

## ANALISIS TANTANGAN MIGAS INDONESIA ; PENGUATAN BUMN MIGAS

**Biro Riset BUMN Lembaga Management  
Fakultas Ekonomi dan Bisnis Universitas Indonesia (LM FEB UI)**

Tantangan pengelolaan migas di Indonesia dihadapkan pada tantangan berat dimana makin kecilnya kemampuan menghasilkan migas ( lifting) diikuti dengan sedikitnya jumlah cadangan minyak baru . Pada sisi lainnya kejatuhan harga minyak bumi dalam 2 tahun terakhir pada level US\$ 45-50 / barrel menyebabkan insentif bagi Contractor untuk eksplorasi semakin menurun .

Indonesia diperkirakan memiliki potensi minyak dan gas bumi di 60 cekungan, atau paling banyak 128 cekungan migas. Dari cadangan terbukti minyak bumi 3,6 miliar barel (2014), jika dikelola pada tingkat produksi saat ini, maka akan habis dalam 11 tahun. Cadangan ini sangat rendah, jika dibandingkan misalnya dengan cadangan di Amerika Serikat (36,5 miliar barel), apalagi dengan Venezuela (300 miliar barel) atau Saudi Arabia (270 miliar barel). Adapun cadangan terbukti gas bumi tahun 2014 diperkirakan mencapai 100,3 TCF dan akan bertahan selama 32 tahun. Usia cadangan migas ini cukup mengkhawatirkan, karena selama 5 tahun terakhir ini, memang cadangan terbukti migas mengalami penurunan.

Ketahanan energi Indonesia memang tergolong rapuh antara lain karena aspek ketersediaan tidak terpenuhi. Ditinjau dari *supply* dan *demand* saat ini Indonesia mengalami deficit minyak bumi yang besar karena produksi domestik tidak cukup untuk memenuhi permintaan dalam negeri. Dengan proyeksi pertumbuhan minyak bumi sebesar 2,5% per tahun, maka deficit minyak bumi yang saat ini sebesar 800 ribu barrel per hari akan meningkat mencapai 2 juta bph pada 2025. Untuk gas bumi , saat ini Indonesia memang masih mengekspor gas. Namun dengan tingkat pertumbuhan domestik gas yang tumbuh 2-3% per tahun dan rencana PLN untuk mengoperasikan pembangkit 10.000 MW listrik berbahan bakar gas , maka pada tahun 2019 Indonesia sudah mengimpor gas. (PEF , 2016) .

