR

Biaya bersama pada kegiatan hulu migas, dapat ditelusuri pada pos-pos dalam Laporan Keuangan Triwulanan (FQR). Penjelasan atas setiap *report*, format, tujuan dan hubungan antara setiap *report* telah dijelaskan pada bab terdahulu. Biaya bersama kegiatan hulu migas pada FQR, dapat ditelusuri ke dalam 3 *report* utama, dengan analisa sebagai berikut:

- *Report 4 - Exploration & Development Expenditure* (Biaya Eksplorasi dan Pengembangan)

Pada *report* ini, telah dapat dipisahkan antara biaya eksplorasi dan pengembangan untuk menghasilkan minyak dan biaya eksplorasi dan pengembangan untuk menghasilkan gas. Hal ini disebabkan, dalam persetujuan kegiatan pemboran baik eksplorasi maupun pengembangan, telah dicantumkan alokasi pembebanan biaya yang akan dilakukan. Misalnya hasil seismik menyatakan adanya cadangan minyak bumi, maka biaya pemboran sumur tersebut akan dibebankan pada minyak bumi dan sebaliknya.

Biaya bersama kegiatan hulu yang harus dialokasikan, terdapat pada bagian *Geological & Geophysical (G&G) Expenditure* dan bagian *Exploration Administration Expenditure*. Hal ini disebabkan biaya-biaya pada bagian ini, tidak dapat dihubungkan secara langsung dengan satu atau kedua produk yang akan dihasilkan. Sebagai contohnya, kegiatan survai seismik, dimana hasil yang didapat belum tentu menunjukkan suatu jenis produk secara pasti, dapat saja keduanya, bahkan mungkin tidak keduanya,

dan masih memerlukan proses interpretasi lebih lanjut. Contoh lainnya adalah gaji pekerja bagian eksplorasi yang melakukan interpretasi atas hasil seismik, ataupun alokasi biaya kantor untuk bagian eksplorasi.

Tabel 4.1. Biaya Bersama pada *FQR Report 4*

G & G EXPENDITURES
Geological
Geophysical
Seismic & Other Surveys
Capital Expenditures
Total G & G Expenditures
Total Non-Capital Expenditures
EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES
Administration
Other
Capital Expenditures
Total Administration Expenditures
Total Non-Capital Expenditures

Sumber : Diolah kembali berdasarkan *Financial Budget and Reporting Procedures Manual of Production Sharing Contract (1993 Revision)*

- *Report 8 - Production Expenditure* (Biaya Produksi)

*Report* ini, berisi biaya yang terkait dengan kegiatan produksi minyak mentah dan gas bumi. Biaya-biaya yang dapat dihubungkan secara langsung dengan proses produksi minyak mentah dan gas bumi telah dipisahkan dengan biaya yang tidak dapat dihubungkan secara langsung. Biaya produksi langsung untuk minyak mentah terdapat pada bagian *Direct Production Expenses – Oil* dan untuk biaya produksi langsung gas terdapat pada bagian *Direct Production Expenses – Gas* dan *Gas Processing*.

Biaya bersama untuk kegiatan produksi minyak dan gas, terdapat pada bagian *Utilities & Auxiliary Operation* dan *Field Office, Service and General Administration*. *Utilities & Auxiliary Operation*, berisi pos-pos biaya bersama untuk kelancaran operasi produksi, misalnya biaya pemeliharaan fasilitas produksi, biaya listrik, biaya pemurnian air limbah, dan lain-lain. Sementara *Field Office, Service and General Administration*, berisi biaya-biaya pendukung atas operasi di lapangan,

misalnya biaya makan pekerja lapangan, biaya gaji pekerja administrasi di lapangan, biaya kehumasan dan biaya transportasi di lapangan.

Tabel 4.2. Biaya Bersama pada *FQR Report 8*

UTILITIES AND AUXILLIARY OPERATIONS
Production Tools and Equipt.Maintenance
Steam Services
Electricity Services
Industrial and Domestic Water Service
Compressed Air Service
Other
Total Utilities and Auxillaries
FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.
General and Administration
Technical Support Service
Material Services
Transportation Costs
Office and Misc.Building Operations
Personnel Expenses
Public Relations
Asset Retirement
Depreciation
Other
Total Field Office, Svcs.and General

Sumber : Diolah kembali berdasarkan *Financial Budget and Reporting Procedures Manual of Production Sharing Contract (1993 Revision)*

- *Report 11 - General Administration Expenditure* (Biaya Administrasi Umum)  
 Pada *report* ini, semua bagiannya adalah biaya bersama kegiatan hulu migas. Hal ini disebabkan semua pos pada *report* ini tidak bisa ditelusuri secara langsung pada minyak mentah maupun gas bumi. Sebagai contohnya adalah gaji bagian keuangan, biaya pelatihan pegawai, biaya transportasi, biaya sewa kantor, biaya material dan lain-lain.

Tabel 4.3. Biaya Bersama pada *FQR Report 11*

FINANCE & ADMINISTRATION
Legal Services
Audit Services
Tax Services
Business Insurance
Other
Total Finance and Administration
ENGINEERING SERVICES
MATERIAL SERVICES
Materials Administration
Handling and Transportation
Stock Differences
Deterioration, Breakage
Reconditioning
Salvage
Scrap
Other
Total Materials Services
TRANSPORTATION COSTS
Air
Automobile
Other
Total Transportation Costs
PERSONNEL EXPENSES
Employee Relation
Training
Accommodation
Welfare
Other
Total Personnel Expenses
PUBLIC RELATIONS
Trips
Other
Total Public Relation
COMMUNITY DEVELOPMENT
Community Projects
Other
Total Community Development
GENERAL OFFICE EXPENSES
Stationary and Supplies
Communications
Furniture and Equipment (Low Value)
Rents, Licences
Travel and Entertainment (non-allocated)
Computerization
Depreciation
Other
Total General Office Expenses
OVERHEAD FROM ABROAD
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES
Less Depreciation Expenses
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES

Sumber : Diolah kembali berdasarkan *Financial Budget and Reporting Procedures Manual of Production Sharing Contract (1993 Revision)*

#### 4.2. *FQR Approach* - Pendekatan Analisa

Pendekatan analisa metode alokasi biaya bersama kegiatan hulu dilakukan melalui *Financial Quarterly Report (FQR)*. Pendekatan ini dipilih karena pembagian keuntungan antara pemerintah dan KKKS berdasarkan atas status keuangan yang terdapat pada *FQR-Report 1* untuk kuartal keempat atau posisi satu tahun.

Untuk keperluan penelitian ini, akan disimulasikan data FQR beberapa wilayah kerja pertambangan dengan kriteria sebagai berikut:

- a. Memproduksi minyak mentah dan gas bumi.

Untuk alokasi minyak mentah dan gas bumi, dibutuhkan suatu wilayah yang memproduksi keduanya, dan menjual kedua jenis produk tersebut.

Hal ini penting, karena terdapat wilayah-wilayah kerja yang memproduksi minyak mentah dan gas bumi, namun hanya menjual satu produk saja. Produk yang lainnya digunakan untuk mengoperasikan fasilitas produksi, ataupun diinjeksikan kembali ke dalam perut bumi untuk membantu proses ekstraksi dari produk lainnya.

- b. Tidak memiliki *Unrecovered Cost*.

*Unrecovered Cost* adalah biaya operasi tahun-tahun sebelumnya yang belum dapat diperoleh kembali. Kontraktor yang masih memiliki *Unrecovered Cost*, harus memperoleh pengembalian atas *Unrecovered Cost*. Sehingga untuk wilayah kerja yang masih memiliki *Unrecovered Cost*, Pengembalian biaya (*Cost Recovery*) akan terdiri dari biaya operasional (*current year operating cost*), depresiasi dan *Unrecovered Cost*. Setelah *Unrecovered Cost* tersebut habis, maka akan muncul *Equity To Be Split (ETS)*, atau hasil yang dibagi antara kontraktor dengan pemerintah berdasarkan persentase bagi hasil yang telah dicantumkan dalam PSC. Dalam laporan keuangan konvensional, *ETS* dapat disamakan dengan *net income*, dimana pendapatan dikurangi dengan biaya operasi. Dalam PSC, *net income* tersebut dibagi antara kontraktor dengan pemerintah dengan persentase bagi hasil yang telah disepakati.

Dengan tidak adanya *Unrecovered Cost*, berarti sudah terdapat *Equity To Be Split (ETS)*, sehingga sudah terdapat bagi hasil antara kontraktor dengan pemerintah. Maka akan dapat dihitung pendapatan negara (*Indonesia Share*) dari wilayah kerja yang bersangkutan.



- c. Tidak terdapat perubahan termin kontrak atau amandemen kontrak dalam satu tahun yang bersangkutan.

Bergantinya termin kontrak sebagai akibat dari amandemen, yang dilakukan pada tengah tahun berjalan, menambah kompleksitas dari simulasi FQR dan juga menghilangkan efek alokasi bersama pada penerimaan negara. Hal ini terjadi apabila penerimaan negara bertambah bukan karena metode alokasi, tetapi lebih karena perubahan persentase bagi hasil, perubahan tarif pajak, ataupun perubahan atas metode depresiasi yang digunakan.

- d. Bukan merupakan kontrak tipe JOB (*Joint Operating Body*), dimana terdapat dua pihak selain pemerintah dengan persentase bagi hasil yang berbeda.

Dengan adanya tiga pihak pada suatu wilayah kerja, dengan persentase bagi hasil yang berbeda, menjadikan metode alokasi menjadi lebih rumit, dan harus dianalisa dengan cara tersendiri.

- e. Bukan merupakan kontrak tipe KSO (*Kerja Sama Operasi*), dimana memiliki *term and condition* yang berbeda dengan PSC pada umumnya.
- f. Bukan merupakan area yang sedang berhenti berproduksi untuk sementara.

Berdasarkan kriteria-kriteria ini, dari 55 WKP Produksi di Indonesia, akan disimulasikan 16 buah area.

Tabel 4.4. Rekapitulasi WKP sesuai kriteria pemilihan

Deskripsi	Jumlah
Total WKP Produksi	55
Dikurangi kriteria sbb:	
WKP hanya memproduksi minyak mentah	9
WKP hanya memproduksi gas bumi	2
WKP yang masih memiliki <i>Unrecovered Cost</i>	15
WKP dengan perubahan term kontrak tahun berjalan	1
WKP tipe JOB	10
WKP tipe KSO	1
WKP dengan status berhenti produksi (sementara)	1
<b>Sisa WKP yang memenuhi kriteria:</b>	<b>16</b>

Sumber : Telah diolah kembali

Metode analisa alokasi biaya bersama dilakukan dengan tahapan sebagai berikut:

1. Menemukan rasio minyak mentah dan gas bumi atas masing-masing metode alokasi biaya bersama yang dianalisa.
2. Memilih rasio alokasi biaya bersama, terkecil untuk minyak mentah dan mengelompokkan hasil rasio-rasio tersebut, berdasarkan metode alokasinya.
3. Menganalisa temuan pada tahap 2, dengan membandingkan karakteristik khusus pada wilayah kerja.
4. Mengalokasikan ulang pos-pos biaya hulu bersama yang terdapat pada FQR, dengan rasio tersebut.
5. Menghitung ulang FQR *Report 1* berdasarkan alokasi yang baru, dan melihat dampaknya pada *Indonesia Share*.

#### 4.3. Metode Alokasi yang Dianalisa

Berdasarkan atas teori alokasi biaya bersama dan metode alokasi biaya bersama yang pernah ditetapkan oleh BPMIGAS, maka dipilihlan tujuh buah metode alokasi biaya bersama yang akan dianalisis dan dilihat dampaknya pada penerimaan negara. Tujuh metode alokasi biaya bersama tersebut mewakili teori umum alokasi biaya dan *common practice* di industri migas nasional. Metode *Fixed Percentage* tidak dianalisa, karena hasilnya sangat tergantung pada besaran persentase yang ditetapkan. Untuk contoh perhitungan pada masing-masing metode akan mengacu pada tabel berikut ini:

Tabel 4.5. Analisa Rasio Metode Alokasi Area B

Area : B

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	539,181	244,103	783,283	68.84%	31.16%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	8,512	77,105	21,806	<del>39.04%</del>	<del>60.96%</del>	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	106,851	47,698	154,549	69.14%	30.86%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	749,214	325,765	1,074,978	69.70%	30.30%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	215,933	81,662	297,595	72.56%	27.44%	100%
6	NRV Method				68.76%	31.24%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				68.44%	31.56%	100%

Sumber : telah diolah kembali

Tujuh metode alokasi biaya bersama tersebut adalah:

a. Metode *Relative Revenue*

Metode ini mengalokasikan biaya bersama kegiatan hulu, berdasarkan perbandingan pendapatan antara minyak mentah dan gas bumi. Sebagai contohnya, dengan mengacu pada tabel 4.5 diatas, *Gross Revenue Oil* adalah sebesar \$539,181 yang berasal dari line *Gross Revenue* pada Report 1.1 FQR area B (Lampiran 3A) dan *Gross Revenue Gas* adalah sebesar \$244,103 berasal dari line *Gross Revenue* pada Report 1.2 FQR area B (Lampiran 3B). Kemudian dipersentasekan terhadap *Total Gross Revenue* (\$783,283 = \$539,181 + \$244,103). Hasilnya persentase *gross revenue* oil adalah sebesar 68.84%  $\{(\$539,181 / \$783,283) \times 100\%$  sementara persentase *gross revenue* gas adalah sebesar 31.16%  $\{(\$244,103 / \$783,283 \times 100\%$ ).

Tabel 4.6. Contoh perhitungan Metode *Relative Revenue*, mengacu pada tabel 4.5

Keterangan	Hasil/Jumlah	Perhitungan	Sumber
<i>Gross Revenue Oil</i>	\$539,181		dari line <i>Gross Revenue</i> pada Report 1.1 FQR area B (Lampiran 3A)
<i>Gross Revenue Gas</i>	\$244,103		dari line <i>Gross Revenue</i> pada Report 1.2 FQR area B (Lampiran 3B)
<i>Total Gross Revenue</i>	\$783,283	\$539,181 + \$244,103	
% <i>Gross Revenue Oil</i>	68.84%	$\$539,181 / \$783,283 \times 100\%$	
% <i>Gross Revenue Gas</i>	31.16%	$\$244,103 / \$783,283 \times 100\%$	

Sumber : Telah diolah kembali

b. Metode *Relative Volume-Liftings*

Metode ini mengalokasikan biaya bersama kegiatan hulu, berdasarkan perbandingan volume antara minyak dan gas. Volume yang digunakan adalah volume *lifting*. Untuk perbandingan volume ini, perlu dilakukan konversi untuk volume gas agar dapat disetarakan dengan minyak mentah, dimana digunakan satuan konversi yang umum yaitu 5.8. Satuan yang setara ini disebut *Barrel Oil Equivalent (BOE)*. Sebagai contohnya, dengan mengacu pada tabel 4.5 diatas, *Volume Oil* adalah sebesar 8,512 *MBBL* yang berasal dari line *Liftings*

*Oil/Condensat MBBL* pada Report 1.1 FQR area B (Lampiran 3A) dan *Volume Gas* adalah sebesar 77,105 *MMSCF* berasal dari line *Liftings Gas MMSCF* pada Report 1.2 FQR area B (Lampiran 3B). Kemudian angka *lifting gas* ini dibagi 5.8 untuk menjadikannya dalam *BOE* sehingga menjadi 13,294 *MBOE*. Kemudian dipersentasekan terhadap *Total Liftings* (21,806 *MBOE* = 8,512 *MBBL* + 13,294 *MBOE*). Hasilnya persentase *liftings oil* adalah sebesar 39.04%  $\{(8,512 \text{ MBBL} / 21,806 \text{ MBOE}) \times 100\}$ , sementara persentase *liftings gas* adalah sebesar 60.96%  $\{(13,294 \text{ MBOE} / 21,806 \text{ MBOE}) \times 100\}$ .

Tabel 4.7. Contoh perhitungan *Relative Volume-Liftings*, mengacu pada tabel 4.5

Keterangan	Hasil/Jumlah	Perhitungan	Sumber
<i>Volume Oil</i>	8,512 <i>MBBL</i>		<i>Liftings Oil/Condensat MBBL</i> Report 1.1 FQR area B (Lampiran 3A)
<i>Volume Gas</i>	77,105 <i>MMSCF</i>		Report 1.2 FQR area B (Lampiran 3B)
Koefisien pembagi <i>MMSCF</i> menjadi <i>MBOE</i>	5.8		Satuan internasional
<i>Volume Gas setara Oil</i>	13,294 <i>MBOE</i>	$77,105 \text{ MMSCF} / 5.8$	
Total <i>Lifting (MBOE)</i>	21,806 <i>MBOE</i>	$8,512 \text{ MBBL} + 13,294 \text{ MBOE}$	
% <i>Liftings oil</i>	39.04%	$8,512 \text{ MBBL} / 21,806 \text{ MBOE} \times 100\%$	
% <i>Liftings gas</i>	60.96%	$13,294 \text{ MBOE} / 21,806 \text{ MBOE} \times 100\%$	

Sumber : Telah diolah kembali

#### c. Metode *Relative Direct Production Cost*

Metode ini mengalokasikan biaya bersama berdasarkan perbandingan biaya produksi langsung atas minyak mentah dan gas bumi. Sebagai contohnya, dengan mengacu pada tabel 4.5 diatas, *Direct Production Cost Oil* adalah sebesar \$106,851 yang berasal dari line 9 - *Direct Production Expenses Oil* pada Report 8 FQR area B (Lampiran 7) dan *Direct Production Expenses Gas* adalah sebesar \$47,698 berasal dari line 17 - *Direct Production Expenses Gas* + line 24 - *Gas Processing Expenses* pada Report 8 FQR area B (Lampiran 7). Kemudian dipersentasekan terhadap *Total Direct Production Expenses*

(\$154,549 = \$106,851 + \$47,698). Hasilnya persentase *Direct Production Expenses Oil* adalah sebesar 69.14%  $\{(\$106,851 / \$154,549) \times 100\%$  sementara persentase *Direct Production Expenses Gas* adalah sebesar 30.86%  $\{(\$47,698 / \$154,549) \times 100\%$ .

Tabel 4.8. Contoh perhitungan *Metode Relative Direct Production Cost*, mengacu pada tabel 4.5

Keterangan	Hasil	Perhitungan	Sumber
<i>Direct Prod. Cost Oil</i>	\$106,851		<i>Line 9 - Direct Production Expenses Oil FQR Report 8 (Lampiran 7)</i>
<i>Direct Production Expenses Gas =</i>	\$47,698		
+ <i>Direct Production Expenses Gas</i> + <i>Gas Processing Expenses</i>			<i>Line 17 - Direct Production Expenses Gas dan Line 24 - Gas Processing Expenses FQR Report 8 (Lampiran 7)</i>
<i>Total Direct Production Expenses = Direct Prod. Cost Oil + Direct Production Expenses Gas</i>	\$154,549	$\$106,851 + \$47,698 + \$0$	
$\% \text{ Direct Production Expenses Oil} = \frac{\text{Direct Production Expenses Oil}}{\text{Total Direct Production Expenses}}$	69.14%	$\{(\$106,851 / \$154,549) \times 100\%$	
$\% \text{ Direct Production Expenses Gas} = \frac{\text{Direct Production Expenses Gas}}{\text{Total Direct Production Expenses}}$	30.86%	$\{(\$47,698 / \$154,549) \times 100\%$	

Sumber : Telah diolah kembali

d. Alokasi berdasarkan *Production + Investment*

*Ratio (Production x Price) + Capital Expenditure (Capex) + Operating Expenditure (Opex)*

Metode ini menggunakan penjumlahan atas semua produksi minyak mentah dan produksi gas, kemudian dikalikan dengan harga masing-masing, dan ditambahkan dengan pengeluaran kapital maupun non kapital dari masing-masing produk. Sebagai contohnya, dengan mengacu pada table 4.5 diatas, *Production Oil* adalah sebesar 8.419 MBBL, yang berasal dari *line 3 - Total Crude and Condensate Produced MBBL Report 2 FQR area B* (Lampiran 4)

dikalikan dengan harga minyak mentah sebesar \$63.34 yang berasal dari *line Gross Revenue* pada Report 1.1 FQR area B (Lampiran 3A), menghasilkan \$533,281. Kemudian ditambahkan dengan *Total Expenditure Oil* sebesar \$215,933 yang berasal dari *line 6 – Total Expenditure Oil Report 3 FQR* area B (Lampiran 5 Lanjutan), sehingga menghasilkan \$749,214. *Production Gas* adalah sebesar 77,105 MMCF, yang berasal dari *line 4 - Total Natural Gas Produced MMCF Report 2 FQR* area B (Lampiran 4) dikalikan dengan harga gas sebesar \$3.17 yang berasal dari *line Gross Revenue* pada Report 1.2 FQR area B (Lampiran 3A), menghasilkan \$244,103. Kemudian ditambahkan dengan *Total Expenditure Gas* sebesar \$81,662 yang berasal dari *line 14 – Total Expenditure Gas Report 3 FQR* area B (Lampiran 5 Lanjutan), sehingga menghasilkan \$325,765.

Kemudian dipersentasekan terhadap hasil *Total perhitungan oil dan perhitungan gas* ( $\$1,074,978 = \$749,214 + \$325,765$ ). Hasilnya persentase untuk *Oil* adalah sebesar 69.70%  $\{(\$749,214 / \$1,074,978) \times 100\}$  sementara persentase untuk *Gas* adalah sebesar 30.30%  $\{(\$325,765 / \$1,074,978) \times 100\}$ .

Tabel 4.9. Contoh perhitungan metode *Production + Investment*, mengacu pada tabel 4.5

Keterangan	Hasil	Perhitungan	Sumber
<i>Production Oil</i>	8.419 MBBL		<i>line 3 - Total Crude and Condensate Produced MBBL Report 2 FQR</i> area B (Lampiran 4)
<i>Price of crude oil</i> (harga minyak mentah)	\$63.34		<i>line Gross Revenue</i> pada Report 1.1 FQR area B (Lampiran 3A)
<i>Production Oil x Price of crude oil</i>	\$533,281	8.419 MBBL x \$63.34	
<i>Total Expenditure Oil</i>	\$215,933		<i>line 6 – Total Expenditure Oil Report 3 FQR</i> area B (Lampiran 5 Lanjutan)
<i>Bersambung</i>			

Keterangan	Hasil	Perhitungan	Sumber
<i>(Production Oil x Price of crude oil) + Total Expenditure Oil</i>	\$749,214	\$533,281 + \$215,933	
<i>Production Gas</i>	77,105 MMCF		line 4 – Total Natural Gas Produced MMCF Report 2 FQR area B (Lampiran 4)
<i>Price of Gas (Harga gas)</i>	\$3.17		Gross Revenue pada Report 1.2 FQR area B (Lampiran 3A)
<i>(Production Gas x Price of Gas)</i>	\$244,103		
<i>Total Expenditure Gas</i>	\$81,662		dari line 14 – Total Expenditure Gas Report 3 FQR area B (Lampiran 5 Lanjutan)
<i>(Production Gas x Price of Gas) + Total Expenditure Gas</i>	\$325,765.	\$244,103 + \$ 81,662	
Total perhitungan oil dan perhitungan gas	\$1,074,978	(\$749,214+ \$325,765)	
Alokasi persentase untuk Oil	69.70%	{{(\$749,214/\$1,074,978) x 100%}	
Alokasi persentase untuk Gas	30.30%	{{(\$325,765/ \$1,074,978 ) x 100%}	

Sumber : Telah diolah kembali

e. Alokasi berdasarkan *Investment*

*Ratio Capital Expenditure (Capex) + Operating Expenditure (Opex)*

Metode ini melakukan alokasi berdasarkan atas rasio pengeluaran kapital dan non kapital dari masing-masing produk. Sebagai contohnya, dengan mengacu pada tabel 4.5 diatas, *Capital Expenditure (Capex) Oil* adalah sebesar \$33,098 yang berasal dari line 6 kolom *Capital - Total Expenditure Oil Report 3 FQR area B (Lampiran 5)* dan *Operating Expenditure (Opex) Oil* adalah sebesar \$182,835 berasal dari line 6 kolom *Non Capital - Total Expenditure Oil Report 3 FQR area B (Lampiran 5)*. *Total Expenditure Oil* adalah penjumlahan dari \$33,098 + \$182,835 = \$215,933. *Capital Expenditure (Capex) Gas* adalah sebesar \$6,521 yang berasal dari line 14 kolom *Capital - Total Expenditure Gas Report 3 FQR area B (Lampiran 5)* dan *Operating Expenditure (Opex)*

Gas adalah sebesar \$75,142 berasal dari line 14 kolom *Non Capital - Total Expenditure Gas Report 3 FQR area B* (Lampiran 5). *Total Expenditure Gas* adalah penjumlahan dari \$6,521 + \$75,142 = \$81,662.

Kemudian dipersentasekan terhadap *Total Expenditure Oil & Gas* atau *Total Investment Oil & Gas* (\$297,595 = \$215,933 + \$81,662). Hasilnya persentase *Total Expenditure Oil* atau *Investment Oil* adalah sebesar 72.56%  $\{(\$215,933 / \$297,595) \times 100\}$  sementara persentase *Total Expenditure Gas* atau *Investment Gas* adalah sebesar 27.44%  $\{(\$81,662 / \$297,595) \times 100\}$ .

Tabel 4.10. Contoh perhitungan metode alokasi berdasarkan *Investment (Ratio Capital Expenditure (Capex) + Operating Expenditure (Opex))*, mengacu pada tabel 4.5

Keterangan	Hasil	Perhitungan	Sumber
<i>Capital Expenditure (Capex) Oil</i>	\$33,098		line 6 kolom <i>Capital - Total Expenditure Oil Report 3 FQR area B</i> (Lampiran 5)
<i>Operating Expenditure (Opex) Oil</i>	\$182,835		line 6 kolom <i>Non Capital - Total Expenditure Oil Report 3 FQR area B</i> (Lampiran 5)
<i>Total Expenditure Oil</i>	\$215,933	\$33,098 + \$182,835	
<i>Capital Expenditure (Capex) Gas</i>	\$6,521		line 14 kolom <i>Capital - Total Expenditure Gas Report 3 FQR area B</i> (Lampiran 5)
<i>Operating Expenditure (Opex) Gas</i>	\$75,142		dari line 14 kolom <i>Non Capital - Total Expenditure Gas Report 3 FQR area B</i> (Lampiran 5)
<i>Total Expenditure Gas</i>	\$81,662	\$6,521 + \$75,142	
<i>Total Expenditure Oil &amp; Gas</i> atau <i>Total Investment Oil &amp; Gas</i>	\$297,595	\$215,933 + \$81,662	
Alokasi persentase atas <i>Total Expenditure Oil</i> atau <i>Investment Oil</i>	72.56%	$72.56\% = \{(\$215,933 / \$297,595) \times 100\}$	
Alokasi persentase atas <i>Total Expenditure Gas</i> atau <i>Investment Gas</i>	27.44%	$27.44\% \{(\$81,662 / \$297,595) \times 100\}$ .	

Sumber : Telah diolah kembali



f. *Net Realizable Value (NRV) Method*

Metode ini melakukan alokasi biaya bersama berdasarkan atas rasio nilai yang terealisasi atau NRV dari masing-masing produk. Seperti yang pernah disebutkan sebelumnya, terdapat penyesuaian sebagai berikut:

- *Sales Value of Final Product = Gross Revenue*
- *Separable Cost = Direct Production Cost*
- *NRV = Gross Revenue – Direct Production Cost*

Sebagai contohnya, dengan mengacu pada tabel 4.5 diatas, *Gross Revenue Oil* adalah sebesar \$539,181 yang berasal dari *line Gross Revenue* pada *Report 1.1 FQR* area B (Lampiran 3A), *Direct Production Cost Oil* adalah sebesar \$106,851 yang berasal dari *line 9 - Direct Production Expenses Oil* pada *Report 8 FQR* area B (Lampiran 7), sehingga NRV Oil adalah \$432,330 (\$539,181 - \$106,851). Sementara *Gross Revenue Gas* adalah sebesar \$244,103 berasal dari *line Gross Revenue* pada *Report 1.2 FQR* area B (Lampiran 3B), *Direct Production Expenses Gas* adalah sebesar \$47,698 berasal dari *line 17 - Direct Production Expenses Gas + line 24 - Gas Processing Expenses* pada *Report 8 FQR* area B (Lampiran 7), sehingga NRV Gas adalah \$196,405 (\$244,103 - \$47,698).

Kemudian dipersentasekan terhadap *Total NRV Oil & Gas* (\$628,735 = \$432,330 + \$196,405). Hasilnya persentase *NRV Oil* adalah sebesar 68.76%  $\{(\$432,330 / \$628,735) \times 100\}$  sementara persentase *NRV Gas* adalah sebesar 31.24%  $\{(\$196,405 / \$628,735) \times 100\}$ .

Tabel 4.11. Contoh perhitungan metode *NRV*, mengacu pada tabel 4.5

Keterangan	Hasil	Perhitungan	Sumber
<i>Gross Revenue Oil</i>	\$539,181		<i>line Gross Revenue</i> pada <i>Report 1.1 FQR</i> area B (Lampiran 3A)
<i>Direct Production Cost Oil</i>	\$106,851		<i>line 9 - Direct Production Expenses Oil</i> pada <i>Report 8 FQR</i> area B (Lampiran 7)
<i>NRV Oil</i>	\$432,330	\$539,181 - \$106,851	
<i>Gross Revenue Gas</i>	\$244,103		<i>line Gross Revenue</i> pada <i>Report 1.2 FQR</i> area B (Lampiran 3B)
Bersambung			

Keterangan	Hasil	Perhitungan	Sumber
<i>Direct Production Expenses Gas</i>	\$47,698		line 17 - <i>Direct Production Expenses Gas</i> + line 24 - <i>Gas Processing Expenses</i> pada Report 8 FQR area B (Lampiran 7)
<i>NRV Gas</i>	\$196,405	\$244,103 - \$47,698	
<i>Total NRV Oil &amp; Gas</i>	\$628,735	\$432,330+ \$196,405	
Alokasi persentase <i>NRV Oil</i>	68.76%	{(\$432,330 / \$628,735) x 100%}	
Alokasi persentase <i>NRV Gas</i>	31.24%	{(\$196,405 / \$628,735) x 100%}	

Sumber : Telah diolah kembali

g. *Constant Gross Margin Percentage NRV Method*

Metode ini melakukan alokasi biaya bersama berdasarkan sisa total biaya produksi melalui perhitungan NRV dengan *gross margin* tetap (*fixed*) untuk masing-masing produk. Sehingga masing-masing produk akan memiliki *gross margin* yang sama, dan biaya bersama akan dialokasikan sesuai dengan kemampuan *gross revenue* produk dalam menyerap (meng-*absorb*) biaya untuk mendapatkan *gross margin* yang telah ditetapkan tersebut. Seperti yang pernah disebutkan sebelumnya, terdapat penyesuaian sebagai berikut:

- *Sales Value of Final Product = Gross Revenue*
- *Total Production Cost = Total Recoverable*
- *Gross Margin = Gross Revenue – Total Recoverable* sehingga  
*Gross Margin = First Tranche Petroleum + Equity To be Split*
- *Separable Cost = Direct Production Cost*

Dengan penjelasan istilah sebagai berikut:

- *Gross Margin* adalah penjumlahan *First Tranche Petroleum (FTP)* + *Equity to be Split (ETS)* merupakan hasil yang akan dibagi antara kontraktor dengan pemerintah.
- *Gross Margin Percentage* adalah persentase *gross margin* terhadap *gross revenue*.
- *Total Recoverable* adalah keseluruhan biaya yang dapat di-*recover* dari wilayah kerja yang bersangkutan. Terdiri dari *separable cost* atau *direct production cost* dan *joint cost*.

- *Separable Cost* adalah biaya yang dapat ditelusuri pada produk setelah titik pisah, dalam hal ini adalah *direct production cost* pada *Report 8 FQR*.
- *Joint Cost Percentage* adalah persentase biaya bersama yang dialokasikan pada minyak mentah dan gas bumi, yang didapat dengan membagi biaya bersama yang telah dialokasikan pada minyak mentah atau gas bumi dengan total biaya bersama.

Sebagai contohnya, dengan mengacu pada tabel 4.5 diatas, *Total Gross Revenue Oil & Gas* adalah sebesar \$783,283 yang berasal dari *line Gross Revenue* pada *Report 1 FQR* area B (Lampiran 3), *Total Recoverable Oil & Gas* adalah sebesar \$272,487 yang berasal dari *line 14 - Total Recoverable* pada *Report 1 FQR* area B (Lampiran 3), sehingga *Gross Margin Oil & Gas* adalah \$510,796 ( $\$783,283 - \$272,487$ ) atau sebesar 65,21% dari *Gross Revenue*  $\{(\$510,796 / \$783,283) \times 100\}$ . Total biaya bersama yang dapat dialokasikan adalah *Total Recoverable Oil & Gas* sebesar \$272,487 dikurangi dengan *Total Direct Production Cost Oil & Gas* sebesar \$154,549, menghasilkan sejumlah \$117,938, yang harus dialokasikan untuk oil dan gas.

Perhitungan untuk *Oil* adalah sebagai berikut, *Gross Revenue Oil* adalah sebesar \$539,181 yang berasal dari *line Gross Revenue* pada *Report 1.1 FQR* area B (Lampiran 3A), *Gross Margin Oil* adalah \$351,612 ( $65,21\% \times \$539,181$ ), sehingga *Total Recoverable Oil* maksimal adalah sebesar \$187,569 ( $\$539,181 - \$351,612$ ).

*Maximum Total Recoverable Oil* tsb, dikurangi dengan *Direct Production Cost Oil* adalah sebesar \$106,851 yang berasal dari *line 9 - Direct Production Expenses Oil* pada *Report 8 FQR* area B (Lampiran 7), mendapatkan sejumlah \$80,718 sebagai maksimal biaya bersama yang dapat dialokasikan pada *Oil Operations*, atau sebesar 68.44%  $\{(\$80,718 / \$117,938) \times 100\}$ .

Perhitungan untuk *Gas* adalah sebagai berikut, *Gross Revenue Gas* adalah sebesar \$244,103 berasal dari *line Gross Revenue* pada *Report 1.2 FQR* area B (Lampiran 3B), *Gross Margin Gas* adalah \$159,185 ( $65,21\% \times \$244,103$ ),

sehingga *Total Recoverable Gas* maksimal adalah sebesar \$84,918 (\$244,103 - \$159,185).

*Maximum Total Recoverable Gas* tsb, dikurangi dengan *Direct Production Expenses Gas* adalah sebesar \$47,698 berasal dari *line 17 - Direct Production Expenses Gas* + *line 24 - Gas Processing Expenses* pada *Report 8 FQR* area B (Lampiran 7), mendapatkan sejumlah \$37,220 sebagai maksimal biaya bersama yang dapat dialokasikan pada *Gas Operations*, atau sebesar 31,56%  $\{(\$37,220 / \$117,938) \times 100\}$ .

