
LAPORAN TAHUNAN 2011

ANNUAL REPORT 2011





LAPORAN TAHUNAN 2011

ANNUAL REPORT 2011

Daftar Isi

Contents

01**Potret Kerja
BPMIGAS**

Work Performance of BPMIGAS

02**Upaya Peningkatan
Produksi**

Efforts to Increase Production

03**Berbagai Upaya
Penyelesaian Masalah**

Troubleshooting Efforts

04**Proyek Utama 2011**

Main Project 2011

05**Pemberdayaan
Kapasitas Nasional**Empowerment of National
Capacity**06****Internal BPMIGAS**

A Wilayah Kerja Hulu Migas Upstream Oil and Gas Working Area	16	A Realisasi Proyek Baru New Project Realization	57	A Pengadaan Lahan Land Provision	74	A Lapangan Banyu Urip Banyu Urip Field	89	A Pemanfaatan Barang Dan Jasa Dalam Negeri The Utilization of Domestic Goods and Services	110	A Rencana Strategis (RENSTRA) BPMIGAS 2011 - 2015	130
B Kegiatan Eksplorasi Exploration Activity	22	B Kegiatan <i>Enhanced Oil Recovery</i> (EOR) EOR (Enhanced Oil Recovery) Activity	58	B Pengamanan Obyek Vital Nasional Securing National Vital Objects	76	B Indonesia Deepwater Development (IDD)	92	B Pengelolaan Aset Asset Management	111	B Pengelolaan Dan Pengembangan SDM BPMIGAS	134
C Kegiatan Pengembangan Dan Pemeliharaan Sumur Well Development and Maintenance Activities	28	C Reaktivasi Sumur-sumur <i>Suspended</i> Reactivation of Suspended Wells	60	C Peraturan Perundangan Regulations	82	C Lapangan Abadi Abadi Field	94	C Peningkatan Peran Perbankan Nasional The Increase of National Banking Role	112	C Realisasi Anggaran Dan Belanja BPMIGAS	140
D Kegiatan Produksi Minyak Dan Gas Bumi Production Activity of Oil and Gas	32	D Forum Operator KKKS Wilayah Kerja Eksplorasi (FOKWE) PSC Contractors' Forum for Exploration Working Area (FOKWE)	62			D Lapangan Jangkrik Jangkrik Field	96	D Pengelolaan SDM KKS PSC's Human Resource Management	114	D Upaya Perbaikan Pelaporan Keuangan	142
E Lifting Minyak Dan Gas Bumi Oil and Gas Lifting	42	E Kerjasama Dengan Lembaga Lain Partnership with Other Institutions	66			E Lapangan Kepodang Kepodang Field	98	E Pembangunan Berwawasan Lingkungan Environment Based Development	120	D Upaya Perbaikan Pelaporan Keuangan	142
F Realisasi Investasi Investment Realization	48	F Sharing Knowledge	70			F Lapangan Terang-Sirasun- Batur Terang-Sirasun-Batur Field	100				
G Penerimaan Negara State Revenue	50					G Proyek Senoro Donggi Senoro Donggi Project	102				
						H Lapangan Gajah Baru, Iguana, dan Naga Gajah Baru, Iguana, and Naga Field	104				
						I Suban Bypass, Wilayah Kerja: Corridor, KKKS: ConocoPhillips Grissik Suban Bypass, Working Area: Corridor, PSC Contractor: ConocoPhillips Grissik	106				

Misi

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

Mission

Supervise and control the Production Sharing Contracts' implementation through partnerships in order to ensure the effectiveness and efficiency of upstream oil and gas business activities for the greatest welfare of the nation.

**Visi**

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

Vision

Be a proactive and trustworthy partner in optimizing the benefits of the upstream oil and gas industry for all stakeholders while becoming one of the Nation's engines in mobilizing different economic and industrial activities.

BPMIGAS Core Value**PROFESSIONAL**

Bertindak sebagai seorang profesional yang berkomitmen tinggi
Act as a professional with strong commitment

RESPONSIVE

Cepat tanggap terhadap permintaan informasi dan penyelesaian masalah
Promptly responding to inquiries and resolving issues

UNITY IN DIVERSITY

Mensinergikan perbedaan untuk mewujudkan pencapaian yang lebih baik
Synergizing the differences for greater achievements

DECISIVE

Berani mengambil resiko dengan didasari oleh perhitungan dan pertimbangan matang sesuai kewenang yang dimiliki
Taking calculated risks within the authority

ETHICS

Menjalankan bisnis dengan standar etika yang tinggi secara konsisten
Conducting business by following the highest ethical standards consistently

NATION FOCUSED

Memaksimalkan potensi dan kemampuan nasional
Maximizing national capacity and capability

TRUSTWORTHY

Menjaga kredibilitas sehingga mendapatkan kepercayaan dari stakeholders
Maintaining credibility to earn the trust of stakeholders



Ir. R. Priyono
Kepala BPMIGAS
BPMIGAS Chairman

Realisasi investasi tahun 2011 adalah 116% dari rencana awal, atau 138% dari realisasi investasi tahun 2010.

The investment realization in 2011 was 116% from the first stated plan or 138% from the investment realization in 2010.

Assalamualaikum Wr.Wb.

Dibutuhkan komitmen yang kuat untuk mencapai hasil maksimal. Sepanjang tahun 2011 BPMIGAS berhasil menggalang komitmen investasi para Kontraktor KKS untuk meningkatkan investasinya pada kegiatan pengembangan dan produksi hulu migas. Realisasi investasi tahun 2011 adalah 116% dari rencana awal, atau 138% dari realisasi investasi tahun 2010.

Setidaknya terdapat 7 (tujuh) proyek utama yang dikembangkan untuk mendukung pencapaian target produksi pada tahun 2011 dan tahun-tahun berikutnya. Antara lain, proyek pengembangan Lapangan gas Jambi Merang di Jambi, pengembangan Lapangan Betara Complex Development dan pengembangan Suban bypass.

Melalui kegiatan pengawasan dan pengendalian yang efektif dan efisien, investasi yang ditanamkan dapat digandakan sehingga menghasilkan penerimaan Negara 110% dari target yang ditetapkan dalam APBN 2011.

Manfaat industri hulu migas tidak hanya kami persembahkan dalam bentuk penerimaan Negara semata, tetapi juga melalui usaha pengembangan kegiatan penunjang hulu migas yang pada akhirnya memunculkan *multiplier effect* yang lebih luas. Terbukti, usaha-usaha tersebut berhasil menumbuhkan potensi daerah dan nasional sehingga menciptakan lapangan kerja baru.

Penyempurnaan kinerja internal terus menerus dilakukan agar dapat mendukung kegiatan pengawasan dan pengendalian yang menjadi tugas pokok kami. Hasilnya, selama 3 (tiga) tahun berturut-turut BPMIGAS berhasil mendapatkan penilaian Wajar Tanpa Pengecualian dari BPK. Pencapaian ini sangat membanggakan karena memberikan kepastian bahwa usaha dan karya yang kami lakukan, sesuai dengan nilai-nilai *good corporate governance* yang dianut bangsa ini.

BPMIGAS tetap berusaha bekerja erat dengan semua *stakeholders*, melalui komunikasi dan koordinasi yang efektif agar industri hulu migas dapat memenuhi kebutuhan energi yang dibutuhkan bangsa, untuk mendukung pertumbuhan 6% per tahun.

Terlebih, dengan pencapaian yang gemilang di tahun-tahun yang lalu, kami berharap untuk dapat bekerja lebih baik dalam menghadapi tantangan di industri hulu migas di masa yang akan datang. Untuk itu, BPMIGAS berharap doa dan dukungan masyarakat luas dalam menjalankan tugas ini.

Wassalamualaikum Wr.Wb.
R. Priyono

Assalamualaikum Wr.Wb.

Strong commitment is needed to achieve a maximum result. During 2011, BPMIGAS was succeeded in raising investment commitment from PSC Contractors to increase their investment in upstream oil and gas development and production activity. The investment realization in 2011 was 116% from the first stated plan or 138% from the investment realization in 2010.

At least, there were 7 (seven) main projects developed to support production achievement target in 2011 and upcoming years. The development projects were Jambi Merang gas field in Jambi, field development of Betara Complex Development, and Suban Bypass development.

Through effective and efficient monitoring as well as controlling activities, the investment could be doubled so that it delivered state revenue Of 110% from the target set in The Indonesian Budget (APBN) in 2011.

The benefit of upstream oil and gas industry fulfils larger needs instead of serving state revenue only. Through development effort of upstream oil and gas supporting activity, it leads to a larger multiplier effect. It was proven that those efforts had successfully grown local and national potential that generated new working field.

The improvement of internal performance is continuously done as a way to support monitoring and controlling activity which becomes our main assignment. As a result, BPMIGAS has successfully received "Unqualified Opinion" assessment from The Audit Board of the Republic of Indonesia (BPK) for 3 (three) years in the row. This achievement was encouraging since it delivered certainty in efforts and works performed by BPMIGAS which was in accordance to good corporate governance values in Indonesia.

BPMIGAS is continuously working closely with all stakeholders through effective communication and coordination so that upstream oil and gas industry is able to fulfill the energy needs for nation and to support 6% growth annually.

Moreover, upon the celebrated achievement in these years, we humbly wish that we may perform better in the future in answering the upcoming challenges in upstream oil and gas industry. To achieve the goals, BPMIGAS wishes a good blessing and support from society to conduct this honorable task.

Wassalamuallaikum Wr.Wb
R. Priyono



Ringkasan Laporan Tahunan 2011

Summary of Annual Report 2011

Pencapaian kinerja industri hulu migas merupakan bentuk tanggung jawab sektor ini kepada bangsa dan negara. Oleh karena itu, kami selalu berusaha mencapai prestasi terbaik. Kendati tantangan yang dihadapi pada tahun 2011 lebih banyak dibanding tahun-tahun sebelumnya, namun sektor hulu migas tetap memberikan kontribusi maksimal, yang diperlihatkan melalui peningkatan pendapatan negara, peningkatan alokasi gas domestik, peningkatan investasi serta peningkatan kegiatan untuk menumbuhkan sektor lainnya. Secara rinci pencapaian kinerja tahun 2011 adalah sebagai berikut:

1. Berhasil menyumbangkan penerimaan negara sebesar US\$35,79 miliar atau 110% dari target APBN. Pencapaian ini lebih besar 35% dari tahun 2010 sebesar US\$26,49 miliar. Selain dipengaruhi oleh realisasi harga minyak dunia yang rata-rata mencapai US\$111 per barrel (lebih tinggi dari patokan APBN sebesar US\$95 per barrel), pencapaian ini juga merupakan hasil maksimalisasi kegiatan hulu gas.
2. Secara kumulatif, realisasi produksi sebesar 2,40 juta barrel oil ekuivalen per hari (BOEPD) atau turun 4,82% dibandingkan realisasi produksi tahun 2010 sebesar 2,52 juta BOEPD. Penurunan produksi utamanya disebabkan oleh penurunan produksi dari 3 Kontraktor KKS besar yakni Total E&P Indonesia, Chevron Pacific Indonesia dan Pertamina EP. Penurunan produksi tersebut lebih besar dibanding peningkatan produksi oleh beberapa Kontraktor KKS.

Achievement of performance in upstream oil and gas industry is a part of the sector's responsibility to people and nation. Therefore, we always strive to achieve the best performance. Although the challenges faced in 2011 were numerous compare to the previous years, upstream oil and gas sector commits to contribute optimally as presented through the increase of state revenue, increase of domestic gas allocation, increase of investment, and increase of activity that leads to the growth of other sectors. Achievement of performance in 2011 is explained in details as follows:

1. Successful in contributing state revenue for US\$35.79 billion or 110% from the target set in The Indonesian Budget (APBN). The achievement is 35% larger from 2010 for US\$26.49 billion. Besides being influenced by the realization of world oil price that reached US\$111 per barrel in average (higher than fixation of prices set by The Indonesian Budget (APBN) for US\$95 per barrel), the achievement is also the maximum result of upstream oil and gas activity.
2. Cumulatively, production realization was 2.40 million Barrel of Oil Equivalent Per Day (BOEPD) or 4.82% decreased compare to production realization in 2010 which was 2.52 million BOEPD. The production decrease was mainly caused by 3 large PSC Contractors which were Total E&P Indonesia, Chevron Pacific Indonesia and Pertamina EP. The production decrease of those 3 PSC Contractors was larger than the production increase by several PSC Contractors.

Besaran cost recovery pada tahun 2011 adalah US\$15,34 miliar, lebih tinggi dari realisasi tahun 2010 sebesar US\$11,03 miliar.

The amount of cost recovery in 2011 was US\$15.34 billion, higher than the realization in 2010 for US\$11.03 billion.

3. Realisasi lifting minyak bumi sebesar 899 ribu BOPD atau 95% dari target APBN-P tahun 2011. Lifting gas bumi sebesar 7.345 BBTUD, di mana sebesar 43,85% gas yang dilifting, atau sebanyak 3.177,17 BBTUD digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik.
4. BPMIGAS bersama pemerintah juga telah berhasil meningkatkan jumlah wilayah kerja industri hulu migas. Sepanjang tahun 2011 terdapat penambahan 45 wilayah kerja baru migas dan CBM. Dengan adanya penambahan tersebut, jumlah kegiatan eksplorasi juga meningkat dari 87 kegiatan di tahun 2010 menjadi 103 kegiatan (termasuk CBM) di tahun 2011. Secara keseluruhan, pada akhir tahun 2011 jumlah wilayah kerja sebanyak 287 WK, yang terdiri dari 73 WK termasuk katagori produksi, 42 WK CBM, 162 WK eksplorasi serta 10 WK dalam proses terminasi karena tidak dapat memenuhi komitmen yang telah disetujui.

3. Realization of oil lifting for 899 thousand BOPD or 95% from the target set in The Indonesian Revised Budget (APBN-P) in 2011. Gas lifting is 7,345 BBTUD, in which 43.85% of lifting gas or 3,177.17 BBTUD is allocated to serve domestic demand.
4. BPMIGAS together with Government succeeded in increasing the number of working areas in upstream oil and gas industry. During 2011, there were 45 new additional working areas and CMB. With the addition, the number of exploration activity was also increased from 87 activities in 2010 to 103 activities (including CBM) in 2011. Overall, in the end of 2011, the number of working areas were 287 working areas consisted of 73 working areas including production category, 42 CBM working areas, 162 exploration working areas, and 10 working areas are underway a termination process due to failure in fulfilling the agreed commitment.



Berhasil menyumbangkan penerimaan negara sebesar US\$35,79 miliar atau 110% dari target APBN. Pencapaian ini lebih besar 35% dari tahun 2010 sebesar US\$26,49 miliar.

Successful in contributing state revenue for US\$35.79 billion or 110% from the target set in The Indonesian Budget (APBN). The achievement is 35% larger from 2010 for US\$26.49 billion.



5. Realisasi investasi industri hulu migas meningkat dari tahun ke tahun. Pada tahun 2011, investasi sektor hulu migas sebesar US\$14,02 miliar, lebih tinggi dari realisasi tahun 2010 sebesar US\$11,03 miliar. Investasi tersebut digunakan untuk membiayai kegiatan produksi sebesar US\$9,16 miliar, untuk kegiatan pengembangan sebesar US\$3,14 miliar, administrasi US\$958 juta, dan membiayai kegiatan eksplorasi US\$718 juta.
6. Terdapat 7 (tujuh) proyek yang berhasil onstream pada tahun 2011, dan menghasilkan tambahan produksi sekitar 800 MMSCFD gas dan 15.000 BOPD minyak. Proyek-proyek tersebut adalah Jambi Merang (oleh JOB Talisman), Betara Complex Development (BCD)-4 (oleh Petrochina Jabung), Suban Bypass (oleh COPI), Dayung Early Compression (oleh COPI), Ujung Pangkah (oleh Hess), dan Peciko-7A (oleh Total Indonesia).
7. Untuk efisiensi biaya, BPMIGAS mengkoordinir Kontraktor KKS untuk melakukan upaya penghematan biaya melalui kegiatan pengadaan bersama di lingkungan Kontraktor KKS dan optimalisasi inventori serta aset. Sepanjang tahun 2011, kegiatan ini menghasilkan penghematan sebesar US\$123,12 juta.
8. Untuk pertama kalinya, pada tahun 2011, industri hulu migas memperoleh "PROPER Emas" yang didapatkan oleh MEDCO Indonesia E&P dari kementerian lingkungan hidup. Terjadi peningkatan jumlah perolehan peringkat taat dari 59 KKKS di tahun 2010 menjadi 69 KKKS di tahun 2011. Sementara peringkat tidak taat berkurang dari 11 KKKS di tahun 2010 menjadi 8 KKKS di tahun 2011.
5. Realization of investment in upstream oil and gas industry increased every year. In 2011, investment in upstream oil and gas sector was US\$14.02 billion, higher than the realization in 2010 which was US\$11.03 billion. The investment was allocated to fund production activity for US\$9.16 billion, expansion activity for US\$3.14 billion, administration for US\$958 million, and exploration activity for US\$718 million.
6. There were 7 projects that were successfully launched on-stream in 2011 and produced an additional production for about 800 MMSCFD of gas and 15.000 BOPD of oil. The projects were Jambi Merang (by JOB Talisman), Betara Complex Development (BCD)-4 (by Petrochina Jabung), Suban Bypass (by COPI), Dayung Early Compression (by COPI), Ujung Pangkah (by Hess), dan Peciko-7A (by Total Indonesia).
7. For cost efficiency, BPMIGAS coordinates PSC Contractors to conduct efficiency effort through joint procurement in PSC Contractors' environment and optimized inventory as well as assets. During 2011, this activity delivered efficiency for US\$123.12 million.
8. For the first time, in 2011, upstream oil and gas industry received "Golden PROPER", earned by MEDCO Indonesia E&P from Ministry of Environment of Republic Indonesia. The number of compliant rank achievement increased from 59 PSC Contractors in 2010 to 69 PSC Contractors in 2011. Meanwhile, the in-compliant rank decreased from 11 PSC Contractors in 2010 to 8 PSC Contractors in 2011.

9. BPMIGAS juga meningkatkan usahanya untuk mendorong pengembangan perbankan nasional, melalui pemanfaatan jasa kegiatan transaksi pengadaan barang dan jasa industri hulu migas serta penyimpanan dana *Abandonment and Site Restoration* (ASR). Nilai transaksi yang dilakukan melalui bank BUMN (Bank Mandiri, BRI dan BNI) periode 2009 sampai akhir tahun 2011 telah mencapai US\$14 miliar. Sementara besaran dana ASR yang disimpan di bank nasional hingga akhir tahun 2011 telah mencapai US\$232 juta.
10. BPMIGAS juga memaksimalkan penggunaan produk barang dan jasa dalam negeri untuk menunjang pengembangan industri penunjang hulu migas. Tolok ukur keberhasilan usaha tersebut diukur melalui penggunaan Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN) berdasarkan standar Departemen Perindustrian. Pada tahun 2011, nilai komitmen pengadaan barang dan jasa Kontraktor KKS adalah sebesar US\$11,81 miliar. Secara rinci, penggunaan komponen TKDN pada kegiatan jasa sebesar US\$8,10 miliar sementara TKDN pengadaan barang sebesar US\$3,70 miliar.

Upaya Peningkatan Produksi

Untuk meningkatkan produksi, BPMIGAS melakukan berbagai terobosan yang dapat dilakukan Kontraktor KKS, antara lain:

1. Mewajibkan Kontraktor KKS Produksi melakukan program EOR (*Enhanced Oil Recovery*), yaitu penerapan teknologi pengurusan lanjut dengan menggunakan injeksi air, uap, bahan kimia, gas

9. BPMIGAS also increases the effort to support national banking development, through the utility of transaction service activity of goods and services procurement in upstream oil and gas industry as well as fund Abandonment and Site Restoration (ASR). The transaction value done through State-Owned Enterprises (BUMN) banks (Mandiri, BRI, and BNI) in period of 2009 to the end of 2011 has reached US\$14 billion. Meanwhile, the amount of ASR fund saved in national bank until the end of 2011 has reached US\$232 million.
10. BPMIGAS also maximizes the utility of local goods and services to support the development of upstream oil and gas supporting industry. The success measurement of the effort is assessed through the utility of Local Content (TKDN) based on the standard of Industrial Department. In 2011, commitment value of goods and services PSC Contractors was US\$11.81 billion. In details, the utility of Local Content (TKDN) for service activity was US\$8.10 billion, while Local Content for goods procurement was US\$3.70 billion.

Efforts to Increase Production

To increase production, BPMIGAS does several innovations to be applied by PSC Contractors, which are:

1. To require Production PSC Contractors to conduct EOR (*Enhanced Oil Recovery*) program, a technology for advance extraction by using water injection, steam, chemical, gas, and microbe. In 2011, some PSC Contractors have



maupun mikroba. Pada tahun 2011, beberapa Kontraktor KKS telah melakukan uji lapangan, dan beberapa lainnya telah masuk pada tahap produksi. Agar dapat dilakukan percepatan, BPMIGAS juga mendisain proses pengadaan yang tepat untuk pelaksanaan program ini.

2. Mendorong realisasi kegiatan eksplorasi terutama di wilayah kerja baru, melalui pembentukan FOKWE (Forum Operator KKKS Wilayah Kerja Eksplorasi). Forum ini secara aktif memantau progress kegiatan dan permasalahan yang dihadapi KKKS eksplorasi sehingga dapat membantu pemecahan masalah.

Program Perbaikan Kinerja Internal

BPMIGAS terus menerus juga melakukan perbaikan kinerja internal, agar dapat melakukan kegiatan pengawasan dan pengendalian secara efektif dan efisien sehingga industri hulu migas dapat memberikan hasil maksimal pada bangsa dan Negara. Adapun perbaikan dan hasil yang telah dicapai pada tahun 2011 adalah:

1. Menyusun RENSTRA (Rencana Strategis) tahun 2011 - 2015. Dokumen ini berisi rencana kerja BPMIGAS untuk mengawal target yang telah ditetapkan pemerintah, antara lain untuk mencapai target produksi minyak dan gas bumi. Dokumen tersebut merinci program-program yang harus dilaksanakan BPMIGAS, sehingga tujuan yang telah ditetapkan dapat dicapai secara efektif dan efisien.
2. Menyempurnakan pelaporan dan pengawasan, sehingga pada tahun 2011 BPMIGAS berhasil mendapatkan kembali penilaian "Wajar Tanpa Pengecualian" (WTP) dari BPK-RI. Penilaian ini diperoleh dengan mempertimbangkan berbagai

performed field test and some others have entered production phase. To accelerate, BPMIGAS also designs a proper procurement process to conduct the program.

2. To support the realization of exploration activity especially in new working area through the establishment of PSC Contractors' Forum for Exploration Working Area (FOKWE). This forum is actively monitoring activity progress and problems faced by Exploration PSC Contractors so that it helps to solve the problems.

Internal Performance Improvement Program

BPMIGAS is continuously conduct internal performance improvement. It aims to conduct effective and efficient monitoring as well as controlling so that upstream oil and gas industry is able to deliver maximum result to people and nation. The improvement and results in 2011 are:

1. To arrange Strategic Plan (RENSTRA) for 2011-2015 periods. The document contains BPMIGAS' working plan to start the target set previously by government, which is to achieve production target of oil and gas. The document delivers programs that must be implemented by BPMIGAS so that the stated target is accomplished in effective and efficient ways.
2. To improve reporting and monitoring, so that in 2011, BPMIGAS is able to receive "Unqualified Opinion" from The Audit Board of the Republic of Indonesia (BPK). This assessment is achieved by considering several points that involve material, BPMIGAS' position and financial performance,

hal yang mencakup material, posisi dan kinerja keuangan BPMIGAS, perubahan ekuitas serta arus kas dan informasi keuangan kontrak kerjasama. Dengan demikian, selama 3 (tiga) tahun berturut-turut BPMIGAS telah berhasil mendapatkan penilaian WTP.

3. Menerapkan KPI (*Key Performace Indicator*) untuk mengukur kinerja bidang dan individu. Pemberlakuan KPI ini digunakan untuk memastikan proses telah sesuai dengan *good corporate governance* dan hasil sesuai dengan target yang ditetapkan.

the changing of equity and cash flow as well as financial information of cooperation contract. Hence, since 3 years in the row, BPMIGAS has received "Unqualified Opinion".

3. To implement KPI (*Key Performance Indicator*) as a way to measure field and individual performances. The implementation of KPI is employed to ensure the process run based on good corporate governance and deliver the targeted result.

01 POTRET KERJA BPMIGAS

Work Performance of BPMIGAS





A. Wilayah Kerja Hulu Migas

Upstream Oil and Gas Working Area

Penambahan Wilayah Kerja Baru

Salah satu cara yang dilakukan pemerintah untuk meningkatkan produksi adalah melakukan usaha-usaha ekstensifikasi, yaitu menambah jumlah wilayah kerja baru. Sepanjang tahun 2011 dilakukan 3 (tiga) kali pengumuman pemenang tender wilayah kerja baru yang kemudian ditindaklanjuti dengan penandatanganan kontrak PSC oleh perusahaan pemenang dan BPMIGAS, masing-masing dilakukan pada bulan April, Agustus dan Desember.

Dari kegiatan tersebut, pemerintah berhasil mendapatkan tambahan 26 wilayah kerja minyak dan gas bumi (MIGAS) serta 19 wilayah kerja Gas Metan Batubara (GMB). Namun pada saat yang sama,

Addition of New Working Area

Government delivers expansion efforts as one of the ways to increase production. The expansion is implemented through the addition of new working areas. During 2011, there were three procurement announcements regarding the winner of new working areas followed by the signing of PSC contract by the winners and BPMIGAS in April, August, and December.

Through the expansion, Government has achieved 26 working areas of oil and gas, as well as 19 Coal Bed Mtethane (CBM) working areas. However, at the same moment, government have agreed to proceed total relinquishment by investors which were Karana

Salah satu usaha yang dilakukan pemerintah untuk meningkatkan produksi pada tahun-tahun mendatang adalah melakukan usaha-usaha ekstensifikasi, yaitu menambah jumlah wilayah kerja baru.

Government delivers expansion efforts as one of the ways to increase production. The expansion is implemented through the addition of new working areas.

pemerintah juga menyetujui pengembalian 4 (empat) wilayah kerja oleh investor (*total relinquishment*) yaitu wilayah kerja Karana, wilayah kerja Yapen, wilayah kerja Asmat, dan wilayah kerja East Bawean I serta sedang memroses pengembalian 10 (sepuluh) wilayah kerja lainnya. Wilayah kerja tersebut dikembalikan karena tidak dapat memenuhi komitmen pasti yang telah ditetapkan atau tidak memperoleh temuan cadangan yang dapat dikembangkan sampai dengan berakhirnya masa eksplorasi.

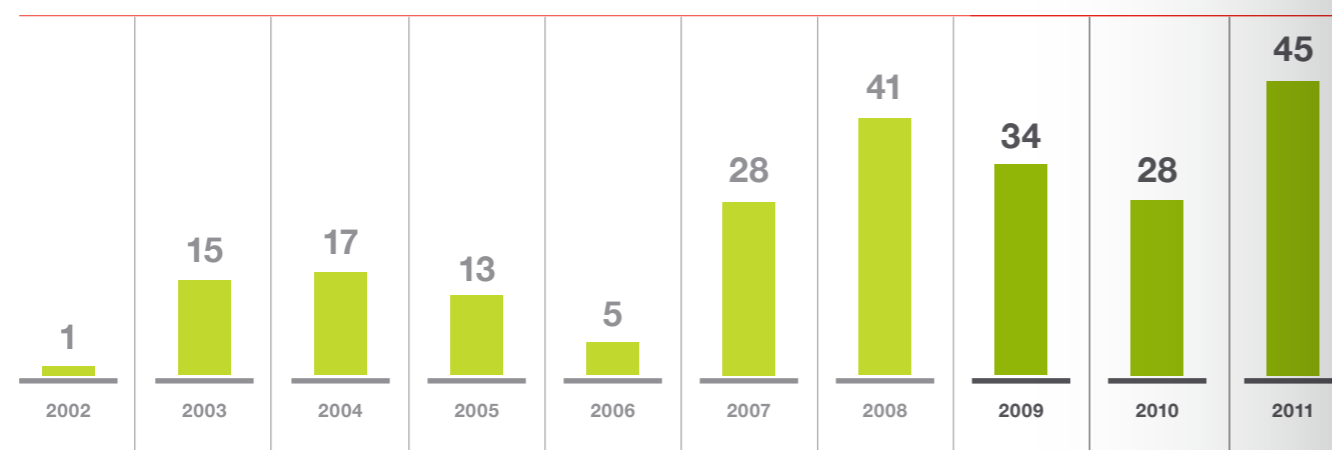
Dari penambahan dan pengembalian wilayah kerja tersebut, maka pada akhir tahun 2011 terdapat 287 wilayah kerja, dengan rincian sebagai berikut:

working area, Yapen working area, Asmat working area, East Bawean I working area. Additionally, 10 working areas are now underway the relinquishment process. Those working areas were retrieved due to incompetency in meeting the stated commitment or failure in finding valuable reserves until the end of exploration timeline.

Hence, at the end of 2011, there were 287 working areas explained as follows:

Tabel Perkembangan Jumlah Wilayah Kerja Tahun 2002 - 2011

Table Number of Working Areas in 2002 - 2011



Wilayah Kerja Eksplorasi
Exploration Working Area **214**

Wilayah Kerja Produksi
Production Working Area **73**

Kondisi Wilayah Kerja Perminyakan Indonesia


Condition of The Indonesia Petroleum Working Area

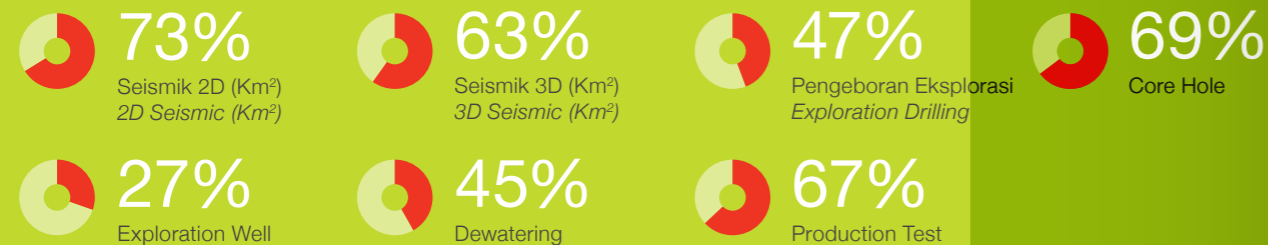
Onshore Offshore Onshore/Offshore

		Onshore	Offshore	Onshore/Offshore	TOTAL
PRODUKSI PRODUCTION	Produksi Production	34	24	15	73
	GMB CBM	40	0	2	42
EKSPLOKASI EXPLORATION	Eksplorasi Aktif Active Exploration	49	82	31	162
	Terminasi Termination	1	5	4	10
TOTAL		124	111	52	287

Realisasi Pelaksanaan Komitmen Pasti Tahun 2011

The Realization of 2011 Firm Commitment Implementation

 **Persentase Realisasi**
Percentage of Realization



Wilayah Kerja Eksplorasi

Pada akhir tahun 2011, wilayah kerja eksplorasi terdiri dari 42 wilayah kerja GMB, 162 wilayah kerja migas dan 10 wilayah kerja sedang dalam proses terminasi. Sebanyak 112 wilayah kerja di antaranya, telah memasuki tahap evaluasi komitmen pasti karena telah memiliki masa eksplorasi lebih dari 3 (tiga) tahun. Mereka adalah wilayah-wilayah kerja yang kontraknya ditandatangani antara tahun 2002 - 2008.

Hasil evaluasi menunjukkan, pemenuhan komitmen pasti menemui berbagai gangguan di lapangan. Dari 112 wilayah kerja Eksplorasi yang berada pada tahap pemenuhan pasti 3 tahun pertama, jumlah wilayah kerja yang dapat memenuhi komitmen pasti hanya terdapat 35 wilayah kerja (31%), sementara 67 wilayah kerja (60%) tidak dapat memenuhi komitmen pasti dan 10 wilayah kerja (9%) lainnya diusulkan untuk diterminasi karena tidak dapat memenuhi komitmen pada waktu yang ditetapkan.

Exploration Working Areas

At the end of 2011, exploration working areas consist of 42 Coal Bed Methane (CBM) working areas, 162 oil and gas working areas. In addition, 10 working areas are now underway a termination process. The 112 working areas have entered Firm Commitment evaluation stage since they have passed 3 year exploration phases. Those working areas belong to groups which contracts signed in 2002 until 2008.

The evaluation showed that there were some challenges in fulfilling Firm Commitment in the field every year. From 112 exploration working areas that should have been accomplished the first 3-year commitment, there were only 31% (35 working areas) succeeded, while 60% (67 working areas) failed to meet the commitment, and 9% (10 working areas) suggested for termination due to failure to meet the stated working timeline.

Kendala utama yang dihadapi terkait dengan masalah-masalah eksternal (42%), yaitu masalah sosial, perizinan, dan tumpang tindih lahan. Hambatan lainnya terkait dengan permasalahan internal Kontraktor KKS (Operatorship, Finansial, Prioritas Holding, dll) (28%), masalah ketersediaan alat dan jasa penunjang operasi (11%), serta masalah kompleksitas subsurface (7%).

Untuk mempercepat upaya pemenuhan komitmen pasti, pada tahun 2011 BPMIGAS membentuk Forum Operator Kontraktor KKS Wilayah Kerja Eksplorasi (FOKWE) yaitu forum bagi Kontraktor KKS Eksplorasi untuk bertukar informasi dan percepatan proses perizinan. Melalui koordinasi-koordinasi yang dilakukan, realisasi komitmen pasti pada tahun 2011 menunjukkan peningkatan berarti.

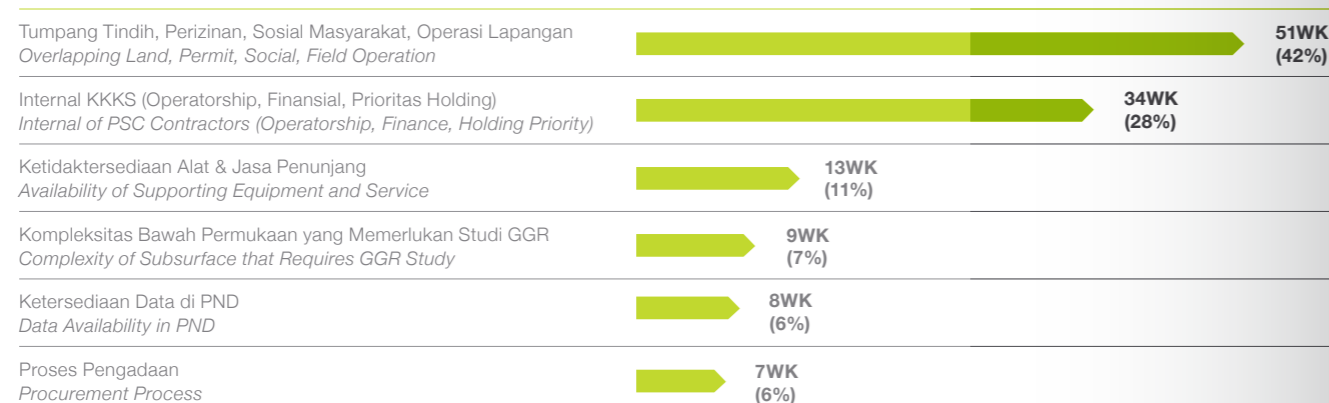
The prior issues behind the failure of commitment were externals (42%) as follows, social issues, permit, and overlapping land. Some other barriers were related to internal of PSC Contractors (Operatorship, Financial, Priority, Holding, et cetera) (28%), availability of supporting instruments and service for operation (11%), as well as subsurface complexity issues (7%).

BPMIGAS established PSC Contractors' Forum for Exploration Working Area (FOKWE), a forum for PSC Contractors to exchange information and permit process acceleration in 2011, as a way to accelerate efforts to conduct Firm Commitment. This forum enables Exploration PSC Contractor to exchange information and accelerate the permit process. Due to coordination, the realization of Firm Commitment showed significant improvement in 2011.

Berbagai Hambatan Pemenuhan Komitmen Pasti 2011

Problems Towards The Completion of Firm Commitment

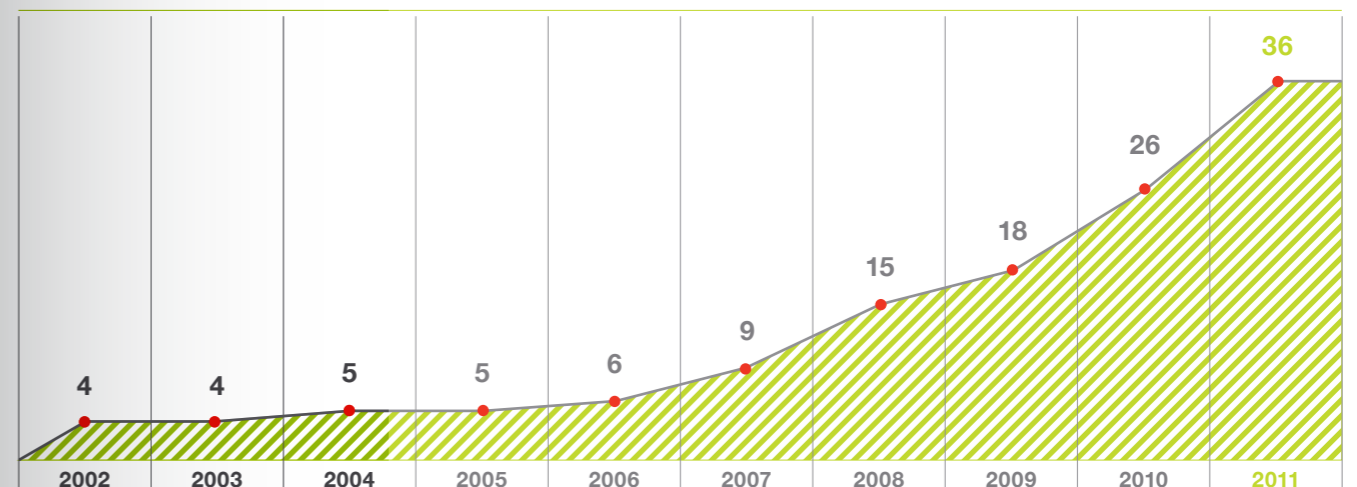
WK: Wilayah Kerja
Working Area



Perkembangan Pemenuhan Komitmen Pasti | Kontraktor KKS Eksplorasi

The Completion of Firm Commitment | Development of Exploration PSC Contractors

 Wilayah Kerja Memenuhi Komitmen Pasti
Working Area That Fulfilled Firm Commitment



Wilayah Kerja Produksi

Sepanjang tahun 2011, terdapat tambahan 4 wilayah kerja tahap produksi baru. Setelah kementerian ESDM memberikan persetujuan *Plan of Development (POD)* Pertama wilayah kerja baru, yaitu wilayah kerja Lapangan Jangkrik oleh ENI Muara Bakau, Lapangan Jambu Aye Utara oleh ENI (Krueng Mane), Lapangan Ande-Ande Lumut oleh Genting Oil (Northwest Natuna), dan Lapangan Ridho oleh Odira Energy Karang Agung. Dengan adanya penambahan wilayah kerja produksi tersebut, maka jumlah wilayah kerja dengan status produksi telah mencapai 73 buah, di mana sebanyak 50 wilayah kerja telah benar-benar berproduksi dan sebanyak 23 sedang dalam masa konstruksi.

Berdasarkan POD, 23 wilayah kerja tersebut akan merealisasi kegiatannya secara bertahap dimulai pada Q1 tahun 2012. Kegiatan yang dilakukan pada tahun 2012, akan memberikan tambahan produksi minyak dan gas. Rincian tambahan produksi minyak rata-rata tahunan antara 10 ribu barrel per hari hingga 35.200 barrel per hari, sedangkan gas mencapai rata-rata tahunan sekitar 300 juta kaki kubik per hari dan maksimum dapat mencapai sekitar 1.000 Juta kaki kubik per hari.

Production Working Area

There were 4 additional new productions working areas during 2011 after the approval of Ministry of Energy and Mineral Resources Republic Indonesia toward Plan of Development (POD) I. The new working areas were Jangkrik field by ENI Muara Bakau, North Jambu Aye field by ENI (Krueng Mane), Ande-Ande Lumut field by Genting Oil (Northwest Natuna), and Ridho field by Odira Energy Karang Agung. By the addition, the number of working area with production status was 73 areas detailed as 50 productive working areas and 23 areas in construction stage.

The POD revealed that those 23 working areas will start to work in stages in Q1 2012. The future activity in 2012 would contribute to the additional oil and gas production. The annual oil production is approximately between 10 thousand barrels per day and 35,200 barrels per day. Meanwhile, annual gas production is about 300 million cubic feet per day on average and 1,000 million cubic feet per day at the maximum.





B. Kegiatan Explorasi

Exploration Activity

Terkait usaha ekstensifikasi untuk peningkatan produksi, BPMIGAS juga mendorong Kontraktor KKS untuk melakukan kegiatan eksplorasi, baik di wilayah kerja eksplorasi maupun wilayah kerja produksi. Kegiatan yang dilakukan pada tahap ini mencakup kegiatan geofisika (melalui survei seismik 2D dan seismik 3D), pengeboran eksplorasi, *coring* dan test produksi. Khusus untuk wilayah kerja CBM, rangkaian kegiatan *seismic* ditambah dengan kegiatan pengeboran CBM dan *dewatering*.

Secara umum pelaksanaan kegiatan eksplorasi belum mencapai target yang ditetapkan, seperti realisasi kegiatan sejenis beberapa tahun belakangan ini. Masalah umum yang dihadapi masih berkutat pada pengadaan tanah, belum adanya izin lengkap untuk Kontraktor KKS melakukan kegiatan di lapangan sampai masalah pengadaan dan internal di Kontraktor KKS.

Studi G&G dan TSA

Pelaksanaan Studi Geologi dan Geofisika (G&G) dan *Technical Assistance from Aboard* (TSA) didasarkan pada persetujuan terhadap otorisasi expenditure (Authorization for Expenditure-AFE). Tahun 2011 telah disetujui 375 AFE untuk mendukung Studi G&G dan 66 AFE untuk mendukung TSA di wilayah kerja eksplorasi. Besar anggaran yang disetujui adalah US\$169,5 juta, di tmana sebesar 91,5% atau sekitar US\$155 juta digunakan untuk mendukung studi G&G, sementara 8,5% (atau sekitar US\$14,4 juta) digunakan untuk mendukung kegiatan TSA.

In relation to expansion efforts to increase production, BPMIGAS encouraged PSC Contractors to perform exploration in both exploration working area and production working area. The activity in this stage involved geophysics (through 2D seismic survey and 3D seismic survey), exploration drilling, coring, and production test. Thus, in particular to the CBM working area, the seismic activity was combined with CBM drilling and dewatering.

Generally, the implementation of exploration activity has not reached the targeted goal as the previous implementation years ago. The general barriers were still related to land provision, inadequate permit, field activity of PSC Contractors, procurement, and internal issues in PSC Contractors.

G&G Study dan TSA

The implementation of Geology and Geophysics Study (G&G) and Technical Assistance from Abroad (TSA) is based on the approval in Authorization for Expenditure-AFE. In 2011, 375 AFE have been approved to support G&G Study and 66 AFE to support TSA in exploration working areas. The approved budget was US\$169.5 million which 91.5% or about US\$155 million was employed to support G&G study, while 8.5% (or around US\$14.4 million) was allocated to support the TSA program.

Besar anggaran eksplorasi yang disetujui adalah US\$169,5 juta, di tmana sebesar 91,5% atau sekitar US\$155 juta digunakan untuk mendukung studi G&G, sementara 8,5% (atau sekitar US\$14,4 juta) digunakan untuk mendukung kegiatan TSA.

The approved exploration budget was US\$169.5 million which 91.5% or about US\$155 million was employed to support G&G study, while 8.5% (or around US\$14.4 million) was allocated to support the TSA program.

Hasil studi G&G dan TSA tahun 2011 menunjukkan keberhasilan sebagai berikut:

- Jumlah Prospek naik menjadi 1.285 struktur, baik yang berasal dari Lead maupun struktur baru.
- Faktor resiko eksplorasi menurun dan nilai *Geological Chance Factor* (GCF) meningkat.

Peningkatan jumlah studi Geologi, Geofisika, dan Reservoir (GGR) yang dilakukan antara tahun 2008 hingga 2011 menunjukkan bahwa masih banyak potensi pada mengeksplorasi lapangan-lapangan migas yang dapat dieksploitasi karena dengan adanya metode-metode baru.

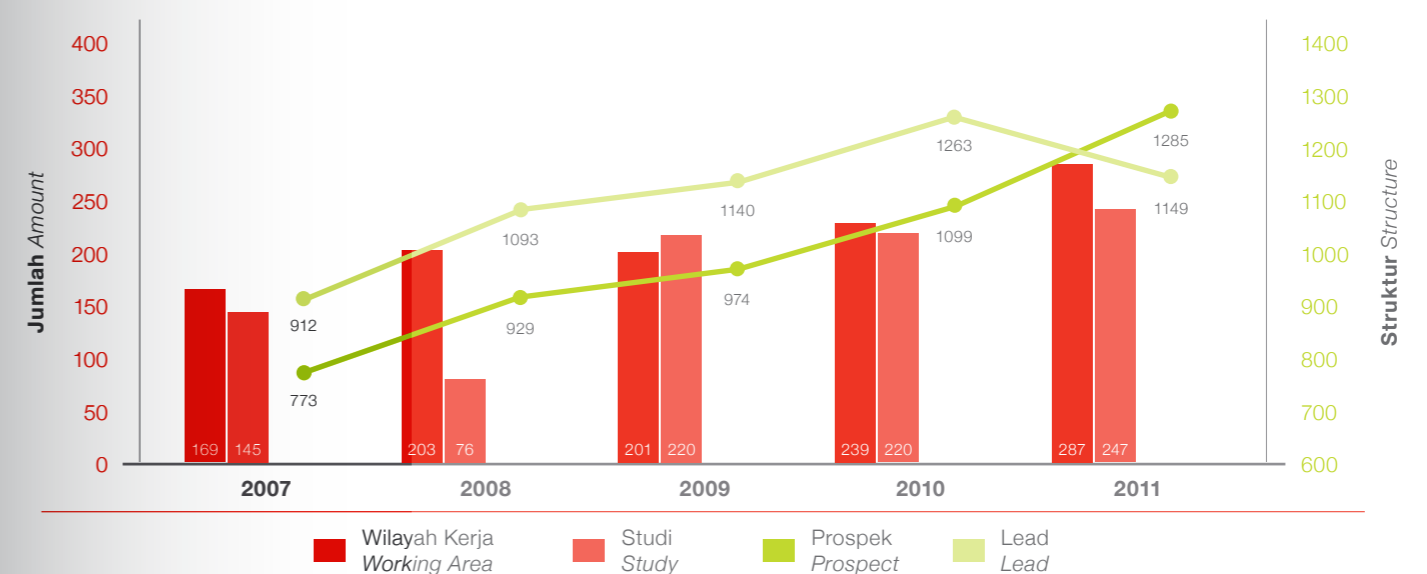
The result of G&G study and TSA in 2011 showed significant achievement as follows:

- The number of prospect has risen to 1,285 structures from Lead to the new one.
- Exploration risk factors decreased, while Geological Chance Factors (GCF) has risen.

The increasing number of Geology, Geophysics, and Reservoir (GGR) study in 2008 to 2011, showed there was many promising potential in exploring oil and gas fields which was able to be exploited due to the application of new methods.

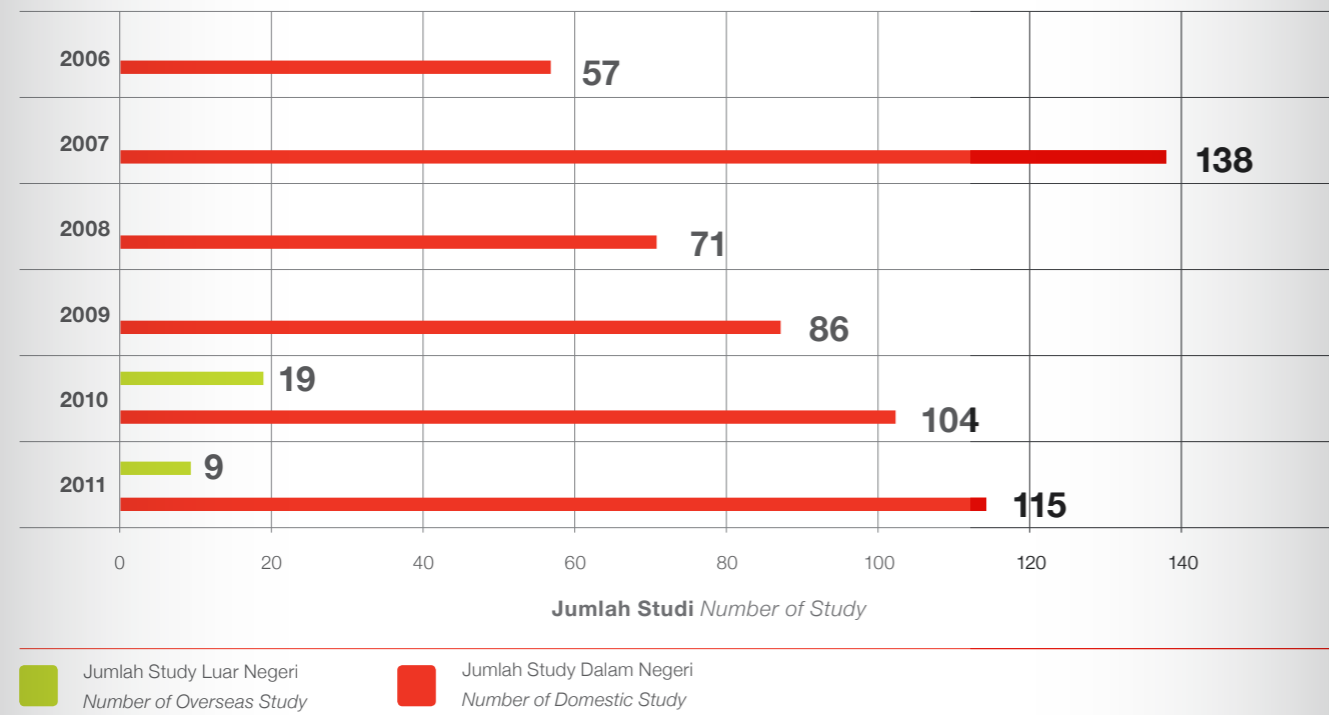
Realisasi Study G&G dan TSA

G&G Study and TSA Realization





Grafik Distribusi *Technical Assistant* From Aboard Dalam & Luar Negeri
Graphic of Domestic & Overseas Technical Assistant Distribution



Penemuan Metode Baru

Untuk memastikan sumber daya di dalam tanah, pada tahun 2011 terdapat 29 Kontraktor KKS yang dijadwalkan melakukan kegiatan survei seismik 2 dimensi (2D) sepanjang 18.068 Km dan 25 Kontraktor KKS melakukan kegiatan survei seismik 3D seluas 9.286,18 Km².

Realisasi survei seismik 2D adalah 12.538 Km atau 69 % dari rencana, sementara realisasi survey 3D seluas 8.064 Km² atau 87% dari rencana.

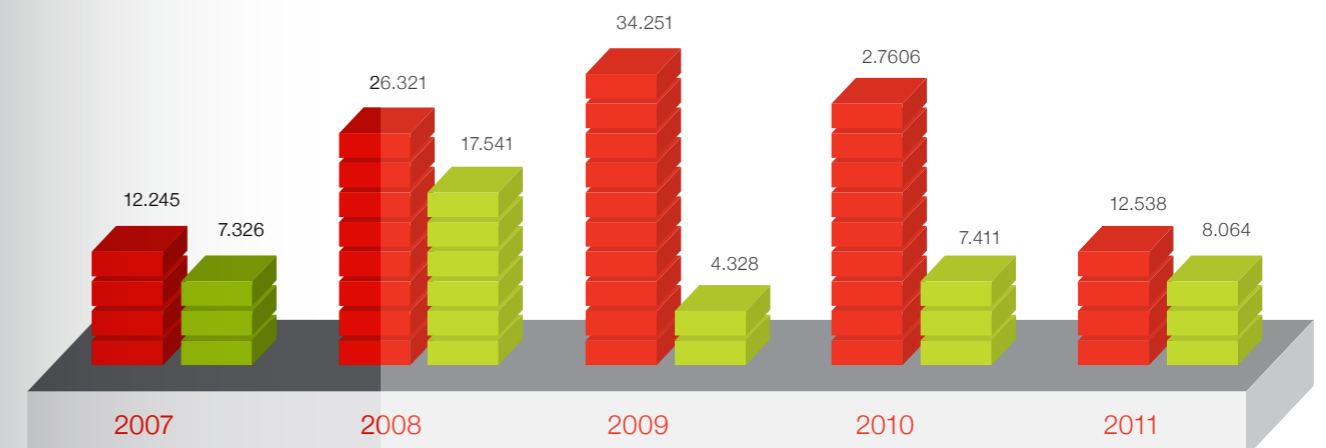
New Method Discovery

To ensure the existence of natural resources underneath the Earth's surface, in 2011, 29 PSC Contractors were scheduled to perform 2D seismic survey in 18,068 Km area. Moreover, 25 PSC Contractors worked on 3D seismic survey to 9,286.18 Km² area in 2011.

The implementation of 2D seismic survey was 12,538 Km or 69% of the stated plan, while the 3D survey was 8,064 Km² or 87% of the stated plan.

Realisasi Survei Seismik
Seismic Survey Realization

Seismik 2D (Km) Seismik 3D (Km²)
 2D Seismic (Km) 3D Seismic (Km²)



Masih banyak potensi pada lapangan migas yang dapat dieksploitasi seiring adanya metode-metode baru.

There was many promising potential in exploring oil and gas fields which was able to be exploited due to the application of new methods.



Pengeboran Eksplorasi

Pengeboran eksplorasi di tahun 2011 lebih banyak dilakukan di wilayah Indonesia bagian barat. Realisasi kegiatan pengeboran sumur eksplorasi hanya mencapai 54,2%. Dari 190 sumur eksplorasi yang direncanakan, realisasi kegiatan hanya sebanyak 103 sumur.

Beberapa kegiatan batal dilakukan karena gangguan sosial seperti terjadi di Kontraktor KKS PT. CPI yaitu pengeboran sebagian sumur Kotabatak serta sebagian pengeboran sumur di Rindu Area-6 yang mengalami kendala tumpang tindih dengan lahan sawit. Gangguan juga dialami Kontraktor KKS PT. Odira Karang Agung yang sedang membor sumur Odira karena pengadaan lahannya terkendala perijinan PEMDA.

Success ratio pengeboran eksplorasi cukup menggembirakan, yaitu 54% success ratio ini lebih tinggi dari rata-rata dunia yang hanya mencapai 40%. Pada tahun 2011, hanya terdapat 9 sumur *dry hole* dari 103 sumur yang dibor. Kerugian di pihak investor dapat akibat *dry hole* sebesar US\$443 juta.

