

Semiloka EITI

Bandung, 12 November 2014

Relevansi Rekomendasi Laporan EITI Tahap II Terhadap Perbaikan Tata Kelola Sektor Migas

Oleh:
Komaidi Notonegoro
ReforMiner Institute



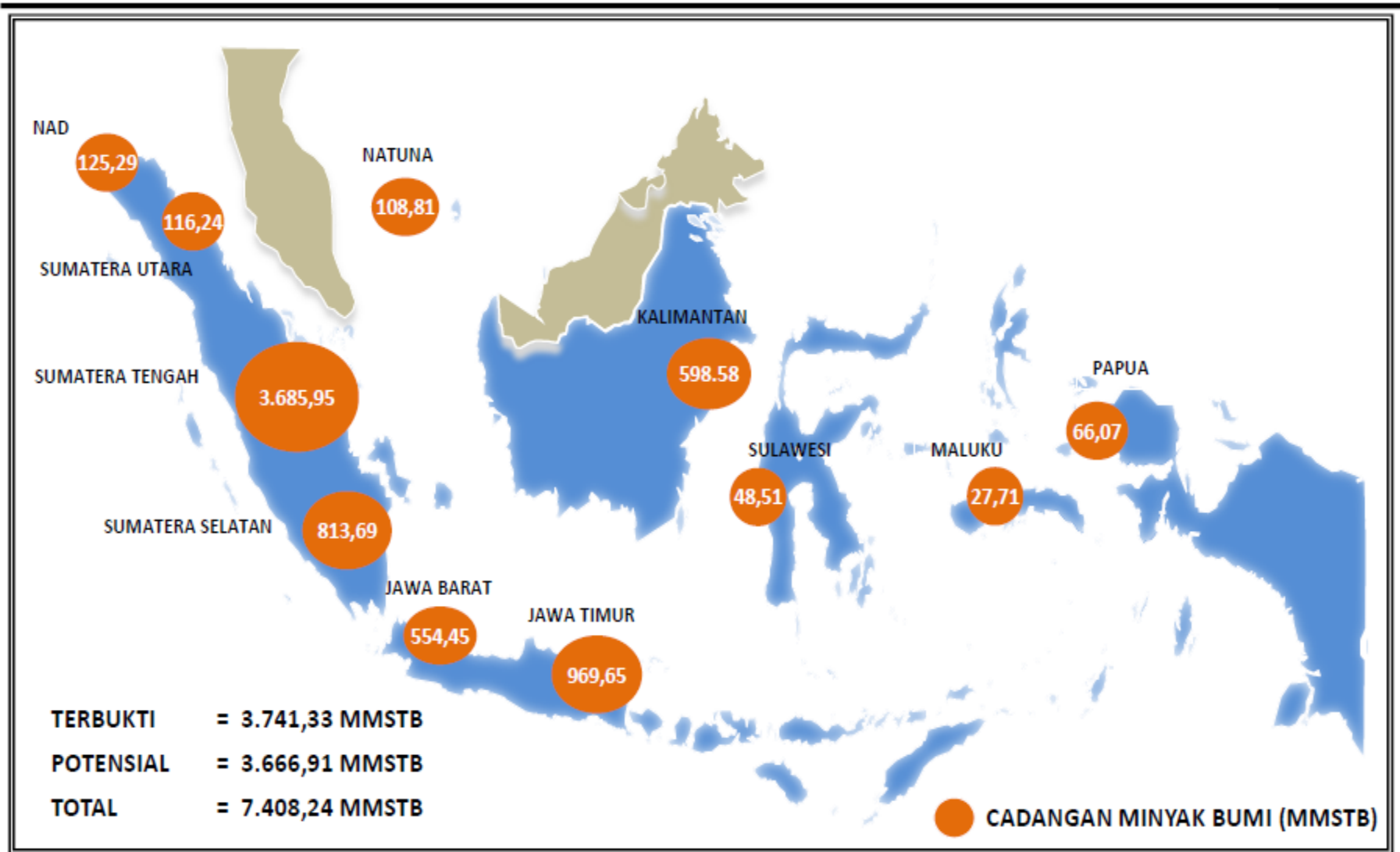
Profil Sektor Minyak dan Gas Bumi Nasional

Posisi Cadangan Minyak Indonesia Terhadap Dunia

Negara	Peringkat Cadangan	Posisi 2012 (Milyar Barel)	Porsi to Cadangan Dunia	Rasio Cadangan - Produksi (Tahun)
Venezuela	1	297,60	17,80%	234.14
Saudi Arabia	2	265.90	15.90%	63,00
Iran	3	157.00	9,40%	88.40
Iraq	4	150.00	9,00%	128.08
Kuwait	5	101.50	6,10%	110.88
United Arab Emirates	6	97.80	5,90%	79,10
Russian Federation	7	87.20	5,20%	22.40
Libya	8	48.00	2,90%	86,90
Nigeria	9	37.20	2.20%	42,10
Kazakhstan	10	30,00	1,80%	47,40
Indonesia	28	3,70	0.20%	11.10

