



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS TERHADAP KEWAJIBAN PT PERTAMINA EP
SEBAGAI KONTRAKTOR UNTUK MELAKUKAN
PENAWARAN *PARTICIPATING INTEREST* KEPADA BUMD
BERDASARKAN PERATURAN PEMERINTAH NO. 35
TAHUN 2004 TENTANG KEGIATAN USAHA HULU MINYAK
DAN GAS BUMI**

TESIS

**AUDREY JENIFER VYATRI KARTIKA
1006736375**

**FAKULTAS HUKUM
PROGRAM PASCASARJANA
JAKARTA
JANUARI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS TERHADAP KEWAJIBAN PT PERTAMINA EP
SEBAGAI KONTRAKTOR UNTUK MELAKUKAN
PENAWARAN *PARTICIPATING INTEREST* KEPADA BUMD
BERDASARKAN PERATURAN PEMERINTAH NO. 35
TAHUN 2004 TENTANG KEGIATAN USAHA HULU MINYAK
DAN GAS BUMI**

TESIS

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

**AUDREY JENIFER VYATRI KARTIKA
1006736375**

**FAKULTAS HUKUM
PROGRAM PASCASARJANA
JAKARTA
JANUARI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Audrey Jenifer Vyatri Kartika

NPM : 1006736375

Tanda Tangan : 

Tanggal : 24 Januari 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Audrey Jenifer Vyatri Kartika
NPM : 1006736375
Program Studi : Magister Hukum
Judul Tesis : Analisis terhadap Kewajiban PT Pertamina EP sebagai Kontraktor untuk Melakukan Penawaran *Participating Interest* kepada BUMD berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. DR. Rosa Agustina SH., MH. (.....)

Penguji : Dr. Tri Hayati, SH., MH. (.....)

Penguji : Suharnoko, SH., MLI (.....)

Ditetapkan di : Jakarta
Tanggal : 24 Januari 2012

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Tuhan Yang Mahas Esa atas segala berkat dan kasih karunia-Nya sehingga tesis ini dapat diselesaikan. Tesis ini merupakan syarat yang harus dipenuhi untuk memperoleh gelar Magister Hukum di Program Studi Hukum Ekonomi, Fakultas Hukum, Universitas Indonesia.

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa penulisan tesis ini tidak akan terselesaikan dengan baik tanpa adanya bantuan para pihak, baik secara langsung maupun tidak langsung. Oleh karena itu, pada kesempatan ini, penulis hendak mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Dekan Fakultas Hukum Universitas Indonesia beserta segenap jajarannya.
2. Ibu Prof. DR. Rosa Agustina SH., MH., Ketua Program Pascasarjana Fakultas Hukum Universitas Indonesia dan selaku dosen pembimbing tesis yang telah berkenan meluangkan waktu dan pikirannya dalam membimbing dan memberikan petunjuk yang berguna dalam penyusunan tesis ini.
3. Ibu Dr. Tri Hayati, SH., MH., dan Bapak Suharnoko, SH., MLI., selaku penguji yang telah berkenan meluangkan waktu di sela-sela kesibukannya untuk menguji tesis saya.
4. Seluruh dosen dan staf pengajar yang telah memberikan bimbingan dan bekal ilmu pengetahuan selama perkuliahan di Program Studi Hukum Ekonomi Fakultas Hukum Universitas Indonesia.
5. Segenap staf akademik Program Pascasarjana Fakultas Hukum Universitas Indonesia.
6. Mama, Kakak dan adik penulis yang telah mempercayai bahwa penulis mampu untuk mencapai cita-cita serta impian penulis, maupun yang selalu memberikan dukungan moril dan materiil, khususnya selama studi ini.
7. Joshua Octavianus Kumajas yang telah memberikan perhatian maupun dukungannya selama studi ini pada khususnya.

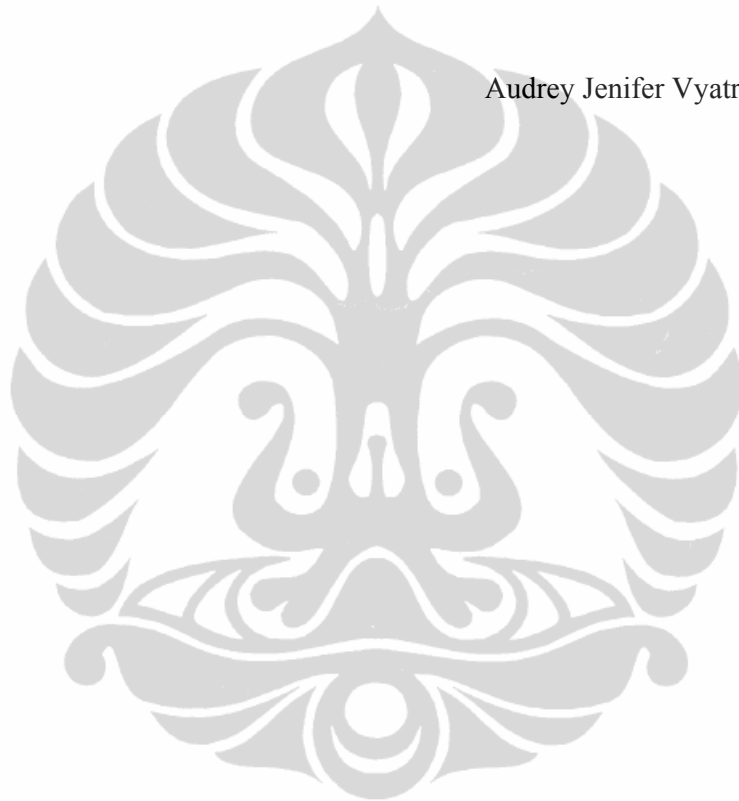
8. Seluruh teman-teman (formasi awal) Angkatan 2010 Program Studi Hukum Ekonomi Kelas Reguler Fakultas Hukum Universitas Indonesia, M. Khusein Yusuf, Noorinthan Marpaung, Juliana Juwita, Christina Pratiwi, Dea Batari, Citra Lubis, Luis Simon Hansen, Mardiman Sane, Maya Dwi Astanti, Wahyuni Sari, Kartika, Rizka Adellina, dan khususnya kepada M. Satyo Ariadi, Sonja Monica, Foni Vebrilioni, Mara Tulus Maruba Simanjuntak, dan Ingrid Gratsya Zega, semoga persahabatan kita dapat terus terjaga sampai kapanpun (“Dirgahayu Kerupuks!”).
9. Bapak Jarrod D. Prastowo, Asisten Manajer Litigasi dan Pertanahan pada Legal and Relations Department PT Pertamina EP, beserta segenap staf jajarannya, yang telah meluangkan waktunya untuk menjawab pertanyaan-pertanyaan penulis. Khususnya Jou Samuel Hutajulu, yang telah memberikan bantuan yang luar biasa kepada penulis selama penulisan tesis ini berlangsung.
10. Bapak M. Hakim Nasution, partner pada HakimdanRekan Law Firm, maupun segenap Keluarga HakimdanRekan yang telah dengan sukarela meluangkan waktu untuk membagikan ilmunya selama *Oil and Gas Course* berlangsung maupun lewat diskusi-diskusi setelah *course* telah berakhir.
11. Semua pihak lain yang tidak dapat disebutkan satu per satu yang telah memberikan bantuan sehingga tesis ini dapat terselesaikan.

Penulis menyadari tesis ini masih jauh dari sempurna dan masih banyak kekurangannya. Oleh karena itu, penulis sangat menghargai apabila ada saran serta kritik yang bermanfaat sebagai bahan perbaikan untuk menambahkan arti nilai dari tesis ini.

Akhir kata, penulis berharap semoga tesis ini dapat membawa manfaat bagi pengembangan pengetahuan.

Jakarta, 24 Januari 2012

Audrey Jenifer Vyatri Kartika



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

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

Nama : Audrey Jenifer Vyatri Kartika
NPM : 1006736375
Program Studi : Hukum Ekonomi
Fakultas : Hukum
Jenis Karya : Tesis

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

“Analisis terhadap Kewajiban PT Pertamina EP sebagai Kontraktor untuk Melakukan Penawaran *Participating Interest* kepada BUMD berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi”

berserta 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 mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta
Pada tanggal : 24 Januari 2012

Yang menyatakan,



(Audrey Jenifer Vyatri Kartika)

ABSTRAK

Nama : Audrey Jenifer Vyatri Kartika
Program Studi : Hukum Ekonomi
Judul : Analisis terhadap Kewajiban PT Pertamina EP sebagai Kontraktor untuk Melakukan Penawaran *Participating Interest* kepada BUMD berdasarkan Peraturan Pemerintah No.35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

Pada PT Pertamina EP tidak dilekatkan pada kewajiban kontraktor untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD berdasarkan Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, diperoleh hasil bahwa dasar-dasar tidak dilekatkannya kewajiban dimaksud berdasarkan kekhususan yang ada pada PT Pertamina EP. Adapun dasar-dasar tersebut yaitu, Wilayah Kerja PT Pertamina EP yang dicakup dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina berbeda dengan pengaturan wilayah kerja di PSC lain. Kemudian, dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina tidak diatur mengenai kewajiban untuk menawarkan *participating interest* tersebut kepada BUMD. Selanjutnya komersialitas atas wilayah kerja PT Pertamina EP sudah didapatkan sebelum Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina ditandatangani.

Kata kunci: Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, *Participating Interest*, Kewajiban Kontraktor, BUMD, PT Pertamina EP.

ABSTRACT

Name : Audrey Jenifer Vyatri Kartika
Study Program : Economic Law
Title : Analysis on PT Pertamina EP's Obligation as a Contractor to Make Participating Interest Offer to Local Government Owned Company (BUMD) based on Government Regulation No. 35 of Year 2004 concerning the Oil and Gas Upstream Activity

PT Pertamina EP is not vested on the contractor's obligation to make a *participating interest* offer to the Local Government Owned Company (BUMD) based on the Article 34 Government Regulation of Year 2004 on the Oil and Gas Upstream Activity. Based on the research conducted, the results obtained showed that the ground for not vested PT Pertamina EP to the aforementioned contractor's obligation is relying on its particular characteristic. The said grounds are PT Pertamina EP's Working Area comprised on the Pertamina Oil and Gas Contract different to the provision of working area in other PSC. Furthermore, the obligation to offer participating interest to Local Government Owned Company (BUMD) is not regulated in Pertamina Oil and Gas Contract. In addition to that, PT Pertamina EP's working area commerciality has already obtained long before Pertamina Oil and Gas Contract signed.

Keyword: Oil and Gas Upstream Activity, *Participating Interest*, Contractor's Obligation, BUMD, PT Pertamina EP.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT.....	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiii
I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang Masalah	1
1.2. Perumusan Masalah	6
1.3. Tujuan Penelitian	7
1.4. Kerangka Teori	7
1.5. Kerangka Konseptual	10
1.6. Metode Penelitian	13
1.7. Sistematika Penulisan	14
II. ASPEK HUKUM DALAM KEGIATAN PENGUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA	16
2.1. Sejarah Kegiatan Pengusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia.....	16
2.2. Tinjauan Umum Kegiatan Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia	20
2.2.1. Kegiatan Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia berdasarkan Undang-Undang No. 22 Tahun 2001	21
2.2.2. Kedudukan Badan Pelaksana dalam Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi	28

2.2.3. Pengusahaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Berdasarkan Peraturan Pelaksana	32
2.3. Kontrak <i>Production Sharing</i> atau <i>Production Sharing Contract</i> (PSC)	38
2.3.1. Karakteristik Kontrak <i>Production Sharing</i>	38
2.3.2. Bentuk dan Substansi Kontrak <i>Production Sharing</i>	42
2.3.3. Objek Kontrak <i>Production Sharing</i>	43
2.3.4. Hak dan Kewajiban Para Pihak dalam Kontrak <i>Production Sharing</i>	38
2.4. Pengalihan Hak dan Kewajiban (<i>Participating Interest</i>) dalam Kegiatan Pengusahaan Hulu Minyak dan Gas Bumi	45
2.5. Implementasi <i>Participating Interest</i> oleh BUMD	

III. ANALISIS TERHADAP KEWAJIBAN PT PERTAMINA EP SEBAGAI KONTRAKTOR UNTUK MELAKUKAN PENAWARAN *PARTICIPATING INTEREST* KEPADA BUMD BERDASARKAN PERATURAN PEMERINTAH NO. 35 TAHUN 2004 TENTANG KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI

3.1. Sejarah Singkat PT Pertamina EP	51
3.2. Kekhususan Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina antara BPMIGAS dan PT Pertamina EP	53
3.2.1. Wilayah Kerja	53
3.2.2. Pembagian Hasil	54
3.2.3. Jangka Waktu Kontrak	56
3.2.4. Kerjasama dengan Pihak Lain	56
3.2.5. Penyisihan Wilayah Kerja (<i>Relinquishment</i>)	59
3.3. Analisis Tidak Dilekatkannya terhadap PT Pertamina EP pada Kewajiban Penawaran <i>Participating Interest</i> kepada BUMD	59
3.3.1. Wilayah Kerja PT Pertamina EP berbeda dengan Pengaturan Wilayah Kerja di KKS Lain	60
3.3.2. Kewajiban Penawaran <i>Participating Interest</i> tidak Diatur dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina	65

3.3.3. Komersialitas Atas Wilayah Kerja PT Pertamina EP sudah Didapatkan sebelum Kontrak Minyak Dan Gas Bumi Pertamina Ditandatangani.....	69
IV. PENUTUP.....	73
4.1. Kesimpulan	73
4.2. Saran	75
DAFTAR PUSTAKA	76



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1.1. Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina

Lampiran 1.2. Kontrak *Production Sharing* (Blok Kasuri)



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Negara Indonesia merupakan negara yang kaya akan sumber daya alam yang melimpah, baik sumber daya alam hayati maupun non-hayati. Hasil tambang termasuk ke dalam sumber daya non-hayati yaitu sumber daya alam yang dapat diusahakan kembali keberadaannya dan dapat dimanfaatkan secara terus-menerus. Minyak dan gas bumi merupakan salah satu contoh dari hasil tambang itu sendiri.

Minyak bumi adalah hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperature atmosfer berupa fasa cair atau padat, termasuk aspal, lilin mineral atau ozokerit, dan bitumen yang diperoleh dari proses pertambangan, tetapi tidak termasuk batubara atau endapan hidrokarbon lain yang berbentuk padat yang diperoleh dari kegiatan yang tidak berkaitan dengan kegiatan usaha minyak dan gas bumi.¹

Gas bumi adalah hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperature atmosfer berupa fasa gas yang diperoleh dari proses penambangan minyak dan gas bumi.²

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam strategis tidak terbarukan yang dikuasai oleh negara serta merupakan komoditas vital yang menguasai hajat hidup orang banyak dan mempunyai peranan penting dalam perekonomian nasional sehingga pengelolaannya harus dapat secara maksimal memberikan kemakmuran dan kesejahteraan rakyat. Untuk mendukung hal ini, pelaksanaan dan pengusahaan minyak dan gas bumi dikuasakan kepada negara.³ Hal ini diatur di dalam pasal 33 ayat (2) Undang-undang Dasar (UUD) 1945: “Cabang-cabang produksi yang penting bagi negara dan menguasai hajat hidup orang banyak dikuasai oleh negara”, dan selanjutnya pada ayat (3) disebutkan: “Bumi dan air dan kekayaan alam yang terkandung di dalamnya

¹Indonesia (a), Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, LN No. 136 Tahun 2001, TLN No. 4152, Pasal 1 angka 1.

²*Ibid.*, Pasal 1 angka 2.

³*Ibid.*, Pasal 4 ayat (1).

dikuasai oleh negara dan dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat”. Pasal kedua menekankan pada nilai strategis bagi kegiatan usahanya, sedang ayat ketiga lebih menekankan pada nilai strategis sumber kekayaan alamnya. Kedua hal tersebut jelas menjabarkan sebuah konsepsi, bahwa aspek ekonomi yang strategis harus dikelola oleh negara dengan mengabdikan kepada sasaran untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Kata-kata “dikuasai oleh negara” di atas merupakan dasar bagi konsep Hak Penguasaan Negara.⁴

Tujuan penguasaan oleh negara adalah agar kekayaan nasional tersebut dapat dimanfaatkan untuk sebesar-besarnya kemakmuran seluruh rakyat Indonesia. Penguasaan oleh negara ini kemudian diselenggarakan oleh pemerintah sebagai pemegang kuasa pertambangan.⁵

Dalam menghadapi kebutuhan dan tantangan global pada masa yang akan datang, kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi dituntut untuk lebih mampu mendukung kesinambungan pembangunan nasional dalam rangka peningkatan kemakmuran dan kesejahteraan rakyat. Untuk mewujudkan hal tersebut, Indonesia membutuhkan penanaman modal yang berkesinambungan dalam bidang penggalan kekayaan alam.⁶ Penanaman modal yang dimaksud karena mengingat keterbatasan sumber daya yang dimiliki pemerintah untuk menyelenggarakan perusahaan pertambangan minyak dan gas bumi secara baik dan efisien, maka pemerintah telah mengundang investor-investor minyak asing maupun dalam negeri untuk mengadakan kerja sama di bidang perusahaan hulu minyak dan gas bumi⁷ melalui suatu instrumen Kontrak Kerjasama (KKS) yang salah satunya adalah dalam bentuk Kontrak Production Sharing.⁸ Kontraktor yang menanamkan

⁴ Abrar Saleng, *Hukum Pertambangan*, (Jogjakarta: UII Press, 2004), hal. 1.

⁵ UU No. 22 Tahun 2001, *op. cit.*, Pasal 4 ayat (2).

⁶ Madjedi Hasan, *Pacta Sunt Servanda*, cet. 1, (Jakarta: PT Fikahati Aneska, 2005), hal. 1.

⁷ Kegiatan usaha hulu adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha eksplorasi dan eksploitasi (Pasal 1 angka 7 UU No. 22 Tahun 2001).

⁸ Istilah Kontrak *Production Sharing* dipergunakan sebelum era UU No. 22 Tahun 2001. UU No. 22 Tahun 2001 memperkenalkan istilah Kontrak Bagi Hasil yang sama pengertiannya dengan kontrak production sharing. Dalam tulisan ini dipergunakan istilah kontrak production sharing.

modalnya harus menanggung risiko dan melaksanakan alih teknologi, hal ini merupakan keuntungan bagi pihak Indonesia.

Sebenarnya konsep Kontrak Kerjasama mengandung makna manajemen operasi tetap berada pada negara. Namun dalam prakteknya, negara mempunyai keterbatasan alamiah dalam melakukan transaksi-transaksi bisnis. Di samping itu, melibatkan negara secara langsung dalam ikatan bisnis akan mengekspos negara pada *exposures* pertanggungjawaban bisnis yang relatif tidak terbatas, sebaliknya dengan membentuk suatu perusahaan, maka *exposures* pertanggungjawaban bisnisnya menjadi sebatas aset perusahaan, kecuali pemerintah mengeluarkan semacam jaminan pemerintah untuk menjamin keputusan bisnis perusahaan yang dibentuk. Paling tidak pemahaman seperti itu dapat dipakai sebagai konsep hukum, walaupun mungkin dalam prakteknya negara sering berperan sebagai *the guarantor of the last resort*.⁹

Oleh karena itu pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan membentuk Badan Pelaksana yang merupakan bagian dari eksekutif, yang tugas dan fungsinya mengawasi pelaksanaan Kontrak Kerjasama dalam rangka mengamankan penerimaan negara dari sektor hulu. Sedangkan pengawasan kegiatan di sektor hilir¹⁰ dilakukan oleh Badan Pengatur yang lebih bersifat independen. Badan Pengatur mempunyai tugas dan fungsi melindungi kepentingan masyarakat luas. Pembentukan Badan Pelaksana dan Badan Pengatur diamanatkan dalam UU No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Di Indonesia, pengusahaan minyak dan gas bumi diatur dengan Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi (LN No. 136 Tahun 2001, TLN No. 4152). Keberadaan Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 ini mencabut tiga perundang-undangan yang mengatur mengenai minyak dan gas bumi, antara lain: (1) Undang-Undang No. 44 Prp Tahun 1960 Tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi (LN No. 133 Tahun 1960, TLN No. 2070), (2) Undang-Undang No. 15 Tahun 1962 Tentang Penetapan Peraturan Pemerintah

⁹ Rudi M. Simamora, *Hukum Minyak dan Gas Bumi*, (Jakarta: Djambatan, 2000), hal. 78.

¹⁰ Kegiatan usaha hilir adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha pengolahan, pengangkutan, penyimpanan, dan/atau niaga (pasal 1 angka 10 UU No. 22 Tahun 2001).

Pengganti Undang-Undang No. 2 Tahun 1962 Tentang Kewajiban Perusahaan Minyak Memenuhi Kebutuhan Dalam Negeri (LN No. 80 Tahun 1962, TLN No. 2505), dan (3) Undang-Undang No. 8 Tahun 1971 Tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (LN No. 76 Tahun 1971, TLN No. 2971).

Sejak awal Pemerintah meyakini bahwa dalam menata industri minyak dan gas bumi ke depan, salah satu hal yang harus dilakukan adalah memisahkan secara lebih tegas fungsi pembinaan dan pengawasan sebagai regulator dan fungsi pelaksana atau bisnis. Oleh karena itu pada kegiatan usaha hulu (eksplorasi dan eksploitasi), perlu dibentuk kelembagaan (Badan Pelaksana) yang berada di luar struktur departemen teknis, namun bertanggung jawab kepada Presiden dengan berkoordinasi dengan Menteri teknis yang bersangkutan.

Sesuai dengan pasal 45 ayat (1) UU No. 22 Tahun 2001, Badan Pelaksana yang dimaksud berbentuk Badan Hukum Milik Negara (BHMN). Maksud diberikannya status BHMN adalah agar institusi ini tidak mencari keuntungan dan serta dapat dikelola secara profesional. Sejak ditetapkannya UU No. 22 tahun 2001 pada tanggal 23 November 2001 dan PP No. 42 tahun 2002 pada tanggal 16 Juli 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas maka masalah pengawasan dan pembinaan kegiatan Kontrak Kerja Sama yang sebelumnya dilaksanakan oleh Pertamina kini dilaksanakan oleh Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas atau BP Migas.

Sebelum UU No. 22 Tahun 2001, kuasa pertambangan dipegang oleh Pertamina yang berstatus sebagai BUMN. Pertamina diberikan wewenang eksklusif yang sangat luas dalam sektor pertambangan minyak dan gas bumi sebagai regulator dan *player* sekaligus. Kepada Pertamina disediakan seluruh wilayah hukum pertambangan Indonesia. Semenjak berlakunya UU No. 22 Tahun 2001, fungsi regulator Pertamina dicabut dan diserahkan kepada BP Migas, kemudian status Pertamina diubah menjadi PT (Persero).

Dengan beralihnya pengawasan dan pembinaan kegiatan Kontrak Kerjasama dari Pertamina kepada BP Migas, maka dimulailah generasi baru dari Kontrak Production Sharing, yaitu Kontrak Production Sharing Generasi IV. Dalam Kontrak Production Sharing Generasi IV ini, yang menjadi para pihak

adalah BP Migas dengan badan usaha dan/atau badan usaha tetap. Jika pada masa Pertamina, pembuatan kontrak kerjasama adalah fakultatif sepanjang Pertamina belum mampu mengusahakan suatu wilayah kerja tertentu, maka pada masa BP Migas pembuatan kontrak kerjasama ini adalah wajib karena BP Migas bukanlah *player*.

PT Pertamina (Persero) akan tetap melakukan kegiatan di bidang minyak dan gas bumi (hanya sebagai pelaku usaha kegiatan minyak dan gas bumi) sejajar dengan perusahaan-perusahaan minyak dan gas lainnya. PT Pertamina (Persero) ini mengadakan kontrak kerjasama dengan BP Migas untuk melanjutkan eksplorasi dan eksploitasi pada bekas Wilayah Kuasa Pertambangan (WKP) Pertamina.

PT Pertamina (Persero) kemudian membentuk anak perusahaan yaitu PT Pertamina Eksplorasi dan Produksi (PT Pertamina EP) yang memegang sektor hulu perusahaan minyak, gas dan geothermal baik di dalam maupun luar negeri. PT Pertamina EP ini juga mengadakan kontrak kerjasama dengan BP Migas untuk wilayah kerja Pertamina EP.

Tujuan kegiatan usaha migas, khususnya kegiatan hulu berdasarkan UU No. 22 Tahun 2001 antara lain adalah menjamin efektifitas pelaksanaan/kegiatan usaha eksplorasi dan eksploitasi serta tersedianya cadangan migas, mendukung dan mengembangkan kemampuan nasional, menciptakan lapangan kerja dan meningkatkan pendapatan Negara untuk kesejahteraan dan kemakmuran rakyat.

Sejalan dengan tujuan yang ingin dicapai tersebut, daerah diberikan kesempatan untuk ikut terlibat dalam pengelolaan dan pelaksanaan kegiatan perusahaan migas tersebut sesuai dengan Pasal 34 dari Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi: “sejak disetujuinya rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dari suatu Wilayah Kerja, Kontraktor wajib menawarkan *participating interest* 10% (sepuluh per seratus) kepada Badan Usaha Milik Daerah”.¹¹

¹¹Indonesia (b), Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, LNNNo. 81 Tahun 2005, TLN No. 4435, Pasal 34.

Maksud dari isi pasal tersebut di atas, dengan ikut sertanya pemerintah daerah di dalam industry minyak dan gas bumi diharapkan pembangunan di daerah tersebut dapat berpengaruh kepada peningkatan ekonomi di daerah, yang juga artinya meningkatnya tingkat kesejahteraan masyarakat di daerah tersebut.

Akan tetapi pada prakteknya, persyaratan yang diatur oleh Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi mengenai hal kewajiban dari kontraktor KKS untuk melakukan penawaran pengalihan hak dan kewajiban (*participating interest*) kepada BUMD tidak dilekatkan terhadap PT Pertamina EP. Dan berdasarkan uraian di atas, penulis merasa tertarik untuk melakukan penelitian mendalam atas hal tersebut.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan uraian tersebut di atas, maka dapat dirumuskan masalah-masalah sebagai berikut:

1. Bagaimanakah pengaturan dalam Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dan *Production Sharing Contract* mengatur mengenai kewajiban kontraktor untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD?
2. Apakah dasar dari tidak dilekatkannya terhadap PT Pertamina EP pada kewajiban bagi kontraktor untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi?

1.3 Tujuan Penelitian

Secara umum, tesis ini diharapkan dapat memperluas wawasan pembaca dan menjadi referensi bagi pihak yang berkepentingan sehingga diharapkan tidak hanya mengetahui tetapi juga dapat memahami ketentuan dalam *Production Sharing Contract* antara BPMIGAS dan Kontraktor, khususnya ketentuan

mengenai kewajiban bagi kontraktor untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD.

Adapun tujuan khusus dari penelitian ini adalah:

1. Untuk mengetahui bagaimana Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dan *Production Sharing Contract* mengatur mengenai kewajiban kontraktor untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD.
2. Untuk mengetahui apakah dasar dari tidak dilekatkannya terhadap PT Pertamina EP pada kewajiban kontraktor untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD sebagaimana dipersyaratkan dalam Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

1.4 Kerangka Teori

Kerangka teori adalah pernyataan yang saling berhubungan dan tersusun dalam sistem deduksi.¹²Tujuan dari teori hukum adalah mencari atau memperoleh penjelasan tentang hukum dari sudut faktor-faktor non-yuridis yang bekerja dalam masyarakat, dan untuk itu menggunakan suatu metode interdisipliner. Menurut Bruggink teori hukum adalah seluruh pernyataan yang saling berkaitan berkenaan dengan sistem konseptual aturan-aturan hukum dan putusan-putusan hukum, dan sistem tersebut untuk sebagian yang penting dipositifkan.¹³

Kerangka teori yang digunakan untuk menganalisis data dalam penulisan tesis ini berakar dari teori teori Lawrence M. Friedmann, dimana setiap sistem hukum selalu mengandung tiga unsur, yaitu *structure, substance, dan legal culture*.¹⁴

¹²B. Arif Sidharta, *Apakah Teori Hukum Itu? Dalam Seri Dasar-dasar Ilmu Hukum 3*, Penerbitan Tidak Berkala No. 3, (Bandung: Laboratorium Fakultas Hukum Universitas Katolik Parahyangan, 2001), hal. 3. Diterjemahkan dari tulisan Jan Gijssels dan Mark Van Hoecke, *Wat is Rechtsteorie ?* (1982).

¹³Otje Salman dan Anton F. Susanto, *Teori Hukum: Mengingat, Mengumpulkan, dan Membuka Kembali*, (Bandung: Refika Aditama, 2007), hal. 60.

¹⁴ Lawrence Friedmann, *American Law*, (New York City: W.W. Norton & Company, 1984), hal. 5-7.

Pertama, *Structure*:

“First many features of a working legal system can be called structural the moving parts, so speak of-the machine courts are simple and obvious example; their structures can be described; a panel of such and such size, sitting at such and such a time, which this or that limitation on jurisdiction. The shape size, and power of legislature is another element structure. A written constitution is still another important feature in structural landscape of law. It is, or attempts to be, the expression or blueprint of basic features of the country’s legal process. The organization and framework of government”.¹⁵

Uraian dari Friedmann mengenai *structure* menyangkut bagaimana peran legislatif (sebagai pembuat undang-undang), eksekutif (pelaksana undang-undang), dan yudikatif (pengawas pelaksanaan undang-undang) sebagai bagian dari *structure* pada *legal system*. *Structure* merupakan bagian kerangka pada *legal system*, yang mana juga merupakan bagian yang memberikan jenis dari bentuk dan definisi dari *legal system*.

Kedua, *Substance*:

“The second type of component can be called substansive. These are the actual products of the legal system-what the judges, for example, actually say and do. Substance includes, naturally, enough, those prepositions referred to as legal rules; realistically, it also includes rules which are not written down, those regulaties of behaviour that could be reduced to general statement. Every decision, too, is a a substansive product of the legal system, as is every doctrine announced in court, or enacted by legislature, or adopted by agency of government”.¹⁶

Uraian Friedmann diatas menunjukkan bahwa *substance* dari *legal system* meliputi aturan-aturan yang berlaku, norma dan bentuk-bentuk kebiasaan masyarakat dalam suatu *legal system*.

Ketiga, *Legal Culture*:

¹⁵*Ibid.*, hal. 29.

¹⁶ Suparji, *Penanaman Modal Asing di Indonesia: Insentif v. Pembatasan*, (Jakarta: Penerbit Universitas Al-Azhar Indonesia, 2008), hal. 13-14; lihat pula Lawrence M. Friedmann, “On Legal Development”, *Rutgers Law Review* (Vol. 23) 1969, hal. 27.

*“Legal culture can be defined as those attitudes and values that related to law and legal system, together with those attitudes and values affecting behaviour related to law and its institution, either positively or negatively. Love of litigation, or hatred of it, is part of the legal culture, as would be attitudes toward child rearingin so far as these attitudes affect behaviour which is at least nominally governed by law. The legal culture, then is general expression for the way the legal system fits into the culture of the general society”.*¹⁷

Uraian Friedmann diatas menunjukkan bahwa legal culture perilaku masyarakat terhadap hukum dan *legal system* baik itu berupa keyakinan, nilai-nilai, pemikiran, dan pengharapan mereka memberikan pengaruh akan penegakkan hukum dalam masyarakat. *Legal culture* merupakan bagian umum dari *sub-culture* dalam masyarakat yang berasal dari suku, agama, ras, dan adat istiadat.

Jadi jika digambarkan ketiga elemen dari legal system ini, dapat dibayangkan structure sebagai “mesin penggerak”. *Substance* merupakan hasil dari kerja mesin tersebut. *Legal culture* yang memutuskan apakah ada keinginan untuk menghidupkan mesin tersebut atau tidak dan yang menentukan bagaimana mesin itu bekerja.¹⁸

Penelitian ini akan menganalisis apakah *structure*, *substance*, dan *legal culture* seperti apa yang diungkapkan oleh Friedman mempengaruhi pelaksanaan kewajiban dari kontraktor untuk melakukan *participating interest* kepada BUMD terhadap PT Pertamina EP pada khususnya. Dalam penelitian ini akan dilihat bagaimana hukum mengatur kewajiban kontraktor tersebut diatur melalui pengaturan di dalam Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Kemudian untuk melihat apakah tidak dilekatkannya PT Pertamina EP terhadap kewajiban kontraktor tersebut memiliki dasar-dasar yang kuat dan yang tidak melanggar ketentuan yang diatur di dalam peraturan perundang-undangan.

¹⁷ Lawrence M. Friedmann, *Op.Cit.*, hal. 14.

¹⁸ Suparji, *Op. Cit.*, hal. 7.

1.5 Kerangka Konseptual

Dalam upaya mendapatkan pemahaman yang baik dan menghindari interpretasi yang berlainan, akan dijelaskan pengertian dari berbagai istilah yang sering digunakan dalam tesis ini.

1. Minyak Bumi adalah hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa cair atau padat, termasuk aspal, lilin mineral atau ozokerit, dan bitumen yang diperoleh dari proses penambangan, tetapi tidak termasuk batubara atau endapan hidrokarbon lain yang berbentuk padat yang diperoleh dari kegiatan yang tidak berkaitan dengan kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi.¹⁹
2. Gas Bumi adalah hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa gas yang diperoleh dari proses penambangan Minyak dan Gas Bumi.²⁰
3. Minyak dan Gas Bumi adalah Minyak Bumi dan Gas Bumi.²¹
4. Kuasa Pertambangan adalah wewenang yang diberikan Negara kepada Pemerintah untuk menyelenggarakan kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi.²²
5. Kegiatan Usaha Hulu adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha Eksplorasi dan Eksploitasi.²³
6. Eksplorasi adalah kegiatan yang bertujuan memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan Minyak dan Gas Bumi di Wilayah Kerja yang ditentukan.²⁴
7. Eksploitasi adalah rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan Minyak dan Gas Bumi dari Wilayah Kerja yang ditentukan, yang terdiri

¹⁹Indonesia, *Ibid.*, Pasal 1 angka 1.

²⁰*Ibid.*, Pasal 1 angka 2.

²¹*Ibid.*, Pasal 1 angka 3.

²²*Ibid.*, Pasal 1 angka 5.

²³*Ibid.*, Pasal 1 angka 7.

²⁴*Ibid.*, Pasal 1 angka 8.

atas pengeboran dan penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, dan pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian Minyak dan Gas Bumi di lapangan serta kegiatan lain yang mendukungnya.²⁵

8. Kegiatan Usaha Hilir adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha Pengolahan, Pengangkutan, Penyimpanan, dan/atau Niaga.²⁶
9. Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia adalah seluruh wilayah daratan, perairan, dan landas kontinen Indonesia.²⁷
10. Wilayah Kerja adalah daerah tertentu di dalam Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia untuk pelaksanaan Eksplorasi dan Eksploitasi.²⁸
11. Kontrak Kerja Sama adalah Kontrak Bagi Hasil atau bentuk kontrak kerja sama lain dalam kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi yang lebih menguntungkan Negara dan hasilnya dipergunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat²⁹
12. Pemerintah Pusat, selanjutnya disebut Pemerintah, adalah perangkat Negara Kesatuan Republik Indonesia yang terdiri dari Presiden beserta para Menteri.³⁰
13. Pemerintah Daerah adalah Kepala Daerah beserta perangkat Daerah Otonom yang lain sebagai Badan Eksekutif Daerah.³¹
14. *Participating interest* adalah hak dan kewajiban dalam pengelolaan minyak dan gas bumi.

²⁵*Ibid.*, Pasal 1 angka 9.

²⁶*Ibid.*, Pasal 1 angka 10.

²⁷*Ibid.*, Pasal 1 angka 15.

²⁸*Ibid.*, Pasal 1 angka 16.

²⁹*Ibid.*, Pasal 1 angka 19.

³⁰*Ibid.*, Pasal 1 angka 21.

³¹*Ibid.*, Pasal 1 angka 22.

15. Badan Usaha Milik Daerah (BUMD) adalah Badan Usaha yang didirikan oleh Pemerintah Daerah melalui peraturan daerah dimana sebagian sahamnya dimiliki oleh Pemerintah Daerah.

1.6 Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan penulis dalam melakukan penelitian ini adalah metode penelitian normatif, yaitu penelitian hukum yang dilakukan dengan cara meneliti bahan pustaka atau data sekunder.³²

Setelah itu dilanjutkan dengan menggunakan data primer yang bertujuan untuk menemukan kolerasi antara beberapa gejala yang ditelaah.³³ Metode penelitian tersebut digunakan dengan mengingat bahwa permasalahan yang diteliti berkisar pada peraturan perundang-undangan, yaitu hubungan antara peraturan yang satu dengan peraturan yang lainnya serta kaitannya dengan penerapannya dalam praktek. Selain itu penelitian ini juga didukung dengan hasil wawancara yang diperoleh dari narasumber yang kompeten di bidangnya, terutama yang terkait dengan penerapan kewajiban kontraktor di bidang hulu minyak dan gas bumi untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD serta penerapan kewajiban tersebut bila dilekatkan terhadap PT Pertamina EP.

Jenis data yang digunakan untuk penulisan penelitian ini adalah data sekunder, yaitu data yang diperoleh dari bahan pustaka.³⁴ Data ini berkaitan langsung dengan permasalahan yang diteliti dalam suatu penelitian. Dalam penulisan penelitian ini, data sekunder yang digunakan meliputi bahan hukum primer, bahan hukum sekunder, dan bahan hukum tersier. Bahan hukum primer yaitu berupa bahan hukum yang mengikat, yaitu peraturan perundang-undangan. Bahan hukum sekunder yaitu bahan pustaka yang memberikan penjelasan mengenai bahan hukum primer. Bahan hukum sekunder ini antara lain mencakup hasil penelitian, rancangan undang-undang, hasil karya dari kalangan

³²Soerjono Soekanto, *Pengantar Penelitian Hukum*, Cet.3, (Jakarta: UI-Press, 2005), hal. 12

³³*Ibid.*, hal.53.

³⁴*Ibid.*, hal. 51.

hukum dan literatur-literatur. Bahan hukum tersier yaitu bahan yang memberikan petunjuk maupun penjelasan terhadap bahan hukum primer dan bahan hukum sekunder. Bahan hukum tersier yang dipergunakan dalam penelitian ini adalah kamus, ensiklopedia dan sebagainya.³⁵

Alat pengumpulan data dalam penulisan ini berupa studi dokumen yaitu mencari dan mengumpulkan data sekunder yang berkaitan dengan teori hukum dan praktik pelaksanaan yang terjadi dalam perjanjian *Production Sharing Contract*. Penulis mengumpulkan data dengan melakukan suatu kegiatan studi dokumen terhadap data sekunder, yaitu penulis melakukan studi dokumen atau bahan pustaka.

Metode analisis data yang digunakan oleh penulis dalam penelitian ini adalah menggunakan metode analisis data kualitatif, yaitu penelitian yang menekankan pada data-data yang diperoleh penulis dari buku-buku, artikel, penulis juga menekankan pada peraturan perundang-undangan.

Bentuk hasil penelitian yang penulis lakukan adalah bentuk normatif kualitatif. Normatif karena penelitian ini bertitik tolak pada penelitian terhadap peraturan perundang-undangan serta pandangan hukum para ahli. Kualitatif karena analisis data berasal dari perilaku sikap dan pandangan dalam praktek dalam rangka menerapkan peraturan perundang-undangan.

1.7 Sistematika Penulisan

Untuk menguraikan tesis ini, penulis menyusun ke dalam beberapa bab untuk memudahkan pemahaman terhadap isi dari tesis ini serta untuk memberikan gambaran secara garis besar yang terbagi dalam bab-bab berikut ini:

BAB 1 PENDAHULUAN

Merupakan bab pembuka dari karya tulis ilmiah ini yang menguraikan mengenai latar belakang masalah, pokok

³⁵ Seorjono Soekanto, dan Sri Mamudji, *Penelitian Hukum Normatif (Suatu Tinjauan Singkat)*, (Jakarta: Raja Grafindo Persada, 2001), hal. 13.

permasalahan, tujuan penelitian, kerangka teori, kerangka konseptual, metode penelitian, dan sistematika penulisan.

BAB 2 ASPEK HUKUM DALAM KEGIATAN PENGUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA

Dalam bab ini penulis akan menguraikan mengenai aspek hukum dan pengkajian atas falsafah pengelolaan minyak dan gas bumi berdasarkan peraturan perundang-undangan yang berlaku yang terkait dengan kegiatan perusahaan migas.

BAB 3 ANALISIS TERHADAP KEWAJIBAN PT PERTAMINA EP SEBAGAI KONTRAKTOR UNTUK MELAKUKAN PENAWARAN PARTICIPATING INTEREST KEPADA BUMD BERDASARKAN PERATURAN PEMERINTAH NO. 35 TAHUN 2004 TENTANG KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI

Dalam bab ini penulis akan menganalisis tidak dilekatkannya terhadap PT Pertamina EP pada kewajiban kontraktor untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD sebagaimana dipersyaratkan dalam Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dan *Production Sharing Contract*.

BAB 4 PENUTUP

Dalam bab penutup ini penulis akan memberikan kesimpulan dari hasil analisis dan interpretasi terhadap pokok-pokok permasalahan sebagaimana telah diuraikan dalam bab sebelumnya. Kesimpulan tersebut akan dikembangkan untuk memberikan saran-saran dalam memecahkan apakah dasar dari tidak dilekatkannya terhadap PT Pertamina EP pada kewajiban kontraktor untuk melakukan penawaran *participating interest* kepada BUMD sudah tepat dan sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku.



BAB 2
ASPEK HUKUM DALAM KEGIATAN PENGUSAHAAN MINYAK DAN
GAS BUMI DI INDONESIA

2.1. Sejarah Kegiatan Pengusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Pencarian minyak bumi secara komersial pertama kali dilakukan di Indonesia oleh seorang Belanda yang bernama Jan Reerink pada tahun 1871 di suatu daerah di lereng gunung Ceremai, dekat Cibodas, Jawa Barat.¹ Pada tahun 1883, Aeilko Jans Zijlker pimpinan perkebunan tembakau di daerah Langkat, Sumatera Utara, menemukan rembesan minyak yang diketahui dari informasi penduduk, yang pada tanggal 16 Juni 1890 mendirikan Koninklijke Nederlandsche Petroleum Company atau yang lebih dikenal dengan Royal Dutch Petroleum Company. Di bawah pimpinan J.A. De Gelder, Royal Dutch Petroleum Company membangun kilang pengolahan di Pangkalan Brandan, Sumatera Utara, yang selesai di bangun pada Februari 1892 serta dibangun juga fasilitas penunjang berupa tangki penyimpanan dan fasilitas pelabuhan di pangkalan susu, Sumatera Utara yang merupakan pelabuhan minyak pertama di Indonesia. Perusahaan minyak lainnya adalah Shell Transport and Trading Co., didirikan oleh Marcus Samuel berkewarganegaraan Inggris yang menemukan minyak di Kalimantan Timur dan membangun kilang pengolahan di Balikpapan pada tahun 1894.²

Pemerintah Hindia Belanda kemudian pada tahun 1899 mengundangkan Indische Mijn Wet yang melegalisasi wewenang pemerintah Hindia Belanda untuk memberikan konsesi pertambangan. Dan khususnya pada ketentuan Pasal 5a Indische Mijn Wet, Pemerintah Hindia Belanda berwenang untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi serta mengadakan kerjasama dengan perusahaan minyak dalam bentuk kontrak 5A atau sistem konsesi. Dengan sistem konsesi,

¹Rudi M. Simamora, *op. cit.*, hal. 11.

²*Ibid.*, hal. 13.

perusahaan pertambangan tidak hanya diberikan kuasa pertambangan, tetapi diberikan pula hak menguasai ha katas tanah.³

Pada tahun 1907 kedua perusahaan diatas melakukan merger membentuk satu perusahaan baru yang diberi nama The Royal Dutch Shell Group, yang kemudian terkenal di dunia dengan nama “Shell”. Kemudian pada tahun 1911, Shell mengakuisisi Dortsche Petroleum Company, yang mengantarkan Shell sebagai penguasa seluruh industri minyak di Indonesia.

Selanjutnya pada tahun 1912, Standard Oil of New Jersey mendirikan sebuah perusahaan berdasarkan hukum Hindia Belanda dengan nama Nederlandsche Koloniale Petroleum Maatschappij (NKPM) membeli izin eksplorasi di Talang Akar, Pendopo, Sumatera Selatan. Demi memperkuat posisinya, pada tahun 1933 NKPM bergabung dengan Socony Vacuum (Standard of New York, sekarang Mobil Oil) dengan nama baru yaitu Standard Vacuum Petroleum Maatschappij (SVPM) yang kemudian merubah nama lagi menjadi PT. Stanvac Vacuum Petroleum (Stanvac) Indonesia pada tahun 1947.

Menyusul kesuksesan perusahaan Amerika di Indonesia yang telah lebih dulu beroperasi di Indonesia, Standard of California kemudian mendirikan Nederlandsche Pacific Petroleum Maatschappij (NPPM) pada tahun 1930 dan mendapatkan kotrak konsesi Blok Rokan, Sumatera Tengah pada tahun 1936. Pada tahun yang sama Standard of California menggabungkan seluruh assetnya di Asia dengan Texas Company (Texaco) dan NPPM menjadi bagian dari group besar yang bernama California Texas Oil Company (Caltex).

Invasi Jepang di Hindia Belanda pada tahun 1942 mengakibatkan dilakukannya taktik bumi hangus oleh pemerintah Hindia Belanda terhadap semua instalasi perminyakan yang ada di Indonesia.⁴Sesudah kemerdekaan dan selama revolusi fisik (1945-1959) Himpunan Tenaga Laskar Minyak mulai merebut ladang-ladang dan kilang bekas milik perusahaan Shell. Laskar Minyak berhasil mengambil alih tambang minyak yang ada di Pangkalan Brandan yang kemudian

³ Badan Pemeriksa Keuangan, *Tinjauan Historis Yuridis terhadap Pengusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia*, www.bpk.go.id, hal. 3, diakses pada 30 November 2011.

⁴*Ibid.*, hal. 4.

disusul dengan pembentukan perusahaan minyak nasional pertama yang diberi nama Perusahaan Tambang Minyak Negara Republik Indonesia (PTMNRI) yang bertugas melanjutkan pengoperasian fasilitas minyak Pangkalan Brandan. Di tahun 1954, PTMNRI berubah nama menjadi PT Tambang Minyak Sumatera Utara (PT TMSU).⁵

Sementara itu di Sumatera Selatan, Jepang berhasil diyakinkan untuk menyerahkan lapangan minyak di Sumatera Selatan dan Jambi dengan sukarela, dan untuk pengoperasian fasilitas lapangan minyak tersebut kemudian dibentuk Perusahaan Minyak Republik Indonesia (PERMIRI).⁶ Sedangkan di Jawa Tengah, pemerintah mendirikan Perusahaan Tambang Minyak Nasional (PTMN) yang mengoperasikan lapangan minyak bekas milik Shell di Kawengan, Nglobo, Semanggi, Ledok, termasuk kilang di Cepu dan lapangan minyak di Bongas, Jawa Barat.

Selanjutnya pada tahun 1951, Teuku Mohammad Hassan, Ketua Komisi Perdagangan dan Industri di Dewan Perwakilan Rakyat mengajukan sebuah mosi yang didukung oleh Kabinet, dan yang akhirnya disetujui oleh Dewan Perwakilan Rakyat untuk membentuk Panitia Negara Urusan Pertambangan.⁷ Tak lama setelah Mosi Teuku Mohammad Hasan disebarluaskan ke publik, terjadi pembicaraan dengan pihak perusahaan Asing di Indonesia yang menawarkan pembagian keuntungan 50%-50% yang diambil dari hasil produksi minyak. Pada tanggal 1 Januari 1959 NV NIAM, yang kepemilikannya 50%-50% antara pemerintah dan Shell, diubah namanya menjadi PT. Pertambangan Indonesia (PT PERMINDO). Namun berdasarkan Undang-Undang No. 19 Prp tahun 1960 tentang Perusahaan Negara dan Undang-Undang No.44 Prp tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dibentuklah Perusahaan Negara Pertambangan Minyak Indonesia (PN PERTAMIN) untuk menggantikan PT. PERMINDO dengan Peraturan Pemerintah No. 3 tahun 1961.

⁵Rudi M. Simamora, *op. cit.*, hal. 23.

⁶*Ibid.*

⁷*Ibid.*, hal. 25.

Di Sumatera Utara pada tanggal 10 Desember 1957 PT TMSU juga diubah menjadi PT Perusahaan Minyak Nasional (PT PERMINA). Kemudian sejak tanggal 1 Juli 1961 berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 198 tahun 1961 PT PERMINA diubah menjadi PN PERMINA untuk menyesuaikan dengan ketentuan Undang-Undang No. 19 Prp tahun 1960 dan Undang-Undang No. 44 Prp tahun 1960.⁸

Sementara itu, di Jawa seluruh hak dan kewajiban PTMRI penerus PTMN, berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 199 tahun 1961, sejak tanggal 1 Juli 1961 dialihkan kepada Perusahaan Negara Pertambangan Minyak dan Gas Nasional (PN PERMIGAN) yang kemudian dibubarkan pada tanggal 4 Januari 1966 berdasarkan surat Keputusan Menteri Urusan Minyak dan Gas Bumi No. 6/M/Migas/66 PN PERMIGAN dibubarkan. Selanjutnya untuk lebih meningkatkan efisiensi dan kinerja PN PERTAMIN dan PN PERMINA, dengan Surat Keputusan Menteri Pertambangan dan Migas No. 123/M/Migas/66 tanggal 24 Maret 1966 diadakan pengkhususan tugas-tugas dari kedua perusahaan tersebut. PN PERMINA ditugaskan untuk menyelenggarakan perusahaan minyak dan gas bumi dibidang produksi dan segala sesuatu yang berhubungan dengannya. Sedangkan PN PERTAMIN ditugaskan untuk menyelenggarakan distribusi minyak dan hasil-hasil minyak didalam negeri dan segala sesuatu yang berhubungan dengannya.

Akhirnya pada tahun 1968, berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 27 tahun 1968, PN PERTAMIN dan PN PERMINA dilebur menjadi satu perusahaan yang bernama Perusahaan Negara Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Nasional (PN Pertamina).

Yang berlaku hingga saat ini sejak tanggal 23 November 2001, yaitu sejak diundangkannya Undang-Undang No.22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, maka kewenangan menyelenggarakan perusahaan minyak dan gas bumi kini dialihkan dari PERTAMINA yang berbentuk Badan Usaha Milik Negara kepada BPMIGAS yang berbentuk Badan Hukum Milik Negara. Dengan

⁸*Ibid.*, hal. 28.

demikian, BPMIGAS mempunyai status sebagai subjek hukum perdata⁹ dan merupakan institusi yang tidak mencari keuntungan serta dikelola secara profesional. Oleh karena itu, kewajiban PERTAMINA sebagai pemegang kuasa pertambangan telah berakhir. Ketentuan itu sesuai dengan Pasal 62 Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Sesuai amanat Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 pula, Pertamina melalui Peraturan Pemerintah No. 31 Tahun 2003 telah diubah statusnya menjadi perusahaan perseroan (persero). Fungsi Pertamina semula sebagai "pemerintah, pengatur, dan pemain atau pelaku usaha" diubah menjadi "pemain" saja. Undang-Undang No. 19 Tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara dengan tegas mengemukakan bahwa tujuan pendirian perusahaan persero adalah untuk "mengejar keuntungan guna meningkatkan nilai perusahaan"¹⁰ (Pasal 12, Ayat b); bukan menjalankan fungsi sosial.

2.2. Tinjauan Umum Kegiatan Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Berdasarkan jiwa pasal 33 ayat (3) UUD 1945, minyak dan gas bumi merupakan kekayaan nasional yang dikuasai oleh negara. Tujuan penguasaan oleh negara adalah agar kekayaan nasional tersebut dapat dimanfaatkan untuk sebesar-besarnya kemakmuran seluruh rakyat Indonesia. Dengan demikian, baik perseorangan masyarakat maupun pelaku usaha, sekalipun memiliki hak atas sebidang tanah di permukaan, tidak mempunyai hak menguasai ataupun memiliki minyak dan gas bumi yang terkandung di bawahnya.¹¹

Penguasaan oleh negara diselenggarakan oleh pemerintah sebagai kuasa pertambangan.¹² Kuasa pertambangan adalah wewenang yang diberikan negara kepada pemerintah untuk menyelenggarakan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi.¹³

⁹ Salim HS., *Hukum Pertambangan Di Indonesia*, (Jakarta: PT. Rajagrafindo Persada, 2005), hal 245.

¹⁰ Indonesia (c), Undang-Undang No. 19 tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara, LN No. 70 Tahun 2003, TLN No. 4297, Pasal 12 butir b.

¹¹ Indonesia (a), Undang-Undang No. 22 Tahun 2001, *Op. cit.*, Penjelasan Pasal 4 ayat (1).

¹² *Ibid.*, Pasal 4 ayat (2).

2.2.1. Kegiatan Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia berdasarkan Undang-Undang No. 22 Tahun 2001

Secara umum Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi telah mengakomodir kebutuhan konstitusional terhadap ketentuan akan Minyak dan Gas Bumi, hal ini dikarenakan:

- 1) Lebih tegasnya penjabaran Pasal 33 ayat (2) dan ayat (3) Undang-Undang Dasar 1945 dalam pasal 4 Undang-Undang No. 22 Tahun 2001, dimana minyak dan gas bumi sebagai sumber daya alam strategis tak terbarukan yang terkandung didalam wilayah hukum pertambangan Indonesia merupakan kekayaan nasional yang dikuasai negara dan diselenggarakan oleh Pemerintah sebagai pemegang kuasa pertambangan.
- 2) Pemerintah sebagai pemegang kuasa pertambangan membentuk Badan Pelaksana yang bersifat *non profit* dan *independent* yang bertugas sebagai pengawas kontraktor Kontrak Kerja Sama dan berfungsi sekaligus sebagai “wasit”, bukan sebagai pemain. Semua perjanjian kerja sama minyak dan gas akan dilakukan oleh Badan Pelaksana sebagai wakil pemerintah.
- 3) Pemerintah mengembalikan peranan Pertamina sebagai perusahaan yang mempunyai kemampuan berkompetisi serta tumbuh dan berkembang sebagai perusahaan bertaraf internasional. Undang-undang ini secara jelas mengatur dipisahkannya fungsi pemerintah dari fungsi perusahaan serta mendorong agar Pertamina dapat tumbuh dan berkembang sebagaimana perusahaan pada umumnya. Dengan diberlakukannya undang-undang ini, terhadap Pertamina sepenuhnya tunduk pada peraturan perundang-undangan yang mengatur mengenai Badan Usaha Milik Negara (Persero, Perum dan Perjan), dimana dalam melaksanakan aktivitas bisnisnya mempunyai perlakuan yang sama dengan Badan Usaha lainnya.
- 4) Mengizinkan bentuk perjanjian lain disamping kontrak bagi hasil untuk kegiatan hulu karena dalam undang-undang ini dikenal istilah Kontrak Kerja Sama.

¹³*Ibid.*, Pasal 1 angka 5.

- 5) Dimungkinkannya usaha kecil di samping koperasi sebagai salah satu pelaku usaha yang dapat menyelenggarakan kegiatan usaha minyak dan gas bumi.
- 6) Adanya pengaturan mengenai ganti rugi yang lahannya dipergunakan untuk kegiatan minyak dan gas bumi serta kewajiban Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap untuk bertanggung jawab dalam pengembangan lingkungan dan masyarakat setempat (*community development*).
- 7) Jaminan peningkatan penerimaan negara dari kegiatan sektor hulu dengan ditetapkannya kewajiban Badan Usaha dan Bentuk Usaha Tetap untuk membayar pajak dan penerimaan negara bukan pajak (Bagian negara, pungutan negara dan bonus-bonus).
- 8) Pemberlakuan ketentuan perpajakan umum yang dimaksudkan agar dapat terjamin penerimaan negara dari sektor usaha minyak dan gas bumi serta memberikan kemudahan kepada Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap dalam memperhitungkan nilai keekonomian dari proyek yang direncanakan.
- 9) Dalam perumusan Undang-Undang telah mencakup prinsip dasar dari Undang-Undang No. 22 Tahun 1999 mengenai Pemerintahan Daerah dan Undang-Undang No. 25 Tahun 1999 mengenai Perimbangan Keuangan antara Pemerintah Pusat dan Daerah yang artinya secara substansi peran serta Pemerintah Daerah juga telah ditampung dalam undang-undang ini dimana dalam pasal 12 ayat (1) menetapkan penawaran wilayah kerja kepada Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap, Menteri harus berkonsultasi terlebih dahulu dengan Pemerintah Daerah sehingga Pemerintah Daerah dapat memberikan berbagai usulan dan masukan yang sesuai dengan kepentingan daerah setempat.
- 10) Membagi penerimaan Negara dari kegiatan minyak dan gas antara pemerintah pusat dan pemerintah daerah. Jaminan penerimaan daerah dari sektor usaha minyak dan gas bumi yang ketentuannya sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

- 11) Adanya pengaturan dalam pasal 22 ayat (1) bahwa pemerintah tetap menjamin ketersediaan dan kelancaran pendistribusian BBM di seluruh wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia.
- 12) Dibentuknya Badan Pengatur di samping Badan Pelaksana yang bertugas melakukan pengaturan dan pengawasan terhadap penyediaan dan pendistribusian bahan bakar minyak (BBM) serta Pengangkutan Gas Bumi melalui pipa.
- 13) Menghapuskan hak-hak eksklusif atau monopoli Pertamina untuk mengolah dan memasarkan produk minyak dan gas di dalam negeri dan membuka partisipasi swasta untuk kegiatan usaha hilir.
- 14) Penegasan keberpihakan pada potensi nasional dengan adanya ketentuan dalam pasal pasal 11 ayat (3) yang menetapkan ketentuan yang harus dipenuhi dalam kontrak kerja sama agar Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap mengutamakan pemanfaatan tenaga kerja setempat, barang, jasa serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun dalam negeri. Ketentuan ini bertujuan meningkatkan keterampilan perusahaan nasional dan penggunaan produk dan jasa dalam negeri secara transparan melalui pemberian kesempatan yang sama bagi seluruh industri.

Adapun menurut Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 ini di dalam Pasal 5, kegiatan pengusahaan minyak dan gas bumi dibagi menjadi dua yaitu kegiatan usaha hulu dan kegiatan usaha hilir.

a. Kegiatan Usaha Hulu

Kegiatan Usaha Hulu adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha eksplorasi dan eksploitasi.¹⁴

Eksplorasi adalah kegiatan yang bertujuan untuk:¹⁵

- 1) memperoleh informasi mengenai kondisi geologi;

¹⁴*Ibid.*, Pasal 1 angka 7.

¹⁵Salim HS., *Op. cit.*, hal. 236.

- 2) menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan minyak dan gas bumi; dan
- 3) menentukan tempat wilayah kerja.

Sementara eksploitasi adalah rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan minyak dan gas bumi dari wilayah kerja yang ditentukan, yang terdiri atas:¹⁶

- 1) pengeboran dan penyelesaian sumur;
- 2) pembangunan sarana pengangkutan;
- 3) penyimpanan;
- 4) pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian minyak dan gas bumi di lapangan; serta
- 5) kegiatan lain yang mendukungnya.

Wilayah kerja yang disebut-sebut di atas adalah daerah tertentu di wilayah hukum pertambangan Indonesia (baik daratan, perairan dan landas kontinen Indonesia) untuk pelaksanaan eksplorasi dan eksploitasi.¹⁷

Kerangka hukum penyelenggaraan kegiatan usaha hulu didasarkan pada:¹⁸

- 1) Ketentuan Pasal 33 Undang-Undang Dasar 1945;
- 2) Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 (sebagaimana telah dilakukan "Judicial Review" terhadap undang-undang tersebut oleh Mahkamah Konstitusi RI lewat Keputusan No. 002/PUU-I/2003);
- 3) Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi;
- 4) Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi; dan
- 5) Ketentuan-ketentuan Kontrak Kerja Sama (KKS) yang ditanda-tangani oleh para pihak terkait.

Ketentuan-ketentuan hukum sebagaimana disebut di atas melahirkan suatu alur hukum yang menjelaskan dasar wewenang yang dimiliki oleh instansi-

¹⁶*Ibid.*, hal. 238.

¹⁷Indonesia (a), Undang-Undang No. 22 Tahun 2001, *Op. cit.*, pasal 1 angka 15 jo. angka 16.

¹⁸BPMIGAS, www.bpmigas.com, diakses pada 30 November 2011.

instansi atau badan-badan yang terlibat dalam penyelenggaraan Kegiatan Usaha Hulu serta ruang lingkupnya. Alur hukum tersebut adalah sebagai berikut:¹⁹

- 1) Minyak dan gas bumi yang terkandung di dalam Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia merupakan kekayaan nasional yang dikuasai oleh Negara (penguasaan).
- 2) Negara memberikan wewenang kepada Pemerintah untuk menyelenggarakan perusahaan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi atau Pemerintah adalah pemegang Kuasa Pertambangan.
- 3) Pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan membentuk Badan Pelaksana untuk melaksanakan penyelenggaraan perusahaan.
- 4) Pelaksanaan penyelenggaraan perusahaan yang dilakukan oleh Badan Pelaksana diwujudkan dengan melakukan Kontrak Kerja Sama dengan Badan Usaha dan/atau Bentuk Usaha Tetap.

Kegiatan usaha hulu dilaksanakan dan dikendalikan melalui KKS.²⁰ Kontrak Kerja Sama tidak hanya dibatasi pada bentuk Kontrak Bagi Hasil, namun apabila dipandang perlu dimungkinkan bentuk Kontrak Kerjasama lain yang dianggap lebih menguntungkan bagi negara. Untuk menghindari adanya kekhawatiran bahwa penguasaan sumber daya alam oleh pihak lain selain negara, dalam Pasal 6 ayat (2) Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 dimuat ketentuan yang menegaskan bahwa Kontrak Kerja Sama pada kegiatan usaha hulu paling sedikit memuat persyaratan antara lain kepemilikan sumber daya alam tetap ditangan pemerintah sampai pada titik penyerahan; pengendalian manajemen operasi berada pada Badan Pelaksana; serta modal dan risiko seluruhnya ditanggung Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap.²¹

Kegiatan usaha hulu dapat dilaksanakan oleh:²²

- 1) badan usaha milik negara;
- 2) badan usaha milik daerah;

¹⁹*Ibid.*

²⁰Indonesia (a), Undang-Undang No. 22 Tahun 2001, *op. cit.*, Pasal 6 ayat (1).

²¹*Ibid.*, Pasal 6 ayat (2).

²²*Ibid.*, Pasal 9 ayat (1) jo. ayat (2).

- 3) koperasi; usaha kecil;
- 4) badan usaha swasta; dan
- 5) bentuk usaha tetap.

Badan Usaha adalah perusahaan berbentuk badan hukum yang menjalankan jenis usaha bersifat tetap, terus menerus dan didirikan sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku serta bekerja dan berkedudukan dalam wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia. Badan Usaha Milik Negara, Badan Usaha Milik daerah, koperasi, usaha kecil dan badan usaha swasta tercakup dalam pengertian badan usaha ini.

Sedangkan Bentuk Usaha Tetap adalah badan usaha yang didirikan dan berbadan hukum di luar wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia yang melakukan kegiatan di wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia dan wajib mematuhi peraturan perundang-undangan yang berlaku di Republik Indonesia.²³ Kegiatan usaha hulu yang berkaitan dengan resiko tinggi banyak dilakukan oleh perusahaan internasional yang mempunyai jaringan internasional secara luas. Agar dapat memberikan iklim investasi yang kondusif untuk menarik penanam modal, termasuk penanam modal asing, diberikan kesempatan untuk tidak perlu membentuk Badan Usaha.

Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap yang melakukan kegiatan usaha hulu dilarang melakukan kegiatan usaha hilir.²⁴ Kegiatan usaha hulu adalah kegiatan pengambilan sumber daya alam yang tak terbarukan yang merupakan kekayaan negara, maka dalam hal ini negara harus mendapat manfaat yang sebesar-besarnya bagi kemakmuran rakyat. Kegiatan usaha hilir merupakan kegiatan yang bersifat usaha bisnis pada umumnya, di mana biaya produksi dan kerugian yang mungkin timbul tidak dapat dibebankan (dikonsolidasikan) pada biaya kegiatan usaha hulu.²⁵

b. Kegiatan Usaha Hilir

²³*Ibid.*, Pasal 1 angka 18.

²⁴*Ibid.*, Pasal 10 ayat (1).

²⁵Dalam hal Badan Usaha melakukan kegiatan usaha hulu dan hilir secara bersamaan, maka harus membentuk badan hukum yang terpisah, misalnya secara *Holding Company*.

Kegiatan usaha hilir adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan/atau niaga.²⁶

Pengolahan adalah kegiatan:²⁷

- 1) Memurnikan;
- 2) Memperoleh bagian-bagian;
- 3) Mempertinggi mutu; dan
- 4) Mempertinggi nilai tambah minyak bumi dan/atau gas bumi, tetapi tidak termasuk pengolahan lapangan.

Pengangkutan adalah kegiatan:²⁸

- 1) Pemindahan minyak bumi, gas bumi dan/atau hasil olahannya;
- 2) Dari wilayah kerja atau dari tempat penampungan dan pengolahan;
- 3) Termasuk pengangkutan gas bumi melalui pipa transmisi dan distribusi.

Penyimpanan adalah kegiatan:

- 1) Penerimaan;
- 2) Pengumpulan;
- 3) Penampungan; dan
- 4) Pengeluaran minyak bumi dan/atau gas bumi.

Niaga adalah kegiatan:²⁹

- 1) Pembelian;
- 2) Penjualan;
- 3) Ekspor;
- 4) Impor minyak bumi dan/atau hasil olahannya;
- 5) Termasuk niaga gas bumi melalui pipa.

Kegiatan usaha hilir dapat dilaksanakan oleh Badan Usaha³⁰ setelah mendapat izin usaha oleh pemerintah.³¹ Izin usaha merupakan izin yang diberikan

²⁶Indonesia (a), Undang-Undang No. 22 Tahun 2001, *op. cit*, Pasal 1 angka 10.

²⁷*Ibid.*, Pasal 1 angka 11.

²⁸*Ibid.*, Pasal 1 angka 12.

²⁹*Ibid.*, Pasal 1 angka 14.

³⁰Kontraktor asing murni (Bentuk Usaha Tetap) pada saat ini maupun di masa depan hanya diberikan kesempatan untuk melakukan kegiatan usaha di bidang hulu melalui Kontrak Kerja Sama dengan Badan Pelaksana. Sedangkan pada kegiatan usaha hilir, perusahaan asing tidak

kepada badan usaha oleh pemerintah untuk melaksanakan kegiatan usaha pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan/atau niaga dengan tujuan memperoleh laba. Izin usaha yang diperlukan untuk kegiatan usaha minyak bumi dan gas bumi dibedakan atas:³²

- 1) Izin usaha pengolahan;
- 2) Izin usaha pengangkutan;
- 3) Izin usaha penyimpanan;
- 4) Izin usaha niaga.

Setiap izin usaha yang telah diberikan hanya dapat digunakan sesuai dengan peruntukannya.³³ Setiap badan usaha dapat diberi lebih dari satu izin usaha sepanjang tidak bertentangan dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku.³⁴

2.2.2. Kedudukan Badan Pelaksana dalam Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

Badan Pelaksana adalah suatu badan yang dibentuk untuk melakukan pengendalian kegiatan usaha hulu di bidang minyak dan gas bumi. Sesuai dengan Pasal 45 ayat (1) Undang-Undang No. 22 Tahun 2001, Badan Pelaksana yang dimaksud berbentuk Badan Hukum Milik Negara (BHMN). Maksud diberikannya status BHMN adalah agar institusi ini tidak mencari keuntungan dan dapat dikelola secara profesional.

Sejak ditetapkannya Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi pada tanggal 23 Nopember 2001 dan Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002 tanggal 16 Juli 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas maka masalah pengawasan atas pelaksanaan kegiatan usaha hulu

dapat secara langsung melakukan kegiatan di sektor hilir akan tetapi harus terlebih dahulu membentuk Badan Usaha yang didirikan berdasarkan pengaturan perundang-undangan nasional, sehingga dengan demikian sebagai konsekuensi yuridisnya mengikutsertakan badan usaha nasional, hal mana diatur dalam Pasal 23 ayat 1 Undang-Undang No. 22 Tahun 2001.