Tabel 4.12. Contoh perhitungan metode alokasi berdasarkan *Constant Gross Margin Percentage NRV Method*, mengacu pada tabel 4.5

Keterangan	Hasil	Perhitungan	Sumber
<i>Total Gross Revenue Oil &amp; Gas</i>	\$783,283		<i>line Gross Revenue</i> pada <i>Report 1 FQR</i> area B (Lampiran 3)
<i>Total Recoverable Oil &amp; Gas</i>	\$272,487		<i>line 14 - Total Recoverable</i> pada <i>Report 1 FQR</i> area B (Lampiran 3)
<i>Gross Margin Oil &amp; Gas</i>	\$510,796	$\$783,283 - \$272,487$	
<i>Persentase Gross Margin Oil &amp; Gas</i> dari <i>Gross Revenue</i>	65,21%	$65,21\% = \{(\$510,796 / \$783,283) \times 100\}$	
<i>Total Recoverable Oil &amp; Gas</i>	\$272,487		
<i>Total Direct Production Cost Oil &amp; Gas</i>	\$154,549		
Total biaya bersama yang dapat dialokasikan untuk <i>oil dan gas</i>	\$117,938	$\$272,487 - \$154,549$	
Perhitungan untuk <i>oil</i>			
<i>Gross Revenue Oil</i>	\$539,181		<i>line Gross Revenue</i> pada <i>Report 1.1 FQR</i> area B (Lampiran 3A)
<i>Gross Margin Oil</i>	\$351,612	$(65,21\% \times \$539,181)$	
<i>Maximum Total Recoverable Oil</i>	\$187,569	$\$539,181 - \$351,612$	
<i>Direct Production Cost Oil</i>	\$106,851		<i>line 9 - Direct Production Expenses Oil</i> pada <i>Report 8 FQR</i> area B (Lampiran 7)
Bersambung			

Keterangan	Hasil	Perhitungan	Sumber
Maksimal biaya bersama yang dapat dialokasikan pada <i>Oil Operation</i>	\$80,718	(\$187,569-\$106,851)	<i>Maximum Recoverable Oil- Production Cost Oil</i> <i>Total Direct</i>
Persentase maksimal biaya bersama yang dapat dialokasikan pada <i>Oil Operation</i>	68,44%	{(\$80,718 / \$117,938) x 100%}	
<b>Perhitungan untuk gas</b>			
<i>Gross Revenue Gas</i>	\$244,103		<i>line Gross Revenue</i> pada Report 1.2 FQR area B (Lampiran 3B)
<i>Gross Margin Gas</i>	\$159,185	(65,21% x \$244,103)	
<i>Maximum Total Recoverable Gas</i>	\$84,918	(\$244,103 - \$159,185)	
<i>Direct Production Cost Gas</i>	\$47,698		<i>line 17 - Direct Production Expenses Gas + line 24 - Gas Processing Expenses</i> pada Report 8 FQR area B (Lampiran 7)
Maksimal biaya bersama yang dapat dialokasikan pada <i>Gas Operation</i>	\$37,220	\$84,918 - \$47,698	<i>Maximum Recoverable Gas - Direct Production Cost Gas</i> <i>Total</i>
Persentase maksimal biaya bersama yang dapat dialokasikan pada <i>Gas Operation</i>	31,56%	{(\$37,220 / \$117,938) x 100%}	

Sumber : Telah diolah kembali

#### 4.4. Analisa Hasil Metode Alokasi

Berdasarkan dari 16 FQR wilayah kerja yang telah memenuhi kriteria di atas, dilakukan analisa rasio minyak mentah dan gas bumi atas masing-masing metode alokasi. Salah satu contohnya, selain area B diatas adalah area F , dengan hasil sebagai berikut:

Tabel 4.13. Analisa Rasio Metode Alokasi Area F

Area : F

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	165,375	172,544	337,918	48.94%	51.06%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	2,720	19,667	6,111	44.51%	55.49%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	27,165	27,615	54,780	49.59%	50.41%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	200,677	208,669	409,346	49.02%	50.98%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	35,815	35,430	71,245	50.27%	49.73%	100%
6	NRV Method				48.81%	51.19%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				46.53%	53.47%	100%

Sumber : telah diolah kembali

Untuk hasil-hasil dari 15 wilayah kerja lainnya dapat dilihat pada lampiran 1.

Langkah kedua adalah memilih metode alokasi dengan kriteria persentase alokasi yang paling kecil untuk minyak mentah dan kemudian mengelompokkannya sesuai dengan metode alokasi. Hasilnya terlihat pada tabel di bawah ini:

Tabel 4.14. Hasil pengelompokan metode alokasi

No.	Deskripsi	Jumlah WKP	Keterangan Nama WKP
1	Relative Revenue	0	-
2	Relative Volume - Lifting	11	A, B, F, H, I, J, K, L, M, O, P
3	Direct Production Cost	2	N, R
4	(Production x price) + investment	1	G
5	Investment (Capex + Opex)	1	E
6	NRV Method	1	C
7	Constant Gross Margin NRV Method	0	-
<b>Total</b>		<b>16</b>	

Sumber : telah diolah kembali

Terlihat pada hasil di atas, dari 16 wilayah kerja, hampir setengahnya atau sebesar 69% alokasi terkecil pada minyak mentah, menggunakan metode alokasi *relative*

*volume-lifting*. Sementara metode alokasi *relative revenue* dan *Constant Gross Margin NRV Method* sama sekali tidak pernah memberikan alokasi yang terkecil untuk minyak mentah.

Langkah ketiga adalah melakukan analisa terhadap pengelompokan hasil metode alokasi, dengan harapan dapat mengidentifikasi karakteristik khusus yang ada pada masing-masing wilayah kerja yang memiliki metode alokasi yang sama.

Analisa akan dibagi berdasarkan metode alokasi, yaitu sebagai berikut:

a. Metode *Relative Revenue*

Metode ini tidak menghasilkan rasio alokasi minyak mentah dan gas bumi yang menguntungkan bagi pemerintah. Hal ini terlihat dari tidak adanya satupun dari 16 wilayah kerja, dari berbagai area di Indonesia, yang memberikan alokasi terkecil untuk minyak mentah. Seperti yang telah dijelaskan, metode ini tergantung dengan harga produk, dimana kecenderungan dalam beberapa tahun belakangan ini dan juga perkiraan ke depan, bahwa harga minyak mentah cenderung untuk tetap dan meningkat. Hal ini dibuktikan dengan rata-rata harga jual minyak mentah dari 16 wilayah kerja, adalah diatas di US\$60 per barel, dengan terendah adalah US\$59.97 untuk wilayah kerja A dan tertinggi US\$68.46 untuk wilayah kerja L. Sementara untuk harga gas bervariasi dengan terendah adalah US\$2.53 per MSCF dan tertinggi adalah US\$11.53 per MSCF.

Melihat perbandingan harga produk yang demikian jauh, maka dengan menggunakan metode ini, alokasi biaya akan lebih besar pada minyak mentah dibandingkan dengan gas bumi.

b. Metode *Relative Volume*

Metode ini, menghasilkan alokasi biaya bersama pada minyak mentah terkecil dari 11 wilayah kerja. Wilayah kerja tersebut adalah A, B, F, H, I, J, K, L, M, O, dan P. Analisa lebih lanjut dari kelima wilayah kerja ini menemukan hal-hal berikut ini:

- Masing-masing wilayah kerja tersebut memiliki *lifting* gas yang cukup besar. Sehingga setelah dikonversikan dalam *Barrel Oil Equivalent* (BOE), memiliki hasil yang cukup untuk menandingi *lifting* minyaknya.

c. Metode *Direct Production Cost*

Metode ini menghasilkan alokasi biaya bersama terkecil untuk minyak mentah, pada 2 wilayah kerja, yaitu N dan R. Analisa lebih lanjut dari atas wilayah kerja adalah sebagai berikut:

- Gas yang diekstrak dari perut bumi, memerlukan proses tertentu agar dapat dijual, yang menyebabkan timbulnya biaya tambahan, sehingga menyebabkan biaya produksi langsung untuk gas meningkat. Wilayah Kerja N memiliki biaya produksi langsung gas bumi per MSCF yang cukup besar bila dibandingkan dengan wilayah kerja lainnya, yaitu \$0.83 per MSCF.
- Minyak bumi yang diambil dari perut bumi, tidak diperlukan pengolahan lanjutan, sehingga menyebabkan biaya produksi langsung untuk minyak mentah relatif lebih rendah. Wilayah kerja R memiliki karakteristik ini.

d. Rasio Alokasi berdasarkan *Production + Investment*

$$\text{Ratio } (\text{Production} \times \text{Price}) + \text{Capital Expenditure (Capex)} + \text{Operating Expenditure (Opex)}$$

Metode ini menghasilkan alokasi biaya bersama terkecil untuk minyak mentah pada satu wilayah kerja, yaitu G. Analisa lebih lanjut atas wilayah kerja ini menemukan hal-hal berikut ini:

- Harga jual rata-rata untuk gas dari wilayah kerja ini tinggi, yaitu US\$7.72
- Harga jual untuk minyak mentah yang cukup tinggi, sama dengan rata-rata untuk 16 wilayah kerja lainnya.



- Rasio investasi minyak mentah dan gas bumi relatif sama, namun cenderung lebih besar sedikit pada salah satu produk tertentu. Dalam hal ini wilayah kerja G lebih cenderung pada gas.
- Produksi gas bumi yang cukup besar bila dibandingkan dengan produksi minyak mentahnya.

Melihat kondisi-kondisi ini, produksi gas bumi yang memegang peranan penting yang menyebabkan metode ini memberikan alokasi biaya bersama, lebih besar pada gas bumi dibandingkan dengan minyak mentah. seperti yang ditemukan di atas, investasi cukup berimbang pada kedua jenis produk, namun jumlah produksi dikalikan dengan harga jual, yang membuat investasi berimbang tersebut menjadi lebih besar pada gas bumi.

e. Alokasi berdasarkan *Investment*

*Ratio Capital Expenditure (Capex) + Operating Expenditure (Opex)*

Metode ini menghasilkan alokasi biaya bersama terkecil untuk minyak mentah pada satu wilayah kerja, yaitu E. Analisa lebih lanjut pada wilayah kerja ini menemukan hal-hal berikut ini:

- Harga jual rata-rata gas bumi pada wilayah kerja ini, cukup tinggi yaitu US\$8.83
- Keputusan investasi kontraktor, akan lebih mengarah pada gas bumi, dengan fokus untuk memperbesar produksi, dengan cara membangun fasilitas produksi. Hal ini terlihat dari investasi di gas, yaitu \$50,704 termasuk cukup besar dari 16 wilayah kerja.
- Rasio *Direct production Cost / Lifting Quantity* termasuk menengah dengan US\$.0.80 per MSCF. Hal ini yang mendorong kontraktor untuk menginvestasikan lebih pada gas, dimana harga jual yang tinggi, dengan biaya operasi langsung yang standar, sehingga memiliki *profit* tinggi. Penambahan investasi pada fasilitas produksi, menunjukkan adanya kemungkinan penemuan cadangan yang cukup besar yang dapat diproduksi.
- Untuk produk minyak bumi, memiliki keekonomian yang baik, dimana harga jual yang cukup tinggi, dengan biaya produksi langsung hanya

sebesar 23% dari harga jual. Sementara investasi pada minyak bumi hanya sebesar 31% dibandingkan dengan gas bumi. Kemungkinan besar, hal ini disebabkan oleh cadangan minyak mentah yang semakin menipis dan tidak ditemukannya cadangan baru.

f. *Net Realizable Value Method*

Metode ini melakukan alokasi biaya bersama berdasarkan atas rasio nilai yang terealisasi atau NRV dari masing-masing produk. Secara umum, pada hampir semua wilayah kerja menghasilkan angka persentase alokasi yang hampir sama atau sangat mendekati dengan metode *relative revenue*. Metode ini menghasilkan alokasi minyak mentah terkecil untuk wilayah kerja C. Analisa lebih lanjut pada wilayah kerja CDE menemukan hal-hal berikut ini:

- Rasio *separable cost* atau *direct production cost* terhadap *gross revenue* lebih besar pada minyak mentah dibandingkan pada gas. Pada minyak mentah, *direct production cost* adalah sebesar 31% dari *revenue* minyak mentah. Sementara pada gas, *direct production cost* hanya sebesar 3% dari *revenue* gas. Dengan demikian, proporsi NRV akan lebih besar pada gas. Sehingga alokasi biaya bersama akan lebih besar pada gas bumi.
- *Direct production cost* biasanya lebih besar pada minyak mentah dibandingkan dengan gas bumi, namun demikian, sangat tergantung pada karakteristik bahan mentah yang ada.

g. *Constant Gross Margin Percentage NRV Method*

Metode ini melakukan alokasi biaya bersama berdasarkan sisa total biaya produksi melalui perhitungan NRV dengan *gross margin* tetap (*fixed*) untuk masing-masing produk. Sehingga masing-masing produk akan memiliki *gross margin* yang sama, dan biaya bersama akan dialokasikan sesuai dengan kemampuan *gross revenue* produk dalam menyerap biaya untuk mendapatkan *gross margin* yang telah ditetapkan tersebut.

Analisa atas metode ini, menemukan hal-hal berikut ini:

- Proporsi alokasi pada minyak mentah dan gas bumi cenderung memiliki hasil yang sama dengan menggunakan metode *NRV*.

- Metode ini menjamin besarnya *gross margin* yang dapat dibagi antara kontraktor dan pemerintah, dengan cara melakukan batasan (*capping*) atas biaya (*cost recovery*)
- Oleh karena adanya pembatasan biaya tersebut, maka pada beberapa wilayah kerja, dimana *direct production cost* melebihi dari *total recoverable*-nya, menyebabkan *joint cost* yang dialokasikan pada satu jenis produk menjadi minus. Hal ini terjadi pada wilayah kerja C, *direct production cost* minyak mentah melebihi total *recoverable cost* untuk minyak mentah, sehingga biaya bersama yang dialokasikan pada minyak mentah menjadi minus, namun biaya ini akan di-*offset* pada biaya gas.

Langkah keempat adalah mengalokasikan ulang pos-pos biaya bersama kegiatan hulu migas. Langkah ini dilakukan dengan cara membagi biaya bersama yang terdapat pada *Report 4*, *Report 8*, dan *Report 11 FQR* dengan persentase alokasi minyak mentah dan gas bumi sesuai dengan pilihan metode alokasi yang memberikan hasil terkecil untuk minyak mentah.

Sebagai contoh untuk wilayah kerja B, metode alokasi yang memberikan hasil terkecil pada minyak mentah adalah metode *relative volume-liftings*, dimana persentase alokasi untuk minyak mentah adalah 39.04% dan untuk gas bumi adalah 60.96% (mengacu pada tabel 4.5 diatas). Maka biaya seismic sejumlah \$1,119 akan dialokasikan pada minyak mentah sebesar \$437 ( $39.04\% \times \$1,119$ ) dan dialokasikan pada gas sebesar \$682 ( $60.96\% \times \$1,119$ ), dan demikian seterusnya untuk semua biaya hulu bersama. Detail pos-pos yang dialokasikan pada minyak dan gas bumi, untuk *Report 4*, *Report 8* dan *Report 11 FQR* wilayah kerja B terdapat dalam dua tabel berikut ini:

Tabel 4.15. Contoh Perhitungan Alokasi Biaya Bersama berdasarkan Metode *Relative Volume-Liftings Area B (Report 4 dan Report 8)*

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)		Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>				
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>				
Geological		0	0	0
Geophysical		0	0	0
Seismic & Other Surveys		1,119	437	682
Capital Expenditures		0	0	0
Total G&G Expenditures		1,119	437	682
Total Non-Capital Expenditures		1,119	437	682
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>				
Administration		(0)	(0)	(0)
Other		1,143	446	697
Capital Expenditures		0	0	0
Total Administration Expenditures		1,143	446	697
Total Non-Capital Expenditures		1,143	446	697
<b>Report 8</b>				
<b>UTILITIES AND AUXILLIARY OPERATIONS</b>				
Production Tools and Equipt.Maintenance		0	0	0
Steam Services		0	0	0
Electricity Services		0	0	0
Industrial and Domestic Water Service		0	0	0
Compressed Air Service		0	0	0
Other		0	0	0
Total Utilities and Auxilliaris		0	0	0
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>				
General and Administration		3,906	1,525	2,381
Technical Support Service		8,236	3,215	5,021
Material Services		33,588	13,112	20,477
Transportation Costs		1,442	563	879
Office and Misc.Building Operations		2,381	929	1,452
Personnel Expenses		8,204	3,203	5,002
Public Relations		0	0	0
Asset Retirement		246	96	150
Depreciation		14,194	5,541	8,653
Other		(581)	(227)	(354)
Total Field Office, Svcs.and General		71,617	27,957	43,660

Sumber : telah diolah kembali

Tabel 4.16. Contoh Perhitungan Alokasi Biaya Bersama berdasarkan Metode *Relative Volume-Liftings Area B (Report 11)*

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>			
Legal Services	8	3	5
Audit Services	0	0	0
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	1,569	612	957
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>1,577</b>	<b>616</b>	<b>961</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	0	0	0
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>			
Air	0	0	0
Automobile	128	50	78
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>128</b>	<b>50</b>	<b>78</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>			
Employee Relation	9,122	3,561	5,561
Training	120	47	73
Accommodation	409	160	249
Welfare	1,388	542	846
Other	0	0	0
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>11,038</b>	<b>4,309</b>	<b>6,729</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>			
Trips	0	0	0
Other	331	129	202
<b>Total Public Relation</b>	<b>331</b>	<b>129</b>	<b>202</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>			
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>			
Stationary and Supplies	620	242	378
Communications	2,658	1,037	1,620
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	3,502	1,367	2,135
Travel and Entertainment (non-allocated)	0	0	0
Computerization	8,151	3,182	4,969
Depreciation	317	124	193
Other	(8,466)	(3,305)	(5,161)
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>6,782</b>	<b>2,647</b>	<b>4,135</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	370	144	226
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	90	35	55
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>20,317</b>	<b>7,931</b>	<b>12,386</b>
Less Depreciation Expenses	(317)	(124)	(193)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>20,000</b>	<b>7,807</b>	<b>12,193</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>13,225</b>	<b>5,163</b>	<b>8,063</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>6,775</b>	<b>2,645</b>	<b>4,130</b>

Sumber : telah diolah kembali

Dengan ringkasan alokasi biaya bersama untuk *Report 4*, *Report 8* dan *Report 11* adalah sebagai berikut:

Tabel 4.17. Contoh Ringkasan *Report 4*, *Report 8*, dan *Report 11* berdasarkan Metode *Relative Volume-Liftings* pada Area B

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	34,852	31,180	3,671
Total Tangible Drilling	11,110	8,175	2,935
Total Intangible Expenditures	23,742	23,005	737
Total G&G Expenditures	1,119	437	682
Total Non-Capital Expenditures	1,119	437	682
Total Administration Expenditures	1,143	446	697
Total Non-Capital Expenditures	1,143	446	697
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	37,114	32,063	5,051
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	26,004	23,888	2,116
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	11,110	8,175	2,935

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	106,851	106,851	0
Total Direct Production Expenses - Gas	47,698	0	47,698
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxilliaries	0	0	0
Total Field Office, Svcs. and General	71,617	27,957	43,660
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	226,166	134,808	91,358
Less Depreciation Expenses	14,194	5,541	8,653
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	211,972	129,267	82,706
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	129,267	129,267	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	82,706	0	82,706

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	1,577	616	961
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	128	50	78
Total Personnel Expenses	11,038	4,309	6,729
Total Public Relation	331	129	202
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	6,782	2,647	4,135
OVERHEAD FROM ABROAD	370	144	226
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	90	35	55
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	20,317	7,931	12,386
Less Depreciation Expenses	(317)	(124)	(193)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	20,000	7,807	12,193
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	7,807	7,807	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	12,193	0	12,193

Sumber : telah diolah kembali

Langkah terakhir adalah menghitung ulang *Report 1*, untuk menentukan dampak alokasi terhadap *Indonesia Share*. Perhitungan ulang atas *Report 1* untuk wilayah kerja B adalah seperti tabel dibawah ini:

Tabel 4.18. Contoh Perhitungan Ulang *Report 1* berdasarkan Metode *Relative Volume-Liftings* pada Area B

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	626,627	431,345	195,282
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
COST RECOVERY :			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	257,976	160,962	97,014
Depreciation - Prior Year Assets	11,831	8,187	3,644
Depreciation - Current Year Assets	2,680	1,930	750
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>272,487</b>	<b>171,079</b>	<b>101,408</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>272,487</b>	<b>171,079</b>	<b>101,408</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>354,140</b>	<b>260,266</b>	<b>93,874</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	97,384	76,730	20,655
BPMIGAS Equity Share	224,905	185,189	39,716
Lifting Price Variance	2,594	2,507	87
Domestic Requirement	38,660	38,660	0
Government Tax Entitlement	64,791	28,607	36,184
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>428,334</b>	<b>331,693</b>	<b>96,642</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	59,272	31,107	28,166
Contractor Equity Share	129,235	75,077	54,158
Lifting Price Variance	(2,594)	(2,507)	(87)
Less: Gross Domestic Requirement	(38,883)	(38,883)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	223	223	0
Taxable Share	147,253	65,016	82,237
Government Tax Entitlement	(64,791)	(28,607)	(36,184)
Net Contractor Share	82,462	36,409	46,053
Total Recoverables	272,487	171,079	101,408
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>354,949</b>	<b>207,488</b>	<b>147,461</b>

Sumber : telah diolah kembali

Perhitungan ulang *Report 1* ini menggunakan asumsi persentase bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor serta persentase pajak yang dibayarkan oleh kontraktor mengambil data dari *Report 1.1 FQR* untuk minyak mentah dan *Report 1.2 FQR* untuk gas bumi. Sebagai contoh untuk wilayah kerja B, persentase bagi hasil pemerintah untuk minyak mentah adalah 71,1538% yang berasal dari \$169,626 /

\$238,393 (*BPMIGAS Equity Share / Equity To Be Split* pada Report 1.1 (Lampiran 3A)) sementara untuk persentase pajak adalah 44% yang berasal dari \$25,004 / \$58,706 (*Government Tax Entitlement / Taxable Share* pada Report 1.1 (Lampiran 3A))

Perbandingan antara perhitungan ulang *Report 1* (setelah alokasi biaya bersama) dan *Report 1* sebelum alokasi biaya bersama dan dampak penggunaan metode *Relative Volume-Liftings* pada wilayah kerja B adalah sebagai berikut:

Tabel 4.19. Contoh Perbandingan Report 1 setelah dan sebelum alokasi biaya bersama menggunakan metode *relative volume-liftings* pada area B

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	626,627	431,345	195,282	626,627	431,345	195,282
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
COST RECOVERY :						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	257,976	160,962	97,014	257,976	182,835	75,142
Depreciation - Prior Year Assets	11,831	8,187	3,644	11,831	8,187	3,644
Depreciation - Current Year Assets	2,680	1,930	750	2,680	1,930	750
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>272,487</b>	<b>171,079</b>	<b>101,408</b>	<b>272,487</b>	<b>192,952</b>	<b>79,535</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>272,487</b>	<b>171,079</b>	<b>101,408</b>	<b>272,487</b>	<b>192,952</b>	<b>79,535</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>354,140</b>	<b>260,266</b>	<b>93,874</b>	<b>354,140</b>	<b>238,393</b>	<b>115,747</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	97,384	76,730	20,655	97,384	76,730	20,655
BPMIGAS Equity Share	224,905	185,189	39,716	218,595	169,626	48,970
Lifting Price Variance	2,594	2,507	87	2,594	2,507	87
Domestic Requirement	38,660	38,660	0	38,660	38,660	0
Government Tax Entitlement	64,791	28,607	36,184	65,438	25,004	40,434
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>428,334</b>	<b>331,693</b>	<b>96,642</b>	<b>422,671</b>	<b>312,527</b>	<b>110,145</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	59,272	31,107	28,166	59,272	31,107	28,166
Contractor Equity Share	129,235	75,077	54,158	135,544	68,767	66,777
Lifting Price Variance	(2,594)	(2,507)	(87)	(2,594)	(2,507)	(87)
Less: Gross Domestic Requirement	(38,883)	(38,883)	0	(38,883)	(38,883)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	223	223	0	223	223	0
Taxable Share	147,253	65,016	82,237	153,563	58,706	94,856
Government Tax Entitlement	(64,791)	(28,607)	(36,184)	(65,438)	(25,004)	(40,434)
Net Contractor Share	82,462	36,409	46,053	88,125	33,702	54,423
Total Recoverables	272,487	171,079	101,408	272,487	192,952	79,535
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>354,949</b>	<b>207,488</b>	<b>147,461</b>	<b>360,612</b>	<b>226,654</b>	<b>133,958</b>

**Efek Alokasi pada Indonesia Share Report 1**

*Expressed in Thousands of Dollars*

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>428,334</b>	<b>331,693</b>	<b>96,642</b>	<b>422,671</b>	<b>312,527</b>	<b>110,145</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

	Total	Oil	Gas
<b>Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya</b>	<b>5,663</b>	<b>19,166</b>	<b>(13,503)</b>

Sumber : telah diolah kembali



Dari tabel di atas, terdapat peningkatan bagi *Indonesia Share* sebesar \$5.663.000, dimana setelah alokasi biaya bersama, *Indonesia Share* menjadi \$428,334 sementara sebelumnya hanya \$422,671. Peningkatan sebesar \$5.663.000 berasal dari peningkatan *Indonesia Share* pada minyak mentah sebesar US\$19.166.000 dan penurunan *Indonesia Share* pada gas bumi sebesar US\$13.503.000.

Penurunan *Current Year Operating Cost* untuk minyak mentah yaitu dari US\$ 182.834.00 menjadi US\$160.962.000, atau sebesar US\$21.872 yang dialihkan pada gas bumi menyebabkan peningkatan *Current Year Operating Cost* dari gas bumi meningkat menjadi US\$97.014.000.

*Total Recoverable Oil & Gas* dan *Equity To be Split Oil & Gas* setelah maupun sebelum alokasi dilakukan akan menghasilkan jumlah sama, yaitu \$272,487 dan \$154,140, karena yang dialokasikan adalah biaya bersama, maka total biaya oil & gas harus tetap sama.

Untuk 16 wilayah kerja, perubahan pada *Total Indonesia Share* adalah sebesar \$38,889 dengan detail pada tabel sebagai berikut:

Tabel 4.20. Ringkasan perubahan *Indonesia Share* setelah alokasi biaya bersama pada 16 wilayah kerja.

*Expressed in Thousands of Dollars*

No.	Area	Total	Oil	Gas
1	A	5,238	29,099	(23,862)
2	B	5,663	19,166	(13,503)
3	C	2,241	9,527	(7,286)
4	E	(777)	(3,373)	2,595
5	F	54	605	(551)
6	G	2,679	10,173	(7,494)
7	H	7,625	(17,804)	25,430
8	I	356	1,877	(1,521)
9	J	98	565	(468)
10	K	2,460	13,181	(10,721)
11	L	166	708	(542)
12	M	450	2,575	(2,124)
13	N	1,041	20,104	(19,063)
14	O	5,184	30,901	(25,717)
15	P	4,886	29,443	(24,557)
16	R	1,526	1,314	212
<b>Total</b>		<b>38,889</b>	<b>148,061</b>	<b>(109,173)</b>

Sumber : telah diolah kembali

## BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1. Kesimpulan

Tujuh metode alokasi biaya bersama yang telah dianalisa pada bab sebelumnya memiliki karakteristik yang berbeda-beda, yaitu:

a. Metode *Relative Revenue*

Alokasi berdasarkan perbandingan *Gross Revenue* antara minyak dan gas bumi. Harga gas bumi cenderung tetap, karena telah diikat kontrak, sementara untuk harga minyak cenderung meningkat. Hal ini terlihat juga dengan perbandingan harga minyak mentah dan gas bumi pada 16 wilayah kerja, dimana harga jual rata-rata untuk minyak mentah jauh lebih tinggi dibandingkan dengan harga jual rata-rata gas bumi. Dengan demikian, metode alokasi ini akan memberikan bagian alokasi terbesar pada minyak mentah dibandingkan pada gas bumi.

b. Metode *Relative Volume-Liftings*

Alokasi berdasarkan perbandingan volume *lifting* dalam satuan *barrel oil equivalent (BOE)*. Metode ini baik untuk digunakan pada wilayah kerja yang memiliki *lifting* gas yang besar. Dengan meningkatnya penggunaan gas baik pada domestik maupun global, maka produksi dan *liftings* gas juga akan meningkat, sehingga metode alokasi ini akan memberikan bagian lebih besar pada gas bumi.

c. Metode *Relative Direct Production Cost*

Alokasi berdasarkan biaya produksi langsung, sangatlah tergantung dari karakteristik bahan mentah produk yang di-ekstrak dari perut bumi. Ada beberapa jenis minyak yang harus melalui beberapa proses yang cukup memakan biaya, dan ada juga yang lebih mudah, demikian juga dengan gas bumi. Sehingga metode alokasi biaya ini sangat cocok diaplikasikan pada wilayah kerja yang karakteristik gasnya memerlukan proses lebih intensif sehingga siap untuk dipasarkan.

d. Produksi + Investasi ( $(Production \times price) + Capex + Opex$ )

Metode ini melakukan alokasi biaya bersama, berdasarkan besaran produksi dikalikan harga jual ditambah dengan besaran investasi. Dimana

investasi menggambarkan tren ke depan, sementara besaran produksi menggambarkan realisasi saat ini.

Melihat tren mendatang, dimana penggunaan gas bumi yang semakin besar, maka alokasi biaya dengan metode ini memiliki kecenderungan untuk alokasi yang lebih besar pada gas bumi.

Metode ini sangat tepat diaplikasikan pada wilayah kerja yang memiliki potensi gas bumi yang besar, dengan tingkat produksi gas bumi yang besar juga. Keunggulan metode ini dibandingkan dengan metode alokasi hanya berdasarkan investasi, adalah memasukkan faktor realisasi dimana seringkali terjadi realisasi tidak sama dengan investasi, dapat lebih besar dapat juga lebih kecil, yang disebabkan oleh kendala-kendala teknis ekstraksi dan produksi kedua jenis produk.

e. *Investasi (Capex + Opex)*

Metode ini melakukan alokasi biaya bersama, berdasarkan besaran investasi yang dilakukan oleh kontraktor. Aplikasi metode alokasi ini sangat tepat pada wilayah kerja yang memiliki investasi lebih besar pada gas bumi dibandingkan dengan minyak mentah.

f. *Net Realizable Value*

Metode ini melakukan alokasi biaya bersama, berdasarkan nilai yang dapat direalisasikan dari satu produk. Aplikasi metode ini, akan lebih tepat pada wilayah kerja dimana rasio *direct production cost* terhadap *gross revenue* lebih besar pada minyak mentah dibandingkan pada gas.

g. *Constant Gross Margin Percentage NRV Method*

Metode ini melakukan alokasi biaya bersama berdasarkan sisa total biaya produksi melalui perhitungan NRV dengan *gross margin* tetap (*fixed*) untuk masing-masing produk. Sehingga masing-masing produk akan memiliki *gross margin* yang sama, dan biaya bersama akan dialokasikan sesuai dengan kemampuan *gross revenue* produk dalam menyerap biaya untuk mendapatkan *gross margin* yang telah ditetapkan tersebut.

Implikasi dari metode ini, adalah adanya pembatasan pada biaya. Metode ini dapat menghasilkan alokasi biaya bersama yang minus untuk suatu jenis produk, sebagai akibat tingginya *direct production cost* untuk suatu

jenis produk tersebut. Metode ini tidak dapat diaplikasikan pada industri migas, disebabkan oleh dua hal utama, yaitu:

- Meskipun dapat menjamin besaran yang dapat dibagi antara kontraktor dan pemerintah, pembatasan *cost recovery* secara total untuk suatu wilayah kerja tidak diatur dalam kontrak PSC.
- Dengan adanya pembatasan biaya secara total, maka terdapat transfer biaya antara minyak mentah dan gas bumi. Transfer biaya hanya diperbolehkan selama terdapat klausul yang mendukung pada kontrak PSC-nya, dan tidak semua kontrak memperbolehkan hal ini.

Dari 16 wilayah kerja, sebanyak 11 wilayah kerja, mengalokasikan biaya bersama yang terkecil pada minyak mentah, dengan menggunakan metode alokasi *volume-liftings*. Penggunaan metode ini dapat meningkatkan penerimaan negara (*Indonesia Share*) dari hasil produk migas.

Peningkatan pada *Indonesia Share* sebagai akibat dari alokasi biaya bersama adalah cukup signifikan. Hal ini terlihat pada simulasi metode *relative volume* untuk wilayah kerja B dimana terjadi peningkatan *Indonesia Share* sebesar US\$5.663.000, dan apabila hasil simulasi keseluruhan wilayah dijumlahkan maka peningkatan *Indonesia Share* sebesar \$38.889.000. Hasil ini memperkuat argumen Wright, bahwa untuk negara-negara yang menerapkan PSC, alokasi biaya bersama harus diatur dan ditetapkan oleh pemerintah secara adil, sesuai dengan kontraknya, karena akan memberikan dampak yang signifikan bagi penerimaan negara dan iklim investasi di masa mendatang.

