

PENGHITUNGAN PENERIMAAN NEGARA DARI SEKTOR MINYAK DAN GAS BUMI

Oleh:

Bambang Rusamseno

Program Studi Pendidikan Ekonomi
Fakultas Ilmu Pendidikan Dan Pengetahuan Sosial
Universitas Indraprasta PGRI Jakarta

ABSTRAK

Keberhasilan pembangunan ekonomi di Indonesia tidak dapat dilepaskan dari peranan sektor Minyak dan Gas Bumi (Migas). Sektor Migas telah menjadi sumber pendanaan yang signifikan bagi pembangunan ekonomi Indonesia. Dalam bentuk valuta asing, sektor ini merupakan penerimaan Negara yang terbesar. Peranan sektor Migas di Indonesia yang sedemikian pentingnya menimbulkan pertanyaan tentang pelaksanaan ketentuan perpajakan Indonesia dalam sistem Kontrak Bagi Hasil/KBH (*Production Sharing Contract*) yang diberlakukan di sektor Migas. Pertanyaan tersebut terutama berkaitan dengan bagian Negara sebesar 85% untuk Minyak dan 65% untuk Gas. Apakah bagian Negara ini sudah mencakup pembayaran pajak yang berlaku di Indonesia dan bagaimana cara penghitungannya.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui bagaimana penerimaan Negara dari sektor Migas dihitung. Selain itu perlu diketahui pula mengenai pelaksanaan ketentuan pajak di sektor ini terutama mengenai PPh Badan dari perusahaan perusahaan Migas yang beroperasi di Indonesia.

Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode penelitian survey dengan kajian kepustakaan. Penelitian ini dimaksudkan hanya untuk memperoleh jawaban atas kebijakan pemerintah di bidang Migas dan menjelaskan jawaban tersebut untuk dipahami dengan benar dan diketahui secara luas oleh berbagai lapisan masyarakat.

Temuan dari penelitian ini adalah Penghitungan Bagian Negara dan Bagian Kontraktor dilakukan berdasarkan bagi hasil yang ditetapkan dalam KBH seperti 85:15 atau 80:20 untuk Minyak dan 65:35 atau 60:40 untuk Gas. Dalam Bagian Negara tersebut sudah termasuk kewajiban pajak dan pungutan lainnya yang harus dibayar Kontraktor, sehingga dengan membayar bagian Negara sebesar 85% atau 80% untuk Minyak dan 65% atau 60% untuk Gas, maka Kontraktor bebas dari segala pajak dan pungutan lainnya yang berlaku di Indonesia.

Kata Kunci: Penerimaan Negara, Migas

A. LATAR BELAKANG

Indonesia adalah salah satu Negara yang dikaruniai sumber daya alam yang melimpah, baik yang terbaru (*Renewable Resources*) maupun tidak terbaru (*Non Renewable Resources*). Di antara sumber daya alam tersebut adalah limbah

Minyak dan Gas Bumi (Migas). Berbagai kebijakan Pemerintah telah diluncurkan untuk mendorong pemanfaatan Migas bagi kesejahteraan rakyat Indonesia. Perkembangan produksi, ekspor, dan kebutuhan dalam negeri dari Migas telah menempatkan sektor Migas sebagai salah satu komponen penting dalam Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) dan sumber pembiayaan pembangunan yang signifikan.

Sejarah Perminyakan di Indonesia dimulai pada abad ke 16. Pada saat itu kegiatan eksplorasi minyak pertama kali dilakukan. Namun demikian, kegiatan eksplorasi minyak yang sesungguhnya, baru terjadi pada tahun 1890. Pada saat itu, di bawah pemerintahan penjajah Belanda, 18 perusahaan minyak asing telah melakukan kegiatan eksplorasi di Indonesia. Pemerintah Belanda menetapkan daerah tertentu untuk dieksplorasi oleh setiap perusahaan. Bagi hasil antara pemerintah Belanda dan ke 18 perusahaan tersebut didasarkan pada sistem konsesi.

Perjalanan sejarah perminyakan Indonesia juga ditandai dengan masuknya Indonesia ke dalam Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) pada tahun 1962. Hal ini dimaksudkan agar di tingkat internasional Indonesia bisa berpartisipasi dalam menentukan harga minyak dunia. Sementara itu di dalam negeri, kebijakan yang ditempuh pemerintah Indonesia ialah menghapus sistem konsesi karena dianggap tidak menguntungkan Negara. Perkembangan selanjutnya, pemerintah menggantikan sistem konsesi dengan sistem lain yang lebih menguntungkan yaitu Kontrak Karya (Contract of Work) dan Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract). Saat ini hanya Kontrak Bagi Hasil yang digunakan pemerintah untuk melakukan kerja sama dengan perusahaan minyak asing. Dengan sistem Kontrak Bagi Hasil, bagian Negara telah mampu mendanai pembangunan ekonomi di Indonesia hingga saat ini.

Keberhasilan pembangunan ekonomi di Indonesia tidak dapat dilepaskan dari peranan sektor Minyak dan Gas Bumi (Migas). Sektor Migas telah menjadi sumber pendanaan yang signifikan bagi pembangunan ekonomi Indonesia. Dalam bentuk valuta asing, sektor ini merupakan penerimaan Negara yang terbesar. Pada tahun 2008 kontribusi Migas pada kegiatan ekspor mencapai 22% dari total. Selain itu, kontribusinya kepada Produk Domestik Bruto juga sangat berarti sehingga harga dan produksi Migas digunakan sebagai salah satu asumsi dasar bagi parameter Ekonomi Makro dalam penyusunan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN). Peranan sektor Migas dalam APBN masih tetap menjadi andalan bagi penerimaan dalam negeri walaupun secara proporsional kontribusinya semakin menurun. Hal ini dapat dilihat pada Tabel berikut ini.