Exploration Drilling

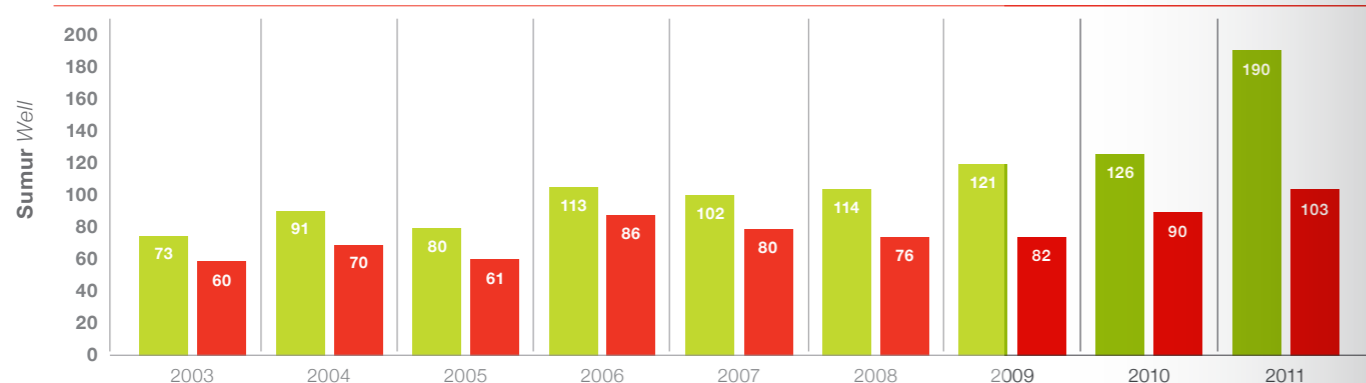
Exploration drilling was mainly performed in the West of Indonesia in 2011. The implementation of well exploration drilling activity only reached 54.2%. From 190 exploration wells planned, there were only 103 wells proceeded.

Some activities were cancelled due to social issues as the one happened in PSC Contractor PT CPI. The well drilling in some Kotabatak wells in Rindu Area-6 faced overlapping land issue with local palm plantation. Another PSC Contractor, PT Odira Karang Agung, also had a challenge in drill exploration due to land acquisition permit with local government.

The success ratio of exploration drilling was relatively significant that reached 54%. This number was higher than the world's average value that was only 40%. In 2011, there were 9 dry hole wells from 103 drilled wells. Due to this obstacle, the investor's financial loss was US\$443 million.

Kegiatan Eksplorasi
Exploration Activity

■ Rencana Plan ■ Realisasi Realization



Cadangan Migas Indonesia Indonesia Oil and Gas Reserves

	Terbukti (P1) Proven (P1)	Potensial (P2 + P3) Potential (P2 + P3)	Total Total
Minyak (juta barel) Oil (million barrel)	4.039,60	3.962,60	7.732,20
Gas (TSCF)	104,71	48,18	152,89

Status: 1 Januari 2011

Penemuan Cadangan

Kegiatan pengeboran sumur-sumur eksplorasi di wilayah kerja eksplorasi dan produksi telah menemukan prospek cadangan minyak dan gas bumi dari 31 sumur. Sumber daya (*contingent resources*) yang ditemukan sebesar 370,44 juta barel minyak dan 5.028,26 miliar kaki kubik gas, atau setara dengan 1.200,74 juta *Barrel of Oil Equivalent* (BOE). Sebagai catatan, pada tahun 2010, temuan cadangan minyak Indonesia adalah 140 juta barel minyak dan 2.095 miliar kaki kubik gas bumi atau setara dengan 490 juta BOE.

Temuan cadangan minyak tahun 2011 lebih tinggi dari penemuan tahun 2010 sehingga *Ratio Recovery Replacement* (RRR) meningkat dari 40% menjadi 60%. Namun hasil tersebut belum menggembirakan karena berarti setiap produksi 1 barel minyak hanya digantikan oleh 0,6 barel minyak. Idealnya produksi 1 barel minyak tergantikan oleh penemuan cadangan dari kegiatan eksplorasi minimal 1 barel minyak.

Discovery Of Reserve

Exploration drilling wells in exploration working area and production have found prospect of natural oil and gas from 31 wells. The contingent resources found were 370.44 million barrels of oil and 5,028.26 billion cubic feet of gas or equivalent to 1,200.74 million Barrel of Oil Equivalent (BOE). As a note, in 2011, Indonesia's oil reserve discovery was 140 million barrels of oil and 2,095 billion cubic feet per day of gas or equivalent to 490 million BOE.

The discovery of oil reserve in 2001 was higher than the previous finding in 2010. Hence, the Ratio Recovery Replacement (RRR) rose from 40% to 60%. However, the number was not completely satisfying since 1 barrel of oil production only replaced 0.6 barrel of oil. Ideally, 1 barrel of oil production was replaceable by 1 barrel of oil at the minimum from a reserve discovery derived from exploration activity.



C. Kegiatan Pengembangan Dan Pemeliharaan Sumur

Well Development and Maintenance Activities

Rencana Pengembangan Lapangan

Untuk mendukung produksi pada tahun-tahun mendatang, pada tahun 2011 BPMIGAS menerima 41 usulan pengembangan lapangan (*Plan of Development - POD*) dari Kontraktor KKS. Dari evaluasi yang dilakukan BPMIGAS, sebanyak 32 dokumen telah mendapat persetujuan, 4 (empat) di antaranya merupakan POD-I, yaitu untuk pengembangan Lapangan Jangkrik oleh ENI Muara Bakau, Lapangan Jambu Aye Utara oleh Eni (Krueng Mane), Lapangan Ande-Ande Lumut oleh Genting Oil (Northwest Natuna), dan Lapangan Ridho oleh Odira Energy Karang Agung. Sementara itu juga terdapat 9 (sembilan) dokumen yang masih dalam proses persetujuan.

Seluruh biaya yang disetujui untuk pengembangan lapangan tahun 2011 sekitar US\$16,6 miliar, sebesar 54,9% digunakan untuk biaya investasi, 40,4% untuk biaya operasional, dan 4,7% untuk *Abandonment and Site Restoration (ASR)*.

Proses persetujuan POD Lapangan Jangkrik yang telah disetujui tanggal 29 November 2011, merupakan POD-I tercepat, diproses di BPMIGAS selama 16 hari kerja dan proses persetujuan di Kementerian ESDM kurang dari 2 (dua) bulan karena semua data yang dibutuhkan pada proses evaluasi telah tersedia. Direncanakan lapangan gas yang terletak di Selat Makasar ini dapat diproduksi pada tahun 2015 dan dapat menambah produksi sebesar 740 ribu barel kondensat dan 912,73 BCF gas.

Field Development Plan

In order to support production in the upcoming years, in 2011, BPMIGAS received 41 suggestions for Plan of Development (POD) from PSC Contractors. Based on the evaluation performed by BPMIGAS, 32 documents have been approved in which 4 of them were POD-I for development of Jangkrik field by ENI Muara Bakau, Jambu Aye Utara by ENI (Krueng Mane), Ande-Ande Lumut field by Genting Oil (Northwest Natuna), and Ridho field by Odira Energy Karang Agung. Meanwhile, 9 documents are now underway approval process.

The total approved budget for field development in 2011 was approximately US\$16.6 billion, in which the 54.9% was allocated for investment budget, the 40.4% for operation budget, and 4.7% for Abandonment and Site Restoration (ASR).

The approval process of POD Jangkrik field in November 29, 2011 was noted as the fastest one. The approval only required 16 active working days and 2 month approval process in Ministry of Energy and Mineral Resources Republic. The data completion during the evaluation was the key reason behind the accelerated approval process. The gas field, located in Makasar Strait, is expected to spud in 2015 and to contribute production as much as 740 thousand barrels condensate and 912.73 BFC gas.

Untuk mendukung produksi pada tahun-tahun mendatang, pada tahun 2011 BPMIGAS telah menyetujui 32 dokumen pengembangan lapangan (*Plan of Development - POD*) dari Kontraktor KKS.

To support the upcoming production on 2011, BPMIGAS has approved 32 Plans of Development (POD) from PSC Contractors.

Pemboran Sumur Produksi & Workover

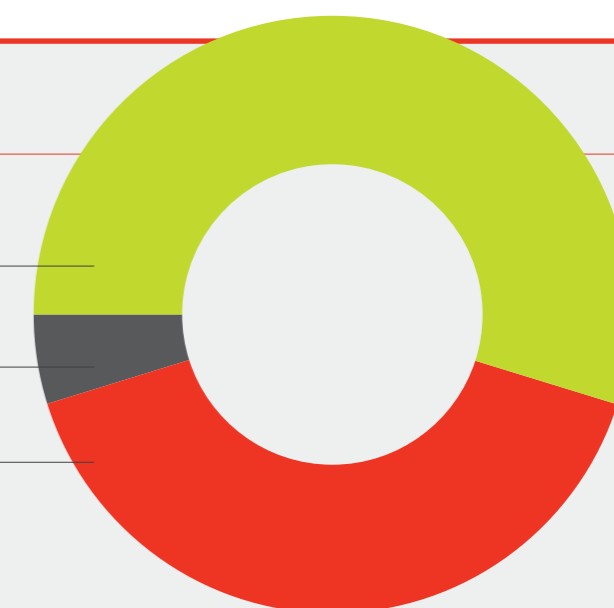
Untuk menekan laju penurunan produksi alamiah pada lapangan-lapangan yang telah diproduksi, Kontraktor KKS melakukan pengeboran sumur tambahan (sumur infill/sisipan) serta pemeliharaan sumur. Pada tahun 2011 jumlah kegiatan pemboran sumur eksploitasi sebanyak 901 sumur atau 100,7% dari rencana kegiatan pemboran tahun 2011 sebanyak 895 sumur. Realisasi kegiatan pemboran yang tinggi dapat dicapai karena kegiatan yang dilakukan tidak membutuhkan kegiatan perizinan dan telah memiliki dukungan lahan yang dibutuhkan. Selain itu, kegiatan tersebut tidak memiliki risiko kegagalan.

Drilling of Production Wells and Workover

To stall natural decreasing rate in the productive fields, PSC Contractors performed additional well drilling (infill well) and well maintenance. In 2011, the number of exploitation well drilling activity was 901 wells or 100.7% of the drill activity as planned in that year which was 895 wells. High realization of drilling was achieved since the activity did not require any permit and the supporting field was ready. Besides, the activity was zero failure risk.

Biaya Pengembangan Menurut POD 2011
Development Fund Based on POD 2011

Investasi <i>Investment</i>	9.197,31
Abandonment	791,13
OPEX	6.779,15



Juta US\$ Million US\$

Realisasi Kegiatan Pemboran Pengembangan
Development of Drilling Activity Realization

■ Rencana Plan ■ Realisasi Realization



Untuk menekan laju penurunan produksi alamiah dari sumur produksi, juga dilakukan kegiatan pemeliharaan sumur melalui kerja ulang (*workover*) dan pemeliharaan sumur (*well service*). Realisasi kegiatan *workover* tahun 2011 adalah 703 sumur atau 100,4% dari rencana 700 sumur, sementara realisasi kegiatan pemeliharaan sumur mencakup 13.297 sumur atau 75,5% dari rencana 17.619 sumur.

In order to stall natural decreasing rate from production wells, well maintenance was performed through *workover* and well service. *Workover* realization activity in 2011 involved 703 wells or 100.4% from 700 wells as planned, while well maintenance activity covered 13,297 wells or 75.5% from 17,619 wells as planned.

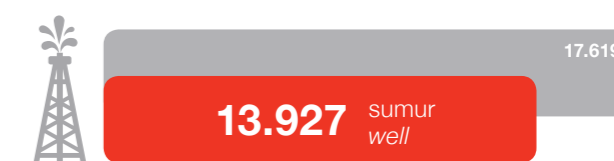


Target & Realisasi *Workover* 2011
2011 *Workover* Target & Realisation



Untuk meningkatkan produksi, BPMIGAS dan Kontraktor KKS juga melakukan serangkaian kegiatan yang sifatnya *out of the box*. Dari kegiatan-kegiatan tersebut, laju penurunan produksi alamiah yang dalam perhitungan teknis seharusnya mencapai 12% per tahun, dapat ditekan menjadi sebesar 4,8%.

Target & Realisasi Well Service 2011
2011 Well Service Target & Realisation



As a way to increase production, BPMIGAS and PSC Contractors conducted some out of the box activities. Through the activities, natural decreasing rate in which technically calculated as 12% per annually was able to be stalled to 4.8%.



Pada tahun 2011 jumlah kegiatan pemboran sumur eksploitasi dari rencana sebanyak 901 sumur atau 100,7%.

In 2011, the number of exploitation well drilling was 901 wells or 100.7% as planned.



D. Kegiatan Produksi Minyak Dan Gas Bumi

Production Activity of Oil and Gas

Akibat adanya berbagai kendala, sepanjang tahun 2011 sebagian Kontraktor KKS tidak dapat mencapai target produksi minyak dan gas bumi yang telah ditetapkan. Penurunan produksi cukup signifikan terjadi di wilayah kerja yang dioperasikan oleh 3 (tiga) Kontraktor KKS utama, yaitu Total E&P menyumbang 10,7% penurunan, Chevron Pacific Indonesia menyumbang 3,7% dan Pertamina EP menyumbang 2,7%.

During the year of 2011, some PSC Contractors are not able to reach the designated oil and gas production quota due to several causes. The significant declining production came from 3 (three) primary PSC Contractors, which are Total E&P (10.7%), Chevron Pacific Indonesia 3.7%, and Pertamina EP (2.7%)

Pencapaian produksi tersebut didukung oleh kinerja 14 Kontraktor KKS yang dapat melebihi target produksi APBN-P 2011. Penambahan produksi yang dihasilkan sebesar 6.562 BOPD.

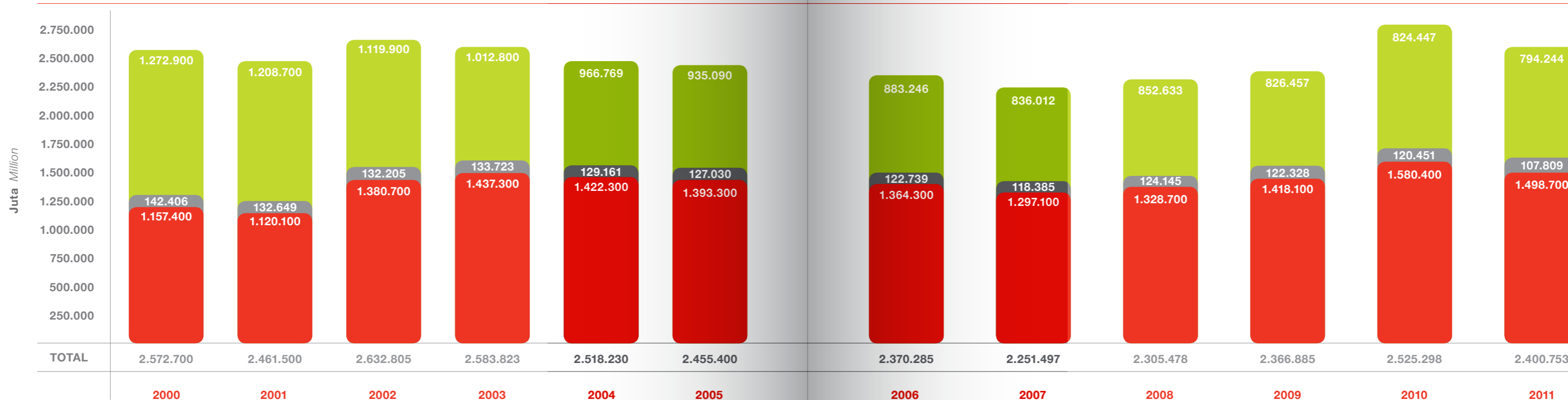
The accomplishment of targeted production supported by 14 PSC Contractors who able to exceed the targeted production from The Indonesian Revised Budget in 2011. The additional production resulted 6,562 BOPD.

Tambahan produksi dari lapangan-lapangan baru yang dioperasikan tahun 2011, tidak dapat mengimbangi penurunan produksi alamiah tersebut. Akibatnya secara kumulatif realisasi produksi sebesar 2,40 juta barel ekuivalen per hari (BOEPD) atau turun 4,82% dibandingkan realisasi produksi tahun 2010 sebesar 2,52 juta BOEPD. Realisasi produksi tahun 2011 sama dengan realisasi produksi pada tahun 2009.

The additional production from new sites which just operated in 2011 is not able to cover the decline of natural decreasing rate. As the result, accumulatively the product realization is 2.40 millions oil equivalent per day (BOEPD) or declined 4.82% compare to product realization in 2010, which is 2.52 millions BOEPD. The realization of the product in 2011 is similar to the performance in 2009.

Produksi Nasional Minyak, Kondensat dan Gas (BOEPD)
National Oil, Condensate and Gas Production (BOEPD)

Minyak Oil Kondensat Condensate Gas Gas



Minyak Bumi dan Kondesat

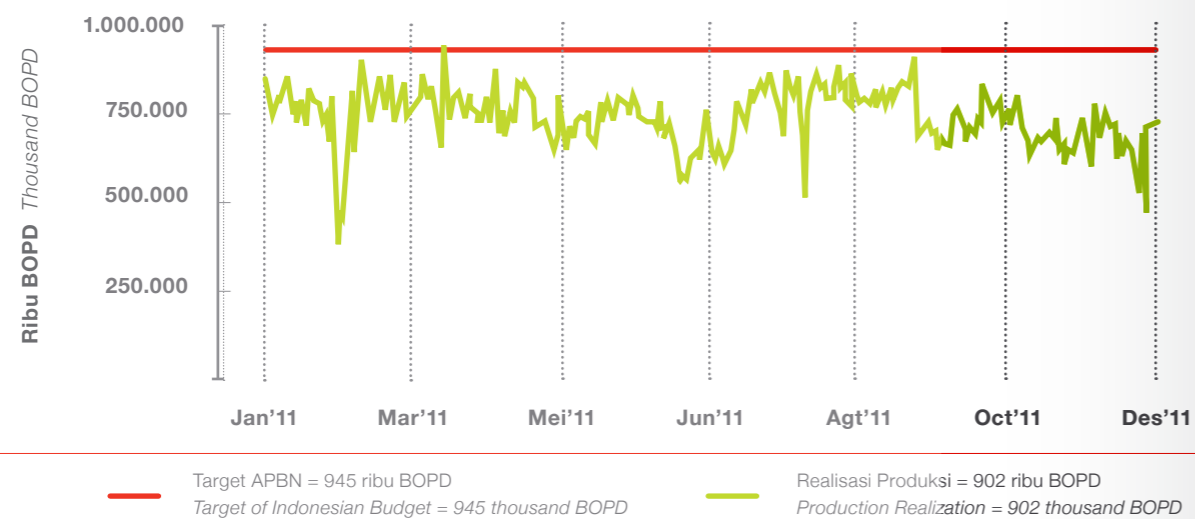
Produksi minyak bumi dan kondensat pada tahun 2011 rata-rata sebesar 902 ribu BOPD atau 95,5% dari target APBN-P sebesar 945 ribu BOPD.

Oil and Condensate

Oil and condensate production in 2011 was 902 thousands BOPD in average or 95.5% from The Indonesian Revised Budget & Allocation target, which was 945 thousand BOPD.

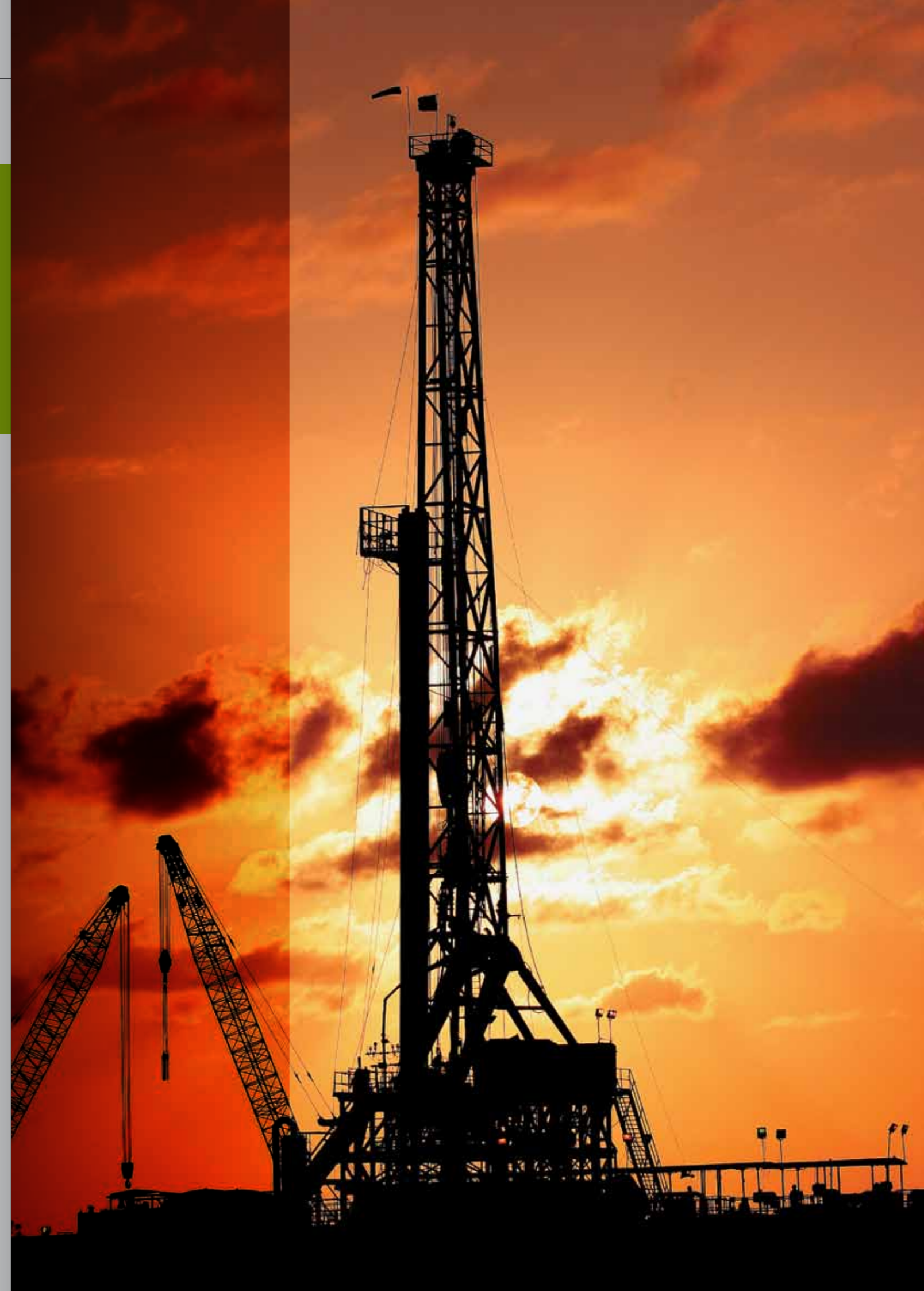
Produksi Minyak dan Kondensat 2011

2011 Oil and Condensate Production



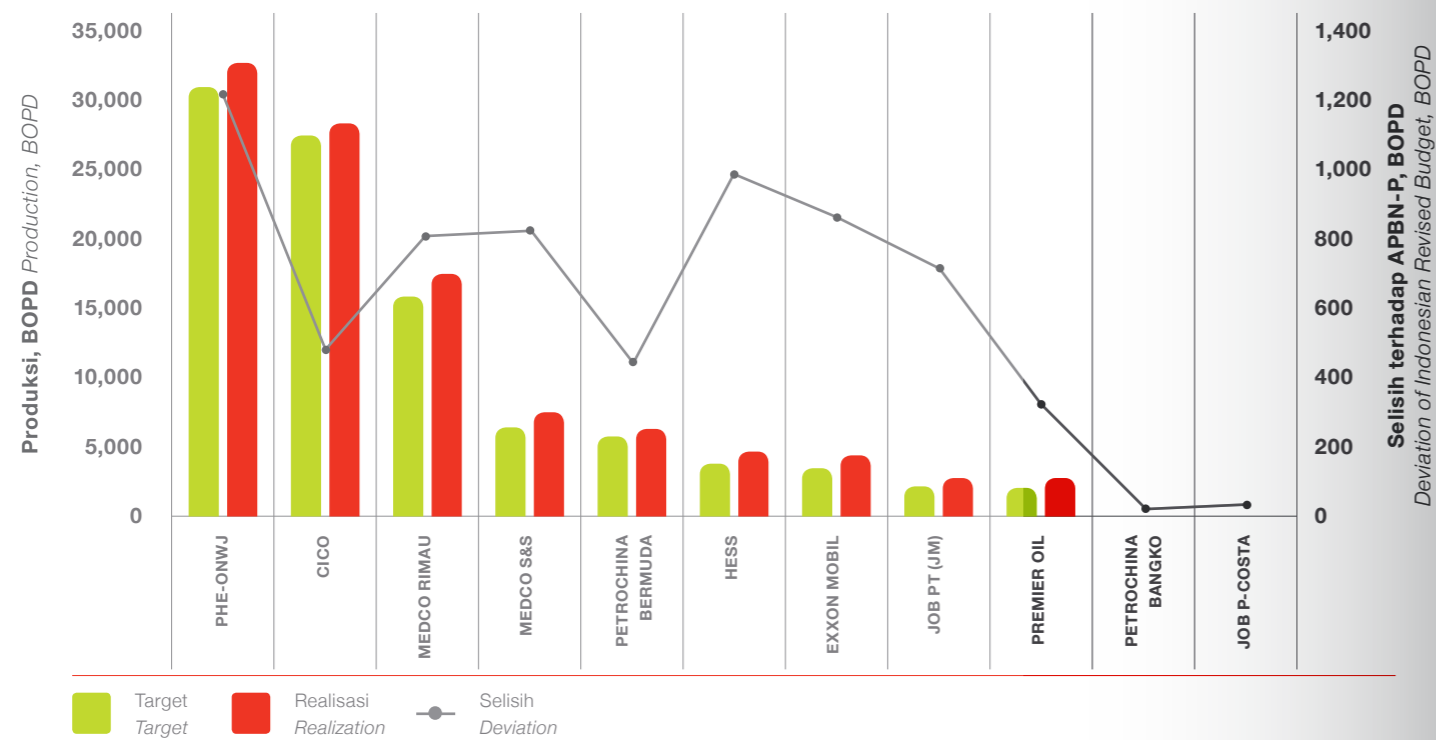
Pencapaian produksi tersebut didukung oleh kinerja 14 Kontraktor KKS yang dapat melebihi target produksi APBN-P 2011 sehingga terdapat penambahan produksi sebesar 6.562 BOPD. Delapan Kontraktor KKS penyumbang peningkatan produksi terbesar adalah: PHE-ONWJ, HESS Pangkah, Exxon Mobil Oil, Medco Rimau, Medco S&S, JOB PT-Jambi Merang, CICO, dan PetroChina Bermuda.

The production achievement has been supported by the performance of 14 PSC Contractors which are able to exceed the production target of The Indonesian Revised Budget (APBN-P) in 2011. Therefore, the additional production is 6.562 BOPD. 8 (eight) PSC Contractors contributed to product exceed achievement are: PHE-ONWJ, HESS Pangkah, Exxon Mobil Oil, MedcoRimau, Medco S&S, JOB PT-Jambi Merang, CICO, and PetroChina Bermuda.





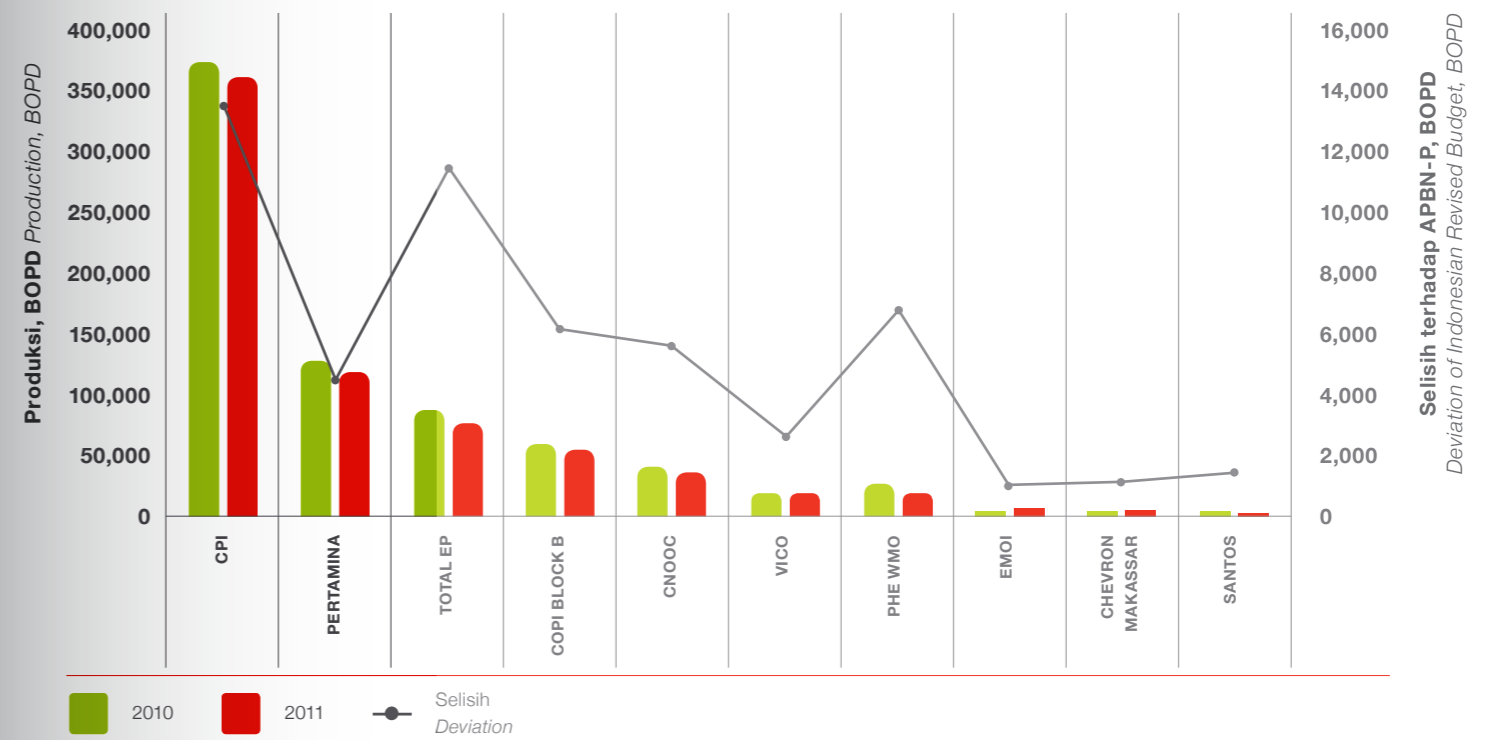
11 KKKS Produsen Minyak Penyumbang Tambahan Produksi Terbesar Tahun 2011
11 Oil Producer PSC Contractors who Contribute to the Largest Additional Production in 2011



Namun pada saat yang sama juga terdapat 34 Kontraktor KKS yang tidak dapat memenuhi target APBN-P sehingga menyebabkan penurunan produksi sebesar 48.123 BOPD. Penurunan produksi terbesar terdapat pada: Santos Sampang (realisasi produksi -42,0% dari target APBN-P), PHE WMO (-33,5%), Chevron Makassar (-21,3%), Exxon Mobil Oil (-17,9%), CNOOC (-14,4%), Vico (-13,7%), TOTAL EP (-12,4%), COPI Block B (-10,4%), Pertamina EP (-4,0%) dan PT.CPI (-3,7%).

However, at the same period, there are 34 PSC Contractors who were not able to meet the target from Indonesian Revised Budget (APBN-P) resulted in 48,123 BOEPD production decreasing rate. The highest production decreasing rate occurred in Santos Sampang (product realization -42.0% from the target of Indonesian Revised Budget (APBN-P)), PHE WMO (-33.5%), Chevron Makassar (-21.3%), Exxon Mobil Oil (-17.9%), CNOOC (-14.4%), Vico (-13.7%), TOTAL EP (-12.4%), COPI Block B (-10.4%), Pertamina EP (-4.0%) and PT.CPI (-3.7%).

10 KKKS Produsen Minyak Penyumbang Penurunan Produksi Terbesar Tahun 2011
10 Oil Producer PSC Contractors who Contribute to the Largest Decrease Production in 2011



Tidak tercapainya target produksi, disebabkan oleh masalah teknis dan non teknis. Masalah-masalah teknis antara lain:

- Adanya kerusakan pada fasilitas produksi seperti kompresor, jaringan listrik, instrumen, artificial lift dan pipa di beberapa Kontraktor KKS,
- Kebocoran hose dan sistem mooring di beberapa Kontraktor KKS antara lain: Star Energy, Camar, Kangean, dan Pertamina EP - TAC PAN
- Problem subsurface di wilayah kerja Total EP.

The inability to achieve the target was caused by technical and non technical issues. The technical issues are :

- The malfunction of production facility such as compressor, electricity, instruments, artificial elevator and the pipes in some PSC Contractors.
- The leak of hose and mooring system in some PSC Contractors such as: Star Energy, Camar, Kangean, dan Pertamina EP - TAC PAN.
- The subsurface problem in Total EP working area.



Sementara masalah non teknis yang menyebabkan penurunan produksi antara lain:

- Mundurnya jadwal keputusan perpanjangan kontrak wilayah kerja Kodeco/PHE WMO.
- Keterlambatan pengadaan peralatan penunjang produksi seperti terjadi di Jambi Merang dan PT. SPE,
- Tidak adanya ijin transportasi seperti yang dialami oleh SPE dan Seleraya sehingga kegiatan produksi terpaksa dihentikan.
- Faktor cuaca (hujan terus menerus) yang menyebabkan minyak dalam pipa membeku seperti yang terjadi di wilayah kerja CPI.
- Kebakaran FSO Lentera Bangsa di CNOOC.

Gas Bumi

Realisasi produksi gas bumi tahun 2011 adalah sebesar 8.415 MMSCFD atau turun 5% dibandingkan realisasi produksi tahun 2010 sebesar 8.857 MMSCFD. Realisasi produksi ini juga berada di bawah target keteknikan (WP&B) yang ditetapkan sebesar 8.541 MMSCFD.

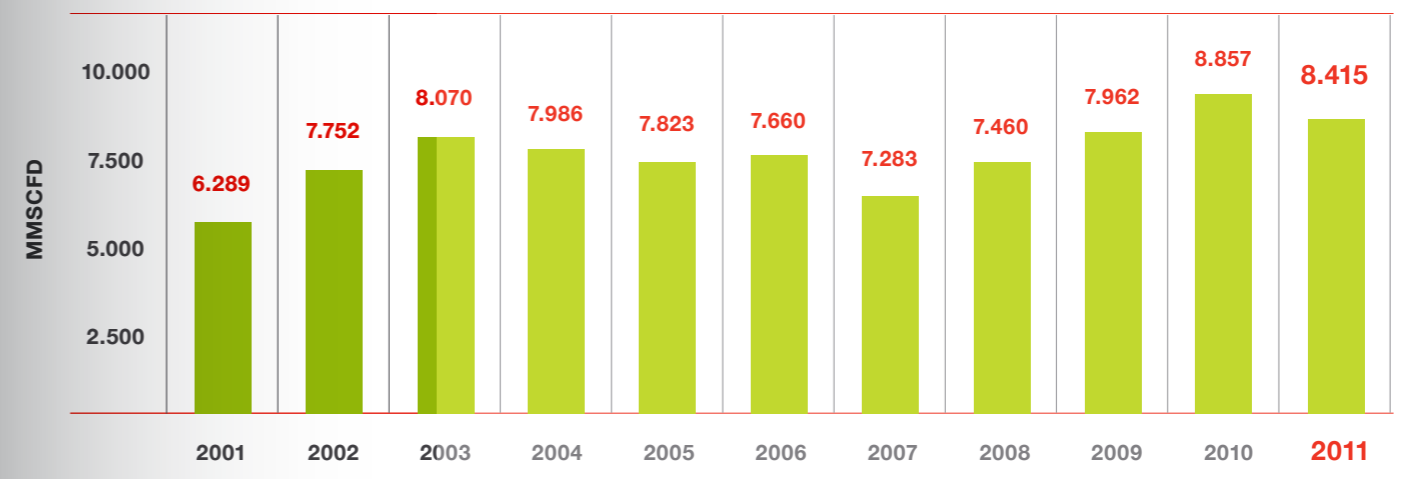
Non-technical issues which caused the decrease in production are:

- The setback of the contract negotiation of Kodeco/PHE WMO.
- The delay of supporting production machine procurement as happened in Jambi Merang dan PT. SPE.
- There was no transportations clearance as experienced by SPE and Seleraya, and as the result the production activities must be put on hold.
- The weather obstacle (constant raining), which caused the pipe frozen as happened in CPI working area.
- The fire accident of FSO Lentera Bangsa in CNOOC.

Gas

Production realization in 2011 was 8,415 MMSCFD or 5% decreased when it was compared to 2010 production, which was 8,857 MMSCFD. The production realization was below the technical target (WP&B), which was 8,541 MMSCFD.

Produksi Nasional Gas 2011
2011 National Gas Production



Penyebab utama tidak tercapainya target produksi gas tahun 2011 adalah:

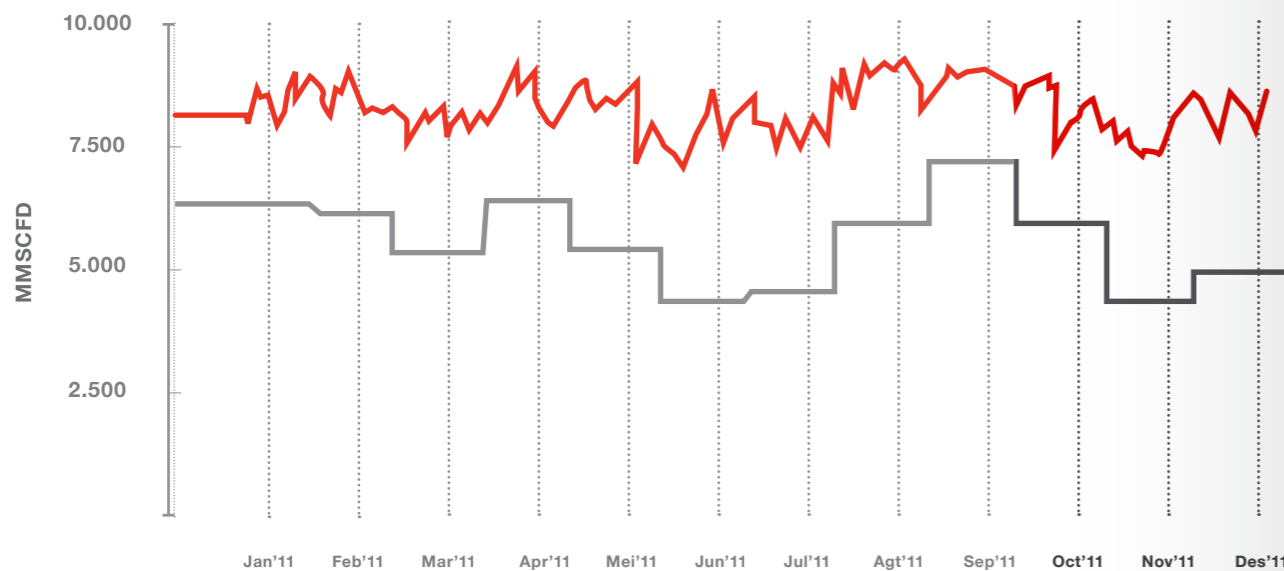
- Realisasi pemboran pengembangan hanya sebesar 70%, karena mundurnya jadwal kegiatan dan kesiapan fasilitas produksi.
- Kerusakan fasilitas produksi seperti kompresor, listrik, instrumen, artificial lift dan pipa.
- Masalah subsurface seperti terjadi di TOTAL E&P Indonesia, sehingga walaupun pekerjaan TAR (*Turn Around*) kompresor telah selesai dilakukan pada Juni - Juli 2011, produksi belum kembali normal.

The causes of the under achievement of gas production in 2011, are:

- The development of drilling was only 70% due to the activity rescheduling and the preparation of production facility.
- The facility malfunction such as compressor, electricity, instrument, artificial elevator, and pipe.
- The subsurface issue as happened at TOTAL E&P Indonesia. Hence, although TAR compressor has been done in June to July 2011, the production has not been normal yet.

Produksi dan Penyaluran Gas 2011
2011 Gas Production & Distribution

— Produksi
— Penyaluran



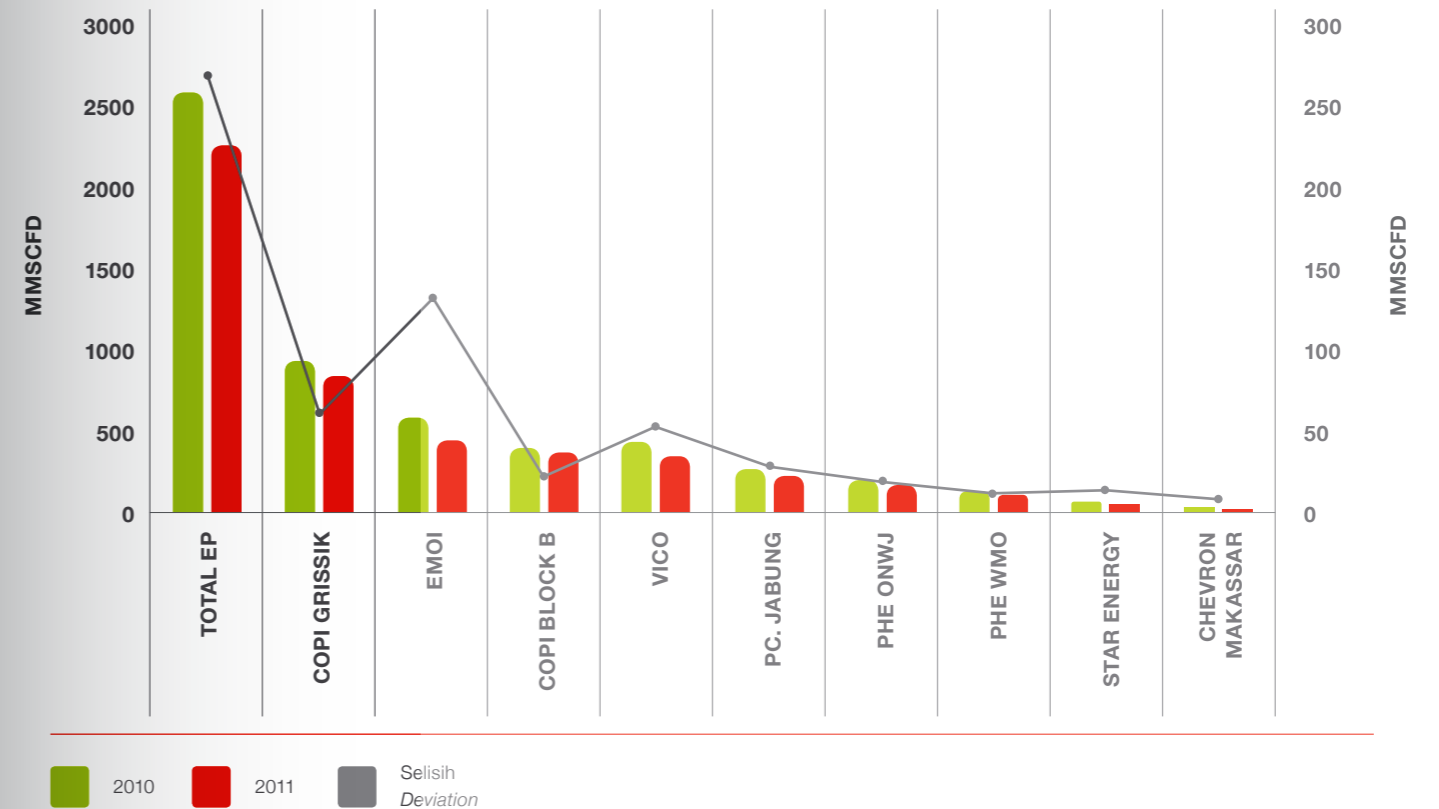
Akibat gangguan tersebut, beberapa lapangan tidak dapat memenuhi target APBN-P. Secara kumulatif, Terjadi penurunan produksi sebesar 621 MMSCFD dibanding target APBN-P 2011.

Sepuluh Kontraktor KKS penyumbang penurunan produksi terbesar adalah Chevron Makassar (-29,6%), Star Energy (-26%), Exxon Mobil Oil (-22,2%), PetroChina Jabung (-10,9%), TOTAL EP (-10,4%), VICO (-11,1%), PHE ONWJ (-8,8%), PHE WMO (-7,3%), COPI Grissik (-6,0%) dan COPI Block B (-5,3%).

Due to the interferences, some working areas were not able to meet the target of The Indonesian Revised Budget (APBN-P). Accumulatively, there was a decreasing production for 621 MMSCFD compare to The Indonesian Revised Budget 2011.

10 (ten) PSC Contractors which contributed to production decline are: Chevron Makassar (-29.6%), Star Energy (-26%), Exxon Mobil Oil (-22.2%), PetroChina Jabung (-10.9%), TOTAL EP (-10.4%), VICO (-11.1%), PHE ONWJ (-8.8%), PHE WMO (-7.3%), COPI Grissik (-6.0%) dan COPI Block B (-5.3%).

10 KKKS Produsen Gas Terbesar Tahun 2010 - 2011
10 Largest Gas Producer PSC Contractors in 2010 - 2011





E. Lifting Minyak Dan Gas Bumi

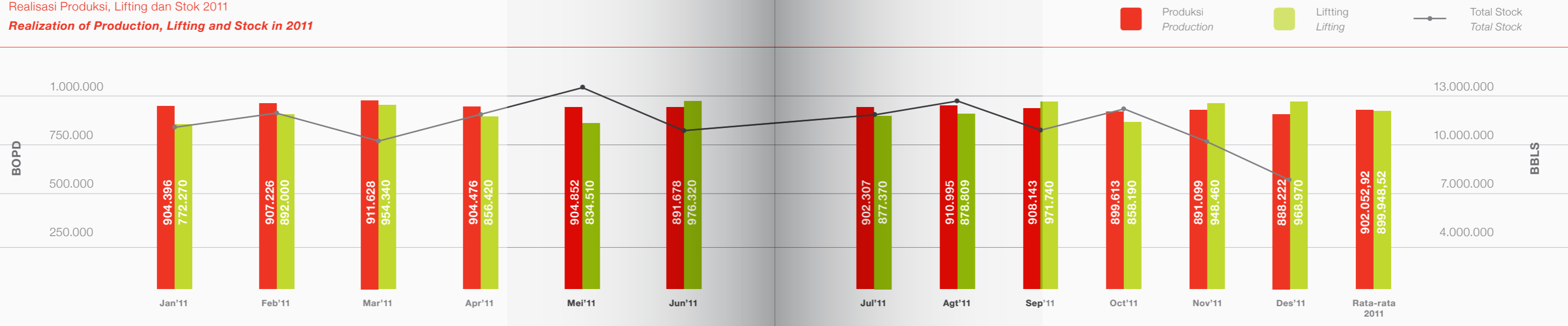
Oil and Gas Lifting

Volume gas yang digunakan untuk memenuhi komitmen ekspor ke beberapa negara pembeli sebanyak 4.060,79 BBTUD atau 56,16% dari seluruh lifting gas.

Gas volume used to fulfil the export commitment to several buyer countries was 4,060,79 BBTUD or 56,16% from the whole gas lifting.

Realisasi Produksi, Lifting dan Stok 2011

Realization of Production, Lifting and Stock in 2011



Realisasi lifting minyak mentah periode Januari sampai Desember 2011 sebesar 899 ribu BOPD atau 95% dari target APBN-P 2011. Realisasi lifting yang lebih rendah dari realisasi produksi disebabkan oleh cuaca buruk pada akhir tahun sehingga kapal tidak dapat mengangkut minyak.

Mayoritas lifting minyak mentah tahun 2011 digunakan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Secara rinci volume minyak mentah yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik mencapai 66%, sedangkan untuk ekspor sebesar 34% (sebesar 28% diekspor oleh Kontraktor KKS dan 6% diekspor oleh Pemerintah).

Lifting gas bumi periode Januari sampai Desember 2011 sebesar 7.345 BBTUD, dialokasikan untuk memenuhi kebutuhan konsumen dalam negeri dan

Lifting realization of crude oil from January - December 2011 was 899 thousands BOPD or 95% of The Indonesian Revised Budget (APBN-P). This was caused by unsupportive weather in the end of the year so that the ship was not able to depart and deliver oil.

The majority of crude oil lifting in 2011 was used to meet domestic demand. The detail was 66% domestic demand and 34% export demand, where the 28% was exported by PSC Contractors and the 6% by the government.

Gas lifting from January - December 2011 was 7,345 BBTUD, allocated to fulfill the domestic demand and export, and also used to support upstream oil and gas operation.

diekspor serta digunakan untuk mendukung operasi hulu migas.

Volume yang dialokasikan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri sebesar 3.177,17 BBTUD, atau sekitar 43,84% dari lifting. Dibanding volume gas dalam negeri 5 tahun lalu, besaran tersebut meningkat 200%. Saat ini gas dialokasikan untuk :

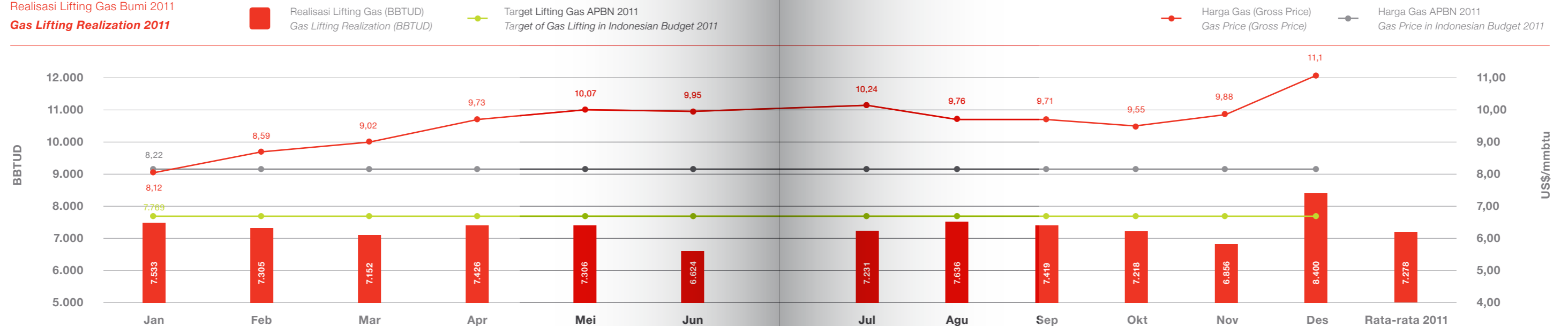
- Sumber energi bagi industri sebesar 1.318,67 BBTUD (41,5%),
- Sumber energi pembangkit listrik sebesar 726,02 sebesar BBTUD (22,85%),
- Bahan baku pabrik pupuk dan Petrokimia sebesar 649,53 BBTUD (20,44%),
- Melakukan lifting minyak sebesar 366,46 BBTUD (11,53%)
- Program konversi LPG sebesar 116,47 BBTUD (3,67%).

The allocated volume to meet the domestic demand was 3,177.17 BBTUD, or 43.84% from total lifting. The amount has been increased 200 % in the last five years. At this point, gas was allocated for:

- Energy resources for industry is 1,318.67 BBTUD (41.5%).
- Power plant energy sources is 726.02 BBTUD (22.85%).
- The material for fertilizer and petrochemical is 649.53 BBTUD (20.44%).
- Conducting oil lifting activities has 366.46 BBTUD (11.53%)
- LPG conversion is 116.47 BBTUD (3.67%) Conversion Program of LPG, 116.47 BBTUD (3.67%).



Realisasi Lifting Gas Bumi 2011 Gas Lifting Realization 2011



Salah satu langkah penting yang dilakukan BPMIGAS untuk mendukung program pengurangan subsidi ke PLN adalah melakukan inisiatif Perjanjian Swap Gas – antara BPMIGAS, ConocoPhillips, JOB Pertamina - Talisman Jambi Merang, PT PLN (Persero), PT PGN (Persero) Tbk. dan PT Transportasi Gas Indonesia – untuk menambah pasokan gas sebesar 65 BBTUD bagi pembangkit Muara Tawar di Jawa Barat. Perjanjian ditandatangani tanggal 21 Oktober 2011 dan gas mulai dialirkan tanggal 5 Desember 2011. Dari mekanisme tersebut, terdapat tambahan penghematan subsidi sebesar US\$1,3 juta per hari.

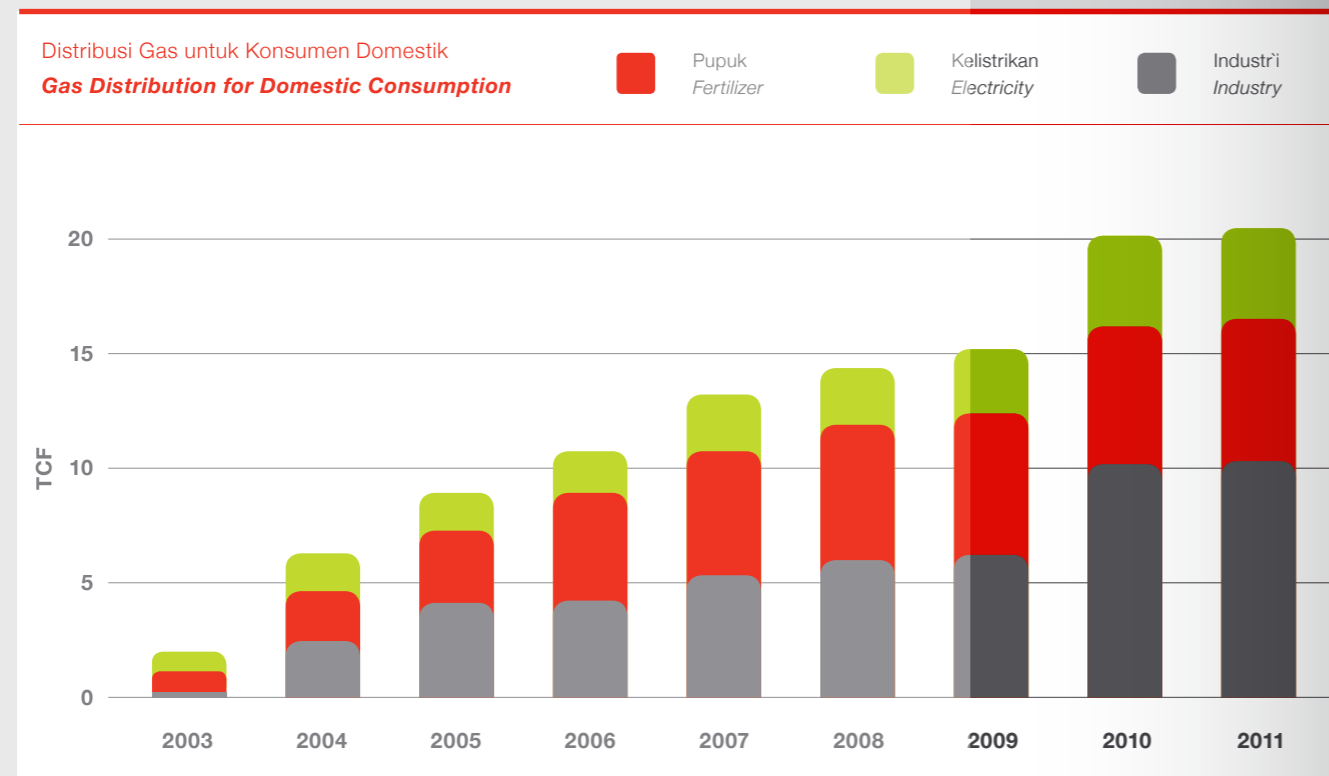
One of the important steps conducted by BPMIGAS to support the subsidy reduction to PLN (state owned company) is to initiate swap gas agreement – between BPMIGAS, ConocoPhillips, JOB Pertamina-Talisman Jambi Merang, PT PLN (Persero), PT PGN (Persero) Tbk and PT Transportasi Gas Indonesia – to heighten the gas supply for 65 BBTUD to Muara Tawar power plant in West Java. The agreement was signed on 21st October 2011 and start being delivered on 5th December 2011. From that scheme, there is a subsidy save US\$1.3 million per day.