## 5.2. Saran

Setelah melihat pada hasil analisa yang telah dijabarkan, maka saran-saran adalah sebagai berikut:

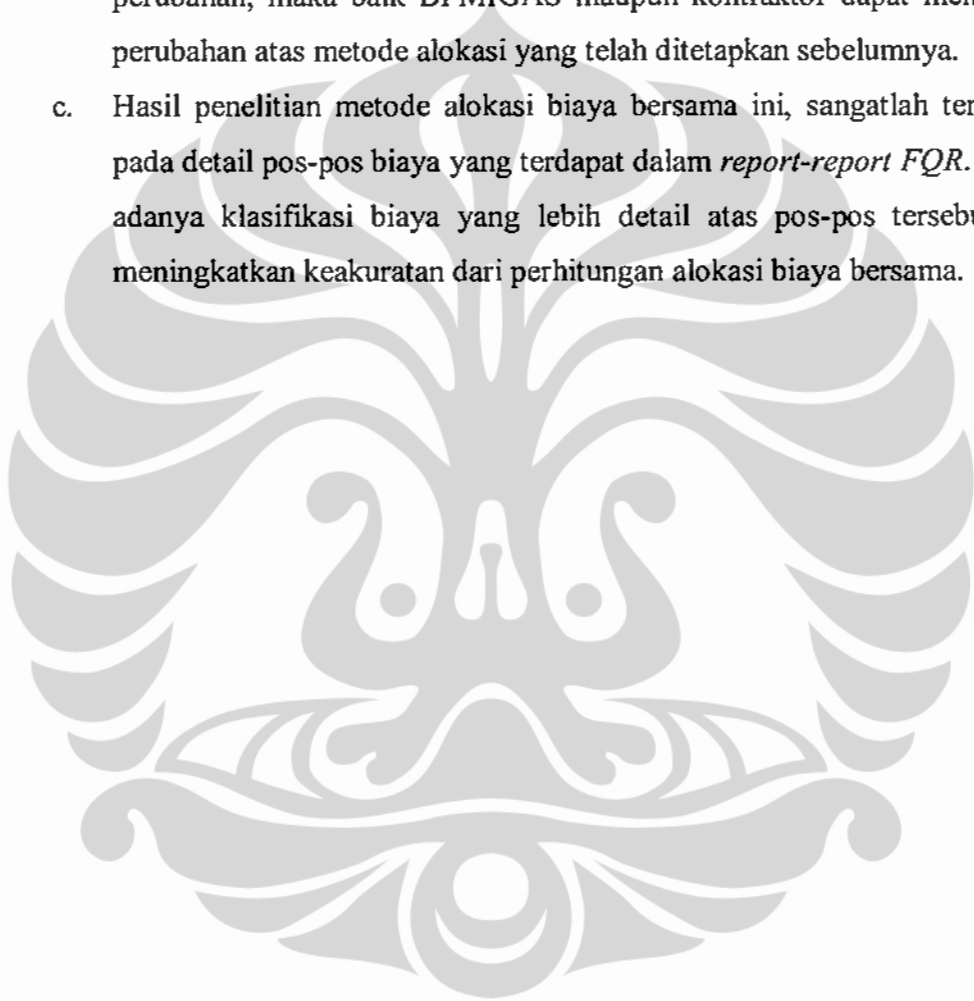
- a. Dalam proposal pengajuan ataupun perubahan metode alokasi biaya bersama oleh kontraktor, dilampirkan perbandingan *Indonesia Share* untuk masing-masing minyak mentah dan gas bumi, dengan menggunakan minimal 3 buah metode alokasi, salah satunya adalah

metode alokasi *volume-liftings*. Hal ini berguna sebagai pembanding, atas dampak masing-masing metode terhadap penerimaan negara.

- b. Metode alokasi biaya bersama yang telah disetujui, harus ditinjau ulang minimal setiap 3 tahun.

Hal ini disebabkan, karakteristik produksi migas maupun investasi dapat berubah secara signifikan dalam masa 3 tahun tersebut. Bila ditemukan perubahan, maka baik BPMIGAS maupun kontraktor dapat mengajukan perubahan atas metode alokasi yang telah ditetapkan sebelumnya.

- c. Hasil penelitian metode alokasi biaya bersama ini, sangatlah tergantung pada detail pos-pos biaya yang terdapat dalam *report-report FQR*. Dengan adanya klasifikasi biaya yang lebih detail atas pos-pos tersebut, akan meningkatkan keakuratan dari perhitungan alokasi biaya bersama.



## DAFTAR REFERENSI

- BPMIGAS, Dinas SDM (2003). *Mekanisme pengawasan PSC*. SPE Training Jakarta.
- Hammer, L. H., Carter, W. K., & Usry, M. F. (1994). *Cost accounting*. Cincinnati, Ohio: South Western Publishing Co.
- Hilton, R. W. (2008). *Managerial accounting: Creating value in a dynamic business environment* (7th ed.). New York: McGraw Hill.
- Hornigren, C. T., Datar, S. M., & Foster, G. (2006). *Cost accounting: A managerial emphasis* (12th ed.). Pearson International Edition.
- IHRDC (International Human Resources Development Corporation (IHRDC) (2006). *Petroleum project economics and risk analysis*. Jakarta
- Jennings, D. R., Feiten, J. B., & Brock, H. R. (2000). *Petroleum accounting: Principles, procedures, & issues* (5th ed.). Texas: PricewaterhouseCoopers LLP.
- Machmud, T. N. (2000). *The Indonesian production sharing contract: an investor's perspective*. Kluwer Law International, The Hague.
- PERTAMINA - BPPKA. (1993). *Financial budget and reporting procedures manual of PSC* (1993 Revision ed.). Jakarta: -.
- Wright, C. J. (1998). Allocation of upstream exploration, drilling, development, and production cost to petroleum product: issues and alternatives. *Petroleum Accounting and Financial Management Journal*, --.
- Wright, C. J., & Gallun, R. A. (2008). *Fundamentals of oil and gas accounting*. Tulsa: Penn Well Corporation.
- Wright, C. J., & Gallun, R. A. (2005). *International petroleum accounting*. Tulsa: Penn Well Corporation.
- Universitas Indonesia (2008). *Pedoman Teknis Penulisan Tugas Akhir Mahasiswa Universitas Indonesia*.
- Utomo, Sutadi Pudjo (2000). *PSC accounting*. Bandung. LDI Training

UU No.22 Tahun 2001

[www.bpmigas.com](http://www.bpmigas.com)

Pengelompokan Area dengan alokasi biaya terkecil pada minyak mentah, berdasarkan metode *NRV*

## Area : C

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	<i>Relative Revenue (000 US\$)</i>	86,695	151,183	237,877	36.45%	63.55%	100%
2	<i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	1,414	13,114	3,675	38.48%	61.52%	100%
3	<i>Direct Production Cost (000 US\$)</i>	26,875	4,713	31,587	85.08%	14.92%	100%
4	<i>(Production x price) + investment (000 US\$)</i>	129,552	273,194	402,746	32.17%	67.83%	100%
5	<i>Investment (Capex + Opex) (000 US\$)</i>	50,445	44,509	94,955	53.13%	46.87%	100%
6	<i>NRV Method</i>				29.00%	71.00%	100%
7	<i>Constant Gross Margin NRV Method</i>				-3.41%	103.41%	100%

Pengelompokan Area dengan alokasi biaya terkecil pada minyak mentah, berdasarkan metode *Investment*

## Area : E

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	<i>Relative Revenue (000 US\$)</i>	430,484	724,869	1,155,353	37.26%	62.74%	100%
2	<i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	6,824	82,078	20,976	32.53%	67.47%	100%
3	<i>Direct Production Cost (000 US\$)</i>	41,155	65,391	106,546	38.63%	61.37%	100%
4	<i>(Production x price) + investment (000 US\$)</i>	532,511	944,649	1,477,159	36.05%	63.95%	100%
5	<i>Investment (Capex + Opex) (000 US\$)</i>	99,280	221,169	320,449	30.98%	69.02%	100%
6	<i>NRV Method</i>				37.12%	62.88%	100%
7	<i>Constant Gross Margin NRV Method</i>				36.46%	63.54%	100%

Pengelompokan Area dengan alokasi biaya terkecil pada minyak mentah, berdasarkan metode *Direct Prod.Cost*

## Area : N

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	389,144	678,367	1,067,511	36.45%	63.55%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	6,234	111,703	25,493	24.45%	75.55%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	15,977	92,330	108,307	14.75%	85.25%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	459,131	1,237,812	1,696,943	27.06%	72.94%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	79,343	281,083	360,426	22.01%	77.99%	100%
6	NRV Method				38.90%	61.10%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				46.98%	53.02%	100%

## Area : R

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	27,219	475,654	502,873	5.41%	94.59%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	422	56,569	10,175	4.15%	95.85%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	0	9,980	9,980	0.00%	100.00%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	28,824	499,270	528,094	5.46%	94.54%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	1,637	23,616	25,253	6.48%	93.52%	100%
6	NRV Method				5.52%	94.48%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				8.44%	91.56%	100%

Pengelompokan Area dengan alokasi biaya terkecil pada minyak mentah, berdasarkan metode *Production + Investment*

## Area : G

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	106,430	424,571	531,001	20.04%	79.96%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	1,658	54,985	11,138	14.89%	85.11%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	6,451	3,148	9,599	67.21%	32.79%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	127,436	2,995,779	3,123,216	4.08%	95.92%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	21,457	29,628	51,085	42.00%	58.00%	100%
6	NRV Method				19.18%	80.82%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				11.59%	88.41%	100%



Pengelompokan Area dengan alokasi biaya terkecil pada minyak mentah, berdasarkan metode *Relative Volume*

## Area : M

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	474,038	259,391	733,429	64.63%	35.37%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	7,597	34,017	13,462	56.43%	43.57%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	84,227	51,209	135,436	62.19%	37.81%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	680,078	425,892	1,105,970	61.49%	38.51%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	206,494	93,178	299,672	68.91%	31.09%	100%
6	NRV Method				65.19%	34.81%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				66.76%	33.24%	100%

## Area : O

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	1,208,785	3,105,731	4,314,516	28.02%	71.98%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	19,830	401,929	89,128	22.25%	77.75%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	84,739	90,006	174,745	48.49%	51.51%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	1,299,827	4,446,152	5,745,978	22.62%	77.38%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	348,825	688,506	1,037,331	33.63%	66.37%	100%
6	NRV Method				27.15%	72.85%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				23.53%	76.47%	100%

## Area : P

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	1,126,148	3,071,651	4,197,799	26.83%	73.17%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	18,519	412,853	89,700	20.65%	79.35%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	69,500	86,202	155,702	44.64%	55.36%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	1,185,977	4,274,775	5,460,752	21.72%	78.28%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	315,760	679,630	995,390	31.72%	68.28%	100%
6	NRV Method				26.14%	73.86%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				23.25%	76.75%	100%

Pengelompokan Area dengan alokasi biaya terkecil pada minyak mentah, berdasarkan metode *Relative Volume*

## Area : I

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	264,240	1,918,955	2,183,194	12.10%	87.90%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	4,124	317,114	58,799	7.01%	92.99%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	17,681	165,245	182,926	9.67%	90.33%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	290,259	2,176,173	2,466,432	11.77%	88.23%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	26,385	249,123	275,508	9.58%	90.42%	100%
6	NRV Method				12.33%	87.67%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				14.45%	85.55%	100%

## Area : J

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	166,468	1,806	168,273	98.93%	1.07%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	2,501	362	2,564	97.57%	2.43%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	17,420	95	17,515	99.46%	0.54%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	271,047	2,751	273,798	99.00%	1.00%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	86,132	240	86,372	99.72%	0.28%	100%
6	NRV Method				98.87%	1.13%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				98.79%	1.21%	100%

## Area : K

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	196,883	106,695	303,577	64.85%	35.15%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	3,088	30,502	8,347	36.99%	63.01%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	20,275	10,082	30,357	66.79%	33.21%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	271,913	146,234	418,146	65.03%	34.97%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	71,240	32,767	104,008	68.50%	31.50%	100%
6	NRV Method				64.64%	35.36%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				64.01%	35.99%	100%

## Area : L

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	47,625	5,491	53,116	89.66%	10.34%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	696	2,173	1,070	65.00%	35.00%	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	1,540	444	1,984	77.61%	22.39%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	57,239	8,382	65,621	87.23%	12.77%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	9,084	2,037	11,121	81.68%	18.32%	100%
6	NRV Method				90.13%	9.87%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				92.16%	7.84%	100%

Pengelompokan Area dengan alokasi biaya terkecil pada minyak mentah, berdasarkan metode *Relative Volume*

## Area : A

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	948,732	76,111	1,024,843	92.57%	7.43%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	15,821	25,790	20,268	<b>78.06%</b>	<b>21.94%</b>	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	172,098	13,873	185,971	92.54%	7.46%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	1,289,109	178,294	1,467,402	87.85%	12.15%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	339,996	37,736	377,732	90.01%	9.99%	100%
6	NRV Method				92.58%	7.42%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				92.61%	7.39%	100%

## Area : B

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	539,181	244,103	783,283	68.84%	31.16%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	8,512	77,105	21,806	<b>39.04%</b>	<b>60.96%</b>	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	106,851	47,698	154,549	69.14%	30.86%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	749,214	325,765	1,074,978	69.70%	30.30%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	215,933	81,662	297,595	72.56%	27.44%	100%
6	NRV Method				68.76%	31.24%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				68.44%	31.56%	100%

## Area : F

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	165,375	172,544	337,918	48.94%	51.06%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	2,720	19,667	6,111	<b>44.51%</b>	<b>55.49%</b>	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	27,165	27,615	54,780	49.59%	50.41%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	200,677	208,669	409,346	49.02%	50.98%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	35,815	35,430	71,245	50.27%	49.73%	100%
6	NRV Method				48.81%	51.19%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				46.53%	53.47%	100%

## Area : H

No.	Deskripsi	Nilai			Persentase		
		OIL	GAS	TOTAL	OIL	GAS	TOTAL
1	Relative Revenue (000 US\$)	2,914,565	1,132,770	4,047,335	72.01%	27.99%	100%
2	Relative Volume - Lifting (MBOE)	45,425	309,894	98,855	<b>45.95%</b>	<b>54.05%</b>	100%
3	Direct Production Cost (000 US\$)	452,738	131,967	584,705	77.43%	22.57%	100%
4	(Production x price) + investment (000 US\$)	3,857,286	2,164,893	6,022,179	64.05%	35.95%	100%
5	Investment (Capex + Opex) (000 US\$)	921,362	773,418	1,694,781	54.36%	45.64%	100%
6	NRV Method				71.10%	28.90%	100%
7	Constant Gross Margin NRV Method				69.33%	30.67%	100%

Data Tambahan - Metode *Relative Volume-Liftings*

Area : A

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	59.97	2.95
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	10.88	0.54
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	18%	18%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	21.49	1.46

Area : B

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	63.34	3.17
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	12.55	0.62
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	20%	20%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	25.37	1.06

Area : F

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	60.79	8.77
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	9.99	1.40
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	16%	16%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	13.17	1.80

Area : H

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	64.16	3.66
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	9.97	0.43
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	16%	12%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	20.28	2.50

Data Tambahan - Metode *Relative Volume-Liftings*

Area : I

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	64.08	6.05
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	4.29	0.52
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	7%	9%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	6.40	0.79

Area : J

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	66.55	4.99
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	6.96	0.26
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	10%	5%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	34.43	0.66

Area : K

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	63.77	3.50
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	6.57	0.33
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	10%	9%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	23.07	1.07

Area : L

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	68.46	2.53
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	2.21	0.20
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	3%	8%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	13.06	0.94

Data Tambahan - Metode *Relative Volume-Liftings*

Area : M

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	62.40	7.63
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	11.09	1.51
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	18%	20%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	27.18	2.74

Area : O

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	60.96	7.73
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	4.27	0.22
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	7%	3%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	17.59	1.71

Area : P

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	60.81	7.44
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	3.75	0.21
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	6%	3%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	17.05	1.65

Perbandingan Metode Alokasi *Direct Production Cost*

Area : N

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	62.43	6.07
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	2.56	0.83
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	4%	14%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	12.73	2.52

Area : R

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	64.50	8.41
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	0.00	0.18
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	0%	2%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	3.88	0.42

Perbandingan Metode Alokasi (*Production x Price*) + Investment

Area : G

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	64.18	7.72
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	3.89	0.06
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	6%	1%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	12.94	0.54

**Perbandingan Metode Alokasi NRV**

Area : C

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	61.30	11.53
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	19.00	0.36
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	31%	3%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	35.67	3.39

**Perbandingan Metode Alokasi Investment**

Area : E

No.	Deskripsi	Nilai	
		OIL	GAS
1	Price (US\$)	63.08	8.83
2	Direct Production Cost / Quantity Lifting (US\$)	6.03	0.80
3	Direct Production Cost / Gross Revenue (%)	10%	9%
4	Capex + Opex / Quantity Lifting (US\$)	14.55	2.69





Lampiran 3  
Financial Quarterly Report

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
FINANCIAL STATUS REPORT OIL / GAS  
(OIL & GAS SUMMARY)

Expressed in Thousands of Dollars

Line Item	DESCRIPTION	YEAR TO DATE											
		A	B	C	E	F	G	H	I	J			
		\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL
1	LIFTINGS												
2	Oil/Condensate MBBLS	16,821	6,512	1,414	6,824	2,720	1,656	45,426	4,124			2,501	
3	Gas MIMCF	25,760	77,105	13,114	82,078	19,667	54,985	306,894	317,114			382	
4	GROSS REVENUE	1,024,843	50,64	237,877	1,155,353	58,35	531,001	4,047,335	40,94	2,183,194	38,32	168,273	69,73
5	FIRST TRANCHE PETROLEUM	204,969	156,857	47,575	231,071	50,868	106,800	202,387	496,639			33,855	
6	GROSS REVENUE After FTP	819,874	626,927	180,302	924,283	287,230	424,801	3,844,968	1,748,555			134,819	
7	INVESTMENT CREDIT	0		0	0	0	0		0				
8	COST RECOVERY:												
9	Unrecovered Other Costs	0		0	0	0	0		0				
10	Current Year Operating Costs	338,816	257,976	61,874	250,350	68,774	48,175	1,541,740	240,670			80,884	
11	Depreciation - Prior Year Assets	36,129	11,831	4,886	31,925	2,588	14,949	104,342	128,874			2,055	
12	Depreciation - Current Year Assets	1,844	2,890	3,570	5,741	181	61,441	61,441	3,274			873	
13	TOTAL COST RECOVERY	376,568	272,487	70,130	288,017	69,542	63,124	1,767,524	372,818			83,812	
14	TOTAL RECOVERABLES	376,568	272,487	70,130	288,017	69,542	63,124	1,767,524	372,818			83,812	
15	EQUITY TO BE SPLIT	443,207	354,140	120,172	636,286	217,688	381,877	2,077,445	1,373,737			50,907	
16	Indonesia Share												
17	BPMIGAS FTP Share	141,452	97,364	24,033	107,739	14,082	58,299	58,322	177,895			24,511	
19	BPMIGAS Equity Share	305,583	216,595	52,641	297,322	56,774	189,701	890,843	565,034			36,765	
18	Lifting Price Variance	8,848	2,584	722	(3,204)	(177)	(2,813)	(0)	0			179	
20	Domestic Requirement	64,496	38,650	4,935	27,229	20,871	7,851	0	20,054			9,475	
21	Government Tax Entitlement	61,381	65,438	37,827	210,360	83,916	68,988	820,722	460,853			5,468	
22	TOTAL INDONESIA SHARE	561,761	422,071	119,658	639,446	177,467	341,027	1,367,867	1,223,839			76,421	
23	Contractor Share												
24	Contractor FTP Share	83,517	59,272	23,542	123,332	36,905	49,301	136,045	289,744			9,144	
25	Contractor Equity Share	137,705	135,544	67,631	338,944	158,914	171,978	1,398,602	809,704			14,039	
26	Lifting Price Variance	(8,646)	(2,694)	(722)	3,204	177	(2,813)	0	(0)			(176)	
27	Less: Gross Domestic Requirement	(69,418)	(39,883)	(5,805)	(32,162)	(27,827)	(7,875)	(489,843)	(23,583)			(11,147)	
28	Add : Domestic Requirement Adjustment	3,922	223	871	4,985	6,957	24	469,843	3,639			1,872	
29	Taxable Share	127,877	153,583	55,517	438,251	174,828	218,538	1,532,847	1,047,393			13,529	
30	Government Tax Entitlement	(61,381)	(85,438)	(37,827)	(210,360)	(83,916)	(69,988)	(820,722)	(480,853)			(5,468)	
31	Net Contractor Share	66,496	68,125	47,689	227,881	90,909	128,550	611,925	566,540			8,041	
32	Total Recoverables	376,568	272,487	70,130	288,017	69,542	63,124	1,767,524	372,818			83,812	
33	TOTAL CONTRACTOR SHARE	443,083	360,612	118,019	615,907	180,452	189,974	2,879,440	956,358			91,952	
													Report 1

Lampiran 3 (Lanjutan)  
Financial Quarterly Report

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
FINANCIAL STATUS REPORT OIL / GAS  
(OIL & GAS SUMMARY)

Expressed in Thousands of Dollars

L I N E	DESCRIPTION	YEAR TO DATE																
		K		L		M		N		O		P		R				
		\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL			
1	LIFTINGS																	
2	Oil/Condensate-MBBLs	3,080		696		7,597						10,830		18,510			422	
3	Gas MMCF	30,502		2,173		34,017						401,078		412,853			59,509	
4	GROSS REVENUE	303,577	38.57	59,116	49.76	739,429	54.48					4,314,516	41.88	4,197,799	48.41		502,873	51.05
5	FIRST TRANCHE PETROLEUM	60,715		10,823		149,698						(962,903)		(839,590)			(100,576)	
6	GROSS REVENUE After FTP	242,862		42,493		589,743						3,451,613		3,358,239			402,298	
7	INVESTMENT CREDIT	0		0		0						649		649			0	
8	COST RECOVERY :																	
9	Unrecovered Other Costs			0													0	
10	Current Year Operating Costs	88,404		9,949		276,128						743,157		703,645			25,113	
11	Depreciation - Prio: Year Assets	10,188		1,476		12,908						184,818		193,564			2,687	
12	Depreciation - Current Year Assets	3,551		132		2,236						64,005		63,808			0	
13	TOTAL COST RECOVERY	100,141		11,557		291,268						872,430		931,118			27,800	
14	TOTAL RECOVERABLES	100,141		11,557		291,268						872,430		931,118			27,800	
15	EQUITY TO BE SPLIT	142,721		30,836		295,475						2,478,183		2,428,472			374,488	
16	Indonesia Share																	
17	BPMIGAS FTP Share	38,438		7,385		89,457						435,253		420,572			43,598	
18	BPMIGAS Equity Share	89,708		22,071		177,182						1,228,046		1,195,656			162,314	
19	Lifting Price Variance	0		0		(3,089)						11,086		15,891			(895)	
20	Domestic Requirement	12,565		2,711		32,578						66,471		64,649			2,355	
21	Government Tax Encumbrance	28,029		4,132		70,047						767,492		743,483			111,098	
22	TOTAL INDONESIA SHARE	168,831		35,300		369,278						2,511,318		2,450,430			318,468	
23	Contractor Share																	
24	Contractor FTP Share	22,277		3,239		57,229						427,650		418,888			59,877	
25	Contractor Equity Share	52,923		9,864		118,292						1,250,617		1,230,617			212,184	
26	Lifting Price Variance	0		0		0						(11,086)		(15,891)			895	
27	Less: Gross Domestic Requirement	(13,363)		(3,186)		(34,185)						(88,054)		(81,213)			(2,617)	
28	Add : Domestic Requirement Adjustment	788		478		1,507						16,563		16,564			262	
29	Taxable Share	62,635		9,391		145,931						1,589,230		1,569,065			287,701	
30	Government Tax Encumbrance	(28,029)		(4,132)		(70,047)						(753,483)		(753,483)			(111,098)	
31	Net Contractor Share	34,606		5,259		75,884						830,768		815,602			158,605	
32	Total Recoverables	100,141		11,557		291,268						1,803,167		1,747,369			27,800	
33	TOTAL CONTRACTOR SHARE	134,748		18,816		387,152						1,803,167		1,747,369			184,405	
																		Report.1

Lampiran 3A  
Financial Quarterly Report

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
FINANCIAL STATUS REPORT OIL / GAS  
(OIL OPERATION)

Expressed in Thousands of Dollars

L 1 n e	DESCRIPTION	YEAR TO DATE												
		A	B	C	E	F	Q	H	I	J				
	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL
1	LIFTINGS													
2	Oil/Condensate MBBLS	15,821	5,512	1,414	6,924	2,720	1,658	4,124						
3	Gas MMCF													
4	GROSS REVENUE	949,732	639,181	83,34	430,484	163,375	60,79	264,240	64,18	264,240	64,08	168,468	68,55	
5	FIRST TRANCHE PETROLEUM	168,748	107,936	17,338	86,087	24,800	(21,288)	145,728				33,294		
6	GROSS REVENUE After FTP	780,984	431,345	69,356	344,387	140,568	85,144	2,780,837	211,392			133,174		
7	INVESTMENT CREDIT	0			0									
8	COST RECOVERY :													
9	Unrecovered Other Costs	0			0									
10	Current Year Operating Costs	330,171	182,835	48,687	76,865	33,450	20,127	866,212	24,071			80,844		
11	Depreciation - Prior Year Assets	17,771	6,187	210	21,088	1,444	1,520	82,171	234			2,055		
12	Depreciation - Current Year Assets	1,844	1,930	1,345	4,181	(9)	0	21,358	860			873		
13	TOTAL COST RECOVERY	348,786	192,952	48,421	102,155	34,890	21,647	951,721	28,165			83,672		
14	Total Transfer from/to Gas	0												
15	TOTAL RECOVERABLES	349,786	192,952	48,421	102,155	34,890	21,647	951,721	28,165			83,672		
16	EQUITY TO BE SPLIT	409,200	238,393	20,835	239,222	105,858	63,407	1,817,115	180,227			49,803		
17	Indonesia Share													
19	BPMIGAS FTP Share	135,011	76,730	12,895	80,344	8,110	15,148	47,780	33,974			24,376		
18	BPMIGAS Equity Share	291,189	189,628	15,927	187,510	34,532	45,180	592,825	119,717			38,316		
20	Lifting Price Variance	8,849	2,597	(177)	(3,204)	(177)	(2,913)	(9)				179		
21	Domestic Requirement	84,496	38,660	4,835	27,229	20,871	7,651	0	20,054			9,475		
22	Government Tax Entitlement	47,728	25,004	2,022	35,247	32,227	9,058	534,421	28,745			5,057		
23	TOTAL INDONESIA SHARE	547,243	312,927	35,700	287,133	95,682	73,423	1,177,706	202,490			73,403		
24	Contractor Share													
25	Contractor FTP Share	84,733	31,107	4,844	25,753	16,896	8,140	87,869	19,874			8,818		
26	Contractor Equity Share	118,039	66,787	5,908	71,703	71,137	18,318	1,221,590	66,510			13,288		
27	Lifting Price Variance	(8,849)	(2,597)	(722)	3,204	177	2,913	0	(9)			(179)		
28	Less: Gross Domestic Requirement	(84,496)	(38,660)	(4,835)	(27,229)	(20,871)	(7,651)	(489,843)	(23,593)			(11,147)		
29	Add: Domestic Requirement Adjustment	3,922	223	(871)	4,963	6,887	24	489,843	3,539			1,872		
30	Taxable Share	99,429	58,706	4,395	79,432	67,139	19,419	1,319,559	85,330			12,850		
31	Government Tax Entitlement	(47,728)	(25,004)	(2,022)	(35,247)	(32,227)	(9,058)	(534,421)	(28,745)			(5,057)		
32	Net Contractor Share	51,703	33,702	2,573	38,184	34,912	11,358	785,138	36,585			7,493		
33	Total Recoverables	348,786	192,952	48,421	102,155	34,890	21,647	951,721	28,165			83,672		
34	TOTAL CONTRACTOR SHARE	401,489	228,854	50,984	143,349	89,792	35,007	1,738,859	81,750			91,084		
														Report 1.1.

Lampiran 3A (Lanjutan)  
Financial Quarterly Report

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
FINANCIAL STATUS REPORT OIL / GAS  
(OIL OPERATION)

Expressed in Thousands of Dollars

L i n e	DESCRIPTION	YEAR TO DATE													
		K		L		M		N		O		P		R	
		\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL
1	LIFTINGS														
2	Oil/Condensate HBBLs	3,088		898		7,997		9,234		19,830		18,519		422	
3	Gas MMCF														
4	GROSS REVENUE	199,893	83.77	47,825	68.46	474,036	62.40	399,144	62.43	1,209,765	60.96	1,126,148	60.81	27,219	64.50
5	FIRST TRANCHE PETROLEUM	39,377		9,525		94,898		77,829		(241,757)		(225,230)		(5,444)	
6	GROSS REVENUE After FTP	157,508		38,100		379,230		311,315		987,028		900,818		21,775	
7	INVESTMENT CREDIT							0		849		849			
8	COST RECOVERY :														
9	Unrecovered Other Costs														
10	Current Year Operating Costs	81,778		7,917		190,426		68,101		262,248		231,169		1,637	
11	Depreciation - Priced Year Assets	4,088		733		6,781		3,109		48,957		46,182		0	
12	Depreciation - Current Year Assets	1,132		132		2,108		2,772		30,573		30,179		0	
13	TOTAL COST RECOVERY	66,998		8,782		199,326		73,981		339,778		307,530		0	
14	Total Transfer from the Gas			0				0		(10,096)		(10,129)		1,637	
15	TOTAL RECOVERABLES	66,998		8,782		199,326		73,981		350,521		318,308		1,637	
16	EQUITY TO BE SPLIT	90,510		20,318		180,502		237,334		616,507		582,610		20,138	
17	Indonesia Share														
18	BPMIGAS FTP Share	28,686		6,974		67,459		65,376		172,018		160,259		3,350	
19	BPMIGAS Equity Share	65,837		21,465		128,534		168,972		439,868		414,549		12,363	
20	Lifting Price Variance	0		0		(3,089)		787		11,068		13,991		(895)	
21	Domestic Requirement	12,965		2,711		32,679		27,220		69,471		64,949		2,355	
22	Government Tax Entitlement	10,157		3,365		23,917		30,209		60,481		73,507		3,477	
23	TOTAL INDONESIA SHARE	117,346		34,534		249,400		282,437		771,725		729,656		20,680	
24	Contractor Share														
25	Contractor FTP Share	10,600		2,551		27,348		22,451		66,738		64,970		2,594	
26	Contractor Equity Share	24,573		7,853		52,068		56,462		177,839		169,061		7,746	
27	Lifting Price Variance	0		0		3,089		(757)		(11,068)		(15,891)		895	
28	Less: Gross Domestic Requirement	(13,303)		(3,189)		(34,185)		(28,063)		(86,054)		(81,213)		(2,817)	
29	Add: Domestic Requirement Adjustment	768		478		1,567		843		18,583		16,564		282	
30	Taxable Share	22,898		7,993		49,827		62,935		167,020		152,491		8,379	
31	Government Tax Entitlement	(10,157)		(3,365)		(23,917)		(30,209)		(80,481)		(73,507)		(3,477)	
32	Net Contractor Share	12,541		4,308		25,910		32,726		86,539		78,984		4,902	
33	Total Recoverables	66,998		8,782		199,326		73,981		350,521		318,308		1,637	
34	TOTAL CONTRACTOR SHARE	78,537		13,090		224,938		188,707		437,060		397,292		6,539	

Report 1.1.

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
FINANCIAL STATUS REPORT OIL / GAS  
(GAS OPERATION)

Expressed in Thousands of Dollars

L n	DESCRIPTION	YEAR TO DATE											
		A	B	C	E	F	G	H	I	J			
		\$ Amount	per MSCF	\$ Amount	per MSCF	\$ Amount	per MSCF	\$ Amount	per MSCF	\$ Amount	per MSCF	\$ Amount	per MSCF
1	LIFTINGS												
2	Oil Condensate MBBL'S												
3	Gas MSCF	77,108		13,114		82,078		19,667		54,885		317,114	
4	GROSS REVENUE	76,111	2.95	181,103	3.17	724,909	8.63	172,844	8.77	424,871	7.72	1,032,770	3.96
5	FIRST TRANCHE PETROLEUM	48,821		35,237		144,974		26,882		84,814		383,791	
6	GROSS REVENUE AFTER FTP	62,809		120,948		879,895		146,862		339,857		1,533,184	
7	INVESTMENT CREDIT												
8	COST RECOVERY :												
9	Unrecovered Other Costs												
10	Current Year Operating Costs	6,444		10,007		170,465		33,337		28,048		873,528	
11	Depreciation - Prior Year Assets	18,338		4,477		10,837		1,144		19,428		102,171	
12	Depreciation - Current Year Assets	0		2,228		1,950		181		0		46,103	
13	TOTAL COST RECOVERY	24,782		17,712		183,252		35,662		47,476		921,802	
14	Total Transfer Income 01	0		0		0		0		0		0	
15	TOTAL RECOVERABLES	26,801		21,709		182,652		34,862		41,477		347,853	
16	EQUITY TO BE SPLIT	34,068		82,237		397,044		112,000		296,160		1,187,811	
17	Indonesia Share												
18	BPMIGAS FTP Share	6,440		11,338		47,388		5,973		41,154		143,922	
19	BPMIGAS Equity Share	14,422		37,214		129,803		24,222		144,620		445,317	
20	Lifting Price Variance	0		87		0		0		0		0	
21	Domestic Requirement	0		0		0		0		0		0	
22	Government Tax Encumbrance	13,855		34,805		176,113		51,890		81,930		432,105	
23	TOTAL INDONESIA SHARE	34,817		84,158		352,311		81,884		287,603		1,021,348	
24	Contractor Share												
25	Contractor FTP Share	8,782		16,898		87,878		19,898		43,781		239,869	
26	Contractor Equity Share	19,866		82,023		287,241		87,778		153,860		742,194	
27	Lifting Price Variance	0		0		0		0		0		0	
28	Less: Gross Domestic Requirement	0		0		0		0		0		0	
29	Add : Domestic Requirement Adjustment	0		0		0		0		0		0	
30	Net Taxable Share	28,448		60,921		364,819		107,887		187,420		213,088	
31	Government Tax Encumbrance	(13,855)		(35,805)		(176,113)		(51,890)		(81,930)		(432,105)	
32	Net Contractor Share	14,793		48,316		188,706		55,997		105,490		349,983	
33	Total Recoverables	26,801		21,709		182,652		34,862		41,477		347,853	
34	TOTAL CONTRACTOR SHARE	41,694		87,025		372,588		80,650		158,868		897,608	

Report 1.2.

Lampiran 3B (Lanjutan)  
Financial Quarterly Report

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
FINANCIAL STATUS REPORT OIL / GAS  
(GAS OPERATION)

Expressed in Thousands of Dollars

L I n n	DESCRIPTION	YEAR TO DATE															
		K	L	M	N	O	P	R	\$ Amount	per BBL	\$ Amount	per BBL					
1	LIFTINGS																
2	Oil/Condensate MBBLS																
3	Gas MMCF																
4	GROSS REVENUE	30,502	2,173	34,017	111,703	401,026	412,853	56,569									
5	FIRST TRANCHE PETROLEUM	100,895	5,491	255,391	7,63	3,195,731	3,071,851	7,44	476,854	8,41							
6	GROSS REVENUE After FTP	21,339	1,098	51,878	135,673	(821,148)	(614,330)	(95,131)									
7	INVESTMENT CREDIT	89,358	4,393	207,813	642,694	2,484,865	2,487,321	360,523									
8	COST RECOVERY :																
9	Unrecovered Other Costs																
10	Current Year Operating Costs	24,926	2,032	55,697	219,004	480,941	472,775	23,476									
11	Depreciation - Prior Year Assets	6,100	743	6,715	27,123	117,661	117,382	2,687									
12	Depreciation - Current Year Assets	2,419	0	128	11,574	33,432	33,429	0									
13	TOTAL COST RECOVERY	33,145	2,775	92,840	257,700	632,004	623,585	26,163									
14	Total To Date (month Oil	0			0	(10,090)	(10,129)										
15	TOTAL RECOVERABLES	33,145	2,775	92,840	257,700	621,909	613,459	26,163									
16	EQUITY TO BE SPLIT	52,211	1,619	114,972	284,993	1,882,876	1,843,802	354,360									
17	Indonesia Share :																
18	BPMIGAS FTP Share	9,762	412	21,998	35,498	263,234	260,312	40,248									
19	BPMIGAS Equity Share	23,651	607	48,748	176,418	789,378	781,309	149,921									
20	Lifting Price Variance	0	0	0	0	0	0	0									
21	Domestic Requirement	0	0	0	0	0	0	0									
22	Government Tax Entitlement	17,872	747	46,130	99,241	688,681	678,655	107,618									
23	TOTAL INDONESIA SHARE	51,485	1,765	116,876	313,156	1,739,694	1,721,674	297,788									
24	Contractor Share :																
25	Contractor FTP Share	11,697	686	20,880	100,176	337,912	354,018	54,653									
26	Contractor Equity Share	28,360	1,011	66,224	166,578	1,075,288	1,062,658	204,438									
27	Lifting Price Variance	0	0	0	0	0	0	0									
28	Less: Gross Domestic Requirement	0	0	0	0	0	0	0									
29	Add: Domestic Requirement Adjustment	0	0	0	0	0	0	0									
30	Taxable Share	39,837	1,698	96,104	266,781	1,431,210	1,416,674	259,321									
31	Government Tax Entitlement	(17,872)	(747)	(46,130)	(99,241)	(688,681)	(678,655)	(107,618)									
32	Net Contractor Share	22,065	951	49,974	107,511	742,229	738,019	161,703									
33	Total Recoverables	33,145	2,775	92,840	257,700	621,909	613,459	26,163									
34	TOTAL CONTRACTOR SHARE	65,210	3,726	142,815	365,211	1,368,137	1,360,077	177,666									

Report 1.2.