³¹*Ibid.*, Pasal 23 ayat (1).

³²*Ibid.*, Pasal 23 ayat (2).

³³*Ibid.*, Pasal 24 ayat (2).

³⁴*Ibid.*, Pasal 23 ayat (3).

berdasarkan Kontrak Kerja Sama atau Kontrak Productions Sharing yang sebelumnya dilaksanakan oleh Pertamina kini dilaksanakan oleh Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas atau BPMIGAS (Badan Pelaksana). Pengawasan yang dilakukan atas dasar Kontrak Kerja Sama meliputi pengendalian manajemen operasi, yaitu pemberian persetujuan atas rencana kerja dan anggaran, rencana pengembangan lapangan, serta pengawasan terhadap realisasi dari rencana tersebut. Badan Pelaksana dalam pengawasannya terhadap kegiatan usaha hulu Minyak dan Gas Bumi bertanggung jawab langsung kepada Presiden³⁵, sedangkan Badan Pelaksana hanya berkoordinasi dengan Menteri terkait yang bidang tugas dan tanggung jawabnya meliputi kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi³⁶, dalam hal ini Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). Sementara itu, fungsi pengawasan atas pekerjaan dan pelaksanaan kegiatan usaha minyak dan gas bumi terhadap ditaatinya ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku berada pada Departemen ESDM dan departemen terkait lainnya.

Menurut Pasal 3 Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002, Badan Pelaksana merupakan badan yang dibentuk oleh pemerintah yang berkedudukan dan berkantor pusat di Jakarta. Fungsi Badan Pelaksana adalah melakukan pengawasan terhadap kegiatan usaha hulu agar pengambilan sumber daya alam minyak dan gas bumi milik negara dapat memberikan manfaat dan penerimaan yang maksimal bagi negara untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.³⁷

Tugas Badan Pelaksana adalah sebagai berikut:³⁸

- a. Memberikan pertimbangan kepada menteri atas kebijaksanaannya dalam hal penyiapan dan penawaran Wilayah Kerja serta Kontrak Kerja Sama.
- b. Melaksanakan penandatanganan kontrak kerja sama.

³⁵ Indonesia (d), *Peraturan Pemerintah tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi*, No. 42 Tahun 2002, LN No. 81 Tahun 2002, TLN No. 4216, Pasal 18.

³⁶ *Ibid.*, Pasal 11.

³⁷ *Ibid.*, Pasal 10.

³⁸ Indonesia (a), Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 pasal 44 ayat (3) jo. Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002 Pasal 11.

- c. Mengkaji dan menyampaikan rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dalam suatu wilayah kerja kepada menteri untuk mendapatkan persetujuan.
- d. Memberikan persetujuan rencana pengembangan lapangan.
- e. Memberikan persetujuan rencana kerja dan anggaran.
- f. Melaksanakan monitoring dan melaporkan kepada menteri mengenai pelaksanaan kontrak kerja sama.
- g. Menunjuk penjual minyak bumi dan/atau gas bumi bagian negara.

Tugas-tugas Badan Pelaksana yang telah disebutkan di atas merupakan tugas pokok yang harus dijalankan Badan Pelaksana itu dalam mencapai tujuan, yang antara lain menghendaki wujud pengendalian dan pengawasan kegiatan usaha hulu lebih diprioritaskan pada aspek teknis bagaimana pengelolaan sumber daya alam migas dapat berjalan secara optimal sehingga dapat memberikan keuntungan bagi negara dengan tetap memperhatikan kepentingan investor.

Dalam menjalankan tugasnya, Badan Pelaksana memerlukan wewenang. Wewenang yang dimiliki Badan Pelaksana adalah sebagai berikut:³⁹

- a. Membina kerja sama dalam rangka terwujudnya integrasi dan sinkronisasi kegiatan operasional Kontraktor Kontrak Kerja Sama.
- b. Merumuskan kebijakan atas anggaran dan program kerja Kontraktor Kontrak Kerja Sama.
- c. Mengawasi kegiatan utama operasional Kontraktor Kontrak Kerja Sama.
- d. Membina seluruh aset Kontraktor Kontrak Kerja Sama yang menjadi milik negara.
- e. Melakukan koordinasi dengan pihak dan / atau instansi terkait yang diperlukan dalam pelaksanaan kegiatan usaha hulu.

Sebagai badan yang dibentuk oleh pemerintah, Badan Pelaksana bertanggung jawab terhadap pengawasan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. Pengawasan penyelenggaraan kegiatan usaha hulu oleh Badan Pelaksana bertujuan untuk menjamin efektifitas pelaksanaan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang meliputi perencanaan, pengaturan, pembinaan, pengawasan dan pengendalian.

³⁹Indonesia (d), Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002, *Op. cit.*, Pasal 12.

Kekayaan Badan Pelaksana merupakan kekayaan negara yang dipisahkan.⁴⁰ Yang dimaksud dengan kekayaan negara yang dipisahkan disini adalah adanya pemisahan kekayaan negara dari Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) untuk dijadikan penyertaan modal negara pada Badan Pelaksana, yang untuk selanjutnya pembinaan dan pengelolaan terhadap kekayaan negara tersebut tidak lagi didasarkan pada sistem Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN), namun pembinaan dan pengelolaannya didasarkan pada prinsip-prinsip perusahaan yang sehat. Penentuan dari kekayaan awal Badan Pelaksana ditetapkan oleh Menteri Keuangan berdasarkan perhitungan bersama oleh Departemen (dalam hal ini Departemen ESDM, Departemen Keuangan, dan Pertamina).⁴¹

Dalam hal pendapatan atau penerimaan, Badan Pelaksana memperoleh penerimaan berupa imbalan atas pelaksanaan fungsi dan tugasnya.⁴² Yang dimaksudkan imbalan disini adalah *fee* yang merupakan upah manajemen yang diterima dari Pemerintah atas kegiatan yang dilakukan dalam kegiatan hulu Minyak dan Gas Bumi sesuai dengan Undang-Undang No. 22 Tahun 2001. Besar dari penerimaan itu sendiri ditetapkan oleh Menteri Keuangan sebagai suatu persentase dari penerimaan negara dari setiap kegiatan usaha hulu. Sifat *nirlaba* (tidak mencari keuntungan) yang dimiliki Badan Pelaksana mengakibatkan Badan Pelaksana tidak diperbolehkan untuk memupuk dana pembiayaan operasional melampaui batas yang telah diatur dalam Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002.⁴³ Untuk menjalankan tugas dan fungsinya, Badan Pelaksana wajib menyusun dan menyampaikan rencana anggaran pendapatan dan belanja serta rencana kerja tahunan kepada Menteri Keuangan setiap tahun anggaran Badan Pelaksana untuk kemudian ditetapkan dan disahkan setelah mendapatkan pertimbangan dari Menteri (dalam hal ini Menteri ESDM).⁴⁴

⁴⁰*Ibid.*, Pasal 5 ayat (1).

⁴¹*Ibid.*, Pasal 5 ayat (2).

⁴²*Ibid.*, Pasal 6 ayat (1).

⁴³*Ibid.*, Pasal 4.

2.2.3. Pengusahaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Berdasarkan Peraturan Pelaksana

a. Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002 Tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002 Tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi ditetapkan untuk melaksanakan ketentuan pembinaan dan pengawasan kegiatan usaha hulu migas sebagaimana telah ditetapkan dalam Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Peraturan Pemerintah inilah yang mendasari didirikannya Badan Pelaksana. Sedangkan yang dimaksud dengan Badan Pelaksana ialah suatu badan yang dibentuk untuk melakukan pengendalian kegiatan usaha hulu di bidang minyak dan gas bumi. Fungsi Badan Pelaksana ini adalah melakukan pengawasan terhadap kegiatan usaha hulu agar pengambilan sumber daya alam minyak dan gas bumi milik negara dapat memberikan manfaat dan penerimaan yang maksimal bagi negara untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. (Pasal 44 ayat (2) Undang-Undang No. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi; Pasal 10 Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi).

Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi kembali menegaskan kedudukan dan peran pemerintah dalam pelaksanaan Kontrak Kerja Sama. Dalam Undang-Undang No. 22 tahun 2001 ini pemegang Kuasa Pertambangan yang tadinya berada di tangan Pertamina kembali kepada pemerintah, dimana pemerintah kemudian membentuk Badan Pelaksana (BPMIGAS) yang akan menerima kuasa dari pemerintah untuk menandatangani dan mengendalikan manajemen operasi kegiatan usaha hulu. Dengan kata lain, Kuasa Pertambangan tidak lagi di tangan Pertamina melainkan kembali ke tangan Pemerintah dan dilaksanakan melalui BPMIGAS.

Dengan berlakunya undang-undang ini, kedudukan Pertamina sebagai pihak yang berkontrak digantikan oleh pemerintah yang diwakili oleh BPMIGAS yang dibentuk berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 42 tahun 2002 Tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS). Yang

⁴⁴Sesuai dengan Pasal 6 ayat (3) Peraturan Pemerintah No. 42 Tahun 2002.

dimaksud dengan BPMIGAS adalah suatu badan yang dibentuk untuk melakukan pengendalian kegiatan usaha hulu di bidang minyak dan gas bumi. Adapun tugas BPMIGAS adalah sebagai berikut:

- 1) Memberikan pertimbangan kepada Menteri atas kebijaksanaannya dalam hal penyiapan dan penawaran Wilayah Kerja serta Kontrak Kerja Sama;
- 2) Melakukan penandatanganan Kontrak Kerja Sama;
- 3) Mengkaji dan menyampaikan rencana pengembangan lapangan (*Plan On Development / POD*);
- 4) Memberikan persetujuan rencana kerja dan anggaran;
- 5) Melaksanakan *monitoring* dan melaporkan kepada Menteri mengenai pelaksanaan kontrak kerja sama;
- 6) Menunjuk penjual minyak dan / atau gas bumi bagian Negara yang dapat memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi Negara.

Berdasarkan Undang-Undang No. 22 tahun 2001 dan Peraturan Pemerintah No. 42 tahun 2002 Tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi tersebut, maka Negara sebagai pemegang kekuasaan berwenang memberikan kuasa kepada BPMIGAS untuk melakukan perusahaan pengelolaan atas bahan galian yang ada dalam wilayah hukum Indonesia. Dengan melakukan kerja sama dengan badan hukum perdata dalam suatu kontrak, maka penguasa Negara atau pemerintah menurut Kranenburg dan Vegting bertindak sebagai organ dari badan publik yang berupa badan hukum perdata.⁴⁵ Untuk itu, berdasarkan pasal 12 Peraturan Pemerintah No. 42 tahun 2002, dalam menjalankan tugasnya BPMIGAS memiliki wewenang sebagai berikut:

- 1) Membina kerjasama dalam rangka terwujudnya integrasi dan sinkronisasi kegiatan operasional kontraktor Kontrak Kerja Sama.
- 2) Merumuskan kebijakan atas anggaran dan program kerja kontraktor Kontrak Kerja Sama.
- 3) Mengawasi kegiatan utama operasional kontraktor Kontrak Kerja Sama.
- 4) Membina seluruh aset kontraktor Kontrak Kerja Sama yang menjadi milik negara.

⁴⁵Madjedi Hasan, *op. cit.*, hal. 95.

- 5) Melakukan koordinasi dengan pihak dan/atau instansi terkait yang diperlukan dalam pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu.

b. Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 Tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

Peraturan Pemerintah ini dibuat sebagai aturan pelaksanaan dari Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Dalam pasal 24 ayat (1) dan (2) Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004, ditentukan bahwa kegiatan usaha hulu dilaksanakan oleh Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap berdasarkan Kontrak Kerja Sama dengan Badan Pelaksana. Untuk itu, Kontrak Kerja Sama tersebut paling sedikit memuat persyaratan:

- 1) Kepemilikan sumber daya Minyak dan Gas Bumi tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan.
- 2) Pengendalian manajemen atas operasi yang dilaksanakan oleh Kontraktor berada pada Badan Pelaksana.
- 3) Modal dan resiko seluruhnya ditanggung oleh Kontraktor.

Selain itu, diatur juga mengenai jangka waktu Kontrak Kerja Sama yang berdasarkan pasal 27 ayat (1) Peraturan Pemerintah ini:

- 1) Jangka waktu Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam pasal 24 paling lama 30 tahun.
- 2) Jangka waktu Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam ayat (1), terdiri atas jangka waktu Eksplorasi dan jangka waktu Eksploitasi.
- 3) Jangka waktu Eksplorasi sebagaimana dimaksud dalam ayat (2) adalah 6 (enam) tahun dan dapat diperpanjang hanya 1 (satu) kali paling lama 4 (empat) tahun berdasarkan permintaan dari Kontraktor selama Kontraktor telah memenuhi kewajiban minimum menurut Kontrak Kerja Sama yang persetujuannya dilakukan oleh Badan Pelaksana.
- 4) Apabila dalam jangka waktu Eksplorasi sebagaimana dimaksud dalam ayat (3) Kontraktor tidak menemukan cadangan Minyak dan/atau Gas Bumi yang dapat diproduksi secara komersial maka Kontraktor wajib mengembalikan seluruh Wilayah Kerjanya.

Selanjutnya, dalam pasal 28 ayat (1) ditentukan bahwa “Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam pasal 27 ayat (1), dapat diperpanjang dengan jangka waktu perpanjangan paling lama 20 (dua puluh) tahun untuk setiap kali perpanjangan”. Kemudian menurut ayat (5) ditentukan bahwa “Permohonan perpanjangan Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam ayat (3), dapat disampaikan paling cepat 10 (sepuluh) tahun dan paling lambat 2 (dua) tahun sebelum Kontrak Kerja Sama berakhir.”

Demi kepentingan masyarakat daerah dimana dilaksanakannya kegiatan usaha hulu, maka Peraturan Pemerintah ini menetapkan bahwa Kontraktor harus menawarkan *participating interest* kepada BUMD. Artinya, kontraktor harus terlebih dahulu menawarkan kepada BUMD untuk ikut berpartisipasi dalam kegiatan usaha hulu yang akan dilaksanakan. Hal ini sebagaimana ditentukan dalam pasal 34, yaitu “Sejak disetujuinya rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dari suatu Wilayah Kerja, Kontraktor wajib menawarkan *participating interest* 10% (sepuluh per seratus) kepada Badan Usaha Milik Daerah.” Mengenai hal ini, selanjutnya akan dibahas dalam bab selanjutnya.

Untuk menjamin pemenuhan kebutuhan akan minyak dan gas bumi di dalam negeri, maka Peraturan Pemerintah ini mengaturnya pada pasal 46 ayat (1) dan (2), yaitu bahwa:

- 1) Kontraktor bertanggungjawab untuk ikut serta memenuhi kebutuhan Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi untuk keperluan dalam negeri.
- 2) Bagian Kontraktor dalam memenuhi keperluan dalam negeri sebagaimana dimaksud dalam ayat (1), ditetapkan berdasarkan sistem prorata hasil produksi Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi.

Kemudian pada pasal 47 ditentukan bahwa “Menteri menetapkan kebijakan mengenai pemasokan Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi untuk keperluan dalam negeri setiap tahun sekali.”

Selain minyak dan gas bumi, negara juga berhak mendapatkan penerimaan negara atas kegiatan usaha hulu. Dalam hal penerimaan negara, Peraturan pemerintah ini menentukan pada pasal 52 bahwa:

- 1) Kontraktor yang melaksanakan Kegiatan Usaha Hulu wajib membayar penerimaan Negara yang berupa pajak dan Penerimaan Negara Bukan Pajak.
- 2) Penerimaan Negara yang berupa pajak sebagaimana dimaksud dalam ayat (1) terdiri atas:
 - a. pajak-pajak;
 - b. bea masuk dan pungutan lain atas impor dan cukai;
 - c. pajak daerah dan retribusi daerah.
- 3) Penerimaan Negara Bukan Pajak sebagaimana dimaksud dalam ayat (1) terdiri atas:
 - a. bagian Negara
 - b. pungutan Negara yang berupa iuran tetap dan iuran Eksplorasi dan Eksploitasi
 - c. bonus-bonus

Kegiatan Usaha Hulu juga menyangkut penggunaan tanah untuk Eksplorasi maupun Eksploitasi. Untuk itu Peraturan Pemerintah ini juga mengatur mengenai penggunaan tanah hak atau tanah negara. Dalam pasal 62 dinyatakan bahwa:

- 1) Kontraktor yang akan menggunakan bidang-bidang tanah hak atau tanah negara di dalam wilayah kerjanya wajib terlebih dahulu mengadakan penyelesaian penggunaan tanah dengan pemegang hak atas tanah atau pemakai hak atas tanah negara, sesuai ketentuan peraturan perundangan yang berlaku.
- 2) Masyarakat pemegang hak atas tanah atau pemakai tanah di atas tanah negara wajib mengizinkan Kontraktor yang telah memperlihatkan Kontrak Kerja Sama atau salinannya yang sah, untuk melakukan Eksplorasi dan Eksploitasi di atas tanah yang bersangkutan, apabila Kontraktor dimaksud telah melakukan penyelesaian penggunaan tanah atau memberikan jaminan penyelesaian yang disetujui oleh pemegang hak atas tanah atau pemakai tanah di atas tanah negara.

Hal tersebut selanjutnya diatur lebih lanjut pada pedoman tata kerja BPMIGAS.

Sebagai bentuk keikutsertaan Kontraktor untuk bertanggung jawab terhadap masyarakat dan lingkungan setempat dalam pelaksanaan kegiatan usaha hulu, maka dalam Peraturan Pemerintah ini diatur juga mengenai keselamatan dan kesehatan kerja serta pengelolaan lingkungan hidup serta pengembangan masyarakat setempat. Mengenai hal ini, pasal 72 menyatakan bahwa "Kontraktor yang melaksanakan kegiatan usaha hulu wajib menjamin dan menaati ketentuan keselamatan dan kesehatan kerja dan pengelolaan lingkungan hidup serta pengembangan masyarakat setempat". Dengan demikian, Kontraktor dapat mempersiapkan hal ini sebelumnya dalam rencana kerjanya.

Kegiatan usaha hulu tentunya membutuhkan tenaga kerja yang tidak sedikit. Untuk itu pada Pasal 82 dinyatakan bahwa:

- 1) Dalam memenuhi kebutuhan tenaga kerjanya, Kontraktor wajib mengutamakan penggunaan tenaga kerja warga negara Indonesia dengan memperhatikan pemanfaatan tenaga kerja setempat sesuai dengan standar kompetensi yang dipersyaratkan.
- 2) Kontraktor dapat menggunakan tenaga kerja asing untuk jabatan dan keahlian tertentu yang belum dapat dipenuhi tenaga kerja warga negara Indonesia sesuai dengan kompetensi yang dipersyaratkan.
- 3) Tata cara penggunaan tenaga kerja asing sebagaimana dimaksud dalam ayat (2) dilakukan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

c. Peraturan Pemerintah No. 34 Tahun 2005 Tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 Tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

Peraturan Pemerintah No. 34 Tahun 2005 Tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 Tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi merupakan perubahan suatu peraturan perundang-undangan yang menyisipkan ketentuan baru untuk menyempurnakan ketentuan yang sudah ada. Penyisipan tersebut ialah penyisipan diantara pasal 103 dan 104 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 dengan pasal 103A, 103B, 103C, dan 103D. Pada intinya pasal-pasal tersebut mengecualikan beberapa hal dalam Peraturan

Pemerintah No. 35 Tahun 2004 demi kepentingan nasional bilamana terjadi keadaan mendesak. Berdasarkan pasal 103A beberapa hal tersebut ialah:

- 1) Penawaran participating interest kepada Badan Usaha Milik Daerah sebagaimana dimaksud dalam pasal 34.
- 2) pengembalian biaya investasi dan operasi dari Kontrak Bagi Hasil sebagaimana dimaksud dalam pasal 56.
- 3) jangka waktu Kontrak Kerja Sama pada bekas Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina sebagaimana dimaksud dalam pasal 104 huruf h.
- 4) besaran bagi hasil sebagaimana dimaksud dalam Pasal 104 huruf k.

Adapun kepentingan nasional yang mendesak maksudnya ialah untuk mempercepat peningkatan produksi minyak dan gas bumi.

2.3. Kontrak *Production Sharing* atau *Production Sharing Contract (PSC)*

2.3.1. Karakteristik Kontrak *Production Sharing*

Kontrak *Production Sharing* atau juga dikenal dengan kontrak bagi hasil mulai dilaksanakan di Indonesia sejak tahun 1964, yang dilaksanakan berdasarkan Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi jo. Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Pertamina. Timbulnya kontrak ini adalah untuk mengatasi permasalahan keterbatasan modal, teknologi dan sumber daya manusia yang dihadapi Pertamina, khususnya dalam menjalankan eksplorasi dan eksploitasi pertambangan minyak dan gas bumi.⁴⁶ Menurut Mochtar Kusumaatmadja, dasar dari kontrak bagi hasil di Indonesia adalah keputusan Presiden Tahun 1962 Tentang Pinjaman dan Kredit Berdasarkan Bagi Hasil, dan Keputusan Presiden Nomor 20 Tahun 1962 Tentang Fasilitas Proyek Yang Dibiayai Dengan Pinjaman Luar Negeri Berdasarkan Bagi Hasil. Transaksi demikian dalam faktanya adalah pinjaman modal, barang dan jasa (dalam bentuk pabrik atau seluruh proyek) yang akan dibayar kembali dengan produksi.⁴⁷

Umumnya karakteristik dari kontrak bagi hasil antara lain adalah:

⁴⁶Rudi M. Simamora, *Op. Cit.*, hal. 93.

⁴⁷Mochtar Kusumaatmadja, *Mining Law*, (Bandung:University of Padjajaran Law School, 1974), hal. 7.

- a. Manajemen ada di tangan negara (perusahaan negara).
Negara ikut serta dan mengawasi jalannya operasi secara aktif dengan tetap memberikan kewenangan kepada kontraktor untuk bertindak sebagai operator dan menjalankan operasi di bawah pengawasannya. Negara terlibat langsung dalam proses pengambilan keputusan operasional yang biasanya dijalankan dengan mekanisme persetujuan (*approval*). Yang terjadi adalah pendelegasian dan derivasi kewenangan kepada kontraktor, sedangkan hak asal yaitu negara selaku pemilik dan pemegang kuasa pertambangan minyak dan gas bumi, tidak berubah dan tidak dialihkan sama sekali.⁴⁸Khusus untuk Indonesia, ketentuan ini merupakan tuntutan konstitusional dari pasal 33 UUD 1945.
- b. Kepemilikan aset ada pada Negara.
Umumnya semua peralatan yang diperlukan untuk pelaksanaan operasi menjadi milik perusahaan Negara segera setelah dibeli atau di depresiasi. Hal demikian adalah lazim karena biaya dari pengadaan peralatan yang dibutuhkan untuk pelaksanaan operasi dimasukkan menjadi biaya produksi yang nantinya akan diganti Negara. Ketentuan ini umumnya mengecualikan peralatan yang disewa kontraktor karena kepemilikannya memang tidak pernah beralih kepada kontraktor.
- c. Pembagian hasil produksi (*production split*).
Inti dari PSC adalah adanya pembagian dari hasil produksi. Pembagian tersebut dilakukan dengan rincian sebagai berikut:
- 1) *First Tranche Petroleum (FTP)*
First Tranche Petroleum adalah penggantian biaya operasi yang dilakukan setelah sebelumnya sebagian hasil produksi, yakni sekitar 15%-20% dari hasil produksi, diambil terlebih dahulu oleh para pihak sesuai dengan presentase bagi hasil dalam kontrak.
 - 2) Penggantian biaya operasi (*cost recovery*)
Adanya penggantian biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh kontraktor mengandung makna bahwa kontraktor mempunyai

⁴⁸Rudi M. Simamora, *Op. Cit.*, hal. 61.

kewajiban untuk menalangi terlebih dahulu biaya operasi yang diperlukan, yang akan diganti kemudian dari hasil penjualan atau dengan mengambil bagian minyak dan gas bumi yang dihasilkan. Jika dalam satu tahun kalender tertentu, kontraktor tidak mendapatkan penggantian biaya operasi secara penuh karena ternyata hasil produksi atau hasil penjualan dibawah biaya operasi, maka kekurangannya akan diperhitungkan pada tahun berikutnya. Besaran penggantian biaya operasi ini tidak harus selalu penggantian penuh (*full recovery*), bisa saja hanya sebagian tergantung dari hasil negosiasi.

3) *Equity To Be Split (ETS)*

Equity To Be Split adalah besarnya bagian yang akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor. Bagian kontraktor (*contractors portion*) adalah pembagian hasil produksi selain biaya operasi dan kewajiban lainnya, bagian ini merupakan keuntungan yang diperoleh oleh kontraktor. Bagian pemerintah (*governments portion*) adalah pemasukan dari sisi Negara setelah dikurangi FTP dan *Cost Recovery*, yang dipegang oleh BPMIGAS. Besaran ETS ini berbeda-beda antara Negara satu dengan lainnya, dan juga dapat berbeda dari satu kontrak bagi hasil satu dengan lainnya didalam satu Negara karena dipengaruhi berbagai faktor, seperti kondisi geografis suatu wilayah ataupun keterpencilan suatu wilayah.

4) Pajak (*tax*).

Kontraktor wajib membayar sendiri pajak penghasilan termasuk pajak final atas laba setelah pajak. Tarif pajak yang berlaku sekarang adalah 40,5%. Dengan demikian pembagian pendapatan antara BPMIGAS dengan Kontraktor setelah dikurangi pembayaran kewajiban pajak adalah 60:40.

Untuk pajak Indonesia lainnya, akan ditanggung dan dibebankan kepada BPMIGAS termasuk pajak pertambahan nilai, pajak pengalihan (*transfer tax*), pungutan ekspor dan impor

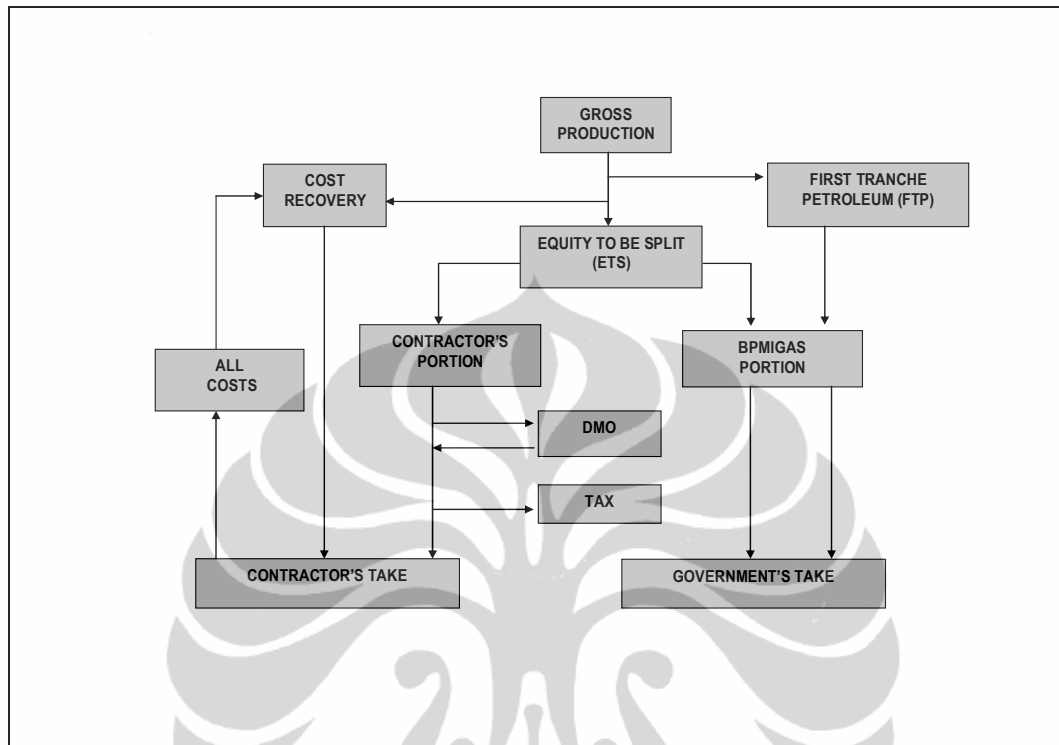
terhadap barang-barang, peralatan dan barang-barang persediaan yang diimpor dan diekspor dari Indonesia oleh Kontraktor, berkaitan dengan kepemilikan modal, kekayaan bersih, operasi, pembayaran atas transaksi termasuk pajak maupun pungutan dalam kaitannya dengan pelaksanaan operasi oleh Kontraktor. Ketentuan perpajakan yang berlaku adalah hukum pajak Indonesia.

5) *Domestic Market Obligation (DMO)*

Kontraktor wajib memenuhi kebutuhan minyak dan gas bumi dalam negeri atau DMO secara proporsional. Minyak dan gas bumi untuk DMO dijual dan dikirimkan kepada BPMIGAS dan dihitung berdasarkan bagian Kontraktor (*equity to be split*) setelah dikurangi FTP, kredit investasi dan biaya operasi. Untuk DMO minyak bumi jumlahnya tidak akan melebihi 25% dari bagian Kontraktor dan untuk gas bumi jumlahnya adalah 25% bagian Kontraktor.

Ketentuan DMO terhadap gas bumi baru diterapkan dalam UU No. 22 Tahun 2001, selama ini hanya diterapkan DMO untuk minyak bumi. Hal ini berkaitan dengan perbedaan karakteristik gas bumi yang untuk mengangkutnya membutuhkan biaya transportasi dan penyimpanan yang besar dan biasanya dijual dengan kontrak-kontrak jangka panjang.

Skema 1
Skema Pembagian Hasil Produksi LNG Berdasarkan PSC



2.3.2. Bentuk dan Substansi Kontrak *Producing Sharing*

Bentuk kontrak producing sharing adalah tertulis. Kontrak itu dalam bentuk akta di bawah tangan, yaitu dibuat antara Badan Pelaksana dengan Badan Usaha harus dibuat dalam kontrak production sharing sebagaimana ditentukan dalam Pasal 11 ayat (3) Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Kontrak production sharing wajib memuat paling sedikit ketentuan-ketentuan pokok sebagai berikut:

1. penerimaan negara;
2. wilayah kerja dan pengembaliannya
3. kewajiban pengeluaran dana;
4. perpindahan kepemilikan hasil produksi atas minyak dan gas bumi;
5. jangka waktu dan kondisi perpanjangan kontrak;
6. penyelesaian perselisihan;

7. kewajiban memasokan minyak bumi dan/atau gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri;
8. berakhirnya kontrak;
9. kewajiban pasca operasi pertambangan;
10. keselamatan dan kesehatan kerja;
11. pengelolaan lingkungan hidup;
12. pengalihan dan kewajiban;
13. pelaporan yang diperlukan;
14. rencana pengembangan lapangan;
15. pengutamaan pemanfaatan barang dan jasa dalam negeri;
16. pengembangan masyarakat sekitarnya dan jaminan hak-hak masyarakat adat;
17. pengutamaan penggunaan tenaga kerja Indonesia.

Hal yang belum tercantum dalam ketentuan tentang kontrak *production sharing* ini adalah mengenai subjek hukum. subjek hukum, yaitu para pihak dalam kontrak *production sharing*.

2.3.3. Objek Kontrak *Producing Sharing*

Objek dari kontrak *production sharing* adalah kegiatan usaha minyak dan gas bumi, terutama kegiatan usaha hulu yang mencakup eksplorasi dan eksploitasi. Eksplorasi adalah kegiatan yang bertujuan memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja yang ditentukan. Eksploitasi adalah rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan minyak dan gas bumi dari wilayah kerja yang ditentukan, yang terdiri atas pengeboran dan penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, dan pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian minyak dan gas bumi di lapangan, serta kegiatan lain yang mendukungnya.

2.3.4. Hak dan Kewajiban Para Pihak dalam Kontrak *Production Sharing*

Hak dan kewajiban Badan Usaha dan atau Badan Usaha Tetap yang melaksanakan kegiatan usaha hulu berdasarkan kontrak *production sharing* diatur

dalam Pasal 31 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang minyak dan Gas Bumi. ada dua macam kewajiban dari Badan Usaha dan Badan Usaha Tetap, yaitu

1. membayar pajak yang merupakan penerimaan negara, dan
2. membayar bukan pajak yang merupakan penerimaan negara.

Penerimaan negara berupa pajak, terdiri atas:

1. pajak-pajak;
2. bea masuk dan pungutan lain atas impor dan cukai;
3. pajak daerah dan distribusi daerah.

Penerimaan Negara bukan pajak, terdiri atas:

1. bagian negara, merupakan bagian produksi yang diserahkan oleh Badan Usaha atau usaha Tetap kepada negara sebagai pemilik sumber daya minyak dan gas bumi;
2. iuran tetap, yaitu iuran yang dibayar oleh Badan Usaha atau Usaha Tetap kepada negara sebagai pemilik sumber daya minyak dan gas bumi sesuai luas wilayah kerja sebagai imbalan atas kesempatan untuk melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi;
3. iuran eksplorasi dan eksploitasi merupakan iuran yang dibayarkan oleh Badan Usaha atau Usaha Tetap kepada negara sebagai kompensasi atas pengambilankekayaan aam minyak dan gas bumi yang tak terbarukan;
4. bonus-bonus adalah penerimaan dari bonus-bonus penandatanganan bonus kompensasi data, bonus produksi, dan bonus-bonus dalam bentuk apa pun yang diperoleh Abdan Pelaksana dalam rangka kontrak production sharing.

Sejak berlakunya otonomi daerah, Pemerintah Pusat berkewajiban untuk mendistribusikan kembali penerimaan negara dari hasil minyak dan gas bumi kepada Pemerintah Provinsi dan Kabupaten/Kota yang mempunyai sumber daya alam tersebut. Besarnya bagian yang diterima oelh Pemerintah Provinsi dan Kabupaten/Kota telah ditentukan dalam Pasal 6 ayat (6) Undang-Undang Nomor 25 Tahun 1999 tentang Perimbangan Keuangan antara pemerintah Pusat dan Daerah. Di dalam pasal itu ditentukan dua macam sumber daya alam, yaitu sumber daya alam minyak dan gas. Bagian dari masing-masing pihak disajikan berikut ini:

1. Minyak Bumi

Bagian Pemerintah Pusat dari minyak bumi sebanyak 85%; Pemerintah Daerah sebesar 15%. dari pembagian sebanyak 15% maka bagian dari Pemerintah Provinsi yang bersangkutan sebanyak 3%; bagian Kabupaten/Kota penghasil sebesar 6%; dan bagian Kabupaten/Kota lainnya dalam Provinsi yang bersangkutan sebesar 6%.

2. Gas Alam

Bagian Pemerintah Pusat dari gas alam sebanyak 70%; Pemerintah Daerah sebesar 30%. Dari pembagian sebanyak 30% maka bagian dari Pemerintah Provinsi yang bersangkutan sebanyak 6%; bagian Kabupaten/Kota penghasil sebesar 12%; dan bagian Kabupaten/Kota lainnya dalam Provinsi yang bersangkutan sebesar 12%.

Bagian yang diterima oleh daerah sangat kecil. Hal ini disebabkan biaya yang dikeluarkan untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi sumber daya minyak dan gas bumi sangat besar dan diperlukan teknologi yang canggih. biasanya dalam melakukan eksplorasi dan eksploitasi sumber daya alam tersebut harus mengadakan kontrak production sharing dengan perusahaan domestik atau perusahaan asing. Perusahaan asing ini memiliki modal dan skill yang tinggi sehingga mereka juga mempunyai hak untuk mendapat bagian dari kontrak production sharing. Haknya adalah menerima bagian yang telah disepakati antara Badan Pelaksana dengan Badan Usaha atau Usaha Tetap, sebagaimana yang tercantum dalam kontrak production sharing.

2.4. Pengalihan Hak dan Kewajiban (*Participating Interest*) dalam Kegiatan Pengusahaan Hulu Minyak dan Gas Bumi

Dalam pelaksanaannya, pengalihan *participating interest* dilakukan dengan menggunakan perjanjian pengalihan *participating interest* atau yang disebut *Assignment Agreement*. Pihak yang memiliki Wilayah Kerja (disebut *Assignor*) menawarkan beberapa kepada *Assignees* (pihak yang menerima tawaran dari *Assignor*) untuk menjajaki kemungkinan kerjasama operasi untuk melakukan kegiatan pengusahaan hulu minyak dan gas bumi. Dalam *pengalihan participating interest*, BUMD mendapatkan hak karena adanya peralihan sebagian hak pihak

lainnya. Dan dalam hal ini, BUMD (*assignee*) menalangi 10% dari biayasetelah penandatanganan *Assignment Agreement*, para pihak juga akan membuat perjanjian operasi bersama untuk mengatur hak dan tanggung jawab masing-masing dalam operasi.

Dalam melakukan pengalihan hak dan kewajiban tersebut (*participating interest*) harus diperhatikan beberapa aspek penting terkait dengan hak dan kewajiban para pihak, sebagai berikut:

1. Operator

Secara umum tugas dan tanggung jawab operator adalah mengelola dan menjalankan operasi bersama di bawah pengawasan dari komisi operasi yang merupakan badan perwakilan dari para pihak dan pengambil keputusan tertinggi. Di samping itu, kepada operator juga diberikan wewenang fungsional yang dibutuhkan dalam proses pengambilan keputusan yang meliputi:

- a. menyiapkan rencana kerja anggaran dan perkiraan biaya;
- b. mengadakan barang dan jasa yang diperlukan untuk operasi sesuai dengan rencana kerja dan anggaran yang telah disetujui bersama;
- c. menjalankan prosedur akuntansi;
- d. menyiapkan dan memberikan segala kebutuhan jasa teknis, hukum dan professional lainnya;
- e. memberikan laporan dan data-data yang diperlukan berkaitan dengan perkembangan pelaksanaan operasi;
- f. menjamin kepatuhan terhadap segala ketentuan yang berlaku.

2. Komisi Operasi

Komisi operasi dibentuk untuk membuat kebijakan-kebijakan dasar tentang pelaksanaan operasi yang harus dijalankan operator dalam kurun waktu tertentu dan mengawasi serta memerintahkan sesuatu sehubungan dengan pelaksanaan operasi bersama dan pelaksanaan tugas operator.

3. Pembiayaan

Pembiayaan operasi bersama biasanya sejak awal sudah ditanggung bersama oleh para pihak dengan pembebanan yang proporsional sesuai dengan besarnya saham masing-masing pihak. Para pihak biasanya akan

menyerahkan uang muka pembiayaan operasi kepada operator untuk dikelola dalam satu rekening bersama. Mekanisme penyetoran uang muka tersebut biasanya disebut dengan *cash call*.

4. Pelaksanaan Operasi atas Resiko Sendiri

Dalam suatu perjanjian operasi bersama dimungkinkan adanya pelaksanaan bagian-bagian tertentu dari operasi tanpa partisipasi penuh dari pihak lainnya. Sehingga operasi sepenuhnya menjadi resiko dan tanggung jawab pihak-pihak yang menyatakan turut berpartisipasi. Non partisipasi ini hanya dimungkinkan dalam pelaksanaan proyek di luar rencana kerja dan anggaran minimum. Non partisipasi ini pada umumnya dilatarbelakangi oleh alasan-alasan sebagai berikut:

- a. adanya ketidakpastian atas kandungan minyak dan gas bumi dalam wilayah kerja;
- b. luasnya wilayah kerja;
- c. adanya perbedaan penafsiran informasi dalam proses eksplorasi;
- d. adanya keraguan atas ketersediaan dana di masa yang akan datang;
- e. adanya keengganan untuk memberikan komitmen operasi bersama untuk jangka panjang.

Pada dasarnya perjanjian yang mengatur hak dan tanggung jawab para pihak terkait dengan pengalihan hak dan kewajiban (*participating interest*) adalah merupakan hak dari para pihak. Dalam perjanjian tersebut dapat ditentukan beberapa hal sesuai dengan kesepakatan para pihak, yang dalam hal ini merupakan pelaksanaan asas kebebasan berkontrak yang dapat disimpulkan dari Pasal 1338 ayat (1) Kitab Undang-Undang Hukum Perdata yang menyatakan bahwa semua kontrak (perjanjian) yang dibuat secara sah berlaku sebagai undang-undang bagi mereka yang membuatnya. Dengan adanya asas kebebasan berkontrak tidak serta-merta membuat para pihak bebas menentukan isi perjanjian, para pihak harus tetap mengikuti peraturan perundangundangan yang berlaku.

Selanjutnya, kontraktor harus juga memperhatikan syarat-syarat tertentu seperti jumlah persentase *participating interest* yang dialihkan terkait dengan *firm commitment* yang harus dilaksanakan oleh kontraktor.

2.5. Implementasi *Participating Interest* oleh BUMD

Setelah pemerintah daerah memperoleh *participating interest* sebesar 10% tersebut, pemerintah daerah mempunyai kewajiban untuk membayar sejumlah besaran biaya atas keikutsertaannya pada suatu wilayah kerja. Besaran biaya yang dimaksud adalah termasuk biaya yang telah dikeluarkan kontraktor selama operasi (eksplorasi dan eksploitasi) dan juga biaya atas resiko yang ditanggung oleh kontraktor pada masa eksplorasi, serta biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor.⁴⁹

Seperti yang telah dikemukakan sebelumnya bahwa industri minyak dan gas bumi, terutama pada kegiatan hulu, merupakan industri yang membutuhkan modal yang sangat besar. Terkait dengan hal tersebut, upaya untuk mengakuisisi saham dari suatu kontrak minyak dan gas bumi walaupun sebesar 10% tentunya membutuhkan dana yang tidak sedikit. Ketidakmampuan keuangan daerah untuk menyediakan dana yang dibutuhkan untuk memperoleh *participating interest* sebesar 10% yang ditawarkan oleh kontraktor mengakibatkan pada akhirnya daerah tersebut tidak mengambil seluruh *participating interest* yang ditawarkan kepadanya. Terlebih lagi, apabila daerah tersebut tidak menyiapkan dana yang diperlukan untuk memperoleh *participating interest*, maka biasanya pemerintah daerah melalui BUMD menggandeng pihak swasta untuk memenuhi kewajiban penyeteroran modal. Hal ini tentu saja akan mengakibatkan berkurangnya pendapatan daerah dari *participating interest* tersebut karena harus berbagi dengan pihak swasta yang merupakan partnernya dalam memenuhi kewajiban untuk memperoleh *participating interest*.⁵⁰

Selain permasalahan dana, penawaran *participating interest* akan menjadi permasalahan apabila suatu wilayah kerja berada dalam beberapa wilayah administrasi yang berbeda.⁵¹ Pada dasarnya, kontraktor hanya memiliki kewajiban untuk menawarkan sebanyak 10% dari suatu kontrak yang dimilikinya kepada BUMD, seperti yang diwajibkan dalam Pasal 34 Peraturan Pemerintah

⁴⁹Hasil wawancara dengan M. Hakim Nasution, *Partner* pada Hakim dan Rekan Law Firm, dilakukan pada 23 Desember 2011.

⁵⁰*Ibid.*

⁵¹*Ibid.*

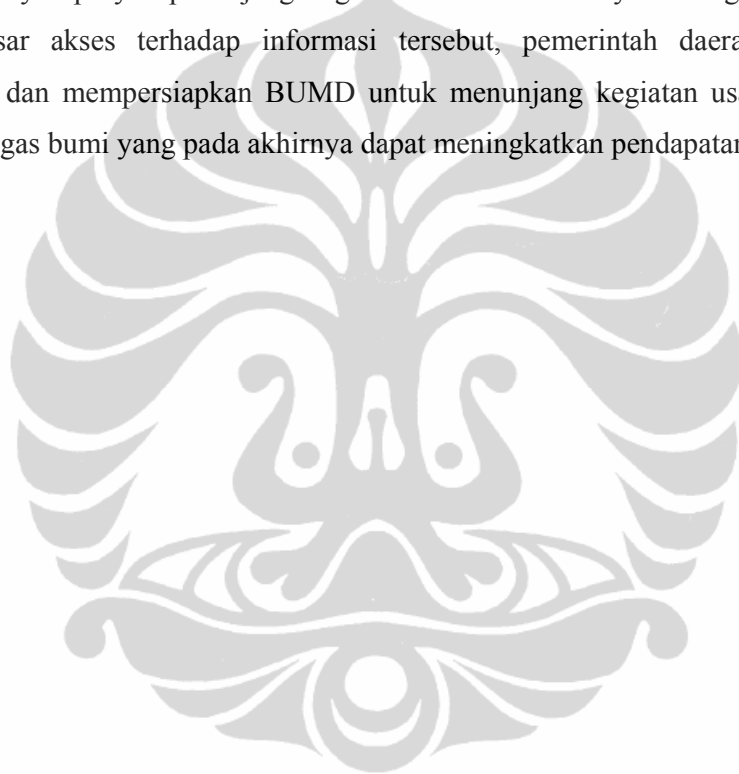
No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi yang dilakukan sejak disetujuinya rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi. Apabila melihat ketentuan tersebut, maka BUMD yang menggunakan haknya untuk mengambil *participating interest* tersebut tidak perlu takut terhadap resiko tidak didapatkannya minyak dan/atau gas bumi yang dapat diproduksi. Hal ini mengingat bahwa kontraktor dalam mengajukan pengembangan lapangan telah melaksanakan tahap eksplorasi, yang berarti bahwa kontraktor tidak akan mengajukan rencana pengembangan lapangan apabila tidak diketemukannya minyak dan/atau gas bumi yang dapat diproduksi.

Dengan berkurangnya resiko tidak diketemukannya minyak dan/atau gas bumi tentunya industry ini tidak akan dinyatakan sebagai investasi yang pasti menguntungkan. Hal ini dapat mengakibatkan banyaknya pihak-pihak yang ingin memperoleh 10% *participating interest* tersebut, sehingga pemerintah daerah yang wilayah adminisnitrasinya termasuk ke dalam suatu wilayah kerja akan menyatakan bahwa 10% *participating interest* merupakan haknya. Di dalam Penjelasan Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dinyatakan bahwa apabila dalam suatu wilayah kerja terdapat lebih dari 1 (satu) BUMD maka pengaturan pembagian *participating interest* diserahkan kepada Gubernur. Hal ini tidak menjadi masalah apabila BUMD tersebut merupakan milik dari wilayah administrasi (kabupaten) yang berada dalam satu provinsi, karena hal tersebut merupakan kewenangan Gubernur untuk menyelesaikan permasalahan mengenai pembagian *participating interest*. Yang akan menjadi persoalan yaitu apabila suatu wilayah kerja masuk ke dalam beberapa provinisi. Dengan resiko yang semakin mengecil tentunya provinsi-provinsi yang berada dalam wilayah kerja akan menyatakan bahwa 10% *participating interest* merupakan haknya. Dengan keterbatasan *participating interest* yang ditawarkan oleh kontraktor maka dibutuhkan suatu perundingan tingkat Gubernur untuk mengatur pembagian *participating interest*.

Peran serta Pemerintah Daerah melalui BUMD di dalam pembangunan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi nasional mengandung arti yang sangat penting dan srategis baik bagi kepentingan daerah maupun nasional. Bagi daerah di mana terdapat kegiatan hulu migas, secara langsung akan turut mendorong

percepatan program pengembangannya, di samping itu daerah akan mendapat nilai tambah di luar bagi hasil migas, di antaranya pemanfaatan kemampuan kandungan local, peningkatan kesempatan kerja, serta memperluas kesempatan memperoleh pengalaman baru di dalam melaksanakan kegiatan usaha minyak dan gas bumi.

Dengan keikutsertaan pemerintah daerah dalam suatu wilayah kerja, tentunya akan mempermudah pemerintah daerah untuk memperoleh informasi mengenai proyek-proyek penunjang kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. Dengan dasar akses terhadap informasi tersebut, pemerintah daerah dapat membentuk dan mempersiapkan BUMD untuk menunjang kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi yang pada akhirnya dapat meningkatkan pendapatan daerah.



BAB 3

ANALISIS TERHADAP KEWAJIBAN PT PERTAMINA EP SEBAGAI KONTRAKTOR UNTUK MELAKUKAN PENAWARAN *PARTICIPATING INTEREST* KEPADA BUMD BERDASARKAN PERATURAN PEMERINTAH NO. 35 TAHUN 2004 TENTANG KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI

3.1. Sejarah Singkat PT Pertamina EP

PT Pertamina EP adalah anak perusahaan dari PT Pertamina (Persero). UU No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, telah menjadikan PERTAMINA sebagai pelaku usaha kegiatan minyak dan gas bumi yang setara dengan pelaku usaha lainnya.¹

Pengalihan bentuk PERTAMINA menjadi persero ditetapkan dalam PP No. 31 Tahun 2003 tentang Pengalihan Bentuk Pertamina Menjadi Perusahaan Perseroan (Persero). PERTAMINA menjadi perusahaan perseroan yang modalnya berasal dari seluruh kekayaan negara yang telah tertanam, dikurangi kekayaan yang dialihkan kepada BPMIGAS, yang besarnya ditetapkan oleh menteri keuangan.²

PT Pertamina (Persero) didirikan berdasarkan Akta Notaris Lenny Janis Ishak, SH No. 20 tanggal 17 September 2003. Pendirian ini dilakukan menurut ketentuan-ketentuan yang tercantum dalam Undang-undang No. 1 Tahun 1995 tentang Perseroan Terbatas yang kemudian dicabut dengan diberlakukannya Undang-undang No. 40 tahun 2007, Peraturan Pemerintah No. 12 Tahun 1998 tentang Perusahaan Perseroan (Persero), dan Peraturan Pemerintah No. 45 Tahun 2001 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah No. 12 Tahun 1998.

Dalam pelaksanaannya sebagai Persero, PERTAMINA dituntut untuk merubah paradigma dari semula berperan sebagai operator dan regulator menjadi murni sebagai operator seperti Persero lainnya. Jadi kewenangan berkontrak yang

¹ Pada UU No. 8 Tahun 1971, hak penguasaan dan kewenangan melakukan perusahaan pertambangan minyak dan gas bumi diberikan kepada Pertamina yang mencakup seluruh kegiatan usaha pertambangan migas mulai dari hulu sampai ke hilir.

² Indonesia (e), Peraturan Pemerintah No. 31 Tahun 2003 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (Pertamina) Menjadi Perusahaan Perseroan (Persero), LN No. 69 Tahun 2003, Pasal 3.

dahulu berada di tangan PERTAMINA, kini dicabut dan diberikan kepada BPMIGAS. PERTAMINA mempunyai status seperti kontraktor pada umumnya dan harus mengadakan kontrak kerjasama dengan BPMIGAS untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi.

Pada tanggal 17 September 2005, PT Pertamina (Persero) telah menandatangani Kontrak Kerjasama dengan nama Pertamina Petroleum Contract dengan BPMIGAS untuk melanjutkan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi di wilayah yang meliputi antara lain wilayah kerja dalam kontrak ini. Adapun Pertamina Petroleum Contract berlaku terhitung sejak tanggal 17 September 2003. Cakupan wilayah kerja dalam Pertamina Petroleum Contract sesuai dengan pasal 61 huruf b UU No. 22 Tahun 2001:

“Pada saat terbentuknya Persero sebagai pengganti Pertamina, badan usaha milik negara tersebut wajib mengadakan kontrak kerjasama dengan badan pelaksana untuk melanjutkan eksplorasi dan eksploitasi pada bekas Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina...”,

dan pasal 104 huruf i PP No. 35 Tahun 2004:

“i. PT Pertamina (Persero) wajib mengadakan kontrak kerjasama dengan badan pelaksana untuk melanjutkan eksplorasi dan eksploitasi pada bekas Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina.”

Sebagai badan usaha, PT Pertamina (Persero) boleh melaksanakan bisnis di sektor hulu maupun hilir. Namun ditegaskan bahwa walaupun badan usaha dapat bergerak di kedua sektor, tetapi tidak boleh dirangkap. Karena PT Pertamina (Persero) terjun di sektor hulu dan hilir, maka harus membentuk badan hukum yang terpisah di masing-masing sektor. Untuk sektor hulu, pada tanggal 13 September 2005, kemudian dibentuklah anak perusahaan yaitu PT Pertamina EP yang didirikan berdasarkan Akta No. 4 tanggal 13 September 2005, dibuat di hadapan Marianne Vincentia Hamdani, SH, Notaris di Jakarta, yang telah mendapatkan pengesahan dari Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia, No. C-26007 HT.01.01.TH.2005 tanggal 20 September 2005, sebagaimana terakhir diubah dengan Akta No. 20 Tanggal 26 Agustus 2008 yang telah mendapatkan

persetujuan dari Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia No. AHU-75866.AH.01.02. Tahun 2008 tanggal 20 Oktober 2008.³

Pada 17 September 2005, PT Pertamina EP menandatangani Kontrak Kerja Sama dengan BPMIGAS, yang dinamakan Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina, untuk mengusahakan eks Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina (tidak termasuk Blok Cepu dan Randugunting) yang disebut wilayah kerja PT Pertamina EP. Hal ini sesuai dengan ketentuan pasal 104 huruf j PP No. 35 Tahun 2004:

“j. dalam jangka waktu paling lama 2 (dua) tahun, PT Pertamina (Persero) sebagaimana dimaksud dalam huruf i, wajib membentuk anak perusahaan dan mengadakan kontrak kerjasama dengan badan pelaksana untuk masing-masing wilayah kerja dengan jangka waktu kontrak kerjasama selama 30 tahun dan dapat diperpanjang sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku.”

3.2. Kekhususan Kontrak Minyak Dan Gas Bumi Pertamina antara BPMIGAS dan PT Pertamina EP

Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina antara BPMIGAS dan PT Pertamina EP (kontrak) sebenarnya adalah kontrak production sharing yang dapat segera diketahui dari adanya pembagian hasil produksi untuk para pihak pada pasal 7.1.3 dan 7.2.2 yaitu 32,7731% untuk BPMIGAS dan 67,2269% untuk Pertamina EP (baik untuk minyak dan gas bumi). Kontrak ini memiliki beberapa sifat khusus sehingga disebut Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina. Sifat-sifat khusus tersebut adalah sebagai berikut:⁴

3.2.1. Wilayah Kerja

Secara rinci, mengenai kekhususan wilayah kerja ini akan penulis bahas di sub-bab berikutnya.

³ Hasil wawancara dengan Jou Samuel Hutajulu, *Attorney* pada *Legal and Relations Department* PT Pertamina EP, dilakukan pada 22 Desember 2011.

⁴ Hasil wawancara dengan Jarrod D. Prastowo, Asisten Manajer Litigasi dan Pertanahan pada *Legal and Relations Department* PT Pertamina EP, dilakukan pada 22 Desember 2011.

3.2.2. Pembagian Hasil

Para pihak berhak mengambil minyak dan gas bumi sebesar 5% dari *gross* produksi migas (*First Tranche Petroleum*). Dari bagian yang 5% ini, para pihak akan mendapatkan pembagian hasil minyak mentah dan gas bumi di atas, yaitu 32,7731% untuk BP Migas dan 67,2269% untuk Pertamina EP. Kemudian PT Pertamina EP dapat memperoleh pengembalian kredit investasi (apabila ada). Pada prinsipnya tidak ada batasan jumlah maksimum pengembalian biaya operasi sepanjang telah mengikuti ketentuan di atas. Setelah dikurangi FTP dan kredit investasi, baru kemudian dapat diambil biaya operasi.

Minyak mentah yang masih ada setelah dikurangi FTP, kredit investasi dan biaya operasi disebut dengan *equity to be split* dan akan dibagi kepada para pihak yaitu 32,7731% untuk BP Migas dan 67,2269% untuk Pertamina EP. Demikian juga untuk gas bumi yang masih ada akan dibagi kepada para pihak dengan perincian 32,7731% untuk BPMIGAS dan 67,2269% untuk Pertamina EP.

Pembagian hasil yang diatur dalam kontrak ini adalah nilai *gross up*, maksudnya yang belum dikurangi pajak penghasilan.⁵ Apabila bagian tersebut dikurangi dengan pajak 40,5% maka pembagian hasil akhirnya menjadi 60:40 untuk BP Migas dan Pertamina EP.

Hal ini dimungkinkan karena pembagian hasil ini mengikuti pembagian hasil antara Pertamina dengan negara pada masa UU No. 8 Tahun 1971. Hal ini sesuai dengan ketentuan penjelasan pasal 61 huruf b UU No. 22 Tahun 2001 yang menyatakan kewajiban pembayaran kepada negara besarnya sama dengan ketentuan yang berlaku pada Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina dan Pasal 104 huruf k PP No. 35 Tahun 2004 menyebutkan bahwa:

“Besaran kewajiban pembayaran PT Pertamina (Persero) dan anak perusahaan sebagaimana dimaksud dalam huruf d, huruf i, dan huruf j kepada negara sesuai dengan ketentuan yang berlaku pada bekas Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina.”

⁵Tarif pajak yang berlaku sekarang adalah 40,5% untuk Badan Usaha dan 44,5% untuk Bentuk Usaha Tetap.

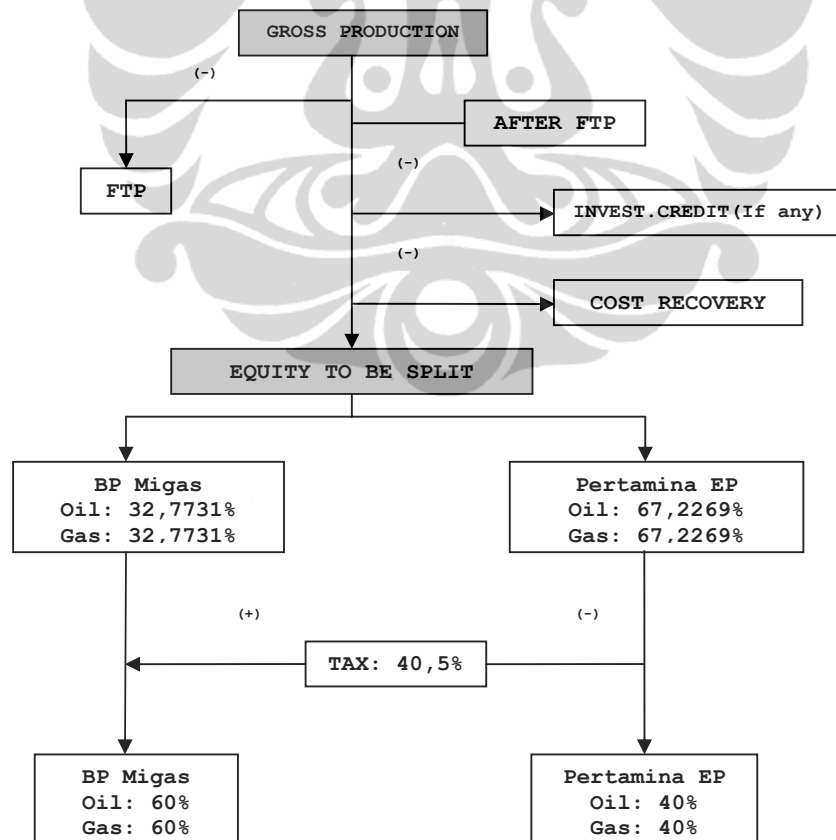
Dalam pasal 14 ayat (1) (a) UU No. 8 Tahun 1971 disebutkan bahwa atas hasil operasi Pertamina sendiri dalam melaksanakan pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi, maka Pertamina wajib menyetor kepada kas negara 60% dari penerimaan bersih usaha (*net operating income*). Penerimaan bersih di sini maksudnya adalah penerimaan setelah dikurangi biaya operasi dan biaya-biaya. Hal ini sesuai dengan pembagian hasil sekarang yaitu 60:40 untuk pemerintah (BP Migas).

Pembagian hasil ini termasuk besar dibandingkan dengan KKS pada umumnya. Besar pembagian hasil KKS pada umumnya adalah:

- a. Minyak: 85% untuk BP Migas, 15% untuk kontraktor.
- b. Gas: 70% untuk BP Migas, 30% untuk kontraktor.

Pembagian hasil 60:40 ini tidak dapat ditemukan di kontrak production sharing pada umumnya dan khusus diberlakukan pada kontrak untuk PT Pertamina EP.

Untuk lebih jelasnya mengenai pembagian hasil dalam kontrak, dapat dilihat dalam bagan berikut:



3.2.3. Jangka Waktu Kontrak

Jangka waktu berlakunya kontrak adalah 30 tahun dihitung sejak tanggal efektif. Tanggal efektif berarti adalah tanggal ditandatanganinya kontrak ini yaitu 17 September 2005 (jadi jangka waktu kontrak sampai dengan 17 September 2035). Kontrak dapat diperpanjang dengan kesepakatan tertulis para pihak dan persetujuan pemerintah. Hal ini sama pengaturannya seperti kontrak production sharing pada umumnya.

Dalam kontrak tidak ditemukan jangka waktu eksplorasi dan eksploitasi yang biasanya ditemui pada kontrak production sharing seperti pengaturan masa eksplorasi adalah 6 tahun pertama dihitung sejak tanggal efektif yang dapat diperpanjang 4 tahun. Hal ini disebabkan karena wilayah kerja yang luas tersebut berbeda-beda keadaannya pada setiap blok, ada yang belum dilakukan eksplorasi dan ada juga yang sudah berproduksi sehingga tidak dapat dipukul rata misalnya masa eksplorasinya 6 tahun karena daerah yang sudah berproduksi tidak lagi memerlukan masa eksplorasi. Oleh karena itu pembagian jangka waktu ini sangat tergantung pada keadaan blok masing-masing.

Sementara itu pada kontrak production sharing pada umumnya terdapat klausula yang mengatur jangka waktu eksplorasi dan perpanjangannya serta ketentuan masa eksploitasi. Hal ini dapat dimungkinkan karena biasanya wilayah kerja yang tercakup terdiri dari satu blok saja sehingga ketentuan mengenai jangka waktu eksplorasi dan eksploitasi ini dapat dipukul rata.

3.2.4. Kerjasama dengan Pihak Lain

Dalam melaksanakan operasi minyak dan gas bumi, Pertamina EP dapat melakukan kerja sama dengan pihak lain pada sebagian atau beberapa wilayah kerjanya. Kerja sama ini dapat berupa pemilikan hak dan interest atau bantuan teknis:

- a. Kerja sama dengan pihak lain melalui **kepemilikan hak dan interest** dilakukan dengan cara pemisahan wilayah kerja sehingga wilayah kerja tersebut akan menjadi terbuka yang selanjutnya akan dikerjakan dengan

pihak lain. Kerja sama ini pada dasarnya harus mendapat persetujuan pemerintah dan BP Migas (kecuali untuk pengalihan seluruh atau sebagian hak dan interest kepada perusahaan afiliasi⁶ dapat dilakukan hanya dengan pemberitahuan tertulis kepada BP Migas). Pertamina EP harus mengajukan usulan batas dan koordinat wilayah kerja yang akan dipisahkan termasuk juga mengajukan calon pihak ketiga dan syarat bagi pihak lain tersebut. Pertamina EP kemudian diikutsertakan sebagai anggota tim penawaran wilayah kerja dalam rangka evaluasi untuk menentukan pihak lainnya tersebut.

- 1) Apabila pihak lain tersebut adalah **afiliasi Pertamina EP** maka PT Pertamina EP dapat mengalihkan *seluruh atau sebagian dari hak dan interest* dengan ketentuan mengenai bagi hasil dan harga *Domestic Market Obligation* (DMO) sama dengan yang berlaku dalam kontrak.
- 2) Apabila pihak **selain dari afiliasi**, Menteri ESDM akan menetapkan pihak lain tersebut dan syarat-syarat dalam KKSnya. Pengalihan *sebagian hak dan interest* kepada selain perusahaan afiliasi dapat dilakukan dengan ketentuan:
 - a. Apabila penerima hak dan interest adalah Badan Usaha maka bagi hasil produksi yang masih ada setelah dikurangi biaya operasi untuk minyak mentah: 74,7900% untuk BP Migas dan 25,2100% untuk penerima hak dan interest dan untuk gas bumi: 49,5799% untuk BP Migas dan 50,4201% untuk penerima hak dan interest.
 - b. Apabila penerima hak dan interest adalah Bentuk Usaha Tetap maka bagi hasil produksi yang masih ada setelah dikurangi biaya operasi untuk minyak mentah: 73,2143% untuk BP Migas dan 26,7857% untuk penerima hak dan interest dan untuk gas

⁶ Afiliasi berarti sebuah perusahaan atau badan lain yang mengendalikan atau dikendalikan oleh salah satu pihak dalam kontrak ini, atau suatu perusahaan atau badan lain yang mengendalikan atau dikendalikan oleh suatu perusahaan atau badan lain dimana perusahaan atau badan lain yang disebut belakangan mengendalikan salah satu pihak dalam kontrak ini, dan dimengerti bahwa mengendalikan memiliki makna kepemilikan oleh suatu perusahaan atau badan paling sedikit 50% dari (a) saham dengan hak suara, jika badan lain tersebut adalah perusahaan yang mengeluarkan saham atau (b) pengendalian atas hak atau kepentingan, jika badan lain itu bukan suatu perusahaan.

bumi: 46,4286% untuk BP Migas dan 53,5714% untuk penerima hak dan interest.

- c. Harga DMO untuk minyak mentah 25% dari harga realisasi bersih.
- d. Pertamina EP tetap sebagai operator.
- e. Pertamina EP memiliki hak dan interest sekurang-kurangnya 51%.
- f. Selama 3 tahun pertama masa komitmen pasti, Pertamina EP tidak dapat mengalihkan sebagian hak dan kewajibannya secara mayoritas kepada pihak lain yang bukan afiliasinya.

Sehubungan dengan *share transfer* memang belum diatur dalam peraturan perundang-undangan migas, tetapi sebenarnya efeknya sama dengan pengalihan hak dan *interest*.⁷ Untuk saat ini *share transfer* secara praktik hanya wajib lapor kepada BP Migas dan pemerintah.

- b. Kerja sama melalui **bantuan teknis** atau yang biasa disebut dengan Kontrak Kerjasama Operasi (KSO) dilakukan tanpa pemilikan hak dan interest pihak lain tersebut pada kontrak ini, pihak lain tersebut hanya memiliki hubungan kontraktual dengan Pertamina EP namun tidak dengan BP Migas. Kontrak bantuan teknis tersebut harus disampaikan terlebih dahulu kepada BP Migas untuk mendapatkan pertimbangan. Pihak ini akan mendapatkan kompensasi yang berasal dari minyak mentah dan/atau gas bumi bagian dan milik Pertamina EP. Namun ada perkecualian mengenai besaran kompensasinya, yaitu besarnya tidak boleh melebihi bagi hasil pihak lain tersebut apabila melakukan kontrak kerjasama langsung dengan BP Migas pada daerah di sekitarnya.

Ketentuan mengenai larangan pengalihan keseluruhan hak dan interest kepada perusahaan yang bukan afiliasi tidak ditemui dalam kontrak production sharing lainnya. Biasanya hal tersebut tidak dilarang dan hanya perlu persetujuan dari BP Migas. Larangan dalam kontrak ini sangat beralasan mengingat besaran

⁷ *Participating interest* berbeda dengan saham (*share*). *Interest* adalah bagian dalam wilayah kerja migas. Sedangkan saham adalah bagian pemegang saham di dalam perusahaan yang dinyatakan dengan angka dan bilangan yang tertulis pada surat saham yang dikeluarkan oleh perseroan (lihat I.G. Rai Widjaya, Hukum Perusahaan, (Jakarta: Megapoin, 2003), hal. 193).

pembagian hasil kontrak yang melebihi biasanya yaitu mencapai 60:40 dan kemudahan-kemudahan lain yang diberikan dalam kontrak dimana *privilege* ini hanya diberikan pada PT Pertamina EP yang sebagai perusahaan migas yang 100% sahamnya dimiliki oleh negara.

3.2.5. Penyisihan Wilayah Kerja (*Relinquishment*)

Penyisihan wilayah kerja dilakukan pada atau sebelum akhir tahun kontrak kesepuluh yaitu pada atau sebelum 17 September 2010. Pertamina EP wajib menyisihkan dan mengembalikan minimum 10% luas wilayah kerja awal kepada pemerintah melalui BP Migas. Wilayah kerja yang dikembalikan tersebut tidak akan meliputi wilayah kerja yang sudah dibuktikan produktif.