Perjanjian Swap Gas juga dilakukan Kontraktor KKS Premier Oil Natuna Sea B.V. untuk Lapangan Gajah Baru dengan melibatkan pembeli gas dari Indonesia dan Singapura yaitu ConocoPhillips, Premier Oil, SembCorp Gas, Gas Supply Pte. Ltd., dan PLN. Dari perjanjian ini PLN memperoleh tambahan pasokan gas sebesar 40 BBTUD.

Sementara itu, volume gas yang digunakan untuk memenuhi komitmen ekspor ke negara-negara pembeli sebanyak 4.060,79 BBTUD atau 56,16% dari seluruh lifting gas. Negara-negara pembeli utama adalah pembeli tradisional (Jepang dan Korea), China, dan Amerika.

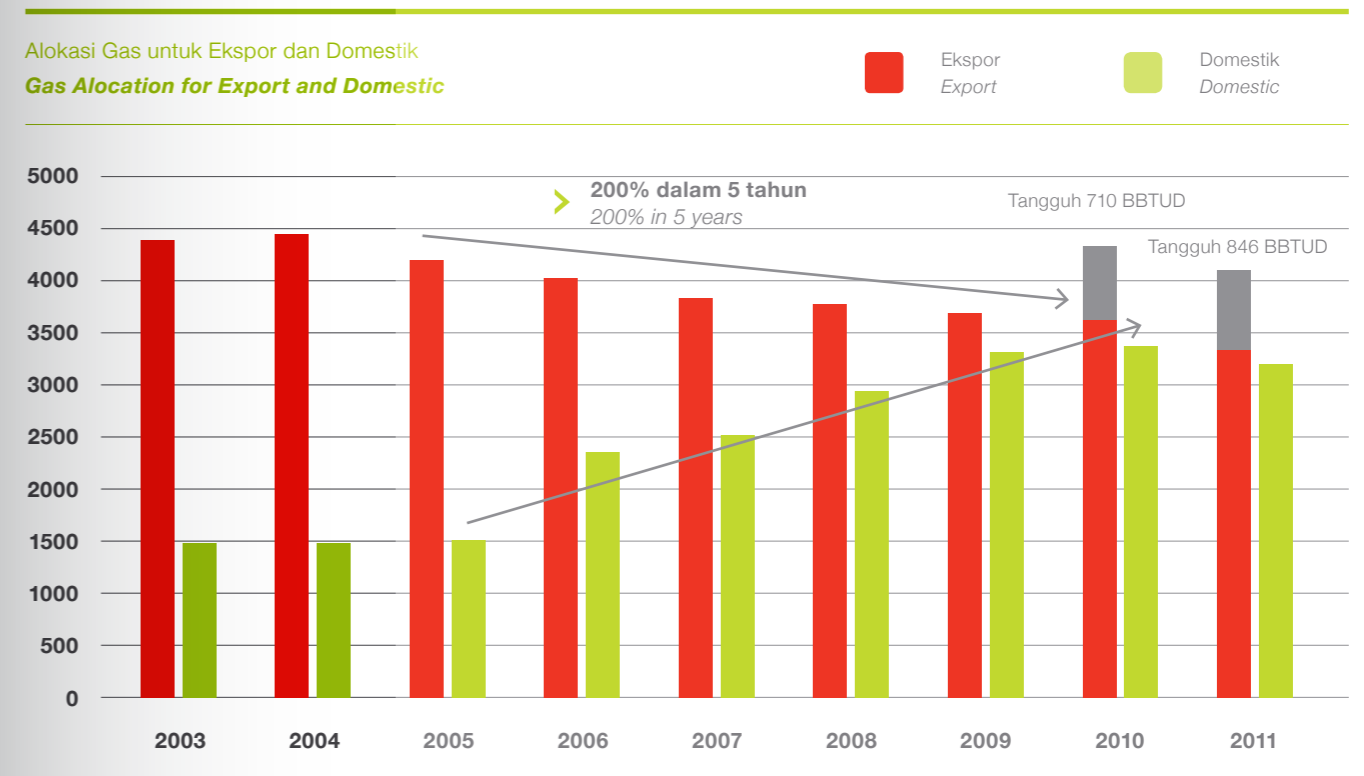
This swap gas agreement were also conducted by PSC Contractor Premier Oil Natuna Sea B.V. for Gajah Baru area by involving gas purchasers from Indonesia and Singapore, which are ConocoPhillips, Premier Oil, SembCorp Gas, Gas Supply Pte. Ltd, and PLN. From this agreement, PLN obtained extra gas supply 40 BBTUD.

Meanwhile, gas volume used to fulfill export commitment to importer countries is 4,060.79 BBTUD or 56.16% from the whole gas lifting. The main importers are traditional purchasers (Japan and Korea), China, and USA.



Sejak tahun 2009, terjadi peningkatan alokasi gas untuk ekspor seiring dengan mulai dioperasikannya Kilang Tangguh yang seluruh produksinya telah didedikasikan untuk ekspor. Saat ini BPMIGAS mengatur agar sebagian gas Tangguh juga dapat digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik tanpa melanggar kontrak-kontrak penjualan gas yang telah ditandatangani pada awal tahun 2000-an.

Since 2009, there has been an increased gas allocation for export purpose as Kilang Tangguh has operated and the output is dedicated solely for export purpose. At this period, BPMIGAS arranges for the half of Tangguh gas can be employed to fulfill domestic demand without breaking previous signed contract in the beginning of 2000.



The chart illustrates the significant increase in gas allocation for export starting in 2009, reaching 200% of the 2005 level within five years. It also shows the total gas production from the Tangguh field, which grew from 710 BBTUD in 2009 to 846 BBTUD in 2011. The allocation is split between export (red bars) and domestic use (green bars).



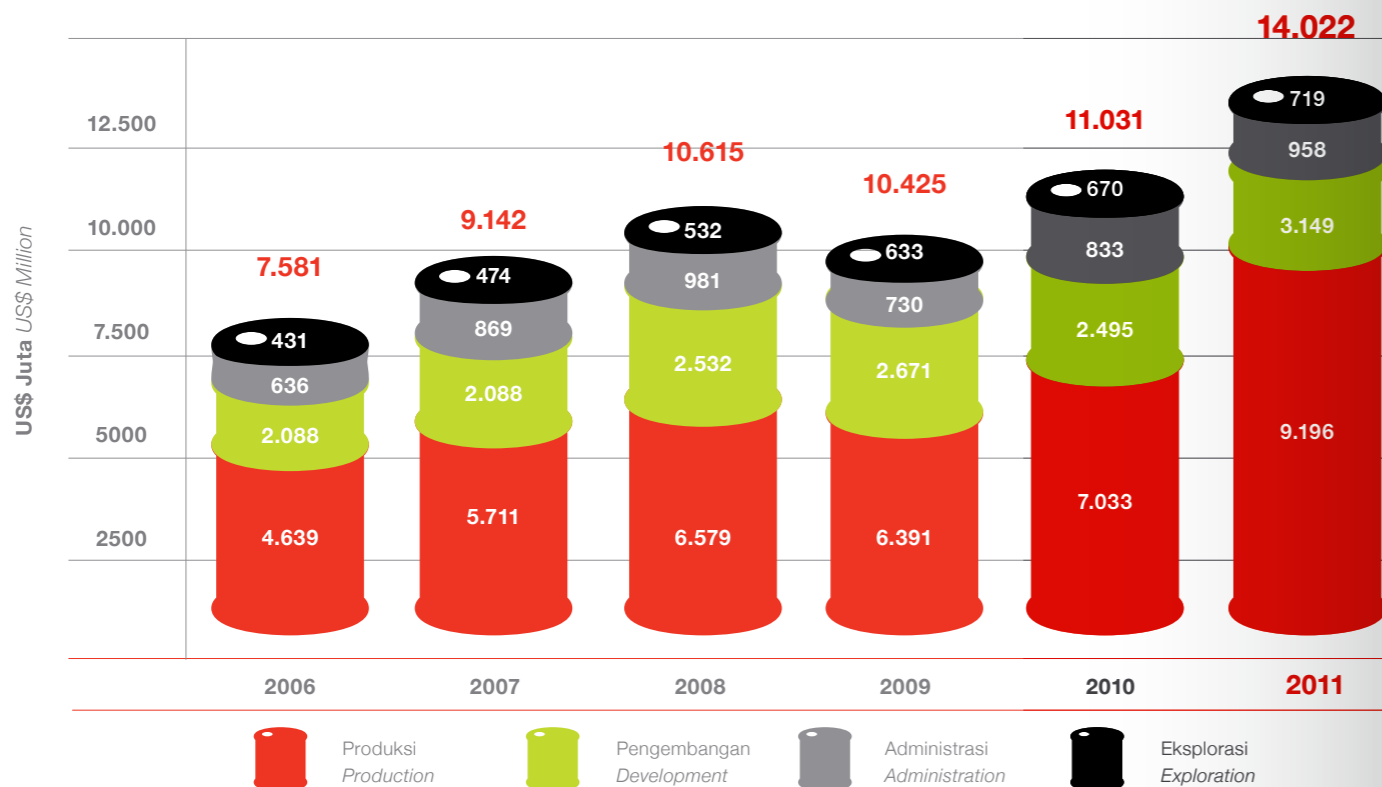
F. Realisasi Investasi

Investment Realization

Realisasi investasi industri hulu migas (*expenditure*) meningkat dari tahun ke tahun. Pada tahun 2011, investasi sektor hulu migas sebesar US\$14,02 miliar, lebih tinggi dari realisasi tahun 2010 sebesar US\$11,03 miliar. Investasi tersebut digunakan untuk membiayai kegiatan produksi sebesar US\$9,16 miliar, untuk kegiatan pengembangan sebesar US\$3,14 miliar, administrasi US\$958 juta dan membiayai kegiatan eksplorasi US\$718 juta.

The Investment realization in upstream oil and gas industry (*expenditure*) increased every years. In 2011, investment in upstream oil and gas sector was US\$14.02 billion, higher than the realization in 2010 which was US\$11.3 billion. The investment was allocated to fund production activity for US\$9.16 billion, development activity for US\$3.14 billion, administration for US\$958 million, and exploration activity for US\$718 million.

Realisasi Investasi Industri Hulu Migas
Realization of Investment of Upstream Oil and Gas Industry



Dari komposisi tersebut, terlihat bahwa 65% investasi digunakan untuk membiayai kegiatan produksi, sementara kegiatan pengembangan menghabiskan 22,3% dari seluruh investasi. Dengan demikian, sekitar 88% dari investasi atau sebesar US\$12,3 miliar digunakan untuk membiayai kegiatan produksi dan pengembangan. Dibanding tahun-tahun sebelumnya, porsi investasi untuk kegiatan pengembangan dan produksi cenderung konstan, sebagai contoh, tahun 2010 sebesar 88,4%, sedangkan tahun 2009 sebesar 86,5%. Sebagian besar proyek pengembangan yang direalisasi tahun 2011 adalah pengembangan lapangan gas. Lapangan-lapangan yang dikembangkan antara lain Lapangan Jambi Merang, Betara Complex Development Phase 4, Gajah Baru, APN E Gas Development PHE ONWJ, dan Ujung Pangkah Development Phase 2.

The composition showed that 65% of investment was allocated to fund production activity, while development activity spent 22.3% of all the investment. Therefore, around 88% from investment or around US\$12.3 billion were used to fund the production and development activity. Compare to previous years, the investment portion for production and development activity tend to be stable, for example, the percentage in 2010 was around 88.4% and around 86.5% in 2009.

Some of the development project provisioned in 2011 was mainly in the gas field development. As a result, there are more gas production supply compare to oil. Those development field are Jambi Merang field, Betara Complex Development Phase 4, Gajah Baru, APN E Gas Development PHE ONWJ and Ujung Pangkah Development Phase 2.



88% dari investasi atau US\$12,3 miliar digunakan untuk membiayai kegiatan produksi dan pengembangan.

88% of the investment or US\$12.3 billion was used to fund the production and development activity.



G. Penerimaan Negara

State Revenue

Pada tahun 2011, industri hulu migas berhasil membukukan Penerimaan Negara sebesar US\$35,79 miliar, atau 110 % dari target APBN-P. Angka ini berarti 35% lebih tinggi dari penerimaan tahun 2010 sebesar US\$26,49 miliar. Pencapaian ini tidak terlepas dari beberapa usaha, antara lain memaksimalkan harga LNG di pasar spot dan meningkatkan harga gas di dalam negeri yang masih terlalu rendah.

In 2011, the state revenue from upstream oil and gas industry was US\$35.79 billion or 110% from the target of The Indonesian Revised Budget (APBN-P). It means that it is 35% higher than the revenue in 2010, which is US\$26.49 billion. This achievement is attributed also to some efforts, such as maximize the price of LNG in spot market and increase domestic price that is too low.

Tahun 2011 industri hulu migas menghasilkan penerimaan negara sebesar US\$35,79 miliar atau 110% dari target APBN-P.

In 2011, upstream oil and gas industry has achieved state revenue for US\$35.79 billion or 110% from the target of Indonesian Revised Budget (APBN-P).

Peningkatan pendapatan industri hulu migas juga dinikmati oleh Kontraktor KKS, sehingga Return on Investment Indonesia masih cukup menarik. Dalam 5 tahun terakhir, rata-rata *Net Contractor Take* sebesar 16%, sementara *Government Entitlement* dijaga minimum 57% sampai 58%.

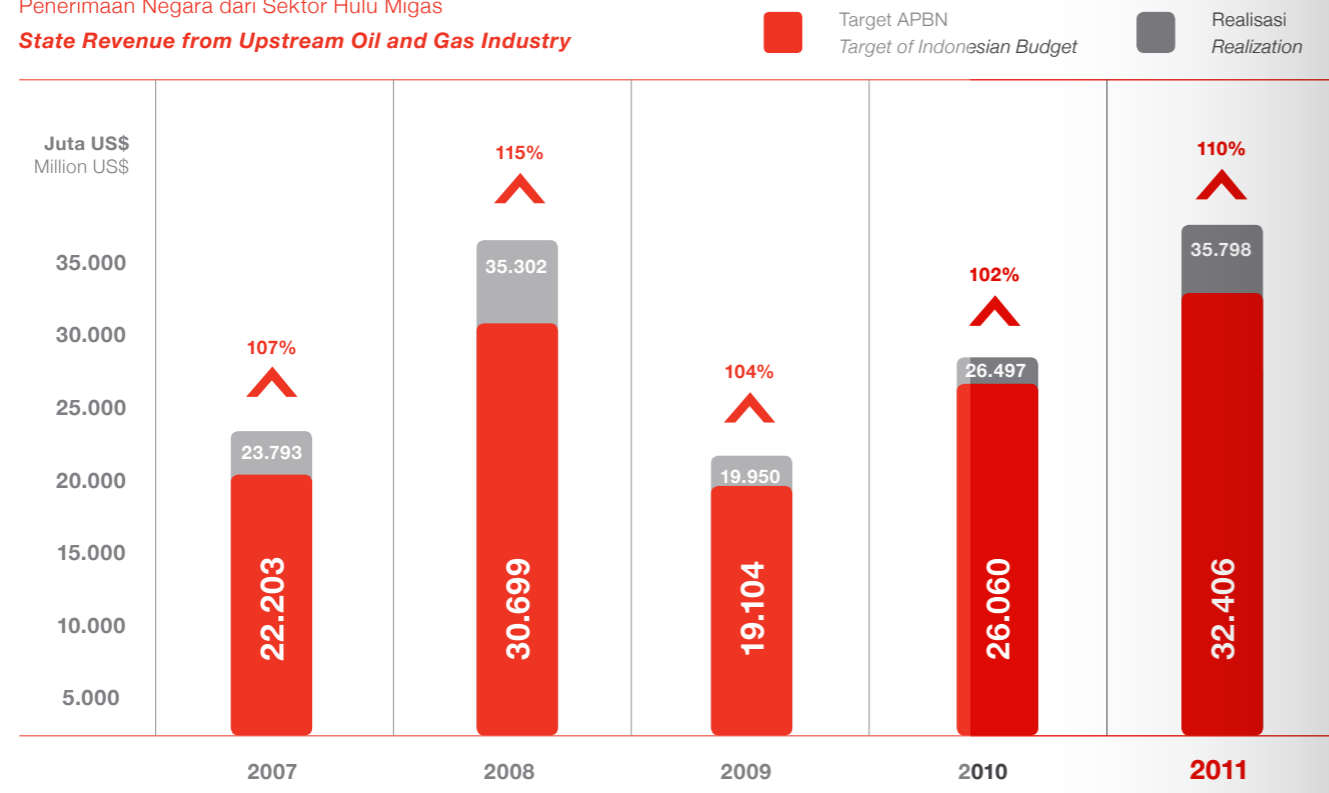
The increase of state revenue also profited PSC Contractors. Therefore, Return of Investment (ROI) of Indonesia is still attractive. In the last 5 years, the average *Net Contractor Take* is 16%, while the *Government Entitlement* is watched between 57% until 58% at the minimum.

Untuk memaksimalkan penerimaan negara, BPMIGAS juga mendorong penggunaan Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN) minimal 60%. Pengawasan terhadap pelaksanaan komitmen tersebut dilakukan melalui mekanisme persetujuan AFE (*Authorization For Expenditure*).

To maximize the state revenue, BPMIGAS also encourages the use of Local Content (TKDN) for at least 60%. The supervision of commitment is conducted by the approval of AFE mechanism (*Authorization for Expenditure*).

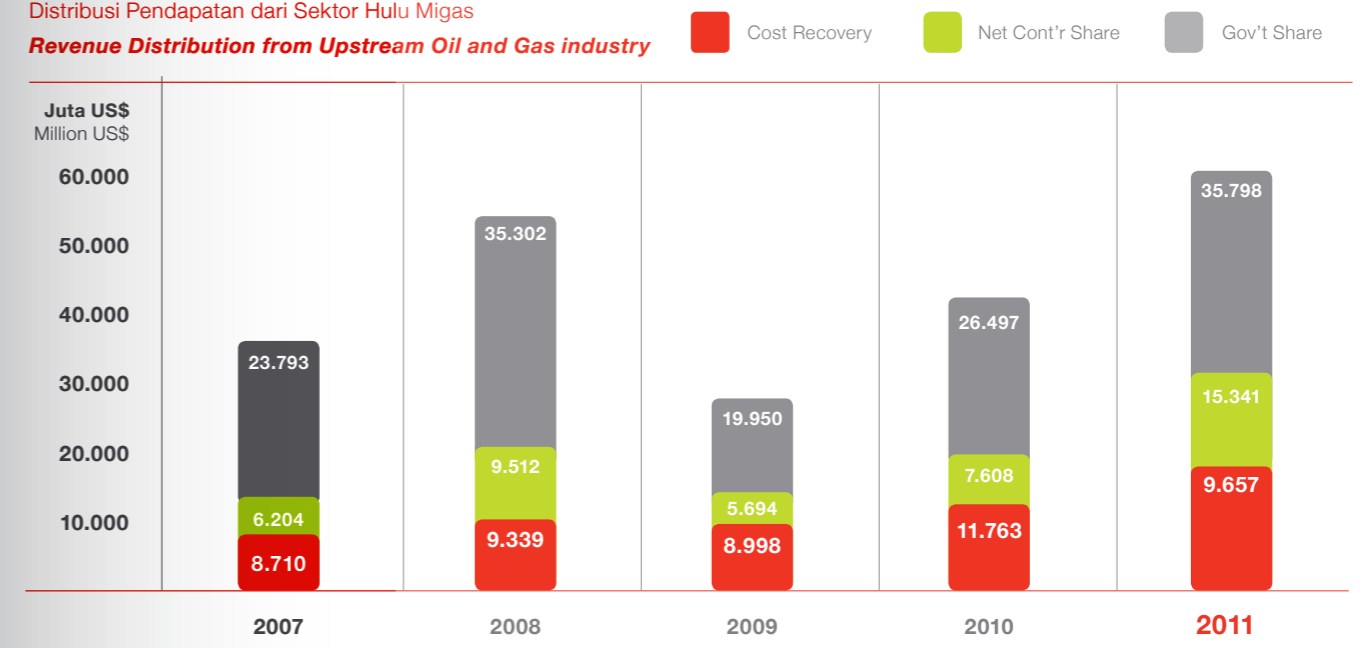
Penerimaan Negara dari Sektor Hulu Migas

State Revenue from Upstream Oil and Gas Industry



Distribusi Pendapatan dari Sektor Hulu Migas

Revenue Distribution from Upstream Oil and Gas Industry



Penerimaan negara tahun 2011 menyumbangkan 24% dari seluruh penerimaan APBN-P 2011. Secara prosentase penerimaan negara dari industri hulu migas menurun dibanding tahun-tahun sebelumnya yang berkisar antara 25% sampai 30%. Namun dalam tatanan nasional, hal tersebut menunjukkan kemajuan yang berarti, karena penerimaan negara tidak lagi ditumpukan pada penerimaan sumber daya alam tetapi pada kuatnya pertumbuhan di semua sektor dan pajak. Semakin menurunnya prosentase kontribusi kepada APBN membuktikan bahwa industri hulu migas telah berhasil menjadi lokomotif ekonomi nasional.

The state revenue in 2011 contributed 24% from the whole reserve of The Indonesian Revised Budget (APBN-P). In percentage, the state revenue from upstream oil and gas industry has decreased compare to the previous years (25% - 30%). However, in a national order, it suggests a significant improvement since state revenue is not mainly focused on natural resources but on firm increase of all sectors and taxes. The lower percentage of contribution to The Indonesian Budget (APBN) has proven that the upstream oil and gas industry have been successfully become the locomotive of national economy.



Untuk memaksimalkan penerimaan negara, BPMIGAS juga mendorong penggunaan Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN) minimal 60%.

To maximize the state revenue, BPMIGAS also encourages the use of Local Content (TKDN) for at least 60%.



02 UPAYA PENINGKATAN PRODUKSI

Efforts to Increase Production





A. Realisasi Proyek Baru

New Project Realization

Selama sepuluh tahun terakhir laju penurunan cadangan terbukti minyak dan kondensat nasional sebesar 92.5 juta barel per tahun. Dengan kata lain, dalam sepuluh tahun terakhir cadangan minyak dan kondensat nasional hilang sebesar 1 milyar barel. Penyebab utama penurunan cadangan adalah sebagian besar lapangan yang ada sudah memasuki masa penurunan produksi. Penurunan cadangan menyebabkan penurunan produksi. Apabila tidak dilakukan usaha apapun, penurunan produksi alamiah berkisar 12% per tahun.

Untuk meningkatkan produksi, sepanjang tahun 2011 BPMIGAS melakukan berbagai upaya. Sebagian hasil usaha yang dilakukan dapat dinikmati pada tahun 2011, namun beberapa lainnya masih merupakan proses menuju peningkatan produksi pada tahun-tahun mendatang.

For the last 10 years, the oil and condensate national reserve decreasing rate is 92.5 million barrels per year. In the other words, the national oil and condensate reserve have lost 1 billion barrel in the last 10 years. The main reason behind this issue is because most of the production fields have entered decreasing production phase. The reserve decline leads to decreasing production rate. Therefore, when there is no significant effort to be conducted, the natural decreasing rate is approximately 12% per year.

To improve the production result, during 2011 BPMIGAS has conducted several attempts. Some of the efforts delivered satisfying results in 2011. However, some others are underway working processes toward production improvement in the upcoming years.

Sepanjang tahun 2011 terdapat 7 proyek Onstream dan menghasilkan tambahan produksi sekitar 800 MMSCFD gas dan 15.000 BOPD minyak. Namun mengingat sebagian besar proyek onstream pada kuartal ketiga dan keempat, maka hanya memberikan efek penambahan produksi rata-rata tahunan sekitar 200 MMSCFD dan 5.000 BOPD.

During 2011, there were 7 (seven) on-stream projects that contribute to additional production in the amount of 800 MMSCFD gas and 15,000 BOPD oil. However, since most of on-stream projects are conducted in Q3 and Q4, they only contribute additional production rate of 200 MMSCFD and 5,000 BOPD per year.

Proyek Onstream Tahun 2011 Onstream Project in 2011

No.	Proyek Project	KKKS PSC Contractors	Onstream Onstream	Produksi Puncak Production Peak
1	Jambi Merang	JOB Talisman	Q4	125 MMSCFD 6000 BOPD
2	BCD 4	PetroChina Intl Jabung	Q4	17 MMSCFD 3000 BOPD
3	Suban Bypass	COPI	Q3	45 MMSCFD 460 BOPD
4	Dayung Early Compression	COPI	Q4	200 MMSCFD
5	Gajah Baru	Premier Oil	Q4	140 MMSCFD
6	Ujung Pangkah (WHP & CPP/AUP)	Hess	Q3	150 MMSCFD 3000 BOPD
7	Peciko 7A	Total E&P	Q3	156 MMSCFD 2800 BOPD

Sepanjang tahun 2011 terdapat 7 proyek *Onstream* dan menghasilkan tambahan produksi sekitar 800 MMSCFD gas dan 15.000 BOPD minyak.

During 2011, there were 7 (seven) on-stream projects that contribute to additional production in the amount of 800 MMSCFD gas and 15,000 BOPD oil.





B. Kegiatan *Enhanced Oil Recovery* (EOR)

EOR (Enhanced Oil Recovery) Activity

Upaya lain yang sedang dilakukan untuk meningkatkan cadangan dan produksi nasional adalah melakukan kegiatan optimasi produksi untuk jangka pendek dan penggunaan teknologi *Enhanced Oil Recovery* (EOR) – suatu teknologi pengurusan lanjut yang menggunakan injeksi air, uap, bahan kimia, gas maupun mikroba – untuk jangka panjang.

Potensi peningkatan produksi dari pelaksanaan kegiatan EOR cukup besar. Berdasarkan data laporan cadangan tahunan (per 1 Januari 2011), masih terdapat sisa *Original Oil in Place* (OOIP) sebesar 49,5 miliar barrel yang dapat diambil melalui kegiatan EOR. Pada tahun 2011, penerapan teknologi EOR pada sejumlah Kontraktor KKS memberikan kontribusi produksi sebesar 332.944 BOPD atau sekitar 40% terhadap produksi nasional.

Untuk meningkatkan produksi nasional pada tahun-tahun mendatang, BPMIGAS telah meminta semua Kontraktor KKS produksi memasukkan program implementasi EOR pada program kerja dan anggaran (WP&B) 2012. Tujuannya agar sumber daya yang ada sebesar 49,5 Miliar Barrel dapat dioptimalkan, sehingga siap untuk diproduksi. Bila kegiatan ini berhasil merubah 5% sampai 10% sumber daya yang ada, maka akan terjadi penambahan cadangan sebesar 4 Miliar barrel sehingga cadangan naik 100% dari 4 Miliar Barrel menjadi 8 Miliar Barrel.

Beberapa Kontraktor KKS saat ini sedang melakukan studi EOR dengan menggunakan bahan kimia, misalnya di PT Chevron Pacific Indonesia (lapangan Minas), PT Medco E&P (lapangan Kaji Semoga), Pertamina EP (lapangan Tanjung, Kenali Asam dan Limau), serta di BOB PT BSP.

Another effort to increase the national production and reserve is to optimize production for short terms and to employ the Enhanced Oil Recovery technology (EOR), a technology for advance extraction by using water injection, steam, chemical, gas, and microbe for long term use.

The potential to increase production through EOR activity is relatively significant. Based on the annual reserve report (per January 1, 2011), the Original Oil in Place (OOIP) remains 49.5 billion barrel that is able to be extracted by conducting EOR activity. In 2011, the EOR application in some PSC Contractors contribute 332,944 BOPD production or 40% of national production.

To increase the national production in the upcoming years, BPMIGAS has requested all Production PSC Contractors to include EOR implementation program in working program and budget (WP&B) 2012. The target is to optimize 49.5 billion barrel resource so that it is ready for production delivery. If this activity is able to convert 5% to 10% of the existing resource, it may lead to additional reserve for 4 billion barrel. Hence, the reserve increases 100% from 4 billion barrel to 8 million barrel.

Today, some PSC Contractors are conducting EOR study by employing chemical materials. The PSC Contractors are PT Chevron Pacific Indonesia (Minas field), PT Medco E&P (Kaji Semoga field), Pertamina EP (Tanjung, Kenali Asam and Limau field), and at BOB PT BSP.

Untuk meningkatkan produksi nasional pada tahun-tahun mendatang, BPMIGAS telah meminta semua Kontraktor KKS produksi memasukkan program implementasi EOR pada program kerja dan anggaran (WP&B) 2012.

To increase national production in the upcoming years, BPMIGAS has requested all Production PSC Contractors to include EOR program implementation on work program and budget (WP&B) 2012.

Pelaksanaan Program EOR Tahun 2011

EOR Program Implementation 2011

No.	Methods	PSC	Field	Average 2011 (BOPD)
1	Water Flood	Chevron	Bangko, Kota Batak, Bekasap, Telisa, Minas, Libo, Pungut	102.926
2		Medco	Kaji Semoga	2.969
3		Pertamina EP	Rantau, TL. Jimar, Tanjung, Benakat Timur, Benakat, Nglobo, Kawengan, Lirik, Kenali Asam, Tempino, Talang Akar, Sopa, Sago, TT Barat, Beringin dan Limau	29.079
4		Total E&P	Handil	3.644
5		BOB PT BSP	Zamrut, Pusaka, Beruk, Peudada dan Sabak	7.855
6		CNOOC	Krisna Upper & Lower BRF, Widuri, Intan, Vita Aryani, East Widuri dan Zelda	4.995
7		Job Talisman	NE Air Serdang dan Guruh	4.345
8	Steam Fold	PT CPI	Duri dan NDD	177.180
TOTAL				332.944

BPMIGAS mendukung penuh Kontraktor KKS dalam penerapan teknologi EOR, termasuk chemical flood dengan dibantu oleh institusi pemerintah seperti Lemigas dan institusi pendidikan seperti ITB, UGM dan IPB. Salah satu hasil yang membanggakan, surfactant untuk chemical flood telah berhasil diproduksi di dalam negeri.

BPMIGAS strongly supports the PSC Contractors in implementing EOR technology, including chemical flood, with the support of government institutions like Lemigas and education institution such as ITB, UGM, and IPB. One of the prominent results is a surfactant for chemical flood that has been manufactured domestically.



C. Reaktivasi Sumur-Sumur *Suspended*

Reactivation of Suspended Wells

Dalam rangka meningkatkan produksi, BPMIGAS bersama Kontraktor KKS juga menginventarisasi sumur-sumur lama yang masih berpotensi untuk diproduksi kembali (reaktivasi). Sumur-sumur lama tersebut sebelumnya ditinggalkan karena berbagai penyebab.

Dari pendataan yang dilakukan, sumur-sumur yang dapat direaktivasi sebagian besar berada di wilayah kerja Pertamina EP. Dari 2.663 sumur lama yang diinventarisasi, terdapat sekitar 271 sumur yang secara teknis dapat diproduksi kembali dengan perkiraan kontribusi produksi sekitar 20 - 50 BOPD per sumur. Sumur-sumur tersebut terdapat di Region Sumatra (40 sumur), di Region Jawa (184 sumur) dan dari UBEP Adera di Sumatra Selatan (47 sumur).

Kegiatan reaktivasi sumur-sumur *suspended* akan mulai diimplementasikan pada tahun 2012, dan diharapkan dapat menyumbangkan produksi mulai tahun yang sama.

To increase productivity, BPMIGAS with PSC Contractors work to inventory old wells which still have potential to be reactivated. Those old wells have been abandoned due to various reasons.

From the data collection, the reactivated wells are mainly found in Pertamina EP working area. From 2,663 old well inventories, there are 271 wells that are technically qualified for production with average production contribution of 20 - 50 BOPD for each well. Those wells are located in Sumatera region (40 wells), Java region (184 wells), and from UBEP Adera in South Sumatra (47 wells).

The reactivation activity of suspended wells will be implemented in 2012 and is expected to contribute some production in the same year.

Dari 2.663 sumur lama yang diinventarisasi, terdapat sekitar 271 sumur yang secara teknis dapat dioperasikan kembali.

From 2,663 inventoried old wells, there are 271 wells that are technically qualified for production.

Kegiatan Reaktivasi Sumur-sumur *Suspended* Reactivation Activity of Suspended Wells

Daerah <i>Area</i>	Evaluasi Sub-surface Engineering <i>Sub-surface Engineering Evaluation</i>	Usulan Sumur Reaktivasi <i>Suggested Well Reactivation</i>	Disetujui (Teknis) BPMIGAS <i>Approved (Technical) BPMIGAS</i>
Reg. Sumatera	665	192	40
UBEP Adera	159	58	47
UBEB Jambi	325	55	0
UBEB Sanga-Sanga Tarakan	1.129	322	0
Reg. Jawa	385	211	184
UBEP Limau	0	0	0
Reg. KTI	0	0	0
UBEP Tanjung	0	0	0
UBEP Lirik	0	0	0
TOTAL	2.663	838	271

Kegiatan reaktivasi sumur-sumur *suspended* akan mulai diimplementasikan pada tahun 2012

The reactivation of suspended wells will be implemented by 2012





D. Forum Operator KKKS Wilayah Kerja Eksplorasi (FOKWE)

PSC Contractors' Forum for Exploration Working Area (FOKWE)

Untuk membantu mempercepat realisasi kinerja Kontraktor KKS eksplorasi dalam memenuhi komitmen pasti dan mendorong mereka mencapai tahap produksi, pada tahun 2011 BPMIGAS berinisiatif membentuk Forum Operator KKKS Wilayah Kerja Eksplorasi (FOKWE). Forum ini secara langsung memantau progress kegiatan dan permasalahan yang dihadapi Kontraktor KKS Eksplorasi tersebut, dan mencari jalan pemecahannya.

Forum diketuai oleh Wakil Kepala BPMIGAS, dibantu oleh semua Deputi dan Kepala Divisi. BPMIGAS juga menyediakan ruang sekretariat permanen yang memudahkan Kontraktor KKS melakukan koordinasi dengan BPMIGAS, atau sharing pengetahuan dengan Kontraktor KKS lain.

Untuk memudahkan operasional pekerjaan, forum ini memiliki 4 (empat) komite yang dibentuk berdasarkan permasalahan utama yang selama ini menghambat kegiatan Kontraktor KKS Eksplorasi, yaitu :

1. Komite Partnership.
2. Komite Perijinan & Sosial
3. Komite Tender dan Operasional
4. Komite Teknis G&G

Komite Partnership dibentuk untuk memecahkan masalah Kontraktor KKS yang tidak dapat memenuhi komitmen pasti karena masalah internal. Sementara Komite Perizinan dan Sosial dibentuk untuk memecahkan permasalahan tumpang tindih lahan, pemenuhan perizinan di tingkat pusat maupun daerah, masalah kehumasan, dan sebagainya.

To assist the acceleration of realization of Exploration PSC Contractors' performance in fulfilling Firm Commitment and support them to achieve production phase, BPMIGAS takes initiative to establish PSC Contractors' Forum for Exploration Working Area (FOKWE). The forum is directly monitor activities and problems faced by Exploration PSC Contractors and deliver problem solving ideas.

The forum, led by the Vice Chairman of BPMIGAS with the assistance of all Deputies and Head of the Division of BPMIGAS, also provides permanent secretariat office that facilitates PSC Contractors to coordinate with BPMIGAS or to share knowledge with other PSC Contractors' members.

To facilitate the operational work, this forum has 4 (four) committees formed based on the main obstacles that occur during Exploration PSC Contractors' work activities, which are:

1. Partnership Committee
2. Permit and Social Committee
3. Procurement and Operational Committee
4. G&G Technical Committee

Partnership Committee is formed to solve PSC Contractors' issue toward the failure in fulfilling Firm Commitment due to internal problems. Meanwhile, Permit and Social Committee is formed to solve overlapping land issues, permit in central to local region, public relation, and other problems.

Setiap Kontraktor KKS eksplorasi dikelompokkan ke dalam masing-masing Komite berdasarkan kendala yang dihadapi.

Each Exploration PSC Contractors is grouped in each committee based on the obstacles they are dealing with.

Komite Tender dan Operasional mengusahakan agar Kontraktor KKS bisa mendapatkan peralatan penunjang operasi dengan biaya yang lebih murah, antara lain dengan cara mengkoordinasi pengadaan secara bersama Kontraktor KKS yang beroperasi dalam satu wilayah yang berdekatan. Sementara Komite Teknik G&G memberikan asistensi terhadap berbagai masalah keteknikan.

Procurement and Operational Committee assists PSC Contractors to obtain supporting equipment with lower cost through coordination of joint procurement with other PSC Contractors that operated in one close distant area. Moreover, G&G Technical Committee assists in technical issues.

Progress Kegiatan FOKWE Okt - Des 2011

FOKWE Activity Progress Oct - Dec 2011

Rapat Pre-Kick Off	Pre-Kick Off Meeting	5 Okt 2011		Koordinasi dan Penyusunan Program Kerja dengan KKKS
Rapat Kick Off	Kick Off Meeting	13 Okt 2011		
Komite Partnership	Partnership Committee	18 Okt 2011	Rakor I	
Komite Tender & Operasional	Procurement & Operational Committee	19 Okt 2011	Coordination	
Komite Teknis G&G	G&G Technical Committee	20 Okt 2011	Meeting I	
Komite Perizinan & Sosial	Permit & Social Committee	24 Okt 2011		
Koordinator BPMIGAS	BPMIGAS Coordinator	26 Okt 2011		
Pindah ke ruang sekretariat baru (LT. 21)	Move to new secretariat office (21 st floor)	1 Nov 2011		
Komite Tender & Operasional	Procurement & Operational Committee	3 Nov 2011	Rakor II	
Komite Partnership	Partnership Committee	4 Nov 2011	Coordination	
Komite Teknis G&G	G&G Technical Committee	8 Nov 2011	Meeting II	Coordination and Arrangement of Working Program with PSC Contractors
Komite Perizinan & Sosial	Permit & Social Committee	9 Nov 2011		
Komite Teknis G&G	G&G Technical Committee	23 Nov 2011	Rakor III	
Komite Tender & Operasional	Procurement & Operational Committee	25 Nov 2011	Coordination	
Komite Partnership	Partnership Committee	29 Nov 2011	Meeting III	
Komite Tender & Operasional	Procurement & Operational Committee	6 Des 2011		

Rapat Kemajuan Program Kerja
Working Program Development Meeting

Pemecahan Masalah/Evaluasi/Diskusi
Problem Solving/Evaluation/Discussion

Pelaksanaan
Implementation

Setiap Kontraktor KKS Eksplorasi dikelompokkan ke dalam masing-masing Komite berdasarkan kendala yang dihadapi. Progres kegiatan yang sudah dilakukan antara lain perumusan Program Kerja yang disusun berdasarkan analisa permasalahan dengan memprioritaskan hal-hal yang dinilai paling diperlukan. Hal tersebut dilakukan melalui rapat koordinasi baik di lingkungan internal BPMIGAS, bersama koordinator Kontraktor KKS, maupun dengan seluruh anggota komite. Rapat Koordinasi FOKWE yang telah diselenggarakan sejak *Kick Off Meeting*, yaitu 2 (dua) kali Rapat Koordinasi Internal dan 12 kali Rapat Koordinasi dengan Kontraktor KKS.

Each Exploration PSC Contractors is grouped in each committee based on the obstacles they are dealing with. The progress of the event is a working program formula which is arranged based on the analysis of the issues with priority of the indispensable matters. It is delivered through coordination meetings in internal BPMIGAS with the coordinator of PSC Contractors, as well as all committee members. FOKWE coordination meetings that had been held since Kick Off Meeting were two Internal Coordination Meeting and 12 Coordination Meetings with PSC Contractors.



Dibentuk 4 (empat) komite untuk memecahkan masalah kontraktor KKS.

Four committees were formed to solved PSC Contractors' problems





E. Kerjasama Dengan Lembaga Lain

Partnership with Other Institutions

Untuk memperlancar kegiatan industri hulu migas, pada tahun 2011 BPMIGAS juga melaksanakan beberapa kerjasama dan komitmen dengan beberapa lembaga pemerintahan, universitas nasional dan instansi-instansi di berbagai bidang, antara lain:

1. Kementerian Pertahanan

BPMIGAS menandatangani Nota Kesepahaman (MoU) bersama Kementerian Pertahanan pada tanggal 6 Januari 2011. Kerjasama ini diharapkan dapat meningkatkan keamanan di wilayah kerja migas di seluruh Indonesia, utamanya kegiatan operasi hulu migas yang berada di kawasan perbatasan antar negara.

2. Kementerian Kelautan dan Perikanan (KKP)

Penandatanganan nota kesepahaman dilaksanakan pada tanggal 19 Januari 2011, bertujuan untuk mengoptimalkan pemberdayaan masyarakat pesisir dan pulau-pulau kecil di sekitar wilayah kerja migas di perairan Indonesia. Sebagai catatan, saat ini 65% kegiatan hulu migas berada di wilayah perairan. Kegiatan ini diharapkan dapat menekan gangguan sosial yang saat ini menghambat realisasi produksi.

3. Badan Pemeriksa Keuangan (BPK)

MoU dilakukan pada tanggal 21 Januari 2011, terkait pengembangan dan pengelolaan sistem informasi serta akses data dalam rangka pemeriksaan, pengelolaan, dan tanggung jawab negara. Tujuannya, untuk mewujudkan tata pemerintahan dan pengelolaan keuangan negara yang transparan

To ensure that the activity of upstream oil and gas runs smoothly, in 2011 BPMIGAS also established cooperation and commitments with several government institutions, national universities, and institutions from various disciplines, such as:

1. Ministry of Defense

BPMIGAS signed Memorandum of Understanding (MoU) with Ministry of Defense on 6th January 2011. This agreement is expected to increase the security in oil and gas area in Indonesia, mainly the activity of upstream oil and gas industry located in border area.

2. Ministry of Marine Affairs and Fisheries of Republic Indonesia

The agreement was signed on 19th January 2011, designated to optimize the potential of empowerment toward local people in coastal area and rural islands in the upstream oil and gas working area on Indonesian waters. As a note, currently the 65% of upstream oil and gas activities are located on the waters. This activity and agreement are expected to stall social issues that challenge product realization.

3. The Audit Board of the Republic of Indonesia (BPK)

The MoU was signed on 21st January 2011, in relation to the development and the operation of Information System and data accessing in terms of examination, management, and state responsibility. The goal is to manifest transparent and accountable public administration as well as state's finance

BPMIGAS melaksanakan beberapa kerjasama dan komitmen dengan beberapa lembaga pemerintahan, universitas nasional dan instansi-instansi di berbagai bidang.

BPMIGAS also established cooperation and commitments with several government institutions, national universities, and institutions from various disciplines.

dan akuntabel. Sebagai tindak lanjut dari MoU, BPMIGAS telah mengirimkan daftar program-program sistem ke BPK agar dilakukan evaluasi.

4. Universitas Padjajaran

Penandatanganan kesepakatan dilaksanakan pada tanggal 6 Juni 2011, utamanya dengan Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjajaran. Kerjasama ini dilaksanakan dalam rangka mempercepat proses persetujuan *Plan Of Development* (POD) Pertama Lapangan Jangkrik, di Blok Muara Bakau yang diajukan oleh Kontraktor KKS ENI. Kerjasama difokuskan dalam melakukan riset yang meliputi aspek finansial dan hukum internasional. Kerjasama telah membuahkan hasil yakni percepatan proses persetujuan POD di BPMIGAS hanya 16 hari kerja dan proses persetujuan di Kementerian ESDM kurang dari 2 (dua) bulan. Selanjutnya model ini akan dikembangkan untuk membantu proses percepatan persetujuan POD pertama lapangan lainnya.

5. JBIC (Japan Bank for International Cooperation)

Penandatanganan nota kesepahaman dengan JBIC telah dilakukan pada tanggal 28 Juni 2011 sebagai payung kerjasama pengembangan bisnis gas di Indonesia. Sebagai kelanjutannya telah ditandatangani *Declaration of Cooperation* (DoC) bersama dua perusahaan Jepang yakni Sumitomo dan Mitsui. Kerjasama dengan Mitsui ditargetkan sebagai dasar pengembangan proyek marine *Compressed Natural Gas* (CNG) sedangkan *Declaration of Cooperation* dengan

management. As the implementation of the MoU, BPMIGAS has delivered a list of system programs to The Audit Board of the Republic of Indonesia (BPK) for further evaluation.

4. Padjajaran University

The MoU was signed on 6th June 2011, mainly with Geology Faculty. This agreement is conducted in terms of accelerating the first Plan of Development (PoD) agreement process which is Jangkrik field at Muara Bakau block suggested by PSC Contractor ENI. The cooperation is focused in conducting research covering financial and international law. The cooperation has resulted with the acceleration agreement process of POD in BPMIGAS which requires only 16 active working days and the agreement evaluation process in Ministry of Energy and Mineral Resources Republic Indonesia (ESDM) that takes less than two months. In the future this model will be developed to assist acceleration process agreement of the first others POD fields.

5. JBIC (Japan Bank for International Cooperation)

The MoU signing with JBIC was done on 28 June 2011 as a cooperation umbrella for gas business development in Indonesia. As a further development, DoC (*Declaration of Cooperation*) with two Japanese companies: Sumitomo and Mitsui, had been signed. The cooperation with Mitsui is targeted to be a main development of *Compressed Natural Gas* (CNG) marine project while the DoC with Sumitomo is focused on gas development project for electricity in



Sumitomo difokuskan kepada pengembangan proyek gas untuk kelistrikan di Indonesia. Dari kerjasama tersebut diharapkan lapangan-lapangan gas skala kecil di dalam negeri dapat dioperasikan dan dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan energi (utamanya listrik) di sekitar wilayah kerja, sehingga cadangan-cadangan besar dapat didedikasikan untuk kepentingan yang lebih strategis.

6. Universitas Proklamasi 45 (UP45)

Kesepakatan dilaksanakan pada tanggal 22 Juli 2011, terkait swakelola penelitian, pendidikan, pelatihan dan pengabdian kepada masyarakat. Dalam hal ini UP 45 melakukan perencanaan, pelaksanaan dan pengawasan pekerjaan secara swakelola, sedangkan BPMIGAS memberikan bantuan data dan informasi terkait kebutuhan pelaksanaan pekerjaan. Kegiatan yang sudah dilakukan untuk merealisasi kerja sama tersebut antara lain kegiatan konsultasi POD Lapangan Budi oleh Kontraktor KKS Tately NV. Fokus evaluasi dilakukan sejak awal September sampai akhir Desember 2011. Pekerjaan yang dilakukan tim konsorsium yang diketuai UP 45 tersebut telah dapat diselesaikan pada akhir tahun 2011.

7. Kepolisian Daerah (POLDA) Kalimantan Timur

Amandemen Kerjasama yang telah ditandatangani pada tanggal 28 September 2011 merupakan penyesuaian atas Kesepakatan Bersama tanggal 29 April 2009. Kesepakatan Bersama tersebut merupakan turunan dari Nota Kesepahaman

Indonesia. From the cooperation, it is expected that the small gas areas are able to operate and employ to fulfill the need of energy especially electricity around BPMIGAS' working area. Therefore, the larger reserves are able to be allocated to further strategic needs.

6. Proklamasi 45 University (UP 45)

The agreement was signed on 22nd July 2011, related to independent research, education, training, and public service. In this case, the Proklamasi 45 University works to conduct planning, implementation, and independent supervision while BPMIGAS provides data assistance related to the implementation of the projects.

The realization of the activity is consulting activity of POD Budi Field by PSC Contractor Tately NV. The evaluation focus was done since the beginning of September until the end of December 2011. The assignment, which was run by consortium team led by Proklamasi 45 University, completed in the end of 2011.

7. POLDA Kalimantan Timur (Indonesia National Police, East Borneo District)

The agreement was signed on 28th September 2011 as an adjustment of the agreement on 29th April 2009. The MoU was a copy of the MoU between Chairman of BPMIGAS and Head of Police of Republic Indonesia on 11 June 2008 toward standard operational procedure in each organization and joint security mechanism around upstream oil and gas activities and its finance matter. The agreement

antara Kepala BPMIGAS dengan Kepala Kepolisian RI yang telah ditandatangani pada 11 Juni 2008 mengenai mekanisme prosedur tetap organisasi dan tata kerja pengamanan bersama di seputar kegiatan hulu migas beserta pembiayaannya. Penandatanganan kerja sama tersebut memperlancar koordinasi, utamanya dalam hal bantuan pengawalan dan pengamanan dalam kegiatan industri hulu migas di wilayah Kalimantan Timur melalui mekanisme yang lebih tertata.

8. Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP)

Dalam rangka meningkatkan pengembangan dan penerapan *good governance*, pengembangan dan assessment manajemen risiko dan sistem internal control, serta kegiatan pengawasan, BPMIGAS juga merintis kerja sama dengan BPKP. Langkah pertama yang dilakukan adalah melakukan *Diagnostic Assessment* yang bertujuan untuk menentukan potensi yang dapat dikembangkan dalam rangka mempertahankan opini Wajar Tanpa Pengecualian (WTP) dari BPK terhadap Laporan Keuangan BPMIGAS selama 4 (empat) tahun berturut-turut sejak tahun 2007.

signing ensures coordination especially in guarding and security during upstream oil and gas activity in East Borneo by using an improved mechanism.

8. The Financial and Development Supervisory Agencies (BPKP)

In order to increase development and application of good governance, development and risk management assessment, internal control system, and supervision activity, BPMIGAS also cooperates with BPKP. The first step is to conduct Diagnostic Assessment to determine potentials to develop as a way to maintain "Unqualified Opinion" stated by The Audit Board of the Republic of Indonesia (BPK) toward BPMIGAS' financial report in the past 4 years in the row since 2007.



F. Sharing Knowledge

Dalam rangka peningkatan produksi minyak nasional, BPMIGAS bersama Kontraktor KKS juga mengadakan forum *sharing knowledge* yaitu forum berbagi pengalaman kesuksesan, sekaligus membangun semangat kemitraan untuk menjawab berbagai tantangan yang semakin beragam. Dengan adanya forum ini, diharapkan tantangan yang bersifat teknis dalam hal upaya peningkatan produksi dapat dicarikan jalan pemecahan.

Berikut adalah beberapa forum dan workshop yang dilaksanakan BPMIGAS pada tahun 2011:

1. **Sharing Knowledge (31 Maret - 1 April 2011)**
Sharing knowledge tentang *best practice* dalam bidang produksi migas untuk Peningkatan Produksi Migas Nasional.
2. **Workshop EOR (23 - 24 Juni 2011)**
Penyamaan persepsi, pemetaan potensi, sharing pengalaman dan teknologi kegiatan EOR untuk peningkatan produksi migas nasional.
3. **Workshop Optimisasi Produksi untuk Peningkatan Produksi Minyak Nasional (15 - 16 Agustus 2011)**
Pemetaan potensi dan sharing pengalaman serta teknologi untuk memaksimalkan kontribusi Kontraktor KKS yang memiliki potensi peningkatan produksi minyak nasional.

In order to increase national oil production, BPMIGAS together with PSC Contractors work to establish a sharing knowledge forum, a forum to share success experience. It aims as a way to build the spirit of partnership to answer various challenges. Through this forum, technical challenge occurred in production increase efforts is able to be solved.

These are some forums and workshop conducted by BPMIGAS in 2011:

1. **Sharing Knowledge (31st March - 1st April 2011)**
Sharing knowledge about best practice in oil and gas production to increase national oil and gas production.
2. **EOR Workshop (23rd - 24th June 2011)**
Building equal understanding/perception, potential mapping, experience sharing, EOR technical activity to increase national oil and gas production.
3. **Product Optimization to Increase National Oil Production Workshop (15th - 16th Augustus 2011)**
Potential mapping and experience sharing as well as technology to maximize PSC Contractors' contribution that have potential in increasing national oil production.



03 BERBAGAI UPAYA PENYELESAIAN MASALAH

Troubleshooting Efforts





A. Pengadaan Lahan

Land Provision

Kesulitan pengadaan lahan yang akan digunakan untuk menunjang kegiatan hulu migas, masih menjadi salah satu masalah serius yang menghambat realisasi kegiatan tahun 2011. Masalah ini muncul karena lahan yang akan dibutuhkan tumpang tindih dengan kegiatan lain, atau masih dikuasai oleh departemen lain, PEMDA, swasta atau perorangan.

Sepanjang tahun 2011 terdapat 18 Kontraktor KKS yang tidak dapat merealisasikan kegiatan di lapangan karena terkendala masalah ini, sehingga kehilangan potensi produksi minyak sebesar 4.703 BOPD dan gas sebesar 65,7 MMSCFD. Beberapa Kontraktor KKS yang terkendala masalah tersebut antara lain ConocoPhillips Grissik yang belum mendapatkan ijin dari Kementerian Kehutanan, Balai Konservasi SDA dan Pemerintah Daerah Tingkat I untuk melakukan kegiatan eksplorasi yang berpotensi meningkatkan produksi gas sebesar 400 MMSCFD. Hambatan serupa juga dialami oleh PetroChina Jabung yang berpotensi meningkatkan produksi gas sebesar 35,8 MMSCFD dan kondensat sebesar 5,5 barrel per hari serta PetroChina Bermuda yang berpotensi meningkatkan produksi gas sebesar 5,8 MMSCFD dan produksi minyak sebesar 2.000 BOPD.

Sebagian kegiatan seismik KKKS juga terkendala oleh belum selesainya proses pengadaan tanah yang dikuasai oleh perorangan, antara lain kegiatan yang akan dilakukan oleh CPI, Medco Rimau dan Medco Tarakan. Kegiatan yang dilakukan setiap KKKS tersebut berpotensi menambah produksi minyak antara 1.300 BOPD hingga 2.500 BOPD.

The difficulty in land provision which is employed to support upstream oil and gas activity still becomes one of the serious issues which blocked realization activity in 2011. This issue occurred since the required land is overlapped by other activities or still owned by other department, municipal party, private party, or individual.