Tabel 1.
Kontribusi Penerimaan Migas pada Penerimaan Dalam Negeri Tahun 2005 - 2010

Tahun	Penerimaan Dalam Negeri (Rp. Trilyun)	Penerimaan Migas (Rp. Trilyun)	Kontribusi Penerimaan Migas (%)
2005	494	104	21,05
2006	636	158	24,84
2007	706	125	17,71
2008	979	212	21,65
2009	847	126	14,88
2010	990	152	15,35

Sumber: APBN

Peranan sektor Migas yang sedemikian penting mengharuskan pemerintah Indonesia untuk menciptakan iklim investasi yang kondusif bagi para Investor, khususnya Investor asing. Penerimaan Negara dari Migas diterima pemerintah dalam bentuk valuta asing karena penghitungannya didasarkan pada harga minyak internasional yang ditetapkan dalam US \$. Oleh karena itu jumlah penerimaan Negara dalam bentuk rupiah sangat dipengaruhi oleh tingkat harga minyak dunia dan nilai tukar rupiah terhadap US \$.

Perkembangan harga minyak dunia yang luar biasa (mencapai \$145/barrel pada tahun 2008) telah meningkatkan penerimaan negara sebesar 70% yaitu dari Rp.125 trilyun pada tahun 2007 menjadi Rp.212 trilyun pada tahun 2008 (APBN 2008). Namun, dengan turunnya harga minyak dunia menjadi \$75/barrel pada tahun 2009, penerimaan Negara dari sektor Migas pun turut menurun hingga menjadi Rp.126 trilyun. Turunnya harga minyak dunia telah mengakibatkan pula merosotnya jumlah investasi sektor Migas di Indonesia dari \$12.096 milyar pada tahun 2008 menjadi \$10.874 milyar tahun 2009. Bahkan pertumbuhan PDB di sektor Migas merosot sebanyak 2,21% (Financial Note and Indonesian Revised Budget 2010).

Pada tahun 2006 produksi Minyak Indonesia mencapai 1 juta barrel per hari atau 1,3% dari total produksi minyak dunia sehingga Indonesia menempati posisi urutan ke 21 di antara Negara Negara produsen minyak dunia. Dalam tahun 2007 tingkat produksi Minyak mentah Indonesia menurun hingga mencapai angka 912 ribu barrel per hari. Penurunan produksi ini mengakibatkan impor minyak Indonesia meningkat. Hal ini terjadi karena untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri, hasil produksi dalam negeri Indonesia tidak mencukupi, sehingga Indonesia harus membeli tambahannya dari luar negeri. Jumlah impor minyak mentah Indonesia mencapai 116,2 juta barrel pada tahun 2006. Penyuplai terbesar kebutuhan minyak mentah Indonesia adalah Saudi Arabia, Brunei, dan Nigeria. Keadaan ini menyebabkan posisi Indonesia berubah dari Negara pengekspor minyak menjadi Negara pengimpor minyak, sehingga pada tahun 2008 pemerintah memutuskan untuk keluar dari OPEC.

Sebagian besar kegiatan eksplorasi dan produksi Migas di Indonesia dilakukan di wilayah Indonesia Bagian barat. Hasil produksi Minyak Indonesia sebagian besar diekspor ke negara-negara Asia, terutama Jepang (31%), Korea Selatan (18%), dan China (10%). Sebagian lagi diekspor ke Australia (14%) dan USA (7%). Pemerintah Indonesia menjual Minyaknya melalui Badan Pengatur Hulu Migas (BP Migas), Pertamina, dan para Kontraktor Asing. Harga yang diberlakukan adalah Indonesia Crude Price (ICP). ICP ini dihitung berdasarkan formula tertentu. Ada 3 komponen yang digunakan dalam menentukan ICP yaitu Asian Petroleum Price Index (APPI), Rim Intelligence Company Price (RIM), dan Platts Price. Proporsi dari masing masing komponen adalah 20% APPI, 40% RIM, dan 40% Platts.

Pada tahun 2010 Indonesia mengalami penurunan produksi Minyak hingga 33% dari produksi tahun 2000 (Oil and Gas in Indonesia - Investment and Taxation Guide, August 2011 – 4th Edition, PWC). Menurunnya produksi minyak Indonesia merupakan peristiwa yang alamiah karena pemanfaatan sumur sumur minyak yang saat ini ada telah berlangsung puluhan tahun lamanya sehingga

secara teoritis produksi minyak Indonesia berada pada trend yang menurun. Sementara itu tingkat Investasi Migas juga tumbuh secara lambat dan penemuan cadangan cadangan baru juga belum bisa diharapkan.

Menurunnya produksi minyak Indonesia telah mengubah strategi pemerintah Indonesia di sektor Migas yaitu lebih menekankan kepada peningkatan produksi Gas Indonesia terutama untuk digunakan bagi kepentingan dalam negeri. Untuk meningkatkan daya tarik investasi di sektor Gas, Pemerintah memberlakukan perubahan kebijakan Kontrak Bagi Hasil yang semula 65 : 35 (Pemerintah 65%, Kontraktor 35%) menjadi 60 : 40.