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
KEY ITEM ANALYSIS  
OIL AND GAS OPERATIONS

Line	DESCRIPTION	YEAR TO DATE											Report 2				
		A	B	C	E	F	G	H	I	J							
1	PRODUCTION																
2	Number of Producing Fields	33	52	7	9	1	4	0	11	13							
3	Total Crude and Condensate Produced MBBL	15,826	8,419	1,290	8,868	2,712	1,651	45,758	4,118	2,779							
4	Total Natural Gas Produced MMCF	47,847	77,105	19,838	81,921	19,746	64,022	380,688	318,451	503							
5	Average Production Per Well EQUIV.MBPD	143	0	0	0	0	1	305	3	0							
6	Total Number of Wells Operating	458	247	29	140	207	60	0	49	278							
7	Total Number of Wells Shut-in	274	454	18	72	258	5	0	0	129							
8	PRICE																
9	Average Price Per MCF - Gas	2.95	3.11	11.53	8.83	8.77	7.72	3.66	6.05	2.98							
10	Average Price Per BBL - Oil	58.97	54.38	61.30	83.08	60.79	64.18	64.16	64.08	66.55							
11	Average Price Per Equiv.BBL	50.94	30.54	66.08	56.35		49.06	40.92	38.32	411.71							
12	COST																
13	Average Prod. Cost per Equiv.BBL	15.31	6.43	11.12	7.66	8.06	3.87	3.16	3.80	15.57							
14	Average Total Cost per Equiv. BBL	22.10	18.69	13.46	14.04	11.58	3.91	5.79	4.21	30.08							
15	Total Invest.to Date per Oper.Well	8,547	958	2,115	18,676	25,304	70.07	5,823	6,911,938	3.00							
16	Total Invest.to Date per BBL of Reserves	2.89	1.50		16.07				0.00								
17	DRILLING																
18	Number of Development Wells Completed	11	5		16	0		80	0	7							
19	Number of Development Wells Successful	10	5		20	0		9	0	7							
20	Number of Wildcat Wells Completed	2			8					4							
21	Number of Wildcat Wells Successful	1			5					4							
22	Total Footage Drilled	88,431	23,379		181,963	0		1,991,112	0	42,604							
23	Total Seismic Run (Km)				806												

Lampiran 4 (Lanjutan)  
Financial Quarterly Report

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
KEY ITEM ANALYSIS  
OIL AND GAS OPERATIONS

Line	DESCRIPTION	YEAR TO DATE										R					
		K	L	M	N	O*	P*										
1	PRODUCTION																
2	Number of Producing Fields	25	1	13	7												1
3	Total Crude and Condensate Produced MBBL	3,147	703	7,590	6,084					15,601	14,310						422
4	Total Natural Gas Produced MMCF	32,438	2,511	43,633	157,539					486,297	483,214						56,589
5	Average Production Per Well EQUIV.MBPD	0.088	0.84		0.2144												4
6	Total Number of Wells Operating	288	17	207	568												9
7	Total Number of Wells Shut-in	292	18	258	227												0
8	PRICE																
9	Average Price Per MCF - Gas	3.50	2.53	7.63	6.07												8.44
10	Average Price Per BBL - Oil	63.77	68.46	62.40	62.43												64.50
11	Average Price Per Equiv.BBL	36.57	49.78		41.88												51.25
12	COST																
13	Average Prod. Cost per Equiv.BBL	6.32	4.52	10.28	6.27												2
14	Average Total Cost per Equiv.BBL	9.94	8.78	19.60	14.14												3
15	Total Invest.to Date per Oper.Well	388.09	654.18		9.56												52,808
16	Total Invest.to Date per BBL of Reserves	1.34	0.86		1.88												5
17	DRILLING																
18	Number of Development Wells Completed	7	-	12	52												0
19	Number of Development Wells Successful	7	-	12													0
20	Number of Wildcat Wells Completed	3	-	-													0
21	Number of Wildcat Wells Successful	3	-	-													0
22	Total Footage Drilled	38,572	-	-	540,633												0
23	Total Seismic Run (Km)	-	-	-	0												0

Catatan: \* Data-data lainnya dalam Report 2 dari FQR WKP O dan P tidak tersedia

Report 2



**BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
EXPENDITURES SUMMARY  
OIL AND GAS OPERATION**

Line	CLASSIFICATION	YEAR TO DATE																				
		NON-CAPITAL						CAPITAL														
		A	B	C	E	F	G	H	I	J	A	B	C	E	F	G	H	I	J			
1	OIL OPERATIONS																					
2	Expenditures :																					
3	Exploration	64,808	23,155	135	23,063	212	0	218,746	22	28,421	6,754	8,175	0	2,662	0	0	14,236	0	2,048			
4	Production	242,378	148,455	41,208	50,144	23,723	15,367	608,556	21,860	43,266	2,946	24,823	3,524	16,682	2,378	701	38,914	2,314	3,122			
5	Administration	22,828	13,225	5,524	8,979	9,501	4,740	40,911	2,188	8,957	382	0	55	60	0	629	0	0	320			
6	Total Expenditures	330,014	182,835	49,887	79,885	33,436	20,127	868,212	24,071	80,644	9,982	33,098	3,579	19,395	2,378	1,330	53,150	2,314	5,488			
7	Recovered as Current Year								0													
8	Operating Costs	(330,014)	(182,835)	(48,867)	(79,885)	(33,436)	(20,127)	(868,212)	(24,071)	(80,644)												
	Addition to Unrecovered Other Costs																					
9	GAS OPERATIONS																					
10	Expenditures :																					
11	Exploration	14,200	2,850	323	52,143	209	0	241,330	0	240	1,955	2,935	0	7,942	0	0	28,755	0	0			
12	Production	13,873	65,517	9,896	107,075	24,174	19,278	355,310	195,598	240	27,427	3,586	29,454	42,762	2,093	833	73,136	32,463	0			
13	Administration	(19,629)	6,775	4,788	11,247	8,955	8,772	76,888	20,501	240	0	0	48	0	0	748	0	62	0			
14	Total Expenditures	8,444	75,142	15,007	170,465	33,337	28,046	673,528	216,599	240	29,292	6,521	29,502	60,704	2,093	1,580	99,890	32,524	0			
15	Recovered as Current Year																					
16	Operating Costs	(8,444)	(75,142)	(15,007)	(170,465)	(33,337)	(28,046)	(673,528)	(216,599)	(240)												
	Addition to Unrecovered Other Costs																					

Lampiran 5 (lanjutan)  
Financial Quarterly Report

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
EXPENDITURES SUMMARY  
OIL AND GAS OPERATION

Expressed in Thousands of Dollars

Line	CLASSIFICATION	YEAR TO DATE																		
		A	B	C	E	F	G	H	I	J	TOTAL									
1	OIL OPERATIONS																			
2	Expenditures :																			
3	Exploration	71,582	31,380	135	25,715	212	-	232,881	22	30,467										
4	Production	245,224	171,378	44,731	66,826	26,102	16,038	647,470	24,174	48,388										
5	Administration	23,210	13,225	5,578	6,739	9,501	5,369	40,911	2,189	9,277										
6	Total Expenditures	339,996	215,933	50,446	99,280	35,815	21,457	921,362	28,385	88,132										
7	Recovered as Current Year Operating Costs																			
8	Addition to Unrecovered Other Costs																			
9	GAS OPERATIONS																			
10	Expenditures :																			
11	Exploration	16,065	5,784	323	60,085	209	-	268,085	500	-										
12	Production	41,300	69,103	39,340	149,837	26,287	20,109	428,448	228,061	240										
13	Administration	(19,629)	6,775	4,846	11,247	8,955	9,519	78,888	20,562	-										
14	Total Expenditures	37,736	81,662	44,509	221,169	35,430	29,628	773,418	249,123	240										
15	Recovered as Current Year Operating Costs																			
16	Addition to Unrecovered Other Costs																			
																				Report 3

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
EXPENDITURES SUMMARY  
OIL AND GAS OPERATION

Expressed in Thousands of Dollars

Line	CLASSIFICATION	YEAR TO DATE																	
		NON-CAPITAL						CAPITAL											
		K	L	M	N	O	P	R	K	L	M	N	O	P	R				
1	OIL OPERATIONS																		
2	Expenditures :																		
3	Exploration	12,808	1,617	75,555	25,524	118,605	108,748	0											0
4	Production	38,418	4,142	86,276	37,888	126,533	110,908	1,154											0
5	Administration	10,552	2,157	29,587	4,588	17,109	11,512	463											0
6	Total Expenditures	61,778	7,917	190,428	68,101	262,246	231,168	1,637											0
7	Recovered as Current Year Operating Costs	(61,778)	(7,917)	(190,428)	(68,101)	(262,246)	(231,168)	(1,637)											0
8	Addition to Unrecovered Other Costs																		
9	GAS OPERATIONS																		
10	Expenditures :																		
11	Exploration	3,233	266	17,988	133,403	298,320	296,115	404											0
12	Production	16,530	974	52,529	77,268	155,813	151,923	16,270											140
13	Administration	4,863	792	15,180	8,333	26,778	24,738	6,803											0
14	Total Expenditures	24,626	2,032	85,697	219,004	480,911	472,776	23,476											140
15	Recovered as Current Year Operating Costs	(24,626)	(2,032)	(85,697)	(219,004)	(480,911)	(472,776)	(23,476)											
16	Addition to Unrecovered Other Costs																		

Report 3

Lampiran 5 (lanjutan)  
Financial Quarterly Report

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
EXPENDITURES SUMMARY  
OIL AND GAS OPERATION

Expressed in Thousands of Dollars

Line	CLASSIFICATION	YEAR TO DATE																
		K	L	M	N	O	P	R	TOTAL									
1	OIL OPERATIONS																	
2	Expenditures :																	
3	Exploration	13,825	1,678	79,777	31,673	141,005	130,386	0										
4	Production	42,720	5,249	98,120	43,053	190,684	173,833	1,154										
5	Administration	14,685	2,157	28,597	4,617	17,136	11,540	483										
6	Total Expenditures	71,240	9,084	206,494	79,343	348,825	315,760	1,637										
7	Recovered as Current Year Operating Costs																	
8	Addition to Unrecovered Other Costs																	
9	GAS OPERATIONS																	
10	Expenditures :																	
11	Exploration	3,589	266	19,954	165,059	358,551	358,176	404										
12	Production	24,315	979	56,045	107,487	303,176	299,716	18,409										
13	Administration	4,863	752	15,180	8,497	28,778	24,738	8,803										
14	Total Expenditures	32,767	2,037	93,178	281,083	688,506	679,630	23,616										
15	Recovered as Current Year Operating Costs																	
16	Addition to Unrecovered Other Costs																	

Report 3

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
EXPLORATION AND DEVELOPMENT EXPENDITURE SUMMARY  
(OIL & GAS SUMMARY)

Expressed in Thousands of Dollars

Line	EXPENDITURE CATEGORIES	YEAR TO DATE												YEAR TO DATE											
		A	B	C	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	R								
1	DRILLING EXPENDITURES																								
2	Development Drilling :																								
3	Tangible Costs	6,849	5,230	0	7,239	0	0	11,610	0	1,536	452	35	4,938	35,279	68,135	67,813	0								
4	Casing & Tubing	1,619	1,044	0	2,133	0	0	5,700	0	418	234	24	2,120	2,043	12,344	12,215	0								
5	Well Equipment - Surface	151	58	0	1,134	0	0	1,363	0	70	19	1	0	523	2,874	2,774	0								
6	Well Equipment - Subsurface	0	4,778	0	(2,657)	0	0	0	0	0	(1)	1	(870)	0	(751)	(1,134)	0								
7	Other Tangible Costs	8,619	11,110	0	7,650	0	0	18,674	0	2,023	716	61	6,188	37,845	82,502	81,588	0								
8	Total Tangible Costs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
9	Intangible Costs	556	2,121	0	2,513	0	0	5,789	0	3,211	925	354	1,017	33,139	15,768	15,711	0								
10	Preparation & Termination	43,708	16,214	0	12,444	0	0	66,025	0	5,996	4,713	73	70,471	89,165	345,578	341,328	0								
11	Drilling Operation	1,965	13,271	0	3,785	0	0	6,991	0	2,992	237	53	18,017	36,403	46,650	43,948	0								
12	Completion	20,248	(9,224)	0	8,067	0	0	3,496	0	1,759	1,900	129	(5,473)	0	5,571	1,577	0								
13	General	0	1,360	0	0	0	0	115,448	0	0	264	0	9,980	0	(5,402)	(6,459)	0								
14	Other Intangible Costs	166,478	23,742	0	26,789	0	0	197,746	0	13,938	8,069	610	94,012	158,706	408,165	396,105	0								
15	Total Intangible Costs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
16	Exploration Drilling :																								
17	Tangible Costs	452	0	0	3,302	0	0	19,620	0	578	504	0	0	0	0	8	0								
18	Casing & Tubing	111	0	0	450	0	0	2,127	0	155	135	0	0	0	0	21	0								
19	Well Equipment - Surface	0	0	0	0	0	0	570	0	99	19	0	0	0	0	0	0								
20	Well Equipment - Subsurface	0	0	0	(807)	0	0	(810)	0	(810)	0	0	0	0	0	0	0								
21	Other Tangible Costs	563	0	0	2,845	0	0	22,317	0	23	658	0	0	0	0	29	0								
22	Total Tangible Costs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
23	Intangible Costs	117	0	0	3,422	0	0	22,814	0	1,368	1,480	522	0	0	0	360	0								
24	Preparation & Termination	8,308	0	0	9,052	0	0	137,239	0	6,560	1,996	(44)	0	0	73	73	0								
25	Drilling Operation	17	0	0	4,071	0	0	17,475	0	2,728	213	0	0	0	218	218	0								
26	Completion	2,165	0	0	6,623	0	0	6,750	0	3,213	1,016	26	0	0	0	0	0								
27	General	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(40)	(72)	0	0	0	0	0								
28	Other Intangible Costs	10,608	0	0	23,168	0	0	184,278	0	13,670	4,665	427	0	0	651	651	0								
29	Total Intangible Costs	88,266	34,862	0	60,551	0	0	423,015	0	29,874	14,107	1,098	100,200	196,552	491,448	478,454	0								
30	Total Drilling Expenditures	8,619	11,110	0	10,594	0	0	40,990	0	2,046	1,373	61	6,188	37,845	82,631	81,588	0								
31	Total Tangible Drilling	77,846	23,742	0	49,957	0	0	382,024	0	27,826	12,734	1,037	94,012	158,706	408,818	396,756	0								
32	Total Intangible Expenditures	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
33	G&G EXPENDITURES																								
34	Geological	0	0	0	59	637	0	3,205	0	0	144	0	147	0	20	20	0								
35	Geophysical	0	0	0	143	0	0	141	0	0	0	0	0	0	116	116	0								
36	Seismic & Other Surveys	0	1,119	0	21,844	0	0	54,119	0	23	0	8	0	0	7,000	7,000	0								
37	Capital Expenditures	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
38	Total G&G Expenditures	0	1,119	7	22,046	637	0	57,465	0	23	144	8	147	0	7,135	7,135	0								
39	Total Non-Capital Expenditures	0	1,119	7	22,046	637	0	57,465	0	23	144	8	147	0	7,135	7,135	0								
40	EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES																								
41	Administration	1,361	(0)	451	3,203	(217)	0	2,613	156	570	3,066	839	(616)	221	833	833	0								
42	Other	0	1,143	0	0	0	0	17,973	356	0	68	0	0	0	140	140	404								
43	Capital Expenditures	1,361	1,143	451	3,203	(217)	0	20,586	522	570	3,163	839	(616)	221	973	973	404								
44	Total Administration Expenditures	1,361	1,143	451	3,203	(217)	0	20,586	522	570	3,163	839	(616)	221	973	973	404								
45	Total Non-Capital Development Expend.	87,627	37,114	458	85,800	421	0	501,066	1,522	30,467	17,414	1,945	99,731	196,773	499,557	486,562	404								
46	TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	79,008	26,003	458	75,205	421	0	460,076	1,522	28,421	16,041	1,984	93,543	198,928	416,925	404,865	404								
47	TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	8,619	11,110	0	10,594	0	0	40,990	0	2,046	1,373	61	6,188	37,845	82,631	81,698	0								

REPORT 4

BPMIGAS  
PRODUCTION SHARING CONTRACTS  
EXPLORATION AND DEVELOPMENT EXPENDITURE SUMMARY  
(OIL OPERATION)

Expressed in Thousands of Dollars

Line	EXPENDITURE CATEGORIES	YEAR TO DATE												R				
		A	B	C	E	F	G	H	I	J	K	L	M		N	O	P	
1	DRILLING EXPENDITURES																	
2	Development Drilling :																	
3	Tangible Costs	5,373	1,193		3,587	0	4,032	0	1,536	221	35	3,369		5,734	19,263	19,000	0	
4	Casing & Tubing	1,230	1,237		1,132	0	1,980	0	418	145	24	1,446		331	3,422	3,316	0	
5	Well Equipment - Surface	151	(600)		613	0	474	0	70	12	1	0		84	639	767	0	
6	Well Equipment - Subsurface	0	6,325		(2,799)	0	0	0	0	(1)	1	(594)		0	(1,135)	(1,448)	0	
7	Other Tangible Costs	6,754	8,175	0	2,533	0	6,485	0	2,023	377	61	4,222		6,149	22,388	21,625	0	
8	Total Tangible Costs	12,278	15,078	0	10,400	0	12,971	0	4,047	735	137	5,983		12,173	46,438	45,209	0	
9	Intangible Costs	556	1,660		1,024	0	2,010	0	3,211	615	357	831		5,149	5,030	4,984	0	
10	Preparation & Termination	36,572	9,312		4,955	0	22,930	0	5,996	3,874	74	57,589		14,576	96,997	93,524	0	
11	Drilling Operation	1,260	7,271		670	0	2,428	0	2,992	171	93	14,724		5,777	14,522	12,314	0	
12	Completion	15,725	5,140		2,994	0	1,214	0	1,739	1,021	128	(4,474)		0	4,032	767	0	
13	General	0	(379)		0	0	99,057	0	0	294	0	8,157		0	(5,481)	(6,345)	0	
14	Other Intangible Costs	54,113	23,005	0	9,843	0	127,640	0	13,958	5,975	613	76,828		25,502	115,099	105,244	0	
15	Total Intangible Costs	54,669	24,665	0	10,867	0	129,650	0	15,176	6,990	771	82,619		26,121	121,220	110,189	0	
16	Exploration Drilling :																	
17	Tangible Costs	261	0		618	0	6,814	0	578	486	0	0		0	3	3	0	
18	Casing & Tubing	95	0		(39)	0	739	0	155	135	0	0		0	9	9	0	
19	Well Equipment - Surface	0	0		0	0	198	0	98	18	0	0		0	0	0	0	
20	Well Equipment - Subsurface	0	0		(459)	0	0	0	0	(610)	0	0		0	0	0	0	
21	Other Tangible Costs	356	0	0	119	0	7,750	0	23	640	0	0		0	12	12	0	
22	Total Tangible Costs	712	0	0	748	0	15,396	0	1,264	1,279	0	0		0	15	15	0	
23	Intangible Costs	29	0		287	0	7,923	0	1,368	997	522	0		0	144	144	0	
24	Preparation & Termination	7,367	0		1,582	0	47,662	0	6,560	1,996	(44)	0		0	29	29	0	
25	Drilling Operation	18	0		848	0	8,069	0	2,729	213	0	0		0	87	87	0	
26	Completion	1,565	0		1,116	0	2,344	0	3,213	911	26	0		0	0	0	0	
27	General	0	0		0	0	0	0	0	(40)	(77)	0		0	0	0	0	
28	Other Intangible Costs	8,977	0	0	3,812	0	63,999	0	13,670	4,078	427	0		0	261	261	0	
29	Total Intangible Costs	70,201	31,190	0	16,307	0	205,874	0	29,874	11,070	1,101	81,048		31,651	137,760	127,141	0	
30	Total Drilling Expenditures	6,754	8,175	0	2,652	0	14,236	0	2,046	1,017	61	4,222		6,149	22,400	21,637	0	
31	Total Tangible Expenditures	63,447	23,005	0	13,655	0	191,639	0	27,828	10,052	1,040	76,828		25,502	115,360	105,504	0	
32	Total Intangible Expenditures	0	0	0	0	0	191,639	0	27,828	10,052	1,040	76,828		25,502	115,360	105,504	0	
33	G&G EXPENDITURES																	
34	Geological	0	0	2	22	321	1,113	0	0	144	0	101		0	8	8	0	
35	Geophysical	0	0	0	53	0	49	0	0	0	0	0		0	46	46	0	
36	Seismic & Other Surveys	0	0	0	8,139	0	18,795	0	23	0	0	0		0	2,800	2,800	0	
37	Capital Expenditures	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	
38	Total G&G Expenditures	0	0	2	8,214	321	19,957	0	23	144	0	101		0	2,854	2,854	0	
39	Total Non-Capital Expenditures	0	0	2	8,214	321	19,957	0	23	144	0	101		0	2,854	2,854	0	
40	EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES																	
41	Administration	1,361	(0)	133	1,193	(109)	907	22	570	2,544	577	(1,372)		22	335	335	0	
42	Other	0	150	0	0	0	6,742	0	0	68	0	0		0	56	56	0	
43	Capital Expenditures	1,361	149	133	1,193	(109)	7,149	22	570	2,611	577	(1,372)		22	391	391	0	
44	Total Administration Expenditures	1,361	149	133	1,193	(109)	7,149	22	570	2,611	577	(1,372)		22	391	391	0	
45	Total Non-Capital Expenditures	71,562	31,330	135	25,715	212	232,981	22	30,467	13,825	1,678	79,777		31,673	141,005	130,386	0	
46	TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	64,808	23,155	135	23,063	212	218,746	22	29,421	12,808	1,617	75,555		25,524	118,805	108,749	0	
47	TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	67,564	8,175	0	2,652	0	14,236	0	2,046	1,017	61	4,222		6,149	22,400	21,637	0	
48	TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	
49	TOTAL EXPENDITURES	67,564	8,175	0	2,652	0	14,236	0	2,046	1,017	61	4,222		6,149	22,400	21,637	0	

REPORT 4.1.



**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	86,266	70,201	16,065
Total Tangible Drilling	8,619	6,754	1,865
Total Intangible Expenditures	77,646	63,447	14,200
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	1,361	1,062	299
Total Non-Capital Expenditures	1,361	1,062	299
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	87,627	71,263	16,363
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	79,008	64,509	14,498
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	8,619	6,754	1,865

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	172,098	172,098	0
Total Direct Production Expenses - Gas	13,873	0	13,873
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxilliaries	24,764	19,331	5,433
Total Field Office, Svcs. and General	83,377	65,084	18,292
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	294,112	256,513	37,598
Less Depreciation Expenses	37,860	29,554	8,306
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	256,251	226,959	29,292
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	226,959	226,959	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	29,292	0	29,292

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	(25,253)	(19,713)	(5,540)
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	218	170	48
Total Personnel Expenses	17,574	13,719	3,856
Total Public Relation	98	77	22
Total Community Development	476	372	104
Total General Office Expenses	4,249	3,317	932
OVERHEAD FROM ABROAD	5,948	4,643	1,305
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	3,311	2,585	726
Less Depreciation Expenses	(112)	(88)	(25)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	3,199	2,497	702
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	2,497	2,497	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	702	0	702



**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3			
	Non Capital		
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration	64,509		
Production	226,959		
Administration	2,497		
<b>Total Expenditures</b>	<b>293,965</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	293,965		
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration	14,498		
Production	29,292		
Administration	702		
<b>Total Expenditures</b>	<b>44,492</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	44,492		

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	819,875	758,986	60,889
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	338,458	293,965	44,492
Depreciation - Prior Year Assets	36,129	17,771	18,358
Depreciation - Current Year Assets	1,844	1,844	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>376,431</b>	<b>313,580</b>	<b>62,850</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	1,961	(1,961)
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>376,431</b>	<b>315,541</b>	<b>60,889</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>443,444</b>	<b>443,445</b>	<b>(0)</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	141,451	135,011	6,440
BPMIGAS Equity Share	315,511	315,511	(0)
Lifting Price Variance	8,849	8,849	0
Domestic Requirement	64,496	64,496	0
Government Tax Entitlement	56,691	52,475	4,215
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>586,998</b>	<b>576,342</b>	<b>10,655</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	63,517	54,735	8,782
Contractor Equity Share	127,934	127,934	(0)
Lifting Price Variance	(8,849)	(8,849)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(68,418)	(68,418)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	3,922	3,922	0
Taxable Share	118,106	109,324	8,782
Government Tax Entitlement	(56,691)	(52,475)	(4,215)
Net Contractor Share	61,415	56,848	4,567
Total Recoverables	376,431	315,541	60,889
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>437,845</b>	<b>372,390</b>	<b>65,456</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	586,998	576,342	10,655
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	581,761	547,243	34,517
Selisih	5,237	29,099	(23,862)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	86,266	70,201	16,065	86,266	70,201	16,065
Total Tangible Drilling	8,619	6,754	1,865	8,619	6,754	1,865
Total Intangible Expenditures	77,646	63,447	14,200	77,646	63,447	14,200
Total G&G Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Administration Expenditures	1,361	1,062	299	1,361	1,361	0
Total Non-Capital Expenditures	1,361	1,062	299	1,361	1,361	0
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	87,627	71,263	16,363	87,627	71,562	16,065
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	79,008	64,509	14,498	79,008	64,808	14,200
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	8,619	6,754	1,865	8,619	6,754	1,865
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	172,098	172,098	0	172,098		
Total Direct Production Expenses - Gas	13,873	0	13,873	13,873		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	24,764	19,331	5,433	24,764		
Total Field Office, Svcs.and General	83,377	65,084	18,292	83,377		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	294,112	256,513	37,598	294,112		
Less Depreciation Expenses	37,860	29,554	8,306	(37,860)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	256,251	226,959	29,292	256,251		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	226,959	226,959	0	242,378		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	29,292	0	29,292	13,873		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	(25,253)	(19,713)	(5,540)	(25,253)		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	218	170	48	218		
Total Personnel Expenses	17,574	13,719	3,856	17,574		
Total Public Relation	98	77	22	98		
Total Community Development	476	372	104	476		
Total General Office Expenses	4,249	3,317	932	4,249		
OVERHEAD FROM ABROAD	5,948	4,643	1,305	5,948		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	3,311	2,585	726	3,311		
Less Depreciation Expenses	(112)	(88)	(25)	(112)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	3,199	2,497	702	3,199		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	2,497	2,497	0	22,828		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	702	0	702	(19,629)		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration	64,509		64,808	
Production	226,959		242,378	
Administration	2,497		22,828	
Total Expenditures	293,965		330,014	
Recovered as Current Year Operating Costs	293,965		330,014	
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration	14,498		14,200	
Production	29,292		13,873	
Administration	702		(19,629)	
Total Expenditures	44,492		8,444	
Recovered as Current Year Operating Costs	44,492		8,444	

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	819,875	758,986	60,889	819,875	758,986	60,889
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	338,458	293,965	44,492	338,458	330,014	8,444
Depreciation - Prior Year Assets	36,129	17,771	18,358	36,129	17,771	18,358
Depreciation - Current Year Assets	1,844	1,844	0	1,844	1,844	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>376,431</b>	<b>313,580</b>	<b>62,850</b>	<b>376,431</b>	<b>349,629</b>	<b>26,802</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	1,961	(1,961)	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>376,431</b>	<b>315,541</b>	<b>60,889</b>	<b>376,587</b>	<b>349,786</b>	<b>26,801</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>443,444</b>	<b>443,445</b>	<b>(0)</b>	<b>443,288</b>	<b>409,200</b>	<b>34,088</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	141,451	135,011	6,440	141,451	135,011	6,440
BPMIGAS Equity Share	315,511	315,511	(0)	305,583	291,161	14,422
Lifting Price Variance	8,849	8,849	0	8,849	8,849	0
Domestic Requirement	64,496	64,496	0	64,496	64,496	0
Government Tax Entitlement	56,691	52,475	4,215	61,381	47,726	13,655
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>586,998</b>	<b>576,342</b>	<b>10,655</b>	<b>581,760</b>	<b>547,243</b>	<b>34,517</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	63,517	54,735	8,782	63,517	54,735	8,782
Contractor Equity Share	127,934	127,934	(0)	137,705	118,039	19,666
Lifting Price Variance	(8,849)	(8,849)	0	(8,849)	(8,849)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(68,418)	(68,418)	0	(68,418)	(68,418)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	3,922	3,922	0	3,922	3,922	0
Taxable Share	118,106	109,324	8,782	127,877	99,429	28,448
Government Tax Entitlement	(56,691)	(52,475)	(4,215)	(61,381)	(47,726)	(13,655)
Net Contractor Share	61,415	56,848	4,567	66,496	51,703	14,793
Total Recoverables	376,431	315,541	60,889	376,587	349,786	26,801
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>437,845</b>	<b>372,390</b>	<b>65,456</b>	<b>443,083</b>	<b>401,489</b>	<b>41,594</b>

Efek Alokasi pada Indonesia Share Report 1

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	586,998	576,342	10,655	581,760	547,243	34,517

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	5,238	29,099	(23,862)

Area B:	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
Relative Volume	8,512	77,105	21,806	39.04%	60.96%	100%

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode Relative Volume

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	0	0	0
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	1,119	437	682
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	1,119	437	682
Total Non-Capital Expenditures	1,119	437	682
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	(0)	(0)	(0)
Other	1,143	446	697
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	1,143	446	697
Total Non-Capital Expenditures	1,143	446	697
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILLIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipmt.Maintenance	0	0	0
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxilliaries	0	0	0
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	3,906	1,525	2,381
Technical Support Service	8,236	3,215	5,021
Material Services	33,588	13,112	20,477
Transportation Costs	1,442	563	879
Office and Misc.Building Operations	2,381	929	1,452
Personnel Expenses	8,204	3,203	5,002
Public Relations	0	0	0
Asset Retirement	246	96	150
Depreciation	14,194	5,541	8,653
Other	(581)	(227)	(354)
Total Field Office, Svcs.and General	71,617	27,957	43,660

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>			
Legal Services	8	3	5
Audit Services	0	0	0
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	1,569	612	957
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>1,577</b>	<b>616</b>	<b>961</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>			
Air	0	0	0
Automobile	128	50	78
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>128</b>	<b>50</b>	<b>78</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>			
Employee Relation	9,122	3,561	5,561
Training	120	47	73
Accommodation	409	160	249
Welfare	1,388	542	846
Other	0	0	0
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>11,038</b>	<b>4,309</b>	<b>6,729</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>			
Trips	0	0	0
Other	331	129	202
<b>Total Public Relation</b>	<b>331</b>	<b>129</b>	<b>202</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>			
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>			
Stationary and Supplies	620	242	378
Communications	2,658	1,037	1,620
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	3,502	1,367	2,135
Travel and Entertainment (non-allocated)	0	0	0
Computerization	8,151	3,182	4,969
Depreciation	317	124	193
Other	(8,466)	(3,305)	(5,161)
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>6,782</b>	<b>2,647</b>	<b>4,135</b>
OVERHEAD FROM ABROAD	370	144	226
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	90	35	55
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>20,317</b>	<b>7,931</b>	<b>12,386</b>
Less Depreciation Expenses	(317)	(124)	(193)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>20,000</b>	<b>7,807</b>	<b>12,193</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>13,225</b>	<b>5,163</b>	<b>8,063</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>6,775</b>	<b>2,645</b>	<b>4,130</b>

Lampiran 12 (lanjutan)  
 Metode *Relative Volume* - Area B

Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	34,852	31,180	3,671
Total Tangible Drilling	11,110	8,175	2,935
Total Intangible Expenditures	23,742	23,005	737
Total G&G Expenditures	1,119	437	682
Total Non-Capital Expenditures	1,119	437	682
Total Administration Expenditures	1,143	446	697
Total Non-Capital Expenditures	1,143	446	697
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	37,114	32,063	5,051
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	26,004	23,888	2,116
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	11,110	8,175	2,935

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	106,851	106,851	0
Total Direct Production Expenses - Gas	47,698	0	47,698
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	0	0	0
Total Field Office, Svcs. and General	71,617	27,957	43,660
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	226,166	134,808	91,358
Less Depreciation Expenses	14,194	5,541	8,653
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	211,972	129,267	82,706
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	129,267	129,267	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	82,706	0	82,706

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	1,577	616	961
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	128	50	78
Total Personnel Expenses	11,038	4,309	6,729
Total Public Relation	331	129	202
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	6,782	2,647	4,135
OVERHEAD FROM ABROAD	370	144	226
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	90	35	55
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	20,317	7,931	12,386
Less Depreciation Expenses	(317)	(124)	(193)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	20,000	7,807	12,193
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	7,807	7,807	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	12,193	0	12,193

Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3			
	Non Capital		
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration	23,888		
Production	129,267		
Administration	7,807		
Total Expenditures	160,962		
Recovered as Current Year Operating Costs	160,962		
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration	2,116		
Production	82,706		
Administration	12,193		
Total Expenditures	97,014		
Recovered as Current Year Operating Costs	97,014		