During 2011, there were 18 PSC Contractors were not able to implement the field activity due to this issue. Hence, the potential loss was 4,703 BOPD oil production and 65.7 MMSCFD gas. Some PSC Contractors which were troubled by the issue are ConocoPhillips Grissik who had not obtained permit from the Ministry of Forestry, Natural Resources Conservation Board (Balai Konservasi SDA) and Municipal Government Level I (PEMDA Tingkat I) to conduct exploration which had the potential to increase gas production in the amount of 400 MMSCFD. The similar obstacle also occurred to PetroChina Jabung who has potential to increase the gas production by 35.8 MMSCFD and condensate by 5.5 barrels per day, and also PetroChina Bermuda who has the potential to increase the gas production by 5.8 MMSCFD and oil production by 2,000 BOPD.

Some seismic activities by PSC Contractors were also troubled by unfinished land provision which is still owned by individual, such as activities done by CPI, Medco Rimau, and Medco Tarakan. The activity implemented by each PSC Contractors is potential to increase the oil production between 1,300 BOPD to 2,500 BOPD.

Sebagian kegiatan seismik KKKS terkendala oleh belum selesainya proses pengadaan tanah, akan dilakukan oleh CPI, Medco Rimau dan Medco Tarakan.

Some seismic activities by PSC Contractors were troubled by unfinished land provision will be done by CPI, Medco Rimau, and Medco Tarakan.

Agar dapat mencapai target produksi yang ditetapkan nasional, BPMIGAS berkoordinasi dengan DPR RI dalam penyusunan Undang-undang Pertanahan, sehingga pengadaan tanah oleh industri hulu migas diperlakukan sebagai tanah untuk mendukung kepentingan umum dan proses pengadaannya sesuai dengan peraturan perundangan yang berlaku di industri hulu migas.

In order to achieve the national production target, BPMIGAS coordinated with The House of Representatives (DPR) in drafting Land Constitution so that the land provision by upstream oil and gas industry is treated as a land to support public interest and the provision process is in accordance with laws used in the industry.



Beberapa Kontraktor KKS yang terkendala masalah tersebut antara lain ConocoPhillips Grissik

Some PSC Contractors which are troubled by the issue are ConocoPhillips Grissik



B. Pengamanan Obyek Vital Nasional

Securing National Vital Objects

Dalam upaya peningkatan produksi minyak dan gas di tahun 2011, BPMIGAS menghadapi sejumlah kendala non teknis berupa gangguan keamanan di wilayah kerja Kontraktor KKS. Beberapa gangguan serius yang mengganggu realisasi kegiatan operasi antara lain:

1. Perusakan fasilitas produksi oleh warga di Lapangan Tiaka, Kabupaten Morowali, Sulawesi Tengah yang dioperasikan oleh JOB Pertamina-Medco Tomori pada Agustus 2011, yang kemudian berkembang menjadi kerusakan. Aparat keamanan membantu mengatasi kerusakan yang terjadi, namun dua orang meninggal dunia dalam peristiwa itu. Dampak pada kegiatan operasi migas, produksi minyak sebesar 2.000 barel per hari dihentikan selama 10 hari.
2. Ditutupnya fasilitas produksi oleh masyarakat setempat di Lapangan Suban, Jambi, yang dioperasikan ConocoPhillips pada awal Februari 2011. Kehilangan potensi produksi gas mencapai 120 juta kaki kubik gas bumi per hari.
3. Pencurian minyak mentah Pertamina EP yang terjadi di jalur pipa Tempino dan Plaju di bulan Maret 2011.

Secara kumulatif jumlah gangguan keamanan yang terjadi sepanjang 2011 mencapai 1.611 kejadian, terdiri dari gangguan pencurian peralatan migas sebanyak 853 kasus dan gangguan operasi lainnya mencapai 758 kasus. Beberapa jenis gangguan operasi antara lain unjuk rasa, sabotase, dan ancaman.

In order to increase oil and gas production in 2011, BPMIGAS encounters non-technical barrier of security disturbance in working area of PSC Contractors. Some serious disturbances which interrupted realization of the operational activity are:

1. The production facilities were destroyed by Tiaka field, Morowali County, Center of Sulawesi which are operated by JOB Pertamina-Medco Tomori in August 2011, which led to a riot. The state police assisted to overcome the riot but two police officers have passed away in the riot. The impact was the oil production of 2,000 barrels/day was stopped for 10 days.
2. The production facility was closed by local people in Suban field, Jambi, which was operated by ConocoPhillips in the early February 2011. The potential loss in the gas production was 120 million cubic feet per day.
3. The theft of crude oil of Pertamina EP which occurred in Tempino pipeline and Plaju in March 2011.

Cumulatively, the safety interference throughout 2011 reach 1,611 events. It consists of theft of oil and gas equipment about 853 cases and other operation interference reaches 758 cases. Those operation interference such as rally, sabotage and threats.

Gangguan keamanan yang terjadi sepanjang 2011 mencapai 1.611 kejadian, sebagian di antaranya mengganggu realisasi produksi.

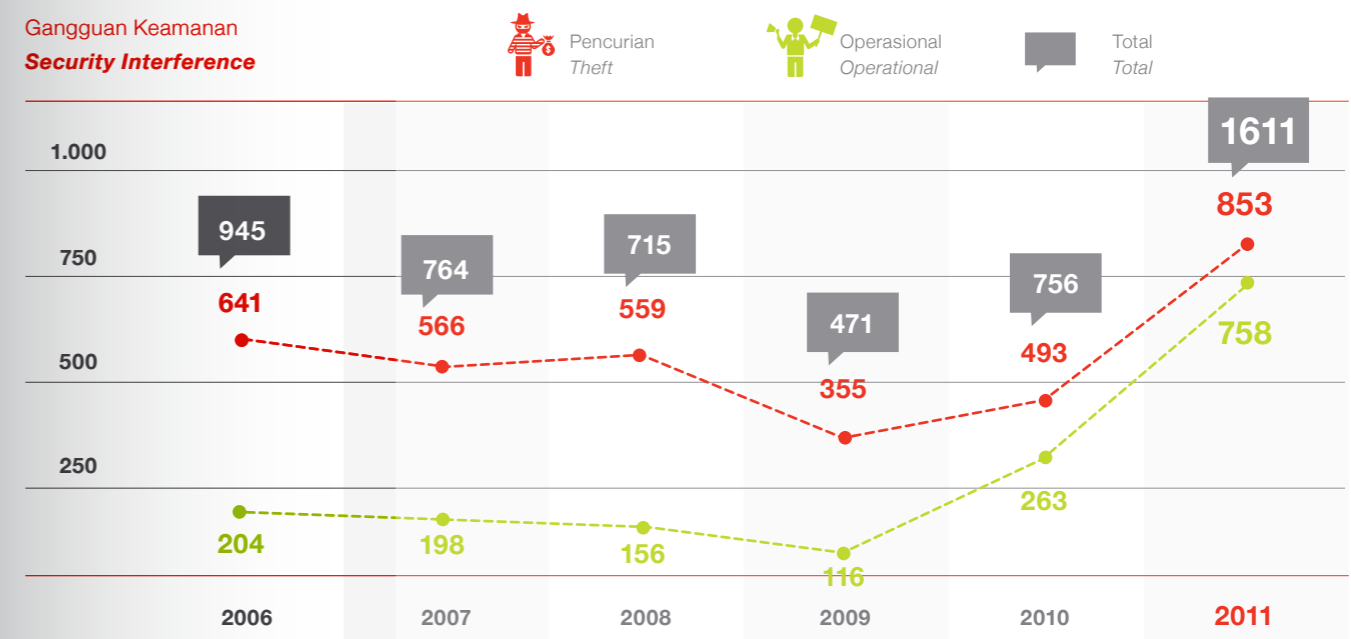
The safety interference throughout 2011 reached 1,611 events, some of them troubled the production realization.

Gangguan keamanan pada tahun 2011 meningkat 213% atau dua kali lipat lebih banyak dibandingkan jumlah gangguan keamanan pada tahun 2010 yang berjumlah 756 kasus, terdiri dari 493 kasus pencurian peralatan migas dan 263 kasus gangguan operasi migas.

Berdasarkan Keputusan Presiden No. 63 Tahun 2004 tentang Pengamanan Obyek Vital Nasional dan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 1762/07/MEM/2007, proyek-proyek hulu migas termasuk dalam katagori obyek vital nasional.

Safety barrier on 2011 increased 213% or twice more compare to safety barrier on 2010 around 756 cases. There are 493 cases of theft of oil and gas equipment and 263 cases of oil and gas operation disturbance.

Based on Presidential Decree No. 63/2004 on the Security of National Vital Object and Ministry of Energy and Mineral Resources Decree No. 1762/07/MEM/2007, the upstream oil and gas projects considered as National Vital Object category.



Oleh karena itu untuk menekan gangguan keamanan, BPMIGAS melakukan berbagai upaya, antara lain:

1. Menandatangani perjanjian kerjasama pengamanan di wilayah operasi minyak dan gas bumi di seluruh Indonesia dengan Kementerian Pertahanan, pada tanggal 6 Januari 2011. Kegiatan ini diutamakan untuk membantu keamanan wilayah-wilayah kerja migas, utamanya yang berada di wilayah perbatasan.
2. Menandatangani perjanjian kerjasama dengan Kepolisian Republik Indonesia pada tanggal 28 September 2011, untuk mengantisipasi gangguan keamanan di wilayah Indonesia dengan demografi yang kompleks. Selanjutnya kerjasama ini ditindaklanjuti dengan penandatanganan kerjasama dengan POLDA setempat antara lain Kepolisian Daerah Kalimantan Timur untuk semakin meningkatkan pengamanan di wilayah tersebut.
3. Menandatangani perjanjian kerjasama dengan Dinas Hidro Oseanografi TNI AL untuk pembuatan peta laut di sejumlah wilayah perairan Nusantara pada tanggal 25 Agustus 2011. Kerjasama ini dilakukan sebagai langkah antisipasi agar kejadian tertabraknya anjungan KE-40 di lepas pantai Jawa Timur yang dikelola Kodeco Energy pada tahun 2010 tidak terulang lagi.

Untuk menekan gangguan operasi, BPMIGAS juga berupaya agar Kontraktor KKS meningkatkan kepeduliannya kepada masyarakat di sekitar wilayah kerja migas, melalui program community development serta meningkatkan perhatian pada lingkungan.

Therefore, to overcome the security disturbance, BPMIGAS has conducted various attempts, such as:

1. Signing security cooperation agreement in operational area of oil and gas throughout Indonesia with The Ministry of Defense on 6th January 2011. The activity is primarily designated to secure the working areas of oil and gas, mainly in borderland area.
2. Signing the cooperation agreement with Indonesian National Police on 28th September 2011, to anticipate security disturbance within Indonesian area with complex demographic. This cooperation is to be followed by the cooperation signing with Indonesian Regional Police (POLDA) which is East Borneo Police to increase the security of the area.
3. Signing the agreement with Hydro-Oceanographic Office of The Indonesian Navy to create sea map of some Indonesia waters in August 25, 2011. This agreement was conducted as prevention so that the collision accident in the 40th bride in East Java offshore operated by Kodeco Energy in 2010 would not happen in the future.

To suppress operational disturbance, BPMIGAS expects that PSC Contractors would increase social responsibility to people in oil and gas working area through community development program and to improve environmental care.



Dengan menciptakan nilai tambah bagi masyarakat sekitar, maka masyarakat juga akan semakin terlibat aktif dalam menjaga kelangsungan operasi hulu minyak dan gas bumi di wilayah kerja mereka sehingga keamanan operasi hulu minyak dan gas bumi akan terus terjaga secara berkesinambungan.

Memasuki tahun 2011, BPMIGAS mendorong pelaksanaan Program “Bright and Green” sebagai bentuk kepedulian sumbangsih industri hulu minyak dan gas bumi bagi masyarakat. Program “Bright” tidak saja dimaknai secara harfiah sebagai komitmen BPMIGAS - KKKS untuk membuat daerah di seputar operasi migas menjadi lebih “terang”, namun juga bermakna “pencerahan” termasuk di dalamnya menyediakan sarana dan akses agar masyarakat lebih cerdas dan memiliki kehidupan yang lebih cerah.

By creating added value for the community around the working area, the community will also become more involved in maintaining the sustainability of upstream oil and gas in their working area so that the upstream oil and gas will become sustainable.

In 2011, BPMIGAS encouraged the implementation of “Bright and Green” program as a contribution effort from upstream oil and gas industry to community. “Bright” program is not only comprehended literally as the commitment from BPMIGAS - PSC Contractors to be “brighter”, but also to be “enlighten”, including supplying infrastructure and access so that community becomes brighter and obtain better life.



BPMIGAS mendorong pelaksanaan “Bright and Green” sebagai bentuk kepedulian industri hulu migas bagi masyarakat.

BPMIGAS encouraged the implementation of “Bright and Green” program as a contribution effort from upstream oil and gas industry to community.



Sementara “Green” tidak saja meliputi upaya untuk membuat bumi menjadi lebih hijau, tetapi lebih bermakna “menumbuhkan dan menghidupkan”. Melalui Program “Green”, diharapkan industri hulu minyak dan gas bumi tidak saja menjadi industri yang ramah lingkungan namun juga menumbuhkan kehidupan masyarakat – utamanya di sekitar kegiatan operasi migas – agar menjadi lebih baik lagi.

Seperti pada pelaksanaan program tahun 2010, BPMIGAS membagi pelaksanaan Program Pengembangan Masyarakat dengan terfokus kepada Program “Bright and Green” ke dalam 2 (dua) kategori, yaitu Program Sosial Penunjang Operasi dan Program Pengembangan Masyarakat.

Program Sosial Penunjang Operasi adalah kegiatan-kegiatan KKKS yang dilakukan untuk menunjang kegiatan operasi. Apabila kegiatan tidak dilakukan maka dikhawatirkan dapat menimbulkan gangguan kegiatan di lapangan, sehingga biayanya dapat dimasukkan dalam biaya operasi.

Adapun Program Pengembangan Masyarakat merupakan program sosial yang harus direalisasikan oleh KKKS dengan menggunakan anggaran kantor pusat KKKS, dengan pertimbangan bahwa berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi melarang Program Pengembangan Masyarakat dimasukkan ke dalam biaya operasi bagi KKKS eksploitasi.

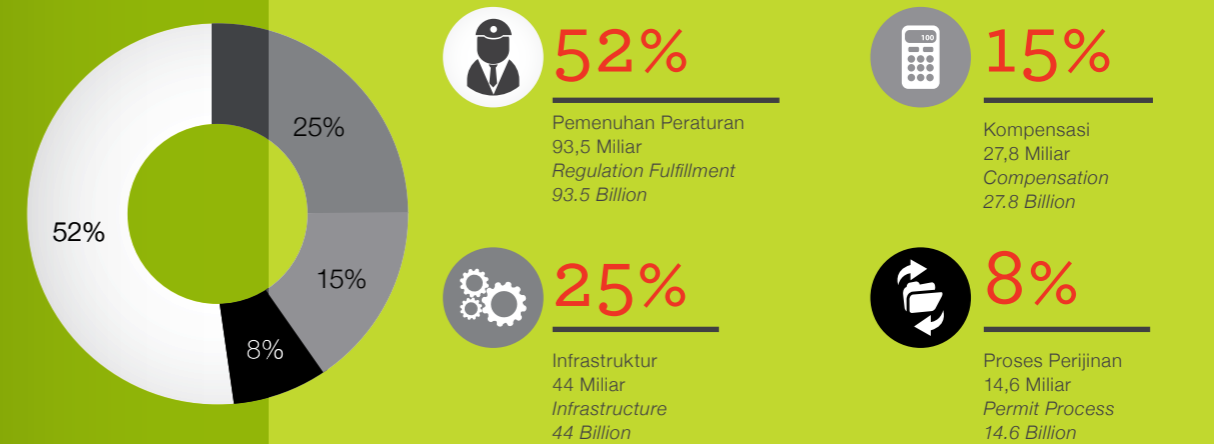
While “Green” does not only cover the effort to create the greener earth, but more about to “grow and rejuvenate”. Through “Green” program, it is expected that upstream oil and gas upstream becomes not only as an environmentally friendly industry, but also to increase the society’s living standard – mainly around oil and gas working areas to be better.

As implemented in the 2010 program, BPMIGAS divides the Community Development Program with the focus on “Bright and Program” into two categories, which are Social Supporting Operation Program and Community Development Program.

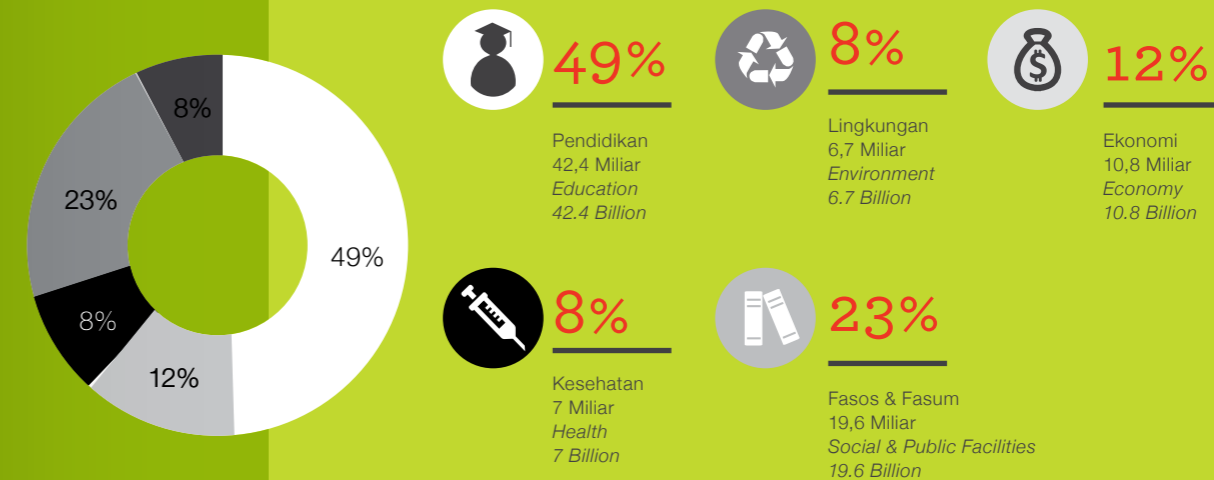
Social Supporting Operation Program is the activities conducted by PSC Contractors to support operational activity. If it is not implemented, there is a risk of field operational disturbance, so that the cost is able to be included in operational cost.

Community Development Program is a social program which has to be implemented by PSC Contractors by using the budget from head office of PSC Contractors, with the consideration based on the Government Regulation no. 79 in 2010 regarding Recoverable Operational Cost and Income Tax Treatment in Upstream Oil and Gas Field prohibits Community Development Program to be included into operational cost for Exploitation PSC Contractors.

Komposisi Biaya Program Sosial Penunjang Operasi Tahun 2011
Cost Composition of 2011 Social Operation Supporting Program



Komposisi Biaya Program Pengembangan Masyarakat Tahun 2011
Cost Composition of 2011 Society Development Program





C. Peraturan Perundangan

Regulations

Sepanjang tahun 2011, masih terdapat beberapa peraturan yang belum mendukung realisasi kegiatan hulu migas, sehingga mengganggu pelaksanaan kegiatan di lapangan.

Undang-Undang No. 17 tahun 2008, tentang Pelayaran.

Undang-undang Pelayaran dimaksudkan untuk meningkatkan kapasitas perusahaan pelayaran nasional, khususnya kapal-kapal yang digunakan untuk mendukung industri hulu migas. Namun mengingat masih terdapat beberapa jenis kapal yang belum dapat disediakan oleh perusahaan perkapalan nasional, maka pada tahun 2011 Kementerian Perhubungan memberlakukan Permenhub No. 48/2011 yang memungkinkan pemberian Izin Penggunaan Kapal Asing (IPKA) yang berlaku selama 3 (tiga) bulan. IPKA dimungkinkan untuk diperpanjang sesuai kebutuhan operasi hulu migas. Kebijakan tersebut akan diterapkan sampai tahun 2015, sehingga maksud yang terkandung dari UU No.17/2008 tetap dapat dicapai. Beberapa jenis kapal dimaksud antara lain untuk kapal pemboran (*jack up rig, submersible rig, drill ship*), kapal survei (*survei seismik, geoteknik, geofisika*), dan kapal konstruksi (*pipe/cable laying ship/surf laying barge dan pekerjaan bawah air*).

Namun dalam praktiknya, kebijakan tersebut belum cukup mengakomodir kepentingan industri hulu migas, sebab masa berlakunya IPKA dinilai terlalu pendek dibanding pekerjaan yang akan dilakukan. Kendati IPKA dapat diperpanjang lagi, namu pemilik kapal berpendapat bahwa risiko pada

During the year of 2011, there are still some regulations which have not supported the activity realization of upstream oil and gas industry, so that they interrupt field implementation.

Regulation no. 17, year 2008, regarding Shipment.

Shipment Regulations are intended to increase the capacity from national shipment company, specifically ships employed to support upstream oil and gas industry. However, since there are some kinds of ships which have not been provided by national shipment company, in 2011, The Ministry of Transportation released the Ministry Regulation No.48/2011 as a permit of The Use of Foreign Ship (IPKA) valid for 3 (three) months. IPKA is possible to be extended as the need of upstream oil and gas industry. The policy is applied until 2015 so that the purpose of the regulation no.17/2008 can be accomplished. Some kinds of the designated ship are drilling ship (*jack up rig, submersible rig, drill ship*), survey ship (*seismic survey, geotechnical, geophysics*), and construction ship (*pipe/cable laying ship/surf laying barge and underwater work*).

However, in the practice, the policy has not been accommodated the industrial interest of upstream oil and gas since the validity of IPKA is shorter than other works to conduct. Although IPKA is able to be extended, the ship owner considers the risk in procurement process is too high, so it will generate higher cost.

Masih ada beberapa peraturan yang belum mendukung kegiatan industri hulu migas.

There are still some regulations which have not supported the activity realization of upstream oil and gas industry.

proses pengadaan terlalu tinggi, sehingga akan menimbulkan biaya yang jauh lebih tinggi.

Salah satu kegiatan Kontraktor KKS yang terkendala masalah ini adalah pengadaan submersible rig oleh Chevron Indonesia Company (CICO) yang akan digunakan untuk kegiatan pengeboran di Indonesia beberapa lapangan di laut dalam Makassar, yaitu Lapangan Gendalo, Gehem, Rapak, dan Ganal. Sebagai informasi, Lapangan Gehem dijadwalkan dapat diproduksi pada akhir tahun 2015.

Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu ("PP 79/2010").

Peraturan ini merinci jenis-jenis biaya yang dapat dan yang tidak dapat dimasukkan dalam komponen cost recovery, yang sebelumnya tidak diatur dalam kontrak PSC. Para Kontraktor KKS menilai bahwa PP 79/2010 menurunkan iklim investasi Indonesia, karena dianggap membatasi persyaratan cost recovery secara sepihak. Beberapa klausul yang terkait dengan hal tersebut antara lain klausul pembatasan realisasi biaya yang tidak boleh lebih 10% dari rencana pengeluaran yang sudah disetujui, dan pemberlakuan Pajak terhadap Pengalihan Interest pada KKKS Eksplorasi.

Untuk menyelesaikan masalah, pada akhir tahun 2011 Departemen Keuangan telah membuat beberapa peraturan yang lebih detail sebagai turunan dari PP No. 79/2010 tersebut, yaitu antara

One of the activities of PSC Contractors which is troubled by this issue is submersible rig procurement by Chevron Indonesia Company (CICO) which will be employed for drilling activity in Indonesia in some fields in Makassar deep sea. The areas are Gendalo field, Gehem field, Rapak field, and Ganal field. As a note, Gehem field is scheduled to be produced at the end of 2015.

Government Regulation no.79, year 2010 regarding Recoverable Operation Cost and The Tax Income Treatment in Upstream Industry ("PP 79/2010").

This regulation puts in detail the types of cost which is able and not able to be allocated in cost recovery component, which is not regulated previously in PSC's contract. The PSC Contractors consider that PP 79/2010 decreases Indonesian investment climate because it is considered to limit the terms of cost recovery without considerations from other party. Some related clauses are cost realization limiting clauses which are forbidden to exceed 10% from the approved expenses and tax for transfer of Participating Interest on Exploration PSC Contractors.

To settle the issue, in the end of 2011, Department of Finance has issued several regulations which specifically contain detailed orders as the implementation of Government Regulation No.79/2010 (PP No.79/2010) which is about Head Office Over Head, implementation of Tax Income (PPh) to Interest dan Uplift Transfer, and expatriate remuneration.

lain mengenai Head Office Over Head, pemberlakuan PPh terhadap Pengalihan Interes dan Uplift, serta Remunerasi Ekspatriat.

Peraturan Daerah Terkait Izin Lokasi.

Adanya PERDA di beberapa daerah yang tidak selaras dengan peraturan yang lebih tinggi, atau tidak selaras dengan peraturan yang berlaku di industri hulu migas, yang menghambat realisasi produksi migas. Beberapa contohnya terjadi di Lapangan Mutiara, Nilam

Municipal Regulation Related to Location Permit.

In some areas, there are Municipal Regulations (PERDA) areas which are incompatible with higher regulations or other regulations applied in upstream oil and gas industry that may interrupt the implementation of oil and gas production. Some of the examples occurred in Mutiara field, Nilam and Badak in East Borneo operated by VICO Indonesia.



Adanya PERDA di beberapa daerah yang tidak selaras dengan peraturan yang berlaku menghambat realisasi produksi migas.

In some areas, there are Municipal Regulations (PERDA) areas which are incompatible with other regulations in the industry that may interrupt the implementation of oil and gas production.

dan Badak di Kalimantan Timur yang dikelola oleh VICO Indonesia.

Untuk meningkatkan produksi gas sebesar 12 - 15 MMSCFD dan kondensat sebesar 200 - 500 barel per hari, VICO dijadwalkan untuk melakukan kegiatan pengeboran pengembangan. Oleh karenanya, VICO harus menyiapkan lahan untuk pengeboran dengan membangun tapak, namun hal ini tidak dapat direalisasi karena VICO harus memiliki Izin Usaha Pertambangan (IUP), sebagaimana disyaratkan

To increase gas production for 12 - 15 MMSCFD and condensate 200 - 500 barrels per day, VICO is scheduled to conduct drilling development activity. As a consequence, VICO should prepare a land for drilling purpose by building tracks. However, it was not able to implement since VICO should obtained Mining Activity License (IUP), as required by Municipal Government (PEMDA) of Kutai Kartanegara which refers to Regulations No.4 year 2009 regarding Coal Mineral



oleh Pemda Kutai Kartanegara yang mengacu kepada UU No. 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral Batubara. Akibatnya, usaha peningkatan produksi tidak dapat dilaksanakan sesuai rencana.

Lapangan Merangin II di Musi Rawas, Sumatra Selatan yang dikelola Sele Raya pun harus menghentikan kegiatan produksi untuk sementara waktu karena tidak mendapat izin trucking dari PEMDA. Pemberian kompensasi dari Sele Raya kepada PEMDA hanya menghasilkan ijin *trucking*

Mining. As a result, the attempt to increase production was not able to be executed as planned.

Merangin field II in Musi Rawas, South Sumatra, operated by Sele Raya also has to delay the production activity for the time being due to failure in obtaining trucking permit from Municipal Government (PEMDA).

The offered compensation from Sele Raya to the Municipal Government only produces limited trucking permit which is only 1,500 BOPD. The effort to increase production to 2,500 BOPD in 2012 has failed since the trucking permit has been withdrawn by the Municipal Government due to road destruction issue. Hence, until the end of 2011, Merangin II field failed to produce.

secara terbatas yakni untuk sebesar 1.500 BOPD. Usaha meningkatkan produksi menjadi 2.500 BOPD pada tahun 2012 gagal karena PEMDA akhirnya mencabut izin *trucking* dengan alasan bahwa kegiatan tersebut merusak jalan, sehingga hingga akhir tahun 2011 Lapangan Merangin II tidak dapat diproduksi.

04 PROYEK UTAMA 2011

Main Project 2011





A. Lapangan Banyu Urip

Banyu Urip Field

BPMIGAS dan Kontraktor KKS berusaha merealisasi sejumlah proyek utama yang diharapkan dapat menghasilkan tambahan produksi minyak dan gas. Berikut adalah kegiatan yang dilakukan pada tahun 2011 untuk merealisasi sejumlah proyek migas tersebut.

BPMIGAS and PSC Contractors attempt to implement some major projects which are expected to produce additional production of oil and gas. These are some activities presented in 2011 as realization of oil and gas projects.

Lapangan Banyu Urip yang memiliki cadangan minyak sebesar 450 juta barel, menjadi andalan utama peningkatan produksi minyak nasional pada tahun-tahun mendatang. Kegiatan pengembangan secara penuh (*full capacity*) diharapkan dapat diselesaikan pada tahun 2014. Pada tahap awal, proyek diharapkan dapat menyumbang tambahan produksi sekitar 90 ribu bopd. Produksi diharapkan mencapai puncak pada tahun 2015 - 2017, dengan rata-rata sebesar 165 ribu bopd.

Untuk merealisasi proyek, dilakukan kegiatan *Engineering, Procurement, and Construction (EPC)* yang dibagi dalam lima bagian yaitu EPC-1: fasilitas produksi, EPC-2: pipa onshore sepanjang 72 Km, EPC-3: pipa offshore sepanjang 23 Km beserta *mooring tower*, EPC-4: *Floating Storage Offloading/FSO* dengan kapasitas sekitar 2 juta barel dan EPC-5: fasilitas infrastruktur termasuk kolam penampung air injeksi (*water retention basin*) dengan kapasitas 2,75 juta meter kubik.

Sepanjang tahun 2011 telah selesai dilakukan penunjukan pemenang pelaksana tender EPC, dengan rincian sebagai berikut :

- Pemenang EPC-1 adalah konsorsium Tripatra-Samsung, dan telah menandatangani kontrak pada 5 Agustus 2011.
- Pemenang EPC-2 adalah konsorsium IKPT-Kelsri dan telah menandatangani kontrak pada 31 Oktober 2011
- Pelaksana EPC-3 adalah konsorsium Rekayasa Industri-Likpin dan telah menandatangani kontrak pada 1 November 2011

Banyu Urip field which has the oil reserve of 450 millions of barrels becomes the main resource to increase national oil production in years to come. Full capacity development is expected to be completed in 2014. In the early stage, the project is expected to contribute additional production about 90 thousand BOPD. The production is expected to reach the peak performance in 2015 - 2017 with the average result of 165 thousand BOPD.

To realize the project, the activity of Engineering, Procurement, and Construction (EPC) is conducted and divided into 5 divisions which are EPC-1: production facility, EPC-2: onshore pipe of 72 Km long, EPC-3: offshore pipe of 23 Km and mooring tower, EPC-4: Floating Storage Offloading/FSO with the capacity about 2 millions of barrel and EPC-5: infrastructure facility including water retention basin with the capacity of 2.75 millions of meter cubic.

During 2011, it has been completed the tender EPC winner selection. The details are:

- The winner of EPC-1 is the consortium of Tripatra-Samsung, and they have signed the contract on 5th August 2011.
- The winner of EPC-2 is the consortium of IKPT-Kelsri and they have signed the contract on 31st October 2011.
- The operator of EPC-3 is the consortium of Industrial Engineering – Likpin and have signed the contract on 1st November 2011.



Kegiatan pengembangan secara penuh (*full capacity*) pada Lapangan Banyu Urip diharapkan dapat diselesaikan pada tahun 2014

Full capacity development in Banyu Urip Field is expected to be completed in 2014.



- Pemenang EPC-4 adalah konsorsium Scorpa-Sembawang dan telah menandatangani kontrak pada 28 Oktober 2011
- EPC-5 adalah konsorsium Rekyasa Industri-Hutama Karya dan telah menandatangani kontrak pada 6 Desember 2011

Kegiatan di lapangan diawali dengan upacara peletakan batu pertama proyek EPC-1 oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Jero Wacik dan Kepala BPMIGAS R. Priyono pada tanggal 6 Desember 2011. Diharapkan mulai awal tahun 2012 kegiatan pembangunan dapat terlaksana.

Berdasarkan rencana, pelaksanaan pembangunan EPC-1 akan selesai dalam waktu 36 bulan, EPC-2 selama 22 bulan, EPC-3 selama 28 bulan, EPC-4 selama 27 bulan, dan EPC-5 selama 28 bulan. Selain pembangunan EPC, juga akan dilakukan kegiatan pemboran sumur produksi yang rencananya akan dilaksanakan selama 48 bulan.

Untuk meningkatkan manfaat proyek bagi bangsa, BPMIGAS mensyaratkan penggunaan unsur TKDN secara maksimal. Hasilnya, konsorsium Rekyasa Industri - Utama Karya sebagai pelaksana EPC-5, memberikan komitmen penggunaan TKDN tertinggi, yaitu sebesar 91,77%. Sementara pemenuhan TKDN terendah ditawarkan oleh pemenang konsorsium EPC-4 yaitu Scorpa-Sembawang sebesar 30,01%. Hal ini disebabkan adanya keterbatasan kemampuan galangan kapal dalam negeri, sehingga FSO yang dibutuhkan terpaksa dibeli dari luar Indonesia.

- The winner of EPC-4 is the consortium of Scorpa-Sembawang and have signed the contract on 28th October 2011.
- The winner of EPC-5 is the consortium of Industrial Engineering – Utama Karya and have signed the contract on 6th December 2011

The field activity was started with the EPC-1 corner stone ceremony by Minister of Energy and Mineral Resources, Jero Wacik, and Chairman of BPMIGAS, R. Priyono in December 6, 2011. It is expected that the construction is able to start in early 2012.

Based on the plan, the EPC-1 construction would be completed in 36 months, EPC-2 in 22 months, EPC-3 in 28 months, EPC-4 in 27 months, and EPC-5 in 28 months. Besides the EPC construction, the drilling of production well is also conducted and estimated to accomplish within 48 months.

To increase the benefit of the project for nation, BPMIGAS requires the maximum use of Local Content (TKDN). As the result, Consortium Industrial-Hutama Karya as EPC-5 executing party provides the highest TKDN which is 91.77%. Meanwhile the lowest TKDN is offered by the winner of EPC-4, Scorpa-Sembawang, which is 30.01%. The reason behind the issue was disability of local shipyard so that the FSO was imported.

Pengembangan awal Lapangan Banyu Urip telah dilaksanakan sejak 29 September 2009, dengan tingkat produksi 13 juta barel per hari. Sepanjang tahun 2011 realisasi produksi dari proyek ini sebesar 21.334 barel minyak per hari.

The early development of Banyu Urip field has been conducted since 29th September 2009 with the production level of 13 million barrels per day. During 2011 the production realization of this project is 21,334 barrels of oil per day.

Kiri ke kanan: Kepala BPMIGAS R. Priyono, Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi Evita Legowo, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Jero Wacik dan Gubernur Jawa Timur Soekarwo meletakkan batu pertama pembangunan fasilitas produksi penuh Lapangan Banyu Urip, Blok Cepu, Jawa Timur.

Left to right: BPMIGAS chief, R. Priyono, Directorate General of Oil and Gas, Evita Legowo and Governor of East Java, Soekarwo placed the cornerstone of full production facility in Banyu Urip field, Cepu block, East Java.





B. Indonesia Deepwater Development (IDD)

Indonesia Deepwater Development (IDD) merupakan proyek laut dalam yang dikembangkan oleh Chevron Indonesia Company (Cico) melalui 4 (empat) production sharing contract yaitu: KKS Ganal, Rapak, Makassar Strait dan Muara Bakau. Proyek ini menyangkut pengembangan 5 (lima) lapangan yaitu Lapangan Gendalo, Maha, Gandang, Gehem dan Bangka dengan perkiraan cadangan 2.323 miliar kaki kubik (BSCF) gas dan 44,5 juta barel (MMSTB) kondensat. Kedalaman lapangan tersebut berkisar 975m - 1785m di bawah permukaan laut.

Kelima lapangan akan dikembangkan secara terintegrasi untuk memenuhi kebutuhan gas domestik dan Kilang LNG Bontang. Pada 5 (lima) lapangan tersebut, CiCo akan mengembangkan 28 sumur, yang kemudian diintegrasikan melalui dua *floating production unit* (FPU) hub dan satu *subsea tie-back*. Dua FPU hub tersebut adalah Hub Gendalo yang merupakan fasilitas yang akan mengintegrasikan Lapangan Gendalo, Maha, dan Gandang di kedalaman 2.200 sampai 5.600 kaki dan Hub Gehem yaitu fasilitas produksi Lapangan Gehem di kedalaman 6.000 kaki. Lapangan Bangka pada kedalaman 3.200 kaki akan menjadi *subsea tie-back* ke FPU West Seno yang sudah ada dan dioperasikan oleh Chevron. Untuk membangun dan mengembangkan lapangan tersebut, diperkirakan akan menghabiskan anggaran sebesar US\$4 miliar hingga US\$7 miliar.

Pada Desember tahun 2011, CiCo telah menyelesaikan *Front-End Engineering Design* (FEED) Lapangan Bangka, sedangkan FEED untuk Gendalo-Gehem diharapkan dapat diselesaikan pada April tahun 2012. Keputusan final investasi atau *Final Investment Decision* (FID) Lapangan Bangka diharapkan dapat

Indonesia Deepwater Development (IDD) is a deep sea project developed by Chevron Indonesia Company (CiCo) through 4 (four) production sharing contracts, which are: PSC Ganal, Rapak, Makassar Strait, and Muara Bakau. This Project covers the development of 5 (five) fields which are Gendalo field, Maha field, Gandang field, Gehem field, and Bangka field with reserve estimation of 2,323 billion cubic feet (BSCF) gas and 44.5 million barrels (MMSTB) condensate. The depth of the field is approximately 975m - 1785m below the sea level.

All fields will be developed and integrated to fulfill the domestic gas demand and LNG Bontang field. In those 5 (five) fields, CiCo will develop 28 wells, which will be integrated through 2 (two) floating production unit (FPU) hub and subsea tie back. The 2 (two) FPU hubs are Gendalo hub which will facilitate Gendalo field, Maha, and Gandang in 2,200 - 5,600 feet depth and Gehem hub which is production facility of Gehem field in 6,000 feet depth. Bangka field in 3,200 feet depth will be the subsea tie back to the existing FPU West Seno and operated by Chevron. To build and develop the field, it is estimated to spend the budget between US\$4 billion until US\$7 billion.

In December 2011, CiCo has completed Front-End Engineering Design (FEED) of Bangka field, while FEED for Gendalo-Gehem is expected to be completed in April 2012. The Final Investment Decision (FID) of Bangka field is expected to be executed in 2013, while FID of Gendalo hub and Gehem is expected a

Indonesia Deepwater Development merupakan proyek laut dalam yang dikembangkan oleh Chevron Indonesia Company (CICO)

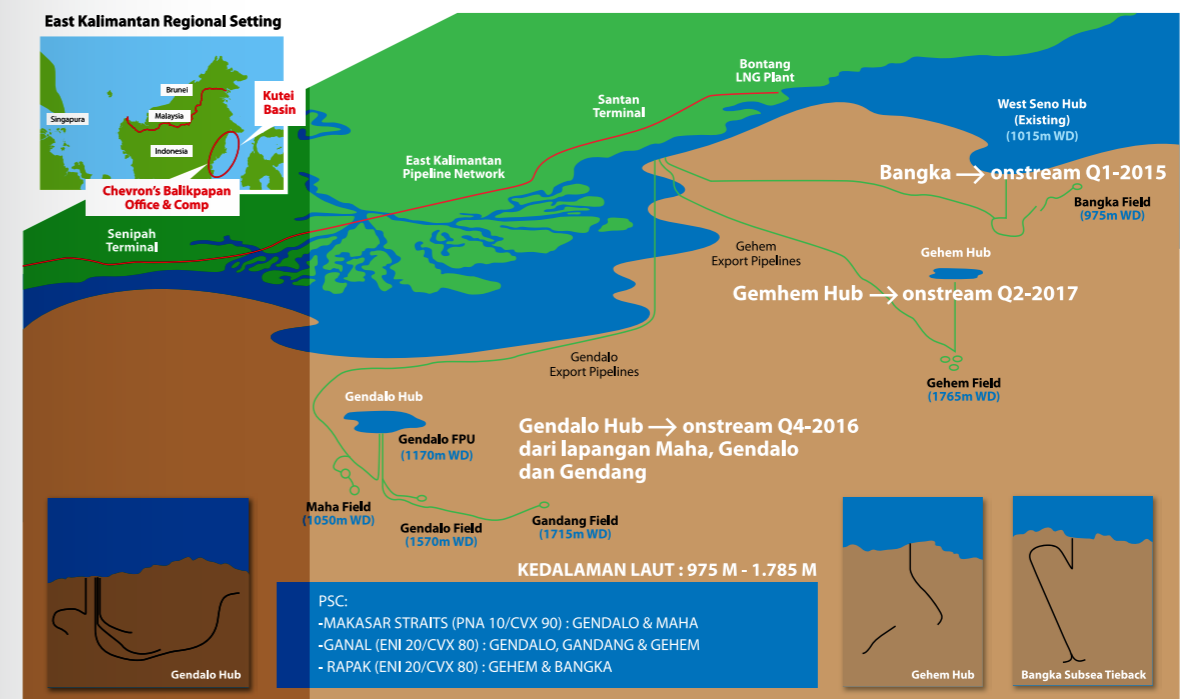
Indonesia Deepwater Development known as IDD is the under sea project that is developed by Chevron Indonesia Company (Cico)

terlaksana pada 2013, sedangkan FID untuk Hub Gendalo dan Gehem setahun kemudian.

Rencana produksi awal dari Lapangan Bangka di targetkan pada kuartal Pertama tahun 2015 sebesar 115 juta kaki kubik per hari (MMSCFD) dan kondensat sebesar 6.000 barel per hari (*barrel condensate per day*/BCPD). Selanjutnya produksi gas akan mencapai puncak pada tahun 2017 dengan tingkat produksi sebesar 924 MMSCFD dan kondensat sebesar 23.000 barel per hari (BCPD).

year later. The early production plan of Bangka field is targeted in Q1 in 2015 in the amount of 115 million cubic feet per day (MMSCFD) and condensate of 6,000 barrels condensate per day (BCPD). Next, gas production will reach the peak production in 2017 with production level of 924 MMSCFD and condensate of 23,000 BCPD.

Fasilitas Produksi West Seno
West Seno Production Facility





C. Lapangan Abadi

Abadi Field

Lapangan Abadi di Blok Masela terletak di lepas pantai Laut Arafura memiliki cadangan gas yang cukup besar. Inpex Masela sebagai operator blok tersebut berencana memproduksi gas sebanyak 3,64 triliun kaki kubik (Trillion Cubic Feet/TCF) dan 91,02 juta barel (MMSTB) kondensat selama 30 tahun melalui enam sumur produksi.

Rencana pengembangan (POD Pertama) Lapangan Abadi telah disetujui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) pada akhir tahun 2011, yaitu melalui pembangunan fasilitas kilang LNG terapung (*floating LNG facilities*) berkapasitas 2,5 juta ton per tahun (MTPA). Fasilitas ini merupakan yang pertama di dunia.

Pengembangan proyek diperkirakan akan menghabiskan dana sebesar US\$4,99 miliar. Ditargetkan, kegiatan produksi dapat dimulai pada tahun 2016 dengan rata-rata produksi sebesar 335 MMSCFD. Pada awal masa produksi, diperkirakan kondensat yang diproduksi rata-rata sebesar 7.106 barel kondensat per hari (*Barrel Condensate Per Day/BCPD*), namun akan ditingkatkan secara bertahap menjadi 8.194 BCPD pada periode 2020 hingga 2041.

Sampai akhir tahun 2011 BPMIGAS dan Inpex masih melakukan evaluasi teknis tender EPC dan *Subsea construction, Umbilicals, Risers and Flow-lines* (SURF).

Abadi field in Masela block which located on offshore Arafuru Sea has significant amount of gas reserve. Inpex Masala as the block operator plans to produce gas in the amount of 3.64 Trillion Cubic Feet (TFC) and 91.02 million barrels condensate (MMSTB) for 30 years through 6 production wells.

The first POD of Abadi field has been approved by the Ministry of Energy and Mineral Resources in the end of 2011, which is through floating LNG facilities with the capacity of 2.5 millions of tons per year (MTPA). This facility will be the first in the world.

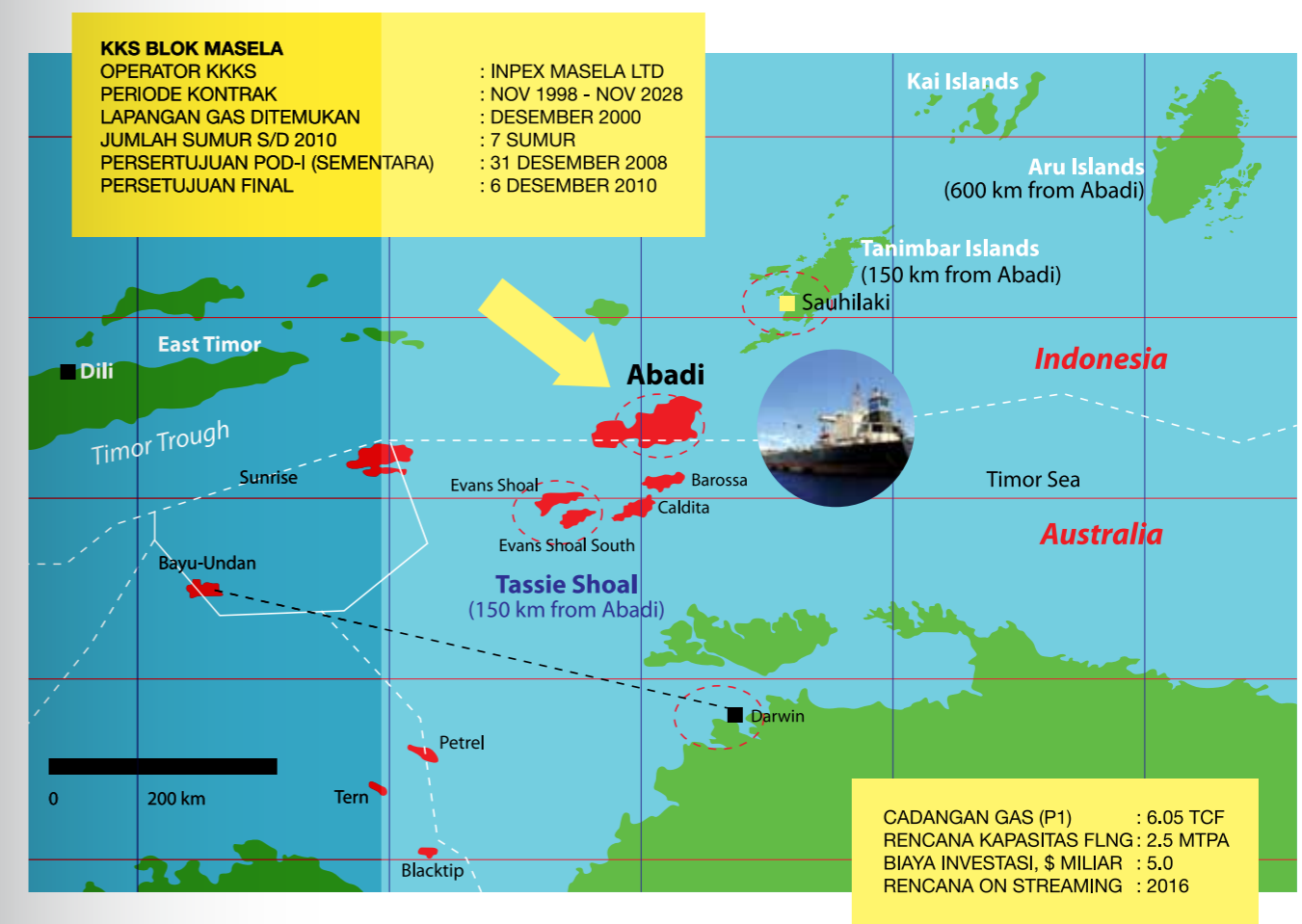
The project development is estimated to cost US\$4.99 billion. The production is expected to start in 2016 with the average production of 335 MMSCFD. In the early stage of production, it is estimated that the average produced condensate is 7,106 barrels per day (BCPD). However, this will be increased gradually to 8,194 BCPD between the year of 2020 - 2041.

Until the end of 2011 BPMIGAS and Inpex are still conducting evaluation tender technique of EPC and *Subsea construction, Umbilicals, Risers and Flow-lines* (SURF).

Inpex Masela sebagai operator blok tersebut berencana memproduksi gas sebanyak 3,64 triliun kaki kubik (*Trillion Cubic Feet/TCF*) dan 91,02 juta barel (MMSTB) kondensat selama 30 tahun melalui enam sumur produksi.

Inpex Masala as the block operator plans to produce gas in the amount of 3.64 Trillion Cubic Feet (TFC) and 91.02 million barrels condensate (MMSTB) for 30 years through 6 production wells.

Lapangan Abadi Abadi Field





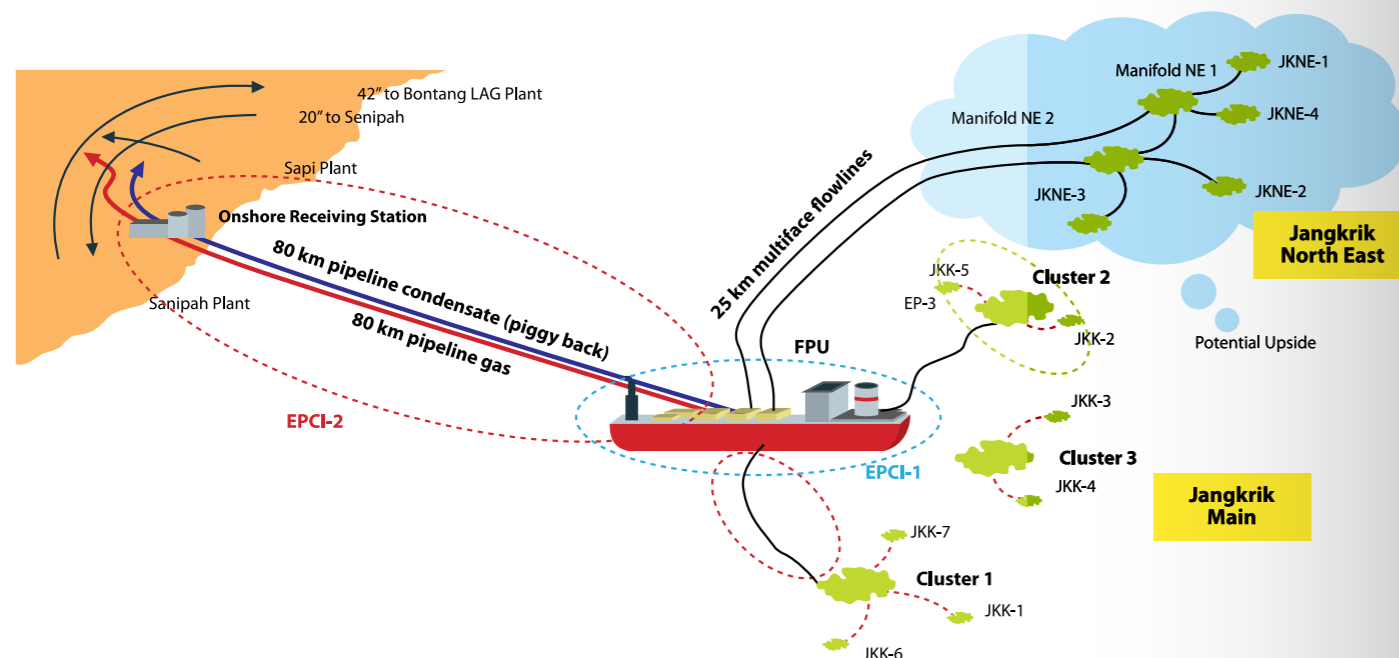
D. Lapangan Jangkrik

Jangkrik Field

Lapangan Jangkrik mampu memproduksi gas sebesar 300 juta kaki kubik per hari (MMSCFD) selama kurang lebih 6 tahun.

The development of Jangkrik field at Muara Bakau work area by ENI Muara Bakau has been conducted to produce gas at 300 million cubic feet per day (MMSCFD) for 6 years from 7 wells.

Rencana Pengembangan Lapangan Jangkrik Development Plan of Jangkrik Field



- Gas & condensate pipeline to EKS pipeline network
- Subsea Production System (Wellhead, Flowline, Manifold, Umbilical)
- Processing Facilities (Receiving & Separation, Gas Compression & Treatment, Condensate Treatment, Gas & Condensate Transfer, Utility)
- 2 Trains x 150 MMSCFD

Pengembangan Lapangan Jangkrik di WK Muara Bakau oleh ENI Muara Bakau dilakukan untuk memproduksi gas sebesar 300 MMSCFD selama kurang lebih 6 (enam) tahun melalui 7 (tujuh) sumur. Produksi pertama dari Lapangan Jangkrik, Muara Bakau ditargetkan akan dimulai pada pertengahan tahun 2015. Rencananya gas tersebut akan dialirkan ke kilang LNG Bontang untuk diolah menjadi LNG yang dapat digunakan memenuhi kebutuhan domestik maupun ekspor.

Rencana pengembangan lapangan (POD I) Lapangan Jangkrik telah disetujui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral pada Desember 2011. Proses persetujuan POD lapangan ini merupakan yang tercepat, yaitu selama 16 hari kerja di BPMIGAS dan kurang dari 2 (dua) bulan di Kementerian ESDM. Proses percepatan persetujuan dapat dilakukan karena tersedianya data yang mencukupi untuk evaluasi.

Berdasarkan rencana, pengembangan lapangan akan menggunakan *Floating Production Unit* (FPU) berkapasitas 300 MMSCFD. Dari FPU akan dipasang pipa 20 inci sepanjang 79 Km menuju ke titik sambung. Untuk mengalirkan gas, FPU akan disambungkan ke pipa yang sudah ada (existing) menuju kilang LNG Bontang. Sedangkan untuk mengalirkan kondensat, FPU akan disambung ke pipa yang sudah ada menuju ke Sanipah. Sepanjang tahun 2011, ENI Muara Bakau telah mengebor 3 (tiga) buah sumur.

The development of Jangkrik field in Muara Bakau Working Area by ENI Muara Bakau is conducted to produce gas in the amount of 300 MMSCFD for the time between 6 years through 7 (seven) wells. The first production is derived from Jangkrik field. Muara Bakau is targeted to be initiated in the middle of 2015. As the plan, the gas will be delivered to LNG Bontang refinery to be employed in fulfilling domestic and export demands.

The Plan of Development I (POD I) of Jangkrik field has been approved by Minister of Energy and Mineral Resources in December 2011. The approval process of this POD is the fastest one which only requires 16 active working days in BPMIGAS and less than 2 months in the Ministry of Energy and Mineral Resources. The approval acceleration process is accomplished due to an adequate data preparation for the evaluation process.

Based on the plan, the field development will use *Floating Production Unit* (FPU) with the capacity of 300 MMSCFD. From FPU, 20 inch pipe of 79 Km of length will be installed to the connection point. To deliver the gas, FPU will be connected to the existing pipe to Bontang LNG refinery. Meanwhile, to deliver condensate, FPU will be connected to the existing pipe to Sanipah. During 2011, ENI Muara Bakau has drilled 3 (three) wells.