Strategi pemerintah ini tampaknya cukup berhasil. Hal ini dapat dilihat dari perkembangan kegiatan pengeboran sumur sumur gas sebagai berikut:

Tabel 2.
Jumlah Sumur Yang Dibor Di Indonesia

Keterangan	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Minyak	558	807	605	566	570	574
Gas	42	88	430	402	420	439

Sumber: Buletin Statistik OPEC 2008

Dari tabel ini terlihat bahwa jumlah pengeboran sumur minyak semakin menurun, tetapi justru jumlah pengeboran sumur Gas semakin meningkat. Di samping itu produksi Gas juga meningkat dari 70 milyar m³ di tahun 2008 menjadi 79,7 milyar m³ pada tahun 2009.

Jumlah cadangan terbukti (*Proven Reserves*) Gas di Indonesia pada tahun 2010 mencapai 108 Trilyun kaki kubik. Jumlah ini 3 kali dari jumlah cadangan Minyak Indonesia dan mampu mensuplai pada tingkat produksi saat ini hingga 50 tahun kebutuhan Indonesia. Jumlah cadangan terbukti yang demikian besar telah menempatkan Indonesia pada peringkat ke 11 di antara negara negara produsen Gas dunia dan terbesar di wilayah Asia Pasifik.

Gambaran kekayaan alam yang dimiliki Indonesia di atas membawa kita kepada pertanyaan tentang pelaksanaan ketentuan perpajakan Indonesia dalam sistem Kontrak Bagi hasil yang diberlakukan di sektor Migas. Pertanyaan tersebut terutama berkaitan dengan bagian Negara sebesar 85% untuk Minyak dan 65% untuk Gas. Apakah bagian Negara ini sudah mencakup pembayaran pajak yang berlaku di Indonesia dan bagaimana cara penghitungannya. Pertanyaan ini tentu diajukan pula oleh berbagai lapisan masyarakat yang mempunyai perhatian terhadap kepentingan Negara. Oleh karena itu "PENGHITUNGAN PENERIMAAN NEGARA DARI SEKTOR MINYAK DAN GAS BUMI" sebagai topik dari penelitian ini merupakan pilihan yang tepat.

B. METODOLOGI PENELITIAN

Waktu penelitian dilakukan selama 2 bulan, yaitu dari awal bulan September 2013 hingga akhir Oktober 2013. Penelitian dilakukan di perpustakaan Universitas Indraprasta. Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode penelitian survey karena kajian data didasarkan pada data sampel. Hal ini sesuai dengan Kerlinger, penelitian survey adalah penelitian yang

dilakukan pada populasi besar maupun kecil, tetapi kajian data didasarkan pada data sampel yang diambil dari populasi tersebut, untuk menemukan insidensi, distribusi, dan interelasi relatif dari variabel variabel sosiologis dan psikologis (2004:660). Dalam pelaksanaannya kajian yang dilakukan adalah kajian kepustakaan karena penelitian ini dimaksudkan hanya untuk memperoleh jawaban atas kebijakan pemerintah di bidang Migas dan menjelaskan jawaban tersebut untuk dipahami dengan benar dan diketahui secara luas oleh berbagai lapisan masyarakat.

Populasi dalam penelitian ini adalah berbagai KBH yang meliputi 3 generasi, yakni KBH generasi pertama (1966–1975), KBH generasi kedua (1976–1988), dan KBH generasi ketiga (1988–sekarang). Karena penelitian ini hanya bertujuan untuk mengetahui bagaimana bagian Negara dari KBH Migas dihitung, maka teknik sampling yang digunakan adalah purposive sampling dan sampel yang dipilih adalah KBH generasi ketiga dengan bagi hasil 85:15. Angka angka yang digunakan untuk mengkaji data sampel hanya bersifat ilustrasi. Data ilustrasi yang dipakai didasarkan pada sumber yang dapat dipertanggung jawabkan validitasnya karena dibuat oleh PwC Indonesia dan disampaikan dalam buletin resmi PwC yaitu Oil and Gas in Indonesia – Investment and Taxation Guide, August 2011 – 4th edition.

Alasan utama tidak digunakannya contoh nyata dalam penelitian ini adalah tidak tersedianya data produksi dan keuangan dari para kontraktor Migas di atas, karena data tersebut sulit diperoleh dari mereka. Kesulitan dalam memperoleh data seperti ini sering dialami para peneliti, terutama untuk subyek penelitian yang berbentuk entitas usaha. Hal ini perlu menjadi perhatian pemerintah dalam menyusun kebijakan yang berkaitan dengan penelitian. Selain itu diperlukan pula perubahan paradigma dilingkungan para pengusaha swasta agar kondisi ini dapat dieliminasi sehingga kegiatan penelitian di Indonesia dapat berkembang dengan baik. Kepada para pengusaha perlu diingatkan bahwa keterbukaan mereka terhadap data perusahaan, disamping berisiko juga dapat memberikan manfaat yaitu dalam bentuk konsultasi gratis atas masalah yang mereka hadapi karena data mereka akan ditelaah secara akademis, sehingga secara ilmiah dapat dipertanggung jawabkan kualitasnya.

Sesuai dengan sifat penelitiannya yang hanya menjelaskan kebijakan pemerintah di bidang Migas, maka teknik pengumpulan data yang digunakan dalam penelitian ini adalah teknik pengumpulan data kepustakaan dan dokumentasi. Data tersebut berupa buku buku, jurnal jurnal, buletin buletin, dan peraturan perundang undangan yang berkaitan dengan kegiatan industri Migas. Sumber data dimaksud berasal dari perpustakaan Universitas dan situs situs internet.