Sumber: BP Statistical Review, diolah

CADANGAN MINYAK BUMI



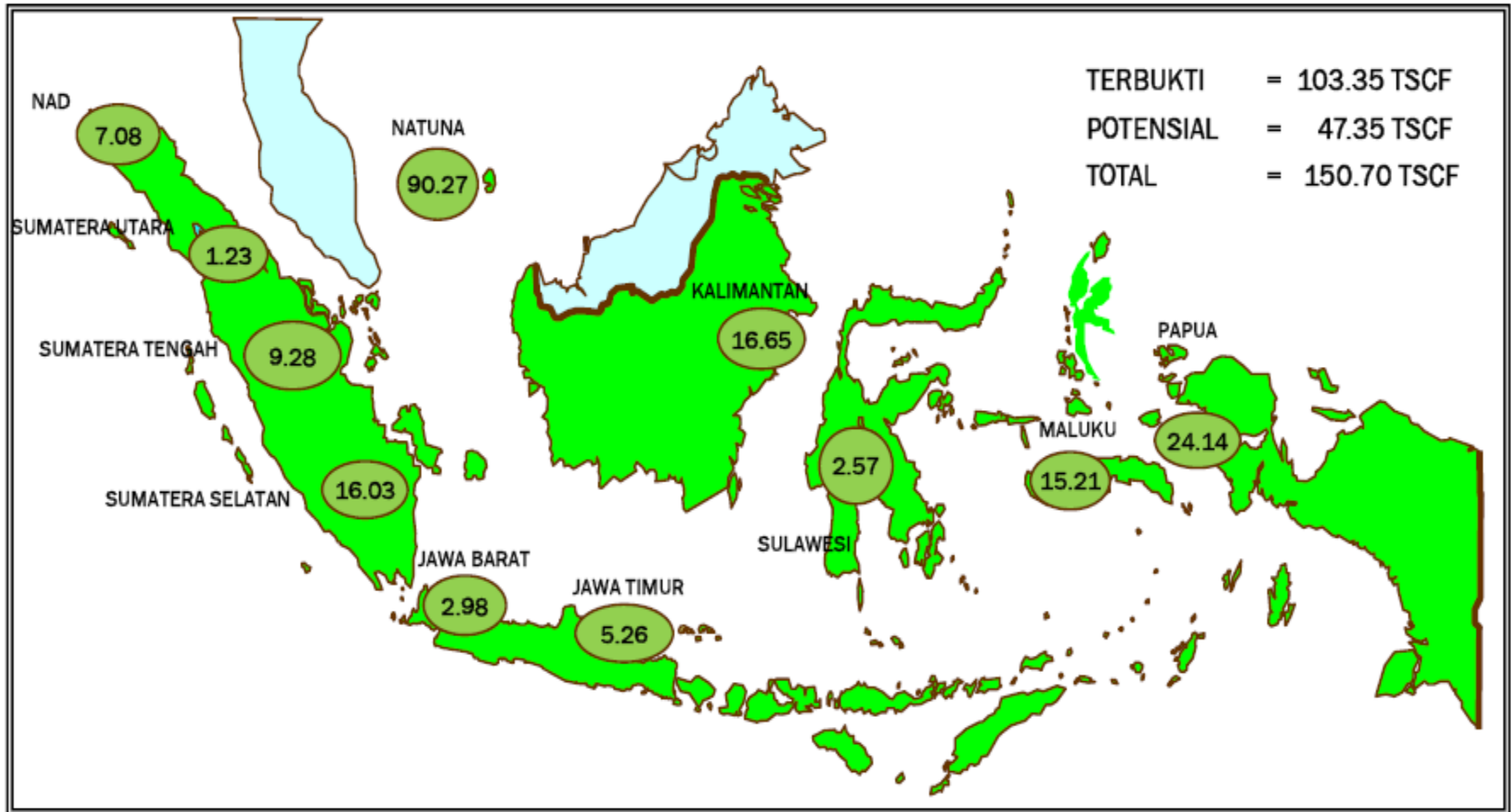
Sumber: Statistik Minyak Bumi 2012

Posisi Cadangan Gas Indonesia Terhadap Dunia

Negara	Peringkat Cadangan	Posisi 2012 (TSCF)	Porsi to Cadangan Dunia	Rasio Cadangan - Produksi (Tahun)
Iran	1	1187.7	18,00%	213.8
Russian Federation	2	1162.5	17,60 %	55,60
Qatar	3	885,1	13.43%	216.8
Turkmenistan	4	618,1	9,30%	189.5
US	6	300,0	4.50%	12.50
Saudi Arabia	5	290.8	4.40%	80,01
United Arab Emirates	7	215.0	3.30%	119.1
Venezuela	8	196.4	3.00%	188.6
Nigeria	9	182.0	2.80%	155.2
Algeria	10	159.1	2.40%	55.3
Indonesia	12	103.3	1.60%	41.2

Sumber: BP Statistical Review, diolah

CADANGAN GAS BUMI



Sumber: Statistik Gas Bumi 2012

Kontribusi Penerimaan Migas Dalam APBN

Periode	Tahun	Penerimaan Migas	Total Penerimaan Negara	Rasio Penerimaan Migas
		Miliar Rp	Miliar Rp	%
Pelita II	1974/1975	957,30	1.977,70	48,40
	1975/1976	1.200,60	2.694,70	44,55
	1976/1977	1.586,80	3.191,70	49,72
	1977/1978	1.936,60	3.764,60	51,44
	1978/1979	2.264,70	4.684,90	48,34
Pelita III	1979/1980	4.260,30	7.508,30	56,74
	1980/1981	6.773,60	11.053,90	61,28
	1981/1982	8.627,90	13.720,90	62,88
	1982/1983	8.160,40	14.379,80	56,75
	1983/1984	11.350,10	18.909,80	60,02

Sumber: Departemen Keuangan RI, disusun kembali

Periode	Tahun	Penerimaan Migas	Total Penerimaan Negara	Rasio Penerimaan Migas
		Miliar Rp	Miliar Rp	%
Reformasi	2004	108.206	403.105	26,84
	2005	137.676	495.200	27,80
	2006	201.270	695.100	28,96
	2007	186.640	708.494	26,34
	2008	303.067	962.482	31,49
	2009	175.796	848.800	20,71
	2010	237.479	995.271	23,86
	2011	278.388	1.210.599	22,95
	2012	302.346	1.338.109	22,59

Sumber: Departemen Keuangan RI, disusun kembali

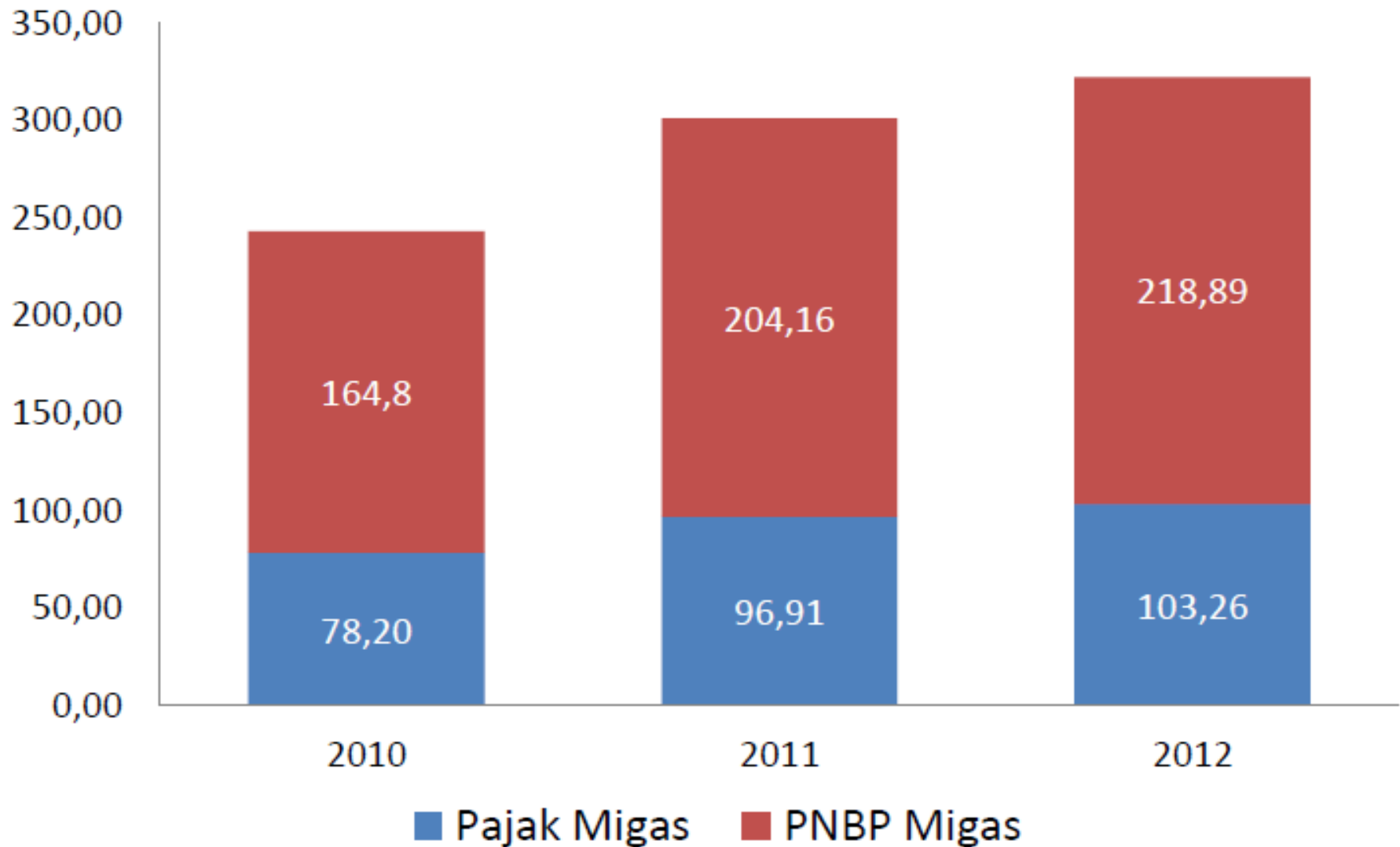
Pos Penerimaan dan Pengeluaran Terkait Migas (Rp triliun)

Kode Akun	Jenis Akun	Periode	
		2011	2012
POS PENERIMAAN			
411111	Pendapatan PPh Minyak Bumi	25,94	32,97
411112	Pendapatan PPh Gas Bumi	47,15	50,48
421111	Pendapatan SDA Minyak Bumi	141,30	144,71
421211	Pendapatan SDA Gas Bumi	52,18	61,10
423132	Pendapatan DMO Minyak	11,75	12,33
Total Penerimaan		278,32	301,59
POS PENGELUARAN			
	Subsidi Premium	72,78	107,24
	Subsidi Solar	53,34	64,67
	Subsidi Minyak Tanah	9,44	7,12
	Subsidi Elpiji	22,59	32,84
	Subsidi Listrik	90,44	94,58
	DBH Minyak Bumi	20,63	26,16
	DBH Gas Bumi	16,67	21,23
Total Pengeluaran		285,89	353,84
Surplus/Defisit		(7,57)	(52,25)
Prosentase Surplus/Defisit		-2,72 %	-17,32 %