E. Lapangan Kepodang

Kepodang Field

Pengembangan Lapangan Kepodang di Jawa Tengah, oleh Petronas Carigali Muriah bertujuan untuk memproduksi gas sebesar 354 miliar kaki kubik (BCF) dari 10 sumur. Gas akan didedikasikan untuk menunjang kebutuhan pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU) Tambak Lorok milik PT Perusahaan Listrik Negara. Pengutamaan gas untuk pembangkit listrik merupakan wujud komitmen pemerintah dalam pemenuhan kebutuhan gas domestik sekaligus menekan besaran subsidi untuk sektor kelistrikan.

Rencana pengembangan (POD I) Lapangan Kepodang telah disetujui Menteri ESDM pada tahun 2005. Namun dalam perkembangannya, dilakukan perubahan rencana dari sebelumnya menggunakan skema hulu menjadi skema hilir. Revisi POD baru disetujui Menteri ESDM pada tahun 2010.

Perhitungan keekonomian proyek diperoleh dengan memperhitungkan laju alir gas sebesar 130 MMSCFD selama 5 (lima) tahun dari masa produksi 10 tahun. Untuk mempertahankan keekonomian proyek, pada tahun 2011 Menteri ESDM menyetujui masa produksi tetap diberikan selama 10 tahun sehingga Petronas mendapat perpanjangan masa operasi selama 3 (tiga) tahun untuk menggantikan waktu yang hilang pada masa pembahasan. Keputusan ini memberikan kepastian bagi investor terhadap pengembalian investasinya sekaligus menguntungkan Pemerintah karena mendapatkan pasokan gas untuk pembangkit listrik yang dapat mengurangi subsidi Pemerintah untuk listrik.

The Kepodang field development in Central Java by Petronas Carigali Muriah is designated to produce gas of 354 Billion Cubic Feet (BFC) from 10 wells. The gas will be dedicated to support Tambak Lorok Steam Gas Electricity Power Plant (PLTGU) owned by PT PLN. The allocation of gas for power plant is the implementation of government's commitment in fulfilling domestic gas demand and also to suppress subsidy for electricity sector.

The Plan of Development I (POD I) Kepodang field has been approved by the Minister of Energy and Mineral Resources (ESDM). However, during the development, there have been alteration of plan from the previous plan which used upstream scheme to downstream scheme. The new revision of POD Kepodang field has been approved by the Minister of Energy in 2010.

The project economic calculation is obtained by calculating gas acceleration delivery in the amount of 130 MMSCFD for 5 (five) years from 10 year production schedule. To maintain the economy of the project, in 2011 the Minister of Energy and Mineral Resources approved production schedule of 10 years so that Petronas obtains the operation extension schedule for 3 (three) years to replace the lost time during the consideration period. This decision will assure the investor about the ROI (Return of Investment) and at the same time provide benefit for government because it obtains gas supply for power plant which can decrease government subsidy for electricity.

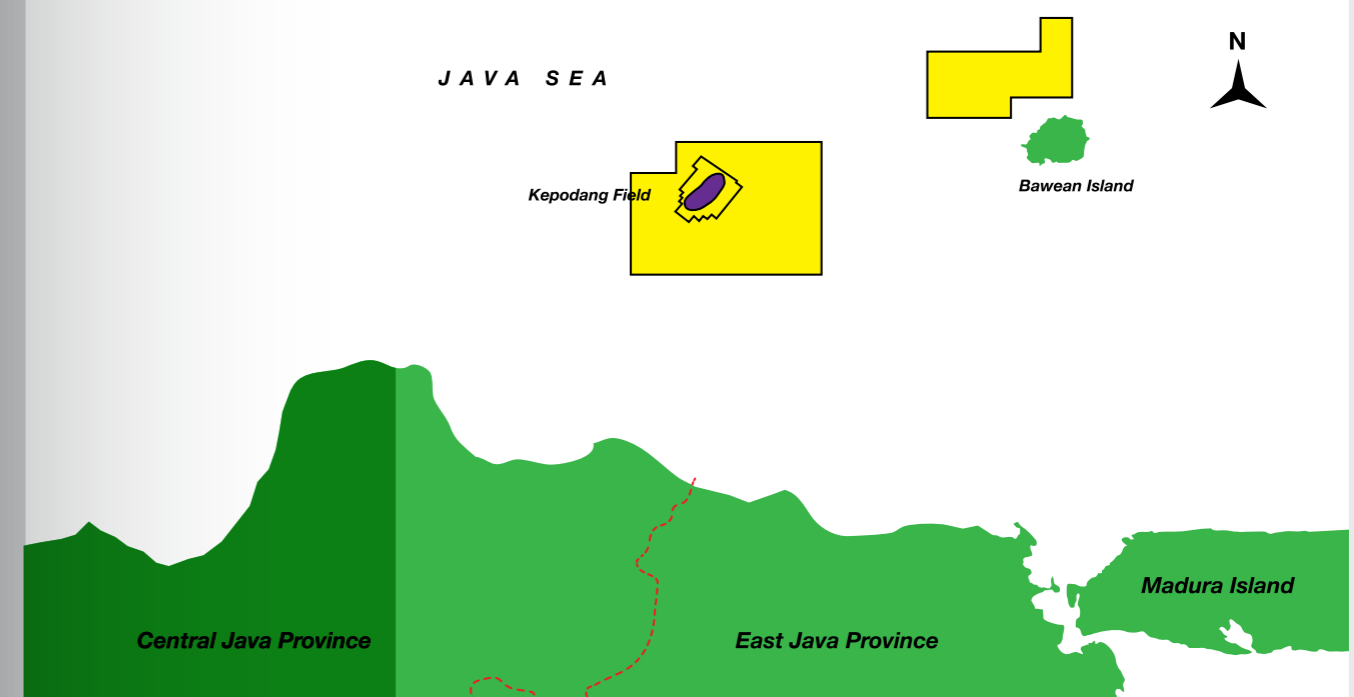
Pengembangan Lapangan Kepodang di Jawa Tengah, oleh Petronas Carigali Muriah bertujuan untuk memproduksi gas sebesar 354 miliar kaki kubik (BCF) dari 10 sumur.

The Kepodang field development in Central Java by Petronas Carigali Muriah is designated to produce gas of 354 Billion Cubic Feet (BFC) from 10 wells.

Sampai akhir tahun 2011, BPMIGAS sedang melakukan pembahasan perjanjian jual beli gas (*Gas Sales Agreement/GSA*) dan perjanjian pengangkutan gas (*Gas Transportation Agreement/GTA*) dalam rangka menyetujui harga gas, biaya pengangkutan (*toll fee*) dan tanggung jawab masing-masing pihak (*liability*).

Until the end of 2011, BPMIGAS was conducting the negotiation of Gas Sales Agreement (GSA) and Gas Transportation Agreement (GTA) in terms of gas pricing agreement, toll fee, and each party's liability.

Lapangan Kepodang Kepodang Field





F. Lapangan Terang-Sirasun-Batur

Terang-Sirasun-Batur Field

Lapangan Terang Sirasun Batur (TSB) terletak di perairan Timur Madura, Jatim, merupakan bagian dari Blok Kangean yang dikelola oleh Energi Mega Persada (EMP). Rencana pengembangan Lapangan TSB telah disetujui Menteri ESDM pada tahun 2005.

Lapangan tersebut diperkirakan akan memproduksi gas sebesar 315 MMSCFD mulai Juni 2012, dari 9 (sembilan) sumur, sehingga volume gas yang diproduksi sekitar 839 miliar kaki kubik (BSCF). Semua gas akan digunakan untuk memenuhi kebutuhan gas daerah Jawa Timur yang semakin meningkat.

Untuk mendukung kegiatan produksi, EMP akan mengoperasikan kapal *Floating Production Unit (FPU)* BW Joko Tole. Kapal yang memiliki kapasitas kompresi gas sebesar 340 juta standar kaki kubik per hari dan fasilitas penampung minyak sebesar 200.000 barel. Pekerjaan pembangunan peralatan produksi yang berada di kapal tersebut dikerjakan di Batam.

Terang Sirasun Batur Field (TSB) located in East Madura sea, Eastern Java, is part of Kangean Block operated by Energi Mega Persada (EMP). The development plan of TSB has been approved by the Minister of Energy and Mineral Resources in 2005.

The field is estimated to produce gas in the amount of 315 MMSCFD starting from June 2012 derived from 9 (nine) wells, so that the amount of produced gas is 839 Billion Cubic Feet (BSCF). All gas will be allocated to fulfill progressive gas demand in East Java.

To support production activity, EMP will operate Floating Production Unit (FP) BW Joko Tole ship. The ship has gas compressive capacity of 340 million cubic feet per day and oil reserve capacity of 200,000 barrels. The construction of production equipment in the ship is conducted in Batam.

Lapangan Terang Sirasun Batur (TSB) tersebut diperkirakan akan memproduksi gas sebesar 315 MMSCFD mulai Juni 2012, dari 9 (sembilan) sumur.

Terang-Sirasun-Batur (TSB) field is estimated to produce gas in the amount of 315 MMSCFD starting from June 2012 derived from 9 (nine) wells.





G. Proyek Senoro Donggi

Senoro Donggi Project

Pengembangan Proyek Senoro Donggi dimaksudkan untuk mengembangkan Lapangan Gas Senoro dan lapangan-lapangan lain di area Matindok (Matindok, Maleoraja, Minahaki dan Donggi). Gas yang akan diproduksi, akan digunakan untuk memenuhi kebutuhan Kilang LNG Donggi Senoro (DS) dengan kapasitas 2,5 juta ton per tahun atau setara 300 juta British Thermal Unit per hari (BBTUD), untuk memasok kebutuhan gas pembangkit PT Perusahaan Listrik Negara sebesar 60 BBTUD dan untuk pabrik pupuk milik PT Panca Amara Utama, anak usaha PT Surya Eka Perkasa Tbk sebesar 55 BBTUD.

A. Pengembangan Lapangan Senoro.

Lapangan Senoro berada di Wilayah Kerja Senoro Toili, dioperasikan oleh JOB Pertamina Medco Tomori Sulawesi (PMTS). Cadangan gas pada lapangan ini diperkirakan sekitar 1,6 triliun kaki kubik (TSCF). Sementara volume gas yang dapat diproduksi sampai akhir PSC pada tahun 2027 diperkirakan sebesar 1,3 miliar kaki kubik (BSCF), atau setara 1,43 Triliun British Thermal Unit (TBTU). Lapangan tersebut juga akan memproduksi kondensat sekitar 19,4 juta barel (MMSTB).

Untuk mendukung kegiatan produksi, akan dilakukan pemboran 16 sumur baru dan pengembangan 5 (lima) sumur existing yang di-workover. Selain itu juga akan dibangun beberapa fasilitas produksi yang terdiri dari: *Central Processing Facility* (CPF), Pipa berdiameter 30 inci sepanjang 27 Km, *Condensate Jetty Terminal* dan Fasilitas penunjang.

Sampai akhir tahun 2011 pelaksanaan FEED untuk *Central Processing Platform* (CPP) 2 x 155 MMSCFD

The development of Senoro Donggi project is expected to develop Senoro gas field and other fields the Matindok area (Matindok, Maleoraja, Minahaki, and Donggi). The produced gas will be used to fulfill the needs of LNG Donggi Senoro (DS) refinery with the capacity of 2.5 million tons per year or equivalent to 300 million British Thermal Unit Per Day (BBTUD) to supply gas demand of PT PLN of 60 BBTUD and fertilizer factory PT Panca Amara Utama, the subsidiary company of PT Surya Eka Perkasa, Ltd in the amount of 55 BBTUD

A. Senoro Field Development.

Senoro field, which is located in Senoro Toili working area, is operated by JOB Pertamina Medco Tomori Sulawesi (PMTS). The gas reserve in the field is estimated around 1.6 Trillion Cubic Feet (TSCF). Meanwhile, the gas volume which is able to produce until the end of PSC in 2027 is estimated about 1.3 billion cubic feet (BSCF) or equal to 1.43 Trillion British Thermal Unit (TBTU). The field will also produce condensate for approximately 19.4 millions of barrels (MMSTB).

To support the production activity, the drilling process will be conducted to 16 new wells and development of 5 (five) existing work over wells. Besides, a few production facilities that will be built are Central Processing Facility (CPF), 30 inch-diameter-pipe for 27 Km, Condensate Jetty Terminal and supporting facility.

Until the end of 2011, the execution of FEED for Central Processing Platform (CPP) 2 x 155 MMSCFD has been completed with the cost estimation of

Pengembangan Proyek Senoro Donggi dimaksudkan untuk mengembangkan Lapangan Gas Senoro dan lapangan-lapangan lain di area Matindok.

The development of Senoro Donggi project is expected to develop Senoro gas field and other fields in Matindok area.

sudah selesai dilaksanakan dengan perkiraan biaya pengembangan meningkat 20% terhadap POD disetujui. BPMIGAS masih melakukan evaluasi terhadap kenaikan biaya tersebut. Direncanakan proyek dapat mulai dilaksanakan pada awal Maret 2012 sehingga produksi awal gas dapat dimulai pada tahun 2014.

B. Pengembangan lapangan-lapangan di Area Matindok.

Lapangan-Lapangan gas di Area Matindok terdiri dari Lapangan Donggi, Matindok, Maleo Raja, Minahaki, Sukamaju dan Mentawa. Seluruh lapangan berada di wilayah kerja PT Pertamina EP yang dikelola oleh PT Pertamina EP sendiri. Diperkirakan lapangan-lapangan tersebut menyimpan cadangan sebesar 638 BSCF. Produksi gas diperkirakan sebesar 459 BSCF, sementara produksi kondensat diperkirakan sebesar 2,47 juta barel (MMSTB). Untuk mendukung pengembangan lapangan, rencananya akan dilakukan pemboran dan kompleksi 19 sumur pengembangan.

Pada akhir tahun 2011, rencana pembangunan CPP Donggi masih dalam tahapan lelang EPC. Namun pembangunan proyek diperkirakan dapat dimulai pada Juli 2012. Sementara proses pembangunan CPP Matindok, masih pada tahap prakualifikasi, dan direncanakan dapat diselesaikan pada bulan Januari 2013. Pertamina juga merencanakan, produksi perdana dapat direalisasi pada pada kuartal keempat tahun 2014.

development that is increased to 20% from the approved POD. BPMIGAS is still evaluating the cost increase. It is planned that the project will be started at the beginning of March 2012 so that the early production of gas can be started in 2014.

B. The Fields Development in Matindok Area

The fields of gas in Matindok Areas consist of Donggi field, Matindok, Maleo Raja, Minahaki, Sukamaju, and Mentawai. The fields are under the working area of PT. Pertamina EP which is operated by PT. Pertamina itself. It is estimated the fields contain the reserve of 638 BSCF. The gas production is estimated to be 459 BSCF, while condensate production is estimated to be 2.47 millions of barrels (MMSTB). To support the field development, it is planned to conduct drilling and completion 19 development wells.

In the end of 2011, the development plan of CPP Donggi was still in the EPC procurement process. However, the project development is estimated to start in July 2012. Meanwhile, development process of CPP Matindok is still in pre-qualification process and planned to be completed in January 2013. Pertamina also plans that the first production is able to be implemented in the 4th quarter of 2014.



H. Lapangan Gajah Baru, Iguana dan Naga

Gajah Baru, Iguana and Naga Field

Rencana pengembangan Lapangan Gajah Baru, Iguana dan Naga di West Natuna oleh Premier West Natuna telah disetujui Menteri ESDM pada April 2008. Pengembangan lapangan-lapangan tersebut diperkirakan dapat memproduksi 351 Triliun British Thermal Unit (TBTU) gas melalui 5 (lima) sumur produksi dan CPP.

Puncak produksi diperkirakan sebesar 125 BBTUD selama 4 (empat) tahun dengan lama produksi sekitar 11 tahun. Untuk mendukung keekonomian lapangan, gas yang diproduksi akan digunakan untuk memenuhi kebutuhan dalam dan luar negeri. Secara rinci, volume gas yang akan diekspor sekitar 90 BBTUD, sedang yang dimanfaatkan untuk mendukung operasi PLN Muara Tawar sebesar 40 BBTUD melalui mekanisme swap yang ditandatangani Menteri ESDM pada 26 Oktober 2011. Pada Oktober 2011, lapangan ini telah mulai diproduksi dengan tingkat produksi awal sekitar 50 MMSCFD dan akan *ramp-up* hingga *plateau rate* 125 BBTUD.

The development plan of Gajah Baru field, Iguana, and Naga in West Natuna by Premier West Natuna has been approved by the Minister of Energy and Mineral Resources in April 2008. The fields development is estimated to produce 351 Trillion British Thermal Unit (TBTU) gas through 5 (five) production wells and CPP.

The peak production is estimated to reach 125 BBTUD for 4 (four) years with the production schedule of 11 years. To support the field economy, the produced gas will be used to fulfill domestic and export demand. In details, the gas volume which will be exported is approximately 90 BBTUD, while the amount delivered to support the operation of PLN Muara Tawar is 40 BBTUD through swap mechanism signed by the Minister of Energy and Mineral Resources on 26th October 2011. In October 2011, this field has started to produce with the initial production level of 50 MMSCFD and will be ramped-up until plateau rate of 125 BBTUD.



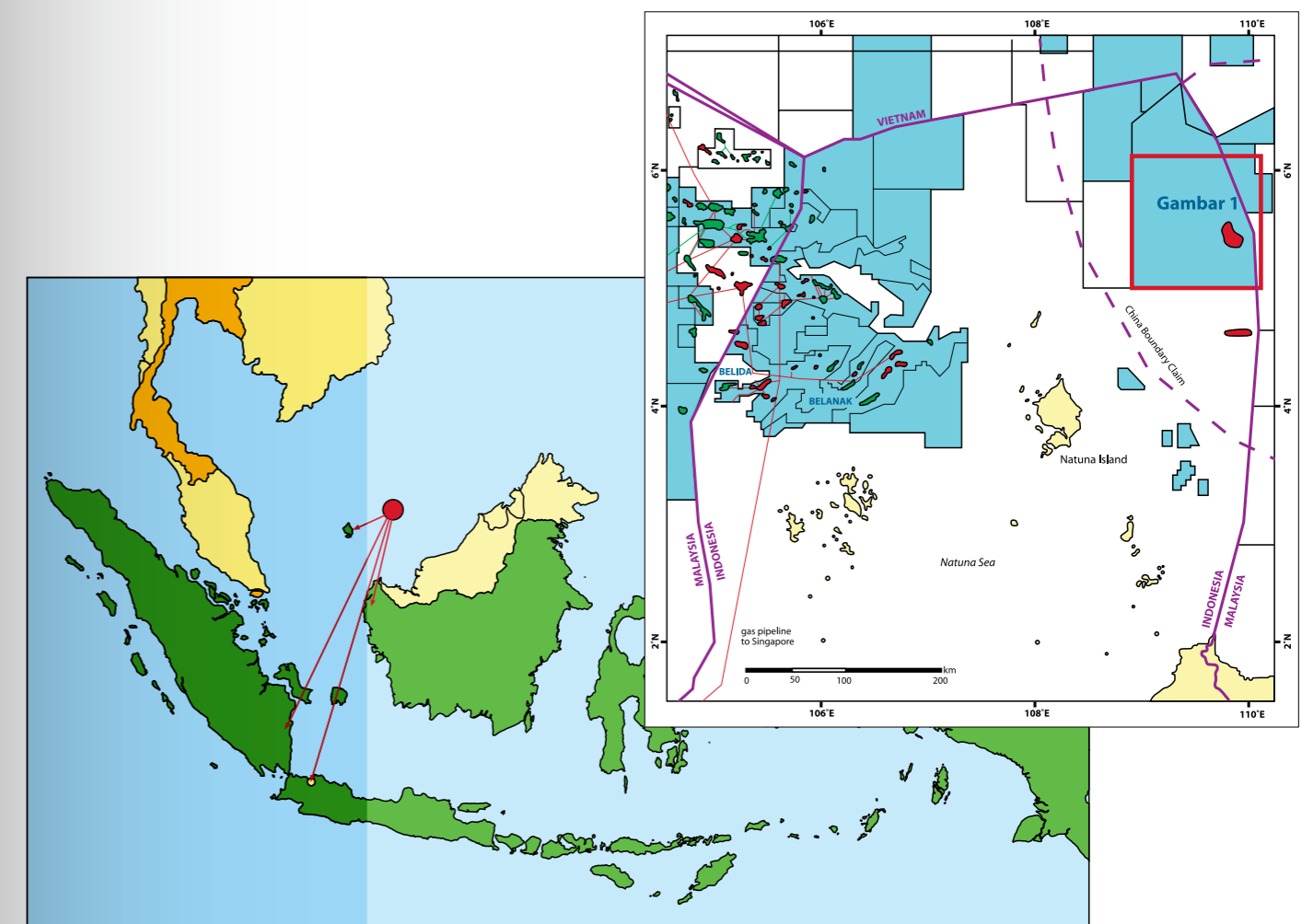
Puncak produksi diperkirakan sebesar 125 BBTUD selama 4 (empat) tahun dengan lama produksi sekitar 11 tahun.

The peak production is estimated to reach 125 BBTUD for 4 (four) years with the production schedule of 11 years.

Rencana pengembangan Lapangan Gajah Baru, Iguana dan Naga di West Natuna oleh Premier West Natuna telah disetujui Menteri ESDM pada April 2008.

The development plan of Gajah Baru field, Iguana, and Naga in West Natuna by Premier West Natuna has been approved by the Minister of Energy and Mineral Resources in April 2008.

Rencana Pengembangan Lapangan Gajah Baru, Iguana, dan Naga
Development Plan of Gajah Baru, Iguana and Naga Field





I. Suban Bypass, Wilayah Kerja: Corridor, KKKS: ConocoPhillips Grissik

Suban Bypass, Working Area: Corridor, PSC Contractor: ConocoPhillips Grissik

Suban Bypass merupakan proyek pengembangan fasilitas produksi yang telah ada di Lapangan Suban (Corridor Block) yang dioperasikan oleh ConocoPhillips Grissik. Tujuannya, untuk mengatasi *bottlenecking* pada fasilitas yang telah ada, agar produksi dari lapangan tersebut dapat ditingkatkan dari 700 MMSCFD menjadi 780 MMSCFD.

Kegiatan ini didorong oleh adanya tambahan produksi dari Lapangan Suban untuk menggantikan pasokan gas yang harus dipasok ke GSPL (Gas Singapore Pipe Line). Pada Desember 2011, Proyek Suban By Pass Plant di Sumatera Selatan ini telah memproduksi gas sebesar 45 MMSCFD dan kondensat sebesar 600 barrel per hari.

Suban Bypass is a production facility development project which has been existed in Suban field (Corridor Block) that is operated by ConocoPhillips Grissik. The goal is to overcome the bottlenecking situation existed in previous facility so that the production from that field is able to increase from 700 MMSCFD to be 780 MMSCFD.

This activity is encouraged with the additional production from Suban field to replace gas supply which has to be delivered to GPSL (Gas Singapore Pipe Line). In December 2011, Suban By Pass Plant project in South Sumatra has produced gas of 45 MMSCFD and condensate of 600 barrels per day.

Suban Bypass merupakan proyek pengembangan fasilitas produksi yang telah ada di Lapangan Suban (Corridor Block) yang dioperasikan oleh ConocoPhillips Grissik. Tujuannya, untuk mengatasi *bottlenecking*.

Suban Bypass is a production facility development project which has been existed in Suban field (Corridor Block) that is operated by ConocoPhillips Grissik. The goal is to overcome the bottlenecking situation.



05 PEMBERDAYAAN KAPASITAS NASIONAL

Empowerment of National Capacity





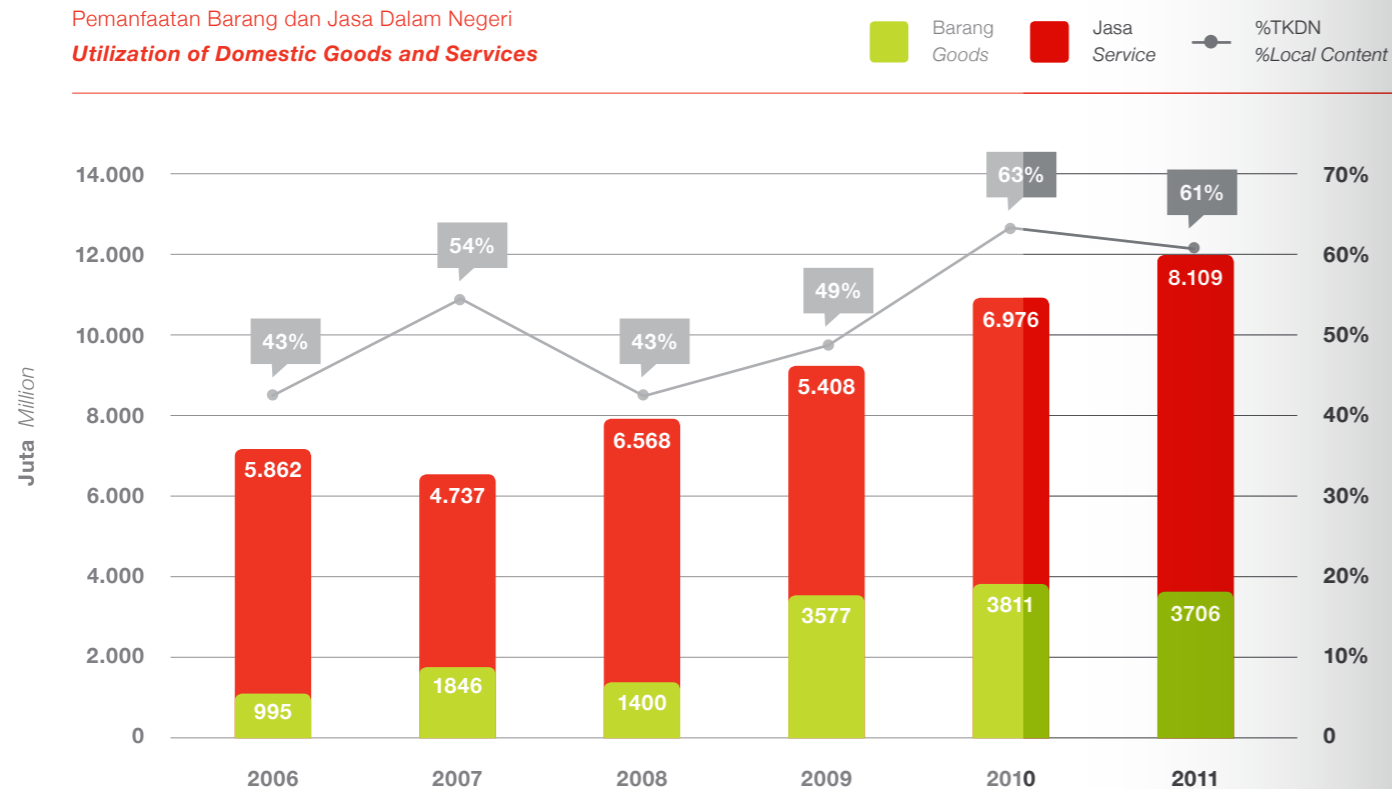
A. Pemanfaatan Barang dan Jasa Dalam Negeri

The Utilization of Domestic Goods and Services

Upaya memaksimalkan penggunaan komponen dalam negeri merupakan komitmen untuk mendorong pertumbuhan industri barang dan jasa nasional. Dari total nilai pengadaan barang dan jasa sebesar US\$11,81 miliar sepanjang 2011, penggunaan komponen dalam negeri mendapat porsi terbesar yaitu 60,63%. Penggunaan komponen dalam negeri (TKDN) untuk pengadaan jasa mencapai US\$81,09 miliar sedangkan penggunaan komponen dalam negeri untuk pengadaan barang sebesar US\$3,70 miliar.

The effort to maximize the utilization local content is a commitment to support the growth of national domestic good and service. From total value of goods and services procurement of US\$11.81 billion during 2011, the local content obtained the biggest portion, which was 60.63%. The utilization of Local Content (TKDN) for services area reached US\$81.09 billion while the usage of local content for goods was US\$3.70 billion.

Pemanfaatan Barang dan Jasa Dalam Negeri
Utilization of Domestic Goods and Services

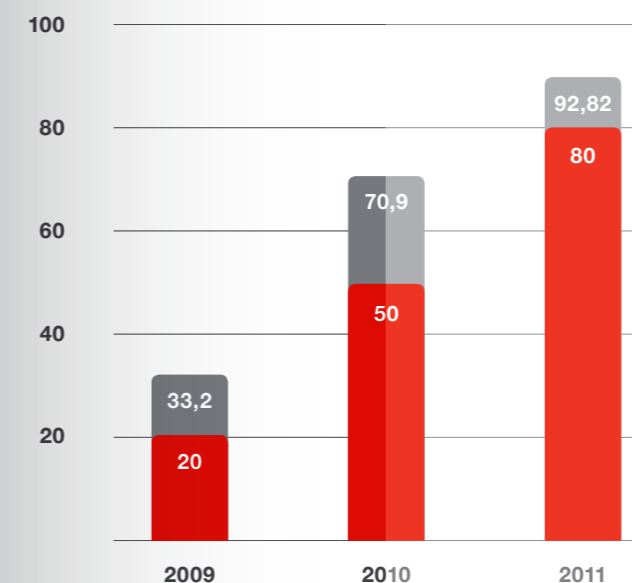


B. Pengelolaan Aset

Asset Management

Penghematan Pengadaan Bersama (US\$ Juta)
Efficiency of Joint Procurement (US\$ Million)

Target Realisasi



Optimalisasi Pemanfaatan Aset KKKS (US\$ Juta)
Optimization of PSC Contractors' Asset Use (US\$ Million)

Target Realisasi



Untuk menjaga efisiensi belanja hulu migas lebih, BPMIGAS mengkoordinir Kontraktor KKS agar melakukan penghematan melalui mekanisme pengadaan bersama dan optimalisasi pemanfaatan aset. Pada tahun 2011, BPMIGAS berhasil melakukan penghematan hingga US\$123,12 juta dari mekanisme tersebut.

To maintain the budget efficiency for upstream oil and gas industry, BPMIGAS coordinates with PSC Contractors to conduct efficiency through joint procurement mechanism and asset utility optimization. In 2011, BPMIGAS was able to save US\$123.12 million from the mechanism.



C. Peningkatan Peran Perbankan Nasional

The Increase of National Banking Role

Sebagai komitmen untuk mendukung peningkatan kapasitas industri perbankan nasional, BPMIGAS terus mendorong agar perbankan nasional mendapatkan peran yang lebih banyak dalam industri hulu migas agar bisa bersaing dengan perbankan asing. Beberapa langkah yang sudah dilakukan adalah meningkatkan penggunaan perbankan nasional dalam transaksi pengadaan barang dan jasa di industri hulu minyak dan gas bumi serta penyimpanan dana *Abandonment and Site Restoration* (ASR) dalam jangka panjang. Sejak 2009 hingga 2011, nilai transaksi yang dilakukan melalui Bank BUMN (Bank mandiri, BNI dan BRI) telah mencapai US\$14 miliar.

Sementara dana ASR yang disimpan di bank BUMN tahun 2011 telah mencapai US\$232 juta. Harapan BPMIGAS, aktivitas industri hulu migas dapat sepenuhnya ditunjang oleh Bank BUMN, sehingga kesempatan bagi pengusaha nasional untuk turut berkiprah di industri hulu migas juga meningkat.

As a commitment to encourage the increasing capacity of national banking industry, BPMIGAS continues to support national banking to obtain active roles in upstream oil and gas industry so that national banking industry leads in competition with foreign banking industry. Some implemented steps are to increase the role of national banking in goods and services procurement transaction in upstream oil and gas industry and to reserve long term Abandonment and Site Restoration (ASR) fund. Since 2009 to 2011, the value of transaction conducted through State-Owned Enterprises (BUMN) banks (Mandiri, BNI, and BRI) has reached US\$14 billion.

Meanwhile, the ASR fund reserved in BUMN banks in 2011 has reached US\$232 million. BPMIGAS expects that the activity of upstream oil and gas industry is fully supported by BUMN banks so that the opportunity for national business executives in upstream oil and gas industry may also increase.

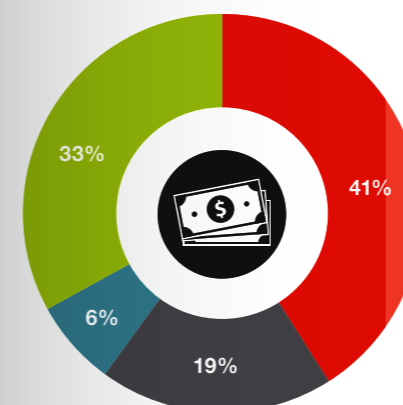
Tahun 2011 dana ASR yang tersimpan di bank nasional mencapai US\$232 juta.

ASR fund that kept in national commercial bank until third quarter on 2011 have reached US\$232 million

BPMIGAS terus mendorong agar perbankan nasional mendapatkan peran yang lebih banyak dalam industri hulu migas agar bisa bersaing dengan perbankan asing.

BPMIGAS continues to support national banking to obtain active roles in upstream oil and gas industry so that national banking industry leads in competition with foreign banking industry.

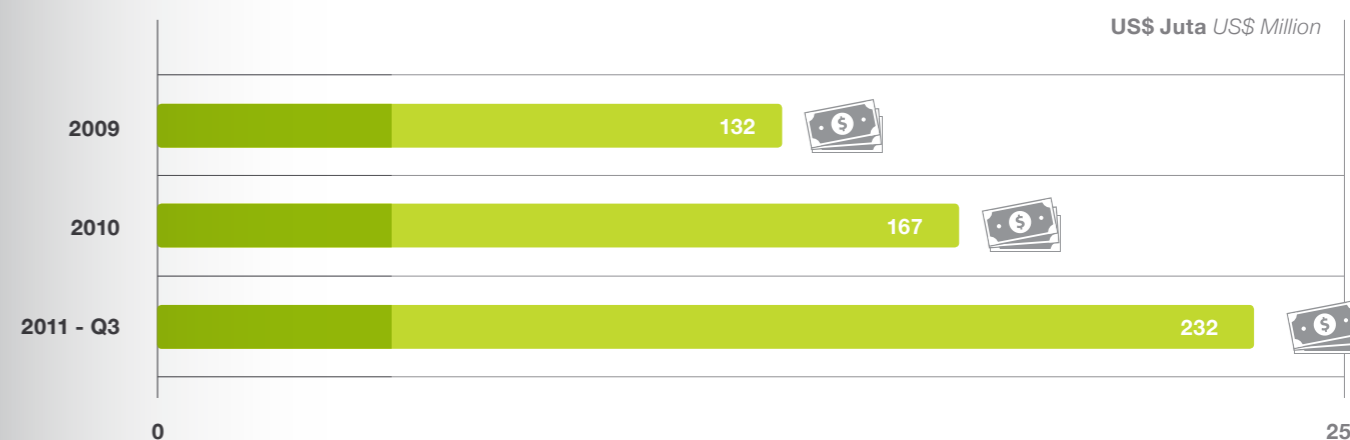
Dana Kumulatif ASR
ASR Fund Cumulative



- BRI
- Mandiri
- BNI
- BNI + Mandiri

US\$94.9 million
US\$77.1 million
US\$44.2 million
US\$16.1 million

Alokasi Dana ASR (per 31 Desember 2011)
ASR Funding Allocation (per 31 December 2011)





D. Pengelolaan SDM KKS

PSC's Human Resource Management

Tahun 2011 jumlah tenaga kerja di Kontraktor KKS Produksi mencapai 24.730 orang, naik 9% dari tahun sebelumnya.

In 2011, the number of employee in Production PSC Contractors have reached 24.730 people, increased 9% from the previous year.

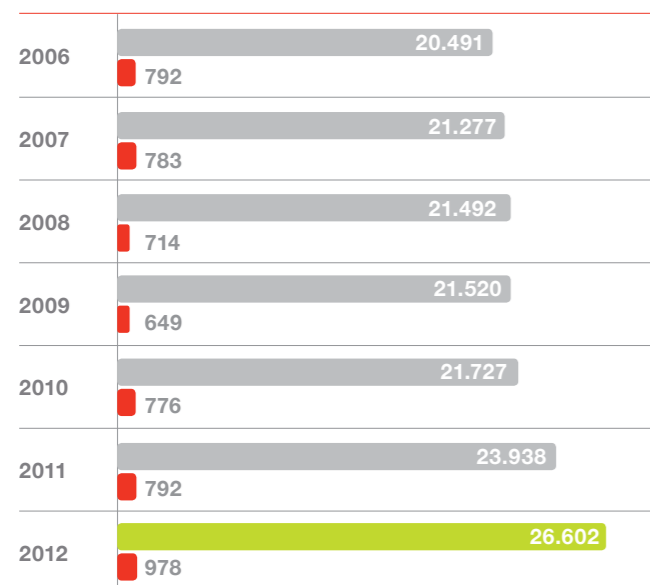
Tenaga Kerja

Secara kumulatif, pada tahun 2011 jumlah tenaga kerja di Kontraktor KKS Produksi mencapai 24.730 orang, naik 9% dibanding tahun 2010. Jumlah Tenaga Kerja Indonesia (TKI) pada tahun 2011 tercatat sebanyak 23.938 orang atau 96% dari total jumlah tenaga kerja di Kontraktor KKS Eksplorasi dan Produksi. Sementara jumlah tenaga kerja asing pada tahun 2011 sebanyak 792 orang atau 4% saja.

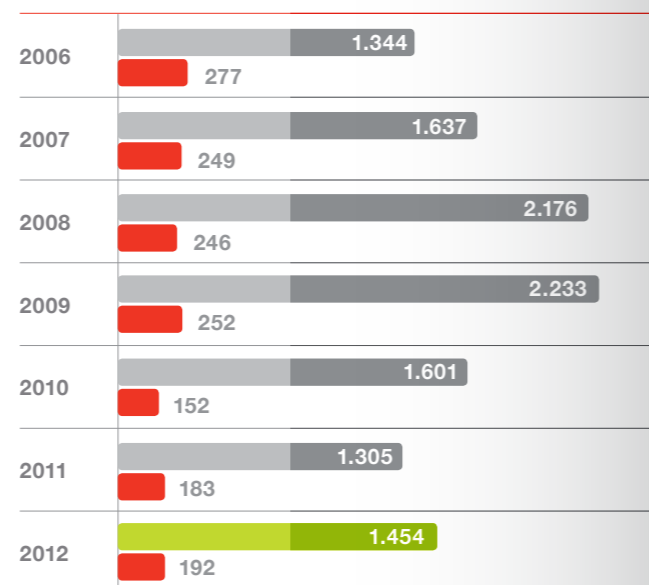
Employee

Cumulatively, in 2011, the number of employee in Production PSC Contractors have reached 24,730 people, increased 9% compare to 2010. The number of Indonesian worker (TKI) in 2011 was recorded as many as 23,938 people or 96% of the total employees in Exploration and Production PSC Contractors. Meanwhile, the number of foreign employee in 2011 is 792 people or 4% only.

Jumlah TKI & TKA Tahun 2011 KKKS Produksi
Number of Domestic & Overseas Workers in 2011, Production PSC Contractors



Jumlah TKI & TKA Tahun 2011 KKKS Eksplorasi
Number of Domestic & Overseas Workers in 2011, Exploration PSC Contractors



TKI Indonesian Worker
TKI 2012 Indonesian Worker 2012
TKA Overseas Worker

Sementara pada Kontraktor KKS eksplorasi, jumlah tenaga kerja turun 18% dibanding tahun 2010. Rinciannya jumlah TKI turun dari 1.601 orang menjadi 1.305 orang, dan jumlah TKA naik dari 152 orang menjadi 183 orang. Penurunan jumlah TKI dikarenakan perubahan status KKS yang sebelumnya status masih dalam tahap Eksplorasi menjadi tahap pengembangan/Development.

Hasil pembahasan anggaran ketenagakerjaan 2012 yang merupakan bagian dari WP&B menunjukkan peningkatan jumlah TKI dan TKA yang signifikan, dimana jumlah TKI akan meningkat sekitar 11% (rekrutmen 2.813 pekerja) dan TKA akan meningkat 20% (rekrutmen 195 pekerja). Rekrutmen relatif besar umumnya dilakukan oleh Kontraktor KKS yang akan melaksanakan proyek-proyek besar merupakan kelanjutan tahun 2011 (Mobil Cepu Ltd., BP Indonesia, dan Inpex Masela).

While in Exploration PSC Contractors, the number of employee decreased 18% compare to 2010. In details, the number of Indonesian workers decreased from 1,601 employees to 1,305 employees. Moreover, the number of foreign employees increased from 152 employees to 183 employees. The decrease number of Indonesian workers is caused by status alteration of PSC Contractors from exploration phase to development phase.

The result of budget meeting of employment 2012 as part of WP&B indicates the significant increase from Indonesian Workers (TKI) and Foreign Workers (TKA), which the number of Indonesian workers will increase 11% (recruitment of 2,813 employees) and foreign workers will increase 20% (recruitment of 195 workers). Relatively, the significant number of recruitment generally is conducted by PSC contractors who will conduct major projects which are the continuity from 2011 (Mobil Cepu Ltd, BP Indonesia, and Inpex Masela).

Evaluasi Kinerja Pengelolaan SDM KKKS

Penilaian Kinerja Pengelolaan SDM KKKS tahun 2011 dilakukan pada 26 KKKS berstatus produksi. Parameter yang digunakan sama dengan pada tahun 2010, di mana seluruh parameter merupakan bagian terintegrasi dari *Human Resources Framework* yang lebih lengkap, parameter tersebut dimulai dari *Manpower Planning & Staffing* sampai dengan *Termination* (disebut parameter Kelompok *Career Development Monitoring*), termasuk mempertimbangkan aspek Hubungan Industrial dan *compliance* dari sisi RPTK dan Pengelolaan TKA (disebut parameter Kelompok *Human Resources Compliance*), yang disesuaikan dengan konteks kegiatan industri hulu Migas di Indonesia.

Untuk Kelompok *Career Development Monitoring*, *development opportunities* berurut dari *Key Player Management* (46%), *Competency Management* (39%), *Performance Management* (37%), *Compensation & Benefit Management* (36%) dan *Manpower Planning & Staffing* (36%). Sedangkan pada Kelompok *Human Resources Compliance*, berurut adalah *Expatriate Management* (54%), *RPTK Compliance* (36%) dan *Industrial Relation* (30%). Hasil evaluasi keseluruhan penilaian kinerja pengelolaan SDM tahun 2011 adalah sebagai berikut:

- Predikat Biru (sangat baik): Tidak ada, sama seperti tahun 2010.
- Predikat Hijau (baik): Hanya 1 (satu) KKKS, berkurang dibanding tahun 2010 sebanyak 6 (enam) KKKS.

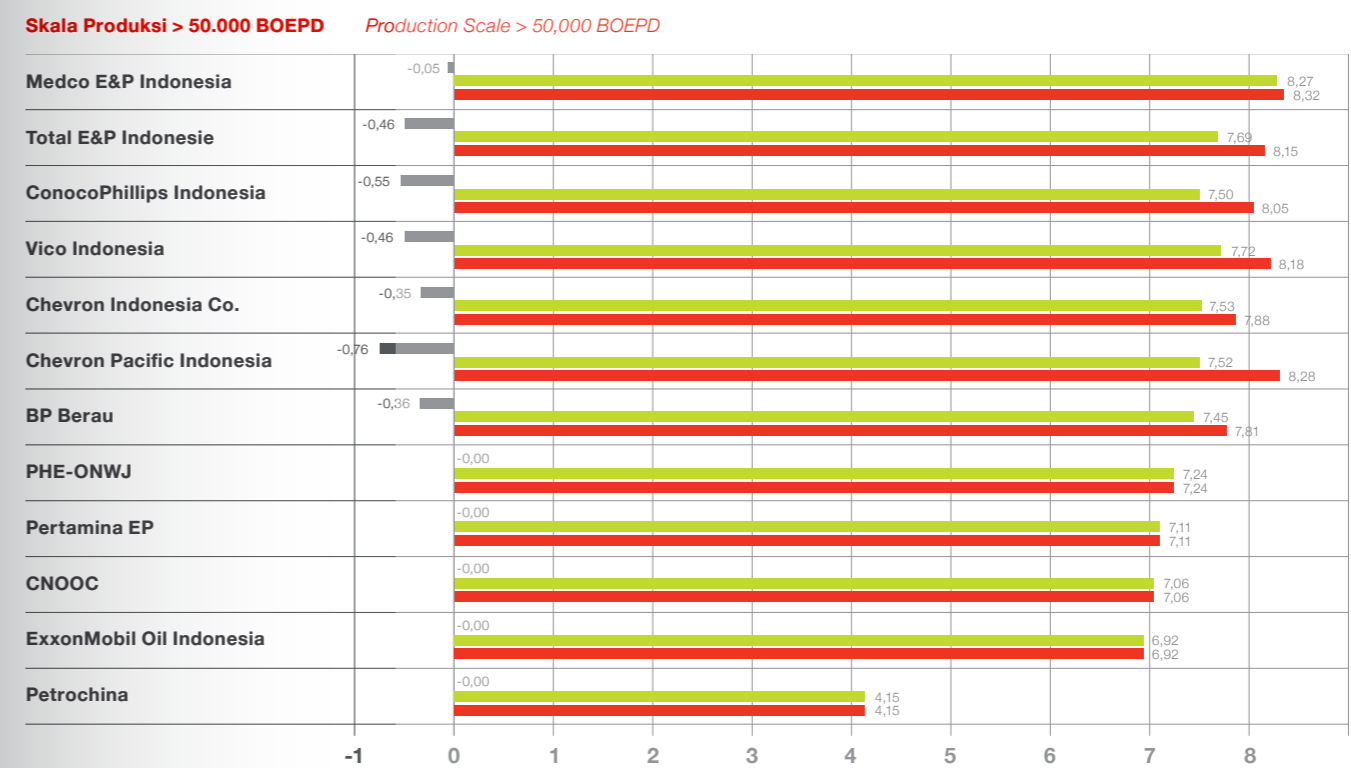
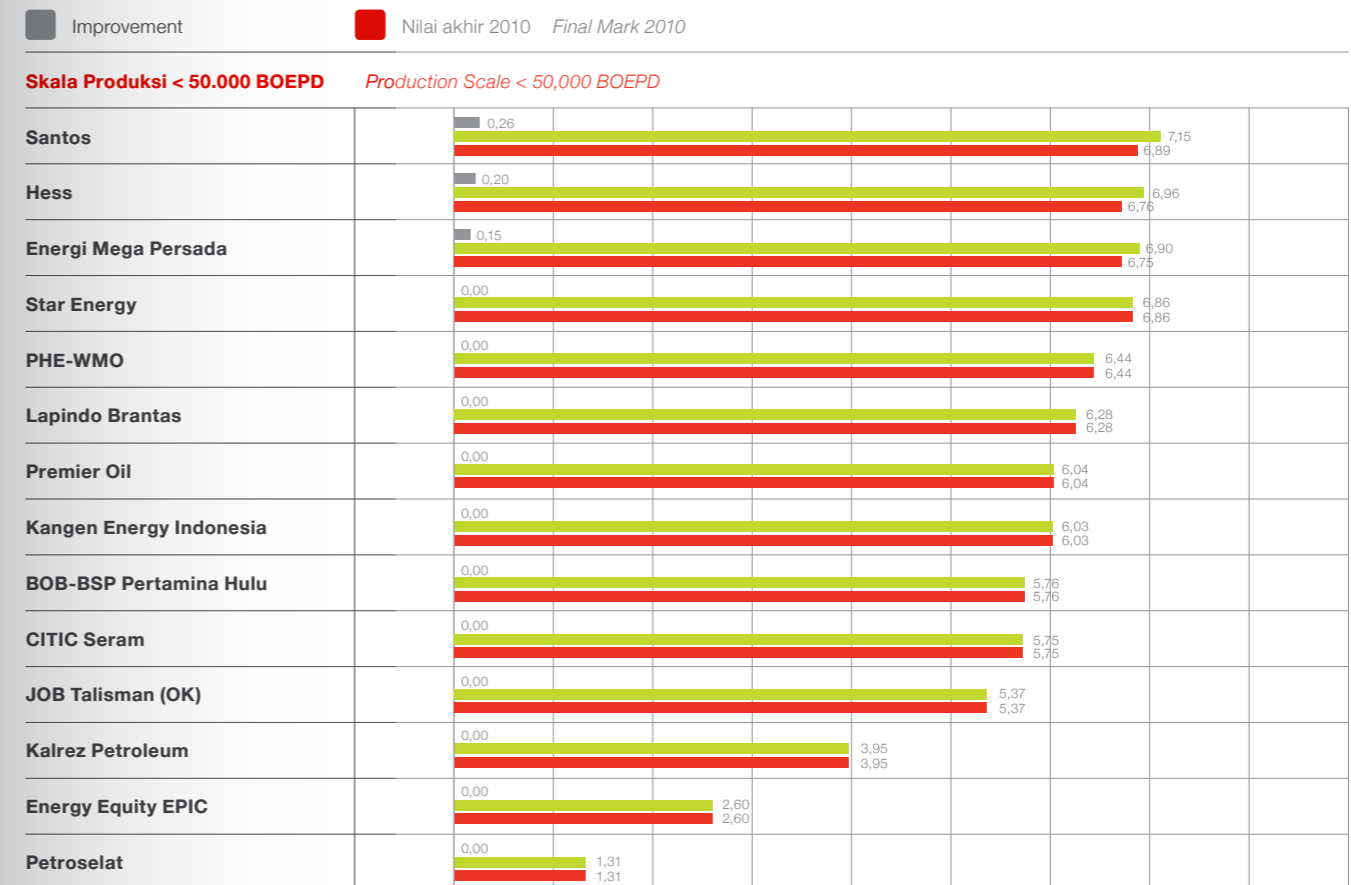
Performance Management Evaluation in PSC Contractors' Human Resource

The evaluation of PSC Contractors' Human Resources Management in 2011 done to 26 PSC Contractors with production status. The parameter used is the same as the one in 2010, which the whole parameter is an integrated part of an advance Human Resources Framework, started from *Manpower Planning & Staffing* until *Termination* (referred as *Career Development Monitoring* group), including considering *Industrial Relations* aspect and *compliance* from RPTK side and TKA management (referred as *Human Resources Group Compliance* parameter), adjusted with the activity of upstream oil and gas industry in Indonesia.

For *Career Development Monitoring* Group, *development opportunities* are consecutive from *Key Player Management* (46%), *Competency Management* (39%), *Performance Management* (37%), *Compensation and Benefit Management* (36%) and *Manpower Planning & Staffing* (36%). Meanwhile, in *Human Resources Compliance* group are *Expatriate Management* (54%), *RPTK Compliance* (36%) and *Industrial Relation* (30%). The whole evaluation result of *Human Resources* performance in 2011 is as follows:

- Blue Prediction (Exellent): None, similar to 2010
- Green Prediction (Good): Only 1 (one) PSC Contractor, decreased compare to 2010 which was 6 (six) PSC Contractors.

Grafik Nilai Akhir Evaluasi Kinerja Pengelolaan SDM KKKS 2011 di 26 KKKS Produksi
Final Mark Graphic of Human Resource Evaluation in PSC Contractors 2011 in 26 Production PSC Contractors





- Predikat Kuning (cukup): 18 (delapan belas) KKKS, bertambah dibanding tahun 2010 sebanyak 11 (sebelas) KKKS
- Predikat Merah (kurang): 7 (tujuh) KKKS, berkurang dibanding tahun 2010 sebanyak 10 (sepuluh) KKKS.

- Yellow Prediction (Average): 7 (seven) PSC Contractors, decreased compare to 2010 which was 11 (eleven) PSC Contractors.
- Red Prediction (Poor): 7 (seven) PSC Contractors, decreased from 2010 which was 10 PSC Contractors.

Dalam rangka pengembangan TKI, BPMIGAS mendorong KKKS agar lebih aktif mengirim TKI untuk mengikuti program penugasan internasional (TDE, Job Assignment, Job Swapping & Internasionalisasi). Berbeda dengan tahun 2010, pada tahun 2011 terjadi peningkatan jumlah TKI yang mengikuti program penugasan internasional.

In terms of Indonesian worker development, BPMIGAS encourages PSC Contractors to be more proactive in sending Indonesian workers to international assignment program (TDE, Job Assignment, Job Swapping, & Internationalization). In contrast with the 2010, there is an increase of Indonesian workers who joined international assignment program in 2011.

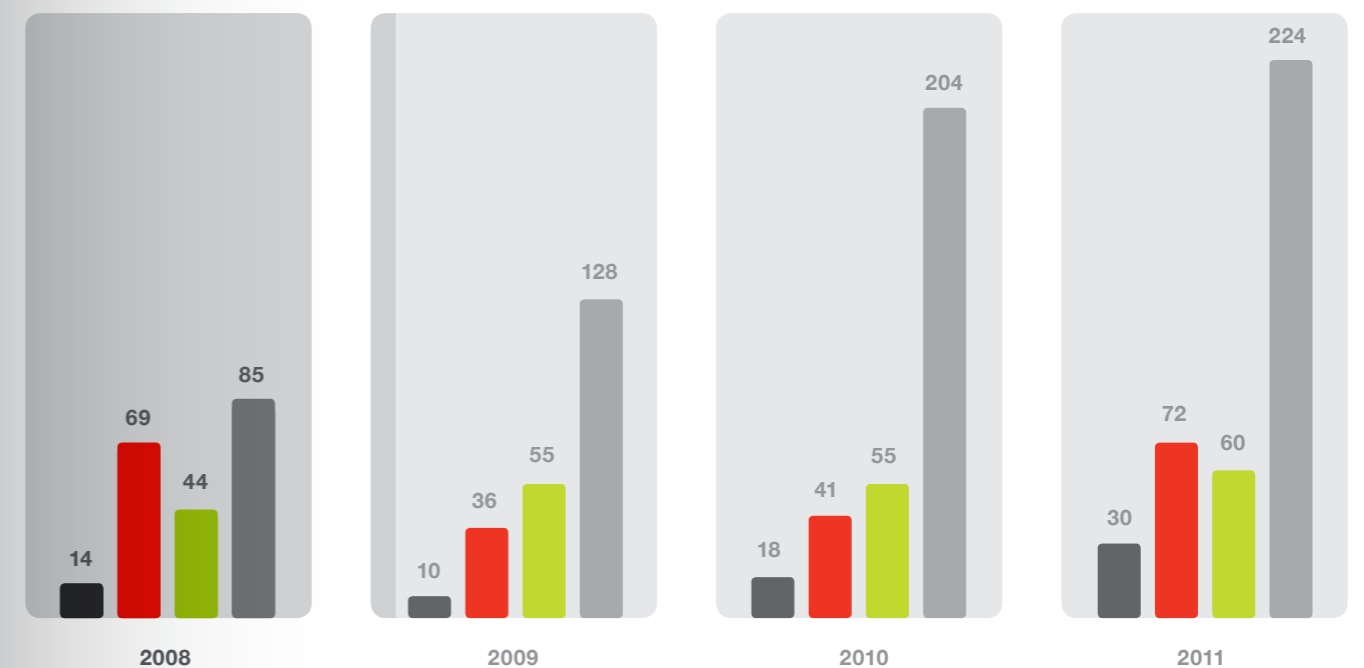


Untuk meningkatkan kualitas pengelolaan SDM di KKKS, BPMIGAS melakukan evaluasi melalui penilaian kinerja.