Wilayah kerja yang dikembalikan ini kemudian akan menjadi wilayah terbuka. Wilayah terbuka adalah bagian dari wilayah hukum pertambangan Indonesia yang belum ditetapkan sebagai wilayah kerja.

Ketentuan penyisihan wilayah kerja dalam kontrak ini termasuk kecil dibandingkan dengan kontrak production sharing pada umumnya. Pada kontrak production sharing umumnya ketentuan penyisihan wilayah kerja dilakukan pada akhir tahun ketiga dan keenam. Pada akhir tahun ketiga penyisihan dilakukan sebesar 25% dan pada akhir tahun keenam wilayah kerja kontraktor tidak lebih dari 20% wilayah kerja semula. Ketentuan penyisihan wilayah kerja untuk Pertamina EP yang lebih kecil dibandingkan dengan kontrak production sharing pada umumnya ini diberikan sebagai kemudahan untuk mendorong potensi PT Pertamina EP.

Ketentuan penyisihan wilayah kerja ini dimaksudkan agar bagian dari dan/atau seluruh wilayah kerja yang tidak dimanfaatkan dapat ditawarkan kepada pihak lain sebagai wilayah kerja yang baru. Dengan kata lain, ini merupakan upaya untuk menjadikan wilayah kerja migas ini sebagai aset yang selalu likuid.

3.3. Analisis Tidak Dilekatkannya terhadap PT Pertamina EP pada Kewajiban Penawaran *Participating Interest* kepada BUMD

Bahwa terdapat sifat-sifat khusus dari pelaksanaan operasi perminyakan PT Pertamina EP yang memberikan implikasi, salah satunya adalah terhadap PT

Pertamina EP tidak dilekatkan kewajiban untuk menawarkan *participating interest* kepada BUMD seperti halnya kontraktor KKS lainnya.⁸ Adapun dasar-dasar tidak dilekatkannya kewajiban dimaksud adalah sebagai berikut:⁹

3.3.1. Wilayah Kerja PT Pertamina EP berbeda dengan Pengaturan Wilayah Kerja di KKS Lain

Secara umum, sebagaimana pula diatur dalam peraturan perundang-undangan sebagai berikut:

- a. Pasal 13 Undang-Undang No 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi mengatur:
 - (1) Kepada setiap Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap hanya diberikan 1 (satu) Wilayah Kerja.
 - (2) Dalam hal Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap mengusahakan beberapa Wilayah Kerja, harus dibentuk badan hukum yang terpisah untuk setiap Wilayah Kerja.”
- b. Pasal 6 ayat (3) Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi mengatur demikian:

“Untuk setiap Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap sebagaimana dimaksud dalam ayat (1), hanya diberikan satu Wilayah Kerja.”

Dengan demikian, maka peraturan perundang-undangan telah menggariskan ketentuan bahwa dalam satu KKS dengan kontraktor KKS hanya akan meliputi satu wilayah kerja (*ring fencing*). Namun, faktanyawilayah kerja yang dicakup dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina adalah wilayah kerja yaitu eks Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina tetapi tidak termasuk Blok Cepu dan Randugunting.¹⁰ Untuk wilayah Cepu dan Randugunting, PT

⁸ Hasil wawancara dengan Jarrod D. Prastowo, Asisten Manajer Litigasi dan Pertanahan pada *Legal and Relations Department* PT Pertamina EP, dilakukan pada 22 Desember 2011.

⁹*Ibid.*

¹⁰Lihat Pasal 61 huruf b Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi:

“b. pada saat terbentuknya Persero sebagai pengganti Pertamina, badan usaha milik negara tersebut wajib mengadakan Kontrak Kerja Sama dengan Badan Pelaksana untuk melanjutkan Eksplorasi dan Eksploitasi pada bekas Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina dan dianggap telah mendapatkan Izin Usaha yang diperlukan sebagaimana

Pertamina (Persero) kemudian membentuk anak perusahaan lagi yang akan mengusahakan wilayah tersebut yaitu PT Pertamina EP Cepu untuk Blok Cepu bersama dengan ExxonMobil dan PT Pertamina EP Randugunting untuk Blok Randugunting bersama dengan Petronas dan Petrovietnam.

Wilayah kerja Pertamina EP terdiri dari beberapa blok sebagai berikut:¹¹

1. Nanggore Aceh Darussalam-1 dan Nanggore Aceh Darussalam-2
2. *East Aceh*
3. Perlak
4. Glagah Kambuna
5. Udang
6. Lirik
7. Jambi
8. Meruap
9. Sakakemang Timur
10. Sakakemang Barat
11. Suban (*Excluded Area*)
12. Suban (*Included Area*)
13. Ramba
14. Kluang
15. Kluang Siarak-1
16. Kluang Siarak-2
17. Kluang Siarak-3
18. Sumbagsel-1
19. Sumbagsel-2 (*Included Area*)
20. Sumbagsel-2 (*Excluded Area-1*)

dimaksud dalam Pasal 24 untuk usaha Pengolahan, Pengangkutan, Penyimpanan, dan Niaga.”

Kemudian, lihat Pasal 104 huruf j Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi:

“Dalam jangka waktu paling lama 2 (dua) tahun, PT Pertamina (Persero) sebagaimana dimaksud dalam huruf i, wajib membentuk anak perusahaan dan mengadakan Kontrak Kerja Sama dengan Badan Pelaksana untuk masing-masing Wilayah Kerja dengan jangka waktu Kontrak Kerja Sama selama 30 (tiga puluh) tahun dan dapat diperpanjang sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku.”

¹¹ Lampiran A Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina.

21. Sumbagsel-2 (*Excluded Area-2*)
22. Sumbagsel-2 (*Excluded Area-3*)
23. Sumbagsel-3
24. *Arahan Block*
25. Ramok
26. Senabing
27. Jawa Bagian Barat (JBB)
28. L. Parigi
29. *X-Ray*
30. Jawa Bagian Timur (JBT)-1
31. Jawa Bagian Timur (JBT)-2
32. Jawa Bagian Timur (JBT)-3
33. Jawa Bagian Timur (JBT)-4
34. Jawa Bagian Timur (JBT)-5
35. Jawa Bagian Timur (JBT)-6
36. Jawa Bagian Timur (JBT)-7
37. Poleng
38. Tanjung-1
39. Tanjung-2
40. Semberah
41. Karang Mumus-Bivak
42. Binangat-Pelarang
43. Sambutan
44. *North Kutai Lama*
45. *South Kutai Lama*
46. Anggana
47. Tanjung Una
48. Muara
49. Louise
50. Jembatan Bengkok
51. Samboja
52. Klandasan

53. Wailawi
54. Sangatta
55. Bunyu
56. Sembakung
57. Bangkudulis
58. Tarakan-1
59. Tarakan-2
60. Tarakan-3
61. Tarakan-4
62. Matindok
63. AD Sabaku-1
64. AD Sabaku-2
65. AD Sabaku-3
66. AD Sabaku-4
67. Sele
68. Klamono
69. Timoforo-1
70. Timoforo-2
71. Wiriagar
72. Kemundan

Sebagaimana diketahui bahwa wilayah kerja yang diatur dalam kontrak ini sangatlah besar dan terdiri dari banyak blok. Hal ini disebabkan karena wilayah kerja Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina ini adalah bekas Wilayah Kuasa Pertambangan (WKP) Pertamina yang tersebar dari Sabang sampai Merauke. WKP Pertamina ini terdiri dari wilayah yang diusahakan oleh Pertamina (*own operation*) baik sendiri maupun melalui kontrak seperti TAC, EOR dan Wilayah Kerja Kontraktor yaitu wilayah kerja yang diusahakan oleh kontraktor Pertamina. Dengan terbentuknya BPMIGAS, semua hak, kewajiban dan akibat yang timbul dari kontrak production sharing antara Pertamina dan pihak lain beralih kepada BPMIGAS. Dalam kontrak production sharing antara Pertamina dengan kontraktor, semua interestnya dimiliki oleh kontraktor sehingga Wilayah Kerja Kontraktor kemudian menjadi Wilayah Kerja sendiri yang terpisah dari

wilayah kerja PT Pertamina EP. Sedangkan WKP Pertamina yang *own operation* inilah yang kemudian menjadi wilayah kerja PT Pertamina EP.

Di segi lain, kewajiban penawaran *participating interest* kepada BUMD sesuai Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi hanya diperuntukkan untuk suatu BUMD yang mewakili daerah tertentu. Mengingat BUMD tersebut didirikan oleh suatu Pemerintah Daerah tertentu. Oleh karenanya, BUMD yang berhak menerima penawaran *participating interest* adalah BUMD yang didirikan dan memiliki yurisdiksi di mana suatu wilayah kerja yang diatur di suatu KKS berada.

Bertitik tolak dari wilayah kerja PT Pertamina EP sebagaimana dijelaskan di atas, maka tidak mungkin untuk dilakukannya penawaran *participating interest* karena:

1. tidak mungkin dapat ditentukan BUMD mana yang berhak menerima penawaran porsi *participating interest*, karena wilayah kerja PT Pertamina EP berada di wilayah yurisdiksi beberapa pemerintah daerah sekaligus.
2. *participating interest* dalam KKS PT Pertamina EP adalah hak dan kewajiban atas seluruh Wilayah Kerja PT Pertamina EP, yang tersebar dari Sabang sampai Marauke. Sehingga apabila dilakukan pengalihan *participating interest* kepada BUMD, maka itu berarti meliputi seluruh Wilayah Kerja PT Pertamina EP.
3. kewajiban yang dipersyaratkan Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi adalah menawarkan sebesar 10% *participating interest* kepada suatu BUMD. Dengan memperhatikan cakupan Wilayah Kerja PT Pertamina EP, apabila kewajiban menawarkan kepada seluruh BUMD yang beryurisdiksi di Wilayah Kerja PT Pertamina EP (yang jumlahnya bias lebih dari 10 BUMD) dipenuhi dan kepada masing-masing BUMD ditawarkan sebesar 10% *participating interest*, maka *participating interest* yang ditawarkan akan melebihi jumlah 100%. Hal ini tentu tidak dimungkinkan.

Sebaliknya apabila jumlah 10% *participating interest* diterjemahkan untuk dibagi ke seluruh BUMD yang beryurisdiksi di Wilayah Kerja PT Pertamina EP, maka akan sulit ditentukan proporsionalitas hak atas

participating interest tersebut. Mengingat penentuan proporsionalitas hak untuk ditawarkan *participating interest* tersebut didasari pada luasan wilayah kerja. Sebagai contoh dalam penawaran *participating interest* pada Blok Cepu, di mana terdapat 4 (empat) BUMD yang menerima pengalihan *participating interest* dari Kontraktor KKS, BUMD Bojonegoro mendapat porsi paling besar dibandingkan dengan BUMD Jawa Timur, Jawa Tengah dan Blora, karena wilayah kerja Cepu terletak sebagian besar di wilayah Kabupaten Bojonegoro. Sehingga apabila kewajiban ini dipenuhi oleh PT Pertamina EP atas cakupan Wilayah Kerja PT Pertamina EP, maka akan menimbulkan polemik yang berkepanjangan atas proporsionalitas hak BUMD untuk mendapatkan penawaran *participating interest*.

3.3.2. Kewajiban Penawaran *Participating Interest* tidak Diatur dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina

Dalam KKS pada umumnya yang ditandatangani setelah berlakunya Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, diatur secara khusus mengenai kewajiban penawaran *participating interest* kepada BUMD. Sebagai contoh dalam Pasal 16 KKS untuk Blok Kasuri terdapat ketentuan sebagai berikut:

16.1 At the time the first Plan of Development is approved by GOI, CONTRACTOR shall have obligation to offer a ten percent (10%) Participating Interest under this CONTRACT (hereinafter called "Indonesian Participant Interests") to Local Government Owned Company or LGOC to be designated by the Local Government within which the Contract Area is located, or Indonesian National Company or INC to be designated by the Minister. The existence of ten percent (10%) Participating Interest to be offered to LGOC or INC mentioned above shall be notified by CONTRACTOR to the Local Government or to the Minister referred to above through BPMIGAS.

16.2 CONTRACTOR's obligation referred to in Sub-section 16.1 shall lapse unless BPMIGAS advises CONTRACTOR of LGOC or INC designated by Local Government or Minister, as the case may be, to whom CONTRACTOR has to make an offer, not later than one (1) month after CONTRACTOR's notification referred to in Sub-section 16.1 above was sent by registered letter to BPMIGAS.

16.3 **CONTRACTOR** shall make its offer by registered letter of the Indonesian Participant Interests within sixty (60) days after receipt of **BPMIGAS**'s registered letter referred to in Sub-section 16.2. The offer by **CONTRACTOR** is firstly given to **LGOC** and such offer shall be effective for a period of sixty (60) days as of the date of **CONTRACTOR**'s notification by a registered letter to **LGOC**. If **LGOC** is not interested in such offer as notified by registered letter to **CONTRACTOR** or no notification specifying its interest in such offer is given within the said period, **CONTRACTOR** shall have the obligation referred to in Sub-section 16.1 to offer the same to **INC**.

16.4 If **INC** is not interested in this offer as notified by registered letter to **CONTRACTOR** or no notification specifying its interest in such offer is given within sixty (60) days after the date of the offer, **CONTRACTOR** shall be released from the obligation referred to in this Section XVI and the offer shall be deemed terminated. In the case that **LGOC** or **INC** is interested in the Indonesian Participant Interests offer within the period of such sixty (60) days, **LGOC** or **INC** may conduct a due diligence.

The due diligence conducted by **LGOC** or **INC**, as the case may be, shall have been completed within one hundred eighty (180) days as of the date of notification of **LGOC**'s or **INC**'s interest in the Indonesian Participant Interests offer issued by **CONTRACTOR**.

16.5 Not later than the latest day of the one hundred eighty (180) days due diligence **LGOC** shall advise **CONTRACTOR** of its decision whether it is interested or not interested in the Indonesian Participant Interests offer. If at the latest day of the one hundred eighty (180) days due diligence, **LGOC** does not accept the Indonesian Participant Interests offer or no notification specifying its acceptance in the Indonesian Participant Interests offer is given, then the offer is given to **INC** which shall be effective within sixty (60) days as of the date of notification by registered letter from **CONTRACTOR**.

If **INC** is not interested in this offer as notified by registered letter to **CONTRACTOR** or no notification specifying its interest in such offer is given within sixty (60) days as of the date of the offer, **CONTRACTOR** shall be released from the obligation referred to in this Section XVI and the offer shall be deemed terminated.

If **INC** is interested in the Indonesian Participant Interests offer within the period of such sixty (60) days, **INC** may conduct a due diligence within the period as stated in Sub-section 16.4 of this Section XVI.

Not later than the latest day of the one hundred eighty (180) days

*due diligence INC shall advise **CONTRACTOR** of its decision whether it is interested or not interested in the Indonesian Participant Interests offer. In the case that at the latest day of the one hundred eighty (180) days due diligence INC does not accept the Indonesian Participant Interests offer or no notification specifying its acceptance in Indonesian Participant Interests offer is given, then **CONTRACTOR** shall be released from the obligation referred to in this Section XVI and the offer shall be deemed terminated.*

- 16.6 **CONTRACTOR's** offer to LGC or INC referred to in Sub-section 16.3. and 16.5. of this Section XVI shall be accompanied by a copy of this **CONTRACT** and a draft of Agreement embodying the manner in which **CONTRACTOR** and LGC or INC shall cooperate. The main principles of the draft of Operating Agreement are contained in Exhibit "D" to this **CONTRACT**.
- 16.7 In the event of acceptance by **LGC** or **INC** of **CONTRACTOR's** offer, the **LGC** or **INC**, as the case may be, shall be deemed to have acquired the undivided interest on the date of **CONTRACTOR's** notification to **LGC** or **INC** referred to in Sub-sections 16.3 and 16.5 of this Section XVI. **LGC** or **INC**, as the case may be, shall not sell, assign, transfer, convey or otherwise dispose of all or any part of the Indonesian Participant Interests during the first three (3) Years as from the effective date of the participation on farm-in agreement entered into by **CONTRACTOR** and **LGC** or **INC**, as the case may be.
- 16.8 For the acquisition of a ten percent (10%) Participating Interest in this **CONTRACT**, **LGC** or **INC** as applicable, shall reimburse **CONTRACTOR** an amount equal to ten percent (10%) of the sum of Operating Costs which **CONTRACTOR** has incurred for and on behalf of its activities in the Contract Area up to the date of **CONTRACTOR's** notification to **LGC** or the **INC** mentioned in Sub-section 16.3 of this Section XVI, and ten percent (10%) of the awarded compensation and equipment and or services as respectively mentioned in Sub-section 8.1 and 8.2 of Section VIII, hereof.
- 16.9 The amount of reimbursement as stipulated in Sub-section 16.8 of this Section XVI shall be made by a transfer of cash within ninety (90) days as of the date of its acceptance of **CONTRACTOR's** offer referred to in Sub-section 16.2 and 16.4. of this Section XVI, to **CONTRACTOR's** account at a banking institution to be designated by it, in the currency in which the relevant costs have been financed.
- 16.10 **BPMIGAS** shall be notified in writing by **CONTRACTOR** with regard to all process of Indonesian Participant Interests offer

referred to in this Section XVI.

Adapun yang dimaksud dalam ketentuan pasal-pasal KKS tersebut intisarinya adalah sebagai berikut:

1. setelah rencana pengembangan lapangan yang pertama disetujui Pemerintah, Kontraktor wajib menawarkan *participating interest* kepada BUMD yang ditunjuk Pemerintah Daerah atau perusahaan minyak Indonesia yang ditunjuk oleh Menteri.
2. Kewajiban penawaran *participating interest* tersebut dilakukan dengan pemberitahuan kepada pemerintah daerah melalui BPMIGAS.
3. Penawaran *participating interest* pertama kali dilakukan kepada BUMD. Apabila BUMD menyatakan ketidaksediaannya atau tidak menanggapi penawaran dalam jangka waktu 60 (enam puluh) hari, maka penawaran dilakukan kepada perusahaan minyak Indonesia yang ditunjuk oleh Menteri.
4. Apabila perusahaan minyak Indonesia yang ditunjuk oleh Menteri menyatakan ketidaksediaannya atau tidak memberi tanggapan dalam jangka waktu 60 (enam puluh) hari, maka kewajiban penawaran *participating interest* ini dilepaskan dari Kontraktor.
5. Apabila BUMD atau perusahaan minyak Indonesia tertarik untuk menerima penawaran *participating interest*, maka terhadap Kontraktor dapat dilakukan uji tuntas (*due diligence*) selama 180 (seratus delapan puluh) hari dari pernyataan kesediaan BUMD atau perusahaan minyak Indonesia tersebut.
6. Apabila setelah menyatakan kesediaannya dan melakukan uji tuntas (*due diligence*), pada hari ke-180 BUMD tidak memberikan pemberitahuan lebih lanjut atau belum secara resmi menerima pengalihan *participating interest*, maka penawaran akan diberikan kepada perusahaan minyak Indonesia.
7. Apabila setelah menyatakan kesediaannya dan melakukan uji tuntas (*due diligence*), pada hari ke-180 perusahaan minyak Indonesia tidak memberikan pemberitahuan lebih lanjut atau belum secara resmi menerima pengalihan *participating interest*, maka kewajiban penawaran

participating interest ini dilepaskan dari Kontraktor.

8. Penawaran *participating interest* yang dimaksud ketentuan ini wajib dilampirkan salinan dari KKS dan naskah perjanjian kerjasama yang akan disepakati.
9. Setelah perjanjian disepakati dan pengalihan *participating interest* terjadi, BUMD atau perusahaan minyak nasional akan mengganti biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh Kontraktor KKS untuk segala kegiatan operasi perminyakan sejumlah yang sama dengan 10% dari seluruh biaya operasi dimaksud. Adapun biaya operasi dimaksud terhitung sejak operasi perminyakan pertama kali dilakukan sampai dengan BUMD atau perusahaan minyak Indonesia secara resmi menerima pengalihan *participating interest*. Pembayaran atas penggantian biaya operasi ini wajib dilakukan oleh BUMD atau perusahaan minyak Indonesia dalam jangka waktu 90 (Sembilan puluh) hari sejak BUMD atau perusahaan minyak Indonesia secara resmi menerima pengalihan *participating interest*.

Di segi lain, di dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina tidak ada pengaturan mengenai kewajiban penawaran *participating interest* kepada BUMD. Atas dasar hal tersebut, secara kontraktual di mana sesuai dengan Pasal 1338 Kitab Undang-Undang Hukum Perdata yang menyatakan kontrak (perjanjian) yang dibuat secara sah berlaku sebagai undang-undang bagi mereka yang membuatnya, maka terhadap PT Pertamina EP tidak dilekatkan kewajiban menawarkan *participating interest* kepada BUMD.

3.3.3. Komersialitas Atas Wilayah Kerja PT Pertamina EP sudah Didapatkan sebelum Kontrak Minyak Dan Gas Bumi Pertamina Ditandatangani

Bahwa salah satu unsur dalam ketentuan Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu dan Minyak adalah kewajiban penawaran *participating interest* kepada BUMD dilakukan setelah rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi telah disetujui. Rencana pengembangan lapangan dikenal dengan istilah *Plan of Development*

yang didefinisikan oleh BPMIGAS sebagai rencana pengembangan satu atau lebih lapangan minyak dan gas secara terpadu (*integrated*) untuk mengembangkan atau memproduksi cadangan hidrokarbon secara optimal dengan mempertimbangkan aspek teknis, ekonomis, dan *Health, Safety and Environment* (HSE).¹²

Persetujuan atas rencana pengembangan lapangan yang pertama ini adalah titik dimana pelaksanaan KKS akan menuju tahap produksi yang mana mekanisme penggantian biaya operasi (*cost recovery*) dan bagi hasil atas produksi akan mulai diterapkan. Oleh karena itu rencana pengembangan lapangan pertama wajib mendapatkan persetujuan Menteri atas pertimbangan BPMIGAS.¹³ Bahkan sebelum memberi persetujuan, Menteri harus terlebih dahulu berkonsultasi dengan Gubernur yang wilayah administrasinya meliputi lapangan yang akan dikembangkan.¹⁴ Dengan demikian, dalam kaitannya dengan Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu dan Minyak, “rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi” berhubungan dengan berubahnya status operasi perminyakan dari fase eksplorasi menjadi fase produksi. Bertitik tolak dari hal ini, maka sebetulnya ketentuan ini dimaksudkan untuk pelaksanaan KKS pada umumnya yang dimulai dari tahap eksplorasi. Indikasi ini juga dapat diketahui dari bunyi ketentuan mengenai “*Term and Commerciality of Contract Area*” dalam KKS untuk Blok Kasuri¹⁵ sebagai berikut:

“2.1.1 Subject to the following provisions of this **CONTRACT**, the term of this **CONTRACT** shall be thirty (30) Contract Years as from the Effective Date. The term of this **CONTRACT** consists of

¹² BPMIGAS, Pedoman Tata Kerja Rencana Pengembangan Lapangan (Plan of Development/POD) Bab I Bagian A angka 14, www.bpmigas.com, diakses pada 23 Desember 2011.

¹³ Indonesia, *op. cit.*, Pasal 21 Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi *jo.* Pasal 95 ayat (1) Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

¹⁴ Indonesia (b), *op. cit.*, Pasal 95 ayat (2) Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

¹⁵ KKS untuk Blok Kasuri ini juga penulis pakai sebagai referensi pada sub-bab sebelumnya mengenai pengaturan kewajiban penawaran participating interest kepada BUMD.

Exploration Period and Exploitation Period.

- 2.1.2 The initial term of Exploration Period shall be six (6) Contract Years as from the Effective Date. At the end of the initial term of Exploration, **CONTRACTOR** shall have the option to request a one time extension to **BPMIGAS** for a maximum period of four (4) Contract Years, and the approval of such request shall not be unreasonably withheld, provided that **CONTRACTOR** shall have fully complied with the requirements of relinquishment of Contract Area referred to in Section III, and fully performed its Firm Commitment referred to in Sub-section 4.2 of Section IV hereof.
- 2.2.3 If the Minister approves **CONTRACTOR**'s proposed POD for the first field in the Contract Area without any material condition, such POD approval shall constitute the declaration of commerciality of the entire Contract Area and **CONTRACTOR** shall commence to develop the field in which the Petroleum is discovered.“

Adapun intisari dari ketentuan tersebut adalah sebagai berikut:

1. Jangka waktu berlaku KKS adalah 30 (tiga puluh) tahun sejak Tanggal Efektif, dan terdiri dari periode eksplorasi dan periode eksploitasi.
2. Kemudian tahap eksplorasi awal adalah 6 (enam) tahun dari Tanggal Efektif. Pada akhir tahap eksplorasi awal, Kontraktor mempunyai pilihan untuk mengajukan perpanjangan waktu kepada BPMIGAS untuk jangka waktu maksimum 4 (empat) Tahun Kontrak.
3. Jika rencana pengembangan lapangan pertama tersebut disetujui oleh Menteri, maka persetujuan tersebut merupakan deklarasi komersialitas atas Wilayah Kerja dan Kontraktor akan memulai tahap pengembangan lapangan untuk mendapatkan produksi.

Di segi lain, sebagaimana telah dijelaskan sebelumnya bahwa operasi perminyakan yang dilakukan oleh PT Pertamina EP adalah kelanjutan dari operasi perminyakan yang dilakukan oleh PERTAMINA (Undang-Undang No. 8 Tahun 1971 tentang PERTAMINA), sehingga Wilayah Kerja yang dicakup dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina adalah Wilayah Kerja *own operation* PERTAMINA. Sehingga Wilayah Kerja PT Pertamina EP sudah memasuki tahap produksi/komersial jauh sebelum Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi berlaku dan Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina ditandatangani. Hal ini tentu berbeda dengan KKS pada

umumnya. Lebih lanjut, indikasi bahwa Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina sudah memasuki tahap produksi/komersial adalah tidak ditemukannya ketentuan serupa seperti pada KKS pada umumnya, sebagaimana telah disebutkan sebelumnya. Adapun ketentuan mengenai jangka waktu perjanjian/*term of contract* dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina hanya mengatur sebagai berikut:¹⁶

”Jangka waktu berlakunya Kontrak ini adalah 30 (tigapuluh) Tahun dihitung sejak Tanggal Efektif dan dapat diperpanjang dengan kesepakatan tertulis Para Pihak dan persetujuan Pemerintah.”

Dengan demikian, bertitik tolak dari fakta bahwa operasi perminyakan berdasarkan Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina telah memasuki tahap produksi/komersial, sedangkan pelaksanaan kewajiban penawaran *participating interest* kepada BUMD sebagaimana dipersyaratkan Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi digantungkan pada “persetujuan rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi” – yang artinya operasi perminyakan suatu Kontraktor KKS masih dalam tahap eksplorasi – maka unsur-unsur dalam Pasal 34 Peraturan Pemerintah tersebut tidak dipenuhi seluruhnya. Oleh karenanya, ditinjau dari fakta hukum ini maka ketentuan Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi tidak dapat diberlakukan kepada PT Pertamina EP.

¹⁶ Pasal II Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina.

BAB 4 PENUTUP

4.1. Kesimpulan

Berdasarkan dari hasil penelitian yang telah dibahas di dalam bab-bab sebelumnya atas permasalahan yang diangkat dalam tesis ini, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Pasal 34 dari Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi mengatur tentang kewajiban kontraktor untuk menawarkan *participating interest* yang dimilikinya kepada BUMD yang memiliki yurisdiksi di wilayah kerja yang dikuasainya. Adapun bunyi pasal tersebut adalah sebagai berikut: “sejak disetujuinya rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dari suatu Wilayah Kerja, Kontraktor wajib menawarkan *participating interest* 10% (sepuluh per seratus) kepada Badan Usaha Milik Daerah“. Maksud dari isi pasal tersebut di atas, dengan ikut sertanya pemerintah daerah di dalam industry minyak dan gas bumi diharapkan pembangunan di daerah tersebut dapat berpengaruh kepada peningkatan ekonomi di daerah, yang juga artinya meningkatnya tingkat kesejahteraan masyarakat di daerah tersebut.

Dalam pelaksanaannya, pengalihan *participating interest* dilakukan dengan menggunakan perjanjian pengalihan *participating interest* atau yang disebut *Assignment Agreement*. Pihak yang memiliki Wilayah Kerja (disebut *Assignor*) menawarkan kepada *Assignees* (pihak yang menerima tawaran dari *Assignor*) untuk menjajaki kemungkinan kerjasama operasi untuk melakukan kegiatan perusahaan hulu minyak dan gas bumi. Dalam *pengalihan participating interest*, BUMD mendapatkan hak karena adanya peralihan sebgai hak pihak lainnya. Dan dalam hal ini, BUMD (*asignee*) menalangi 10% dari biaya setelah penandatanganan *Assignment Agreement*, para pihak juga akan membuat perjanjian operasi bersama untuk mengatur hak dan tanggung jawab masing-masing dalam operasi.

2. Bahwa terdapat sifat-sifat khusus dari pelaksanaan operasi perminyakan PT Pertamina EP yang memberikan implikasi, salah satunya adalah terhadap PT Pertamina EP tidak dilekatkan kewajiban untuk menawarkan *participating interest* kepada BUMD seperti halnya kontraktor KKS lainnya. Adapun dasar-dasar tidak dilekatkannya kewajiban dimaksud adalah sebagai berikut:
 - a. Wilayah Kerja PT Pertamina EP yang dicakup dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina berbeda dengan dengan pengaturan wilayah kerja di PSC lain. Padahal, Secara umum, telah diatur oleh peraturan perundang-undangan bahwa 1 (satu) KKS hanya mencakup 1 Wilayah Kerja (*ring fencing*). Namun, Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina mencakup beberapa Wilayah Kerja dari Sabang sampai Marauke. Hal ini mengakibatkan Participating interest dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina adalah kepesertaan atas hak dan kewajiban atas seluruh Wilayah Kerja PT Pertamina EP tersebut. Sehingga, apabila dilakukan pengalihan Participating interest, maka akan meliputi seluruh WK PEP. Selain itu, tidak dapat ditentukan BUMD yang berhak menerima pengalihan Participating interest dan bagaimana proporsionalitas hak untuk BUMD.
 - b. Ketentuan Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina berbeda dengan ketentuan KKS Lain. Dalam PSC pada umumnya yang ditandatangani setelah berlakunya Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, diatur mengenai kewajiban penawaran Participating Interest ke BUMD. Sedangkan, dalam Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina tidak diatur mengenai kewajiban tersebut. Untuk itu, PT Pertamina EP tidak diwajibkan secara kontraktual untuk melakukan penawaran *participating interest* ke BUMD.
 - c. Komersialitas atas wilayah kerja PT Pertamina EP sudah didapatkan sebelum Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina ditandatangani.

Padahal, salah satu unsur Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi adalah kewajiban penawaran *Participating Interest* ke BUMD dilakukan setelah Rencana Pengembangan Lapangan Pertama disetujui. Di segi lain, persetujuan rencana pengembangan lapangan pertama pada intinya untuk mendapatkan status komersialitas sehingga produksi minyak dan gas bumi dapat dilakukan. Dengan demikian unsur Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi tidak terpenuhi untuk melekatkan kewajiban penawaran *participating interest* kepada BUMD terhadap PT Pertamina EP.

4.2. Saran

Berdasarkan apa yang telah diteliti dalam bab-bab sebelumnya, maka penulis akan mencoba memberikan saran sebagai berikut:

1. Untuk menghindari keragu-raguan atas interpretasi isi Pasal 34 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi mengenai kewajiban Kontraktor untuk menawarkan *participating interest* sebesar 10% kepada BUMD, terhadap PT Pertamina EP, seyogyanya dilakukan amandemen terhadap Penjelasan Pasal 34 tersebut atau setidaknya dapat dikeluarkan suatu keterangan resmi dari Pemerintah, dalam hal ini Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral atau BPMIGAS bahwasanya terhadap PT Pertamina EP tidak dilekatkan kewajiban tersebut.
2. Sebaiknya bagi PT Pertamina EP agar melakukan sosialisasi kepada keadaan-keadaan khusus dari KKS dari PT Pertamina EP (Kontrak Minyak dan Gas Bumi Pertamina) bagi pemerintah-pemerintah daerah di mana Wilayah Kerja PT Pertamina EP berada.

DAFTAR REFERENSI

A. BUKU

- Hasan, Madjedi, (2005). *Pacta Sunt Servanda*, cet. 1. Jakarta: PT Fikahati Aneska.
- HS., Salim, (2005). *Hukum Pertambangan Di Indonesia*. (Jakarta: PT. Rajagrafindo Persada.
- Kusumaatmadja, Mochtar, (1974). *Mining Law*. (Bandung:University of Padjajaran Law School.
- Lawrence Friedmann, (1984). *American Law*. New York City: W.W. Norton & Company.
- Machmud, Tengku Nathan, (2000). *The Indonesian Production Sharing Contract (An Investor's Perspective)*. The Hague: Kluwer Law International.
- Saleng, Abrar, (2004). *Hukum Pertambangan*. Jogjakarta: UII Press.
- Salman, Otje dan Anton F. Susanto, (2007). *Teori Hukum: Mengingat, Mengumpulkan, dan Membuka Kembali*. Bandung: Refika Aditama.
- Sidharta, B. Arif, (2001). *Apakah Teori Hukum Itu? Dalam Seri Dasar-dasar Ilmu Hukum 3*. Penerbitan Tidak Berkala No. 3, Bandung: Laboratorium Fakultas Hukum Universitas Katolik Parahyangan, diterjemahkan dari tulisan Jan Gijssels dan Mark Van Hoecke, (1982). *Wat is Rechtsteorie?*
- Simamora, Rudi M., (2000). *Hukum Minyak dan Gas Bumi*. Jakarta: Djambatan.
- Soeryono, Soekanto, (2005). *Pengantar Penelitian Hukum*. Cet. 3, Jakarta: UI-Press.
- _____, dan Sri Mamudji, (2001). *Penelitian Hukum Normatif*. Jakarta: Raja Grafindo Persada.
- Suparji, (2008). *Penanaman Modal Asing di Indonesia: Insentif v. Pembatasan*. Jakarta: Penerbit Universitas Al-Azhar Indonesia; lihat pula Lawrence M. Friedmann, (1969). *On Legal Development*. Rutgers Law Review (Vol. 23).
- Widjaya, (2003). I.G. Rai, *Hukum Perusahaan*. Jakarta: Megapoin.

B. PERATURAN PERUNDANG-UNDANGAN

Indonesia, Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945.

Indonesia (a), Undang-Undang tentang Minyak dan Gas Bumi, No. 22 Tahun 2001, LN No. 136 Tahun 2001, TLN No. 4152.

Indonesia (b), Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, LN No. 81 Tahun 2005, TLN No. 4435.

Indonesia (c), Undang-Undang No. 19 tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara, LN No. 70 Tahun 2003, TLN No. 4297.

Indonesia (d), Peraturan Pemerintah tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, No. 42 Tahun 2002, LN No. 81 Tahun 2002, TLN No. 4216.

Indonesia (e), Peraturan Pemerintah No. 31 Tahun 2003 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (Pertamina) Menjadi Perusahaan Perseroan (Persero), LN No. 69 Tahun 2003.

C. INTERNET

Badan Pemeriksa Keuangan, Tinjauan Historis Yuridis terhadap Pengusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia. 30 November 2011. www.bpk.go.id.

BPMIGAS, Pedoman Tata Kerja Rencana Pengembangan Lapangan (Plan of Development/POD). 23 Desember 2011. www.bpmigas.com.

KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI PERTAMINA

ANTARA

BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI
(BPMIGAS)

DAN

PT PERTAMINA EP

WILAYAH KERJA : PERTAMINA EP



KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI PERTAMINA

ANTARA

BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU
MINYAK DAN GAS BUMI
(BPMIGAS)

DAN

PT PERTAMINA EP

WILAYAH KERJA : PERTAMINA EP

<u>PASAL</u>	<u>JUDUL</u>	<u>HAL</u>
I	RUANG LINGKUP DAN DEFINISI	
II	JANGKA WAKTU	
III	PENYISIHAN WILAYAH KERJA	
IV	PEMISAHAN WILAYAH KERJA	
V	RENCANA KERJA DAN ANGGARAN	
VI	HAK DAN KEWAJIBAN PARA PIHAK	
VII	PENGEMBALIAN BIAYA OPERASI DAN PENANGANAN PRODUKSI	
VIII	PENILAIAN MINYAK MENTAH DAN GAS BUMI	
IX	BONUS	
X	PEMBAYARAN	
XI	HAK MILIK ATAS PERALATAN	
XII	KONSULTASI DAN ARBITRASE	
XIII	KETENAGAKERJAAN DAN PELATIHAN PERSONIL INDONESIA	
XIV	PEMUTUSAN KONTRAK	
XV	PEMBUKUAN DAN AKUNTANSI SERTA PEMERIKSAAN	
XVI	KETENTUAN LAIN	
XVII	MASA BERLAKU	

LAMPIRAN

"A"	DESKRIPSI WILAYAH KERJA
"B"	PETA WILAYAH KERJA
"C"	PROSEDUR AKUNTANSI

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI PERTAMINA

ANTARA

BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU
MINYAK DAN GAS BUMI
(BPMIGAS)



DAN

PT PERTAMINA EP

Kontrak ini, dibuat dan ditandatangani pada tanggal 17 September 2005 oleh dan antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI, suatu badan hukum milik negara yang didirikan berdasarkan Undang-undang No. 22/2001 dan Peraturan Pemerintah No. 42/2002, selanjutnya disebut "BPMIGAS", pihak pertama, dan PT PERTAMINA EP suatu perseroan yang didirikan berdasarkan hukum Republik Indonesia selanjutnya disebut "PERTAMINA EP", pihak kedua, selanjutnya secara sendiri-sendiri disebut "Pihak" atau bersama-sama disebut "Para Pihak".

MENIMBANG



BAHWA, semua minyak dan gas bumi yang berada di dalam wilayah hukum pertambangan Indonesia adalah kekayaan nasional yang dikuasai oleh Negara; dan

BAHWA, sesuai dengan Undang-undang No. 22/2001 dan Peraturan Pemerintah No. 35/2004, Pemerintah Republik Indonesia sebagai pemegang kuasa pertambangan bermaksud meningkatkan pengembangan Wilayah Kerja dan menunjuk PERTAMINA EP dalam mempercepat eksplorasi dan eksploitasi sumberdaya di dalam Wilayah Kerja; dan

BAHWA, BPMIGAS mempunyai kewenangan untuk mengendalikan kontrak kerja sama atas kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi dalam wilayah, yang diuraikan pada Lampiran "A" dan digambarkan pada peta sebagai Lampiran "B" yang keduanya melekat dan merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari Kontrak ini, wilayah tersebut selanjutnya disebut "Wilayah Kerja"; dan

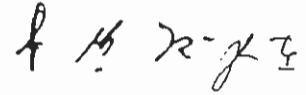
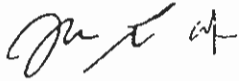
BAHWA, PT PERTAMINA (PERSERO) sebagai perusahaan induk dari PERTAMINA EP telah menandatangani *Pertamina Petroleum Contract* (KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI PERTAMINA) dengan BPMIGAS sesuai dengan Pasal 61 huruf b Undang-undang No. 22/2001 dan Pasal 104 huruf i dan huruf j Peraturan Pemerintah No. 35/2004 untuk melanjutkan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi di wilayah yang meliputi, antara lain, Wilayah Kerja Kontrak ini; dan

BAHWA, PERTAMINA EP sebagai perusahaan minyak dan gas bumi harus melanjutkan pelaksanaan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi pada Wilayah Kerja sesuai kondisi saat ini; dan

 Analisis terhadap..., Audrey Jenifer Vyatri Kartika, FH UI, 2012.  12-26-12

BAHWA, PERTAMINA EP memiliki kemampuan keuangan, kecakapan teknis, dan keahlian yang diperlukan untuk melaksanakan Operasi Minyak dan Gas Bumi sesuai Kontrak ini; dan

MAKA OLEH KARENA ITU, dengan persetujuan bersama, dengan ini disepakati sebagai berikut :



PASAL I RUANG LINGKUP DAN DEFINISI

1.1. RUANG LINGKUP

Kontrak ini adalah suatu kontrak kerja sama dalam bentuk KONTRAK MINYAK DAN GAS BUMI PERTAMINA ("Kontrak"). Sesuai dengan ketentuan yang termaksud di dalamnya, BPMIGAS memegang dan bertanggung jawab atas manajemen operasi sesuai dengan ketentuan yang tercantum dalam Kontrak ini.

PERTAMINA EP wajib bertanggung jawab kepada BPMIGAS atas pelaksanaan operasi tersebut berdasarkan ketentuan Kontrak ini, dan dengan ini ditunjuk dan ditetapkan sebagai perusahaan khusus yang akan melakukan Operasi Minyak dan Gas Bumi.

PERTAMINA EP wajib menyediakan semua kebutuhan keuangan, keteknikan dan keahlian untuk operasi tersebut.

PERTAMINA EP wajib menanggung risiko atas semua Biaya Operasi yang diperlukan dalam melaksanakan operasi dan dengan demikian memiliki kepentingan ekonomis untuk mengembangkan cadangan Minyak dan Gas Bumi di dalam Wilayah Kerja. Pengeluaran itu dicatat sebagai Biaya Operasi yang akan diganti sesuai dengan ketentuan Pasal VII Kontrak ini.

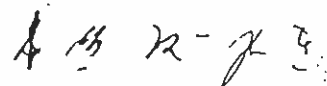
Kecuali dipersyaratkan lain dalam Kontrak ini, dalam Prosedur Akuntansi terlampir atau dengan persetujuan tertulis dari BPMIGAS, PERTAMINA EP tidak akan memasukkan beban bunga untuk membiayai operasi sebagaimana tercantum dalam Kontrak ini.

Selama jangka waktu berlakunya Kontrak ini, seluruh hasil penjualan produksi Minyak dan Gas Bumi yang diperoleh sebagai hasil operasi akan dibagi sesuai dengan ketentuan pada Pasal VII Kontrak ini.

1.2 DEFINISI

Kata-kata dan istilah-istilah yang tidak didefinisikan didalam Kontrak ini memiliki pengertian sebagaimana yang didefinisikan dalam Pasal 1 Undang-undang No. 22/2001.

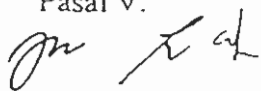
- 1.2.1. Perusahaan Afiliasi atau Afiliasi berarti sebuah perusahaan atau badan lain yang mengendalikan atau dikendalikan oleh salah satu Pihak dalam Kontrak ini, atau suatu perusahaan atau badan lain yang mengendalikan atau dikendalikan oleh suatu perusahaan atau badan lain dimana perusahaan atau badan lain yang disebut belakangan mengendalikan salah satu Pihak dalam Kontrak ini, dan dimengerti bahwa mengendalikan memiliki makna kepemilikan oleh suatu perusahaan atau badan paling sedikit 50% dari (a) saham dengan hak suara, jika badan lain tersebut adalah perusahaan yang mengeluarkan saham atau (b) pengendalian atas hak atau kepentingan, jika badan lain itu bukan suatu perusahaan.



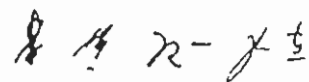
- 1.2.2 Barel berarti suatu jumlah atau satuan minyak, sebesar 42 (empat puluh dua) standar galon Amerika Serikat pada suhu 60 (enam puluh) derajat Fahrenheit.
- 1.2.2. Ekuivalen Barel Minyak berarti 6.000 (enam ribu) kaki kubik standar Gas Alam dengan asumsi bahwa gas tersebut memiliki nilai kalori 1.000 (seribu) British Thermal Unit per kaki kubik (BTU/ft³).
- 1.2.3. Anggaran Biaya Operasi berarti perkiraan biaya untuk semua hal yang termuat dalam Rencana Kerja.
- 1.2.4. Tahun Kalender atau Tahun berarti masa 12 (dua belas) bulan yang dimulai dari 1 Januari dan berakhir pada 31 Desember, sesuai kalender Masehi.
- 1.2.5. Tahun Kontrak berarti masa 12 (duabelas) bulan berturut-turut menurut kalender Masehi terhitung dari Tanggal Efektif Kontrak ini atau dari setiap ulang tahun Tanggal Efektif tersebut.
- 1.2.6. Wilayah Kerja berarti wilayah dimana PERTAMINA EP melaksanakan Operasi Minyak dan Gas Bumi di dalam wilayah hukum pertambangan Indonesia dan menjadi subjek dari Kontrak ini sebagaimana diuraikan dan digambarkan pada Lampiran "A" dan "B" yang menjadi bagian yang tidak terpisahkan dari Kontrak ini.
- 1.2.7. Minyak Bumi yang selanjutnya disebut Minyak Mentah berarti hasil proses alami dari hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa cair atau padat termasuk aspal, lilin mineral atau ozokerit, dan bitumen yang diperoleh dari proses penambangan, tetapi tidak termasuk batubara atau endapan hidrokarbon lain yang berbentuk padat yang diperoleh dari kegiatan yang tidak berkaitan dengan kegiatan usaha minyak dan gas bumi.
- 1.2.8. Tanggal Efektif berarti tanggal ditandatanganinya Kontrak ini.
- 1.2.9. Keadaan Kahar berarti keterlambatan atau kegagalan pelaksanaan Kontrak ini yang disebabkan oleh keadaan di luar kemampuan dan bukan karena kesalahan atau kelalaian BPMIGAS dan/atau PERTAMINA EP yang mungkin berpengaruh secara ekonomi atau terhadap kesinambungan operasi dalam Kontrak ini, termasuk tetapi tidak terbatas pada bencana alam, kerusakan masal, hambatan navigasi, kebakaran, aksi kekerasan, perang (diumumkan atau tidak), terorisme, sabotase, blokade, gangguan tenaga kerja, pemogokan, kekacauan, pemberontakan, pembangkangan sipil, karantina, pembatasan-pembatasan, wabah, badai topan, gempa bumi, atau kecelakaan.
- 1.2.10. Valuta Asing berarti mata uang selain mata uang Republik Indonesia yang dapat diterima oleh BPMIGAS, Pemerintah dan PERTAMINA EP.
- 1.2.11. Pemerintah berarti Pemerintah Republik Indonesia yang diwakili oleh Departemen yang bidang tugas dan tanggung jawabnya meliputi minyak dan gas bumi.



- 1.2.12. Grid berarti perpotongan gratikular berdasarkan garis bujur (rujukannya adalah garis bujur Greenwich) dan garis sejajar dari garis lintang (rujukannya adalah garis Khatulistiwa).
- 1.2.13. Pajak Penghasilan berarti pajak penghasilan termasuk pajak final atas laba sebagaimana yang tercantum dalam Undang-undang tentang Pajak Penghasilan yang berlaku.
- 1.2.14. Undang-undang Pajak Indonesia berarti undang-undang tentang perpajakan termasuk semua peraturan terkait yang berlaku.
- 1.2.15. Gas Bumi berarti semua gas hidrokarbon ikutan dan/atau bukan ikutan yang diproduksi dari sumur-sumur, termasuk gas bumi basah (*wet mineral gas*), gas bumi kering (*dry mineral gas*), gas kepala selubung (*casinghead gas*), serta gas residu yang tertinggal setelah ekstraksi hidrokarbon cair dari gas basah.
- 1.2.16. Biaya Operasi berarti pengeluaran yang terjadi dan kewajiban yang timbul dalam melaksanakan Operasi Minyak dan Gas Bumi berdasarkan Kontrak ini sesuai dengan Prosedur Akuntansi pada Lampiran "C".
- 1.2.17. Minyak dan Gas Bumi berarti minyak dan gas bumi, selanjutnya disebut Minyak Mentah dan Gas Bumi, sebagaimana dimaksud dalam Undang-undang No. 22/2001.
- 1.2.18. Operasi Minyak dan Gas Bumi berarti semua kegiatan eksplorasi, pengembangan, ekstraksi, produksi, pengangkutan, pemasaran, kegiatan pasca operasi (*abandonment*) dan pemulihan lingkungan yang diatur dalam Kontrak ini.
- 1.2.19. Titik Ekspor berarti flensa terluar (*outlet flange*) dari pipa muat setelah pengukur penjualan akhir pada terminal pengiriman, atau titik lain yang disetujui Para Pihak.
- 1.2.20. Program Kerja berarti suatu rincian Operasi Minyak dan Gas Bumi yang akan dilaksanakan di dalam Wilayah Kerja sebagaimana diatur lebih lanjut dalam Pasal V.



--oOo--



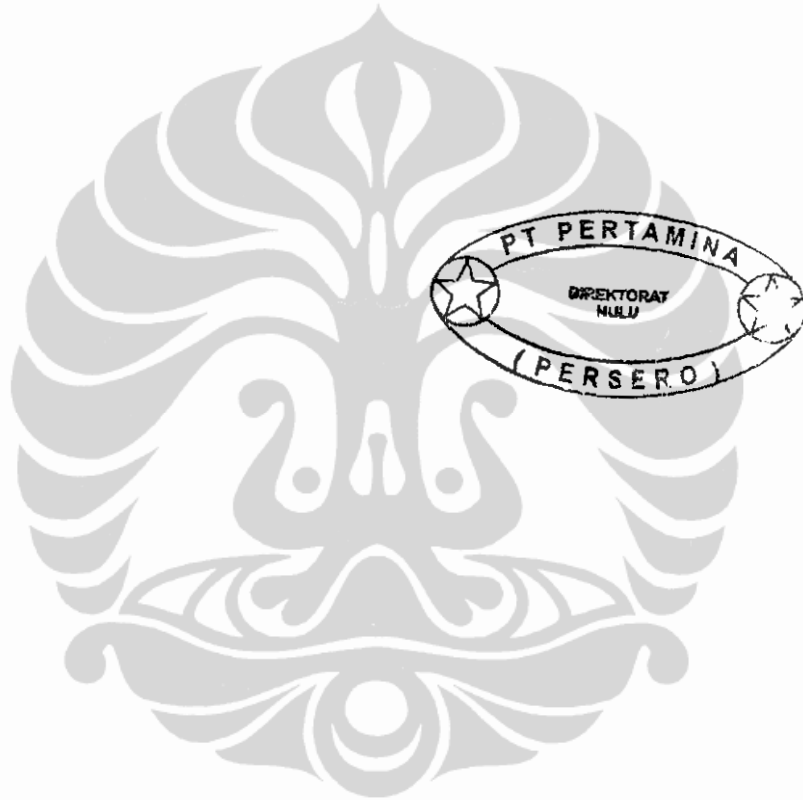
PASAL II
JANGKA WAKTU

Jangka waktu berlakunya Kontrak ini adalah 30 (tigapuluh) Tahun terhitung sejak Tanggal Efektif dan dapat diperpanjang dengan kesepakatan tertulis Para Pihak dan persetujuan Pemerintah.

[Handwritten signature]

--oOo--

[Handwritten signature]



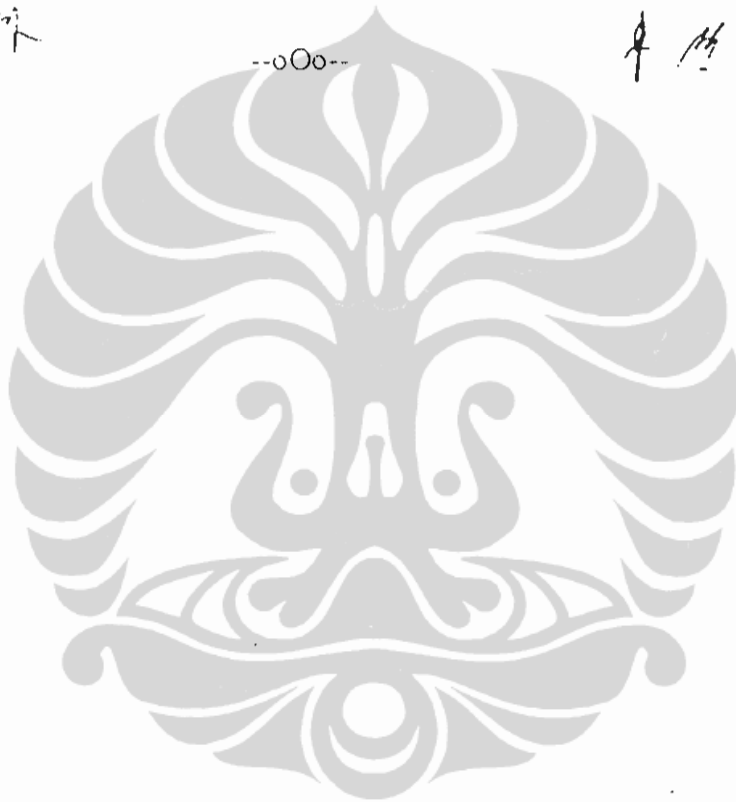
**PASAL III
PENYISIHAN WILAYAH KERJA**

- 3.1. Pada atau sebelum akhir Tahun Kontrak ke-10 (sepuluh) sejak Tanggal Efektif, **PERTAMINA EP** wajib menyisihkan dan mengembalikan minimum 10% (sepuluh persen) dari luas Wilayah Kerja awal kepada **Pemerintah** melalui **BPMIGAS**.
- 3.2. Bagian Wilayah Kerja yang disisihkan dan dikembalikan sebagaimana dimaksud pada klausul 3.1 Pasal ini berbentuk Grid sesuai dengan bujur dan lintang dari spheroid.

[Handwritten signature]

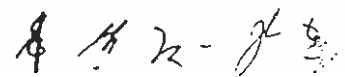
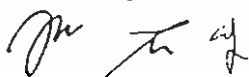
--oOo--

[Handwritten signature]



PASAL IV
KERJA SAMA DENGAN PIHAK LAIN

- 4.1 PERTAMINA EP dapat melakukan kerja sama dengan pihak lain pada sebagian atau beberapa bagian Wilayah Kerja sebagaimana tersebut pada Lampiran A dan B Kontrak ini.
- 4.2 Kerja sama yang dimaksud dalam klausul 4.1 tersebut adalah suatu kerja sama dalam rangka melaksanakan Operasi Minyak dan Gas Bumi dengan melalui pemilikan hak dan interes atau bantuan teknis pada sebagian atau beberapa bagian Wilayah Kerja Kontrak ini.
- 4.3 Kerja sama dengan pihak lain melalui kepemilikan hak dan interes sebagaimana dimaksud pada klausul 4.2 dilakukan dengan cara pemisahan Wilayah Kerja sehingga wilayah kerja tersebut menjadi terbuka yang selanjutnya akan dikerjasamakan dengan pihak lain, dengan ketentuan sebagai berikut:
- a) Wajib-mendapatkan persetujuan Pemerintah melalui BPMIGAS;
 - b) PERTAMINA EP mengajukan usulan batas dan koordinat wilayah kerja yang akan dipisahkan termasuk pihak-pihak lain sebagai calon yang akan bekerja sama serta ketentuan dan syarat-syarat yang berlaku bagi pihak lain tersebut;
 - c) PERTAMINA EP diikutsertakan sebagai anggota tim penawaran wilayah kerja dalam rangka evaluasi untuk menentukan pihak lain yang akan bekerja sama;
 - d) Afiliasi PERTAMINA EP akan memiliki sebagian hak dan interes pada wilayah kerja yang dipisahkan tersebut dengan ketentuan mengenai bagi hasil dan harga *domestic market obligation* (DMO) yang sama dengan yang berlaku dalam Kontrak ini;
 - e) Menteri menetapkan pihak lain yang akan memiliki sebagian hak dan interes termasuk ketentuan dan syarat-syarat yang berlaku bagi pihak lain tersebut pada kontrak kerja samanya.
- 4.4 Kerja sama dengan pihak lain melalui bantuan teknis pada Wilayah Kerja sebagaimana dimaksud pada klausul 4.2 tersebut di atas adalah suatu kerja sama dalam rangka pelaksanaan Operasi Minyak dan Gas Bumi di mana pihak lain tersebut tidak memiliki hak dan interes (*participating interest*) pada Kontrak ini, pihak lain tersebut hanya memiliki hubungan kontraktual dengan PERTAMINA EP serta tidak memiliki hubungan kontraktual dengan BPMIGAS, dapat dilakukan dengan ketentuan sebagai berikut:
- a) Kontrak bantuan teknis tersebut disampaikan terlebih dahulu kepada BPMIGAS untuk mendapatkan pertimbangan;
 - b) Pihak lain yang bekerja sama tersebut mendapatkan kompensasi yang berasal dari Minyak Mentah dan/atau Gas Bumi bagian dan milik PERTAMINA EP sebagaimana tersebut pada Pasal VII paragraf 7.1.3 dan 7.2.2 Kontrak ini;



- c) Besaran kompensasi pihak lain tersebut tidak melebihi perolehan bagi hasil pihak lain apabila melakukan kontrak kerja sama dengan BPMIGAS pada daerah di sekitarnya;
- d) Kompensasi kepada pihak lain tersebut dapat diambilkan dari hasil penjualan bagian PERTAMINA EP yang diperhitungkan setelah Titik Penyerahan.

Ju K af

--oOo--

8 14 2-7 5



PASAL V
RENCANA KERJA DAN ANGGARAN


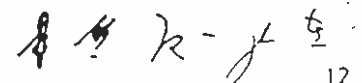
- 5.1 PERTAMINA EP wajib melanjutkan Operasi Minyak dan Gas Bumi pada Wilayah Kerja terhitung sejak Tanggal Efektif.
- 5.2. PERTAMINA EP dalam melaksanakan operasi eksplorasi sesuai dengan ketentuan Kontrak ini selama 3 (tiga) Tahun Kontrak setelah Tanggal Efektif dan dalam melaksanakan Operasi Minyak dan Gas Bumi selama 3 (tiga) Tahun Kontrak berikutnya dan perkiraan Program Kerja dan Anggaran yang diproyeksikan untuk masing-masing Tahun Kontrak adalah sebagai berikut:

TAHUN KONTRAK	DESKRIPSI	KEGIATAN		ANGGARAN	
		SATUAN	JUMLAH	SATUAN	JUMLAH
Pertama	G dan G			US.\$	100,000
	Seismik 2 D Akuisisi dan prosesing	KM	200	US.\$	1,600,000
	Sumur Eksplorasi	Sumur	2	US.\$	8,000,000
Kedua	G dan G			US.\$	100,000
	Seismik 2 D Akuisisi dan prosesing	KM	200	US.\$	1,600,000
	Sumur Eksplorasi	Sumur	2	US.\$	8,000,000
Ketiga	G dan G			US.\$	100,000
	Sumur Eksplorasi	Sumur	2	US.\$	8,000,000
Keempat	G dan G			US.\$	100,000
	Sumur Eksplorasi	Sumur	2	US.\$	8,000,000
Kelima	G dan G			US.\$	100,000
	Sumur Eksplorasi	Sumur	2	US.\$	8,000,000
Keenam	G dan G			US.\$	100,000
	Sumur Eksplorasi	Sumur	2	US.\$	8,000,000

Berdasarkan ketentuan-ketentuan Kontrak ini, selama 3 (tiga) Tahun Kontrak yang pertama, PERTAMINA EP wajib melaksanakan program kerja sebagaimana disebutkan di atas untuk masing-masing Tahun Kontrak. Kegiatan yang diproyeksikan selama 3 (tiga) Tahun Kontrak yang pertama tersebut di atas disebut sebagai "komitmen pasti".

Apabila dalam suatu Tahun Kontrak setelah Tahun Kontrak ketiga PERTAMINA EP melaksanakan program kerja kurang dari yang seharusnya dilaksanakan pada Tahun Kontrak itu, dengan persetujuan BPMIGAS, PERTAMINA EP dapat memindahkan program kerja yang tidak terlaksana tersebut pada Tahun Kontrak berikutnya tanpa mengurangi hak PERTAMINA EP dalam Kontrak ini.

Apabila dalam suatu Tahun Kontrak PERTAMINA EP melaksanakan kegiatan lebih dari yang seharusnya, PERTAMINA EP dapat memperhitungkan kelebihan kegiatan tersebut pada Tahun-tahun Kontrak berikutnya.

- 5.3 Sekurang-kurangnya 3 (tiga) bulan sebelum permulaan masing-masing Tahun Kalender atau pada waktu lain yang disepakati oleh Para Pihak, PERTAMINA EP wajib menyiapkan dan menyerahkan Rencana Kerja dan Anggaran kepada BPMIGAS untuk memperoleh persetujuan untuk dilaksanakan selama Tahun Kalender berikutnya.
- 5.4 Apabila BPMIGAS bermaksud mengusulkan perubahan pada Rencana Kerja dan Anggaran, BPMIGAS akan memberitahukan kepada PERTAMINA EP dalam 30 (tiga puluh) hari setelah menerima Rencana Kerja dan Anggaran tersebut dengan memberikan alasan secara rinci. Selanjutnya, Para Pihak akan membicarakan usulan tersebut untuk mencapai kesepakatan. Bagian dari Rencana Kerja yang tidak diusulkan untuk diubah oleh BPMIGAS akan dilaksanakan sebagaimana mestinya.
- 5.5 Rincian Rencana Kerja dimungkinkan diubah oleh PERTAMINA EP sesuai dengan kondisi yang ada sepanjang tidak mengubah tujuan umum dari Rencana Kerja, dan juga tidak menambah pengeluaran dari Anggaran yang telah disetujui.
- 5.6 Dalam hal keadaan darurat atau keadaan luar biasa pada pelaksanaan operasi yang memerlukan tindakan cepat, masing-masing Pihak dapat mengambil segala tindakan yang menurutnya sesuai atau dapat dianjurkan untuk melindungi kepentingannya dan kepentingan para pekerjanya dan tiap biaya yang timbul akan dimasukkan sebagai Biaya Operasi.
- 5.7 BPMIGAS sepakat bahwa persetujuan atas Rencana Kerja dan Anggaran tidak akan ditangguhkan tanpa alasan yang layak.

[Handwritten signature]

--oOo--

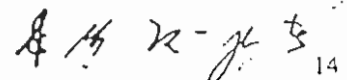
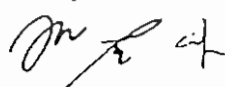
[Handwritten signature]

**PASAL VI
HAK DAN KEWAJIBAN PARA PIHAK**

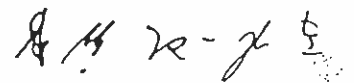
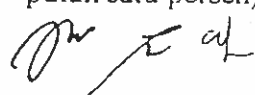
6.1. PERTAMINA EP :

- 6.1.1. wajib menyediakan semua dana yang diperlukan untuk membeli atau menyewa seluruh material, peralatan, dan bahan yang diperlukan atau disewa dengan mempergunakan Valuta Asing berdasarkan Rencana Kerja;
- 6.1.2. wajib menyediakan semua bantuan teknis, termasuk tenaga kerja asing, yang diperlukan untuk melaksanakan Rencana Kerja, yang pembayarannya memerlukan Valuta Asing;
- 6.1.3. wajib menyediakan dana lainnya untuk pelaksanaan Rencana Kerja yang memerlukan pembayaran dalam Valuta Asing, termasuk pembayaran kepada pihak ketiga asing yang memberikan jasa untuk PERTAMINA EP;
- 6.1.4. wajib bertanggung jawab untuk penyiapan dan pelaksanaan Rencana Kerja, yang harus dilaksanakan dengan sebaik-baiknya dan dengan metode ilmiah yang sesuai;
- 6.1.5. (a) wajib melakukan pengkajian kondisi lingkungan pada saat dimulainya aktifitas PERTAMINA EP;
- (b) wajib melakukan pencegahan yang diperlukan untuk melindungi sistem ekologi, navigasi, dan perikanan dan wajib mencegah pencemaran yang dapat meluas atas wilayah daratan, lautan, sungai, udara dan wilayah di sekitar Wilayah Kerja sebagai akibat langsung dari operasi yang dilakukan sesuai Rencana Kerja;
- (c) setelah Kontrak berakhir atau putus, atau pengembalian sebagian dari Wilayah Kerja, dalam rangka penanganan pasca operasi suatu lapangan, wajib memindahkan seluruh peralatan dan instalasi-instalasi dari wilayah tersebut dengan tata cara yang dapat diterima oleh BPMIGAS, dan melakukan seluruh aktifitas pemulihan yang diperlukan terhadap lokasi, sesuai dengan ketentuan pemerintah yang berlaku untuk mencegah bahaya terhadap kehidupan manusia dan harta benda pihak lain atau lingkungan; akan tetapi, jika Pemerintah menunjuk pihak ketiga mengambil alih suatu wilayah atau lapangan sebelum daerah tersebut ditinggalkan, PERTAMINA EP akan dibebaskan dari kewajiban untuk memindahkan peralatan dan instalasi dan melaksanakan aktifitas pemulihan atas lokasi yang diperlukan atas lapangan dalam wilayah tersebut;

wajib memasukkan dalam Anggaran Biaya Operasi Tahunan, perkiraan biaya untuk penanganan pasca operasi dan pemulihan lingkungan setiap sumur eksplorasi dalam Rencana Kerja. Seluruh pengeluaran yang timbul oleh PERTAMINA EP dalam penanganan pasca operasi seluruh sumur serta pemulihan lokasi pemboran tersebut akan diperlakukan sebagai Biaya Operasi sesuai Lampiran "C";



- (d) memasukkan dalam rencana pengembangan lapangan untuk setiap penemuan komersial, program penanganan pasca operasi dan pemulihan lingkungan termasuk prosedur pendanaan untuk program tersebut. Perkiraan jumlah uang yang diperlukan untuk program ini akan ditentukan setiap Tahun dalam Anggaran Biaya Operasi untuk rencana pengembangan lapangan, seluruh perkiraan biaya tersebut akan diperlakukan sebagai Biaya Operasi sesuai dengan Prosedur Akuntansi pada Lampiran "C";
- 6.1.6 mempunyai hak untuk menjual, mengalihkan, menyerahkan atau melepaskan dengan cara lainnya seluruh atau sebagian dari hak dan interes atas Kontrak ini kepada Perusahaan Afiliasi tanpa persetujuan tertulis terlebih dahulu dari BPMIGAS, dengan ketentuan BPMIGAS akan diberitahu sebelumnya secara tertulis mengenai hal tersebut dan selanjutnya penerima hak dan interes tidak memegang lebih dari satu Wilayah Kerja pada saat yang sama;
- 6.1.7 mempunyai hak untuk menjual, mengalihkan, menyerahkan atau melepaskan dengan cara lainnya sebagian hak dan interes atas Kontrak ini kepada pihak lain selain Perusahaan Afiliasi dengan persetujuan tertulis terlebih dahulu dari Pemerintah melalui BPMIGAS, dengan ketentuan:
- (a) apabila penerima hak dan interes adalah Badan Usaha, bagi hasil produksi yang masih ada setelah dikurangi Biaya Operasi seperti ditentukan dalam Lampiran-C, untuk Minyak Mentah masing-masing: 74,7900% (tujuh puluh empat koma tujuh sembilan nol nol persen) untuk BPMIGAS dan 25,2100% (dua puluh lima koma dua satu nol nol persen) untuk penerima hak dan interes, dan untuk Gas Bumi masing-masing: 49,5799% (empat puluh sembilan koma lima tujuh sembilan sembilan persen) untuk BPMIGAS dan 50,4201% (lima puluh koma empat dua nol satu persen) untuk penerima hak dan interes;
 - (b) apabila penerima hak dan interes adalah Bentuk Usaha Tetap, bagi hasil produksi yang masih ada setelah dikurangi Biaya Operasi seperti ditentukan dalam Lampiran-C, untuk Minyak Mentah masing-masing: 73,2143% (tujuh puluh tiga koma dua satu empat tiga persen) untuk BPMIGAS dan 26,7857% (dua puluh enam koma tujuh delapan lima tujuh persen) untuk penerima hak dan interes, dan untuk Gas Bumi masing-masing: 46,4286% (empat puluh enam koma empat dua delapan enam persen) untuk BPMIGAS dan 53,5714% (lima puluh tiga koma lima tujuh satu empat persen) untuk penerima hak dan interes;
 - (c) harga DMO untuk Minyak Mentah untuk pihak penerima hak dan interes baik Badan Usaha maupun Bentuk Usaha Tetap 25% (dua puluh lima persen) dari harga realisasi bersih (*net realized price*);
 - (d) PERTAMINA EP tetap sebagai operator;
 - (e) PERTAMINA EP memiliki hak dan interes sekurang-kurangnya 51% (lima puluh satu persen);



- 6.1.8 mempunyai hak menguasai seluruh peralatan yang disewa dengan mata Uang Asing dan dibawa ke Indonesia, dan wajib untuk mengekspor kembali;
- 6.1.9 mempunyai hak untuk keluar masuk secara leluasa dari dan ke Wilayah Kerja serta tempat di mana fasilitas berada setiap saat;
- 6.1.10 mempunyai hak untuk mengakses dan mempergunakan semua informasi geologi, geofisika, pemboran, sumur, produksi dan informasi lainnya yang dimiliki Pemerintah melalui BPMIGAS, dan Pemerintah wajib melengkapi data dan informasi tersebut. Semua biaya untuk mendapatkan data dan informasi tersebut disediakan oleh PERTAMINA EP dan dimasukkan sebagai Biaya Operasi;
- 6.1.11. wajib menyerahkan kepada Pemerintah melalui BPMIGAS seluruh data yang dapat dibuat salinannya mengenai geologi, geofisika, pemboran, sumur, produksi, data lainnya dan laporan yang diperoleh selama jangka waktu Kontrak.
- 6.1.12. mempunyai hak untuk mempergunakan seluruh salinan data asli, sebagaimana dimaksud dalam paragraf 6.1.11 Pasal ini selama jangka waktu Kontrak;
- 6.1.13 wajib menyerahkan seluruh data sebagaimana dimaksud pada paragraf 6.1.12 Pasal ini kepada Pemerintah melalui BPMIGAS pada saat PERTAMINA EP mengembalikan seluruh atau sebagian Wilayah Kerja. PERTAMINA EP dapat menyimpan dan menggunakan salinan data dari Wilayah Kerja tersebut setelah jangka waktu Kontrak berakhir dengan mengajukan permohonan izin kepada Pemerintah;
- 6.1.14. wajib menyiapkan dan melaksanakan program pelatihan dan pendidikan bagi personil Indonesia untuk semua klasifikasi pekerjaan berkaitan dengan operasi yang tercantum dalam Kontrak ini, termasuk pengembangan masyarakat sekitarnya dan jaminan hak-hak masyarakat adat;
- 6.1.15. mempunyai hak, selama jangka waktu Kontrak, untuk mengambil dengan bebas, menjual dan mengekspor Minyak Mentah yang menjadi bagian PERTAMINA EP;
- 6.1.16. wajib menunjuk perwakilan resmi yang diberi wewenang penuh dalam melaksanakan Kontrak ini, dan berkantor di Jakarta;
- 6.1.17. wajib memenuhi kewajiban dalam penyediaan kebutuhan pasar dalam negeri Indonesia (Domestic Market Obligation [DMO]). PERTAMINA EP setuju untuk menjual dan mengirimkan kepada Pemerintah melalui BPMIGAS sebagian Minyak Mentah dan Gas Bumi yang menjadi bagian PERTAMINA EP berdasarkan Pasal VII paragraf 7.1.3, 7.2.2 dan 7.3.1 dengan perhitungan setiap Tahun sebagai berikut:

i. Untuk Minyak Mentah:

- (a) mengalikan jumlah Minyak Mentah yang diproduksi dari Wilayah Kerja dengan hasil pembagian antara jumlah kebutuhan Minyak Mentah dalam negeri (domestik) sebagai pembilang dan jumlah seluruh Minyak

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] 16

Mentah Indonesia yang diproduksi oleh seluruh perusahaan perminyakan sebagai penyebut;

- (b) menghitung 25% (dua puluh lima persen) jumlah Minyak Mentah yang diproduksi dari Wilayah Kerja;
- (c) mengalikan jumlah Minyak Mentah yang lebih kecil antara hitungan (a) dan (b) dengan persentase dari hak PERTAMINA EP sesuai Pasal VII paragraf 7.1.3;

Jumlah Minyak Mentah yang dihitung sesuai (c) adalah jumlah yang akan dipenuhi oleh PERTAMINA EP pada suatu Tahun Kalender berdasarkan paragraf ini, dan jika ada kekurangan, tidak akan diperhitungkan pada Tahun Kalender berikutnya (*carried forward*); dengan ketentuan apabila pada suatu Tahun Kalender pengembalian dari Biaya Operasi melebihi jumlah penjualan Minyak Mentah yang diproduksi dan disimpan setelah dikurangi *First Tranche Petroleum* seperti yang ditentukan pada Pasal VII, maka PERTAMINA EP akan dibebaskan dari kewajibannya pada Tahun Kalender tersebut.