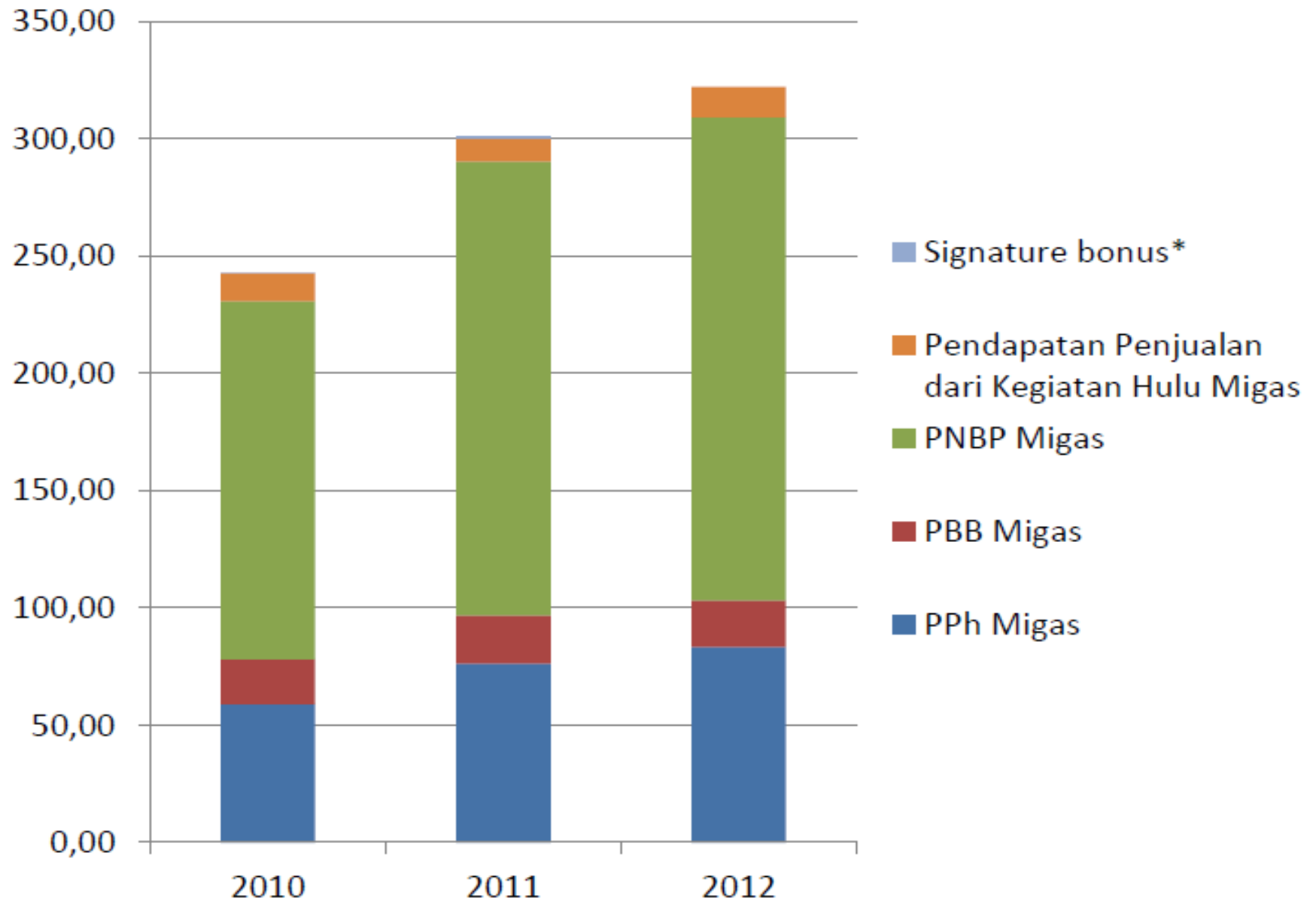
Sumber: Laporan Keuangan Pemerintah Pusat (LKPP) 2010, diolah

Temuan dan Rekomendasi EITI

4. Struktur Penerimaan Sektor Migas



4. Struktur Penerimaan Sektor Migas (1)



4. Struktur Penerimaan Sektor Migas (2)

Pendapat Sektor Migas	2010	2011	2012
PPh Migas	58,87	76,43	83,47
PBB Migas	19,33	20,48	19,79
PNBP Migas	152,74	193,49	205,83
PNBP Minyak Bumi	111,82	141,3	144,72
PNBP Gas Alam	40,92	52,19	61,11
Pendapatan Penjualan dari Kegiatan Hulu Migas	11,8	9,78	13,06
Signature bonus	0,26	0,89	
Total Penerimaan Sektor Migas	243,00	301,07	322,15

- PPh Migas disetor oleh 71 KKKS dan 99 Mitra Participating Interest
- PNBP Migas dikontribusi oleh 71 KKKS
- Signature Bonus berasal dari KKKS Eksplorasi dan Perpanjangan kontrak.

Tinjauan/observasi Migas(1)

- Laporan Rekonsiliasi untuk tahun 2010-2011 menunjukkan adanya selisih USD 34,82juta yang disebabkan karena over lifting akibat cost recovery yang belum selesai hingga 2014.
- Laporan Ditjen Anggaran tahun 2010-2011 untuk Tim Pelaksana menunjukkan adanya tagihan sebesar USD 39,89juta di tahun 2010 & USD 147,1juta di tahun 2011 yang belum ada penyelesaian hingga akhir 2013.
- Hasil Pemeriksaan BPK atas LKPP Tahun 2013 menyebutkan adanya kelemahan dalam pengelolaan piutang bukan pajak pada Bendahara Umum Negara yaitu: (1) Piutang Over Lifting migas Rp3,81 triliun tidak sepenuhnya menggambarkan hak negara yang akan diterima pada periode berikutnya karena nilainya belum pasti dan masih memerlukan pembahasan kembali dengan KKKS terkait; (2) piutang penjualan migas bagian negara sebesar Rp2,46 triliun mengandung ketidakpastian karena adanya perbedaan pendapat antara SKK Migas & KKKS ttg perhitungan bagi hasil;

Implikasi (1)

- Ketidakpastian atas jumlah piutang atas over lifting.
- Ketidakpastian atas waktu penyelesaian perselisihan yang dampaknya adalah ketidakpastian waktu pembayaran tagihan.

Rekomendasi Kebijakan (1)

- a. Memperbaiki mekanisme penyelesaian atas perbedaan hitung cost recovery dan over lifting.

Tinjauan/observasi Migas(2)

Implikasi (2)

Rekomendasi Kebijakan (2)

- Ditjen Pajak dan Dit. PNB, Ditjen Anggaran tidak memiliki basis data pembayar PPh Migas dan data yang diperbarui. Dit. PNB bertugas menghitung PNB termasuk mengeluarkan PPh migas dan faktor pengurang lain. PPh Migas disetorkan kepada Ditjen Pajak.
- Sejumlah pemilik PI adalah perusahaan asing, tidak memiliki NPWP di Indonesia.
- Hasil pemeriksaan BPK atas LKPP 2012 : Pengelolaan PPh Migas tidak optimal dan penggunaan tarif pajak dalam perhitungan PPh dan bagi hasil migas tidak konsisten

- Perubahan kepemilikan tidak langsung diketahui.
- Kelayakan setoran pajak tidak dapat diperiksa.

- b. Ditjen Pajak telah memiliki KPPN Migas untuk memeriksa setoran PPh Migas. Perhitungan pajak oleh Dit. PNB dikembalikan kepada Ditjen Pajak untuk memeriksa kelayakan setoran pajak dan menerbitkan STP atas kekurangan pajak kontraktor dan mitranya.
- c. Pembaruan data pemilik PI seharusnya diserahkan oleh SKK Migas kepada Ditjen Pajak secara reguler.