To increase the quality of PSC Contractors' Human Resources Management, BPMIGAS conducted an evaluation through performance assesment.

Program Pengembangan TKI 2008-2011
Indonesian Worker Program in 2008-2011

TDE Job Assignment Job Swapping Internationalization



Salah satu upaya dalam mendukung program pengembangan Tenaga kerja serta percepatan kompetensi di tahun 2011 adalah program *National Capacity Building (NCB)* adalah program yang bertujuan untuk meningkatkan Kapasitas Nasional melalui Program Percepatan Pengembangan Tenaga Kerja Petrotechnical sebanyak 250 orang sampai dengan tahun 2014. Program ini telah dicanangkan oleh Manajemen BPMIGAS pada Raker BPMIGAS 2010.

One of the efforts to support employee development program and competency acceleration in 2011 is through an implementation of National Capacity Building (NCB) Program, which is a program designated to increase National Capacity through Employee Development Acceleration Petrotechnical for 250 employees until 2014. This program is established by BPMIGAS management in BPMIGAS Activity Meeting 2010.



E. Pembangunan Berwawasan Lingkungan

Environment Based Development

Tahun 2011 merupakan tahun yang cukup membanggakan dalam pengelolaan lingkungan sebab untuk pertama kalinya industri hulu migas memperoleh “Proper Emas” yang didapat oleh Medco Indonesia E&P.

The year of 2011 was the celebrated year in environment management due to the obtain of “Golden Proper” in upstream oil and gas industry by Medco Indonesia E&P.

Perlindungan Lingkungan

Tahun 2011 merupakan tahun yang cukup membanggakan dalam pengelolaan lingkungan sebab untuk pertama kalinya industri hulu migas memperoleh “PROPER Emas” yang didapat oleh Medco Indonesia E&P dari Kementerian Lingkungan Hidup. Selain itu terjadi peningkatan jumlah perolehan peringkat taat (Proper Hijau dan Biru) menjadi 69 Kontraktor KKS di tahun 2011 dari sebelumnya 59 Kontraktor KKS di tahun 2010. Sementara peringkat yang tidak taat (PROPER Merah dan Hitam) berkurang dari sebelumnya 11 Kontraktor KKS di tahun 2010 menjadi 8 Kontraktor KKS di tahun 2010.

Environment Protection

The year of 2011 was the celebrated year in environment management due to the obtain of “Golden PROPER” in upstream oil and gas industry by Medco Indonesia E&P by the Ministry of Environment of Republic Indonesia. Besides, the increase occurred in obedient rank (Green and Blue Proper) to 69 PSC Contractors in 2011 from 59 PSC Contractors in 2010. Meanwhile, the disobedience rank (Red and Black Proper) decreased from 11 PSC Contractors in 2010 to 8 PSC Contractors in 2010.

Prestasi lain dalam pengelolaan lingkungan adalah meningkatnya jumlah persetujuan Pemerintah atas dokumen AMDAL, RKL dan RPL pada tahun 2011. Dokumen EBA juga terus bertambah secara signifikan. Hal tersebut menunjukkan berlangsungnya upaya peningkatan produksi migas. Selain itu, BPMIGAS juga telah menyusun standar baku mutu limbah cair kegiatan eksplorasi dan produksi *Coal Bed Methane* (CBM) dan mulai menerapkan program penanganan tumpahan minyak (oil spill) untuk Tier-2 pada kuartal 4 tahun 2011.

Another achievement in environment management is the increase of government approval for AMDAL, RKL, and RPL in 2011. EBA document also improved significantly. It suggested that the oil and gas production attempt has increased. Aside from that, BPMIGAS has also produced standard regarding the liquid waste quality of Coal Bed Methane (CBM) exploration and production and started to implement oil spill handling for Tier-2 in Q4 in 2011.

Kinerja Penilaian Lingkungan (PROPER)

Performance of Environmental Assessment (PROPER)

Hitam
Black

Merah Muda
Pink

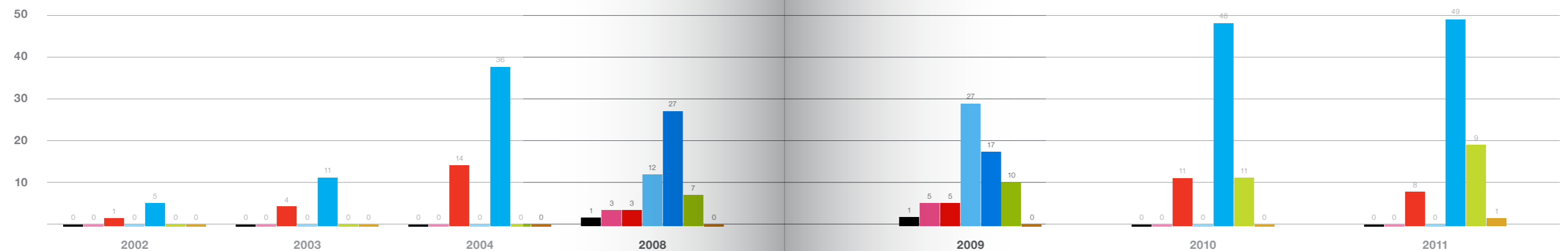
Merah
Red

Biru Muda
Light Blue

Biru
Blue

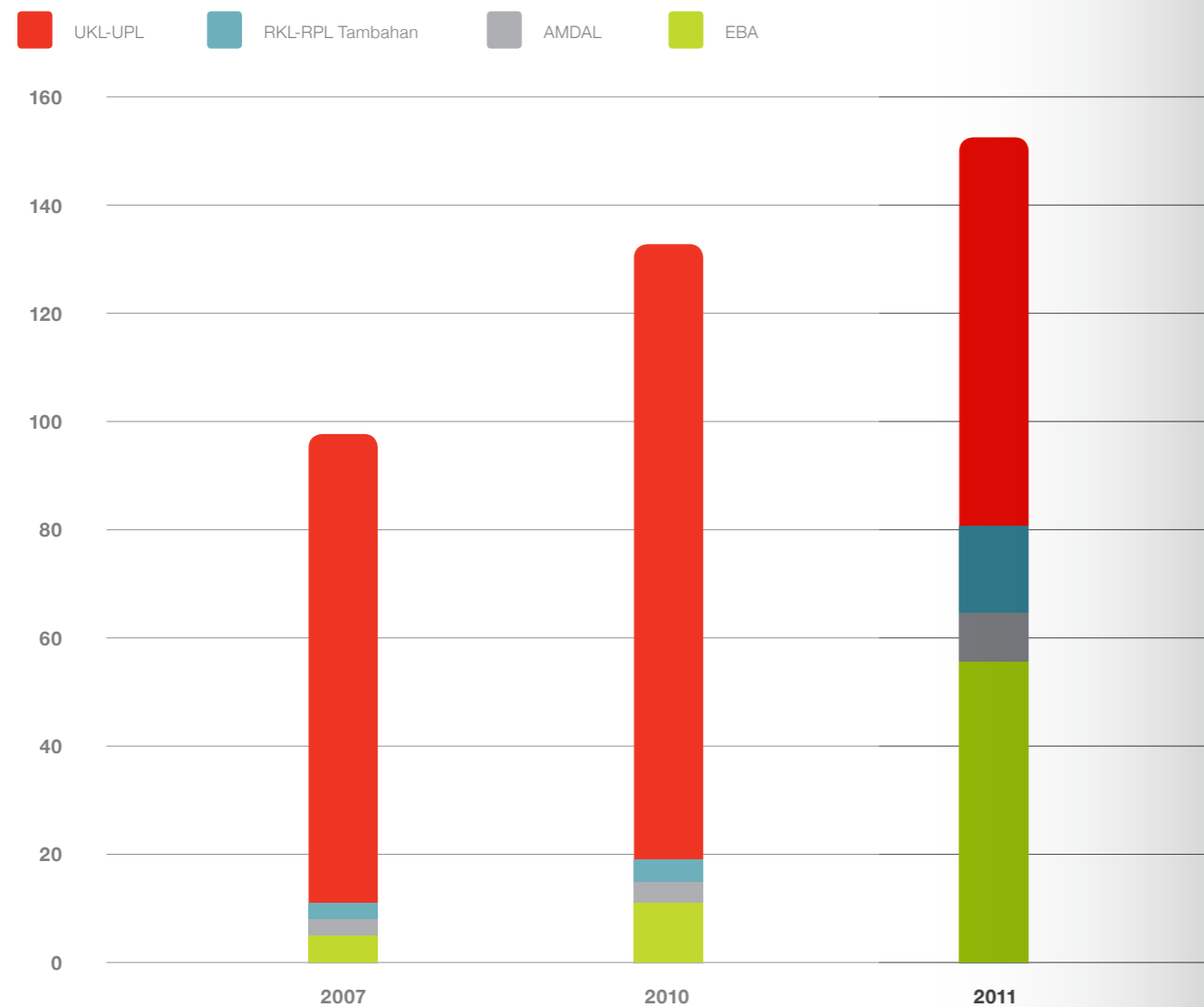
Hijau
Green

Emas
Gold





Jumlah Persetujuan Dokumen Pengelolaan Lingkungan
Number of Agreement on Environment Document Management



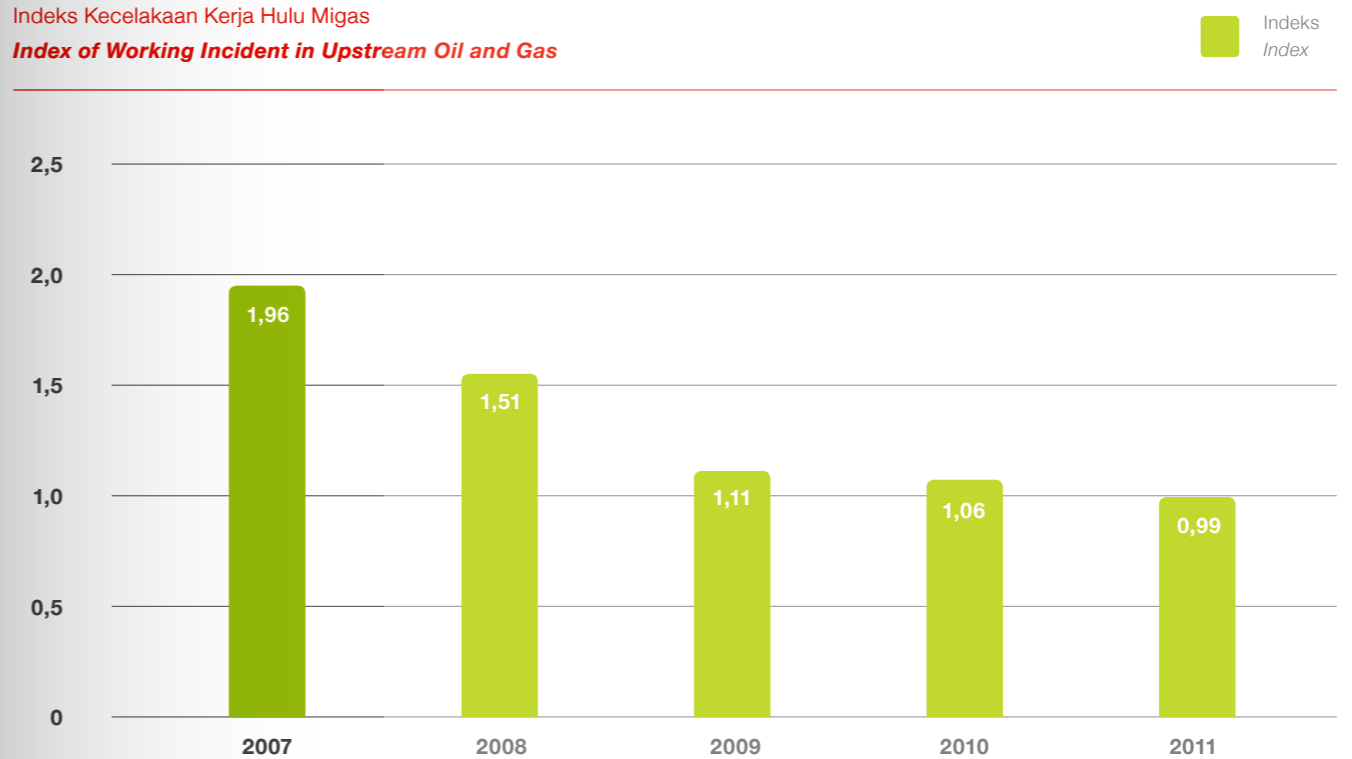
Keselamatan Kerja

Peningkatan kinerja kontraktor KKS juga ditunjukkan oleh menurunnya indeks tingkat kejadian kecelakaan kerja. *American National Standard Institute* (ANSI) menghitung besaran indeks tersebut dari jumlah kecelakaan kerja pada tahun bersangkutan, dibagi jumlah jam kerja. Semakin kecil angka yang dihasilkan, akan semakin bagus kinerja operasional kontraktor KKS bersangkutan. Indeks kecelakaan terendah dalam 5 tahun terakhir terjadi pada tahun 2011 dengan angka 0,99.

Job Safety

The improvement of PSC Contractors' performance is also shown through the decreasing of working incident index rate. *American National Standard Institute* (ANSI) determines the index number from working incident in particular year, divided by the number of working hour. The lower the resulted number, the better operational performance of the particular PSC Contractors. The lowest incident index in last 5 years was 0.99 which occurred in 2011.

Indeks Kecelakaan Kerja Hulu Migas
Index of Working Incident in Upstream Oil and Gas





Sumur Tua

Untuk meningkatkan dan mengoptimalkan produksi Minyak Bumi dalam suatu Wilayah Kerja KKS yang terdapat sumur tua dan sekaligus untuk meningkatkan kesejahteraan masyarakat di sekitar lokasi sumur tua, Menteri ESDM menetapkan Peraturan Menteri ESDM No. 1 tahun 2008 tentang Pedoman Pengusahaan Pertambangan Minyak Bumi pada Sumur Tua.

Sejak diterbitkan BPMIGAS, Ditjen Migas dan PT Pertamina EP membentuk tim *taskforce* untuk mengimplementasikan Peraturan Menteri ESDM tersebut. Tim *taskforce* tersebut telah berhasil menyusun Pedoman Tatakerja No. 023/PTK/III/2009 sebagai pedoman teknis pengusahaan sumur tua.

Sementara hingga akhir 2011 telah disetujui 5 perjanjian kerjasama antara PT Pertamina EP dengan 5 KUD/BUMD di wilayah Jawa Tengah dan Jawa Timur meliputi 146 sumur.

Untuk pengembangan lebih lanjut di luar area Jawa pada saat ini BPMIGAS dalam proses mengevaluasi 2 permohonan sumur tua di daerah Kalimantan Timur dan Papua.

Old Wells

To Increase and optimize oil production in a working area of PSC which has old wells and also to increase community welfare around the old wells, the Minister of Energy and Mineral Resources established Minister Regulation of Energy and Mineral Resources no.1 in 2008 regarding The Guidelines for Oil Mining in Old Wells

Since published by BPMIGAS, Directorate General of Oil and Gas and PT Pertamina EP formed task force team to implement Minister Regulation of Energy and Mineral Resources. The task force team has succeeded in arranging Operational Guidelines no. 023/PTK/III/2009 as technical guidelines for old wells operation.

In the meantime, until the end of 2011, it has been approved 5 (five) cooperation agreement between PT Pertamina EP with 5 KUD/BUMD (Municipal/Local Government Owned Enterprises) in Central of Java and East Java which cover 146 wells.

For further development in area outside Java, BPMIGAS is underway an evaluation process toward 2 old well requests in East Borneo and Papua

Pengembangan Sumur Tua di Wilayah Jawa

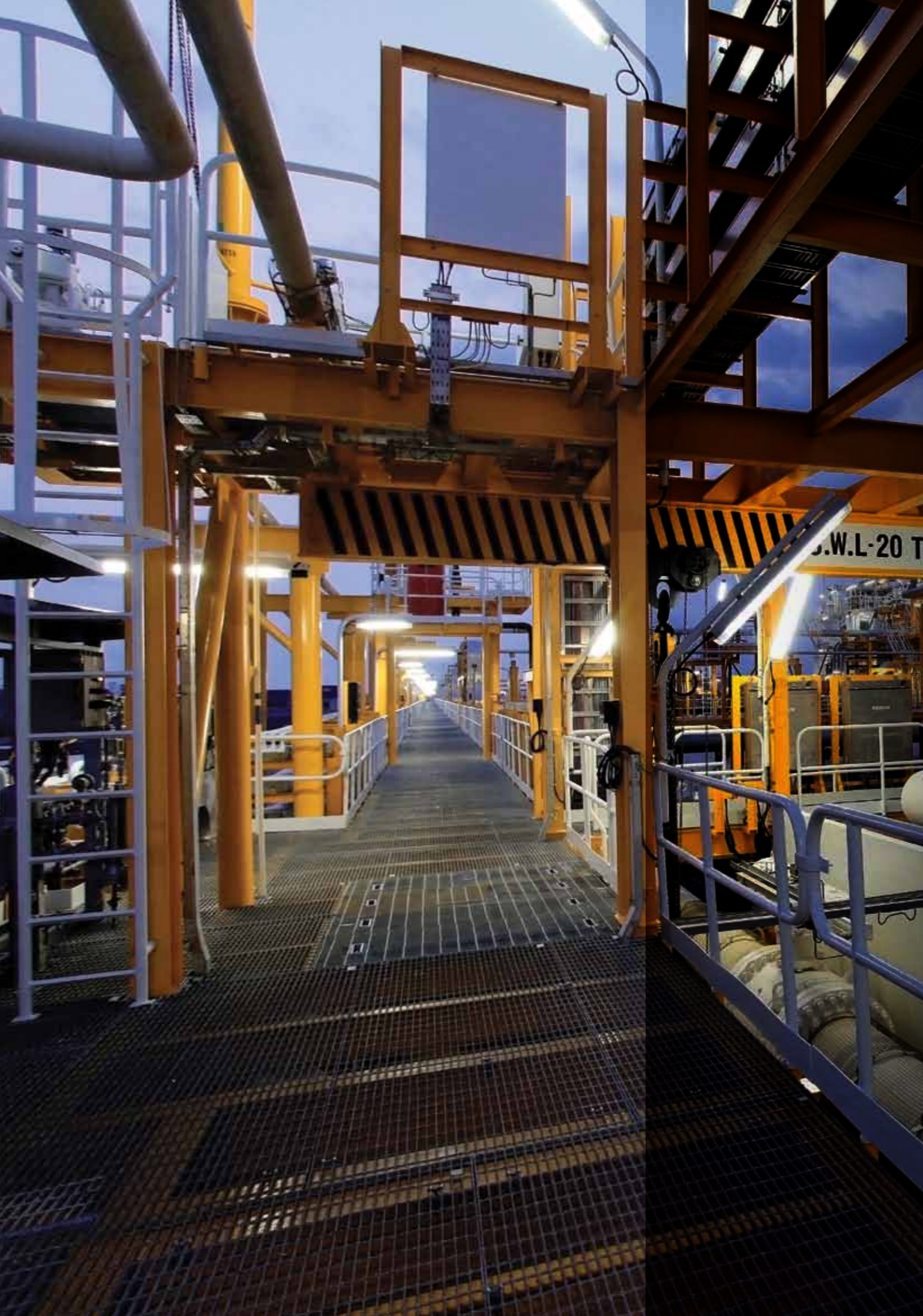
Development of Old Wells in Java Area

No.	KUD/BUMD	Lokasi Sumur Tua <i>Old Wells Location</i>	Jumlah Sumur <i>Number of Wells</i>
1	KUD Wargo Tani Makmur	Struktur Banyubang, Kec. Jiken, Kab. Blora, Jawa Tengah	24
2	BUMD Blora Patra Energi	Kluweh, Petak, Kedinding, Lusi, Metes, Kab. Blora	36
3	BMD Sarana Patra Jateng	Tungkul, Trembul	38
4	BUMD Sarana Patra Jateng	Desa Bendoharjo, Kec. Gabus, Kec. Grobogan, Jawa Tengah	17
5	KUD Karya Sejahtera	Desa Tinawun, Kedunrejo, Sukorejo, Kec. Malo, Kab. Bojonegoro, Jawa Timur	31
Total Sumur <i>Total of Wells</i>			146

Pengembangan Sumur Tua di Wilayah Luar Jawa

Development of Old Wells Outside Java Area

No.	KUD/BUMD	Lokasi Sumur Tua <i>Old Wells Location</i>	Jumlah Sumur <i>Number of Wells</i>
1	KUD Mitra Sawit Mandiri	Desa Kaliorang, Sangatta, Kutai Timur	11
2	KUD Serba Usaha Pribumi Mandiri Mineral dan Energi Kab, Sorong	Desa Klamogoen, Kab. Sorong, Papua Barat	23
Total Sumur <i>Total of Wells</i>			34



Gas Untuk Daerah

BPMIGAS terus berupaya mendukung pemberdayaan dan pemenuhan kebutuhan Pemerintah Daerah penghasil Migas dengan mengupayakan alokasi gas. Hingga saat ini telah diselesaikan Perjanjian Jual Beli Gas antara Pertamina PHE Salawati dan PetroChina International Kepala Burung Ltd dengan PT Malamoi Olom Wobok dan sedang dalam proses persetujuan penandatanganan atas Perjanjian Jual Beli Gas antara JOB Pertamina-PetroChina East Java dengan PT Bina Bangun Sarana sebagai Badan Usaha Milik Daerah Kabupaten Bojonegoro. Selain itu, untuk mendukung program Pemerintah dalam penyediaan Gas Kota, telah ditandatangani kesepakatan jual beli gas untuk keperluan gas kota di daerah Bekasi, Bontang, Depok, Sengkang dan Tarakan.

Keikutsertaan pada Pengadaan Barang dan Jasa

Dalam rangka mendorong peningkatan efek berganda terhadap daerah penghasil migas, BPMIGAS berkomitmen untuk melibatkan kontraktor lokal daerah dalam proyek-proyek industri hulu migas di wilayah setempat. Seperti yang sudah direalisasikan di Bojonegoro untuk pengembangan Lapangan Banyu Urip. Kontraktor lokal daerah diberikan kesempatan untuk terlibat dalam pembangunan dormitory dan pengadaan jasa keamanan.

BPMIGAS akan terus mendorong daerah-daerah penghasil migas lain agar dapat lebih banyak terlibat dalam keikutsertaan pada pengadaan barang dan jasa dengan syarat harus mengikuti standar yang ditetapkan dan ketentuan aturan perundangan yang berlaku.

Gas for Regional

BPMIGAS keeps continuing to support empowerment and fulfill the need of local government in oil and gas production area through gas allocation effort. Up to now, gas sales and purchase agreement between Pertamina PHE Salawati and PetroChina International Kepala Burung Ltd and PT. Malamoi Olom Wobok has been established. Moreover, gas sales and purchase agreement between JOB Pertamina-PetroChina East Java and PT Bina Bangun Sarana as BUMD Bojonegoro County is underway a process. Besides, to support government program in supplying city gas, the sales and purchase agreement has been signed for the necessity of Bekasi, Bontang, Depok, Sengkang, and Tarakan.

The Participation in Goods and Services Procurement

In terms of encouraging the multiplier effect for oil gas production area, BPMIGAS has committed to involve local area contractor in upstream oil and gas industry in local area as has been realized in Bojonegoro to develop Banyu Urip field. Local area contractor was provided the opportunity to involve in dormitory building and security service procurement.

BPMIGAS will continue to encourage oil and gas production areas to participate in goods and services procurement based on the stated standard and applied regulation.

06 INTERNAL BPMIGAS





A. Rencana Strategis (RENSTRA) BPMIGAS 2011 - 2015

Strategic Plan (RENSTRA) BPMIGAS 2011 - 2015

Beberapa tahun belakangan ini terjadi perubahan paradigma pada industri hulu migas Indonesia. Perubahan-perubahan tersebut menyangkut penemuan cadangan gas yang lebih banyak dibandingkan penemuan cadangan minyak bumi, kegiatan eksplorasi yang sebelumnya lebih banyak dilakukan di Barat kini mulai mengarah ke Timur dan laut dalam, serta adanya penambahan volume gas untuk dalam negeri yang lebih besar dibanding ekspor. Paradigma lain yang tidak dapat dipungkiri adalah perubahan fungsi industri hulu migas yang sebelumnya menjadi sumber devisa Negara kini lebih menjadi faktor penggerak ekonomi nasional.

Perubahan tersebut sedikit banyak mempengaruhi kinerja beberapa sektor lain, termasuk mempengaruhi upaya pemenuhan target pemerintah pada sektor ini. Salah satu upaya yang harus dilakukan adalah mengusahakan peningkatan cadangan minyak dan gas bumi, mengingat cadangan migas terbukti cenderung semakin rendah, sementara tingkat konsumsi migas semakin meningkat.

Agar upaya pencapaian target terukur dan terarah, pada tahun 2011 BPMIGAS menyusun Rencana Strategis (RENSTRA) sebagai acuan bagi segenap jajaran BPMIGAS dan stakeholders usaha hulu migas dalam mencapai sasaran kinerja yang ditetapkan. RENSTRA BPMIGAS merupakan acuan utama untuk mencapai target-target yang ditetapkan oleh Pemerintah dalam periode lima tahunan. RENSTRA terdiri dari 8 sasaran utama yang dijabarkan dalam 15 inisiatif yang berujung pada 81 rencana kerja untuk periode tahun 2011 sampai dengan 2015. Rencana kerja tersebut merupakan komitmen yang harus dilaksanakan dan dimonitor setiap tahun.

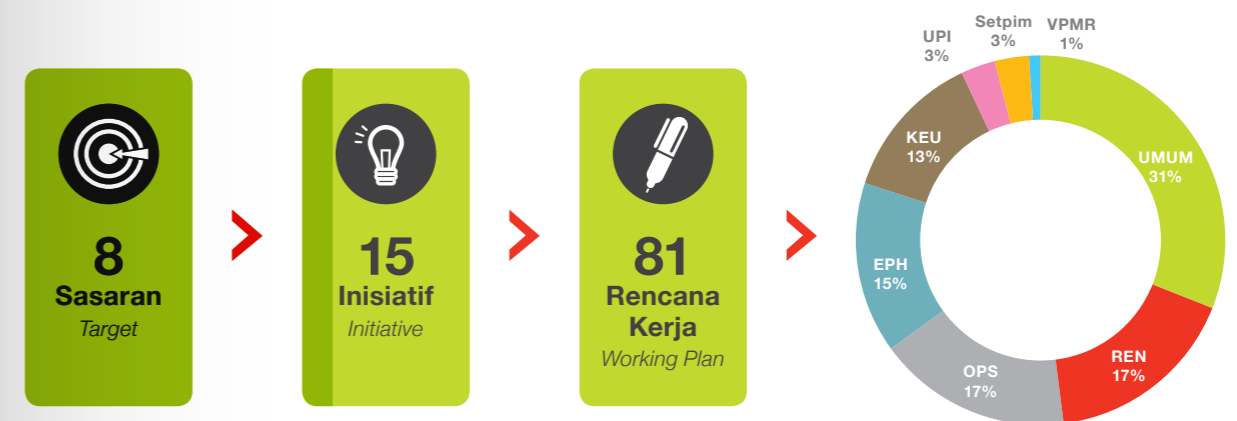
Since several years ago, there has been a paradigm shift in upstream oil and gas industry in Indonesia. The shifts relate to the surplus discovery of gas reserve than the oil itself. Thus, the exploration which was previously and mainly conducted in West, now is projected to East and deep sea. Furthermore, the increase of domestic gas volume is larger than the export. Another paradigm is the function shift of upstream oil and gas industry from a national exchange source to a national economy driver.

The changes influence the performance of other sectors including the government's efforts in fulfilling the target. One the efforts conducted is to increase oil and gas reserves since they tend to decrease while the oil and gas consumption rise.

To ensure a measured and directed target achievement, BPMIGAS arranged Strategic Plan (RENSTRA) as a guide for internal BPMIGAS and stakeholders of upstream oil and gas business in acquiring the stated target of performance. RENSTRA BPMIGAS is the main guide to achieve Government's 5-year-period stated targets. RENSTRA consists of 8 main targets explained into 15 initiatives that lead to 81 work plans for period of 2011 to 2015. The work plans are the commitment which must be implemented and monitored annually.

RENSTRA BPMIGAS merupakan acuan utama untuk mencapai target-target yang ditetapkan oleh Pemerintah dalam periode lima tahunan.

RENSTRA BPMIGAS is the main guide to achieve Government's 5-year-period stated targets.



Selain memfokuskan diri pada aktivitas eksplorasi dan produksi, RENSTRA juga sejalan dengan strategi triple track yang meliputi *pro-job*, *pro-growth*, dan *pro-poor* untuk mewujudkan pemerataan pembangunan nasional secara berkelanjutan dan berkesinambungan. Strategi *pro-job* dapat tercermin dari perluasan industri lokal penunjang kegiatan hulu migas sehingga memperluas lapangan pekerjaan. Strategi *pro-growth* tercermin dari peningkatan investasi terhadap industri lokal migas termasuk perbankan sehingga pembangunan nasional dapat terdongkrak. Strategi triple track yang terakhir yakni *pro-poor* tercermin dari pemberdayaan industri penunjang lokal yang mendukung upaya pengentasan kemiskinan di sekitar wilayah kerja usaha hulu migas serta dalam skala nasional.

Pada tahun 2011, RENSTRA telah diterjemahkan ke dalam program kerja oleh setiap bidang, yang dimonitor setiap bulan. Target-target yang telah ditetapkan dalam *Key Performance Indicator* (KPI) bidang diterjemahkan ke dalam KPI divisi, dinas, subdinas hingga staff. Pada akhir tahun pencapaian kinerja akan dijadikan dasar evaluasi RENSTRA, untuk menyusun program kerja pada tahun berikutnya.

Besides to focus in exploration activity, RENSTRA is also in line with triple track strategy which is *pro-job*, *pro-growth*, and *pro-poor* to establish equitable distribution of national development in sustainable way. *Pro-job* strategy is implemented through the expansion of local industry that supports upstream oil and gas activity so that it generates employment field. *Pro-growth* strategy is reflected through the increase of investment in local upstream oil and gas industry including banking so that national development may rise. The last triple track strategy, *pro-poor*, is represented through the empowerment of supporting local industry that back up the effort of poverty eradication around upstream oil and gas working areas as well as in national level.

In 2011, RENSTRA has been interpreted to working program by every field which is monitored every month. The designated targets which have been established in *Key Performance Indicator* (KPI) program have been formalized in KPI Division, head section, sub head section, to staff. In the end of the year, the performance achievement will be implemented as the main evaluation of RENSTRA to draft the upcoming work programs.



Rencana Strategis (RENSTRA)

Strategic Plan

Sasaran	Inisiatif
1. Meningkatkan <i>resources</i> dan <i>reserves</i> migas	1. Mempercepat monetasi/komersialisasi penemuan cadangan baru dari lapangan baru dan marginal 2. Memperkuat strategi yang dapat mendorong KKKS untuk lebih proaktif dalam melakukan kegiatan eksplorasi
2. Optimasi produksi migas	3. Revitalisasi sumur tua/suspended 4. Peningkatan kegiatan intensifikasi pada lapangan-lapangan potensial existing seluruh KKKS 5. Optimasi realisasi proyek terhadap POD 6. Optimasi penerimaan negara dari hasil produksi migas
3. Optimasi biaya operasional industri migas	7. Pengadaan bersama 8. Pemanfaatan aset bersama
4. Meningkatkan pemberdayaan kapabilitas dan kapasitas nasional	9. Mendorong pendidikan profesional migas 10. Mendorong penggunaan industri lokal dalam industri migas untuk komoditas tertentu 11. Mendorong strategi kolaborasi dengan lembaga keuangan nasional untuk investasi dan pendanaan sektor migas
5. Regulatory Management	12. Mendorong efektivitas regulatory framework di antara para pemangku kebijakan di kegiatan usaha industri hulu migas nasional
Enabler (Capability Development)	
6. People	13. Meningkatkan kapabilitas dan kapasitas SDM Internal BPMIGAS dalam mengikuti tren perkembangan industri migas
7. Process	14. Optimasi proses kerja dan sistem manajemen BPMIGAS secara berkesinambungan
8. Tools	15. Mengimplementasikan sistem informasi yang terpadu dan transparan untuk internal dan BPMIGAS dan KKKS



Rencana Kerja

Target	Initiative
1. To increase oil and gas resources and reserves	1. To accelerate monetization/comercialism of new reserve discovery from new field and marginal 2. To strengthen strategy that may encourage PSC Contractors to be more active in doing exploration activity
2. Oil and gas production optimization	3. Revitalization of old/suspended wells 4. To increase intensification activity in all existing PSC Contractors' potential fields 5. To optimize POD realization project 6. To optimize state revenue from oil and gas production
3. Oil and gas industry operational cost optimization	7. Join procurement 8. Utility of joint asset
4. To increase national capability and capacity empowerment	9. To support education of oil and gas professionals 10. To support the utility of local industry in oil and gas industry for particular commodity 11. To support collaboration strategy with national finance institution for investment and funding in oil and gas sector
5. Regulatory Management	12. To support regulatory framework effectivity between policy fungsionary in national oil and gas industry
Enabler (Capability Development)	
6. People	13. To increase capability and capacity of BPMIGAS' internal human resources in keeping up with updated trend in oil and gas industry
7. Process	14. To optimize continuity of BPMIGAS' work process and management system
8. Tools	15. To implement integrated and transparent information system for BPMIGAS' internal and PSC Contractors



Work Plan



B. Pengelolaan Dan Pengembangan SDM BPMIGAS

BPMIGAS Employees Competency Development

Mutasi dan promosi dilakukan sebagai salah satu langkah dalam pengembangan kompetensi dan juga untuk pengembangan karir para pekerja.

Mutation and promotion are ways to develop competency and employees' career.

Demografi Pekerja

Pada akhir tahun 2011, pekerja BPMIGAS berjumlah 865 pekerja yang terdiri dari 761 Pekerja Tetap dan 164 Pekerja Tidak Tetap. Komposisi pekerja BPMIGAS per bidang adalah sebagai berikut:

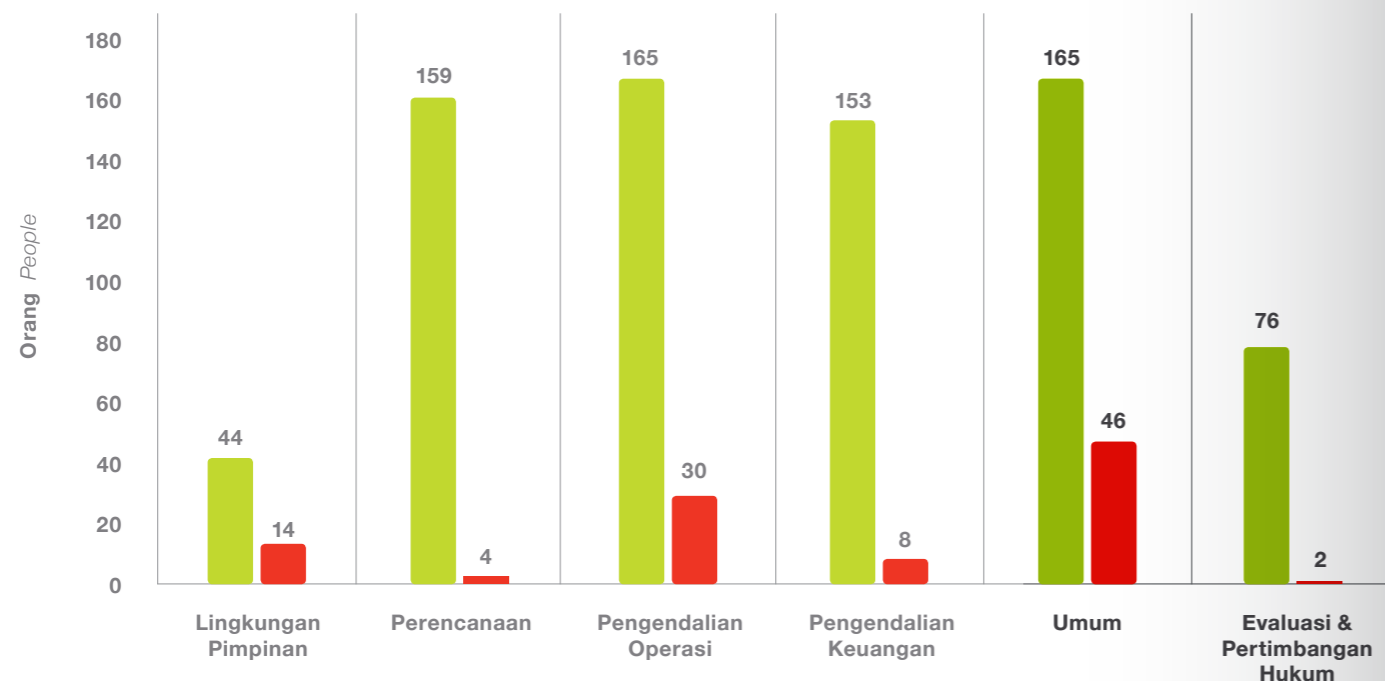
Employee Demographic

In the end of 2011, BPMIGAS' employees are 865 employees; consist of 761 full time employees and 164 temporary employees. The composition of BPMIGAS' employees per field is as follows:

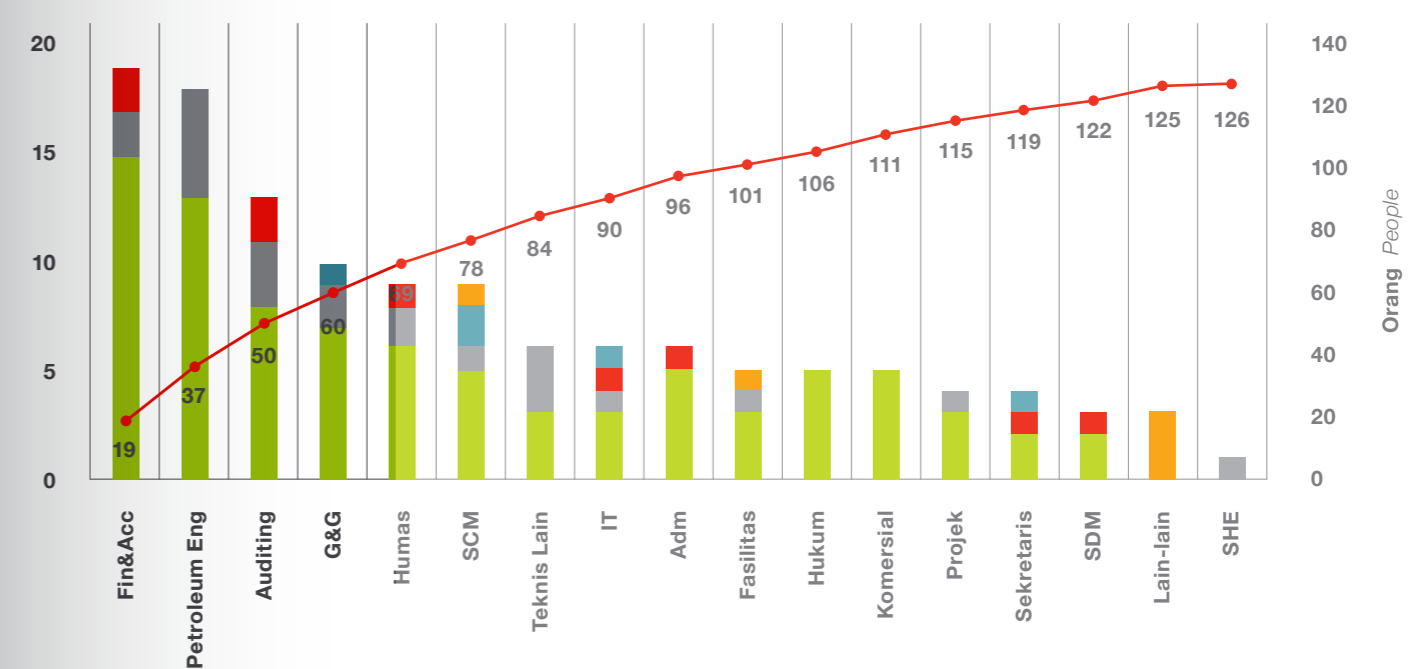
Dalam rangka pemenuhan formasi organisasi karena adanya pemekaran di tahun 2010, pada tahun 2011 BPMIGAS merekrut 126 pekerja baru dari berbagai disiplin ilmu dan tahun pengalaman yang berbeda sesuai dengan kebutuhan BPMIGAS. Sekitar 40% pekerja baru yang direkrut memiliki pengalaman di bidang Keuangan, Perminyakan dan Auditing.

In terms of the fulfillment of organization formation due to the expansion in 2010, in that year, BPMIGAS recruited 126 new employees from various disciplines and experiences levels in accordance to BPMIGAS' requirement. It was about 40% newly recruited employees have the experience from Finance, Oil, and Auditing.

Komposisi Pekerja BPMIGAS
Composition of BPMIGAS' Workers



Formasi Organisasi Pekerja dari Berbagai Disiplin Ilmu
Workers Organization Formation from Various Disciplines





Dengan adanya penambahan tersebut, dalam 3 (tiga) tahun terakhir, BPMIGAS telah melakukan rekrutmen sebanyak 505 pekerja baru guna memperkuat kapabilitas organisasi, sesuai disain organisasi tahun 2008.

Sebagai langkah pengembangan dan pembinaan pekerja agar dapat memenuhi kebutuhan organisasi, serta dalam rangka pembentukan karakter sesuai visi misi organisasi, dilakukan beberapa upaya, antara lain melalui:

1. Orientasi Pekerja Baru

Orientasi pekerja baru dilakukan selama kurang lebih 3 bulan bertujuan untuk membentuk karakter pekerja yang tangguh, berkomitmen tinggi, loyal kepada organisasi dan sesuai dengan budaya BPMIGAS.

2. Mutasi

Mutasi dan promosi dilakukan sebagai salah satu langkah dalam pengembangan kompetensi dan juga untuk pengembangan karir para pekerja. Selain promosi jabatan, mutasi lateral / alih tugas dilakukan pada pekerja dari level staf sampai dengan Kepala Divisi. Alih tugas dimaksud mencakup lintas Subdinas hingga lintas Bidang dalam organisasi BPMIGAS.

3. In House Training

Untuk meningkatkan kualitas pekerja, sepanjang tahun 2011 juga dilakukan 58 program in house training dan sharing knowledge, atau lebih tinggi 23% dari jumlah program yang direncanakan sebelumnya, karena banyaknya kebutuhan operasional.

4. Public Training

Pemenuhan kompetensi fungsional juga diberikan secara public training, dimana pekerja di awal tahun

With the additional recruitment, in the last 3 (three) years, BPMIGA has recruited 505 new employees to strengthen the organizational capability according to organizational design in 2008.

As the steps to develop and founding the employees to fulfill the organization's needs and to shape the characters according to the organization's vision and mission, several efforts have been conducted, such as, through:

1. Orientation for New Employees

The new employee orientation was conducted for about 3 months to shape employees' strong characters, highly committed, loyal to organization, and in accordance to BPMIGAS culture.

2. Mutation

Mutation and promotion were conducted as one of the steps to develop competence and also to develop employees' career. Aside from promotion, lateral mutation/task diversion was conducted to employees from staff level to Head of Division. Lateral mutation was meant to cover Subdivision cross-over until division cross-over in BPMIGAS organization.

3. In-House-Training

To increase the employee's quality, during 2011 was also conducted 58 in-house training programs and knowledge sharing, or 23% higher than the previous planned program due to the amount of operational necessity.

4. Public Training

The fulfillment of functional competency was also provided with public training, where employees have worked on the Individual Development Plan

telah membuat Individual Development Plan yang pelaksanaannya dimonitor sepanjang tahun.

5. Beasiswa

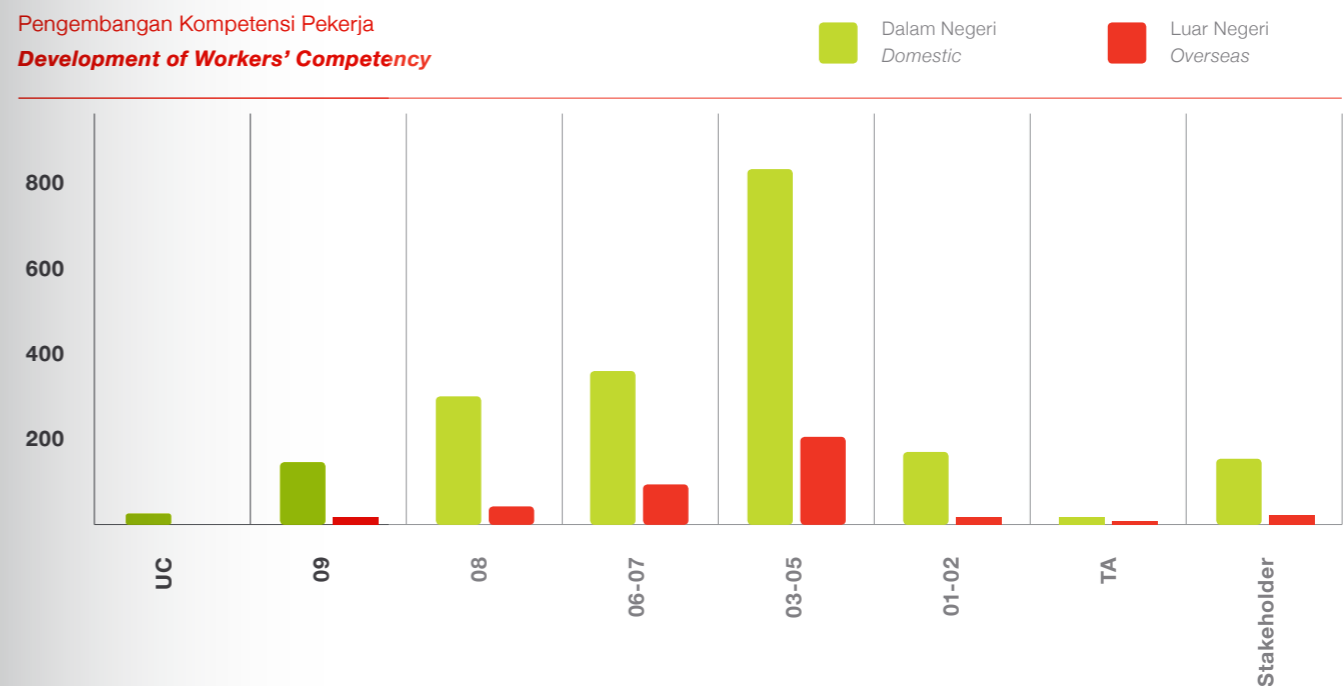
Dalam rangka peningkatan kompetensi melalui jalur pendidikan formal, BPMIGAS memberikan beasiswa dalam negeri dan luar negeri kepada pekerja-pekerja yang berpotensi tinggi. Tahun 2011 terdapat 5 pekerja yang diterima di perguruan tinggi di luar negeri dan 4 pekerja di dalam negeri.

in the early year in which its implementation was monitored for the entire year.

5. Scholarship

In term of competency increase through formal education, BPMIGAS provided domestic and international scholarship to the highly potential employees. In 2011, there were 5 employees accepted in foreign university while 4 employees were enrolled in local university.

Pengembangan Kompetensi Pekerja
Development of Workers' Competency



Pengelolaan Kinerja

Kinerja BPMIGAS diukur melalui kinerja unit dan individu. Untuk meningkatkan kinerja organisasi, BPMIGAS selalu melakukan pembaruan terhadap sistem pengelolaan kinerja yang berlaku. Selain pencapaian *Key Performance Indicator* (KPI) yang telah ditetapkan sebelumnya, implementasi kompetensi inti serta perilaku dalam proses pencapaian KPI tersebut juga diukur dengan penilaian 360°, yaitu system penilaian yang melibatkan atasan, rekan sejawat dan bawahan.

Pada tahun 2011, proses penilaian kinerja diawali dengan penetapan KPI pada bulan Juni 2011. Pada akhir tahun, seluruh pekerja telah melakukan penilaian terhadap pencapaian sasaran kerja yang telah ditetapkan sebelumnya, dan telah menyusun KPI untuk tahun 2012.

Performance Management

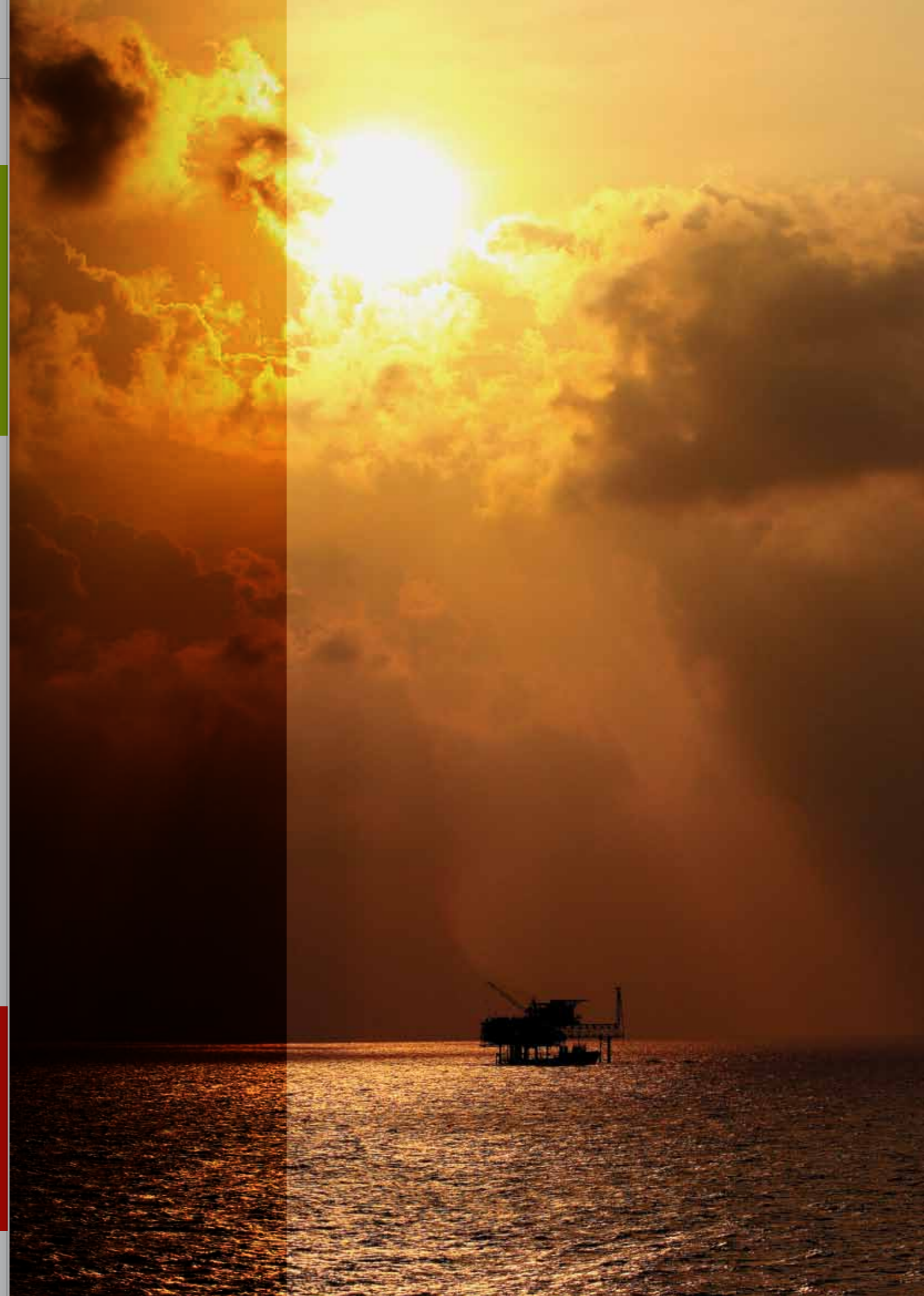
BPMIGAS' performance is measured by unit and individual performance. To increase organizational performance, BPMIGAS always updates the existing performance management system. Aside the achievement of Key Performance Indicator (KPI) which has been established before, core competency implementation and the behavior in KPI achievement process were also measured by the 360° measurement, an assessment system that involved superior, colleague, and subordinate.

In 2011, performance evaluation process was started by the KPI establishment in June 2011. In the end of the year, the whole employees have evaluated working target performance that has been established before, and have arranged the KPI for 2012.



Tahun 2011, proses penilaian kinerja diawali dengan penetapan KPI (*Key Performance Indicator*) kepada seluruh pekerja.

In 2011, performance measurement process was started by the KPI establishment (*Key Performance Indicator*) to all employees.





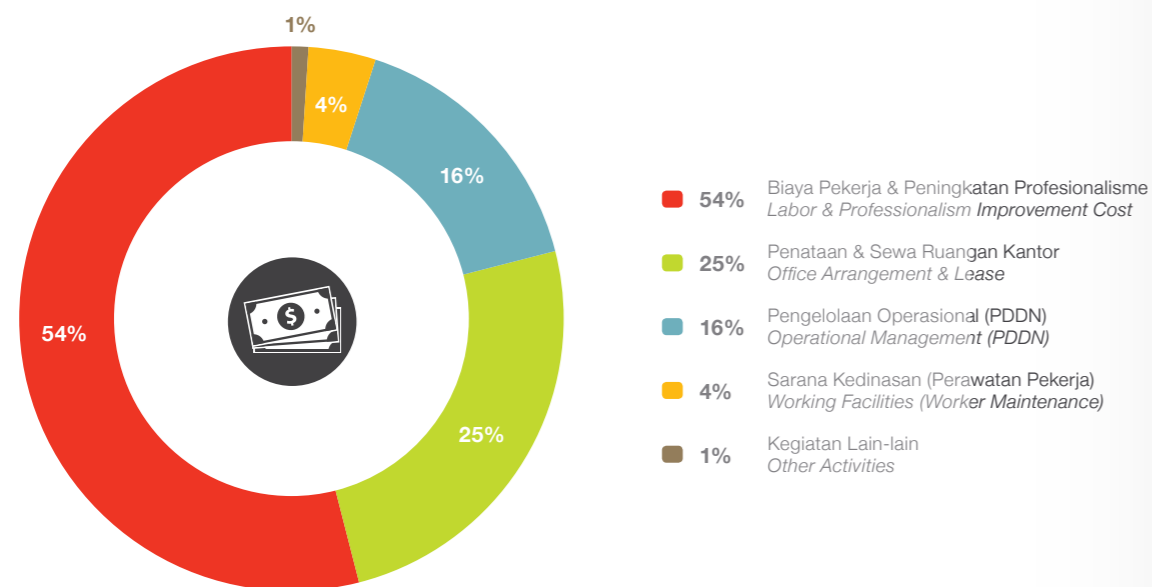
C. Realisasi Anggaran dan Belanja BPMIGAS

BPMIGAS' Expenditure and Budget Realization

Besaran anggaran belanja BPMIGAS tahun 2011 yang disetujui oleh Menteri Keuangan adalah Rp1.194 miliar dan US\$12,34 juta atau total Rp1.305 miliar dengan asumsi kurs Rp9.250 per dolar.