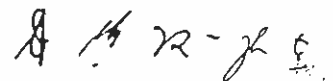
Harga Minyak Mentah yang akan diserahkan dan dijual berdasarkan paragraf 6.1.17 ini adalah harga sebagaimana yang ditentukan dalam Pasal VII paragraf 7.1.2.

PERTAMINA EP tidak berkewajiban untuk mengangkut Minyak Mentah dilekar Titik Penyerahan tetapi apabila diminta, PERTAMINA EP akan membantu dalam menyelenggarakan pengangkutan dan bantuan tersebut tidak akan menjadi beban biaya atau resiko PERTAMINA EP.

ii. Untuk Gas Bumi:

Untuk setiap cadangan Gas Bumi yang ditemukan sejak Tanggal Efektif yang dapat diproduksi secara komersial, PERTAMINA EP wajib memenuhi penyediaan kebutuhan pasar dalam negeri (DMO) sebagaimana tersebut di bawah ini.

- (a) Dalam hal ditemukan cadangan Gas Bumi setelah Tanggal Efektif, PERTAMINA EP wajib memberitahukan kepada Pemerintah mengenai penemuan tersebut.
- (b) Setelah pemberitahuan sebagaimana tersebut pada (a) di atas Para Pihak akan menyetujui jumlah cadangan terbukti Gas Bumi dalam Wilayah Kerja.
- (c) Terhadap kewajiban PERTAMINA EP untuk memenuhi penyediaan kebutuhan pasar dalam negeri (DMO), dalam jangka waktu 1 (satu) tahun sejak disetujuinya jumlah cadangan terbukti sebagaimana tersebut dalam (b) di atas, Pemerintah terlebih dahulu memberikan kesempatan kepada calon konsumen di dalam negeri untuk memenuhi kebutuhannya.

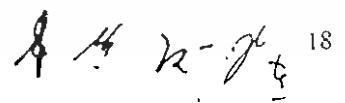
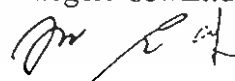


- (d) Dalam jangka waktu paling lama 3 (tiga) bulan setelah berakhirnya batas waktu 1 (satu) tahun pemberian kesempatan kepada konsumen dalam negeri sebagaimana dimaksud dalam (c), **Pemerintah** menyampaikan pemberitahuan kepada PERTAMINA EP mengenai kondisi kebutuhan pasar dalam negeri.
- (e) Jika dalam jangka waktu sebagaimana dimaksud dalam (d) **Pemerintah** memberitahukan kepada PERTAMINA EP tentang adanya pembeli dalam negeri, maka PERTAMINA EP wajib bernegosiasi dengan calon pembeli dalam negeri tersebut untuk penjualan jumlah kewajiban pemenuhan pasar dalam negeri (DMO) sebagaimana tersebut pada paragraf 6.1.17 ini. Jika dalam jangka waktu 24 (dua puluh empat) bulan sejak pemberitahuan **Pemerintah**, negosiasi tersebut tidak menghasilkan suatu perjanjian jual beli yang mengikat, maka PERTAMINA EP melaporkan kepada **Pemerintah** melalui BPMIGAS untuk mendapat keputusan.
- (f) Jika dalam jangka waktu sebagaimana dimaksud dalam (d) **Pemerintah** tidak memberitahukan kepada PERTAMINA EP tentang adanya pembeli dalam negeri, maka PERTAMINA EP dapat memasarkan dan menjual jumlah untuk pemenuhan pasar dalam negeri tersebut pada pasar internasional dan kewajiban PERTAMINA EP untuk menyediakan Gas Bumi untuk pasar dalam negeri Indonesia telah dianggap terpenuhi.
- (g) Jumlah Gas Bumi yang wajib disediakan untuk pemenuhan kebutuhan pasar dalam negeri oleh PERTAMINA EP ditentukan dengan cara:
- (1) menghitung 25% (dua puluh lima persen) dari jumlah Gas Bumi yang diproduksi dari Wilayah Kerja;
 - (2) mengalikan jumlah Gas Bumi sebagaimana dimaksud pada butir (1) dengan persentase dari bagian PERTAMINA EP sesuai Pasal VII paragraf 7.2.2;

Jumlah Gas Bumi yang dihitung sesuai butir (2) adalah jumlah yang akan dipenuhi oleh PERTAMINA EP pada suatu Tahun Kalender berdasarkan paragraf ini, dan jika ada kekurangan, tidak akan diperhitungkan pada Tahun Kalender berikutnya (*carried forward*).

Harga Gas Bumi yang akan diserahkan dan dijual berdasarkan paragraf 6.1.17 ini adalah harga sesuai kesepakatan hasil negosiasi penjualan sebagaimana tersebut pada butir (e) di atas. PERTAMINA EP tidak berkewajiban untuk mengangkut Gas Bumi diluar Titik Penyerahan tetapi apabila diminta PERTAMINA EP akan membantu dalam menyelenggarakan pengangkutan dan bantuan tersebut tidak akan menjadi beban biaya atau resiko PERTAMINA EP.

- (h) Dengan tidak mengurangi maksud ketentuan-ketentuan tersebut di atas, dalam memenuhi kewajiban pasar dalam negeri tersebut PERTAMINA EP tunduk pada kebijakan **Pemerintah** untuk pemenuhan kebutuhan dalam negeri sewaktu-waktu secara optimal, namun Para Pihak sepakat bahwa

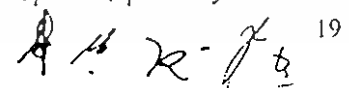
 18

kewajiban untuk pemenuhan pasar dalam negeri tersebut tidak berlaku surut dan tidak akan mengganggu kewajiban PERTAMINA EP untuk memenuhi kewajibannya terhadap suatu komitmen/perjanjian penjualan Gas Bumi kepada pihak ketiga yang telah ada.

- 6.1.18 Dengan mengenyampingkan ketentuan-ketentuan tersebut di atas, apabila Pemerintah membutuhkan Gas Bumi untuk pemenuhan kebutuhan dalam negeri sewaktu-waktu secara optimal, maka PERTAMINA EP tunduk pada kebijakan Pemerintah serta ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku untuk pemenuhan kebutuhan dalam negeri tersebut dengan harga Gas Bumi yang disepakati dengan pembeli, namun Para Pihak sepakat bahwa kewajiban untuk pemenuhan kebutuhan dalam negeri tersebut tidak berlaku surut dan tidak akan mengganggu kewajiban PERTAMINA EP untuk memenuhi kewajibannya terhadap suatu komitmen/perjanjian penjualan Gas Bumi kepada pihak ketiga yang telah ada.
- 6.1.19 wajib mengutamakan pemanfaatan barang, jasa, teknologi serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun dalam negeri, sepanjang barang, jasa, teknologi dan kemampuan rekayasa dan rancang bangun telah dihasilkan atau tersedia di dalam negeri serta memenuhi kualitas/mutu, waktu penyerahan, dan harga sesuai ketentuan dalam pengadaan barang dan jasa.
- 6.1.20 wajib secara sendiri-sendiri tunduk dan akan membayar kepada Pemerintah Republik Indonesia pajak penghasilan termasuk pajak final atas laba setelah pengurangan pajak yang dibebankan sesuai dengan Undang-undang Pajak Penghasilan Indonesia dan peraturan terkait yang berlaku dan tunduk terhadap persyaratan dari hukum pajak khususnya mengenai pengisian surat pemberitahuan (SPT) pajak, penilaian atas pajak, pembukuan dan pencatatan.
- 6.1.21 tunduk pada seluruh hukum Indonesia. Juga dimengerti bahwa pelaksanaan Rencana Kerja akan dilaksanakan sedemikian rupa sehingga tidak bertentangan dengan kewajiban Pemerintah Republik Indonesia terhadap hukum internasional.
- 6.1.22 wajib untuk tidak membuka dan mengungkap data geologi, geofisika, petrofisika, perekayasaan, penampangan dan penyelesaian sumur (*well logs and completion*), laporan dan data lainnya yang dikumpulkan PERTAMINA EP selama jangka waktu Kontrak kepada pihak ketiga tanpa persetujuan tertulis dari Pemerintah. Ketentuan ini tetap berlaku selamanya walaupun Kontrak ini telah berakhir.

6.2. BPMIGAS wajib :

- 6.2.1 bertanggung jawab atas manajemen operasi dan membantu serta memberikan konsultasi kepada PERTAMINA EP berkaitan dengan Rencana Kerja yang merupakan tanggung jawab PERTAMINA EP.
- 6.2.2 menanggung dan tidak membebaskan PERTAMINA EP atas pajak Indonesia lainnya termasuk pajak pertambahan nilai, pajak pengalihan (*transfer tax*), pungutan ekspor dan impor terhadap barang-barang, peralatan dan barang-barang persediaan yang diimpor dan diekspor dari Indonesia oleh PERTAMINA EP, berkaitan dengan kepemilikan modal, kekayaan bersih, operasi, pembayaran atas

 19

transaksi termasuk pajak maupun pungutan dalam kaitannya dengan pelaksanaan operasi oleh PERTAMINA EP, kecuali berkaitan dengan kewajiban PERTAMINA EP untuk membayar pajak penghasilan dan pajak final atas laba setelah pengurangan pajak sebagaimana ditetapkan dalam paragraf 6.1.20 Pasal ini.

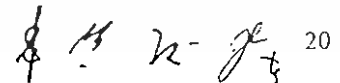
BPMIGAS tidak diwajibkan untuk membayar Pajak Penghasilan PERTAMINA EP termasuk pajak final atas laba setelah pengurangan pajak sebagaimana ditetapkan dalam paragraf 6.1.20 Pasal ini, termasuk pajak tembakau, pajak minuman keras dan pajak penghasilan pribadi karyawan, pajak penghasilan dan pajak-pajak lain yang tidak disebutkan di atas terhadap kontraktornya atau subkontraktornya.

Kewajiban BPMIGAS disini dianggap telah dipenuhi dengan diserahkannya bukti dokumen kepada PERTAMINA EP dalam waktu 120 (seratus dua puluh) hari setelah berakhirnya Tahun Kalender, sesuai dengan Undang-undang Perpajakan yang diwajibkan terhadap pajak-pajak tersebut di atas. Kecuali yang berkaitan dengan kewajiban PERTAMINA EP untuk membayar langsung, BPMIGAS akan membayarnya kembali hanya sebesar bagiannya atas produksi dalam jangka waktu 60 (enam puluh) hari setelah menerima tagihan. PERTAMINA EP akan berkonsultasi dengan BPMIGAS sebelum pembayaran pajak tersebut oleh PERTAMINA EP atau oleh pihak lain atas nama PERTAMINA EP;

- 6.2.3 membantu memperlancar pelaksanaan Program Kerja PERTAMINA EP dengan menyediakan fasilitas, barang persediaan dan personil, termasuk tetapi tidak terbatas pada penyediaan visa, izin kerja, transportasi, perlindungan keamanan, hak untuk melewati dan kemudahan-kemudahan yang diminta oleh PERTAMINA EP dengan menyediakannya dari sumber-sumber di bawah pengawasan BPMIGAS. Apabila fasilitas, barang-barang persediaan atau personil tersebut belum tersedia, maka BPMIGAS segera mengadakan fasilitas-fasilitas, barang-barang persediaan dan personil dari sumber-sumber lain. Pengeluaran yang ditimbulkan oleh BPMIGAS atas permintaan PERTAMINA EP tersebut akan dibayarkan kembali kepada BPMIGAS oleh PERTAMINA EP dan dimasukkan dalam Biaya Operasi. Pengembalian tersebut dalam Dolar Amerika Serikat dihitung pada nilai tukar terakhir pada waktu konversi.

PERTAMINA EP akan menempatkan dana di BPMIGAS sebelum dimulainya Program Kerja Tahunan pada Tahun Kontrak pertama sebesar US \$ 50,000.00 (lima puluh ribu Dolar Amerika Serikat) untuk keperluan BPMIGAS memenuhi pengeluaran Rupiah yang timbul berkaitan dengan paragraf 6.2.3; dengan ketentuan bahwa jumlah yang tidak digunakan akan dikembalikan kepada PERTAMINA EP setelah berakhirnya Kontrak ini sebagaimana tercantum pada Pasal XIV.

Jika selama periode Program Kerja Tahunan jumlah minimum dana yang ditempatkan dalam paragraf 6.2.3 ini telah dikeluarkan semua, dana tambahan yang terpisah yang mungkin diperlukan untuk persediaan kebutuhan Rupiah yang diperkirakan akan dikeluarkan oleh BPMIGAS selama sisa periode Program Kerja Tahunan akan ditempatkan lagi sebesar kekurangan tersebut. Jika terdapat dana yang tidak digunakan oleh BPMIGAS sampai dengan akhir periode Program Kerja, maka sisa dana tersebut akan diperhitungkan pada jumlah minimum yang akan

 20

ditempatkan sesuai dengan paragraf 6.2.3 ini untuk periode Program Kerja Tahunan berikutnya;

- 6.2.4 tidak membuka dan mengungkapkan data geologi, geofisika, petrofisika, perancangan, penampangan dan penyelesaian sumur, laporan status akhir dan data lainnya yang dikumpulkan PERTAMINA EP selama jangka waktu Kontrak kepada pihak ketiga tanpa pemberitahuan tertulis kepada PERTAMINA EP dan memperoleh persetujuan Pemerintah.

[Handwritten signature]

-oOo-

[Handwritten signature]



PASAL VII

PENGEMBALIAN BIAYA OPERASI DAN PENANGANAN PRODUKSI

7.1. MINYAK MENTAH

- 7.1.1 PERTAMINA EP ditunjuk dan diwajibkan oleh BPMIGAS untuk menjual seluruh Minyak Mentah yang diproduksi dan disimpan di Wilayah Kerja berdasarkan ketentuan Kontrak ini;
- 7.1.2. PERTAMINA EP akan memperoleh kembali penggantian atas seluruh Biaya Operasi dengan diambilkan dari hasil penjualan atau penyerahan lainnya dari Minyak Mentah yang diproduksi dan disimpan serta tidak digunakan untuk Operasi Minyak dan Gas Bumi senilai dengan Biaya Operasi tersebut. PERTAMINA EP berhak untuk mengambil dan menerima serta bebas untuk mengekspor Minyak Mentah tersebut. Untuk tujuan penentuan jumlah Minyak Mentah yang diserahkan kepada PERTAMINA EP yang diperlukan untuk mengembalikan Biaya Operasi tersebut, akan digunakan harga rata-rata tertimbang seluruh Minyak Mentah yang diproduksi dan dijual dari Wilayah Kontrak selama Tahun Kalender. Jika dalam setiap Tahun Kalender, Biaya Operasi melebihi nilai Minyak Mentah yang diproduksi dan disimpan serta tidak digunakan untuk Operasi Minyak dan Gas Bumi, maka kelebihan biaya yang belum memperoleh penggantian tersebut akan diganti dalam Tahun -Tahun berikutnya;
- 7.1.3. Untuk Minyak Mentah yang masih ada setelah dikurangi Biaya Operasi, Para Pihak berhak mengambil dan menerima setiap Tahun, masing-masing 32,7731% (tiga puluh dua koma tujuh tujuh tiga satu persen) untuk BPMIGAS dan 67,2269% (enam puluh tujuh koma dua dua enam sembilan persen) untuk PERTAMINA EP;
- 7.1.4 Hak milik untuk Minyak Mentah bagian PERTAMINA EP menurut paragraf 7.1.3 dan 7.3.1. seperti juga bagian Minyak Mentah yang diekspor dan dijual untuk mengembalikan Biaya Operasi beralih kepada PERTAMINA EP di Titik Ekspor, atau jika penyerahan minyak ke Pemerintah sesuai ketentuan paragraf 6.1.17. atau lainnya pada titik penyerahan;
- 7.1.5. PERTAMINA EP akan mengusahakan dengan sebaik-baiknya dalam memasarkan Minyak Mentah sepanjang pasar tersedia.
- 7.1.6 (a) PERTAMINA EP dapat memperoleh pengembalian kredit investasi (*investment credit*) sejumlah 15,0000 % (lima belas koma nol nol nol nol persen) dari biaya investasi kapital yang langsung dibutuhkan untuk pengembangan fasilitas produksi Minyak Mentah (sebagaimana ditentukan dalam Artikel II paragraf 2.3.3. dari Lampiran C dibawah ini) atas lapangan produksi baru dari batuan reservoir Tersier yang diambil dari produksi kotor sebelum dikurangkan Biaya Operasi, yang dimulai pada Tahun atau Tahun-tahun awal produksi sebelum dilakukan

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] 22

pengurangan pajak (akan dibayar dimuka sesuai Tahun produksi).

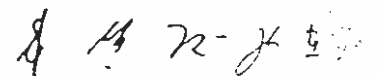
- (b) **PERTAMINA EP** dapat memperoleh pengembalian kredit investasi (*investment credit*) sejumlah 110.0000 % (seratus sepuluh koma nol nol nol) dari biaya investasi kapital yang langsung dibutuhkan untuk pengembangan fasilitas produksi Minyak Mentah sebagaimana diberlakukan dalam ketentuan Artikel II paragraf 2.3.3. dari Lampiran C dibawah ini, atas lapangan produksi baru dari batuan reservoir pra-Tersier yang diambilkan dari produksi kotor sebelum dikurangkan Biaya Operasi, yang dimulai pada Tahun atau Tahun-tahun awal produksi sebelum dilakukan pengurangan pajak (akan dibayar dimuka sesuai Tahun produksi).

Investment Credit berdasarkan paragraf (a) dan (b) di atas dapat juga diterapkan untuk proyek baru atas peningkatan pengurusan minyak lanjut (*improved oil recovery*), akan tetapi tidak dapat diterapkan pada pola produksi sementara, tidak dapat diterapkan juga pada investasi untuk peningkatan produksi dan pengurusan reservoir melebihi apa yang tercantum dalam program pengembangan awal sebagaimana yang telah disetujui oleh **BPMIGAS**.

7.2. GAS BUMI

- 7.2.1. Gas Bumi yang diproduksi dari Wilayah Kerja sepanjang tidak digunakan dalam Operasi Minyak dan Gas Bumi dibawah ini, dapat dibakar apabila pengolahannya dan penggunaannya tidak ekonomis. Pembakaran demikian itu akan diijinkan oleh Pemerintah melalui **BPMIGAS** sejauh gas itu tidak diperlukan untuk memaksimalkan perolehan Minyak Bumi dan Gas Bumi secara ekonomis melalui usaha peningkatan pengurusan minyak tahap lanjut termasuk menaikkan kembali tekanan reservoir (*repressuring*) dan daur ulang;
- 7.2.2. Apabila **BPMIGAS** dan **PERTAMINA EP** berpendapat bahwa pengolahan dan penggunaan Gas Bumi bernilai ekonomis dan memilih untuk berperan serta dalam pengolahannya dan penggunaannya, disamping untuk usaha peningkatan pengurusan minyak tahap lanjut, maka pembangunan instalasi dan fasilitas untuk pengolahan dan penggunaan yang demikian itu dilakukan sesuai dengan Program Kerja yang telah disetujui.

Disetujui pula bahwa semua biaya dan pendapatan yang timbul dari kegiatan pengolahan, penggunaan dan penjualan Gas Bumi seperti itu harus diperlakukan setara dengan yang ditetapkan untuk Operasi Minyak dan Gas Bumi dan pengaturan Minyak Mentah. Gas Bumi, atau fraksi propana dan butana yang dipisahkan dari Gas Bumi tetapi tidak dicampurkan kedalam Minyak Mentah, yang masih ada setelah dikurangi Biaya Operasi yang terkait dengan operasi Gas Bumi seperti ditentukan di Lampiran C, Para Pihak berhak untuk mengambil dan menerima setiap Tahun sebagai berikut: 32,7731% (tiga puluh dua koma tujuh tujuh tiga satu persen) untuk **BPMIGAS** dan 67,2269% (enam puluh tujuh koma dua dua enam sembilan persen) untuk **PERTAMINA EP**;



7.2.3. PERTAMINA EP dapat memperoleh kembali kredit investasi (*investment credit*) sejumlah paling banyak 110,0000 % (seratus sepuluh koma nol nol nol persen) dari biaya investasi kapital yang langsung dibutuhkan untuk pengembangan fasilitas produksi Gas Bumi (sebagaimana diberlakukan dalam ketentuan Artikel II paragraf 2.3.3. dari Lampiran C dibawah ini) atas lapangan produksi baru dari batuan reservoir pra-Tersier diambilkan dari produksi kotor sebelum dikurangkan untuk Biaya Produksi, yang dimulai pada Tahun atau Tahun-tahun awal produksi sebelum dilakukan pengurangan pajak (akan dibayar di depan sesuai Tahun produksi pada saat diambil);

7.2.4. Jika PERTAMINA EP berpendapat bahwa pengolahan dan pemanfaatan Gas Bumi tidak ekonomis, maka BPMIGAS dapat mengambil dan menggunakan Gas Bumi yang semula akan dibakar, dan semua biaya pengambilan dan penanganan itu akan ditanggung dan menjadi resiko BPMIGAS, demikian juga terhadap hasil yang diperoleh seluruhnya menjadi hak BPMIGAS.

7.3. FIRST TRANCHE PETROLEUM

7.3.1. Dengan mengenyampingkan ketentuan-ketentuan lain yang tercantum dalam Kontrak ini, setiap Tahun Para Pihak berhak untuk mengambil terlebih dahulu dan menerima Minyak dan Gas Bumi sebesar 5% (lima persen) dari produksi Minyak dan Gas Bumi ("*First Tranche Petroleum*") sebelum dikurangi dengan pengembalian Biaya Operasi, kredit investasi (*investment credit*), dan pemakaian untuk penanganan produksi sebagaimana ditetapkan di Pasal ini; ♦

7.3.2. *First Tranche Petroleum* Minyak Mentah masing-masing Tahun Kalender dibagi antara BPMIGAS dan PERTAMINA EP sesuai yang ditetapkan pada paragraf 7.1.3 Pasal ini;

7.3.3. Untuk Gas Bumi, *First Tranche Petroleum* yang dimaksud dibagi antara BPMIGAS dan PERTAMINA EP dengan pembagian berdasarkan yang ditetapkan pada paragraf 7.2.2 Pasal ini.

[Handwritten signature]

--oOo--

[Handwritten signature]

PASAL VIII PENILAIAN MINYAK MENTAH DAN GAS BUMI

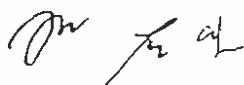
8.1. Minyak Mentah yang dijual kepada pihak ketiga akan dinilai sebagai berikut :

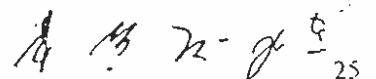
- 8.1.1. Semua Minyak Mentah yang diambil oleh PERTAMINA EP, termasuk bagiannya dan bagian yang digunakan untuk pengembalian Biaya Operasi dan yang dijual kepada pihak ketiga akan dinilai menurut harga realisasi bersih *free on board* (f.o.b.) Indonesia yang diterima oleh PERTAMINA EP untuk Minyak Mentah tersebut;
- 8.1.2. Semua Minyak Mentah hak BPMIGAS yang diambil oleh PERTAMINA EP dan dijual kepada pihak ketiga akan dinilai dengan harga realisasi bersih f.o.b. Indonesia yang diterima oleh PERTAMINA EP untuk Minyak Mentah tersebut;
- 8.1.3. PERTAMINA EP wajib mendapatkan persetujuan BPMIGAS dalam hal penjualan yang dimaksud pada ketentuan paragraf 8.1.2 Pasal ini;
- 8.1.4. Jika belum ada kontrak penjualan Minyak Mentah, maka apabila BPMIGAS mendapatkan harga realisasi bersih yang lebih menguntungkan untuk Minyak Mentah tersebut dalam paragraf 8.1.2 Pasal ini, kecuali dalam hal Minyak Mentah hak PERTAMINA EP, BPMIGAS akan memberitahu PERTAMINA EP tentang hal itu secara tertulis selambat-lambatnya 90 (sembilan puluh) hari sebelum realisasi penjualan yang diinginkan. PERTAMINA EP wajib menjual dengan harga yang lebih menguntungkan tersebut dan memberitahu BPMIGAS tentang maksud PERTAMINA EP untuk menjual dengan harga yang lebih menguntungkan tersebut dalam jangka waktu 45 (empat puluh lima) hari sebelum realisasi penjualan yang dimaksudkan tersebut.

Dalam hal PERTAMINA EP tidak menyetujui harga yang disampaikan oleh BPMIGAS, maka BPMIGAS dapat menunjuk pihak lain untuk menjual Minyak Mentah hak BPMIGAS.

8.2. Minyak Mentah yang dijual kepada selain pihak ketiga akan dinilai sebagai berikut:

- 8.2.1. dengan menggunakan per satuan harga rata-rata tertimbang yang diterima oleh PERTAMINA EP dan BPMIGAS dari penjualan kepada pihak ketiga (tidak termasuk komisi dan pembayaran kepada broker yang berhubungan dengan penjualan kepada pihak ketiga tersebut) selama 3 (tiga) bulan penjualan sebelumnya setelah dilakukan penyesuaian terhadap mutu, tingkat dan berat jenis; atau
- 8.2.2. apabila tidak ada penjualan pada pihak ketiga yang telah dilakukan selama periode tersebut, maka dasar yang dipergunakan untuk menetapkan harga Minyak Mentah Indonesia tersebut adalah harga Minyak Mentah yang mutu, tingkat dan berat jenisnya serupa serta dengan mempertimbangkan keadaan khusus berkenaan dengan penjualan Minyak Mentah Indonesia tersebut.



 25

- 8.2.3 Dalam suatu Tahun Kalender, penanganan produksi (misalnya, penerapan ketentuan-ketentuan pada Pasal VII) dan hasilnya harus sesuai dengan jumlah Minyak dan Gas Bumi pada Rencana Kerja dan Anggaran berdasarkan atas estimasi jumlah Minyak dan Gas Bumi yang akan diproduksi, konsumsi dalam negeri, kemungkinan pemasaran, harga dan kondisi penjualan lainnya dan juga faktor-faktor lainnya yang terkait. Penyelesaian hak BPMIGAS dan hak PERTAMINA EP dilakukan secara periodik.

Dalam 30 (tiga puluh) hari sesudah Tahun berjalan berakhir, penyesuaian dan penyelesaian pembayaran antara Para Pihak akan dilakukan atas dasar kuantitas, jumlah dan harga aktual yang bersangkutan, dalam rangka memenuhi ketentuan yang tercantum pada Kontrak ini.

- 8.3. Dalam hal Operasi Minyak dan Gas Bumi yang berkaitan dengan pemisahan Minyak Mentah berdasarkan mutu dan/atau tingkat yang berbeda dan jika Para Pihak tidak secara bersama-sama menyetujui hal yang lain, maka:

8.3.1. setiap dan semua ketentuan Kontrak ini mengenai evaluasi Minyak Mentah harus diberlakukan pada masing-masing Minyak Mentah yang dipisahkan;

8.3.2. setiap Minyak Mentah yang diproduksi dan dipisahkan pada Tahun tertentu harus berkontribusi pada :

- (a) "jumlah yang diperlukan" pada Tahun tersebut untuk pengembalian seluruh Biaya Operasi sesuai Pasal VII paragraf 7.1.2;
- (b) "jumlah yang diperlukan" atas Minyak Mentah yang merupakan hak salah satu Pihak pada Tahun tersebut sesuai Pasal VII paragraf 7.1.3 dan 7.3.1 ;
- (c) "jumlah yang diperlukan" atas Minyak Mentah yang disetujui PERTAMINA EP untuk dijual dan dikirimkan pada Tahun tersebut guna konsumsi dalam negeri sesuai Pasal VI paragraf 6.1.17, diluar bagian Minyak Mentah yang merupakan hak PERTAMINA EP sesuai Pasal VII paragraf 7.1.3 dan 7.3.1;

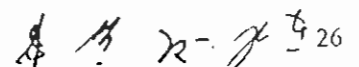
masing-masing dari "jumlah yang diperlukan" menurut paragraf (a), (b), (c) di atas, secara proporsional dibebankan pada jumlah Minyak Mentah yang diproduksi dan dipisahkan dari Wilayah Kerja pada Tahun yang bersangkutan.

8.4. Gas Bumi yang dijual kepada pihak ketiga akan dinilai berdasarkan harga kontrak.

8.5. Gas Bumi yang dijual kepada selain pihak ketiga akan dinilai sebagai berikut:

8.5.1. dengan menggunakan per satuan harga rata-rata tertimbang yang diterima oleh PERTAMINA EP dan BPMIGAS dari penjualan kepada pihak ketiga (tidak termasuk biaya komisi dan pembayaran kepada broker yang berhubungan dengan penjualan kepada pihak ketiga tersebut) selama 3 (tiga) bulan penjualan setelah dilakukan penyesuaian terhadap mutu dan spesifikasi ; atau

8.5.2. apabila tidak ada penjualan pada pihak ketiga yang telah dilakukan selama periode tersebut, maka dasar yang dipergunakan untuk menetapkan harga Gas Bumi Indonesia sama dengan mutu dan spesifikasi Gas Bumi yang serupa dan



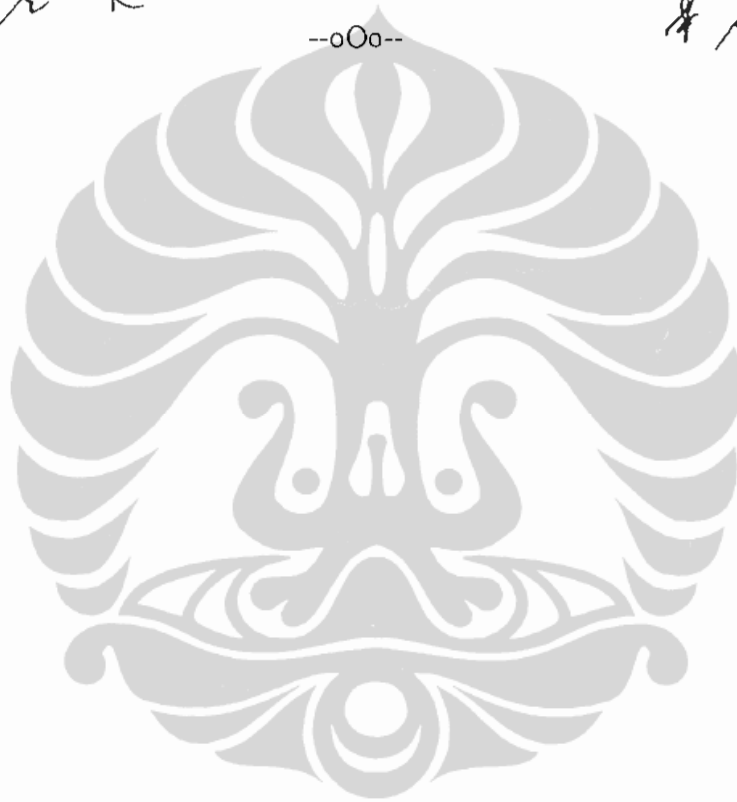
dengan mempertimbangkan keadaan khusus berkenaan dengan penjualan Gas Bumi Indonesia tersebut.

- 8.6. Penjualan kepada pihak ketiga yang dimaksud pada Pasal VIII ini adalah penjualan-penjualan oleh PERTAMINA EP kepada pembeli-pembeli yang tidak terkait dengan PERTAMINA EP, yaitu pembeli-pembeli yang pada saat penjualan terjadi tidak mempunyai kepentingan kontraktual langsung maupun tidak langsung dengan PERTAMINA EP.
- 8.7. Biaya komisi atau biaya broker yang terjadi dalam kaitannya dengan penjualan kepada pihak ketiga, jika ada, tidak akan melebihi biaya yang wajar dan yang berlaku.

Ju F. H.

--oOo--

A. H. R. J.



PASAL IX BONUS

9.1. PERTAMINA EP wajib membayar kepada Pemerintah sejumlah **US\$ 500,000.00** (lima ratus ribu Dolar Amerika Serikat) dalam 30 (tiga puluh) hari setelah produksi kumulatif Minyak dan Gas Bumi dari Wilayah Kerja mencapai 500 MMBOE (lima ratus juta Barel Minyak Ekuivalen) sejak Tanggal Efektif; dan

PERTAMINA EP wajib membayar kepada Pemerintah sejumlah **US\$ 1,000,000.00** (satu juta Dolar Amerika Serikat), dalam 30 (tiga puluh) hari setelah produksi kumulatif Minyak dan Gas Bumi dari Wilayah Kerja mencapai 1,000 MMBOE (satu milyar Barel Minyak Ekuivalen) sejak Tanggal Efektif; dan

PERTAMINA EP wajib membayar kepada Pemerintah sejumlah **US\$ 1,500,000.00** (satu juta lima ratus ribu Dolar Amerika Serikat) dalam 30 (tiga puluh) hari setelah produksi kumulatif Minyak dan Gas Bumi dari Wilayah Kerja mencapai 1,500 MMBOE (satu milyar lima ratus juta Barel Minyak Ekuivalen) sejak Tanggal Efektif, dan

9.2. Pembayaran bonus tersebut pada klausul 9.1 Pasal ini akan ditanggung sendiri oleh PERTAMINA EP dan tidak dapat dimasukkan dalam Biaya Operasi.

[Handwritten signature]

--oOo--

[Handwritten signature]

**PASAL X
PEMBAYARAN**

- 10.1. Semua pembayaran yang merupakan kewajiban PERTAMINA EP yang harus dilaksanakan kepada BPMIGAS atau instansi Pemerintah Republik Indonesia yang terkait harus dilakukan dalam mata uang Dolar Amerika Serikat pada bank yang ditunjuk oleh masing-masing dan disetujui oleh Bank Indonesia atau atas pilihan PERTAMINA EP, atau mata uang lainnya yang dapat diterima oleh pihak terkait. PERTAMINA EP dapat melakukan pembayaran dalam Rupiah sepanjang mata uang tersebut merupakan hasil dari penjualan dalam negeri atas Minyak Mentah atau Gas Bumi atau produk turunannya, jika ada.
- 10.2. Semua pembayaran kepada PERTAMINA EP harus dilakukan dalam mata uang Dolar Amerika Serikat atau mata uang lainnya yang ditetapkan oleh BPMIGAS yang dapat diterima oleh PERTAMINA EP, pada bank yang ditunjuk oleh PERTAMINA EP.
- 10.3. Semua pembayaran yang dilakukan dalam rangka pelaksanaan Kontrak ini harus dilaksanakan dalam waktu 30 (tiga puluh) hari berikutnya setelah berakhirnya bulan dari kewajiban untuk melakukan pembayaran tersebut terjadi.

[Handwritten signature]

--oOo--

[Handwritten signature]

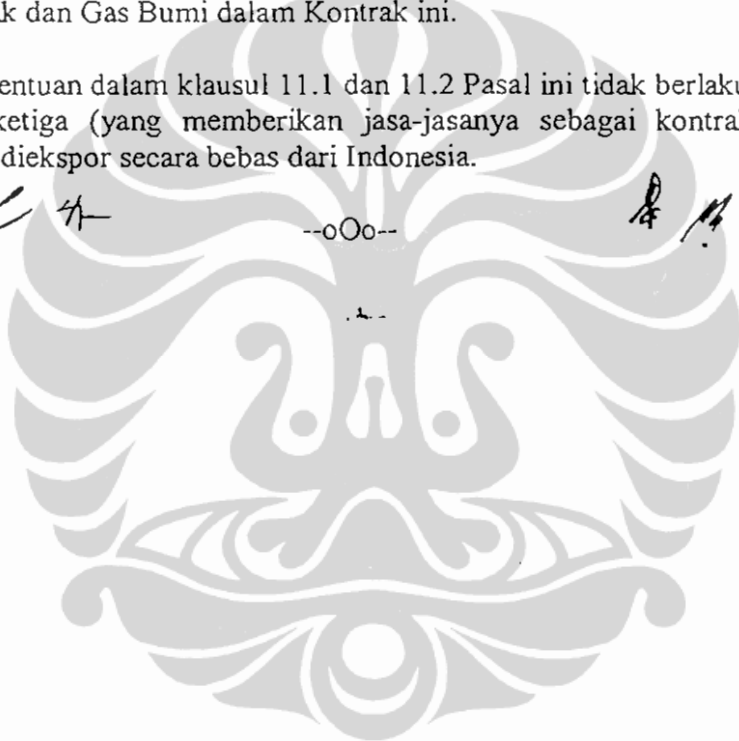
**PASAL XI
HAK MILIK ATAS PERALATAN**

- 11.1. Peralatan yang dibeli, terdaftar dan dioperasikan untuk kegiatan usaha hulu oleh PT PERTAMINA (PERSERO) dan diperuntukkan pada Wilayah Kerja ini sebelum tanggal 17 September 2003 menjadi milik PT PERTAMINA (PERSERO) dan selanjutnya akan digunakan pada Operasi Minyak dan Gas Bumi dalam Kontrak ini.
- 11.2 Peralatan yang dibeli berdasarkan Rencana Kerja dan Anggaran oleh PT PERTAMINA (PERSERO) dan diperuntukkan pada Wilayah Kerja ini sejak 17 September 2003 sampai dengan Tanggal Efektif Kontrak ini dan yang dibeli oleh PERTAMINA EP sejak Tanggal Efektif menjadi milik **Pemerintah** dan selanjutnya akan digunakan pada Operasi Minyak dan Gas Bumi dalam Kontrak ini.
- 11.3. Ketentuan-ketentuan dalam klausul 11.1 dan 11.2 Pasal ini tidak berlaku pada peralatan milik pihak ketiga (yang memberikan jasa-jasanya sebagai kontraktor), peralatan tersebut boleh diekspor secara bebas dari Indonesia.

Ju L H

--oOo--

R M H - J L



PASAL XII KONSULTASI DAN ARBITRASE

- 12.1. Secara berkala **BPMIGAS** dan **PERTAMINA EP** akan bertemu untuk mendiskusikan pelaksanaan Operasi Minyak dan Gas Bumi sebagaimana dimaksud dalam Kontrak ini dan akan berusaha sebaik-baiknya untuk menyelesaikan semua persoalan yang timbul secara musyawarah.
- 12.2. Perselisihan yang timbul antara **BPMIGAS** dan **PERTAMINA EP** sehubungan dengan pelaksanaan Kontrak ini atau interpretasi dan pelaksanaan dari salah satu paragraf dalam Kontrak ini wajib diselesaikan secara musyawarah dalam waktu 90 (sembilan puluh) hari setelah salah satu Pihak menerima pemberitahuan dari Pihak lainnya mengenai adanya perselisihan tersebut.
- 12.3. Perselisihan sebagaimana tersebut pada klausul 12.2 yang tidak dapat diselesaikan secara musyawarah, akan diserahkan kepada keputusan Badan Arbitrase Nasional Indonesia (**BANI**). **BPMIGAS** di satu Pihak dan **PERTAMINA EP** di Pihak lain masing-masing menunjuk seorang arbiter dan kemudian kedua arbiter tersebut menunjuk arbiter ketiga. Apabila masing-masing Pihak gagal dalam menunjuk arbiter dalam 30 (tiga puluh) hari setelah menerima permintaan tertulis untuk melakukan hal tersebut, maka atas permintaan Pihak lainnya, arbiter tersebut akan ditunjuk oleh Ketua **BANI**. Jika kedua arbiter pertama yang ditunjuk tersebut gagal menyetujui arbiter ketiga dalam waktu 30 (tiga puluh) hari sesudah penunjukan arbiter kedua, arbiter ketiga akan ditunjuk oleh Ketua **BANI**, kecuali apabila kedua belah Pihak menyetujui hal yang lain. Jika seorang arbiter gagal atau tidak mampu melaksanakan kewajiban, penggantinya akan ditunjuk dengan cara yang sama sebagai arbiter yang digantikannya. Sambil menunggu keputusan **BANI**, Para Pihak wajib tetap melaksanakan ketentuan-ketentuan dalam Kontrak ini.
- 12.4. Keputusan suara terbanyak dari para arbiter merupakan keputusan final dan mengikat Para Pihak.
- 12.5. Arbitrase akan dilaksanakan dalam Bahasa Indonesia di Jakarta dan sesuai dengan Peraturan **BANI**.

[Handwritten signature]

--oOo--

[Handwritten signature]

PASAL XIII
KETENAGAKERJAAN DAN PELATIHAN PERSONIL INDONESIA

- 13.1. PERTAMINA EP setuju untuk mengutamakan personil Indonesia yang berkualifikasi dan selanjutnya akan mendidik dan melatih personil Indonesia tersebut sebagai pekerja dan staf, termasuk tenaga administrasi maupun manajemen eksekutif. Sehubungan dengan hal tersebut, PERTAMINA EP juga akan mempertimbangkan bersama BPMIGAS program pelatihan untuk personil Pemerintah dan BPMIGAS.
- 13.2. Biaya dan pengeluaran untuk pendidikan dan pelatihan personil Indonesia yang dipekerjakan oleh PERTAMINA EP sendiri akan dimasukkan dalam Biaya Operasi. Biaya dan pengeluaran untuk setiap pelatihan personil Pemerintah dan BPMIGAS akan ditanggung berdasarkan kesepakatan Pemerintah, BPMIGAS dan PERTAMINA EP.

Ju R A

--oOo--

A M R - J S



**PASAL XIV
PEMUTUSAN KONTRAK**

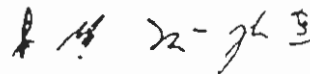
- 14.1. Kontrak ini tidak dapat diputuskan oleh PERTAMINA EP dalam tiga Tahun Kontrak sejak Tanggal Efektif, kecuali berdasarkan klausul 14.4 di bawah ini.
- 14.2. Setiap waktu setelah berakhirnya Tahun Kontrak ketiga terhitung mulai Tanggal Efektif, apabila PERTAMINA EP berpendapat bahwa situasi tidak menjamin kelangsungan Operasi Minyak dan Gas Bumi, PERTAMINA EP dengan pemberitahuan tertulis kepada BPMIGAS dan setelah berkonsultasi dengan BPMIGAS, dapat menyerahkan haknya dan dibebaskan dari kewajibannya sesuai Kontrak, kecuali hak dan kewajiban yang berhubungan dengan periode sebelum penyerahan.
- 14.3. Setiap waktu setelah berakhirnya Tahun Kontrak keenam, jika PERTAMINA EP gagal melaksanakan kewajibannya sebagai Operator yang cakap dan berhati-hati, dan gagal memenuhi kewajibannya seperti disebutkan dalam Pasal V dan IX, BPMIGAS berhak memberikan kepada PERTAMINA EP sebuah pemberitahuan ("*Performance Deficiency Notice*"). Pemberitahuan tersebut akan memerinci secara spesifik kekurangan pelaksanaan pekerjaan dari PERTAMINA EP sesuai Kontrak.

Sesudah menerima "*Performance Deficiency Notice*", PERTAMINA EP mempunyai waktu 120 (seratus dua puluh) hari untuk memperbaiki kekurangan tersebut secara rinci. Apabila PERTAMINA EP gagal memperbaiki kekurangannya dalam waktu 120 (seratus dua puluh) hari atau Para Pihak gagal menyetujui tambahan waktu dimana PERTAMINA EP dapat memperbaiki kekurangan-kekurangannya, BPMIGAS mempunyai hak memutus keseluruhan Kontrak tanpa mengurangi hak PERTAMINA EP untuk mempergunakan prosedur arbitrase seperti disebutkan dalam Pasal XII.

- 14.4. Tanpa mengurangi ketentuan yang terdapat dalam klausul 14.1 di atas, setiap Pihak mempunyai hak memutuskan keseluruhan Kontrak ini 90 (sembilan puluh) hari setelah pemberitahuan tertulis jika pelanggaran yang besar dilakukan Pihak lainnya, dengan syarat bahwa pembuktian yang meyakinkan dibuktikan oleh arbitrase seperti disebutkan dalam Pasal XII.



--oOo--



PASAL XV
PEMBUKUAN DAN AKUNTANSI SERTA PEMERIKSAAN

15.1 PEMBUKUAN DAN AKUNTANSI

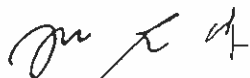
Berdasarkan pada ketentuan Pasal VI paragraf 6.1.20, **BPMIGAS** akan bertanggung jawab atas pelaksanaan pembukuan dan akuntansi yang lengkap yang mencerminkan semua Biaya Operasi dan uang yang diterima dari hasil penjualan Minyak Mentah dan Gas Bumi, dengan berpedoman pada praktek industri minyak dan gas bumi modern dan seperti diuraikan dalam Lampiran "C" dengan bantuan **PERTAMINA EP**. Namun hingga produksi komersial dimulai, **BPMIGAS** mendelegasikan kepada **PERTAMINA EP** kewajibannya untuk menyelenggarakan pembukuan dan akuntansi. Apabila ada ketidaksesuaian antara ketentuan dalam Pasal VII paragraf 7.1.2 Kontrak dengan ketentuan dalam Lampiran "C", maka ketentuan dalam Pasal VII paragraf 7.1.2 Kontrak yang berlaku.

15.2 PEMERIKSAAN (AUDIT)

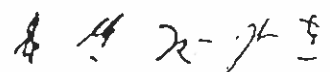
15.2.1 **PERTAMINA EP** berhak untuk menginspeksi dan memeriksa pembukuan dan akuntansi **BPMIGAS** yang berhubungan dengan Kontrak ini untuk setiap Tahun Kalender dalam 1 (satu) Tahun setelah akhir Tahun Kalender tersebut. Setiap audit akan diselesaikan dalam waktu 12 (dua belas) bulan. Setiap pengecualian (*audit exception*) harus dibuat secara tertulis dalam waktu 60 (enam puluh) hari setelah berakhirnya audit dan kegagalan memberikan pengecualian tertulis dalam waktu tertentu dimaksud akan menguatkan kebenaran pembukuan dan akuntansi **BPMIGAS**.

15.2.2 **BPMIGAS** dan Pemerintah berhak untuk menginspeksi dan memeriksa pembukuan dan akuntansi **PERTAMINA EP** yang berhubungan dengan Kontrak untuk setiap Tahun Kalender dalam Kontrak ini. Setiap pengecualian (*audit exception*) harus dibuat secara tertulis dalam waktu 60 (enam puluh) hari setelah selesainya setiap audit. Selanjutnya, **BPMIGAS** dan Pemerintah dapat meminta **PERTAMINA EP** untuk menunjuk akuntan independen untuk memeriksa, sesuai dengan standar audit yang berlaku secara umum, pembukuan dan akuntansi **PERTAMINA EP** yang berhubungan dengan Kontrak untuk setiap Tahun Kalender atau melaksanakan prosedur audit yang dipandang sesuai oleh **BPMIGAS**.

Salinan dari laporan akuntan independen atau setiap pengecualian akan disampaikan kepada **BPMIGAS** dalam waktu 60 (enam puluh) hari setelah penyelesaian audit. Biaya sehubungan dengan penunjukan akuntan independen akan dibebankan pada Biaya Operasi.



--oOo--



**PASAL XVI
KETENTUAN LAIN**

16.1 PEMBERITAHUAN

Setiap pemberitahuan yang diperlukan atau diberikan oleh salah satu Pihak kepada Pihak lainnya dianggap telah disampaikan secara sah ke alamatnya ketika diakui dengan tanda terima oleh Pihak yang menerima. Semua pemberitahuan akan dialamatkan kepada :

**BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI
(BPMIGAS)**

Patra Jasa Office Tower
Jalan Jenderal Gatot Subroto Kav. 32-34
Jakarta, 12950
Indonesia.
U. p. : Kepala BPMIGAS

PT PERTAMINA EP

Jalan Merdeka Timur no. 6
Jakarta, 10110
Indonesia
U. p. : Direktur Utama

Masing-masing Pihak dapat mengganti atau mengubah alamat dengan pemberitahuan tertulis kepada Pihak lainnya.

16.2 PERATURAN PERUNDANG-UNDANGAN


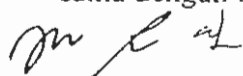
16.2.1. Perundang-undangan Republik Indonesia berlaku untuk Kontrak ini.

16.2.2. Tidak terdapat ketentuan atau syarat-syarat dalam Kontrak ini, termasuk persetujuan dari Para Pihak untuk menyerahkan kepada Arbitrase, akan menghalangi atau membatasi Pemerintah Republik Indonesia dalam menggunakan hak-haknya yang bersifat mutlak.

16.3 PENANGGUHAN KEWAJIBAN

16.3.1 Setiap kegagalan atau keterlambatan oleh masing-masing Pihak dalam melaksanakan kewajiban atau tugasnya sesuai Kontrak dapat dimaklumi (*excused*), sepanjang disebabkan oleh Keadaan Kahar.

16.3.2 Jika operasi tertunda, terkendala atau terhambat karena sebab-sebab tersebut di atas, maka waktu pelaksanaan kewajiban yang terpengaruh, jangka waktu Kontrak dan semua hak dan kewajiban harus diperpanjang untuk periode yang sama dengan lamanya kejadian.



16.3.3 Pihak yang tidak mampu melaksanakan kewajibannya karena terpengaruh oleh sebab-sebab di atas, harus memberi tahu secara tertulis kepada Pihak yang lain dengan menyatakan penyebabnya dan kedua belah Pihak harus berusaha sebaik-baiknya sesuai dengan kemampuannya untuk mengatasi penyebabnya.

16.4 **BPMIGAS dan PERTAMINA EP** sepakat bahwa persentase yang tercantum dalam Pasal VI paragraf 6.1.7 dan Pasal VII Kontrak ini telah ditetapkan dengan asumsi bahwa **PERTAMINA EP** merupakan subyek pajak dividen atas laba setelah pajak sesuai Pasal 23 (1) Undang-undang Pajak Penghasilan No. 7/1983 sebagaimana telah diubah secara berturut-turut oleh Undang-undang No. 7/1991, Undang-undang No. 10/1994 dan Undang-undang No. 17/2000 dan tidak dikecualikan oleh suatu perjanjian pajak internasional dimana Pemerintah Republik Indonesia menjadi pihak. Dalam hal, setelah itu, bagian hak dan interes dalam Kontrak ini menjadi subyek dari suatu perjanjian pajak internasional, maka semua persentase yang tercantum pada Pasal VI paragraf 6.1.7 dan Pasal VII Kontrak ini berlaku terhadap bagian **PERTAMINA EP** dan **BPMIGAS** yang terpengaruh oleh perjanjian pajak internasional tersebut harus direvisi untuk menjaga agar pendapatan bersih setelah pajak dari hak dan interes **PERTAMINA EP** dalam Kontrak ini tetap sama.

Disepakati pula bahwa dalam hal di kemudian hari terjadi perubahan terhadap Undang-undang Pajak Penghasilan di mana **PERTAMINA EP** menjadi subyek ketentuan Undang-undang Pajak Penghasilan yang baru, maka semua persentase yang tercantum pada Pasal VI paragraf 6.1.7 dan Pasal VII Kontrak ini yang berlaku terhadap bagian **PERTAMINA EP** dan **BPMIGAS** yang dipengaruhi oleh ketentuan Undang-undang Pajak Penghasilan yang baru tersebut harus direvisi untuk menjaga agar pendapatan bersih setelah pajak dari hak dan interes **PERTAMINA EP** dalam Kontrak ini tetap sama.

16.5 **RENCANA KERJA DAN ANGGARAN TAHUN 2005**

Rencana Kerja dan Anggaran Tahun 2005 yang telah disetujui oleh RUPS PT **PERTAMINA (PERSERO)**, khususnya yang berkaitan dengan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi pada Wilayah Kerja dianggap telah disetujui oleh **BPMIGAS** dan akan dilaksanakan untuk Operasi Minyak dan Gas Bumi oleh **PERTAMINA EP**.

16.6 **KONTRAK-KONTRAK TAC DAN EOR ANTARA PT PERTAMINA (PERSERO) DENGAN PIHAK LAIN**

16.6.1 Sejak Tanggal Efektif, kontrak-kontrak antara PT **PERTAMINA (PERSERO)** dan pihak lain dalam bentuk *Technical Assistance Contracts (TAC)* dan *Enhanced Oil Recovery Contracts (EOR)* untuk wilayah-wilayah tertentu pada Wilayah Kerja Kontrak ini tetap berlaku sampai dengan berakhirnya kontrak-kontrak tersebut. Hak dan kewajiban PT **PERTAMINA (PERSERO)** di bawah kontrak-kontrak tersebut beralih dan dilaksanakan oleh **PERTAMINA EP**. Wilayah-wilayah dari kontrak-kontrak TAC dan EOR tersebut menjadi bagian yang tidak terpisahkan dari Wilayah Kerja Kontrak ini.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

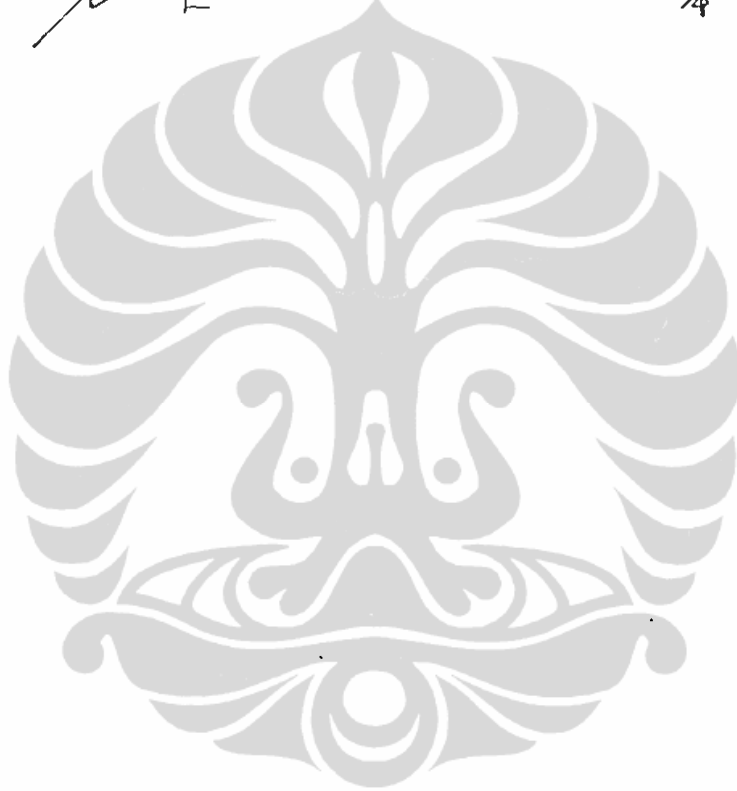


- 16.6.2 Seluruh rencana kerja dan anggaran serta pelaksanaan TAC dan EOR yang telah disetujui oleh **PERTAMINA EP** sesuai masing-masing kontrak dimaksud wajib dilaporkan kepada **BPMIGAS** bersamaan dengan pengajuan Rencana Kerja dan Anggaran sebagaimana dimaksud dalam Pasal V Kontrak ini. Atas laporan rencana kerja dan anggaran TAC dan EOR, **BPMIGAS** dapat memberikan saran untuk pelaksanaannya.
- 16.6.3 Setelah berakhirnya masing-masing kontrak sebagaimana dimaksud pada paragraf 16.6.1, wilayah-wilayah yang termasuk dalam kontrak-kontrak tersebut tetap merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari Wilayah Kerja Kontrak ini.

Handwritten signature

--oOo--

Handwritten signature




PASAL XVII
MASA BERLAKU

- 17.1 Kontrak ini berlaku sejak Tanggal Efektif.
- 17.2 Kontrak ini tidak dapat dibatalkan, diubah atau dimodifikasi dalam segala hal, kecuali dengan persetujuan tertulis dari masing-masing Pihak.

Dengan ini, Para Pihak telah membuat Kontrak ini, dalam rangkap empat, di Jakarta dalam Bahasa Indonesia pada hari dan Tahun yang telah disebutkan di atas.


BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA
HULU MINYAK DAN GAS BUMI,

PT PERTAMINA EP,


(KARDAYA WARNIKA)
KEPALA


H. (WIDYA PURNAMA)

DISETUJUI OLEH MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
Tanggal September 2005
atas nama
PEMERINTAH REPUBLIK INDONESIA


(PURNOMO YUSGIANTORO)

LAMPIRAN "A"

Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal bulan tahun di Sumatra Bagian Utara Area : NAD-1, NAD-2, East Aceh, Perlak, Glagah Kambuna.

Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

NANGGROE ACEH DARUSSALAM (NAD)-1

Titik	Lintang	Bujur
A1	4° 46' 18.78" Lintang Utara	97° 20' 31.31" Bujur Timur
A2	4° 45' 23.23" Lintang Utara	97° 27' 12.76" Bujur Timur
A3	4° 43' 07.00" Lintang Utara	97° 25' 37.00" Bujur Timur
A4	4° 42' 58.57" Lintang Utara	97° 27' 15.50" Bujur Timur
A5	4° 19' 36.00" Lintang Utara	97° 41' 40.00" Bujur Timur
A6	4° 19' 37.30" Lintang Utara	97° 41' 46.46" Bujur Timur
A7	4° 19' 32.92" Lintang Utara	97° 41' 49.16" Bujur Timur
A8	4° 21' 32.88" Lintang Utara	97° 54' 59.28" Bujur Timur
A9	4° 22' 04.72" Lintang Utara	97° 59' 13.48" Bujur Timur
A10	4° 23' 22.40" Lintang Utara	98° 00' 37.22" Bujur Timur
A11	4° 23' 32.18" Lintang Utara	98° 00' 33.20" Bujur Timur
A12	4° 26' 02.54" Lintang Utara	97° 58' 27.58" Bujur Timur
A13	4° 26' 39.94" Lintang Utara	98° 02' 27.49" Bujur Timur
A14	4° 17' 53.00" Lintang Utara	98° 11' 32.00" Bujur Timur
A15	4° 17' 00.00" Lintang Utara	98° 14' 45.00" Bujur Timur
A16	ShoreLine	

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Titik	Lintang	Bujur
A17	3° 59' 40.00" Lintang Utara	98° 29' 20.00" Bujur Timur
A18	3° 59' 30.00" Lintang Utara	98° 18' 20.52" Bujur Timur
A19	3° 52' 59.00" Lintang Utara	98° 20' 44.00" Bujur Timur
A20	3° 52' 13.00" Lintang Utara	98° 20' 01.00" Bujur Timur
A21	3° 50' 00.00" Lintang Utara	98° 20' 01.00" Bujur Timur
A22	3° 50' 00.00" Lintang Utara	97° 52' 31.01" Bujur Timur
A23	3° 59' 57.03" Lintang Utara	97° 45' 09.13" Bujur Timur
A24	4° 11' 26.97" Lintang Utara	97° 38' 45.99" Bujur Timur
A25	4° 44' 56.79" Lintang Utara	97° 20' 09.31" Bujur Timur

Wilayah Kerja Nanggroe Aceh Darussalam (NAD)-1 di atas seluas lebih kurang 4.392,00 kilometer persegi.

NANGGROE ACEH DARUSSALAM (NAD)-2

Titik	Lintang	Bujur
B1	3° 50' 00.00" Lintang Utara	98° 20' 30.12" Bujur Timur
B2	3° 50' 00.00" Lintang Utara	98° 38' 11.46" Bujur Timur
B3	3° 12' 05.00" Lintang Utara	99° 00' 22.57" Bujur Timur
B4	3° 12' 05.00" Lintang Utara	98° 55' 00.12" Bujur Timur
B5	3° 20' 00.00" Lintang Utara	98° 55' 00.12" Bujur Timur
B6	3° 20' 00.00" Lintang Utara	98° 50' 00.00" Bujur Timur
B7	3° 25' 00.00" Lintang Utara	98° 50' 00.00" Bujur Timur
B8	3° 25' 00.00" Lintang Utara	98° 35' 00.00" Bujur Timur
B9	3° 32' 30.01" Lintang Utara	98° 35' 00.00" Bujur Timur
B10	3° 32' 30.01" Lintang Utara	98° 34' 15.00" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Titik	Lintang	Bujur
B11	3° 32' 15.00" Lintang Utara	98° 34' 15.00" Bujur Timur
B12	3° 32' 15.00" Lintang Utara	98° 33' 30.00" Bujur Timur
B13	3° 32' 30.00" Lintang Utara	98° 33' 30.00" Bujur Timur
B14	3° 32' 30.01" Lintang Utara	98° 17' 30.12" Bujur Timur
B15	3° 41' 30.01" Lintang Utara	98° 17' 30.12" Bujur Timur
B16	3° 41' 30.01" Lintang Utara	98° 30' 00.00" Bujur Timur
B17	3° 46' 14.99" Lintang Utara	98° 30' 00.00" Bujur Timur
B18	3° 46' 14.99" Lintang Utara	98° 20' 30.12" Bujur Timur

Wilayah Kerja Nanggroe Aceh Darussalam (NAD)-2 di atas seluas lebih kurang 1.865,00 kilometer persegi.

EAST ACEH

Titik	Lintang	Bujur
C1	5° 19' 00.32" Lintang Utara	97° 54' 07.28" Bujur Timur
C2	5° 19' 00.37" Lintang Utara	98° 04' 00.16" Bujur Timur
C3	5° 20' 05.43" Lintang Utara	98° 04' 00.17" Bujur Timur
C4	5° 20' 05.43" Lintang Utara	98° 05' 00.15" Bujur Timur
C5	5° 17' 32.41" Lintang Utara	98° 05' 00.15" Bujur Timur
C6	5° 17' 32.41" Lintang Utara	98° 03' 08.36" Bujur Timur
C7	5° 16' 36.95" Lintang Utara	98° 03' 08.32" Bujur Timur
C8	5° 16' 36.95" Lintang Utara	97° 56' 31.51" Bujur Timur

Wilayah kerja East Aceh di atas seluas lebih kurang 76,93 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

PERLAK

Titik	Lintang	Bujur
D1	4° 50' 21.38" Lintang Utara	97° 47' 18.67" Bujur Timur
D2	4° 47' 41.08" Lintang Utara	97° 49' 55.32" Bujur Timur
D3	4° 47' 08.04" Lintang Utara	97° 49' 21.60" Bujur Timur
D4	4° 49' 48.90" Lintang Utara	97° 46' 40.76" Bujur Timur

Wilayah kerja Perlak di atas seluas lebih kurang 10,41 kilometer persegi.

GLAGAH KAMBUNA

Titik	Lintang	Bujur
E1	4° 30' 0" Lintang Utara	98° 37' 0" Bujur Timur
E2	4° 30' 0" Lintang Utara	98° 41' 0" Bujur Timur
E3	4° 24' 0" Lintang Utara	98° 41' 0" Bujur Timur
E4	4° 24' 0" Lintang Utara	98° 45' 0" Bujur Timur
E5	4° 10' 0" Lintang Utara	98° 45' 0" Bujur Timur
E6	4° 10' 0" Lintang Utara	98° 39' 0" Bujur Timur
E7	4° 22' 0" Lintang Utara	98° 39' 0" Bujur Timur
E8	4° 22' 0" Lintang Utara	98° 37' 0" Bujur Timur

Wilayah kerja Glagah Kambuna di atas seluas lebih kurang 383.60 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

LAMPIRAN "A"

Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal bulan tahun di Laut Natuna Area : Udang.

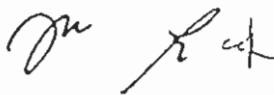
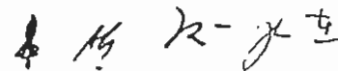
Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

UDANG

Titik	Lintang	Bujur
A1	4° 05' 44.99" Lintang Utara	106° 30' 28.80" Bujur Timur
A2	4° 04' 45.01" Lintang Utara	106° 31' 01.20" Bujur Timur
A3	4° 02' 15.00" Lintang Utara	106° 28' 01.20" Bujur Timur
A4	4° 01' 14.99" Lintang Utara	106° 26' 31.20" Bujur Timur
A5	3° 59' 15.00" Lintang Utara	106° 22' 15.60" Bujur Timur
A6	4° 00' 29.99" Lintang Utara	106° 21' 43.20" Bujur Timur
A7	4° 04' 14.99" Lintang Utara	106° 27' 28.80" Bujur Timur

Wilayah kerja Laut Natuna Area : Udang di atas seluas lebih kurang 59,58 kilometer persegi.