Expressed in Thousands of Dollars

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	626,627	431,345	195,282
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	257,976	160,962	97,014
Depreciation - Prior Year Assets	11,831	8,187	3,644
Depreciation - Current Year Assets	2,680	1,930	750
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>272,487</b>	<b>171,079</b>	<b>101,408</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>272,487</b>	<b>171,079</b>	<b>101,408</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>354,140</b>	<b>260,266</b>	<b>93,874</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	97,384	76,730	20,655
BPMIGAS Equity Share	224,905	185,189	39,716
Lifting Price Variance	2,594	2,507	87
Domestic Requirement	38,660	38,660	0
Government Tax Entitlement	64,791	28,607	36,184
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>428,334</b>	<b>331,693</b>	<b>96,642</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	59,272	31,107	28,166
Contractor Equity Share	129,235	75,077	54,158
Lifting Price Variance	(2,594)	(2,507)	(87)
Less: Gross Domestic Requirement	(38,883)	(38,883)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	223	223	0
Taxable Share	147,253	65,016	82,237
Government Tax Entitlement	(64,791)	(28,607)	(36,184)
Net Contractor Share	82,462	36,409	46,053
Total Recoverables	272,487	171,079	101,408
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>354,949</b>	<b>207,488</b>	<b>147,461</b>

Expressed in Thousands of Dollars

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	428,334	331,693	96,642
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	422,671	312,527	110,145
Selisih	5,663	19,166	(13,503)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	34,852	31,180	3,671	34,852	31,180	3,671
Total Tangible Drilling	11,110	8,175	2,935	11,110	8,175	2,935
Total Intangible Expenditures	23,742	23,005	737	23,742	23,005	737
Total G&G Expenditures	1,119	437	682	1,119	0	1,119
Total Non-Capital Expenditures	1,119	437	682	1,119	0	1,119
Total Administration Expenditures	1,143	446	697	1,143	149	993
Total Non-Capital Expenditures	1,143	446	697	1,143	149	993
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	37,114	32,063	5,051	37,114	31,330	5,784
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	26,004	23,888	2,116	26,004	23,155	2,850
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	11,110	8,175	2,935	11,110	8,175	2,935
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	106,851	106,851	0	106,851		
Total Direct Production Expenses - Gas	47,698	0	47,698	47,698		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	0	0	0	0		
Total Field Office, Svcs. and General	71,617	27,957	43,660	71,617		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	226,166	134,808	91,358	226,166		
Less Depreciation Expenses	14,194	5,541	8,653	(14,194)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	211,972	129,267	82,706	211,972		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	129,267	129,267	0	146,455		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	82,706	0	82,706	65,517		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	1,577	616	961	1,577		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	128	50	78	128		
Total Personnel Expenses	11,038	4,309	6,729	11,038		
Total Public Relation	331	129	202	331		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	6,782	2,647	4,135	6,782		
OVERHEAD FROM ABROAD	370	144	226	370		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	90	35	55	90		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	20,317	7,931	12,386	20,317		
Less Depreciation Expenses	(317)	(124)	(193)	(317)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	20,000	7,807	12,193	20,000		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	7,807	7,807	0	13,225		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	12,193	0	12,193	6,775		



Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration	23,888		23,155	
Production	129,267		146,455	
Administration	7,807		13,225	
Total Expenditures	160,962		182,835	
Recovered as Current Year Operating Costs	160,962		182,835	
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration	2,116		2,850	
Production	82,706		65,517	
Administration	12,193		6,775	
Total Expenditures	97,014		75,142	
Recovered as Current Year Operating Costs	97,014		75,142	

Expressed in Thousands of Dollars

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	626,627	431,345	195,282	626,627	431,345	195,282
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	257,976	160,962	97,014	257,976	182,835	75,142
Depreciation - Prior Year Assets	11,831	8,187	3,644	11,831	8,187	3,644
Depreciation - Current Year Assets	2,680	1,930	750	2,680	1,930	750
TOTAL COST RECOVERY	272,487	171,079	101,408	272,487	192,952	79,535
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
TOTAL RECOVERABLES	272,487	171,079	101,408	272,487	192,952	79,535
EQUITY TO BE SPLIT	354,140	260,266	93,874	354,140	238,393	115,747
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	97,384	76,730	20,655	97,384	76,730	20,655
BPMIGAS Equity Share	224,905	185,189	39,716	218,595	169,626	48,970
Lifting Price Variance	2,594	2,507	87	2,594	2,507	87
Domestic Requirement	38,660	38,660	0	38,660	38,660	0
Government Tax Entitlement	64,791	28,607	36,184	65,438	25,004	40,434
TOTAL INDONESIA SHARE	428,334	331,693	96,642	422,671	312,527	110,145
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	59,272	31,107	28,166	59,272	31,107	28,166
Contractor Equity Share	129,235	75,077	54,158	135,544	68,767	66,777
Lifting Price Variance	(2,594)	(2,507)	(87)	(2,594)	(2,507)	(87)
Less: Gross Domestic Requirement	(38,883)	(38,883)	0	(38,883)	(38,883)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	223	223	0	223	223	0
Taxable Share	147,253	65,016	82,237	153,563	58,706	94,856
Government Tax Entitlement	(64,791)	(28,607)	(36,184)	(65,438)	(25,004)	(40,434)
Net Contractor Share	82,462	36,409	46,053	88,125	33,702	54,423
Total Recoverables	272,487	171,079	101,408	272,487	192,952	79,535
TOTAL CONTRACTOR SHARE	354,949	207,488	147,461	360,612	226,654	133,958

Efek Alokasi pada *Indonesia Share Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	428,334	331,693	96,642	422,671	312,527	110,145

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	5,663	19,166	(13,503)

Area F:  <i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
	2,720	19,667	6,111	44.51%	55.49%	100%

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume***

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	637	284	354
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	637	284	354
Total Non-Capital Expenditures	637	284	354
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	(217)	(96)	(120)
Other	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	(217)	(96)	(120)
Total Non-Capital Expenditures	(217)	(96)	(120)
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipmt.Maintenance	0	0	0
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	0	0	0
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	1,898	845	1,053
Technical Support Service	0	0	0
Material Services	0	0	0
Transportation Costs	0	0	0
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	0	0	0
Public Relations	0	0	0
Asset Retirement	19,768	8,800	10,968
Depreciation	461	205	256
Other	(28,549)	(12,709)	(15,840)
Total Field Office, Svcs.and General	(6,422)	(2,859)	(3,563)

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	0	0	0
Audit Services	0	0	0
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	63	28	35
<b>Total Finance and Administration</b>	63	28	35
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	0	0	0
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	0	0	0
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	0	0	0
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	16,776	7,468	9,308
Training	0	0	0
Accommodation	0	0	0
Welfare	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Personnel Expenses</b>	16,776	7,468	9,308
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Public Relation</b>	0	0	0
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	0	0	0
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	0	0	0
Communications	0	0	0
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	0	0	0
Travel and Entertainment (non-allocated)	0	0	0
Computerization	0	0	0
Depreciation	2,307	1,027	1,280
Other	0	0	0
<b>Total General Office Expenses</b>	2,307	1,027	1,280
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	1,617	720	897
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	20,763	9,243	11,520
Less Depreciation Expenses	(2,307)	(1,027)	(1,280)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	18,456	8,216	10,240
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	9,501	4,229	5,272
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	8,955	3,986	4,969

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	637	284	354
Total Non-Capital Expenditures	637	284	354
Total Administration Expenditures	(217)	(96)	(120)
Total Non-Capital Expenditures	(217)	(96)	(120)
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	421	187	233
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	421	187	233
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	27,165	27,165	0
Total Direct Production Expenses - Gas	27,615	0	27,615
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	0	0	0
Total Field Office, Svcs.and General	(6,422)	(2,859)	(3,563)
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	48,358	24,306	24,052
Less Depreciation Expenses	461	205	256
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	47,897	24,101	23,796
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	24,101	24,101	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	23,796	0	23,796

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	63	28	35
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	0	0	0
Total Personnel Expenses	16,776	7,468	9,308
Total Public Relation	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	2,307	1,027	1,280
OVERHEAD FROM ABROAD	1,617	720	897
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	20,763	9,243	11,520
Less Depreciation Expenses	(2,307)	(1,027)	(1,280)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	18,456	8,216	10,240
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	8,216	8,216	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	10,240	0	10,240

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3		
	Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>		
Exploration	187	
Production	24,101	
Administration	8,216	
<b>Total Expenditures</b>	<b>32,504</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	32,504	
<b>GAS OPERATIONS</b>		
Exploration	233	
Production	23,796	
Administration	10,240	
<b>Total Expenditures</b>	<b>34,270</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	34,270	

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	287,230	140,568	146,662
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	66,774	32,504	34,270
Depreciation - Prior Year Assets	2,588	1,444	1,144
Depreciation - Current Year Assets	181	(0)	181
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>69,542</b>	<b>33,947</b>	<b>35,595</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>69,542</b>	<b>33,947</b>	<b>35,595</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>217,688</b>	<b>106,621</b>	<b>111,067</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	14,082	8,110	5,973
BPMIGAS Equity Share	58,878	34,854	24,024
Lifting Price Variance	(177)	(177)	0
Domestic Requirement	20,871	20,871	0
Government Tax Entitlement	83,866	32,529	51,337
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>177,521</b>	<b>96,187</b>	<b>81,333</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	36,605	16,696	19,909
Contractor Equity Share	158,810	71,767	87,043
Lifting Price Variance	177	177	0
Less: Gross Domestic Requirement	(27,827)	(27,827)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	6,957	6,957	0
Taxable Share	174,721	67,769	106,952
Government Tax Entitlement	(83,866)	(32,529)	(51,337)
Net Contractor Share	90,855	35,240	55,615
Total Recoverables	69,542	33,947	35,595
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>160,397</b>	<b>69,187</b>	<b>91,210</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	177,521	96,187	81,333
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	177,467	95,582	81,884
Selisih	54	605	(551)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total G&G Expenditures	637	284	354	637	321	316
Total Non-Capital Expenditures	637	284	354	637	321	316
Total Administration Expenditures	(217)	(96)	(120)	(217)	(109)	(107)
Total Non-Capital Expenditures	(217)	(96)	(120)	(217)	(109)	(107)
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	421	187	233	421	212	209
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	421	187	233	421	212	209
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0	0	0	0
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	27,165	27,165	0	27,165		
Total Direct Production Expenses - Gas	27,615	0	27,615	27,615		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	0	0	0	0		
Total Field Office, Svcs.and General	(6,422)	(2,859)	(3,563)	(6,422)		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	48,358	24,306	24,052	48,358		
Less Depreciation Expenses	461	205	256	461		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	47,897	24,101	23,796	47,897		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	24,101	24,101	0	23,723		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	23,796	0	23,796	24,174		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	63	28	35	63		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	0	0	0	0		
Total Personnel Expenses	16,776	7,468	9,308	16,776		
Total Public Relation	0	0	0	0		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	2,307	1,027	1,280	2,307		
OVERHEAD FROM ABROAD	1,617	720	897	1,617		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	20,763	9,243	11,520	20,763		
Less Depreciation Expenses	(2,307)	(1,027)	(1,280)	2,307		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	18,456	8,216	10,240	18,456		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	8,216	8,216	0	9,501		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	10,240	0	10,240	8,955		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		187		212
Production		24,101		23,723
Administration		8,216		9,501
Total Expenditures		32,504		33,436
Recovered as Current Year Operating Costs		32,504		33,436
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		233		209
Production		23,796		24,174
Administration		10,240		8,955
Total Expenditures		34,270		33,337
Recovered as Current Year Operating Costs		34,270		33,337

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	287,230	140,568	146,662	287,230	140,568	146,662
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	66,774	32,504	34,270	66,774	33,436	33,337
Depreciation - Prior Year Assets	2,588	1,444	1,144	2,588	1,444	1,144
Depreciation - Current Year Assets	181	(0)	181	181	(0)	181
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>69,542</b>	<b>33,947</b>	<b>35,595</b>	<b>69,542</b>	<b>34,880</b>	<b>34,662</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>69,542</b>	<b>33,947</b>	<b>35,595</b>	<b>69,542</b>	<b>34,880</b>	<b>34,662</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>217,688</b>	<b>106,621</b>	<b>111,067</b>	<b>217,688</b>	<b>105,689</b>	<b>112,000</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	14,082	8,110	5,973	14,082	8,110	5,973
BPMIGAS Equity Share	58,878	34,854	24,024	58,774	34,552	24,222
Lifting Price Variance	(177)	(177)	0	(177)	(177)	0
Domestic Requirement	20,871	20,871	0	20,871	20,871	0
Government Tax Entitlement	83,866	32,529	51,337	83,916	32,227	51,690
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>177,521</b>	<b>96,187</b>	<b>81,333</b>	<b>177,467</b>	<b>95,582</b>	<b>81,884</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	36,605	16,696	19,909	36,605	16,696	19,909
Contractor Equity Share	158,810	71,767	87,043	158,914	71,137	87,778
Lifting Price Variance	177	177	0	177	177	0
Less: Gross Domestic Requirement	(27,827)	(27,827)	0	(27,827)	(27,827)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	6,957	6,957	0	6,957	6,957	0
Taxable Share	174,721	67,769	106,952	174,826	67,139	107,687
Government Tax Entitlement	(83,866)	(32,529)	(51,337)	(83,916)	(32,227)	(51,690)
Net Contractor Share	90,855	35,240	55,615	90,909	34,912	55,997
Total Recoverables	69,542	33,947	35,595	69,542	34,880	34,662
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>160,397</b>	<b>69,187</b>	<b>91,210</b>	<b>160,452</b>	<b>69,792</b>	<b>90,660</b>

Efek Alokasi pada *Indonesia Share Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	177,521	96,187	81,333	177,467	95,582	81,884

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	54	605	(551)

Area H:	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	45,425	309,894	98,855	45.95%	54.05%	100%

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume***

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	3,205	1,473	1,732
Geophysical	141	65	76
Seismic & Other Surveys	54,119	24,869	29,251
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	57,465	26,406	31,059
Total Non-Capital Expenditures	57,465	26,406	31,059
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	2,613	1,201	1,412
Other	17,973	8,259	9,714
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	20,586	9,460	11,126
Total Non-Capital Expenditures	20,586	9,460	11,126
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILLIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipt.Maintenance	20,716	9,519	11,197
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	9,491	4,361	5,130
Industrial and Domestic Water Service	847	389	458
Compressed Air Service	85	39	46
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxilliaris	31,139	14,309	16,830
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	26,772	12,302	14,470
Technical Support Service	30,893	14,196	16,697
Material Services	8,226	3,780	4,446
Transportation Costs	2,048	941	1,107
Office and Misc.Building Operations	5,618	2,582	3,036
Personnel Expenses	63,022	28,959	34,063
Public Relations	1,705	784	922
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	219,854	101,026	118,828
Other	209,736	96,377	113,360
Total Field Office, Svcs.and General	567,875	260,946	306,929



Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	0	0	0
Audit Services	0	0	0
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	(29,228)	(13,431)	(15,798)
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>(29,228)</b>	<b>(13,431)</b>	<b>(15,798)</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	<b>3,511</b>	<b>1,613</b>	<b>1,897</b>
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	2,447	1,125	1,323
Handling and Transportation	503	231	272
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	<b>2,950</b>	<b>1,356</b>	<b>1,595</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	<b>0</b>		
Air	277	127	150
Automobile	1,858	854	1,004
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>2,135</b>	<b>981</b>	<b>1,154</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Employee Relation	40,945	18,815	22,130
Training	1,996	917	1,079
Accommodation	4,926	2,264	2,662
Welfare	1,982	911	1,071
Other	0	0	0
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>49,849</b>	<b>22,906</b>	<b>26,942</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	<b>0</b>		
Trips	72	33	39
Other	665	306	359
<b>Total Public Relation</b>	<b>736</b>	<b>338</b>	<b>398</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	<b>0</b>		
Community Projects	894	411	483
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	<b>894</b>	<b>411</b>	<b>483</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Stationary and Supplies	1,064	489	575
Communications	875	402	473
Furniture and Equipment (Low Value)	99	46	54
Rents, Licences	2,222	1,021	1,201
Travel and Entertainment (non-allocated)	48	22	26
Computerization	1,611	740	871
Depreciation	5,930	2,725	3,205
Other	47,135	21,659	25,476
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>58,983</b>	<b>27,104</b>	<b>31,880</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	<b>33,899</b>	<b>15,577</b>	<b>18,322</b>
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>123,729</b>	<b>56,855</b>	<b>66,874</b>
Less Depreciation Expenses	(5,930)	(2,725)	(3,205)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>117,799</b>	<b>54,130</b>	<b>63,669</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>40,911</b>	<b>18,799</b>	<b>22,112</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>76,888</b>	<b>35,331</b>	<b>41,557</b>

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	423,015	205,874	217,140
Total Tangible Drilling	40,990	14,236	26,755
Total Intangible Expenditures	382,024	191,639	190,386
Total G&G Expenditures	57,465	26,406	31,059
Total Non-Capital Expenditures	57,465	26,406	31,059
Total Administration Expenditures	20,586	9,460	11,126
Total Non-Capital Expenditures	20,586	9,460	11,126
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	501,066	241,740	259,326
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	460,076	227,504	232,571
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	40,990	14,236	26,755

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	452,738	452,738	0
Total Direct Production Expenses - Gas	126,486	0	126,486
Total Gas Processing	5,481	0	5,481
Total Utilities and Auxiliaries	31,139	14,309	16,830
Total Field Office, Svcs.and General	567,875	260,946	306,929
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	1,183,720	727,993	455,726
Less Depreciation Expenses	219,854	101,026	118,828
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	963,866	626,968	336,898
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	626,968	626,968	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	336,898	0	336,898

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	(29,228)	(13,431)	(15,798)
ENGINEERING SERVICES	3,511	1,613	1,897
Total Materials Services	2,950	1,356	1,595
Total Transportation Costs	2,135	981	1,154
Total Personnel Expenses	49,849	22,906	26,942
Total Public Relation	736	338	398
Total Community Development	894	411	483
Total General Office Expenses	58,983	27,104	31,880
OVERHEAD FROM ABROAD	33,899	15,577	18,322
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	123,729	56,855	66,874
Less Depreciation Expenses	(5,930)	(2,725)	(3,205)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	117,799	54,130	63,669
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	54,130	54,130	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	63,669	0	63,669

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>Report 3</b>			
	<b>Non Capital</b>		
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration	227,504		
Production	626,968		
Administration	54,130		
<b>Total Expenditures</b>	<b>908,602</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	908,602		
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration	232,571		
Production	336,898		
Administration	63,669		
<b>Total Expenditures</b>	<b>633,138</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	633,138		

<b>Report 1</b>			
	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>GROSS REVENUE After FTP</b>	<b>3,844,968</b>	<b>2,768,837</b>	<b>1,076,132</b>
<b>INVESTMENT CREDIT</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	1,541,740	908,602	633,138
Depreciation - Prior Year Assets	164,342	62,171	102,171
Depreciation - Current Year Assets	61,441	21,338	40,103
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>1,767,524</b>	<b>992,111</b>	<b>775,412</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>1,767,524</b>	<b>992,111</b>	<b>775,412</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>2,077,445</b>	<b>1,776,725</b>	<b>300,719</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	66,322	47,760	18,562
BPMIGAS Equity Share	680,779	582,233	98,546
Lifting Price Variance	(0)	(0)	0
Domestic Requirement	0	0	0
Government Tax Entitlement	628,412	529,909	98,502
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>1,375,512</b>	<b>1,159,902</b>	<b>215,610</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	136,045	97,969	38,076
Contractor Equity Share	1,396,666	1,194,493	202,173
Lifting Price Variance	0	0	0
Less: Gross Domestic Requirement	(489,843)	(489,843)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	489,843	489,843	0
Taxable Share	1,532,711	1,292,461	240,250
Government Tax Entitlement	(628,412)	(529,909)	(98,502)
Net Contractor Share	904,300	762,552	141,747
Total Recoverables	1,767,524	992,111	775,412
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>2,671,823</b>	<b>1,754,663</b>	<b>917,160</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>Dampak Pada Indonesia Share</b>			
	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi</b>	<b>1,375,512</b>	<b>1,159,902</b>	<b>215,610</b>
<b>TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi</b>	<b>1,367,887</b>	<b>1,177,706</b>	<b>190,181</b>
Selisih	7,625	(17,804)	25,430

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	423,015	205,874	217,140	423,015	205,874	217,140
Total Tangible Drilling	40,990	14,236	26,755	40,990	14,236	26,755
Total Intangible Expenditures	382,024	191,639	190,386	382,024	191,639	190,386
Total G&G Expenditures	57,465	26,406	31,059	57,465	19,957	37,508
Total Non-Capital Expenditures	57,465	26,406	31,059	57,465	19,957	37,508
Total Administration Expenditures	20,586	9,460	11,126	20,586	7,149	13,437
Total Non-Capital Expenditures	20,586	9,460	11,126	20,586	7,149	13,437
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	501,066	241,740	259,326	501,066	232,981	268,085
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	460,076	227,504	232,571	460,076	218,746	241,330
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	40,990	14,236	26,755	40,990	14,236	26,755
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Direct Production Expenses - Oil	452,738	452,738	0	452,738		
Total Direct Production Expenses - Gas	126,486	0	126,486	126,486		
Total Gas Processing	5,481	0	5,481	5,481		
Total Utilities and Auxiliaries	31,139	14,309	16,830	31,139		
Total Field Office, Svcs.and General	567,875	260,946	306,929	567,875		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	1,183,720	727,993	455,726	1,183,720		
Less Depreciation Expenses	219,854	101,026	118,828	(219,854)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	963,866	626,968	336,898	963,866		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	626,968	626,968	0	608,556		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	336,898	0	336,898	355,310		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Finance and Administration	(29,228)	(13,431)	(15,798)	(29,228)		
ENGINEERING SERVICES	3,511	1,613	1,897	3,511		
Total Materials Services	2,950	1,356	1,595	2,950		
Total Transportation Costs	2,135	981	1,154	2,135		
Total Personnel Expenses	49,849	22,906	26,942	49,849		
Total Public Relation	736	338	398	736		
Total Community Development	894	411	483	894		
Total General Office Expenses	58,983	27,104	31,880	58,983		
OVERHEAD FROM ABROAD	33,899	15,577	18,322	33,899		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	123,729	56,855	66,874	123,729		
Less Depreciation Expenses	(5,930)	(2,725)	(3,205)	(5,930)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	117,799	54,130	63,669	117,799		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	54,130	54,130	0	40,911		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	63,669	0	63,669	76,888		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		227,504		218,746
Production		626,968		608,556
Administration		54,130		40,911
Total Expenditures		908,602		868,212
Recovered as Current Year Operating Costs		908,602		868,212
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		232,571		241,330
Production		336,898		355,310
Administration		63,669		76,888
Total Expenditures		633,138		673,528
Recovered as Current Year Operating Costs		633,138		673,528

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	3,844,968	2,768,837	1,076,132	3,844,968	2,768,837	1,076,132
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	1,541,740	908,602	633,138	1,541,740	868,212	673,528
Depreciation - Prior Year Assets	164,342	62,171	102,171	164,342	62,171	102,171
Depreciation - Current Year Assets	61,441	21,338	40,103	61,441	21,338	40,103
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>1,767,524</b>	<b>992,111</b>	<b>775,412</b>	<b>1,767,524</b>	<b>951,721</b>	<b>815,802</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>1,767,524</b>	<b>992,111</b>	<b>775,412</b>	<b>1,767,524</b>	<b>951,721</b>	<b>815,802</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>2,077,445</b>	<b>1,776,725</b>	<b>300,719</b>	<b>2,077,445</b>	<b>1,817,115</b>	<b>260,329</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	66,322	47,760	18,562	66,322	47,760	18,562
BPMIGAS Equity Share	680,779	582,233	98,546	680,843	595,525	85,318
Lifting Price Variance	(0)	(0)	0	(0)	(0)	0
Domestic Requirement	0	0	0	0	0	0
Government Tax Entitlement	628,412	529,909	98,502	620,722	534,421	86,300
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>1,375,512</b>	<b>1,159,902</b>	<b>215,610</b>	<b>1,367,887</b>	<b>1,177,706</b>	<b>190,181</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	136,045	97,969	38,076	136,045	97,969	38,076
Contractor Equity Share	1,396,666	1,194,493	202,173	1,396,602	1,221,590	175,011
Lifting Price Variance	0	0	0	0	0	0
Less: Gross Domestic Requirement	(489,843)	(489,843)	0	(489,843)	(489,843)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	489,843	489,843	0	489,843	489,843	0
Taxable Share	1,532,711	1,292,461	240,250	1,532,647	1,319,559	213,088
Government Tax Entitlement	(628,412)	(529,909)	(98,502)	(620,722)	(534,421)	(86,300)
Net Contractor Share	904,300	762,552	141,747	911,925	785,138	126,787
Total Recoverables	1,767,524	992,111	775,412	1,767,524	951,721	815,802
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>2,671,823</b>	<b>1,754,663</b>	<b>917,160</b>	<b>2,679,449</b>	<b>1,736,859</b>	<b>942,590</b>

Efek Alokasi pada Indonesia Share Report 1

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	1,375,512	1,159,902	215,610	1,367,887	1,177,706	190,181

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	7,625	(17,804)	25,430

Area I:	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	4,124	317,114	58,799	7.01%	92.99%	100%

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume***

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	0	0	0
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	166	12	154
Other	356	25	331
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	522	37	485
Total Non-Capital Expenditures	522	37	485
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipmt.Maintenance	0	0	0
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	10,759	755	10,004
Total Utilities and Auxiliaries	10,759	755	10,004
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	13,134	921	12,213
Technical Support Service	10,279	721	9,558
Material Services	699	49	650
Transportation Costs	0	0	0
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	0	0	0
Public Relations	0	0	0
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	130,850	9,177	121,673
Other	(338)	(24)	(314)
Total Field Office, Svcs.and General	154,624	10,845	143,779

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	0	0	0
Audit Services	0	0	0
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Finance and Administration</b>	0	0	0
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	0	0	0
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	0	0	0
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	206	14	192
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	206	14	192
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	13,047	915	12,132
Training	255	18	237
Accommodation	453	32	421
Welfare	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Personnel Expenses</b>	13,755	965	12,790
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Public Relation</b>	0	0	0
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	0	0	0
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	421	30	392
Communications	0	0	0
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	1,285	90	1,195
Travel and Entertainment (non-allocated)	0	0	0
Computerization	1,586	111	1,474
Depreciation	1,298	91	1,207
Other	34	2	32
<b>Total General Office Expenses</b>	4,624	324	4,300
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	5,402	379	5,023
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	23,987	1,682	22,305
Less Depreciation Expenses	(1,298)	(91)	(1,207)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	22,689	1,591	21,098
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	2,189	153	2,035
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	20,501	1,438	19,063

Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode *relative volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	522	37	485
Total Non-Capital Expenditures	522	37	485
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	522	37	485
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	522	37	485
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	17,681	17,681	0
Total Direct Production Expenses - Gas	41,995	0	41,995
Total Gas Processing	123,250	0	123,250
Total Utilities and Auxiliaries	10,759	755	10,004
Total Field Office, Svcs.and General	154,624	10,845	143,779
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	348,309	29,280	319,029
Less Depreciation Expenses	130,850	9,177	121,673
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	217,459	20,103	197,356
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	20,103	20,103	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	197,356	0	197,356

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	0	0	0
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	206	14	192
Total Personnel Expenses	13,755	965	12,790
Total Public Relation	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	4,624	324	4,300
OVERHEAD FROM ABROAD	5,402	379	5,023
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	23,987	1,682	22,305
Less Depreciation Expenses	(1,298)	(91)	(1,207)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	22,689	1,591	21,098
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	1,591	1,591	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	21,098	0	21,098



**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3		
	Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>		
Exploration	37	
Production	20,103	
Administration	1,591	
<b>Total Expenditures</b>	<b>21,731</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	21,731	
<b>GAS OPERATIONS</b>		
Exploration	485	
Production	197,356	
Administration	21,098	
<b>Total Expenditures</b>	<b>218,939</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	218,939	

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	1,746,555	211,392	1,535,164
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	240,670	21,731	218,939
Depreciation - Prior Year Assets	128,874	234	128,640
Depreciation - Current Year Assets	3,274	860	2,414
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>372,818</b>	<b>22,824</b>	<b>349,993</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>372,818</b>	<b>22,824</b>	<b>349,993</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>1,373,737</b>	<b>188,567</b>	<b>1,185,170</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	177,895	33,974	143,922
BPMIGAS Equity Share	565,669	121,230	444,439
Lifting Price Variance	0	0	0
Domestic Requirement	20,054	20,054	0
Government Tax Entitlement	460,574	29,109	431,464
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>1,224,192</b>	<b>204,367</b>	<b>1,019,825</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	258,744	18,874	239,869
Contractor Equity Share	808,069	67,337	740,731
Lifting Price Variance	(0)	(0)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(23,593)	(23,593)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	3,539	3,539	0
Taxable Share	1,046,758	66,158	980,601
Government Tax Entitlement	(460,574)	(29,109)	(431,464)
Net Contractor Share	586,185	37,048	549,136
Total Recoverables	372,818	22,824	349,993
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>959,003</b>	<b>59,873</b>	<b>899,130</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	1,224,192	204,367	1,019,825
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	1,223,836	202,490	1,021,346
Selisih	356	1,877	(1,521)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Administration Expenditures	522	37	485	522	22	500
Total Non-Capital Expenditures	522	37	485	522	22	500
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	522	37	485	522	22	500
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	522	37	485	522	22	500
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0	0	0	0
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	17,681	17,681	0	17,681		
Total Direct Production Expenses - Gas	41,995	0	41,995	41,995		
Total Gas Processing	123,250	0	123,250	123,250		
Total Utilities and Auxiliaries	10,759	755	10,004	10,759		
Total Field Office, Svcs.and General	154,624	10,845	143,779	154,624		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	348,309	29,280	319,029	348,309		
Less Depreciation Expenses	130,850	9,177	121,673	(130,850)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	217,459	20,103	197,356	217,459		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	20,103	20,103	0	21,860		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	197,356	0	197,356	195,598		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	0	0	0	0		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	206	14	192	206		
Total Personnel Expenses	13,755	965	12,790	13,755		
Total Public Relation	0	0	0	0		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	4,624	324	4,300	4,624		
OVERHEAD FROM ABROAD	5,402	379	5,023	5,402		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	23,987	1,682	22,305	23,987		
Less Depreciation Expenses	(1,298)	(91)	(1,207)	(1,298)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	22,689	1,591	21,098	22,689		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	1,591	1,591	0	2,189		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	21,098	0	21,098	20,501		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		37		22
Production		20,103		21,860
Administration		1,591		2,189
Total Expenditures		21,731		24,071
Recovered as Current Year Operating Costs		21,731		24,071
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		485		500
Production		197,356		195,598
Administration		21,098		20,501
Total Expenditures		218,939		216,599
Recovered as Current Year Operating Costs		218,939		216,599

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	1,746,555	211,392	1,535,164	1,746,555	211,392	1,535,164
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	240,670	21,731	218,939	240,670	24,071	216,599
Depreciation - Prior Year Assets	128,874	234	128,640	128,874	234	128,640
Depreciation - Current Year Assets	3,274	860	2,414	3,274	860	2,414
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>372,818</b>	<b>22,824</b>	<b>349,993</b>	<b>372,818</b>	<b>25,165</b>	<b>347,653</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>372,818</b>	<b>22,824</b>	<b>349,993</b>	<b>372,818</b>	<b>25,165</b>	<b>347,653</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>1,373,737</b>	<b>188,567</b>	<b>1,185,170</b>	<b>1,373,737</b>	<b>186,227</b>	<b>1,187,511</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	177,895	33,974	143,922	177,895	33,974	143,922
BPMIGAS Equity Share	565,669	121,230	444,439	565,034	119,717	445,317
Lifting Price Variance	0	0	0	0	0	0
Domestic Requirement	20,054	20,054	0	20,054	20,054	0
Government Tax Entitlement	460,574	29,109	431,464	460,853	28,745	432,108
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>1,224,192</b>	<b>204,367</b>	<b>1,019,825</b>	<b>1,223,836</b>	<b>202,490</b>	<b>1,021,346</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	258,744	18,874	239,869	258,744	18,874	239,869
Contractor Equity Share	808,069	67,337	740,731	808,704	66,510	742,194
Lifting Price Variance	(0)	(0)	0	(0)	(0)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(23,593)	(23,593)	0	(23,593)	(23,593)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	3,539	3,539	0	3,539	3,539	0
Taxable Share	1,046,758	66,158	980,601	1,047,393	65,330	982,064
Government Tax Entitlement	(460,574)	(29,109)	(431,464)	(460,853)	(28,745)	(432,108)
Net Contractor Share	586,185	37,048	549,136	586,540	36,585	549,956
Total Recoverables	372,818	22,824	349,993	372,818	25,165	347,653
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>959,003</b>	<b>59,873</b>	<b>899,130</b>	<b>959,358</b>	<b>61,750</b>	<b>897,608</b>

Efek Alokasi pada *Indonesia Share Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	1,224,192	204,367	1,019,825	1,223,836	202,490	1,021,346

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	356	1,877	(1,521)

Area J:	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	2,501	362	2,564	97.57%	2.43%	100%

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	0	0	0
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	23	22	1
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	23	22	1
Total Non-Capital Expenditures	23	22	1
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	570	556	14
Other	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	570	556	14
Total Non-Capital Expenditures	570	556	14
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipmt.Maintenance	5,489	5,356	133
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	8,750	8,537	213
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxilliaries	14,239	13,893	346
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	751	733	18
Technical Support Service	1,772	1,729	43
Material Services	3,418	3,335	83
Transportation Costs	3,817	3,724	93
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	3,713	3,623	90
Public Relations	298	291	7
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	2,667	2,602	65
Other	(2,017)	(1,968)	(49)
Total Field Office, Svcs.and General	14,419	14,068	351

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	89	87	2
Audit Services	45	44	1
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	207	202	5
Other	0	0	0
Total Finance and Administration	341	333	8
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	0	0	0
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	9	9	0
Other	0	0	0
Total Transportation Costs	9	9	0
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	0	0	0
Training	106	103	3
Accommodation	0	0	0
Welfare	0	0	0
Other	5,567	5,432	135
Total Personnel Expenses	5,673	5,535	138
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	0	0	0
Other	42	41	1
Total Public Relation	42	41	1
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	24	24	1
Communications	66	64	2
Furniture and Equipment (Low Value)	5	4	0
Rents, Licences	608	593	15
Travel and Entertainment (non-allocated)	184	179	4
Computerization	124	121	3
Depreciation	261	255	6
Other	188	184	5
Total General Office Expenses	1,459	1,424	35
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	1,694	1,652	41
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	9,217	8,993	224
Less Depreciation Expenses	(261)	(255)	(6)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	8,957	8,739	218
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	8,957	8,739	218
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	0	0	0

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	29,874	29,874	0
Total Tangible Drilling	2,046	2,046	0
Total Intangible Expenditures	27,828	27,828	0
Total G&G Expenditures	23	22	1
Total Non-Capital Expenditures	23	22	1
Total Administration Expenditures	570	556	14
Total Non-Capital Expenditures	570	556	14
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	30,467	30,453	14
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	28,421	28,407	14
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	2,046	2,046	0