The amount of BPMIGAS budget realization in 2011 that has been approved by Ministry of Finance was Rp 1,194 billion and US\$12.34 million or total Rp 1,305 billion according to the currency exchange of Rp. 9,250 per Dollar

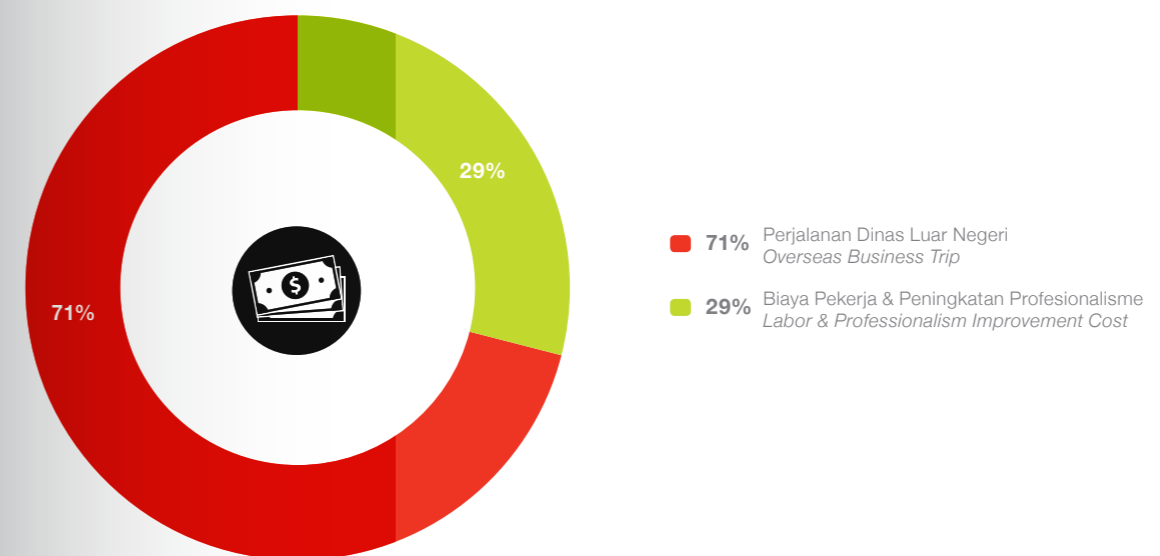
Anggaran dan Belanja dalam Rupiah
Budget in IDR



Besaran anggaran belanja BPMIGAS tahun 2011 yang disetujui oleh Menteri Keuangan adalah Rp1.194 miliar dan US\$12,34 juta atau total Rp1.305 miliar dengan asumsi kurs Rp9.250 per dolar. Angka tersebut naik dibandingkan anggaran dan belanja BPMIGAS tahun 2010 sebesar Rp901,1 miliar dan US\$10,06 juta karena adanya penataan dan sewa kantor baru serta pembangunan jaringan IT untuk meningkatkan sistem monitoring Kontraktor KKS. Namun besaran anggaran

The amount of BPMIGAS' budget in 2011 which has been approved by Minister of Finance was Rp1,194 billion and US\$12.32 million with the assumption of currency exchange of Rp9,250 per Dollar. That amount was increased compare to BPMIGAS' expenditure and budget in 2010 of Rp901.1 billion and US\$10.06 million due to the arrangement and new office leasing as well as IT network development to increase the monitoring system of PSC Contractors. However, the amount was

Anggaran dan Belanja dalam US\$
Budget in US\$



tersebut masih jauh lebih rendah dari pagu besaran anggaran yang diizinkan Menteri Keuangan, sebesar 1% dari penerimaan hulu minyak dan gas bumi tahun 2011. Realisasi anggaran (Rupiah dan Dolar) hingga Desember 2011 menunjukkan sebanyak 45,89% terserap untuk biaya pekerja dan peningkatan profesionalisme disusul penataan dan sewa ruangan kantor 9,75% dan pengelolaan operasional 39,63%.

still much lower than the budget approved by Minister of Finance in the amount of 1% from the revenue of upstream oil and gas industry in 2011. Budget Realization (Rupiah and Dollar) until December 2011 suggested that 45.89% was allocated for employee cost and professionalism increase followed by arrangement and office leasing cost 9.75% and operational management 39.63%.



D. Upaya Perbaikan Pelaporan Keuangan

Effort to Improve Financial Report

Dalam rangka meningkatkan good corporate governance, sejak tahun 2008 BPMIGAS telah melakukan berbagai usaha untuk memperbaiki pelaporan keuangan lembaga. Usaha ini dilakukan terkait dengan temuan audit BPK-RI terhadap pelaporan keuangan BPMIGAS yang dinilai tidak sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

Sebelumnya, pada tahun 2003 sampai tahun 2005 tim BPK-RI “Tidak Memberikan Opini” untuk laporan keuangan BPMIGAS. Sementara pada laporan tahun 2006, BPK-RI tidak memberikan penilaian karena dinilai “Tidak Menyajikan Secara Wajar” sesuai prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia, posisi keuangan BPMIGAS per 31 Desember 2006, dan aktivitas, serta arus kas untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut.

Temuan ini terjadi antara lain karena BPMIGAS belum memformalkan Pedoman Akuntansi yang digunakan dalam penyusunan laporan keuangan, serta BPMIGAS belum memiliki neraca pembuka karena Menteri Keuangan belum menetapkan Kekayaan Awal BPMIGAS.

Berbagai usaha perbaikan dilakukan, antara lain:

- a. Memformalkan Pedoman Akuntansi Keuangan BPMIGAS pada tanggal 19 Agustus 2008, untuk digunakan dalam pelaporan keuangan agar sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

In a way to increase good corporate governance, since 2008 BPMIGAS has conducted various efforts to improve the institution’s financial report. This improvement attempt was conducted due to the findings of The Audit Board of Republic Indonesia (BPK-RI) to BPMIGAS’ Financial Report which was discordance to GAAP (General Accepted Accounting Principles) in Indonesia.

Previously, in 2003 to 2005, BPK-RI stated “Disclaimer” to financial report of BPMIGAS. Meanwhile, the 2006 financial report, BPK-RI did not release any statement because it was an “Adverse Opinion” based on the GAAP (General Accepted Accounting Principles) in Indonesia, financial position of BPMIGAS per December 31 2006, activity, and cash flow on that date.

The finding occurred as a result of non-formalized Accounting Standard used by BPMIGAS in arranging its financial report. In addition, BPMIGAS did not have any first balance sheet because at that time Minister of Finance had not decided the initial equity of BPMIGAS.

The various improvement attempts were conducted, such as:

- a. To formalize Accounting Guidelines of BPMIGAS in August 19, 2008, to be used in Financial Report so that the report will be in accordance to the GAAP in Indonesia.

Hasil perbaikan membuahkan hasil. Audit BPK-RI terhadap laporan keuangan BPMIGAS, yaitu “Wajar Tanpa Pengecualian”.

The outcome of improvement has shown result. The audit from BPK-RI (Finance Examination Board - Republic of Indonesia) to BPMIGAS Financial Report was “Unqualified”.

- b. Menetapkan Neraca Pembuka BPMIGAS per 16 Juli 2002 setelah mendapatkan penetapan Kekayaan Awal BPMIGAS dari Menteri Keuangan sesuai Keputusan Menteri Keuangan Nomor: 333/KMK.06/2008 tanggal 21 November 2008.

- c. Menyajikan kembali laporan keuangannya untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2007, yang sudah menggambarkan perbaikan-perbaikan laporan keuangan tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2002, 2003, 2004, 2005 dan 2006.

Hasil perbaikan membuahkan hasil. Audit BPK-RI terhadap laporan keuangan BPMIGAS tahun 2008 yang dilaksanakan tahun 2010 dan 2009 dan 2010 yang dilaksanakan pada tahun 2011 memberikan penilaian tertinggi “Wajar Tanpa Pengecualian”. Penilaian ini mempertimbangkan semua hal material, posisi keuangan BPMIGAS tanggal 31 Desember 2010 dan 2009, kinerja keuangan, perubahan ekuitas serta arus kas dan informasi keuangan kontrak kerjasama dari kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

- b. To state the Beginning Balance Sheet of BPMIGAS per July 16, 2002 after obtaining the initial equity of BPMIGAS from Minister of Finance in accordance to Ministerial Act by Minister of Finance no. 333/KMK.06/2008 November 21st 2008.

- c. Re-submit the Financial Report for year ended in December 31, 2007, which has presented the improved financial reports for years ended in December 31, 2002, 2003, 2004, 2005, and 2006.

The improvement obtained a good result. The auditing of BPMIGAS’ financial reports which was performed by BPK received the highest assessment which was “Unqualified Opinion”. Those were several financial reports of 2008 done in 2010, while 2009 and 2010 reports done in 2011. The assessments considered all materials, position of BPMIGAS’ financial per December 31, 2010 and 2009, financial performance, change of equity, cash flow, and information of financial agreement from upstream oil and gas activity that ended in that date based on the GAAP in Indonesia.

TABEL KKKS

Table of PSC Contractors

Data Kontrak Kerjasama (KKS) dalam Koordinasi BPMIGAS Tahun 2011 - Production Sharing Contract (PSC)

PSC Data in Coordinating with BPMIGAS in 2011 - PSC

No.	Kontraktor Asal Contractor	Operator Operator	Wilayah Kerja Working Area	Status Status
1	PT CAHAYA BATURAJABLOK	PT CAHAYA BATURAJABLOK	AIR KOMERING, ONS. SOUTHERN SUMATERA	EKSPLORASI
2	PT INSANI BINA PERKASA	PT INSANI BINA PERKASA	ALAS JATI BLOCK, EAST JAVA	EKSPLORASI
3	AMBALAT SHELL BV.		AMBALAT BLOCK OFF. KALIMANTAN TIMUR	
	LASMO AMBALAT LTD. UNOCAL AMBALAT LTD.	ENI AMBALAT LTD.	AMBALAT BLOCK OFF. KALIMANTAN TIMUR	EKSPLORASI
4	CONOCOPHILLIPS (AMBORIP VI) LTD.	CONOCOPHILLIPS (AMBORIP VI) LTD.	AMBORIP VI BLOCK, ARAFURA SEA	EKSPLORASI
5	SANYEN OIL AND GAS LIMITED		ANAMBAS BLOCK, OFF. NATUNA SEA	
		SANYEN OIL AND GAS LIMITED	ANAMBAS BLOCK, OFF. NATUNA SEA	EKSPLORASI
6	TALISMAN ANDAMAN BV	TALISMAN ANDAMAN BV	ANDAMAN III BLOCK NANGGROE ACEH DARUSSALAM	EKSPLORASI
7	CONOCOPHILLIPS (ARAFURA SEA BLOCK INDONESIA) LTD.	CONOCOPHILLIPS (ARAFURA SEA BLOCK INDONESIA) LTD.	ARAFURA SEA BLOCK, MALUKU	EKSPLORASI
8	ENI ARGUNI I LTD.	ENI ARGUNI I LTD.	ARGUNI I	EKSPLORASI
9	INDONESIA PETROLEUM LTD.		ATTAKA BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	
			ATTAKA BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	
		INDONESIA PETROLEUM LTD.	ATTAKA BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	PRODUKSI
10	INPEX BANDA SEA LIMITED	INPEX BANDA SEA LIMITED	BABAR SELARU	EKSPLORASI
11	ELNUSA BANGKANAI ENERGY LTD.	ELNUSA BANGKANAI ENERGY LTD.	BANGKANAI BLOCK, CENTRAL/EAST KALIMANTAN	PRODUKSI
12	SANTA FE RESOURCES (BANGKO) LTD.		BANGKO, ONS. SOUTH SUMATERA	

Eksplorasi: Exploration

Produksi: Production

No.	Kontraktor Asal Contractor	Operator Operator	Wilayah Kerja Working Area	Status Status
	PETROCHINA INTERNATIONAL BANGKO LTD.	PETROCHINA INTERNATIONAL BANGKO LTD.	BANGKO, ONS. SOUTH SUMATERA	PRODUKSI
	SK ENERGY CO. LTD			
13	COPAREX BANYUMAS BV		BANYUMAS BLOCK, ONS. CENTRAL JAVA	
	LUNDIN BANYUMAS BV CONOCOPHILLIPS (BANYUMAS) LTD.	STAR ENERGY (BANYUMAS) LTD.	BANYUMAS BLOCK, ONS. CENTRAL JAVA	EKSPLORASI
14	ALTAR SOCIEDADE DE INVESTIMENTO IMOBILIARIO, SA	ALTAR RESOURCES, SA	BARITO BLOCK, ONS. CENTRAL/SOUTH KALIMANTAN	EKSPLORASI
15	LUNDIN BARONANG BV	LUNDIN BARONANG BV	BARONANG BLOCK NATUNA SEA	EKSPLORASI
16	CNOOC BATANGHARI LTD PT GREGORY GAS PERKASA	CNOOC BATANGHARI LTD	BATANGHARI BLOCK, JAMBI	EKSPLORASI
17	JAMBI INC. PTE. LTD.	RANHILL JAMBI INC. PTE. LTD.	BATU GAJAH BLOCK, JAMBI	EKSPLORASI
18	KERR MCGEE OF INDONESIA INC. QUINTANA INDONESIA LTD. SAMEDAN OIL INDONESIA INC. WAINOCO INDONESIA INC.		BAWEAN BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA SEA	
	ENTERPRISE OIL (BAWEAN) LTD. KUFPEC (JAVA) LTD. SAMEDAN OIL INDONESIA INC.		BAWEAN BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA SEA	

Eksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
	INDO-PACIFIC RESOURCES (JAVA) LTD.		BAWEAN BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA SEA	
	CAMAR RESOURCES CANADA INC.	CAMAR RESOURCES CANADA INC.	BAWEAN BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA SEA	PRODUKSI
	CAMAR BAWEAN PETROLEUM LTD.			
19	PT GERALDO ENERGY	PT GERALDO ENERGY	BELAYAN	EKSPLORASI
20	PT SELE RAYA	PT SELE RAYA BELIDA	BELIDA BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
21	PT PETRONER BENGARA ENERGI		BENGARA I BLOCK, ONS. EAST KALIMANTAN	
		PT MEDCO E&P INDONESIA	BENGARA I BLOCK, ONS. EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
22	APEX (BENGARA-II) LTD.	CONTINENTAL-GEOPETRO (BENGARA II) LTD.	BENGARA II BLOCK, ONS. OFF. KALIMANTAN TIMUR	EKSPLORASI
23	ENDEAVOR ENERGY (BENGKULU) PTY. LTD.	ECOSSE ENERGY (BENGKULU) PTY. LTD.	BENGKULU BLOCK, BENGKULU	EKSPLORASI
24	SCEPTRE RESOURCES BENTU		BENTU SEGAT BLOCK, ONS. RIAU	
	SANTOS (BENTU NO.2) PTY. LTD.	KALILA (BENTU) LTD.	BENTU SEGAT BLOCK, ONS. RIAU	PRODUKSI
	SANTOS (BENTU) PTY. LTD.			
	PETROZ BENTU LDC.			
25	OCCIDENTAL BERAU OF IND. INC.		BERAU, OFF. IRIAN JAYA	
			BERAU, OFF. IRIAN JAYA	
			BERAU, OFF. IRIAN JAYA	

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
	BP BERAU LTD.		BERAU, OFF. IRIAN JAYA	
	MI MERAU BV			
	NIPPON OIL EXPLORATION (BERAU) LTD.			
	KG BERAU PETROLEUM LTD.			
			BERAU, OFF. IRIAN JAYA	
		BP BERAU LTD.	BERAU, OFF. IRIAN JAYA	PRODUKSI
26	PT MITRA ENERGY DEVELOPMENT	MITRA ENERGY BILITON PTE LTD.	BILITON BLOCK, OFF. JAVA SEA	EKSPLORASI
	ASIA PETROLEUM DEVELOPMENT (BILITON) LIMITED			
27	PT SELE RAYA ENERGI	PT SELE RAYA ENERGI	BLORA BLOCK, ONS. CENTRAL & EAST JAVA	EKSPLORASI
28	BLACK GOLD VENTURES LLC.	MARATHON INDONESIA (BONE BAY) LIMITED	BONE BAY BLOCK, SOUTH EAST SULAWESI	EKSPLORASI
	MARATHON INDONESIA (BONE BAY) LIMITED			
29	MITRA ENERGY (INDONESIA BONE)	MITRA ENERGY (INDONESIA BONE)	BONE BLOCK, SOUTH SULAWESI	EKSPLORASI
30	PT EKSINDO PETROLEUM BONTANG		BONTANG BLOCK, EAST KALIMANTAN	
	SALAMANDER ENERGY (BONTANG) PTE. LTD.	SALAMANDER ENERGY (BONTANG) PTE. LTD	BONTANG BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
	BONTANG ENERGY LIMITED			
31	HUFFCO BRANTAS, INC.	LAPINDO BRANTAS INC.	BRANTAS BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA.	PRODUKSI
	PT SARIMBI MENUR SARI			

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
32	TATELY BUDONG-BUDONG N.V. PT GEMA TERRA TGS NOPEC INVEST AS	TATELY BUDONG-BUDONG N.V.	BUDONG-BUDONG BLOCK, WEST SULAWESI	EKSPLORASI
33	SHELL PROSPECTING SOUTH ASIA BV. LASMO BUKAT LTD. UNOCAL BUKAT LTD.	ENI BUKAT LTD.	BUKAT BLOCK, OFF. KALIMANTAN TIMUR BUKAT BLOCK, OFF. KALIMANTAN TIMUR	EKSPLORASI
34	KALREZ PETROLEUM (SERAM) LIMITED	KALREZ PETROLEUM (SERAM) LIMITED	BULA, ONS. SERAM	PRODUKSI
35	SEBANA LTD.	PEARLOIL (SATRIA) LTD.	BULU, OFF. NORTH EAST JAVA	EKSPLORASI
36	ENI INDONESIA LTD.	ENI BULUNGAN, BV.	BULUNGAN, OFF. BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
37	PT BUNGA MAS ENERGI	BUNGA MAS INTERNATIONAL COMPANY	BUNGA MAS BLOCK, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
38	JAPEX BUTON LTD. PREMIER OIL BV KUFPEC INDONESIA (BUTON) LTD.	JAPEX BUTON LTD.	BUTON BLOCK, SOUTH EAST SULAWESI	EKSPLORASI
39	PT PUTINDO BINTECH	PT PUTINDO BINTECH	BUTON I BLOCK, SOUTH EAST SULAWESI	EKSPLORASI
40	LUNDIN CAKALANG BV.	LUNDIN CAKALANG BV.	CAKALANG BLOCK, NATUNA SEA	EKSPLORASI
41	NIKO RESOURCES (OVERSEAS XXII) LIMITED REPSOL EXPLORACION, S.A.	REPSOL EXPLORACION CENDRAWASIH II B.V.	CENDRAWASIH BAY II BLOCK	EKSPLORASI
42	NIKO RESOURCES (OVERSEAS XXII) LIMITED REPSOL EXPLORACION, S.A.			

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
43	NIKO RESOURCES (OVERSEAS XXIV) LTD. REPSOL EXPLORACION, S.A.	NIKO RESOURCES (CENDRAWASIH BAY IV) LIMITED	CENDRAWASIH BAY IV BLOCK	EKSPLORASI
44	BLACK GOLD CENDRAWASIH LLC. EXXONMOBIL E&P INDONESIA (CENDRAWASIH) LTD.	EXXONMOBIL E&P INDONESIA (CENDRAWASIH) LTD.	CENDRAWASIH BLOCK, PAPUA	EKSPLORASI
45	PT PERTAMINA EP MOBIL CEPU LTD. AMPOLEX (CEPU) PTE. LTD.	MOBIL CEPU LTD.	CEPU BLOCK, JAVA	PRODUKSI
46	PT BUMI PARAHYANGAN RANHILL ENERGIA CITARUM	PAN ORIENT ENERGY (CITARUM) PTE. LTD.	CITARUM BLOCK, WEST JAVA	EKSPLORASI
47	PERUSAHAAN PERTAMBANGAN MINYAK DAN GAS BUMI NEGARA (PERTAMINA) PT BUMI SIAK PUSAKO	BOB PERTAMINA - BUMI SIAK PUSAKO	COASTAL PLAINS AND PEKANBARU (CPP) BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA	PRODUKSI
48	ASAMERA (OVERSEAS) LTD. ASAMERA (OVERSEAS) LTD. TALISMAN (CORRIDOR) LTD.		CORRIDOR BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA CORRIDOR BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	
		CONOCO PHILLIPS (GRISSIK) LTD.	CORRIDOR BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	PRODUKSI
49	TOTALFINAELF DONGGOLA INPEX CORPORATION		DONGGALA BLOCK, OFF. MAKASSAR STRAIT, EAST KALIMANTAN	

Eksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
	TOTALFINAELF DONGGALA INPEX NORTH MAKASSAR LTD. UNOCAL DONGGALA LTD.	SANTOS (DONGGALA) PTY. LTD.	DONGGALA BLOCK, OFF. MAKASSAR STRAIT, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
50	TRANSWORLD EXPLORATION LTD.	WEST NATUNA EXPLORATION LIMITED	DUYUNG BLOCK, OFF. NATUNA SEA	EKSPLORASI
51	UNOCAL EAST AMBALAT, LTD	CHEVRON EAST AMBALAT, LTD.	EAST AMBALAT BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
52	CJSC SINTEZMORNEFTEGAZ	EAST BAWEAN LTD.	EAST BAWEAN I BLOCK, EAST JAVA	EKSPLORASI
53	BLACK GOLD EAST BULA LLC NIKO RESOURCES (OVERSEAS XVII) LIMITED	BLACK GOLD EAST BULA LLC	EAST BULA BLOCK, MALUKU	EKSPLORASI
54	PAN ORIENT ENERGY EAST JABUNG PTY LTD.	PAN ORIENT ENERGY EAST JABUNG PTY LTD.	EAST JABUNG	EKSPLORASI
55	UNION OIL COMPANY OF INDONESIA UNOCAL INDONESIA LTD.		EAST KALIMANTAN, ONS. OFF. EAST KALIMANTAN, ONS. OFF.	
	UNOCAL INDONESIA LTD.	CHEVRON INDONESIA COMPANY	EAST KALIMANTAN, ONS. OFF.	PRODUKSI
56	GREENSTAR ASSETS LIMITED	GREENSTAR ASSETS LIMITED	EAST KANGEAN BLOCK, EAST JAVA	EKSPLORASI
57	PEARL OIL (EAST MURIAH) LTD. AWE (EAST MURIAH) NZ LIMITED	PEARL OIL (EAST MURIAH) LTD.	EAST MURIAH BLOCK, EAST JAVA	EKSPLORASI
58	PT NORTHERN YAMANO TECHNOLOGY OIL RESOURCES EAST PAMAI	PT NORTHERN YAMANO TECHNOLOGY OIL RESOURCES EAST PAMAI	EAST PAMAI BLOCK, RIAU	

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
59	PT EASCO EAST SEPANJANG	PT EASCO EAST SEPANJANG	EAST SEPANJANG BLOCK, OFF. EAST JAVA	EKSPLORASI
60	SERICA EAST SERUWAY BV.	SERICA ENERGY EAST SERUWAY BV	EAST SERUWAY BLOCK, NORTHERN SUMATERA	EKSPLORASI
61	SONLAW UNITED CORPORATION	SONLAW UNITED CORPORATION	EAST SIMENGGARIS	EKSPLORASI
62	PT SIGMA ENERGI PETROGAS	PT SIGMA ENERGI PETROGAS	ENREKANG BLOCK, SOUTH SULAWESI	EKSPLORASI
63	PT NUSAMBA ENERGY PRATAMA UNOCAL GANAL LTD.		GANAL BLOCK, OFF. KALIMANTAN TIMUR	
	LASMO GANAL LTD. UNOCAL GANAL LTD.	CHEVRON GANAL LTD.	GANAL BLOCK, OFF. KALIMANTAN TIMUR	PRODUKSI
64	EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION INDONESIA (GUNTING) LTD.	EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION INDONESIA (GUNTING) LTD.	GUNTING BLOCK, EAST JAVA	EKSPLORASI
65	LUNDIN GURITA BV.	LUNDIN GURITA BV.	GURITA, RIAU	EKSPLORASI
66	BLACK GOLD HALMAHERA KOFIAU LLC NIKO RESOURCES (OVERSEAS XVI) LIMITED.	NIKO RESOURCES (HALMAHERA KOFIAU) LIMITED	HALMAHERA - KOFIAU BLOCK, NORTH	EKSPLORASI
67	HALMAHERA PETROLEUM LIMITED	HALMAHERA PETROLEUM LIMITED	HALMAHERA BLOCK, ONS. & OFF. NORTH MALUKU	EKSPLORASI
68	STATOIL INDONESIA HALMAHERA II AS NIKO RESOURCES (HALMAHERA II) LTD		HALMAHERA II	EKSPLORASI
69	TREND INTERNATIONAL (JABUNG) LTD. ANADARKO INDONESIA COY.	PETROCHINA INTERNATIONAL JABUNG LTD.	JABUNG BLOCK, ONS. JAMBI.	PRODUKSI

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
70	PHILIPS PETR. COY. IND. TENNECO IND. INC.		KAKAP BLOCK	
			KAKAP BLOCK	
	GULF RESOURCES (KAKAP) LTD.		KAKAP BLOCK	
	PREMIER (KAKAP) PTY. LTD.			
	NOVUS U.K. (KAKAP) LTD.			
	NOVUS U.K. (KAKAP 2) LTD.			
	NOVUS PETROLEUM CANADA (KAKAP) LTD.			
	LL & E INDONESIA LTD.			
	PERTAMINA			
			KAKAP BLOCK	
		STAR ENERGY (KAKAP) LTD.	KAKAP BLOCK	PRODUKSI
71	EURORICH GROUP LTD.	EURORICH GROUP LTD	KALYANI	EKSPLORASI
72	ATLANTIC RICHFIELD BALI NORTH INC.		KANGEAN BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA SEA	
	BP KANGEAN LTD.		KANGEAN BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA SEA	
	BP EXPLORATION (KANGEAN) LTD.			
	EMP KANGEAN LTD		KANGEAN BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA SEA	
		KANGEAN ENERGY INDONESIA LIMITED	KANGEAN BLOCK, ONS. OFF. EAST JAVA SEA	PRODUKSI
73	PT PERTAMINA HULU ENERGI KARAMA STATOIL INDONESIA KARAMA AS	STATOIL INDONESIA KARAMA AS	KARAMA BLOCK, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
74	PT ODIRA ENERGY KARANG AGUNG	PT ODIRA ENERGY KARANG AGUNG	KARANG AGUNG BLOCK, SOUTH SUMATERA	PRODUKSI
75	AMSTELCO KARAPAN PTE. LTD.	AMSTELCO KARAPAN PTE. LTD.	KARAPAN BLOCK, OFF. NORTH MADURA	EKSPLORASI
76	GENTING OIL KASURI PTE. LTD.	GENTING OIL KASURI PTE. LTD.	KASURI BLOCK, WEST PAPUA	EKSPLORASI
77	TREND EXPLORATION LTD.		KEPALA BURUNG BLOCK	
			KEPALA BURUNG BLOCK	
	SANTA FE ENERGY RESOURCES (BERMUDA) INC. COPAREX INTERNATIONAL CIECO VOGELKOP INC. MITSUI OIL EXPLORATION CO. LTD.	PETROCHINA INTERNATIONAL (BERMUDA) LTD.	KEPALA BURUNG BLOCK, EXCEPT KLAMONO & SORONG, ONS. IRIAN JAYA	PRODUKSI
78	PEARL OIL (TACHYLYTE) LTD	PEARL OIL (TACHYLYTE) LTD	KERAPU BLOCK, NATUNA SEA	EKSPLORASI
79	GULF RESOURCES (KETAPANG) LTD.	PC KETAPANG II LTD	KETAPANG BLOCK, OFF. EAST JAVA SEA	PRODUKSI
80	CHEVRON KISARAN LIMITED TEXACO KISARAN INC		KISARAN BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA	
		PACIFIC OIL & GAS (KISARAN) LTD.	KISARAN BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA	EKSPLORASI
81	BLACK GOLD KOFIAU LLC NIKO RESOURCES (OVERSEAS IX) LIMITED	NIKO RESOURCES (KOFIAU) LIMITED	KOFIAU BLOCK, WEST PAPUA	EKSPLORASI
82	APACHE KORINCI BARU LDC.	KALILA (KORINCI BARU) LTD.	KORINCI BARU BLOCK, ONS. RIAU	

Eksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
	SANTOS (KORINCI BARU NO.2) PTY. LTD.	KALILA (KORINCI BARU) LTD.	KORINCI BARU BLOCK, ONS. RIAU	PRODUKSI
	SANTOS (KORINCI BARU) PTY. LTD.			
	PETROZ KORINCI BARU LDC			
83	LASMO KRUENG MANE, LTD.		KRUENG MANE BLOCK, OFF. NORTH SUMATERA	
			KRUENG MANE BLOCK, OFF. NORTH SUMATERA	
		ENI KRUENG MANE, LTD.	KRUENG MANE BLOCK, OFF. NORTH SUMATERA	PRODUKSI
84	PT MENTARI PAMBUANG INTERNASIONAL	PT MENTARI PAMBUANG INTERNASIONAL	KUALA PAMBUANG	EKSPLORASI
85	CONOCOPHILLIPS (KUMA) LTD.	CONOCOPHILLIPS (KUMA) LTD.	KUMA BLOCK, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
	STATOIL INDONESIA AS			
86	BLACK GOLD KUMAWA LLC INDONESIA KUMAWA ENERGY LTD.	MARATHON INDONESIA (KUMAWA) LTD.	KUMAWA BLOCK, MALUKU - WEST PAPUA	EKSPLORASI
	MARATHON INDONESIA (KUMAWA) LTD.			
87	EPHINDO KUTAI LIMITED	SERICA KUTEI BV	KUTAI BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
	SERICA KUTEI BV			
88	PT ADITYA NUGRAHA PRATAMA ENERGY LAMPUNG	PT ADITYA NUGRAHA PRATAMA ENERGY LAMPUNG	LAMPUNG I BLOCK, OFF. JAVA SEA, LAMPUNG	EKSPLORASI
89	PC LAMPUNG II LTD.	PC LAMPUNG II LTD.	LAMPUNG II BLOCK, OFF. JAVA SEA, LAMPUNG	EKSPLORASI
90	PT HARPINDO MITRA KHARISMA	PT HARPINDO MITRA KHARISMA	LAMPUNG III BLOCK, LAMPUNG	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
91	PT SARANA PEMBANGUNAN RIAU	PT SPR LANGGAK	LANGGAK BLOCK, RIAU	PRODUKSI
	KINGSWOOD CAPITAL LTD			
92	PT HEXINDO GEMILANG JAYA	PT HEXINDO GEMILANG JAYA	LEMANG BLOCK, CENTRAL SUMATERA	EKSPLORASI
	PT INDELBERG INDONESIA			
93	ENIM OIL COMPANY LTD.		LEMATANG, ONS. SOUTH SUMATERA	
		PT MEDCO E&P INDONESIA	LEMATANG, ONS. SOUTH SUMATERA	PRODUKSI
94	ZARATEX N.V.	ZARATEX N.V.	LHOKSEUMAWA BLOCK, NANGGROE ACEH DARUSSALAM	EKSPLORASI
95	PT KARYA INTI PETROLEUM	PT KARYA INTI PETROLEUM	LIRIK II BLOCK, RIAU	EKSPLORASI
96	PT KALISA ENERGI NUSANTARA	PT KALISAT ENERGI NUSANTARA	LONG HUBUNG - LONG BAGUN BLOCK	EKSPLORASI
97	SPE PETROLEUM LTD.	SPE PETROLEUM LTD.	MADURA BLOCK, EAST JAVA	EKSPLORASI
98	TALISMAN (MADURA) LTD.		MADURA OFFSHORE BLOCK, SOUTH EAST MADURA	
	SANTOS (MADURA OFFSHORE) PTY LTD.	SANTOS (MADURA OFFSHORE) PTY LTD.	MADURA OFFSHORE BLOCK, SOUTH EAST MADURA	PRODUKSI
	TALISMAN (MADURA) LTD.			
99	HUBBAY OIL INTERNATIONAL LTD.		MADURA STRAIT, ONS. OFF.	
	HUSKY OIL (MADURA) LTD.			
	PENZOIL ASIATIC INC.			
	MOBIL OIL MADURA STRAIT INC.		MADURA STRAIT, ONS. OFF.	
	HUSKY OIL (MADURA) LTD.			
	HUSKY OIL (MADURA) LTD.		MADURA STRAIT, ONS. OFF.	

Eksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal Contractor	Operator Operator	Wilayah Kerja Working Area	Status Status
		HUSKY OIL (MADURA) LTD.	MADURA STRAIT, ONS. OFF.	PRODUKSI
100	JAPAN PETROLEUM EXPLORATION CO. LTD.		MAHAKAM BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	
	INDONESIA PETROLEUM LTD.		MAHAKAM BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	
	TOTAL INDONESIA S.A.			
	TOTAL INDONESIA		MAHAKAM BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	
	INDONESIA PETROLEUM LTD.			
			MAHAKAM BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	
	TOTAL E&P INDONESIA	TOTAL E&P INDONESIA	MAHAKAM BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	PRODUKSI
	INPEX CORPORATION			
101	SPC E&P UPSTREAM PTE LTD.	SPC MAHAKAM HILIR PTE LTD.	MAHAKAM HILIR BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
102	MOBIL MAKASSAR INC.		MAKASSAR STRAIT, OFF. MAKASSAR STRAIT	
	MOBIL MAKASSAR INC.	CHEVRON MAKASSAR LTD.	MAKASSAR STRAIT, OFF. MAKASSAR STRAIT	PRODUKSI
	UNOCAL MAKASSAR LTD.			
103	KONDUR PETROLEUM S.A.		MALACCA STRAIT BLOCK, OFF.	
			MALACCA STRAIT BLOCK, OFF.	
			MALACCA STRAIT BLOCK, OFF.	
			MALACCA STRAIT BLOCK, OFF.	

No.	Kontraktor Asal Contractor	Operator Operator	Wilayah Kerja Working Area	Status Status
	KONDUR PETROLEUM S.A.	KONDUR PETROLEUM S.A.	MALACCA STRAIT BLOCK, OFF.	PRODUKSI
	OOGC MALACCA LTD.			
	PT IMBANG TATA ALAM			
	MALACCA PETROLEUM LTD.			
104	PTTEP MALUNDA LIMITED	PTTEP MALUNDA LIMITED	MALUNDA BLOCK	EKSPLORASI
105	PT BUMI HASTA MUKTI		MANDALA BLOCK	EKSPLORASI
	FORTUNE EMPIRE GROUP LTD.			
106	EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION INDONESIA (MANDAR) LTD.	EXXONMOBIL E&P INDONESIA (MANDAR) LTD.	MANDAR BLOCK, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
107	PT WAROPEN PERKASA	ECOSSE ENERGY (MANOKWARI) LTD	MANOKWARI BLOCK, PAPUA	EKSPLORASI
108	PT SCHINTAR MARQUISA	PT SCHINTAR MARQUISA	MARQUISA, NORTH SUMATERA & RIAU	EKSPLORASI
109	INDONESIA PETROLEUM LTD.		MASELA BLOCK, OFF. LAUT TIMOR	
	INPEX MASELA LTD.	INPEX MASELA LTD.	MASELA BLOCK, OFF. LAUT TIMOR	PRODUKSI
110	PT EXSPAN MERANGIN	PT MEDCO E&P MERANGIN	MERANGIN I BLOCK, ONS. JAMBI	EKSPLORASI
111	PT SELE RAYA	PT SELE RAYA MERANGIN DUA	MERANGIN II BLOCK, OFF. SOUTH SUMATERA	PRODUKSI
112	LASMO INDONESIA LTD.	ENI MUARA BAKAU BV	MUARA BAKAU BLOCK, MAKASSAR STRAIT, EAST KALIMANTAN	PRODUKSI
	UNOCAL MUARA BAKAU LTD.			
113	MURIAH SHELL BV		MURIAH, OFF. NORTH EAST JAVA SEA	
	BP MURIAH LTD.	PC MURIAH LIMITED	MURIAH, OFF. NORTH EAST JAVA SEA	PRODUKSI

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
114	BRITISH GAS EXPLORATION AND PRODUCTION LTD. PT SAPTA PATRA WISESA		MUTURI BLOCK, IRIAN JAYA	
	BG EXPLORATION AND PRODUCTION LTD. CAIRINS LTD. INDONESIA NATURAL GAS RESOURCES MUTURI INC.		MUTURI BLOCK, IRIAN JAYA	
	BG INTERNATIONAL LTD CNOOC MUTURI LTD INDONESIA NATURAL GAS RESOURCES MUTURI INC BP MUTURI HOLDINGS BV		MUTURI BLOCK, IRIAN JAYA	
	CNOOC MUTURI, LTD. INDONESIA NATURAL GAS RESOURCES MUTURI INC. BP MUTURI HOLDINGS BV		MUTURI BLOCK, IRIAN JAYA	
		BP MUTURI HOLDINGS BV	MUTURI BLOCK, IRIAN JAYA	PRODUKSI
115	SUMATERA GULF OIL LTD.		NATUNA SEA BLOCK "A", OFF.	
	PREMIER OIL NATUNA SEA LTD. KUWAIT FOREIGN PETROLEUM EXPLORATION CO. KSC		NATUNA SEA BLOCK "A", OFF.	
			NATUNA SEA BLOCK "A", OFF.	
		PREMIER OIL NATUNA SEA BV.	NATUNA SEA BLOCK "A", OFF.	PRODUKSI
116	BP NORTH ARAFURA LTD	BP NORTH ARAFURA LTD	NORTH ARAFURA	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
117	PT TERRA GLOBAL VESTAL BATURAJA	PT TERRA GLOBAL VESTAL BATURAJA	NORTH BATURAJA	EKSPLORASI
118	ANADARKO INDONESIA COMPANY	ANADARKO INDONESIA COMPANY	NORTH EAST MADURA III, OFF. EAST JAVA	EKSPLORASI
119	GFB RESOURCES (NATUNA) LTD. PT BINATEK REKA NATUNA		NORTH EAST NATUNA, OFF.	
	TITAN RESOURCES NATUNA INDONESIA LTD. PT BINATEK REKA NATUNA	TITAN RESOURCES (NATUNA) INDONESIA LTD.	NORTH EAST NATUNA, OFF.	EKSPLORASI
120	NIKO RESOURCES (NORTH GANAL) LIMITED NORTH GANAL ENERGY LTD STATOIL INDONESIA NORTH GANAL AS ENI NORTH GANAL LIMITED GDF SUEZ NEW PROJECT INDONESIA BV		NORTH GANAL	EKSPLORASI
121	PETROJAVA NORTH KANGAEAN INC	PETROJAVA NORTH KANGAEAN INC	NORTH KANGAEAN, EAST JAVA	EKSPLORASI
122	AWE (NORTH MADURA) NZ LTD.	AWE (NORTH MADURA) NZ LTD.	NORTH MADURA, EAST JAVA	EKSPLORASI
123	BARUNA NUSANTARA ENERGY LTD. NIKO RESOURCES (OVERSEAS XIV) LIMITED	NIKO RESOURCES (NORTH MAKASSAR STRAIT) LIMITED	NORTH MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
124	NORTH SOKANG ENERGY LTD.	NORTH SOKANG ENERGY LTD.	NORTH SOKANG BLOCK, RIAU ISLANDS	EKSPLORASI

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
125	ASAMERA OIL (INDONESIA) LTD.		NORTH SUMATERA "B" BLOCK, ONS. NORTH SUMATERA	
	MOBIL OIL INDONESIA INC		NORTH SUMATERA "B" BLOCK, ONS. NORTH SUMATERA	
			NORTH SUMATERA "B" BLOCK, ONS. NORTH SUMATERA	
	EXXONMOBIL OIL IND. INC.		NORTH SUMATERA "B" BLOCK, ONS. NORTH SUMATERA	
126	ASAMERA OIL (IND) LTD.		NORTH SUMATERA AREA "A", NORTH SUMATERA	
			NORTH SUMATERA AREA "A", NORTH SUMATERA	
	PT MEDCO E&P MALAKA		NORTH SUMATERA AREA "A", NORTH SUMATERA	
	PREMIER OIL SUMATERA (NORTH) BV			
	JAPEX BLOK A LTD			
		PT MEDCO E&P MALAKA	NORTH SUMATERA AREA "A", NORTH SUMATERA	PRODUKSI
127	MOBIL OIL INDONESIA INC.		NORTH SUMATERA, OFF.	
	MOBIL EXPLORATION INDONESIA INC.		NORTH SUMATERA, OFF.	
		MOBIL EXPLORATION IND.	NORTH SUMATERA, OFF.	PRODUKSI
128	HUSKY OIL NORTH SUMBAWA LTD	HUSKY OIL NORTH SUMBAWA LTD	NORTH SUMBAWA II, OFF. WEST NUSA TENGGARA	EKSPLORASI
129	TECHWIN ENERGY NORTHEAST MADURA LTD	TECHWIN ENERGY NORTHEAST MADURA LTD	NORTHEAST MADURA	EKSPLORASI
130	SARMI PAPUA ASIA OIL LTD.	SARMI PAPUA ASIA OIL LTD.	NORTHERN PAPUA	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
131	INDEPENDENT INDONESIAN AMERICAN PETROLEUM CO.		NORTHWEST JAVA SEA, OFF.	E
	ATLANTIC RICHFIELD INDONESIA INC.		NORTHWEST JAVA SEA, OFF.	
			NORTHWEST JAVA SEA, OFF.	
			NORTHWEST JAVA SEA, OFF.	
	BP WEST JAVA LTD.	PERTAMINA HULU ENERGI ONWJ LTD	NORTHWEST JAVA SEA, OFF.	PRODUKSI
	CNOOC ONWJ LTD.			
	INPEX JAWA LTD.			
	MC OIL & GAS JAVA BV			
	ITOCHU OIL EXPLORATION CO.			
	PALADIN RESOURCES (SUNDA) LTD.			
132	GENTING OIL NATUNA PTE LTD.	GENTING OIL NATUNA PTE LTD.	NORTHWEST NATUNA, OFF. NATUNA SEA	PRODUKSI
133	PT MEDCO E&P NUNUKAN	ANADARKO INDONESIA NUNUKAN COMPANY	NUNUKAN, OFF. EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
134	NIKO RESOURCES (OBI) LIMITED	NIKO RESOURCES (OBI) LIMITED, STATOIL INDONESIA OBI AS, ZIMOREX NV	OBI	EKSPLORASI
	STATOIL INDONESIA OBI AS			
	ZIMOREX NV			
135	HESS (INDONESIA-V) LTD	HESS (INDONESIA-V) LTD	OFFSHORE TIMOR SEA I	EKSPLORASI
136	TATELY NV	TATELY NV	PALMERAH BLOCK, JAMBI - SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
137	PT TROPIK ENERGI PANDAN	PT TROPIK ENERGI PANDAN	PANDAN BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
138	PREMIER OIL PANGKAH LTD. SEAFIELD RESOURCES (IND.) LLC AMERADA HESS (IND-PANGKAH) LTD.	HESS (INDONESIA-PANGKAH) LTD	PANGKAH BLOCK, OFF. NE JAVA SEA	PRODUKSI
139	ZUDANI NV ZUDANI NV AGIP PAPALANG LTD. UNOCAL PAPALANG LTD.	ANADARKO PAPALANG, LTD.	PAPALANG BLOCK, OFF. MAKASSAR STRAIT, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
140	INDOREACH EXPLORATION LTD	INDOREACH EXPLORATION LTD	PARI BLOCK, NATUNA SEA	EKSPLORASI
141	MARATHON INTERNATIONAL PETROLEUM INDONESIA LTD. TALISMAN (PASANGKAYU) LIMITED.	MARATHON INTERNATIONAL PETROLEUM INDONESIA LTD.	PASANGKAYU BLOCK, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
142	MOBIL PASE INC.	TRIANGLE PASE INC.	PASE BLOCK, ONS. ACEH	PRODUKSI
143	PT ARCHIPELAGO RESOURCES	PASIR PETROLEUM RESOURCES LIMITED	PASIR BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
144	PT PERTAMINA EP	PT PERTAMINA EP	PERTAMINA EP	PRODUKSI
145	ZODAN NV ZODAN NV AGIP POPODI LTD. UNOCAL POPODI LTD.	ANADARKO POPODI LTD.	POPODI BLOCK, OFF. MAKASSAR STRAIT, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
146	PURI PETROLEUM RESOURCES LIMITED	PURI PETROLEUM RESOURCES LIMITED	PURI BLOCK	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
147	PRABU ENERGY PTY LTD.	PRABU ENERGY PTY LTD.	RANAU	EKSPLORASI
148	PT PERTAMINA EP RANDUGUNTING PC RANDUGUNTING LTD. PV RANDUGUNTING CO. LTD.	PT PERTAMINA HULU ENERGI RANDUGUNTING	RANDUGUNTING, CENTRAL & EAST JAVA	EKSPLORASI
149	LUNDIN RANGKAS BV	LUNDIN RANGKAS BV	RANGKAS, BANTEN - WEST JAVA	EKSPLORASI
150	UNOCAL RAPAK LTD., NUSAMBA KALTIM PRATAMA, PT LASMO RAPAK LTD. UNOCAL RAPAK LTD.	CHEVRON RAPAK LTD.	RAPAK, OFF. KALIMANTAN TIMUR RAPAK, OFF. KALIMANTAN TIMUR	PRODUKSI
151	ORNA INTERNATIONAL, LTD.	ORNA INTERNATIONAL, LTD.	REMBANG, OFF. NORTH CENTRAL JAVA	EKSPLORASI
152	PT STANVAC INDONESIA		RIMAU BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA RIMAU BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	
			RIMAU BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	
			RIMAU BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	
		PT MEDCO E&P INDONESIA	RIMAU BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	PRODUKSI
153	PT CALTEX PACIFIC INDONESIA		ROKAN BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA ROKAN BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA	

Eksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
			ROKAN BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA	PRODUKSI
			ROKAN BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA	
			ROKAN BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA	
		PT CHEVRON PACIFIC INDONESIA	ROKAN BLOCK, ONS. CENTRAL SUMATERA	
154	RAMU INTERNATIONAL LTD. LIABILITY COMPANY	AED ROMBEBAI BV.	ROMBEBAI, ONS. & OFF. IRIAN JAYA	EKSPLORASI
155	TALISMAN SADANG BV.IO. PTTEP SADANG LIMITED	TALISMAN SADANG BV.	SADANG BLOCK, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
156	TALISMAN (SOUTH MAKASSAR) LTD.	TALISMAN (SAGERI) LTD.	SAGERI, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
157	CAKRA NUSA DARMA (SKKMG) LTD.	CAKRA NUSA DARMA (SKKMG) LTD.	SAKAKEMANG BLOCK, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
158	SANTOS (SAMPANG) PTY LTD. COASTAL INDONESIA SAMPANG LTD. CUE SAMPANG PTY LTD.	SANTOS (SAMPANG) PTY LTD.	SAMPANG, ONS. OFF.	PRODUKSI
159	VIRGINIA INTERNATIONAL ROY M. HUFFINGTON INC.		SANGA-SANGA BLOCK, ONS. EAST KALIMANTAN SANGA-SANGA BLOCK, ONS. EAST KALIMANTAN	

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
	ROY M. HUFFINGTON INC. VIRGINIA INTERNATIONAL CO. VIRGINIA INDONESIA CO. ULTRAMAR INDONESIA LTD. UNION TEXAS EAST KALIMANTAN LTD. UNIVERSE GAS & OIL CO. INC. HUFFINGTON CORPORATION	VIRGINIA INDONESIA COMPANY (VICO), LLC	SANGA-SANGA BLOCK, ONS. EAST KALIMANTAN	PRODUKSI
160	EURAFREP ENERGY BV		SAREBA, ONS. OFF. IRIAN JAYA	
	LUNDIN SAREBA BV.	LUNDIN SAREBA BV.	SAREBA, ONS. OFF. IRIAN JAYA	EKSPLORASI
161	STAR ENERGY SENTOSA (SEBATIK) LTD.	STAR ENERGY SENTOSA (SEBATIK) LTD.	SEBATIK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
162	GULF RESOURCES (SEBUKU) LTD.		SEBUKU, OFF. SELAT MAKASSAR SEBUKU, OFF. SELAT MAKASSAR	
	PEARLOIL (SEBUKU) LTD. TOTAL E&P SEBUKU INPEX SOUTH MAKASSAR LTD.	PEARLOIL (SEBUKU) LTD.	SEBUKU, OFF. SELAT MAKASSAR	PRODUKSI
163	PT KUTAI ETAM PETROLEUM	PT KUTAI ETAM PETROLEUM	SEINANGKA, SENIPAH, ONS. EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
164	STAR ENERGY (SEKAYU) LTD.	STAR ENERGY (SEKAYU) LTD.	SEKAYU, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
165	PT PETRONUSA BUMIBAKTI		SELAT PANJANG, ONS. RIAU PETROSELAT, LTD.	PRODUKSI

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
166	MURPHY SEMAI OIL CO. LTD. PTTEP SEMAI II LTD. INPEX SERAM SEA LTD.	MURPHY SEMAI OIL CO. LTD.	SEMAI II, WEST PAPUA	EKSPLORASI
167	PT SUMA SARANA	PT SUMA SARANA	SEMAI III, WEST IRIAN JAYA	EKSPLORASI
168	MURPHY SEMAI IV LTD.	MURPHY SEMAI IV LTD.	SEMAI IV, WEST IRIAN JAYA	EKSPLORASI
169	HESS (INDONESIA-SEMAI V) LTD	HESS (INDONESIA-SEMAI V) LTD	SEMAI V, WEST PAPUA	EKSPLORASI
170	PT MANDIRI PANCA USAHA	PT MANDIRI PANCA USAHA	SEMBILANG, RIAU	PRODUKSI
171	INDONESIA GULF OIL CO. ENERGY EQUITY (SENGKANG) PTY LTD.		SENGKANG, ONS. SOUTH SULAWESI SENGKANG, ONS. SOUTH SULAWESI SENGKANG, ONS. SOUTH SULAWESI	PRODUKSI
172	KUFPEC (INDONESIA) LTD.	CITIC SERAM ENERGY LIMITED	SERAM NON BULA	PRODUKSI
173	BLACK GOLD INDONESIA LLC. NIKO RESOURCES (OVERSEAS VI) LIMITED	BLACK GOLD INDONESIA LLC.	SERAM, OFF. MALUKU	EKSPLORASI
174	TRANSWORLD EXPLORATION LIMITED	SERUWAY OFFSHORE EXPLORATION LIMITED	SERUWAY, OFF. NANGROE ACEH DARUSSALAM	EKSPLORASI
175	CALIFORNIA ASIATIC OIL CO. TEXACO OVERSEAS PETROLEUM CO.		SIAK BLOCK, ONS.	

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
	CHEVRON ASIATIC LTD. TEXACO OVERSEAS PETROLEUM CO.		SIAK BLOCK, ONS.	
	CHEVRON SIAK INC. TEXACO SIAK INC.		SIAK BLOCK, ONS.	
	CHEVRON SIAK INC.	PT CHEVRON PACIFIC INDONESIA	SIAK BLOCK, ONS.	PRODUKSI
176	MITRA ENERGY (INDONESIA SIBARU) LTD. PEARLOIL (SANSTONE) LIMITED	MITRA ENERGY (INDONESIA SIBARU) LTD	SIBARU, OFF. EAST JAVA	EKSPLORASI
177	BLACK PLATINUM INVESTMENT LTD	BLACK PLATINUM INVESTMENT LTD	SOKANG	EKSPLORASI
178	PT STANVAC INDONESIA		SOUTH AND CENTRAL SUMATERA, ONS. SOUTH AND CENTRAL SUMATERA, ONS. SOUTH AND CENTRAL SUMATERA, ONS.	
	PT EXSPAN NUSANTARA		SOUTH AND CENTRAL SUMATERA, ONS.	
	PT MEDCO E&P INDONESIA		SOUTH AND CENTRAL SUMATERA, ONS.	
		PT MEDCO E&P INDONESIA	SOUTH AND CENTRAL SUMATERA, ONS. (SOUTH SUMATERA)	PRODUKSI
179	MURPHY OVERSEAS VENTURES INC.	MURPHY SOUTH BARITO LTD.	SOUTH BARITO	EKSPLORASI

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
180	PT ANUGERAH MUTIARA SENTOSA	PT ANUGERAH MUTIARA SENTOSA	SOUTH BATURAJA	EKSPLORASI
181	ACG (SOUTH BENGARA II) PTE LTD.	ACG (SOUTH BENGARA II) PTE LTD.	SOUTH BENGARA II, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
182	TECHWIN ENERGY SOUTH BETUNG LTD.	TECHWIN ENERGY SOUTH BETUNG LTD.	SOUTH BETUNG, JAMBI & SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
183	PT REALTO ENERGI NUSANTARA CORELASI PT PROSYS OIL & GAS INTERNATIONAL	RENCO ELANG ENERGY PTE LTD	SOUTH BLOCK "A", NORTHERN SUMATERA	EKSPLORASI
184	RANHILL PAMAI TALUK ENERGY PTE LTD.	RANHILL PAMAI TALUK ENERGY PTE LTD	SOUTH CPP, RIAU	EKSPLORASI
185	KAIZAN SOUTH EAST GANAL I LLC	NIKO RESOURCES (SOUTH EAST GANAL I) LIMITED	SOUTH EAST GANAL I	EKSPLORASI
186	PT ENERGI MINERAL LANGGENG	PT ENERGI MINERAL LANGGENG	SOUTH EAST MADURA, EAST JAVA	EKSPLORASI
187	TOTAL E&P SOUTH EAST MAHAKAM INPEX CORPORATION	TOTAL E&P SOUTH EAST MAHAKAM	SOUTH EAST MAHAKAM, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
188	CNOOC PALUNG ARU LTD. PETRONAS CARIGALI BAHRAIN LTD.	CNOOC PALUNG ARU LTD.	SOUTH EAST PALUNG ARU, MALUKU	EKSPLORASI
189	PT KUTAI TIMUR RESOURCES SALAMANDER ENERGY (SE SANGATTA) LTD	SALAMANDER ENERGY (SE SANGATTA) LTD	SOUTH EAST SANGATTA, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
190	NIKO RESOURCES (SOUTH EAST SERAM) LTD.	NIKO RESOURCES (SOUTH EAST SERAM) LTD.	SOUTH EAST SERAM	EKSPLORASI
191	GUJARAT STATE PETROLEUM CORPORATION LTD. ESSAR EXPLORATION & PRODUCTION LTD.	GUJARAT STATE PETROLEUM CORP. LTD.	SOUTH EAST TUNGKAL, JAMBI	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
192	PT EKSINDO SOUTH MADURA	AED SOUTH MADURA BV	SOUTH MADURA, EAST JAVA	EKSPLORASI
193	PTTEP SOUTH MANDAR LTD. TALISMAN SOUTH MANDAR BV. io.	PTTEP SOUTH MANDAR LTD.	SOUTH MANDAR BLOCK, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
194	KAIZAN SOUTH MATINDOK LLC NIKO RESOURCES (OVERSEAS IV) LIMITED	BLACK GOLD SOUTH MATINDOK LLC	SOUTH MATINDO, CENTRAL SULAWESI	EKSPLORASI
195	CONTINENTAL OIL COMPANY OF INDONESIA CONTINENTAL OIL COMPANY OF INDONESIA GETTY OIL INTERNATIONAL (INDONESIA) INC JAVA GULF LTD. INPEX NATUNA LTD		SOUTH NATUNA SEA BLOCK "B", OFF. SOUTH NATUNA SEA BLOCK "B", OFF.	
	CONOCO INDONESIA INC. TEXACO BLOCK B SOUTH NATUNA SEA INC. CHEVRON INTERNATIONAL LTD. INPEX NATUNA LTD.		SOUTH NATUNA SEA BLOCK "B", OFF.	
	CONOCO INDONESIA INC. TEXACO BLOCK B SOUTH NATUNA SEA INC. INPEX NATUNA LTD.		SOUTH NATUNA SEA BLOCK "B", OFF.	