LAMPIRAN "A"

Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal bulan tahun di Sumatra Selatan dan Tengah Area : Lirik, Jambi, Meruap, Sakakemang Barat, Sakakemang Timur, Suban, Ramba, Kluang, Kluang Siarak-1, Kluang Siarak-2, Kluang Siarak-3, Sumbagsel-1, Sumbagsel-2, Sumbagsel-3, Ramok, Senabing, Arahan

Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak.

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

LIRIK

Titik	Lintang	Bujur
A1	0° 04' 27.00" Lintang Utara	102° 03' 28.08" Bujur Timur
A2	0° 04' 00.00" Lintang Selatan	102° 09' 11.35" Bujur Timur
A3	0° 09' 00.00" Lintang Selatan	102° 12' 50.27" Bujur Timur
A4	0° 12' 00.00" Lintang Selatan	102° 15' 13.62" Bujur Timur
A5	0° 14' 13.68" Lintang Selatan	102° 17' 07.11" Bujur Timur
A6	0° 23' 06.52" Lintang Selatan	102° 23' 00.00" Bujur Timur
A7	0° 27' 27.00" Lintang Selatan	102° 25' 54.84" Bujur Timur
A8	0° 29' 15.00" Lintang Selatan	102° 23' 16.08" Bujur Timur
A9	0° 22' 27.01" Lintang Selatan	102° 18' 42.84" Bujur Timur
A10	0° 16' 54.98" Lintang Selatan	102° 14' 18.96" Bujur Timur
A11	0° 11' 40.00" Lintang Selatan	102° 10' 48.00" Bujur Timur
A12	0° 07' 08.27" Lintang Selatan	102° 07' 34.83" Bujur Timur
A13	0° 01' 00.00" Lintang Utara	102° 02' 22.70" Bujur Timur
A14	0° 02' 51.00" Lintang Utara	102° 01' 09.84" Bujur Timur

Wilayah kerja Lirik diatas seluas lebih kurang 433,00 kilometer persegi.




JAMBI

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 15' 00.00" Lintang Selatan	103° 10' 00.00" Bujur Timur
A2	1° 15' 00.00" Lintang Selatan	103° 30' 00.00" Bujur Timur
A3	1° 20' 00.00" Lintang Selatan	103° 30' 00.00" Bujur Timur
A4	1° 20' 00.00" Lintang Selatan	103° 40' 00.00" Bujur Timur
A5	1° 25' 00.00" Lintang Selatan	103° 40' 00.00" Bujur Timur
A6	1° 25' 00.00" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
A7	1° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
A8	1° 30' 00.00" Lintang Selatan	104° 04' 16.00" Bujur Timur
A9	1° 41' 19.00" Lintang Selatan	104° 04' 16.00" Bujur Timur
A10	1° 41' 19.00" Lintang Selatan	104° 02' 49.55" Bujur Timur
A11	1° 43' 23.81" Lintang Selatan	104° 02' 49.55" Bujur Timur
A12	1° 43' 23.81" Lintang Selatan	104° 00' 49.47" Bujur Timur
A13	1° 45' 14.13" Lintang Selatan	104° 00' 49.47" Bujur Timur
A14	1° 45' 14.13" Lintang Selatan	103° 59' 44.04" Bujur Timur
A15	1° 46' 30.00" Lintang Selatan	103° 59' 44.04" Bujur Timur
A16	1° 46' 30.00" Lintang Selatan	103° 53' 15.00" Bujur Timur
A17	1° 48' 45.00" Lintang Selatan	103° 48' 57.00" Bujur Timur
A18	1° 46' 46.00" Lintang Selatan	103° 46' 21.00" Bujur Timur
A19	1° 49' 15.00" Lintang Selatan	103° 44' 42.00" Bujur Timur
A20	1° 43' 15.00" Lintang Selatan	103° 36' 02.00" Bujur Timur
A21	1° 47' 49.43" Lintang Selatan	103° 32' 34.43" Bujur Timur
A22	1° 52' 40.00" Lintang Selatan	103° 37' 25.00" Bujur Timur
A23	1° 55' 50.00" Lintang Selatan	103° 34' 15.00" Bujur Timur

2 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
A24	1° 48' 39.29" Lintang Selatan	103° 27' 00.00" Bujur Timur
A25	1° 57' 00.00" Lintang Selatan	103° 27' 00.00" Bujur Timur
A26	1° 57' 00.00" Lintang Selatan	103° 35' 00.00" Bujur Timur
A27	1° 59' 00.00" Lintang Selatan	103° 35' 00.00" Bujur Timur
A28	1° 59' 00.00" Lintang Selatan	103° 40' 00.00" Bujur Timur
A29	2° 04' 00.00" Lintang Selatan	103° 40' 00.00" Bujur Timur
A30	2° 04' 00.00" Lintang Selatan	103° 36' 00.00" Bujur Timur
A31	2° 09' 00.00" Lintang Selatan	103° 36' 00.00" Bujur Timur
A32	2° 09' 00.00" Lintang Selatan	103° 36' 54.37" Bujur Timur
A33	2° 09' 54.37" Lintang Selatan	103° 36' 54.37" Bujur Timur
A34	2° 09' 54.37" Lintang Selatan	103° 35' 16.64" Bujur Timur
A35	2° 07' 11.83" Lintang Selatan	103° 35' 16.64" Bujur Timur
A36	2° 07' 11.83" Lintang Selatan	103° 32' 28.52" Bujur Timur
A37	2° 05' 00.00" Lintang Selatan	103° 32' 28.52" Bujur Timur
A38	2° 05' 00.00" Lintang Selatan	103° 28' 38.48" Bujur Timur
A39	2° 03' 50.44" Lintang Selatan	103° 28' 38.48" Bujur Timur
A40	2° 03' 50.44" Lintang Selatan	103° 26' 21.58" Bujur Timur
A41	2° 01' 35.21" Lintang Selatan	103° 26' 21.58" Bujur Timur
A42	2° 01' 35.21" Lintang Selatan	103° 25' 00.00" Bujur Timur
A43	1° 57' 25.15" Lintang Selatan	103° 25' 00.00" Bujur Timur
A44	1° 57' 25.15" Lintang Selatan	103° 22' 01.94" Bujur Timur
A45	1° 55' 00.00" Lintang Selatan	103° 22' 01.94" Bujur Timur
A46	1° 55' 00.00" Lintang Selatan	103° 15' 06.86" Bujur Timur
A47	1° 52' 31.91" Lintang Selatan	103° 15' 06.86" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
A48	1° 52' 31.91" Lintang Selatan	103° 09' 59.26" Bujur Timur
A49	1° 43' 02.42" Lintang Selatan	103° 10' 00.00" Bujur Timur
A50	1° 43' 02.39" Lintang Selatan	103° 07' 10.04" Bujur Timur
A51	1° 38' 01.40" Lintang Selatan	103° 07' 10.16" Bujur Timur
A52	1° 38' 01.42" Lintang Selatan	103° 01' 42.66" Bujur Timur
A53	1° 35' 00.00" Lintang Selatan	103° 01' 42.66" Bujur Timur
A54	1° 35' 00.00" Lintang Selatan	103° 10' 00.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Jambi di atas seluas lebih kurang 5.751,00 kilometer persegi.

MERUAP

Titik	Lintang	Bujur
I1	2° 12' 01.28" Lintang Selatan	102° 43' 07.06" Bujur Timur
I2	2° 12' 01.28" Lintang Selatan	102° 51' 00.00" Bujur Timur
I3	2° 21' 00.00" Lintang Selatan	102° 51' 00.00" Bujur Timur
I4	2° 21' 00.00" Lintang Selatan	102° 43' 07.06" Bujur Timur

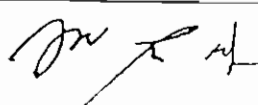
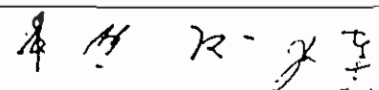
Wilayah kerja Meruap di atas seluas lebih kurang 242,90 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

SAKAKEMANG TIMUR

Titik	Lintang	Bujur
F1	2° 07' 00.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
F2	2° 07' 50.18" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
F3	2° 08' 00.00" Lintang Selatan	104° 01' 14.90" Bujur Timur
F4	2° 08' 00.00" Lintang Selatan	104° 03' 00.00" Bujur Timur
F5	2° 09' 00.00" Lintang Selatan	104° 03' 00.00" Bujur Timur
F6	2° 09' 00.00" Lintang Selatan	104° 05' 00.00" Bujur Timur
F7	2° 10' 00.00" Lintang Selatan	104° 05' 00.00" Bujur Timur
F8	2° 10' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
F9	2° 08' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
F10	2° 08' 00.00" Lintang Selatan	104° 07' 00.00" Bujur Timur
F11	2° 07' 00.00" Lintang Selatan	104° 07' 00.00" Bujur Timur
F12	2° 07' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
F13	2° 06' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
F14	2° 06' 00.00" Lintang Selatan	104° 05' 00.00" Bujur Timur
F15	2° 02' 55.28" Lintang Selatan	104° 05' 00.10" Bujur Timur
F16	2° 02' 58.06" Lintang Selatan	104° 04' 51.60" Bujur Timur
F17	2° 01' 00.01" Lintang Selatan	104° 04' 51.60" Bujur Timur
F18	2° 01' 00.01" Lintang Selatan	104° 07' 01.20" Bujur Timur
F19	1° 59' 00.00" Lintang Selatan	104° 07' 01.20" Bujur Timur
F20	1° 59' 00.00" Lintang Selatan	104° 10' 01.20" Bujur Timur
F21	1° 54' 00.00" Lintang Selatan	104° 10' 01.20" Bujur Timur
F22	1° 54' 00.00" Lintang Selatan	104° 10' 58.80" Bujur Timur
F23	1° 52' 00.01" Lintang Selatan	104° 10' 58.80" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
F24	1° 52' 00.01" Lintang Selatan	104° 15' 00.00" Bujur Timur
F25	1° 53' 00.00" Lintang Selatan	104° 15' 00.00" Bujur Timur
F26	1° 53' 00.00" Lintang Selatan	104° 16' 01.20" Bujur Timur
F27	1° 55' 00.01" Lintang Selatan	104° 16' 01.20" Bujur Timur
F28	1° 55' 00.01" Lintang Selatan	104° 19' 01.20" Bujur Timur
F29	1° 58' 58.20" Lintang Selatan	104° 19' 00.00" Bujur Timur
F30	1° 58' 58.20" Lintang Selatan	104° 15' 32.00" Bujur Timur
F31	1° 59' 09.90" Lintang Selatan	104° 14' 59.50" Bujur Timur
F32	2° 04' 00.00" Lintang Selatan	104° 15' 00.00" Bujur Timur
F33	2° 04' 00.00" Lintang Selatan	104° 16' 00.00" Bujur Timur
F34	2° 09' 00.00" Lintang Selatan	104° 16' 00.00" Bujur Timur
F35	2° 09' 00.00" Lintang Selatan	104° 13' 00.00" Bujur Timur
F36	2° 10' 00.00" Lintang Selatan	104° 13' 00.00" Bujur Timur
F37	2° 10' 00.00" Lintang Selatan	104° 12' 00.00" Bujur Timur
F38	2° 12' 00.00" Lintang Selatan	104° 12' 00.00" Bujur Timur
F39	2° 12' 00.00" Lintang Selatan	104° 10' 00.00" Bujur Timur
F40	2° 13' 00.00" Lintang Selatan	104° 10' 00.00" Bujur Timur
F41	2° 13' 00.00" Lintang Selatan	104° 08' 29.10" Bujur Timur
F42	2° 13' 41.90" Lintang Selatan	104° 08' 00.00" Bujur Timur
F43	2° 16' 00.00" Lintang Selatan	104° 08' 00.00" Bujur Timur
F44	2° 16' 00.00" Lintang Selatan	104° 10' 00.00" Bujur Timur
F45	2° 22' 00.00" Lintang Selatan	104° 10' 00.00" Bujur Timur
F46	2° 22' 00.00" Lintang Selatan	104° 12' 00.00" Bujur Timur
F47	2° 27' 00.00" Lintang Selatan	104° 12' 00.00" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
F48	2° 27' 00.00" Lintang Selatan	104° 10' 31.98" Bujur Timur
F49	2° 27' 51.00" Lintang Selatan	104° 09' 56.00" Bujur Timur
F50	2° 27' 00.00" Lintang Selatan	104° 08' 44.09" Bujur Timur
F51	2° 27' 00.00" Lintang Selatan	104° 08' 00.00" Bujur Timur
F52	2° 29' 00.00" Lintang Selatan	104° 08' 00.00" Bujur Timur
F53	2° 29' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
F54	2° 32' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
F55	2° 32' 00.00" Lintang Selatan	104° 03' 00.00" Bujur Timur
F56	2° 31' 00.00" Lintang Selatan	104° 03' 00.00" Bujur Timur
F57	2° 31' 00.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
F58	2° 29' 00.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
F59	2° 29' 00.00" Lintang Selatan	104° 00' 00.00" Bujur Timur
F60	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	104° 00' 00.00" Bujur Timur
F61	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 59' 00.00" Bujur Timur
F62	2° 35' 00.00" Lintang Selatan	103° 59' 00.00" Bujur Timur
F63	2° 35' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 00.00" Bujur Timur
F64	2° 32' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 00.00" Bujur Timur
F65	2° 32' 00.00" Lintang Selatan	103° 51' 00.00" Bujur Timur
F66	2° 31' 00.00" Lintang Selatan	103° 51' 00.00" Bujur Timur
F67	2° 31' 00.00" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
F68	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
F69	2° 18' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 44.35" Bujur Timur
F70	2° 18' 00.00" Lintang Selatan	103° 56' 00.00" Bujur Timur
F71	2° 19' 00.00" Lintang Selatan	103° 56' 00.00" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Titik	Lintang	Bujur
F72	2° 19' 00.00" Lintang Selatan	103° 57' 00.00" Bujur Timur
F73	2° 19' 46.70" Lintang Selatan	103° 57' 00.00" Bujur Timur
F74	2° 20' 00.00" Lintang Selatan	103° 57' 12.50" Bujur Timur
F75	2° 20' 00.00" Lintang Selatan	103° 58' 51.92" Bujur Timur
F76	2° 19' 48.00" Lintang Selatan	103° 58' 35.00" Bujur Timur
F77	2° 19' 54.88" Lintang Selatan	103° 59' 00.00" Bujur Timur
F78	2° 19' 00.00" Lintang Selatan	103° 59' 00.00" Bujur Timur
F79	2° 19' 00.00" Lintang Selatan	103° 58' 00.00" Bujur Timur
F80	2° 18' 00.00" Lintang Selatan	103° 58' 00.00" Bujur Timur
F81	2° 18' 00.00" Lintang Selatan	103° 57' 00.00" Bujur Timur
F82	2° 17' 00.00" Lintang Selatan	103° 57' 00.00" Bujur Timur
F83	2° 17' 00.00" Lintang Selatan	103° 56' 13.04" Bujur Timur

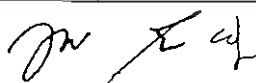
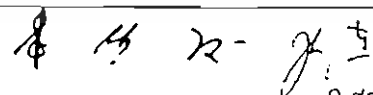
Wilayah kerja Sakakemang Timur di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman kurang dari 600 meter dibawah muka air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 1.715,00 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

SAKAKEMANG BARAT

Titik	Lintang	Bujur
G1	2° 09' 00.00" Lintang Selatan	103° 36' 54.37" Bujur Timur
G2	2° 09' 00.00" Lintang Selatan	103° 40' 57.80" Bujur Timur
G3	2° 07' 00.00" Lintang Selatan	103° 40' 57.80" Bujur Timur
G4	2° 07' 00.01" Lintang Selatan	103° 51' 00.00" Bujur Timur
G5	2° 06' 00.00" Lintang Selatan	103° 51' 00.00" Bujur Timur
G6	2° 06' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 58.80" Bujur Timur
G7	2° 04' 00.01" Lintang Selatan	103° 55' 58.80" Bujur Timur
G8	2° 04' 00.01" Lintang Selatan	103° 58' 58.80" Bujur Timur
G9	2° 02' 00.00" Lintang Selatan	103° 58' 58.80" Bujur Timur
G10	2° 02' 00.00" Lintang Selatan	104° 00' 35.31" Bujur Timur
G11	2° 02' 00.00" Lintang Selatan	104° 00' 36.00" Bujur Timur
G12	2° 04' 36.42" Lintang Selatan	104° 00' 36.00" Bujur Timur
G13	2° 05' 41.98" Lintang Selatan	103° 57' 45.00" Bujur Timur
G14	2° 07' 00.00" Lintang Selatan	103° 59' 43.60" Bujur Timur
G15	2° 07' 00.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
G16	2° 17' 00.00" Lintang Selatan	103° 56' 13.04" Bujur Timur
G17	2° 17' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 00.00" Bujur Timur
G18	2° 18' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 00.00" Bujur Timur
G19	2° 18' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 44.35" Bujur Timur
G20	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
G21	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 47' 00.00" Bujur Timur
G22	2° 21' 00.00" Lintang Selatan	103° 47' 00.00" Bujur Timur
G23	2° 20' 00.00" Lintang Selatan	103° 45' 24.00" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
G24	2° 20' 00.00" Lintang Selatan	103° 42' 00.00" Bujur Timur
G25	2° 18' 00.00" Lintang Selatan	103° 42' 00.00" Bujur Timur
G26	2° 18' 00.00" Lintang Selatan	103° 41' 00.00" Bujur Timur
G27	2° 17' 24.00" Lintang Selatan	103° 41' 00.00" Bujur Timur
G28	2° 14' 15.88" Lintang Selatan	103° 35' 44.17" Bujur Timur
G29	2° 13' 15.00" Lintang Selatan	103° 38' 23.00" Bujur Timur
G30	2° 09' 54.31" Lintang Selatan	103° 34' 55.44" Bujur Timur
G31	2° 09' 54.37" Lintang Selatan	103° 36' 54.37" Bujur Timur

Wilayah kerja Sakakemang Barat di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman kurang dari 1000 meter dibawah muka air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 1.098.00 kilometer persegi.

SUBAN (EXCLUDED AREA)

Titik	Lintang	Bujur
J1	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 18' 00.00" Bujur Timur
J2	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 20' 00.00" Bujur Timur
J3	2° 29' 00.00" Lintang Selatan	103° 20' 00.00" Bujur Timur
J4	2° 29' 00.00" Lintang Selatan	103° 22' 00.00" Bujur Timur
J5	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 22' 00.00" Bujur Timur
J6	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 25' 00.00" Bujur Timur
J7	2° 32' 00.00" Lintang Selatan	103° 25' 00.00" Bujur Timur
J8	2° 32' 00.00" Lintang Selatan	103° 26' 00.00" Bujur Timur
J9	2° 35' 00.00" Lintang Selatan	103° 26' 00.00" Bujur Timur
J10	2° 35' 00.00" Lintang Selatan	103° 27' 00.00" Bujur Timur
J11	2° 36' 00.00" Lintang Selatan	103° 27' 00.00" Bujur Timur

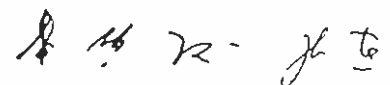
[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Titik	Lintang	Bujur
J12	2° 36' 00.00" Lintang Selatan	103° 28' 00.00" Bujur Timur
J13	2° 37' 00.00" Lintang Selatan	103° 28' 00.00" Bujur Timur
J14	2° 37' 00.00" Lintang Selatan	103° 29' 00.00" Bujur Timur
J15	2° 38' 00.00" Lintang Selatan	103° 29' 00.00" Bujur Timur
J16	2° 43' 00.00" Lintang Selatan	103° 32' 12.00" Bujur Timur
J17	2° 43' 00.00" Lintang Selatan	103° 30' 12.00" Bujur Timur
J18	2° 39' 48.00" Lintang Selatan	103° 28' 00.00" Bujur Timur
J19	2° 38' 00.00" Lintang Selatan	103° 28' 00.00" Bujur Timur
J20	2° 38' 00.00" Lintang Selatan	103° 26' 42.00" Bujur Timur
J21	2° 37' 00.00" Lintang Selatan	103° 26' 00.00" Bujur Timur
J22	2° 37' 00.00" Lintang Selatan	103° 23' 00.00" Bujur Timur

SUBAN (INCLUDED AREA)

Titik	Lintang	Bujur
J23	2° 20' 00.00" Lintang Selatan	103° 13' 21.00" Bujur Timur
J24	2° 20' 00.00" Lintang Selatan	103° 19' 30.03" Bujur Timur
J25	2° 21' 52.50" Lintang Selatan	103° 19' 30.26" Bujur Timur
J26	2° 21' 52.50" Lintang Selatan	103° 21' 00.00" Bujur Timur
J27	2° 21' 54.00" Lintang Selatan	103° 21' 00.00" Bujur Timur
J28	2° 22' 00.00" Lintang Selatan	103° 21' 06.00" Bujur Timur
J29	2° 22' 00.00" Lintang Selatan	103° 21' 09.91" Bujur Timur
J30	2° 23' 52.79" Lintang Selatan	103° 21' 09.91" Bujur Timur
J31	2° 23' 52.79" Lintang Selatan	103° 23' 22.79" Bujur Timur
J32	2° 25' 41.11" Lintang Selatan	103° 23' 22.79" Bujur Timur
J33	2° 25' 41.11" Lintang Selatan	103° 26' 26.45" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
J34	2° 26' 00.77" Lintang Selatan	103° 26' 26.45" Bujur Timur
J35	2° 26' 00.77" Lintang Selatan	103° 33' 00.00" Bujur Timur
J36	2° 27' 00.00" Lintang Selatan	103° 33' 00.00" Bujur Timur
J37	2° 27' 00.00" Lintang Selatan	103° 34' 00.00" Bujur Timur
J38	2° 28' 00.00" Lintang Selatan	103° 34' 00.00" Bujur Timur
J39	2° 28' 00.00" Lintang Selatan	103° 37' 00.00" Bujur Timur
J40	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 37' 00.00" Bujur Timur
J41	2° 30' 00.00" Lintang Selatan	103° 38' 00.00" Bujur Timur
J42	2° 31' 00.00" Lintang Selatan	103° 38' 00.00" Bujur Timur
J43	2° 31' 00.00" Lintang Selatan	103° 40' 00.00" Bujur Timur
J44	2° 33' 00.00" Lintang Selatan	103° 40' 00.00" Bujur Timur
J45	2° 33' 00.00" Lintang Selatan	103° 41' 00.00" Bujur Timur
J46	2° 34' 00.00" Lintang Selatan	103° 41' 00.00" Bujur Timur
J47	2° 34' 00.00" Lintang Selatan	103° 47' 00.00" Bujur Timur
J48	2° 37' 00.00" Lintang Selatan	103° 47' 00.00" Bujur Timur
J49	2° 37' 00.00" Lintang Selatan	103° 48' 00.00" Bujur Timur
J50	2° 38' 00.00" Lintang Selatan	103° 48' 00.00" Bujur Timur
J51	2° 38' 00.00" Lintang Selatan	103° 49' 00.00" Bujur Timur
J52	2° 40' 00.00" Lintang Selatan	103° 49' 00.00" Bujur Timur
J53	2° 40' 00.00" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
J54	2° 43' 00.00" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
J55	2° 43' 00.00" Lintang Selatan	103° 49' 00.00" Bujur Timur
J56	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	103° 49' 00.00" Bujur Timur
J57	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	103° 51' 00.00" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

12 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
J58	2° 44' 00.00" Lintang Selatan	103° 51' 00.00" Bujur Timur
J59	2° 44' 00.00" Lintang Selatan	103° 53' 00.00" Bujur Timur
J60	2° 41' 00.00" Lintang Selatan	103° 53' 00.00" Bujur Timur
J61	2° 41' 00.00" Lintang Selatan	103° 58' 00.00" Bujur Timur
J62	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	103° 58' 00.00" Bujur Timur
J63	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	104° 00' 00.00" Bujur Timur
J64	2° 46' 00.00" Lintang Selatan	104° 00' 00.00" Bujur Timur
J65	2° 46' 00.00" Lintang Selatan	103° 58' 00.00" Bujur Timur
J66	2° 47' 00.00" Lintang Selatan	103° 58' 00.00" Bujur Timur
J67	2° 47' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 00.00" Bujur Timur
J68	2° 48' 00.00" Lintang Selatan	103° 55' 00.00" Bujur Timur
J69	2° 48' 00.00" Lintang Selatan	103° 54' 00.00" Bujur Timur
J70	2° 48' 16.20" Lintang Selatan	103° 54' 00.00" Bujur Timur
J71	2° 48' 16.20" Lintang Selatan	103° 47' 25.16" Bujur Timur
J72	2° 50' 38.90" Lintang Selatan	103° 47' 25.16" Bujur Timur
J73	2° 50' 38.90" Lintang Selatan	103° 44' 45.18" Bujur Timur
J74	2° 51' 47.50" Lintang Selatan	103° 44' 45.18" Bujur Timur
J75	2° 51' 47.50" Lintang Selatan	103° 38' 00.00" Bujur Timur
J76	2° 49' 32.00" Lintang Selatan	103° 36' 15.00" Bujur Timur
J77	2° 47' 17.80" Lintang Selatan	103° 37' 00.00" Bujur Timur
J78	2° 44' 00.00" Lintang Selatan	103° 37' 00.00" Bujur Timur
J79	2° 44' 00.00" Lintang Selatan	103° 36' 00.00" Bujur Timur
J80	2° 43' 00.00" Lintang Selatan	103° 36' 00.00" Bujur Timur
J81	2° 43' 00.00" Lintang Selatan	103° 35' 00.00" Bujur Timur

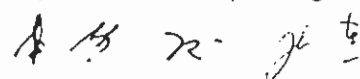
[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

13 dan 33

Titik	Lintang	Bujur
J82	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	103° 35' 00.00" Bujur Timur
J83	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	103° 35' 26.00" Bujur Timur
J84	2° 46' 08.00" Lintang Selatan	103° 35' 26.00" Bujur Timur
J85	2° 46' 08.00" Lintang Selatan	103° 35' 50.00" Bujur Timur
J86	2° 46' 40.00" Lintang Selatan	103° 35' 50.00" Bujur Timur
J87	2° 46' 40.00" Lintang Selatan	103° 34' 44.00" Bujur Timur
J88	2° 46' 08.00" Lintang Selatan	103° 34' 44.00" Bujur Timur
J89	2° 46' 08.00" Lintang Selatan	103° 34' 18.00" Bujur Timur
J90	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	103° 34' 18.00" Bujur Timur
J91	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	103° 34' 00.00" Bujur Timur
J92	2° 48' 13.00" Lintang Selatan	103° 34' 00.00" Bujur Timur
J93	2° 48' 35.00" Lintang Selatan	103° 34' 16.00" Bujur Timur
J94	2° 49' 04.50" Lintang Selatan	103° 34' 00.00" Bujur Timur
J95	2° 51' 47.43" Lintang Selatan	103° 34' 00.00" Bujur Timur
J96	2° 51' 47.50" Lintang Selatan	103° 28' 11.24" Bujur Timur
J97	2° 44' 34.76" Lintang Selatan	103° 28' 11.24" Bujur Timur
J98	2° 44' 34.76" Lintang Selatan	103° 24' 15.17" Bujur Timur
J99	2° 39' 24.12" Lintang Selatan	103° 24' 15.17" Bujur Timur
J100	2° 39' 24.12" Lintang Selatan	103° 20' 10.19" Bujur Timur
J101	2° 34' 00.18" Lintang Selatan	103° 20' 10.33" Bujur Timur
J102	2° 34' 00.01" Lintang Selatan	103° 17' 21.29" Bujur Timur
J103	2° 28' 39.59" Lintang Selatan	103° 17' 21.29" Bujur Timur
J104	2° 28' 39.59" Lintang Selatan	103° 13' 21.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Suban di atas seluas lebih kurang 2.118,00 kilometer persegi.

14 dari 33

RAMBA

Titik	Lintang	Bujur
H1	2° 34' 31.80" Lintang Selatan	104° 05' 30.47" Bujur Timur
H2	2° 35' 07.75" Lintang Selatan	104° 07' 56.45" Bujur Timur
H3	2° 35' 07.82" Lintang Selatan	104° 07' 56.59" Bujur Timur
H4	2° 35' 45.64" Lintang Selatan	104° 08' 43.36" Bujur Timur
H5	2° 35' 41.63" Lintang Selatan	104° 08' 52.45" Bujur Timur
H6	2° 36' 01.79" Lintang Selatan	104° 09' 34.53" Bujur Timur
H7	2° 37' 16.66" Lintang Selatan	104° 09' 34.53" Bujur Timur
H8	2° 39' 00.69" Lintang Selatan	104° 09' 07.53" Bujur Timur
H9	2° 40' 18.80" Lintang Selatan	104° 11' 05.58" Bujur Timur
H10	2° 41' 20.72" Lintang Selatan	104° 10' 28.50" Bujur Timur
H11	2° 40' 12.68" Lintang Selatan	104° 08' 58.52" Bujur Timur
H12	2° 39' 14.73" Lintang Selatan	104° 08' 02.41" Bujur Timur
H13	2° 38' 08.86" Lintang Selatan	104° 07' 00.45" Bujur Timur
H14	2° 36' 25.55" Lintang Selatan	104° 06' 27.32" Bujur Timur

Wilayah kerja Ramba di atas seluas lebih kurang 47,40 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

KLUANG

Titik	Lintang	Bujur
B1	2° 37' 25.70" Lintang Selatan	103° 53' 25.54" Bujur Timur
B2	2° 37' 38.70" Lintang Selatan	103° 54' 02.56" Bujur Timur
B3	2° 39' 12.69" Lintang Selatan	103° 54' 51.56" Bujur Timur
B4	2° 38' 59.69" Lintang Selatan	103° 53' 01.59" Bujur Timur

Wilayah kerja Kluang di atas seluas lebih kurang 6,43 kilometer persegi.

KLUANG SIARAK -1

Titik	Lintang	Bujur
C1	2° 43' 00.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
C2	2° 43' 00.00" Lintang Selatan	104° 05' 51.12" Bujur Timur
C3	2° 41' 10.00" Lintang Selatan	104° 04' 50.00" Bujur Timur
C4	2° 41' 40.00" Lintang Selatan	104° 05' 50.00" Bujur Timur
C5	2° 42' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 45.72" Bujur Timur
C6	2° 42' 00.00" Lintang Selatan	104° 08' 00.00" Bujur Timur
C7	2° 42' 28.80" Lintang Selatan	104° 08' 00.00" Bujur Timur
C8	2° 42' 41.85" Lintang Selatan	104° 08' 32.64" Bujur Timur
C9	2° 43' 40.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
C10	2° 44' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
C11	2° 44' 00.00" Lintang Selatan	104° 02' 00.00" Bujur Timur
C12	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	104° 02' 00.00" Bujur Timur
C13	2° 45' 00.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Kluang Siarak -1 di atas seluas lebih kurang 33,13 kilometer persegi.




KLUANG SIARAK -2

Titik	Lintang	Bujur
D1	2° 39' 00.00" Lintang Selatan	104° 14' 00.00" Bujur Timur
D2	2° 39' 00.00" Lintang Selatan	104° 15' 00.00" Bujur Timur
D3	2° 40' 00.00" Lintang Selatan	104° 15' 00.00" Bujur Timur
D4	2° 40' 00.00" Lintang Selatan	104° 14' 00.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Kluang Siarak-2 di atas seluas lebih kurang 3,43 kilometer persegi.

KLUANG SIARAK -3

Titik	Lintang	Bujur
E1	2° 38' 00.00" Lintang Selatan	104° 16' 00.00" Bujur Timur
E2	2° 38' 00.00" Lintang Selatan	104° 17' 00.00" Bujur Timur
E3	2° 39' 00.00" Lintang Selatan	104° 17' 00.00" Bujur Timur
E4	2° 39' 00.00" Lintang Selatan	104° 16' 00.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Kluang Siarak-3 di atas seluas lebih kurang 3,43 kilometer persegi.

SUMBAGSEL -1

Titik	Lintang	Bujur
A1	4° 12' 12.71" Lintang Selatan	104° 41' 49.99" Bujur Timur
A2	4° 12' 14.29" Lintang Selatan	105° 48' 05.72" Bujur Timur
A3	4° 14' 00.13" Lintang Selatan	105° 48' 05.72" Bujur Timur
A4	4° 14' 00.13" Lintang Selatan	105° 51' 05.72" Bujur Timur
A5	4° 26' 00.06" Lintang Selatan	105° 51' 05.72" Bujur Timur
A6	4° 26' 00.05" Lintang Selatan	105° 54' 05.72" Bujur Timur

Handwritten signature

Handwritten text: 17 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
A7	4° 40' 59.96" Lintang Selatan	105° 54' 05.72" Bujur Timur
A8	4° 40' 59.96" Lintang Selatan	105° 51' 05.72" Bujur Timur
A9	4° 49' 59.91" Lintang Selatan	105° 51' 05.72" Bujur Timur
A10	4° 49' 59.91" Lintang Selatan	105° 54' 05.72" Bujur Timur
A11	4° 58' 59.85" Lintang Selatan	105° 54' 05.72" Bujur Timur
A12	4° 58' 59.85" Lintang Selatan	105° 51' 05.72" Bujur Timur
A13	5° 04' 59.82" Lintang Selatan	105° 51' 05.72" Bujur Timur
A14	5° 04' 59.82" Lintang Selatan	105° 30' 05.75" Bujur Timur
A15	4° 39' 59.97" Lintang Selatan	105° 30' 05.75" Bujur Timur
A16	4° 39' 59.97" Lintang Selatan	105° 20' 05.72" Bujur Timur
A17	4° 30' 00.04" Lintang Selatan	105° 20' 05.72" Bujur Timur
A18	4° 30' 00.04" Lintang Selatan	105° 00' 05.80" Bujur Timur
A19	4° 20' 00.10" Lintang Selatan	105° 00' 05.80" Bujur Timur
A20	4° 20' 01.35" Lintang Selatan	104° 41' 49.99" Bujur Timur

Wilayah kerja Sumbagsel-1 di atas seluas lebih kurang 6.676,00 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

**SUMBAGSEL - 2
(INCLUDED AREA)**

Titik	Lintang	Bujur
B1	2° 54' 14.00" Lintang Selatan	103° 03' 22.00" Bujur Timur
B2	2° 52' 22.80" Lintang Selatan	103° 07' 55.40" Bujur Timur
B3	2° 55' 40.20" Lintang Selatan	103° 11' 31.60" Bujur Timur
B4	2° 56' 07.40" Lintang Selatan	103° 13' 52.70" Bujur Timur
B5	2° 57' 00.00" Lintang Selatan	103° 13' 52.70" Bujur Timur
B6	2° 57' 00.00" Lintang Selatan	103° 16' 00.00" Bujur Timur
B7	2° 58' 00.00" Lintang Selatan	103° 16' 00.00" Bujur Timur
B8	2° 58' 00.00" Lintang Selatan	103° 18' 00.00" Bujur Timur
B9	2° 59' 00.00" Lintang Selatan	103° 18' 00.00" Bujur Timur
B10	2° 59' 00.00" Lintang Selatan	103° 19' 00.00" Bujur Timur
B11	3° 01' 57.70" Lintang Selatan	103° 19' 00.00" Bujur Timur
B12	3° 05' 24.00" Lintang Selatan	103° 26' 58.70" Bujur Timur
B13	3° 02' 58.60" Lintang Selatan	103° 27' 02.80" Bujur Timur
B14	3° 02' 58.60" Lintang Selatan	103° 27' 21.00" Bujur Timur
B15	3° 02' 09.60" Lintang Selatan	103° 26' 57.70" Bujur Timur
B16	2° 58' 40.50" Lintang Selatan	103° 23' 23.80" Bujur Timur
B17	2° 57' 37.50" Lintang Selatan	103° 19' 00.00" Bujur Timur
B18	2° 55' 00.00" Lintang Selatan	103° 19' 00.00" Bujur Timur
B19	2° 55' 00.00" Lintang Selatan	103° 36' 02.80" Bujur Timur
B20	2° 55' 12.00" Lintang Selatan	103° 36' 12.00" Bujur Timur
B21	3° 06' 17.00" Lintang Selatan	103° 40' 00.00" Bujur Timur
B22	3° 06' 17.00" Lintang Selatan	103° 44' 01.00" Bujur Timur
B23	3° 02' 06.00" Lintang Selatan	103° 42' 15.00" Bujur Timur

Ju 

Handwritten signature and mark 19 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
B24	3° 02' 06.00" Lintang Selatan	103° 46' 00.00" Bujur Timur
B25	3° 01' 00.00" Lintang Selatan	103° 46' 00.00" Bujur Timur
B26	3° 01' 00.00" Lintang Selatan	103° 49' 00.00" Bujur Timur
B27	3° 06' 00.00" Lintang Selatan	103° 49' 00.00" Bujur Timur
B28	3° 06' 00.00" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
B29	3° 08' 24.32" Lintang Selatan	103° 50' 00.00" Bujur Timur
B30	3° 08' 10.00" Lintang Selatan	103° 50' 35.00" Bujur Timur
B31	3° 18' 12.00" Lintang Selatan	103° 55' 40.00" Bujur Timur
B32	3° 20' 41.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
B33	3° 13' 51.00" Lintang Selatan	103° 58' 20.00" Bujur Timur
B34	3° 12' 19.85" Lintang Selatan	103° 56' 42.88" Bujur Timur
B35	3° 12' 19.85" Lintang Selatan	103° 59' 31.20" Bujur Timur
B36	3° 11' 00.00" Lintang Selatan	103° 59' 31.20" Bujur Timur
B37	3° 11' 00.00" Lintang Selatan	103° 57' 46.80" Bujur Timur
B38	3° 09' 15.00" Lintang Selatan	103° 57' 46.80" Bujur Timur
B39	3° 09' 15.00" Lintang Selatan	103° 56' 16.80" Bujur Timur
B40	3° 07' 30.00" Lintang Selatan	103° 56' 16.80" Bujur Timur
B41	3° 07' 30.00" Lintang Selatan	104° 02' 00.00" Bujur Timur
B42	3° 10' 00.00" Lintang Selatan	104° 02' 00.00" Bujur Timur
B43	3° 10' 00.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
B44	3° 12' 20.00" Lintang Selatan	104° 01' 00.00" Bujur Timur
B45	3° 12' 20.00" Lintang Selatan	104° 04' 00.00" Bujur Timur
B46	3° 11' 00.00" Lintang Selatan	104° 04' 00.00" Bujur Timur
B47	3° 11' 00.00" Lintang Selatan	104° 07' 24.00" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

20 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
B48	3° 10' 19.00" Lintang Selatan	104° 06' 56.00" Bujur Timur
B49	3° 08' 54.00" Lintang Selatan	104° 08' 24.00" Bujur Timur
B50	3° 08' 55.00" Lintang Selatan	104° 08' 54.00" Bujur Timur
B51	3° 09' 42.00" Lintang Selatan	104° 08' 55.00" Bujur Timur
B52	3° 09' 31.00" Lintang Selatan	104° 09' 55.00" Bujur Timur
B53	3° 10' 52.00" Lintang Selatan	104° 11' 10.00" Bujur Timur
B54	3° 12' 20.00" Lintang Selatan	104° 11' 15.00" Bujur Timur
B55	3° 14' 00.00" Lintang Selatan	104° 11' 56.00" Bujur Timur
B56	3° 14' 00.00" Lintang Selatan	104° 13' 30.00" Bujur Timur
B57	3° 15' 00.00" Lintang Selatan	104° 13' 30.00" Bujur Timur
B58	3° 15' 00.00" Lintang Selatan	104° 11' 00.00" Bujur Timur
B59	3° 19' 47.09" Lintang Selatan	104° 11' 00.00" Bujur Timur
B60	3° 19' 00.00" Lintang Selatan	104° 12' 18.00" Bujur Timur
B61	3° 19' 25.44" Lintang Selatan	104° 18' 12.44" Bujur Timur
B62	3° 18' 58.81" Lintang Selatan	104° 18' 12.44" Bujur Timur
B63	3° 18' 58.81" Lintang Selatan	104° 18' 36.73" Bujur Timur
B64	3° 18' 44.87" Lintang Selatan	104° 18' 36.73" Bujur Timur
B65	3° 18' 44.87" Lintang Selatan	104° 19' 57.56" Bujur Timur
B66	3° 19' 07.30" Lintang Selatan	104° 19' 57.56" Bujur Timur
B67	3° 19' 06.91" Lintang Selatan	104° 22' 15.00" Bujur Timur
B68	3° 19' 22.70" Lintang Selatan	104° 22' 15.00" Bujur Timur
B69	3° 19' 22.70" Lintang Selatan	104° 23' 11.37" Bujur Timur
B70	3° 21' 43.50" Lintang Selatan	104° 23' 20.70" Bujur Timur
B71	3° 21' 43.50" Lintang Selatan	104° 22' 43.20" Bujur Timur

Handwritten signature

Handwritten signature
21 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
B72	3° 23' 00.30" Lintang Selatan	104° 22' 43.20" Bujur Timur
B73	3° 23' 00.30" Lintang Selatan	104° 20' 24.60" Bujur Timur
B74	3° 21' 19.30" Lintang Selatan	104° 20' 24.60" Bujur Timur
B75	3° 21' 19.30" Lintang Selatan	104° 18' 59.00" Bujur Timur
B76	3° 22' 32.00" Lintang Selatan	104° 18' 59.00" Bujur Timur
B77	3° 22' 32.00" Lintang Selatan	104° 15' 02.00" Bujur Timur
B78	3° 26' 30.00" Lintang Selatan	104° 15' 02.00" Bujur Timur
B79	3° 26' 30.00" Lintang Selatan	104° 16' 00.00" Bujur Timur
B80	3° 25' 30.00" Lintang Selatan	104° 16' 00.00" Bujur Timur
B81	3° 25' 30.00" Lintang Selatan	104° 19' 39.00" Bujur Timur
B82	3° 27' 00.00" Lintang Selatan	104° 19' 39.00" Bujur Timur
B83	3° 27' 00.00" Lintang Selatan	104° 20' 00.00" Bujur Timur
B84	3° 27' 40.00" Lintang Selatan	104° 20' 00.00" Bujur Timur
B85	3° 27' 40.00" Lintang Selatan	104° 27' 00.00" Bujur Timur
B86	3° 29' 43.20" Lintang Selatan	104° 27' 00.00" Bujur Timur
B87	3° 29' 43.20" Lintang Selatan	104° 31' 23.30" Bujur Timur
B88	3° 39' 29.03" Lintang Selatan	104° 31' 22.39" Bujur Timur
B89	3° 39' 29.99" Lintang Selatan	104° 18' 45.00" Bujur Timur
B90	3° 44' 15.00" Lintang Selatan	104° 17' 20.00" Bujur Timur
B91	3° 49' 30.00" Lintang Selatan	104° 21' 00.00" Bujur Timur
B92	3° 51' 24.98" Lintang Selatan	104° 16' 54.98" Bujur Timur
B93	3° 54' 29.99" Lintang Selatan	104° 19' 09.98" Bujur Timur
B94	3° 54' 44.06" Lintang Selatan	104° 16' 00.01" Bujur Timur
B95	3° 56' 00.00" Lintang Selatan	104° 16' 00.01" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

22 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
B96	3° 56' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
B97	3° 57' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 00.00" Bujur Timur
B98	3° 57' 00.00" Lintang Selatan	104° 05' 00.02" Bujur Timur
B99	3° 55' 49.19" Lintang Selatan	104° 05' 00.02" Bujur Timur
B100	3° 58' 30.00" Lintang Selatan	103° 59' 25.01" Bujur Timur
B101	3° 58' 30.00" Lintang Selatan	103° 52' 00.00" Bujur Timur
B102	3° 59' 00.19" Lintang Selatan	103° 51' 58.84" Bujur Timur
B103	3° 59' 00.19" Lintang Selatan	103° 48' 58.80" Bujur Timur
B104	3° 53' 25.07" Lintang Selatan	103° 48' 58.80" Bujur Timur
B105	3° 53' 25.07" Lintang Selatan	103° 47' 53.62" Bujur Timur
B106	3° 50' 49.79" Lintang Selatan	103° 47' 53.62" Bujur Timur
B107	3° 50' 49.79" Lintang Selatan	103° 46' 27.12" Bujur Timur
B108	3° 49' 41.47" Lintang Selatan	103° 46' 27.12" Bujur Timur
B109	3° 49' 41.47" Lintang Selatan	103° 41' 36.21" Bujur Timur
B110	3° 46' 13.27" Lintang Selatan	103° 41' 36.21" Bujur Timur
B111	3° 46' 13.05" Lintang Selatan	103° 46' 54.24" Bujur Timur
B112	3° 39' 10.00" Lintang Selatan	103° 46' 54.12" Bujur Timur
B113	3° 39' 10.31" Lintang Selatan	103° 43' 28.88" Bujur Timur
B114	3° 38' 30.31" Lintang Selatan	103° 43' 28.88" Bujur Timur
B115	3° 38' 30.31" Lintang Selatan	103° 42' 58.91" Bujur Timur
B116	3° 39' 00.31" Lintang Selatan	103° 42' 58.91" Bujur Timur
B117	3° 39' 00.31" Lintang Selatan	103° 40' 58.92" Bujur Timur
B118	3° 39' 45.31" Lintang Selatan	103° 40' 58.92" Bujur Timur
B119	3° 39' 45.31" Lintang Selatan	103° 39' 28.94" Bujur Timur

[Handwritten signature]

23 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
B120	3° 39' 30.31" Lintang Selatan	103° 39' 28.94" Bujur Timur
B121	3° 39' 30.31" Lintang Selatan	103° 38' 10.00" Bujur Timur
B122	3° 38' 00.32" Lintang Selatan	103° 38' 10.00" Bujur Timur
B123	3° 38' 00.32" Lintang Selatan	103° 40' 16.69" Bujur Timur
B124	3° 37' 08.35" Lintang Selatan	103° 40' 16.69" Bujur Timur
B125	3° 35' 00.00" Lintang Selatan	103° 43' 58.80" Bujur Timur
B126	3° 34' 00.00" Lintang Selatan	103° 43' 58.80" Bujur Timur
B127	3° 34' 00.00" Lintang Selatan	103° 51' 00.00" Bujur Timur
B128	3° 33' 00.00" Lintang Selatan	103° 51' 00.00" Bujur Timur
B129	3° 33' 00.00" Lintang Selatan	103° 54' 00.00" Bujur Timur
B130	3° 37' 00.00" Lintang Selatan	103° 54' 00.00" Bujur Timur
B131	3° 37' 00.00" Lintang Selatan	103° 56' 42.00" Bujur Timur
B132	3° 31' 41.00" Lintang Selatan	103° 56' 42.00" Bujur Timur
B133	3° 31' 41.00" Lintang Selatan	103° 52' 00.00" Bujur Timur
B134	3° 30' 32.00" Lintang Selatan	103° 52' 00.00" Bujur Timur
B135	3° 30' 32.00" Lintang Selatan	103° 51' 28.00" Bujur Timur
B136	3° 29' 00.00" Lintang Selatan	103° 51' 28.00" Bujur Timur
B137	3° 29' 00.00" Lintang Selatan	103° 43' 58.80" Bujur Timur
B138	3° 27' 00.00" Lintang Selatan	103° 43' 58.80" Bujur Timur
B139	3° 19' 11.14" Lintang Selatan	103° 34' 55.20" Bujur Timur
B140	3° 22' 02.14" Lintang Selatan	103° 35' 06.00" Bujur Timur
B141	3° 23' 54.53" Lintang Selatan	103° 37' 12.00" Bujur Timur
B142	3° 28' 36.26" Lintang Selatan	103° 39' 57.60" Bujur Timur
B143	3° 30' 43.31" Lintang Selatan	103° 38' 16.80" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

24 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
B144	3° 28' 00.44" Lintang Selatan	103° 34' 30.00" Bujur Timur
B145	3° 22' 47.75" Lintang Selatan	103° 30' 46.80" Bujur Timur
B146	3° 18' 54.86" Lintang Selatan	103° 29' 24.00" Bujur Timur
B147	3° 18' 38.56" Lintang Selatan	103° 25' 55.20" Bujur Timur
B148	3° 16' 29.29" Lintang Selatan	103° 25' 55.20" Bujur Timur
B149	3° 16' 29.29" Lintang Selatan	103° 25' 13.11" Bujur Timur
B150	3° 15' 24.28" Lintang Selatan	103° 25' 13.11" Bujur Timur
B151	3° 15' 13.67" Lintang Selatan	103° 25' 00.80" Bujur Timur
B152	3° 15' 13.67" Lintang Selatan	103° 24' 13.83" Bujur Timur
B153	3° 14' 33.15" Lintang Selatan	103° 24' 13.83" Bujur Timur
B154	3° 14' 05.08" Lintang Selatan	103° 23' 41.28" Bujur Timur
B155	3° 14' 05.08" Lintang Selatan	103° 23' 12.59" Bujur Timur
B156	3° 13' 40.33" Lintang Selatan	103° 23' 12.59" Bujur Timur
B157	3° 12' 58.25" Lintang Selatan	103° 22' 23.80" Bujur Timur
B158	3° 12' 58.25" Lintang Selatan	103° 22' 12.22" Bujur Timur
B159	3° 12' 48.27" Lintang Selatan	103° 22' 12.22" Bujur Timur
B160	3° 12' 27.47" Lintang Selatan	103° 21' 48.11" Bujur Timur
B161	3° 12' 27.47" Lintang Selatan	103° 21' 44.23" Bujur Timur
B162	3° 12' 24.11" Lintang Selatan	103° 21' 44.23" Bujur Timur
B163	3° 12' 07.70" Lintang Selatan	103° 21' 25.20" Bujur Timur
B164	3° 11' 46.62" Lintang Selatan	103° 17' 39.26" Bujur Timur
B165	3° 19' 16.35" Lintang Selatan	103° 17' 35.76" Bujur Timur
B166	3° 19' 16.35" Lintang Selatan	103° 18' 09.44" Bujur Timur
B167	3° 20' 10.86" Lintang Selatan	103° 18' 09.44" Bujur Timur

25.11.2012

Titik	Lintang	Bujur
B168	3° 20' 10.86" Lintang Selatan	103° 19' 11.56" Bujur Timur
B169	3° 21' 24.72" Lintang Selatan	103° 19' 11.56" Bujur Timur
B170	3° 21' 24.72" Lintang Selatan	103° 18' 33.07" Bujur Timur
B171	3° 22' 01.65" Lintang Selatan	103° 18' 33.07" Bujur Timur
B172	3° 22' 01.65" Lintang Selatan	103° 18' 58.44" Bujur Timur
B173	3° 22' 42.09" Lintang Selatan	103° 18' 58.44" Bujur Timur
B174	3° 22' 42.09" Lintang Selatan	103° 18' 17.32" Bujur Timur
B175	3° 23' 06.71" Lintang Selatan	103° 18' 17.32" Bujur Timur
B176	3° 23' 06.71" Lintang Selatan	103° 17' 36.20" Bujur Timur
B177	3° 23' 17.26" Lintang Selatan	103° 17' 36.20" Bujur Timur
B178	3° 23' 17.26" Lintang Selatan	103° 17' 10.02" Bujur Timur
B179	3° 14' 15.00" Lintang Selatan	103° 06' 39.60" Bujur Timur
B180	3° 19' 06.28" Lintang Selatan	103° 02' 38.40" Bujur Timur
B181	3° 31' 41.63" Lintang Selatan	103° 09' 43.20" Bujur Timur
B182	3° 35' 37.08" Lintang Selatan	103° 08' 15.91" Bujur Timur
B183	3° 35' 37.22" Lintang Selatan	103° 05' 11.67" Bujur Timur
B184	3° 35' 29.61" Lintang Selatan	103° 05' 11.67" Bujur Timur
B185	3° 35' 29.61" Lintang Selatan	103° 04' 33.96" Bujur Timur
B186	3° 34' 39.78" Lintang Selatan	103° 04' 33.96" Bujur Timur
B187	3° 34' 39.78" Lintang Selatan	103° 04' 09.57" Bujur Timur
B188	3° 33' 30.35" Lintang Selatan	103° 04' 09.57" Bujur Timur
B189	3° 33' 30.35" Lintang Selatan	103° 03' 23.48" Bujur Timur
B190	3° 31' 16.74" Lintang Selatan	103° 03' 23.48" Bujur Timur
B191	3° 31' 16.74" Lintang Selatan	103° 02' 10.17" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

26 dan 33

Titik	Lintang	Bujur
B192	3° 29' 41.81" Lintang Selatan	103° 02' 10.17' Bujur Timur
B193	3° 29' 41.81" Lintang Selatan	103° 01' 06.29' Bujur Timur
B194	3° 27' 56.33" Lintang Selatan	103° 01' 06.29' Bujur Timur
B195	3° 27' 56.33" Lintang Selatan	103° 00' 01.20' Bujur Timur
B196	3° 26' 28.43" Lintang Selatan	103° 00' 01.20' Bujur Timur
B197	3° 26' 28.43" Lintang Selatan	102° 58' 59.20" Bujur Timur
B198	3° 24' 20.96" Lintang Selatan	102° 58' 59.20" Bujur Timur
B199	3° 24' 20.96" Lintang Selatan	102° 57' 29.80" Bujur Timur
B200	3° 23' 10.63" Lintang Selatan	102° 57' 29.80" Bujur Timur
B201	3° 23' 10.42" Lintang Selatan	102° 56' 22.37" Bujur Timur
B202	3° 22' 26.26" Lintang Selatan	102° 56' 22.55" Bujur Timur
B203	3° 22' 26.26" Lintang Selatan	102° 56' 30.47" Bujur Timur
B204	3° 21' 43.18" Lintang Selatan	102° 56' 30.47" Bujur Timur
B205	3° 21' 43.18" Lintang Selatan	102° 57' 09.18" Bujur Timur
B206	3° 20' 51.31" Lintang Selatan	102° 57' 09.18" Bujur Timur
B207	3° 20' 51.31" Lintang Selatan	102° 57' 52.92" Bujur Timur
B208	3° 19' 55.92" Lintang Selatan	102° 57' 52.92" Bujur Timur
B209	3° 19' 55.92" Lintang Selatan	102° 58' 31.42" Bujur Timur
B210	3° 19' 06.68" Lintang Selatan	102° 58' 31.42" Bujur Timur
B211	3° 19' 06.68" Lintang Selatan	102° 59' 08.16" Bujur Timur
B212	3° 18' 14.80" Lintang Selatan	102° 59' 08.16" Bujur Timur
B213	3° 18' 14.80" Lintang Selatan	102° 59' 51.11" Bujur Timur
B214	3° 17' 26.04" Lintang Selatan	102° 59' 51.11" Bujur Timur
B215	3° 17' 26.04" Lintang Selatan	103° 00' 25.90' Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

27 dan 33

Titik	Lintang	Bujur
B216	3° 16' 44.30" Lintang Selatan	103° 00' 25.90' Bujur Timur
B217	3° 16' 44.30" Lintang Selatan	103° 01' 06.71' Bujur Timur
B218	3° 15' 47.08" Lintang Selatan	103° 01' 06.71' Bujur Timur
B219	3° 15' 47.08" Lintang Selatan	103° 01' 49.58' Bujur Timur
B220	3° 14' 49.92" Lintang Selatan	103° 01' 49.58' Bujur Timur
B221	3° 14' 49.92" Lintang Selatan	103° 02' 39.45' Bujur Timur
B222	3° 13' 47.06" Lintang Selatan	103° 02' 39.45' Bujur Timur
B223	3° 13' 46.61" Lintang Selatan	103° 03' 13.04' Bujur Timur
B224	3° 13' 46.61" Lintang Selatan	103° 03' 23.19' Bujur Timur
B225	3° 12' 40.66" Lintang Selatan	103° 03' 23.19' Bujur Timur
B226	3° 12' 40.66" Lintang Selatan	103° 04' 04.31' Bujur Timur
B227	3° 11' 46.14" Lintang Selatan	103° 04' 04.31' Bujur Timur
B228	3° 11' 46.14" Lintang Selatan	103° 04' 28.37' Bujur Timur
B229	3° 10' 45.46" Lintang Selatan	103° 04' 28.37' Bujur Timur
B230	3° 10' 45.46" Lintang Selatan	103° 05' 13.86' Bujur Timur
B231	3° 09' 44.78" Lintang Selatan	103° 05' 13.86' Bujur Timur
B232	3° 09' 44.78" Lintang Selatan	103° 05' 33.99' Bujur Timur
B233	3° 08' 44.98" Lintang Selatan	103° 05' 33.99' Bujur Timur
B234	3° 08' 44.98" Lintang Selatan	103° 06' 01.11' Bujur Timur
B235	3° 07' 42.55" Lintang Selatan	103° 06' 01.11' Bujur Timur
B236	3° 07' 42.55" Lintang Selatan	103° 09' 17.96' Bujur Timur
B237	3° 06' 43.19" Lintang Selatan	103° 09' 17.96' Bujur Timur
B238	3° 06' 43.19" Lintang Selatan	103° 10' 24.01" Bujur Timur
B239	3° 05' 42.94" Lintang Selatan	103° 10' 24.01" Bujur Timur

[Handwritten signature]

28 dari 33

[Handwritten signature]

Titik	Lintang	Bujur
B240	3° 05' 42.94" Lintang Selatan	103° 11' 29.62" Bujur Timur
B241	3° 05' 15.68" Lintang Selatan	103° 11' 29.62" Bujur Timur
B242	3° 05' 15.68" Lintang Selatan	103° 12' 48.36" Bujur Timur
B243	3° 04' 51.93" Lintang Selatan	103° 12' 48.36" Bujur Timur
B244	3° 04' 51.93" Lintang Selatan	103° 13' 32.11" Bujur Timur
B245	3° 04' 28.19" Lintang Selatan	103° 13' 32.11" Bujur Timur
B246	3° 04' 28.19" Lintang Selatan	103° 14' 00.00" Bujur Timur
B247	3° 04' 00.00" Lintang Selatan	103° 14' 00.00" Bujur Timur
B248	3° 04' 00.00" Lintang Selatan	103° 11' 00.00" Bujur Timur
B249	3° 03' 00.00" Lintang Selatan	103° 11' 00.00" Bujur Timur
B250	3° 03' 00.00" Lintang Selatan	103° 10' 00.00" Bujur Timur
B251	3° 02' 00.00" Lintang Selatan	103° 10' 00.00" Bujur Timur
B252	3° 02' 00.00" Lintang Selatan	103° 09' 00.00" Bujur Timur
B253	3° 01' 00.00" Lintang Selatan	103° 09' 00.00" Bujur Timur
B254	3° 01' 00.00" Lintang Selatan	103° 08' 00.00" Bujur Timur
B255	3° 00' 00.00" Lintang Selatan	103° 08' 00.00" Bujur Timur
B256	3° 00' 00.00" Lintang Selatan	103° 07' 00.00" Bujur Timur
B257	2° 59' 00.00" Lintang Selatan	103° 07' 00.00" Bujur Timur
B258	2° 59' 00.00" Lintang Selatan	103° 06' 00.00" Bujur Timur
B259	2° 57' 00.00" Lintang Selatan	103° 06' 00.00" Bujur Timur
B260	2° 57' 00.00" Lintang Selatan	103° 05' 00.00" Bujur Timur
B261	2° 56' 00.00" Lintang Selatan	103° 05' 00.00" Bujur Timur
B262	2° 56' 00.00" Lintang Selatan	103° 03' 22.00" Bujur Timur

[Handwritten signature]

29 dan 33

[Handwritten signature]

SUMBAGSEL- 2 (EXLUDED AREA-1)

Titik	Lintang	Bujur
B263	3° 31' 54.98" Lintang Selatan	104° 09' 15.01" Bujur Timur
B264	3° 38' 12.00" Lintang Selatan	104° 06' 50.00" Bujur Timur
B265	3° 40' 00.00" Lintang Selatan	104° 06' 50.00" Bujur Timur
B266	3° 40' 00.00" Lintang Selatan	104° 09' 06.00" Bujur Timur
B267	3° 44' 29.00" Lintang Selatan	104° 09' 06.00" Bujur Timur
B268	3° 44' 29.00" Lintang Selatan	104° 11' 25.00" Bujur Timur
B269	3° 32' 28.00" Lintang Selatan	104° 14' 49.99" Bujur Timur

SUMBAGSEL- 2 (EXLUDED AREA-2)

Titik	Lintang	Bujur
B270	3° 09' 09.00" Lintang Selatan	103° 23' 25.49" Bujur Timur
B271	3° 09' 18.99" Lintang Selatan	103° 23' 15.21" Bujur Timur
B272	3° 11' 34.71" Lintang Selatan	103° 23' 15.21" Bujur Timur
B273	3° 11' 34.71" Lintang Selatan	103° 24' 15.14" Bujur Timur
B274	3° 12' 27.47" Lintang Selatan	103° 24' 15.14" Bujur Timur
B275	3° 12' 27.47" Lintang Selatan	103° 25' 12.89" Bujur Timur
B276	3° 13' 00.00" Lintang Selatan	103° 25' 12.89" Bujur Timur
B277	3° 13' 00.00" Lintang Selatan	103° 26' 00.00" Bujur Timur
B278	3° 13' 26.39" Lintang Selatan	103° 26' 00.00" Bujur Timur
B279	3° 13' 26.39" Lintang Selatan	103° 26' 13.25" Bujur Timur
B280	3° 14' 05.08" Lintang Selatan	103° 26' 13.25" Bujur Timur
B281	3° 14' 05.08" Lintang Selatan	103° 27' 11.87" Bujur Timur



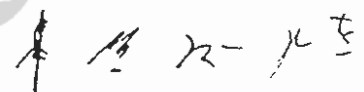

30 dari 33

Titik	Lintang	Bujur
B282	3° 14' 29.70" Lintang Selatan	103° 27' 11.87" Bujur Timur
B283	3° 14' 29.70" Lintang Selatan	103° 28' 13.98" Bujur Timur
B284	3° 14' 56.96" Lintang Selatan	103° 28' 13.98" Bujur Timur
B285	3° 14' 56.96" Lintang Selatan	103° 29' 00.00" Bujur Timur
B286	3° 14' 04.86" Lintang Selatan	103° 29' 00.00" Bujur Timur
B287	3° 10' 28.00" Lintang Selatan	103° 24' 49.00" Bujur Timur
B288	3° 10' 00.00" Lintang Selatan	103° 24' 41.00" Bujur Timur

SUMBAGSEL- 2 (EXLUDED AREA-3)

Titik	Lintang	Bujur
B289	2° 59' 38.80" Lintang Selatan	103° 28' 06.70" Bujur Timur
B290	3° 05' 01.30" Lintang Selatan	103° 30' 54.90" Bujur Timur
B291	3° 05' 37.90" Lintang Selatan	103° 32' 01.50" Bujur Timur
B292	3° 02' 53.10" Lintang Selatan	103° 31' 19.90" Bujur Timur

Wilayah kerja Sumbagsel-2 di atas seluas lebih kurang 8.603,00 Kilometer persegi

SUMBAGSEL-3

Titik	Lintang	Bujur
C1	3° 11' 12.00" Lintang Selatan	104° 1' 04.00" Bujur Timur
C2	3° 11' 03.00" Lintang Selatan	104° 1' 11.00" Bujur Timur
C3	3° 11' 18.00" Lintang Selatan	104° 2' 20.00" Bujur Timur
C4	3° 12' 13.00" Lintang Selatan	104° 2' 19.00" Bujur Timur
C5	3° 12' 03.00" Lintang Selatan	104° 1' 43.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Sumbagsel-3 di atas seluas lebih kurang 3,03 kilometer persegi.

ARAHAN BLOCK

Titik	Lintang	Bujur
D1	3° 40' 15.33" Lintang Selatan	103° 39' 36.67" Bujur Timur
D2	3° 40' 15.33" Lintang Selatan	103° 43' 05.00" Bujur Timur
D3	3° 41' 30.33" Lintang Selatan	103° 43' 05.00" Bujur Timur
D4	3° 41' 30.33" Lintang Selatan	103° 41' 00.00" Bujur Timur
D5	3° 42' 50.00" Lintang Selatan	103° 41' 00.00" Bujur Timur
D6	3° 42' 50.00" Lintang Selatan	103° 38' 32.00" Bujur Timur
D7	3° 41' 30.33" Lintang Selatan	103° 38' 32.00" Bujur Timur
D8	3° 41' 30.33" Lintang Selatan	103° 39' 36.67" Bujur Timur

Wilayah kerja Arahana di atas seluas lebih kurang 26,10 kilometer persegi.

RAMOK

Titik	Lintang	Bujur
E1	3° 39' 40.34" Lintang Selatan	103° 32' 52.00" Bujur Timur
E2	3° 39' 40.34" Lintang Selatan	103° 36' 26.67" Bujur Timur
E3	3° 40' 30.33" Lintang Selatan	103° 36' 26.67" Bujur Timur
E4	3° 40' 30.33" Lintang Selatan	103° 35' 46.67" Bujur Timur
E5	3° 41' 00.33" Lintang Selatan	103° 35' 46.67" Bujur Timur
E6	3° 41' 00.33" Lintang Selatan	103° 35' 26.65" Bujur Timur
E7	3° 41' 30.33" Lintang Selatan	103° 35' 26.65" Bujur Timur
E8	3° 41' 30.33" Lintang Selatan	103° 33' 56.70" Bujur Timur
E9	3° 40' 40.00" Lintang Selatan	103° 33' 56.70" Bujur Timur
E10	3° 40' 40.00" Lintang Selatan	103° 32' 52.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Ramok di atas seluas lebih kurang 16,52 kilometer persegi.

SENABING

Titik	Lintang	Bujur
F1	3° 43' 03.32" Lintang Selatan	103° 33' 33.00" Bujur Timur
F2	3° 43' 03.32" Lintang Selatan	103° 35' 38.68" Bujur Timur
F3	3° 43' 43.32" Lintang Selatan	103° 35' 38.68" Bujur Timur
F4	3° 43' 43.32" Lintang Selatan	103° 35' 18.66" Bujur Timur
F5	3° 44' 00.00" Lintang Selatan	103° 35' 18.66" Bujur Timur
F6	3° 44' 00.00" Lintang Selatan	103° 33' 33.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Senabing di atas seluas lebih kurang 6,46 kilometer persegi.

8 13 22-11 33 dari 33

LAMPIRAN "A"

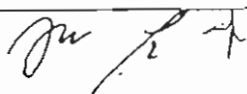
Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari Kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT PERTAMINA (Persero) tanggal..... bulan..... tahun di Jawa Area : JBB, L. Parigi, X-Ray, JBT-1, JBT-2, JBT-3, JBT-4, JBT-5, JBT-6, JBT-7, Poleng.