C. HASIL PENELITIAN

1. Gambaran Umum Kegiatan Migas di Indonesia.

Indonesia memiliki berbagai cekungan yang merupakan cadangan Migas yang potensial. Dari 128 cekungan yang diprediksi, baru 38 yang saat ini

dieksplorasi secara intensif. Data cadangan dan produksi Migas di Indonesia adalah sebagai berikut:

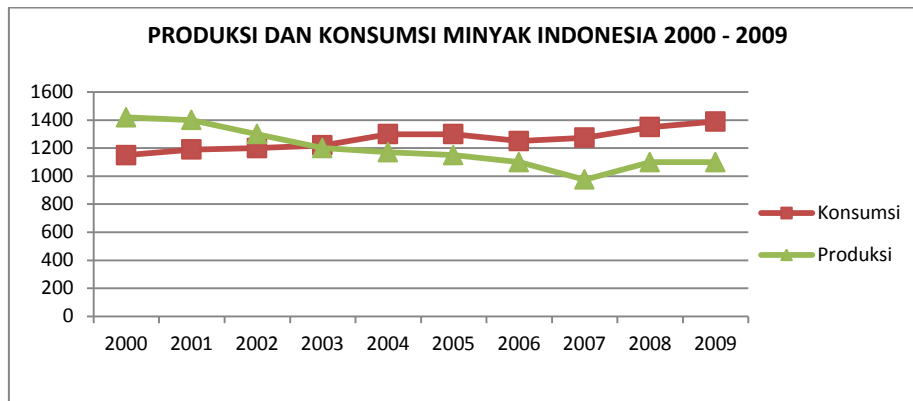
Tabel 3.
Cadangan Dan Produksi Migas Indonesia Tahun 2001 – 2010.

Ket	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Cadangan Minyak (Juta barrel)	9.753	9.747	9.094	8.613	8.100	8.680	8.400	8.220	7.993	7.764
Proven	5.095	4.722	4.437	4.301	4.440	4.370	3.990	3.750	4.303	4.230
Potensial	4.659	5.025	4.657	4.312	3.660	4.310	4.410	4.470	3.690	3.534
Cad. Gas (TSCF)	168	177	168	188	180	170	165	170	159	157
Proven	92	90	92	98	97	94	106	112	107	108
Potensial	76	86	76	91	83	76	59	58	52	49
Prod. Minyak (000 barrel)	1.342	1.252	1.146	1.096	1.062	1.006	955	979	949	945
Prod. Natural Gas (Juta std cu m)	66.300	70.350	72.700	72.800	68.700	69.300	68.261	70.000	79.670	t.a.d.
LPG (000 MT)	2.188	2.099	1.922	2.945	2.743	1.774	2.117	2.224	2.181	t.a.d.
LNG (00 MT)	23.883	26.215	27.392	25.238	23.677	22.400	20.851	19.034	19.933	24.184

Sumber: PWC Bulletin 2011

Sebagian besar kegiatan eksplorasi dan produksi Migas di Indonesia dilakukan di cekungan cekungan yang berada di Indonesia bagian barat terutama di Sumatra dan Kalimantan Timur baik di darat maupun lepas pantai.

Seiring dengan perjalanan waktu, sumur sumur produksi tersebut di atas semakin bertambah usianya dan secara alamiah mulai menua sehingga memasuki masa penurunan produksi. Akibatnya terjadi penurunan produksi Minyak Indonesia yang signifikan. Dalam Petroleum Report Indonesia 2007 – 2008 dari US Embassy Jakarta dilaporkan bahwa produksi Minyak Indonesia pada tahun 2006 mengalami penurunan sebesar 29% dari produksi tahun 2000. Dari seluruh Kontraktor Migas yang beroperasi di Indonesia hanya Pertamina yang mengalami peningkatan produksi yaitu dari 50.700 barrel per hari (bph) di tahun 2005 menjadi 94.300 bph pada tahun 2006 atau meningkat sebanyak 46%. Dalam laporan tersebut disampaikan data penurunan produksi Minyak Indonesia sejak tahun 2002, yakni 1,25 juta bph di tahun 2002 menjadi 1,15 juta bph tahun 2003. Selanjutnya menjadi 1,09 juta bph pada tahun 2004 dan menurun hingga mencapai 1,06 juta bph tahun 2005. Pada tahun 2006 produksi Minyak Indonesia hanya mencapai 1 juta bph dan terus menurun, sehingga tahun 2007 produksi Minyak Indonesia menjadi 0,912 juta bph. Penurunan produksi ini mengakibatkan industri Minyak di Indonesia memasuki masa yang sulit. Hal ini diperparah dengan meningkatnya kebutuhan Minyak di dalam negeri. Secara grafis kondisi ini disampaikan dalam Buletin PWC tersebut di atas sebagai berikut:



Dengan meningkatnya konsumsi Minyak di dalam negeri hingga melebihi kemampuan produksinya, maka Indonesia harus mengimpor Minyak untuk memenuhi kekurangan produksi tersebut. Hal ini mengubah posisi Indonesia yang semula Negara pengekspor Minyak menjadi Negara pengimpor Minyak, sehingga pemerintah memutuskan untuk sementara waktu mengundurkan diri sebagai anggota OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries).