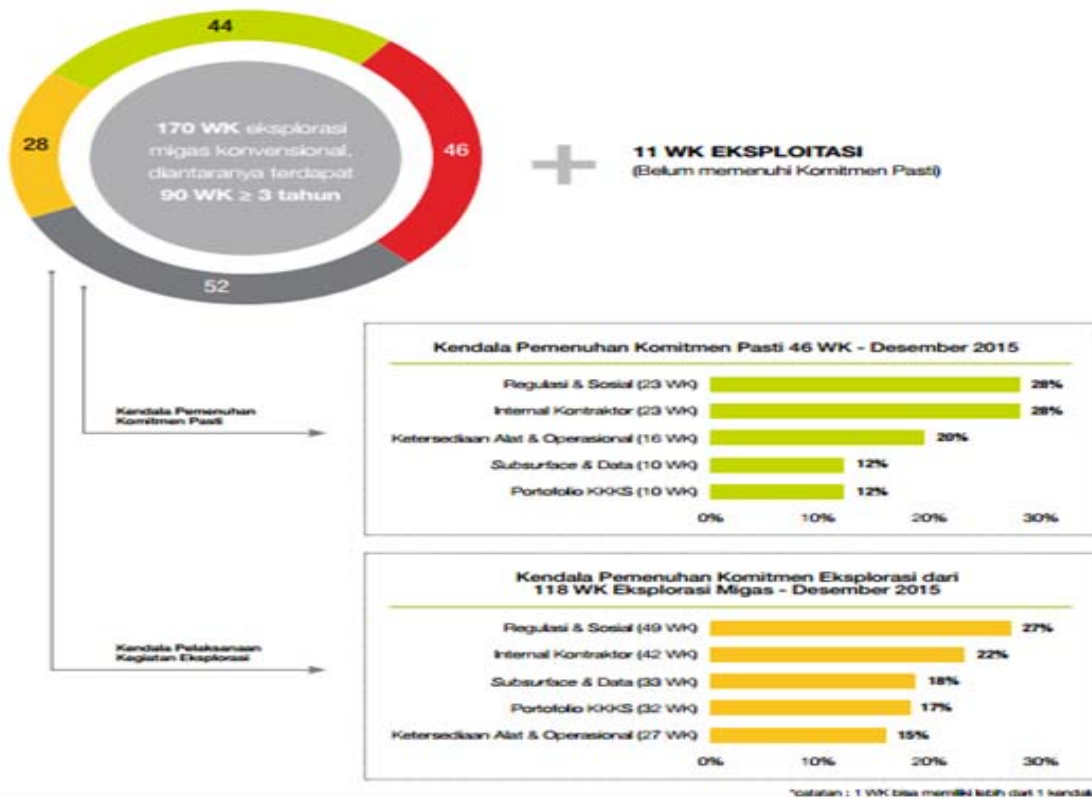
Kebanyakan produksi minyak di Indonesia dilaksanakan oleh para kontraktor asing menggunakan pengaturan kontrak pembagian produksi. Chevron Pacific Indonesia, anak perusahaan Chevron Corporation, adalah produsen minyak mentah terbesar di negara ini, berkontribusi sekitar 40% dari produksi nasional. Penurunan produksi minyak bumi Indonesia yang menyertai peningkatan permintaan domestik telah mengubah Indonesia menjadi importir minyak dari tahun 2004 hingga saat

ini, sehingga Indonesia harus menghentikan keanggotaan jangka panjangnya (1962-2008) di OPEC. Indonesia telah bergabung kembali dengan OPEC pada tahun 2015, namun harus menghentikan kembali karena kepentingan nasional.

Masalah yang lebih fundamental yang sedang dihadapi pemerintah adalah belum ditemukannya cadangan minyak yang besar selain Blok Cepu. Sejak tahun 2010-2013, laju penemuan cadangan dibandingkan dengan produksi atau *Reserve to Production Ratio* (RRR) baru sekitar 55%, artinya Indonesia lebih banyak memproduksi minyak bumi dibandingkan menemukan cadangan minyak. Padahal idealnya setiap 1 barel minyak yang diproduksi harus dikompensasi dengan penemuan cadangan sejumlah 1 barel juga, sehingga RRR sekurangnya mencapai 100%. Beberapa penyebab rendahnya pencapaian angka ini, antara lain karena masih rendahnya kompetensi para Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) dalam melakukan eksplorasi, terlihat dari banyaknya KKKS yang tidak mampu merealisasi komitmen eksplorasinya. Selain itu, ada perusahaan yang mengelola lebih dari 30 Wilayah Kerja sehingga secara teknis dan finansial menjadi kurang sehat dan produktif.

Kendala lain yang klasik adalah : perizinan daerah, kelambatan pembebasan lahan, sosial dan keamanan. Contractor masih mengeluhkan hal tersebut sebagai prioritas yang harus diselesaikan. (lihat infografis ).Contohnya, jadwal pembebasan lahan yang berlarut-larut di Blok Cepu, telah menyebabkan keterlambatan *onstream* POD lapangan Banyu Urip, yang seharusnya direncanakan *onstream* pertama kali tahun 2008, menjadi tahun 2014 dan tahun 2015. Tidak kalah pentingnya, saat ini perusahaan merasa terbebani dengan Pajak Bumi dan Bangunan Migas yang sebelumnya ditanggung oleh pemerintah, namun sejak tahun 2010 dimasukkan sebagai komponen biaya bagi KKKS Migas pada masa eksplorasi dan baru dapat dibebankan sebagai biaya ketika berproduksi