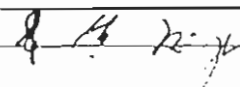
Wilayah Kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak. -

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

JAWA BAGIAN BARAT (JBB)

Point	Lintang	Bujur
A1	6° 01' 00.51" Lintang Selatan	106° 39' 26.48" Bujur Timur
A2	6° 01' 00.51" Lintang Selatan	106° 43' 08.30" Bujur Timur
A3	6° 04' 59.76" Lintang Selatan	106° 43' 08.30" Bujur Timur
A4	6° 04' 59.76" Lintang Selatan	106° 44' 09.24" Bujur Timur
A5	6° 06' 00.79" Lintang Selatan	106° 44' 09.24" Bujur Timur
A6	6° 06' 00.79" Lintang Selatan	106° 47' 05.36" Bujur Timur
A7	6° 06' 13.33" Lintang Selatan	106° 47' 05.36" Bujur Timur
Shoreline		
A8	6° 06' 22.84" Lintang Selatan	106° 52' 00.00" Bujur Timur
A9	6° 05' 45.06" Lintang Selatan	106° 52' 00.00" Bujur Timur
A10	6° 05' 45.06" Lintang Selatan	106° 54' 22.21" Bujur Timur
A11	6° 04' 53.40" Lintang Selatan	106° 54' 22.21" Bujur Timur
A12	6° 04' 53.10" Lintang Selatan	106° 55' 59.10" Bujur Timur
A13	5° 54' 53.83" Lintang Selatan	106° 55' 59.10" Bujur Timur
A14	5° 54' 54.64" Lintang Selatan	107° 01' 00.00" Bujur Timur
Shoreline		
A15	6° 46' 12.62" Lintang Selatan	108° 36' 26.42" Bujur Timur



 1 dari 19

Point	Lintang	Bujur
A16	6° 46' 12.62" Lintang Selatan	108° 38' 47.59" Bujur Timur
A17	6° 45' 31.01" Lintang Selatan	108° 38' 47.59" Bujur Timur
A18	6° 45' 31.01" Lintang Selatan	108° 40' 30.01" Bujur Timur
A19	6° 48' 35.27" Lintang Selatan	108° 40' 30.01" Bujur Timur
A20	6° 48' 35.27" Lintang Selatan	108° 48' 10.83" Bujur Timur
A21	6° 46' 35.85" Lintang Selatan	108° 48' 10.83" Bujur Timur
A22	6° 46' 35.85" Lintang Selatan	108° 53' 18.06" Bujur Timur
A23	6° 49' 05.98" Lintang Selatan	108° 53' 18.06" Bujur Timur
A24	6° 49' 05.98" Lintang Selatan	108° 59' 41.24" Bujur Timur
A25	6° 47' 33.85" Lintang Selatan	108° 59' 41.24" Bujur Timur
A26	6° 47' 33.85" Lintang Selatan	109° 06' 08.70" Bujur Timur
A27	6° 51' 43.78" Lintang Selatan	109° 06' 08.70" Bujur Timur
A28	6° 51' 43.77" Lintang Selatan	109° 22' 30.11" Bujur Timur
A29	6° 51' 13.07" Lintang Selatan	109° 22' 30.11" Bujur Timur
A30	6° 51' 13.07" Lintang Selatan	109° 24' 43.26" Bujur Timur
A31	6° 50' 13.36" Lintang Selatan	109° 24' 43.26" Bujur Timur
A32	6° 50' 13.36" Lintang Selatan	109° 27' 30.53" Bujur Timur
A33	6° 49' 05.12" Lintang Selatan	109° 27' 30.53" Bujur Timur
A34	6° 49' 05.12" Lintang Selatan	109° 29' 04.38" Bujur Timur
A35	6° 47' 24.46" Lintang Selatan	109° 29' 04.38" Bujur Timur
A36	6° 47' 24.46" Lintang Selatan	109° 30' 21.20" Bujur Timur
A37	6° 48' 31.00" Lintang Selatan	109° 30' 21.20" Bujur Timur
A38	6° 48' 31.00" Lintang Selatan	109° 32' 27.49" Bujur Timur
A39	6° 49' 49.48" Lintang Selatan	109° 32' 27.49" Bujur Timur

Handwritten signature

2 dari 19

Handwritten signature

Point	Lintang	Bujur
A40	6° 49' 49.48" Lintang Selatan	109° 35' 48.90" Bujur Timur
A41	6° 50' 52.59" Lintang Selatan	109° 35' 48.90" Bujur Timur
A42	6° 50' 52.59" Lintang Selatan	109° 39' 15.44" Bujur Timur
A43	6° 51' 25.01" Lintang Selatan	109° 39' 15.44" Bujur Timur
A44	6° 51' 25.01" Lintang Selatan	109° 42' 14.66" Bujur Timur
A45	6° 52' 16.18" Lintang Selatan	109° 42' 14.66" Bujur Timur
A46	6° 52' 16.18" Lintang Selatan	109° 45' 04.06" Bujur Timur
A47	7° 05' 43.80" Lintang Selatan	109° 45' 04.06" Bujur Timur
A48	7° 05' 43.80" Lintang Selatan	109° 04' 06.29" Bujur Timur
A49	7° 20' 00.00" Lintang Selatan	109° 04' 06.29" Bujur Timur
A50	7° 20' 00.00" Lintang Selatan	108° 38' 00.00" Bujur Timur
A51	7° 39' 58.86" Lintang Selatan	108° 38' 00.00" Bujur Timur
A52	7° 39' 58.86" Lintang Selatan	108° 30' 04.62" Bujur Timur
A53	7° 49' 58.80" Lintang Selatan	108° 30' 04.62" Bujur Timur
A54	7° 49' 58.80" Lintang Selatan	108° 15' 04.72" Bujur Timur
A55	7° 44' 58.83" Lintang Selatan	108° 15' 04.72" Bujur Timur
A56	7° 44' 58.84" Lintang Selatan	107° 50' 04.87" Bujur Timur
A57	7° 39' 58.87" Lintang Selatan	107° 50' 04.87" Bujur Timur
A58	7° 39' 58.87" Lintang Selatan	107° 40' 04.99" Bujur Timur
A59	7° 34' 58.90" Lintang Selatan	107° 40' 04.99" Bujur Timur
A60	7° 34' 58.90" Lintang Selatan	107° 30' 05.05" Bujur Timur
A61	7° 29' 58.93" Lintang Selatan	107° 30' 05.05" Bujur Timur
A62	7° 29' 58.94" Lintang Selatan	107° 05' 05.25" Bujur Timur
A63	7° 24' 58.96" Lintang Selatan	107° 05' 05.25" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

3 dari 19

Point	Lintang	Bujur
A64	7° 24' 58.98" Lintang Selatan	106° 25' 05.51" Bujur Timur
A65	7° 19' 59.00" Lintang Selatan	106° 25' 05.51" Bujur Timur
A66	7° 19' 59.00" Lintang Selatan	106° 20' 05.56" Bujur Timur
A67	7° 14' 59.04" Lintang Selatan	106° 20' 05.56" Bujur Timur
A68	7° 14' 59.04" Lintang Selatan	106° 25' 05.51" Bujur Timur
A69	7° 09' 59.07" Lintang Selatan	106° 25' 05.51" Bujur Timur
A70	7° 09' 59.06" Lintang Selatan	106° 30' 05.46" Bujur Timur
A71	6° 58' 19.50" Lintang Selatan	106° 29' 59.69" Bujur Timur
A72	6° 58' 19.50" Lintang Selatan	106° 40' 52.19" Bujur Timur
A73	7° 02' 41.93" Lintang Selatan	106° 40' 54.02" Bujur Timur
A74	7° 02' 39.43" Lintang Selatan	106° 51' 44.68" Bujur Timur
A75	7° 09' 48.00" Lintang Selatan	106° 51' 46.99" Bujur Timur
A76	7° 09' 49.12" Lintang Selatan	107° 00' 55.56" Bujur Timur
A77	7° 15' 47.11" Lintang Selatan	107° 00' 57.34" Bujur Timur
A78	7° 15' 49.84" Lintang Selatan	107° 12' 46.88" Bujur Timur
A79	7° 23' 28.97" Lintang Selatan	107° 12' 45.17" Bujur Timur
A80	7° 23' 31.36" Lintang Selatan	107° 36' 13.49" Bujur Timur
A81	7° 28' 01.90" Lintang Selatan	107° 36' 13.49" Bujur Timur
A82	7° 28' 07.20" Lintang Selatan	107° 52' 37.58" Bujur Timur
A83	7° 31' 44.70" Lintang Selatan	107° 52' 37.58" Bujur Timur
A84	7° 31' 44.70" Lintang Selatan	108° 04' 28.91" Bujur Timur
A85	7° 24' 57.70" Lintang Selatan	108° 04' 31.82" Bujur Timur
A86	7° 25' 00.52" Lintang Selatan	108° 17' 15.76" Bujur Timur
A87	7° 17' 41.14" Lintang Selatan	108° 17' 15.76" Bujur Timur

Handwritten signature and date: 14/2/2012

Handwritten signature

Point	Lintang	Bujur
A88	7° 17' 41.14" Lintang Selatan	108° 26' 43.75" Bujur Timur
A89	7° 10' 59.03" Lintang Selatan	108° 26' 44.64" Bujur Timur
A90	7° 10' 59.03" Lintang Selatan	108° 33' 02.17" Bujur Timur
A91	7° 14' 46.90" Lintang Selatan	108° 33' 02.17" Bujur Timur
A92	7° 14' 46.90" Lintang Selatan	108° 43' 41.58" Bujur Timur
A93	7° 10' 59.03" Lintang Selatan	108° 43' 41.58" Bujur Timur
A94	7° 10' 59.03" Lintang Selatan	108° 49' 04.65" Bujur Timur
A95	7° 05' 50.37" Lintang Selatan	108° 49' 04.65" Bujur Timur
A96	7° 05' 50.37" Lintang Selatan	108° 28' 57.41" Bujur Timur
A97	6° 59' 59.10" Lintang Selatan	108° 28' 57.41" Bujur Timur
A98	6° 59' 59.10" Lintang Selatan	108° 30' 04.62" Bujur Timur
A99	6° 49' 00.10" Lintang Selatan	108° 30' 03.98" Bujur Timur
A100	6° 49' 00.00" Lintang Selatan	107° 58' 00.00" Bujur Timur
A101	6° 39' 00.00" Lintang Selatan	107° 58' 00.00" Bujur Timur
A102	6° 39' 00.00" Lintang Selatan	107° 41' 00.00" Bujur Timur
A103	6° 33' 00.00" Lintang Selatan	107° 41' 00.00" Bujur Timur
A104	6° 33' 00.00" Lintang Selatan	107° 24' 00.00" Bujur Timur
A105	6° 29' 00.00" Lintang Selatan	107° 24' 00.00" Bujur Timur
A106	6° 29' 00.00" Lintang Selatan	107° 10' 00.00" Bujur Timur
A107	6° 26' 00.00" Lintang Selatan	107° 10' 00.00" Bujur Timur
A108	6° 26' 00.00" Lintang Selatan	107° 02' 00.00" Bujur Timur
A109	6° 27' 00.00" Lintang Selatan	107° 02' 00.00" Bujur Timur
A110	6° 27' 00.00" Lintang Selatan	106° 49' 00.00" Bujur Timur
A111	6° 22' 00.00" Lintang Selatan	106° 49' 00.00" Bujur Timur

16/12/2012

3 dari 12

Point	Lintang	Bujur
A112	6° 22' 00.00" Lintang Selatan	106° 45' 00.00" Bujur Timur
A113	6° 12' 59.13" Lintang Selatan	106° 45' 00.32" Bujur Timur
A114	6° 12' 59.40" Lintang Selatan	106° 40' 05.40" Bujur Timur
A115	6° 02' 59.46" Lintang Selatan	106° 40' 05.40" Bujur Timur
A116	6° 02' 59.46" Lintang Selatan	106° 39' 26.48" Bujur Timur

Wilayah Kerja Jawa Bagian Barat (JBB) di atas seluas lebih-kurang 23.320,00 kilometer persegi.

L. PARIGI

Titik	Lintang	Bujur
B1	5° 44' 49.94" Lintang Selatan	107° 28' 14.94" Bujur Timur
B2	5° 44' 49.94" Lintang Selatan	107° 32' 35.40" Bujur Timur
B3	5° 49' 10.83" Lintang Selatan	107° 32' 35.40" Bujur Timur
B4	5° 49' 10.83" Lintang Selatan	107° 33' 08.99" Bujur Timur
B5	5° 51' 49.27" Lintang Selatan	107° 33' 08.99" Bujur Timur
B6	5° 51' 49.27" Lintang Selatan	107° 33' 40.96" Bujur Timur
B7	6° 00' 29.31" Lintang Selatan	107° 33' 40.96" Bujur Timur
B8	6° 00' 30.91" Lintang Selatan	107° 29' 55.63" Bujur Timur
B9	5° 57' 09.32" Lintang Selatan	107° 29' 55.63" Bujur Timur
B10	5° 57' 09.32" Lintang Selatan	107° 29' 22.07" Bujur Timur
B11	5° 54' 27.70" Lintang Selatan	107° 29' 22.07" Bujur Timur
B12	5° 54' 27.70" Lintang Selatan	107° 28' 50.10" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

6 dari 19

Titik	Lintang	Bujur
B13	5° 49' 39.64" Lintang Selatan	107° 28' 50.10" Bujur Timur
B14	5° 49' 39.64" Lintang Selatan	107° 28' 13.38" Bujur Timur

Wilayah Kerja L. Parigi di atas seluas lebih-kurang 231,00 kilometer persegi.

X - RAY

Titik	Lintang	Bujur
C1	6° 05' 00.00" Lintang Selatan	108° 32' 00.00" Bujur Timur
C2	6° 05' 00.00" Lintang Selatan	108° 42' 00.00" Bujur Timur
C3	6° 07' 00.00" Lintang Selatan	108° 42' 00.00" Bujur Timur
C4	6° 07' 00.00" Lintang Selatan	108° 46' 45.00" Bujur Timur
C5	6° 21' 00.00" Lintang Selatan	108° 46' 55.00" Bujur Timur
C6	6° 21' 00.00" Lintang Selatan	108° 37' 00.00" Bujur Timur
C7	6° 18' 00.00" Lintang Selatan	108° 37' 00.00" Bujur Timur
C8	6° 18' 00.00" Lintang Selatan	108° 33' 00.00" Bujur Timur
C9	6° 16' 00.00" Lintang Selatan	108° 33' 00.00" Bujur Timur
C10	6° 16' 00.00" Lintang Selatan	108° 28' 00.00" Bujur Timur
C11	6° 13' 00.00" Lintang Selatan	108° 28' 00.00" Bujur Timur
C12	6° 13' 00.00" Lintang Selatan	108° 32' 00.00" Bujur Timur

Wilayah Kerja X-Ray di atas seluas lebih-kurang 760,20 kilometer persegi .

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten mark

JAWA BAGIAN TIMUR (JBT) -1

Titik	Lintang	Bujur
A1	6° 54' 59.12" Lintang Selatan	109° 45' 04.06" Bujur Timur
A2	6° 54' 59.12" Lintang Selatan	110° 20' 03.80" Bujur Timur
A3	6° 59' 59.09" Lintang Selatan	110° 20' 03.80" Bujur Timur
A4	6° 59' 59.09" Lintang Selatan	110° 25' 03.78" Bujur Timur
A5	6° 54' 59.11" Lintang Selatan	110° 25' 03.78" Bujur Timur
A6	6° 55' 03.61" Lintang Selatan	110° 30' 03.74" Bujur Timur
A7	7° 09' 37.58" Lintang Selatan	110° 30' 03.74" Bujur Timur
A8	7° 09' 37.58" Lintang Selatan	110° 15' 32.65" Bujur Timur
A9	7° 07' 03.95" Lintang Selatan	110° 15' 32.65" Bujur Timur
A10	7° 07' 03.95" Lintang Selatan	109° 45' 04.06" Bujur Timur

- Wilayah Kerja Jawa Bagian Timur (JBT)-1 di atas seluas lebih-kurang 1.894,00 kilometer persegi .

JAWA BAGIAN TIMUR (JBT) -2

Titik	Lintang	Bujur
B1	6° 24' 59.30" Lintang Selatan	110° 40' 03.67" Bujur Timur
B2	6° 24' 59.29" Lintang Selatan	111° 05' 03.47" Bujur Timur
B3	6° 49' 59.14" Lintang Selatan	111° 05' 03.47" Bujur Timur
B4	6° 49' 59.14" Lintang Selatan	110° 40' 03.67" Bujur Timur
B5	6° 53' 56.12" Lintang Selatan	110° 40' 03.67" Bujur Timur
B6	6° 53' 56.12" Lintang Selatan	110° 30' 03.74" Bujur Timur
B7	6° 49' 59.15" Lintang Selatan	110° 30' 03.74" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
B8	6° 49' 59.15" Lintang Selatan	110° 35' 03.69" Bujur Timur
B9	6° 39' 59.21" Lintang Selatan	110° 35' 03.69" Bujur Timur
B10	6° 39' 59.20" Lintang Selatan	110° 40' 03.67" Bujur Timur

Wilayah Kerja Jawa Bagian Timur (JBT)-2 di atas seluas lebih-kurang 2.433,00 kilometer persegi .

JAWA BAGIAN TIMUR (JBT) -3

Titik	Lintang	Bujur
C1	7° 01' 43.00" Lintang Selatan	111° 05' 00.00" Bujur Timur
C2	7° 01' 43.00" Lintang Selatan	111° 15' 10.25" Bujur Timur
C3	7° 00' 01.15" Lintang Selatan	111° 18' 48.03" Bujur Timur
C4	7° 01' 32.23" Lintang Selatan	111° 18' 48.09" Bujur Timur
C5	7° 01' 32.18" Lintang Selatan	111° 20' 03.03" Bujur Timur
C6	7° 03' 01.06" Lintang Selatan	111° 20' 03.10" Bujur Timur
C7	7° 03' 00.94" Lintang Selatan	111° 22' 34.59" Bujur Timur
C8	7° 01' 58.48" Lintang Selatan	111° 22' 34.54" Bujur Timur
C9	7° 01' 58.33" Lintang Selatan	111° 25' 14.45" Bujur Timur
C10	7° 00' 26.82" Lintang Selatan	111° 25' 14.45" Bujur Timur
C11	7° 00' 26.78" Lintang Selatan	111° 25' 51.78" Bujur Timur
C12	6° 58' 12.67" Lintang Selatan	111° 25' 51.64" Bujur Timur
C13	6° 58' 12.67" Lintang Selatan	111° 26' 29.33" Bujur Timur
C14	6° 57' 37.36" Lintang Selatan	111° 26' 29.33" Bujur Timur
C15	6° 57' 37.33" Lintang Selatan	111° 26' 56.34" Bujur Timur
C16	6° 56' 12.85" Lintang Selatan	111° 26' 56.27" Bujur Timur

Aw

Handwritten signature

9 dari 19

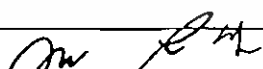
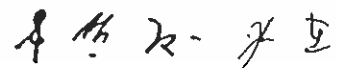
Titik	Lintang	Bujur
C17	6° 55' 15.00" Lintang Selatan	111° 29' 00.00" Bujur Timur
C18	6° 55' 15.00" Lintang Selatan	111° 31' 28.06" Bujur Timur
C19	6° 57' 00.82" Lintang Selatan	111° 31' 28.19" Bujur Timur
C20	6° 56' 59.78" Lintang Selatan	111° 32' 20.13" Bujur Timur
C21	6° 58' 04.10" Lintang Selatan	111° 32' 21.83" Bujur Timur
C22	6° 58' 52.93" Lintang Selatan	111° 32' 09.34" Bujur Timur
C23	6° 58' 52.83" Lintang Selatan	111° 33' 29.77" Bujur Timur
C24	6° 58' 11.89" Lintang Selatan	111° 33' 29.80" Bujur Timur
C25	6° 58' 11.77" Lintang Selatan	111° 34' 22.89" Bujur Timur
C26	6° 57' 58.71" Lintang Selatan	111° 34' 22.85" Bujur Timur
C27	6° 57' 58.59" Lintang Selatan	111° 34' 42.13" Bujur Timur
C28	6° 57' 08.30" Lintang Selatan	111° 34' 42.02" Bujur Timur
C29	6° 57' 08.48" Lintang Selatan	111° 34' 58.61" Bujur Timur
C30	6° 56' 47.17" Lintang Selatan	111° 34' 58.60" Bujur Timur
C31	6° 56' 47.10" Lintang Selatan	111° 35' 58.16" Bujur Timur
C32	6° 56' 16.82" Lintang Selatan	111° 35' 58.10" Bujur Timur
C33	6° 57' 24.07" Lintang Selatan	111° 38' 00.00" Bujur Timur
C34	6° 51' 42.12" Lintang Selatan	111° 38' 00.00" Bujur Timur
C35	6° 51' 41.33" Lintang Selatan	111° 50' 00.00" Bujur Timur
C36	7° 04' 00.00" Lintang Selatan	111° 50' 00.00" Bujur Timur
C37	7° 05' 05.33" Lintang Selatan	111° 51' 56.46" Bujur Timur
C38	7° 05' 05.88" Lintang Selatan	111° 46' 44.80" Bujur Timur
C39	7° 06' 12.04" Lintang Selatan	111° 46' 44.80" Bujur Timur
C40	7° 06' 12.05" Lintang Selatan	111° 45' 47.78" Bujur Timur

M. R. M.

R. H. R. - J. S.

10 dari 19

Titik	Lintang	Bujur
C41	7° 06' 03.92" Lintang Selatan	111° 45' 47.77" Bujur Timur
C42	7° 06' 03.93" Lintang Selatan	111° 44' 58.89" Bujur Timur
C43	7° 06' 12.07" Lintang Selatan	111° 44' 58.89" Bujur Timur
C44	7° 06' 12.07" Lintang Selatan	111° 44' 26.30" Bujur Timur
C45	7° 05' 23.24" Lintang Selatan	111° 44' 26.29" Bujur Timur
C46	7° 05' 23.25" Lintang Selatan	111° 43' 21.11" Bujur Timur
C47	7° 05' 15.11" Lintang Selatan	111° 43' 21.11" Bujur Timur
C48	7° 05' 15.12" Lintang Selatan	111° 43' 03.65" Bujur Timur
C49	7° 06' 57.44" Lintang Selatan	111° 43' 03.79" Bujur Timur
C50	7° 06' 57.79" Lintang Selatan	111° 39' 08.30" Bujur Timur
C51	7° 03' 42.76" Lintang Selatan	111° 39' 08.03" Bujur Timur
C52	7° 03' 41.53" Lintang Selatan	111° 34' 39.67" Bujur Timur
C53	7° 03' 49.67" Lintang Selatan	111° 34' 39.67" Bujur Timur
C54	7° 03' 49.67" Lintang Selatan	111° 34' 51.89" Bujur Timur
C55	7° 04' 14.09" Lintang Selatan	111° 34' 51.89" Bujur Timur
C56	7° 04' 14.08" Lintang Selatan	111° 34' 39.66" Bujur Timur
C57	7° 05' 01.43" Lintang Selatan	111° 34' 39.66" Bujur Timur
C58	7° 06' 03.58" Lintang Selatan	111° 33' 54.85" Bujur Timur
C59	7° 06' 03.58" Lintang Selatan	111° 33' 32.85" Bujur Timur
C60	7° 08' 49.13" Lintang Selatan	111° 33' 32.98" Bujur Timur
C61	7° 08' 49.45" Lintang Selatan	111° 28' 52.44" Bujur Timur
C62	7° 09' 31.06" Lintang Selatan	111° 28' 52.52" Bujur Timur
C63	7° 09' 31.09" Lintang Selatan	111° 28' 18.90" Bujur Timur
C64	7° 09' 51.13" Lintang Selatan	111° 28' 18.90" Bujur Timur

11 dari 19

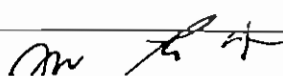
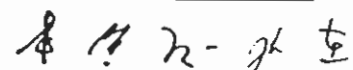
Titik	Lintang	Bujur
C65	7° 09' 51.19" Lintang Selatan	111° 27' 18.42" Bujur Timur
C66	7° 10' 15.43" Lintang Selatan	111° 27' 16.36" Bujur Timur
C67	7° 10' 15.46" Lintang Selatan	111° 26' 47.70" Bujur Timur
C68	7° 10' 57.73" Lintang Selatan	111° 28' 37.92" Bujur Timur
C69	7° 10' 20.62" Lintang Selatan	111° 29' 58.92" Bujur Timur
C70	7° 10' 28.61" Lintang Selatan	111° 30' 42.84" Bujur Timur
C71	7° 10' 57.28" Lintang Selatan	111° 30' 55.80" Bujur Timur
C72	7° 10' 53.76" Lintang Selatan	111° 30' 55.80" Bujur Timur
C73	7° 12' 03.34" Lintang Selatan	111° 31' 13.52" Bujur Timur
C74	7° 12' 02.87" Lintang Selatan	111° 37' 28.23" Bujur Timur
C75	7° 12' 56.33" Lintang Selatan	111° 37' 28.31" Bujur Timur
C76	7° 12' 56.28" Lintang Selatan	111° 38' 07.41" Bujur Timur
C77	7° 13' 40.45" Lintang Selatan	111° 38' 07.49" Bujur Timur
C78	7° 13' 40.40" Lintang Selatan	111° 38' 41.16" Bujur Timur
C79	7° 15' 05.16" Lintang Selatan	111° 38' 41.16" Bujur Timur
C80	7° 17' 40.19" Lintang Selatan	111° 45' 12.53" Bujur Timur
C81	7° 17' 39.59" Lintang Selatan	111° 50' 49.12" Bujur Timur
C82	7° 16' 27.24" Lintang Selatan	111° 50' 48.98" Bujur Timur
C83	7° 16' 26.97" Lintang Selatan	111° 53' 10.12" Bujur Timur
C84	7° 15' 25.87" Lintang Selatan	111° 53' 10.01" Bujur Timur
C85	7° 15' 25.87" Lintang Selatan	111° 54' 30.00" Bujur Timur
C86	7° 15' 00.00" Lintang Selatan	111° 54' 30.00" Bujur Timur
C87	7° 15' 00.00" Lintang Selatan	112° 01' 00.00" Bujur Timur
C88	7° 12' 00.00" Lintang Selatan	112° 01' 00.00" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

12 dari 19

Titik	Lintang	Bujur
C89	7° 12' 00.00" Lintang Selatan	112° 03' 00.00" Bujur Timur
C90	7° 06' 00.00" Lintang Selatan	112° 03' 00.00" Bujur Timur
C91	7° 06' 00.00" Lintang Selatan	112° 06' 00.00" Bujur Timur
C92	7° 02' 00.00" Lintang Selatan	112° 06' 00.00" Bujur Timur
C93	7° 02' 00.00" Lintang Selatan	111° 59' 00.00" Bujur Timur
C94	6° 57' 00.00" Lintang Selatan	111° 59' 00.00" Bujur Timur
C95	6° 57' 00.00" Lintang Selatan	112° 00' 00.00" Bujur Timur
C96	6° 53' 00.00" Lintang Selatan	112° 00' 00.00" Bujur Timur
C97	6° 53' 00.00" Lintang Selatan	112° 01' 00.00" Bujur Timur
C98	6° 50' 33.08" Lintang Selatan	112° 01' 00.08" Bujur Timur
C99	6° 54' 30.01" Lintang Selatan	112° 35' 52.17" Bujur Timur
C100	6° 54' 30.01" Lintang Selatan	112° 36' 00.00" Bujur Timur
C101	6° 58' 02.88" Lintang Selatan	112° 36' 00.00" Bujur Timur
C102	6° 58' 03.08" Lintang Selatan	112° 37' 04.79" Bujur Timur
C103	6° 59' 03.08" Lintang Selatan	112° 37' 04.79" Bujur Timur
C104	6° 59' 03.08" Lintang Selatan	112° 38' 05.79" Bujur Timur
C105	7° 00' 00.00" Lintang Selatan	112° 38' 05.79" Bujur Timur
C106	7° 00' 00.00" Lintang Selatan	112° 39' 06.82" Bujur Timur
C107	7° 03' 59.04" Lintang Selatan	112° 39' 06.71" Bujur Timur
C108	7° 04' 00.00" Lintang Selatan	112° 33' 00.00" Bujur Timur
C109	7° 11' 00.00" Lintang Selatan	112° 33' 00.00" Bujur Timur
C110	7° 11' 00.00" Lintang Selatan	112° 23' 00.00" Bujur Timur
C111	7° 16' 00.00" Lintang Selatan	112° 23' 00.00" Bujur Timur
C112	7° 16' 00.00" Lintang Selatan	112° 36' 00.00" Bujur Timur

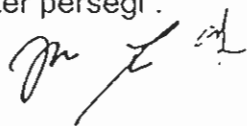
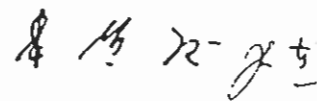
13 dari 19

Titik	Lintang	Bujur
C113	7° 17' 00.00" Lintang Selatan	112° 36' 00.00" Bujur Timur
C114	7° 17' 00.00" Lintang Selatan	112° 37' 00.00" Bujur Timur
C115	7° 23' 00.00" Lintang Selatan	112° 37' 00.00" Bujur Timur
C116	7° 23' 00.00" Lintang Selatan	112° 20' 00.00" Bujur Timur
C117	7° 27' 58.90" Lintang Selatan	112° 20' 00.00" Bujur Timur
C118	7° 27' 58.90" Lintang Selatan	111° 35' 03.28" Bujur Timur
C119	7° 14' 58.98" Lintang Selatan	111° 35' 03.28" Bujur Timur
C120	7° 14' 58.99" Lintang Selatan	111° 05' 00.00" Bujur Timur
C121	7° 03' 20.00" Lintang Selatan	111° 31' 12.00" Bujur Timur
C122	7° 03' 20.00" Lintang Selatan	111° 32' 50.00" Bujur Timur
C123	7° 03' 04.00" Lintang Selatan	111° 32' 50.00" Bujur Timur
C124	7° 03' 04.00" Lintang Selatan	111° 33' 08.00" Bujur Timur
C125	7° 02' 51.00" Lintang Selatan	111° 33' 08.00" Bujur Timur
C126	7° 02' 51.00" Lintang Selatan	111° 34' 31.52" Bujur Timur
C127	7° 03' 37.46" Lintang Selatan	111° 34' 31.52" Bujur Timur
C128	7° 03' 37.45" Lintang Selatan	111° 33' 58.93" Bujur Timur
C129	7° 03' 41.52" Lintang Selatan	111° 33' 58.93" Bujur Timur
C130	7° 03' 41.52" Lintang Selatan	111° 33' 30.42" Bujur Timur
C131	7° 04' 01.86" Lintang Selatan	111° 33' 30.41" Bujur Timur
C132	7° 04' 01.86" Lintang Selatan	111° 33' 18.19" Bujur Timur
C133	7° 04' 30.35" Lintang Selatan	111° 33' 18.19" Bujur Timur
C134	7° 04' 30.35" Lintang Selatan	111° 31' 12.00" Bujur Timur
C135	7° 01' 15.00" Lintang Selatan	111° 28' 18.00" Bujur Timur
C136	7° 01' 15.00" Lintang Selatan	111° 29' 47.00" Bujur Timur

14 dari 19

Titik	Lintang	Bujur
C137	7° 01' 18.00" Lintang Selatan	111° 29' 47.00" Bujur Timur
C138	7° 01' 18.00" Lintang Selatan	111° 30' 21.00" Bujur Timur
C139	7° 01' 38.00" Lintang Selatan	111° 30' 21.00" Bujur Timur
C140	7° 01' 38.00" Lintang Selatan	111° 30' 47.00" Bujur Timur
C141	7° 01' 60.00" Lintang Selatan	111° 30' 47.00" Bujur Timur
C142	7° 01' 60.00" Lintang Selatan	111° 31' 15.00" Bujur Timur
C143	7° 02' 12.00" Lintang Selatan	111° 31' 15.00" Bujur Timur
C144	7° 02' 12.00" Lintang Selatan	111° 31' 30.00" Bujur Timur
C145	7° 03' 00.00" Lintang Selatan	111° 31' 30.00" Bujur Timur
C146	7° 03' 00.00" Lintang Selatan	111° 30' 20.64" Bujur Timur
C147	7° 02' 32.21" Lintang Selatan	111° 30' 20.64" Bujur Timur
C148	7° 02' 32.21" Lintang Selatan	111° 30' 12.49" Bujur Timur
C149	7° 02' 28.14" Lintang Selatan	111° 30' 12.49" Bujur Timur
C150	7° 02' 28.15" Lintang Selatan	111° 29' 56.19" Bujur Timur
C151	7° 02' 24.08" Lintang Selatan	111° 29' 56.19" Bujur Timur
C152	7° 02' 24.09" Lintang Selatan	111° 29' 27.68" Bujur Timur
C153	7° 02' 33.00" Lintang Selatan	111° 29' 27.68" Bujur Timur
C154	7° 02' 33.00" Lintang Selatan	111° 28' 47.00" Bujur Timur
C155	7° 02' 12.00" Lintang Selatan	111° 28' 47.00" Bujur Timur
C156	7° 02' 12.00" Lintang Selatan	111° 28' 18.00" Bujur Timur

Wilayah Kerja Jawa Bagian Timur (JBT)-3 di atas seluas lebih-kurang 6.759,00 kilometer persegi .

JAWA BAGIAN TIMUR (JBT) –4

Titik	Lintang	Bujur
D1	7° 13' 00.58" Lintang Selatan	111° 52' 14.19" Bujur Timur
D2	7° 13' 00.31" Lintang Selatan	111° 54' 30.00" Bujur Timur
D3	7° 14' 13.84" Lintang Selatan	111° 54' 30.00" Bujur Timur
D4	7° 14' 13.95" Lintang Selatan	111° 52' 14.36" Bujur Timur

Wilayah Kerja Jawa Bagian Timur (JBT)-4 di atas seluas lebih-kurang 9,44 kilometer persegi .

JAWA BAGIAN TIMUR (JBT) –5

Titik	Lintang	Bujur
E1	7° 08' 56.91" Lintang Selatan	111° 52' 36.84" Bujur Timur
E2	7° 08' 56.68" Lintang Selatan	111° 54' 33.48" Bujur Timur
E3	7° 10' 15.98" Lintang Selatan	111° 54' 33.48" Bujur Timur
E4	7° 10' 16.20" Lintang Selatan	111° 52' 37.20" Bujur Timur

Wilayah Kerja Jawa Bagian Timur Area-5 di atas seluas lebih-kurang 8,74 kilometer persegi .

JAWA BAGIAN TIMUR (JBT) –6

Titik	Lintang	Bujur
E1	7° 13' 00.95" Lintang Selatan	112° 40' 00.00" Bujur Timur
E2	7° 13' 01.02" Lintang Selatan	112° 43' 05.69" Bujur Timur
E3	7° 12' 00.14" Lintang Selatan	112° 43' 05.69" Bujur Timur
E4	7° 12' 00.14" Lintang Selatan	112° 47' 04.69" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] 16 dari 19

Titik	Lintang	Bujur
E5	7° 14' 01.90" Lintang Selatan	112° 47' 04.69" Bujur Timur
E6	7° 14' 01.90" Lintang Selatan	112° 48' 05.64" Bujur Timur
E7	7° 15' 58.81" Lintang Selatan	112° 48' 05.64" Bujur Timur
E8	7° 15' 58.81" Lintang Selatan	112° 49' 06.59" Bujur Timur
E9	7° 28' 00.00" Lintang Selatan	112° 49' 06.59" Bujur Timur
E10	7° 28' 00.00" Lintang Selatan	112° 41' 00.00" Bujur Timur
E11	7° 20' 00.00" Lintang Selatan	112° 41' 00.00" Bujur Timur
E12	7° 20' 00.00" Lintang Selatan	112° 43' 00.00" Bujur Timur
E13	7° 18' 00.00" Lintang Selatan	112° 43' 00.00" Bujur Timur
E14	7° 18' 00.00" Lintang Selatan	112° 40' 00.00" Bujur Timur

Wilayah Kerja Blok Jawa Bagian Timur Area-6 di atas seluas lebih-kurang 417,30 kilometer persegi .

JAWA BAGIAN TIMUR (JBT) –7

Titik	Lintang	Bujur
F1	7° 33' 12.00" Lintang Selatan	109° 48' 00.00" Bujur Timur
F2	7° 33' 12.00" Lintang Selatan	110° 06' 18.95" Bujur Timur
F3	7° 46' 58.80" Lintang Selatan	110° 06' 18.95" Bujur Timur
F4	7° 46' 58.80" Lintang Selatan	110° 13' 53.86" Bujur Timur
F5	7° 37' 28.86" Lintang Selatan	110° 13' 53.86" Bujur Timur
F6	7° 37' 28.86" Lintang Selatan	110° 36' 33.70" Bujur Timur
F7	7° 27' 58.91" Lintang Selatan	110° 36' 33.70" Bujur Timur
F8	7° 28' 03.80" Lintang Selatan	111° 13' 55.73" Bujur Timur
F9	7° 36' 08.23" Lintang Selatan	111° 13' 59.76" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Titik	Lintang	Bujur
F10	7° 36' 08.23" Lintang Selatan	111° 03' 57.81" Bujur Timur
F 11	7° 45' 35.72" Lintang Selatan	111° 03' 57.81" Bujur Timur
F 12	7° 45' 35.72" Lintang Selatan	111° 16' 27.78" Bujur Timur
F13	7° 51' 28.77" Lintang Selatan	111° 16' 27.39" Bujur Timur
F14	7° 51' 27.95" Lintang Selatan	111° 29' 44.90" Bujur Timur
F15	7° 57' 44.41" Lintang Selatan	111° 29' 44.90" Bujur Timur
F16	7° 57' 44.41" Lintang Selatan	111° 44' 03.20" Bujur Timur
F17	8° 04' 28.68" Lintang Selatan	111° 44' 03.20" Bujur Timur
F18	8° 04' 28.68" Lintang Selatan	112° 36' 03.88" Bujur Timur
F19	8° 11' 26.88" Lintang Selatan	112° 36' 03.88" Bujur Timur
F20	8° 11' 26.88" Lintang Selatan	113° 29' 22.43" Bujur Timur
F21	8° 24' 58.55" Lintang Selatan	113° 29' 22.43" Bujur Timur
F22	8° 24' 58.55" Lintang Selatan	113° 20' 02.51" Bujur Timur
F23	8° 19' 58.57" Lintang Selatan	113° 20' 02.51" Bujur Timur
F24	8° 19' 58.58" Lintang Selatan	112° 55' 02.68" Bujur Timur
F25	8° 24' 58.55" Lintang Selatan	112° 55' 02.68" Bujur Timur
E26	8° 24' 58.55" Lintang Selatan	112° 25' 02.90" Bujur Timur
F27	8° 19' 58.58" Lintang Selatan	112° 25' 02.90" Bujur Timur
F28	8° 19' 58.58" Lintang Selatan	112° 00' 03.05" Bujur Timur
F29	8° 14' 58.62" Lintang Selatan	112° 00' 03.05" Bujur Timur
F30	8° 14' 58.62" Lintang Selatan	111° 45' 03.21" Bujur Timur
F31	8° 19' 54.58" Lintang Selatan	111° 45' 03.21" Bujur Timur
F32	8° 19' 58.59" Lintang Selatan	111° 25' 03.31" Bujur Timur
F33	8° 14' 58.62" Lintang Selatan	111° 25' 03.31" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Titik	Lintang	Bujur
F34	8° 14' 58.63" Lintang Selatan	110° 45' 03.63" Bujur Timur
F35	8° 09' 58.65" Lintang Selatan	110° 45' 03.63" Bujur Timur
F36	8° 09' 58.66" Lintang Selatan	110° 30' 03.74" Bujur Timur
F37	8° 04' 58.69" Lintang Selatan	110° 30' 03.74" Bujur Timur
F38	8° 04' 58.69" Lintang Selatan	110° 20' 03.83" Bujur Timur
F39	7° 59' 58.72" Lintang Selatan	110° 20' 03.83" Bujur Timur
F40	7° 59' 58.72" Lintang Selatan	110° 10' 03.89" Bujur Timur
F41	7° 54' 58.75" Lintang Selatan	110° 10' 03.89" Bujur Timur
F42	7° 54' 58.75" Lintang Selatan	110° 00' 03.96" Bujur Timur
F43	7° 49' 58.79" Lintang Selatan	110° 00' 03.96" Bujur Timur
F44	7° 49' 59.61" Lintang Selatan	109° 48' 00.81" Bujur Timur

Wilayah Kerja Jawa Bagian Timur (JBT)-7 di atas seluas lebih-kurang 16.230,00 kilometer persegi.

POLENG

Titik	Lintang	Bujur
G1	6° 42' 28.00" Lintang Selatan	112° 52' 09.00" Bujur Timur
G2	6° 38' 06.00" Lintang Selatan	112° 55' 42.00" Bujur Timur
G3	6° 39' 37.00" Lintang Selatan	112° 56' 28.00" Bujur Timur
G4	6° 39' 54.60" Lintang Selatan	112° 56' 19.46" Bujur Timur
G5	6° 40' 00.00" Lintang Selatan	112° 56' 19.46" Bujur Timur
G6	6° 44' 42.00" Lintang Selatan	112° 54' 00.00" Bujur Timur

Wilayah Kerja Poleng di atas seluas lebih-kurang 40.68 kilometer persegi.

Analisis terhadap..., Audrey Jenifer Vyatri Kartika, FH UI, 2012.

19 dari 19

LAMPIRAN "A"

Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal bulan tahun di Kalimantan Timur Bagian Timur Area : Sangatta.

Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

SANGATTA

Titik	Lintang	Bujur
A1	0° 50' 58.06" Lintang Utara	117° 03' 30.00" Bujur Timur
A2	0° 50' 58.06" Lintang Utara	117° 08' 14.80" Bujur Timur
A3	0° 59' 58.01" Lintang Utara	117° 17' 00.74" Bujur Timur
A4	1° 19' 57.88" Lintang Utara	117° 17' 00.74" Bujur Timur
A5	1° 19' 57.88" Lintang Utara	118° 30' 00.22" Bujur Timur
A6	0° 48' 58.07" Lintang Utara	118° 30' 00.22" Bujur Timur
A7	0° 48' 58.07" Lintang Utara	118° 18' 00.28" Bujur Timur
A8	0° 51' 58.05" Lintang Utara	118° 18' 00.28" Bujur Timur
A9	0° 51' 58.05" Lintang Utara	118° 04' 00.41" Bujur Timur
A10	0° 54' 58.04" Lintang Utara	118° 04' 00.41" Bujur Timur
A11	0° 54' 58.04" Lintang Utara	118° 01' 00.56" Bujur Timur
A12	0° 45' 58.09" Lintang Utara	118° 01' 00.45" Bujur Timur
A13	0° 45' 58.09" Lintang Utara	117° 56' 00.09" Bujur Timur
A14	0° 50' 00.00" Lintang Utara	117° 56' 00.55" Bujur Timur
A15	0° 50' 00.00" Lintang Utara	117° 30' 00.00" Bujur Timur
A16	0° 40' 00.00" Lintang Utara	117° 30' 00.00" Bujur Timur
A17	0° 40' 00.00" Lintang Utara	117° 37' 00.00" Bujur Timur

1 dari 2

Titik	Lintang	Bujur
A18	0° 23' 55.05" Lintang Utara	117° 37' 00.00" Bujur Timur
A19	0° 23' 55.05" Lintang Utara	117° 34' 14.35" Bujur Timur
A20	0° 22' 05.15" Lintang Utara	117° 34' 14.35" Bujur Timur
A21	0° 22' 05.15" Lintang Utara	117° 33' 30.39" Bujur Timur
A22	0° 18' 42.93" Lintang Utara	117° 33' 30.39" Bujur Timur
A23	0° 18' 42.93" Lintang Utara	117° 32' 04.66" Bujur Timur
A24	0° 15' 01.00" Lintang Utara	117° 32' 04.66" Bujur Timur
A25	0° 15' 01.00" Lintang Utara	117° 06' 29.84" Bujur Timur
A26	0° 32' 15.36" Lintang Utara	117° 06' 30.81" Bujur Timur
A27	0° 32' 15.36" Lintang Utara	117° 03' 30.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Sangatta di atas seluas lebih kurang 11.140,00 kilometer persegi.

Ju Lu et

A. M. R. f. et

LAMPIRAN "A"

Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal bulan tahun di Kalimantan Selatan dan Tengah Area : Tanjung -1 & Tanjung - 2

Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak.

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

TANJUNG -1

Titik	Lintang	Bujur
A	2° 03' 00.88" Lintang Selatan	114° 35' 32.20" Bujur Timur
B	2° 03' 00.88" Lintang Selatan	114° 49' 59.88" Bujur Timur
C	2° 17' 50.28" Lintang Selatan	114° 49' 59.88" Bujur Timur
D	2° 17' 50.28" Lintang Selatan	115° 02' 01.32" Bujur Timur
E	2° 18' 51.48" Lintang Selatan	115° 02' 01.32" Bujur Timur
F	2° 18' 51.48" Lintang Selatan	115° 09' 59.04" Bujur Timur
G	2° 16' 49.08" Lintang Selatan	115° 09' 59.04" Bujur Timur
H	2° 16' 49.08" Lintang Selatan	115° 11' 02.40" Bujur Timur
I	2° 14' 46.68" Lintang Selatan	115° 11' 02.40" Bujur Timur
J	2° 14' 46.68" Lintang Selatan	115° 12' 02.88" Bujur Timur
K	2° 12' 56.16" Lintang Selatan	115° 12' 02.88" Bujur Timur
L	2° 12' 56.16" Lintang Selatan	115° 12' 56.16" Bujur Timur
M	2° 09' 52.56" Lintang Selatan	115° 12' 56.16" Bujur Timur
N	2° 09' 52.56" Lintang Selatan	115° 14' 57.48" Bujur Timur
O	2° 05' 01.32" Lintang Selatan	115° 14' 57.48" Bujur Timur
P	2° 05' 01.32" Lintang Selatan	115° 17' 01.32" Bujur Timur

1 dari 3

Titik	Lintang	Bujur
Q	2° 01' 00.01" Lintang Selatan	115° 17' 01.32" Bujur Timur
R	2° 01' 00.01" Lintang Selatan	115° 22' 00.01" Bujur Timur
S	2° 01' 59.99" Lintang Selatan	115° 22' 00.01" Bujur Timur
T	2° 01' 59.99" Lintang Selatan	115° 24' 59.98" Bujur Timur
U	2° 02' 60.00" Lintang Selatan	115° 24' 59.98" Bujur Timur
V	2° 02' 60.00" Lintang Selatan	115° 28' 59.99" Bujur Timur
W	2° 04' 00.01" Lintang Selatan	115° 28' 59.99" Bujur Timur
X	2° 04' 00.01" Lintang Selatan	115° 31' 59.99" Bujur Timur
Y	2° 04' 59.99" Lintang Selatan	115° 31' 59.99" Bujur Timur
Z	2° 04' 59.99" Lintang Selatan	115° 35' 00.02" Bujur Timur
A1	2° 06' 00.00" Lintang Selatan	115° 35' 00.02" Bujur Timur
B1	2° 06' 00.00" Lintang Selatan	115° 41' 53.13" Bujur Timur
C1	2° 33' 44.69" Lintang Selatan	115° 41' 53.45" Bujur Timur
D1	2° 33' 45.72" Lintang Selatan	115° 08' 56.20" Bujur Timur
E1	2° 29' 36.38" Lintang Selatan	115° 08' 56.20" Bujur Timur
F1	2° 29' 36.64" Lintang Selatan	114° 59' 59.46" Bujur Timur
G1	2° 45' 57.39" Lintang Selatan	114° 59' 57.92" Bujur Timur
H1	2° 45' 57.40" Lintang Selatan	114° 35' 32.80" Bujur Timur

Wilayah kerja Tanjung-1 di atas seluas lebih kurang 6.611,00 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

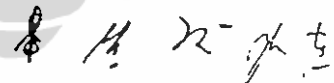
[Handwritten signature]



TANJUNG - 2

Titik	Lintang	Bujur
A	1° 00' 00.13" Lintang Selatan	115° 11' 01.56" Bujur Timur
B	1° 00' 00.00" Lintang Selatan	115° 15' 00.00" Bujur Timur
C	0° 58' 55.47" Lintang Selatan	115° 15' 00.00" Bujur Timur
D	0° 53' 07.30" Lintang Selatan	115° 36' 01.48" Bujur Timur
E	0° 48' 47.70" Lintang Selatan	115° 36' 01.48" Bujur Timur
F	0° 43' 36.36" Lintang Selatan	115° 49' 18.37" Bujur Timur
G	0° 57' 29.28" Lintang Selatan	115° 49' 18.37" Bujur Timur
H	1° 14' 12.17" Lintang Selatan	115° 39' 07.45" Bujur Timur
I	1° 14' 58.18" Lintang Selatan	115° 24' 01.57" Bujur Timur
J	1° 05' 01.23" Lintang Selatan	115° 24' 01.57" Bujur Timur
K	1° 05' 01.23" Lintang Selatan	115° 11' 01.65" Bujur Timur

Wilayah kerja Tanjung-2 di atas seluas lebih kurang 2.101,00 kilometer persegi.

LAMPIRAN "A"

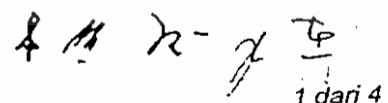
Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal..... bulan tahun di Sulawesi Area : Matindok.

Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

MATINDOK

Titik	Lintang	Bujur
A1	0° 45' 01.35" Lintang Selatan	122° 09' 58.62" Bujur Timur
A2	0° 45' 01.35" Lintang Selatan	123° 44' 57.91" Bujur Timur
A3	1° 11' 01.19" Lintang Selatan	123° 44' 57.91" Bujur Timur
A4	1° 11' 01.19" Lintang Selatan	122° 51' 58.33" Bujur Timur
A5	1° 17' 01.16" Lintang Selatan	122° 51' 58.33" Bujur Timur
A6	1° 17' 01.16" Lintang Selatan	122° 47' 58.31" Bujur Timur
A7	1° 37' 01.04" Lintang Selatan	122° 47' 58.31" Bujur Timur
A8	1° 37' 01.04" Lintang Selatan	123° 18' 58.08" Bujur Timur
A9	2° 10' 00.83" Lintang Selatan	123° 18' 58.08" Bujur Timur
A10	2° 10' 00.83" Lintang Selatan	121° 29' 58.87" Bujur Timur
A11	1° 40' 01.02" Lintang Selatan	121° 29' 58.87" Bujur Timur
A12	1° 40' 00.00" Lintang Selatan	121° 50' 00.00" Bujur Timur
A13	1° 25' 00.00" Lintang Selatan	121° 50' 00.00" Bujur Timur
A14	1° 25' 01.11" Lintang Selatan	122° 09' 58.62" Bujur Timur
A15	1° 42' 00.00" Lintang Selatan	122° 05' 00.00" Bujur Timur
A16	1° 43' 00.00" Lintang Selatan	122° 05' 00.00" Bujur Timur

1 dari 4

Titik	Lintang	Bujur
A17	1° 43' 00.00" Lintang Selatan	122° 04' 00.00" Bujur Timur
A18	1° 44' 00.00" Lintang Selatan	122° 04' 00.00" Bujur Timur
A19	1° 44' 00.00" Lintang Selatan	122° 03' 00.00" Bujur Timur
A20	1° 45' 00.00" Lintang Selatan	122° 03' 00.00" Bujur Timur
A21	1° 45' 00.00" Lintang Selatan	122° 01' 00.01" Bujur Timur
A22	1° 46' 00.00" Lintang Selatan	122° 01' 00.01" Bujur Timur
A23	1° 46' 00.00" Lintang Selatan	122° 00' 00.00" Bujur Timur
A24	1° 47' 00.00" Lintang Selatan	122° 00' 00.00" Bujur Timur
A25	1° 47' 00.00" Lintang Selatan	121° 59' 00.00" Bujur Timur
A26	1° 48' 00.00" Lintang Selatan	121° 59' 00.00" Bujur Timur
A27	1° 48' 00.00" Lintang Selatan	121° 58' 00.00" Bujur Timur
A28	1° 49' 00.00" Lintang Selatan	121° 58' 00.00" Bujur Timur
A29	1° 49' 00.00" Lintang Selatan	121° 57' 00.00" Bujur Timur
A30	1° 50' 00.00" Lintang Selatan	121° 57' 00.00" Bujur Timur
A31	1° 50' 00.00" Lintang Selatan	121° 56' 00.00" Bujur Timur
A32	1° 51' 00.00" Lintang Selatan	121° 56' 00.00" Bujur Timur
A33	1° 51' 00.00" Lintang Selatan	121° 55' 00.00" Bujur Timur
A34	1° 54' 00.00" Lintang Selatan	121° 55' 00.00" Bujur Timur
A35	1° 54' 00.00" Lintang Selatan	121° 56' 00.00" Bujur Timur
A36	1° 55' 00.00" Lintang Selatan	121° 56' 00.00" Bujur Timur
A37	1° 55' 00.00" Lintang Selatan	121° 58' 00.00" Bujur Timur
A38	1° 54' 00.00" Lintang Selatan	121° 58' 00.00" Bujur Timur
A39	1° 54' 00.00" Lintang Selatan	121° 59' 00.00" Bujur Timur
A40	1° 53' 00.00" Lintang Selatan	121° 59' 00.00" Bujur Timur

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

2 dari 4

Titik	Lintang	Bujur
A41	1° 53' 00.00" Lintang Selatan	122° 00' 00.00" Bujur Timur
A42	1° 52' 00.00" Lintang Selatan	122° 00' 00.00" Bujur Timur
A43	1° 52' 00.00" Lintang Selatan	122° 01' 00.00" Bujur Timur
A44	1° 51' 00.00" Lintang Selatan	122° 01' 00.00" Bujur Timur
A45	1° 51' 00.00" Lintang Selatan	122° 02' 00.00" Bujur Timur
A46	1° 50' 00.00" Lintang Selatan	122° 02' 00.00" Bujur Timur
A47	1° 50' 00.00" Lintang Selatan	122° 05' 00.00" Bujur Timur
A48	1° 49' 00.00" Lintang Selatan	122° 05' 00.00" Bujur Timur
A49	1° 49' 00.00" Lintang Selatan	122° 06' 00.00" Bujur Timur
A50	1° 48' 00.00" Lintang Selatan	122° 06' 00.00" Bujur Timur
A51	1° 48' 00.00" Lintang Selatan	122° 08' 00.00" Bujur Timur
A52	1° 47' 00.00" Lintang Selatan	122° 08' 00.00" Bujur Timur
A53	1° 47' 00.00" Lintang Selatan	122° 09' 00.00" Bujur Timur
A54	1° 44' 00.00" Lintang Selatan	122° 09' 00.00" Bujur Timur
A55	1° 44' 00.00" Lintang Selatan	122° 08' 00.00" Bujur Timur
A56	1° 43' 00.00" Lintang Selatan	122° 08' 00.00" Bujur Timur
A57	1° 43' 00.00" Lintang Selatan	122° 07' 00.00" Bujur Timur
A58	1° 42' 00.00" Lintang Selatan	122° 07' 00.00" Bujur Timur
A59	1° 20' 00.00" Lintang Selatan	122° 26' 00.00" Bujur Timur
A60	1° 22' 00.00" Lintang Selatan	122° 26' 00.00" Bujur Timur
A61	1° 22' 00.00" Lintang Selatan	122° 25' 00.00" Bujur Timur
A62	1° 24' 00.00" Lintang Selatan	122° 25' 00.00" Bujur Timur
A63	1° 24' 00.00" Lintang Selatan	122° 22' 00.00" Bujur Timur
A64	1° 25' 00.00" Lintang Selatan	122° 22' 00.00" Bujur Timur

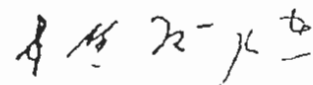
[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

3 dari 4

Titik	Lintang	Bujur
A65	1° 25' 00.00" Lintang Selatan	122° 21' 00.00" Bujur Timur
A66	1° 26' 00.00" Lintang Selatan	122° 21' 00.00" Bujur Timur
A67	1° 26' 00.00" Lintang Selatan	122° 20' 00.00" Bujur Timur
A68	1° 29' 00.00" Lintang Selatan	122° 20' 00.00" Bujur Timur
A69	1° 29' 00.00" Lintang Selatan	122° 22' 00.00" Bujur Timur
A70	1° 30' 00.00" Lintang Selatan	122° 22' 00.00" Bujur Timur
A71	1° 30' 00.00" Lintang Selatan	122° 24' 00.00" Bujur Timur
A72	1° 29' 00.00" Lintang Selatan	122° 24' 00.00" Bujur Timur
A73	1° 29' 00.00" Lintang Selatan	122° 25' 00.00" Bujur Timur
A74	1° 28' 00.00" Lintang Selatan	122° 25' 00.00" Bujur Timur
A75	1° 28' 00.00" Lintang Selatan	122° 26' 00.00" Bujur Timur
A76	1° 27' 00.00" Lintang Selatan	122° 26' 00.00" Bujur Timur
A77	1° 27' 00.00" Lintang Selatan	122° 28' 00.00" Bujur Timur
A78	1° 26' 00.00" Lintang Selatan	122° 28' 00.00" Bujur Timur
A79	1° 26' 00.00" Lintang Selatan	122° 29' 00.00" Bujur Timur
A80	1° 25' 00.00" Lintang Selatan	122° 29' 00.00" Bujur Timur
A81	1° 25' 00.00" Lintang Selatan	122° 30' 00.00" Bujur Timur
A82	1° 20' 00.00" Lintang Selatan	122° 30' 00.00" Bujur Timur

Wilayah Kerja Matindok di atas seluas lebuuh kurang 24.470,00 kilometer persegi.

LAMPIRAN "A"

Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal bulan tahun di Kalimantan Timur Bagian Utara Area : Bunyu, Sembakung, Bangkudulis, Tarakan-1, Tarakan-2, Tarakan-3, Tarakan-4.

Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak.

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

BUNYU

Titik	Lintang	Bujur
A1	3° 34' 22.00" Lintang Utara	117° 44' 20.39" Bujur Timur
A2	3° 36' 43.52" Lintang Utara	117° 48' 27.97" Bujur Timur
A3	3° 36' 43.75" Lintang Utara	117° 48' 28.96" Bujur Timur
A4	3° 33' 05.00" Lintang Utara	117° 50' 56.40" Bujur Timur
A5	3° 28' 00.00" Lintang Utara	117° 52' 37.20" Bujur Timur
A6	3° 26' 36.00" Lintang Utara	117° 52' 04.81" Bujur Timur
A7	3° 27' 05.00" Lintang Utara	117° 50' 13.99" Bujur Timur
A8	3° 28' 34.38" Lintang Utara	117° 48' 05.53" Bujur Timur
A9	3° 31' 12.00" Lintang Utara	117° 44' 20.39" Bujur Timur

Wilayah kerja Bunyu di atas seluas lebih kurang 165,70 kilometer persegi.

SEMBAKUNG

Titik	Lintang	Bujur
A1	3° 52' 20.00" Lintang Utara	117° 33' 21.60" Bujur Timur
A2	3° 52' 20.00" Lintang Utara	117° 34' 55.20" Bujur Timur
A3	3° 51' 35.00" Lintang Utara	117° 34' 55.20" Bujur Timur

[Handwritten signature]

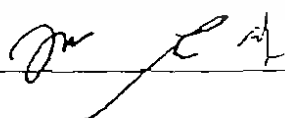
[Handwritten signature]

Titik	Lintang	Bujur
A4	3° 51' 35.00" Lintang Utara	117° 35' 38.40" Bujur Timur
A5	3° 50' 20.00" Lintang Utara	117° 35' 38.40" Bujur Timur
A6	3° 50' 20.00" Lintang Utara	117° 36' 03.60" Bujur Timur
A7	3° 49' 20.00" Lintang Utara	117° 36' 03.60" Bujur Timur
A8	3° 49' 20.00" Lintang Utara	117° 34' 15.60" Bujur Timur
A9	3° 49' 57.00" Lintang Utara	117° 34' 15.60" Bujur Timur
A10	3° 49' 57.00" Lintang Utara	117° 33' 21.60" Bujur Timur

Wilayah Kerja Sembakung di atas seluas lebih kurang 21,13 kilometer persegi.

BANGKUDULIS

Titik	Lintang	Bujur
A1	3° 30' 30.00" Lintang Utara	117° 15' 00.00" Bujur Timur
A2	3° 30' 30.00" Lintang Utara	117° 16' 15.00" Bujur Timur
A3	3° 30' 40.00" Lintang Utara	117° 16' 15.00" Bujur Timur
A4	3° 30' 40.00" Lintang Utara	117° 16' 50.00" Bujur Timur
A5	3° 30' 30.00" Lintang Utara	117° 16' 50.00" Bujur Timur
A6	3° 30' 30.00" Lintang Utara	117° 17' 20.00" Bujur Timur
A7	3° 30' 10.00" Lintang Utara	117° 17' 20.00" Bujur Timur
A8	3° 30' 10.00" Lintang Utara	117° 17' 35.00" Bujur Timur
A9	3° 29' 50.00" Lintang Utara	117° 17' 35.00" Bujur Timur
A10	3° 29' 50.00" Lintang Utara	117° 17' 20.00" Bujur Timur
A11	3° 29' 30.00" Lintang Utara	117° 17' 20.00" Bujur Timur
A12	3° 29' 30.00" Lintang Utara	117° 16' 45.00" Bujur Timur




Titik	Lintang	Bujur
A13	3° 27' 40.00" Lintang Utara	117° 16' 45.00" Bujur Timur
A14	3° 27' 40.00" Lintang Utara	117° 15' 50.00" Bujur Timur
A15	3° 28' 00.00" Lintang Utara	117° 15' 50.00" Bujur Timur
A16	3° 28' 00.00" Lintang Utara	117° 15' 00.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Bangkudulis di atas seluas lebih kurang 18,66 kilometer persegi.

Tarakan-1

Titik	Lintang	Bujur
A1	3° 19' 30.00" Lintang Utara	117° 36' 14.00" Bujur Timur
A2	3° 19' 31.00" Lintang Utara	117° 36' 59.00" Bujur Timur
A3	3° 18' 58.00" Lintang Utara	117° 37' 36.00" Bujur Timur
A4	3° 17' 55.00" Lintang Utara	117° 37' 30.00" Bujur Timur
A5	3° 17' 35.00" Lintang Utara	117° 37' 04.00" Bujur Timur
A6	3° 17' 37.00" Lintang Utara	117° 36' 48.00" Bujur Timur
A7	3° 17' 45.00" Lintang Utara	117° 36' 48.00" Bujur Timur
A8	3° 18' 57.00" Lintang Utara	117° 36' 16.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Tarakan-1 di atas seluas lebih kurang 6,28 kilometer persegi.

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

Tarakan-2

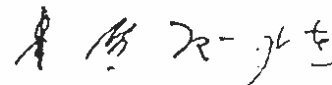
Titik	Lintang	Bujur
B1	3° 20' 34.00" Lintang Utara	117° 34' 28.00" Bujur Timur
B2	3° 20' 32.00" Lintang Utara	117° 34' 48.00" Bujur Timur
B3	3° 20' 12.00" Lintang Utara	117° 34' 49.00" Bujur Timur
B4	3° 20' 02.00" Lintang Utara	117° 34' 29.00" Bujur Timur
B5	3° 20' 10.00" Lintang Utara	117° 34' 17.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Tarakan-2 di atas seluas lebih kurang 0,67 kilometer persegi.

Tarakan-3

Titik	Lintang	Bujur
C1	3° 22' 51.00" Lintang Utara	117° 34' 15.00" Bujur Timur
C2	3° 22' 54.00" Lintang Utara	117° 34' 44.00" Bujur Timur
C3	3° 22' 24.00" Lintang Utara	117° 34' 54.00" Bujur Timur
C4	3° 22' 00.00" Lintang Utara	117° 34' 49.00" Bujur Timur
C5	3° 22' 07.00" Lintang Utara	117° 34' 34.00" Bujur Timur
C6	3° 22' 07.00" Lintang Utara	117° 34' 17.00" Bujur Timur
C7	3° 22' 25.00" Lintang Utara	117° 33' 54.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Tarakan-3 di atas seluas lebih kurang 2,00 kilometer persegi.

Tarakan-2

Titik	Lintang	Bujur
B1	3° 20' 34.00" Lintang Utara	117° 34' 28.00" Bujur Timur
B2	3° 20' 32.00" Lintang Utara	117° 34' 48.00" Bujur Timur
B3	3° 20' 12.00" Lintang Utara	117° 34' 49.00" Bujur Timur
B4	3° 20' 02.00" Lintang Utara	117° 34' 29.00" Bujur Timur
B5	3° 20' 10.00" Lintang Utara	117° 34' 17.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Tarakan-2 di atas seluas lebih kurang 0,67 kilometer persegi.

Tarakan-3

Titik	Lintang	Bujur
C1	3° 22' 51.00" Lintang Utara	117° 34' 15.00" Bujur Timur
C2	3° 22' 54.00" Lintang Utara	117° 34' 44.00" Bujur Timur
C3	3° 22' 24.00" Lintang Utara	117° 34' 54.00" Bujur Timur
C4	3° 22' 00.00" Lintang Utara	117° 34' 49.00" Bujur Timur
C5	3° 22' 07.00" Lintang Utara	117° 34' 34.00" Bujur Timur
C6	3° 22' 07.00" Lintang Utara	117° 34' 17.00" Bujur Timur
C7	3° 22' 25.00" Lintang Utara	117° 33' 54.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Tarakan-3 di atas seluas lebih kurang 2,00 kilometer persegi.

Tarakan-4

Titik	Lintang	Bujur
D1	3° 24' 13.00" Lintang Utara	117° 33' 26.00" Bujur Timur
D2	3° 24' 04.00" Lintang Utara	117° 34' 08.00" Bujur Timur
D3	3° 23' 48.00" Lintang Utara	117° 34' 07.00" Bujur Timur
D4	3° 23' 39.00" Lintang Utara	117° 33' 25.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Tarakan-4 di atas seluas lebih kurang 0,99 kilometer persegi.

Ju K d

8/11/2012



LAMPIRAN "A"

Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal bulan tahun di Kalimantan Timur Bagian Selatan Area : Semberah, Karang Mumus-Bivak, Binangat-Pelarang, Sambutan, North Kutai Lama, South Kutai Lama, Anggana, Tanjung Una, Muara, Louise, Jembatan Bengkok, Samboja, Klandasan, Wailawi.

Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

SEMBERAH

Titik	Lintang	Bujur
A	0° 16' 05.00" Lintang Selatan	117° 18' 12.00" Bujur Timur
B	0° 16' 05.00" Lintang Selatan	117° 19' 02.00" Bujur Timur
C	0° 17' 25.00" Lintang Selatan	117° 18' 32.00" Bujur Timur
D	0° 17' 25.00" Lintang Selatan	117° 18' 42.00" Bujur Timur
E	0° 18' 25.00" Lintang Selatan	117° 18' 42.00" Bujur Timur
F	0° 18' 25.00" Lintang Selatan	117° 18' 04.00" Bujur Timur
G	0° 20' 35.00" Lintang Selatan	117° 17' 17.00" Bujur Timur
H	0° 20' 35.00" Lintang Selatan	117° 16' 32.00" Bujur Timur

Wilayah kerja **Semberah** di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman 3.973 kaki, dan wilayah seluas lebih kurang 13,36 kilometer persegi.

KARANG MUMUS – BIVAK

Titik	Lintang	Bujur
A	0° 22' 15.00" Lintang Selatan	117° 15' 47.00" Bujur Timur
B	0° 22' 15.00" Lintang Selatan	117° 16' 42.00" Bujur Timur
C	0° 23' 15.40" Lintang Selatan	117° 16' 28.47" Bujur Timur
D	0° 24' 30.00" Lintang Selatan	117° 15' 52.00" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
E	0° 24' 30.00" Lintang Selatan	117° 14' 57.00" Bujur Timur
F	0° 23' 15.40" Lintang Selatan	117° 15' 27.54" Bujur Timur

Batasan kedalaman untuk wilayah kerja Karang Mumus-Bivak yang dibatasi oleh titik-titik A, B, C, dan F (Bivak) adalah dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.962 kaki, serta batas kedalaman untuk wilayah yang dibatasi oleh titik-titik F, C, D dan E (Karang Mumus) adalah dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.972 kaki. Wilayah kerja Karang Mumus-Bivak seluas lebih kurang 8,23 kilometer persegi.

BINANGAT-PELARANG

Titik	Lintang	Bujur
A1	0° 24' 50.00" Lintang Selatan	117° 13' 57.00" Bujur Timur
A2	0° 24' 50.00" Lintang Selatan	117° 14' 51.97" Bujur Timur
A3	0° 27' 04.00" Lintang Selatan	117° 14' 01.69" Bujur Timur
A4	0° 29' 25.00" Lintang Selatan	117° 13' 02.00" Bujur Timur
A5	0° 29' 25.00" Lintang Selatan	117° 12' 12.00" Bujur Timur
A6	0° 27' 04.40" Lintang Selatan	117° 13' 07.00" Bujur Timur

Batasan kedalaman untuk wilayah kerja Binangat-Pelarang yang dibatasi oleh titik-titik A1,A2,A3 dan A6 (Binangat) adalah dari permukaan tanah sampai kedalaman 2.238 kaki, serta batas kedalaman untuk wilayah yang dibatasi oleh titik-titik A6, A3, A4 dan A5 (Pelarang) adalah dari permukaan tanah sampai kedalaman 2.159 kaki. Wilayah kerja Binangat-Pelarang seluas lebih kurang 14,05 kilometer persegi.