Tinjauan/observasi Migas(3)

Implikasi (3)

Rekomendasi Kebijakan (3)

- Adanya ketidakpercayaan publik (khususnya pemda penghasil) atas hasil audit cost recovery dan kesesuaian kontrak dalam perhitungan bagi hasil. Audit atas *cost recovery* dan kesesuaian kontrak dilakukan oleh BPKP.

- Adanya keraguan atas basis perhitungan bagi hasil antara KKKS dengan pemerintah.
- Adanya tuntutan bahwa cost recovery (CR) dapat ditunjukkan (transparan) kepada publik, khususnya kepada pemda penghasil migas.

- d. Audit cost recovery dilakukan tim auditor terdiri dari DJP dan BPK/P dengan prakondisi auditor menguasai bidang keuangan migas.
- e. Hasil audit CR dapat dipublikasi.

- Basis bagi hasil berasal dari laporan KKKS kepada SKK Migas.
- Tetapi sudah mulai dikembangkan SOT real time dan online dari titik custody transfer langsung kepada basis data pemerintah
- Kemungkinan aplikasi masih baru 70% KKKS di akhir tahun 2014

- Sistem pelaporan terintegrasi real time online belum efektif.

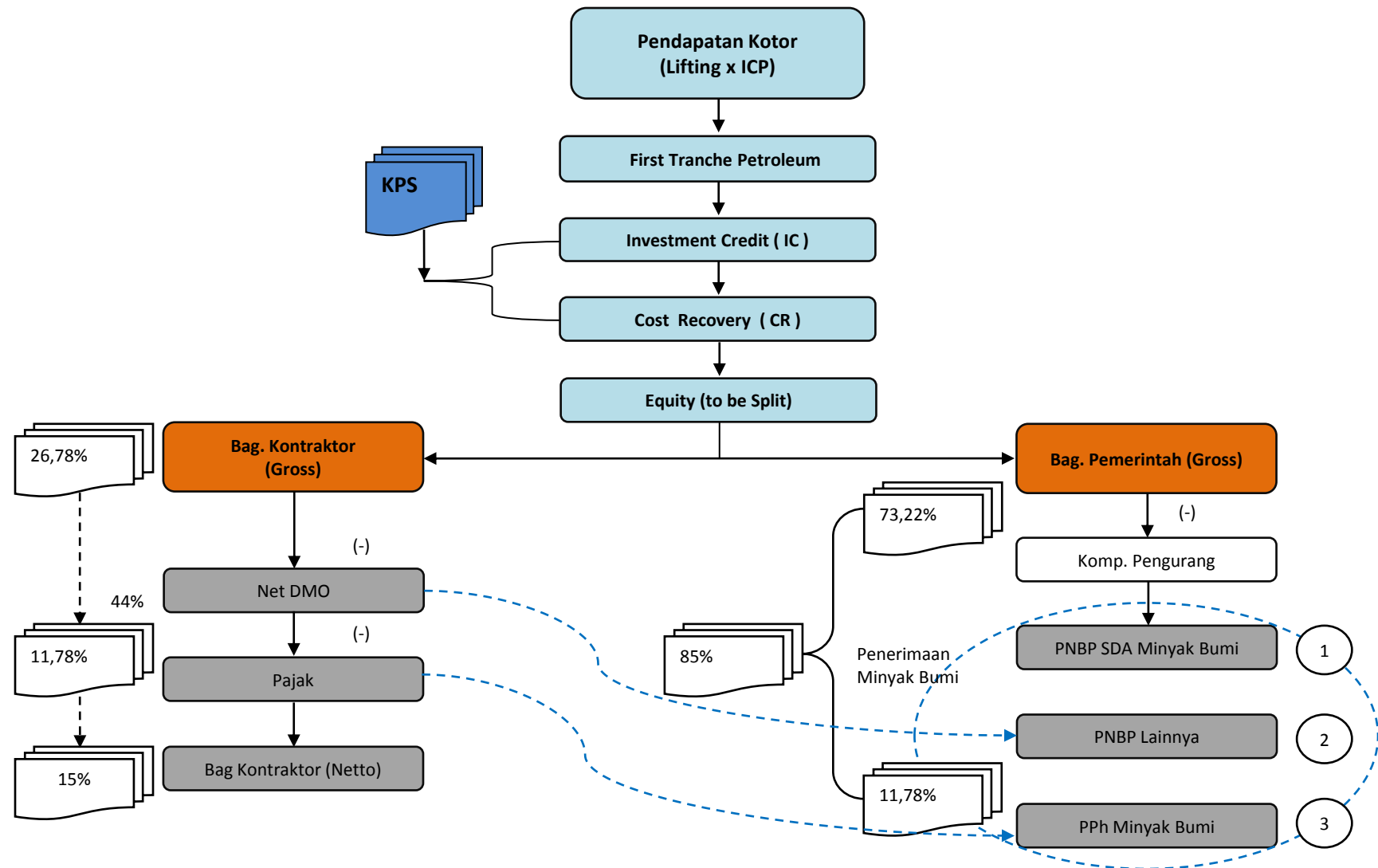
- f. Implementasi SOT lifting diberlakukan untuk semua KKKS.
- g. SOT dimonitor oleh Ditjen migas dan dapat diakses oleh publik.