Dengan semakin menuanya sumur sumur Migas di belahan barat Indonesia, pemerintah mulai mengarahkan perhatiannya ke belahan timur Indonesia. Di Papua saja diperkirakan terdapat cadangan Minyak sebesar 109,1 juta barrel. Selain itu, pemerintah juga mulai mendorong peningkatan produksi Gas Alam sebagai energi substitusi dari Minyak. Hal ini dapat dilihat dari meningkatnya jumlah pengeboran sumur Gas sebagaimana terlihat pada Tabel 2. Dalam industri Gas Alam, Indonesia sebagai produsen menempati peringkat 8 dunia. Indonesia memiliki cadangan Gas Alam hingga mencapai 108 trilyun kaki kubik pada tahun 2010. Cadangan sebanyak ini mampu memasok kebutuhan Gas Alam di Indonesia sampai 50 tahun pada tingkat produksi sekarang. Industri Gas Alam di Indonesia saat ini sedang menghadapi tantangan yang cukup berat dengan meningkatnya persaingan di pasar Internasional (bertambahnya jumlah Negara produsen Gas Alam) di satu sisi dan disisi lain Indonesia harus memenuhi kebutuhan dalam negeri dan komitmen ekspor. Hal ini mengakibatkan penurunan market share Indonesia. Negara Negara produsen Gas Alam baru tersebut adalah Qatar, Australia, Malaysia, dan Aljazair. Ekspor Gas Alam Indonesia ke China, Jepang, Korea Selatan, Mexico, dan Taiwan mencapai 11% dari total ekspor dunia. Produksi Gas Alam Indonesia dihasilkan oleh kilang Arun di Aceh, kilang Bontang di Kalimantan Timur, dan kilang Tangguh di Papua Barat.

Upaya pemerintah untuk meningkatkan produksi Migas juga dilakukan melalui perubahan peraturan KBH dan pemberian insentif pajak dan lain lain. Saat ini penawaran wilayah kerja Migas dilakukan secara langsung (sebelumnya melalui tender). Perubahan ini dimaksudkan untuk meningkatkan daya tarik investasi di sector migas karena dengan tender dianggap lebih birokratis. Di samping itu, bagi hasil yang semula 85 : 15 untuk Minyak dan 65 : 35 untuk Gas diubah menjadi 80 : 20 atau 70 : 30 untuk Minyak dan 60 : 40 untuk Gas. First Tranche Petroleum (FTP) yang sebelumnya 20% - 15 % dikurangi menjadi 10%.

Sebagian besar kegiatan pengelolaan Minyak di Indonesia dilakukan oleh 10 kontraktor dengan produksi terbanyak yang meliputi perusahaan Minyak nasional maupun internasional. Berdasarkan data dalam Buletin PWC di atas yang dikutip dari majalah bulanan Petrominer No. 1 Vol. XXXVII tanggal 15 Januari 2011, setelah diubah menjadi Tabel, ke 10 kontraktor tersebut adalah:

Tabel 4.
Data Kontraktor Minyak Yang Beroperasi Di Indonesia Dengan Produksi Terbanyak Per Desember 2010.

No.	Nama kontraktor	Kontribusi produksi
1.	Chevron Pacific Indonesia	43%
2.	Pertamina	15%
3.	Pertamina Hulu Energy	4%
4.	Petrochina Internasional	8%
5.	Total E & P Indonesie	8%
6.	Conoco Phillips Indonesia	7%
7.	CNOOC	5%
8.	Chevron Indonesia Company	4%
9.	Medco & E&P Indonesia	4%
10.	VICO	2%

Sedangkan untuk pengelolaan Gas, sebagian besar juga dilakukan oleh 10 kontraktor dengan produksi terbanyak, yaitu

Tabel 5.
Data Kontraktor Gas Yang Beroperasi Di Indonesia Dengan Produksi Terbanyak Per Desember 2010.

No.	Nama kontraktor	Kontribusi Produksi
1.	Pertamina	14%
2.	BP Tangguh	13%
3.	Exxon Mobil Oil Indonesia	8%
4.	VICO	6%
5.	Petrochina Internasional Ind. Ltd	4%
6.	Pertamina (Offshore NW Java)	3%
7.	Binawahana Petrindo Meruap	3%
8.	Kodeco (West Madura Offshore	2%
9.	Total E&P Indonesie	32%
10.	Conoco Phillips	15%

2. Penghitungan Penerimaan Negara dari Migas.

Untuk menentukan besarnya Bagian Negara dari sektor Migas harus didasarkan pada ketentuan yang tercantum dalam KBH dan Undang Undang Pajak yang berlaku. Dalam salah satu ketentuan KBH ditetapkan bahwa jika terjadi perubahan Undang Undang Pajak atau dikeluarkannya Undang Undang Pajak yang baru, maka ketentuan dalam perubahan Undang Undang Pajak atau Undang Undang Pajak yang baru tidak berlaku bagi KBH yang sedang berjalan dan hanya berlaku untuk KBH sesudah ketentuan baru itu ditetapkan. Pengenaan ketentuan pajak terhadap para kontraktor KBH sangat penting bagi mereka karena

hal ini menjadi bukti bahwa mereka merupakan wajib pajak yang resmi di Indonesia, sehingga mereka dapat terhindar dari pengenaan pajak yang sama di Negara asal mereka (pajak berganda). Bukti pembayaran pajak mereka di Indonesia dapat digunakan sebagai pengurang pajak mereka di Negara asal.

Selain peraturan perpajakan di Indonesia ada 3 ketentuan penting dalam KBH yang perlu diperhatikan dalam menghitung Bagian Negara yaitu First Tranche Petroleum (FTP), Domestic Market Obligation (DMO), dan penetapan nilai Migas. Ketiga ketentuan KBH ini dapat dijelaskan sebagai berikut:

1) First Tranche Petroleum (FTP).