SAMBUTAN


Titik	Lintang	Bujur
A1	0° 30' 10.00" Lintang Selatan	117° 11' 17.00" Bujur Timur
A2	0° 30' 10.00" Lintang Selatan	117° 12' 02.00" Bujur Timur
A3	0° 32' 20.00" Lintang Selatan	117° 12' 02.00" Bujur Timur
A4	0° 32' 20.00" Lintang Selatan	117° 11' 17.00" Bujur Timur

Batasan kedalaman untuk wilayah kerja Sambutan adalah dari permukaan tanah sampai kedalaman 4.062 kaki, dan wilayah seluas lebih kurang 5,58 kilometer persegi

NORTH KUTAI LAMA

Titik	Lintang	Bujur
A1	0° 26' 55.00" Lintang Selatan	117° 17' 17.00" Bujur Timur
A2	0° 26' 55.00" Lintang Selatan	117° 19' 22.00" Bujur Timur
A3	0° 32' 20.00" Lintang Selatan	117° 19' 22.00" Bujur Timur
A13	0° 31' 35.00" Lintang Selatan	117° 17' 32.00" Bujur Timur

Wilayah kerja North Kutai Lama di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.902 meter dibawah permukaan air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 33,75 kilometer persegi.

SOUTH KUTAI LAMA

Titik	Lintang	Bujur
A13	0° 31' 35.00" Lintang Selatan	117° 17' 32.00" Bujur Timur
A3	0° 32' 20.00" Lintang Selatan	117° 19' 22.00" Bujur Timur
A4	0° 33' 55.00" Lintang Selatan	117° 18' 32.00" Bujur Timur
A12	0° 32' 55.00" Lintang Selatan	117° 16' 52.00" Bujur Timur

Wilayah kerja South Kutai Lama di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.149 meter dibawah permukaan air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 11,02 kilometer persegi.

ANGGANA

Titik	Lintang	Bujur
A12	0° 32' 55.00" Lintang Selatan	117° 16' 52.00" Bujur Timur
A4	0° 33' 55.00" Lintang Selatan	117° 18' 32.00" Bujur Timur
A5	0° 34' 40.00" Lintang Selatan	117° 18' 12.00" Bujur Timur
A11	0° 34' 55.00" Lintang Selatan	117° 15' 52.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Anggana di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai 1.159 meter dibawah permukaan air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 10.30 kilometer persegi.

TANJUNG UNA

Titik	Lintang	Bujur
A11	0° 34' 55.00" Lintang Selatan	117° 15' 52.00" Bujur Timur
A5	0° 34' 40.00" Lintang Selatan	117° 18' 12.00" Bujur Timur
A6	0° 36' 05.00" Lintang Selatan	117° 17' 27.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Tanjung Una di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman 897 meter dibawah permukaan air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 5,35 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

MUARA

Titik	Lintang	Bujur
A11	0° 34' 55.00" Lintang Selatan	117° 15' 52.00" Bujur Timur
A6	0° 36' 05.00" Lintang Selatan	117° 17' 27.00" Bujur Timur
A7	0° 36' 30.00" Lintang Selatan	117° 17' 17.00" Bujur Timur
A10	0° 36' 55.00" Lintang Selatan	117° 14' 57.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Muara di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.220 meter di bawah permukaan air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 8,82 kilometer persegi.

LOUISE

Titik	Lintang	Bujur
A10	0° 36' 55.00" Lintang Selatan	117° 14' 57.00" Bujur Timur
A7	0° 36' 30.00" Lintang Selatan	117° 17' 17.00" Bujur Timur
A8	0° 43' 10.00" Lintang Selatan	117° 13' 52.00" Bujur Timur
A9	0° 42' 25.00" Lintang Selatan	117° 12' 12.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Louise di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.465 meter di bawah permukaan air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 43,55 kilometer persegi.

Handwritten signature/initials

JEMBATAN BENGKOK

Titik	Lintang	Bujur
A	0° 59' 30.00" Lintang Selatan	117° 01' 32.00" Bujur Timur
B	0° 59' 55.00" Lintang Selatan	117° 02' 32.00" Bujur Timur
C	1° 00' 40.00" Lintang Selatan	117° 01' 52.00" Bujur Timur
F	1° 00' 15.00" Lintang Selatan	117° 00' 32.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Jembatan Bengkok di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman 496 meter dibawah permukaan air laut, dan wilayah seluas lebih kurang 4,20 kilometer persegi.

SAMBOJA

Titik	Lintang	Bujur
F	1° 00' 15.00" Lintang Selatan	117° 00' 32.00" Bujur Timur
C	1° 00' 40.00" Lintang Selatan	117° 01' 52.00" Bujur Timur
D	1° 03' 35.00" Lintang Selatan	117° 01' 52.00" Bujur Timur
E	1° 03' 35.00" Lintang Selatan	117° 00' 32.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Samboja di atas, dibatasi dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.710 meter dibawah permukaan laut, dan wilayah seluas lebih kurang 14,31 kilometer persegi.

KLANDASAN

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 14' 38.30" Lintang Selatan	116° 48' 42.94" Bujur Timur
A2	1° 10' 26.20" Lintang Selatan	116° 57' 22.90" Bujur Timur
A3	Mean High Tide	116° 57' 22.90" Bujur Timur

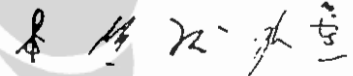
Batasan kedalaman untuk wilayah kerja Klandasan adalah dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.772 kaki, dan wilayah seluas lebih kurang 98,15 kilometer persegi.

6 dari 7

WAILAWI

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 15' 46.17" Lintang Selatan	116° 43' 25.00" Bujur Timur
A2	1° 15' 45.92" Lintang Selatan	116° 46' 00.00" Bujur Timur
A3	Mean High Tide	116° 45' 42.09" Bujur Timur
A4	1° 21' 00.00" Lintang Selatan	Mean High Tide
A5	1° 21' 00.00" Lintang Selatan	116° 44' 00.00" Bujur Timur
A6	1° 18' 00.00" Lintang Selatan	116° 44' 00.00" Bujur Timur
A7	1° 18' 00.00" Lintang Selatan	116° 43' 25.32" Bujur Timur

Batasan kedalaman untuk wilayah kerja Wailawi adalah dari permukaan tanah sampai kedalaman 1.772 kaki, dan wilayah seluas lebih kurang 32,67 kilometer persegi.

LAMPIRAN "A"

Lampiran "A" ini adalah bagian yang tidak terpisahkan dari kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PT. PERTAMINA EP tanggal bulan tahun di Papua Area : AD Sabaku-1, AD Sabaku-2, AD Sabaku-3, AD Sabaku-4, Sele, Klamono, Timoforo -1, Timoforo -2, Wiriagar, Kemundan.

Wilayah kerja yang dijelaskan di sini, ditunjukkan pada Lampiran "B" dari Kontrak.

DESKRIPSI WILAYAH KERJA

AD SABAKU-1

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 15' 00.28" Lintang Selatan	130° 52' 30.00" Bujur Timur
A2	1° 15' 00.28" Lintang Selatan	130° 53' 19.70" Bujur Timur
A3	1° 15' 53.40" Lintang Selatan	130° 53' 19.70" Bujur Timur
A4	1° 15' 53.40" Lintang Selatan	130° 52' 29.60" Bujur Timur

Wilayah kerja AD Sabaku - 1 di atas seluas lebih kurang 2,54 kilometer persegi.

AD SABAKU-2

Titik	Lintang	Bujur
B1	1° 13' 14.99" Lintang Selatan	130° 54' 41.00" Bujur Timur
B2	1° 13' 14.99" Lintang Selatan	130° 56' 28.03" Bujur Timur
B3	1° 15' 02.99" Lintang Selatan	130° 56' 28.03" Bujur Timur
B4	1° 15' 02.99" Lintang Selatan	130° 54' 41.00" Bujur Timur

Wilayah kerja AD Sabaku - 2 di atas seluas lebih kurang 11,03 Kilometer persegi.

AD SABAKU-3

Titik	Lintang	Bujur
C1	1° 17' 30.00" Lintang Selatan	130° 54' 29.00" Bujur Timur
C2	1° 17' 30.00" Lintang Selatan	Mean High Tide Shoreline
C3	1° 20' 42.00" Lintang Selatan	Mean High Tide Shoreline
C4	1° 20' 42.00" Lintang Selatan	130° 57' 40.00" Bujur Timur
C5	1° 19' 25.00" Lintang Selatan	130° 57' 40.00" Bujur Timur
C6	1° 19' 25.00" Lintang Selatan	130° 54' 29.00" Bujur Timur

Wilayah kerja AD Sabaku - 3 di atas seluas lebih kurang 40,91 kilometer persegi.

AD SABAKU-4

Titik	Lintang	Bujur
D1	1° 18' 00.00" Lintang Selatan	131° 01' 26.00" Bujur Timur
D2	1° 18' 00.00" Lintang Selatan	131° 01' 42.00" Bujur Timur
D3	1° 18' 26.00" Lintang Selatan	131° 01' 42.00" Bujur Timur
D4	1° 18' 26.00" Lintang Selatan	131° 01' 16.00" Bujur Timur

Wilayah kerja AD Sabaku - 4 di atas seluas lebih kurang 0,52 kilometer persegi.

Handwritten signature

Handwritten signature

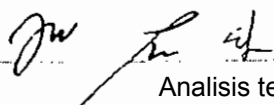
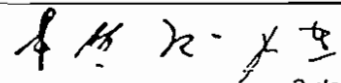
SELE

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 22' 00.00" Lintang Selatan	131° 06' 00.00" Bujur Timur
A2	1° 20' 00.00" Lintang Selatan	131° 08' 00.00" Bujur Timur
A3	1° 25' 00.00" Lintang Selatan	131° 11' 00.00" Bujur Timur
A4	1° 27' 00.00" Lintang Selatan	131° 09' 00.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Sele di atas seluas lebih kurang 54,59 kilometer persegi.

KLAMONO

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 00' 06.15" Lintang Selatan	Mean High Tide Shoreline
A2	1° 00' 06.15" Lintang Selatan	131° 19' 45.00" Bujur Timur
A3	0° 58' 05.00" Lintang Selatan	131° 19' 44.91" Bujur Timur
A4	0° 58' 05.00" Lintang Selatan	131° 29' 38.40" Bujur Timur
A5	0° 53' 31.34" Lintang Selatan	131° 29' 38.40" Bujur Timur
A6	0° 53' 31.31" Lintang Selatan	131° 37' 54.50" Bujur Timur
A7	1° 08' 30.01" Lintang Selatan	131° 37' 54.43" Bujur Timur
A8	1° 08' 30.01" Lintang Selatan	131° 34' 01.20" Bujur Timur
A9	1° 10' 00.01" Lintang Selatan	131° 34' 01.20" Bujur Timur
A10	1° 10' 00.01" Lintang Selatan	131° 28' 44.40" Bujur Timur
A11	1° 10' 59.99" Lintang Selatan	131° 28' 44.40" Bujur Timur
A12	1° 10' 59.99" Lintang Selatan	131° 32' 45.60" Bujur Timur
A13	1° 13' 45.01" Lintang Selatan	131° 32' 45.60" Bujur Timur
A14	1° 13' 45.01" Lintang Selatan	131° 35' 54.47" Bujur Timur
A15	1° 23' 24.13" Lintang Selatan	131° 35' 54.47" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
A16	1° 23' 24.13" Lintang Selatan	131° 28' 55.56" Bujur Timur
A17	1° 28' 47.10" Lintang Selatan	131° 28' 55.56" Bujur Timur
A18	1° 28' 47.10" Lintang Selatan	131° 24' 28.60" Bujur Timur
A19	1° 26' 42.11" Lintang Selatan	131° 24' 28.60" Bujur Timur
A20	1° 26' 42.11" Lintang Selatan	131° 24' 07.56" Bujur Timur
A21	1° 25' 32.99" Lintang Selatan	131° 24' 07.52" Bujur Timur
A22	1° 25' 33.00" Lintang Selatan	131° 23' 49.00" Bujur Timur
A23	1° 24' 00.00" Lintang Selatan	131° 23' 48.83" Bujur Timur
A24	1° 24' 00.00" Lintang Selatan	131° 17' 14.95" Bujur Timur
A25	1° 21' 20.04" Lintang Selatan	131° 17' 14.95" Bujur Timur
A26	1° 21' 19.98" Lintang Selatan	131° 15' 49.50" Bujur Timur
A27	1° 24' 44.59" Lintang Selatan	131° 15' 49.22" Bujur Timur
A28	1° 24' 45.00" Lintang Selatan	131° 12' 07.20" Bujur Timur
A29	1° 20' 20.00" Lintang Selatan	131° 12' 07.20" Bujur Timur
A30	1° 20' 20.00" Lintang Selatan	131° 10' 30.00" Bujur Timur
A31	1° 15' 55.01" Lintang Selatan	131° 10' 30.00" Bujur Timur
A32	1° 15' 55.01" Lintang Selatan	131° 12' 07.20" Bujur Timur
A33	1° 13' 13.50" Lintang Selatan	131° 12' 07.21" Bujur Timur
A34	1° 13' 13.41" Lintang Selatan	Mean High Tide Shoreline
A35	1° 17' 49.99" Lintang Selatan	131° 20' 20.40" Bujur Timur
A36	1° 17' 49.92" Lintang Selatan	131° 26' 40.00" Bujur Timur
A37	1° 15' 54.00" Lintang Selatan	131° 26' 39.07" Bujur Timur
A38	1° 15' 52.73" Lintang Selatan	131° 24' 52.92" Bujur Timur
A39	1° 13' 15.31" Lintang Selatan	131° 24' 52.92" Bujur Timur

Jw *E 4*

A M R - X 5

Titik	Lintang	Bujur
A40	1° 13' 14.99" Lintang Selatan	131° 20' 20.40" Bujur Timur

Wilayah kerja Klamono di atas seluas lebih kuran 2.154,00 kilometer persegi.

TIMOFORO -1

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 27' 01.11" Lintang Selatan	132° 37' 00.00" Bujur Timur
A2	1° 27' 01.11" Lintang Selatan	134° 11' 53.40" Bujur Timur
A3	1° 34' 01.08" Lintang Selatan	134° 11' 53.40" Bujur Timur
A4	1° 34' 01.08" Lintang Selatan	134° 09' 53.50" Bujur Timur
A5	1° 37' 01.06" Lintang Selatan	134° 09' 53.50" Bujur Timur
A6	1° 37' 01.06" Lintang Selatan	134° 04' 53.88" Bujur Timur
A7	1° 40' 00.00" Lintang Selatan	134° 04' 53.42" Bujur Timur
A8	1° 40' 00.00" Lintang Selatan	133° 20' 50.00" Bujur Timur
A9	1° 47' 17.96" Lintang Selatan	133° 20' 50.00" Bujur Timur
A10	1° 35' 00.00" Lintang Selatan	133° 00' 00.00" Bujur Timur
A11	1° 35' 00.00" Lintang Selatan	132° 48' 00.00" Bujur Timur
A12	1° 40' 00.00" Lintang Selatan	132° 48' 00.00" Bujur Timur
A13	1° 40' 00.00" Lintang Selatan	132° 37' 00.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Timoforo -1 di atas seluas lebih kurang 4.011,00 kilometer persegi.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

TIMOFORO -2

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 49' 00.00" Lintang Selatan	133° 10' 00.00" Bujur Timur
A2	1° 49' 00.00" Lintang Selatan	133° 12' 43.20" Bujur Timur
A3	1° 48' 00.00" Lintang Selatan	133° 12' 43.20" Bujur Timur
A4	1° 48' 00.00" Lintang Selatan	133° 16' 01.20" Bujur Timur
A5	1° 49' 00.00" Lintang Selatan	133° 16' 01.20" Bujur Timur
A6	1° 49' 00.00" Lintang Selatan	133° 17' 31.20" Bujur Timur
A7	1° 49' 30.00" Lintang Selatan	133° 17' 31.20" Bujur Timur
A8	1° 49' 30.00" Lintang Selatan	133° 18' 28.80" Bujur Timur
A9	1° 50' 00.00" Lintang Selatan	133° 18' 28.80" Bujur Timur
A10	1° 50' 00.00" Lintang Selatan	133° 19' 30.00" Bujur Timur
A11	1° 50' 45.00" Lintang Selatan	133° 19' 30.00" Bujur Timur
A12	1° 50' 45.00" Lintang Selatan	133° 21' 28.80" Bujur Timur
A13	1° 52' 00.00" Lintang Selatan	133° 21' 28.80" Bujur Timur
A14	1° 52' 00.00" Lintang Selatan	133° 22' 58.80" Bujur Timur
A15	1° 55' 00.00" Lintang Selatan	133° 22' 58.80" Bujur Timur
A16	1° 55' 00.00" Lintang Selatan	133° 12' 00.00" Bujur Timur
A17	1° 54' 00.00" Lintang Selatan	133° 12' 00.00" Bujur Timur
A18	1° 54' 00.00" Lintang Selatan	133° 11' 00.00" Bujur Timur
A19	1° 53' 00.00" Lintang Selatan	133° 11' 00.00" Bujur Timur
A20	1° 53' 00.00" Lintang Selatan	133° 10' 00.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Timoforo -2 di atas seluas lebih kurang 235,90 kilometer persegi.



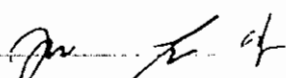
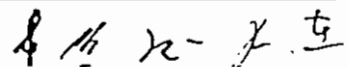

WIRIAGAR

Titik	Lintang	Bujur
A1	2° 12' 30.00" Lintang Selatan	132° 50' 30.00" Bujur Timur
A2	2° 12' 30.00" Lintang Selatan	132° 52' 00.00" Bujur Timur
A3	2° 13' 30.00" Lintang Selatan	132° 52' 00.00" Bujur Timur
A4	2° 13' 30.00" Lintang Selatan	132° 50' 30.00" Bujur Timur

Wilayah kerja Wiriagar di atas seluas lebih kurang 5.15 kilometer persegi.

KEMUNDAN

Titik	Lintang	Bujur
A1	1° 57' 00.00" Lintang Selatan	132° 26' 00.00" Bujur Timur
A2	1° 57' 00.00" Lintang Selatan	132° 49' 00.00" Bujur Timur
A3	1° 59' 00.00" Lintang Selatan	132° 49' 00.00" Bujur Timur
A4	1° 59' 00.00" Lintang Selatan	132° 50' 00.00" Bujur Timur
A5	2° 01' 00.00" Lintang Selatan	132° 50' 00.00" Bujur Timur
A6	2° 01' 00.00" Lintang Selatan	132° 52' 00.00" Bujur Timur
A7	2° 03' 00.00" Lintang Selatan	132° 52' 00.00" Bujur Timur
A8	2° 03' 00.00" Lintang Selatan	133° 00' 00.00" Bujur Timur
A9	2° 15' 00.00" Lintang Selatan	133° 00' 00.00" Bujur Timur
A10	2° 15' 00.00" Lintang Selatan	132° 59' 00.00" Bujur Timur
A11	2° 14' 00.00" Lintang Selatan	132° 59' 00.00" Bujur Timur
A12	2° 14' 00.00" Lintang Selatan	132° 58' 00.00" Bujur Timur
A13	2° 13' 00.00" Lintang Selatan	132° 58' 00.00" Bujur Timur
A14	2° 13' 00.00" Lintang Selatan	132° 57' 00.00" Bujur Timur
A15	2° 11' 00.00" Lintang Selatan	132° 57' 00.00" Bujur Timur

Titik	Lintang	Bujur
A16	2° 11' 00.00" Lintang Selatan	132° 55' 00.00" Bujur Timur
A17	2° 10' 00.00" Lintang Selatan	132° 55' 00.00" Bujur Timur
A18	2° 10' 00.00" Lintang Selatan	132° 43' 00.00" Bujur Timur
A19	Mean High Tide Shore line	132° 43' 00.00" Bujur Timur
A20	Mean High Tide Shore line	132° 26' 03.78" Bujur Timur

Wilayah kerja Kemundan di atas seluas lebih kurang 1.581,00 kilometer persegi.

Ju K...

A H K...



LAMPIRAN "C"

Lampiran "C" ini dilampirkan dan menjadi bagian yang tidak terpisahkan dari Kontrak antara BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) dan PERTAMINA EP pada tanggal September 2005.

PROSEDUR AKUNTANSI

Artikel I Ketentuan Umum

1.1 Definisi

Prosedur Akuntansi ini dibuat untuk diikuti dan dipatuhi dalam pelaksanaan kewajiban tiap Pihak sebagai Lampiran dalam Kontrak.

Definisi dan istilah yang dipakai dalam Lampiran "C" ini mempunyai arti yang sama seperti yang didefinisikan dalam Kontrak.

1.2. Akuntansi dan Laporan

Pencatatan akuntansi dan pembukuan BPMIGAS dan PERTAMINA EP akan diselenggarakan berdasarkan prinsip akuntansi yang diakui dan diterima secara umum, sesuai dengan praktek dan prosedur industri minyak dan gas bumi modern. Semua pembukuan dan laporan akan dikelola dan dipersiapkan sesuai dengan metode yang ditetapkan oleh BPMIGAS. Kode rekening pembukuan dan ketentuan mengenai rekening yang terkait akan ditetapkan oleh BPMIGAS. Laporan akan disusun untuk keperluan BPMIGAS dalam melaksanakan tanggungjawab manajemen atas Kontrak ini.

Artikel II Biaya Operasi

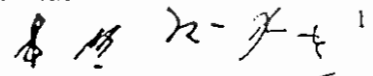
2.1. Definisi

Untuk setiap Tahun jika produksi komersial terjadi, Biaya Operasi terdiri dari (a) Biaya Non-kapital Tahun berjalan, (b) penyusutan Biaya Kapital Tahun berjalan, dan (c) Biaya Operasi Tahun-tahun sebelumnya yang belum memperoleh penggantian biaya yang dapat memperoleh penggantian pada Tahun berjalan.

2.2. Biaya Non-Kapital

Biaya Non-kapital berarti Biaya Operasi yang dikeluarkan sehubungan dengan operasi Tahun berjalan. Di samping itu hanya biaya yang berhubungan dengan operasi Tahun berjalan, biaya survey dan biaya tidak berwujud dari pemboran eksplorasi dan sumur pengembangan, seperti diuraikan dalam paragraf 2.2.3, 2.2.4 dan 2.2.5 dibawah ini, akan diklasifikasikan sebagai Biaya Non-kapital.

Biaya Non-kapital meliputi, tetapi tidak terbatas pada yang berikut :



2.2.1 Operasi

Tenaga kerja, material dan jasa yang digunakan dalam operasi sumur minyak sehari-hari, operasi fasilitas produksi lapangan minyak, operasi peningkatan pengurusan minyak lanjut, operasi transportasi untuk penyimpanan dan pengiriman, operasi sumur gas, operasi fasilitas produksi lapangan gas, operasi transportasi dan pengiriman gas, alat bantu pemrosesan dan pemanfaatan gas, penanganan pasca operasi dan perbaikan kembali sumur dan lokasi, dan kegiatan-kegiatan operasional lainnya, termasuk perbaikan, pemeliharaan dan pemasaran serta pengembangan masyarakat sekitar dan jaminan hak-hak masyarakat adat.

2.2.2 Kantor, Jasa dan Administrasi Umum

Jasa umum termasuk jasa teknis dan jasa yang berhubungan dengan itu, jasa material, transportasi, sewa peralatan mesin berat dan khusus, sewa lokasi dan sewa lain atas jasa dan properti, biaya karyawan, hubungan masyarakat dan biaya lain di luar negeri.

2.2.3 Pemboran Produksi

Tenaga kerja, material dan jasa yang digunakan dalam pekerjaan pemboran sumur dengan tujuan menembus reservoir yang telah terbukti, termasuk pemboran sumur deliniasi maupun pemboran ulang, pemboran pendalaman atau penyelesaian ulang sumur, dan pembuatan jalan akses ke lokasi sumur secara langsung.

2.2.4 Pemboran Eksplorasi

Tenaga kerja, material dan jasa yang digunakan dalam pemboran sumur dengan tujuan menemukan reservoir belum terbukti minyak dan gas, dan pembuatan jalan yang menghubungkan sumur secara langsung.

2.2.5 Survei

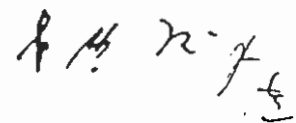

Tenaga kerja, material dan jasa-jasa yang digunakan dalam survey udara, survey geologi, survey topografi, survey geofisika dan survey seismik, dan pemboran batuan inti.

2.2.6 Pengeluaran Eksplorasi Lainnya

Alat bantu atau fasilitas sementara yang mempunyai umur satu Tahun atau kurang yang digunakan dalam kegiatan eksplorasi dan informasi geologi dan geofisika yang dibeli.

2.2.7 Pelatihan

Pelatihan personil Indonesia sebagaimana dijelaskan dalam Pasal XIII dari Kontrak ini.



2.3 Biaya Kapital

Biaya Kapital berarti pengeluaran untuk hal-hal yang pada umumnya mempunyai masa manfaat lebih dari tahun terjadinya pengeluaran tersebut. Penyusutan Biaya Kapital tahunan yang wajar, dihitung seperti yang dijelaskan dalam Artikel III klausul 3.1, dapat memperoleh penggantian sebagai Biaya Operasi pada Tahun berjalan.

Biaya Kapital meliputi klasifikasi yang diuraikan disini, tetapi tidak terbatas pada spesifikasi sebagai berikut:

2.3.1 Fasilitas Konstruksi dan Penunjang

Perbengkelan, fasilitas tenaga listrik dan air, pergudangan, dermaga, dan jalan menuju ke lapangan kecuali jalan penghubung yang disebut dalam paragraf 2.2.3 dan 2.2.4 diatas.

2.3.2 Bangunan Perumahan dan Fasilitas Kesejahteraan

Bangunan perumahan, fasilitas rekreasi dan harta benda berwujud lainnya sebagai pelengkap bangunan.

2.3.3 Fasilitas Produksi

Anjungan lepas pantai (termasuk biaya tenaga kerja, bahan bakar, pengangkutan dan perlengkapan baik untuk pabrikasi di luar dan instalasi di dalam anjungan, dan biaya konstruksi lainnya dalam rangka menegakkan anjungan dan pemasangan jalur pipa bawah laut), perlengkapan kepala sumur, perlengkapan produksi (*lifting*) bawah permukaan, pipa produksi, batang pompa (*sucker rods*), pompa permukaan, pipa alir, perlengkapan pengumpul, pipa pengirim dan fasilitas penyimpanan. Biaya dermaga minyak dan pelabuhan, peralatan dan perlengkapan pemrosesan, sistem peningkatan pengurasan lanjut, pemroses gas (*gas plant*) dan sistem pemanas.

2.3.4 Harta Benda Bergerak

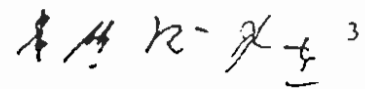
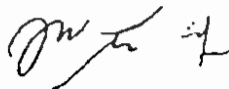
Alat-alat pemboran dan produksi di permukaan dan di bawah permukaan, kapal (*barges*), pesawat apung, peralatan otomotif, pesawat udara, peralatan bangunan, perlengkapan dan peralatan kantor serta macam-macam peralatan lainnya.

Artikel III

Metode Akuntansi Yang Digunakan Untuk Menghitung Penggantian Biaya Operasi

3.1 Penyusutan

Penyusutan akan dihitung mulai Tahun Kalender pada saat aset itu mulai memberikan jasa dengan penyusutan satu Tahun penuh dan ditetapkan sebagai permulaan Tahun

 3

dan metode yang ditetapkan harus berdasarkan kajian tersebut serta diterapkan secara konsisten setiap Tahun. Metode yang dipilih harus mendapatkan persetujuan BPMIGAS, dan persetujuan tersebut harus dapat dikaji ulang secara periodik oleh BPMIGAS dan PERTAMINA EP.

3. 4. Penggantian Biaya Bunga

Biaya bunga atas pinjaman yang diperoleh PERTAMINA EP dari Afiliasi atau induk PERTAMINA EP atau dari pihak ketiga yang bukan afiliasi dengan tarif bunga yang tidak melampaui tarif komersial yang berlaku untuk investasi modal dalam kegiatan operasi Minyak dan Gas Bumi dapat diberikan penggantian dengan diperlakukan sebagai Biaya Operasi. Rincian dari suatu rencana pendanaan dan besarnya setiap Tahun harus dimasukkan dalam masing-masing anggaran Biaya Operasi Tahunan yang bersangkutan guna mendapatkan persetujuan BPMIGAS terlebih dahulu.

Seluruh pendanaan lainnya juga harus disetujui oleh BPMIGAS.

3. 5. Biaya Gas

Biaya Operasi yang langsung terkait dengan produksi Gas Bumi akan dibebankan langsung pada pendapatan Gas Bumi sebagaimana ditentukan dalam pembagian hak yang tertuang pada Pasal VII paragraf 7.2.2. Biaya Operasi yang dikenakan untuk produksi Gas Bumi dan Minyak Mentah akan dialokasikan pada Gas Bumi dan Minyak Mentah atas dasar nilai relatif dari produksi yang dihasilkan pada Tahun berjalan. Biaya umum penunjang akan dialokasikan atas kesepakatan kedua belah pihak.

Jika setelah dimulai produksi pendapatan Gas Bumi tidak mencukupi untuk mengganti sepenuhnya atas biaya Gas Bumi sebagaimana uraian tersebut diatas, maka kelebihan biaya tersebut akan diganti melalui pendapatan Minyak Mentah.

Sebaliknya, apabila terjadi kelebihan biaya Minyak Mentah (biaya Minyak Mentah dikurangi pendapatan Minyak Mentah), kelebihan tersebut dapat diganti dari pendapatan Gas Bumi.

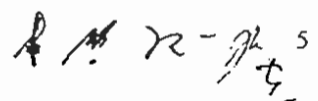
Jika produksi dari salah satu Gas Bumi atau Minyak Mentah telah mulai sementara yang lainnya belum, biaya produksi dan biaya penunjang akan dialokasikan secara proporsional. Fraksi propane dan butane yang diambil dari Gas Bumi tetapi tidak dimasukkan dalam Minyak Mentah akan dianggap sebagai Gas Bumi untuk maksud akuntansi.

3. 6. Akuntansi Persediaan

Biaya pembelian dan pengadaan material non-kapital untuk persediaan akan diganti pada saat barang persediaan tersebut telah berada di Indonesia.

3. 7. Asuransi dan Tuntutan

Biaya Operasi termasuk premi-premi yang telah dibayarkan untuk asuransi yang secara normal diperlukan untuk penyelenggaraan kegiatan operasi Minyak dan Gas



Kalender. Cara yang digunakan untuk menghitung Penggantian Biaya Kapital tiap Tahun ialah metode penyusutan "declining balance". Perhitungan penyusutan tiap Tahun dari Biaya Kapital yang diperbolehkan mendapat penggantian berdasarkan pada Biaya Kapital masing-masing aset pada awal Tahun tersebut dikalikan dengan faktor penyusutan sebagai berikut :

- Group 1 = 50%
- Group 2 = 25%

Untuk kelompok aset proyek Minyak Mentah dan/atau proyek Gas Bumi, masa pakai yang diterapkan adalah sebagai berikut:

KELOMPOK I :

Mobil penumpang	1,5 Tahun
Truk ringan (13.000 pon atau kurang) dan traktor	2 Tahun
Truk berat (diatas 13.000 pon)	3 Tahun
Bus	4,5 Tahun
Pesawat terbang	3 Tahun
Peralatan Konstruksi	3 Tahun
Peralatan Kantor dan furnitur	5 Tahun

KELOMPOK II :

Bangunan sarana dan bangunan penunjang	5 Tahun
Bangunan perkantoran, perumahan dan kesejahteraan	10 Tahun
Fasilitas produksi	5 Tahun
Gerbong kereta dan lokomotif	7.5 Tahun
Kapal, tongkang, kapal tunda dan alat apung yang sejenis	9 Tahun
Perkakas pemboran dan produksi serta peralatan dan instrumen	5 Tahun

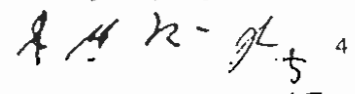
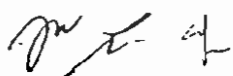
Sisa Biaya Kapital yang belum diganti berhak untuk penyusutan penuh pada akhir masa manfaat masing-masing aset tersebut.

Nilai buku aset yang belum disusutkan yang telah tidak bisa memberikan jasa tidak dapat dibebankan ke Biaya Operasi tetapi penyusutannya akan dilanjutkan berdasarkan atas kriteria umur tersebut diatas, kecuali dalam hal aset tersebut telah dinyatakan tidak dapat digunakan karena kerusakan yang tidak dapat diperkirakan, sebagai contoh, oleh karena kebakaran atau kecelakaan.

3.2 Semua pengeluaran yang berkaitan dengan Wilayah Kerja yang timbul dan belum diperoleh penggantian oleh PT PERTAMINA (PERSERO) akan dibebankan sebagai Biaya Operasi dalam Kontrak ini dengan melanjutkan perlakuan akuntansi yang telah diterapkan pada *PERTAMINA PETROLEUM CONTRACT* PT PERTAMINA (PERSERO).

3.3. Alokasi Overhead

Biaya umum dan administrasi, selain dari pembebanan langsung yang dapat dialokasikan ke operasi ini harus ditetapkan berdasarkan sebuah kajian yang rinci,



Dana yang berkaitan dengan kewajiban PERTAMINA EP yang dilaksanakan sesuai Kontrak, dan seluruh pengeluaran yang terjadi dan dibayarkan dalam penyelesaian terhadap seluruh kerugian, tuntutan, kerusakan, putusan pengadilan, dan pengeluaran lain, termasuk biaya-biaya berhubungan dengan kewajiban PERTAMINA EP sesuai Kontrak.

3. 8. Penanganan Pasca Operasi dan Pemulihan Lokasi

Biaya Operasi termasuk seluruh pengeluaran yang dilakukan dalam penanganan pasca operasi seluruh sumur eksplorasi dan pemulihan lokasi pemboran, dan seluruh perkiraan uang yang diperlukan guna pembiayaan dari suatu rencana penanganan pasca operasi dan pemulihan lokasi yang ditetapkan berkaitan dengan suatu rencana pengembangan yang disetujui untuk suatu penemuan yang komersial.

Pengeluaran yang terjadi dalam penanganan pasca operasi sumur eksplorasi dan pemulihan lokasi pemboran akan dibebankan sebagai Biaya Operasi sesuai dengan Artikel II dari Lampiran "C" ini.

Perkiraan dana yang diperlukan untuk membiayai suatu rencana penanganan pasca operasi dan pemulihan lokasi yang ditetapkan sesuai dengan paragraf 6.1.5 (e) Kontrak akan dibebankan sebagai Biaya Operasi setiap tahun berdasarkan akrual akuntansi (*accounting accrual*) dimulai pada tahun pertama produksi.

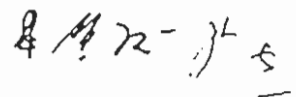
Jumlah yang dibebankan setiap Tahun akan diperhitungkan dengan cara pembagian antara jumlah perkiraan biaya penanganan pasca operasi dan pemulihan lokasi untuk masing-masing penemuan dengan jumlah perkiraan tahun-tahun dalam umur ekonomis dari masing-masing penemuan. Perkiraan biaya yang diperlukan untuk penanganan pasca operasi dan pemulihan lokasi akan dikaji ulang secara tahunan dan perkiraan demikian akan disesuaikan setiap Tahun sebagaimana diperlukan.

3.9. Program Pengakhiran Hubungan Kerja

Biaya Operasi termasuk semua pengeluaran yang terjadi dalam rangka pengakhiran hubungan kerja dan program benefit untuk pekerja yang dipekerjakan dalam Operasi Minyak dan Gas Bumi pada PERTAMINA EP akan dibebankan sebagai Biaya Operasi setiap Tahun dimulai pada Tahun pertama produksi, serta semua perkiraan uang yang diperlukan dalam rangka pengakhiran hubungan kerja dan program benefit untuk pekerja yang dipekerjakan dalam Operasi Minyak dan Gas Bumi pada PERTAMINA EP akan dibebankan sebagai Biaya Operasi setiap Tahun berdasarkan akrual akuntansi (*accounting accrual*) dimulai pada Tahun pertama produksi, dan akan dimasukkan melalui Rencana Kerja dan Anggaran tahunan.



--oOo--



PRODUCTION SHARING CONTRACT

BETWEEN

BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS)

AND

ASIA PACIFIC EXPLORATION CONSOLIDATED INDONESIA LIMITED

CONTRACT AREA : KASURI BLOCK

SECTION	TITLE	INDEX
I	SCOPE AND DEFINITIONS	3
II	TERMS AND COMMERCIALITY OF CONTRACT AREA	8
III	RELINQUISHMENT OF AREAS	12
IV	WORK PROGRAM AND BUDGET	14
V	RIGHTS AND OBLIGATIONS OF THE PARTIES	17
VI	RECOVERY OF OPERATING COSTS AND HANDLING OF PRODUCTION	26
VII	VALUATION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS	29
VIII	BONUS AND ASSISTANCE	32
IX	PAYMENTS	33
X	TITLE TO EQUIPMENT 34 XI CONSULTATION AND ARBITRATION	35
XII	EMPLOYMENT AND TRAINING OF INDONESIAN PERSONNEL	36
XIII	TERMINATION	37
XIV	BOOKS AND ACCOUNTS AND AUDITS	39
XV	OTHER PROVISIONS	40
XVI	PARTICIPATION	43
XVII	EFFECTIVENESS	45

EXHIBITS

"A"	DESCRIPTION OF CONTRACT AREA
"B"	MAP OF CONTRACT AREA
"C"	ACCOUNTING PROCEDURE
"D"	MEMORANDUM OF PARTICIPATION

PRODUCTION SHARING CONTRACT

Between

**BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI
(BPMIGAS)**

And

ASIA PACIFIC EXPLORATION CONSOLIDATED INDONESIA LIMITED

This Production Sharing Contract ("**CONTRACT**"), is made and entered into on thisday of, 200... by and between **BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI** (hereinafter called "**BPMIGAS**"), a State-Owned Legal Entity , established under the Government Regulation No. 42/2002 with reference to Law No. 22/2001, party of the first part, and **ASIA PACIFIC EXPLORATION CONSOLIDATED INDONESIA LIMITED**, a corporation organized and existing under the laws of Cayman Islands, (hereinafter called "**CONTRACTOR**") party of the second part.

BPMIGAS and **CONTRACTOR** hereinafter sometimes referred to either individually as the "**Party**" or collectively as the "**Parties**".

WITNESSETH

WHEREAS, all mineral oil and gas existing within the statutory mining territory of Indonesia are national riches controlled by the State; and

WHEREAS, in accordance with Law No. 22/2001 and Government Regulation No. 35/2004 as amended by Government Regulation No. 34/2005, the Government of the Republic of Indonesia has an "Authority to Mine" and wishes to promote the development of the Contract Area and appoint **CONTRACTOR** in accelerating the exploration, and development of the resources within the Contract Area; and

WHEREAS, in accordance with Law No. 22/2001 and Government Regulation No. 42/2002, **BPMIGAS** is authorized to enter into this **CONTRACT** and to oversee Petroleum upstream business activities carried out by **CONTRACTOR** in the Contract Area; and

WHEREAS, **CONTRACTOR** represents that it has financial ability, technical competence, and professional skills necessary to carry out the Petroleum Operations hereinafter described, and is willing to enter into this **CONTRACT** with **BPMIGAS** under the terms and conditions described herein; and

NOW THEREFORE, in consideration of the mutual covenants herein contained, it is hereby agreed as follows:

SECTION I SCOPE AND DEFINITIONS

1.1 SCOPE

- 1.1.1 This **CONTRACT** is a cooperation agreement in the form of a Production Sharing Contract. In accordance with the provisions herein contained, **BPMIGAS** shall have and be responsible for the management of the Petroleum Operations contemplated hereunder.
- 1.1.2 **CONTRACTOR** shall be responsible to **BPMIGAS** for the execution of such Petroleum Operations in accordance with the provisions of this **CONTRACT**, and is hereby appointed and constituted the exclusive company to conduct Petroleum Operations hereunder.
- 1.1.3 **CONTRACTOR** shall provide all the financial and technical assistance, including skills required for the execution of Petroleum Operations.
- 1.1.4 **CONTRACTOR** shall carry the risk in carrying out Petroleum Operations and shall therefore have an economic interest in the development of the Petroleum deposits in the Contract Area.
- 1.1.5 **CONTRACTOR** may recover any costs required to carry out Petroleum Operation classified as Operating Costs as provided for in Section VI.
- 1.1.6 In the case that **CONTRACTOR** comprises of more than one Participating Interest Holder, then the following provisions shall apply:
- (a) **CONTRACTOR** shall appoint one of the Participating Interest Holders as an Operator which is authorized to execute Petroleum Operations hereunder and represent them in communicating and liaising with **BPMIGAS**, **GOI** and any other parties in relation to the **CONTRACT** and the performance thereof;
 - (b) As a general rule, the Operator to be proposed to **BPMIGAS** shall have the necessary skills, experience, financial capability and qualified personnel to conduct Petroleum Operations hereunder.
 - (c) The appointment of Operator or its subsequent successor(s) shall be subject to the prior approval of **BPMIGAS** and **GOI**;
 - (d) In addition to the responsibilities and functions of Operator referred to in paragraph (a) of this Sub-section 1.1.6, Operator shall also be responsible to **BPMIGAS** in assuming the responsibilities and liabilities of the other Participating Interest Holder(s) under this **CONTRACT**.
 - (e) Notwithstanding the provisions in paragraph (d) of this Sub-section 1.1.6, the appointment of Operator shall not in any way limit, restrict or discharge each of the other Participating Interest Holder(s) from their obligations, responsibilities and liabilities as Participating Interest Holder(s) under this **CONTRACT**, and such appointment shall not prevent **BPMIGAS** from directly communicating, liaising with and/ or enforcing such obligations, responsibilities and liabilities to any of them on a joint and several liability basis.

1.1.7 **CONTRACTOR** will not incur interest expenses to finance its Petroleum Operations hereunder.

1.1.8 During the term of this **CONTRACT** the total production of Petroleum achieved in the conduct of such Petroleum Operations shall be divided in accordance with the provisions of Section VI hereof.

1.2 DEFINITIONS

For the purposes of this **CONTRACT**, except as expressly stated otherwise herein, the words and terms defined in Article 1 of Law No. 22/2001, when used herein, shall have the meaning in accordance with such definitions. In addition, the following definitions shall apply.

- 1.2.1 **Abandonment and Restoration Funds** or **AARF** means the accumulation of funds deposited in an escrow account jointly controlled by **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** reserved for the conduct of abandonment and site restoration in the manner and pursuant to the procedures described in Sub-section 5.2.6.
- 1.2.2 **Affiliated Company** or **Affiliate** means a company or other entity that Controls or is Controlled by, or which is Controlled by a company or other entity which Controls, a Party to this **CONTRACT**.
- 1.2.3 **Barrel**, means a quantity or unit of oil, forty-two (42) United States gallons at the temperature of sixty (60) degrees Fahrenheit.
- 1.2.4 **Barrel of Oil Equivalent** or **BOE** means six thousand (6,000) standard cubic feet of Natural Gas based on the gas having a calorific value of one thousand (1,000) British Thermal Unit per cubic foot (BTU/ft³).
- 1.2.5 **Budget of Operating Costs** means cost estimates of all items included in the Work Program.
- 1.2.6 **Calendar Year or Year** means a period of twelve (12) months commencing January 1 and ending on the following December 31, according to the Gregorian calendar.
- 1.2.7 **Change of Control** means any change of Control in a Party to this **CONTRACT**.
- 1.2.8 **Commercial Contract Area** means the first Field within the Contract Area (other than Limited Commercial Contract Area) approved to be produced commercially for the first time by the Minister.
- 1.2.9 **Contract Year** means a period of twelve (12) consecutive months according to the Gregorian calendar counted from the Effective Date of this **CONTRACT** or from the anniversary of such Effective Date.
- 1.2.10 **Contract Area** means the area where **CONTRACTOR** is appointed to carry out Petroleum Operations, as described and outlined in Exhibits "A" and "B" attached hereto and made part hereof, less all areas relinquished pursuant to this **CONTRACT**.
- 1.2.11 **Control** means ownership directly or indirectly of at least 50% of (a) the voting stock, if the company is a corporation issuing stock, or (b) the controlling rights or

interests, if the other entity is not a corporation. The terms Controls and Controlled by shall be construed accordingly.

- 1.2.12 **Crude Oil** means crude mineral oil, asphalt, ozokerite and all kinds of hydrocarbons and bitumens, both in solid and in liquid form, in their natural state or obtained from Natural Gas by condensation or extraction.
- 1.2.13 **Exploration Period** means the initial exploration term of six (6) Contract Years, commencing on the Effective Date, which may be extended once for a maximum period of 4 (four) Contract Years.
- 1.2.14 **Exploitation Period** means the part of the CONTRACT term where exploitation activities are allowed to take place, which commences immediately after CONTRACTOR's proposed POD for the first field in the Contract Area is approved by the Minister.
- 1.2.15 **Effective Date** means the date of the approval of this **CONTRACT** by **GOI**.
- 1.2.16 **Field** means a certain part of Contract Area within which Petroleum is produced commercially.
- 1.2.17 **Firm Commitment** means the Work Programs during the first three (3) Contract Years, as set forth in Sub-section 4.2 of the **CONTRACT**, for which **CONTRACTOR** is committed and obligated to complete.
- 1.2.18 **First Tranche Petroleum or FTP** means a certain portion of Petroleum produced and saved from the Contract Area in a Calendar Year to which **BPMIGAS** is entitled to first take and receive in each Calendar Year, before any deduction for recovery of Operating Costs and handling of production.
- 1.2.19 **Force Majeure** means delays or failure in performance under this **CONTRACT** caused by circumstances beyond the control and without the fault or negligence of the Party affected by an event of Force Majeure, that may affect economically or otherwise the continuation of Petroleum Operations under this **CONTRACT**. It is understood that an event of Force Majeure shall include but not restricted to acts of God or the public enemy, perils of navigation, fire, hostilities, war (declared or undeclared), blockade, labor disturbances, strikes, riots, insurrections, civil commotion, quarantine, restrictions, epidemics, storm, tsunami, earthquakes, or accidents.
- 1.2.20 **Foreign Exchange** means currency other than that of the Republic of Indonesia but acceptable to **GOI**, **BPMIGAS** and **CONTRACTOR**.
- 1.2.21 **GOI** means the Central Government of the Republic of Indonesia represented by the ministry which has the authority in the oil and gas sector.
- 1.2.22 **Grids** means graticular sections defined by meridians of longitude (reference the meridian of Greenwich) and by parallels of latitude (reference the Equator).
- 1.2.23 **Gross Negligence or Willful Misconduct** means :
(a) any act or failure to act which seriously and substantially deviates from a diligent course of action and is a failure to perform a duty, in reckless disregard of, or in indifference to, the harmful consequences to life or property; and/or (b) any deliberate or intentional and conscious, or reckless, disregard of any provision of this **CONTRACT** but shall not include any omission, error of judgment or mistake made in the exercise, in good faith, of any authority or discretion conferred upon a Party pursuant to this **CONTRACT**.

- 1.2.24 **Indonesia Income Tax Law** means the applicable Indonesian Income Tax Law including all of its implementing regulations as of the Effective Date.
- 1.2.25 **Indonesian National Company** means a limited liability company (PT) established and existing in accordance with Indonesian laws and regulations which domiciles and operates in Indonesia and is fully owned by Indonesian citizens and/ or other Indonesian national company(ies).
- 1.2.26 **Indonesian Participation Interest** means a ten percent (10%) Participating Interest in the **CONTRACT** that is obligated to be offered by **CONTRACTOR** to a Local Government Owned Company designated by the Local Government or Indonesian National Company designated by the Minister as referred to in Section 16.1, after the first POD in the Contract Area proposed by **CONTRACTOR** is approved by the Minister.
- 1.2.27 **Limited Commercial Contract Area** means a certain part of the Contract Area where a Field within which is approved to be produced commercially for the first time by the Minister, whereby **CONTRACTOR** may recover Operating Costs incurred for such approved Field only. This definition is only related to unitization as detailed under Subsection-2.3.
- 1.2.28 **Local Government Owned Company** or **LGOC** means a company established and existing in accordance with Indonesian laws and regulations which domiciles and operates in Indonesia and is owned by the Local Government(s) of the Republic of Indonesia.
- 1.2.29 **Minister** means the minister who has the authority in the Oil and Gas sector.
- 1.2.30 **Natural Gas** means all associated and/or non-associated gaseous hydrocarbons produced from a well, including wet mineral gas, dry mineral gas, casing head gas and residue gas remaining after the extraction of liquid hydrocarbons from wet gas.
- 1.2.31 **Net Realized Price FOB** means the realized price of Crude Oil as determined by GOI
- 1.2.32 **Operating Costs** means expenditures made and obligations incurred in carrying out Petroleum Operations hereunder, determined in accordance with the Accounting Procedure attached hereto and made a part hereof as Exhibit "C".
- 1.2.33 **Operator** means the **CONTRACTOR** or, in the case **CONTRACTOR** comprises of more than one Participating Interest Holder, one of the Participating Interest Holders appointed by the other Participating Interest Holder(s) to represent them under this **CONTRACT** and recognized by **BPMIGAS**, as further detailed in Sub-section 1.1.5.
- 1.2.34 **Participating Interest** means the undivided rights, interests and obligations of **CONTRACTOR** in and under the **CONTRACT**. For avoidance of doubt, if **CONTRACTOR** comprises more than one Participating Interest Holder recognized by **BPMIGAS**, each of such Participating Interest Holders constituting **CONTRACTOR** shall have the rights and interests hereunder in the same percentage share of the Participating Interest it holds provided that in the performance of its obligations under the **CONTRACT** all such Participating Interest Holders constituting **CONTRACTOR** shall be jointly and severally liable to **BPMIGAS**.

- 1.2.35 **Participating Interest Holder**, means **CONTRACTOR**, or in the case that **CONTRACTOR** comprises more than one Business Entity(ies) and or Permanent Establishment(s) approved by **BPMIGAS**, each of such Business Entity(ies) and or Permanent Establishment(s) which holds certain percentage share of the Participating Interest.
- 1.2.36 **Petroleum** means both or either of Crude Oil and Natural Gas.
- 1.2.37 **Petroleum Operations** means all exploration, development, extraction, production, transportation, marketing, abandonment and site restoration operations authorized or contemplated under this **CONTRACT**.
- 1.2.38 **Plan of Development** or **POD** means a plan proposed by **CONTRACTOR** for the development of a field in which Petroleum is discovered in a quantity and quality that may be produced commercially, the plan of which describes in reasonable detail all information required by **BPMIGAS**, including, inter alia, the estimated quantities of reserves and production of Petroleum, expenditures required to develop the field in question and production cost of Crude Oil and/ or Natural Gas, costs for abandonment and restoration required for post mining operations including its funding program, plan of utilization of the Crude Oil and/ or Natural Gas to be produced, method and process of the exploitation of the Crude Oil and/ or Natural Gas, the estimated amount of **GOI's** revenues resulting from such development and the plan in utilizing Indonesian national manpower and domestic goods and services. The **POD** proposed by **CONTRACTOR** for the development of Petroleum discovery in the first field within the Contract Area shall be submitted to **BPMIGAS** for the approval of the Minister, whilst the **POD** for the development of Petroleum discovery in the subsequent field(s) shall be submitted to **BPMIGAS** for **BPMIGAS** approval, based on consideration of all pertinent operating and financial data made available by **CONTRACTOR**.
- 1.2.39 **Point of Export** means the point of delivery contemplated by Law No. 22/2001, which is the outlet flange of the loading arm after final sales meter at the delivery terminal, or, some other point(s) mutually agreed by the Parties.
- 1.2.40 **Work Program** means a statement itemizing the Petroleum Operations to be carried out in the Contract Area as set forth in Section IV.

SECTION II
TERM AND COMMERCIALITY OF CONTRACT AREA

2.1 TERM OF CONTRACT

- 2.1.1 Subject to the following provisions of this **CONTRACT**, the term of this **CONTRACT** shall be thirty (30) Contract Years as from the Effective Date. The term of this **CONTRACT** consists of Exploration Period and Exploitation Period.
- 2.1.2 The initial term of Exploration Period shall be six (6) Contract Years as from the Effective Date. At the end of the initial term of Exploration, **CONTRACTOR** shall have the option to request a one time extension to **BPMIGAS** for a maximum period of four (4) Contract Years, and the approval of such request shall not be unreasonably withheld, provided that **CONTRACTOR** shall have fully complied with the requirements of relinquishment of Contract Area referred to in Section III, and fully performed its Firm Commitment referred to in Sub-section 4.2 of Section IV hereof.
- 2.1.3 If at the end of the initial six (6) Contract Years of the Exploration Period or, as the case may be, the approved Contract Years extension thereto, no Petroleum in commercial quantities is discovered in the Contract Area, then without prejudice to Section XIII, Sub-sections 13.6 (b) hereof, this **CONTRACT** shall automatically terminate forthwith in its entirety, and **CONTRACTOR** shall relinquish all remaining Contract Area to **GOI** through **BPMIGAS** immediately after the receipt of **BPMIGAS** notification.

2.2 Commerciality of CONTRACT Area

- 2.2.1 If within the initial Exploration Period, or the extension thereto, Petroleum is discovered in the Contract Area in a quantity and quality which may be produced commercially, **CONTRACTOR** shall immediately report such discovery to **BPMIGAS** and **GOI**, for **BPMIGAS** evaluation and written acknowledgement. Such report shall specify in reasonable detail the estimated amount of the reserves and quality of the Petroleum, supported with the relevant data, such as certificate regarding the quantity and quality of Petroleum reserves discovered by **CONTRACTOR**. **BPMIGAS** will not unreasonably withhold the delivery of its acknowledgement letter to **CONTRACTOR**.
- 2.2.2 Upon receipt of **BPMIGAS** acknowledgement letter, **CONTRACTOR** shall, as soon as practicable, but in no case shall exceed two (2) Years thereafter, submit a proposed Plan of Development or POD for the field in which Petroleum is discovered for the first time, to **BPMIGAS** for evaluation. After evaluating **CONTRACTOR's** proposed POD, **BPMIGAS** will invite **CONTRACTOR** and confer in good faith for clarification of any information and data included in the POD. Thereafter **BPMIGAS** shall convey the outcome of its evaluation and give its recommendation to the Minister for approval.

Notwithstanding the foregoing, an exception to the foregoing two (2) Years time limit may be made in the event of discovery of Natural Gas field (but not applicable for a field containing associated Natural Gas). If it is anticipated that

during such two (2) Years time limit **CONTRACTOR** shall have not successfully entered into a commercial gas sales commitment, at the request of **CONTRACTOR**, **BPMIGAS** may at its own discretion extend such two (2) Years time limit to a reasonable period(s) of time to be determined by **BPMIGAS** or reject to grant any such extension.

- 2.2.3 If the Minister approves **CONTRACTOR's** proposed POD for the first field in the Contract Area without any material condition, such POD approval shall constitute the declaration of commerciality of the entire Contract Area and **CONTRACTOR** shall commence to develop the field in which the Petroleum is discovered.

Referring to Sub-section 2.1.3 hereof, if prior to the expiration the Exploration Period or its extension, **CONTRACTOR** has submitted to **BPMIGAS** a notification of discovery in a field for the first time in the Contract Area, notwithstanding Sub-section 2.1.3, this **CONTRACT** shall not terminate on the expiration of the Exploration Period or its extension, until and unless after the expiration of the Exploration Period or its extension **CONTRACTOR** receives a letter from **BPMIGAS** notifying that either **BPMIGAS** does not agree to issue the acknowledgment of discovery reported by **CONTRACTOR** for such first field in question, or Minister does not approve **CONTRACTOR's** proposed POD for the first field in the Contract Area. In the case that **CONTRACTOR** receives such notification letter, this **CONTRACT** shall automatically terminate on the date of receipt of such **BPMIGAS** notification letter, and **CONTRACTOR** shall immediately relinquish all remaining Contract Area to **GOI** through **BPMIGAS**.

- 2.2.4 In the event that **CONTRACTOR** which has received a POD approval to develop its first field in the Contract Area fails to conduct Petroleum Operations for the development of such first field within a maximum period of five (5) consecutive Years (meaning sixty (60) months) after the end of the Exploration Period, in accordance with the schedules proposed in the approved POD, then unless the Parties otherwise agree this **CONTRACT** shall automatically terminate on the expiration date of such five (5) Years time limit.

BPMIGAS shall notify **CONTRACTOR** of the expiration of such five (5) Years time limit and the expiration of this **CONTRACT**. Upon receipt of such notification letter, **CONTRACTOR** shall be obliged to relinquish all remaining Contract Area to **GOI** through **BPMIGAS**.

- 2.2.5 An exception to the foregoing five (5) Years time limit may be made in the event of development of Natural Gas field. If it is anticipated that during such five (5) Years time limit **CONTRACTOR** shall have not successfully entered into any commercial gas sales agreement, at the request of **CONTRACTOR**, **BPMIGAS** may extend such five (5) Years time limit to a reasonable period(s) of time to be determined by **BPMIGAS**. If at the end of such time limit extension, **CONTRACTOR** remains unable to enter into a commercial gas sales agreement, the Parties shall confer in good faith to determine all reasonable steps, including the possibility of not granting **CONTRACTOR** with additional extension. If eventually **BPMIGAS** determines not to grant any additional extension to **CONTRACTOR**, **BPMIGAS** shall advise **CONTRACTOR** of its decision and the expiration of the term of this **CONTRACT**, and **CONTRACTOR** shall, without prejudice to **CONTRACTOR's** obligations to fulfill any of its outstanding

obligations under this **CONTRACT**, be obliged to relinquish remaining Contract Area to **GOI** through **BPMIGAS**.

2.3 Limited Commercial Contract Area

2.3.1 Limited Commercial Contract Area Due To Unitization

If during the Exploration Period Petroleum is discovered in a field adjacent to the Contract Area which straddles in the Contract Area which in the judgment of **BPMIGAS**, such field cannot be produced commercially by the Contract Area on its own, other than through unitization of the field with the part of such field located substantially in other contract area adjacent to the Contract Area, then if the POD of such field is approved by the Minister, the part of the field located in the Contract Area will be declared as a Limited Commercial Contract Area. Upon the commencement of commercial production of Petroleum from such Limited Commercial Contract Area, **CONTRACTOR** shall have the right to the Petroleum produced from and to recover Operating Costs incurred for the conduct of Petroleum Operations within the Limited Commercial Contract Area only.

2.3.2 Consequences of Declaration of Limited Commercial Contract Area

Notwithstanding the other provisions of this **CONTRACT** which set out otherwise, to the extent that the circumstances described in Sub-Section 2.3.1 above occurred, the following provisions shall apply:

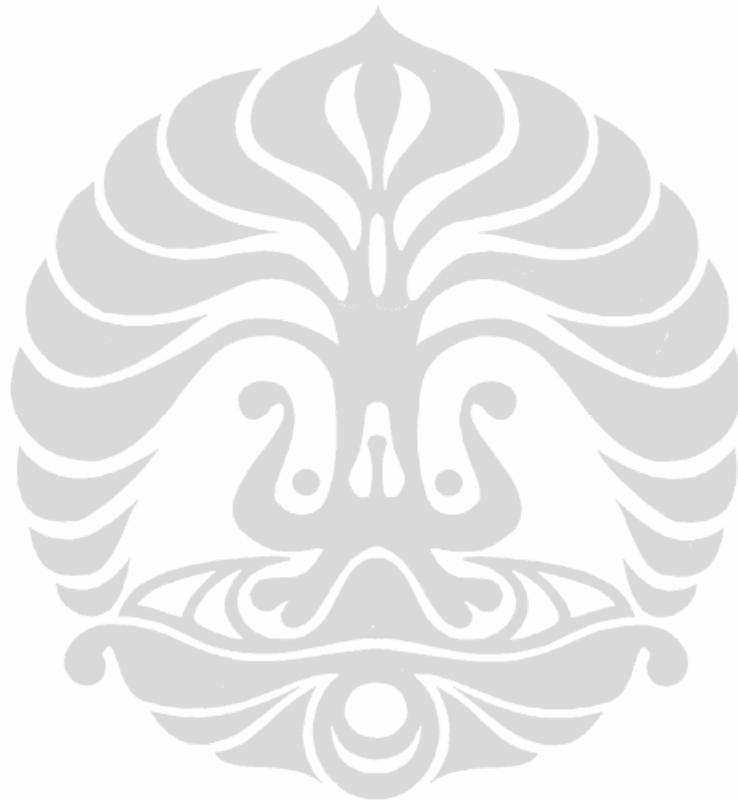
- (a) **CONTRACTOR** shall not be entitled to recover Operating Costs incurred for the conduct of Petroleum Operations outside the Field within Limited Commercial Contract Area from any revenue derived from the Field declared as Limited Commercial Contract Area; and
- (b) If until the expiration of the Exploration Period or its extension under this **CONTRACT** no Petroleum is discovered from other field within the Contract Area (outside the Limited Commercial Contract Area) in a quantity which may be produced commercially, then the Limited Commercial Contract Area shall be carved out and separated from the original Contract Area, and shall be treated as producing acreage of the Contract Area, where the terms and conditions of this **CONTRACT** shall continue to apply, whilst the remaining portion of the Contract Area outside the Limited Commercial Contract Area shall be relinquished to **GOI** through **BPMIGAS**.

2.4 Subsequent Petroleum Discovery

2.4.1 Any Petroleum subsequently discovered in the Contract Area shall be immediately reported to **BPMIGAS** and **GOI** for **BPMIGAS** evaluation.

2.4.2 Upon receipt of the foregoing report, if **BPMIGAS** considers that such discovery may be produced commercially, **BPMIGAS** shall issue an acknowledgement letter of such commercial discovery. Following agreement with **CONTRACTOR** of such commercial discovery, **CONTRACTOR** shall, as soon as practicable, but in no case exceed two (2) Years thereafter (except that in the case of discovery

of Natural Gas, **BPMIGAS** may give extension thereto) submit a proposed POD of the field in which the Petroleum is discovered to **BPMIGAS**, for approval. In the event **CONTRACTOR** fails to submit the POD within the prescribed period **CONTRACTOR** shall be obliged to relinquish a portion of the Contract Area corresponding to the surface area where such field is located to **GOI** through **BPMIGAS**.



**SECTION III
RELINQUISHMENT OF AREAS**

- 3.1 On or before the end of the initial three (3) Contract Years as from the Effective Date, **CONTRACTOR** shall relinquish twenty percent (20%) of the original total Contract Area.
- 3.2 If at the end of the third (3rd) Contract Years the Firm Commitment has not been completed by **CONTRACTOR** pursuant to Sub-section 4.2 of Section IV, upon consideration and evaluation of **BPMIGAS**, **CONTRACTOR** shall be obliged to relinquish an additional fifteen percent (15%) of the original total Contract Area at the end of the third Contract Year.
- 3.3 On or before the end of the sixth (6th) Contract Year **CONTRACTOR** shall relinquish additional portion(s) of Contract Area so that the area retained thereafter shall not be in excess of twenty percent (20%) of the original total Contract Area.
- 3.4 Notwithstanding Sub-section 3.3 above, on or before the end of the sixth (6th) Contract Year, if any part of the Contract Area corresponding to the surface area in which Petroleum has been discovered, is greater than twenty percent (20%) of the original Contract Area, then **CONTRACTOR** shall not be obliged to relinquish such excess to **BPMIGAS** for the purpose of the economic development of the Contract Area.
- 3.5 With regard to the portion of the Contract Area remaining after the mandatory relinquishments as set forth in Sub-sections 3.1, 3.2 and 3.3 above, **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** shall maintain a reasonable exploration effort. In respect of any part of such remaining unexplored portion of the Contract Area for which **CONTRACTOR** does not during two (2) consecutive Years conduct any exploration program, **BPMIGAS** shall, after giving a reminder to **CONTRACTOR**, by written notice to **CONTRACTOR** require **CONTRACTOR** to choose either to conduct an exploration program within [six (6) months after receipt of such reminder or relinquish such part of the Contract Area.
- 3.6 Upon thirty (30) days written notice to **BPMIGAS**, prior to the end of the second Contract Year and prior to the end of any succeeding Contract Year, **CONTRACTOR** shall have the right to relinquish any portion of the Contract Area, and such portion shall then be credited to that portion of the Contract Area which **CONTRACTOR** is next required to relinquish under the provisions of Sub-sections 3.1, 3.2 and 3.3 hereof.
- 3.7 **CONTRACTOR** shall advise **BPMIGAS** in advance of the date of relinquishment of the portion to be relinquished. For the purpose of such relinquishment, **CONTRACTOR** and **BPMIGAS** shall consult with each other regarding the shape and size of each individual portion of the areas being relinquished, provided, however, that so far as reasonably possible, such portion shall each be of sufficient size and convenient shape to enable Petroleum Operations to be conducted thereon.
- 3.8 The portion of the Contract Area to be relinquished shall be in a number of Grids in accordance with longitude and latitude of spheroids.

- 3.9 **CONTRACTOR's** non-compliance with the relinquishment requirements specified in Sub-sections 3.1, 3.2 and/or 3.3 may be considered as a ground for **BPMIGAS** not to approve **CONTRACTOR's** request for extending the initial term of the Exploration Period referred to in Sub-section 2.1.2.



**SECTION IV
WORK PROGRAM AND BUDGET**

- 4.1 **CONTRACTOR** shall commence Petroleum Operations hereunder not later than six (6) months after the Effective Date.
- 4.2 The Work Program to be carried out by **CONTRACTOR** in conducting exploration operations pursuant to the terms of this **CONTRACT** during the first three (3) Contract Years after the Effective Date and in conducting Petroleum Operations pursuant to the terms of this **CONTRACT** during the next three (3) Contract Years and the projected estimated Work Program and Budget of Operating Costs in respect of each of such Contract Years is as follows : Subject to the provisions of this **CONTRACT**, during the first three (3) Contract Years, **CONTRACTOR** shall carry out the Work Program as set out above in respect of each of those Years. The work activity projected during the first three (3) Contract Years shown above will be called the “Firm Commitment”.

CONTRACT YEARS	DESCRIPTION	ACTIVITY		BUDGET	
		UNIT	AMOUNT	UNIT	AMOUNT
First	G and G			US.\$	
	Seismic 2D Acquisition and processing	KM		US.\$	
	Seismic 3D Acquisition and processing	KM ₂		US.\$	
	Exploratory well	Well		US.\$	
Second	G and G			US.\$	
	Seismic 2D Acquisition and processing	KM		US.\$	
	Seismic 3D Acquisition and processing	KM ₂		US.\$	
	Exploratory well	Well		US.\$	
Third	G and G			US.\$	
	Seismic 2D Acquisition and processing	KM		US.\$	
	Seismic 3D Acquisition and processing	KM ₂		US.\$	
	Exploratory well	Well		US.\$	
Fourth	G and G			US.\$	
	Seismic 2D Acquisition and processing	KM		US.\$	
	Seismic 3D Acquisition and processing	KM ₂		US.\$	
	Exploratory well	Well		US.\$	

Fifth	G and G		US.\$	
	Seismic 2D Acquisition and processing	KM	US.\$	
	Seismic 3D Acquisition and processing	KM ₂	US.\$	
	Exploratory well	Well	US.\$	
Sixth	G and G		US.\$	
	Seismic 2D Acquisition and processing	KM	US.\$	
	Seismic 3D Acquisition and processing	KM ₂	US.\$	
	Exploratory well	Well	US.\$	

If during any Contract Year after the third (3rd) Contract Year **CONTRACTOR** performs less work than required in such Contract Year, **CONTRACTOR** may, with **BPMIGAS's** consent, carry forward such work not performed in such Contract Year and add it to the work to be performed in the following Contract Years without prejudice to **CONTRACTOR's** rights and obligations hereunder.

If during any Contract Year **CONTRACTOR** performs more work than required to be so performed, **CONTRACTOR** may subtract such excess from the work to be so performed by **CONTRACTOR** during the succeeding Contract Years.