PSC dan Tata Kelembagaan Sektor Migas

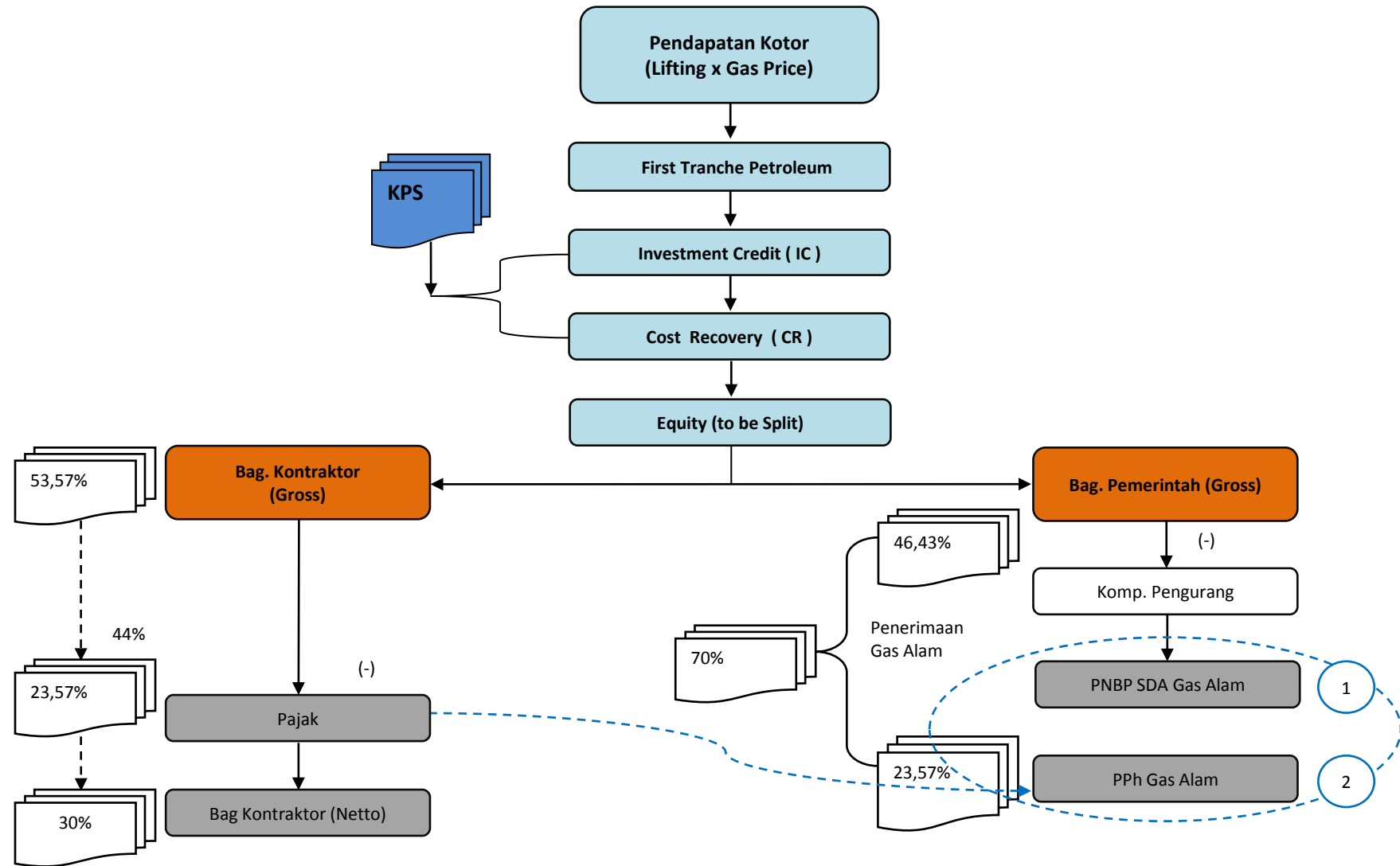
		PSC Sebelum 1974 (I)	PSC 1974- 1976/'77	PSC 1976/'77- 1988 (III)	PSC 1988 - 2000 (IV)			PSC Setelah 2000 (V)
					Insentif 1989	Insentif 1992	Insentif 1993	
1	COST RECOVERY (CR)							
	Batasan <i>Cost Recovery</i>	40%	40% - 60%	100%	100%	100%	100%	100% - 120%
	Interest Payment	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR
	Depresiasi Kapital	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR	Tidak dihitung sebagai CR
2	DOMESTIC MARKET OBLIGATION (DMO)							
	Kuantitas DMO	Old Oil & New Oil 25% x 35% x produksi	Old Oil & New Oil 25% x 35% x produksi	Old Oil 25% x 15% x produksi New Oil Holiday selama 60 bulan	Old Oil 25% x 15% x produksi New Oil Holiday selama 60 bulan	Old Oil 25% x 15% x produksi New Oil Holiday selama 60 bulan	Old Oil 25% x 15% x produksi New Oil Holiday selama 60 bulan	Old Oil 25% x 15% x produksi New Oil Holiday selama 60 bulan
	Fee DMO	Old Oil & New Oil USD 0,2/barel	Old Oil & New Oil USD 0,2/barel	Old Oil & New Oil USD 0,2/barel; New Oil 100% dari harga CR	Old Oil 10% - 25% dari harga CR; New Oil 100% dari harga CR	Old Oil 10% - 25% dari harga CR; New Oil 100% dari harga CR	Old Oil 10% - 25% dari harga CR; New Oil 100% dari harga CR	Old Oil 10% - 25% dari harga CR; New Oil 100% dari harga CR
3	PROSENTASE BAGI HASIL							
	Minyak	65%* : 35%**	65%* : 35%**	85%* : 15%**	Bervariasi 85%* : 15%** 80%* : 20%** 75%* : 25%**	Bervariasi 85%* : 15%** 80%* : 20%** 75%* : 25%**	Bervariasi 85%* : 15%** 80%* : 20%** 65%* : 35%**	Bervariasi 85%* : 15%** 80%* : 20%** 65%* : 35%**
	Gas	65%* : 35%**	65%* : 35%**	65%* : 35%**	70%* : 30%**	Bervariasi 70%* : 30%** 60%* : 40%** 55%* : 45%**	Bervariasi 70%* : 30%** 60%* : 40%** 55%* : 45%** 0%* : 100%**	Bervariasi 70%* : 30%** 60%* : 40%** 55%* : 45%** 0%* : 100%**

		PSC Sebelum 1974 (I)	PSC 1974- 1976/'77	PSC 1976/'77- 1988 (III)	PSC 1988 - 2000 (IV)			PSC Setelah 2000 (V)
					Insentif 1989	Insentif 1992	Insentif 1993	
4	PAJAK	56%	56%	56%	48%	48%	48%	44%
5	INVESTMENT CREDIT	Tidak ada	Tidak ada	Tidak ada	17% - 20%	17% - 20%	17% - 20%	17% - 20%

Bagan Bagi Hasil Minyak Bumi (PSC Generasi V)
Simulasi untuk Tax Rate 44% (PPH 30% + PPh Pasal 26 20%)



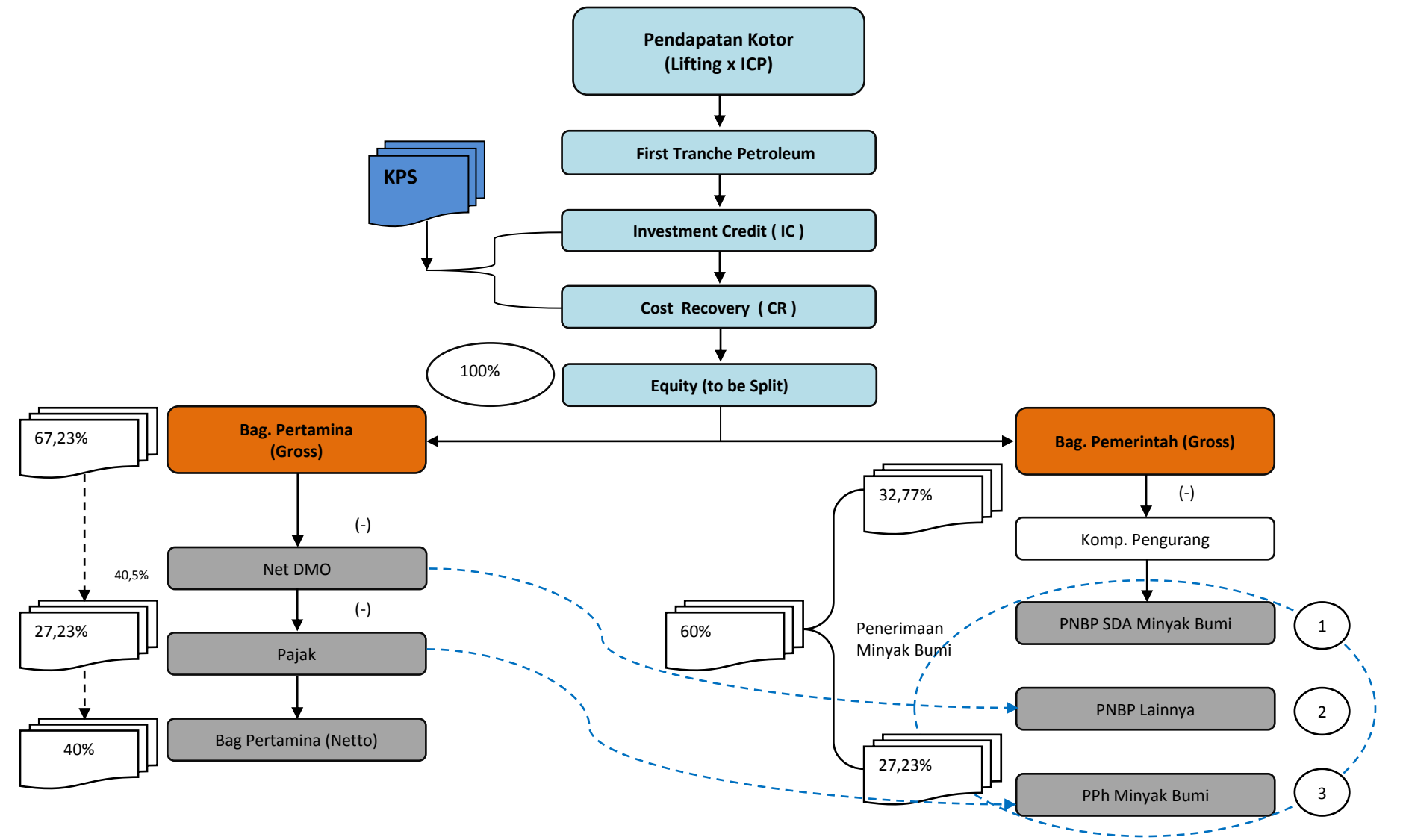
Bagan Bagi Hasil Gas Bumi (PSC Generasi V)
Simulasi untuk Tax Rate 44% (PPh 30% + PPh Pasal 26 20%)



Asumsi perhitungan : (1) *lifting* minyak per hari 850 ribu barel atau 310,25 juta barel dalam satu tahun; (2) harga minyak (ICP) 105 USD per barel; (3) nilai tukar Rp 11.500 per USD; (4) *corporate tax* dan *branch profit tax* masing-masing 30 % dan 20 %; (5) FTP ditetapkan 20 %; (6) *cost recovery* sebesar 20 % dari pendapatan kotor; dan (7) *investment credit* sebesar 5 % dari pendapatan kotor.