FTP ini mulai diberlakukan pada KBH generasi ketiga. Prinsip prinsip ketentuan dalam FTP adalah:

- a) FTP dikenakan langsung kepada jumlah produksi Migas kontraktor sebelum dikurangi pengeluaran apapun.
- b) Besarnya FTP 20% untuk KBH lama, 15% untuk KBH yang lebih baru, dan 10% untuk KBH terbaru.
- c) FTP dibagi sesuai dengan hak masing masing pihak yang tercantum dalam KBH untuk FTP 20% dan 15%. Untuk FTP 10% seluruhnya menjadi hak Negara.
- d) FTP yang menjadi hak kontraktor dikenakan pajak yang berlaku.

2) Domestic Market Obligation (DMO).

DMO merupakan kewajiban kontraktor untuk menyerahkan sebagian dari jumlah produksi Minyak yang menjadi haknya bagi kebutuhan dalam negeri. Ketentuan dalam KBH tentang DMO adalah sebagai berikut:

- a) Jumlah DMO = 25% x bagian kontraktor sebelum pajak x jumlah produksi
- b) Pada awal produksi komersial (dalam 5 tahun), DMO dibeli pemerintah dengan harga rata rata tertimbang di wilayah tersebut.
- c) Setelah 5 tahun, harga beli DMO tersebut berkurang 10% atau 15% atau 20% tergantung KBH yang disepakati.

3) Penetapan Nilai Migas.

Pada dasarnya Bagian Negara dan Bagian Kontraktor ditetapkan dalam bentuk Migas. Namun demikian untuk kepentingan penghitungan pajak dan biaya, maka disepakati bahwa penghitungan bagi hasil tersebut dapat dilakukan dalam bentuk satuan uang. Oleh karena itu dalam KBH perlu diatur kesepakatan mengenai harga Migas yang digunakan, penetapan kewajiban pajak bulanan, dan sebagainya sebagai berikut:

- a) Nilai Migas ditetapkan berdasarkan ICP.
- b) Kewajiban kontraktor yang harus dibayar setiap bulannya dihitung berdasarkan realisasi lifting dan ICP bulan yang bersangkutan.
- c) Kewajiban kontraktor tahunan dihitung berdasarkan realisasi lifting dan rata rata tertimbang dari ICP bulanan.

Berdasarkan ketentuan di atas, maka penghitungan Bagian Negara dan Bagian Kontraktor dilakukan seperti yang diuraikan dalam Buletin Oil and Gas in Indonesia - Investment and Taxation Guide, August 2011 – 4th Edition, PWC, tetapi dengan mempermudahnya (tanpa actual DMO, under/over lifting, dan lifting price variance). Untuk membuat ilustrasi/simulasi penghitungan Bagian Negara diasumsikan:

- 1) Tarif pajak gabungan Pajak Penghasilan dan Pajak Dividen adalah 56%.
- 2) Bagian Negara 65,9091%.
- 3) Bagian Kontraktor 34,0909%.
- 4) ICP rata rata tertimbang \$ 60/barrel.
- 5) Total lifting 7.000 barrel.
- 6) FTP 20%.
- 7) DMO 25%.

Tabel 6.
Penghitungan Bagian Negara.

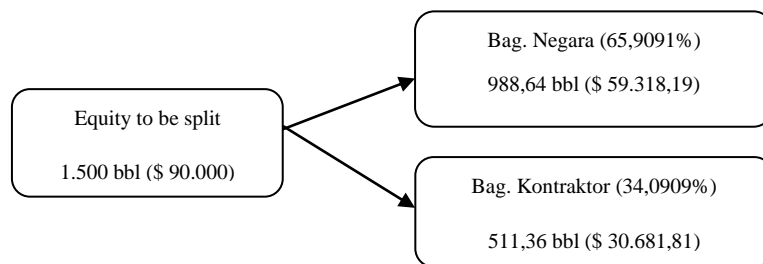
Keterangan	Barrel	US dollar	Jumlah US dollar
Lifting	7.000	60	420.000
FTP	1.400	60	84.000
Lifting dikurangi FTP	5.600	60	336.000
Cost Rec.	4.000	60	240.000
Inv. Cred	100	60	6.000
Eq. to be split	1.500	60	90.000
Bag. Neg.	988,64	60	59.318,19
DMO	596,59	60	35.795,45
Bag. Neg. FTP	922,73	60	55.363,64
Hak Negara	2.507,95	60	150.477,3
Bag. Kon.	511,36	60	30.681,81
DMO	-596,59	60	-35.795,4
Bag. Kon. FTP	477,27	60	28.636,36
Cost Rec.	4.000	60	240.000
Inv. Cred.	100	60	6.000
Hak Kon.	4.492,05	60	26.9522,7
Kon. Tax. Inc.	988,63	60	59.318,17
Pajak	553,64	60	33.218,17
Kon. Net. Inc.	435,00	60	26.099,99
Penerimaan Negara	2.465.00	60	147.900

Penghitungan Bagian Negara ini dapat di jelaskan sebagai berikut:

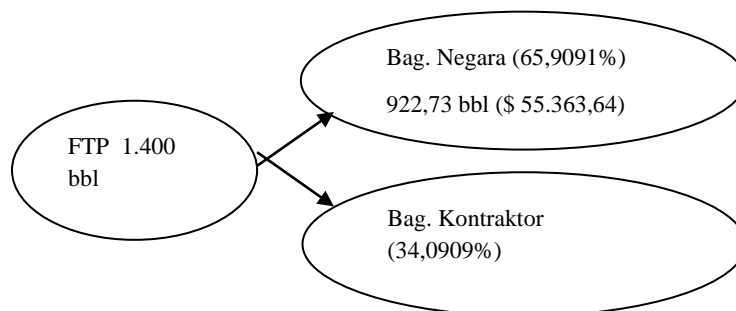
- a) Dalam bentuk Minyak, jumlah yang dijual (lifting) adalah 7.000 barrel (bbl) dan dalam bentuk uang (US \$) adalah \$ 420.000.
- b) Hasil penjualan tersebut (lifting) dikurangi terlebih dahulu dengan FTP sebesar 1.400 bbl (\$ 84.000) sehingga tersisa 5.600 bbl (\$ 336.000).