- 4.3 **CONTRACTOR** shall submit a performance bond for the benefit of **GOI** c/o the Director General of Oil and Gas for the sum of United State Dollars (US\$.....) related to activity of seismic acquisition and processing as set forth in clause 4.2 above on the first three Contract Years. Such submission shall be made not later the day of the signing of the **CONTRACT**. The value of the performance bond shall be reduced annually by deducting the amount included in **CONTRACTOR's** annual Work Program and Budget for seismic activity, approved by **BPMIGAS**.
- 4.4 In the event **CONTRACTOR** requests for an extension of the Exploration Period after the sixth Contract Year as set forth in Sub-section 2.1.2 of Section II,
- (a) such an extension request shall be accompanied by **CONTRACTOR's** proposed annual exploration program up to the end of the proposed extension of Exploration Period to **BPMIGAS**; and
- (b) the proposed exploration program referred to in paragraph (a) of this Sub-section 4.4 shall include the Work Program which has not been completed during the preceding Contract Years and additional exploration program to be carried out during the extension of the Exploration Period.
- 4.5 In the case that **BPMIGAS** approves **CONTRACTOR's** proposed extension of Exploration Period referred to in Sub-section 4.4 above more than two (2) contract years, if at the end of the eight (8th) Contract Year **CONTRACTOR** failed to complete the Work Program proposed for the 7th and 8th Contract Years which may include Work Programs not completed during the first six (6) Contract Years and carried on to be completed until the end of the eight (8th) Contract Year, then notwithstanding anything to

the contrary, this Contract shall automatically terminate forthwith in its entirety, and **CONTRACTOR** shall immediately relinquish all remaining Contract Area to **GOI** through **BPMIGAS** immediately after the receipt of **BPMIGAS** notification.

- 4.6 At least three (3) months prior to the beginning of each Calendar Year or at such other time as otherwise mutually agreed by the Parties, **CONTRACTOR** shall prepare and submit for approval to **BPMIGAS** a Work Program and Budget of Operating Costs for the Contract Area setting forth the Petroleum Operations which **CONTRACTOR** proposes to carry out during the ensuing Calendar Year.
- 4.7 Should **BPMIGAS** wish to propose a revision as to certain specific features of said Work Program and Budget of Operating Costs, it shall within thirty (30) days after receipt thereof notify **CONTRACTOR** specifying in reasonable detail its reasons therefore. Promptly thereafter, the Parties will meet and endeavor to agree on the revisions proposed by **BPMIGAS**. In any event, any portion of the Work Program as to which **BPMIGAS** has not proposed a revision shall insofar as possible be carried out as prescribed herein.
- 4.8 It is recognized by the Parties that the details of a Work Program may require changes in the light of existing circumstances and nothing herein contained shall limit the right of **CONTRACTOR** to make such changes, provided they do not change the general objective of the Work Program, nor increase the expenditures in the approved Budget of Operating Costs.
- 4.9 It is further recognized that in the event of emergencies or extra ordinary circumstances requiring immediate actions, either Party may take all actions it deems proper or advisable to protect its interests and those of its respective employees and any costs so incurred shall be included in the Operating Costs.
- 4.10 **BPMIGAS** agrees that the approval of a proposed Work Program and Budget of Operating Costs will not be unreasonably withheld.

**SECTION V
RIGHTS AND OBLIGATIONS OF THE PARTIES**

- 5.1 Subject to the provisions of Sub-sections 5.2.7 and 5.2.8 of Sub-section 5.2 herein below.
- 5.2 **CONTRACTOR** shall :
- 5.2.1 advance all necessary funds and purchase or lease all equipment, supplies and materials required to be purchased or leased with either Rupiah or Foreign Exchange pursuant to the Work Program;
 - 5.2.2 furnish all technical aid, including foreign personnel, required for the performance of the Work Program, payment whereof requires Foreign Exchange;
 - 5.2.3 furnish such other funds for the performance of the Work Program that requires payment in Rupiah or Foreign Exchange, including payment to foreign third parties that perform service as a contractor to **CONTRACTOR**;
 - 5.2.4 be responsible for the preparation and execution of the Work Program, which shall be implemented in a workmanlike manner and by appropriate scientific methods. In addition, **CONTRACTOR** shall, in conducting Petroleum Operations, implement of occupational health, safety & environmental protection applicable in oil and gas industry, take all reasonable and necessary precautions so as to prevent injury to or death of person and damage to environment and property, and comply with all applicable safety and environmental laws and regulations;
 - 5.2.5 submit to **BPMIGAS** and maintain regular reports, on the performance of this **CONTRACT**, including its operational, technical, safety and financial aspects thereof;
 - 5.2.6 (a) conduct an environmental baseline assessment at the beginning of **CONTRACTOR's** activities; and thereafter conduct analysis of environmental impact (AMDAL) pursuant to applicable law requirements.
(b) take the necessary precautions for protection of ecological systems, navigation and fishing and shall prevent extensive pollution of the area, sea or rivers and other as the direct result of Petroleum Operations undertaken under the Work Program;
(c) subject to the provisions of paragraphs (e) and (f) of this Sub-section 5.2.6, upon the relinquishment of part of the Contract Area, or abandonment of any field, be responsible for the removal of all equipment and installations from such part of the Contract Area that is relinquished in a manner acceptable to **BPMIGAS** and **GOI**, and perform all necessary site restoration activities in accordance with the applicable Government regulations to prevent hazards to human life and property of others or environment; provided however, if third party appointed by **GOI** takes over any Contract Area or any field prior to such relinquishment or abandonment, **CONTRACTOR** shall be released from its obligations for the removal of the equipment and installations and performance of the necessary site restoration activities of the field in such

Contract Area. In such event the **CONTRACTOR** right of control and utilization of all the accumulated fund reserved for the removal and restoration operations for such Contract Area deposited in the escrow account referred to in paragraph (e) of this Sub-section 5.2.6 shall be transferred to BPMIGAS.

Thereafter, BPMIGAS shall immediately transfer such **CONTRACTOR** right of control and utilization of such accumulated fund to the third party appointed by **GOI** as AARF for financing the eventual abandonment and site restoration by the third party appointed by **GOI** to take over the Contract Area or field referred to in above.

- (d) include in the annual Budget of Operating Costs, an estimate of the anticipated abandonment and site restoration costs for each exploratory well in the Work Program. All expenditures incurred by **CONTRACTOR** in the abandonment of all such wells and restoration of their drill sites shall be treated as Operating Costs in accordance with the Accounting Procedure attached hereto as Exhibit "C";
- (e) include with requisite Plan of Development for each commercial discovery, an abandonment and site restoration program required after relinquishment of any part of Contract Area or abandonment of any Field together with a funding procedure for such program. The amount of monies estimated to be required for such abandonment and restoration program will be called "**Abandonment and Restoration Funds**" or "**AARF**" and shall be determined each Year in conjunction with the Budget of Operating Costs for the Plan of Development and Work Program and Budget of Operating Costs and be reviewed in the subsequent Years in accordance with Exhibit C. All such amount of money which constitutes the AARF shall be deposited in an escrow account controlled by, and in an Indonesian state owned bank acceptable to, **CONTRACTOR** and **BPMIGAS**, provided that the implementation of which shall be in accordance with the applicable regulations. Any amount deposited in the Escrow Account for the AARF shall be treated as Operating Costs in accordance with the Accounting Procedure attached hereto as Exhibit "C", and any interest earned therefrom shall become part of the AARF.
- (f) Notwithstanding the foregoing, if for any reason **CONTRACTOR** (whether existing or its permitted assignees or transferees) is required by law or otherwise to remove the equipment and installations and perform the necessary abandonment and site restoration activities of the field in any part of Contract Area prior to the termination of the **CONTRACT**, **CONTRACTOR** may, with the approval of **GOI** through **BPMIGAS**, withdraw an amount of AARF required to conduct such abandonment and site restoration activities from the Escrow Account, which approval shall not be unreasonably withheld;
- (g) Without prejudice to paragraph (c) of Sub-section 5.2.6, upon the expiration or termination of this **CONTRACT**, **CONTRACTOR** shall be responsible for conducting the abandonment and site restoration of the Contract Area, and for such purposes, **CONTRACTOR** may, with the approval of **GOI** through

BPMIGAS, withdraw an amount of AARF required to conduct such abandonment and site restoration activities from the Escrow Account, which approval shall not be unreasonably withheld. In the event the remaining amount of AARF does not suffice to finance the required abandonment and restoration, **CONTRACTOR** shall, at its own account and expenses, be responsible and liable for completing the abandonment and restoration pursuant to the requirement of the applicable laws and regulation.

- 5.2.7 have the right to sell, assign, transfer, convey or otherwise dispose of all or any part of its share of Participating Interest under this **CONTRACT** to any Affiliated Companies upon the prior written consent of **BPMIGAS** and **GOI**, which consent shall not be unreasonably withheld, provided that any assignee to whom such Participating Interest is assigned under any provision of this **CONTRACT** shall not hold any a participating interest in any other Production Sharing Contract or any other form of Cooperation Contract at any given time.
- 5.2.8 have the right to sell, assign, transfer, convey or otherwise dispose of all or any part of its share of Participating Interest under this **CONTRACT** to any non-Affiliated Companies upon the prior written consent of **BPMIGAS** and **GOI**, which consent shall not be unreasonably withheld, provided that any assignee to whom such Participating Interest is assigned under any provision of this **CONTRACT** shall not hold Participating Interest in any other Production Sharing Contract or any other form of Cooperation Contract at any given time; and provided further that during the first three (3) Contract Years, **CONTRACTOR** shall remain a majority holder (greater than 50%) of the Participating Interest in this **CONTRACT**.
- 5.2.9 undertake to notify and obtain the approval of **BPMIGAS** and **GOI** prior to any proposed direct or indirect Change of Control, which approval shall not be unreasonably withheld provided that **CONTRACTOR** shall continue to meet the qualifications as **CONTRACTOR** and to be fully liable in executing Petroleum Operations and the approved Work Program and Budget of Operating Costs under this **CONTRACT**.
- 5.2.10 Any change of operatorship or Change of Control shall be executed without making any major modification of any existing standard, method, system, technology which may result in any material additional costs and expenses. **CONTRACTOR** shall not have right to recover such additional costs and/ or expenses, unless **CONTRACTOR** can demonstrate that any change proposed by **CONTRACTOR** shall improve efficiency and effectiveness and reduce overall Operating Costs; and such changes has been approved in writing by **BPMIGAS** before the implementation thereof.
- 5.2.11 retain control of all leased property paid for with Rupiah and/ or Foreign Exchange and brought into Indonesia, and be entitled to freely remove the same from Contract Area;
- 5.2.12 have the right of ingress to and egress from the Contract Area and to and from facilities wherever located at all times;
- 5.2.13 have the right to use and have access through **BPMIGAS**, and **GOI** shall furnish all data and information of geological, geophysical, drilling, well, production in the Contract Area held by **GOI**. All costs incurred in obtaining such data and information shall be provided by **CONTRACTOR**, and shall be included in

Operating Cost.

- 5.2.14 submit through **BPMIGAS** to **GOI** copies of all such original geological, geophysical, drilling, well, and production data resulting from the Petroleum Operations conducted in the Contract Area and other data and report as it may compile during the term hereof;
- 5.2.15 submit the original Data as set forth in Sub-section 5.2.11 to **GOI** through **BPMIGAS** at the time when **CONTRACTOR** relinquish all or a part of Contract Area, and **CONTRACTOR** may retain copies of the original Data subject to approval by **GOI**.
- 5.2.16 prepare and carry out plans and programs for industrial training and education of Indonesians for all job classifications with respect to Petroleum Operations contemplated hereunder;
- 5.2.17 have the right during the term hereof to freely lift, dispose of and export its share of Crude Oil, and retain abroad the proceeds obtained therefrom. In the event at any time during the term of this **CONTRACT**, **GOI** directs that the tax obligation of **CONTRACTOR** pursuant to this **CONTRACT** must be paid in kind, then, the lifting entitlement amount of **CONTRACTOR** referred to in above shall be, after being deducted in the amount equal to the accrued **CONTRACTOR** tax obligation, calculated based on valuation of Crude Oil and Natural Gas set forth in Section VII.
- 5.2.18 appoint an authorized representative with respect to this **CONTRACT**, who shall have an office in Jakarta;
- 5.2.19 after commercial production commences, fulfill its obligation towards the supply of the domestic market .**CONTRACTOR** agrees to sell and deliver to **GOI** a portion of the share of Crude Oil, and to deliver and sell to domestic gas buyers, a portion of the share of Natural Gas, to which **CONTRACTOR** is entitled pursuant to Sub-sections 6.2.3 and 6.3.2 of Section VI calculated for each Year as follows:
 - i. **For Crude Oil :**
 - (a) Compute twenty five percent (25%) of percentages **CONTRACTOR's** entitlement as provided under Sub-section 6.2.3 of Section VI hereof multiplied by total quantity of Crude Oil produced from the Contract Area;
 - (b) The price at which such Crude Oil be delivered and sold under this Sub-section 5.2.19 shall be twenty five percent (25%) of the price determined under Sub-section 6.2.2 of Section VI hereof, and **CONTRACTOR** shall not be obligated to transport such Crude Oil beyond the Point of Export but upon request **CONTRACTOR** shall assist in arranging transportation and such assistance shall be without costs or risk to **CONTRACTOR**;
 - (c) In the case that the recoverable Operating Costs exceed the total sales proceeds from Crude Oil produced and saved hereunder after being deducted by the First Tranche Petroleum, the price at which such Crude Oil be delivered and sold under this Sub-section 5.2.19 shall be the price determined under Sub-section 6.2.2 of Section VI hereof,

- (d) Notwithstanding the foregoing, for the period of five (5) consecutive Years (meaning sixty (60) months) starting the month of the first delivery of Crude Oil produced and saved from each new Field in the Contract Area, the fee per Barrel for the quantity of Crude Oil supplied to the domestic market from each such Field shall be equal to the price determined in accordance with Section VI hereof for Crude Oil from such Field taken for the recovery of Operating Costs. The proceeds in excess of the aforesaid twenty five percent (25%) shall preferably be used to assist financing of continued exploration efforts by **CONTRACTOR** in the Contract Area or in other areas of the Republic of Indonesia if such opportunity exists. In case no such opportunity can be demonstrated to exist in accordance with good oil field practices, **CONTRACTOR** shall be free to use such proceeds at its own discretion;

ii. For Natural Gas :

For every new reservoir of Natural Gas discovered in the period following the Effective Date which can be produced commercially, **CONTRACTOR** shall fulfill its obligation towards the supply of the domestic market as set out below.

- (a) Upon the discovery of a new reservoir of Natural Gas following the Effective Date, **CONTRACTOR** shall notify **GOI** regarding such discovery;
- (b) following such notification as stipulated in paragraph (a) above the Parties shall agree on the quantity of proven reserves of Natural Gas in the discovered reserves;
- (c) Within the period of one (1) Year following agreement by the Parties on the quantity of proven reserves as stipulated in (b) above, **GOI** shall give the opportunity for domestic buyer to purchase such Natural Gas;
- (d) Not later than three (3) months following the expiration of one (1) Year period stipulated in paragraph (c) above, **GOI** shall notify **CONTRACTOR** concerning the condition of domestic market demand;
- (e) In case that in the period as stipulated in paragraph (d) above, **GOI** notifies **CONTRACTOR** of the existence of potential domestic gas buyer, **CONTRACTOR** shall enter into negotiations with such potential domestic gas buyer for the sale of the domestic market quantity as stipulated in this Sub-section 5.2.19;
- (f) In case that in the period as stipulated in paragraph (d) above **GOI** does not notify **CONTRACTOR** of the existence of potential domestic gas buyer or the negotiation as stipulated in paragraph (e) above fail, **CONTRACTOR** shall request the approval of **GOI** to market and sell the domestic market quantity of natural gas in the international market.
- (g) The quantity of Natural Gas which **CONTRACTOR** shall be obligated to supply for the consumption of domestic market shall be calculated as follows:

- (i) computing twenty five percent (25%) of the quantity of Natural Gas proven reserves in the newly discovered reservoir in the Contract Area;
- (ii) multiply the amount stipulated in (i) with the percentage of **CONTRACTOR's** entitlement provided under Sub-section 6.3.2 of Section VI hereof.

CONTRACTOR shall not be obligated to transport such Natural Gas beyond the Point of Export but upon request of **BPMIGAS**, **CONTRACTOR** shall assist in arranging transportation and such assistance shall be without costs or risk to **CONTRACTOR**;

- 5.2.20 Notwithstanding the foregoing, **CONTRACTOR** recognizes **GOI** policy to at any time satisfy domestic consumption to its maximum. The Parties however agree that such policy shall not be implemented as to prevent or impede **CONTRACTOR** from fulfilling its obligations pursuant to any existing commitment/agreement to sell Natural Gas to a third party; or to materially erode the agreed economic of the gas project.
- 5.2.21 give preference to such goods and services, which are produced in Indonesia or rendered by Indonesian nationals, provided such goods and services are offered at equally advantageous conditions with regard to quality, price, availability at the time and in the quantities required;
- 5.2.22 furnish such other funds and be responsible to conduct a community development programs relating to the community surrounding and/or adjacent of the Contract Area during the term of this **CONTRACT**. Subject to Exhibit C, the expenditure required for performing such development programs shall be for the account of **CONTRACTOR**.
- 5.2.23 severally be subject to and pay to the Government of the Republic of Indonesia the income tax including the final tax on profits after tax deduction if applicable, imposed on it pursuant to Indonesia Income Tax Law, and comply with the requirements of the tax law in particular with respect to filing of returns, assessment of tax, and keeping and showing of books and records. Notwithstanding the foregoing, in the event **GOI** directs **CONTRACTOR** to pay its tax obligation in kind, **CONTRACTOR** shall oblige to do so, and calculate such **CONTRACTOR** tax obligation based on the valuation of Crude Oil and Natural Gas set forth in Section VII.
- 5.2.24 comply with all applicable laws of the Republic of Indonesia. It is also understood that the execution of the Work Program shall be exercised so as not to conflict with obligations imposed on Government of The Republic of Indonesia by international laws;
- 5.2.25 not disclose any geological, geophysical, petrophysical, engineering, well logs and completion, status reports and any other data as **CONTRACTOR** may compile during the term hereof to third parties without **GOI's** written consent. This sub- section shall survive the life of this **CONTRACT** for the period of time pursuant to the applicable laws and regulations; and

5.2.26 secure and maintain sufficient liability and loss insurance during the term of this **CONTRACT**, including on all facilities, materials, equipment's, supplies, Petroleum produced and kept in storage before delivery. Without prejudice to the right of the insurance companies to reinsure the risks to reputable international re-insurance companies, all policies for such insurance shall be effected with reputable insurers established and doing business in Indonesia on terms and conditions as **BPMIGAS** may approve, which approval shall not be unreasonably withheld. The policy shall provide that **BPMIGAS** is also named as co-insured. **CONTRACTOR** shall obtain waivers of subrogation in favor of **GOI** and **BPMIGAS** and their respective officers, directors, employees, servants, agents, consultant and appointed representatives;

5.3 **BPMIGAS** shall:

5.3.1 have and be responsible for the management of the operations contemplated hereunder, however, **BPMIGAS** shall assist **CONTRACTOR** with a view to the fact that **CONTRACTOR** is responsible for the Work Program;

In performing its management function contemplated in this Sub-section 5.3.1, **BPMIGAS** shall have the right to review the reasonableness of the work programs, budget, costs and expenses and the appropriateness of any technical, methods, system, standards proposed by **CONTRACTOR** in relation to POD, Work Program, and/or Budget of Operating Costs. Any review made and approval granted by **BPMIGAS** to **CONTRACTOR** with respect to **CONTRACTOR's** proposed POD, Work Program, and/or Budget of Operating Costs shall not in any way reduce, limit or discharge **CONTRACTOR's** obligations, responsibilities and liabilities under the terms and conditions of this **CONTRACT**.

5.3.2 Subject to the provisions of subsequent paragraphs below and prevailing regulation, assume and discharge import duties on materials, equipment and supplies brought into Indonesia by **CONTRACTOR** in connection with Petroleum Operations performed hereunder by **CONTRACTOR**, value added tax on goods imported and actually used to conduct exploration activities; and shall reimburse **CONTRACTOR** for value added tax and tax on luxurious taxable goods and services acquired by **CONTRACTOR** for the conduct of Petroleum Operations hereunder. **BPMIGAS** shall also assume and discharge taxes and retribution imposed by regional Government of the Republic of Indonesia.

BPMIGAS shall not be obliged to pay **CONTRACTOR's** income tax including the final tax on profits after tax deduction nor taxes on tobaccos, liquor, income tax of any **CONTRACTOR's** contractors; income tax of any personnel of **CONTRACTOR** and its contractors, and other taxes not listed above.

In the event that pursuant to the applicable laws and regulations **CONTRACTOR** is required to pay Indonesian tax(es) and retribution described in the first paragraph of this Sub-section directly, **BPMIGAS** shall reimburse such Indonesian tax and retribution payment only out of **BPMIGAS's** share of production hereunder (but excluding **BPMIGAS's** entitlement to First Tranche Petroleum referred to in Sub-section 6.4). **BPMIGAS** should be consulted prior to payment of such taxes by **CONTRACTOR** or by any other party on

CONTRACTOR's behalf.

The foregoing provisions shall apply only if **CONTRACTOR** fully complies with the requirements and procedures set forth in the prevailing regulations.

- 5.3.3 otherwise assist and expedite **CONTRACTOR's** execution of the Work Program by providing facilities, supplies and personnel including, but not limited to, supplying or otherwise making available all necessary visas, work permits, transportation, security protection and rights of way and easements as may be requested by **CONTRACTOR** and made available from the resources of **BPMIGAS**. In the event such facilities, supplies or personnel are not readily available, then **BPMIGAS** shall promptly secure the use of such facilities, supplies and personnel from alternative sources. Expenses thus incurred by **BPMIGAS** at **CONTRACTOR's** request shall be reimbursed to **BPMIGAS** by **CONTRACTOR** and included in the Operating Costs. Such reimbursement will be made in United States Dollars computed at the rate of exchange at the time of conversion.

CONTRACTOR shall advance to **BPMIGAS** before the beginning of each annual Work Program a minimum amount of seventy five thousand United States Dollars (US\$ 75,000) for the purpose of enabling **BPMIGAS** to meet Rupiah expenditures incurred pursuant to this Sub-section 5.3.3, provided that the balance of any unexpended amount shall be returned to **CONTRACTOR** upon termination of this **CONTRACT** as stipulated in Section XIII.

If at any time during the annual Work Program period the minimum amount advanced under this Sub-section 5.3.3 has been fully expended, separate additional advance payment as may be necessary to provide for the Rupiah expenses estimated to be incurred by **BPMIGAS** during the balance of such annual Work Program period will be made. If any amount advanced hereunder is not expended by **BPMIGAS** by the end of an annual Work Program period, such unexpended amount shall be credited against the minimum amount to be advanced pursuant to this Sub-section 5.3.3 for the succeeding annual Work Program period.

- 5.3.4 ensure that at all times during the term hereof sufficient Rupiah funds shall be available to cover the Rupiah expenditure necessary for the execution of the Work Program;
- 5.3.5 with the agreement of **CONTRACTOR**, approve the usage of assets by third party to the extent that it does not interfere with **CONTRACTOR's** performance of the Petroleum Operations. Notwithstanding the foregoing **BPMIGAS** shall have the right to propose or facilitate the utilization of any assets controlled by **CONTRACTOR** by other contractor of **BPMIGAS** under cooperation contract contemplated by Law No. 22 of 2001, for efficiency or optimum utilization of such asset, provided that the other contractor wishing to utilize such asset is willing to compensate in a reasonable amount approved by **BPMIGAS** and provided further that the amount received by **CONTRACTOR** shall be credited to **CONTRACTOR's** Operating Costs or shared between **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** pursuant to the Sub-section 6.2.3 or Sub-section 6.3.2 whichever is applicable.

- 5.3.6 not disclose all original data resulting from Petroleum Operations including but not limited to geological, geophysical, petrophysical, engineering, well and completion logs, status reports and any other data as **CONTRACTOR** may compile during the term hereof to third parties without informing **CONTRACTOR** and getting the consent of **CONTRACTOR** for disclosure of such data.



**SECTION VI
RECOVERY OF OPERATING COSTS AND HANDLING OF PRODUCTION**

6.1 RECOVERY OF OPERATING COSTS

6.1.1 **CONTRACTOR** will recover Operating Costs out of the sales proceeds or other disposition of the required quantity of Petroleum equal in value to such Operating Costs, which is produced and saved hereunder and not used in Petroleum Operations in the manner specified in Sub-section 6.1.2 below.

6.1.2 The right of **CONTRACTOR** to recover Operating Costs referred to in Sub-section 6.1.1 above shall be subject to the following:

- a) **CONTRACTOR** may recover Operating Costs only out of Petroleum commercially produced from a particular Field or Fields which is approved based on a particular POD.
- b) The Operating Cost that may be recovered from the Petroleum produced from a particular Field or Fields approved by a particular POD shall consist of the following:
 - (1) The Exploratory Expenditures defined in Sub-section 2.2.4 of Exhibit C incurred by **CONTRACTOR** for the conduct of exploration activities within the Contract Area prior date approval of the POD for such a Field or Fields, provided that such Exploratory Expenditures have not been included as Operating Costs under the Field(s) previously approved by particular POD.
 - (2) All Capital Costs and Non Capital Costs other than the Exploratory Expenditures referred to in paragraph (1) of this Sub-section 6.2 (b) incurred by **CONTRACTOR** for the conduct of Petroleum Operations in the relevant Field.

6.2 CRUDE OIL

6.2.1 **CONTRACTOR** is authorized by **BPMIGAS** and obligated to market all Crude Oil produced and saved from the Contract Area subject to the provisions hereinafter set forth.

6.2.2 Except as provided in Section VII Sub-sections 7.1.4 and 7.1.5, **CONTRACTOR** shall be entitled to take and receive and freely export such Crude Oil. For purposes of determining the quantity of Crude Oil delivered to **CONTRACTOR** required to recover said Operating Costs, the weighted average price of all Crude Oil produced and sold from the Contract Area during the Calendar Year will be used, excluding however deliveries made pursuant to Sub-section 5.2.19 of Section V. If, in any Calendar Year, the Operating Costs exceed the value of the Crude Oil produced and saved hereunder and not used in Petroleum Operations, then the unrecovered excess shall be recovered in succeeding Years.

6.2.3 Of the Crude Oil remaining after the deduction of FTP referred to in Sub-section 6.4 and the recovery of Operating Costs referred to in Sub-section 6.1.2,

BPMIGAS and **CONTRACTOR** shall be entitled to take and receive each Year, respectively thirty seven point five zero zero zero (37.5000 %) for **BPMIGAS** and sixty two point five zero zero zero percent (62.5000 %) for **CONTRACTOR**.

6.2.4 Title to **CONTRACTOR's** portion of Crude Oil under Sub-section 6.2.3 as well as to such portion of Crude Oil exported and sold to recover Operating Costs shall pass to **CONTRACTOR** at the Point of Export, or, in the case of oil delivered to **GOI** pursuant to Sub-section 5.2.19 or otherwise, at the point of delivery.

6.2.5 **CONTRACTOR** will use its best reasonable efforts to market the Crude Oil to the extent markets are available.

Notwithstanding the foregoing, either Party shall be entitled to take and receive their respective portion in kind. If **CONTRACTOR** is required to market **BPMIGAS'** portion of Crude Oil, then all proceeds resulting therefrom shall be deposited or caused to be deposited by **CONTRACTOR** to Government of Republic of Indonesia bank account in Indonesia notified by **BPMIGAS** to **CONTRACTOR** from time to time.

6.2.6 If **BPMIGAS** elects to take any of its portion of Crude Oil in kind, it shall so advise **CONTRACTOR** in writing not less than ninety (90) days prior to the commencement of each semester of each Calendar Year specifying the quantity which it elects to take in kind, such notice to be effective for the ensuing semester of each Calendar Year, provided however, that such election shall not interfere with proper performance of any Crude Oil sales agreement for Petroleum produced within the Contract Area which **CONTRACTOR** has executed prior to the notice of such election.

Failure to give such notice shall be conclusively deemed to evidence the election not to take in kind. Any sale of **BPMIGAS'** portion of Crude Oil by **CONTRACTOR** shall not be for a term of more than one Calendar Year without **BPMIGAS'** consent.

6.3 NATURAL GAS

6.3.1 Any Natural Gas produced from the Contract Area to the extent not used in Petroleum Operations hereunder, including for effectuating the maximum economic recovery of Petroleum by secondary recovery, re-pressuring and recycling operations, may be flared if the processing and utilization thereof is not economical.

6.3.2 However, should **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** consider that the development and/ or the processing and utilization of Natural Gas is economical and choose to participate in the development and/ or the processing and utilization thereof, in addition to that used in secondary recovery operations, then the construction and installation of facilities for such development and/ or processing and utilization shall be carried out pursuant to an approved Work Program. It is hereby agreed that all costs and revenues derived from such development and/ or processing, utilization and sale of Natural Gas, shall be treated on a basis equivalent to that provided for herein concerning Petroleum Operations and disposition of Crude Oil, except that for Natural Gas, or the propane and butane fractions extracted from Natural Gas but not spiked in Crude Oil, remaining after the deduction of the

FTP and Operating Costs associated with the Natural Gas operations as stipulated in Exhibit "C", **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** shall be entitled to take and receive each Year as follows : **BPMIGAS** twenty eight point five seven one four percent (28.5714 %), and **CONTRACTOR** seventy one point four two eight six percent (71.4286 %).

6.3.3 In the event, however, **CONTRACTOR** considers that the development and/or the processing and utilization of Natural Gas under a certain field is not economical, then **BPMIGAS** may choose to carve out such gas field apart from the Contract Area. In the case that **BPMIGAS** exercises its option mentioned above, **CONTRACTOR** shall, upon receipt of notification from **BPMIGAS** with respect to its decision to exercise its option, return the same to **GOI** through **BPMIGAS**. However the foregoing provisions shall not be applicable to any Field producing Crude Oil and associated Natural Gas.

6.3.4 In any event, title to **CONTRACTOR's** portion of Natural Gas pursuant to Sub-section 6.3.2 as well as to such portion of Natural Gas exported or sold to recover Operating Costs shall pass to **CONTRACTOR** at the Point of Export.

6.4 **FIRST TRANCHE PETROLEUM**

6.4.1 Notwithstanding anything to the contrary elsewhere contained in this **CONTRACT**, **BPMIGAS** shall be entitled to first take and receive each Year a quantity of Petroleum of ten percent (10%) of the Petroleum production of each such Year, called the "First Tranche Petroleum", before any deduction for recovery of Operating Costs and handling of production as provided under this Section VI.

6.4.2 First Tranche Petroleum for each Calendar Year as set forth under 6.4.1. is not to be shared with **CONTRACTOR**.

**SECTION VII
VALUATION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS**

- 7.1 Crude Oil sold to third parties shall be valued as follows:
- 7.1.1 All Crude Oil taken by **CONTRACTOR** including its share and the share for the recovery of Operating Costs and sold to third parties shall be valued at the Net Realized Price FOB Indonesia received by **CONTRACTOR** for such Crude Oil.
 - 7.1.2 All BPMIGAS' Crude Oil taken by **CONTRACTOR** and sold to third parties shall be valued at the Net Realized Price FOB Indonesia received by **CONTRACTOR** for such Crude Oil.
 - 7.1.3 **BPMIGAS** shall be duly advised before the sales referred to in Sub-sections 7.1.1 and 7.1.2 are made.
 - 7.1.4 Subject to any existing Crude Oil sales agreement, if a more favorable net realized price is available to **BPMIGAS** for the Crude Oil as referred to in Sub-sections 7.1.2, then **BPMIGAS** shall so advise **CONTRACTOR** in writing not less than ninety (90) days prior to the commencement of the deliveries under **BPMIGAS's** proposed sales contract. Forty five (45) days prior to the commencement of such deliveries, **CONTRACTOR** may notify **BPMIGAS** regarding **CONTRACTOR's** intention to meet the more favorable net realized price in relation to the quantity and period of delivery concerned in said proposed sales contract. In the absence of such notice **BPMIGAS** shall market said Crude Oil through other party appointed by **BPMIGAS**; and **CONTRACTOR** shall deliver such **BPMIGAS'** portion of Crude Oil to the Point of Export.
 - 7.1.5 **BPMIGAS's** marketing of such Crude Oil as referred to in Sub-section 7.1.4 shall continue until forty five (45) days after **BPMIGAS's** net realized price on said Crude Oil becomes less favorable. **CONTRACTOR's** obligation to market said Crude Oil shall not apply until after **BPMIGAS** has given **CONTRACTOR** at least forty five (45) days advance notice of its desire to discontinue such sales. As long as **BPMIGAS** is marketing the Crude Oil referred to above, it shall account to **CONTRACTOR**, on the basis of the more favorable net realized price.
 - 7.1.6 Without prejudice to any of the provisions of Section VI and Section VII, **CONTRACTOR** may at its option transfer to **BPMIGAS** during any Calendar Year the right to market any Crude Oil which is in excess of **CONTRACTOR's** normal and contractual requirement provided that the price is not less than the net realized price from the Contract Area.

BPMIGAS's request stating the quantity and expected loading date must be submitted in writing at least thirty (30) days prior to lifting said Crude Oil. Such lifting must not interfere with **CONTRACTOR's** scheduled tanker movements. **BPMIGAS** shall account to **CONTRACTOR** in respect of any sale made by it hereunder.
 - 7.1.7 **BPMIGAS** shall have the option, in any Year in which the quantity of Petroleum to which **BPMIGAS** is entitled pursuant to Sub-sections 6.2.3 and 6.3.2 hereof is less than fifty percent (50%) of the total Petroleum production, by ninety (90)

days written notice in advance of that Year, to market for the account of **CONTRACTOR**, at the price provided for in Section VII hereof for the recovery of Operating Costs, a quantity of Petroleum which together with **BPMIGAS'** entitlement under Sub-sections 6.2.3 and 6.3.2 equals fifty percent (50%) of the total Petroleum produced and saved from the Contract Area.

- 7.2 Crude Oil sold to other than third parties shall be valued as follows:
- 7.2.1 by using the weighted average per unit price received by **CONTRACTOR** and **BPMIGAS** from sales to third parties (excluding, however, commissions and brokerages paid in relation to such third party sales) during the three (3) months preceding such sale adjusted as necessary for quality, grade and gravity; or
 - 7.2.2 if no such third party sales have been made during such period of time, then on the basis used to value Indonesian Crude Oil of similar quality, grade and gravity and taking into consideration any special circumstances with respect to sales of such Indonesian Crude Oil.
- 7.3 Third party sales referred to in this Section VII shall mean sales by **CONTRACTOR** to purchasers independent of **CONTRACTOR**, that is, purchasers with whom (at the time the sale is made) **CONTRACTOR** has no contractual interest involving directly or indirectly any joint interest.
- 7.4 Commissions or brokerages incurred in connection with sales to third parties, if any, shall not exceed the customary and prevailing rate.
- 7.5 During any given Calendar Year, the handling of production (i.e. the implementation of the provisions of Section VI hereof) and the proceeds thereof shall be provisionally dealt with on the basis of the relevant Work Program and Budget of Operating Cost based upon estimates of quantities of Petroleum to be produced, of internal consumption in Indonesia, of marketing possibilities, of prices and other sale conditions as well as of any other relevant factors.
- Within thirty (30) days after the end of said given Year adjustment and cash settlements between the Parties shall be made on the basis of the actual quantities, amounts and prices involved, in order to comply with the provisions of this **CONTRACT**.
- 7.6 In the event the Petroleum Operations involve the segregation of Crude Oil of different quality and/or grade and if the Parties do not otherwise mutually agree:
- 7.6.1 any and all provisions of this **CONTRACT** concerning evaluation of Crude Oil shall separately apply to each segregated Crude Oil;
 - 7.6.2 each Crude Oil produced and segregated in a given Year shall contribute to:
 - (a) the "required quantity" destined in such Year to the recovery of all Operating Costs pursuant to Sub-section 6.1.2;
 - (b) the "required quantity" of Crude Oil to which a Party is entitled in such Year pursuant to Sub-sections 6.2.3 and 6.4.2;
 - (c) the "required quantity" of Crude Oil which **CONTRACTOR** agrees to sell and deliver in such Year for domestic consumption in Indonesia pursuant to Sub-

section 5.2.19 of Section V , out of the share of Crude Oil to which it is entitled pursuant to Sub-sections and 6.4.2;

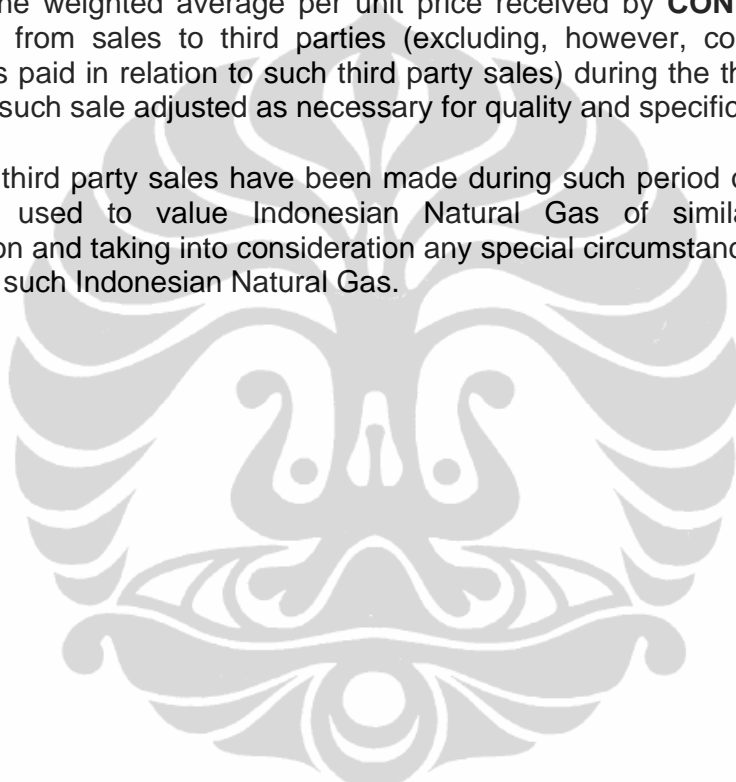
with quantities, each of which shall bear to the respective "required quantity" referred to in letters (a), (b), or (c) above, the same proportion as the quantity of such Crude Oil produced and segregated in such given Year bears to the total quantity of Crude Oil produced in such Year from the Contract Area.

7.7 All Natural Gas sold to third parties shall be valued at contract sales price.

7.8 Natural Gas sold to other than third parties shall be valued as follows:

7.8.1 by using the weighted average per unit price received by **CONTRACTOR** and **BPMIGAS** from sales to third parties (excluding, however, commissions and brokerages paid in relation to such third party sales) during the three (3) months preceding such sale adjusted as necessary for quality and specification; or

7.8.2 if no such third party sales have been made during such period of time, then on the basis used to value Indonesian Natural Gas of similar quality and specification and taking into consideration any special circumstances with respect to sales of such Indonesian Natural Gas.

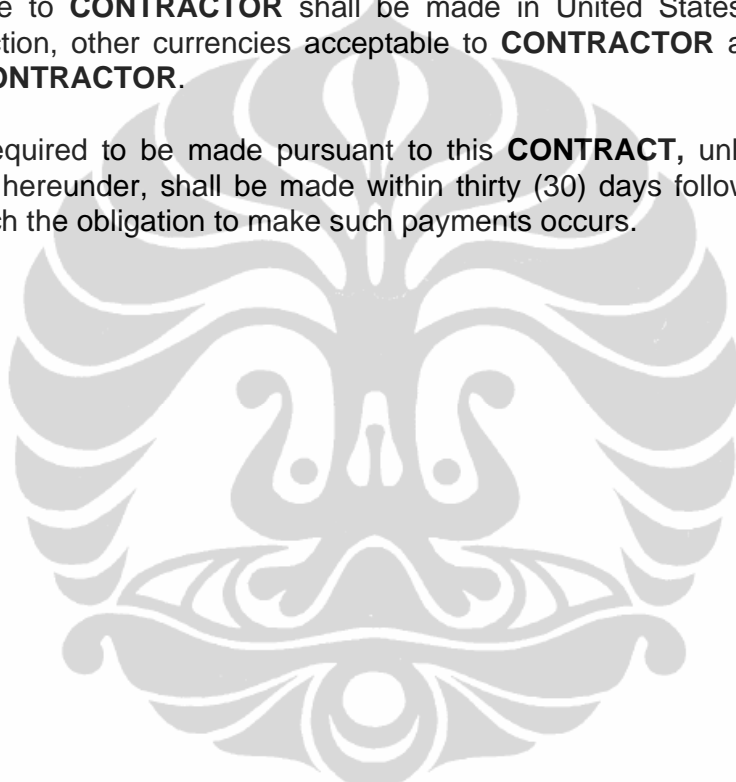


**SECTION VIII
BONUS AND ASSISTANCE**

- 8.1 **CONTRACTOR** shall pay to **GOI** a signature bonus (awarded compensation) the sum of _____ United States Dollars (US\$ _____), after approval of this **CONTRACT** by **GOI** in accordance with the provisions of applicable law. Such payment shall be made within thirty (30) days after the Effective Date to a bank account designated pursuant to Sub-section 9.1, the failure of which shall give **GOI** right to cash the signature bonus bond delivered to **GOI** prior to the execution of this **CONTRACT**.
- 8.2 **CONTRACTOR** shall within thirty (30) days after **GOI's** request in writing during the first Contract Year provide **GOI** with equipment and/or services in an amount not exceeding the sum of _____ United States Dollars (US\$ _____), for special purposes.
- 8.3 **CONTRACTOR** shall pay production bonus to **GOI** the sum of _____ United States Dollars (US\$ _____), within thirty (30) days after cumulative Petroleum production from the Contract Area has reached twenty five million Barrels of Oil Equivalent (25 MMBOE); and
- 8.4 **CONTRACTOR** shall pay production bonus to **GOI** the sum of _____ United States Dollars (US\$ _____), within thirty (30) days after cumulative Petroleum production from the Contract Area has reached fifty million Barrels of Oil Equivalent (50 MMBOE); and
- 8.5 **CONTRACTOR** shall pay production bonus to **GOI** the sum of _____ United States Dollars (US\$ _____), within thirty (30) days after cumulative Petroleum production from the Contract Area has reached seventy five million Barrels of Oil Equivalent (75 MMBOE).
- 8.6 The bonus payments respectively referred to in Sub-sections 8.1 up to, including Sub-section 8.5 hereof shall be solely borne by **CONTRACTOR** and shall neither be included in the Operating Costs nor used as reduction of taxable income of **CONTRACTOR**.

**SECTION IX
P A Y M E N T S**

- 9.1 All payments which this **CONTRACT** obligates **CONTRACTOR** to make to **BPMIGAS** or **GOI** shall be made in United States Dollars currency at a bank operating in Indonesia to be designated by each of them and agreed upon by Bank Indonesia; or at **CONTRACTOR's** election, other currency acceptable to them, except that **CONTRACTOR** may make such payments in Indonesian Rupiahs to the extent that such currencies are realized as a result of the domestic sale of Crude Oil or Natural Gas or Petroleum products, if any.
- 9.2 All payments due to **CONTRACTOR** shall be made in United States Dollars or, at **BPMIGAS's** election, other currencies acceptable to **CONTRACTOR** at a bank to be designated by **CONTRACTOR**.
- 9.3 Any payments required to be made pursuant to this **CONTRACT**, unless specifically stated otherwise hereunder, shall be made within thirty (30) days following the end of the month in which the obligation to make such payments occurs.



**SECTION X
TITLE TO EQUIPMENT**

- 10.1 Equipment purchased by **CONTRACTOR** pursuant to the Work Program becomes the property of Government of the Republic of Indonesia (in case of import, when landed at the Indonesian ports of import) and will be used in Petroleum Operations hereunder.
- 10.2 The provisions of Sub-section 10.1 of this Section X shall not apply to leased equipment belonging to third parties who perform service as a contractor to the **CONTRACTOR**, which equipment may be freely removed from the work location within the Contract Area or re-exported from Indonesia.

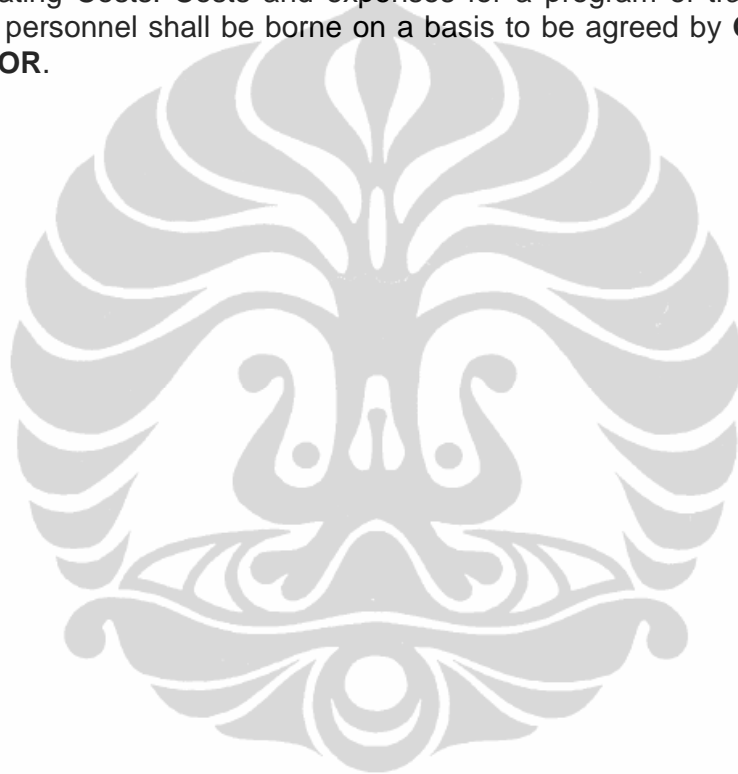


SECTION XI CONSULTATION AND ARBITRATION

- 11.1 Periodically, **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** shall meet to discuss the conduct of the Petroleum Operations envisaged under this **CONTRACT** and will make every effort to settle amicably any problem arising therefrom.
- 11.2 Disputes, if any, arising between **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** relating to this **CONTRACT** or the interpretation and performance of any of the provisions contained in this **CONTRACT** shall be settled amicably and persuasively within ninety (90) days after the receipt by one Party of a notice from the other Party of the existence of the dispute.
- 11.3 Dispute pursuant to Sub-section 11.2 which cannot be settled amicably, shall be submitted to the decision of arbitration. **BPMIGAS** on the one hand and **CONTRACTOR** on the other hand shall each appoint one arbitrator and so advise the other Party and these two arbitrators will appoint a third. If either Party fails to appoint an arbitrator within thirty (30) days after receipt of a written request to do so, such arbitrator shall, at the request of the other Party, if the Parties do not otherwise agree, be appointed by the Chairman of Badan Arbitrasi Nasional Indonesia ("BANI") (Indonesian National Arbitration Body). If the first two arbitrators appointed as aforesaid fail to agree on a third within thirty (30) days following the appointment of the second arbitrator, the third arbitrator shall, if the Parties do not otherwise agree, be appointed, at the request of either Party, by the Chairman of BANI. The third arbitrator appointed hereunder shall act as the chairman of the Board of Arbitration. If an arbitrator fails or is unable to act, his successor will be appointed in the same manner as the arbitrator whom he succeeds. Pending decision of the Board of Arbitration, the Parties shall diligently proceed pursuant to the provisions and terms of the **CONTRACT** hereof.
- 11.4 The decision of a majority of the arbitrators shall be final and binding upon the Parties, and judgment thereon may be entered in any court having jurisdiction for its enforcement. The Parties hereby renounce their right to appeal from the decision of the Board of Arbitration and agree that neither Party shall appeal to any court from the decision of the Board of Arbitration and accordingly the Parties hereby waive the applicability of any provision of laws and regulations or any competent authority that would otherwise give the right to appeal the decisions of the Board of Arbitration. In addition, the Parties agree that neither Party shall have any right to commence nor maintain any suit nor legal proceeding concerning the dispute hereunder, except the legal proceeding required for the enforcement of the execution of the award rendered by the Board of Arbitration.
- 11.5 Arbitration shall be conducted in the English language; and unless the Parties agree otherwise, the place of arbitration shall be in Jakarta, Indonesia.
- 11.6 To the extent applicable, each of the Parties hereby expressly and irrevocably waives the applicability of Article 73 paragraph (b) of Indonesian Law No.30 of 1999 of concerning Arbitration and Alternative Dispute Resolution, so that the appointment of arbitrators shall not terminate within a specified time and the mandate of the arbitrators shall remain in effect until a final arbitral award has been issued.

**SECTION XII
EMPLOYMENT AND TRAINING OF INDONESIAN PERSONNEL**

- 12.1 **CONTRACTOR** agrees to employ qualified Indonesian personnel and after commercial production commences will undertake the schooling and training of Indonesian personnel for labor and staff positions including administrative and executive management positions. At such time, **CONTRACTOR** shall also consider with **BPMIGAS** a program of assistance for training of **GOI's** and **BPMIGAS's** personnel.
- 12.2 Costs and expenses of training Indonesian personnel for its own employment shall be included in Operating Costs. Costs and expenses for a program of training for **GOI's** and **BPMIGAS's** personnel shall be borne on a basis to be agreed by **GOI, BPMIGAS** and **CONTRACTOR**.



SECTION XIII TERMINATION

- 13.1 This **CONTRACT** cannot be terminated by **CONTRACTOR** during the first three (3) Contract Years as from the Effective Date.
- 13.2 At any time following the end of the third (3rd) Contract Year as from the Effective Date, if in the opinion of **CONTRACTOR** circumstances do not warrant continuation of the Petroleum Operations, **CONTRACTOR** may, by giving written notice to that effect to **BPMIGAS** and after consultation with **BPMIGAS**, relinquish its rights and be relieved of its obligations pursuant to this **CONTRACT**, except such rights and obligations related to the period prior to such relinquishment.
- 13.3 If at the end of the third (3rd) Contract Year, **CONTRACTOR** has not completed its Firm Commitment pursuant to Sub-section 4.2, **CONTRACTOR** may, after consultation with **BPMIGAS** terminate this **CONTRACT** and relinquish its rights hereunder by rendering a ninety (90) days prior written notice to **BPMIGAS**. **CONTRACTOR** shall not be relieved of its obligations under the **CONTRACT** unless and until **CONTRACTOR** transfers the remaining amount of the estimated expenditure for the remaining unperformed Work Program for the three (3) Contract Years Firm Commitment to **GOI**. However, in the event all programs during the first three (3) Contract Years have been completed by **CONTRACTOR** and **CONTRACTOR** spent less than the estimated amount budgeted for the Firm Commitment Work Program pursuant to Sub-section 4.2, **CONTRACTOR** shall not be obliged to transfer the remaining amount of the initial three (3) Contract Years estimated expenditures to **GOI**.
- 13.4 Notwithstanding anything to the contrary herein, this **CONTRACT** shall automatically terminate in its entirety on the expiration date specified in and in accordance with the provisions of Sub-section 2.1.3, 2.2.4, 2.2.5 or 4.5 , as applicable.
- 13.5 If at any time during the term of this **CONTRACT**, **CONTRACTOR** has failed to perform as a reasonable and prudent operator and has failed to fulfill any of its obligations under this **CONTRACT**, particularly those specified in Sections III, IV, V and VIII hereof, **BPMIGAS** shall have the right to issue to **CONTRACTOR** a "Performance Deficiency Notice". Said Notice shall detail the specific performance deficiencies of **CONTRACTOR** under this **CONTRACT**.

Upon receipt of the Performance Deficiency Notice, **CONTRACTOR** shall, within thirty (30) days after receipt of the Performance Deficiency Notice from **BPMIGAS**, have an option to either dispute such Performance Deficiency Notice in accordance with arbitration procedure stipulated in Section XI, or remedy the deficiencies detailed in said Performance Deficiency Notice within one hundred and twenty (120) days after the receipt thereof. Unless **CONTRACTOR** disputes the Performance Deficiency Notice in accordance with arbitration procedure stipulated in Section XI, should **CONTRACTOR** fail to remedy the deficiencies within the specified one hundred and twenty (120) days or the Parties fail to agree on an extension of the period of time in which **CONTRACTOR** can remedy the deficiencies, the elapse of such one hundred and twenty (120) days or its agreed extension, if any, notwithstanding the requirement under Sub-section 13.6,

shall become a conclusive evidence of **CONTRACTOR**'s breach that can be used by **BPMIGAS** as a sole basis to terminate the **CONTRACT** in its entirety and thereupon **CONTRACTOR** shall immediately relinquish all remaining Contract Area to **GOI** through **BPMIGAS**.

- 13.6 Without prejudice to the provisions stipulated in Sub-section 13.1 and except in the case stipulated in Sub-section 13.5 herein above,
- (a) either Party shall be entitled to terminate this **CONTRACT** in its entirety by ninety (90) days written notice if a major breach of **CONTRACT** is committed by the other Party, provided that conclusive evidence thereof is proved by arbitration as stipulated in Section XI.
 - (b) termination of this **CONTRACT**, for any reason, shall not release **CONTRACTOR** from its outstanding obligations, including the obligation to perform any necessary abandonment of any fields, removal of any equipment and installations and site restoration pursuant to Sub-section 5.2.6.



**SECTION XIV
BOOKS AND ACCOUNTS AND AUDITS**

14.1 BOOKS AND ACCOUNTS

Subject to the requirements of Sub-section 5.2.23 of Section V, **BPMIGAS** shall be responsible for keeping complete books and accounts with the assistance of **CONTRACTOR** reflecting all Operating Costs as well as monies received from the sale of Crude Oil, consistent with modern petroleum industry practices and proceedings as described in Exhibit "C" attached hereto. However, **BPMIGAS** delegates to **CONTRACTOR** its obligations to keep books and accounts. Should there be any inconsistency between the provisions of Sub-section 6.1 of Section VI of this **CONTRACT** and the provisions of Exhibit "C", the provisions of Sub-section 6.1 of Section VI of this **CONTRACT** shall prevail.

14.2 AUDITS

14.2.1 BPMIGAS and the authorized Central Government Institution shall have the right to inspect and audit **CONTRACTOR's** books and accounts relating to this **CONTRACT** for any Calendar Year covered by this **CONTRACT**. Any exception must be made in writing within sixty (60) days following the completion of such audit. In addition, **BPMIGAS** and the authorized Central Government Institution may require **CONTRACTOR** to engage its independent accountants to examine, in accordance with generally accepted auditing standards, the **CONTRACTOR's** books and accounts relating to this **CONTRACT** for any Calendar Year or perform such auditing procedures as deemed appropriate by **BPMIGAS**.

14.2.2 A copy of the independent accountant's report or any exceptions shall be forwarded to **BPMIGAS** within sixty (60) days following the completion of such audit. The costs related to the engagement of such independent accountants shall be included in Operating Costs.

**SECTION XV
OTHER PROVISIONS**

15.1 NOTICE

Any notices required or given by either Party to the other shall be deemed to have been delivered when properly acknowledged for receipt by the receiving Party. All notices to **BPMIGAS** shall be addressed to:

BADAN PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI (BPMIGAS) Gedung Patra Jasa, Lt. 21 Wing 1 Jalan Jenderal Gatot Subroto Kav.32-34 Jakarta, 12950 Attn : Kepala **BPMIGAS**

and

All notices to **CONTRACTOR** shall be addressed to:

Jakarta -----
Attn.: -----

Either Party may substitute or change such address upon rendering a prior written notice thereof to the other.

15.2 LAWS AND REGULATIONS

- 15.2.1 The laws of the Republic of Indonesia shall apply to this **CONTRACT**.
- 15.2.2 No terms or provisions of this **CONTRACT**, including the agreement of the Parties to submit to arbitration hereunder, shall prevent or limit the Government of the Republic of Indonesia from exercising its inalienable rights.

15.3 FORCE MAJEURE

- 15.3.1 Except for the failure or inability of a Party to make its payment obligation when due hereunder, any failure or delay on the part of either Party in the performance of their obligations or duties hereunder shall be excused to the extent attributable to Force Majeure.
- 15.3.2 If operations are delayed, curtailed or prevented by such causes, then the time for carrying out the obligations thereby affected, the term of this **CONTRACT** and all rights and obligations hereunder shall be extended for a period equal to the period thus involved.
- 15.3.3 The Party whose ability to perform its obligations so affected by event of Force Majeure and intends to seek relief under Sub-section 15.3.1 and/or extension of the term of **CONTRACT** referred to in Sub-section 15.3.2 shall notify the other Party thereof in writing as soon as practicable but in no case shall be later than forty eight (48) hours after the occurrence of Force Majeure or after such Force Majeure is known by the Party so affected, specifying the cause, nature extent of

the circumstances giving rise to Force Majeure, and both Parties shall do all reasonably possible within their power to remove such cause or to find a solution by which this **CONTRACT** may be performed despite the continuance of the Force Majeure.

15.3.4 In case of dispute with respect to the existence of Force Majeure claimed by a Party, such dispute shall be settled pursuant to Section XI.

15.4 FINAL TAX ON PROFIT, TAX TREATY AND CHANGE OF TAX LAW

15.4.1 **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** agree that all of the percentages appearing in Sub-sections 6.2.3 and 6.3.2 of Section VI of this **CONTRACT** have been determined on the assumption that **CONTRACTOR** is subject to final tax on profits after tax deduction under Article 26 (4) of the Indonesia Income Tax Law and is not sheltered by any tax treaty to which the Government of the Republic of Indonesia has become a party. In the event that, subsequently, **CONTRACTOR** or any of Participating Interest Holder(s) comprising **CONTRACTOR** under this **CONTRACT** becomes not subject to final tax deduction under Article 26 (4) of the Indonesia Income Tax Law and/ or subject to a tax treaty, all of the percentages appearing in Sub-sections 6.2.3 and 6.3.2 of Section VI of this **CONTRACT**, as applicable to the portions of **CONTRACTOR** and **BPMIGAS** so affected by the non applicability of such final tax deduction or the applicability of a tax treaty, shall be adjusted accordingly in order to maintain the same net income after-tax for all **CONTRACTOR**'s portion of Petroleum produced and saved under this **CONTRACT**.

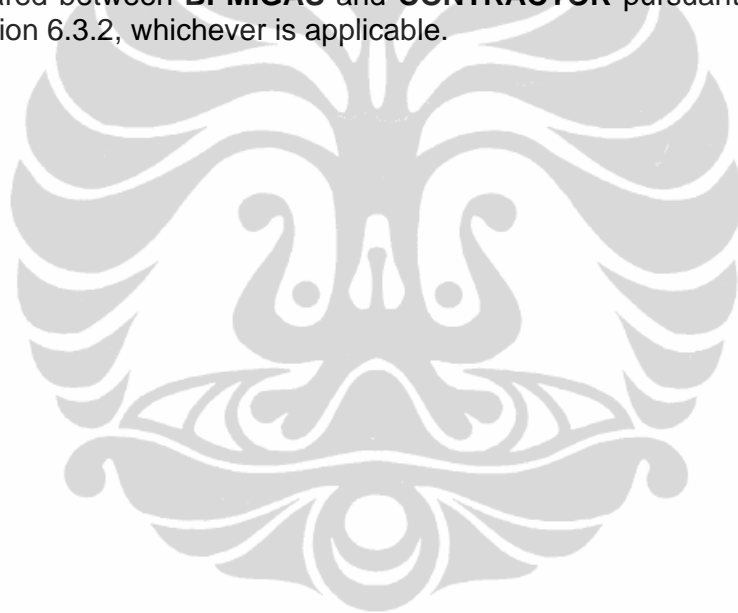
For avoidance of doubt, any **CONTRACTOR** or Participating Interest Holder which is subject to payment of tax on profit which does not constitute as final tax shall not be considered as having paid additional payment to corporate tax, and therefore the share of such **CONTRACTOR** or Participating Interest Holder shall be subject to adjustment of percentages appearing in Sub-sections 6.2.3 and 6.3.2 of section VI of this **CONTRACT**.

15.4.2 If at any time throughout the term of this **CONTRACT**, **CONTRACTOR** or any of the Participating Interest Holders, as the case may be, become(s) not subject to final tax deduction under Article 26 (4) of the Indonesia Income Tax Law and/or subject to a tax treaty giving right to **CONTRACTOR** or such Participating Interest Holder(s) to pay less than the amount stipulated in Article 26 (4) of the Indonesia Income Tax Law, then such **CONTRACTOR** or such Participating Interests Holder(s) refund to **BPMIGAS** an amount equal in value of the additional amount of production share that such **CONTRACTOR** or such Participating Interests Holder(s) enjoy resulting from the foregoing circumstances, or the share percentages appearing in Sub-sections 6.2.3 and 6.3.2 of Section VI of this **CONTRACT**, shall be revised in order to maintain the same net income after tax for all Participating Interest Holders under this **CONTRACT**. The revision or adjustment of such share may be calculated and coordinated by Operator, or may be exercised individually by the Participating Interest Holder(s) affected, whichever is practicable and acceptable to **BPMIGAS**.

15.4.3 It is agreed further in this **CONTRACT** that in the event that a new prevailing Indonesia Income Tax Law comes into effect, or the Indonesia Income Tax Law is changed, and **CONTRACTOR** becomes subject to the provisions of such new or changed law, all the percentages appearing in Section VI of this **CONTRACT** as applicable to the portions of **CONTRACTOR** and **GOI's** share so affected by such new or changed law shall be revised in order to maintain the same net income after tax for **CONTRACTOR** or all Participating Interest Holders in this **CONTRACT**.

15.5 PROCESS ASSOCIATED PRODUCTS

In principle, unless the associated product require special and different treatment, or falls under other than crude oil and gas upstream regulatory regime, the production, processing and marketing of such associated product referred shall be treated as production, processing and marketing of hydrocarbon product under this **CONTRACT** and the revenues received by **CONTRACTOR** shall be credited to Operating Costs hereunder or shared between **BPMIGAS** and **CONTRACTOR** pursuant to Sub-section 6.2.3 or Sub-section 6.3.2, whichever is applicable.



SECTION XVI PARTICIPATION

- 16.1 At the time the first Plan of Development is approved by **GOI**, **CONTRACTOR** shall have obligation to offer a ten percent (10%) Participating Interest under this **CONTRACT** (hereinafter called “Indonesian Participant Interests”) to Local Government Owned Company or **LGOC** to be designated by the Local Government within which the Contract Area is located, or Indonesian National Company or **INC** to be designated by the Minister. The existence of ten percent (10%) Participating Interest to be offered to **LGOC** or **INC** mentioned above shall be notified by **CONTRACTOR** to the Local Government or to the Minister referred to above through BPMIGAS.
- 16.2 **CONTRACTOR’s** obligation referred to in Sub-section 16.1 shall lapse unless **BPMIGAS** advises **CONTRACTOR** of **LGOC** or **INC** designated by Local Government or Minister, as the case may be, to whom **CONTRACTOR** has to make an offer, not later than one (1) month after **CONTRACTOR’s** notification referred to in Sub-section 16.1 above was sent by registered letter to **BPMIGAS**.
- 16.3 **CONTRACTOR** shall make its offer by registered letter of the Indonesian Participant Interests within sixty (60) days after receipt of **BPMIGAS’s** registered letter referred to in Sub-section 16.2. The offer by **CONTRACTOR** is firstly given to **LGOC** and such offer shall be effective for a period of sixty (60) days as of the date of **CONTRACTOR’s** notification by a registered letter to **LGOC**. If **LGOC** is not interested in such offer as notified by registered letter to **CONTRACTOR** or no notification specifying its interest in such offer is given within the said period, **CONTRACTOR** shall have the obligation referred to in Sub-section 16.1 to offer the same to **INC**.
- 16.4 If **INC** is not interested in this offer as notified by registered letter to **CONTRACTOR** or no notification specifying its interest in such offer is given within sixty (60) days after the date of the offer, **CONTRACTOR** shall be released from the obligation referred to in this Section XVI and the offer shall be deemed terminated. In the case that **LGOC** or **INC** is interested in the Indonesian Participant Interests offer within the period of such sixty (60) days, **LGOC** or **INC** may conduct a due diligence.

The due diligence conducted by **LGOC** or **INC**, as the case may be, shall have been completed within one hundred eighty (180) days as of the date of notification of **LGOC’s** or **INC’s** interest in the Indonesian Participant Interests offer issued by **CONTRACTOR**.

- 16.5 Not later than the latest day of the one hundred eighty (180) days due diligence **LGOC** shall advise **CONTRACTOR** of its decision whether it is interested or not interested in the Indonesian Participant Interests offer. If at the latest day of the one hundred eighty (180) days due diligence, **LGOC** does not accept the Indonesian Participant Interests offer or no notification specifying its acceptance in the Indonesian Participant Interests offer is given, then the offer is given to **INC** which shall be effective within sixty (60) days as of the date of notification by registered letter from **CONTRACTOR**.

If **INC** is not interested in this offer as notified by registered letter to **CONTRACTOR** or no notification specifying its interest in such offer is given within sixty (60) days as of the

date of the offer, **CONTRACTOR** shall be released from the obligation referred to in this Section XVI and the offer shall be deemed terminated.

If **INC** is interested in the Indonesian Participant Interests offer within the period of such sixty (60) days, **INC** may conduct a due diligence within the period as stated in Sub-section 16.4 of this Section XVI.

Not later than the latest day of the one hundred eighty (180) days due diligence **INC** shall advise **CONTRACTOR** of its decision whether it is interested or not interested in the Indonesian Participant Interests offer. In the case that at the latest day of the one hundred eighty (180) days due diligence **INC** does not accept the Indonesian Participant Interests offer or no notification specifying its acceptance in Indonesian Participant Interests offer is given, then **CONTRACTOR** shall be released from the obligation referred to in this Section XVI and the offer shall be deemed terminated.

- 16.6 **CONTRACTOR's** offer to LGC or **INC** referred to in Sub-section 16.3. and 16.5. of this Section XVI shall be accompanied by a copy of this **CONTRACT** and a draft of Agreement embodying the manner in which **CONTRACTOR** and LGC or **INC** shall cooperate. The main principles of the draft of Operating Agreement are contained in Exhibit "D" to this **CONTRACT**.
- 16.7 In the event of acceptance by **LGC** or **INC** of **CONTRACTOR's** offer, the **LGC** or **INC**, as the case may be, shall be deemed to have acquired the undivided interest on the date of **CONTRACTOR's** notification to **LGC** or **INC** referred to in Sub-sections 16.3 and 16.5 of this Section XVI. **LGC** or **INC**, as the case may be, shall not sell, assign, transfer, convey or otherwise dispose of all or any part of the Indonesian Participant Interests during the first three (3) Years as from the effective date of the participation on farm-in agreement entered into by **CONTRACTOR** and **LGC** or **INC**, as the case may be.
- 16.8 For the acquisition of a ten percent (10%) Participating Interest in this **CONTRACT**, **LGC** or **INC** as applicable, shall reimburse **CONTRACTOR** an amount equal to ten percent (10%) of the sum of Operating Costs which **CONTRACTOR** has incurred for and on behalf of its activities in the Contract Area up to the date of **CONTRACTOR's** notification to **LGC** or the **INC** mentioned in Sub-section 16.3 of this Section XVI, and ten percent (10%) of the awarded compensation and equipment and or services as respectively mentioned in Sub-section 8.1 and 8.2 of Section VIII, hereof.
- 16.9 The amount of reimbursement as stipulated in Sub-section 16.8 of this Section XVI shall be made by a transfer of cash within ninety (90) days as of the date of its acceptance of **CONTRACTOR's** offer referred to in Sub-section 16.2 and 16.4. of this Section XVI, to **CONTRACTOR's** account at a banking institution to be designated by it, in the currency in which the relevant costs have been financed.
- 16.10 **BPMIGAS** shall be notified in writing by **CONTRACTOR** with regard to all process of Indonesian Participant Interests offer referred to in this Section XVI.

**SECTION XVII
EFFECTIVENESS**

17.1 This **CONTRACT** shall come into effect on the Effective Date.

17.2 This **CONTRACT** shall not be annulled, amended or modified in any respect, except by the mutual consent in writing of the Parties hereto and approved by the Minister.

IN WITNESS WHEREOF, the Parties hereto have executed this **CONTRACT**, in [quadruplicate] *), in Jakarta and in the English language, as of the day and Year first above written, each of the executed copies shall be deemed as the original copy which has the same legal force and effect.

BADAN PELAKSANA KEGIATAN
USAHA HULU MINYAK DAN GAS
BUMI (**BPMIGAS**)

ASIA PACIFIC EXPLORATION
CONSOLIDATED INDONESIA
LIMITED

APPROVED BY THE MINISTER OF ENERGY AND MINERAL RESOURCES

This day of 200... on behalf of the

GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF INDONESIA

PURNOMO YUSGIANTORO