Gambar 1 : Kelemahan operasi KKKS



Sumber : Annual Report SKK Migas 2015

### Peningkatan Fungsi Pengawasan

Pasca pembubaran BP MIGAS pemerintah membentuk Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) lewat Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 9 Tahun 2013. Dalam Perpres 9/2013 juga disebutkan, SKK Migas wajib memberikan laporan kepada Presiden setiap enam bulan. Dalam hal ini, Menteri ESDM bertugas membina, mengkoordinasikan dan mengawasi penyelenggaraan SKK Migas

Sesuai Permen Menteri ESDM No 17 Tahun 2017 tentang organisasi dan tata kerja SKK Pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, maka SKK Migas diberikan tugas untuk melaksanakan penyelenggaraan pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi di bawah pembinaan, koordinasi, dan pengawasan Menteri. SKK Migas mempunyai tugas melaksanakan pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi berdasarkan Kontrak Kerja Sama agar pengambilan sumber daya alam Minyak dan Gas Bumi milik negara dapat memberikan manfaat yang maksimal bagi negara untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.

Dalam konteks ini maka SKK Migas menyelenggarakan fungsi: a. pemberian pertimbangan kepada Menteri atas penyiapan dan penawaran Wilayah Kerja serta Kontrak Kerja Sama; b. penandatanganan Kontrak Kerja Sama; c. pengkajian dan penyampaian rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dalam suatu Wilayah Kerja kepada Menteri untuk mendapatkan persetujuan; d. pemberian persetujuan rencana pengembangan lapangan selain sebagaimana dimaksud dalam huruf c; e. pemberian persetujuan rencana kerja dan anggaran KKKS; f. pelaksanaan monitoring dan pelaporan kepada Menteri mengenai pelaksanaan Kontrak Kerja Sama; g. penunjukkan penjual Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi bagian negara yang dapat memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi negara.

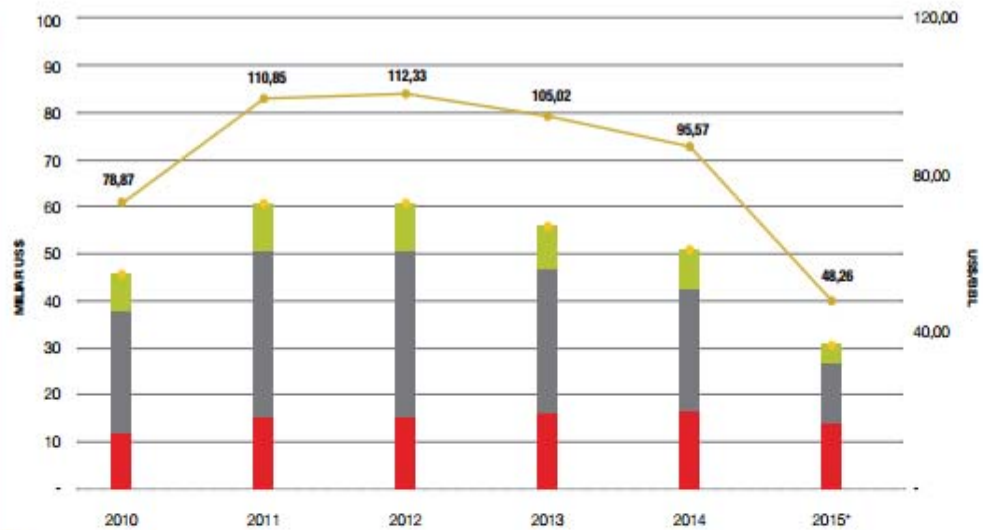
Dalam Annual Report SKK Migas tahun 2015 disebutkan bahwa bagian Pemerintah (Gov share ) hanya mencapai US\$ 11,9 billion ,sementara bagian Contractor total mencapai US\$ 17,5 billion , terdiri atas *Contractor share* sebesar US \$ 4,1 billion dan *Cost Recovery* sebesar US\$ 13,4 billion (selengkapnya lihat Gambar 2). Kondisi ini anomali karena ditengah menurunnya produksi minyak bumi (*lifting*) yang tajam , penurunan *cost recovery* tidak proporsional. Melambungnya *cost recovery* menunjukkan masih adanya kelemahan SKK Migas dalam monitoring dan melakukan penegakan compliance . Kemampuan analisa dalam persetujuan kontrak baru yang dituangkan dalam *Plan of Development* (POD) dan analisa *Working Program & Budget* (WP&B) juga perlu ditingkatkan untuk me-reduksi kemungkinan proposal yang tidak tepat sasaran.