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	17,420	17,420	0
Total Direct Production Expenses - Gas	0	0	0
Total Gas Processing	95	0	95
Total Utilities and Auxiliaries	14,239	13,893	346
Total Field Office, Svcs. and General	14,419	14,068	351
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	46,173	45,381	792
Less Depreciation Expenses	2,667	2,602	65
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	43,506	42,779	727
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	42,779	42,779	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	727	0	727

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	341	333	8
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	9	9	0
Total Personnel Expenses	5,673	5,535	138
Total Public Relation	42	41	1
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	1,459	1,424	35
OVERHEAD FROM ABROAD	1,694	1,652	41
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	9,217	8,993	224
Less Depreciation Expenses	(261)	(255)	(6)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	8,957	8,739	218
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	8,739	8,739	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	218	0	218

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3		
	Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>		
Exploration	28,407	
Production	42,779	
Administration	8,739	
<b>Total Expenditures</b>	<b>79,925</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	79,925	
<b>GAS OPERATIONS</b>		
Exploration	14	
Production	727	
Administration	218	
<b>Total Expenditures</b>	<b>959</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	959	

Report 1			
	Total	Oil	Gas
<b>GROSS REVENUE After FTP</b>	<b>134,619</b>	<b>133,174</b>	<b>1,445</b>
<b>INVESTMENT CREDIT</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	80,884	79,925	959
Depreciation - Prior Year Assets	2,055	2,055	0
Depreciation - Current Year Assets	873	873	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>83,812</b>	<b>82,852</b>	<b>959</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>83,812</b>	<b>82,852</b>	<b>959</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>50,807</b>	<b>50,322</b>	<b>485</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	24,511	24,376	135
BPMIGAS Equity Share	37,023	36,841	182
Lifting Price Variance	179	179	0
Domestic Requirement	9,475	9,475	0
Government Tax Entitlement	5,331	5,098	233
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>76,519</b>	<b>75,969</b>	<b>550</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	9,144	8,918	226
Contractor Equity Share	13,785	13,481	303
Lifting Price Variance	(179)	(179)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(11,147)	(11,147)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	1,672	1,672	0
Taxable Share	13,274	12,745	529
Government Tax Entitlement	(5,331)	(5,098)	(233)
Net Contractor Share	7,943	7,647	296
Total Recoverables	83,812	82,852	959
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>91,755</b>	<b>90,499</b>	<b>1,255</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
<b>TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi</b>	<b>76,519</b>	<b>75,969</b>	<b>550</b>
<b>TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi</b>	<b>76,421</b>	<b>75,403</b>	<b>1,018</b>
Selisih	98	565	(468)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	29,874	29,874	0	29,874	29,874	0
Total Tangible Drilling	2,046	2,046	0	2,046	2,046	0
Total Intangible Expenditures	27,828	27,828	0	27,828	27,828	0
Total G&G Expenditures	23	22	1	23	23	0
Total Non-Capital Expenditures	23	22	1	23	23	0
Total Administration Expenditures	570	556	14	570	570	0
Total Non-Capital Expenditures	570	556	14	570	570	0
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	30,467	30,453	14	30,467	30,467	0
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	28,421	28,407	14	28,421	28,421	0
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	2,046	2,046	0	2,046	2,046	0
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	17,420	17,420	0	17,420		
Total Direct Production Expenses - Gas	0	0	0	0		
Total Gas Processing	95	0	95	95		
Total Utilities and Auxiliaries	14,239	13,893	346	14,239		
Total Field Office, Svcs.and General	14,419	14,068	351	14,419		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	46,173	45,381	792	46,173		
Less Depreciation Expenses	2,667	2,602	65	(2,667)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	43,506	42,779	727	43,506		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	42,779	42,779	0	43,266		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	727	0	727	240		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	341	333	8	341		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	9	9	0	9		
Total Personnel Expenses	5,673	5,535	138	5,673		
Total Public Relation	42	41	1	42		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	1,459	1,424	35	1,459		
OVERHEAD FROM ABROAD	1,694	1,652	41	1,694		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	9,217	8,993	224	9,217		
Less Depreciation Expenses	(261)	(255)	(6)	(261)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	8,957	8,739	218	8,957		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	8,739	8,739	0	8,957		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	218	0	218	0		



Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		28,407		28,421
Production		42,779		43,266
Administration		8,739		8,957
Total Expenditures		79,925		80,644
Recovered as Current Year Operating Costs		79,925		80,644
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		14		0
Production		727		240
Administration		218		0
Total Expenditures		959		240
Recovered as Current Year Operating Costs		959		240

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	134,619	133,174	1,445	134,619	133,174	1,445
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	80,884	79,925	959	80,884	80,644	240
Depreciation - Prior Year Assets	2,055	2,055	0	2,055	2,055	0
Depreciation - Current Year Assets	873	873	0	873	873	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>83,812</b>	<b>82,852</b>	<b>959</b>	<b>83,812</b>	<b>83,572</b>	<b>240</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>83,812</b>	<b>82,852</b>	<b>959</b>	<b>83,812</b>	<b>83,572</b>	<b>240</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>50,807</b>	<b>50,322</b>	<b>485</b>	<b>50,807</b>	<b>49,603</b>	<b>1,205</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	24,511	24,376	135	24,511	24,376	135
BPMIGAS Equity Share	37,023	36,841	182	36,768	36,316	452
Lifting Price Variance	179	179	0	179	179	0
Domestic Requirement	9,475	9,475	0	9,475	9,475	0
Government Tax Entitlement	5,331	5,098	233	5,488	5,057	431
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>76,519</b>	<b>75,969</b>	<b>550</b>	<b>76,421</b>	<b>75,403</b>	<b>1,018</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	9,144	8,918	226	9,144	8,918	226
Contractor Equity Share	13,785	13,481	303	14,039	13,286	753
Lifting Price Variance	(179)	(179)	0	(179)	(179)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(11,147)	(11,147)	0	(11,147)	(11,147)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	1,672	1,672	0	1,672	1,672	0
Taxable Share	13,274	12,745	529	13,529	12,550	979
Government Tax Entitlement	(5,331)	(5,098)	(233)	(5,488)	(5,057)	(431)
Net Contractor Share	7,943	7,647	296	8,041	7,493	548
Total Recoverables	83,812	82,852	959	83,812	83,572	240
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>91,755</b>	<b>90,499</b>	<b>1,255</b>	<b>91,852</b>	<b>91,064</b>	<b>788</b>

Efek Alokasi pada *Indonesia Shore Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	76,519	75,969	550	76,421	75,403	1,018

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	98	565	(468)

Area K:	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	3,088	30,502	8,347	36.99%	63.01%	100%

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode Relative Volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	144	53	90
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	144	53	91
Total Non-Capital Expenditures	144	53	91
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	3,096	1,145	1,951
Other	68	25	43
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	3,163	1,170	1,993
Total Non-Capital Expenditures	3,163	1,170	1,993
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipmt.Maintenance	3,047	1,127	1,920
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	2,209	817	1,392
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	518	192	326
Total Utilities and Auxilliaries	5,774	2,136	3,638
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	1,892	700	1,192
Technical Support Service	11,840	4,380	7,460
Material Services	1,434	530	903
Transportation Costs	2,248	832	1,416
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	505	187	318
Public Relations	899	332	566
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	13,399	4,956	8,442
Other	0	0	0
Total Field Office, Svcs.and General	32,215	11,917	20,298

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	888	329	560
Audit Services	787	291	496
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	361	134	228
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>2,036</b>	<b>753</b>	<b>1,283</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	<b>4,367</b>	<b>1,616</b>	<b>2,752</b>
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	541	200	341
Handling and Transportation	101	37	64
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	<b>642</b>	<b>237</b>	<b>404</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	459	170	289
Training	270	100	170
Accommodation	0	0	0
Welfare	92	34	58
Other	5,004	1,851	3,153
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>5,825</b>	<b>2,155</b>	<b>3,670</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	0	0	0
Other	322	119	203
<b>Total Public Relation</b>	<b>322</b>	<b>119</b>	<b>203</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	0	0	0
Communications	318	118	201
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	0	0	0
Travel and Entertainment (non-allocated)	0	0	0
Computerization	210	78	132
Depreciation	338	125	213
Other	(343)	(127)	(216)
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>523</b>	<b>194</b>	<b>330</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	<b>2,038</b>	<b>754</b>	<b>1,284</b>
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>15,753</b>	<b>5,827</b>	<b>9,926</b>
Less Depreciation Expenses	(338)	(125)	(213)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>15,415</b>	<b>5,702</b>	<b>9,713</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>10,552</b>	<b>3,903</b>	<b>6,649</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>4,863</b>	<b>1,799</b>	<b>3,064</b>

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	14,107	11,070	3,037
Total Tangible Drilling	1,373	1,017	356
Total Intangible Expenditures	12,734	10,052	2,682
Total G&G Expenditures	144	53	91
Total Non-Capital Expenditures	144	53	91
Total Administration Expenditures	3,163	1,170	1,993
Total Non-Capital Expenditures	3,163	1,170	1,993
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	17,414	12,293	5,121
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	16,041	11,276	4,765
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	1,373	1,017	356

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	20,275	20,275	0
Total Direct Production Expenses - Gas	10,082	0	10,082
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	5,774	2,136	3,638
Total Field Office, Svcs.and General	32,215	11,917	20,298
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	68,347	34,328	34,019
Less Depreciation Expenses	13,399	4,956	8,442
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	54,948	29,371	25,576
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	29,371	29,371	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	25,576	0	25,576

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	2,036	753	1,283
ENGINEERING SERVICES	4,367	1,616	2,752
Total Materials Services	642	237	404
Total Transportation Costs	0	0	0
Total Personnel Expenses	5,825	2,155	3,670
Total Public Relation	322	119	203
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	523	194	330
OVERHEAD FROM ABROAD	2,038	754	1,284
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	15,753	5,827	9,926
Less Depreciation Expenses	(338)	(125)	(213)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	15,415	5,702	9,713
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	5,702	5,702	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	9,713	0	9,713

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3		
	Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>		
Exploration	11,276	
Production	29,371	
Administration	5,702	
<b>Total Expenditures</b>	<b>46,349</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	46,349	
<b>GAS OPERATIONS</b>		
Exploration	4,765	
Production	25,576	
Administration	9,713	
<b>Total Expenditures</b>	<b>40,054</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	40,054	

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	242,862	157,506	85,356
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	86,404	46,349	40,054
Depreciation - Prior Year Assets	10,186	4,086	6,100
Depreciation - Current Year Assets	3,551	1,132	2,419
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>100,141</b>	<b>51,568</b>	<b>48,573</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>100,141</b>	<b>51,568</b>	<b>48,573</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>142,721</b>	<b>105,939</b>	<b>36,783</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	38,438	28,686	9,752
BPMIGAS Equity Share	93,986	77,176	16,810
Lifting Price Variance	0	0	0
Domestic Requirement	12,565	12,565	0
Government Tax Entitlement	26,301	12,099	14,202
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>171,290</b>	<b>130,527</b>	<b>40,764</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	22,277	10,690	11,587
Contractor Equity Share	48,735	28,762	19,973
Lifting Price Variance	0	0	0
Less: Gross Domestic Requirement	(13,363)	(13,363)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	798	798	0
Taxable Share	58,447	26,888	31,560
Government Tax Entitlement	(26,301)	(12,099)	(14,202)
Net Contractor Share	32,146	14,788	17,358
Total Recoverables	100,141	51,568	48,573
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>132,287</b>	<b>66,356</b>	<b>65,931</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	171,290	130,527	40,764
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	168,831	117,346	51,485
Selisih	2,460	13,181	(10,721)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	14,107	11,070	3,037	14,107	11,070	3,037
Total Tangible Drilling	1,373	1,017	356	1,373	1,017	356
Total Intangible Expenditures	12,734	10,052	2,682	12,734	10,052	2,682
Total G&G Expenditures	144	53	91	144	144	0
Total Non-Capital Expenditures	144	53	91	144	144	0
Total Administration Expenditures	3,163	1,170	1,993	3,163	2,611	552
Total Non-Capital Expenditures	3,163	1,170	1,993	3,163	2,611	552
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	17,414	12,293	5,121	17,414	13,825	3,589
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	16,041	11,276	4,765	16,041	12,808	3,233
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	1,373	1,017	356	1,373	1,017	356
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Direct Production Expenses - Oil	20,275	20,275	0	20,275		
Total Direct Production Expenses - Gas	10,082	0	10,082	10,082		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	5,774	2,136	3,638	5,774		
Total Field Office, Svcs.and General	32,215	11,917	20,298	32,215		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	68,347	34,328	34,019	68,347		
Less Depreciation Expenses	13,399	4,956	8,442	13,399		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	54,948	29,371	25,576	54,948		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	29,371	29,371	0	38,418		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	25,576	0	25,576	16,530		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Finance and Administration	2,036	753	1,283	2,036		
ENGINEERING SERVICES	4,367	1,616	2,752	4,367		
Total Materials Services	642	237	404	642		
Total Transportation Costs	0	0	0	0		
Total Personnel Expenses	5,825	2,155	3,670	5,825		
Total Public Relation	322	119	203	322		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	523	194	330	523		
OVERHEAD FROM ABROAD	2,038	754	1,284	2,038		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	15,753	5,827	9,926	15,753		
Less Depreciation Expenses	(338)	(125)	(213)	338		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	15,415	5,702	9,713	15,415		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	5,702	5,702	0	10,552		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	9,713	0	9,713	4,863		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		11,276		12,808
Production		29,371		38,418
Administration		5,702		10,552
Total Expenditures		46,349		61,778
Recovered as Current Year Operating Costs		46,349		61,778
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		4,765		3,233
Production		25,576		16,530
Administration		9,713		4,863
Total Expenditures		40,054		24,626
Recovered as Current Year Operating Costs		40,054		24,626

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	242,862	157,506	85,356	242,862	157,506	85,356
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	86,404	46,349	40,054	86,404	61,778	24,626
Depreciation - Prior Year Assets	10,186	4,086	6,100	10,186	4,086	6,100
Depreciation - Current Year Assets	3,551	1,132	2,419	3,551	1,132	2,419
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>100,141</b>	<b>51,568</b>	<b>48,573</b>	<b>100,141</b>	<b>66,996</b>	<b>33,145</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>100,141</b>	<b>51,568</b>	<b>48,573</b>	<b>100,141</b>	<b>66,996</b>	<b>33,145</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>142,721</b>	<b>105,939</b>	<b>36,783</b>	<b>142,721</b>	<b>90,510</b>	<b>52,211</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	38,438	28,686	9,752	38,438	28,686	9,752
BPMIGAS Equity Share	93,986	77,176	16,810	89,798	65,937	23,861
Lifting Price Variance	0	0	0	0	0	0
Domestic Requirement	12,565	12,565	0	12,565	12,565	0
Government Tax Entitlement	26,301	12,099	14,202	28,029	10,157	17,872
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>171,290</b>	<b>130,527</b>	<b>40,764</b>	<b>168,831</b>	<b>117,346</b>	<b>51,485</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	22,277	10,690	11,587	22,277	10,690	11,587
Contractor Equity Share	48,735	28,762	19,973	52,923	24,573	28,350
Lifting Price Variance	0	0	0	0	0	0
Less: Gross Domestic Requirement	(13,363)	(13,363)	0	(13,363)	(13,363)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	798	798	0	798	798	0
Taxable Share	58,447	26,888	31,560	62,635	22,698	39,937
Government Tax Entitlement	(26,301)	(12,099)	(14,202)	(28,029)	(10,157)	(17,872)
Net Contractor Share	32,146	14,788	17,358	34,606	12,541	22,065
Total Recoverables	100,141	51,568	48,573	100,141	66,996	33,145
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>132,287</b>	<b>66,356</b>	<b>65,931</b>	<b>134,746</b>	<b>79,537</b>	<b>55,210</b>

Efek Alokasi pada *Indonesia Share Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	171,290	130,527	40,764	168,831	117,346	51,485

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
<b>Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya</b>	<b>2,460</b>	<b>13,181</b>	<b>(10,721)</b>

Area L:	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	696	2,173	1,070	65.00%	35.00%	100%

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode Relative Volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	0	0	0
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	8	5	3
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	8	5	3
Total Non-Capital Expenditures	8	5	3
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	839	545	294
Other	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	839	545	294
Total Non-Capital Expenditures	839	545	294
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILLIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Eqipt.Maintenance	113	74	40
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	55	36	19
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxilliaris	168	109	59
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	452	294	158
Technical Support Service	1,793	1,165	628
Material Services	259	168	91
Transportation Costs	152	99	53
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	43	28	15
Public Relations	38	25	13
Asset Retirement	226	147	79
Depreciation	1,605	1,043	562
Other	0	0	0
Total Field Office, Svcs.and General	4,569	2,970	1,599



Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	94	61	33
Audit Services	67	43	23
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	23	15	8
Total Finance and Administration	184	120	64
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	1,309	851	458
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	46	30	16
Handling and Transportation	9	6	3
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
Total Materials Services	55	35	19
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	0	0	0
Other	0	0	0
Total Transportation Costs	0	0	0
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	39	25	14
Training	23	15	8
Accommodation	0	0	0
Welfare	8	5	3
Other	885	575	310
Total Personnel Expenses	955	621	334
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	0	0	0
Other	27	18	10
Total Public Relation	27	18	10
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	0	0	0
Communications	27	18	9
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	0	0	0
Travel and Entertainment (non-allocated)	0	0	0
Computerization	18	12	6
Depreciation	3	2	1
Other	158	102	55
Total General Office Expenses	205	133	72
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	218	141	76
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	2,952	1,919	1,033
Less Depreciation Expenses	(3)	(2)	(1)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	2,949	1,917	1,032
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	2,157	1,402	755
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	792	515	277

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	1,098	1,101	(3)
Total Tangible Drilling	61	61	0
Total Intangible Expenditures	1,037	1,040	(3)
Total G&G Expenditures	8	5	3
Total Non-Capital Expenditures	8	5	3
Total Administration Expenditures	839	545	294
Total Non-Capital Expenditures	839	545	294
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	1,945	1,651	293
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	1,884	1,590	293
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	61	61	0

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	1,540	1,540	0
Total Direct Production Expenses - Gas	444	0	444
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	168	109	59
Total Field Office, Svcs.and General	4,569	2,970	1,599
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	6,721	4,619	2,103
Less Depreciation Expenses	1,605	1,043	562
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	5,116	3,575	1,541
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	3,575	3,575	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	1,541	0	1,541

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	184	120	64
ENGINEERING SERVICES	1,309	851	458
Total Materials Services	55	35	19
Total Transportation Costs	0	0	0
Total Personnel Expenses	955	621	334
Total Public Relation	27	18	10
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	205	133	72
OVERHEAD FROM ABROAD	218	141	76
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	2,952	1,919	1,033
Less Depreciation Expenses	(3)	(2)	(1)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	2,949	1,917	1,032
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	1,917	1,917	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	1,032	0	1,032

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3		
	Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>		
Exploration	1,590	
Production	3,575	
Administration	1,917	
<b>Total Expenditures</b>	<b>7,083</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	7,083	
<b>GAS OPERATIONS</b>		
Exploration	293	
Production	1,541	
Administration	1,032	
<b>Total Expenditures</b>	<b>2,866</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs	2,866	

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	42,493	38,100	4,393
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	9,949	7,083	2,866
Depreciation - Prior Year Assets	1,476	733	743
Depreciation - Current Year Assets	132	132	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>11,557</b>	<b>7,948</b>	<b>3,610</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>11,557</b>	<b>7,948</b>	<b>3,610</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>30,936</b>	<b>30,152</b>	<b>784</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	7,385	6,974	412
BPMIGAS Equity Share	22,368	22,074	294
Lifting Price Variance	0	0	0
Domestic Requirement	2,711	2,711	0
Government Tax Entitlement	4,002	3,484	517
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>36,466</b>	<b>35,243</b>	<b>1,223</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	3,238	2,551	686
Contractor Equity Share	8,567	8,078	490
Lifting Price Variance	0	0	0
Less: Gross Domestic Requirement	(3,189)	(3,189)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	478	478	0
Taxable Share	9,094	7,918	1,176
Government Tax Entitlement	(4,002)	(3,484)	(517)
Net Contractor Share	5,093	4,434	659
Total Recoverables	11,557	7,948	3,610
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>16,650</b>	<b>12,382</b>	<b>4,268</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	36,466	35,243	1,223
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	36,300	34,534	1,765
Selisih	166	708	(542)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	1,098	1,101	(3)	1,098	1,101	(3)
Total Tangible Drilling	61	61	0	61	61	0
Total Intangible Expenditures	1,037	1,040	(3)	1,037	1,040	(3)
Total G&G Expenditures	8	5	3	8	0	8
Total Non-Capital Expenditures	8	5	3	8	0	8
Total Administration Expenditures	839	545	294	839	577	261
Total Non-Capital Expenditures	839	545	294	839	577	261
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	1,945	1,651	293	1,945	1,678	266
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	1,884	1,590	293	1,884	1,617	266
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	61	61	0	61	61	0
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Direct Production Expenses - Oil	1,540	1,540	0	1,540		
Total Direct Production Expenses - Gas	444	0	444	444		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	168	109	59	168		
Total Field Office, Svcs.and General	4,569	2,970	1,599	4,569		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	6,721	4,619	2,103	6,721		
Less Depreciation Expenses	1,605	1,043	562	1,605		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	5,116	3,575	1,541	5,116		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	3,575	3,575	0	4,142		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	1,541	0	1,541	974		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Finance and Administration	184	120	64	184		
ENGINEERING SERVICES	1,309	851	458	1,309		
Total Materials Services	55	35	19	55		
Total Transportation Costs	0	0	0	0		
Total Personnel Expenses	955	621	334	955		
Total Public Relation	27	18	10	27		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	205	133	72	205		
OVERHEAD FROM ABROAD	218	141	76	218		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	2,952	1,919	1,033	2,952		
Less Depreciation Expenses	(3)	(2)	(1)	3		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	2,949	1,917	1,032	2,949		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	1,917	1,917	0	2,157		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	1,032	0	1,032	792		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		1,590		1,617
Production		3,575		4,142
Administration		1,917		2,157
Total Expenditures		7,083		7,917
Recovered as Current Year Operating Costs		7,083		7,917
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		293		266
Production		1,541		974
Administration		1,032		792
Total Expenditures		2,866		2,032
Recovered as Current Year Operating Costs		2,866		2,032

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	42,493	38,100	4,393	42,493	38,100	4,393
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	9,949	7,083	2,866	9,949	7,917	2,032
Depreciation - Prior Year Assets	1,476	733	743	1,476	733	743
Depreciation - Current Year Assets	132	132	0	132	132	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>11,557</b>	<b>7,948</b>	<b>3,610</b>	<b>11,557</b>	<b>8,782</b>	<b>2,775</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>11,557</b>	<b>7,948</b>	<b>3,610</b>	<b>11,557</b>	<b>8,782</b>	<b>2,775</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>30,936</b>	<b>30,152</b>	<b>784</b>	<b>30,936</b>	<b>29,318</b>	<b>1,618</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	7,385	6,974	412	7,385	6,974	412
BPMIGAS Equity Share	22,368	22,074	294	22,071	21,465	607
Lifting Price Variance	0	0	0	0	0	0
Domestic Requirement	2,711	2,711	0	2,711	2,711	0
Government Tax Entitlement	4,002	3,484	517	4,132	3,385	747
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>36,466</b>	<b>35,243</b>	<b>1,223</b>	<b>36,300</b>	<b>34,534</b>	<b>1,765</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	3,238	2,551	686	3,238	2,551	686
Contractor Equity Share	8,567	8,078	490	8,864	7,853	1,011
Lifting Price Variance	0	0	0	0	0	0
Less: Gross Domestic Requirement	(3,189)	(3,189)	0	(3,189)	(3,189)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	478	478	0	478	478	0
Taxable Share	9,094	7,918	1,176	9,391	7,693	1,698
Government Tax Entitlement	(4,002)	(3,484)	(517)	(4,132)	(3,385)	(747)
Net Contractor Share	5,093	4,434	659	5,259	4,308	951
Total Recoverables	11,557	7,948	3,610	11,557	8,782	2,775
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>16,650</b>	<b>12,382</b>	<b>4,268</b>	<b>16,816</b>	<b>13,090</b>	<b>3,726</b>

Efek Alokasi pada *Indonesia Share Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	36,466	35,243	1,223	36,300	34,534	1,765

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	166	708	(542)

Area M:	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	7,597	34,017	13,462	56.43%	43.57%	100%

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	147	83	64
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	147	83	64
Total Non-Capital Expenditures	147	83	64
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	(616)	(348)	(268)
Other	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	(616)	(348)	(268)
Total Non-Capital Expenditures	(616)	(348)	(268)
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILLIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipmt.Maintenance	0	0	0
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxilliaris	0	0	0
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	3,412	1,925	1,486
Technical Support Service	0	0	0
Material Services	0	0	0
Transportation Costs	0	0	0
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	0	0	0
Public Relations	1	1	1
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	13,967	7,882	6,085
Other	(43)	(24)	(19)
Total Field Office, Svcs.and General	17,337	9,784	7,553

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode Relative Volume

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	0	0	0
Audit Services	0	0	0
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	0	0	0
Total Finance and Administration	0	0	0
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	0	0	0
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	0	0	0
Other	0	0	0
Total Transportation Costs	0	0	0
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	43,051	24,295	18,756
Training	0	0	0
Accommodation	0	0	0
Welfare	0	0	0
Other	3	2	1
Total Personnel Expenses	43,054	24,296	18,757
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	0	0	0
Other	0	0	0
Total Public Relation	0	0	0
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	0	0	0
Communications	0	0	0
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	0	0	0
Travel and Entertainment (non-allocated)	0	0	0
Computerization	0	0	0
Depreciation	1,175	663	512
Other	(4,592)	(2,592)	(2,001)
Total General Office Expenses	(3,417)	(1,929)	(1,489)
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	5,316	3,000	2,316
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>44,952</b>	<b>25,368</b>	<b>19,584</b>
Less Depreciation Expenses	(1,175)	(663)	(512)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>43,777</b>	<b>24,704</b>	<b>19,072</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>28,597</b>	<b>16,138</b>	<b>12,459</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>15,180</b>	<b>8,566</b>	<b>6,613</b>

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	100,200	81,048	19,151
Total Tangible Drilling	6,188	4,222	1,966
Total Intangible Expenditures	94,012	76,826	17,185
Total G&G Expenditures	147	83	64
Total Non-Capital Expenditures	147	83	64
Total Administration Expenditures	(616)	(348)	(268)
Total Non-Capital Expenditures	(616)	(348)	(268)
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	99,731	80,784	18,947
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	93,543	76,562	16,981
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	6,188	4,222	1,966

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	84,227	84,227	0
Total Direct Production Expenses - Gas	51,209	0	51,209
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	0	0	0
Total Field Office, Svcs. and General	17,337	9,784	7,553
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	152,773	94,011	58,762
Less Depreciation Expenses	13,967	7,882	6,085
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	138,806	86,129	52,677
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	86,129	86,129	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	52,677	0	52,677

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	0	0	0
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	0	0	0
Total Personnel Expenses	43,054	24,296	18,757
Total Public Relation	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	(3,417)	(1,929)	(1,489)
OVERHEAD FROM ABROAD	5,316	3,000	2,316
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	44,952	25,368	19,584
Less Depreciation Expenses	(1,175)	(663)	(512)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	43,777	24,704	19,072
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	24,704	24,704	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	19,072	0	19,072



**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>Report 3</b>			
	<b>Non Capital</b>		
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration	76,562		
Production	86,129		
Administration	24,704		
<b>Total Expenditures</b>	<b>187,395</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	187,395		
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration	16,981		
Production	52,677		
Administration	19,072		
<b>Total Expenditures</b>	<b>88,731</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	88,731		

<b>Report 1</b>			
	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>GROSS REVENUE After FTP</b>	<b>586,743</b>	<b>379,230</b>	<b>207,513</b>
<b>INVESTMENT CREDIT</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	276,126	187,395	88,731
Depreciation - Prior Year Assets	12,906	6,191	6,715
Depreciation - Current Year Assets	2,236	2,108	128
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>291,268</b>	<b>195,694</b>	<b>95,574</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>291,268</b>	<b>195,694</b>	<b>95,574</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>295,475</b>	<b>183,536</b>	<b>111,939</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	89,457	67,459	21,998
BPMIGAS Equity Share	178,048	130,586	47,462
Lifting Price Variance	(3,089)	(3,089)	0
Domestic Requirement	32,679	32,679	0
Government Tax Entitlement	69,632	24,340	45,292
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>366,726</b>	<b>251,975</b>	<b>114,751</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	57,229	27,348	29,880
Contractor Equity Share	117,427	52,950	64,477
Lifting Price Variance	3,089	3,089	0
Less: Gross Domestic Requirement	(34,185)	(34,185)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	1,507	1,507	0
Taxable Share	145,066	50,709	94,357
Government Tax Entitlement	(69,632)	(24,340)	(45,292)
Net Contractor Share	75,435	26,369	49,066
Total Recoverables	291,268	195,694	95,574
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>366,703</b>	<b>222,063</b>	<b>144,640</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>Dampak Pada Indonesia Share</b>			
	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi</b>	<b>366,726</b>	<b>251,975</b>	<b>114,751</b>
<b>TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi</b>	<b>366,276</b>	<b>249,400</b>	<b>116,876</b>
Selisih	450	2,575	(2,124)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	100,200	81,048	19,151	100,200	81,048	19,151
Total Tangible Drilling	6,188	4,222	1,966	6,188	4,222	1,966
Total Intangible Expenditures	94,012	76,826	17,185	94,012	76,826	17,185
Total G&G Expenditures	147	83	64	147	101	47
Total Non-Capital Expenditures	147	83	64	147	101	47
Total Administration Expenditures	(616)	(348)	(268)	(616)	(1,372)	756
Total Non-Capital Expenditures	(616)	(348)	(268)	(616)	(1,372)	756
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	99,731	80,784	18,947	99,731	79,777	19,954
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	93,543	76,562	16,981	93,543	75,555	17,988
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	6,188	4,222	1,966	6,188	4,222	1,966
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Direct Production Expenses - Oil	84,227	84,227	0	84,227		
Total Direct Production Expenses - Gas	51,209	0	51,209	51,209		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	0	0	0	0		
Total Field Office, Svcs.and General	17,337	9,784	7,553	17,337		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	152,773	94,011	58,762	152,773		
Less Depreciation Expenses	13,967	7,882	6,085	13,967		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	138,806	86,129	52,677	138,806		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	86,129	86,129	0	86,276		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	52,677	0	52,677	52,529		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Finance and Administration	0	0	0	0		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	0	0	0	0		
Total Personnel Expenses	43,054	24,296	18,757	43,054		
Total Public Relation	0	0	0	0		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	(3,417)	(1,929)	(1,489)	(3,417)		
OVERHEAD FROM ABROAD	5,316	3,000	2,316	5,316		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	44,952	25,368	19,584	44,952		
Less Depreciation Expenses	(1,175)	(663)	(512)	1,175		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	43,777	24,704	19,072	43,777		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	24,704	24,704	0	28,597		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	19,072	0	19,072	15,180		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		76,562		75,555
Production		86,129		86,276
Administration		24,704		28,597
Total Expenditures		187,395		190,428
Recovered as Current Year Operating Costs		187,395		190,428
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		16,981		17,988
Production		52,677		52,529
Administration		19,072		15,180
Total Expenditures		88,731		85,697
Recovered as Current Year Operating Costs		88,731		85,697

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	586,743	379,230	207,513	586,743	379,230	207,513
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	276,126	187,395	88,731	276,126	190,428	85,697
Depreciation - Prior Year Assets	12,906	6,191	6,715	12,906	6,191	6,715
Depreciation - Current Year Assets	2,236	2,108	128	2,236	2,108	128
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>291,268</b>	<b>195,694</b>	<b>95,574</b>	<b>291,268</b>	<b>198,728</b>	<b>92,540</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>291,268</b>	<b>195,694</b>	<b>95,574</b>	<b>291,268</b>	<b>198,728</b>	<b>92,540</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>295,475</b>	<b>183,536</b>	<b>111,939</b>	<b>295,475</b>	<b>180,502</b>	<b>114,972</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	89,457	67,459	21,998	89,457	67,459	21,998
BPMIGAS Equity Share	178,048	130,586	47,462	177,182	128,434	48,748
Lifting Price Variance	(3,089)	(3,089)	0	(3,089)	(3,089)	0
Domestic Requirement	32,679	32,679	0	32,679	32,679	0
Government Tax Entitlement	69,632	24,340	45,292	70,047	23,917	46,130
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>366,726</b>	<b>251,975</b>	<b>114,751</b>	<b>366,276</b>	<b>249,400</b>	<b>116,876</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	57,229	27,348	29,880	57,229	27,348	29,880
Contractor Equity Share	117,427	52,950	64,477	118,292	52,068	66,224
Lifting Price Variance	3,089	3,089	0	3,089	3,089	0
Less: Gross Domestic Requirement	(34,185)	(34,185)	0	(34,185)	(34,185)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	1,507	1,507	0	1,507	1,507	0
Taxable Share	145,066	50,709	94,357	145,931	49,827	96,104
Government Tax Entitlement	(69,632)	(24,340)	(45,292)	(70,047)	(23,917)	(46,130)
Net Contractor Share	75,435	26,369	49,066	75,884	25,910	49,974
Total Recoverables	291,268	195,694	95,574	291,268	198,728	92,540
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>366,703</b>	<b>222,063</b>	<b>144,640</b>	<b>367,152</b>	<b>224,638</b>	<b>142,515</b>

Efek Alokasi pada *Indonesia Share Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	366,726	251,975	114,751	366,276	249,400	116,876

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	450	2,575	(2,124)

Area O:	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
Relative Volume - Lifting (MBOE)	19,830	401,929	89,128	22.25%	77.75%	100%

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode Relative Volume

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	20	4	15
Geophysical	116	26	90
Seismic & Other Surveys	7,000	1,557	5,442
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	7,135	1,588	5,548
Total Non-Capital Expenditures	7,135	1,588	5,548
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	833	185	648
Other	140	31	109
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	973	217	757
Total Non-Capital Expenditures	973	217	757
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILLIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipt.Maintenance	3	1	2
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	57	13	45
Compressed Air Service	0	0	0
Other	53	12	41
Total Utilities and Auxilliaris	113	25	88
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	36,993	8,230	28,762
Technical Support Service	12,477	2,776	9,701
Material Services	40	9	31
Transportation Costs	28	6	22
Office and Misc.Building Operations	6	1	5
Personnel Expenses	26,957	5,998	20,959
Public Relations	15	3	11
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	216,605	48,192	168,413
Other	30,972	6,891	24,081
Total Field Office, Svcs.and General	324,093	72,107	251,986