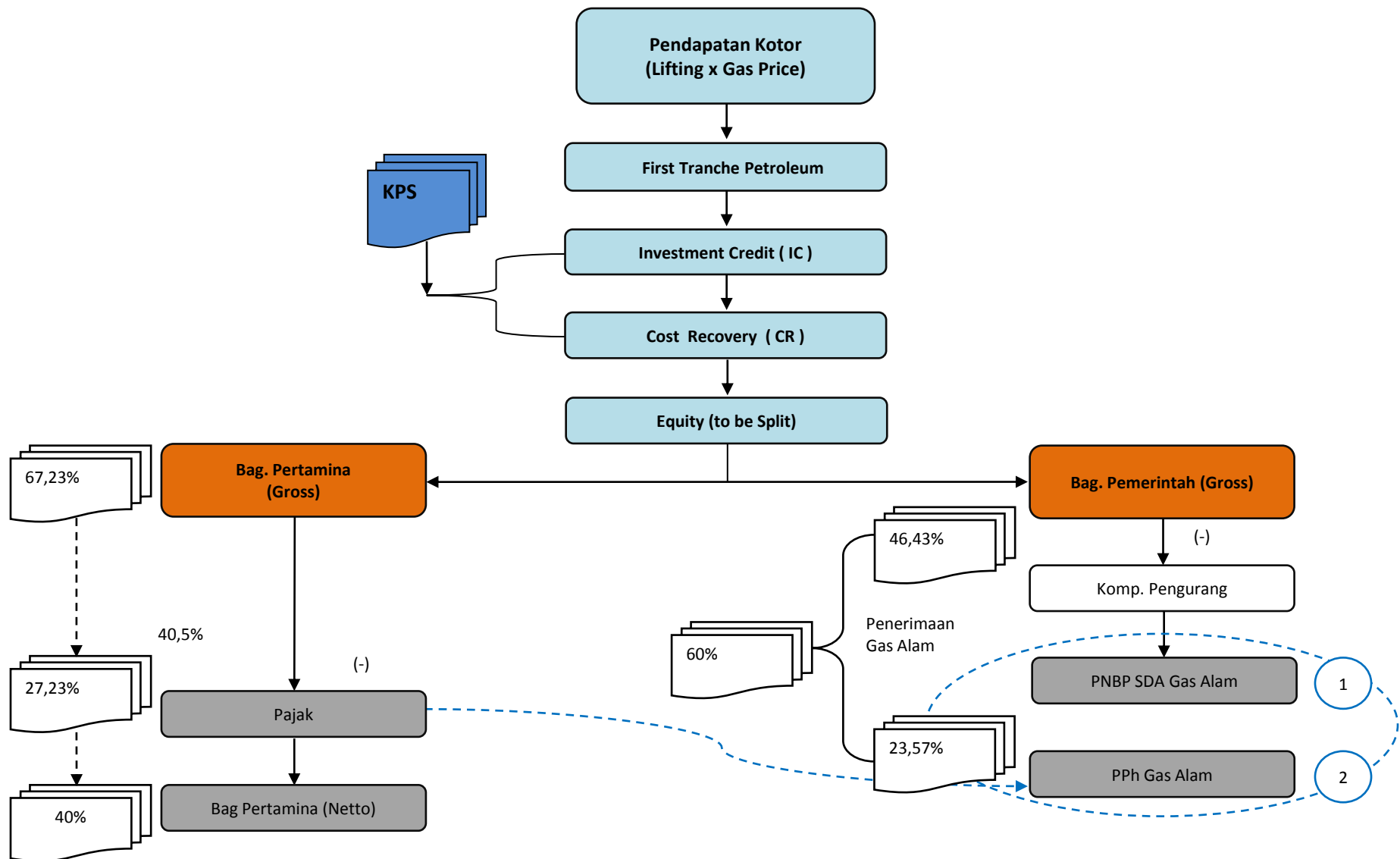
Komponen	Barel	Rp
Total Lifting	310.250.000	374.626.875.000.000
FTP (20 %)	62.050.000	74.925.375.000.000
Total Lifting - FTP	248.200.000	299.701.500.000.000
Cost Recovery (20 %)	62.050.000	74.925.375.000.000
Investmen Credit (5 %)	15.512.500	18.731.343.750.000
Total Cost Recovery	77.562.500	93.656.718.750.000
Minyak Untuk Bagi Hasil (Tot Lifting-FTP-Tot Cost Recovery)	170.637.500	206.044.781.250.000
Bagian Kontraktor		
FTP	17.857.990	21.563.522.925.000
Bagi Hasil	49.109.473	59.299.688.043.750
Total Bagian Kontraktor	66.967.463	80.863.210.968.750
Corporate Tax (30 %)	20.090.239	24.258.963.290.625
Branch Profit Tax (20%)	9.375.445	11.320.849.535.625
Total Income Tax (44 %)	29.465.684	35.579.812.826.250
Bagian Bersih Kontraktor	37.501.779	45.283.398.142.500
Bagian Negara (Pemerintah)		
FTP	45.433.010	54.860.359.575.000
Bagi Hasil	124.940.778	150.865.988.831.250
Penerimaan Pajak	29.465.684	35.579.812.826.250
Total Bagian Negara	199.839.471	241.306.161.232.500

Bagan Bagi Hasil Minyak Bumi (PSC Generasi V)
Simulasi untuk Tax Rate 40,5 % (PPH 30% + PPh Pasal 23 15%)



Kontraktor BUMN

Bagan Bagi Hasil Gas Bumi (PSC Generasi V)
Simulasi untuk Tax Rate 40,5 % (PPH 30% + PPh Pasal 23 15%)



Asumsi perhitungan : (1) *lifting* minyak per hari 850 ribu barel atau 310,25 juta barel dalam satu tahun; (2) harga minyak (ICP) 105 USD per barel; (3) nilai tukar Rp 11.500 per USD; (4) *corporate tax* dan *branch profit tax* masing-masing 30 % dan 20 %; (5) FTP ditetapkan 20 %; (6) *cost recovery* sebesar 20 % dari pendapatan kotor; dan (7) *investment credit* sebesar 5 % dari pendapatan kotor.

Komponen	Barel	Rp
Total Lifting	310.250.000	374.626.875.000.000
FTP (20 %)	62.050.000	74.925.375.000.000
Total Lifting - FTP	248.200.000	299.701.500.000.000
Cost Recovery (20 %)	62.050.000	74.925.375.000.000
Investmen Credit (5 %)	15.512.500	18.731.343.750.000
Total Cost Recovery	77.562.500	93.656.718.750.000
Minyak Untuk Bagi Hasil (Tot Lifting-FTP-Tot Cost Recovery)	170.637.500	206.044.781.250.000
Bagian Kontraktor		
FTP	41.716.215	50.372.329.612.500
Bagi Hasil	114.719.591	138.523.906.434.375
Total Bagian Kontraktor	156.435.806	188.896.236.046.875
Corporate Tax (30 %)	46.930.742	56.668.870.814.063
Branch Profit Tax (15%)	16.425.760	19.834.104.784.922
Total Income Tax (40,5 %)	63.356.502	76.502.975.598.984
Bagian Bersih Kontraktor	93.079.305	112.393.260.447.891
Bagian Negara (Pemerintah)		
FTP	20.333.785	24.553.045.387.500
Bagi Hasil	55.917.909	67.520.874.815.625
Penerimaan Pajak	63.356.502	76.502.975.598.984
Total Bagian Negara	139.608.195	168.576.895.802.109