Gambar 2 Perkembangan Distribusi Penerimaan Migas 2010-2015

**DISTRIBUSI  
PENERIMAAN SEKTOR  
HULU MIGAS**

● ICP Rata-rata

\*1) Data tahun 2015 berdasarkan  
FQR Kuartal IV tahun 2015  
per 19 April 2016 (unaudited)



	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
Cost Recovery	11,8	15,2	15,5	15,9	16,3	13,4
Indonesia Share	26,5	35,9	35,4	31,2	26,8	11,9
Net Contractor Share	7,6	10,2	10,3	9,4	8,2	4,1
Gross Revenue	45,9	61,3	61,3	56,5	51,2	29,4

Penurunan *Indonesian Crude Price* (ICP) secara signifikan (turun 50% dari tahun 2014) berdampak langsung terhadap penurunan penerimaan negara di tahun 2015, dengan rata-rata rasio penerimaan negara (*Total GOI Take*) terhadap pendapatan kotor (*Gross Revenue*) sebesar 40%, sementara rata-rata rasio penerimaan Kontraktor KKS (*Net Contractor Take*) terhadap pendapatan kotor (*Gross Revenue*) sebesar 14%. Hal ini menunjukkan Pemerintah masih mendapat benefit yang cukup, namun *Return on Investment* (ROI) dari mitra Kontraktor KKS mengalami penurunan. Untuk itu, perlu dukungan Pemerintah dalam memberikan deregulasi yang lebih sederhana, serta insentif fiskal secara selektif, untuk menjaga iklim investasi di hulu migas yang kondusif dan tetap menguntungkan.

Sumber : Annual Report SKK Migas 2015

Menurut survey **Wood McKenzie(2015)** , perusahaan multinational migas melakukan langkah efisiensi radikal untuk mengurangi dampak merosotnya harga minyak dunia .Langkah yang dilakukan diantaranya : *cut spending on high cost projects (EOR)*, *push contractors to cut cost* , *defer E&A cost*, *cut discretionary expenditures*. Hal ini tentu terjadi juga di Indonesia . Merosotnya Harga minyak dunia saat ini mengakibatkan **penurunan Alokasi CAPEX dan Aktifitas Kegiatan Hulu Migas** secara signifikan (44% thn.2016) . Dalam Jangka Pendek, target Produksi / Lifting APBN untuk Minyak khususnya, sulit tercapai, karena anggaran untuk kegiatan sektor Produksi di lapangan eksisting juga mengalami pemotongan (36% thn.2016). Sementara itu terjadi juga penurunan Anggaran & Aktifitas untuk Kegiatan Pengembangan (67% thn.2016) sehingga ketiadaan Lapangan baru akan semakin mengakselerasi “decline rate” dari produksi migas Nasional. Minimnya alokasi anggaran dan Kegiatan Eksplorasi (serta minat untuk investasi Eksplorasi) akan mengakibatkan “Reserves Replacement” semakin negatif.

## Kebijakan Gross Split

Dalam upaya untuk meningkatkan penerimaan negara dari sektor migas, Pemerintah telah mengeluarkan Permen No 8 Tahun 2017 tentang kontrak bagi hasil dengan skema gross split. Skema ini pada intinya mengatur blok yang berakhir masa kontraknya dan tidak diperpanjang akan menggunakan kontrak bagi hasil *gross split*. Sedangkan wilayah kerja yang habis kontraknya dan diperpanjang, maka pemerintah dapat menetapkan bentuk kontrak kerja sama semula atau bentuk *gross split*. Menteri ESDM nantinya menetapkan bentuk dan ketentuan-ketentuan pokok kontrak bagi hasil *gross split*. Kontrak ini setidaknya memuat tiga persyaratan. *Pertama*, kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan pemerintah sampai titik penyerahan. *Kedua*, pengendalian operasi berada pada SKK Migas. *Ketiga*, modal dan risiko seluruhnya ditanggung kontraktor.