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	1,576	351	1,225
Audit Services	1,045	233	813
Tax Services	4	1	3
Business Insurance	0	0	0
Other	12,908	2,872	10,036
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>15,532</b>	<b>3,456</b>	<b>12,077</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	<b>2,893</b>	<b>644</b>	<b>2,250</b>
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	<b>0</b>		
Air	0	0	0
Automobile	314	70	244
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>314</b>	<b>70</b>	<b>244</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Employee Relation	6,152	1,369	4,783
Training	3,292	732	2,559
Accomodation	2,176	484	1,691
Welfare	2,879	641	2,238
Other	11	2	9
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>14,509</b>	<b>3,228</b>	<b>11,281</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	<b>0</b>		
Trips	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Public Relation</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	<b>0</b>		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Stationary and Supplies	0	0	0
Communications	8	2	6
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	19	4	15
Travel and Entertainment (non-allocated)	15	3	11
Computerization	7	2	5
Depreciation	12,019	2,674	9,345
Other	983	219	765
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>13,051</b>	<b>2,904</b>	<b>10,147</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	<b>9,606</b>	<b>2,137</b>	<b>7,469</b>
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>55,906</b>	<b>12,438</b>	<b>43,467</b>
Less Depreciation Expenses	(12,019)	(2,674)	(9,345)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>43,887</b>	<b>9,764</b>	<b>34,122</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>17,109</b>	<b>3,806</b>	<b>13,302</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>26,778</b>	<b>5,958</b>	<b>20,820</b>

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	491,448	137,760	353,688
Total Tangible Drilling	82,631	22,400	60,231
Total Intangible Expenditures	408,816	115,360	293,456
Total G&G Expenditures	7,135	1,588	5,548
Total Non-Capital Expenditures	7,135	1,588	5,548
Total Administration Expenditures	973	217	757
Total Non-Capital Expenditures	973	217	757
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	499,557	139,564	359,992
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	416,925	117,164	299,761
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	82,631	22,400	60,231

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	84,739	84,739	0
Total Direct Production Expenses - Gas	89,359	0	89,359
Total Gas Processing	647	0	647
Total Utilities and Auxiliaries	113	25	88
Total Field Office, Svcs.and General	324,093	72,107	251,986
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	498,950	156,870	342,080
Less Depreciation Expenses	216,605	48,192	168,413
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	282,346	108,678	173,667
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	108,678	108,678	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	173,667	0	173,667

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	15,532	3,456	12,077
ENGINEERING SERVICES	2,893	644	2,250
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	314	70	244
Total Personnel Expenses	14,509	3,228	11,281
Total Public Relation	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	13,051	2,904	10,147
OVERHEAD FROM ABROAD	9,606	2,137	7,469
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	55,906	12,438	43,467
Less Depreciation Expenses	(12,019)	(2,674)	(9,345)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	43,887	9,764	34,122
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	9,764	9,764	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	34,122	0	34,122

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3			
	Non Capital		
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration	117,164		
Production	108,678		
Administration	9,764		
<b>Total Expenditures</b>	<b>235,607</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	235,607		
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration	299,761		
Production	173,667		
Administration	34,122		
<b>Total Expenditures</b>	<b>507,551</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	507,551		

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	3,451,613	967,028	2,484,585
INVESTMENT CREDIT	649	649	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	743,157	235,607	507,551
Depreciation - Prior Year Assets	164,618	46,957	117,661
Depreciation - Current Year Assets	64,005	30,573	33,432
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>971,780</b>	<b>313,137</b>	<b>658,644</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>972,429</b>	<b>313,786</b>	<b>658,644</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>2,479,184</b>	<b>653,242</b>	<b>1,825,941</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	435,253	172,019	263,234
BPMIGAS Equity Share	1,238,616	464,782	773,834
Lifting Price Variance	11,086	11,086	0
Domestic Requirement	69,471	69,471	0
Government Tax Entitlement	762,077	85,268	676,809
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>2,516,503</b>	<b>802,626</b>	<b>1,713,877</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	427,650	69,738	357,912
Contractor Equity Share	1,240,568	188,460	1,052,107
Lifting Price Variance	(11,086)	(11,086)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(86,054)	(86,054)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	16,583	16,583	0
Taxable Share	1,587,661	177,641	1,410,019
Government Tax Entitlement	(762,077)	(85,268)	(676,809)
Net Contractor Share	825,584	92,374	733,210
Total Recoverables	972,429	313,786	658,644
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>1,798,013</b>	<b>406,159</b>	<b>1,391,854</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	2,516,503	802,626	1,713,877
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	2,511,319	771,725	1,739,594
Selisih	5,184	30,901	(25,717)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	491,448	137,760	353,688	491,448	137,760	353,688
Total Tangible Drilling	82,631	22,400	60,231	82,631	22,400	60,231
Total Intangible Expenditures	408,816	115,360	293,456	408,816	115,360	293,456
Total G&G Expenditures	7,135	1,588	5,548	7,135	2,854	4,281
Total Non-Capital Expenditures	7,135	1,588	5,548	7,135	2,854	4,281
Total Administration Expenditures	973	217	757	973	391	582
Total Non-Capital Expenditures	973	217	757	973	391	582
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	499,557	139,564	359,992	499,557	141,005	358,551
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	416,925	117,164	299,761	416,925	118,605	298,320
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	82,631	22,400	60,231	82,631	22,400	60,231
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	84,739	84,739	0	84,739		
Total Direct Production Expenses - Gas	89,359	0	89,359	89,359		
Total Gas Processing	647	0	647	647		
Total Utilities and Auxiliaries	113	25	88	113		
Total Field Office, Svcs.and General	324,093	72,107	251,986	324,093		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	498,950	156,870	342,080	498,950		
Less Depreciation Expenses	216,605	48,192	168,413	(216,605)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	282,346	108,678	173,667	282,346		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	108,678	108,678	0	126,533		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	173,667	0	173,667	155,813		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	15,532	3,456	12,077	15,532		
ENGINEERING SERVICES	2,893	644	2,250	2,893		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	314	70	244	314		
Total Personnel Expenses	14,509	3,228	11,281	14,509		
Total Public Relation	0	0	0	0		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	13,051	2,904	10,147	13,051		
OVERHEAD FROM ABROAD	9,606	2,137	7,469	9,606		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	55,906	12,438	43,467	55,906		
Less Depreciation Expenses	(12,019)	(2,674)	(9,345)	(12,019)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	43,887	9,764	34,122	43,887		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	9,764	9,764	0	17,109		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	34,122	0	34,122	26,778		



Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		117,164		118,605
Production		108,678		126,533
Administration		9,764		17,109
Total Expenditures		235,607		262,246
Recovered as Current Year Operating Costs		235,607		262,246
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		299,761		298,320
Production		173,667		155,813
Administration		34,122		26,778
Total Expenditures		507,551		480,911
Recovered as Current Year Operating Costs		507,551		480,911

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	3,451,613	967,028	2,484,585	3,451,613	967,028	2,484,585
INVESTMENT CREDIT	649	649	0	649	649	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	743,157	235,607	507,551	743,157	262,246	480,911
Depreciation - Prior Year Assets	164,618	46,957	117,661	164,618	46,957	117,661
Depreciation - Current Year Assets	64,005	30,573	33,432	64,005	30,573	33,432
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>971,780</b>	<b>313,137</b>	<b>658,644</b>	<b>971,780</b>	<b>339,776</b>	<b>632,004</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	(0)	10,096	(10,096)
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>972,429</b>	<b>313,786</b>	<b>658,644</b>	<b>972,430</b>	<b>350,521</b>	<b>621,909</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>2,479,184</b>	<b>653,242</b>	<b>1,825,941</b>	<b>2,479,183</b>	<b>616,507</b>	<b>1,862,676</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	435,253	172,019	263,234	435,253	172,019	263,234
BPMIGAS Equity Share	1,238,616	464,782	773,834	1,228,046	438,668	789,378
Lifting Price Variance	11,086	11,086	0	11,086	11,086	0
Domestic Requirement	69,471	69,471	0	69,471	69,471	0
Government Tax Entitlement	762,077	85,268	676,809	767,462	80,481	686,981
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>2,516,503</b>	<b>802,626</b>	<b>1,713,877</b>	<b>2,511,319</b>	<b>771,725</b>	<b>1,739,594</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	427,650	69,738	357,912	427,650	69,738	357,912
Contractor Equity Share	1,240,568	188,460	1,052,107	1,251,137	177,839	1,073,298
Lifting Price Variance	(11,086)	(11,086)	0	(11,086)	(11,086)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(86,054)	(86,054)	0	(86,054)	(86,054)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	16,583	16,583	0	16,583	16,583	0
Taxable Share	1,587,661	177,641	1,410,019	1,598,230	167,020	1,431,210
Government Tax Entitlement	(762,077)	(85,268)	(676,809)	(767,462)	(80,481)	(686,981)
Net Contractor Share	825,584	92,374	733,210	830,768	86,539	744,229
Total Recoverables	972,429	313,786	658,644	972,429	350,521	621,908
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>1,798,013</b>	<b>406,159</b>	<b>1,391,854</b>	<b>1,803,197</b>	<b>437,060</b>	<b>1,366,137</b>

Efek Alokasi pada *Indonesia Share Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	2,516,503	802,626	1,713,877	2,511,319	771,725	1,739,594

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	5,184	30,901	(25,717)

Area P: <i>Relative Volume - Lifting (MBOE)</i>	Volume Lifting (MBOE)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
	18,519	412,853	89,700	20.65%	79.35%	100%

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume***

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	20	4	16
Geophysical	116	24	92
Seismic & Other Surveys	7,000	1,445	5,555
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	7,135	1,473	5,662
Total Non-Capital Expenditures	7,135	1,473	5,662
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	833	172	661
Other	140	29	111
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	973	201	772
Total Non-Capital Expenditures	973	201	772
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILLIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Eqipt.Maintenance	3	1	2
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	57	12	46
Compressed Air Service	0	0	0
Other	53	11	42
Total Utilities and Auxillaries	113	23	90
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	36,514	7,538	28,976
Technical Support Service	12,477	2,576	9,901
Material Services	40	8	31
Transportation Costs	28	6	23
Office and Misc.Building Operations	6	1	5
Personnel Expenses	26,957	5,565	21,392
Public Relations	15	3	12
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	215,213	44,431	170,782
Other	30,978	6,395	24,583
Total Field Office, Svcs.and General	322,228	66,524	255,704

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Relative Volume***

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES (R.11)</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	1,576	325	1,250
Audit Services	1,045	216	829
Tax Services	4	1	3
Business Insurance	0	0	0
Other	12,908	2,665	10,243
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>15,532</b>	<b>3,207</b>	<b>12,326</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	<b>2,893</b>	<b>597</b>	<b>2,296</b>
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	<b>0</b>		
Air	0	0	0
Automobile	314	65	249
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>314</b>	<b>65</b>	<b>249</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Employee Relation	220	45	175
Training	3,292	680	2,612
Accommodation	2,176	449	1,726
Welfare	2,879	594	2,285
Other	11	2	9
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>8,578</b>	<b>1,771</b>	<b>6,807</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	<b>0</b>		
Trips	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Public Relation</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	<b>0</b>		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Stationary and Supplies	0	0	0
Communications	8	2	6
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	19	4	15
Travel and Entertainment (non-allocated)	15	3	12
Computerization	7	1	5
Depreciation	11,960	2,469	9,491
Other	367	76	292
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>12,376</b>	<b>2,555</b>	<b>9,821</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	<b>8,517</b>	<b>1,758</b>	<b>6,759</b>
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>48,210</b>	<b>9,953</b>	<b>38,257</b>
Less Depreciation Expenses	(11,960)	(2,469)	(9,491)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>36,250</b>	<b>7,484</b>	<b>28,766</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>11,512</b>	<b>2,377</b>	<b>9,136</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>24,738</b>	<b>5,107</b>	<b>19,631</b>

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	478,454	127,141	351,312
Total Tangible Drilling	81,698	21,637	60,061
Total Intangible Expenditures	396,756	105,504	291,252
Total G&G Expenditures	7,135	1,473	5,662
Total Non-Capital Expenditures	7,135	1,473	5,662
Total Administration Expenditures	973	201	772
Total Non-Capital Expenditures	973	201	772
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	486,562	128,815	357,747
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	404,865	107,178	297,686
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	81,698	21,637	60,061

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	69,500	69,500	0
Total Direct Production Expenses - Gas	85,555	0	85,555
Total Gas Processing	647	0	647
Total Utilities and Auxilliaries	113	23	90
Total Field Office, Svcs.and General	322,228	66,524	255,704
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	478,043	136,047	341,996
Less Depreciation Expenses	215,213	44,431	170,782
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	262,831	91,616	171,214
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	91,616	91,616	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	171,214	0	171,214

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	15,532	3,207	12,326
ENGINEERING SERVICES	2,893	597	2,296
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	314	65	249
Total Personnel Expenses	8,578	1,771	6,807
Total Public Relation	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	12,376	2,555	9,821
OVERHEAD FROM ABROAD	8,517	1,758	6,759
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	48,210	9,953	38,257
Less Depreciation Expenses	(11,960)	(2,469)	(9,491)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	36,250	7,484	28,766
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	7,484	7,484	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	28,766	0	28,766

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya berdasarkan metode relative volume**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3			
	Non Capital		
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration	107,178		
Production	91,616		
Administration	7,484		
<b>Total Expenditures</b>	<b>206,278</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	206,278		
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration	297,686		
Production	171,214		
Administration	28,766		
<b>Total Expenditures</b>	<b>497,667</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	497,667		

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	3,358,239	900,918	2,457,321
INVESTMENT CREDIT	649	649	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	703,945	206,278	497,667
Depreciation - Prior Year Assets	163,564	46,182	117,382
Depreciation - Current Year Assets	63,608	30,179	33,429
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>931,118</b>	<b>282,639</b>	<b>648,479</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>931,767</b>	<b>283,288</b>	<b>648,479</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>2,426,472</b>	<b>617,630</b>	<b>1,808,842</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	420,572	160,259	260,312
BPMIGAS Equity Share	1,205,850	439,444	766,407
Lifting Price Variance	15,891	15,891	0
Domestic Requirement	64,649	64,649	0
Government Tax Entitlement	748,354	78,056	670,298
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>2,455,316</b>	<b>758,299</b>	<b>1,697,017</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	418,988	64,970	354,018
Contractor Equity Share	1,220,622	178,186	1,042,436
Lifting Price Variance	(15,891)	(15,891)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(81,213)	(81,213)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	16,564	16,564	0
Taxable Share	1,559,070	162,616	1,396,454
Government Tax Entitlement	(748,354)	(78,056)	(670,298)
Net Contractor Share	810,716	84,560	726,156
Total Recoverables	931,767	283,288	648,479
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>1,742,484</b>	<b>367,849</b>	<b>1,374,635</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	2,455,316	758,299	1,697,017
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	2,450,430	728,856	1,721,574
Selisih	4,886	29,443	(24,557)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	478,454	127,141	351,312	478,454	127,141	351,312
Total Tangible Drilling	81,698	21,637	60,061	81,698	21,637	60,061
Total Intangible Expenditures	396,756	105,504	291,252	396,756	105,504	291,252
Total G&G Expenditures	7,135	1,473	5,662	7,135	2,854	4,281
Total Non-Capital Expenditures	7,135	1,473	5,662	7,135	2,854	4,281
Total Administration Expenditures	973	201	772	973	391	582
Total Non-Capital Expenditures	973	201	772	973	391	582
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	486,562	128,815	357,747	486,562	130,386	356,176
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	404,865	107,178	297,686	404,865	108,749	296,115
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	81,698	21,637	60,061	81,698	21,637	60,061
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	69,500	69,500	0	69,500		
Total Direct Production Expenses - Gas	85,555	0	85,555	85,555		
Total Gas Processing	647	0	647	647		
Total Utilities and Auxiliaries	113	23	90	113		
Total Field Office, Svcs.and General	322,228	66,524	255,704	322,228		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	478,043	136,047	341,996	478,043		
Less Depreciation Expenses	215,213	44,431	170,782	(215,213)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	262,831	91,616	171,214	262,831		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	91,616	91,616	0	110,908		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	171,214	0	171,214	151,923		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	15,532	3,207	12,326	15,532		
ENGINEERING SERVICES	2,893	597	2,296	2,893		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	314	65	249	314		
Total Personnel Expenses	8,578	1,771	6,807	8,578		
Total Public Relation	0	0	0	0		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	12,376	2,555	9,821	12,376		
OVERHEAD FROM ABROAD	8,517	1,758	6,759	8,517		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	48,210	9,953	38,257	48,210		
Less Depreciation Expenses	(11,960)	(2,469)	(9,491)	(11,960)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	36,250	7,484	28,766	36,250		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	7,484	7,484	0	11,512		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	28,766	0	28,766	24,738		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		107,178		108,749
Production		91,616		110,908
Administration		7,484		11,512
Total Expenditures		206,278		231,169
Recovered as Current Year Operating Costs		206,278		231,169
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		297,686		296,115
Production		171,214		151,923
Administration		28,766		24,738
Total Expenditures		497,667		472,776
Recovered as Current Year Operating Costs		497,667		472,776

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	3,358,239	900,918	2,457,321	3,358,239	900,918	2,457,321
INVESTMENT CREDIT	649	649	0	649	649	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	703,945	206,278	497,667	703,945	231,169	472,776
Depreciation - Prior Year Assets	163,564	46,182	117,382	163,564	46,182	117,382
Depreciation - Current Year Assets	63,608	30,179	33,429	63,608	30,179	33,429
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>931,118</b>	<b>282,639</b>	<b>648,479</b>	<b>931,118</b>	<b>307,530</b>	<b>623,588</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	10,129	(10,129)
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>931,767</b>	<b>283,288</b>	<b>648,479</b>	<b>931,767</b>	<b>318,308</b>	<b>613,459</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>2,426,472</b>	<b>617,630</b>	<b>1,808,842</b>	<b>2,426,472</b>	<b>582,610</b>	<b>1,843,862</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	420,572	160,259	260,312	420,572	160,259	260,312
BPMIGAS Equity Share	1,205,850	439,444	766,407	1,195,856	414,549	781,306
Lifting Price Variance	15,891	15,891	0	15,891	15,891	0
Domestic Requirement	64,649	64,649	0	64,649	64,649	0
Government Tax Entitlement	748,354	78,056	670,298	753,463	73,507	679,955
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>2,455,316</b>	<b>758,299</b>	<b>1,697,017</b>	<b>2,450,430</b>	<b>728,856</b>	<b>1,721,574</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	418,988	64,970	354,018	418,988	64,970	354,018
Contractor Equity Share	1,220,622	178,186	1,042,436	1,230,617	168,061	1,062,556
Lifting Price Variance	(15,891)	(15,891)	0	(15,891)	(15,891)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(81,213)	(81,213)	0	(81,213)	(81,213)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	16,564	16,564	0	16,564	16,564	0
Taxable Share	1,559,070	162,616	1,396,454	1,569,065	152,491	1,416,574
Government Tax Entitlement	(748,354)	(78,056)	(670,298)	(753,463)	(73,507)	(679,955)
Net Contractor Share	810,716	84,560	726,156	815,602	78,984	736,618
Total Recoverables	931,767	283,288	648,479	931,767	318,308	613,459
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>1,742,484</b>	<b>367,849</b>	<b>1,374,635</b>	<b>1,747,369</b>	<b>397,292</b>	<b>1,350,077</b>

Efek Alokasi pada Indonesia Share Report 1

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	2,455,316	758,299	1,697,017	2,450,430	728,856	1,721,574

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	4,886	29,443	(24,557)

Area N:	(000 US\$)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Direct Production Cost (000 US\$)</i>	15,977	92,330	108,307	14.75%	85.25%	100%

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Direct Production Cost*

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	0	0	0
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	221	33	188
Other	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	221	33	188
Total Non-Capital Expenditures	221	33	188
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equip.Maintenance	60	9	51
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	1,345	198	1,146
Compressed Air Service	0	0	0
Other	1,297	191	1,106
Total Utilities and Auxiliaries	2,702	399	2,303
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	1,833	270	1,563
Technical Support Service	0	0	0
Material Services	170	25	145
Transportation Costs	669	99	571
Office and Misc.Building Operations	148	22	126
Personnel Expenses	3,771	556	3,215
Public Relations	346	51	295
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	44,473	6,560	37,913
Other	(2,691)	(397)	(2,294)
Total Field Office, Svcs.and General	48,721	7,187	41,534



Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Direct Production Cost*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	0	0	0
Audit Services	0	0	0
Tax Services	96	14	82
Business Insurance	0	0	0
Other	720	106	614
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>816</b>	<b>120</b>	<b>695</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	0	0	0
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	0	0	0
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	27	4	23
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>27</b>	<b>4</b>	<b>23</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	5,200	767	4,433
Training	248	37	211
Accommodation	91	13	78
Welfare	0	0	0
Other	265	39	226
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>5,804</b>	<b>856</b>	<b>4,948</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Public Relation</b>	0	0	0
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	0	0	0
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	1	0	1
Communications	177	26	151
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	456	67	389
Travel and Entertainment (non-allocated)	343	51	292
Computerization	163	24	139
Depreciation	104	15	88
Other	772	114	658
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>2,016</b>	<b>297</b>	<b>1,719</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	<b>4,361</b>	<b>643</b>	<b>3,718</b>
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>13,025</b>	<b>1,921</b>	<b>11,103</b>
Less Depreciation Expenses	(104)	(15)	(88)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>12,921</b>	<b>1,906</b>	<b>11,015</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>4,588</b>	<b>677</b>	<b>3,912</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>8,333</b>	<b>1,229</b>	<b>7,103</b>

Lampiran 22 (lanjutan)  
 Metode Alokasi *Direct Production Cost* - Area N

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	196,552	31,651	164,901
Total Tangible Drilling	37,845	6,149	31,696
Total Intangible Expenditures	158,706	25,502	133,204
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	221	33	188
Total Non-Capital Expenditures	221	33	188
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	196,773	31,684	165,089
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	158,928	25,535	133,393
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	37,845	6,149	31,696

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	15,977	15,977	0
Total Direct Production Expenses - Gas	72,129	0	72,129
Total Gas Processing	20,201	0	20,201
Total Utilities and Auxilliaries	2,702	399	2,303
Total Field Office, Svcs.and General	48,721	7,187	41,534
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	159,729	23,562	136,167
Less Depreciation Expenses	44,473	6,560	37,913
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	115,256	17,002	98,254
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	17,002	17,002	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	98,254	0	98,254

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	816	120	695
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	27	4	23
Total Personnel Expenses	5,804	856	4,948
Total Public Relation	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	2,016	297	1,719
OVERHEAD FROM ABROAD	4,361	643	3,718
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	13,025	1,921	11,103
Less Depreciation Expenses	(104)	(15)	(88)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	12,921	1,906	11,015
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	1,906	1,906	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	11,015	0	11,015

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya**

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>Report 3</b>			
	<b>Non Capital</b>		
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration	25,535		
Production	17,002		
Administration	1,906		
<b>Total Expenditures</b>	<b>44,442</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	44,442		
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration	133,393		
Production	98,254		
Administration	11,015		
<b>Total Expenditures</b>	<b>242,662</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	242,662		

<b>Report 1</b>			
	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
GROSS REVENUE After FTP	854,009	311,315	542,694
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	287,105	44,442	242,662
Depreciation - Prior Year Assets	30,231	3,109	27,123
Depreciation - Current Year Assets	14,345	2,772	11,574
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>331,681</b>	<b>50,322</b>	<b>281,359</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>331,681</b>	<b>50,322</b>	<b>281,359</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>522,328</b>	<b>260,993</b>	<b>261,335</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	90,876	55,378	35,498
BPMIGAS Equity Share	349,292	185,696	163,596
Lifting Price Variance	757	757	0
Domestic Requirement	27,220	27,220	0
Government Tax Entitlement	128,489	33,490	94,999
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>596,634</b>	<b>302,541</b>	<b>294,093</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	122,626	22,451	100,176
Contractor Equity Share	173,036	75,296	97,739
Lifting Price Variance	(757)	(757)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(28,063)	(28,063)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	843	843	0
Taxable Share	267,685	69,770	197,915
Government Tax Entitlement	(128,489)	(33,490)	(94,999)
Net Contractor Share	139,196	36,280	102,916
Total Recoverables	331,681	50,322	281,359
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>470,877</b>	<b>86,603</b>	<b>384,274</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

<b>Dampak Pada Indonesia Share</b>			
	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	596,634	302,541	294,093
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	595,593	282,437	313,156
Selisih	1,041	20,104	(19,063)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	196,552	31,651	164,901	196,552	31,651	164,901
Total Tangible Drilling	37,845	6,149	31,696	37,845	6,149	31,696
Total Intangible Expenditures	158,706	25,502	133,204	158,706	25,502	133,204
Total G&G Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Administration Expenditures	221	33	188	221	22	198
Total Non-Capital Expenditures	221	33	188	221	22	198
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	196,773	31,684	165,089	196,773	31,673	165,099
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	158,928	25,535	133,393	158,928	25,524	133,403
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	37,845	6,149	31,696	37,845	6,149	31,696
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	15,977	15,977	0	15,977		
Total Direct Production Expenses - Gas	72,129	0	72,129	72,129		
Total Gas Processing	20,201	0	20,201	20,201		
Total Utilities and Auxiliaries	2,702	399	2,303	2,702		
Total Field Office, Svcs. and General	48,721	7,187	41,534	48,721		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	159,729	23,562	136,167	159,729		
Less Depreciation Expenses	44,473	6,560	37,913	44,473		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	115,256	17,002	98,254	115,256		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	17,002	17,002	0	37,988		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	98,254	0	98,254	77,268		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	816	120	695	816		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	27	4	23	27		
Total Personnel Expenses	5,804	856	4,948	5,804		
Total Public Relation	0	0	0	0		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	2,016	297	1,719	2,016		
OVERHEAD FROM ABROAD	4,361	643	3,718	4,361		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	13,025	1,921	11,103	13,025		
Less Depreciation Expenses	(104)	(15)	(88)	104		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	12,921	1,906	11,015	12,921		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	1,906	1,906	0	4,588		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	11,015	0	11,015	8,333		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		25,535		25,524
Production		17,002		37,988
Administration		1,906		4,588
<b>Total Expenditures</b>		<b>44,442</b>		<b>68,101</b>
Recovered as Current Year Operating Costs		44,442		68,101
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		133,393		133,403
Production		98,254		77,268
Administration		11,015		8,333
<b>Total Expenditures</b>		<b>242,662</b>		<b>219,004</b>
Recovered as Current Year Operating Costs		242,662		219,004

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	854,009	311,315	542,694	854,009	311,315	542,694
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	287,105	44,442	242,662	287,105	68,101	219,004
Depreciation - Prior Year Assets	30,231	3,109	27,123	30,231	3,109	27,123
Depreciation - Current Year Assets	14,345	2,772	11,574	14,345	2,772	11,574
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>331,681</b>	<b>50,322</b>	<b>281,359</b>	<b>331,681</b>	<b>73,981</b>	<b>257,700</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>331,681</b>	<b>50,322</b>	<b>281,359</b>	<b>331,681</b>	<b>73,981</b>	<b>257,700</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>522,328</b>	<b>260,993</b>	<b>261,335</b>	<b>522,328</b>	<b>237,334</b>	<b>284,993</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	90,876	55,378	35,498	90,876	55,378	35,498
BPMIGAS Equity Share	349,292	185,696	163,596	347,290	168,872	178,418
Lifting Price Variance	757	757	0	757	757	0
Domestic Requirement	27,220	27,220	0	27,220	27,220	0
Government Tax Entitlement	128,489	33,490	94,999	129,450	30,209	99,241
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>596,634</b>	<b>302,541</b>	<b>294,093</b>	<b>595,593</b>	<b>282,437</b>	<b>313,156</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	122,626	22,451	100,176	122,626	22,451	100,176
Contractor Equity Share	173,036	75,296	97,739	175,038	68,462	106,576
Lifting Price Variance	(757)	(757)	0	(757)	(757)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(28,063)	(28,063)	0	(28,063)	(28,063)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	843	843	0	843	843	0
Taxable Share	267,685	69,770	197,915	269,687	62,935	206,751
Government Tax Entitlement	(128,489)	(33,490)	(94,999)	(129,450)	(30,209)	(99,241)
Net Contractor Share	139,196	36,280	102,916	140,237	32,726	107,511
Total Recoverables	331,681	50,322	281,359	331,681	73,981	257,700
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>470,877</b>	<b>86,603</b>	<b>384,274</b>	<b>471,918</b>	<b>106,707</b>	<b>365,211</b>

Efek Alokasi pada Indonesia Share Report 1

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	596,634	302,541	294,093	595,593	282,437	313,156

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	1,041	20,104	(19,063)

Area R:	(000 US\$)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Direct Production Cost (000 US\$)</i>	0	9,980	9,980	0.00%	100.00%	100%

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Direct Production Cost***

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	0	0	0
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	0	0	0
Other	404	0	404
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	404	0	404
Total Non-Capital Expenditures	404	0	404
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equip.Maintenance	1,426	0	1,426
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	1,426	0	1,426
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	759	0	759
Technical Support Service	2,016	0	2,016
Material Services	0	0	0
Transportation Costs	3,190	0	3,190
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	0	0	0
Public Relations	0	0	0
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	2,539	0	2,539
Other	54	0	54
Total Field Office, Svcs.and General	8,557	0	8,557

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Direct Production Cost*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	69	0	69
Audit Services	2	0	2
Tax Services	33	0	33
Business Insurance	0	0	0
Other	400	0	400
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>504</b>	<b>0</b>	<b>504</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	<b>639</b>	<b>0</b>	<b>639</b>
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	190	0	190
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	<b>190</b>	<b>0</b>	<b>190</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	<b>0</b>		
Air	0	0	0
Automobile	29	0	29
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>29</b>	<b>0</b>	<b>29</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Employee Relation	3,953	0	3,953
Training	125	0	125
Accommodation	208	0	208
Welfare	94	0	94
Other	0	0	0
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>4,381</b>	<b>0</b>	<b>4,381</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	<b>0</b>		
Trips	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Public Relation</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	<b>0</b>		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Community Development</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Stationary and Supplies	33	0	33
Communications	108	0	108
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	221	0	221
Travel and Entertainment (non-allocated)	280	0	280
Computerization	13	0	13
Depreciation	148	0	148
Other	397	0	397
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>1,199</b>	<b>0</b>	<b>1,199</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	<b>492</b>	<b>0</b>	<b>492</b>
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>7,434</b>	<b>0</b>	<b>7,434</b>
Less Depreciation Expenses	(148)	0	(148)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>7,285</b>	<b>0</b>	<b>7,285</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>483</b>	<b>0</b>	<b>483</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>6,803</b>	<b>0</b>	<b>6,803</b>

Lampiran 23 (lanjutan)  
 Metode Alokasi *Direct Production Cost* - Area R

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya**

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	404	0	404
Total Non-Capital Expenditures	404	0	404
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	404	0	404
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	404	0	404
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	0	0	0
Total Direct Production Expenses - Gas	3,442	0	3,442
Total Gas Processing	6,538	0	6,538
Total Utilities and Auxiliaries	1,426	0	1,426
Total Field Office, Svcs.and General	8,557	0	8,557
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	19,963	0	19,963
Less Depreciation Expenses	2,539	0	2,539
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	17,424	0	17,424
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	0	0	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	17,424	0	17,424

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	504	0	504
ENGINEERING SERVICES	639	0	639
Total Materials Services	190	0	190
Total Transportation Costs	29	0	29
Total Personnel Expenses	4,381	0	4,381
Total Public Relation	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	1,199	0	1,199
OVERHEAD FROM ABROAD	492	0	492
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	7,434	0	7,434
Less Depreciation Expenses	(148)	0	(148)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	7,285	0	7,285
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	0	0	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	7,285	0	7,285



**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3		Non Capital		
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		0		
Production		0		
Administration		0		
<b>Total Expenditures</b>		<b>0</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs		0		
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		404		
Production		17,424		
Administration		7,285		
<b>Total Expenditures</b>		<b>25,113</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs		25,113		

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	402,298	21,775	380,523
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	25,113	0	25,113
Depreciation - Prior Year Assets	2,687	0	2,687
Depreciation - Current Year Assets	0	0	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>27,801</b>	<b>0</b>	<b>27,801</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>27,801</b>	<b>0</b>	<b>27,801</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>374,498</b>	<b>21,775</b>	<b>352,723</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	43,598	3,350	40,248
BPMIGAS Equity Share	162,637	13,400	149,237
Lifting Price Variance	(895)	(895)	0
Domestic Requirement	2,355	2,355	0
Government Tax Entitlement	112,298	3,784	108,515
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>319,994</b>	<b>21,994</b>	<b>297,999</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	56,977	2,094	54,883
Contractor Equity Share	211,860	8,375	203,486
Lifting Price Variance	895	895	0
Less: Gross Domestic Requirement	(2,617)	(2,617)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	262	262	0
Taxable Share	267,377	9,009	258,369
Government Tax Entitlement	(112,298)	(3,784)	(108,515)
Net Contractor Share	155,079	5,225	149,854
Total Recoverables	27,801	0	27,801
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>182,879</b>	<b>5,225</b>	<b>177,655</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	319,994	21,994	297,999
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	318,468	20,680	297,788
Selisih	1,526	1,314	212

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Administration Expenditures	404	0	404	404	0	404
Total Non-Capital Expenditures	404	0	404	404	0	404
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	404	0	404	404	0	404
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	404	0	404	404	0	404
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0	0	0	0
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	0	0	0	0		
Total Direct Production Expenses - Gas	3,442	0	3,442	3,442		
Total Gas Processing	6,538	0	6,538	6,538		
Total Utilities and Auxiliaries	1,426	0	1,426	1,426		
Total Field Office, Svcs. and General	8,557	0	8,557	8,557		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	19,963	0	19,963	19,963		
Less Depreciation Expenses	2,539	0	2,539	(2,539)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	17,424	0	17,424	17,424		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	0	0	0	1,154		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	17,424	0	17,424	16,270		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	504	0	504	504		
ENGINEERING SERVICES	639	0	639	639		
Total Materials Services	190	0	190	190		
Total Transportation Costs	29	0	29	29		
Total Personnel Expenses	4,381	0	4,381	4,381		
Total Public Relation	0	0	0	0		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	1,199	0	1,199	1,199		
OVERHEAD FROM ABROAD	492	0	492	492		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	7,434	0	7,434	7,434		
Less Depreciation Expenses	(148)	0	(148)	(148)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	7,285	0	7,285	7,285		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	0	0	0	483		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	7,285	0	7,285	6,803		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration	0		0	
Production			1,154	
Administration	0		483	
Total Expenditures	0		1,637	
Recovered as Current Year Operating Costs	0		1,637	
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration	404		404	
Production	17,424		16,270	
Administration	7,285		6,803	
Total Expenditures	25,113		23,476	
Recovered as Current Year Operating Costs	25,113		23,476	