- c) Hasil sebesar 5.600 bbl (\$ 336.000) tersebut dikurangi lagi dengan Cost Recovery sebesar 4.000 bbl (\$ 240.000) dan Investment Credit sebesar 100 bbl (\$ 6.000) sehingga sisanya adalah 1.500 bbl (\$ 90.000) yang disebut Equity to be split (Jumlah yang harus dibagi) antara Negara dan Kontraktor.

Agar mudah dipahami, yang harus menjadi fokus perhatian kita adalah *Equity to be split* tersebut, karena jumlah inilah yang menjadi asal dari mana datangnya berbagai angka di atas. Pembagian *Equity to be split* dapat digambarkan sebagai berikut:



Pembagian selanjutnya diperoleh dari FTP yaitu sebagai berikut:



Berdasarkan hasil pembagian di atas maka jumlah Bagian Negara dan Bagian Kontraktor menjadi sebagai berikut:

- Bagian Negara = 988,64 bbl (\$ 59.318,19) + 922,73 bbl (\$ 55.363,64) = 1.911,37 bbl (\$ 114.681,8).
- Bagian Kontraktor = 511,36 bbl (\$ 30.681,81) + 477,27 bbl (\$ 28.636,36) = 988,63 bbl (\$ 59.318,17).
- Bagian Kontraktor sebesar 988,63 bbl (\$ 59.318,17) ini disebut Kontraktor Taxable Income (Penghasilan Kontraktor yang dikenai pajak) dan besarnya pajak yang dikenakan adalah 56% (tarif pajak gabungan). Jadi jumlah pajak yang dibayar Kontraktor kepada Negara adalah $56\% \times \$ 59.318,17 = \$ 33.218,17$. Oleh karena itu hasil akhir dari pembagian di atas adalah
- Bagian Negara = \$ 114.681,8 + \$ 33.218,17 = \$ 147.900 atau 85% dari hasil lifting sebesar \$ 420.000 setelah dikurangi Cost Recovery (\$ 240.000) dan

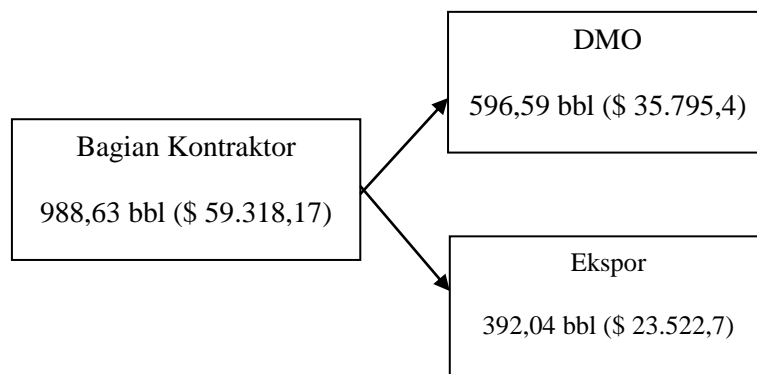
Investment Credit (\$ 6.000) → Bagian Negara = 85% x (\$ 420.000 - \$ 240.000 - \$ 6.000).

- e) Bagian Kontraktor = \$ 59.318,17 – \$ 33.218,17 = \$ 26.100 atau 15% dari hasil lifting sebesar \$ 420.000 setelah dikurangi Cost Recovery (\$ 240.000) dan Investment Credit (\$ 6.000) → Bagian Kontraktor = 15% x (\$ 420.000 - \$ 240.000 - \$ 6.000).

Dengan demikian pembagian di atas menghasilkan perhitungan akhir yang sesuai dengan kesepakatan dalam KBH yaitu 85% untuk Negara dan 15% untuk Kontraktor.

Sementara itu mengenai DMO dapat dijelaskan bahwa DMO hanya merupakan kewajiban tambahan bagi Kontraktor untuk menjamin pasokan Migas bagi kepentingan dalam negeri. Penghitungan dan gambaran mengenai DMO adalah Jumlah DMO = 25% dikalikan bagian Kontraktor (34,0909 %) dari total produksi (dalam contoh di atas adalah lifting) → Jumlah DMO = 25% x 34,0909% x 7.000 bbl = 596,59 bbl.

Secara skematis DMO ini dapat di gambarkan sebagai berikut:



Skema ini dapat dijelaskan bahwa bagian Kontraktor yang berupa Minyak sebagian dijual di dalam negeri sebagai DMO dan sebagian lagi diekspor.

D. KESIMPULAN DAN SARAN

1. Kesimpulan

- 1) Peranan sektor Migas dalam perekonomian Indonesia sangat signifikan. Kontribusinya dalam APBN mencapai rata rata 20% dalam 10 tahun terakhir. Bahkan merupakan penerimaan Negara terbesar dalam bentuk valuta asing. Jumlah ekspor Migas merupakan 22% dari total ekspor Indonesia. Namun demikian, sektor andalan Indonesia ini beberapa tahun terakhir telah memasuki masa sulit dimana tingkat produksi Migas menurun terus karena usia sumur sumur Migas yang sudah tua. Penurunan produksi Minyak Indonesia terjadi sejak tahun 2002, yakni 1,25 juta barrel per hari (bph) di tahun 2002 menjadi 1,15 juta bph tahun 2003. Selanjutnya menjadi 1,09 juta bph pada tahun 2004 dan menurun hingga mencapai 1,06 juta bph tahun 2005. Pada tahun 2006 produksi Minyak Indonesia hanya mencapai 1

juta bph dan terus menurun, sehingga tahun 2007 produksi Minyak Indonesia menjadi 0,912 juta bph.