Kontrak bagi hasil *gross split* ini menggunakan mekanisme bagi hasil awal (*base split*) yang dapat disesuaikan berdasarkan komponen variabel dan komponen progresif. Besaran bagi hasil awal untuk minyak bumi yang menjadi bagian negara sebesar 57 persen, sisanya kontraktor. Sedangkan bagian negara dari gas bumi sebesar 52 persen dan sisanya menjadi hak kontraktor.

Bagi hasil awal itu digunakan sebagai acuan dasar dalam penetapan bagi hasil pada saat persetujuan rencana pengembangan lapangan. Selanjutnya, bisa disesuaikan dengan komponen variabel dan progresif. Komponen variabel yang dimaksud adalah status wilayah kerja, lokasi lapangan, kedalaman *reservoir*, ketersediaan infrastruktur pendukung, dan jenis *reservoir*. Selain itu, kandungan karbondioksida, kandungan hidrogen-sulfida, berat jenis minyak bumi, tingkat komponen dalam negeri pada masa pengembangan lapangan. Terakhir adalah tahapan produksi.

Sedangkan komponen progresif terdiri dari harga minyak bumi dan jumlah kumulatif produksi minyak dan gas bumi. Harga minyak bumi ini mengacu Indonesian Crude Price (ICP). Jika harga di bawah US\$40 per barel maka bagian kontraktor bertambah 7,5 persen, sedangkan harga di atas US\$ 115 maka bagiannya berkurang 7,5 persen. Penyesuaian bagi hasil akibat komponen minyak bumi dilaksanakan setiap bulan berdasarkan hasil evaluasi SKK Migas. Evaluasi berdasarkan harga ICP bulanan. Jika suatu lapangan tidak mencapai keekonomian tertentu, Menteri Energi dapat memberikan tambahan persentase bagi hasil paling banyak lima persen ke kontraktor. Sementara jika melebihi keekonomian, negara bisa mendapat tambahan lima persen.

Dengan skema *gross split* ini diharapkan terjadi insentif bagi kontraktor untuk menghasilkan kinerja lebih baik karena insentif yang tersedia. Sementara bagi pemerintah akan lebih mudah karena sudah tidak perlu dipusingkan lagi dengan persoalan *cost recovery* . Apakah KKKS tertarik dengan skema ini ? Karena baru diintroduksi maka respon market masih beragam , terjadi pro dan kontra. Pihak yang kontra menyatakan dalam situasi harga minyak dibawah US\$ 50/barrel ,maka insentif yang ditawarkan dianggap kurang menarik . Semakin tingginya risiko eksplorasi di Indonesia , ditambah rumitnya regulasi terutama di Daerah dan infrastruktur yang belum memadai , menjadi alasan yang dikemukakan . Regime *cost recovery* dianggap masih memberikan kepastian buat KKKS.

### **Harapan Ke Depan**

Beban tugas pengelolaan migas akan semakin berat dengan situasi saat ini kedepan dimana banyak Wilayah Kerja KKKS (Kontraktor Kontaktor Kerja-Sama) yang berada pada akhir masa kontrak (8 WK thn 2018), sehingga berpotensi terjadinya akselerasi penurunan produksi disatu sisi dan peningkatan Cost Recovery pada masa transisi alih kelola kepada Kontraktor baru/Pertamina. Sementara Rendahnya harga minyak dunia thn.2015-2016 telah mengakibatkan merosotnya Target Produksi & Penerimaan Negara pada tahun tsb dan masih akan mempengaruhi iklim investasi hulu migas kedepan, sehingga upaya peningkatan produksi dan pengelolaan cost recovery kedepan akan semakin berat .

Menghadapi situasi turbulensi yang terus menekan tersebut , maka kemampuan pihak regulator (Ditjen Migas) dan pengawas (SKK Migas) perlu ditingkatkan secara lebih signifikan. Dibutuhkan kepemimpinan yang lebih kuat , kemampuan *visionary leadership* , serta kemampuan berpikir yang bersifat *strategic orientation*. Kepemimpinan ini mengkombinasikan bukan saja penekanan pada aspek *compliance* namun juga kebijakan yang *pro-business*.