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	402,298	21,775	380,523	402,298	21,775	380,523
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	25,113	0	25,113	25,113	1,637	23,476
Depreciation - Prior Year Assets	2,687	0	2,687	2,687	0	2,687
Depreciation - Current Year Assets	0	0	0	0	0	0
TOTAL COST RECOVERY	27,801	0	27,801	27,800	1,637	26,163
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
TOTAL RECOVERABLES	27,801	0	27,801	27,800	1,637	26,163
EQUITY TO BE SPLIT	374,498	21,775	352,723	374,498	20,138	354,360
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	43,598	3,350	40,248	43,598	3,350	40,248
BPMIGAS Equity Share	162,637	13,400	149,237	162,314	12,393	149,921
Lifting Price Variance	(895)	(895)	0	(895)	(895)	0
Domestic Requirement	2,355	2,355	0	2,355	2,355	0
Government Tax Entitlement	112,298	3,784	108,515	111,096	3,477	107,618
TOTAL INDONESIA SHARE	319,994	21,994	297,999	318,468	20,680	297,788
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	56,977	2,094	54,883	56,977	2,094	54,883
Contractor Equity Share	211,860	8,375	203,486	212,184	7,746	204,438
Lifting Price Variance	895	895	0	895	895	0
Less: Gross Domestic Requirement	(2,617)	(2,617)	0	(2,617)	(2,617)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	262	262	0	262	262	0
Taxable Share	267,377	9,009	258,369	267,701	8,379	259,321
Government Tax Entitlement	(112,298)	(3,784)	(108,515)	(111,096)	(3,477)	(107,618)
Net Contractor Share	155,079	5,225	149,854	156,605	4,902	151,703
Total Recoverables	27,801	0	27,801	27,800	1,637	26,163
TOTAL CONTRACTOR SHARE	182,879	5,225	177,655	184,405	6,539	177,866

Efek Alokasi pada *Indonesia Share Report 1*

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	319,994	21,994	297,999	318,468	20,680	297,788

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	1,526	1,314	212

Area G:	(000 US\$)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
( <i>Production x price</i> ) + investment (000 US\$)	127,436	2,995,779	3,123,216	4.08%	95.92%	100%

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode (*Production x price*) + Investment  
Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	0	0	0
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	0	0	0
Other	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equip.Maintenance	3,258	133	3,125
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	1,163	47	1,115
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	4,421	180	4,241
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	3,666	150	3,516
Technical Support Service	7,281	297	6,984
Material Services	1,252	51	1,201
Transportation Costs	3,457	141	3,316
Office and Misc.Building Operations	1,162	47	1,115
Personnel Expenses	4,842	198	4,645
Public Relations	2	0	2
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	13,078	534	12,545
Other	(1,018)	(42)	(977)
Total Field Office, Svcs.and General	33,722	1,376	32,346

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode (*Production x price*) + *Investment*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	1,631	67	1,564
Audit Services	(34)	(1)	(33)
Tax Services	(20)	(1)	(19)
Business Insurance	0	0	0
Other	(152)	(6)	(146)
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>1,425</b>	<b>58</b>	<b>1,367</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	<b>324</b>	<b>13</b>	<b>311</b>
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	867	35	831
<b>Total Materials Services</b>	<b>867</b>	<b>35</b>	<b>831</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	<b>0</b>		
Air	0	0	0
Automobile	40	2	39
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>40</b>	<b>2</b>	<b>39</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Employee Relation	4,062	166	3,896
Training	161	7	154
Accommodation	163	7	156
Welfare	779	32	747
Other	343	14	329
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>5,507</b>	<b>225</b>	<b>5,282</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	<b>0</b>		
Trips	0	0	0
Other	261	11	250
<b>Total Public Relation</b>	<b>261</b>	<b>11</b>	<b>250</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	<b>0</b>		
Community Projects	0	0	0
Other	1,153	47	1,106
<b>Total Community Development</b>	<b>1,153</b>	<b>47</b>	<b>1,106</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	<b>0</b>		
Stationary and Supplies	53	2	51
Communications	171	7	164
Furniture and Equipment (Low Value)	0	0	0
Rents, Licences	356	15	342
Travel and Entertainment (non-allocated)	432	18	414
Computerization	22	1	21
Depreciation	1,871	76	1,794
Other	2,456	100	2,356
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>5,362</b>	<b>219</b>	<b>5,143</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	<b>458</b>	<b>19</b>	<b>440</b>
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	(14)	(1)	(13)
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>15,382</b>	<b>628</b>	<b>14,755</b>
Less Depreciation Expenses	(1,871)	(76)	(1,794)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>13,512</b>	<b>551</b>	<b>12,960</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>4,740</b>	<b>193</b>	<b>4,547</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>8,772</b>	<b>358</b>	<b>8,414</b>

## Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	0	0	0
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	6,451	6,451	0
Total Direct Production Expenses - Gas	3,148	0	3,148
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	4,421	180	4,241
Total Field Office, Svcs.and General	33,722	1,376	32,346
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	47,741	8,007	39,734
Less Depreciation Expenses	13,078	534	12,545
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	34,663	7,474	27,190
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	7,474	7,474	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	27,190	0	27,190

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	1,425	58	1,367
ENGINEERING SERVICES	324	13	311
Total Materials Services	867	35	831
Total Transportation Costs	40	2	39
Total Personnel Expenses	5,507	225	5,282
Total Public Relation	261	11	250
Total Community Development	1,153	47	1,106
Total General Office Expenses	5,362	219	5,143
OVERHEAD FROM ABROAD	458	19	440
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	(14)	(1)	(13)
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	15,382	628	14,755
Less Depreciation Expenses	(1,871)	(76)	(1,794)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	13,512	551	12,960
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	551	551	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	12,960	0	12,960

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration		0	
Production		7,474	
Administration		551	
<b>Total Expenditures</b>		<b>8,025</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs		8,025	
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration		0	
Production		27,190	
Administration		12,960	
<b>Total Expenditures</b>		<b>40,150</b>	
Recovered as Current Year Operating Costs		40,150	

Report 1			
	Total	Oil	Gas
<b>GROSS REVENUE After FTP</b>	<b>424,801</b>	<b>85,144</b>	<b>339,657</b>
<b>INVESTMENT CREDIT</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	48,175	8,025	40,150
Depreciation - Prior Year Assets	14,949	1,520	13,429
Depreciation - Current Year Assets	0	0	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>63,124</b>	<b>9,545</b>	<b>53,579</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>63,124</b>	<b>9,545</b>	<b>53,579</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>361,677</b>	<b>75,599</b>	<b>286,078</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	56,299	15,146	41,154
BPMIGAS Equity Share	192,451	53,789	138,662
Lifting Price Variance	(2,613)	(2,613)	0
Domestic Requirement	7,651	7,651	0
Government Tax Entitlement	89,917	9,623	80,294
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>343,706</b>	<b>83,596</b>	<b>260,110</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	49,901	6,140	43,761
Contractor Equity Share	169,226	21,810	147,416
Lifting Price Variance	2,613	2,613	0
Less: Gross Domestic Requirement	(7,675)	(7,675)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	24	24	0
Taxable Share	214,088	22,912	191,177
Government Tax Entitlement	(89,917)	(9,623)	(80,294)
Net Contractor Share	124,171	13,289	110,882
Total Recoverables	63,124	9,545	53,579
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>187,295</b>	<b>22,834</b>	<b>164,461</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
<b>TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi</b>	<b>343,706</b>	<b>83,596</b>	<b>260,110</b>
<b>TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi</b>	<b>341,027</b>	<b>73,423</b>	<b>267,603</b>
Selisih	2,679	10,173	(7,494)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total G&G Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Administration Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Non-Capital Expenditures	0	0	0	0	0	0
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	0	0	0	0	0	0
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0	0	0	0
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0	0	0	0
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	6,451	6,451	0	6,451		
Total Direct Production Expenses - Gas	3,148	0	3,148	3,148		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	4,421	180	4,241	4,421		
Total Field Office, Svcs.and General	33,722	1,376	32,346	33,722		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	47,741	8,007	39,734	47,741		
Less Depreciation Expenses	13,078	534	12,545	(13,078)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	34,663	7,474	27,190	34,663		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	7,474	7,474	0	15,387		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	27,190	0	27,190	19,276		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	1,425	58	1,367	1,425		
ENGINEERING SERVICES	324	13	311	324		
Total Materials Services	867	35	831	867		
Total Transportation Costs	40	2	39	40		
Total Personnel Expenses	5,507	225	5,282	5,507		
Total Public Relation	261	11	250	261		
Total Community Development	1,153	47	1,106	1,153		
Total General Office Expenses	5,362	219	5,143	5,362		
OVERHEAD FROM ABROAD	458	19	440	458		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	(14)	(1)	(13)	(14)		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	15,382	628	14,755	15,382		
Less Depreciation Expenses	(1,871)	(76)	(1,794)	(1,871)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	13,512	551	12,960	13,512		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	551	551	0	4,740		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	12,960	0	12,960	8,772		



Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		0		0
Production		7,474		15,387
Administration		551		4,740
Total Expenditures		8,025		20,127
Recovered as Current Year Operating Costs		8,025		20,127
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		0		0
Production		27,190		19,276
Administration		12,960		8,772
Total Expenditures		40,150		28,048
Recovered as Current Year Operating Costs		40,150		28,048

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	424,801	85,144	339,657	424,801	85,144	339,657
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	48,175	8,025	40,150	48,175	20,127	28,048
Depreciation - Prior Year Assets	14,949	1,520	13,429	14,949	1,520	13,429
Depreciation - Current Year Assets	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>63,124</b>	<b>9,545</b>	<b>53,579</b>	<b>63,124</b>	<b>21,647</b>	<b>41,477</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>63,124</b>	<b>9,545</b>	<b>53,579</b>	<b>63,124</b>	<b>21,647</b>	<b>41,477</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>361,677</b>	<b>75,599</b>	<b>286,078</b>	<b>361,677</b>	<b>63,497</b>	<b>298,180</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	56,299	15,146	41,154	56,299	15,146	41,154
BPMIGAS Equity Share	192,451	53,789	138,662	189,701	45,180	144,520
Lifting Price Variance	(2,613)	(2,613)	0	(2,613)	(2,613)	0
Domestic Requirement	7,651	7,651	0	7,651	7,651	0
Government Tax Entitlement	89,917	9,623	80,294	89,988	8,058	81,930
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>343,706</b>	<b>83,596</b>	<b>260,110</b>	<b>341,027</b>	<b>73,423</b>	<b>267,603</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	49,901	6,140	43,761	49,901	6,140	43,761
Contractor Equity Share	169,226	21,810	147,416	171,976	18,316	153,660
Lifting Price Variance	2,613	2,613	0	2,613	2,613	0
Less: Gross Domestic Requirement	(7,675)	(7,675)	0	(7,675)	(7,675)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	24	24	0	24	24	0
Taxable Share	214,088	22,912	191,177	216,838	19,418	197,420
Government Tax Entitlement	(89,917)	(9,623)	(80,294)	(89,988)	(8,058)	(81,930)
Net Contractor Share	124,171	13,289	110,882	126,850	11,359	115,491
Total Recoverables	63,124	9,545	53,579	63,124	21,647	41,477
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>187,295</b>	<b>22,834</b>	<b>164,461</b>	<b>189,974</b>	<b>33,007</b>	<b>156,968</b>

Efek Alokasi pada Indonesia Share Report 1

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	343,706	83,596	260,110	341,027	73,423	267,603

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	2,679	10,173	(7,494)

Area E:	(000 US\$)			%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>Investment (Capex + Opex) (000 US\$)</i>	99,280	221,169	320,449	30.98%	69.02%	100%

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Investment (Capex + Opex)*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	59	18	40
Geophysical	143	44	99
Seismic & Other Surveys	21,844	6,768	15,076
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	22,046	6,830	15,216
Total Non-Capital Expenditures	22,046	6,830	15,216
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	3,203	992	2,211
Other	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	3,203	992	2,211
Total Non-Capital Expenditures	3,203	992	2,211
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipt.Maintenance	9,533	2,954	6,580
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	6,273	1,943	4,330
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	15,806	4,897	10,909
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	5,866	1,817	4,049
Technical Support Service	2,435	754	1,681
Material Services	3,525	1,092	2,433
Transportation Costs	532	165	367
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	10,063	3,118	6,945
Public Relations	0	0	0
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	35,758	11,078	24,679
Other	12,445	3,856	8,589
Total Field Office, Svcs.and General	70,624	21,880	48,743

Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *Investment (Capex + Opex)*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	282	87	194
Audit Services	(45)	(14)	(31)
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	123	38	85
Other	0	0	0
Total Finance and Administration	360	112	249
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	0	0	0
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	18	6	13
Other	0	0	0
Total Transportation Costs	18	6	13
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	0	0	0
Training	229	71	158
Accommodation	0	0	0
Welfare	0	0	0
Other	7,478	2,317	5,161
Total Personnel Expenses	7,707	2,388	5,319
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	0	0	0
Other	122	38	84
Total Public Relation	122	38	84
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	0	0	0
Total Community Development	0	0	0
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	71	22	49
Communications	205	64	141
Furniture and Equipment (Low Value)	18	6	13
Rents, Licences	1,525	472	1,052
Travel and Entertainment (non-allocated)	605	188	418
Computerization	380	118	262
Depreciation	1,909	591	1,318
Other	1,805	559	1,246
Total General Office Expenses	6,519	2,020	4,499
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	5,108	1,583	3,526
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	19,835	6,145	13,690
Less Depreciation Expenses	(1,909)	(591)	(1,318)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	17,926	5,554	12,372
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	6,679	2,069	4,610
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	11,247	3,484	7,762

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya**

Expressed in Thousands of Dollars

<b>EXPENDITURES</b>	<b>Total</b>	<b>Oil</b>	<b>Gas</b>
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	60,551	16,307	44,244
Total Tangible Drilling	10,594	2,652	7,942
Total Intangible Expenditures	49,957	13,655	36,302
Total G&G Expenditures	22,046	6,830	15,216
Total Non-Capital Expenditures	22,046	6,830	15,216
Total Administration Expenditures	3,203	992	2,211
Total Non-Capital Expenditures	3,203	992	2,211
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	85,800	24,130	61,670
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	75,205	21,477	53,728
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	10,594	2,652	7,942

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	41,155	41,155	0
Total Direct Production Expenses - Gas	65,391	0	65,391
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	15,806	4,897	10,909
Total Field Office, Svcs. and General	70,624	21,880	48,743
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	192,977	67,933	125,044
Less Depreciation Expenses	35,758	11,078	24,679
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	157,219	56,854	100,365
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	56,854	56,854	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	100,365	0	100,365

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	360	112	249
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	18	6	13
Total Personnel Expenses	7,707	2,388	5,319
Total Public Relation	122	38	84
Total Community Development	0	0	0
Total General Office Expenses	6,519	2,020	4,499
OVERHEAD FROM ABROAD	5,108	1,583	3,526
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	19,835	6,145	13,690
Less Depreciation Expenses	(1,909)	(591)	(1,318)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	17,926	5,554	12,372
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	5,554	5,554	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	12,372	0	12,372

**Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 3		Non Capital		
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		21,477		
Production		56,854		
Administration		5,554		
Total Expenditures		83,886		
Recovered as Current Year Operating Costs		83,886		
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		53,728		
Production		100,365		
Administration		12,372		
Total Expenditures		166,465		
Recovered as Current Year Operating Costs		166,465		

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	924,283	344,387	579,895
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	250,350	83,886	166,465
Depreciation - Prior Year Assets	31,925	21,088	10,837
Depreciation - Current Year Assets	5,741	4,191	1,550
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>288,017</b>	<b>109,165</b>	<b>178,852</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>288,017</b>	<b>109,165</b>	<b>178,852</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>636,266</b>	<b>235,222</b>	<b>401,044</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	107,739	60,344	47,395
BPMIGAS Equity Share	295,827	164,726	131,101
Lifting Price Variance	(3,204)	(3,204)	0
Domestic Requirement	27,229	27,229	0
Government Tax Entitlement	211,078	34,668	176,410
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>638,669</b>	<b>283,762</b>	<b>354,907</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	123,332	25,753	97,579
Contractor Equity Share	340,439	70,496	269,943
Lifting Price Variance	3,204	3,204	0
Less: Gross Domestic Requirement	(32,192)	(32,192)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	4,963	4,963	0
Taxable Share	439,746	72,225	367,521
Government Tax Entitlement	(211,078)	(34,668)	(176,410)
Net Contractor Share	228,668	37,557	191,111
Total Recoverables	288,017	109,165	178,852
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>516,685</b>	<b>146,722</b>	<b>369,963</b>

*Expressed in Thousands of Dollars*

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	638,669	283,762	354,907
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	639,446	287,135	352,311
Selisih	(777)	(3,373)	2,595

**Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi**

*Expressed in Thousands of Dollars*

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	60,551	16,307	44,244	60,551	16,307	44,244
Total Tangible Drilling	10,594	2,652	7,942	10,594	2,652	7,942
Total Intangible Expenditures	49,957	13,655	36,302	49,957	13,655	36,302
Total G&G Expenditures	22,046	6,830	15,216	22,046	8,214	13,831
Total Non-Capital Expenditures	22,046	6,830	15,216	22,046	8,214	13,831
Total Administration Expenditures	3,203	992	2,211	3,203	1,193	2,010
Total Non-Capital Expenditures	3,203	992	2,211	3,203	1,193	2,010
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	85,800	24,130	61,670	85,800	25,715	60,085
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	75,205	21,477	53,728	75,205	23,063	52,143
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	10,594	2,652	7,942	10,594	2,652	7,942

Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Direct Production Expenses - Oil	41,155	41,155	0	41,155		
Total Direct Production Expenses - Gas	65,391	0	65,391	65,391		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	15,806	4,897	10,909	15,806		
Total Field Office, Svcs. and General	70,624	21,880	48,743	70,624		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	192,977	67,933	125,044	192,977		
Less Depreciation Expenses	35,758	11,078	24,679	(35,758)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	157,219	56,854	100,365	157,219		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	56,854	56,854	0	50,144		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	100,365	0	100,365	107,075		

Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Finance and Administration	360	112	249	360		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	18	6	13	18		
Total Personnel Expenses	7,707	2,388	5,319	7,707		
Total Public Relation	122	38	84	122		
Total Community Development	0	0	0	0		
Total General Office Expenses	6,519	2,020	4,499	6,519		
OVERHEAD FROM ABROAD	5,108	1,583	3,526	5,108		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	19,835	6,145	13,690	19,835		
Less Depreciation Expenses	(1,909)	(591)	(1,318)	(1,909)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	17,926	5,554	12,372	17,926		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	5,554	5,554	0	6,679		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	12,372	0	12,372	11,247		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		21,477		23,063
Production		56,854		50,144
Administration		5,554		6,679
Total Expenditures		83,886		79,885
Recovered as Current Year Operating Costs		83,886		79,885
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		53,728		52,143
Production		100,365		107,075
Administration		12,372		11,247
Total Expenditures		166,465		170,465
Recovered as Current Year Operating Costs		166,465		170,465

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	924,283	344,387	579,895	924,283	344,387	579,895
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	250,350	83,886	166,465	250,350	79,885	170,465
Depreciation - Prior Year Assets	31,925	21,088	10,837	31,925	21,088	10,837
Depreciation - Current Year Assets	5,741	4,191	1,550	5,741	4,191	1,550
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>288,017</b>	<b>109,165</b>	<b>178,852</b>	<b>288,017</b>	<b>105,165</b>	<b>182,852</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>288,017</b>	<b>109,165</b>	<b>178,852</b>	<b>288,017</b>	<b>105,165</b>	<b>182,852</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>636,266</b>	<b>235,222</b>	<b>401,044</b>	<b>636,266</b>	<b>239,222</b>	<b>397,044</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	107,739	60,344	47,395	107,739	60,344	47,395
BPMIGAS Equity Share	295,827	164,726	131,101	297,322	167,519	129,803
Lifting Price Variance	(3,204)	(3,204)	0	(3,204)	(3,204)	0
Domestic Requirement	27,229	27,229	0	27,229	27,229	0
Government Tax Entitlement	211,078	34,668	176,410	210,360	35,247	175,113
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>638,669</b>	<b>283,762</b>	<b>354,907</b>	<b>639,446</b>	<b>287,135</b>	<b>352,311</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	123,332	25,753	97,579	123,332	25,753	97,579
Contractor Equity Share	340,439	70,496	269,943	338,944	71,703	267,241
Lifting Price Variance	3,204	3,204	0	3,204	3,204	0
Less: Gross Domestic Requirement	(32,192)	(32,192)	0	(32,192)	(32,192)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	4,963	4,963	0	4,963	4,963	0
Taxable Share	439,746	72,225	367,521	438,251	73,432	364,819
Government Tax Entitlement	(211,078)	(34,668)	(176,410)	(210,360)	(35,247)	(175,113)
Net Contractor Share	228,668	37,557	191,111	227,891	38,184	189,706
Total Recoverables	288,017	109,165	178,852	288,017	105,165	182,852
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>516,685</b>	<b>146,722</b>	<b>369,963</b>	<b>515,907</b>	<b>143,349</b>	<b>372,558</b>

Efek Alokasi pada Indonesia Share Report 1

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	638,669	283,762	354,907	639,446	287,135	352,311

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	(777)	(3,373)	2,595

Area C:				%		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
<i>NRV Method</i>				29.00%	71.00%	100%

**Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *NRV Method***

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES (R.4 & R.8)	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
<b>G&amp;G EXPENDITURES</b>			
Geological	7	2	5
Geophysical	0	0	0
Seismic & Other Surveys	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	7	2	5
Total Non-Capital Expenditures	7	2	5
<b>EXPLORATION ADMINISTRATION EXPENDITURES</b>			
Administration	451	131	320
Other	0	0	0
Capital Expenditures	0	0	0
Total Administration Expenditures	451	131	320
Total Non-Capital Expenditures	451	131	320
<b>Report 8</b>			
<b>UTILITIES AND AUXILIARY OPERATIONS</b>			
Production Tools and Equipmt.Maintenance	0	0	0
Steam Services	0	0	0
Electricity Services	0	0	0
Industrial and Domestic Water Service	0	0	0
Compressed Air Service	0	0	0
Other	(1,377)	(399)	(978)
Total Utilities and Auxiliaries	(1,377)	(399)	(978)
<b>FIELD OFFICE, SVCS AND GENERAL ADMIN.</b>			
General and Administration	2,572	746	1,827
Technical Support Service	4,207	1,220	2,987
Material Services	1,569	455	1,114
Transportation Costs	12,535	3,635	8,900
Office and Misc.Building Operations	0	0	0
Personnel Expenses	0	0	0
Public Relations	0	0	0
Asset Retirement	0	0	0
Depreciation	8,158	2,366	5,792
Other	0	0	0
Total Field Office, Svcs.and General	29,041	8,421	20,620



Perhitungan alokasi biaya berdasarkan metode *NRV Method*

Expressed in Thousands of Dollars

EXPENDITURES (R.11)	Total	Oil	Gas
<b>FINANCE &amp; ADMINISTRATION</b>	0		
Legal Services	0	0	0
Audit Services	0	0	0
Tax Services	0	0	0
Business Insurance	0	0	0
Other	5,020	1,456	3,564
<b>Total Finance and Administration</b>	<b>5,020</b>	<b>1,456</b>	<b>3,564</b>
<b>ENGINEERING SERVICES</b>	0	0	0
<b>MATERIAL SERVICES</b>			
Materials Administration	0	0	0
Handling and Transportation	0	0	0
Stock Differences	0	0	0
Deterioration, Breakage	0	0	0
Reconditioning	0	0	0
Salvage	0	0	0
Scrap	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Materials Services</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TRANSPORTATION COSTS</b>	0		
Air	0	0	0
Automobile	97	28	69
Other	0	0	0
<b>Total Transportation Costs</b>	<b>97</b>	<b>28</b>	<b>69</b>
<b>PERSONNEL EXPENSES</b>	0		
Employee Relation	174	51	124
Training	734	213	521
Accommodation	0	0	0
Welfare	0	0	0
Other	0	0	0
<b>Total Personnel Expenses</b>	<b>909</b>	<b>264</b>	<b>645</b>
<b>PUBLIC RELATIONS</b>	0		
Trips	36	10	25
Other	24	7	17
<b>Total Public Relation</b>	<b>60</b>	<b>17</b>	<b>43</b>
<b>COMMUNITY DEVELOPMENT</b>	0		
Community Projects	0	0	0
Other	304	88	216
<b>Total Community Development</b>	<b>304</b>	<b>88</b>	<b>216</b>
<b>GENERAL OFFICE EXPENSES</b>	0		
Stationary and Supplies	109	31	77
Communications	52	15	37
Furniture and Equipment (Low Value)	25	7	18
Rents, Licences	820	238	582
Travel and Entertainment (non-allocated)	3	1	2
Computerization	793	230	563
Depreciation	98	29	70
Other	269	78	191
<b>Total General Office Expenses</b>	<b>2,168</b>	<b>629</b>	<b>1,540</b>
<b>OVERHEAD FROM ABROAD</b>	<b>1,862</b>	<b>540</b>	<b>1,322</b>
<b>INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.</b>	0	0	0
<b>TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES</b>	<b>10,420</b>	<b>3,022</b>	<b>7,399</b>
Less Depreciation Expenses	(98)	(29)	(70)
<b>NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES</b>	<b>10,322</b>	<b>2,993</b>	<b>7,329</b>
<b>ALLOCATED TO OIL OPERATIONS</b>	<b>5,524</b>	<b>1,602</b>	<b>3,922</b>
<b>ALLOCATED TO GAS OPERATIONS</b>	<b>4,798</b>	<b>1,391</b>	<b>3,406</b>

**Summary R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi biaya**

*Expressed in Thousands of Dollars*

EXPENDITURES	Total	Oil	Gas
<b>Report 4</b>			
Total Drilling Expenditures	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0
Total G&G Expenditures	7	2	5
Total Non-Capital Expenditures	7	2	5
Total Administration Expenditures	451	131	320
Total Non-Capital Expenditures	451	131	320
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	458	133	325
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	458	133	325
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0

<b>Report 8</b>			
Total Direct Production Expenses - Oil	26,875	26,875	0
Total Direct Production Expenses - Gas	4,713	0	4,713
Total Gas Processing	0	0	0
Total Utilities and Auxiliaries	(1,377)	(399)	(978)
Total Field Office, Svcs. and General	29,041	8,421	20,620
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	59,251	34,897	24,355
Less Depreciation Expenses	8,158	2,366	5,792
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	51,094	32,531	18,563
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	32,531	32,531	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	18,563	0	18,563

<b>Report 11</b>			
Total Finance and Administration	5,020	1,456	3,564
ENGINEERING SERVICES	0	0	0
Total Materials Services	0	0	0
Total Transportation Costs	97	28	69
Total Personnel Expenses	909	264	645
Total Public Relation	60	17	43
Total Community Development	304	88	216
Total General Office Expenses	2,168	629	1,540
OVERHEAD FROM ABROAD	1,862	540	1,322
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	10,420	3,022	7,399
Less Depreciation Expenses	(98)	(29)	(70)
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	10,322	2,993	7,329
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	2,993	2,993	0
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	7,329	0	7,329

Summary R.3, dan R.1 setelah alokasi biaya

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3			
	Non Capital		
<b>OIL OPERATIONS</b>			
Exploration	133		
Production	32,531		
Administration	2,993		
<b>Total Expenditures</b>	<b>35,657</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	35,657		
<b>GAS OPERATIONS</b>			
Exploration	325		
Production	18,563		
Administration	7,329		
<b>Total Expenditures</b>	<b>26,217</b>		
Recovered as Current Year Operating Costs	26,217		

Report 1			
	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	190,302	69,356	120,946
INVESTMENT CREDIT	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>			
Unrecovered Other Costs	0	0	0
Current Year Operating Costs	61,874	35,657	26,217
Depreciation - Prior Year Assets	4,686	210	4,477
Depreciation - Current Year Assets	3,570	1,345	2,225
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>70,130</b>	<b>37,212</b>	<b>32,918</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>70,130</b>	<b>37,212</b>	<b>32,918</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>120,172</b>	<b>32,144</b>	<b>88,028</b>
<b>Indonesia Share</b>			
BPMIGAS FTP Share	24,033	12,695	11,339
BPMIGAS Equity Share	56,543	23,533	33,010
Lifting Price Variance	722	722	0
Domestic Requirement	4,935	4,935	0
Government Tax Entitlement	35,866	3,344	32,523
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>122,099</b>	<b>45,227</b>	<b>76,872</b>
<b>Contractor Share</b>			
Contractor FTP Share	23,542	4,644	18,898
Contractor Equity Share	63,629	8,611	55,017
Lifting Price Variance	(722)	(722)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(5,805)	(5,805)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	871	871	0
Taxable Share	81,515	7,599	73,915
Government Tax Entitlement	(35,866)	(3,344)	(32,523)
Net Contractor Share	45,648	4,256	41,393
Total Recoverables	70,130	37,212	32,918
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>115,778</b>	<b>41,467</b>	<b>74,311</b>

Expressed in Thousands of Dollars

Dampak Pada Indonesia Share			
	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE Setelah Alokasi	122,099	45,227	76,872
TOTAL INDONESIA SHARE Sebelum Alokasi	119,858	35,700	84,158
Selisih	2,241	9,527	(7,286)

Perbandingan R.4, R.8, dan R.11 setelah alokasi dan sebelum alokasi  
Expressed in Thousands of Dollars

Report 4	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
Total Drilling Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total Tangible Drilling	0	0	0	0	0	0
Total Intangible Expenditures	0	0	0	0	0	0
Total G&G Expenditures	7	2	5	7	2	5
Total Non-Capital Expenditures	7	2	5	7	2	5
Total Administration Expenditures	451	131	320	451	133	318
Total Non-Capital Expenditures	451	131	320	451	133	318
TOTAL EXPLORATION/DEVELOPMENT EXPEND.	458	133	325	458	135	323
TOTAL NON-CAPITAL EXPENDITURES	458	133	325	458	135	323
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	0	0	0	0	0	0
Report 8	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Direct Production Expenses - Oil	26,875	26,875	0	26,875		
Total Direct Production Expenses - Gas	4,713	0	4,713	4,713		
Total Gas Processing	0	0	0	0		
Total Utilities and Auxiliaries	(1,377)	(399)	(978)	(1,377)		
Total Field Office, Svcs.and General	29,041	8,421	20,620	29,041		
TOTAL PRODUCTION EXPENSES	59,251	34,897	24,355	59,251		
Less Depreciation Expenses	8,158	2,366	5,792	(8,158)		
NON-CAPITAL PROD. EXPENDITURES	51,094	32,531	18,563	51,094		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	32,531	32,531	0	41,208		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	18,563	0	18,563	9,886		
Report 11	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total		
Total Finance and Administration	5,020	1,456	3,564	5,020		
ENGINEERING SERVICES	0	0	0	0		
Total Materials Services	0	0	0	0		
Total Transportation Costs	97	28	69	97		
Total Personnel Expenses	909	264	645	909		
Total Public Relation	60	17	43	60		
Total Community Development	304	88	216	304		
Total General Office Expenses	2,168	629	1,540	2,168		
OVERHEAD FROM ABROAD	1,862	540	1,322	1,862		
INTEREST ON LOANS FOR CAPITAL INVEST.	0	0	0	0		
TOTAL ADMINISTRATIVE EXPENSES	10,420	3,022	7,399	10,420		
Less Depreciation Expenses	(98)	(29)	(70)	(98)		
NON-CAPITAL ADMIN. EXPENDITURES	10,322	2,993	7,329	10,322		
ALLOCATED TO OIL OPERATIONS	2,993	2,993	0	5,524		
ALLOCATED TO GAS OPERATIONS	7,329	0	7,329	4,798		

Perbandingan R.3, dan R.1 setelah alokasi dan sebelum alokasi

Expressed in Thousands of Dollars

Report 3	Setelah Alokasi		Sebelum Alokasi	
	Non Capital		Non Capital	
<b>OIL OPERATIONS</b>				
Exploration		133		135
Production		32,531		41,208
Administration		2,993		5,524
Total Expenditures		35,657		46,867
Recovered as Current Year Operating Costs		35,657		46,867
<b>GAS OPERATIONS</b>				
Exploration		325		323
Production		18,563		9,886
Administration		7,329		4,798
Total Expenditures		26,217		15,007
Recovered as Current Year Operating Costs		26,217		15,007

Report 1	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
GROSS REVENUE After FTP	190,302	69,356	120,946	190,302	69,356	120,946
INVESTMENT CREDIT	0	0	0	0	0	0
<b>COST RECOVERY :</b>						
Unrecovered Other Costs	0	0	0	0	0	0
Current Year Operating Costs	61,874	35,657	26,217	61,874	46,867	15,007
Depreciation - Prior Year Assets	4,686	210	4,477	4,686	210	4,477
Depreciation - Current Year Assets	3,570	1,345	2,225	3,570	1,345	2,225
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	<b>70,130</b>	<b>37,212</b>	<b>32,918</b>	<b>70,130</b>	<b>48,421</b>	<b>21,709</b>
Total Transfer from/to Oil or Gas	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECOVERABLES</b>	<b>70,130</b>	<b>37,212</b>	<b>32,918</b>	<b>70,130</b>	<b>48,421</b>	<b>21,709</b>
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>	<b>120,172</b>	<b>32,144</b>	<b>88,028</b>	<b>120,172</b>	<b>20,935</b>	<b>99,237</b>
<b>Indonesia Share</b>						
BPMIGAS FTP Share	24,033	12,695	11,339	24,033	12,695	11,339
BPMIGAS Equity Share	56,543	23,533	33,010	52,541	15,327	37,214
Lifting Price Variance	722	722	0	722	722	0
Domestic Requirement	4,935	4,935	0	4,935	4,935	0
Government Tax Entitlement	35,866	3,344	32,523	37,627	2,022	35,605
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>	<b>122,099</b>	<b>45,227</b>	<b>76,872</b>	<b>119,858</b>	<b>35,700</b>	<b>84,158</b>
<b>Contractor Share</b>						
Contractor FTP Share	23,542	4,644	18,898	23,542	4,644	18,898
Contractor Equity Share	63,629	8,611	55,017	67,631	5,608	62,023
Lifting Price Variance	(722)	(722)	0	(722)	(722)	0
Less: Gross Domestic Requirement	(5,805)	(5,805)	0	(5,805)	(5,805)	0
Add : Domestic Requirement Adjustment	871	871	0	871	871	0
Taxable Share	81,515	7,599	73,915	85,517	4,595	80,921
Government Tax Entitlement	(35,866)	(3,344)	(32,523)	(37,627)	(2,022)	(35,605)
Net Contractor Share	45,648	4,256	41,393	47,889	2,573	45,316
Total Recoverables	70,130	37,212	32,918	70,130	48,421	21,709
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>	<b>115,778</b>	<b>41,467</b>	<b>74,311</b>	<b>118,019</b>	<b>50,994</b>	<b>67,025</b>

Efek Alokasi pada Indonesia Share Report 1

Expressed in Thousands of Dollars

	Setelah Alokasi			Sebelum Alokasi		
	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas
TOTAL INDONESIA SHARE	122,099	45,227	76,872	119,858	35,700	84,158

Expressed in Thousands of Dollars

	Total	Oil	Gas
Selisih Indonesia share sebelum dan setelah alokasi biaya	2,241	9,527	(7,286)