Pengelolaan Migas di Beberapa Negara

● Pola B to B

1. Iran (The Iranian Oil Company)
2. Arab Saudi (Saudi Aramco)
3. Kuwait (Kuwait Petroleum Company)
4. Abu Dhabi (Abu Dhabi National Oil Company)
5. Malaysia (Petronas)
6. China (CNPC, CNOOC, SINOPEC)
7. Vietnam (Petrovietnam)
8. Venezuela (Petroleos de Venezuela S.A)
9. Brazil (Petroleo Brasileiro S.A- Petrobras)
10. Norwegia (Petoro AS, Gassco AS, Statoil ASA)

● Pola G to B

1. Amerika Serikat
2. Inggris
3. Belanda
4. Perancis
5. Australia

- Pola B to B pada umumnya adalah:

1. Untuk memperkuat perusahaan minyak (BUMN)
2. Umumnya menggunakan model kontrak (PSC)
3. Negara/pemerintah ingin terlibat dalam manajemen
4. Untuk menghindari proses bisnis yang birokratis
5. Kedaulatan (penguasaan) masih menjadi aspek yang utama
6. Banyak diimplementasikan di negara-negara yang relatif belum terlalu kuat

- Pola G to B pada umumnya adalah:

1. Menggunakan sistem ijin (konsesi)
2. Sistem Fiskal menggunakan *royalty and tax*
3. Diterapkan di negara-negara yang sudah maju/memiliki daya tawar yang kuat
4. Sistem perusahaan sudah solid, sehingga tidak birokratis

Catatan: Secara hukum, penerapan (pilihan) atas kedua sistem tersebut tidak salah. Hanya masing-masing sistem memiliki konsekuensi tersendiri di dalam implementasinya.

Sistem Indonesia?

- Indonesia saat ini menerapkan sistem yang unik, diantaranya:
 1. Sistem yang dipakai adalah PSC
 2. Akan tetapi polanya bukan B to B, melainkan G (SKK Migas) to B (KKKS).
 3. Menjadi seolah-olah kuat (politis-birokratis), namun kurang kuat (taktis) dalam penyelesaian masalah-masalah bisnis/pengusahaan.
 4. Pemenintah tidak berani/mau ambil risiko untuk mengeluarkan investasi eksplorasi migas sendiri. Itu akibat sistem yang dipilih dan keterbatasan anggaran di APBN.
 5. Jika ditinggalkan oleh KKKS Asing, Indonesia belum tentu siap. Itu karena secara *de facto* sekitar 70 % cadangan dan produksi dikuasai oleh KKKS Asing.
 6. Berpotensi menjadikan BUMN Migas tidak siap untuk menjadi besar dan mandiri.

Pertanyaan:

1. Secara hukum apakah pemerintah diperkenankan/boleh melakukan kontrak bisnis? Boleh, tentunya konsekuensinya juga ditanggung pemerintah.
2. Apakah jika terjadi arbitrase pemerintah akan (pasti) kalah? Belum tentu, tergantung kemampuan dan kredibilitas dalam berperkara.

Pengusahaan Hulu Migas

- Pilihan pola pengusahaan hulu migas:
 - G to B (Government to Business)
 - B to B (Business to Business)
- Perbandingan relatif tipikal karakteristik G vs B:

ASPEK	G	B
Derajat birokrasi	Tinggi	Rendah
Pendekatan	Regulasi, prosedur baku	Negosiasi, fleksibel
Orientasi pelaksanaan tugas	Proses	Hasil akhir
Ukuran kinerja	Pengaturan, pengawasan	Profit/hasil maksimal
Pengambilan keputusan	Hirarki	Fungsional
Eksekusi program	Lambat	Cepat
Posisi	Pengawas, pengatur	Pelaku, pelaksana

Tipikal pola dan sistem pengusahaan hulu migas

Sistem Pengusahaan	Fiskal Sistem	Pola Pengusahaan
Ijin (license) dan/atau konsesi (concession)	Royalti & Tax (approved fiscal incentives)	G to B
Contract: - service contract - production sharing contract	Fee, production entitlement, cost recovery, tax (negotiated fiscal incentives)	B to B

G to B dibawah UU Migas 22/2001

- Melibatkan G1 (Ditjen Migas) dan G2 (SKK Migas) dan KKKS.

G1: penyiapan dan tender wilayah kerja

G2: penandatanganan & pelaksanaan KKS.

- Jadi, polanya adalah G&G to B.
- Dalam prakteknya, KKS yang digunakan adalah PSC.

Konsekuensi Pola G&G to B

- Kompleksi Konstitusional

Pasal 12 ayat 3 UU Migas 22/2001:

“Menteri menetapkan badan usaha atau bentuk usaha tetap yang diberi wewenang melakukan usaha eksplorasi dan eksploitasi pada wilayah kerja sebagaimana dimaksud dalam ayat 2”.

dipandang Mahkamah Konstitusi (MK) bertentangan dengan Pasal 33 UUD 1945 dalam hal aspek penguasaan (migas tidak lagi dikuasai Negara).

Karena dalam hal ini **G** memberikan wewenang kepada **B** yang notabene adalah dapat pihak asing.

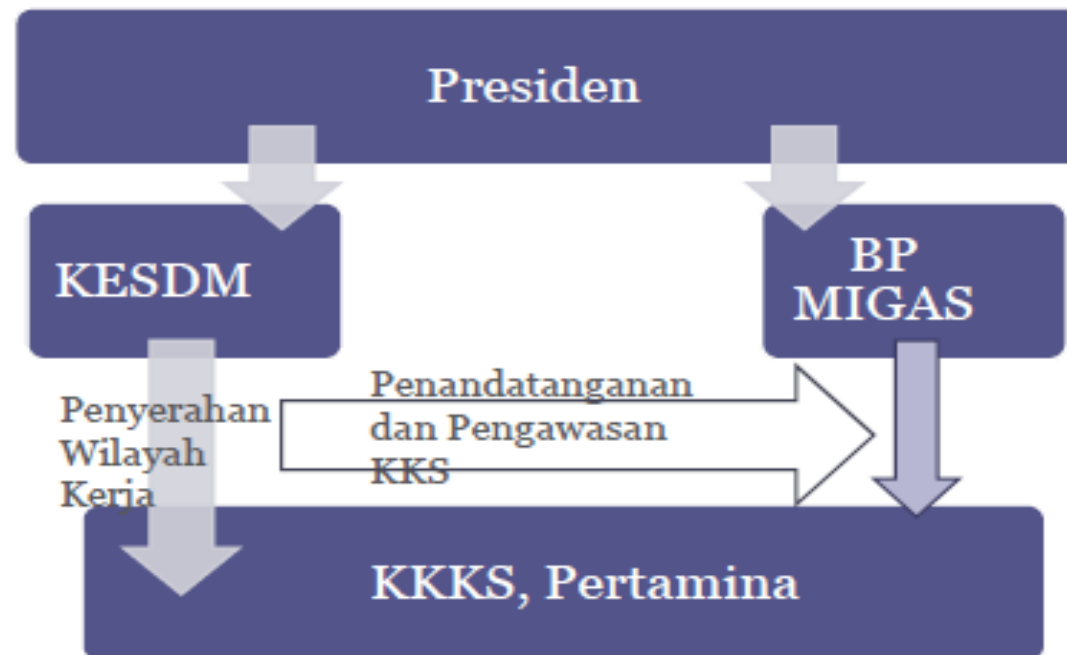
Pasal ini oleh MK - dalam putusannya tanggal 21 Desember 2004 atas Uji Materi UU Migas 22/2001 - diharuskan untuk direvisi.

Konsekuensi Pola G&G to B

- Komplikasi birokrasi, administrasi dan fiskal.
Derajat birokrasi meningkat, fleksibilitas pendekatan bisnis dan kecepatan eksekusi menjadi lebih lambat, insentif fiskal berkurang.