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
196	TALISMAN SOUTH SAGERI BV. io. PTTEP SOUTH SAGERI LIMITED	TALISMAN SOUTH SAGERI BV.	SOUTH SAGERI BLOCK, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
197	HESS (INDONESIA SOUTH SESULU) LTD.	HESS (INDONESIA SOUTH SESULU) LTD.	SOUTH SESULU, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
198	LUNDIN SOUTH SOKANG BV. SALAMANDER ENERGY (SOUTH SOKANG) LIMITED		SOUTH SOKANG BLOCK, RIAU ISLANDS	EKSPLORASI
199	PT RADIANT BUKIT BARISAN EP PC (SKR) INTERNATIONAL LTD.	PT RADIANT BUKIT BARISAN E&P	SOUTH WEST BUKIT BARISAN, WESET SUMATERA & RIAU	EKSPLORASI
200	INDEPENDENT INDONESIAN AMERICAN PETROLEUM COY. MAXUS SOUTHEAST SUMATERA INC. MAXUS SOUTHEAST SUMATERA INC.		SOUTH SUMATERA, OFF. SOUTH SUMATERA, OFF.	PRODUKSI
		CNOOC SES LTD.	SOUTH SUMATERA, OFF.	PRODUKSI
201	TOTAL E&P INDONESIA WEST PAPUA	TOTAL E&P INDONESIA WEST PAPUA	SOUTHWEST BIRD'S HEAD, WEST PAPUA	EKSPLORASI
202	PT BRILLIANCE ENERGY	PT BRILLIANCE ENERGY	SULA I, NORTH MALUKU	EKSPLORASI
203	COOPER ENERGY SUMBAGSEL LTD.	COOPER ENERGY SUMBAGSEL LTD.	SUMBAGSEL, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
204	NIKO RESOURCES (OVERSEAS XXVI) LTD. NIKO RESOURCES (OVERSEAS XI) LTD.	NIKO RESOURCES (SUNDA STRAIT I) LTD.	SUNDA STRAIT I BLOCK	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
205	EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION SURUMANA LTD.	EXXONMOBIL E&P SURUMANA LTD.	SURUMANA, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
206	KRISENERGY (TANJUNG ARU) BV. NEON ENERGY INDONESIA PTY LTD. NATUNA VENTURES PTE LTD.		TANJUNG ARU	EKSPLORASI
207	TESORO TARAKAN PETROLEUM CO. PT EXSPAN TARAKAN		TARAKAN ISLAND, ONS. EAST KALIMANTAN TARAKAN ISLAND, ONS. EAST KALIMANTAN	
			TARAKAN ISLAND, ONS. EAST KALIMANTAN	
		PT MEDCO E&P INDONESIA	TARAKAN ISLAND, ONS. EAST KALIMANTAN	PRODUKSI
208	PROVIDENT INDONESIA ENERGY, LLC	MANHATTAN KALIMANTAN INVESTMENT PTE LTD.	TARAKAN, OFF. EAST KALIMANTAN	PRODUKSI
209	AWE (TERUMBU) NZ LTD.	AWE (TERUMBU) NZ LTD.	TERUMBU BLOCK, EAST JAVA	EKSPLORASI
210	AWE (TITAN) NZ LTD. BARUNA OIL AND GAS LTD. PT SILLO MARITIME PERDANA	BARUNA OIL AND GAS LTD.	TITAN BLOCK, EAST JAVA SEA	EKSPLORASI
211	PT MOSESA PETROLEUM PT KENCANA SURYA PERKASA PT PETROSS EXPLORATION PRODUCTION	PT MOSESA PETROLEUM	TONGA BLOCK, NORTH SUMATERA	EKSPLORASI
212	PREMIER OIL H BV. MOECO TUNA E&P CO LTD.	PREMIER OIL TUNA BV.	TUNA BLOCK, NATUNA SEA	EKSPLORASI

Eksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
213	ASAMERA (TUNGKAL) LTD.	MONTD'OR OIL TUNGKAL LIMITED	TUNGKAL, ONS. JAMBI	PRODUKSI
214	M3NERGY GAMMA SDN BHD	M3NERGY GAMMA SDN BHD	UJUNG KULON, BANTEN, WEST JAVA	EKSPLORASI
215	PT PANDAWA PRIMA LESTARI	PT PANDAWA PRIMA LESTARI	WAIN, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
216	CONOCO WARIM, LTD		WARIM, ONS. IRIAN JAYA WARIM, ONS. IRIAN JAYA	
		CONOCO PHILLIPS WARIM LTD.	WARIM, ONS. IRIAN JAYA	EKSPLORASI
217	PT TIARABUMI PETROLEUM	PT TIARABUMI PETROLEUM	WEST AIR KOMERING, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
218	BP WEST ARU I LTD	BP WEST ARU I LTD	WEST ARU I	EKSPLORASI
219	BP WEST ARU II LTD	BP WEST ARU II LTD	WEST ARU II	EKSPLORASI
220	ORCHARD ENERGY (WEST BELIDA) LTD. PT BEL WEST BELIDA	ORCHARD ENERGY (WEST BELIDA) LTD.	WEST BELIDA, JAMBI - SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
221	PETRONARS CARIGALI (WEST GLAGAH KAMBUNA) LTD. PT PERTAMINA HULU ENERGI WEST GLAGAH KAMBUNA	PETRONAS CARIGALI (WEST GLAGAH KAMBUNA) LTD.	WEST GLAGAH KAMBUNA, NORTHERN SUMATERA	EKSPLORASI
222	PT SUMATERA PERSADA ENERGI	PT SUMATERA PERSADA ENERGI	WEST KAMPAR, CENTRAL SUMATERA	PRODUKSI
223	KODECO ENERGY CO. PT PERTAMINA HULU ENERGI WEST MADURA OFFSHORE KODECO ENERGY CO. LTD.	PT PHE WMO	WEST MADURA, OFF. EAST JAVA WEST MADURA, OFF. EAST JAVA	PRODUKSI
224	CHEVRON WEST PAPUA I LTD	CHEVRON WEST PAPUA I LTD	WEST PAPUA I BLOCK, WEST PAPUA	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
225	CHEVRON WEST PAPUA III LTD.	CHEVRON WEST PAPUA I LTD	WEST PAPUA III BLOCK, WEST PAPUA	EKSPLORASI
226	BLACK GOLD WEST PAPUA IV LLC	NIKO RESOURCES (WEST PAPUA IV) LIMITED	WEST PAPUA IV, MALUKU & WEST PAPUA	EKSPLORASI
227	KAIZAN WEST SAGERI LLC. NIKO RESOURCES (OVERSEAS II) LTD	NIKO RESOURCES (WEST SAGERI) LIMITED	WEST SAGERI, MAKASSAR STRAIT	EKSPLORASI
228	PEARL OIL (SALAWATI) LIMITED	MONTD'OR (SALAWATI) LIMITED	WEST SALAWATI, PAPUA	EKSPLORASI
229	PT KALIMANTAN KUTAI ENERGI	PT KALIMANTAN KUTAI ENERGI	WEST SANGATA, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
230	PT MRI ENERGY	PT MRI ENERGY	WEST TANJUNG	EKSPLORASI
231	ENI INDONESIA LTD	ENI WEST TIMOR LIMITED	WEST TIMOR, EAST NUSA TENGGARA	EKSPLORASI
232	PT THREE GOLDEN ENERGY WEST TUNGKAL	PT THREE GOLDEN ENERGY WEST TUNGKAL	WEST TUNGKAL	EKSPLORASI
233	ATLANTIC RICHFIELD WIRIAGAR INC. BP WIRIAGAR LTD KG WIRIAGAR PETROLEUM LTD. CNOOC WIRIAGAR OVERSEAS LTD.		WIRIAGAR BLOCK, ONS. IRIAN JAYA WIRIAGAR BLOCK, ONS. IRIAN JAYA	
			WIRIAGAR BLOCK, ONS. IRIAN JAYA	PRODUKSI
234	MURPHY WOKAM OIL COMPANY LTD.	MURPHY WOKAM OIL COMPANY LTD.	WOKAM II BLOCK, WEST PAPUA	EKSPLORASI

Data Kontrak Kerjasama (KKS) dalam Koordinasi BPMIGAS Tahun 2011 - PSC JOB/JOA

PSC Data in Coordinating with BPMIGAS in 2011 - PSC JOB/JOAEksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
1	JAPAN PETROLEUM EXPLORATION CO. LTD.		GEBANG BLOCK, ONS. OFF. NORTH SUMATERA	
	JAPEX NORTH SUMATERA LTD.	JOB PERTAMINA COSTA INTERNATIONAL GROUP LTD.	GEBANG BLOCK, ONS. OFF. NORTH SUMATERA	PRODUKSI
2	ELF AQUITAINE INDONESIA JAMBI		JAMBI MERANG BLOCK, ONS. JAMBI	
	PT PERTAMINA (PERSERO) PT PERTAMINA HULU ENERGI JAMBI MERANG TALISMAN (JAMBI MERANG) LTD PACIFIC OIL & GAS (JAMBI MERANG) LTD.	JOB PERTAMINA TALISMAN JAMBI MERANG	JAMBI MERANG BLOCK, ONS. JAMBI	PRODUKSI
3	CANADA NORTHWEST ENERGY (SOUTH SUMATERA) LTD.		OGAN KOMERING, ONS. SUMATERA SELATAN	
	PT PERTAMINA (PERSERO) PT PERTAMINA HULU ENERGI OGAN KOMERING TALISMAN (OGAN KOMERING) LTD.	JOB PERTAMINA TALISMAN (OGAN KOMERING) LTD.	OGAN KOMERING, ONS. SUMATERA SELATAN	PRODUKSI
4	GOLDEN SPIKE INDONESIA LTD. PT KODEL ENRON OIL SUMATRA LTD. INTERNATIONAL FINANCE CORP.	JOB PERTAMINA GOLDEN SPIKE ENERGY IND	RAJA DAN PENDOPO BLOCK, ONS. SOUTH SUMATERA	PRODUKSI
5	TREND KEPALA BURUNG, LTD.		SALAWATI, ONS. OFF. IRIAN JAYA	

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
	PT PERTAMINA (PERSERO) PT PERTAMINA HULU ENERGI SALAWATI PETROCHINA INTERNATIONAL KEPALA BURUNG LTD LUNDIN INDONESIA BV PEARL OIL (ISLAND) LTD.	JOB PERTAMINA PETROCHINA SALAWATI	SALAWATI, ONS. OFF. IRIAN JAYA	PRODUKSI
6	UNION TEXAS TOMORI INC. PT PERTAMINA (PERSERO) PT PERTAMINA HULU ENERGI TOMORI SULAWESI PT MEDCO E&P TOMORI SULAWESI	JOB PERTAMINA - MEDCO TOMORI SULAWESI	SEHOR - TOILI, ONS. OFF. CENTRAL SULAWESI SEHOR - TOILI, ONS. OFF. CENTRAL SULAWESI	PRODUKSI
7	GENINDO WESTERN PETROLEUM PTY. LTD.	JOB PERTAMINA - MEDCO SIMENGGARIS	SIMENGGARIS, ONS. OFF. KALTIM	PRODUKSI
8	GULFCAN SUMATERA LIMITED	CONOCOPHILLIPS (SOUTH JAMBI) LTD.	SOUTH JAMBI 'B' BLOCK, ONS. JAMBI	PRODUKSI
9	TOTAL TENGAH INDONESIA PETROLEUM LTD.	TOTAL E&P INDONESIA	TENGAH BLOCK, OFF. EAST KALIMANTAN	PRODUKSI
10	TREND EAST JAVA LTD. PT PERTAMINA (PERSERO) PT PERTAMINA HULU ENERGI TUBAN EAST JAVA PETROCHINA INTERNATIONAL JAVA LTD. PT PERTAMINA HULU ENERGI TUBAN	JOB PERTAMINA PETROCHINA EAST JAVA	TUBAN BLOCK, ONS. JAWA TIMUR TUBAN BLOCK, ONS. JAWA TIMUR	PRODUKSI

Data Kontrak Kerjasama (KKS) dalam Koordinasi BPMIGAS Tahun 2011 - Kontrak Jasa

PSC Data in Coordinating with BPMIGAS in 2011 - Service Contract

No.	Kontraktor Asal Contractor	Operator Operator	Wilayah Kerja Working Area	Status Status
1			WAILAWI - EAST KALIMANTAN	
	PERUSDA "BENUO TAKA"	PERSUDA "BENUO TAKA"	WAILAWI - EAST KALIMANTAN	PRODUKSI

Data Kontrak Kerjasama (KKS) dalam Koordinasi BPMIGAS Tahun 2011 - PSC CBM

PSC Data in Coordinating with BPMIGAS in 2011 - PSC CBM

No.	Kontraktor Asal	Operator	Wilayah Kerja	Status
1	PT BANGKANAI ENERGI RESOURCES	PT BANGKANAI ENERGI RESOURCES	GMB BANGKANAI III	EKSPLORASI
2	PT BANGKANAI JAYA PERKASA	PT BANGKANAI JAYA PERKASA	GMB BANGKANAI IV	EKSPLORASI
3	PT INDOBARAMBAI GAS METHAN	PT INDOBARAMBAI GAS METHAN	GMB BARITO BANJAR I BLOCK, SOUTH KALIMANTAN	EKSPLORASI
4	PT BARITO BASIN GAS	PT BARITO BASIN GAS	GMB BARITO BANJAR II BLOCK, SOUTH KALIMANTAN	EKSPLORASI
5	PT TRANSASIA RESOURCES PT JINDAL STAINLESS INDONESIA	PT TRANSASIA ENERGY RESOURCES	GMB BARITO BLOCK, SOUTH KALIMANTAN	EKSPLORASI
6	PT TRISAKTI GAS METHAN	PT TRISAKTI GAS METHAN	GMB BARITO TAPIN BLOCK, SOUTH KALIMANTAN	EKSPLORASI
7	BUMI PERDANA ENERGI LTD.		GMB BATANGASIN BLOCK, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
8	PT. SELE RAYA RESOURCE PT. ANDALAS METANA ENERGI		GMB BELIDA	EKSPLORASI
9	PT RIDLATAMA MINING UTAMA	PT RIDLATAMA MINING UTAMA	GMB BENTIAN BESAR BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI

Eksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal Contractor	Operator Operator	Wilayah Kerja Working Area	Status Status
10	PT SAMANTAKA MINERAL PRIMA	PT SAMANTAKA MINERAL PRIMA	GMB INDRAGIRI HULU BLOCK, RIAU	EKSPLORASI
11	PT TRANSASIA CBM BP KAPUAS I LTD.		GMB KAPUAS I, CENTRAL KALIMANTAN	EKSPLORASI
12	PT KAPUAS CBM INDONESIA BP KAPUAS II LTD.		GMB KAPUAS II, CENTRAL KALIMANTAN	EKSPLORASI
13	PT GAS METHAN UTAMA BP KAPUAS III LTD.		GMB KAPUAS III, CENTRAL KALIMANTAN	EKSPLORASI
14	PT SATUI BASIN GAS	PT SATUI BASIN GAS	GMB KOTABU BLOCK, SOUTH KALIMANTAN	EKSPLORASI
15	KUTAI WEST CBM INC. NEWTON ENERGY CAPITAL LIMITED		GMB KUTAI BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
16	PT GAS METHAN ABADI	PT GAS METHAN ABADI	GMB KUTAI BARAT, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
17	EPHINDO KUTAI NORTH INC. PT RESOURCES ALARM ENERGI		GMB KUTAI II, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
18	SENYIUR CBM INC. TOTAL E&P KUTAI TIMUR	SENYIUR CBM INC.	GMB KUTAI TIMUR, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
19	PT. MEDCO CBM LEMATANG PT. METHANINDO ENERGI RESOURCES PT. SAKA ENERGI INDONESIA		GMB LEMATANG	EKSPLORASI
20	EPHINDO MEGA METHANA INC.	EPHINDO MEGA METHANA INC.	GMB MELAK MENDUNG I	EKSPLORASI

Eksplorasi: *Exploration*Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
21	DEEP INDUSTRIES LIMITED MONNET ISPAT & ENERGY LIMITED		GMB MELAK MENDUNG III	EKSPLORASI
22	PT PERTAMINA HULU ENERGI METANA SUMATERA 2 PT TRISULA CBM ENERGI	PT TRISULA CBM ENERGI	GMB MUARA ENIM BLOCK, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
23	PT PERTAMINA HULU ENERGI METANA SUMATERA 1 PT INDO GAS METHAN		GMB MUARA ENIM I, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
24	PT PERTAMINA HULU ENERGI METANA SUMATERA 5 PT METANA ENIM ENERGI PT TRISULA CBM ENERGI		GMB MUARA ENIM II, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
25	PT PERTAMINA HULU ENERGI METANA 4 PT BATURAJA METANA INDONESIA		GMB MUARA ENIM III, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
26	PT MEDCO CBM PENDOPO DART ENERGY (MURALIM) PTE LTD.	DART ENERGY (MURALIM) PTE LTD.	GMB MURALIM	EKSPLORASI
27	PT OGAN INTERIOR GAS	PT OGAN INTERIOR GAS	GMB OGAN KOMERING BLOCK, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
28	PT EAST OGAN METHANE	PT EAST OGAN METHANE	GMB OGAN KOMERING II BLOCK, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
29	PT SIGMA ENERGY BUMI BLUE TIGER CO. LTD.	PT UANGEL SIGMA ENERGY	GMB PULANG PISAU BLOCK, CENTRAL KALIMANTAN	EKSPLORASI
30	INDON CBM LTD.	INDON CB;	GMB RENGAT BLOCK, CENTRAL SUMATERA (RIAU)	EKSPLORASI

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
31	VIRGINIA INDONESIA CO LLC BP EAST KALIMANTAN LTD LASMO SANGA-SANGA LTD OPIC OIL HOUSTON INC VIRGINIA INTER CO LLC UNIVERSE GAS AND OIL CO INC	VIRGINIA INDONESIA CO. CBM. LTD.	GMB SANGA-SANGA BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
32	PT PERTAMINA HULU ENERGI METANA KALIMANTAN A SANGATTA WEST CBM INCO.		GMB SANGATTA I BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
33	PT VISI MULTI ARTHA PT PERTAMINA HULU ENERGI METANA KALIMANTAN B	PT VISI MULTI ARTHA	GMB SANGATTA I BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
34	PT MEDCO CBM SEKAYU SOUTH SUMATERA ENERGY INC.	PT MEDCO CBM SEKAYU	GMB SANGATTA II BLOCK, EAST KALIMANTAN	EKSPLORASI
35	PT INTI GAS ENERGI PT BUKIT ASAM (PERSERO) TBK.		GMB SEKAYU BLOCK, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
36	PT PERTAMINA HULU ENERGI METANA SUBAN I PT SUBAN ENERGI		GMB SIJUNJUNG, WEST SUMATERA	EKSPLORASI
37	PT PERTAMINA HULU ENERGI SUBAN II PT SUBAN METHAN GAS		GMB SUBAN I	EKSPLORASI
			GMB SUBAN II	EKSPLORASI

Eksplorasi: *Exploration* Produksi: *Production*

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
38	PT ARTHA WIDYA PERSADA	PT ARTHA WIDYA PERSADA	GMB TABULAKO	EKSPLORASI
39	PT ASAM-ASAN METHAN GAS	PT ASAM-ASAN METHAN GAS	GMB TANAH LAUT	EKSPLORASI
40	PT PERTAMINA HULU ENERGI METRA ENIM PT BUKIT ASAM METANA ENIM ARROW ENERGY (TANJUNG ENIM) PTE LTD.	DART ENERGY (TANJUNG ENIM) PTE LTD.	GMB TANJUNG ENIM BLOCK, SOUTH SUMATERA	EKSPLORASI
41	PT PERTAMINA HULU ENERGI METHAN TANJUNG II	PT PERTAMINA HULU ENERGI METHAN TANJUNG II	GMB TANJUNG II	EKSPLORASI
42	PT PERTAMINA HULU ENERGI METHAN TANJUNG II		GMB TANJUNG IV, CENTRAL KALIMANTAN	EKSPLORASI

Data Kontrak Kerjasama (KKS) dalam Koordinasi BPMIGAS Tahun 2011 - Resume KKS

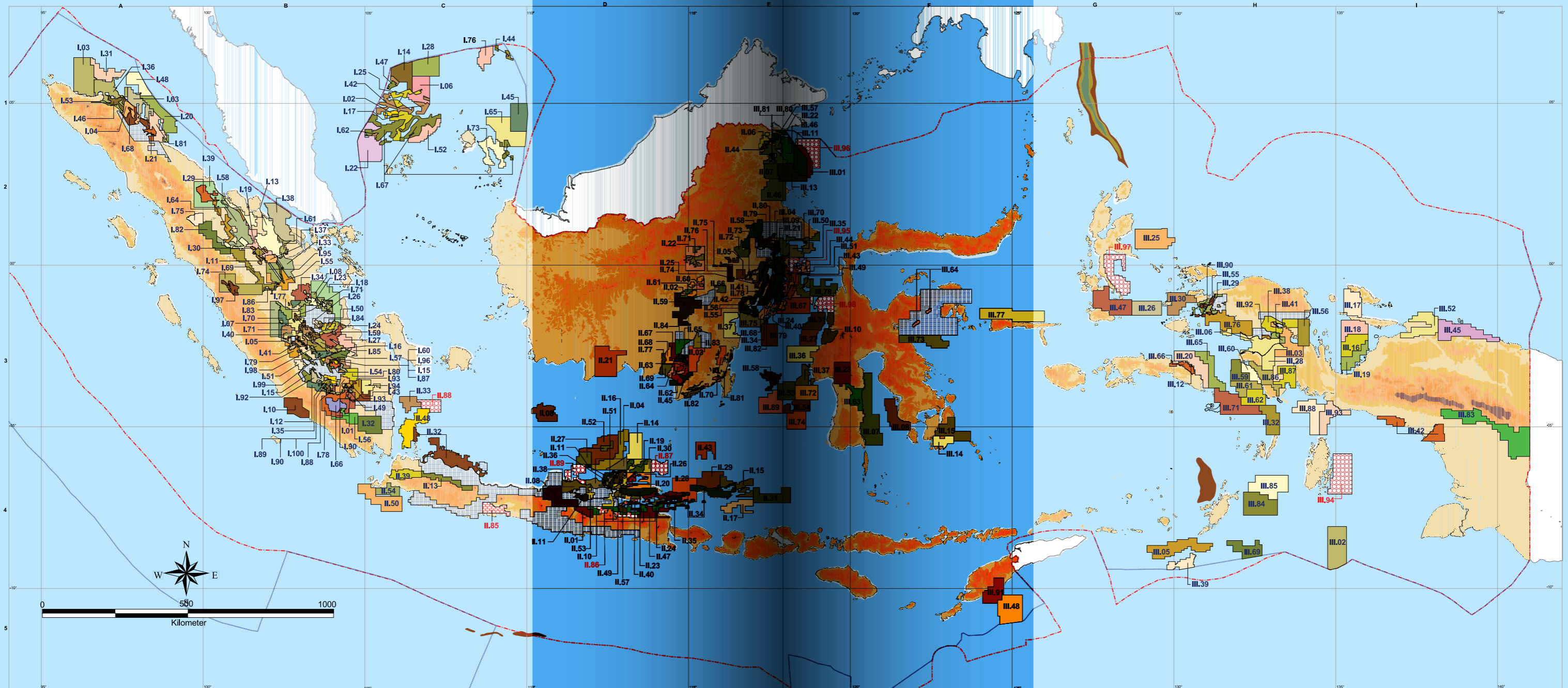
PSC Data in Coordinating with BPMIGAS in 2011 - PSC Resume

No.	Kontraktor Asal <i>Contractor</i>	Operator <i>Operator</i>	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>	Status <i>Status</i>
1	PRODUCTION SHARING CONTRACT (PSC)	62	172	234
2	PSC GAS METHANA BATUBARA (GMB)	0	42	42
3	PSC - JOINT OPERATOR ARRANGEMENTS (JOA)	2	0	2
4	PSC - JOINT OPERATION BODY (JOB)	8	0	8
5	KONTRAK JASA	1	1	0
JUMLAH		287	73	214

PETA WILAYAH KERJA MIGAS DAN GMB DI INDONESIA 2012

Map of Upstream Oil and Gas & CMB Working Area
Indonesia 2012

Peta Wilayah Kerja
Map of Working Areas





Legenda

Legend

Legenda Peta

Legend of The Map

	Batas laut teritorial, perlu kesepakatan <i>Coastal Line Territory, need agreement</i>
	Batas klaim maksimum landasan kontinen (yang memungkinkan) <i>Maximum claim limit of continent basis (which possible)</i>

Legenda Wilayah Kerja

Legend of Working Areas

I.01 Air Komerling, CAHAYA BR
PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (B3)

Keterangan cara baca legenda
Instruction in reading the map

I.01	ID Wilayah Kerja <i>ID of Working Area</i>
Air Komerling	Wilayah Kerja <i>Working Area</i>
CAHAYA BR	Operator <i>Operator</i>
PSC	Jenis Kontrak <i>Type of Contract</i>
12-12-2004	Tanggal Efektif Kontrak <i>Contract Effective Date</i>
Ons	Lokasi Onshore/Offshore <i>Location Onshore/Offshore</i>
Eks.	Status <i>Status</i>
B3	Lokasi pada peta (Kolom K-Baris 3) <i>Location on map (Column K-Row 3)</i>

Keterangan warna legenda WKP

Color Legend of WKP

	Wilayah Kerja Eksplorasi <i>Exploration Working Area</i>	: 163
	Wilayah Kerja GMB Eksplorasi <i>Exploration CBM Working Area</i>	: 42
	Wilayah Kerja Eksploitasi <i>Exploitation Working Area</i>	: 72
	Wilayah Kerja Proses Terminasi <i>Working Area under Termination Process</i>	: 10

Wilayah Kerja

Working Areas

Wilayah I Area I

I.01	Air Komerling, CAHAYA BR PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (B3)
I.02	Anambas, SANYEN OIL PSC, 12-12-2004, Off, Eks. (C1-2)
I.03	Andaman III, TALISMAN PSC, 30-11-2009, Off, Eks. (A1)
I.04	Area A - N. Sumatera, MEDCO PSC, 01-09-1961, EXT, 01-09-1991, Ons, Ept.-EXT (A2)
I.05	Bangko, PETROCHINA PSC, 17-02-1995, Ons, Ept. (B3)
I.06	Baronang, LUNDIN PSC, 30-12-2003, Ons, Eks. (B3)
I.07	Batanghari, CNOOC PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (B3)
I.08	Batu Gajah, RANHILL PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (B3)
I.09	Belida, SELE RAYA PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (B3)
I.10	Bengkulu, ECOSSE PSC, 22-12-2006, Ons, Eks. (B3)
I.11	Bentu Segat, KALILA PSC, 20-05-1991, Ons, Ept. (B2)
I.12	Bungamas, BUNGAMAS E. PSC, 22-12-2005, Ons, Eks. (B3)
I.13	CPP, BOB BUMI SIAK PUSAKO PSC, 09-08-1975, Ons, Ept. (B2)
I.14	Cakalang, LUNDIN PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (C1)
I.15	C&S. Sumatera, MEDCO PSC, 28-11-1963, Ons, Ept. (B3)
I.16	Corridor, COPI PSC, 20-12-1983, Ons, Ept.-EXT (B3)
I.17	Duyung, W. NATUNA EXPL. PSC, 16-01-2007, Off, Eks. (C2)
I.18	East Jabung, PAN ORIENT PSC, 11-11-2011, Ons, Eks. (B3)
I.19	East Pamai, NORTHERN PSC, 05-05-2009, Ons, Eks. (B2)
I.20	East Seruway, SERICA PSC, 13-11-2008, Ons, Eks. (A2)
I.21	Gebang, PHE COSTA JOB, 29-11-1985, Ons/Off, Ept. (A2)

I.22	Gurita, LUNDIN GURITA BV PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B2)
I.23	Jabung, PETROCHINA PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (B3)
I.24	Jambi Merang, JOB HESS JOB, 10-02-1989, Ons, Ept. (B3)
I.25	Kakap, STAR ENERGY PSC, 22-03-1975, Off, Ept.-EXT (C1)
I.26	Kalyani, EURORICH PSC, 19-12-2011, Ons, Eks. (B3)
I.27	Karang Agung, ODIRA PSC, 16-01-2007, Ons, Ept. (B3)
I.28	Kerapu, PEARL OIL PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (C1)
I.29	Kisaran, PACIFIC O&G PSC, 17-05-2001, Ons, Eks. (B2)
I.30	Korinci Baru, KALILA PSC, 15-05-1997, Ons, Ept. (B2)
I.31	Krueng Mane, ENI PSC, 27-09-1999, Off, Eks. (A1)
I.32	Lampung III, HARPINDO PSC, 05-05-2009, Ons, Eks. (C3-4)
I.33	Langgak (MFK), SPR-KINGSWOOD PSC, 25-11-1963, Ons, Ept. (B2)
I.34	Lemang, HEXINDO PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (B3)
I.35	Lematang, MEDCO PSC, 06-04-1987, Ons, Ept. (B3)
I.36	Lhokseumawe, ZARATEX PSC, 22-12-2006, Ons/Off, Eks. (A1)
I.37	Lirik II, KARYA INTI PSC, 16-01-2007, Off, Eks. (C2)
I.38	Malacca Strait, KONDUR PSC, 05-08-1970, EXT, 05-08-2000, Ons/Off, Ept.-EXT (B2)
I.39	Marquisa, SCHINTAR PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (AB-2)
I.40	Merangin I, MEDCO PSC, 06-04-1987, Ons, Eks. (B3)
I.41	Merangin II, SELE RAYA PSC, 14-10-2003, Ons, Ept. (B3)
I.42	Natuna A, PREMIER PSC, 16-10-1979, EXT, 16-10-2009, Off, Ept.-EXT (C1-2)
I.43	North Baturaja, TERRA GLOBAL PSC, 19-12-2011, Ons, Eks. (C1)

I.44	NE. Natuna, TITAN RES. PSC, 15-05-1997, Off, Eks. (C1)
I.45	North Sokang, NS ENERGY LTD PSC, 00-12-2010, Off, Eks. (C2)
I.46	Anambas, SANYEN OIL PSC, 16-07-1968, EXT, 01-09-1997, Ons, Ept.-EXT (A2)
I.47	NW Natuna, GENTING OIL PSC, 12-12-2004, Off, Eks. (C1)
I.48	North Sumatera Ofs., EXXON PSC, 17-09-2005, Ons/Off, Ept.-EXT (A1)
I.49	Ogan Komerling, JOB TALISMAN JOB, 29-02-1988, Ons, Ept. (B3)
I.50	Palmerah, TATELY N.V. PSC, 30-12-2003, Ons, Ept. (B3)
I.51	Pandan, TROPIK ENERGY PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (B3)
I.52	Pari, INDOREACH PSC, 16-01-2007, Off, Eks. (C2)
I.53	Pase, TRIANGLE PASE INC. PSC, 16-10-1968, Ons, Ept. (A2)
I.54	Pendopo, JOB GOLDENSPIKE JOB, 06-07-1989, Ons, Ept. (B3)
I.55	Puri, PURI PETROLEUM PSC, 18-05-2010, Ons, Eks. (B3)
I.56	Ranau, PRABU ENERGY PSC, 12-11-2011, Ons, Eks. (B3)
I.57	Rimau, MEDCO PSC, 23-04-1973, Ons, Ept. (B3)
I.58	Rokan, CHEVRON PSC, 09-08-1975, EXT, 28-11-1993, Ons, Ept.-EXT (B2)
I.59	C&S. Sumatera, MEDCO PSC, 18-05-2010, Off, Eks. (B3)
I.60	Sekayu, STAR ENERGY PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (B3)
I.61	Selat Panjang, PETROSELAT PSC, 08-09-1991, Ons, Ept. (B2)
I.62	Sembilang, MANDIRI PU PSC, 01-04-2011, Ons, Ept. (B2)
I.63	Seruway, TRANSWORLD PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (A2)
I.64	Siak, CHEVRON PSC, 25-09-1963, Ons, Ept. (B2)
I.65	Sokang, BLACK PLAT. INVST. PSC, 19-12-2011, Ons, Eks. (C2)

Wilayah Kerja

Working Areas

I.66 South Baturaja, ANUGERAH MS PSC, 19-12-2011, Ons, Eks. (B3)	I.87 GMB Lematang, MEDCO-SAKA PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)
I.67 South Betung, TECHWIN PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)	I.88 GMB Muara Enim, TRISULA PSC, 30-11-2009, Ons, Eks. (B3)
I.68 South Block A, RENCO ENERGY PSC, 05-05-2009, Ons, Eks. (A2)	I.89 GMB Muara Enim I, PHE-INDO GAS PSC, 24-11-2010, Ons, Eks. (B3)
I.69 South CPP, RANHILL PAMAI PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (B2)	I.90 GMB Muara Enim II, PHE-MTN-INDON PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)
I.70 SE. Tungkal, GUJARAT PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (B3)	I.91 GMB Muara Enim III, PHE-BTRAJA MTN PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)
I.71 South Jambi B, COPI PSC, 26-01-1990, Ons, Ept. (B3)	I.92 GMB Muralim, DART PSC, 24-11-2010, Ons, Eks. (B3)
I.72 South Natuna B, COPI PSC, 16-10-1968, EXT 16-10-2016, Off, Ept.-EXT (C2)	I.93 GMB Ogan Komering, OIG PSC, 05-05-2009, Ons, Eks. (B3)
I.73 S Sokang, LUNDIN-SALAMANDER PSC, 06-12-2010, Off, Eks. (C2)	I.94 GMB Ogan Komering II, EOM PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (B3)
I.74 SW. Bukit Barisan, RADIANT PSC, 13-11-2008, Ons, Eks. (B3)	I.95 GMB Rengat, INDON CBM PSC, 30-11-2009, Ons, Eks. (B3)
I.75 Sumbagsel, COOPER ENERGY PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)	I.96 GMB Sekayu, MEDCO SEKAYU PSC, 26-06-2008, Ons, Eks. (B3)
I.76 Tonga, MOSESA PETROLEUM PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (A2)	I.97 GMB Sijunjung, LION-BA PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)
I.77 Tuna, PREMIER PSC, 21-03-2007, Off, Eks. (A2)	I.98 GMB Suban I, PHEM-SUBAN PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)
I.78 Tungkal, MONTD'OR OIL PSC, 26-08-1992, Ons, Ept. (B3)	I.99 GMB Suban II, PHEM-SUBAN MG PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)
I.79 W. Air Komering, TIARA BUMI PSC, 21-03-2007, Ons, Eks. (B3)	I.100 GMB Tj. Enim, DART PSC, 04-08-2009, Ons, Eks. (B3)
I.80 W. Belida, ORCHARD ENERGY PSC, 05-05-2009, Ons, Eks. (B3)	
I.81 W. Glagah K, PETRONAS PSC, 30-11-2009, Ons, Eks. (A2)	
I.82 W. Kampar, SPE PSC, 22-12-2005, Ons, Ept. (B2)	
I.83 W. Tungkal, THREE GOLDEN PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (B3)	
I.84 GMB Batang Asin, BUMI & GLORY PSC, 30-11-2009, Ons, Eks. (B3)	
I.85 GMB Belida, SELE-ANDALAS PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (B3)	
I.86 GMB Indragiri Hulu, SAMANTAKA PSC, 26-06-2008, Ons, Eks. (B3)	

Wilayah II Area II

II.01 Alas Jati, INSANI BINA P PSC, 09-08-2007, Ons, Eks. (D4)	II.22 Long Hubung L. Bagun, KALISAT PSC, 18-05-2010, Ons, Eks. (C4)
II.02 Bangkanai, SALAMANDER PSC, 30-12-2003, Ons, Ept. (E3)	II.23 Madura, SPE PETRO. PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (D4)
II.03 Barito, ALTAR PSC, 12-02-1981, Ons, Eks. (E3)	II.24 Madura Offshore, SANTOS PSC, 04-12-1997, Off, Ept. (D4)
II.04 Bawean, CAMAR RESCR. PSC, 12-02-1981, Ons/Off, Ept. (D4)	II.25 Mahakam Hilir, SPC PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (E3)
II.05 Belayan, GERALDO ENERGY PSC, 21-11-2011, Ons, Eks. (B2)	II.26 Mandala, BUMI HASTA-FORTUNE PSC, 18-05-2010, Ons, Eks. (D4)
II.06 Bengara I, MEDCO PSC, 17-09-1999, Ons/Off, Eks. (E2)	II.27 Muriah, PETRONAS PSC, 20-05-1991, Off, Ept. (D4)
II.07 Bengara II, CONTINENTAL PSC, 04-12-1997, Ons/Off, Eks. (E2)	II.28 NE Madura, TECHWIN PSC, 21-11-2011, Off, Eks. (D4)
II.08 Biliton, MITRA ENERGY PSC, 30-12-2003, Off, Eks. (D3)	II.29 North Kangean, PETROJAYA PSC, 16-01-2007, Off, Eks. (E4)
II.09 Blora, SELE RAYA ENERGI PSC, 30-11-2009, Off, Eks. (D3)	II.30 North Madura, AWE PSC, 18-05-2010, Ons, Eks. (D4)
II.10 Brantas, LAPINDO PSC, 23-04-1990, Off, Eks. (D3)	II.31 North Sumbawa II, HUSKY PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (E4)
II.11 Bulu, PEARL OIL PSC, 14-10-2003, Off, Eks. (D4)	II.32 Offshore NW. Java, PHE PSC, 19-01-1967, Off, Ept.-EXT (C3)
II.12 Cepu, MOBIL CEPU PSC, 22-09-2006, Ons, Ept. (D4)	II.33 Off. Lampung I, ANP PSC, 21-03-2007, Off, Eks. (C3)
II.13 Citarum, PAN ORIENT PSC, 22-12-2006, Ons, Eks. (C4)	II.34 Ons & Off. Kangean, KANGEAN E. PSC, 14-11-1980, Ons/Off, Ept.-EXT (E4)
II.14 E. Bawean I, EAST BAWEAN LTD. PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (D4)	II.35 Ons & Off. Madura Strait, HUSKY PSC, 20-10-1982, Off, Ept. (D4)
II.15 East Kangean, GREENSTAR PSC, 22-12-2006, Off, Eks. (E4)	II.36 Pangkah, HESS PSC, 08-05-1996, Off, Ept. (D4)
II.16 East Muriah, PEARL OIL PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (D4)	II.37 Pasir, PASIR PETROLEUM PSC, 05-05-2009, Ons, Eks. (E3)
II.17 East Sepanjang, EASCO PSC, 12-12-2004, Off, Eks. (E4)	II.38 Randu Gunting, PHE PSC, 09-08-2007, Ons/Off, Eks. (D4)
II.18 INDONESIA-PERTAMINA E&P	II.37 Rangkas, LUNDIN PSC, 27-05-2008, Ons, Eks. (C4)
II.19 Karapan, AMSTELCO PSC, 18-05-2010, Ons, Eks. (D4)	II.38 Sampang, SANTOS PSC, 04-12-1997, Ons/Off, Ept. (D4)
II.20 Ketapang, PC KETAPANG II PSC, 11-06-1998, Off, Ept. (D4)	II.39 Sanga-sanga, VICO PSC, 08-08-1998, Ons, Ept.-EXT (E3)
II.21 Kuala Pambuang, MENTARI PSC, 11-06-1998, Ons, Eks. (C4)	II.40 Seinangka-Senipah, KUTAI ETAM PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (E3)
	II.41 Sibaru, MITRA ENERGY PSC, 16-01-2007, Off, Eks. (E4)

Wilayah Kerja

Working Areas

II.42	Simenggaris, JOB MEDCO JOB, 24-02-1998, Ons, Ept. (E2)	II.65	GMB Barito Tapin, TGM PSC, 04-08-2009, Ons, Eks. (D3)	II.85	Banyumas, LUNDIN PSC, 17-05-2001, Ons, Eks. (C4)	Wilayah III Area III	
II.43	South Barito, MURPHY PSC, 27-05-2008, Ons/Off, Eks. (D3)	II.66	GMB Bentian Besar, RIDLAUTAMA PSC, 26-06-2008, Ons, Eks. (E5)	II.86	Gunting, EXXON PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (D4)	III.01	Ambalat, ENI PSC, 27-09-1999, Off, Eks. (E2)
II.44	South Bengara II, ACG PSC, 13-11-2008, Ons, Eks. (E2)	II.67	GMB Kapuas I, TRAN ASIA-BP PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E3)	II.87	NE. Madura III, ANADARKO PSC, 12-12-2004, Off, Eks. (D4)	III.02	Arafura Sea, COPI PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (HI4)
II.45	SE. Madura, ENERGI MINERAL PSC, 05-05-2009, Ons/Off, Eks. (D4)	II.68	GMB Kapuas II, KAPUAS-BP PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E3)	II.88	Off. Lampung II, PETRONAS PSC, 22-09-2006, Off, Eks. (C3)	III.03	Arguni I, ENI PSC, 21-11-2011, Off, Eks. (HI4)
II.46	SE. Sumatera, CNOOC PSC, 06-09-1968, 06-09-1998, Off, Ept.-EXT (D4)	II.69	GMB Kapuas III, GMU-BP PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E3)	II.89	Rembang, ORNA PSC, 14-10-2003, Off, Eks. (D4)	III.04	Attaka Field, INPEX PSC, 28-03-1991, Ons, Ept.-EXT (E5)
II.47	South Madura, AED PSC, 14-10-2003	II.70	GMB Kotabu, SATUI BASIN GAS PSC, 04-08-2009, Ons, Eks. (E3)			III.05	Babar Selaru, INPEX PSC, 21-11-2011, Off, Eks. (HI4)
II.48	Sunda Strait I, NIKO XXVI PSC, 18-05-2010, Ons, Eks. (C4)	II.71	GMB Kutai I, KUTAI WEST CBM PSC, 13-11-2008, Ons, Eks. (E3)			III.06	Berau, BP INDONESIA PSC, 12-02-1987, Off, Ept.-EXT (H3)
II.49	Terumbu, AWE PSC, 05-05-2009, Off, Eks. (C4)	II.72	GMB Kutai II, EPHINDO-RAE PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E3)			III.07	Bone, MITRA ENERGY PSC, 26-11-2010, Ons, Eks. (F3-4)
II.50	Titan, AWE, BARUNA & SILLO PSC, 26-11-2011, Off, Eks. (C2)	II.73	GMB Kutai Barat, SUGICO PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E3)			III.08	Bone Bay, MARATHON PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (F3-4)
II.51	Tuban, JOB PETROCHINA JOB, 29-02-1988, Off, Ept. (D4)	II.74	GMB Kutai Timur, SENYIUR-TTL PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E2)			III.09	Bontang, SALAMANDER PSC, 30-12-2003, Off, Eks. (E2)
II.52	Ujung Kulon, M3ENERGY PSC, 21-03-2007, Ons/Off, Eks. (C4)	II.75	GMB MelakMendung I, EPHINDO PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E2)			III.10	Budong - Budong, TATELY N.V. PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (E2)
II.53	Wailawi, PERUSDA BENUO TAKA PSC, 22-12-2005, Ons, Ept. (E3)	II.76	GMB MelakMendung II, DEEP & MONNET ISPAT PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E2)			III.11	Bukat, ENI PSC, 24-02-1998, Off, Eks. (E2)
II.54	Wain, PANDAWA PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (E3)	II.77	GMB Pulang Pisau, SIGMA & BLUE PSC, 04-08-2009, Ons, Eks. (D3)			III.12	Bula, KALREZ. PSC, 01-11-1969, EXT, 01-22-1999, Ons, Ept.-EXT (H3)
II.55	West Maduram PHE WMO JOA, 07-05-1981, Off, Ept. (D4)	II.78	GMB Sanga-sanga, VIRGIA-LASMO-BP PSC, 30-11-2009, Ons, Eks. (D3)			III.13	Bulungan, ENI PSC, 12-12-2004, Off, Eks. (E2)
II.59	W. Sangata, KAL. KUTAI ENERGY PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (E3)	II.79	GMB Sangatta I, PHE & SANGATTA WEST PSC, 13-11-2008, Ons, Eks. (E2)			III.14	Buton, JAPEX PSC, 16-01-2007, Ons, Eks. (F4)
II.59	W. Tanjung, MRI ENERGY PSC, 21-11-2011, Ons, Eks. (D3)	II.80	GMB Sangatta II, VISI MULTI PSC, 04-08-2009, Ons, Eks. (E2)			III.15	Buton I, PUTINDO BINTECH PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (F4)
		II.81	GMB Tabulako, ARTHA WIDYA PSC, 04-08-2009, Ons, Eks. (E3)			III.16	Cendrawasih, EXXON PSC, 05-05-2009, Off, Eks. (I3)
II.60	GMB Bangkanai III, BANGKANAI ER PSC, 19-12-2011, Ons, Eks. (C3)	II.82	GMB Tanah Laut, ASAM METHAN PSC, 19-12-2011, Ons/Off, Eks. (E3)			III.17	Cendrawasih II, REPSOL PSC, 18-05-2010, Eks. (I3)
II.61	GMB Bangkanai IV, BANGKANAI JP PSC, 19-12-2011, Ons, Eks. (B3)	II.83	GMB Tanjung II, PHE PSC, 24-11-2010, Ons, Eks. (D3)			III.18	Cendrawasih III, NIKO PSC, 18-05-2010, Eks. (I3)
II.62	GMB Barito, TRANS ASIA & JINDAL PSC, 30-11-2009, Ons, Eks. (D3)	II.84	GMB Tanjung IV, PHE PSC, 01-04-2011, Ons, Eks. (E3)			III.19	Cendrawasih IV, NIKO-REPSOL PSC, 18-05-2010, Eks. (E2)
II.63	GMB B. Banjar I, INDOBARAMBAI PSC, 11-06-1998, Off, Ept. (D4)					III.20	East Bula, BLACK GOLD PSC, 30-11-2009, Off, Eks. (E2)
II.64	GMB B. Banjar II, BARITO BG PSC, 13-11-2008, Ons, Eks. (D3)					III.21	E. Kalimantan (W. Pasir), CHEVRON PSC, 25-10-1968, EXT, 25-10-1998, Ons/Off, Ept.-EXT (E2-3)

Wilayah Kerja

Working Areas

III.22	East Simenggaris, SONLAW UC PSC, 21-11-2011, Ons/Off, Eks. (E2)	III.44	N Makasar St, BARUNA & NIKO XIV PSC, 30-11-2009, Ons/Off, Eks. (E3)	III.66	Seram Non Bula, CITIC PSC, 01-11-1969, EXT, 01-11-1969, Off, Ept.-EXT (GH3)	III.88	W Papua IV, NIKO XV PSC, 30-11-2009, Off, Eks. (H3)
III.23	Enrekang, SIGMA ENERGY PSC, 21-03-2007, Ons, Eks. (E3)	III.45	Northern Papua, SARMI PAPUA PSC, 05-05-2009, Ons/Off, Eks. (I3)	III.67	SE. Ganal I, NIKO PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (E3)	III.89	West Sageri, NIKO PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (E3)
III.24	Ganal, CHEVRON PSC, 24-02-1998, Off, Ept. (E3)	III.46	Nunukan, ANADARKO PSC, 12-12-2004, Off, Eks. (E2)	III.68	SE. Mahakam, TOTAL PSC, 21-03-2007, Off, Eks. (H4)	III.90	West Salawati, MONTD'OR OIL JOB, 30-12-2003, Ons/Off, Eks. (F4-5)
III.25	Halmahera II, STATOIL & NIKO PSC, 19-12-2011, Off, Eks. (E2)	III.47	Obi, NIKO-STAT OIL & ZIMOREX PSC, 21-11-2011, Off, Eks. (I3-4)	III.69	SE. Palung Aru, CNOOC PSC, 27-05-2008, Off, Eks. (H4)	III.91	West Timor, ENI PSC, 27-05-2008, Ons/Off, Eks. (H3)
III.26	Halmahera-Kofiau, NIKO XVI PSC, 30-11-2009, Ons/Off, Eks. (G2-3)	III.48	Off. Timor Sea I, HESS PSC, 28-03-1991, Ons, Ept.-EXT (E5)	III.70	SE. Sangatta, SALAMANDER PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (E2)	III.92	Wiriagar, BP PSC, 27-02-1993, Ons, Ept.-EXT (H3)
III.27	Karama, STAT OIL PSC, 21-03-2007, Off, Eks. (E3)	III.49	Papalang, ANADARKO PSC, 07-12-2001, Ons, Eks. (E3)	III.71	SE. Seram, NIKO PSC, 19-12-2011, Off, Eks. (H4)	III.93	Wokam II, MURPHY PSC, 17-12-2010, Ons, Eks. (H3)
III.28	Kasuri, GENTING OIL PSC, 27-05-2008, Ons/Off, Eks. (H3)	III.50	Popodi, ANADARKO PSC, 07-12-2001, Off, Eks. (E2)	III.72	South Mandar, PTTEP PSC, 18-05-2010, Eks. (E3)		
III.29	Kepala Burung, PETROCHINA PSC, 15-10-1970, EXT, 15-10-2000, Ons, Ept.-EXT (H3)	III.51	Rapak, CHEVRON PSC, 04-12-1997, Off, Ept. (E2-3)	III.73	South Matindok, BLACK GOLD PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (F3)	III.94	Amborio VI, COPI PSC, 22-09-2006, Off, Eks. (I4)
III.30	Kofiau, NIKO PSC, 05-05-2009, Ons/Off, Eks. (H3)	III.52	Rombebai, AED ROMBEBAI PSC, 16-11-1998, Ons/Off, Eks. (I3)	III.74	South Sageri, TALISMAN PSC, 18-05-2010, Eks. (E3)	III.95	Donggala, SANTOS PSC, 07-12-2001, Off, Eks. (E2-3)
III.31	Kuma, COPI PSC, 16-01-2007, Off, Eks. (E3)	III.53	Sadang, TALISMAN PSC, 18-05-2010, Eks. (E3)	III.75	South Sesulu, HESS PSC, 05-05-2009, Off, Eks. (E3)	III.96	E. Ambalat, CHEVRON PSC, 12-12-2004, Off, Eks. (E2)
III.32	Kumawa, MARATHON PSC, 05-05-2009, Off, Eks. (H3)	III.54	Sageri, TALISMAN PSC, 21-03-2007, Off, Eks. (E3)	III.76	SW Bird's Head, TOTAL E&P PSC, 01-08-2011, Ons, Eks. (H3)	III.97	Halmahera, HALMAHERA PETRO PSC, 30-12-2003, Ons/Off, Eks. (G2-3)
III.33	Kutai, SERICA PSC, 16-01-2007, Ons/Off, Eks. (E2-3)	III.55	Salawati, JOB PETROCHINA PSC, 23-04-1990, Ons/Off, Ept. (H3)	III.77	Sula I, BRILLIANCE ENERGY PSC, 30-11-2009, Off, Eks. (F3)	III.98	Karana, PEARL OIL PSC, 16-01-2007, Off, Eks. (E3)
III.34	Mahakam, TOTAL PSC, 31-03-1967, EXT, 31-03-1997, Ons/Off, Ept.-EXT (E3)	III.56	Sareba, LUNDIN B.V PSC, 24-02-1998, Ons/Off, Eks. (H3)	III.78	Surumana, EXXON PSC, 18-02-1981, Off, Eks. (E3)	III.99	Pasangkayu, MIPIL PSC, 22-09-2006, Ons, Eks. (E3)
III.35	Makasar Strait, CHEVRON PSC, 26-01-1990, Off, Ept. (E3)	III.57	Sebatik, STAR ENERGY PSC, 22-12-2005, Ons/Off, Eks. (E2)	III.79	Tanjung Aru, KRIS-NEON & NATUNA PSC, 19-12-2011, Off, Eks. (E2)		
III.36	Malunda, PTTEP PSC, 18-05-2010, Eks. (E3)	III.58	Sebuku, PEARL OIL PSC, 17-09-1997, Off, Ept. (E3)	III.80	Tarakan, MEDCO PSC, 14-01-1982, Ons, Ept.-EXT (E2)		
III.37	Mandar, EXXON PSC, 21-03-2007, Off, Eks. (E3)	III.59	Semai II, MURPHY SEMAI PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (H3)	III.81	Tarakan Offshore, MANHATTAN KI PSC, 14-10-2003, Off, Ept. (E3)		
III.38	Manokwari, ECOSSE PSC, 12-12-2004, Ons, Eks. (H3)	III.60	Semai III, SUMA SARANA PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (H3)	III.82	Tengah, TOTAL JOA, 05-10-1988, Off, Ept. (E2)		
III.39	Masela, INPEX PSC, 16-11-1998, Off, Ept. (GH4)	III.61	Semai IV, MURPHY PSC, 21-11-2011, Off, Eks. (H3)	III.83	Warim, COPI PSC, 26-05-1987, Ons, Eks. (I3)		
III.40	Muara Bakau, ENI PSC, 30-12-2002, Off, Eks. (E3)	III.62	Semai V, HESS PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (H3)	III.84	West Aru I, BP PSC, 19-12-2011, Ons, Eks. (H3)		
III.41	Muturi, BP Indonesia PSC, 26-08-1992, Ons/Off, Ept.-EXT (H3)	III.63	Sengkang, ENERGY EQUITY PSC, 24-10-1970, EXT, 24-10-2000, Ons, Ept.-EXT (F3)	III.85	West Aru II, BP PSC, 19-12-2011, Ons, Eks. (H3)		
III.42	North Arafura, BP PSC, 26-11-2010, Ons, Eks. (I3-4)	III.64	Senoro-Toili (Tomori), JOB MEDCO PSC, 04-12-1997, Ons/Off, Ept. (F3)	III.86	West Papua I, CHEVRON PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (H3)		
III.43	North Ganal, NIKO, STATOIL, ENI & GDF PSC, 21-11-2011, Off, Eks. (I3-4)	III.65	Seram, BLACK GOLD PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (H3)	III.87	West Papua III, CHEVRON PSC, 13-11-2008, Off, Eks. (H3)		





BPMIGAS

Badan Pelaksana Kegiatan Usaha
Hulu Minyak dan Gas Bumi

Kantor Pusat BPMIGAS

Gedung Wisma Mulia lantai LG, 22,23,27
28, 29, 30, 31, 33, 36, 38, 39, 40
Jl. Gatot Subroto No.42, Jakarta 12710
PO BOX 4775

T (+62-21) 29241607
F (+62-21) 29241607
E hupmas@bpmigas.go.id

www.bpmigas.go.id