- 2) Berbeda dengan kondisi produksi Minyak di Indonesia, harga Minyak justru mengalami peningkatan yang signifikan. Puncaknya terjadi pada tahun 2008 yaitu mencapai \$ 145/barrel dan saat ini harga Minyak dunia stabil pada kisaran \$ 90 - \$ 105 per barrel. Padahal dalam tahun 1990 an harga Minyak hanya \$ 30/barrel.
- 3) Pengelolaan Migas di Indonesia didasarkan pada sistem Kontrak Bagi Hasil/KBH (*Production Sharing Contract*) di mana pemerintah sebagai pemilik mempunyai kewenangan manajemen dalam pengelolaan Migas dan perusahaan minyak asing hanya bertindak sebagai operator. Kewenangan manajemen pemerintah didelegasikan kepada Pertamina sehingga dalam KBH Pertamina bertindak sebagai wakil pemerintah. Selain itu pembagian hasil Migas didasarkan pada hasil produksi bukan didasarkan pada hasil penjualan. Untuk memperkuat landasan hukum dari KBH diterbitkan Undang Undang No. 8 Tahun 1971 tentang Pertamina. KBH dibagi dalam 3 generasi, yakni Tahun 1966 – 1975 merupakan KBH generasi pertama, Tahun 1976 – 1988 sebagai KBH generasi kedua, dan Tahun 1988 – Sekarang adalah KBH generasi ketiga.
- 4) Untuk menentukan besarnya Bagian Negara dari sektor Migas harus didasarkan pada ketentuan yang tercantum dalam KBH dan Undang Undang Pajak yang berlaku. Dalam salah satu ketentuan KBH ditetapkan bahwa jika terjadi perubahan Undang Undang Pajak atau dikeluarkannya Undang Undang Pajak yang baru, maka ketentuan dalam perubahan Undang Undang Pajak atau Undang Undang Pajak yang baru tidak berlaku bagi KBH yang sedang berjalan dan hanya berlaku untuk KBH sesudah ketentuan baru itu ditetapkan. Pengenaan ketentuan pajak terhadap para kontraktor KBH sangat penting bagi mereka karena hal ini menjadi bukti bahwa mereka merupakan wajib pajak yang resmi di Indonesia, sehingga mereka dapat terhindar dari pengenaan pajak yang sama di Negara asal mereka (pajak berganda). Bukti pembayaran pajak mereka di Indonesia dapat digunakan sebagai pengurang pajak mereka di Negara asal.
- 5) Penghitungan Bagian Negara dan Bagian Kontraktor dilakukan berdasarkan bagi hasil yang ditetapkan dalam KBH seperti 85:15 atau 80:20 untuk Minyak dan 65:35 atau 60:40 untuk Gas. Dalam Bagian Negara tersebut sudah termasuk kewajiban pajak dan pungutan lainnya yang harus dibayar Kontraktor.

2. Saran

Dengan kondisi sektor Migas yang tidak menggembirakan seperti tersebut di atas, maka pemerintah harus mengubah kebijakannya. Ketergantungan kepada sektor Migas seyogianya dikurangi dengan langkah langkah sebagai berikut:

- 1) Kebutuhan energi di dalam negeri sebaiknya tidak menggunakan Migas tetapi dari sumber energi yang terbarukan seperti panas bumi (Geothermal).

- 2) Jika penggunaan energi terbarukan tidak ekonomis, gunakan energi tak terbarukan non Migas yang melimpah seperti batu bara.
- 3) Seluruh hasil produksi Migas harus diekspor dan dananya digunakan untuk mempercepat pembangunan ekonomi Indonesia.
- 4) Jika kebijakan subsidi diperlukan dalam pengadaan energi di dalam negeri, maka kebijakan subsidi harus diubah dari mensubsidi barang menjadi mensubsidi orang. Kriteria orang yang pantas disubsidi harus didasarkan kepada kemampuan ekonominya.

DAFTAR PUSTAKA

- Kerlinger, Fred N, 2004, Asas – Asas Penelitian Behavioral, Gadjah Mada University Press, Yogyakarta.
- Kementerian Keuangan, 2010, APBN.
- KPMG, 1993, Extractive Industries – A Global Survey of Taxation, Klynveld Peat Marwick Goerdeler, Amsterdam.
- Lubiantara, Benny, 2012, Ekonomi Migas, PT Gramedia Widiasarana Indonesia, Jakarta.
- Ministry of Finance, 2010, Financial Note and Indonesian Revised Budget.
- OPEC, 2008, Bulletin.
- PwC Indonesia, August 2011 – 4th Edition, Buletin Oil and Gas in Indonesia - Investment and Taxation Guide, PwC, Jakarta.
- Partners of KPMG Peat Marwick LLP, 1996, Income Taxation of Natural Resources 1996, Research Institute of America Inc., New York.
- Sugiyono, 2007, Metode Penelitian Bisnis, CV Alfabeta, Bandung.
- U.S Embassy Jakarta, Petroleum Report Indonesia 2007 – 2008, U.S Embassy, Jakarta.