Hal ini terkait:

(1) pemisahan lembaga yang menyiapkan wilayah kerja dan yang melaksanakan KKS

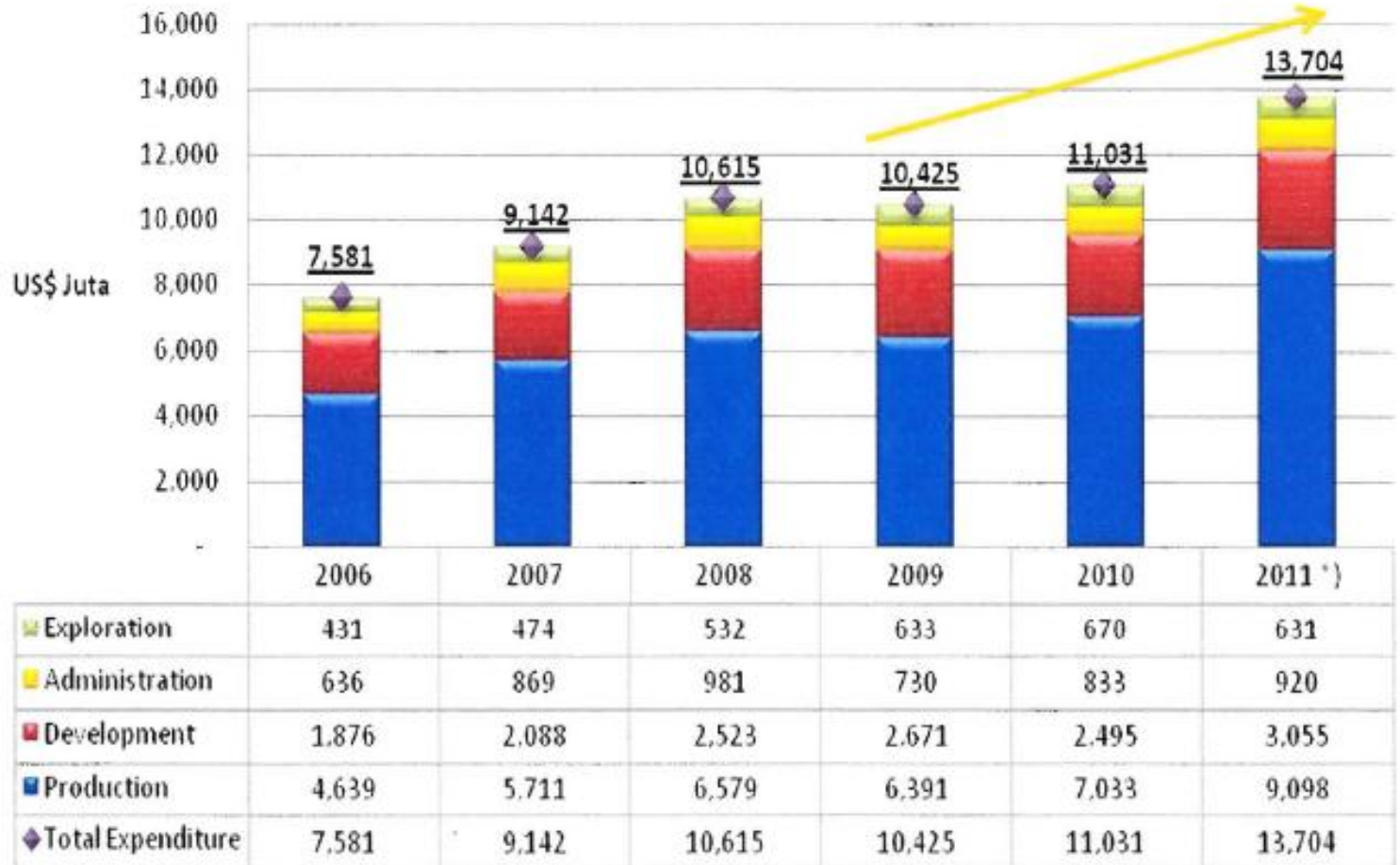


Iklim Investasi Migas Nasional Menurun

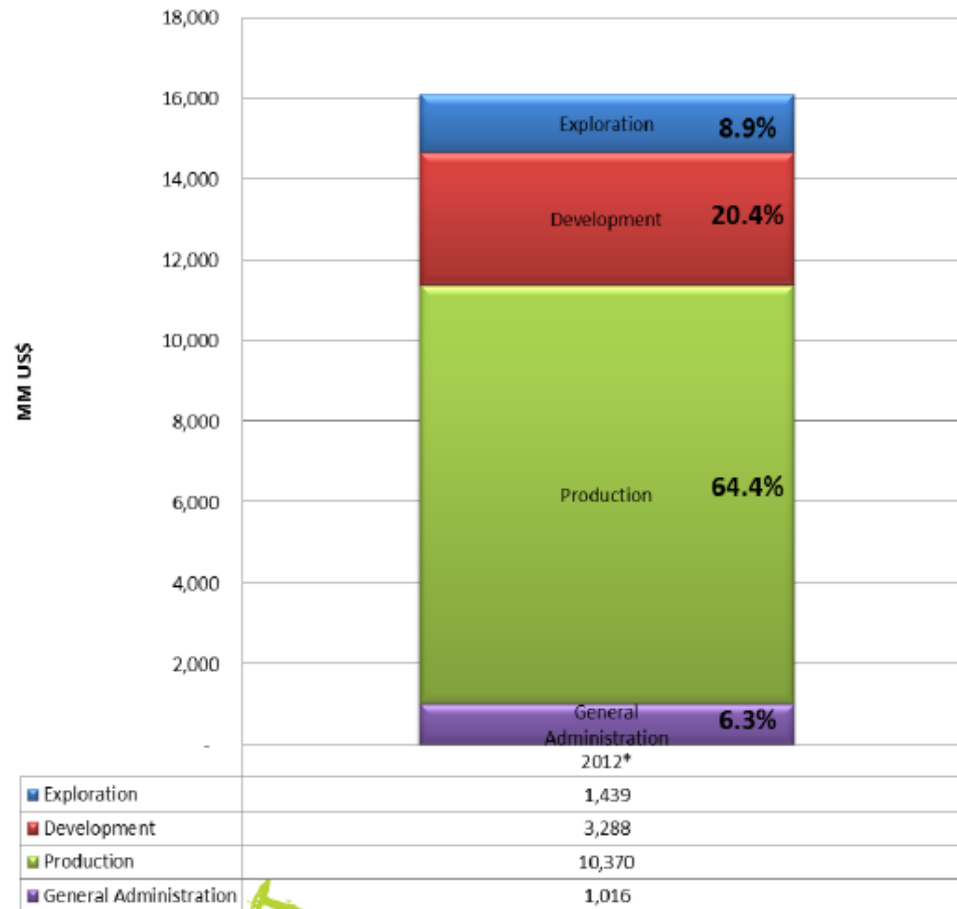
- Berdasar *Global Petroleum Survey* yang dilakukan oleh Fraser Institute, peringkat investasi migas Indonesia adalah sebagai berikut:
 1. 2009: Peringkat 114 dari 143 Negara
 2. 2010: Peringkat 111 dari 133 Negara
 3. 2011: Peringkat 114 dari 135 Negara
 4. 2012: Peringkat 127 dari 145 Negara

Perkembangan Investasi Sektor Hulu Migas

Dalam Kurun Waktu 3 Tahun Terakhir Investasi Hulu Migas Mengalami Peningkatan



Profil Belanja Investasi Hulu Migas 2012



*) Data sementara per 28 Januari 2013 (belum final)

Sumber: SKK Migas 2013

Perkembangan Cadangan dan Produksi Minyak Nasional

Tahun	Cadangan Minyak Terbukti (Milyar Barel)	Produksi Minyak (Ribu Barel/Hari)
1990	5,10	1.539
1991	6,00	1.669
1992	5,80	1.579
1993	5,60	1.588
1994	5,20	1.589
1995	4,98	1.578
1996	4,73	1.580
1997	4,87	1.557
1998	5,10	1.520
1999	5,20	1.408
2000	5,12	1.415
UU No.22/2001 (23 November 2001)		
2002	4,72	1.252
2003	4,73	1.147
2004	4,30	1.096
2005	4,19	1.062
2006	4,39	1.006
2007	3,99	954
2008	3,75	977
2009	4,30	949
2010	4,23	945
2011	4,04	902
2012	3,70	918

Sumber: BP Migas & BP Statistical Review

